Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques

Stéphane Petibon

▶ **To cite this version:**

Stéphane Petibon. Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques. Micro et nanotechnologies/Microélectronique. Université Paul Sabatier - Toulouse III, 2009. Français. NNT : . tel-00377788

HAL Id: tel-00377788

https://theses.hal.science/tel-00377788

Submitted on 23 Apr 2009

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

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

Université de Toulouse

THÈSE

En vue de l'obtention du

DOCTORAT DE L'UNIVERSITÉ DE TOULOUSE

Délivré par *l'Université Toulouse III - Paul Sabatier*
Discipline ou spécialité : *Génie Electrique*

Présentée et soutenue par *M. PETIBON Stéphane*
Le *20 Janvier 2009*

Titre : *Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques*

JURY

MAYER Didier	*Rappoteur*
SCHAEFFER Christian	*Rapporteur*
MATTERA Florence	*Examinatrice*
BIDAN Pierre	*Examinateur*
VERMEERSCH Marc	*Examinateur*

Ecole doctorale : *GEET*
Unité de recherche : *Laboratoire d'Analyse et d'Architecture des Systèmes*
Directeur(s) de Thèse : *ALONSO Corinne* *Directrice de Thèse*
ESTIBALS Bruno *Co-directeur de Thèse*
Rapporteurs : *MAYER D., SCHAEFFER C.*

A mes parents, Jean-Claude et Jocelyne

A ma sœur, Nathalie

AVANT PROPOS

Le travail présenté dans ce manuscrit de thèse a été effectué au sein du groupe Intégration de Systèmes de Gestion de l'Énergie dans le Laboratoire d'Analyse et d'Architecture des Systèmes du CNRS de Toulouse.

Je remercie Monsieur Chatila, directeur du LAAS, ainsi que Monsieur Sanchez, co-directeur, pour m'avoir permis d'effectuer cette thèse dans ce laboratoire d'excellence. Je remercie tout autant Madame Bafleur qui dirige actuellement le groupe ISGE pour permettre à ses chercheurs et doctorants d'évoluer dans des conditions matérielles de travail optimales.

Je voudrais aussi remercier l'aide et la collaboration de Lionel Séguier (Joe Bar Team), Cédric Cabal (L'Aveyron-Girondin), Adan Simon (The Globetrotteur) et Jean-François Reynaud (El Franco-Espagnol). Sans cette équipe de choc, mes travaux de thèse n'auraient pas été aussi complets. Ils ont aussi su créer et entretenir une ambiance convivial au sein du groupe (autour d'un café ou d'une pinte de Guinness).

Je n'oublie pas bien sûr mes collègues de bureau qui m'ont supporté et soutenues pendant ces trois années. Je pense bien sure à Julie Le Gal pour ses conseils et son humour, à Florence Capy pour ses fou-rires, à Gabriel Civrac pour ses rébus surprenant et le petit dernier, Elias Al Alam, pour ses questions perspicaces sur la langue française.

Je remercie l'appui et la gentillesse de Sylvain Godet, Aloña Berasategi, Pierre Aloïsi, Olivier Gantet, Cyril Lahore, Frédéric Blanc, Vincent Boitier. Et à toutes les personnes appartenant ou non à la famille du LAAS, qui ont contribué de près ou de loin, directement ou indirectement à l'aboutissement de ce travail, trouvez ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.

Je tiens particulièrement à remercier Monsieur Jean-Marc Roussel professeur d'électronique de puissance à l'IUT de Châteauroux. Enseignant passionné et très pédagogue, il a su me captiver et me guider vers des études supérieures sur Toulouse.

Je tiens également à exprimer ma reconnaissance envers Monsieur Bruno Estibals, co-directeur de thèse, pour ces qualités humaines et ses nombreux conseils tout au long de ce travail de recherche.

Le lien qui unit un doctorant à son directeur de thèse est très particulier. Il ne s'agit pas d'un rapport professeur-élève et encore moins chef-employé. Il consiste à transmettre, aider et motiver sans non plus étouffer. C'est délicat et complexe. Corinne Alonso a superbement joué ce rôle. J'ai tendance à croire que les vrais éloges sont silencieux….

Les remerciements (souvent la seule partie lue à la fois en intégralité et par tous les lecteurs..) sont clos. Place à la thèse.

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION GÉNÉRALE 1

2. DÉVELOPPEMENT PHOTOVOLTAÏQUE, PERSPECTIVES ET R&D. 7

2.1. Introduction. 9

2.2. La conversion photovoltaïque. 10

2.2.1. Principe de la conversion Photoélectrique 10
2.2.2. Modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque 13

2.3. Les différentes filières photovoltaïques. 15

2.3.1. La filière à base de Silicium Cristallin. 15
2.3.2. Les cellules multi-jonctions à haut rendement. 18
2.3.3. Nouvelles technologies photovoltaïques. 20
2.3.4. Technologie couche-mince. 22

2.4. Projet de recherche ATOS. 29

2.5. Conclusion. 31

3. LES DIFFÉRENTES CHAÎNES DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE ET LEURS ÉVOLUTIONS. 39

3.1. Introduction. 41

3.2. Architecture classique d'un générateur photovoltaïque. 42

3.3. Définitions des rendements associés à la chaîne de conversion 45

3.4. La connexion directe GPV-charge comme mode de transfert de puissance. 47

3.5. La connexion GPV-charge via un étage d'adaptation continu-continu. 49

3.5.1. Introduction. 49
3.5.2. Principe de fonctionnement d'un étage d'adaptation DC-DC. 49
3.5.3. Les avancées. 51
3.5.4. Intérêts de la discrétisation. 53

3.6. La connexion GPV-charge via un étage d'adaptation continu-alternatif. 55

3.6.1. Introduction. 55
3.6.2. L'onduleur central. 56
3.6.3. Les onduleurs strings. 57
3.6.4. Les onduleurs intégrés aux panneaux PV. 58
3.6.5. La conversion multi-string 59

3.7. Étude de nouvelles architectures d'association pour cellule tandem dans le cadre ATOS. 61

3.8. Conclusion. 66

4. DÉVELOPPEMENT D'ARCHITECTURES DISTRIBUÉES DÉDIÉES AU PHOTOVOLTAÏQUE. 69

4.1. Introduction. 71

4.2. Les micro-convertisseurs comme étages d'adaptation. 72

4.3. Étude d'un micro-convertisseur BUCK utilisé comme étage d'adaptation. 74

4.3.1. Étude d'un micro-convertisseur BOOST utilisé comme étage d'adaptation. 77
4.3.2. Synthèse et bilan de puissance. 79

4.4. Amélioration de la commande MPPT. 80
4.4.1. Principe de recherche du Point de Puissance Maximum du LAAS. 80
4.4.2. Numérisation de la commande MPPT. 84
4.4.3. Développement d'une MPPT Numérique avec MLI interne. 88
4.4.4. Autre optimisation de la commande MPPT Semi-Numérique. 91
4.4.5. Synthèse de l'évolution de la commande MPPT. 92
4.5. Validations expérimentales. 93
4.5.1. Réalisation et validations expérimentales d'un micro-convertisseur Buck. 93
4.5.2. Réalisation et validations expérimentales d'un micro-convertisseur Boost. 97
4.5.3. Synthèse des validations expérimentales. 99
4.6. Conclusion. 100
5. ÉTUDES COMPARATIVES DES DIFFÉRENTES MICROSTRUCTURES D'ADAPTATION. 103
5.1. Introduction. 105
5.2. Présentation du banc d'acquisition solaire. 105
5.3. Premiers tests. 108
5.3.1. Introduction. 108
5.3.2. Étage d'adaptation de type Boost. 108
5.3.3. Étage d'adaptation de type Buck. 111
5.4. Études comparatives entre une connexion directe et une connexion via un étage d'adaptation. 113
5.4.1. Introduction. 113
5.4.2. Préparation des mesures comparatives. 114
5.4.3. Premières journée de mesures. 116
5.4.4. Seconde série de mesures. 118
5.4.5. Synthèse des essais comparatifs entre une connexion directe et une connexion via un étage d'adaptation. 119
5.5. Études comparatives entre une gestion globale et une gestion distribuée. 120
5.6. Études comparatives des différentes architectures de gestion des cellules Tandem. 122
5.6.1. Introduction. 122
5.6.2. Association Série. 123
5.6.3. Association Parallèle. 125
5.7. Conclusion. 129
6. CONCLUSION GÉNÉRALE ET PERSPECTIVES. 131
ANNEXES. 137

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2-1. Performance de la filière Silicium simple jonction. 25
Tableau 3-1- Caractéristiques techniques des différents systèmes de configurations. 59
Tableau 3-2-Caractéristiques électriques des modules Solems 61
Tableau 4-1- Convertisseurs DC-DC du commerce. 74
Tableau 4-2. Évolution de la carte de commande MPPT du LAAS-CNRS 93
Tableau 4-3. Caractéristiques des Interrupteurs de Puissance. 95
Tableau 5-1- Mesures énergétiques et rendements associés pour les deux structures d'adaptation photovoltaïque (connexion directe & connexion par étage d'adaptation). 119
Tableau 5-2-Mesure de l'Énergie Maximale, l'Énergie Produite et l'Énergie Transmise associées aux différents rendements moyens des deux architectures de gestion. 122
Tableau 5-3- Bilans d'énergie et de rendements comparés d'une chaîne de conversion photovoltaïque distribuée avec étages d'adaptation et d'une chaîne de conversion type tandem sous connexion directe. 125
Tableau 5-4. Bilans d'énergie et rendements associés d'une chaîne de conversion photovoltaïque distribuée et d'une association parallèle tandem sous connexion directe. 128

LISTE DES FIGURES

Figure 2-1. Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM. 10
Figure 2-2. Spectres Solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM. 11
Figure 2-3. Schéma de principe de la conversion photoélectrique. 12
Figure 2-4. Caractéristiques I(V) d'une cellule photovoltaïque soumise à différents éclairements. 13
Figure 2-5. Schéma électrique équivalent d'une cellule en silicium cristallin. 14
Figure 2-6. Caractéristique courant-tension d'une cellule en silicium multi-cristallin. 14
Figure 2-7. Notion de facteur de forme FF pour une cellule photoélectrique. 15
Figure 2-8. Schéma électrique équivalent d'une cellule solaire en silicium sous PSIM. 15
Figure 2-9. Schéma de principe d'une cellule à base de silicium cristallin. 16
Figure 2-10. Exemple de chaîne de production de cellules photovoltaïques en silicium. 16
Figure 2-11-Évolution de la taille des cellules silicium photovoltaïques ces dernières années. 17
Figure 2-12. Principe de la cellule à hétérojonction. 19
Figure 2-13. Schéma de principe d'un concentrateur photovoltaïque. 20
Figure 2-14. Schéma de principe d'une cellule organique 21
Figure 2-15. Cellule solaire tout organique sur substrat souple. 22
Figure 2-16. Procédé technologique de dépôt chimique nommé PECVD. 23
Figure 2-17-Schéma de principe d'une cellule à base de silicium amorphe et comparaison à une cellule en silicium cristallin. 24
Figure 2-18. Schéma simplifié d'un module a-Si en couche mince 24
Figure 2-19. Caractéristique courant-tension d'une cellule en silicium amorphe. 25
Figure 2-20. Schéma de principe d'une cellule à base de CIGS. 26
Figure 2-21. Caractéristique courant-tension d'une cellule CIGS. 27
Figure 2-22. Cellule Tandem a-S_i/µc-S_i & spectre solaire et spectres d'absorption. 28
Figure 2-23-Caractéristique courant-tension d'une cellule Tandem a-S_i/µc-S_i. (a) Courbe réelle, (b) Courbe simulée. 28
Figure 2-24. Module photoélectrique en pm-Si:H développé par le LPICM. Association de 8 cellules en série. 30
Figure 2-25-Projet ATOS - Cellule Tandem avec électrode intermédiaire pour une gestion indépendante de chaque cellule. 30
Figure 2-26- Rendements record de cellules photovoltaïques obtenus en laboratoire. Source NREL. 32
Figure 2-27. Caractéristiques électriques simulées de cellules à simple jonction issues de différentes filières photovoltaïques. 33
Figure 3-1. Caractéristiques résultantes d'un groupement de n_s cellules en série. 42
Figure 3-2. Caractéristiques résultant d'un groupement de n_p cellules en parallèle. 43
Figure 3-3. (a) Architecture Classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protections. (b) Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode by-pass et mise en évidence du courant de circulation I_{PV} 44
Figure 3-4. Caractéristique $I_{PV}(V_{PV})$ d'un panneau photovoltaïque BP 585 et effet d'occultation d'une des 36 cellules qui composent le module PV. 44
Figure 3-5. Chaîne de conversion photovoltaïque. 46
Figure 3-6. Connexion directe GPV-Charge via une diode anti-retour. 47
Figure 3-7-Caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque en connexion directe GPV-Charge. 48
Figure 3-8. Caractéristiques I(V) d'un panneau solaire Photowatt PWX850 en fonction de la température et de l'irradiance reçue. 48
Figure 3-9.Chaine de conversion photovoltaïque avec convertisseur DC/DC contrôlé par une commande MPPT sur charge DC. 50
Figure 3-10. Schémas de principe d'une connexion via a) un étage d'adaptation avec MPPT et b) d'une connexion directe. 51
Figure 3-11- Comparaison de η_{MPPT} pour une connexion directe (Diode) et à l'aide d'un étage d'adaptation de type Boost avec MPPT (MPVE). 52

Figure 3-12. Caractéristiques $P_{PV(}V_{PV}$) d'un panneau photovoltaïque et effets d'occultation d'une des cellules qui composent le module PV. 53
Figure 3-13. Systèmes photovoltaïques installés (a) sur un véhicule hybride (b) sur un voilier. 54
Figure 3-14. (a) Satellite Giove du programme de positionnement par satellite européen Galileo (b) Détail d'un panneau solaire du télescope Hubble heurté par un débris spatial 55
Figure 3-15. Structure Photovoltaïque intégrée en brise soleil sur le site Tenesol Toulouse. 55
Figure 3-16. Schémas de principe de différentes topologies d'installations PV connectés à un réseau électrique. 57
Figure 3-17. Exemples d'installations photovoltaïques ayant besoin de plusieurs onduleurs. 57
Figure 3-18. Nouvelle structure de conversion multi-string mixte. 59
Figure 3-19. Structure de conversion multi-string avec distribution MPPT et mise en série des DC-DC. 60
Figure 3-20. Prix des onduleurs PV en fonction de la puissance nominale installée. 61
Figure 3-21. Caractéristiques I(V) des générateurs PV Solems (Toulouse, sous 1000W/m², 26°C, inclinaison de 35°). 62
Figure 3-22. Circuit de mise en série des modules PV avec diode anti-retour simulant un module PV à base d'une association de cellules tandem en couche minces sans électrodes intermédiaires. 62
Figure 3-23. Caractéristiques électriques simulées des deux GPV mise en série. Puissance PV fonction de sa tension. 63
Figure 3-24. Proposition d'association en parallèle des cellules PV avec diodes anti-retour en supposant les problèmes d'isolation par électrodes intermédiaires résolus. 63
Figure 3-25. Caractéristiques électriques P(V) simulées des deux GPV associés en parallèle. Puissance PV fonction de sa tension. 64
Figure 3-26. Circuit de connexion des cellules couche mince tandem conçues dans l'ANR ATOS à l'aide d'étages d'adaptation. Proposition de mise en parallèle sur une charge donnée. 64
Figure 3-27. Évolution des puissances des deux GPV disposant chacun d'un étage d'adaptation, en fonction du temps. 65
Figure 3-28. Cellules Tandem avec un étage d'adaptation par niveau de cellule. 66
Figure 4-1. Nouvelle architecture distribuée dédiée aux applications photovoltaïques proposée par le LAAS. 73
Figure 4-2. Étage d'adaptation abaisseur de tension d'un GPV avec fonction MPPT relié à une batterie (Vbat < Vopt PV). 75
Figure 4-3. Convertisseur Synchrone Buck. 76
Figure 4-4. Évolution du rendement théorique de l'étage de puissance (η_{conv}) de type Buck fonction de la puissance d'entrée pour différentes valeurs de tension de batterie. 76
Figure 4-5. Rendement théorique d'un Buck en fonction de la puissance d'entrée pour différentes valeurs de tension batterie. 77
Figure 4-6. Étage d'adaptation élévateur de tension d'un générateur photovoltaïque avec fonction MPPT relié à une batterie ($V_{bat} > V_{optPV}$). 78
Figure 4-7-Convertisseur élévateur de tension de type Boost. 78
Figure 4-8. Rendement théorique η_{conv} du convertisseur de type Boost en fonction de la puissance d'entrée pour des tensions batterie de 8 et 12V. 79
Figure 4-9. Bilan des puissances théoriques d'un étage d'adaptation de type Boost avec commande MPPT alimentant une batterie de 12V, pour une puissance d'entrée de 1W. 80
Figure 4-10. Différents points de fonctionnement $P_{PV}(V_{pv})$ d'un GPV soumis à une consigne MPPT extrémale 81
Figure 4-11. Évolution du point de fonctionnement d'un GPV associé à un étage d'adaptation avec MPPT. 83
Figure 4-12. Diagramme de fonctionnement de la commande MPPT analogique du LAAS-CNRS. 83
Figure 4-13. Conséquences d'un changement d'éclairement sur la courbe de puissance d'un GPV et sur la recherche du PPM. 84
Figure 4-14. Loi de commande MPPT Semi-Numérique du LAAS-CNRS. 84
Figure 4-15. Diagramme de fonctionnement de la MPPT Numérique. 85
Figure 4-16. Schéma bloc de l'algorithme MPPT numérique. 86

Figure 4-17. Circuit électrique d'un étage d'adaptation boost contrôlé par commande MPPT semi-numérique ayant un GPV comme source d'entrée et une batterie 12V comme charge. 86
Figure 4-18. Résultats de simulation d'un étage d'adaptation Boost avec MPPT semi-numérique inséré entre un GPV et une batterie 12V. Variables électriques de sortie du GPV et tension de commande Vc. 87
Figure 4-19. Première commande MPPT Semi-Numérique (V0). 87
Figure 4-20. Relevé expérimental des variables de sortie d'un GPV fonctionnant à l'aide d'un CS boost comme étage d'adaptation et la MPPT extrêmale V0 sur batterie de 12V. 88
Figure 4-21. Commande MPPT entièrement Numérique version 1. 89
Figure 4-22. Schéma bloc de l'algorithme MPPT numérique avec fonction MLI. 89
Figure 4-23. Variables de sortie d'un GPV fonctionnant avec un Boost contrôlé par MPPT de type extrêmale entièrement Numérique (version 1) sur batterie de 12V. 90
Figure 4-24. Répartition des pertes de la carte de commande MPPT semi-numérique V0 (≈90mW). . 91
Figure 4-25. Étage d'adaptation de type Buck pouvant transférer 2 W_c d'un GPV et piloté par la commande MPPT Semi-Numérique version 2. 92
Figure 4-26. Étage d'adaptation de type Boost de 2 Watts crête avec commande MPPT Semi-Numérique V.3. 92
Figure 4-27. Étage d'adaptation de type Buck synchrone avec fonction MPPT pour un GPV relié à une batterie ($V_{bat} < V_{opt\ PV}$). 94
Figure 4-28. Rendement η_{conv} en fonction de la puissance d'entrée du convertisseur buck synchrone V_{in}=6V et V_{out}=2V. 94
Figure 4-29. Répartition des pertes dans le micro-convertisseur buck synchrone réalisé au LAAS pour une Puissance d'entrée à transférer de 1W et des MOSFET référencés MGSF1N02. 95
Figure 4-30. Rendement η_{conv} du buck synchrone pour différents interrupteurs de puissance.V_{in}=6V et V_{out}=2V. 96
Figure 4-31. Réponse d'un GPV à a-Si avec étage buck avec commande MPPT V3. 97
Figure 4-32. Étage d'adaptation de type boost avec fonction MPPT pour un GPV relié à une batterie (Vbat < Vopt PV). 97
Figure 4-33. Rendement η_{conv} du convertisseur boost en fonction de la puissance d'entrée. Pour V_{in}=6V et V_{out}=12V. 98
Figure 4-34. Répartition des pertes dans le boost Pour une puissance d'entrée de 1W. 98
Figure 4-35. Relevé expérimental en régime établi d'un Boost avec fonction MPPT semi-numérique V3 connecté à une batterie 12V. 99
Figure 4-36. Réponse d'un système GPV muni d'un étage d'adaptation Boost avec commande MPPT V3. 99
Figure 4-37. Diagrammes de bilan des puissances des étages d'adaptation développés par le LAAS-CNRS. 100
Figure 5-1. Schéma de principe d'une carte d'acquisition du banc de mesure développée au LAAS. 106
Figure 5-2. Schéma de principe du banc de mesure automatisé avec traitement informatique. 107
Figure 5-3. Courbes d'étalonnage a) en courant et b) en tension des capteurs d'une carte d'acquisition du banc de mesure solaire. 107
Figure 5-4. Schéma de principe d'une chaîne de conversion photovoltaïque avec étage d'adaptation et sa commande MPPT. 108
Figure 5-5. Relevés expérimentaux de la puissance PV et du rendement de l'étage d'adaptation sur une journée. Tests expérimentaux réalisés le 26 Avril 2008. 108
Figure 5-6. Détail des relevés de puissance PV et de rendement de l'étage d'adaptation à l'aube. Tests expérimentaux réalisés le 26 Avril 2008. 109
Figure 5-7. Tensions et courants d'entrée et de sortie de l'étage d'adaptation Boost avec MPPT Version 2. 110
Figure 5-8. Schéma bloc du programme « sécurités » implémenté dans le microcontrôleur de la carte de commande d'un micro-convertisseur. 111
Figure 5-9. Caractéristiques I(V) des deux différents GPV constituant chaque partie d'une nouvelle cellule Tandem de type ATOS. 111
Figure 5-10. Schémas de principe des mesures des chaines de conversion photovoltaïque élémentaires avec étages d'adaptation buck et MPPT soumises à évaluation. 112

Figure 5-11. Caractéristiques de puissance PV et rendement de l'étage d'adaptation Buck pour les deux PV Solems sur une même journée de fonctionnement. 112
Figure 5-12. Schémas de principe des mesures comparatives (a) d'une connexion directe (b) d'une connexion via un système d'adaptation avec MPPT. 113
Figure 5-13. Caractéristiques P(V) du 14/150/300TD à différentes heures d'une journée. 113
Figure 5-14. Évolution des P_{MAX} pour deux panneaux de mêmes lots de fabrication et références sur une journée de fonctionnement. 114
Figure 5-15. Tracé des P_{MAX} du PV10 en fonction des P_{MAX} du PV11 et extraction des paramètres A et B de la droite de régression linéaire obtenue..... 115
Figure 5-16. Puissance P_{PV} et rendements η_{MPPT} et η_{conv} d'un GPV référencé 14/150/300TD connecté directement avec diode anti-retour à une batterie de 6V. 116
Figure 5-17. Puissance P_{PV} et rendements η_{MPPT} et η_{conv} d'un GPV référencé 14/150/300TD connecté avec un étage d'adaptation Boost et MPPT à une batterie de 6V..... 116
Figure 5-18. Lien entre les η_{MPPT} et l'évolution de la tension batterie pour les deux systèmes de gestion. 117
Figure 5-19. Évolution des puissances P_{PV} pour une connexion directe (Diode) et une connexion via l'étage d'adaptation (MPPT) à une même charge, relevées sur 4 jours consécutifs. 118
Figure 5-20. Schémas de principe des mesures comparatives menées entre une gestion globale de 3 GPV en parallèle et une gestion distribuée..... 120
Figure 5-21. Caractéristiques P(V) de 3 panneaux photovoltaïques 14/150/300TD mis en parallèle avec diodes anti-retour. 121
Figure 5-22. Caractéristiques de puissances fournies par les GPV pour une gestion globale de 3 GPVs en parallèle et une gestion distribuée (3*µBoost), relevés sur 2 jours consécutifs. 121
Figure 5-23. Schémas de principe de comparaisons menées entre (a) une architecture Tandem classique en connexion directe avec une charge et (b) une architecture entièrement distribuée..... 123
Figure 5-24. Caractéristiques (a) I(V) et (b) P(V) d'une association série de deux GPV de caractéristiques distinctes. 123
Figure 5-25. Courbes de puissances disponibles en sortie de chaque type d'association de GPV pour une association série et pour une architecture distribuée, sur une journée de fonctionnement. 124
Figure 5-26. Schémas de principe des mesures comparatives (a) architecture Tandem à électrodes intermédiaires permettant une association électrique parallèle sous connexion directe avec une charge et (b) architecture entièrement distribuée. 126
Figure 5-27. Caractéristiques (a) I(V) et (b) P(V) d'une association parallèle de deux GPV de caractéristiques distinctes. 126
Figure 5-28. Courbes de puissance en sortie de GPV pour une association tandem parallèle et une architecture distribuée sur une journée de fonctionnement. 127
Figure 5-29. Comparaison des rendements η_{MPPT} d'une connexion directe et d'une architecture distribuée pour des panneaux tandem parallèles. 128

LISTE DES ABRÉVIATIONS

DC	Direct Current
AC	Alternating Current
AM	Air Mass
PV	Photovoltaïque
GPV	Générateur Photovoltaïque
Icc	Courant de Court-Circuit
Vco	Tension de Circuit Ouvert
PPM	Point de Puissance Maximum
I_{opt} et V_{opt}	Courant et Tension Optimaux au PPM
MPPT	Maximum Power Point Tracking
η_{PV}	Rendement d'un GPV
η_{MPPT}	Rendement MPPT
η_{conv}	Rendement de conversion
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion (PWM en anglais)
D	Rapport Cyclique
R_{dson}	Résistance à l'état passant d'un interrupteur Mosfet
Q_g	Gate Charge
TCO	Transparent Conductive Oxide

CHAPITRE 1

1. INTRODUCTION GÉNÉRALE.

INTRODUCTION

Depuis le début du siècle, la consommation énergétique mondiale est en très forte croissance dans toutes les régions du monde. Il semble que tendanciellement, les consommations d'énergie vont continuer à augmenter, sous l'effet de la croissance économique d'une part, et de l'augmentation de la consommation d'électricité par habitant d'autre part, quels que soient les cas de figures envisagés. On parle périodiquement de diverses solutions techniques permettant de "continuer à vivre comme maintenant" sans que cela n'aggrave nos émissions de gaz à effet de serre, en attendant tranquillement que l'efficacité énergétique permette de diminuer les émissions. Mais il est important de savoir que l'on ne peut pas filtrer l'atmosphère pour en retirer le gaz déjà émis. La technique ne peut donc rien sur ce plan, et ne nous évitera pas un réchauffement programmé et inévitable d'au moins 1°C en un siècle. Souvent, la révolution des énergies renouvelables est avancée comme un dénouement à tous nos problèmes de production d'énergie électrique. Mais il serait plus raisonnable de voir ces nouvelles solutions techniques comme un simple frein au réchauffement climatique à condition que notre consommation énergétique ne continue pas d'augmenter exponentiellement. Cela éviterait ainsi de reproduire les mêmes erreurs du passé en pensant à des solutions "miracles" qui seraient inépuisables et sans impact sur notre mode vie ou sur l'environnement.

Presque toutes les énergies renouvelables sont des dérivées de l'énergie solaire : le vent, le rayonnement solaire, la force de l'eau sont des produits directs ou indirects de l'activité solaire. Seule la géothermie échappe à cet inventaire. Le Soleil envoie chaque année à la surface de la Terre à peu près 10 000 fois plus d'énergie que la planète en consomme. Il est donc légitime d'essayer d'en tirer profit. L'énergie photovoltaïque, basée sur la conversion du rayonnement électromagnétique solaire en électricité, représente l'une des ressources énergétiques renouvelables à part entière. Même si cette ressource est maintenant de mieux en mieux reconnue en tant que source potentielle d'énergie, cela n'a pas été facile face aux nombreux préjugés existants sur ce sujet. On a reproché par exemple à l'énergie solaire d'être intermittente (jour, nuit, saison), de ne pas être fiable et de dépenser plus d'énergie pour la conception d'un panneau solaire qu'il ne peut en fournir durant toute sa durée de vie. Ces affirmations sont en passe d'être aujourd'hui dénigrées par les progrès techniques accomplis sur les cellules photoélectriques mais également sur le traitement de l'énergie. Actuellement, la plupart des panneaux photovoltaïques produisent largement plus d'énergie au cours de leur vie que l'énergie nécessaire à leur production. On a vu apparaître ces dernières années la notion de remboursement énergétique noté EPT (Energy Payback Time). Selon les technologies et les lieux de production, l'EPT s'étend de 2 à 4 ans pour des panneaux ayant une durée de vie de 15 à 25 ans. Les progrès de fabrication ont été considérables ces dernières années permettant d'avoir des fonctionnements de générateurs photovoltaïques garantis au-delà de 25 ans avec en plus des coûts de fabrication qui tendent à baisser quand on ramène le prix de l'installation au prix du Watt Crête.

Prenons l'exemple de modules solaires photovoltaïques ayant des rendements de conversion de 10% et recevant un ensoleillement journalier moyen de 4000 Wh/m^2, ($1000W/m^2$ pendant 4 heures), leur production annuelle peut être estimée à 130 kWh/m^2 en France. Si on compare ces chiffres à la totalité de la production électrique française d'environ 545 milliard de kWh par an, il faudrait couvrir environ 5 000 km² de surface pour d'obtenir la même production. Soit 460 000 terrains de football ou bien 80% de la région Haute-Garonne. Cela peut paraître beaucoup, mais en sachant qu'en France la surface bâtie représente 11 630

km² (chiffre INSEE 2004), il suffirait donc d'installer des modules photovoltaïques sur la moitié des toits de chaque construction pour produire l'énergie suffisante à notre besoin. Bien sûr, il n'est pas si simple de remplacer globalement la production d'électricité actuelle par une production d'origine renouvelable. Le premier blocage pour le changement, au-delà des solutions techniques proposées, est que ce sont souvent des sources intermittentes et aléatoires d'électricité. A l'avenir, une complémentarité des différentes sources d'énergie autant fossiles que renouvelables devrait se mettre en place progressivement pour obtenir globalement une production plus maîtrisable en adéquation avec nos besoins.

Ainsi, en ce qui concerne l'énergie photovoltaïque traitée dans ce mémoire de thèse, nous pouvons considérer cette source d'énergie comme une des énergies renouvelables capable de produire de l'électricité en grande quantité sur du long terme sans trop émettre de gaz à effet de serre. Il reste encore quelques problèmes techniques à résoudre pour rendre cette énergie compétitive par rapport aux autres solutions et en premier lieu, le fait d'être une source intermittente d'électricité difficile à anticiper et à contrôler la rend difficile à exploiter au moment où on en a besoin. La question du prix élevé de l'électricité photovoltaïque est également souvent avancée comme un frein important au développement de cette ressource énergétique, à juste titre. Cependant, ce prix, aujourd'hui à environ 5 € par $W_{crête}$ [1], baisse régulièrement avec les avancées technologiques diverses. L'objectif des professionnels est de passer dans quelques années, sous la barre symbolique de 1 € par $W_{crête}$[2]. Quelle que soit la baisse des coûts atteinte, cela rend cette énergie de plus en plus intéressante pour le grand public.

Si on se penche sur les diverses avancées technologiques effectuées ces dernières années, on voit apparaître dans la littérature quantités de matériaux différents ainsi que plusieurs assemblages possibles pour créer un générateur photovoltaïque fiable. Pour l'utilisateur final, la nature technologique de la cellule utilisée pour produire de l'énergie importera donc peu en premier lieu. Les paramètres plus pertinents sont donc tout d'abord le prix du watt crête du module (€/Wc), son rendement, sa durée de vie, sa taille, son poids, son apparence esthétique et l'impact de la fabrication et du retraitement sur l'environnement. Ainsi, en fonction des applications visées, chaque critère sera plus ou moins pondéré pour mieux sélectionner les meilleures combinaisons (système autonome hautement sécurisé, système de forte production pour la connexion réseau, production domestique, systèmes embarqués et portables, etc …).

Du point de vue des chercheurs, une bonne compréhension des différentes technologies de cellule et de module est cruciale pour continuer à réduire les coûts, augmenter les performances et améliorer l'impact sur l'environnement en trouvant par exemple des solutions de recyclage dès la conception de nouveaux modules PV. De nombreuses technologies sont aujourd'hui opérationnelles mais beaucoup exigent encore des travaux de recherche et de développement spécifiques pour atteindre le degré de maturité nécessaire à une forte production.

Dans le début de ce manuscrit, nous avons donc voulu faire un bilan des différentes filières technologiques photovoltaïques afin de mieux comprendre les avancées et les perspectives à venir. Ainsi, le chapitre 2 est consacré à la synthèse de l'état de l'art actuel sur

[1] SOLARBUZZ, **« Solar Module Price Highlights: September 2008 »,** disponible sur : www.solarbuzz.com.

[2] Working group Science, Technology and Applications of the EU PV Technologiy Platform ; **« A Strategic Research Agenda (SRA) for Photovoltaic Solar Energy Technology »**, June 2007.

les différents matériaux en précisant les rendements actuels et théoriques. Nous précisons également dans ce chapitre les différentes solutions envisageables pour créer une cellule et/ou un module PV. Nous terminons ce chapitre sur le contexte de nos travaux de recherche qui se sont déroulés sur ces trois années dans le cadre de l'ANR ATOS labellisée en 2005. Ceci permet de préciser notre problématique d'augmentation de rendement par l'introduction de systèmes de conversion au plus près des cellules. Nous avons ainsi eu l'opportunité d'utiliser des modules PV innovants en couches minces et de voir la création de cellules tandem optimisées comme indiqué en fin de ce chapitre.

Dans le chapitre 3, nous avons consigné les différentes architectures de gestion photovoltaïque actuelles possibles afin de trouver la plus à même de valoriser la production énergétique de cette ressource. Nous abordons les architectures de conversion DC-DC utilisées pour apporter une solution technologique pour l'approvisionnement en électricité de zones difficilement accessibles, éloignées de tout réseau ou pour l'alimentation de secours de réseaux peu fiables mais également les structures DC-AC essentiellement utilisées pour le couplage avec les réseaux électriques publiques. Nous développerons, en fin de chapitre, les premières simulations électriques des différentes associations possibles de modules dans le cadre du projet ATOS. Ces premières recherches nous ont permis de visualiser dans sa globalité les problèmes liés à la gestion de l'énergie photovoltaïque et d'en tirer des conclusions en termes d'évolution et de valorisation.

Dans cette démarche, nous étudierons, en chapitre 4, la faisabilité à développer des organes de gestion faible puissance pour des applications photovoltaïques, nous développerons des prototypes d'étages d'adaptation performants grâce à des recherches approfondies sur les différentes commandes MPPT et sur les rendements de conversion de ces systèmes de gestion.

Le chapitre 5, quant à lui, est consacré à l'étude comparative expérimentale entre les différentes architectures de gestion photovoltaïque. Pour ce faire, dans un premier temps, nous avons réalisé des mesures journalières comparatives entre une connexion via un étage d'adaptation avec commande MPPT et une connexion directe entre un générateur photovoltaïque et une batterie. Par la suite, nous avons confronté les différentes architectures de gestion possibles, sous les mêmes conditions météorologiques, afin de trouver le système le plus à même de valoriser la production électrique solaire.

CHAPITRE 2

2. Développement photovoltaïque, perspectives et R&D.

2.1. Introduction.

Dans le contexte global d'améliorations des performances d'un système photovoltaïque (PV), il nous a semblé intéressant de commencer cette thèse par un bilan, par filière technologique, des principaux axes de développement photovoltaïques afin de mieux appréhender les potentialités de chacune. Ainsi, en comprenant mieux les fondamentaux, cela nous a permis de comprendre les propriétés de conversion de chaque solution technologique mais aussi ses limites. Nous proposons de partager cette vision globale des avancées technologiques avec le lecteur afin de pouvoir anticiper les besoins futurs et ainsi que chacun puisse se forger son propre avis sur le développement photovoltaïque du futur.

Nous rappelons brièvement le principe de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique reposant sur l'effet photoélectrique, c'est à dire sur la capacité des photons à créer des porteurs de charge (électrons et trous) dans un matériau. Le domaine « Génie électrique » étant notre spécialité, nous nous sommes attachés à utiliser des modèles électriques simplifiés pour décrire le comportement des différentes cellules rencontrées tout au long de ce chapitre.

La technologie photovoltaïque la plus utilisée depuis la création des premières cellules correspond à la filière silicium de type cristallin qui représente actuellement 90% de la production mondiale pour les applications terrestres. Ceci peut s'expliquer par le fait que l'industrie photovoltaïque profite régulièrement du développement de l'industrie des semi-conducteurs qui est capable de fournir une matière première d'excellente qualité pour les panneaux solaires ainsi que des processus de fabrication totalement maitrisés. Selon la qualité du silicium, nous rappelons les performances. Nous présentons ensuite le principe de fabrication des cellules multi-jonctions à haut rendement dont le développement a été motivé en priorité par les applications spatiales où les performances de la cellule priment sur les coûts de fabrication. Nous parlons ensuite d'une des nouvelles générations de cellules solaires, qui utilise de nouveaux matériaux de type organique. Ces nouveaux composés, en particulier les polymères, pourraient révolutionner le marché du PV grâce à leur faible coût de fabrication et leur facilité d'utilisation (flexibilité, légèreté). La recherche dans ce domaine est extrêmement active depuis plusieurs années et les avancées sont rapides. Nous abordons enfin le large domaine des cellules PV dites couche mince (« Thin-Film ») qui constitue ce que certains appellent les cellules de seconde génération car elles font historiquement suite aux cellules en silicium cristallin. Leur principal atout vient de la faible quantité de matériaux nécessaire à la fabrication d'une cellule comparativement aux cellules classiques (première génération). Les cellules couche mince les plus développées utilisent comme matériau de base le silicium amorphe, le diSéléniure de Cuivre Indium Galium (CIGS), le Tellurure de Cadmium C_dT_e) et on trouve de plus en plus de cellules multi-jonction améliorant d'autant les performances de cette filière.

Pour conclure cet état de l'art, nous introduirons le contexte des travaux de recherches engagés par le LAAS-CNRS, et faisant partie intégrante de cette thèse, dans le cadre de l'ANR ATOS (Association Tandem Optimisé pour le Solaire). Ce projet a pour objectif de développer une nouvelle filière de cellules photovoltaïques tandem en couches minces de silicium, à partir de solutions de type tandem innovantes à électrodes intermédiaires et ayant leur propre système de conversion et d'optimisation associé au plus près de chaque type de matériau.

2.2. La conversion photovoltaïque.

2.2.1. Principe de la conversion Photoélectrique.

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet (0.2 µm) à l'infrarouge lointain (2.5 µm). On utilise la notion AM pour Air Mass afin de caractériser le spectre solaire en terme d'énergie émise [1, 2]. L'énergie totale transportée par le rayonnement solaire sur une distance soleil-terre est de l'ordre de 1350W/m² (AM0) dans l'espace hors atmosphère terrestre (Figure 2-1). Lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère, il subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite de phénomènes d'absorption et de diffusion dans les gaz, l'eau et les poussières. Ainsi, la couche d'ozone absorbe une partie du spectre lumineux provenant du soleil, et en particulier une partie des ultraviolets dangereux pour la santé. Le rayonnement solaire direct reçu au niveau du sol (à 90° d'inclinaison) atteint 1000 W/m² du fait de l'absorption dans l'atmosphère (AM1). Cette valeur change en fonction de l'inclinaison des rayons lumineux par rapport au sol. Plus l'angle de pénétration θ est faible, plus l'épaisseur atmosphérique que les rayons auront à traverser sera grande, d'où une perte d'énergie conséquente. Par exemple, l'énergie directe transportée par le rayonnement solaire atteignant le sol avec un angle de 48° avoisine les 833 W/m² (AM1.5).

Pour connaître le rayonnement global reçu au sol, il faut ajouter à ce dernier le rayonnement diffus. Le rayonnement diffus concerne tout le rayonnement dont la trajectoire entre le soleil et le point d'observation n'est pas géométriquement rectiligne et qui est dispersé ou réfléchi par l'atmosphère ou bien le sol. En considérant ceci, on obtient une référence du spectre global notée AM1.5 avec une puissance de 1000W/m², la Figure 2-2 correspondant à nos latitudes.

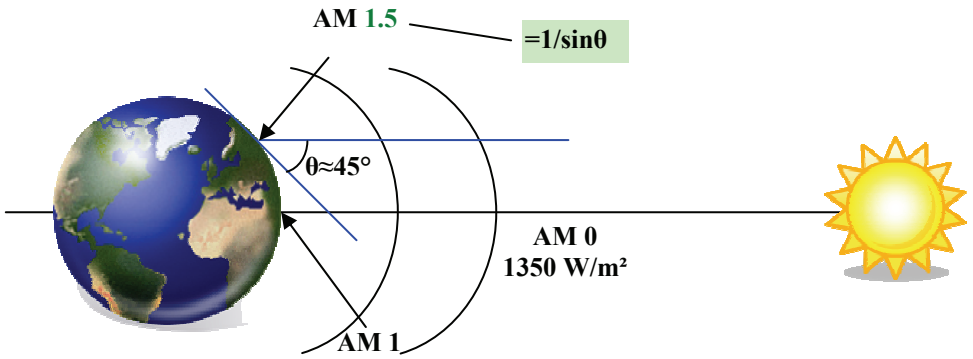


Figure 2-1. Normes de mesures du spectre d'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM.

Le scientifique français, Edmond Becquerel, fut le premier à découvrir en 1839 l'effet photoélectrique [3]. Il a trouvé que certains matériaux pouvaient produire une petite quantité de courant sous l'effet de la lumière. Par la suite, Albert Einstein a découvert, en travaillant sur l'effet photoélectrique, que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie était portée par des particules, les photons. L'énergie d'un photon est donnée par la relation :

$$E = h \cdot c / \lambda \qquad (2\text{-}1)$$

où h est la constante de Planck, *c* la vitesse de la lumière et λ sa longueur d'onde. Ainsi, plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande. Cette découverte value à Albert Einstein le prix Nobel en 1905.

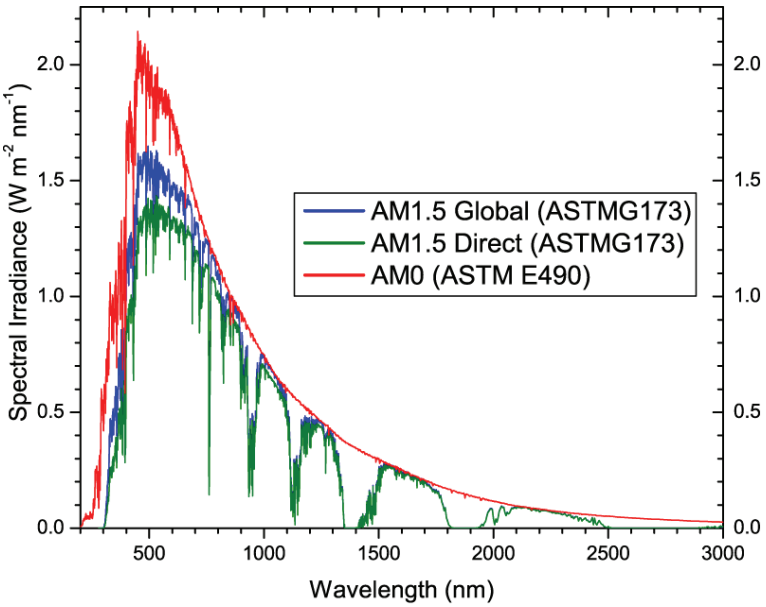


Figure 2-2. Spectres Solaires relevés dans plusieurs conditions selon la convention AM. Source NREL solar spectrum.

La conversion photovoltaïque aujourd'hui largement utilisée peut être simplement définie comme la transformation de l'énergie des photons en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière. Lorsqu'un photon est absorbé par le matériau, il passe une partie de son énergie par collision à un électron l'arrachant littéralement de la matière. Ce dernier étant précédemment à un niveau d'énergie inférieur où il était dans un état stable passe alors vers un niveau d'énergie supérieur, créant un déséquilibre électrique au sein de la matière se traduisant par une paire électron-trou, de même énergie électrique. Généralement, la paire électron-trou revient rapidement à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique. De même, toute l'énergie des photons n'arrivant pas à se transformer en électricité est absorbée par le matériau sous forme thermique. Le matériau constituant les capteurs PV a alors sa température interne qui augmente proportionnellement à l'énergie solaire reçue. Le taux de conversion photon-électron est faible car un certain nombre de conditions doivent être réuni pour que ce phénomène se produise. L'effet thermique est donc majoritaire sur la plupart des capteurs détériorant d'autant plus les performances de ces derniers [4].

Même si le phénomène électrique est secondaire devant le phénomène thermique, récupérer tout ou partie de l'énergie électrique est le premier objectif des capteurs photovoltaïques sous forme de cellules ou de générateurs. Cela est possible grâce par exemple à des cellules solaires réalisées en associant un matériau semi-conducteur dopé N[3] à un autre semi-conducteur dopé P[4], Figure 2-3. L'énergie produite par l'absorption d'un photon dans un matériau se traduit du point de vue électrique par la création d'une paire électron-trou. Cette réaction entraine une différence de répartition des charges créant ainsi une différence de potentiel électrique, c'est l'effet photovoltaïque. Le fait d'avoir associer deux types de

[3] Le dopage de type N consiste à avoir un excès d'électrons dans le matériau.
[4] Le dopage de type P consiste à avoir un excès de trous dans le matériau.

matériaux pour créer une jonction permet de pouvoir récupérer les charges avant que ces dernières ne se soient recombinées dans le matériau qui redevient alors neutre. La présence de la jonction PN permet ainsi de maintenir une circulation de courant jusqu'à ses bornes. Le nombre de photons par unité de longueur d'onde est une donnée à connaître pour les applications photovoltaïques pour estimer l'énergie totale disponible. La longueur d'onde correspondant au maximum de photons est de l'ordre de 650-670nm.

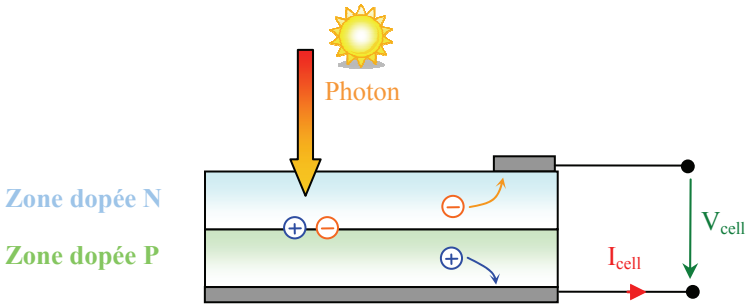


Figure 2-3. Schéma de principe de la conversion photoélectrique.

La plupart des cellules photovoltaïques utilisent des semi-conducteurs pour récolter les paires électron-trou créées par la collision des photons dans le matériau. Cependant, selon le matériau utilisé, le nombre de photons utiles (qui peuvent être absorbés) diffère. En effet, chaque matériau possède son propre gap énergétique (bande d'énergie interdite). Tout photon possédant une énergie inférieure à ce gap et arrivant à la surface du matériau n'aura pas assez d'énergie pour arracher un électron au matériau même s'il entre en collision avec un. Le courant produit par un capteur PV est donc beaucoup plus faible que la quantité de photons arrivant sur le matériau car plusieurs conditions doivent être réunies pour que réellement l'énergie d'un photon se traduise en courant (compatibilité du matériau avec les longueurs d'ondes du spectre solaire, énergie des photons à leur arrivée sur le matériau, probabilité de rencontre d'un photon avec un électron, incidence du rayonnement, épaisseur du matériau, …). De plus, un autre compromis doit être fait par le concepteur de capteurs PV. Si le gap du matériau est grand, peu de photons auront assez d'énergie pour créer du courant mais aux bornes de la cellule, la tension en circuit ouvert sera grande et facilitera d'autant plus l'exploitation de l'énergie électrique. A l'inverse, un matériau avec un faible gap absorbe plus de photons mais présente une tension plus faible à ses bornes. Ce compromis a été quantifié par Shockley et Quessier [5]. Ainsi par exemple, avec un seul matériau, le rendement de conversion maximal théorique est de 31% pour un gap énergétique d'environ 1.4eV. Par comparaison, le gap du silicium qui est aujourd'hui le matériau le plus utilisé pour constituer des cellules dans les capteurs PV terrestres, n'est pas très loin de cet optimum avec 1.12eV. Ainsi, le maximum théorique pour une simple jonction Si est d'environ 29%.

La différence de potentiel présente aux bornes d'une jonction PN soumise à un éclairement est également mesurable entre les bornes de la cellule PV. Typiquement, la tension maximale d'une cellule (PN) est d'environ 0.5 à 0.8V. Elle peut être directement mesurée à ses bornes sans charge (circuit ouvert). Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{oc}). Lorsque les bornes d'une cellule sont court-circuitées, on peut mesurer le courant maximal produit par la cellule PV et on le nomme communément courant de court-circuit (I_{cc}). Ces valeurs peuvent changer fortement en fonction du matériau utilisé, de la température et de l'ensoleillement. La Figure 2-4 représente les caractéristiques typiques mesurables $I_{cell}=f(V_{cell})$ d'une jonction PN soumise à un flux lumineux constant et dans l'obscurité [6].

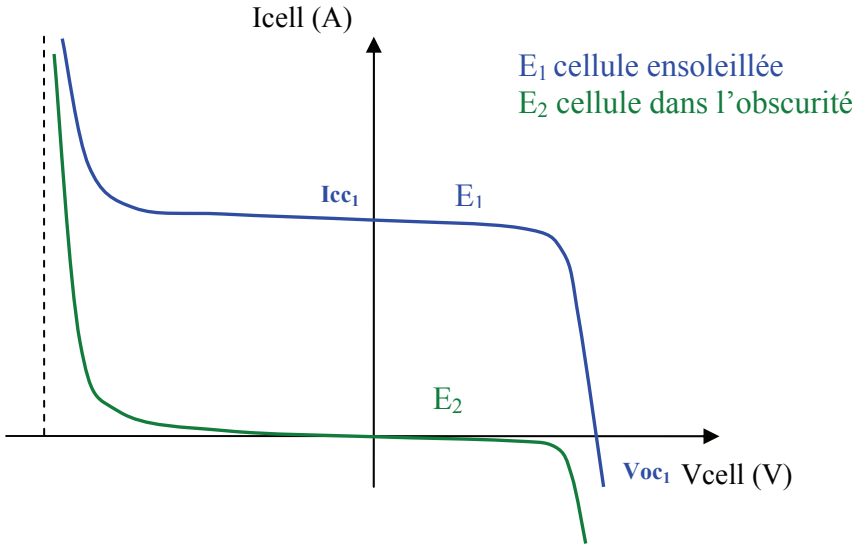


Figure 2-4. Caractéristiques I(V) d'une cellule photovoltaïque soumise à différents éclairements.

On parle souvent de rendement de conversion pour des cellules photovoltaïques, ce terme correspond à la capacité de la cellule à transformer l'énergie des photons qui la percutent. Ces mesures sont aujourd'hui normalisées. Les cellules solaires sont donc testées par les constructeurs sous un spectre lumineux artificiel correspondant à un spectre solaire typique AM1.5 (soit à l'irradiance totale reçue sur le sol terrestre à une altitude de 0° avec un angle de 48°) sous une température fixe de 25°C. Pour simplifier, cette convention a permis de normaliser les rendements donnés dans les notices des capteurs afin de pouvoir les comparer. La puissance moyenne totale reçue lors des tests par les cellules assemblées en module PV est de 1000W/m² sous 25°C.

De nombreux scientifiques travaillent sur l'augmentation des rendements de conversion des cellules photovoltaïques. Actuellement, les panneaux commerciaux ont pour la plupart d'entre eux, un rendement d'environ 14%. Ceci peut se traduire par la production de 140 Watts crêtes pour un module PV qui reçoit 1000 W/m^2. Les recherches sur les matériaux qui constituent les cellules sont en plein essor de même que celles sur l'optimisation de fabrication de cellules et de panneaux PV. Pour mieux situer nos travaux sur les systèmes de conversion juste à la sortie des cellules et des panneaux, il nous a semblé important de faire une synthèse des avancées actuelles accomplies sur la production de l'énergie PV. Les sections suivantes de ce chapitre exposent ainsi les avancés et les innovations majeures apportées aux matériaux photovoltaïques dans la course au rendement énergétique. Auparavant, nous rappelons brièvement les modélisations électriques que nous utilisons et les principales définitions en vigueur.

2.2.2. Modélisation électrique d'une cellule photovoltaïque.

Lorsqu'une jonction PN réalisée à partir de matériaux sensibles à la lumière est éclairée, elle présente la particularité de pouvoir fonctionner en générateur d'énergie. Ce comportement en statique peut être décrit par l'équation électrique définissant le comportement d'une diode classique. Ainsi, le régime électrique statique d'une cellule

photovoltaïque constituée d'une jonction PN en silicium peut être décrit via l'équation suivante :

$$I_{CELL} = I_{cc} - I_{Sat}\left[\exp\left(\frac{V_{CELL} + (I_{CELL} \times R_{serie})}{nV_T}\right) - 1\right] - \frac{V_{CELL} + (I_{CELL} \times R_{serie})}{R_{shunt}} \quad (2\text{-}2)$$

où $V_T = \frac{K \times T}{e}$ représente le potentiel thermodynamique, I_{sat}, le courant de saturation de la jonction, K, la constante de Boltzman (1.381 10^{-23} Joules/Kelvin), T, la température de la cellule en Kelvin, *e,* la charge d'un électron, n, le facteur de non idéalité de la jonction, I_{CELL}, le courant fourni par la cellule, V_{CELL}, la tension aux bornes de la cellule, I_{CC}, le courant produit par la cellule lorsqu'elle est mise en court-circuit, R_{shunt}, la résistance modélisant les courants de fuites de la jonction, et finalement, R_{serie}, la résistance série caractérisant les diverses résistances de contacts et de connexions. La Figure 2-5 représente avec des composants électriques, le comportement électrique équivalent déduit de l'équation (2-2).

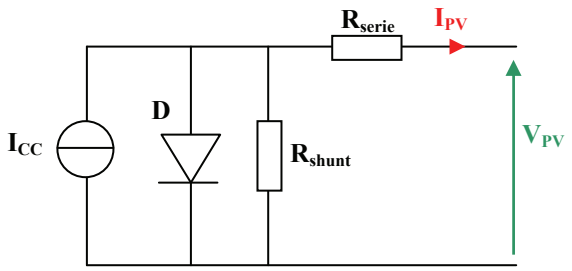
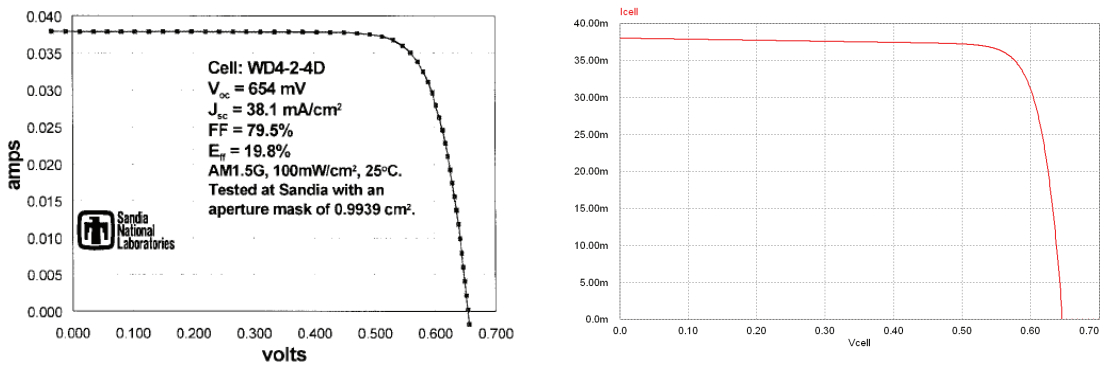


Figure 2-5. Schéma électrique équivalent d'une cellule en silicium cristallin.

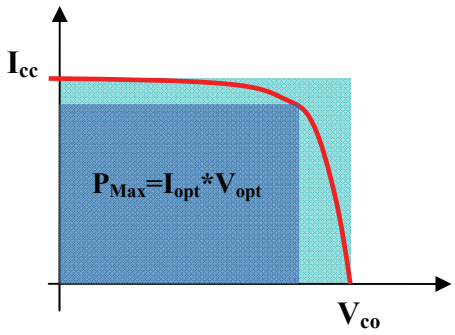
La courbe présentée en Figure 2-6 (a) représente la caractéristique courant-tension normalisée notée I(V) d'une cellule solaire en silicium multi-cristallin ayant un rendement de 19.8%. La densité de courant délivrée par la cellule, ici notée J, est exprimée en ampère par unité de surface (cm²). La tension présente aux bornes de la cellule est exprimée en volt et ne dépend pas de la surface de la cellule. Le courant de court-circuit de la cellule est de 38.1mA/cm² (noté dans les notices constructeurs I_{cc} ou alors I_{sc} pour la terminologie anglaise signifiant Short-Circuit current) et la tension de circuit ouvert s'élève à 654mV (V_{oc}, pour Open Circuit Voltage).



(a) (b)

Figure 2-6. Caractéristique courant-tension d'une cellule en silicium multi-cristallin.
(a) Courbe réelle mesurée par le constructeur, (b) Courbe simulée.

Un paramètre important est souvent utilisé à partir de la caractéristique I(V) pour qualifier la qualité d'une cellule ou d'un générateur PV : c'est le facteur de remplissage ou fill factor (FF). Il est illustré sur la Figure 2-7. Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée P_{max} et la puissance formée par le rectangle $I_{cc}*V_{oc}$. Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales.



$$FF = \frac{P_{max}}{I_{cc} * V_{co}}$$

Figure 2-7. Notion de facteur de forme FF pour une cellule photoélectrique.

Le modèle électrique de la Figure 2-5 est facilement adaptable à tout logiciel de type circuit. Nous l'avons utilisé pour modéliser par exemple la caractéristique d'une cellule en silicium multi-cristallin à l'aide du logiciel de simulation électrique PSIM. Nous retrouvons en Figure 2-8, les éléments du schéma électrique équivalent présenté précédemment. La résistance non-linéaire nous a servi à reproduire la caractéristique réelle d'une diode à jonction PN.

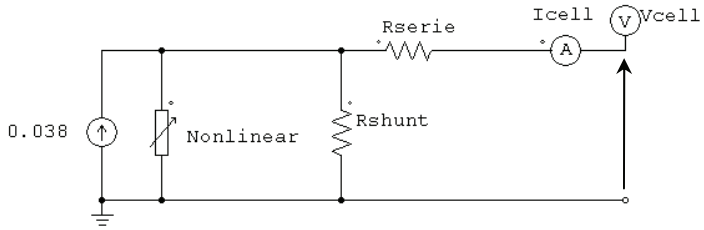


Figure 2-8. Schéma électrique équivalent d'une cellule solaire en silicium sous PSIM.

Grâce à ce montage simplifié, nous pouvons simuler les caractéristiques statiques d'une cellule photovoltaïque soumise à un ensoleillement et à une température constante donnés, quelle que soit sa technologie. Il suffit simplement de modifier les paramètres du modèle pour avoir les bonnes caractéristiques.

2.3. Les différentes filières photovoltaïques.

2.3.1. La filière à base de Silicium Cristallin.

Les modules photovoltaïques basés sur silicium cristallin dominent depuis toujours le marché avec plus de 90% des ventes. Les cellules à partir de plaquettes de silicium cristallisé (c-Si) se divisent en deux catégories distinctes, celles à partir de silicium monocristallin (mc-Si) et celles à partir de silicium poly-cristallin (pc-Si). Le silicium monocristallin est plus cher

que le silicium multi-cristallin mais permet d'obtenir un rendement plus élevé, avec près de 24.7% contre 19.8% de rendement record sur petite cellule en laboratoire [7, 8].

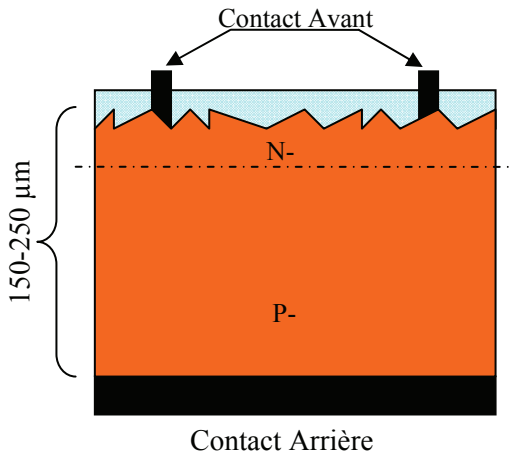


Figure 2-9. Schéma de principe d'une cellule à base de silicium cristallin.

Les modules en silicium cristallin sont fabriqués industriellement. Toutes les étapes du processus de fabrication ne cessent de progresser régulièrement afin de viser le plus possible les rendements théoriques calculés tout en évitant d'augmenter le prix des modules. Il reste encore aujourd'hui un large potentiel d'optimisation. La première étape consiste à fabriquer des lingots à base de silicium pur pour les différents processus de fusion et de cristallisation du silicium. Le matériau supérieur est le silicium monocristallin, typiquement produit par la méthode de Czochralski, consistant à introduire un germe préformé monocristallin dans le lingot de silicium en fusion [9]. Le silicium se solidifie sur ce germe et garde la même organisation cristalline que celui-ci. Le matériau inférieur est le silicium poly-cristallin, produit en lingots par le biais de différents procédés de fusion et de solidification du silicium. Sa cristallisation est assurée par un contrôle drastique de la température de solidification.

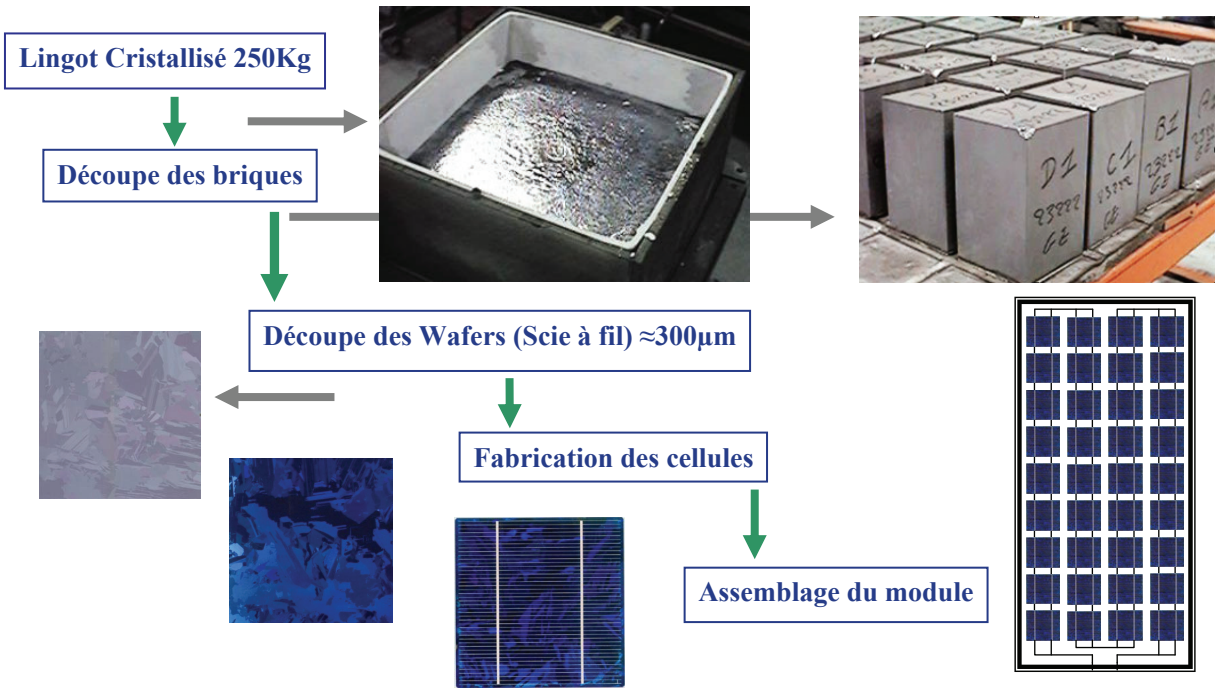
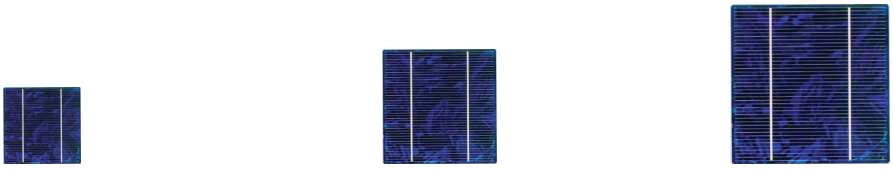


Figure 2-10. Exemple de chaîne de production de cellules photovoltaïques en silicium.

Au fur et à mesure, les dimensions des lingots ont évolué avec la technologie passant de 30kg à 100kg pour le mono-critallin et de 150 kg à 250 kg pour le multi-cristallin. Des améliorations ont également été faites à l'automatisation des processus et à la gestion de la consommation d'énergie [10]. Un problème reste cependant constant concernant la découpe des lingots en lamelles (wafers en anglais) qui entraîne une perte importante de matière. En effet, après la solidification, les lingots sont découpés en fine couche d'environ 300 µm d'épaisseur grâce à un fils de diamant abrasif de 150 µm de diamètre [11]. Actuellement, les wafers ont une taille de 125 x 125 mm pour une épaisseur de 330 µm. Aujourd'hui, en plus d'obtenir des wafers plus fins, l'objectif est de réduire les pertes liées au sciage afin d'économiser le silicium. Les industriels du photovoltaïque développent des wafers de nouvelle génération de 210 x 210 mm² et plus large encore, tout en réduisant leur épaisseur pour arriver à un objectif de 100 µm, (Figure 2-11) [12]. L'augmentation de la taille de ces cellules implique donc une augmentation de la puissance produite et donc du courant. Les cellules les plus performantes peuvent déjà fournir des courants de plus de 10 A sous une tension de 0.6V.

Une troisième technologie utilise directement le tirage de rubans à partir de bains fondus [13]. Un ruban servant de substrat passe à travers un bain de silicium en fusion, une fine couche de silicium se dépose alors sur le substrat. Cette technique permet de réaliser des wafers plus minces (150µm) et évite les pertes liées au sciage. Malgré la lenteur de déposition (quelques cm/min), la technologie ruban est un candidat prometteur à la réduction du prix du watt crête photovoltaïque.

Les wafers sont ensuite traités pour être dopés par diffusion dans le matériau même afin de constituer des jonctions PN. L'ajout d'une couche antireflet et la réalisation des contacts électriques en face arrière et en face avant (rainurage pour faciliter la collecte des porteurs) termine le processus de fabrication des cellules. Les cellules photovoltaïques ainsi finies sont assemblées entres elles (en série et/ou en parallèle) et encapsulées pour devenir un module solaire photovoltaïque pouvant fonctionner pendant plus de 20 ans. En fonction de l'agencement des cellules dans le module, on obtient la puissance désirée pour une tension de sortie optimale correspondant au point de puissance maximum de l'ensemble (12, 24, 48 V…). La grande majorité des panneaux actuels peuvent délivrer une puissance de 50 à 200 W_c.



100 x 100 mm
1996

150 x 150 mm
2003

210 x 210 mm
2008

Figure 2-11-Évolution de la taille des cellules silicium photovoltaïques ces dernières années.

Les analyses les plus récentes estiment qu'une installation solaire photovoltaïque rembourse en quelques années l'énergie nécessaire à sa fabrication et à son installation. Selon une étude de l'agence internationale de l'énergie, le temps de retour énergétique d'un système photovoltaïque est de 1,6 à 4,7 ans en France suivant l'irradiation solaire ainsi que le site et l'orientation. Pour le moment, aucune loi n'oblige les fabricants à récupérer ou à traiter les panneaux solaires en fin de vie. Cependant, avec la croissance fulgurante du marché, certains

fabricants ainsi que des organismes de recherche se sont associés pour donner naissance à une association « PV Cycle » ayant pour objectif de recycler des déchets liés aux photovoltaïques. Ainsi, le processus de démantèlement des modules préconisé fait d'abord intervenir un traitement thermique, qui permet de séparer le verre des cellules. Une fois ces éléments détachés, les cellules sont décapées chimiquement pour ôter les contacts, la couche antireflet et la couche dopante. Une fois ces opérations terminées, l'aluminium, le verre et les métaux pourront facilement être recyclés alors que les wafers intacts pourront être réutilisés à l'intérieur d'un module comme nouveaux wafers. En effet, même après 20 à 30 ans de service, la qualité d'un wafer en silicium reste identique. Par contre, les wafers cassés peuvent être refondus pour produire à nouveau des lingots de silicium, qui serviront à fabriquer de nouveaux modules. Le financement actuel d'une telle opération de recyclage est estimé à environ 20 à 40 centimes d'euros par W_c (d'après PV Cycle Deutsche Solar) [14].

La filière silicium a connu initialement un grand essor grâce à l'expérience des industries du semi-conducteur qui utilisent depuis longtemps déjà les propriétés électriques du silicium. Il est également intéressant de noter que l'industrie photovoltaïque, qui utilisait comme source de silicium les rejets de l'industrie électronique, doit maintenant faire face à une pénurie croissante de matière première de silicium de qualité solaire du fait de l'accroissement de la demande. Cette situation entraîne donc une mutation industrielle avec la mise en place progressive de nouvelles filières spécifiques de production de silicium photovoltaïque marquant une nouvelle phase de développement. Les modules photovoltaïques du commerce revendiquent aujourd'hui un rendement de 15 à 19.6% pour les cellules les plus performantes (SunPower). Le prix de revient d'un module en silicium cristallin devrait passer sous la barre de 1€/W_c dès 2013. On prévoit même 0.75€/W_c en 2020 [15]. A long terme, la technologie silicium a encore un grand rôle à jouer dans le développement photovoltaïque. Cependant, elle ne sera pas la seule technologie employée. En effet, pour baisser les prix et rendre abordable cette énergie, plusieurs tentatives de nouveaux développements technologiques existent actuellement. Nous présentons dans la suite de ce mémoire ceux qui nous semblent les plus prometteurs.

2.3.2. Les cellules multi-jonctions à haut rendement.

Aujourd'hui, la plupart des cellules photovoltaïques inorganiques sont constituées d'une simple jonction PN. Dans cette jonction, seuls les photons dont l'énergie est égale ou supérieure à la bande interdite du matériau (notée E_g en eV) sont capables de créer des paires électron-trou. En d'autres termes, la réponse photovoltaïque d'une cellule simple jonction est limitée. Seule la proportion du spectre solaire dont l'énergie des photons est supérieure au gap d'absorption du matériau est utile, l'énergie des photons plus faible n'est donc pas utilisable. D'autre part, même si l'énergie des photons est suffisante, la probabilité de rencontrer un électron est faible. Ainsi, la plupart des photons traversent le matériau sans avoir transférer leur énergie. Une première réponse pour limiter les pertes est connue de longue date du point de vue technologique, il suffit d'utiliser des systèmes à plusieurs niveaux, en empilant des jonctions possédant des gaps décroissants, (Figure 2-12). Ainsi il est possible d'exploiter le spectre solaire dans sa quasi-totalité avec des rendements de conversion très importants.

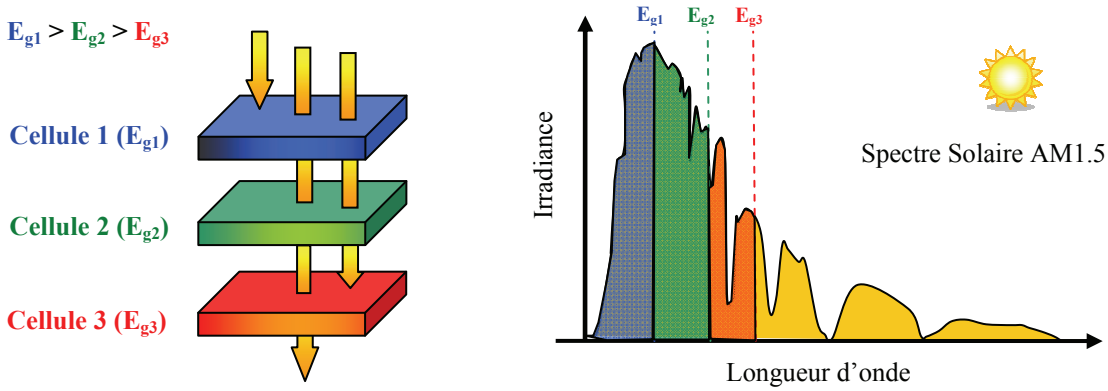


Figure 2-12. Principe de la cellule à hétérojonction.

Des cellules PV multi-jonctions à base d'associations de matériaux semi-conducteurs III-V (G_aA_s, AlG_aA_s, InG_aA_s, etc) ont ainsi été mises au point depuis les années 60 présentant des rendements très élevés supérieurs parfois à 40%. Elles ne sont pas connues du grand public à cause de leur coût de fabrication, de loin, les plus élevés actuellement (fabrication sous ultra vide, croissance très lente, problème de casses et de défauts aux interfaces). Le développement des cellules à haut rendement a été motivé en priorité par les applications spatiales. En effet, dans ce domaine, le critère principal n'est pas le prix par watt crête (€/W_c) mais plutôt le nombre de watts par kilogramme (W_c/kg). Il faut savoir qu'envoyer un satellite dans l'espace coûte entre 3 000 € et 30 000 € par kilogramme (le prix dépend de l'altitude de mise en orbite). Dès lors, il est compréhensible qu'on utilise les technologies photovoltaïques les plus performantes afin d'optimiser le poids de l'ensemble et faire en sorte qu'il soit le plus longtemps possible autonome.

Un dernier avantage à signaler pour ces cellules est leur robustesse vis-à-vis des radiations et des impacts. Au cours du temps, ces cellules ont démontré qu'il était possible d'avoir des générateurs d'énergie qui vieillissent très bien et qui peuvent produire de l'énergie même en ayant subi quelques détériorations. Le rendement des modules commercialisés contenant des cellules multi-jonction actuellement avoisine les 30% pour un spectre AM0. Certaines recherches se concentrent sur l'amélioration des technologies de fabrication pour en baisser le coût et les adapter aux besoins terrestres. Ils se frottent principalement aux problèmes d'interfaces et de passage de petits volumes de fabrication à des grandes quantités. Aujourd'hui, les véhicules de courses terrestres ou bateaux en utilisent pour assurer leur autonomie. Mais cela reste des cellules beaucoup trop chères pour des applications domestiques.

En utilisant des concentrateurs solaires, certains pensent pouvoir baisser les prix (moins de surface de cellule utilisée) et prendre une place dans le marché conventionnel terrestre. Ainsi, si on compare le meilleur rendement sans concentrateur d'une triple jonction $G_aI_nP/G_aA_s/G_e$ atteignant les 32%, cette même cellule arriverait à 40.7% avec concentrateur [16, 17]. On peut même envisager des rendements encore plus importants avec des cellules complexes de 4 à 6 jonctions voir plus [18]. L'idée basique du concentrateur photovoltaïque (CPV) est de réduire le prix de revient d'un système PV en focalisant les rayons lumineux sur une cellule solaire de surface F_c par le biais d'une lentille optique de surface F_o. Le ratio de concentration C est approximativement $C=F_o/F_c$ comme indiqué en Figure 2-13.

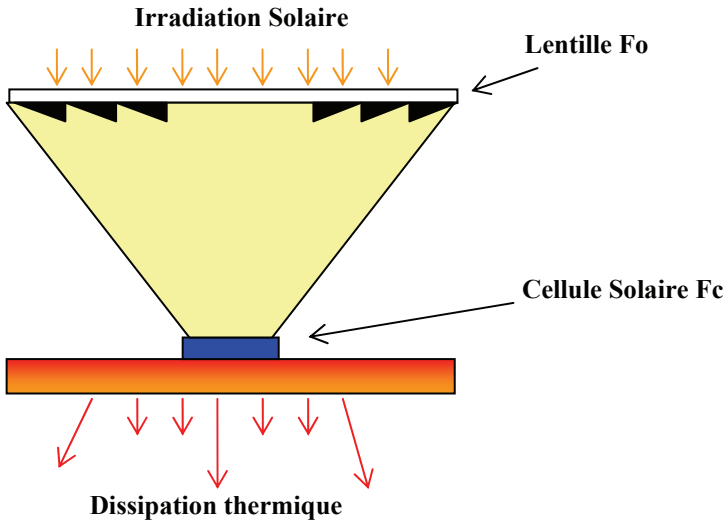


Figure 2-13. Schéma de principe d'un concentrateur photovoltaïque.

La réduction de la surface des cellules permet d'utiliser des cellules plus performantes qui étaient encore trop chères pour être utilisées sur de grandes surfaces de modules PV. En pratique, la plus grande différence à noter entre un GPV composé de modules PV classiques et un CPV est la nécessité d'ajuster pour ce dernier l'orientation du système pour suivre la course du soleil. En effet, un mauvais angle de pénétration de la lumière pourrait priver complètement les cellules de lumière, d'autant plus que ces capteurs ne peuvent utiliser que le rayonnement direct du spectre solaire. Cette fonction, réalisée par un système suiveur ou tracker, doit être prise en compte dans le prix global du CPV et représente une part non négligeable de l'investissement rendant en fin de compte ce système encore trop coûteux pour le grand public. Le nombre d'exemples de centrales solaires à concentration montrent cependant bien l'intérêt de ces systèmes et leur viabilité [19,20]. Ils sont aujourd'hui destinés aux très grandes centrales énergétiques dépassant la centaine de kW. Des problèmes thermiques liés à la concentration des rayons sur les cellules nécessitent un dispositif de dissipation thermique performant. Une technique intéressante permet d'allier la production solaire photovoltaïque à la production solaire thermique, en récupérant la chaleur émise, par le biais d'un liquide caloporteur, et ainsi créer également un chauffe-eau solaire.

2.3.3. Nouvelles technologies photovoltaïques.

On utilise de plus en plus de matériaux organiques dans le domaine de l'optoélectronique, avec des perspectives d'électronique organique voire moléculaire, pour l'éclairage à l'aide de diodes électroluminescentes organiques (OLED : Organic Light-Emitting Diode). Bien que les optimisations des matériaux à mettre en œuvre ne soient pas les mêmes, le domaine du photovoltaïque bénéficie depuis quelques années des avancées technologiques de l'optoélectronique. Ainsi, bien que cette filière soit vraiment récente, les progrès annuels sont spectaculaires. Les matériaux organiques, moléculaires ou polymériques, à base de carbone, d'hydrogène et d'azote, sont particulièrement intéressants en termes d'abondance, de coût, de poids et de mise en œuvre.

Comme les semi-conducteurs, ils possèdent des niveaux d'énergies susceptibles d'absorber les photons en créant des paires électron-trou utilisables grâce à des transitions entre les niveaux dits HOMO (Hightest occupied molecular orbital) et des niveaux dits LUMO (Lowest unoccupied molecular orbital). En l'absence de séparation, les paires électron-trou peuvent se recombiner en émettant des photons de la longueur d'onde correspondante (fluorescence, luminescence) plutôt que se convertir en chaleur comme vu précédemment pour les filières inorganiques. La séparation des charges reste encore aujourd'hui un des points bloquants pour être effectuée efficacement. Si elles peuvent être séparées et transportées vers un circuit extérieur grâce à deux phases adjacentes, on obtient alors des cellules photovoltaïques d'un nouveau type tel que celle présentée en Figure 2-14.

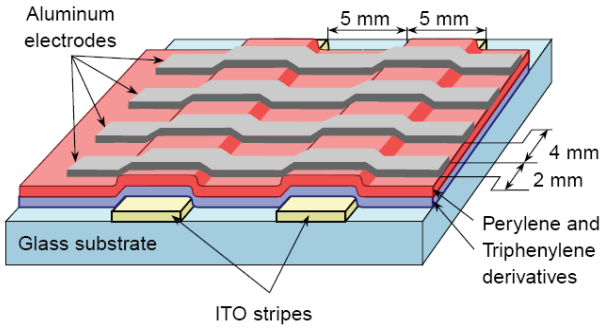


Figure 2-14. Schéma de principe d'une cellule organique

Pour en faire des cellules organiques PV à part entière dans le futur, il faut améliorer les propriétés de création de paires électron-trou dans des molécules organiques ou des polymères mais également développer des méthodes de séparation des paires en associant un matériau accepteur et un matériau donneur, grâce à des positions différentes des bandes énergétiques. On parle dans ce contexte de matériaux LUMO et HOMO. Un des points les plus difficiles est la séparation de ces deux phases qui ont tendance à se mélanger car les matériaux sont solubles l'un avec l'autre. Cependant une avancée importante a permis de séparer spontanément les donneurs et les accepteurs en rendant les matériaux non solubles [21, 22]. Dans le cas des polymères, tout se passe comme si on avait deux catégories de fibres intimement mélangées, l'une conduisant les électrons et l'autre les trous [23].

D'autres recherches se sont orientées vers un modèle de cellule photovoltaïque à la fois organique et inorganique (cellules hybrides) qui offre de nombreux avantages par rapport aux cellules traditionnelles. Ainsi, il a été élaboré une cellule nanocristalline qui imite la photosynthèse des plantes. Utilisées depuis longtemps dans les lasers à colorants ou les matériaux pour l'optique, l'utilisation efficace des molécules de colorants organiques dans le domaine du photovoltaïque, fut découvert en 1991 par Michael Graetzel. Des molécules organiques pigmentées (colorant), absorbent la lumière et libèrent ainsi des électrons. Les électrons sont véhiculés vers l'anode par une couche poreuse de dioxyde de titane (TiO2), un matériau semi-conducteur inorganique. A l'anode, les électrons sont dirigés vers un circuit externe où leur passage produit de l'énergie électrique [24, 25].

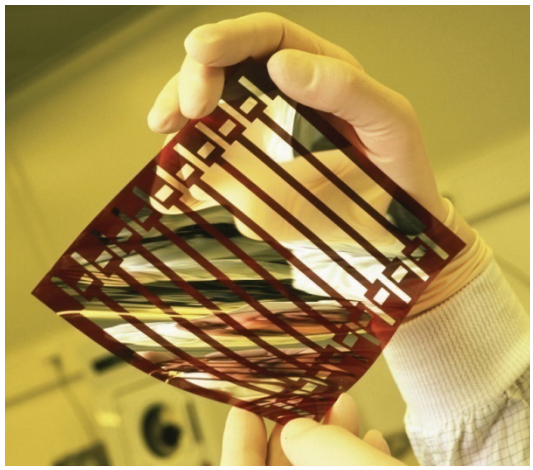


Figure 2-15. Cellule solaire tout organique sur substrat souple.

Le rendement de ces cellules solaires organiques est encore inférieur à 3% à cause justement de la nature du mélange et des problèmes de recombinaisons électroniques [26]. L'oxydation de la cellule est encore un autre problème auquel il faut se pencher en recherche pour trouver des solutions viables à long terme. Malgré tous ces inconvénients, le développement de ces cellules risque de persister à l'avenir car elles présentent une grande facilité de fabrication. En effet, les matériaux actifs peuvent s'étaler sur de grandes surfaces. Comme ces cellules peuvent facilement se développer sur matériaux souples, leur flexibilité quasi naturelle comme le montre la Figure 2-15 est également un atout. Le coût de ces cellules organiques est inférieur à celui des cellules à colorants et elles peuvent même être biodégradables. Les cellules solaires organiques avec leurs faibles coûts de matière première, leurs faibles besoins énergétiques de production et leurs capacités à être fabriquées à grande échelle sont des candidates sérieuses à fort potentiel de développement photovoltaïque à long terme.

2.3.4. Technologie couche-mince.

2.3.4.4.Introduction.

Les cellules PV dites couche mince (Thin-film) constituent ce que certains appellent les cellules de seconde génération car elles font historiquement suite aux cellules en silicium cristallin relativement épaisses. L'intérêt de la technologie couche mince vient de la faible quantité de matériaux nécessaire à la fabrication d'une cellule comparativement aux cellules classiques. Contrairement aux cellules silicium cristallin de première génération, on ne dépose que la quantité de matériau photosensible efficace pour absorber l'essentiel du rayonnement solaire (quelques microns d'épaisseurs suffisent). Par ailleurs, on utilise des méthodes de fabrication moins coûteuses des cellules qui permettent une intégration totale.
Les trois technologies émergeantes sont aujourd'hui :

- le Silicium amorphe et microcristallin noté TFS_i (Thin-Film Silicon en anglais).
- Le Semi-conducteur Poly-cristallin C_dT_e (Tellurure de Cadmium).
- L'alliage $C_u(I_n,G_a)S_{e2}$ (Cuivre-Indium/Gallium-Sélénium) noté dans la littérature CIGS.

2.3.4.5.Silicium couche-mince.

Dans la technologie TFSi basée sur le silicium non cristallisé, le silicium amorphe (noté a-Si) peut être directement déposé sur un substrat de verre à basse température par un procédé de dépôt chimique en phase vapeur assisté par plasma (PECVD pour Plasma-Enhanced Chemical Vapor Deposition) (Figure 2-16) [27]. On dépose d'abord, sur le verre, une couche d'oxyde transparente conductrice d'une épaisseur de 0,5µm (TCO pour Transparent Conductive Oxide). Cette étape est suivie par les étapes de dépôt suivantes : une couche de a-Si de type N, puis une couche a-Si semi-isolante (1µm au total) et enfin une couche de a-Si dopée P. Une dernière couche métallique arrière à base d'argent assure la connectique (Figure 2-17). Le processus de fabrication de ces cellules permet d'abaisser significativement les coûts de productions. En effet, le cycle de production ne nécessite que très peu d'énergie et le processus peut générer de grandes surfaces unitaires, de l'ordre du mètre carré, en un seul tenant. Pour fabriquer un module, il suffit d'ajouter au processus une déposition de matériau conducteur entre les cellules servant d'interconnexion entres elles (Figure 2-18). Ainsi, grâce à cette souplesse de fabrication, il est possible de fabriquer simplement des panneaux de n'importe quelle puissance et tension en fonction de la demande et de l'application.

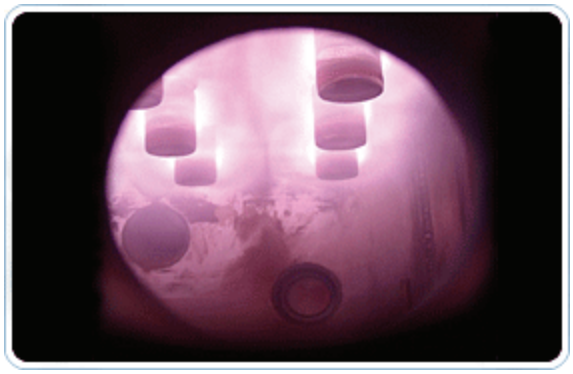


Figure 2-16. Procédé technologique de dépôt chimique nommé PECVD.

Malgré des rendements de conversion faibles de 6% à 7% (limités par le taux de recombinaisons très élevé), cette filière tend à se développer car le prix est dérisoire par rapport au coût actuel des cellules Si de première génération. Le silicium amorphe, possédant un fort coefficient d'absorption, n'a besoin que d'une très faible épaisseur de silicium, de l'ordre du micron, réduisant par conséquent considérablement les coûts de matière première et le risque de pénurie liée au manque de silicium.

Plusieurs possibilités existent pour améliorer le rendement de ces cellules dites simple jonction. De nos jours, des matériaux constituant des jonctions microcristallines (µc-Si) peuvent être ajoutés ou bien des alliages à base de S_iG_e peuvent être créés. L'introduction de ces matériaux innovants est prometteuse à long terme pour la technologie TFS_i. Cependant, ces technologies restent encore du domaine de la recherche en passe de sortir des laboratoires et subir plusieurs modifications pour s'adapter correctement à la production grande échelle industrielle. Reste également à savoir comment ces cellules vont se comporter en vieillissant. Les plus avancées du point de vue technologiques ont une durée de vie inférieure à 10 ans et ne peuvent donc pas être utilisées en toiture ou dans des accès difficiles du point de vue maintenance.

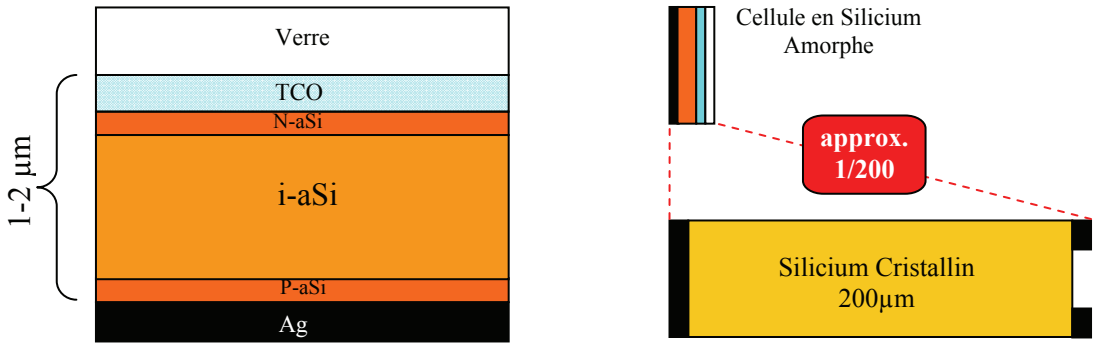


Figure 2-17-Schéma de principe d'une cellule à base de silicium amorphe et comparaison à une cellule en silicium cristallin.

Une étude [28] affirme qu'un module en a-Si produit plus d'énergie sur une année qu'un module en silicium cristallin (pour une même puissance crête installée) sur une même période et sur un même site. Ceci s'explique par un phénomène physique lié à la température. En effet, le silicium cristallin perd de ses capacités de production au fur et à mesure que la température augmente à l'intérieur du module. Cette dépendance réduit fortement le rendement des modules en été par exemple au plus fort de l'apport énergétique solaire. Un module en silicium cristallin perd environ 0,45 % de sa puissance lorsque sa température augmente d'un degré Celsius (à partir des conditions standard 25°C, AM1.5) alors que, à l'opposé, le a-Si affiche un gain de 0,175 % par °C [29,30]. De plus, le silicium amorphe reste relativement stable et peut produire de l'énergie même sous ensoleillement diffus et sous faible éclairement (et artificiel). A côté de ces points avantageux, les modules en silicium amorphe ont une durée de vie plus courte par rapport aux modules en silicium cristallin (>10 ans contre >20 ans). En effet, leur taux de dégradation est presque trois fois supérieur à celui des panneaux en silicium cristallin et en particulier les premiers six mois de fonctionnement [31]. Cependant, les recherches dans ce domaine sont extrêmement actives depuis plusieurs années et les avancées sont rapides. Parmi les recherches poursuivies, on notera l'étude sur la métastabilité du silicium amorphe [32]. Il s'agit en fait de comprendre l'effet Straebler-Wronski relatif à la dégradation des performances des cellules sous l'effet de la lumière. Une cellule neuve voit ses performances baisser d'environ 10% avant de se stabiliser. Les mécanismes entrant en jeu sont encore mal connus.

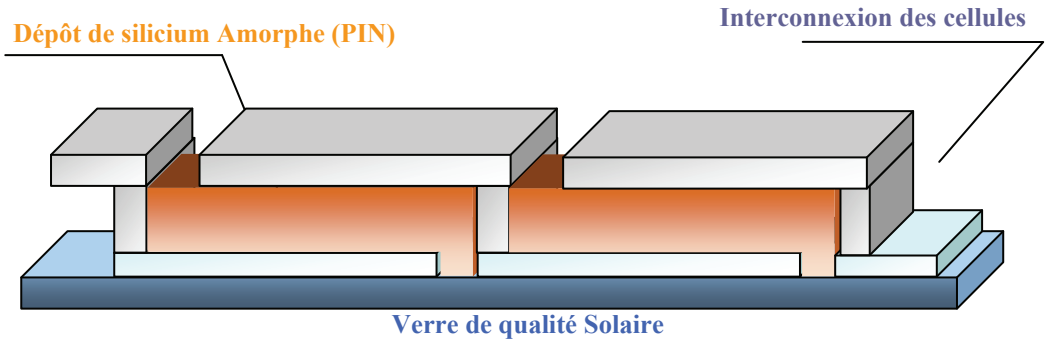
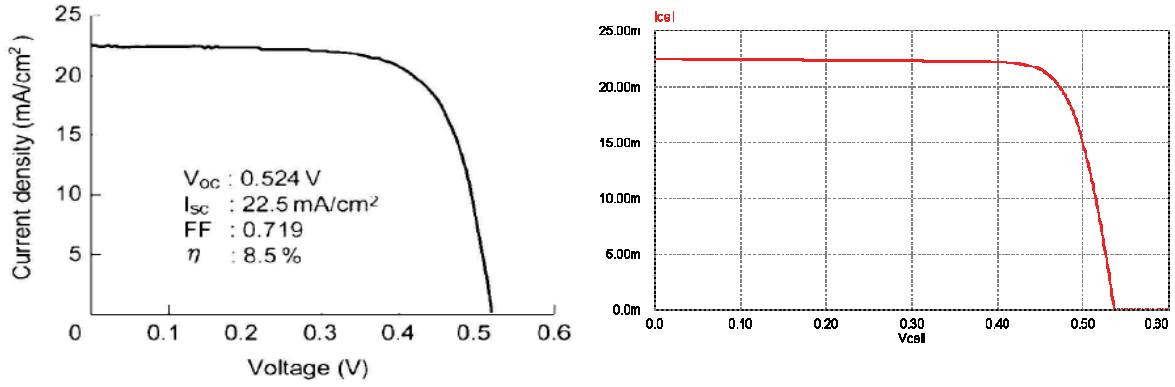


Figure 2-18. Schéma simplifié d'un module a-Si en couche mince

On peut trouver en Figure 2-19, les caractéristiques électriques réelles et simulées d'une cellule en silicium amorphe développée en laboratoire [19]. Cette cellule montre un rendement record de 8.5% pour une simple jonction amorphe avec un facteur de forme de 0,719. On peut remarquer l'existante d'une différence importante des performances entre les

différentes technologies silicium, la cellule amorphe produit 22.5mA/cm² contre 38.1mA/cm² pour une multi-cristalline avec des tensions de circuit-ouvert de 0.524V contre 0.654V. Ces différences électriques qui aboutissent sur une différence significative de rendement ont été la base de la mise à l'écart de la technologie amorphe à la fin des années 90 par les plus grands constructeurs mondiaux. Mais les recherches qui ont continué aussi bien dans les matériaux que dans les processus de fabrication en font aujourd'hui un matériau prometteur prêt à concurrencer le silicium cristallin dans un avenir proche si leur bas prix compense la baisse importante des performances des caractéristiques I(V) au cours du temps. Des analyses suggèrent que d'ici deux à trois ans le prix de production devrait atteindre 1.3 à 1.6€/W_c pour les modules a-Si (avec des rendements de 6.5% à 7.5%), et µc-Si (avec des rendements de 8 à 9%) grâce à l'utilisation d'équipements récemment disponibles pour l'industrialisation.



(a) (b)

Figure 2-19. Caractéristique courant-tension d'une cellule en silicium amorphe.
(a) Courbe réelle, (b) Courbe simulée

On peut voir dans le Tableau 2-1 un récapitulatif des différentes filières silicium présentent actuellement sur le marché. Ce bilan rappelle les avantages et les inconvénients de chacune des technologies qui doivent être pris en compte dans la réalisation d'un projet photovoltaïque. L'entreprise Sanyo propose même actuellement une nouvelle technologie de cellules à hétérojonction en alliant le silicium amorphe et le monocristallin. Cette association permet d'obtenir des rendements de plus 16% même à haute température avec une durée de vie supérieur à 20 ans (80% de la puissance au bout de 20 ans). La filière silicium, cristallin comme amorphe, a donc encore un rôle prépondérant dans le développement photovoltaïque du futur.

Tableau 2-1. Performance de la filière Silicium simple jonction.

Technologie	Rendement Typique	Influence Température	Taux de dégradation	Prix d'un module (2008)
Monocristallin	12 à 16%	-0.442% par °C	-0.38% par an	3.13 €/Wc
Poly-cristallin	11 à 14%	-0.416% par °C	-0.35% par an	2.95 €/Wc
Amorphe	6 à 7%	+0.175 % par °C	-1.15% par an	2.35 €/Wc

2.3.4.6.Les filières non silicium.

Les recherches actuelles sur les matériaux PV portent également sur d'autres matériaux que le silicium, mieux adaptés à une utilisation en couches minces et délivrant de hauts rendements à des coûts relativement bas. Deux filières semblent s'imposer progressivement, l'une basée sur le tellurure de cadmium (notée C_dT_e) et l'autre sur les alliages Cuivre-indium/gallium-Sélénium (noté CIGS).

Les cellules CGIS sont constituées par empilement. Tout d'abord, une couche métallique de molybdène de 0.5 µm d'épaisseur est déposée sur du verre de vitre pour réaliser le contact arrière. Puis on vient déposer une couche CIGS de type P, d'environ 1.5 µm. Suit une couche de C_dS ou de Z_nS (pour Sulfure de Cadmium et Zinc Sulfuré) d'environ 50 nm, et enfin une couche de Z_nO (Oxyde de Zinc) de type N, de 1 µm, servant de contact avant conducteur et transparent. Finalement, la cellule est encapsulée par couverture par une vitre [33, 34]. Dans le cas du C_dT_e, une couche de C_dS de type N est déposée sur du verre, puis une couche de C_dT_e de type P, d'environ 2 µm, et une couche conductrice de carbone servant de deuxième contact.

La technologie CIGS exhibe actuellement le meilleur rendement de production pour une cellule et pour des modules par rapport à toutes les technologies couches minces inorganiques avec des cellules pouvant atteindre 19.9% en laboratoire [35,36] et des modules commerciaux de 12%. Cependant, il reste un grand nombre de points à améliorer afin de réduire le prix de ces cellules. Le principal challenge de la technologie CIGS couche mince est la réduction du prix des matériaux. Diverses pistes existent pour essayer de remplacer les matériaux chers comme l'I_nG_a par de l'Al. De plus, il est nécessaire également de trouver des solutions pour moins gaspiller la matière première active pendant la fabrication. Une dernière piste consiste à réduire tout simplement l'épaisseur de la couche active.

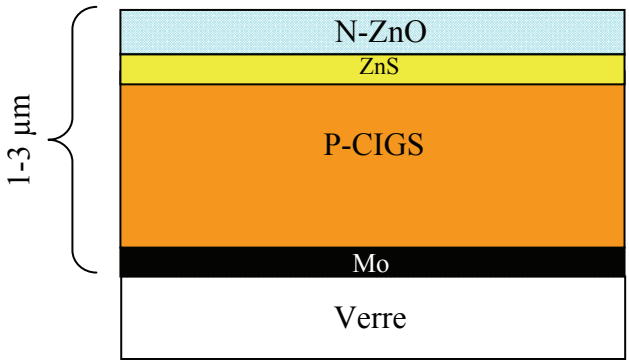
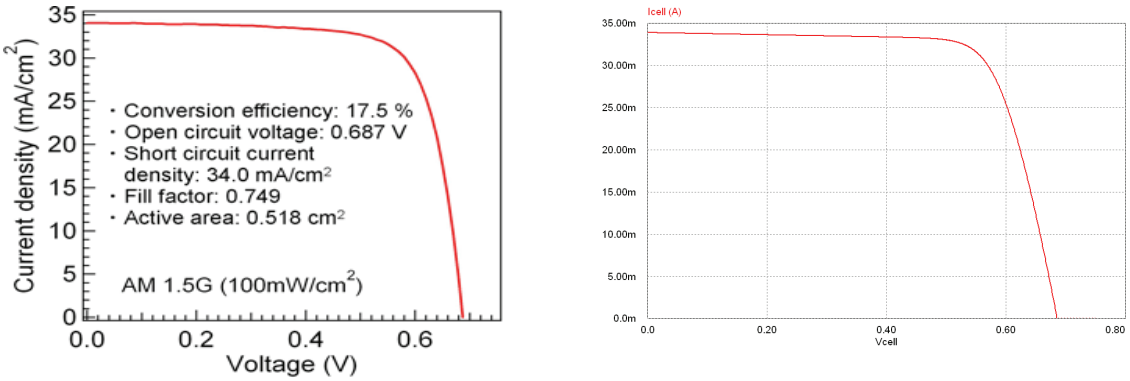


Figure 2-20. Schéma de principe d'une cellule à base de CIGS.

La simplicité chimique du matériau à base de tellurure de cadmium - (C_dT_e) et sa stabilité en font un matériau attractif. Ses propriétés thermo-physiques et ses caractéristiques chimiques permettent de fabriquer des cellules simplement et à faible coût. Le rendement des cellules en C_dT_e dépend fortement de la manière dont les couches actives sont déposées (température de dépôt, vitesse et nature du substrat). Comparé aux autres technologies couche mince, le C_dT_e est plus facile à déposer et donc plus approprié à la production de module PV de surface importante. L'inconvénient majeur actuel repose sur la toxicité reconnue du Cadmium bien qu'il a été démontré que les risques environnementaux liés aux cellules PV en

C_dT_e sont minimes [37]. En effet, les modules en C_dT_e ne présenteraient pas de risques sanitaires et environnementaux, et un simple recyclage des modules en fin de vie résoudrait définitivement le problème de pollution. L'utilisation de C_dT_e dans les modules photovoltaïques est en fait beaucoup moins inquiétante que d'autres utilisations du cadmium, comme par exemple dans les batteries Ni-Cd. Le fabricant américain de panneaux C_dT_e First Solar est l'un des premiers industriels à proposer un recyclage de ses propres produits. En effet, l'entreprise est soucieuse de récupérer le cadmium pour des raisons environnementales et de coûts. Contrairement aux wafers de siliciums, les cellules ne peuvent pas être extraites et réutilisées presque telles quelles. Elles doivent impérativement repasser par une étape métallurgique. First Solar estime que ce traitement pourrait également convenir aux cellules de type CIS (Cuivre-Indium-Sélénium). D'autres fabricants, comme Würth Solar, travaillent plus spécifiquement sur cette question.

D'un point de vue rendement énergétique, la filière C_dT_e, présente des rendements de cellules record de 16.5% en laboratoire [38] et des modules commerciaux à près de 10.7% [39]. L'Europe et les USA produisent déjà des panneaux en couches minces C_dT_e. Leurs rendements avoisinent les 9% et les coûts de fabrication semblent être compétitifs avec la filière c-Si. Les recherches montrent que le C_dT_e pourrait atteindre un rendement de 15% pour un prix de 0.5€/W_c à moyen terme.



(a) (b)

Figure 2-21. Caractéristique courant-tension d'une cellule CIGS.
(a) Courbe réelle, (b) Courbe simulée

On peut trouver en Figure 2-21 les caractéristiques I(V) réelle et simulée d'une cellule CIGS réalisée en laboratoire avec un rendement de 17.5% pour un ensoleillement AM1.5. Ces résultats, tout à fait remarquables, positionnent le CIGS comme le C_dT_e au dessus des cellules silicium en termes de compromis coût-rendement. Bien que moins développées jusqu'à présent que les filières silicium, celles-ci montent néanmoins en puissance avec un fort potentiel de développement en termes de coût de production. La séquence de fabrication des modules en couches minces a-Si, C_dT_e et CIGS diffère complètement de celle des modules classiques au silicium. Elle est basée sur le principe d'interconnexion monolithique où les cellules sont des bandes isolées par gravure et connectées en série entre elles par dépôt de contacts.

Bien que la majeure partie de la production de cellules solaires soit faite sur des substrats de verre, on voit apparaître progressivement de nouveaux substrats souples compatibles avec la filière couche mince. Ces nouveaux substrats (métal ou plastique) présentent les avantages d'être plus légers que le verre, plus faciles à mettre en œuvre et surtout moins coûteux. Ces caractéristiques font d'eux des supports de choix pour le futur.

2.3.4.7.Les multi-jonctions en couche mince.

Pour améliorer les performances des cellules couche-mince, des architectures double et triple jonctions ont été développées. Elles sont inspirées des cellules multi-jonction développées initialement pour le spatial pour bénéficier au maximum du spectre solaire. Elles présentent néanmoins une mise en œuvre plus simple et mieux maitrisée aujourd'hui pour le marché terrestre. Nous pouvons citer par exemple les cellules tandem à base de silicium à la fois amorphe et polycristallin (a-S_i/µc-S_i) [40,41]. Les meilleurs rendements stabilisés en laboratoire sont de l'ordre de 12% pour ces cellules. Il s'agit comme pour les multi-jonctions d'empiler deux cellules photovoltaïques qui absorbent des photons de longueurs d'onde différentes. Par ce mécanisme, l'ensemble tandem composé de l'association de deux cellules, permet d'absorber un plus large spectre lumineux et ainsi produire plus d'énergie qu'une cellule simple jonction. La première couche en silicium amorphe absorbe une partie du spectre alors que l'autre partie, qui la traverse, est absorbée par la seconde couche en silicium microcristallin. Le procédé de fabrication est le même que pour les couches minces, les différentes couches qui composent la cellule sont déposées par plasma (PECVD) sur un substrat de verre.

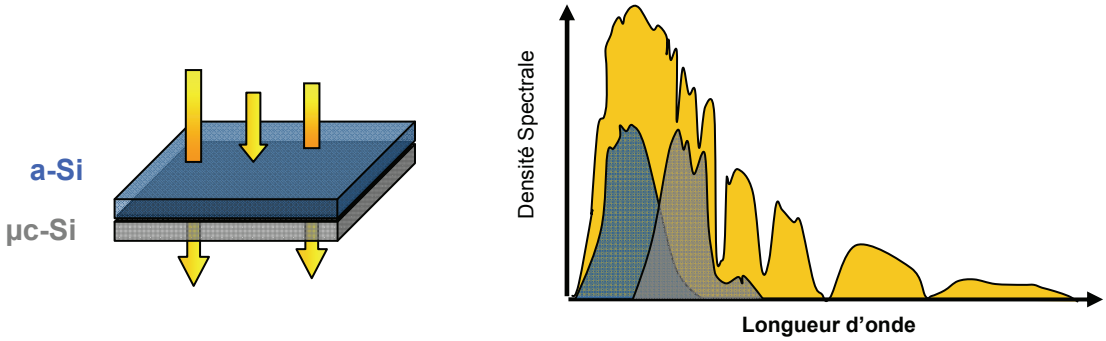
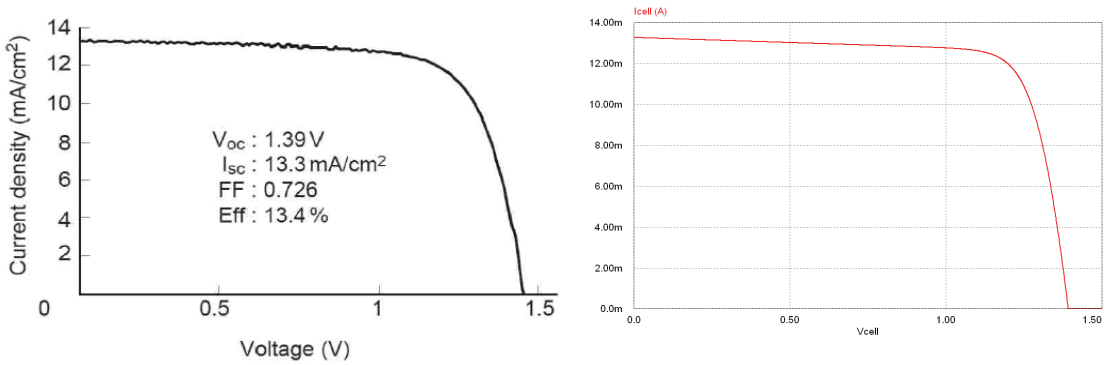


Figure 2-22. Cellule Tandem a-S_i/µc-S_i & spectre solaire et spectres d'absorption.

On peut observer en Figure 2-23 les caractéristiques électriques réelles et simulées d'une cellule tandem a-S_i/µc-S_i. Contrairement aux autres cellules simple jonction, la tension de circuit ouvert de cette cellule s'élève à 1.39V. Cette hausse de tension s'explique par l'architecture tandem équivalente à la mise en série de deux cellules. Par conséquent, les tensions V_{oc} de la cellule a-S_i et de la cellule µc-S_i s'additionnent. Cette configuration lie cependant électriquement les deux cellules. Ainsi, le courant produit par cette association dépend de la cellule produisant le plus faible courant. Généralement, on optimise conjointement les deux cellules afin d'optimiser la puissance fournie par l'ensemble tandem.



(a) (b)

Figure 2-23-Caractéristique courant-tension d'une cellule Tandem a-S_i/µc-S_i. (a) Courbe réelle, (b) Courbe simulée.

Une triple jonction, particulièrement prometteuse, à base de silicium amorphe a été développée au NREL (National Renewable Energy Laboratory) au Colorado, en association avec United Solar Systems Corp. Cette nouvelle structure se compose de trois couches qui capturent différentes longueurs d'onde, doublant les rendements par rapport à la limite théorique des jonctions simples [42,43]. La première cellule, qui capture les photons bleus, fait appel à un matériau a-Si disposant d'un gap de 1.8eV. La cellule centrale en silicium amorphe et germanium (10 à 15% de concentration en Ge) dispose d'un gap de 1.6eV qui permet d'absorber les photons verts. La cellule arrière, en aS_i-G_e (40 à 50% de Ge), capture les photons rouges et infrarouges (Gap de 1.4eV). Des modules commerciaux triple-jonction en support souple sont déjà disponibles avec des rendements avoisinant les 7% pour des films solaires de 1 m². Le meilleur rendement de cellule triple-jonction a-Si/a-S_iG_e/a-S_iG_e s'élève à 13% en laboratoire. Maintenant, le passage à l'échelle industrielle et à la production de modules multi-jonction performants sont les principaux défis auxquels doit faire face cette technologie afin d'avoir un développement complet.

2.4.Projet de recherche ATOS.

Le projet Association Tandem Optimisé pour le Solaire est un projet qui a été labellisé en 2005 et financé sur trois ans par l'Agence Nationale de la Recherche (ANR), organisme français qui favorise l'interaction entre les établissements publics et les laboratoires d'entreprises. Ce projet regroupe différents laboratoires tels que le LPICM qui est le coordinateur, le LGEP et le LAAS ainsi que plusieurs partenaires industriels comme TOTAL, SOLEMS et S^t GOBAIN afin d'associer leurs compétences. Ce projet a pour but de développer une nouvelle filière de cellules photovoltaïques en couches minces de silicium, à partir de solutions de type tandem innovantes à électrodes intermédiaires. Les constituants du tandem sont des cellules avant de type PIN en silicium polymorphe hydrogéné (pm-S_i:H) et des cellules arrière en silicium microcristallin hydrogéné (µc-S_i:H). Les recherches sur les couches minces de silicium menées en France ont permis de mettre en évidence une forme nouvelle de silicium baptisée silicium polymorphe (pm-S_i:H). Il possède des propriétés électroniques améliorées par rapport au a-S_i:H et est moins sensible au phénomène de dégradation sous lumière. Ce matériau contient également plus d'hydrogène que le a-S_i:H et possède un gap plus grand (1.8 à 1.9eV au lieu de 1.7eV). Ces éléments font du pm-S_i:H un meilleur candidat pour la cellule avant d'une structure tandem que le traditionnel a-S_i:H. Le silicium microcristallin hydrogéné (µc-S_i:H) possède un gap nettement plus petit que celui du pm-S_i:H, entre 1.1 et 1.5 eV selon la fraction cristalline du matériau. Il s'agit donc d'un matériau adapté pour la réalisation de la cellule arrière dans une association de type tandem avec une cellule en pm-S_i:H.

Pour améliorer ces deux matériaux réputés pour leur meilleure stabilité par rapport au silicium amorphe, les travaux ont porté sur l'efficacité du dopage et surtout sur l'augmentation de la vitesse de dépôt, qui est un des freins actuels au développement industriel. Un effort particulier a été dédié à la cellule arrière en silicium microcristallin, plus épaisse que la cellule avant, et qui constitue donc l'élément limitant du point de vue de la réalisation industrielle. A ce titre, une nouvelle voie de dépôt de couches minces a été explorée, à partir de plasma assisté par résonance électronique cyclotronique, avec l'objectif d'atteindre des vitesses de dépôt de 150 nanomètres par minute [44,45].

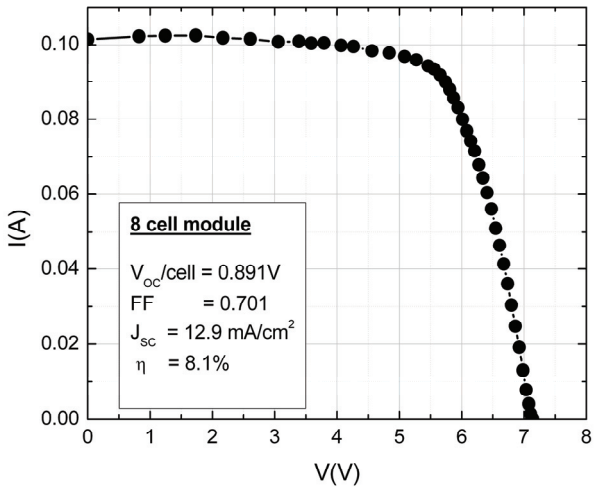


Figure 2-24. Module photoélectrique en pm-Si:H développé par le LPICM. Association de 8 cellules en série.

La Figure 2-24 montre la caractéristique I (V) d'un module en pm-S_i:H développé par le LPICM avec une vitesse de dépôt de 48nm/min. Les modules fabriqués à partir de ces deux types de cellules sont ensuite associés à partir de couches intermédiaires isolées électriquement (découplage électrique mais pas oprique) suivant deux approches (hybride ou monolithique). L'avantage de cette association est de pouvoir accéder à chaque type de cellules indépendamment. Ainsi, elle permet de s'affranchir de la contrainte habituelle des cellules tandem, à savoir l'ajustement des courants dans chacune des cellules dépendant des cellules produisant le moins de courant et la réalisation d'une jonction intermédiaire de type tunnel. L'objectif de cette dissociation est de procurer davantage de souplesse pour une gestion optimale des puissances disponibles en sortie qui comme les courants ne sont pas maximales dans les mêmes conditions. Ceci est conditionné par la conception d'étages d'adaptations performants entièrement adaptés aux caractéristiques de chaque couche de matériau [46].

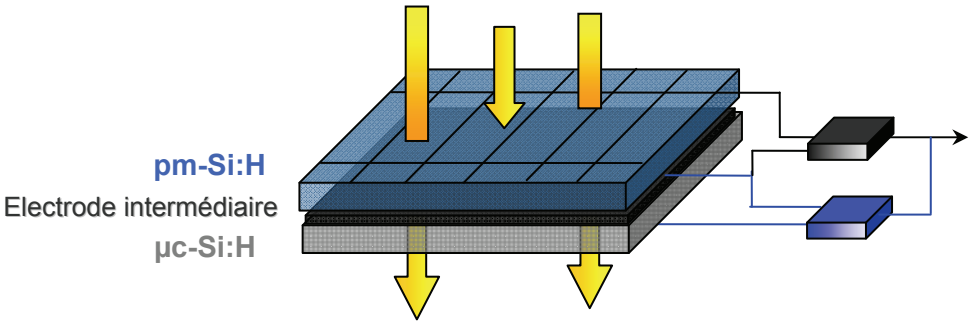


Figure 2-25-Projet ATOS - Cellule Tandem avec électrode intermédiaire pour une gestion indépendante de chaque cellule.

Deux types de structures peuvent alors être étudiés. D'une part une structure, dite à 4 électrodes, pour laquelle les cellules polymorphe et microcristalline sont séparées électriquement et physiquement, soit par préparation indépendante suivie d'assemblage au moyen d'une couche d'élastomère de silicone, soit par dépôts successifs avec mise en place d'une couche de résine silicone d'isolation électrique mais totalement transparente. Dans le projet ATOS, nous avons développé l'approche de modules indépendants. Les structures à 4

électrodes peuvent être fabriquées par post assemblage des cellules ou modules polymorphe et microcristallin fabriqués séparément.

Outre la structure à quatre électrodes à partir de deux modules assemblés, on peut envisager d'autres solutions pour des modules tandem monolithiques à trois ou quatre fils. Par exemple, une structure, dite à 3 électrodes, peut être formée en déposant successivement les deux cellules et en les couplant électriquement par une couche intermédiaire de TCO, agissant à la fois comme contact électrique et comme réflecteur pour la cellule polymorphe. Il est aussi possible de réaliser une structure monolithique à quatre électrodes en intercalant une couche diélectrique à base de résine entre deux couches de TCO.

Dans tous les cas de figure, comme les caractéristiques intrinsèques des deux types de matériaux répondent différemment aux longueurs d'onde du spectre solaire, chaque type d'association de cellules ne présentera pas la même caractéristique I(V) et donc pas le même point de puissance optimal. Une partie significative du projet a donc été consacrée aux aspects "système" sur l'élaboration des commandes et de la gestion optimisées. Le LAAS a été en charge de cette tâche compte tenu de l'expérience acquise sur les étages d'adaptation et les MPPT. Nous avons travaillé sur ce principe de gestion permettant de rendre indépendant chaque cellule de l'ensemble tandem, le but étant d'explorer de nouvelles architectures, d'en montrer les verrous et de développer un démonstrateur permettant de prouver les bénéfices à individualiser cette gestion, Figure 2-25. L'objectif final est d'atteindre un rendement photovoltaïque global supérieur à 12 % à partir de cette filière silicium entièrement "couches minces" et "basse température". C'est dans ce contexte que se situe les travaux développés dans cette thèse. Dans les différents chapitres, nous montrons la construction progressive d'architectures innovantes fortement distribuées en évaluant à chaque étape les gains obtenus.

2.5. Conclusion.

Le monde de la conversion photovoltaïque, aussi bien au niveau de la recherche qu'au niveau industriel, connaît depuis quelques années une mutation profonde associé à l'intérêt croissant pour l'énergie photovoltaïque. Ce chapitre nous a permis d'explorer le principe de la conversion photovoltaïque ainsi que les différentes technologies utilisées pour y parvenir. Des aspects aussi bien technologiques qu'électriques on été abordés afin de mieux comprendre l'ensemble du mécanisme de conversion photovoltaïque. Les possibilités d'innovation sont très grandes et sont portées par le bouillonnement des recherches en vue d'améliorer les filières existantes mais surtout d'en trouver des nouvelles et de préparer les prochaines ruptures, autant technologiques notamment dans les matériaux et les rendements que conceptuelles par des approches conjointes matériaux-système. Pour ces dernières, elles doivent associer des chercheurs de tous horizons sur des bases pluridisciplinaires, comme dans le projet ATOS, ce qui constitue un contexte dynamique de recherche innovant et sans précédent à notre connaissance.

Un élément clé dans ces recherches est la capacité de conversion photovoltaïque, il nous faut donc parler du « graal » des recherches dans le domaine du photovoltaïque qui est l'obtention de rendements très élevés. Ces recherches s'appuient sur l'analyse théorique de la conversion photon-électron adaptée à l'ensemble du spectre solaire. Celles-ci montrent que le rendement maximum théorique serait alors d'environ 85% [47]. On est loin de ces rendements. Le chemin à parcourir par rapport aux valeurs actuelles laisse un potentiel d'au moins 30% d'amélioration par rapport à des cellules classiques. La Figure 2-26 montre l'évolution des rendements record des principales filières photovoltaïques actuelles. On y

retrouve les différentes cellules au silicium monocristallin et poly-cristallin, les cellules au silicium amorphe, les cellules en alliage de diSéléniure de Cuivre Indium Galium (noté CIGS), au tellurure de cadmium (C_dT_e), mais aussi les cellules à base de composés III-V qui appartiennent à la catégorie des cellules multi-jonctions. A côté des filières bien établies, sont apparues de nouvelles filières, basées sur l'utilisation de colorants ou de matériaux organiques, qui n'en sont qu'à leurs balbutiements.

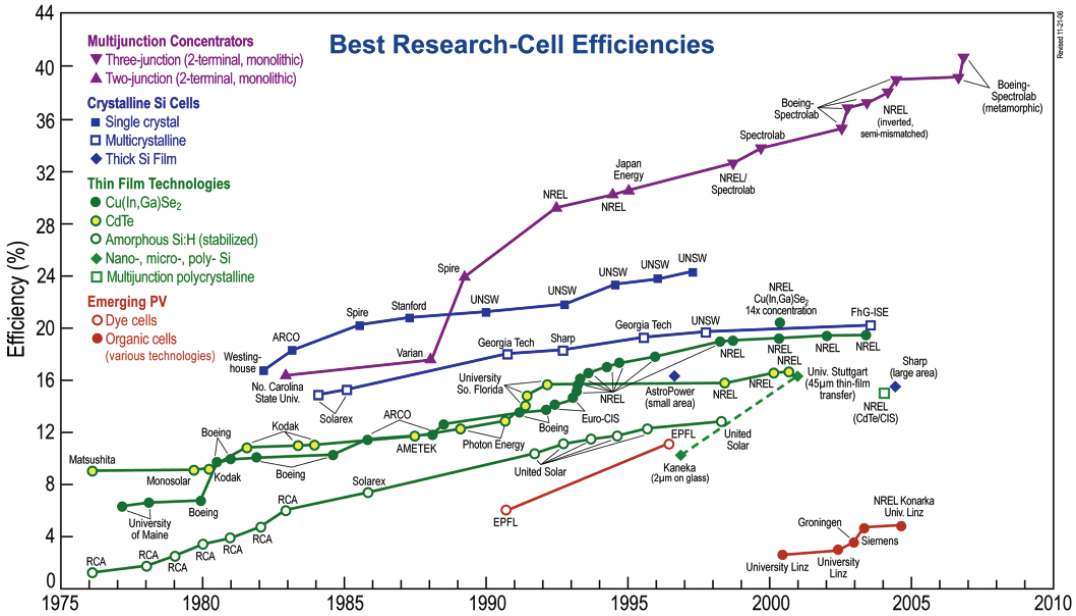


Figure 2-26- Rendements record de cellules photovoltaïques obtenus en laboratoire. Source NREL.

Dans chacun de ces domaines, nous avons montré les problèmes de chaque filière et les voies de développement actuellement suivies. Par exemple, pour la filière silicium cristallin, qui représente 90% du marché du photovoltaïque, la diminution des pertes liée à la découpe des cellules est un grand challenge en soi qui est en plus assortie d'un souhait en même temps de réduire l'épaisseur de chaque cellule pour économiser la matière première. Cependant, le rendement de cette filière simple jonction est théoriquement limité à 29%. Pour trouver des cellules à haut rendement, on doit maintenant se tourner vers les cellules multi-jonctions dont le développement a été motivé en priorité par les applications spatiales. Toutefois, ces cellules sont encore trop chères pour concurrencer le marché photovoltaïque terrestre mais certains pensent pouvoir réduire ce prix en utilisant des concentrateurs solaires. A côté, on trouve actuellement une filière en pleine essor basée sur les technologies « couche mince ». Le principe est de convertir le plus de photons possibles en électricité en utilisant le moins de matériau réactif possible. L'intérêt de cette filière est la réduction du coût de fabrication grâce à une réduction de matière première et à une méthode d'intégration des cellules totale. Contrairement aux filières de silicium cristallins, cette technologie ne nécessite ni de découpes ni de post-assemblage des cellules pour aboutir à un module. Ici, les matériaux photovoltaïques sont directement déposés sur substrat par le biais de plasma sous différents processus, ce qui permet de produire directement un module.

Dans notre parcours à travers les différentes filières photovoltaïques, nous nous sommes attachés à développer des modèles électriques simplifiés de chaque type de cellule photovoltaïque. Cette démarche permet de visualiser rapidement l'évolution des caractéristiques électriques des cellules photovoltaïques en fonction de leur composition, Figure 2-27. Ces données vont nous servir à alimenter les simulateurs de type circuit en ayant

un comportement des GPV le plus près possible de la réalité afin de pouvoir optimiser au mieux les étages d'adaptation et la gestion nécessaires pour encore augmenter le rendement. On peut conclure que, quel que soit le matériau photosensible utilisé, une cellule photovoltaïque soumise à un ensoleillement est un générateur non linéaire de puissance. La cellule élémentaire reste donc un générateur de faible puissance qui nécessite différentes architectures d'associations et de gestion afin de répondre à nos besoins énergétiques. C'est donc dans ce contexte que nous abordons dans les chapitres suivants les différentes chaînes de conversion photovoltaïque susceptibles de valoriser la production électrique solaire.

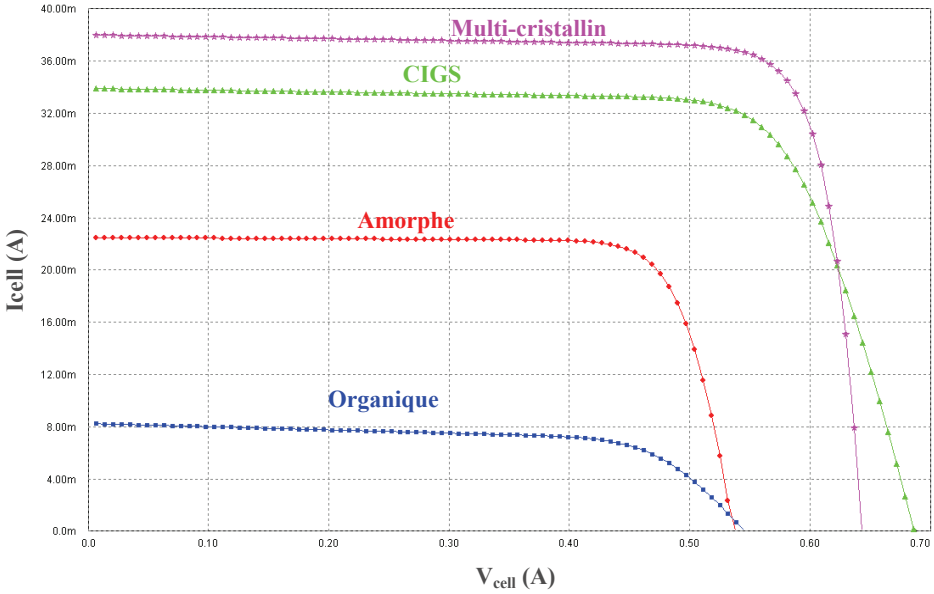


Figure 2-27. Caractéristiques électriques simulées de cellules à simple jonction issues de différentes filières photovoltaïques.

Bibliographie Chapitre 2

[1] American Society for Testing and Materials (ASTM) Terrestrial Reference Spectra for Photovoltaic Performance Evaluation, ASTM G173-03 Tables: Extraterrestrial Spectrum, Terrestrial Global 37 deg South Facing Tilt & Direct Normal + Circumsolar.
Disponible sur : http://rredc.nrel.gov/solar/spectra/am1.5/

[2] Riordan, C.; Hulstron, R.; **« What is an air mass 1.5 spectrum? [solar cell performance calculations] »;** Photovoltaic Specialists Conference, 1990, Conference Record of the Twenty First IEEE; 21-25 May 1990 Page(s):1085 - 1088 vol.2, Digital Object Identifier 10.1109/PVSC.1990.111784

[3] Edmond Becquerrel ; **« Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires »** ; C.R. Acad. Sci., 9 :561-567, 1839.

[4] Emery, K.; Burdick, J.; Caiyem, Y.; Dunlavy, D.; Field, H.; Kroposki, B.; Moriarty, T.; Ottoson, L.; Rummel, S.; Strand, T.; Wanlass, M.W.; **Temperature dependence of photovoltaic cells, modules and systems** Photovoltaic Specialists Conference, 1996, Conference Record of the Twenty Fifth IEEE, 13-17 May 1996 Page(s):1275 - 1278

[5] WILLIAM SHOCKLEY AND HANS J. QUEISSER ; **« DETAILED BALANCE LIMIT OF EFFICIENCY OF P-N JUNCTION SOLAR CELLS »** ; J. APPL. PHYS. 32, 510 (1961); DOI:10.1063/1.1736034.

[6] Zaouk, D.; Zaatar, Y.; Khoury, A.; Llinares, C.; Charles, J.-P.; Bechara, J.; Ajaka, M.; **« Electrical and optical characteristics of NAPS solar cells of Si (PiN) structure »,** Environment and Solar, 2000 Mediterranean Conference for 16-17 Nov. 2000 Page(s):93 – 95

[7] Jianhua Zhao; Aihua Wang; Campbell, P.; Green, M.A.; **« A 19.8% efficient honeycomb multicrystalline silicon solar cell with improved light trapping »,** Electron Devices, IEEE Transactions on Volume 46, Issue10, Oct.1999, Page(s):1978–1983

[8] Jianhua Zhao; Aihua Wang; Altermatt, P.P.; Wenham, S.R.; Green, M.A.; **« 24% efficient silicon solar cells »,** Photovoltaic Energy Conversion, 1994. Conference Record of the Twenty Fourth ; IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1994, 1994 IEEE First World Conference on, Volume 2, 5-9 Dec. 1994 Page(s):1477 - 1480 vol.2

[9] Chenlei Wang, Hui Zhang, Tihu Wang, Lili Zheng, **« Solidification interface shape control in a continuous Czochralski silicon growth system »**, Journal of Crystal Growth, Volume 287, Issue 2, 25 January 2006, Pages 252-257

[10] Theresa L. Jester, **« Crystalline Silicon Manufacturing Progress »**, PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS , Prog. Photovolt: Res. Appl. 2002; 10:99–106 (DOI: 10.1002/pip.414)

[11] Kray, D.; Schumann, M.; Eyer, A.; Willeke, G.P.; Kubler, R.; Beinert, J.; Kleer, G.; "**Solar Wafer Slicing with Loose and Fixed Grains";** Photovoltaic Energy Conversion,

Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 1, May 2006 Page(s):948–951, Digital Object Identifier 10.1109/WCPEC.2006.279613

[12] Muller, A.; Reinecke, M.; Bachmann, A.; Seifert, C.; Trommer, T.; Schindler, R.; **« Towards larger and thinner wafers used in photovoltaic »;** Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE, 3-7 Jan. 2005 Page(s):1019 – 1022.

[13] Hahn, G.; Seren, S.; Kaes, M.; Schonecker, A.; Kalejs, J.P.; Dube, C.; Grenko, C.; Belouet, C.; **Review on Ribbon Silicon Techniques for Cost Reduction in PV Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on** Volume 1, May 2006 Page(s):972 – 975 Digital Object Identifier 10.1109/WCPEC.2006.279280

[14] Laure Marandet, **« La deuxiéme vie des modules »**, Systèmes Solaires, le journal des énergies renouvelables, Mars-Avril 2008, n°184.

[15] Working group Science, Technology and Applications of the EU PV Technologiy Platform ; **« A Strategic Research Agenda (SRA) for Photovoltaic Solar Energy Technology »**, June 2007.disponible sur : www.solarserver.de/solarmagazin/solar-report_1107_e.html

[16] King, R. R.; Law, D. C.; Edmondson, K. M.; Fetzer, C. M.; Kinsey, G. S.; Yoon, H.; Sherif, R. A.; Karam, N. H., **« 40% efficient metamorphic GaInP/GaInAs/Ge multijunction solar cells »**, Spectrolab, Inc., 12500 Gladstone Ave., Sylmar, California 91342 Applied Physics Letters, Volume 90, Issue 18, id. 183516 (3 pages) (2007)

[17] King, R.R.; Fetzer, C.M.; Law, D.C.; Edmondson, K.M.; Hojun Yoon; Kinsey, G.S.; Krut, D.D.; Ermer, J.H.; Hebert, P.; Cavicchi, B.T.; Karam, N.H.; **« Advanced III-V Multijunction Cells for Space » ;** Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on, Volume 2, May 2006 Page(s):1757 - 1762

[18] Barnett, A.; Honsberg, C.; Kirkpatrick, D.; Kurtz, S.; Moore, D.; Salzman, D.; Schwartz, R.; Gray, J.; Bowden, S.; Goossen, K.; Haney, M.; Aiken, D.; Wanlass, M.; Emery, K.; **« 50% Efficient Solar Cell Architectures and Designs » ;**Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 2, May 2006 Page(s):2560 – 2564

[19] Entreprises **Concentrix Solar** et **SolFocus** projet de 3MW CPV en Espagne. Déjà 500kW installé sur les sites de Puertollano et Almoguera, disponible sur : www.concentrix-solar.de & www.solarfocus.com

[20] Entreprise **Spectrolab** spécialiste des concentrateurs solaires photovoltaïques terrestres – voir la rubrique très enrichissante **« Frequently Asked Questions »** disponible sur : www.spectrolab.com

[21] M. Oukachmih, P. Destruel, I. Seguy, G. Ablart, P. Jolinat, S. Archambeau, M. Mabiala, S. Fouet, H. Bock ; **« New organic discotic materials for photovoltaic conversion »**, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, *Volume 85, Issue 4*, *1 February 2005*, *Pages 535-543,*

[22] Kippelen,B.; « **Organic Photovoltaics** », Lasers and Electro-Optics, 2007. CLEO 2007. Conferenceon6-11May2007Page(s):1-2DigitalObject Identifier 10.1109/CLEO.2007.4453168

[23] Puigdollers, J.; Voz, C.; Sporer, C.; Laukhina, E.; Martin, I.; Orpella, A.; Vetter, M.; Rovira, C.; Alcubilla, R.; « **Organic photovoltaic solar cells based on MEH-PPV / PCBM blend »,** Electron Devices, 2005 Spanish Conference on 2-4 Feb. 2005 Page(s):279 - 281 Digital Object Identifier 10.1109/SCED.2005.1504379

[24] Naoki Koide, Ashraful Islam, Yasuo Chiba, Liyuan Han ; **« Improvement of efficiency of dye-sensitized solar cells based on analysis of equivalent circuit »,** Journal of Photochemistry and Photobiology A: Chemistry, Volume 182, Issue 3, 10 September2006, Pages296-30.

[25] Seigo Ito, Takurou N. Murakami, Pascal Comte, Paul Liska, Carole Grätzel, Mohammad K. Nazeeruddin, Michael Grätzel ; **« Fabrication of thin film dye sensitized solar cells with solar to electric power conversion efficiency over 10% »**, Thin Solid Films, Volume 516, Issue 14, 30 May 2008, Pages 4613-461.

[26] disponible sur : www.konarka.com

[27] Stephan, U.; Kuske, J.; Frammelsberger, W.; Lechner, P.; Psyk, W.; Schade, H.; **« Large area deposition technique for PECVD of amorphous silicon [solar cells] »,** Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE 29 Sept.-3 Oct. 1997 Page(s):647 – 650, Digital Object Identifier 10.1109/PVSC.1997.654172

[28] Jansen, K.W.; Kadam, S.B.; Groelinger, J.F.; **« The Advantages of Amorphous Silicon Photovoltaic Modules in Grid-Tied Systems Photovoltaic Energy Conversion »**, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 2, May 2006 Page(s):2363 - 2366

[29] del Cueto, J.A.; **« Comparison of energy production and performance from flat-plate photovoltaic module technologies deployed at fixed tilt »,** Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE, 19-24 May 2002 Page(s):1523 – 1526

[30] Tina, G.M.; Abate, R.; **« Experimental verification of thermal behaviour of photovoltaic modules »,** Electrotechnical Conference, 2008. MELECON 2008. The 14th IEEE Mediterranean, 5-7 May 2008 Page(s):579 – 584, Digital Object Identifier 10.1109/MELCON.2008.4618497

[31] Osterwald, C.R.; Adelstein, J.; Cueto, J.A.D.; Kroposki, B.; Trudell, D.; Moriarty, T.; **« Comparison of Degradation Rates of Individual Modules Held at Maximum Power »** Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on, Volume2, May 2006 Page(s):2085-2088 Digital Object Identifier 10.1109/WCPEC.2006.279914

[32] Pivac, B.; Kovacevic, I.; Zulim, I.; Gradisnik, V.; **« Effects of light soaking on amorphous silicon »,** Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE,15-22 Sept. 2000 Page(s):884 – 887.

[33] Ki Hwan Kim; Min Sik Kim; Byung Tae Ahn; Jae Ho Yun; Kyung HoonYoon; **« Improvement of CIGS microstructure and its effect on the conversion efficiency of CIGS solar cells »**; Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume1, May 2006 Page(s):575–578, Digital Object Identifier 10.1109/WCPEC.2006.279521

[34] Abushama, J.A.; Wax, J.; Berens, T.; Tuttle, J.; **« Progress Toward Improved Device Performance in Large-Area Cu(In,Ga)Se2 Thin Film Solar Cells »**; Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 1, May 2006, Page(s):487–490 Digital Object Identifier 10.1109/WCPEC.2006.279497

[35] Takatsuka, H.; Yamauchi, Y.; Takeuchi, Y.; Fukagawa, M.; Kawamura, K.; Goya, S.; Takano, A.; « **The World's Largest High Efficency Thin Film Silicon Solar Cell Module » ;** Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume2, May 2006 Page(s):202833.

[36] Communiqué de presse du NREL, 24 mars 2008, **Record Makes Thin-Film Solar Cell Competitive with Silicon Efficiency**. www.nrel.gov/news/press/2008/574.html

[37] **Life cycle impact analysis of cadmium in CdTe PV production**, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 8, Issue 4, August 2004, Pages 303-334, Vasilis M. Fthenakis.

[38] Liyuan Han; Fukui, A.; Fuke, N.; Koide, N.; Yamanaka, R.; **« High Efficiency of Dye-Sensitized Solar Cell and Module »**, Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 1, May 2006 Page(s):179 – 182 Digital Object Identifier 10.1109/WCPEC.2006.279411

[39] Cunningham, D.; Davies, K.; Grammond, L.; Mopas, E.; O'Connor, N.; Rubcich, M.; Sadeghi, M.; Skinner, D.; Trumbly, T.; **« Large area Apollo(R) module performance and reliability »**, Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE,15-22 Sept. 2000, Page(s):1318, Digital Object Identifier 10.1109/PVSC.2000.915743

[40] Platz, R.; Vaucher, N.P.; Fischer, D.; Meier, J.; Shah, A.; **« Improved micromorph tandem cell performance through enhanced top cell currents »,** Photovoltaic Specialists Conference, 1997., Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE, 29 Sept.-3 Oct. 1997, Page(s):691 – 694, Digital Object Identifier 10.1109/PVSC.1997.654183

[41] Goya, S.; Nakano, Y.; Yamashita, N.; Morita, S.; Yonekura, Y.; **« Development of amorphous silicon/microcrystalline silicon tandem solar cells »,** Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on, Volume 2, 12-16 May 2003 Page(s):1570 - 1573 Vol.2, Digital Object Identifier 10.1109/WCPEC.2003.1306227

[42] Yoshida, T.; Tabuchi, K.; Takano, A.; Tanda, M.; Sasaki, T.; Sato, H.; Fujikake, S.; Ichikawa, Y.; Harashima, K.; **« Fabrication technology of a-Si/a-SiGe/a-SiGe triple-junction plastic film substrate solar cells »,** Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE, 15-22 Sept. 2000 Page(s):762 – 765, Digital Object Identifier 10.1109/PVSC.2000.915995

[43] Xunming Deng; Xinmin Cao; Yasuaki Ishikawa; Wenhui Du; Xiesen Yang; Chandan Das; Vijh, A.; **« Fabrication and Characterization of Triple-junction Amorphous Silicon Based Solar Cell with Nanocrystalline Silicon Bottom Cell »** Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 2, May 2006 Page(s):1461 – 1464 Digital Object Identifier 10.1109/WCPEC.2006.279744

[44] Y.M. Soro, A. Abramov, M.E. Gueunier-Farret, E.V. Johnson, C. Longeaud, P. Roca i Cabarrocas, J.P. Kleider **; « Device grade hydrogenated polymorphous silicon deposited at high rates » ;** Journal of Non-Crystalline Solids, Volume 354, Issues 19-25, 1 May 2008, Pages 2092-2095.

[45] Y.M. Soro, A. Abramov, M.E. Gueunier-Farret, E.V. Johnson, C. Longeaud, P. Roca i Cabarrocas, J.P. Kleider, **« Polymorphous silicon thin films deposited at high rate: Transport properties and density of states »,** Thin Solid Films, Volume 516, Issue 20, 30 August 2008, Pages 6888-6891.

[46] Ma, W.; Horiuchi, T.; Lim, C.C.; Goda, K.; Okamoto, I.I.; Hamakawa, Y.; **« An optimum design of a a-Si//poly-Si tandem solar cell »,** Photovoltaic Specialists Conference, 1993., Conference Record of the Twenty Third IEEE, 10-14 May 1993 Page(s):833 – 838, Digital Object Identifier 10.1109/PVSC.1993.347113

[47] Article **« PHOTOVOLTAICS: Research targets more-efficient photovoltaics »**. *Laser Focus World* June, 2006 par Yvonne Carts-Powell.

CHAPITRE 3

3. LES DIFFÉRENTES CHAÎNES DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE ET LEURS ÉVOLUTIONS.

3.1. Introduction.

L'électricité photovoltaïque a dans un premier temps été développée pour des applications autonomes sans connexion à un réseau électrique pour par exemple des satellites de télécommunication ou pour des habitations isolées. On la trouve maintenant dans des applications de diverses puissances comme des calculatrices, des montres et d'autres objets d'utilisation courante. En effet, cette électricité produite par des cellules photovoltaïques individuelles peut alimenter diverses charges continues sans difficulté. Plus récemment, avec l'émergence d'installations photovoltaïques connectées au réseau de distribution, le photovoltaïque a connu un développement important en tant que moyen de production d'électricité. Ainsi, la puissance des installations photovoltaïques reliées au réseau en France est passée de 6,2 MW_c en 2005 à 12,3 MW_c en 2006.

Cette évolution constante a été rendue possible grâce aux recherches fondamentales menées dans le domaine des matériaux photovoltaïques comme nous avons pu le voir dans le chapitre précédent, mais aussi par l'amélioration progressive des dispositifs de gestion de cette énergie mené en parallèle. En effet, l'électricité photovoltaïque est une source d'énergie intermittente, à caractère non-linéaire et dépendante de nombreux paramètres comme l'irradiance et la température. Il a donc fallu adapter cette source d'énergie à notre mode de consommation, soit en stockant la production solaire dans des batteries ou dans tout autre moyen de stockage en cours de développement, soit en la renvoyant sur le réseau électrique public.

Les premières avancées technologiques ont été réalisées dans l'association des cellules photovoltaïques afin de créer des panneaux solaires disposant de caractéristiques électriques susceptibles de répondre à nos besoins et présentant une grande fiabilité permettant une garantie des caractéristiques au-delà de 25 ans. Plus récemment, avec le développement d'une électronique de puissance spécifique dédiée aux applications photovoltaïques, beaucoup de systèmes de conversion innovants ont été conçus, notamment des onduleurs ayant des premiers étages d'adaptation en entrée assurant la recherche de PPM. En effet, ces dispositifs permettent aujourd'hui d'adapter et d'optimiser la production photovoltaïque par le biais de convertisseurs de puissance DC-DC insérés entre les modules photovoltaïques et l'entrée de l'onduleur. Généralement, ces étages disposent de commandes de gestion électrique plus ou moins complexes permettant d'adapter la tension PV à la tension d'entrée de l'onduleur.

Dans ce contexte, l'objectif de ce chapitre est de présenter un état des lieux actuel des différentes architectures de gestion de l'énergie photovoltaïque afin de mieux comprendre les enjeux et les perspectives à venir de l'électronique de puissance dans ces applications. Nous développons ainsi les structures DC-DC utilisées classiquement pour apporter une solution technologique dans l'approvisionnement en électricité de zones difficilement accessibles, éloignées de tout réseau ou pour l'alimentation de secours de réseaux peu fiables, mais aussi les structures DC-AC essentiellement utilisées pour le couplage avec les réseaux électriques publics.

3.2. Architecture classique d'un générateur photovoltaïque.

Dans des conditions d'ensoleillement standard (1000W/m² ; 25°C ; AM1.5), la puissance maximale délivrée par une cellule silicium de 150 cm² est d'environ 2.3 W_c sous une tension de 0.5V. Une cellule photovoltaïque élémentaire constitue donc un générateur électrique de faible puissance insuffisante en tant que telle pour la plupart des applications domestiques ou industrielles. Les générateurs photovoltaïques sont, de ce fait réalisés par association, en série et/ou en parallèle, d'un grand nombre de cellules élémentaires [1].

Une association de n_S cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, Figure 3-1. L'équation (3-1) résume les caractéristiques électriques d'une association série de n_s cellules.

$$Vco_{n_s} = n_s * Vco \qquad \text{avec} \qquad Icc = Icc_{n_s} \qquad (3\text{-}1)$$

Ce système d'association est généralement le plus communément utilisé pour les modules photovoltaïques du commerce. Comme la surface des cellules devient de plus en plus importante, le courant produit par une seule cellule augmente régulièrement au fur et à mesure de l'évolution technologique alors que sa tension reste toujours très faible. L'association série permet ainsi d'augmenter la tension de l'ensemble et donc d'accroître la puissance de l'ensemble. Les panneaux commerciaux constitués de cellules de première génération sont habituellement réalisés en associant 36 cellules en série (V_{cons}=0.6V*36=21.6V) afin d'obtenir une tension optimale du panneau V_{opt} proche de celle d'une tension de batterie de 12V.

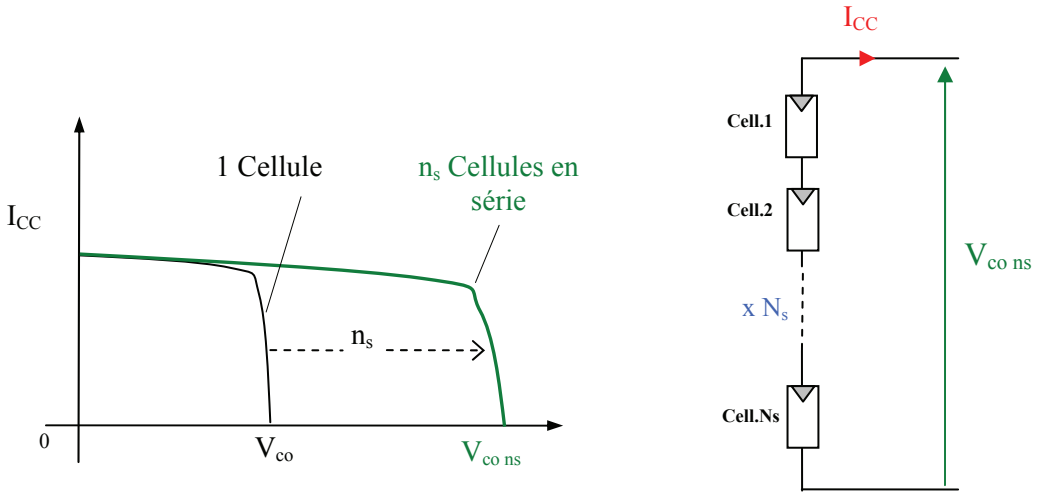


Figure 3-1. Caractéristiques résultantes d'un groupement de n_s cellules en série.

D'autre part, une association parallèle de n_P cellules est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants, Figure 3-2. L'équation (3-2) résume à son tour les caractéristiques électriques d'une association parallèle de n_p cellules.

$$Isc_{np} = n_p * Isc \qquad \text{avec} \qquad Voc_{n_p} = Voc \qquad (3\text{-}2)$$

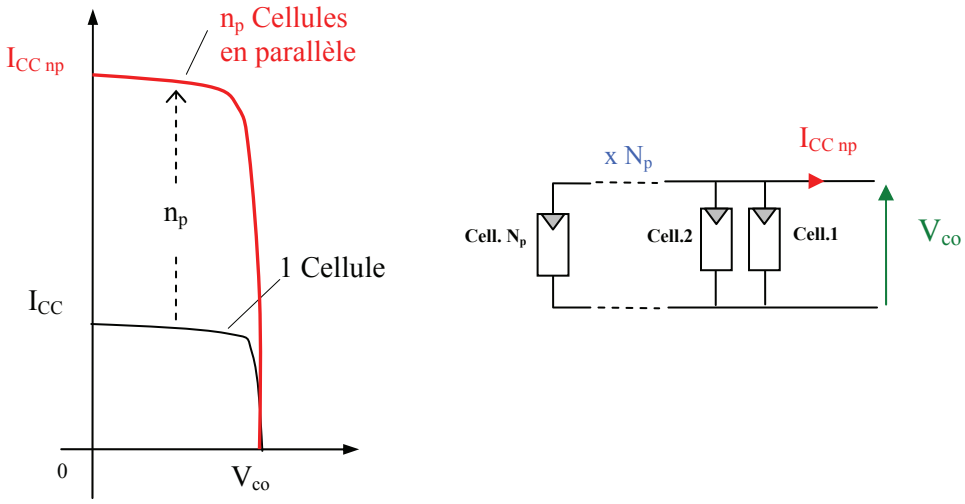
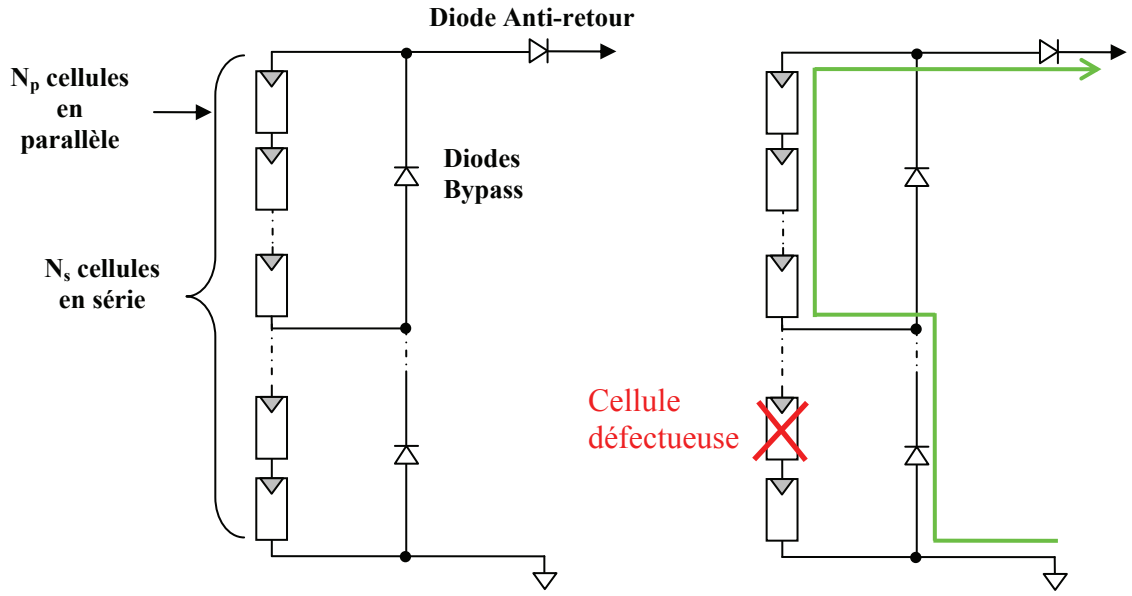


Figure 3-2. Caractéristiques résultant d'un groupement de n_p cellules en parallèle.

La caractéristique I(V) d'un générateur solaire peut être considérée comme le fruit d'une association d'un réseau de n_s*n_p cellules en série/parallèle. La caractéristique globale peut, en outre, varier en fonction de l'éclairement, la température, du vieillissement des cellules et les effets d'ombrage ou d'inhomogénéité de l'éclairement. De plus, il suffit d'une occultation ou d'une dégradation d'une des cellules mises en série pour provoquer une forte diminution du courant solaire produit par le module photovoltaïque. Lorsque le courant débité est supérieur au courant produit par la cellule faiblement éclairée, la tension de celle-ci devient négative et devient un élément récepteur. Celle-ci se retrouve à dissiper une quantité trop importante de puissance électrique qui pourrait aboutir à sa destruction si le défaut persiste trop longtemps. C'est le phénomène dit de hot spot ou « point chaud » [2, 3, 4].

Pour remédier à ce phénomène, on équipe donc les panneaux photovoltaïques de diodes by-pass qui ont pour rôle de protéger les cellules qui deviennent passives -Figure 3-3-a. Des mesures réalisées sur un module photovoltaïque commercial de 85 Wc sur lequel on occulte volontairement (à différents niveaux d'ombrage) une des 36 cellules qui composent ce générateur sont consignées en Figure 3-4. On observe bien la déformation de la courbe I(V) liée à un effet d'ombrage partiel du module PV. La diode by-pass lorsqu'elle se met à fonctionner, court-circuite alors une partie du panneau comme indiqué en Figure 3-3-b, évitant ainsi la circulation de courants inverses au sein des cellules défectueuses. Par contre, cette solution efficace réduit d'autant la puissance délivrée ainsi que la tension aux bornes du panneau. La dégradation d'une seule cellule condamne donc le groupe de cellules associé à la cellule défectueuse et protégée par la diode by-pass à ne pas produire de puissance. Ce phénomène de perte partielle de puissance est à comparer à la perte totale d'un panneau entier en cas de problème sur une cellule avec un panneau fonctionnant sans protections [5,6].



(a) (b)

Figure 3-3. (a) Architecture Classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protections. (b) Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode by-pass et mise en évidence du courant de circulation I_{PV}..

Une autre protection consiste à protéger le module photovoltaïque contre les courants négatifs qui pourraient être générés lors de différentes connexions en parallèle de plusieurs panneaux (lorsque le panneau devient récepteur plutôt que générateur). Ainsi, une diode anti-retour est mise en série avec chaque branche d'un GPV. Le risque est que des chaînes de cellules fortement éclairées débitent dans des chaînes soumises à moins d'éclairement. Il est à souligner que la présence de cette diode anti-retour permet d'éviter tous les courants négatifs y compris provenant de la charge (comme une batterie par exemple fonctionnant tout le temps et pouvant débiter sur le GPV la nuit).

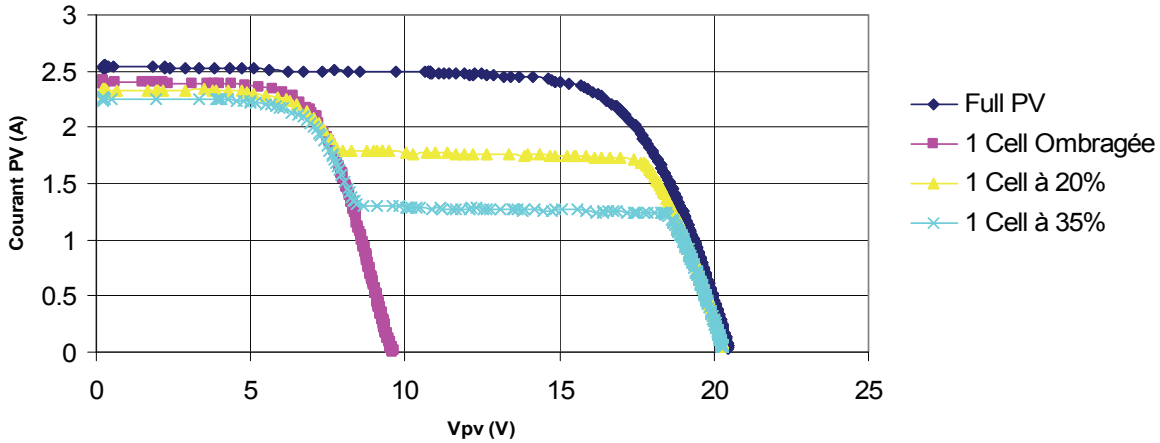


Figure 3-4. Caractéristique $I_{PV}(V_{PV})$ d'un panneau photovoltaïque BP 585 et effet d'occultation d'une des 36 cellules qui composent le module PV.

On s'aperçoit donc que la maîtrise de cette énergie photoélectrique n'est pas aussi simple qu'il n'y paraît. La production de courant dans un module photovoltaïque du commerce est donc limitée par la cellule la plus faible de l'ensemble. Généralement, lors de l'assemblage des cellules, il est nécessaire de les trier en fonction de leurs caractéristiques

électriques afin d'obtenir une association homogène et ainsi éviter de limiter la puissance fournie par un panneau à cause d'une dispersion des cellules. De plus, le vieillissement des cellules peut produire une dispersion des caractéristiques. Les conditions météorologiques auxquelles les modules sont soumis (ensoleillement inhomogène, température, salissures, neige, pluie, dépôt de feuilles mortes, …) fait de l'énergie photovoltaïque une ressource difficilement maîtrisable. Actuellement, pour en faire une source d'énergie proprement dite, un grand nombre de chercheurs du monde entier travaillent pour la rendre plus abordable en termes de flexibilité, de rendement et de coûts.

3.3. Définitions des rendements associés à la chaîne de conversion.

Une normalisation des origines des pertes dans une chaîne de conversion photovoltaïque est indispensable pour pouvoir en connaître ses performances et envisager de les améliorer. Ceci se traduit par la définition de plusieurs rendements distincts. Nous rappelons les définitions des différents rendements utilisés tout au long de ce document et des conditions de mesures de ces derniers. Ainsi, le rendement global de la chaîne de conversion qui en résulte reflète bien l'ensemble des sources de pertes réparties sur l'ensemble de la chaîne PV.

L'irradiance G (W/m²) est définie comme la quantité d'énergie électromagnétique solaire incidente sur une surface par unité de temps et de surface. La puissance reçue par un panneau de surface A (m²) est donc égale à $G*A_{eff}$. La surface A_{eff} représente la surface du panneau correspondant à la partie active et susceptible de pouvoir effectuer la conversion photovoltaïque et non la surface totale occupée par le panneau solaire. Plusieurs systèmes de mesures existent. L'utilisation d'un pyranomètre est la plus fréquente mais nécessite un grand nombre de précautions en termes de mesures sur la propreté de ce dernier et les temps de mesures de l'ordre de quelques dizaines de secondes. D'autre part, il existe d'autres types de mesures associées à des capteurs à base de diode à silicium commercialisés sous le nom de « sonde radiation globale ». Ils ont l'avantage de présenter des temps de réponse inférieurs à la seconde compatibles aux temps de réponse de GPV à base de silicium mais sont limités à la largeur spectrale de sensibilité du silicium (0,4 à 1,1µm). Quelle que soit la méthode utilisée, aujourd'hui, la précision de ces données sur G est malheureusement faible lorsque l'on essaie de caractériser un ensoleillement instantané réel arrivant au niveau du sol terrestre (de l'ordre de 10%) [7]. Le débat reste donc ouvert pour améliorer ce domaine de métrologie.

Dans ce contexte et faute de plus de précision, nous prendrons comme définition du rendement traduisant la capacité maximale d'un GPV ainsi que sa qualité de la conversion photons-électrons d'un panneau solaire noté η_{pv}, le rendement défini selon l'équation (3-3)

$$\eta_{pv} = \frac{P_{MAX}}{G.Aeff} \qquad (3\text{-}3)$$

où P_{MAX} est le maximum de puissance potentiellement disponible à la sortie du GPV dépendant du matériau photovoltaïque, de l'instant et de l'endroit des mesures, des conditions météorologiques et de la température.

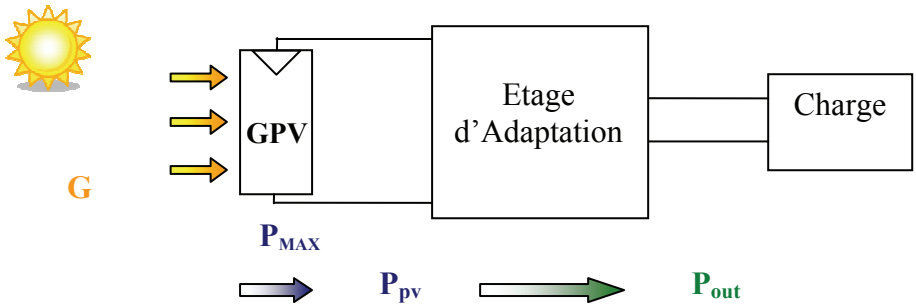


Figure 3-5. Chaîne de conversion photovoltaïque.

La puissance délivrée par le GPV notée P_{PV} est plus ou moins éloignée du potentiel productible noté P_{MAX} en fonction de l'étage d'adaptation utilisé pour réaliser la conversion et le transfert énergétique (Onduleur, convertisseur DC-DC, connexion directe…). La définition d'un nouveau rendement traduisant les pertes énergétiques est alors nécessaire. Nous l'associons au point de fonctionnement du GPV et nous le notons η_{MPPT}. Il correspond à la capacité de l'étage d'adaptation à exploiter sa puissance maximale (P_{MAX}) disponible aux bornes du panneau photovoltaïque. Ce rendement η_{MPPT} est obtenu en divisant la puissance disponible aux bornes du GPV par la puissance maximale potentiellement délivrable par ce même GPV. Pour être précis, ce rendement est le fruit de mesures des puissances effectuées sur un intervalle de temps très court (<1s). Il sera donc représentatif d'un instant donné, de conditions météorologiques précises et de modes de fonctionnement donnés. En résumé, ce rendement représente un rendement instantané des performances du GPV.

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{PV}}{P_{MAX}} \qquad (3\text{-}4)$$

Pour transférer la puissance électrique produite, le mode de transfert utilisé peut présenter plus ou moins un taux de pertes lié à sa constitution. Nous définissons pour qualifier ces étages de conversion électrique-électrique et de transfert, le rendement de conversion d'un étage d'adaptation noté η_{conv}, défini en (3-5), et permettant d'évaluer les pertes liées à la conversion de puissance associée à l'étage d'adaptation. Là aussi, ce type de rendement dépend du temps et des conditions de fonctionnement. Il est nécessaire, pour obtenir une grande précision sur cette grandeur, d'effectuer les mesures de courant et de tension en entrée et en sortie de l'étage au même instant garantissant ainsi la connaissance précise du transfert de puissance effectué à un instant donné.

$$\eta_{conv} = \frac{P_{out}}{P_{PV}} \qquad (3\text{-}5)$$

Le rendement global de la chaîne de conversion photovoltaïque, noté η_{TOTAL}, peut donc être défini comme le produit des trois rendements précédemment définis sur le même intervalle de temps.

$$\eta_{TOTAL} = \frac{P_{MAX}[W]}{G[W/m^2].A[m^2]} \cdot \frac{P_{PV}[W]}{P_{MAX}[W]} \cdot \frac{P_{OUT}[W]}{P_{PV}[W]} \qquad (3\text{-}6)$$

Ce rendement traduit la capacité de la totalité d'une chaîne PV à produire plus ou moins de l'énergie électrique. Cela permet également de comprendre la différence entre un rendement effectué en laboratoire sur des matériaux et des cellules PV sous température et irradiation contrôlées et le rendement réel des GPV installés fonctionnant en conditions réelles.

Pour les études d'optimisation que nous avons développées dans cette thèse, seuls le rendement η_{MPPT} et le rendement de l'étage d'adaptation η_{conv} ont été considérés. Ces rendements sont en effet étroitement associés aux systèmes de gestion et de conversion de l'énergie PV. Ils définissent respectivement sa capacité à exploiter plus ou moins bien la puissance produite par un GPV et la capacité de transfert vers une charge dans les meilleures conditions.

3.4. La connexion directe GPV-charge comme mode de transfert de puissance.

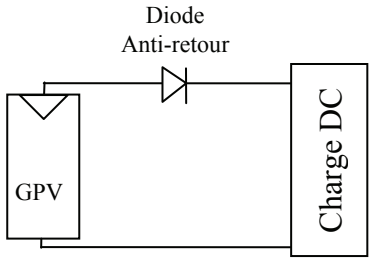


Figure 3-6. Connexion directe GPV-Charge via une diode anti-retour.

La connexion directe du panneau solaire photovoltaïque à une charge reste actuellement le principe de fonctionnement le moins cher et le plus répandu, Figure 3-6. Bien sûr, il faut s'assurer auparavant que la charge accepte bien la connexion directe au générateur de puissance continue qu'est le panneau solaire. En effet, le GPV est une source d'énergie continue qui ne peut être connectée à une charge alternative que via un étage d'adaptation de type onduleur.

L'inconvénient majeur de cette connexion est sa dépendance directe entre la puissance fournie par le générateur et la charge. En fait, la puissance fournie par le module photovoltaïque résulte de l'intersection entre la caractéristique I(V) du GPV et celle de la charge. Comme la caractéristique de la Figure 3-7 le montre, la puissance transmise directement à une batterie ou une charge résistive de type lampe ou bien même un moteur (MCC), n'est pas toujours effectuée à la puissance maximale P_{MAX} (PPM = point de puissance maximale) que peut fournir le panneau solaire. La solution la plus utilisée actuellement est de créer généralement un GPV par association de cellules pour obtenir une puissance nominale donnée proche de celle nécessaire pour l'utilisation. Cette solution est valable pour les charges DC de type batterie recueillant le courant PV sous des tensions proches de V_{opt}. Une autre application directe est le pompage d'eau « au fil du soleil ». Dans ce cas, on garantit statistiquement la coïncidence du point de puissance maximale PPM du générateur avec les besoins optimaux de la charge. Toutefois, les pertes de ce genre d'association peuvent aller de 5% à 30% selon les gisements solaires et l'état des charges.

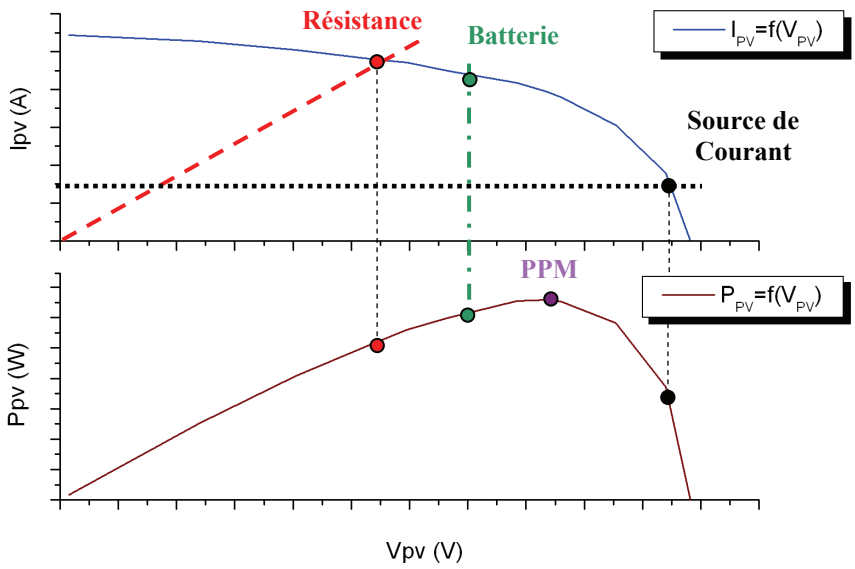


Figure 3-7-Caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque en connexion directe GPV-Charge.

Comme nous l'avons précisé précédemment, les caractéristiques électriques d'un GPV peuvent changer rapidement en fonction de l'irradiation solaire, de la température et à plus long terme du vieillissement des cellules. La Figure 3-8 donne un extrait de caractéristiques électriques fournies par un constructeur et illustrant bien ces phénomènes en fonction de l'éclairement et de la température en environnement contrôlé. En réalité, la connexion directe est surtout utilisée en raison de sa simplicité de mise en œuvre, son coût minimal et sa fiabilité. En termes de rendement, même si la puissance du GPV est choisie judicieusement par rapport à la charge, ce type de connexion souffre souvent d'une mauvaise adaptation électrique et présente des pertes importantes de production d'énergie.

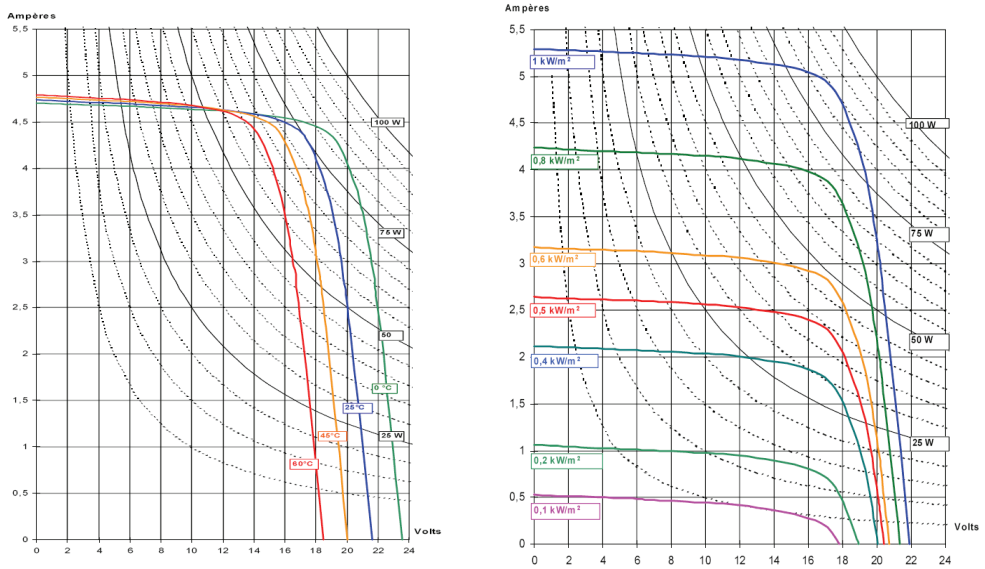


Figure 3-8. Caractéristiques I(V) d'un panneau solaire Photowatt PWX850 en fonction de la température et de l'irradiance reçue.

Pour augmenter la production d'un GPV, on trouve de plus en plus d'étages d'adaptation entre le panneau et la charge, dans le but d'optimiser le transfert de puissance. Bien sûr, ces étages présentent un surcoût par rapport à la connexion directe qui ne nécessite qu'une simple diode. De nombreuses études montrent qu'une réduction du prix du kWh produit par un GPV, outre son augmentation du rendement η_{PV}, pourrait s'effectuer par une augmentation de l'énergie transmise du GPV à la charge par l'intermédiaire de gestionnaires appropriés. Aujourd'hui, on peut trouver deux types d'étages d'adaptation électroniques distincts commercialisés. Le premier type permet de connecter le GPV à une charge continue telle qu'une batterie. Il fait appel à des convertisseurs DC-DC plus communément connus sous l'appellation d'hacheurs ou de régulateurs. Ce type d'architecture est la plupart du temps utilisé pour un fonctionnement en site isolé (hors réseau, off-grid en anglais). Cela permet de couvrir les besoins énergétiques d'une résidence ne disposant pas d'une connexion au réseau électrique public ou de satisfaire les critères d'augmentation d'autonomie dans les applications portables, les transports et le spatial.

Dans certains cas, il n'y a pas le choix car les caractéristiques de la charge ne sont pas compatibles avec la forme d'électricité produite par un GPV. C'est le cas de toutes les charges ayant besoin de tensions alternatives. Dans ce cas, on fait appel à un second type d'architecture permettant d'effectuer une conversion continu-alternatif (DC-AC). Ainsi, cette dernière permet d'injecter tout ou partie de l'énergie photovoltaïque produite dans un réseau de distribution. En France, EDF achète systématiquement l'énergie ainsi produite à des tarifs préférentiels, définis dans le cadre réglementaire fixé par les pouvoirs publics, dans un but d'un développement massif du solaire photovoltaïque.

3.5. La connexion GPV-charge via un étage d'adaptation continu-continu.

3.5.1. Introduction.

Les panneaux solaires de première génération sont généralement dimensionnés pour que leurs PPM correspondent à la tension nominale de batterie de 12 ou 24 Volts. Grâce à cette configuration, une simple connexion directe via une diode anti-retour suffit à effectuer le transfert d'énergie du GPV à la charge. Cependant, les caractéristiques non-linéaires du module photovoltaïque et sa sensibilité aux conditions extérieures, comme l'éclairement et la température, induisent des pertes énergétiques. L'utilisation d'un étage d'adaptation afin d'optimiser la production d'énergie à tout moment est ainsi de plus en plus préconisée. L'essentiel des travaux effectués dans le cadre de cette thèse a été consacré à l'étude de différents systèmes d'adaptation afin de choisir le plus approprié en fonction de l'application. Diverses architectures ont ainsi été mises au point pour améliorer la production d'un GPV. Pour une meilleure compréhension des travaux présentés dans la suite de ce manuscrit, nous rappelons ainsi divers principes de fonctionnement des étages d'adaptation ainsi que des éléments électroniques qui les composent.

3.5.2. Principe de fonctionnement d'un étage d'adaptation DC-DC.

La Figure 3-9 présente le schéma de principe d'un module photovoltaïque doté d'un étage d'adaptation DC-DC entre le GPV et la charge de sortie. Cette structure correspond à un système plus communément appelé système autonome. Il permet le plus souvent d'alimenter une batterie servant de stock d'énergie ou une charge qui ne supporte pas les fluctuations de

tension (ballast,…). Cet étage d'adaptation dispose d'une commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) qui lui permet de rechercher le PPM que peut fournir un panneau solaire photovoltaïque. L'algorithme de recherche MPPT peut être plus ou moins complexe en fonction du type d'implantation choisi et des performances recherchées. Cependant au final, tous les algorithmes performants doivent jouer sur la variation du rapport cyclique du convertisseur de puissance associé.

De nombreuses recherches sur les commandes MPPT ont été effectuées afin de trouver un système optimal permettant une recherche de PPM selon l'évolution de la puissance fournie par le générateur photovoltaïque. Les commandes MPPT développées au LAAS, par exemple, sont toutes basées sur une commande extrémale (de type Perturb & Observe, P&O). Dans la littérature, nous pouvons trouver différents types d'algorithmes de commandes extrémales présentant plus ou moins de précisions [8,9,10]. A partir de l'évaluation ou de la mesure de la puissance fournie par le générateur, ces commandes utilisent le rapport cyclique du convertisseur de puissance (CS) pour appliquer une action de contrôle adéquate sur l'étage et pour suivre l'évolution au cours du temps du PPM. Un grand nombre de ces commandes ont l'avantage d'être précises et d'avoir une grande rapidité de réaction mais souffrent encore d'un manque d'optimisation de leur algorithme parfois trop complexe et consommant alors trop d'énergie.

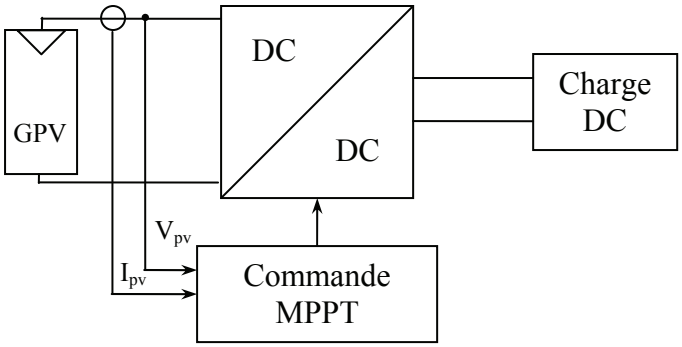


Figure 3-9.Chaine de conversion photovoltaïque avec convertisseur DC/DC contrôlé par une commande MPPT sur charge DC.

D'autres commandes MPPT sont basées sur la régulation du courant délivré par le GPV en supposant que ce dernier est une image proportionnelle au P_{MAX}. Ceci permet de s'approcher le plus possible du courant optimal I_{OPT}. Pour cela, l'algorithme MPPT de ce type de commande calcule un courant de référence dérivé directement du I_{CC} du générateur PV. Cela nécessite donc que le système effectue périodiquement un court-circuit du module PV afin d'effectuer la mesure du courant. Ensuite, à partir d'une relation de proportionnalité plus ou moins complexe, on peut obtenir la référence du courant du générateur PV qui est supposé proche du courant optimal souhaité [11]. Ce type de commande ayant besoin uniquement d'un seul capteur, s'avère plus facile à mettre en œuvre et un peu moins coûteux que les commandes extrémales. Par contre, la précision de ces commandes est faible notamment à cause du procédé d'estimation de I_{CC} qui ne peut pas se faire trop souvent. L'échelle temporelle de réaction est alors au mieux de l'ordre de la minute. Dans le même concept de commande, certains auteurs [12,13] déduisent la tension optimale V_{opt} à partir de la tension V_{CO} du générateur en effectuant des estimations plus ou moins précises. Pour ce faire, une fraction constante de la tension V_{CO} est utilisée comme référence pour la tension du panneau. Ce type de commande n'est pas non plus très précis et présente l'inconvénient d'ouvrir le système très souvent.

Beaucoup d'autres solutions de recherche de PPM existent. Nous utiliserons dans nos travaux de validation une des dernières versions de commandes MPPT élaborées au LAAS-CNRS durant ces dernières années basée sur le principe de commande extrémale et proche des commandes de type P&O. Il faut savoir que ce type de commande impose une oscillation permanente autour du PPM. En effet, cette oscillation est nécessaire pour connaître les variations de la puissance de sortie du GPV et ainsi pouvoir réajuster le rapport cyclique du convertisseur électrique en un temps minimal. Cet avantage de réactivité entraîne toutefois des pertes en régime établi. Nous les avons évalué inférieures à 0,5 % restant ainsi relativement faibles par rapport à d'autres types de pertes existantes sur la totalité de la chaîne. Ces pertes sont par ailleurs largement compensées par un fonctionnement dynamique (lors de transitoires) optimal entraînant une rapidité de recouvrement de nouveaux PPM rarement existante dans les autres types de MPPT (de l'ordre de la ms).

3.5.3. Les avancées.

Les travaux réalisés par Angel Cid-Pastor, dans le cadre de sa thèse sur la conception et la réalisation de modules photovoltaïques électroniques à l'échelle de $100W_c$ [14], ont montré le bénéfice à utiliser un étage d'adaptation électronique par rapport à une utilisation d'une simple connexion directe par diode anti-retour, Figure 3-10.

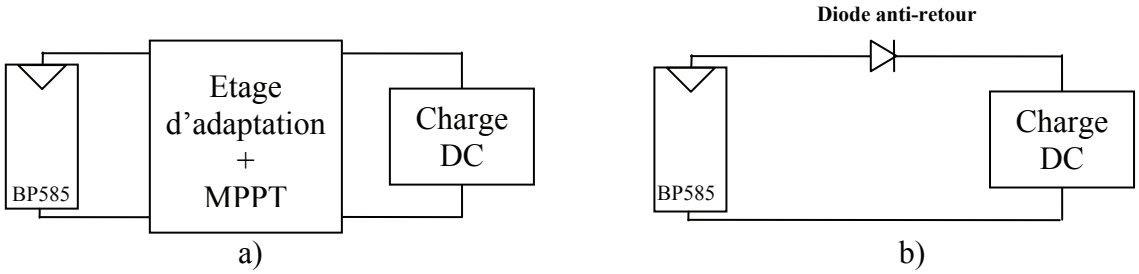


Figure 3-10. Schémas de principe d'une connexion via a) un étage d'adaptation avec MPPT et b) d'une connexion directe.

Un exemple de résultats de ses travaux est consigné en Figure 3-11 et représente la superposition des rendements MPPT des deux types de connexion. Cela permet de constater que le η_{MPPT} de l'étage d'adaptation avec fonction MPPT est toujours supérieur à celui de la diode. De plus, le η_{MPPT} de l'étage est indépendant du niveau tension de la batterie contrairement au cas d'une connexion directe.

Bien que ces étages d'adaptation dimensionnés à l'échelle d'un panneau constitués de 18 à 40 cellules en série représentent aujourd'hui un progrès important en termes de gain énergétique (de 5% à 10%), des problèmes d'optimisation persistent à l'échelle de la cellule. Ainsi, un des problèmes présentés par ce système, est qu'en cas d'ombrage total ou partiel d'une partie du GPV, une grande partie des cellules connectées à l'étage d'adaptation ne peut plus produire de puissance. Ainsi, si l'ombrage concerne une seule cellule, la diode by-pass en antiparallèle condamne la production de l'ensemble des cellules autour du défaut, soit de 12 à 18 cellules. De plus, lorsque le GPV possède plusieurs diodes-bypass et en cas de fonctionnement d'au moins l'une d'entre elles, la commande MPPT de l'étage d'adaptation est incapable d'identifier le point de puissance maximal optimal de ce système (problème de présence de plusieurs PPM partiels).

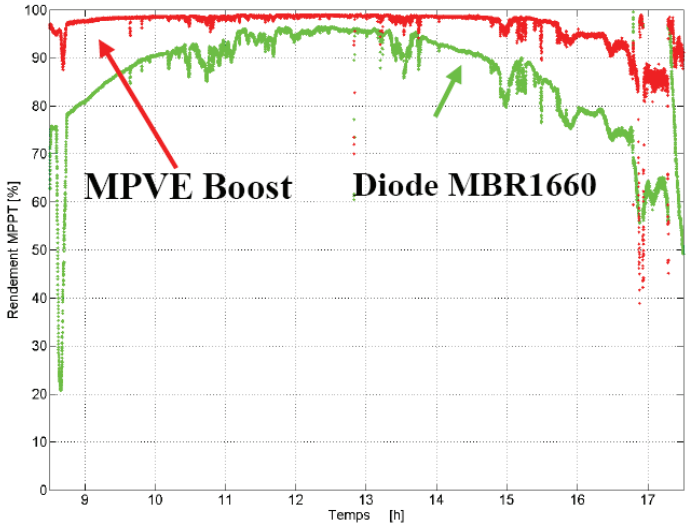


Figure 3-11- Comparaison de η_{MPPT} pour une connexion directe (Diode) et à l'aide d'un étage d'adaptation de type Boost avec MPPT (MPVE).

La caractéristique consignée en Figure 3-12 montre l'impact de l'ombrage sur une seule cellule photovoltaïque, parmi les 36 qui composent le module PV, sur la production de puissance du GPV. Ces tests ont été réalisés sur un module PV référencé BP585 constitué de deux fois 18 cellules en séries. Leur environnement de fonctionnement traditionnel comprend la connexion de deux diodes by-pass et d'une diode anti-retour. Prenons le cas d'un fonctionnement normal, on retrouve bien la caractéristique P(V) classique d'un générateur photovoltaïque (Full PV), avec un PPM au point 1. Mais lorsqu'une cellule du module est totalement ombragée, la diode by-pass isole la partie défectueuse du panneau et on ne peut récupérer au mieux que la moitié de la puissance de fonctionnement normal (PPM en point 4). Un nouveau problème survient lorsqu'une ou plusieurs cellules sont moins bien éclairées que les autres. On trouve alors deux PPM distincts sur la caractéristique P(V) du GPV (point 4 et point 2 ou 3 pour des éclairements respectifs de 20 et 35% inférieurs dans une partie du système par exemple). Cette distorsion de la courbe de puissance perturbe alors l'ensemble des systèmes de recherche du PPM ne pouvant pas garantir que le GPV fonctionne à son optimum. Au mieux, le système va s'accrocher à un des PPM sans savoir si c'est le plus productif. Par ailleurs, pour les méthodes de contrôle MPPT basées sur l'estimation du PPM par mesure du V_{OC} ou du I_{CC}, ces algorithmes basés sur les relations de proportion respectives entre I_{CC} et I_{opt}, ou bien V_{OC} et V_{opt} lorsque l'éclairement du GPV est homogène, deviennent erronés dès lors que les caractéristiques électriques du GPV rentrent dans un mode dégradé.

Pour le cas de la MPPT extrémale du LAAS, qui fonctionne sur le calcul de la dérivée de la courbe de puissance, une dérivée égale à zéro devrait normalement prouver que nous sommes bien sur le PPM de fonctionnement. Dans le mode dégradé d'éclairement inhomogène, l'étage d'adaptation trouvera bien un PPM mais rien ne prouve que ce soit celui qui produit le maximum de puissance. Ainsi, le système peut croire que le point 4 est le PPM, alors que les cas optimaux sont les 2 ou 3. L'étage d'adaptation ne remplit donc pas tout à fait son rôle de maximisation de transfert de puissance lorsque le GPV se retrouve en mode dégradé d'ombrage partiel.

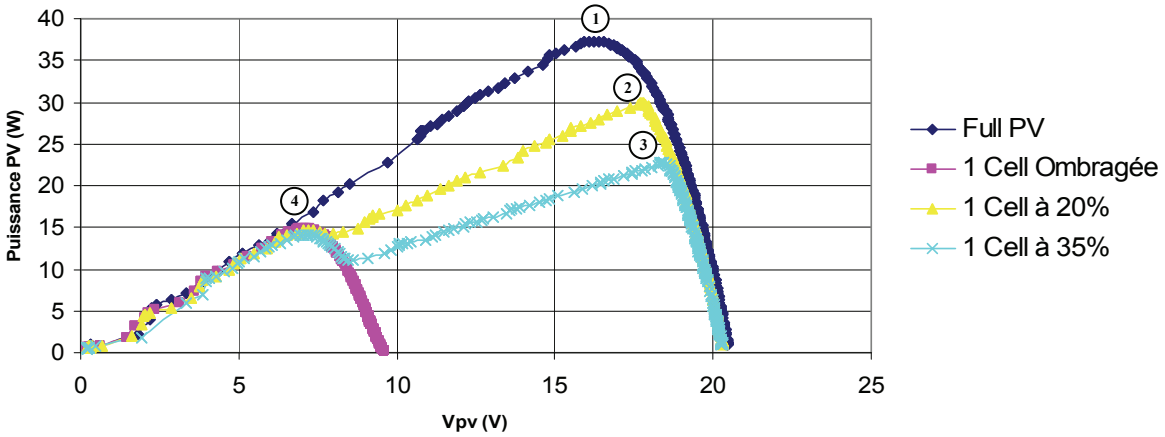
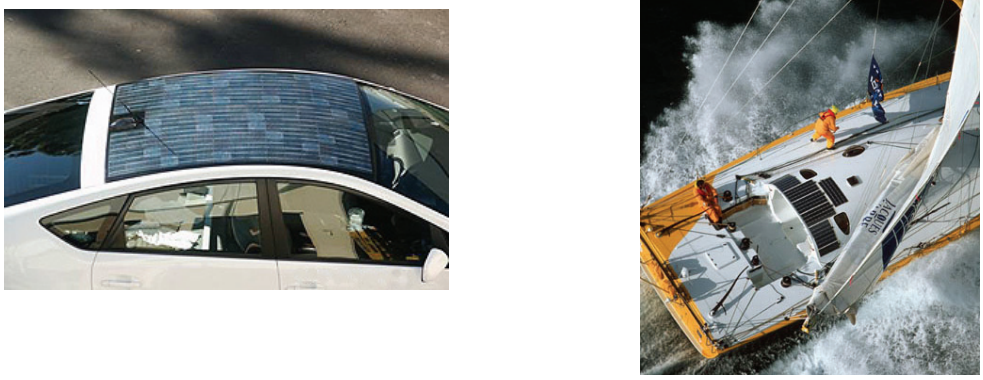


Figure 3-12. Caractéristiques $P_{PV(}V_{PV}$) d'un panneau photovoltaïque et effets d'occultation d'une des cellules qui composent le module PV.

En résumé, les perturbations extérieures liées à un éclairement inhomogène et les défauts dans le matériau des cellules liées au vieillissement peuvent modifier les caractéristiques électriques des modules photovoltaïques [15,16]. Ces modifications intempestives et inévitables perturbent donc les recherches des PPM sur des chaînes de cellules comprenant plusieurs diodes by-pass. Le contrôle MPPT peut même engendrer des erreurs sur le PPM le plus productif et donc représenter une perte de puissance de près de 50% voir plus en cas de défaut d'éclairement inhomogène (point de fonctionnement 4 par rapport au point 2). Conscient des problèmes de fonctionnement non optimaux en mode dégradé des étages d'adaptation à l'échelle d'un module commercial ou d'une chaîne de modules, le LAAS a décidé d'effectuer des recherches sur de nouveaux étages d'adaptation mieux adaptés à la problématique d'ombrage et d'éclairement inhomogènes. Pour cela, nous avons cherché à savoir si les architectures devaient être encore plus discrétisées et à quelle échelle de puissance.

3.5.4. Intérêts de la discrétisation.

La gestion globale d'un panneau solaire est importante à considérer afin d'optimiser sa production énergétique tout au long de sa vie. Une solution envisageable consiste à diviser le panneau en plusieurs parties et en distribuant ensuite la gestion de son énergie sur plusieurs systèmes relativement indépendants les uns des autres. Bien sûr, on peut toujours considérer que le risque de voir survenir des problèmes de gestion est minimisé dès lors que les panneaux solaires sont installés en fixe sur un toit bien exposé sans obstacles d'ombrage aux alentours. En réalité, cela limite considérablement les sites de gisement potentiels surtout en zone urbaine où les toitures sont rapprochées et la présence d'obstacles comme des cheminées, des poteaux électriques ou autres est très probable. D'autre part, aujourd'hui, la discrétisation de la gestion énergétique des panneaux photovoltaïques s'impose comme une évidence si on fait appel à des cellules de caractéristiques différentes ou placées sur des supports à diverses inclinaisons (pentes des toitures + façades). Prenons l'exemple du concept de voiture hybride électrique de l'entreprise Solar Electrical Vehicules de la Figure 3-13-a.

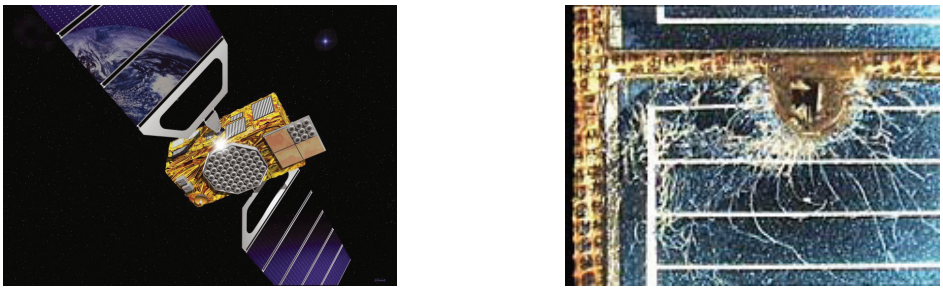


(a) (b)

Figure 3-13. Systèmes photovoltaïques installés (a) sur un véhicule hybride (b) sur un voilier.

L'ensemble photovoltaïque divisé en zones en fonction de l'inclinaison et fixé sur le toit du véhicule permet déjà d'augmenter son autonomie de 32 km par jour (en Californie). Cette innovation n'en est qu'à ces débuts et on peut imaginer les problèmes liés à la gestion globale de cette énergie lorsque la voiture est en mouvement si on fait appel à des architectures non adaptées ou si elle se gare à un endroit partiellement ombragé. Une division fine de la gestion de l'ensemble photovoltaïque semble donc une solution viable permettant d'accroître encore la production et donc l'autonomie du véhicule. Si on en revient à l'habitat, le toit est soumis à des ombrages divers comme les cheminées, les antennes et les toitures voisines (en ville par exemple), aux intempéries et aux salissures pour ce qui est des conditions météorologiques et souvent faute de choix, d'une orientation du GPV non optimale que lorsque le soleil est au zénith pour des GPV ayant été installés après la construction du bâtiment. En Figure 3-13-b, on peut voir un autre exemple d'application photovoltaïque pour le nautisme où la gestion distribuée devient également indispensable compte tenu des conditions d'exploitation (différentes inclinaisons, intempéries, ombrages des voiles et des structures, changement d'orientation permanent, etc…).

Un autre exemple plus critique qui peut être avancé est la gestion de l'énergie produite par les panneaux solaires d'un satellite mis en orbite, Figure 3-14-a. Ici, l'autonomie et le bon fonctionnement du satellite dépendent essentiellement de la production photovoltaïque. De plus, hors atmosphère, les panneaux sont soumis à un stress intense lié aux irradiations, aux chocs thermiques mais aussi aux chocs liés aux débris spatiaux qui peuvent venir les percuter comme le montre le résultat d'un impact sur une partie d'une cellule (Figure 3-14-b). Ces débris spatiaux peuvent aller à une vitesse relativement grande (15 à 20 km/s) et un impact, même petit, sur un satellite, peut entraîner de gros dégâts. Une gestion finement distribuée pourrait aboutir, dans une application spatiale, à une meilleure gestion de l'énergie et ainsi éviter un surdimensionnement de l'ensemble photovoltaïque généralement appliqué afin de pallier ces problèmes éventuels.



(a) (b)

Figure 3-14. (a) Satellite Giove du programme de positionnement par satellite européen Galileo (b) Détail d'un panneau solaire du télescope Hubble heurté par un débris spatial

Quoi qu'il en soit, l'énergie photovoltaïque reste difficile à appréhender compte tenu de son comportement aléatoire et non linéaire. L'utilisation d'un étage d'adaptation électronique augmente évidemment le coût à l'achat de l'ensemble mais permet de transférer à la charge le maximum d'énergie disponible. Les progrès réalisés en électronique de puissance, surtout dans les rendements de conversion, permettent de rendre transparent l'étage d'adaptation vis-à-vis de la chaine de conversion photovoltaïque. L'évolution des architectures de conversion et de gestion énergétique devrait permettre bientôt d'aller vers des structures de gestion plus fines optimisant au mieux la production d'un panneau solaire tout au long de sa vie.

3.6. La connexion GPV-charge via un étage d'adaptation continu-alternatif.

3.6.1. Introduction.

Les applications photovoltaïques les plus valorisantes actuellement sont les installations PV destinées à alimenter le réseau électrique public. La France a modifié en 2006 une nouvelle fois son système de subvention afin de rendre plus attractive l'énergie photovoltaïque. Le gouvernement a ainsi porté le crédit d'impôt pour les particuliers à 50%. Ce système permet aux particuliers de percevoir une somme représentant la moitié du coût total de l'équipement de leur habitation principale, main d'œuvre non comprise. Le tarif de rachat, aligné sur l'augmentation du coût de la vie, a également été réévalué en juillet 2006. Il s'établit désormais pour la métropole à 30c€/kWh plus une prime de 25c€/kWh en cas d'intégration dans le bâti. La puissance photovoltaïque totale installée en France en 2006 est établie à 32.7MW_c dont 12.3MW_c reliés au réseau, soit une multiplication par deux par rapport à 2005.

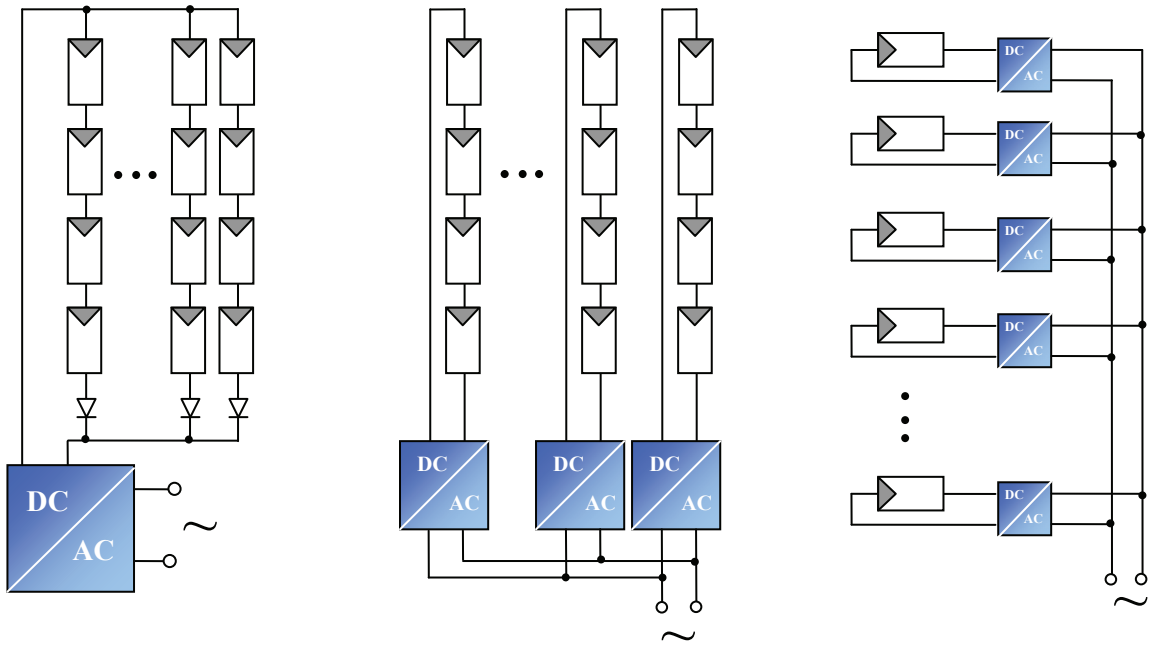
Figure 3-15. Structure Photovoltaïque intégrée en brise soleil sur le site Tenesol Toulouse.

Il existe différentes topologies de gestion de ces installations. Néanmoins, toutes ces approches reposent sur un GPV raccordé au réseau par le biais d'onduleurs qui transfèrent et mettent en forme l'énergie solaire électrique. Les progrès effectués ces dernières années dans le développement des onduleurs dédiés aux photovoltaïques ont permis de faire évoluer grandement ces systèmes de gestion. Les onduleurs ne se limitent plus seulement à transformer la puissance continue (DC) générée par les panneaux solaires en puissance alternative sous forme d'une tension sinusoïdale de fréquence souhaitée (par ex. 230V/400V - 50Hz) mais ils exploitent également la puissance délivrée par le GPV en le forçant à fonctionner à son point de puissance maximum. De plus, ils assurent une surveillance fiable du réseau pour protéger ce dernier contre les pannes et interrompre l'alimentation en cas de problèmes survenant soit du réseau soit de l'installation. Actuellement, il existe principalement trois architectures d'onduleurs donnant de bonnes solutions techniques : l'onduleur central, les onduleurs strings et les onduleurs intégrés aux panneaux. Nous décrivons brièvement leur propriété ci-dessous.

3.6.2. L'onduleur central.

Dans le cas d'onduleur central, les divers panneaux solaires pour une grande installation (>10kW) sont montés en rangées pour former une chaîne (String en anglais), elle-même couplée en parallèle avec des diodes anti-retours à plusieurs autres, Figure 3-16-a. Le générateur PV de forte puissance ainsi structuré est relié du côté DC à un seul onduleur. Cet onduleur central présente une grande efficacité énergétique à des coûts réduits. La fonction principale de cet appareil est de créer une tension alternative à partir d'une tension continue la plus compatible avec le réseau et d'examiner en permanence la présence ou non du réseau pour autoriser l'injection du courant. La structure classique de l'onduleur est souvent un circuit en pont permettant de relier chacun des deux pôles d'entrée à chacun des deux pôles de sortie par le biais d'interrupteurs de puissance.

Le couplage direct des installations PV avec des onduleurs sans transformateur gagne en importance. En effet, ils sont peu onéreux et offrent un rendement énergétique imbattable (entre 95% et 97% pour les fortes puissances). Pour pouvoir alimenter le réseau, la tension d'entrée doit toujours dépasser la tension crête de la tension réseau redressée. Soit, pour une valeur de tension efficace réseau de 250V, une source de tension minimale de 354V est nécessaire pour pouvoir injecter un courant sinusoïdal dans le réseau. Par conséquent, un panneau mal adapté ou encore un ombrage partiel porte préjudice à une exploitation optimale de chaque chaîne PV et entraîne une réduction du rendement énergétique. L'onduleur central possède de plus en plus souvent au moins un système de contrôle MPPT lui permettant de fonctionner à son PPM. Cela marche parfaitement tant que les panneaux sont identiques et qu'ils fonctionnent sous un ensoleillement homogène. Mais lorsque les caractéristiques électriques entre les panneaux diffèrent, dues à des ombrages, des salissures, au vieillissement ou au stress, la commande MPPT devient incertaine et le champ photovoltaïque ne produit pas autant qu'il le pourrait. En outre, la fiabilité de l'installation est limitée parce qu'elle dépend d'un seul onduleur. Ainsi, lorsqu'une panne de l'onduleur central se produit, elle entraîne l'arrêt complet de l'installation et donc de la production.



a) Onduleur central b) Onduleur string c) Onduleur intégré au PV

Figure 3-16. Schémas de principe de différentes topologies d'installations PV connectés à un réseau électrique.

3.6.3. Les onduleurs strings.

De même que pour l'onduleur central, le champ PV est, ici aussi constitué de strings (chaînes). Chaque string est toutefois relié à un onduleur (Figure 3-16-b). Chaque string peut ainsi fonctionner à son PPM. Cette technologie réduit considérablement le risque de problèmes d'adaptation ainsi que les pertes dues aux effets d'ombrage, tout en éliminant celles occasionnées par les diodes anti-retour et un câblage prolongé vers le générateur DC. Ces propriétés techniques avantageuses accroissent la fiabilité de l'installation ainsi que sa production énergétique. Mais il faut prendre en compte l'augmentation du nombre d'onduleurs de moyenne puissance disposant de rendement compris entre 92% et 96% nécessaires pour calculer le surcoût d'une telle architecture par rapport à la précédente.

Figure 3-17. Exemples d'installations photovoltaïques ayant besoin de plusieurs onduleurs.

Une étude théorique développée [17] explore les avantages et les bénéfices à utiliser une architecture string comparée à une architecture centralisée. Ces travaux sont focalisés sur l'évaluation des performances des deux types de systèmes en prenant en compte les pertes dans les dispositifs d'électronique de puissance, les dissipations dans les câbles et les sensibilités des GPV vis-à-vis de l'irradiance et des effets d'ombrages. Il en résulte que l'architecture string apporte un gain en rendement de 1.5% par rapport à une conception centralisée. Cependant, l'aspect économique n'est pas pris en compte ici. Une autre étude en [18] montre que, pour une installation inférieure à 5kWc sur 25 ans, l'architecture string n'est financièrement pas intéressante du fait de son surcoût à l'installation et du coût de la maintenance. Les auteurs intègrent une variable MTTF très intéressante (Mean Time To Failure of inverter). Elle permet d'évaluer le taux de pannes d'un onduleur sur une durée déterminée et donc permet d'estimer plus précisément l'aspect économique d'une architecture par rapport à une autre. Dans certains cas, il est même économiquement plus avantageux de ne pas remplacer un onduleur string défectueux dans un ensemble de grande puissance.

Cependant, un paramètre reste toujours incertain dans le contrôle MPPT lorsque la caractéristique de puissance du string possède plusieurs pics de puissance. Dans ce cas, l'onduleur peut fonctionner à un faux point de puissance maximum comme pour les architectures DC présentées précédemment et par conséquent, la puissance délivrée ne sera pas la puissance maximale disponible. Cette configuration peut arriver lors de différentes configurations comme le montre la Figure 3-17. Une partie des panneaux peut être sale ou cachée par des ombres ou de la neige ou bien l'orientation des panneaux d'un même string n'est pas identique pour tous les panneaux. Une disposition non optimale des panneaux implique donc qu'un string peut recevoir une irradiance inhomogène pouvant perturber la recherche du PPM. La solution en termes de gain énergétique est d'aller vers une gestion plus individuelle des panneaux en intégrant par exemple un étage d'adaptation par GPV.

3.6.4. Les onduleurs intégrés aux panneaux PV.

Chaque panneau dispose ici de son propre onduleur (cf. Figure 3-16-c), ce qui permet théoriquement d'éviter toutes pertes liées à la différence de puissance entre chaque module quelle que soit l'origine du défaut. Le rendement des onduleurs intégrés aux panneaux reste cependant en-deçà de celui de l'onduleur string à cause de la grande différence des tensions entre les GPV et la charge. De plus, les onduleurs intégrés aux panneaux induisent des coûts de câblage supplémentaires du côté AC, étant donné que chaque panneau de l'installation doit être relié au réseau 230 V. Le nombre nettement supérieur d'onduleurs intégrés aux panneaux nécessaires dans cette architecture entraîne un travail de couplage nettement plus conséquent. Ce concept ne s'applique donc généralement qu'aux installations PV d'une puissance modeste allant de 50 W à 400 W.

Récemment, on a vu apparaître un nouveau concept hybride se basant sur les avantages et les inconvénients de chacune des méthodes citées précédemment. Habituellement, les onduleurs strings et intégrés sont reconnus pour leur meilleure réponse aux variations d'ensoleillement et aux inhomogénéités lumineuses mais aussi pour leur facilité d'installation. D'autre part, l'onduleur central est souvent moins cher en terme d'équipement électronique qui est, somme toute, très modeste, il dispose d'un meilleur rendement et est, en plus, plus fiable (Tableau 3-1). Les dernières données correspondant aux onduleurs intégrés aux panneaux s'affranchissent en grande partie des problèmes d'ombrage

et optimisent la production d'un GPV de façon remarquable. Il reste encore pas mal de développement technologique pour les rendre aussi fiables que les onduleurs centralisés.

Tableau 3-1- Caractéristiques techniques des différents systèmes de configurations.

	Onduleur Central	Onduleur String	Onduleur Intégré
Tension PV	340-800V	150-800V	17-90V
Pertes DC (Ohmique)	~1-5% en fonction de la tension et de la distance	~1% en fonction de la tension et de la distance	Négligeable
η_{CONV}	95-97%	92-96%	87-93%
Maintenance et réparation	Simple	Difficile (recherche dysfonctionnement)	Difficile (recherche dysfonctionnement)

3.6.5. La conversion multi-string

En fait, la gestion multi-string est née de la combinaison entre la gestion par onduleur central et la gestion par strings. Comme illustré en Figure 3-18, le principe de la conversion multi-string est basé sur de nombreux convertisseurs DC-DC modulables connectés à un onduleur central via un bus continu [19,20]. Chaque convertisseur DC-DC dispose de sa propre commande MPPT permettant à chaque string de fonctionner à son PPM. Par conséquent, le dysfonctionnement d'un GPV peut être rapidement détecté et localisé. Le fonctionnement de l'ensemble du champ ne sera donc pas affecté par le disfonctionnement d'un seul GPV. Grâce aux convertisseurs DC-DC, il est possible de travailler sur une plus large gamme de tension PV (tension plus faible en entrée des DC/DC) optimisant ainsi la production photovoltaïque.

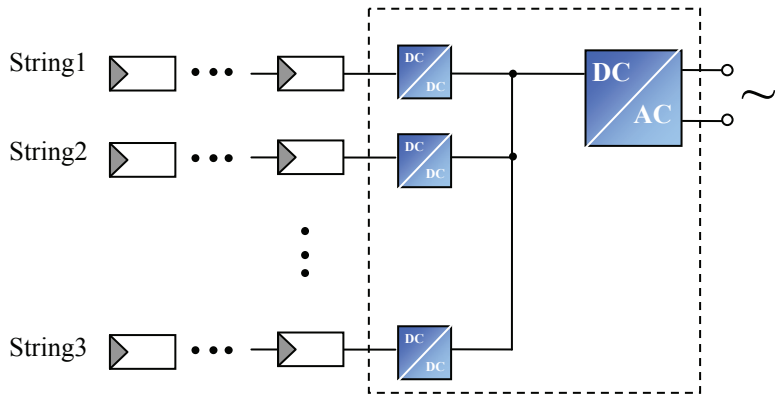


Figure 3-18. Nouvelle structure de conversion multi-string mixte.

Ce concept permet une grande modularité des GPV. On peut imaginer des systèmes dont chaque string possède des GPV de technologies ou de tailles différentes ou orientés différemment par rapport au reste du système. Soit, une première chaîne à l'Est, une seconde à l'Ouest et la troisième au Sud ou encore avec des inclinaisons différentes. Cependant, la

présence de plus d'un pic sur la caractéristique P(V) d'un string rend beaucoup plus compliquée la détection du PPM. Un fonctionnement sur un autre point que le PPM, dû à l'erreur de recherche MPPT, conduit à une baisse significative du rendement de cette partie du système global. Pour pallier ces défauts, une nouvelle architecture a été développée sur la base du convertisseur multi-string. Ce nouveau concept intègre un convertisseur DC-DC par panneau avec sa propre commande MPPT, Figure 3-19 [21]. Généralement, les panneaux solaires sont associés en série afin d'alimenter l'onduleur avec une tension convenable (180V-500V) et les strings sont ensuite connectés en parallèle afin d'obtenir la puissance désirée.

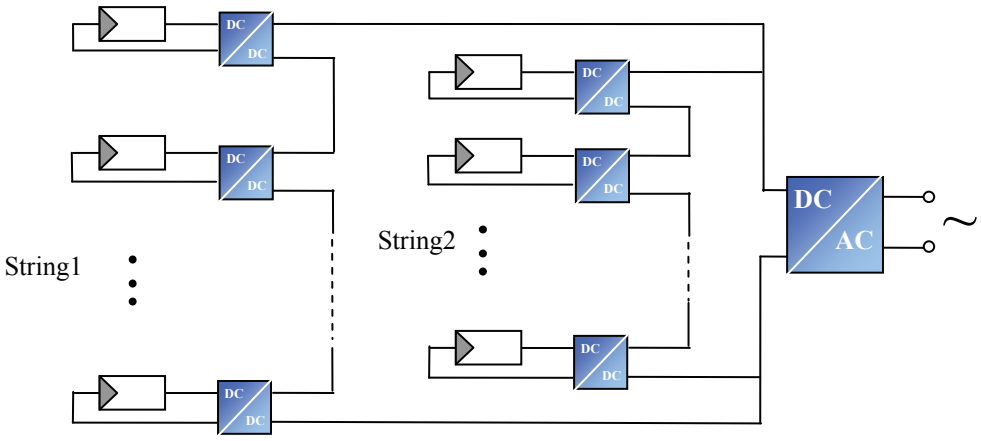


Figure 3-19. Structure de conversion multi-string avec distribution MPPT et mise en série des DC-DC.

Ce dernier concept n'en est encore qu'à ses débuts. Une étude théorique a déjà démontré la faisabilité et la stabilité d'un tel système. La gestion distribuée montre un gain en rendement MPPT de l'ordre de 3 à 30% (suivant l'inhomogénéité d'irradiance du string) comparé à une gestion MPPT classique. Cependant, une étude réelle ainsi qu'une étude du rendement de l'ensemble de l'installation restent encore à développer afin de démontrer la viabilité de cette nouvelle gestion multi-string.

Tous les concepts d'onduleurs présentés ici, excepté ce dernier, sont actuellement disponibles sur le marché. Le choix de l'onduleur approprié doit être motivé par les conditions d'utilisation imposées. Comme le montre la Figure 3-20, à chaque puissance de champ photovoltaïque correspond un onduleur adapté. La rentabilité des installations photovoltaïques est désormais possible grâce à une conception intelligente de l'ensemble solaire. Les avancées technologiques dans ce domaine permettent de fabriquer des onduleurs peu onéreux offrant un rendement énergétique imbattable. Les organes de gestion de ces onduleurs deviennent de plus en plus complexes avec des commandes MPPT mieux adaptées, des sécurités supplémentaires autant du côté DC que AC (vis-à-vis du réseau). Mais le problème du rendement MPPT et de la recherche du PPM reste constant dès lors que les conditions « normales » de fonctionnement ne sont pas présentes. Les recherches effectuées en ce sens s'orientent là-aussi vers une architecture plus fine de la gestion des panneaux solaires en associant un étage d'adaptation avec sa propre commande MPPT par GPV. Malheureusement, les rendements de conversion de ces architectures complexes restent encore faibles. En attendant des avancées dans l'optimisation des rendements des convertisseurs de puissances, un compromis doit être envisagé entre le rendement MPPT et le rendement conversion afin de trouver le rendement optimum de l'ensemble de la chaîne de conversion photovoltaïque.

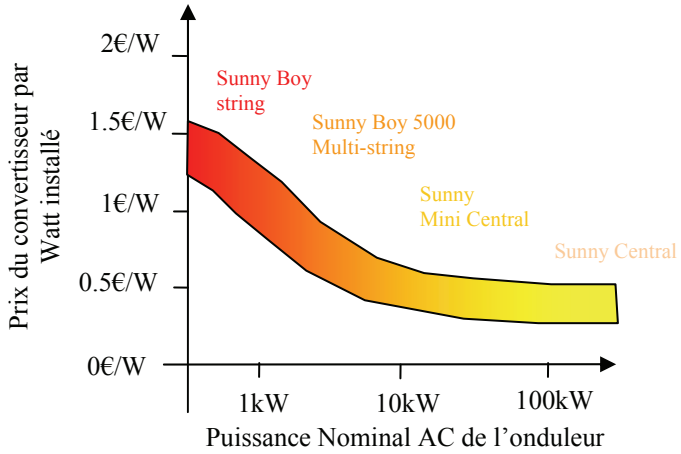


Figure 3-20. Prix des onduleurs PV en fonction de la puissance nominale installée.

3.7. Étude de nouvelles architectures d'association pour cellule tandem dans le cadre ATOS.

Comme nous l'avons dit dans le chapitre précédent, les travaux de recherche effectués dans le projet ATOS portent sur deux grandes innovations. La première sur le développement de nouveaux matériaux photovoltaïques performants pour les applications tandem et la seconde sur la mise en place d'un isolant intermédiaire entre les cellules permettant de les rendre indépendantes. C'est dans ce dernier axe de recherche que le laboratoire LAAS a plus particulièrement travaillé. Les travaux du laboratoire se sont orientés sur l'étude des différentes associations possibles de cellules afin de trouver l'architecture valorisant au mieux la production électrique de l'ensemble tandem. Dans ce cadre de recherche, l'entreprise SOLEMS, partenaire du projet ATOS, nous a fourni deux types de panneaux en silicium amorphe dont les caractéristiques électriques sont définies dans le Tableau 3-2.

Tableau 3-2-Caractéristiques électriques des modules Solems

Référence Solems	Sous un éclairement de 200W/m²	Sous un éclairement de 1000W/m²
14/150/300TD	39mA – 6.6V	195mA – 7.5V
28/300/100TD	12mA – 13.8V	62mA – 15V

Ces deux panneaux nous permettent de simuler les futurs modules susceptibles d'être produits dans le projet ATOS quels que soient le choix de connexion inter-électrode réalisé au final. On peut ainsi observer en Figure 3-21 les caractéristiques électriques expérimentales des deux modules réalisés sur le site du LAAS-CNRS de Toulouse. Le module référencé 14/150/300TD, qui produit au mieux une puissance crête de $1.6W_c$ sous ensoleillement réel, nous permet de simuler le module en face avant et le second module face arrière peut être représenté par le module 28/300/100TD disposant d'une puissance crête maximale de $1.1W_c$.

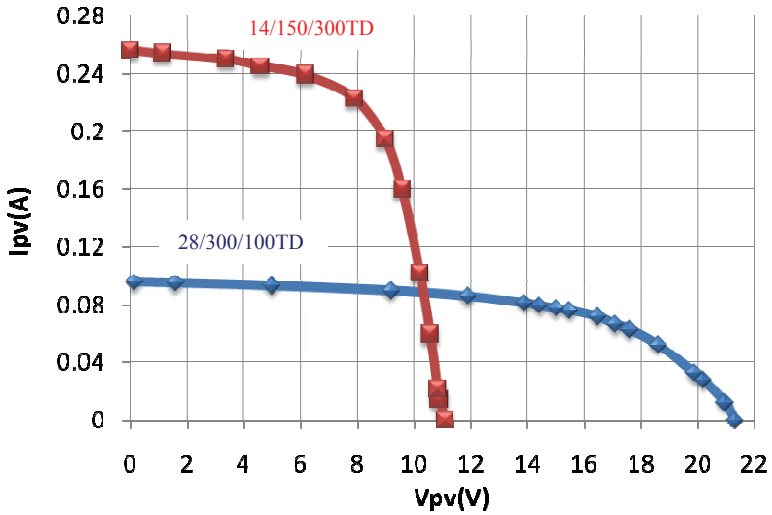


Figure 3-21. Caractéristiques I(V) des générateurs PV Solems (Toulouse, sous 1000W/m², 26°C, inclinaison de 35°).

Des modèles électriques simples des deux différents panneaux fournis par Solems ont donc été développés grâce au logiciel de simulation électrique PSIM. Nous avons ainsi étudié, par simulation, l'associabilité de ces deux panneaux photovoltaïques dans différentes configurations possibles bien avant que le module optimal de cellules tandem existe en réalité. Ce travail est à souligner car il est un des premiers montrant l'intérêt de travaux conjoints entre des recherches de matériaux performants, des agencements de cellules et des associations électriques.

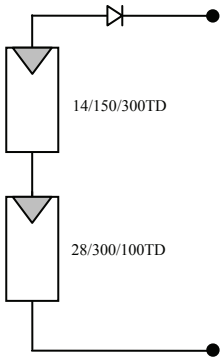


Figure 3-22. Circuit de mise en série des modules PV avec diode anti-retour simulant un module PV à base d'une association de cellules tandem en couche minces sans électrodes intermédiaires.

La Figure 3-22 représente une première association possible des GPVs, à savoir une architecture série correspondant à une association classique de cellules en couche mince de type tandem sans électrode intermédiaire. La couche supérieure étant dépendante de la couche inférieure. La courbe de puissance résultant de cette association est illustrée en Figure 3-23. La tension de circuit ouvert de l'ensemble correspond à l'addition des V_{co} des 2 GPVs et le courant fourni est fixé par la cellule la plus faible. Ainsi le PPM se trouve à 1.86 Watts pour une configuration optimale de cette association.

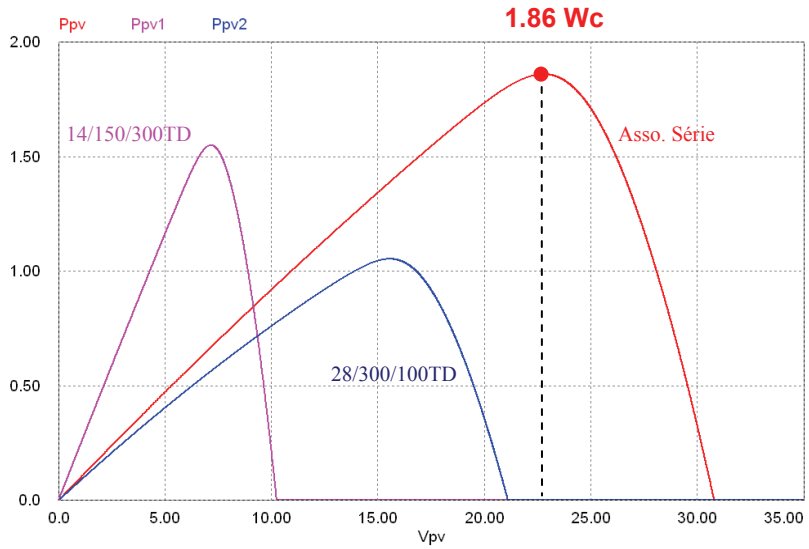


Figure 3-23. Caractéristiques électriques simulées des deux GPV mise en série. Puissance PV fonction de sa tension.

La deuxième architecture que nous avons étudiée, est représentée en Figure 3-24. Elle résulte d'une simple discrétisation des deux types de cellules couches minces devant être isolées électriquement par 2 électrodes intermédiaires et une couche isolante. Une des associations possibles est alors une association électrique parallèle alors que les panneaux seraient superposés et donc couplés lumineusement pour capter au mieux le spectre solaire. Des diodes anti-retour sont nécessaires afin d'éviter que le GPV le plus fort ne débite son courant dans le GPV le plus faible.

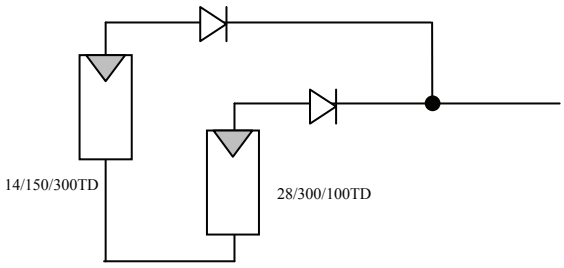


Figure 3-24. Proposition d'association en parallèle des cellules PV avec diodes anti-retour en supposant les problèmes d'isolation par électrodes intermédiaires résolus.

La Figure 3-25 représente les courbes de puissance en fonction de la tension aux bornes des panneaux photovoltaïques. Les Figure 3-25-a et Figure 3-25-b représentent réciproquement les courbes de puissance des panneaux 14/150/300TD et 28/300/100TD de chez Solems. La Figure 3-25-c correspond à la courbe de puissance du générateur photovoltaïque constitué par la mise en parallèle des 2 panneaux solaires. On remarque un pic de puissance de 2.1 W_c aux alentours de 7 V. A l'aide d'un étage d'adaptation adéquat inséré entre le générateur et la charge, nous allons créer une chaîne de conversion photovoltaïque pouvant extraire au maximum 2.1W_c. Toutefois, étant donnée la forme de la courbe P(V), cela ne va pas être aisé d'effectuer une recherche de PPM efficace dans ces conditions.

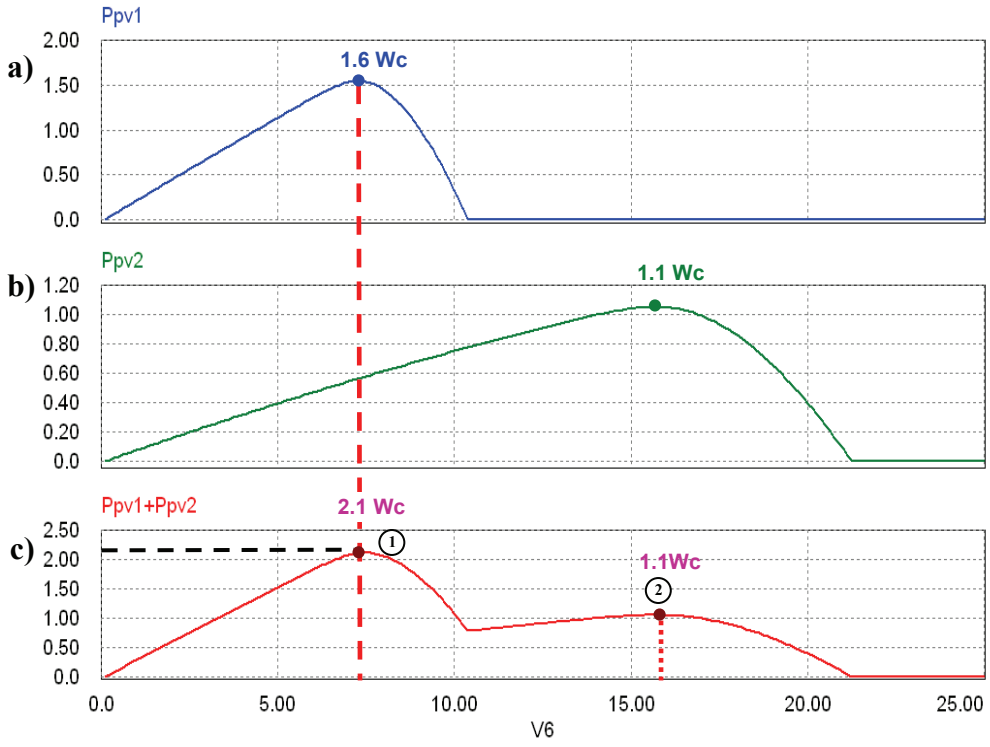


Figure 3-25. Caractéristiques électriques P(V) simulées des deux GPV associés en parallèle. Puissance PV fonction de sa tension.

La dernière architecture envisagée, afin d'optimiser la puissance à transférer, est d'utiliser un étage d'adaptation DC/DC avec commande MPPT par type de cellules couche minces. Cette architecture de gestion correspond à une architecture discrétisée telle que le LAAS a l'habitude de concevoir à des puissances plus élevées. En fait, chaque champ de cellules couche mince donné possèdera son propre étage d'adaptation permettant d'exploiter la puissance disponible aux bornes du PV. Ainsi, en se rapprochant au plus près de la source de production, on peut espérer produire le maximum de puissance. Le schéma de la Figure 3-26 présente donc le principe de gestion de puissance proposé par le LAAS dans l'ANR ATOS pour gérer la production de l'énergie PV provenant des nouvelles cellules couche mince de type tandem avec électrodes intermédiaires.

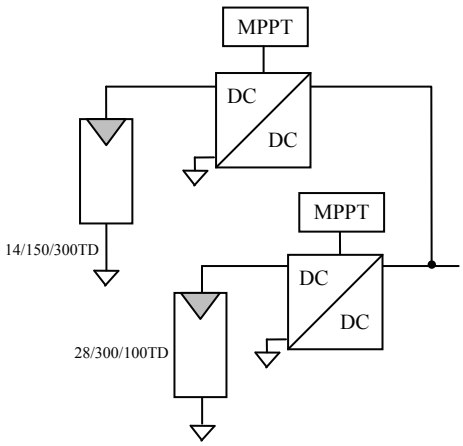


Figure 3-26. Circuit de connexion des cellules couche mince tandem conçues dans l'ANR ATOS à l'aide d'étages d'adaptation. Proposition de mise en parallèle sur une charge donnée.

Les simulations électriques présentent en Figure 3-27 nous montrent le bénéfice à discrétiser la gestion de la puissance à partir de chaque panneau photovoltaïque tel que proposé en Figure 3-26. Les courbes des Figure 3-27-a et b représentent réciproquement les courbes de puissance en sortie des panneaux 14/150/300TD et 28/300/100TD chacun muni d'un étage d'adaptation. Chaque convertisseur DC-DC avec sa propre commande MPPT permet au système d'osciller autour du PPM de chaque GPV constitué d'un seul type de matériau. La puissance produite par l'ensemble correspond donc à l'addition des puissances des deux générateurs (Figure 3-27-c). Au final, on voit qu'on récupère en moyenne 2.68 Watts contre les 2.1 Watts du système précédent avec gestion globale.

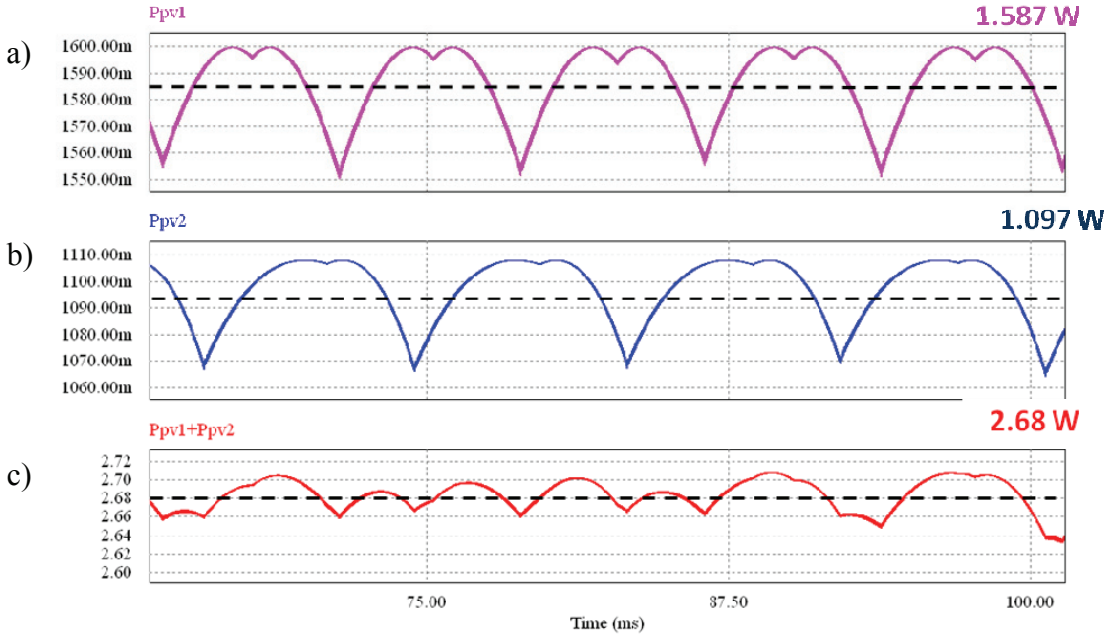


Figure 3-27. Évolution des puissances des deux GPV disposant chacun d'un étage d'adaptation, en fonction du temps.

Si nous effectuons un bilan des différentes architectures étudiées ici, on s'aperçoit que la gestion distribuée de la puissance présente le meilleur gain de puissance potentiel. En effet, pour une association classique de cellule tandem en série, la puissance maximale disponible s'élève à $1.86W_c$. Pour une architecture discrétisée sans étage d'adaptation, on peut espérer produire $2.1W_c$. Et finalement, avec une gestion entièrement distribuée de la puissance, on arrive à une puissance crête disponible de $2.7W_c$ ce qui correspond à une puissance moyenne récupérée d'environ 2.68W en prenant en compte le rendement MPPT des étages d'adaptation.

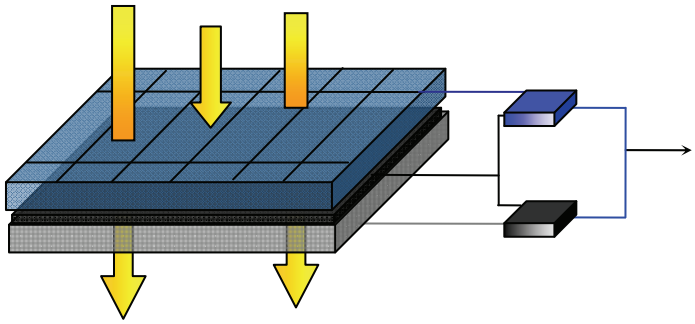


Figure 3-28. Cellules Tandem avec un étage d'adaptation par niveau de cellule.

Les simulations développées lors de ces travaux préliminaires ont montré que la discrétisation de la gestion de puissance dans le cas des cellules tandem permet d'exploiter au maximum la puissance produite par les deux modules, Figure 3-28. Cependant, un point reste encore à éclaircir sur les pertes engendrées par ces étages d'adaptation eux-mêmes, étant données les puissances mises en jeux. En effet, le gain de puissance apporté par cette nouvelle architecture de gestion ne doit pas être perdu dans les structures de conversion. Une étude de ces paramètres cruciaux reste donc nécessaire avant de prouver réellement le bénéfice d'une architecture de gestion distribuée par rapport aux autres.

3.8. Conclusion.

Dans ce chapitre, nous avons présenté les principales architectures de gestion existantes dédiées à l'énergie photovoltaïque dans un contexte d'optimisation de puissance et de réduction du prix du kWh photovoltaïque produit. L'énergie solaire présente aujourd'hui des coûts élevés, mais les progrès sont rapides et la recherche active. Si les coûts actuels représentent encore plus de trois fois le coût du kWh fourni au client résidentiel en France, il a déjà diminué d'un facteur supérieur à 2 en 10 ans.

Dans ce contexte, nous avons décrit les différentes associations possibles de cellules photovoltaïques permettant de créer des modules de puissance exploitables pour des applications domestiques. Nous avons également montré l'utilité d'insérer un étage d'adaptation avec une fonction MPPT entre le GPV et la charge afin d'optimiser en permanence la puissance produite. Nous avons aussi vu que l'effet d'ombrage sur quelques cellules qui composent un panneau solaire implique des pertes disproportionnées de puissance, supérieures à 50% pouvant même parfois rendre le panneau inactif. L'impact de l'ombre sur un panneau solaire a donc une influence très importante sur l'énergie produite par rapport à la superficie de l'ombre. Ces problèmes caractéristiques, liés à l'énergie photovoltaïque, nous font envisager de nouvelles architectures de gestion autant pour les étages d'adaptations DC-DC que pour les DC-AC. Il s'avère que la discrétisation de la gestion de cette énergie semble une solution prometteuse dans la course à l'optimisation. Cependant, le rendement de cette chaîne de conversion photovoltaïque est pour le moment un verrou technologique de même que le prix de l'ensemble de la chaîne. La multiplication des étages d'adaptation permettra bien entendu de réaliser une maximisation de la puissance disponible mais il ne faudra pas que cela se fasse au détriment du rendement de conversion de l'ensemble. Des recherches plus approfondies ainsi que des développements technologiques semblent nécessaires afin d'optimiser et de montrer les bénéfices à développer une architecture distribuée complexe de convertisseurs disposant de commande MPPT. Nous présentons quelques solutions dans ce sens dans le reste du document.

Bibliographie Chapitre 3

[1] Ludovic Protin, Stéphan Astier ; **« Convertisseurs photovoltaïques »**, Techniques de l'Ingénieur -D3 360-.

[2] W. Herrman, W. Wiesner, W. Vaaben, **« Hot spot investigations on PV modules – New concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes »**, 26th PVSC, Sept. 30 – Oct. 1997, Anaheim, CA.

[3] M. C. Alonso-Garcia, J. M. Ruiz, F. Chenlo, **« Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module »**, Solar Energy Materials & Solar Cells *Volume 90, Issue 3, 15 February 2006, Pages 329-340.*

[4] J. P. David, J. Duveau, J. Guerin and A. Michel **« Electrical and thermal testing and modelling of breakdown in space solar cells and generators »**, 23rd Photovoltaic Specialists Conference, 1993, 10-14 May 1993 pp 1415 - 1420

[5] A. Kajihara, T. Harakawa ; **« Model of photovoltaic cell circuits Under partial shading »**,
Industrial Technology, 2005. ICIT 2005, 14-17 Dec. 2005 Page(s):866 – 870

[6] A.B. Rabii, M. Jraidi and A.S. Bouazzi; **« Investigation of degradation in field-adged photovoltaic modules »**, 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, May 11-18, 2003.

[7] Enterprise CIMA Technologie **« Instrumentation, Capteurs et Station Météorologiques »** disponible sur : http://www.cima-meteo.com/

[8] M.F. Shraif, « **Optimisation et mesure de chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque en énergie électrique** », Thèse Université Paul Sabatier, 2002.

[9] C. Alonso, M. F. Shraif, A. Martinez, Brevet CNRS, US 2005099166, "**Power converter control for automatic maximum power point tracking**".

[10] Z. Salameh, "**Step-up maximum power point tracker for photovoltaic arrays**", Proc. of the 1998 annual meeting of the American Solar Energy Society, Cambridge, USA, june 1998, pp 409-414.

[11] N. Toshihiko, S. Togashi, and N. Ryo, « **Short-current Pulse-based Maximum-Power-Point Tracking Method for Multiple Photovoltaic –and-Converter Module System** », IEEE Trans. On Industrial Electronics, vol 49. no 1, February 2002.

[12] K. Kobayashi, H. Matsuo and Y. Sekine, « **An Excellent operating point tracker of the solar-cell power supply system, IEEE Trans. On Industrial Electronics** », Vol, 53, no. 2, April 2006.

[13] M. A. S. Masoum, H. Dehbonei and E. F. Fuchs, « **Theoretical and Experimental Analyses of Photovoltaic Systems with voltage-and Current-based Maximum Power-point Tracking** », IEEE Trans. On Energy Conversion, Vol. 17, No. 4, December 2002.

[14] Cid Pastor, Angel, **« Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques »**, Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, 2006.

[15] M. Sabry, Ahmed E. Ghitas ; **« Effect of edge shading on the performance of silicon solar cell »,** Vacuum, Volume 80, Issue 5, 26 January 2006, Pages 444-450

[16] Kobayashi, S.; Iino, T.; Kobayashi, H.; Yamada, K.; Yachi, T. ; « **Degradation of Output Characteristics of a Small Photovoltaic Module Due to Dirt Spots** », Telecommunications Conference, 2005. INTELEC '05. Twenty-Seventh International Sept. 2005 Page(s):435 – 439

[17] Pavan, A.M.; Castellan, S.; Quaia, S.; Roitti, S.; Sulligoi, G.; « **Power Electronic Conditioning Systems for Industrial Photovoltaic Fields: Centralized or String Inverters? »** Clean Electrical Power, 2007. ICCEP '07. International Conference on 21-23 May 2007 Page(s):208 – 214

[18] P.A.B. James, A.S. Bahaj, R.M. Braid ; **« PV array <5 kWp + single inverter = grid connected PV system: Are multiple inverter alternatives economic? »** Solar Energy, Volume 80, Issue9, September2006, Pages 1179-1188.

[19] Meza, C.; Biel, D.; Negroni, J.J.; Guinjoan, F.; **« Considerations on the control design of DC-link based inverters in grid-connected photovoltaic systems » ;** Circuits and Systems, 2006. ISCAS 2006. Proceedings. 2006 IEEE International Symposium on, 21-24 May 2006 Page(s):4 pp.

[20] Achim Woyte, Johan Nijs, Ronnie Belmans ; **« Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results »** ; Solar Energy, Volume 74, Issue 3, March 2003, Pages 217-233.

[21] Femia M., Lisi G., Petrone G., Spagnuolo G., Vitelli M., **« Analysis of photovoltaic systems with distributed maximum power point tracking »**, ISIE 08, Cambridge 2008.

CHAPITRE 4

4. DÉVELOPPEMENT D'ARCHITECTURES DISTRIBUÉES DÉDIÉES AU PHOTOVOLTAÏQUE.

4.1. Introduction.

L'architecture distribuée est une vision utilisée depuis de nombreuses années dans le domaine informatique et on assiste depuis longtemps déjà à une opposition entre deux types d'architectures: celle dite centralisée et celle dite distribuée [1].
Les deux types d'architecture ont chacune des propriétés propres intéressantes qui les destinent à des applications différentes :

- L'architecture centralisée possède un noyau central fort autour duquel tous les périphériques sont regroupés (ou *centralisés*). Ce noyau central exécute la plupart des actions. Le principal avantage de cette architecture est sa facilité d'administration.
- L'architecture distribuée, elle, possède un noyau central faible associé à une plus grande autonomie des périphériques. Cette architecture a l'avantage de permettre une plus grande souplesse d'utilisation et des modes de fonctionnement parallèles qui peuvent être complexes.

En simplifiant, nous pouvons opposer l'architecture centralisée avec un maximum de fonctions assurées par un noyau central à l'architecture distribuée ayant plusieurs noyaux dédiés à des fonctions spécifiques se répartissant le plus possible dans l'espace et le temps. Le coût de l'une ou l'autre architecture varie suivant le domaine. En règle générale, si les périphériques ne sont pas utilisés à plein temps (par exemple, une imprimante), l'architecture centralisée est plus économique (on suppose alors que tous les périphériques ne sont jamais utilisés tous en même temps). Dans d'autres cas (carte vidéo, réseau de PC), c'est l'architecture distribuée qui est la plus économique (un gros ordinateur coûte plus cher que 10 petits ordinateurs 10 fois moins puissants).

Une analogie peut être envisagée entre la gestion de l'architecture distribuée en informatique et celle appliquée à la gestion de l'énergie photovoltaïque. Pour cela, il suffit de constater comme nous l'avons montré dans le chapitre précédent que, la défaillance d'une seule cellule d'un module photovoltaïque entraîne, dans le cas d'une gestion centralisée effectuée à l'aide d'un seul convertisseur statique (onduleur), une forte diminution de production d'énergie correspondant à une grande partie du GPV, voire la totalité dans des cas d'ombrages partiels. Ce point de faiblesse bien que bien connu dans le passé, n'est toujours pas vraiment résolu principalement pour des questions de coûts prohibitifs des solutions à mettre en œuvre par rapport au gain énergétique potentiel attendu. Pourtant, l'idée de rendre indépendants des groupes de cellules les uns par rapport aux autres se précise d'année en année au fur et à mesure des prises de consciences faits sur des sources PV existantes et les limites de productions réelles que cela impacte sur toute la durée de vie de ces générateurs. En parallèle, l'industrie de la micro-électronique et les évolutions permanentes des organes de gestion (microprocesseurs, microcontrôleurs, FPGAs, …) permet de plus en plus la réalisation d'étages d'adaptation fiables, à haut rendement, avec des durées de vie prolongées et des coûts relativement bas.

Les constructeurs envisagent ainsi de multiplier le nombre de diodes-bypass afin d'isoler un groupe de cellules de plus en plus petit. Ainsi, en cas de défaillance, cela permet de limiter les pertes de production PV en isolant le minimum de cellules et uniquement celles qui sont autour du défaut. Cela localise le plus possible le problème tout en limitant les pertes énergétiques.

En poussant la réflexion à l'extrême pour un GPV donné et dans l'idéal pour une production PV optimale, l'utilisation d'une architecture distribuée associée à un gestionnaire

d'énergie adéquat, gérerait non seulement la présence de défaillances réparties mais également la production optimale de l'énergie PV et son transfert avec un minimum de pertes. Ainsi, des étages d'adaptation de faible puissance devraient être répartis au plus près sur chaque groupe de cellules et permettre d'optimiser la production d'énergie avec un transfert de puissance le plus transparent possible. Pour cela, il faut diviser le générateur PV en petits groupes indépendants. Chaque groupe devra posséder un étage d'adaptation avec son propre gestionnaire d'énergie afin d'optimiser sa puissance délivrée en fonction de ses caractéristiques (différences de caractéristiques, vieillissement des cellules, effets d'ombrage et des salissures). Même si certaines cellules comportent des défauts qui peuvent changer leurs caractéristiques électriques au cours du temps, l'étage d'adaptation pourra ainsi exploiter au maximum l'énergie disponible du groupe de cellules traité. Du point de vue du GPV, c'est le cas idéal. La mise en œuvre d'une telle stratégie nécessite une architecture complexe ayant un grand nombre de composants électroniques aptes à transférer plusieurs niveaux de puissance sans trop de pertes. Le coût d'une telle architecture a jusque-là arrêté tous les projets de développement en ce sens.

Les travaux engagés dans ce chapitre de thèse ont pour objectif d'évaluer les bénéfices potentiels, en terme de gain énergétique, à distribuer les étages de gestion. Nous présentons pour cela notre approche concernant le développement des étages d'adaptation faible puissance pour la mise en œuvre d'une gestion de l'énergie générale distribuée. Ces premières recherches ont d'abord été validées par simulation électrique permettant ainsi de lever les premiers verrous de réalisation. Une grande partie de ces études a été conduite systématiquement à l'optimisation des différents organes de l'étage d'adaptation afin de finalement développer des prototypes performants nous permettant de réaliser des validations expérimentales.

4.2. Les micro-convertisseurs comme étages d'adaptation.

La discrétisation de la gestion de puissance pour les applications photovoltaïques semble une solution avantageuse dans un but d'optimisation et d'augmentation de la production électrique solaire [2]. Le LAAS-CNRS travaille dans cet axe depuis plusieurs années et a déjà prouvé le gain que peut apporter une architecture distribuée en opposition à une architecture centralisée [3,4]. Dans ces études, un étage d'adaptation optimisé comprenant sa propre commande MPPT est associé à chaque module commercial. Ces divers convertisseurs assurent également les fonctions élémentaires de sécurité (diodes by-pass et diodes anti-retour). Ils constituent un étage fortement distribué de conversion de puissance entre le générateur PV (GPV) et la charge (batterie, autre DC/DC, moteur DC ou onduleur). Ce type d'architecture a été validé en montrant des gains énergétiques de 5 à 30% selon les applications et a fait l'objet de travaux de valorisation avec EDF dans le cadre la thèse d'Angel Cid-Pastor qui ont été confirmé dans l'ANR Microscope. Ces DC/DC sont aujourd'hui réalisés en tant que prototypes préindustriels et sont en cours de test à grande échelle sur plusieurs sites européens.

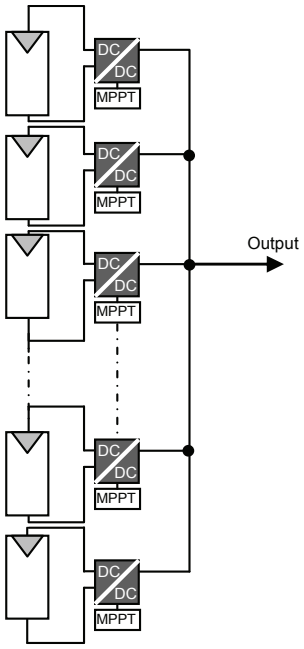


Figure 4-1. Nouvelle architecture distribuée dédiée aux applications photovoltaïques proposée par le LAAS.

La question qui se pose aujourd'hui c'est jusqu'à quel point doit-on discrétiser ce système de gestion ? Qu'y gagne-t-on en terme énergétique ? Combien cela coûte-t-il ? Nous avons souhaité repousser les limites au plus petit nombre de cellules possible pour savoir si le gain apporté en terme énergétique restait valable à ces échelles de faibles puissances. Ainsi, nous souhaitons optimiser l'énergie photovoltaïque au maximum de ses capacités. Mais de nombreux verrous technologiques sont à résoudre avant d'arriver à une discrétisation aussi fine de la chaine de conversion électrique. Maintenant, la question à se poser devient jusqu'à quel point peut on discrétiser le système de gestion à associer à tous ces étages d'adaptation ? Nous avons cherché les réponses dans les limites technologiques de développement des micro-convertisseurs devant avoir des rendements relativement élevés.

De nos jours, si on considère le critère rendement η_{conv} des convertisseurs de puissance, des rendements de conversion supérieurs à 95% sont aisément obtenus sans trop de difficulté lorsque la puissance à transférer est supérieure à 50W. Ceci permet de considérer cet étage comme transparent et de négliger son influence vis à vis du reste de la chaine de conversion. Mais, dès lors que l'on descend sous des puissances de 10 W, on se heurte à deux difficultés : la première est d'arriver à conserver des rendements aussi élevés et la deuxième, liée à la taille et l'encombrement importants de tous ces étages compte tenu de la multiplication de ces derniers, sans compter le prix.

Nous avons toutefois pensé à faire appel à des étages de conversion de puissance électrique intégrés au plus près de la source photovoltaïque, afin de minimiser au maximum les diverses connexions génératrices de pertes et l'encombrement de l'étage. Ceci fait appel aux techniques les plus avancées en termes d'intégration de puissance non existantes à ce jour dans le domaine du PV. Le domaine applicatif qui s'avère le plus proche est celui des systèmes embarqués faisant appel à des CS traitant des puissances inférieures à 2 W qui s'est fortement développé ces dernières années avec l'essor des téléphones portables et plus généralement, toutes les nouvelles fonctionnalités liées au nouveau mode de vie nomade. Dans ces applications, les convertisseurs électriques intégrés et semi-intégrés existent déjà à des tailles intéressantes (quelques mm^2) ainsi que des coûts relativement bas liés à de grandes

quantités de production. Cela nous conforte sur la possibilité d'une intégration de l'étage d'adaptation avec un faible encombrement et un fort rendement compatible avec notre projet de rapprochement des étages de conversion aux cellules PV.

Si l'on considère l'électronique portable, son évolution est d'intégrer de plus en plus de fonctions autant en sécurité qu'en intelligence. Ceci implique des puissances volumiques et massiques de plus en plus importantes. En parallèle, les progrès effectués ces dernières années dans le domaine de la conversion de puissance introduisent des fonctions de plus en plus compactes, voire intégrées permettant aujourd'hui d'envisager des alimentations de faibles puissances en version totalement intégrée. Ces avancées et cette expérience acquise depuis de nombreuses années dans le domaine de l'électronique embarqué, nous permettent d'envisager une discrétisation de la gestion de puissance très fine (de l'ordre de 0.5 à 2Watts). C'est donc sur ces bases que nous avons développé notre système de gestion photovoltaïque. A titre indicatif, le Tableau 4-1 présente un récapitulatif des convertisseurs continu-continu actuellement commercialisés pour des applications embarquées. Les rendements actuels des convertisseurs sont de l'ordre de 90% pour des puissances allant de 0.5 à 1W pour un encombrement réduit. Ces données nous permettent d'anticiper sur le développement de convertisseurs alloués aux applications photovoltaïques.

Tableau 4-1- Convertisseurs DC-DC du commerce.

Type	Composant	Puissance	Rendement	Encombrement
Abaisseur de tension	NCP1508	600mW	91%	9mm²
	TPS62400	700mW	90%	9mm²
	LT3021 (LDO)	600mW	50%	14.7mm²
Élévateur de tension	LTC3459	600mW	89%	7mm²
	FAN4875	1W	92%	18mm²

Pour notre étude, nous nous baserons donc sur ces convertisseurs faibles puissances intégrés utilisés dans les systèmes embarqués. Nous avons tout d'abord débuté sur une étude théorique sur le dimensionnement des convertisseurs de puissance afin de trouver les dispositifs les plus à même de répondre à nos besoins. En effet, les convertisseurs électriques de faible puissance (<2W), utilisés dans les appareils électroniques portatifs, répondent à des critères drastiques en terme de gestion et d'encombrement. Le NCP1508 de Onsemiconductor est un exemple de convertisseur DC-DC utilisé pour alimenter les processeurs des téléphones. C'est un convertisseur abaisseur de tension synchrone en mode MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion) peut fonctionner à des fréquences allant de 500kHz à 1MHz. Il alimente un microprocesseur fonctionnant sous 1V à partir d'une batterie lithium de 3.6V. Ce convertisseur peut atteindre des rendements remarquables de 91%. Les travaux préalablement réalisés lors d'un stage de fin d'études sur la caractérisation et la modélisation d'un convertisseur Buck pour applications très faibles puissances portables, nous permettent ici de développer un modèle électrique équivalent à notre étage d'adaptation en vue d'une future intégration industrielle.

4.3. Étude d'un micro-convertisseur BUCK utilisé comme étage d'adaptation.

La Figure 4-2 montre un panneau photovoltaïque avec son étage d'adaptation constitué d'un convertisseur abaisseur de tension (Buck). Ce montage permet d'adapter le

point de fonctionnement du panneau à la charge (ici une batterie), si la tension de sortie du convertisseur est inférieure au point nominal de fonctionnement du générateur PV.

Dans le cas d'un convertisseur statique de type abaisseur de tension (Buck), on peut exprimer sa tension d'entrée comme suit :

$$V_{PV} = \frac{V_{bat}}{D} \qquad (4\text{-}1)$$

Où V_{pv} est la tension d'entrée, V_{bat} la tension de sortie et D le rapport cyclique du convertisseur.

Si la tension de sortie peut être considérée constante (batterie = source de tension), l'incrémentation du rapport cyclique D implique une diminution de la tension du panneau. Et inversement, pour une décrémentation de D, la tension V_{PV} augmentera. La commande MPPT, en agissant sur le rapport cyclique du convertisseur Buck, permet de contrôler la tension aux bornes du panneau et par conséquent la puissance délivrée par celui-ci.

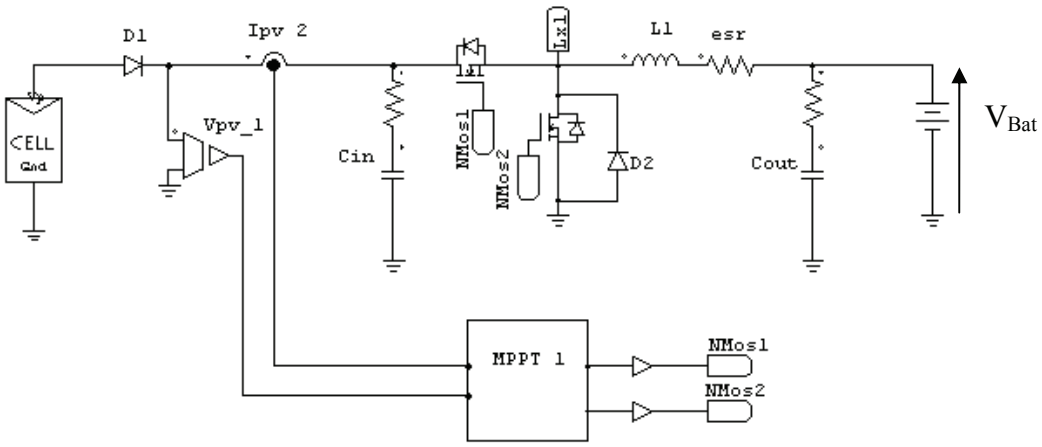


Figure 4-2. Étage d'adaptation abaisseur de tension d'un GPV avec fonction MPPT relié à une batterie (Vbat < Vopt PV).

Dans les structures classiques de convertisseurs de tension, la fonction diode de roue libre est nécessaire. Cependant, lorsqu'elle est assurée par une diode réelle, une chute de tension en conduction et une perte d'énergie au blocage doivent être considérée. En général, ces phénomènes n'ont que peu de conséquences sur le reste de l'alimentation dès lors que la tension de sortie est nettement plus grande que la tension de seuil de la diode.
Cependant, dans notre application, comme la tension de sortie peut être de l'ordre de 1 à 2 Volts, il n'est alors plus question de négliger le seuil de conduction de la diode. Le redresseur synchrone est alors la solution la plus préconisée [5,6]. Il s'agit de remplacer la diode de roue libre par un transistor MOS et de le rendre passant les instants où la diode aurait due être passante.

Du point de vue technologique, nous utilisons deux interrupteurs MOSFET de type N qui ont la particularité d'être à logique positive. Par constitution, entre la source et le drain, existe une diode interne. Ces diodes intrinsèques, appelées « Diodes Body », doivent être prises en compte dans l'utilisation des transistors les rendant bi-directionnelles en courant. La diode anti-retour du générateur est alors plus que jamais utile pour éviter un courant négatif sur ce dernier. Pour cette étude, nous nous sommes basés sur le composant intégré NCP1508

afin de dimensionner les interrupteurs de puissance. Cela permet ici de considérer 'une architecture existante compacte de faible puissance et de rendement élevé industrialisée et ainsi de prouver la faisabilité d'une future intégration de la partie puissance de notre convertisseur électrique.

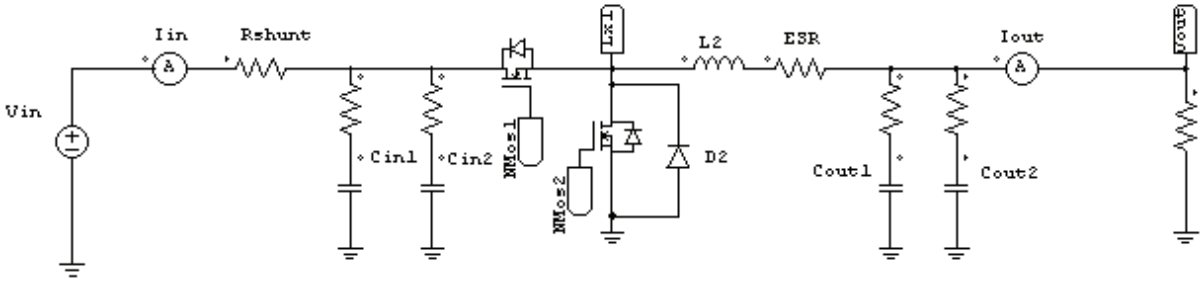


Figure 4-3. Convertisseur Synchrone Buck.

Pour réaliser cette étude théorique, nous avons développé spécifiquement un convertisseur buck, Figure 4-3. Ce circuit nous a permis d'évaluer les pertes de la partie puissance en fonction de la puissance transférée à la charge. La valeur de la tension d'entrée a été choisie d'après les caractéristiques des panneaux en silicium amorphe fournis par l'entreprise Solems ayant une tension V_{opt} de 6V. En ce qui concerne la tension de sortie, elle dépend essentiellement de la charge utilisée. Comme le CS choisi est abaisseur, la tension de sortie doit être inférieure ou égale à la tension d'entrée. Si nous utilisons des batteries comme charges de sortie, alors plusieurs technologies s'offrent à nous comme des éléments de batteries unitaires au plomb ayant une tension nominale de 2V ou bien des batteries au lithium avec une tension nominale de 3,6V. Les courbes présentées en Figure 4-4 montrent l'évolution du rendement de l'étage de puissance du convertisseur buck en fonction de la puissance d'entrée pour différentes valeurs de tension de sortie (la consommation de la commande n'est ici pas prise en compte). On peut remarquer que les pertes augmentent dans les composants de puissance dès lors que la puissance d'entrée augmente. De plus, les pertes sont d'autant plus grandes que la tension de sortie est petite car le convertisseur buck élève le courant en sortie. Plus la tension de sortie sera petite, plus le courant de charge sera élevé entrainant une augmentation des pertes dans les composants de puissance.

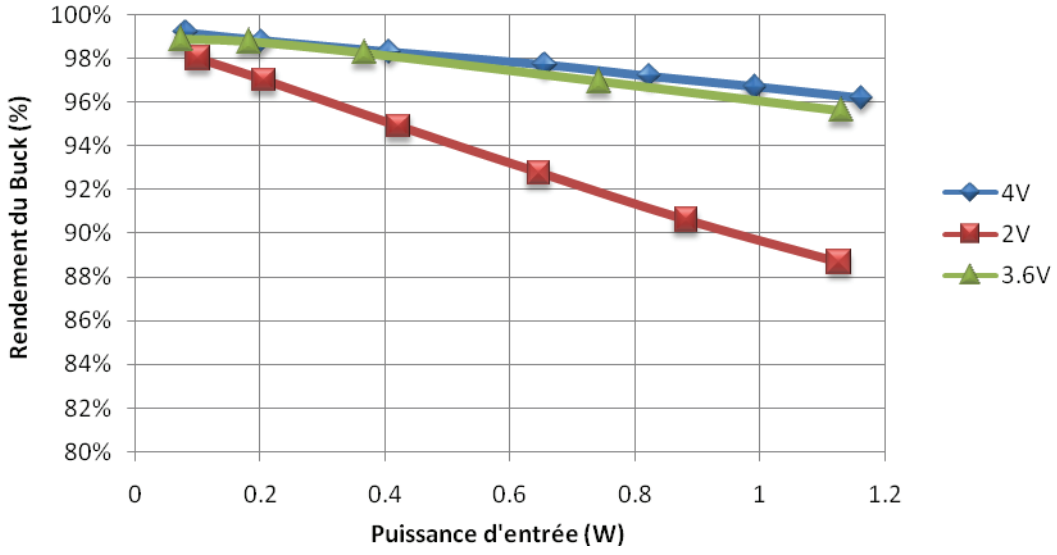


Figure 4-4. Évolution du rendement théorique de l'étage de puissance (η_{conv}) de type Buck fonction de la puissance d'entrée pour différentes valeurs de tension de batterie.

Le logiciel utilisé pour ces simulations ne prend pas en compte les pertes liées à la consommation de la partie commande. Nous avons donc ajouté des pertes équivalentes à cette consommation en se basant sur la consommation réelle de la commande MPPT semi-numérique développée par le LAAS (environ 93mW). Cette puissance consommée par la partie commande prend donc en compte les pertes liées au circuit de contrôle mais aussi les pertes dans les drivers. La Figure 4-5 représente donc maintenant le rendement de l'étage d'adaptation complet du Buck en fonction de sa puissance d'entrée pour différentes valeurs de tension de sortie. On peut remarquer que la consommation électrique de la partie commande est en grande partie responsable de cette chute de rendement à ces échelles de transfert de puissance. On peut donc en déduire qu'il faut faire un effort recherche sur la réduction de la consommation électrique de la partie commande afin d'obtenir un meilleur rendement global de la chaine de conversion.

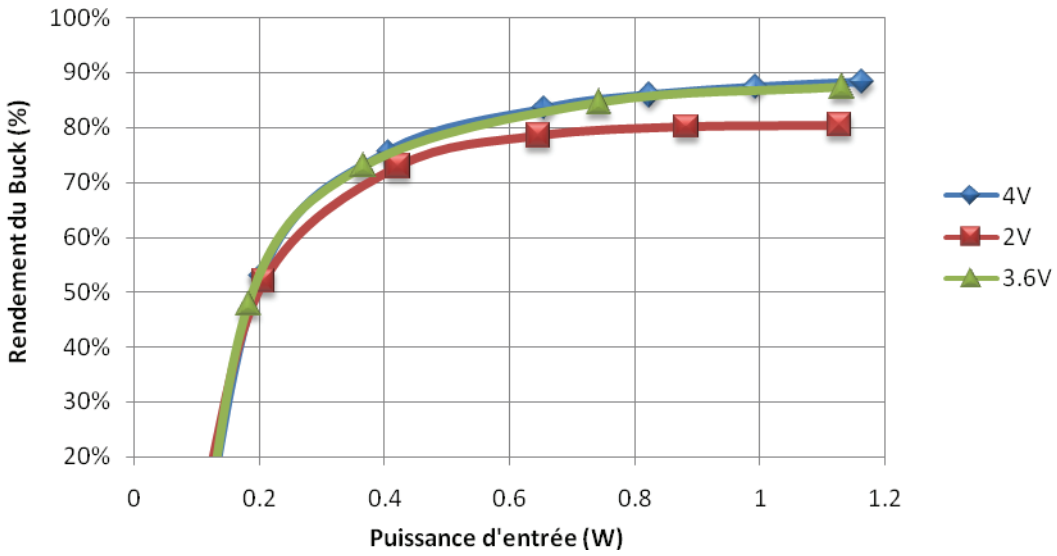


Figure 4-5. Rendement théorique d'un Buck en fonction de la puissance d'entrée pour différentes valeurs de tension batterie.

4.3.1. Étude d'un micro-convertisseur BOOST utilisé comme étage d'adaptation.

Une étude similaire à la section précédente a été réalisée pour une chaine de conversion solaire disposant d'un convertisseur élévateur de tension comme étage d'adaptation, Figure 4-6. Dans le cas d'un convertisseur statique de type step-up (Boost), on peut exprimer sa tension d'entrée comme suit :

$$V_{PV} = V_{bat}(1 - D) \qquad (4\text{-}2)$$

Où V_{pv} est la tension d'entrée, V_{bat} la tension de sortie et D le rapport cyclique du convertisseur. Pour une tension de sortie fixe de type batterie, l'incrémentation du rapport cyclique D impliquera une diminution de la tension du panneau. Et inversement, pour une décrémentation de D, la tension V_{PV} augmentera. La commande MPPT, en agissant sur le rapport cyclique du convertisseur Boost, permet de contrôler la tension aux bornes du panneau et par conséquent, la puissance délivrée par celui-ci.

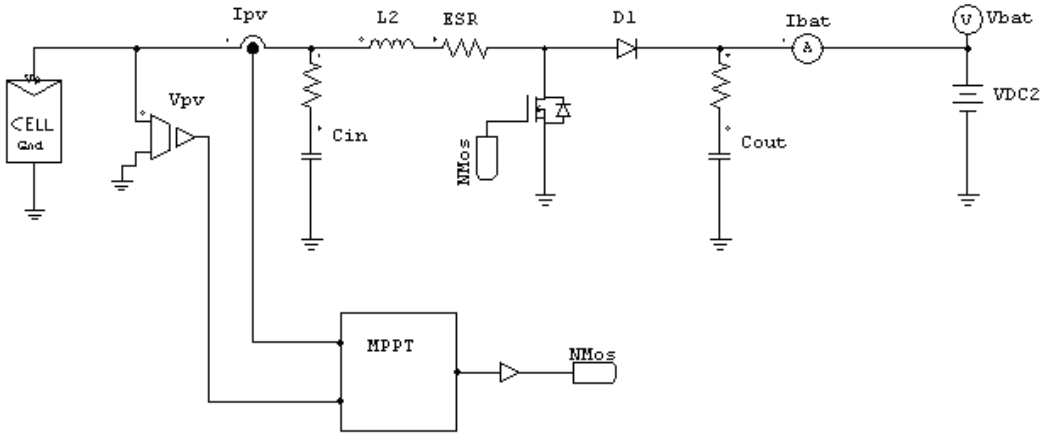


Figure 4-6. Étage d'adaptation élévateur de tension d'un générateur photovoltaïque avec fonction MPPT relié à une batterie ($V_{bat} > V_{optPV}$).

Dans ce cas, un seul interrupteur de puissance est contrôlé par la commande MPPT. Aucune diode anti-retour n'est nécessaire du fait de la non-réversibilité en courant du convertisseur classique de type Boost. Le choix des éléments actifs (Mosfet et diode) a été optimisé pour répondre au mieux aux contraintes de notre application. Comme précédemment, nous avons développé, à l'aide du logiciel PSIM, un circuit électrique simplifié d'un convertisseur élévateur de tension de type Boost afin d'évaluer les pertes liées à la partie puissance du convertisseur, Figure 4-7.

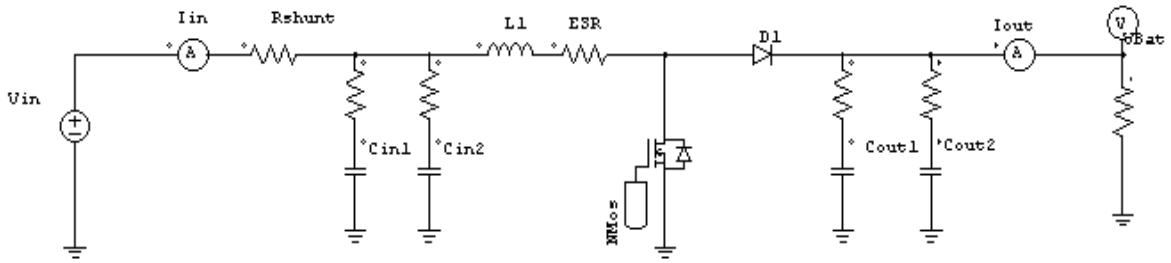


Figure 4-7-Convertisseur élévateur de tension de type Boost.

La tension d'entrée a été imposée à 6V pour répondre aux contraintes des panneaux comme précédemment et celle de sortie peut varier de 8 à 12V. Dans le cas du Boost, la tension de sortie doit toujours être supérieure ou égale à la tension d'entrée. Nous avons donc comme charges des tensions de batterie de 8 et 12Volts correspondant à des batteries au plomb classique (4x2Vou 6x2V). La Figure 4-8 représente les résultats des simulations du circuit Boost. Le rendement de l'étage d'adaptation est représenté en fonction de sa puissance d'entrée. Là aussi, la valeur du rendement chute à faible puissance à cause de la consommation de la commande du convertisseur.

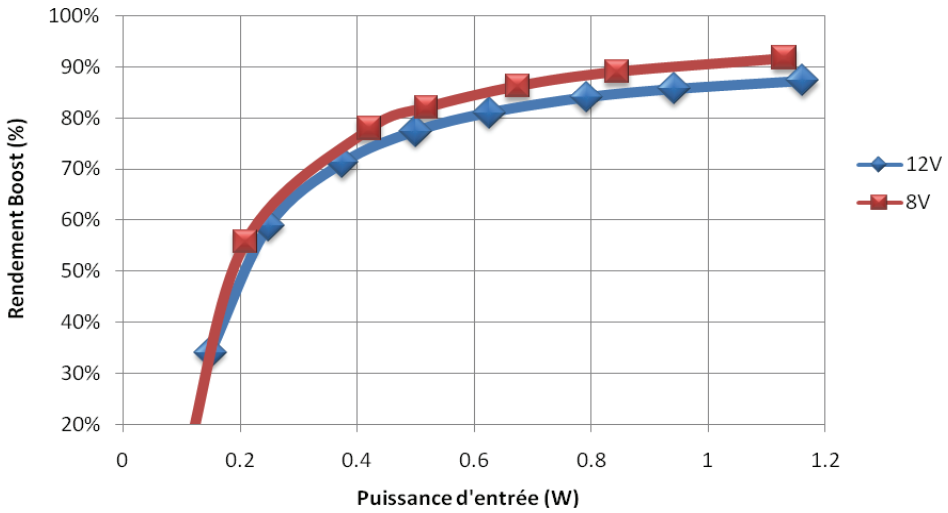


Figure 4-8. Rendement théorique η_{conv} du convertisseur de type Boost en fonction de la puissance d'entrée pour des tensions batterie de 8 et 12V.

Comme dans le cas précédent, les rendements de l'étage d'adaptation sont faibles à faible puissance compte tenu de la consommation importante de la commande du CS. Les pertes électriques induites par la partie commande restent donc un verrou à l'intégration.

4.3.2. Synthèse et bilan de puissance.

Nous avons présenté dans la partie précédente une étude de faisabilité de micro-convertisseurs dédiés aux applications photovoltaïques. Les performances actuelles des convertisseurs de faibles puissances alloués aux applications portables nous ont servi pour dimensionner les CS destinés à réaliser les micro-convertisseurs des applications photovoltaïques. Une pré-étude a montré la possibilité de réaliser des convertisseurs électriques (Buck ou Boost) avec des rendements de conversion très convenables. Mais une attention particulière doit être apportée sur la consommation de la partie commande qui est encore trop importante. Par exemple, on peut voir en Figure 4-9 un bilan de puissance théorique d'un étage d'adaptation de type Boost. Pour une puissance d'entrée de 1W, seulement 87% de la puissance sera transmise à la charge. La partie commande va en consommer 9% et la partie puissance, 4%.

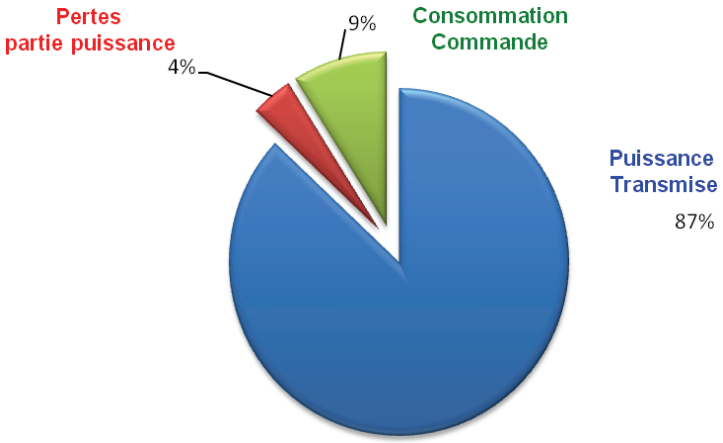


Figure 4-9. Bilan des puissances théoriques d'un étage d'adaptation de type Boost avec commande MPPT alimentant une batterie de 12V, pour une puissance d'entrée de 1W.

Bien sûr, on peut se dire que ce rendement est tout à fait convenable mais, il ne faut pas oublier que le générateur est un module photovoltaïque. La puissance délivrée par le panneau est donc dépendante de l'ensoleillement et ne peut pas être maitrisée et maintenue constante à la valeur optimale. Par conséquent, le rendement de l'étage d'adaptation ηconv d'un micro-convertisseur destiné au photovoltaïque doit être impérativement élevé sur toute la plage de puissance d'entrée. Sinon, cet étage va dégrader les performances d'un GPV plutôt qu'augmenter le rendement global de la chaîne de conversion. Par exemple, pour une puissance de 500mW, la partie commande en consommera près de 20 %. Nous nous sommes alors concentrés tout particulièrement sur la réduction de consommation de la partie commande afin de permettre au système d'être plus performant sur une large gamme de puissance tel que décrit dans les paragraphes suivants.

4.4. Amélioration de la commande MPPT.

4.4.1. Principe de recherche du Point de Puissance Maximum du LAAS.

Dans un premier temps, nous rappelons le principe des commandes MPPT développées par le LAAS-CNRS basées sur le principe de commande extrêmale. Cette commande recherche en permanence le point extrêmal d'une variable du système par la variation d'un paramètre d'entrée de ce dernier sans avoir besoin de connaître a priori la référence à suivre.

Dans notre cas, le système n'est autre que l'étage d'adaptation (quel que soit la structure du CS), la commande extrémale étant incluse dans l'algorithme MPPT élaboré. Cette commande MPPT permet de rechercher en permanence le PPM que peut fournir le panneau photovoltaïque et ainsi osciller indéfiniment autour de celui-ci. Le CS piloté par la MPPT a ainsi sa tension d'entrée V_{PV} qui varie en fonction du rapport cyclique imposé par la commande. Une étude préalable du comportement statique et dynamique du système a été réalisée par Ramon Leyva dans ses travaux sur les « extremum-seeking control for photovoltaic systems » et a prouvé la stabilité d'un tel système [7].

La charge continue étant une batterie au plomb de tension fixe notée V_{BAT}, la commande MPPT impose des variations du rapport cyclique du CS et donc des variations de la tension d'entrée de ce dernier. Comme le montre la Figure 4-10, la variation de la tension PV implique un changement du point de fonctionnement du GPV. Les puissances délivrées P_1 et P_2 correspondent respectivement aux tensions V_1 et V_2.

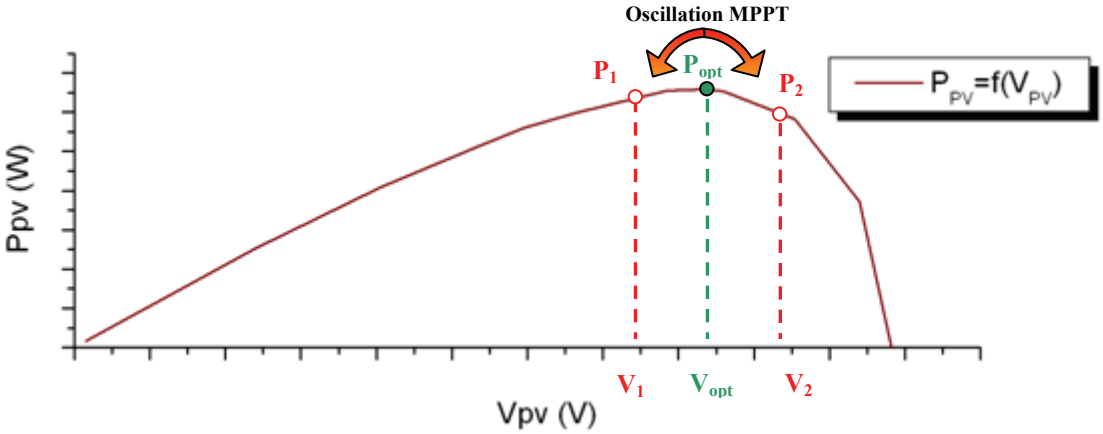


Figure 4-10. Différents points de fonctionnement $P_{PV}(V_{pv})$ d'un GPV soumis à une consigne MPPT extrémale

Si nous prenons le cas du Boost, sa tension d'entrée varie en fonction de D et de V_{bat} comme décrit en (4-3). Le point de fonctionnement $P_1(V_1)$ correspond alors à l'expression suivante :

$$V_{in1} = V_{bat}(1 - D_1) \qquad (4\text{-}3)$$

Où V_{in} est la tension d'entrée, V_{bat} la tension de sortie et D le rapport cyclique du convertisseur.

La transition d'un point de fonctionnement P_1 à un point de fonctionnement générique P est effectuée par un incrément temporel du rapport cyclique D, noté α.t, de la manière suivante :

$$D_p(t) = D_1 + \alpha.t \qquad (4\text{-}4)$$

Où α est une constante positive.

L'évolution de V_{in} dans le temps répond alors à l'expression suivante :

$$V_{in}(t) = V_{pv}(t) = V_{bat}(1 - D_1 - \alpha.t) = V_{in1} - V_{bat}.\alpha.t \qquad (4\text{-}5)$$

Nous constatons qu'une variation positive du rapport cyclique D implique une diminution temporelle linéaire de la tension $V_{pv.}$ Et vice versa, une variation positive de D augmentera la tension du panneau.

On peut en déduire l'expression généraliste de la variation du rapport cyclique tel que :

$$D_{n+1}(t) = D_n + \alpha.t \qquad (4\text{-}6)$$

Avec α constante positive ou négative.

L'expression temporelle de V_{in} devient :

$$V_{n+1}(t) = V_{bat}(1 - D_{n+1}(t)) = V_{bat}(1 - D_n - \alpha.t) = V_n - V_{bat}.\alpha.t \qquad (4\text{-}7)$$

D'autre part, la dérivée de la puissance fournie par le générateur photovoltaïque par rapport à D peut s'écrire :

$$\frac{dP}{dD} = \frac{dP}{dV_{in}} . \frac{dV_{in}}{dD} \qquad (4\text{-}8)$$

A partir de l'expression (4-3), nous pouvons écrire l'équation précédente sous la forme,

$$\frac{dP}{dD} = -V_{bat} \frac{dP}{dV_{in}} \qquad (4\text{-}9)$$

Ainsi, la dérivée seconde peut s'exprimer :

$$\frac{d^2P}{dD^2} = -V_{bat} \frac{d^2P}{{dV_{in}}^2} . \frac{dV_{in}}{dD} = {V_{bat}}^2 . \frac{d^2P}{{dV_{in}}^2} \qquad (4\text{-}10)$$

Comme au point de puissance optimum P_{opt}, nous savons que $dP/dV_{in} = 0$, l'expression (4-9) devient :

$$\frac{dP}{dD} = 0 \qquad (4\text{-}11)$$

De plus, au P_{opt}, $d^2P/{dV_{in}}^2 < 0$, cela implique :

$$\frac{d^2P}{dD^2} < 0 \qquad (4\text{-}12)$$

A partir des expressions (4-11) et (4-12), on peut déduire que la puissance fournie par le générateur photovoltaïque est une fonction concave par rapport à D. Ainsi, l'algorithme de recherche extrêmal peut être appliqué directement au rapport cyclique du convertisseur qui va alors contrôler la puissance fournie par le PV. Le sens de la dérivée de puissance va nous permettre d'estimer notre position sur la courbe. Si la dérivée est nulle, alors nous savons que nous sommes sur le point de puissance maximum que peut délivrer le panneau. Par contre, si le résultat est positif ou négatif alors cela signifie que nous sommes à droite ou à gauche du PPM. Ainsi, il suffit d'imposer une variation temporelle adéquate du rapport cyclique du convertisseur, pour osciller autour du PPM.

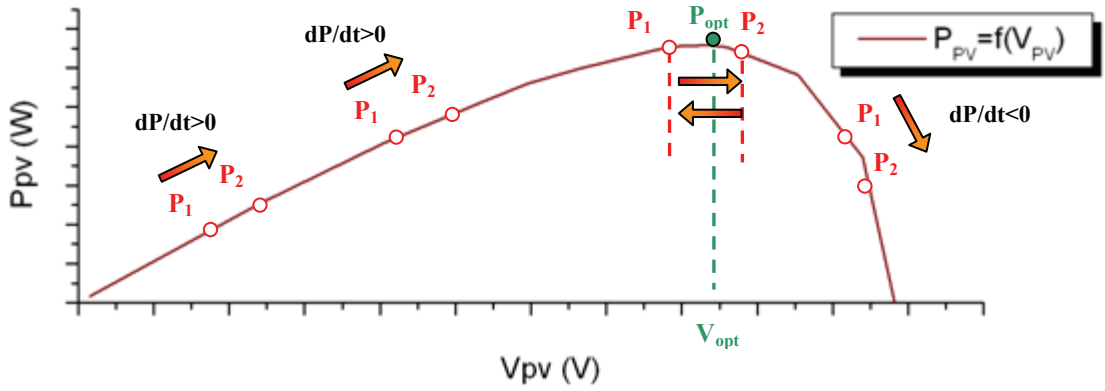


Figure 4-11. Évolution du point de fonctionnement d'un GPV associé à un étage d'adaptation avec MPPT.

Le diagramme de la Figure 4-12 représente le principe général de la première commande analogique MPPT extrêmale développée au LAAS-CNRS par Angel Cid-Pastor, décomposé en différentes fonctions. Pour ce type de commande, deux capteurs sont nécessaires pour connaître en permanence la tension (V_{pv}) et le courant (I_{pv}) fournis par le GPV. Ces mesures permettent d'identifier à chaque instant P_{PV} ainsi que tout changement de condition de fonctionnement. A partir des informations délivrées, une image de la puissance fournie par le GPV est calculée via le multiplieur analogique.

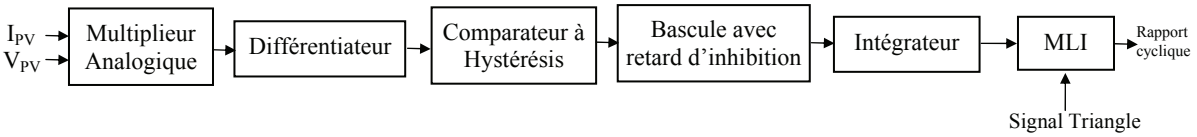


Figure 4-12. Diagramme de fonctionnement de la commande MPPT analogique du LAAS-CNRS.

La sortie du multiplieur est connectée à un circuit différenciateur et à un comparateur constituant la fonction « dérivée de puissance » et donnant le signe de cette variation à une bascule. La sortie du comparateur d'hystérésis est introduite à l'entrée d'une bascule avec un retard d'inhibition qui établit, après un temps fixé préalablement, si la direction de la recherche du maximum doit changer ou être maintenue. Le temps d'attente assure au convertisseur une certaine stabilité et lui évite des changements de sens de variations de D intempestifs pouvant entraîner la perte du PPM. Ainsi, il permet aussi d'assurer le bon fonctionnement de la recherche (augmenter ou diminuer D) s'effectue dans de meilleures conditions. Ce délai permet d'assurer le bon fonctionnement de la recherche du PPM lors d'une variation subite d'éclairement comme le montre la Figure 4-13. Sans ce délai, le changement de sens de poursuite devrait s'effectuer dès qu'une dérivée négative est détectée entre les points de puissance P_2 et P_3. Dans cet exemple, on peut bien illustrer que le délai permet de conserver le sens de poursuite jusqu'à passer de l'autre côté du P_{opt2}, assurant ainsi une recherche MPPT fiable.

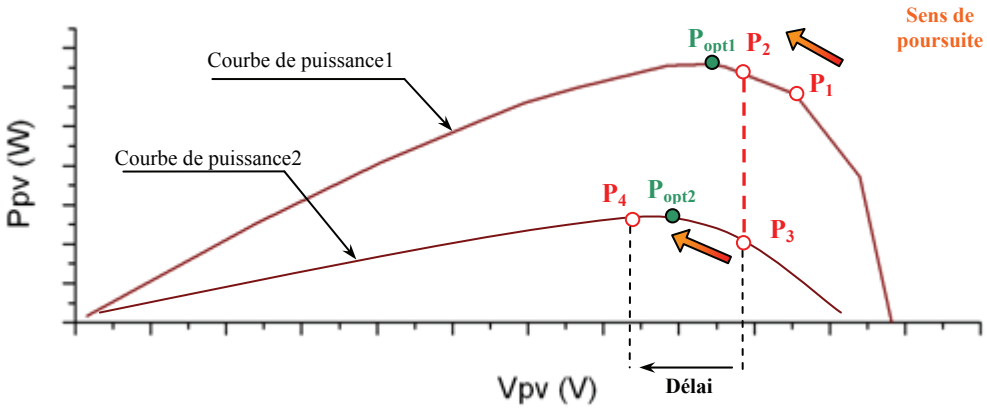


Figure 4-13. Conséquences d'un changement d'éclairement sur la courbe de puissance d'un GPV et sur la recherche du PPM.

Ainsi, la bascule change son état de sortie en fonction de la dérivée de puissance. Si la dérivée de puissance est positive, la bascule ne change pas d'état. Par contre, si la dérivée de puissance est négative et si le changement est autorisé, la bascule change d'état. Le changement n'est autorisé que si le retard fixé préalablement depuis le dernier changement de l'état de sortie de la bascule s'est écoulé. L'état de sortie de la bascule permet de charger ou de décharger le circuit intégrateur, dont la sortie délivre la référence de tension utilisée dans une commande de type MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion). Cette référence est donc comparée à un signal triangulaire dans le but d'obtenir en sortie du comparateur (MLI) le rapport cyclique commandant les interrupteurs de puissance du convertisseur électrique.

4.4.2. Numérisation de la commande MPPT.

Les premiers travaux d'optimisation de cette commande, pilotés par Cédric Cabal dans le cadre de sa thèse, se sont orientés sur la numérisation d'une partie de la commande pour, dans un premier temps obtenir une commande flexible et d'autre part arriver à un système de contrôle moins couteux [8]. Le diagramme de la Figure 4-14 représente la loi de commande MPPT avec une partie de la commande numérisée. Les travaux de recherches menés ont abouti à la numérisation de l'acquisition des mesures de tension et de courant du GPV et de l'algorithme de contrôle MPPT.

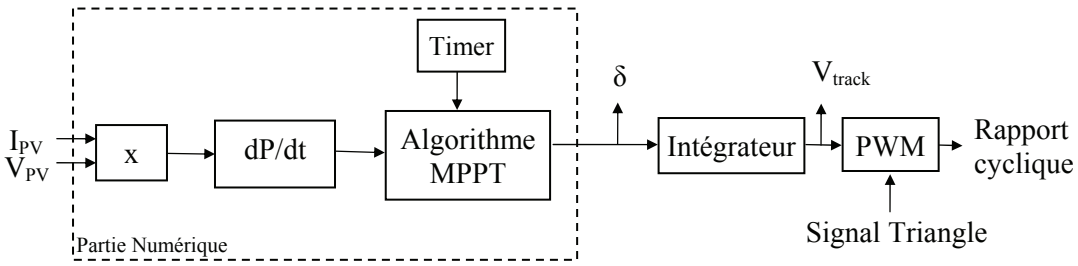


Figure 4-14. Loi de commande MPPT Semi-Numérique du LAAS-CNRS.

Le principe de fonctionnement reste le même que pour la version analogique. Les acquisitions du courant et de la tension du GPV s'effectuent de façon séquentielle via un

convertisseur Analogique-Numérique (CAN). La puissance est alors calculée en multipliant le courant et la tension de manière hardware. Pour obtenir une mesure plus précise de la puissance, on effectue cette opération à huit reprises pour en retirer une puissance moyenne. Ce principe nous permet ainsi de filtrer les bruits et les parasites susceptibles de venir perturber les mesures. A partir de cette mesure de puissance on peut déterminer le signe de sa dérivée par rapport au temps. Ensuite, l'algorithme vient déterminer dans quel cas de configuration nous nous trouvons avant de prendre une décision de changement de sens de poursuite du PPM, Figure 4-15.

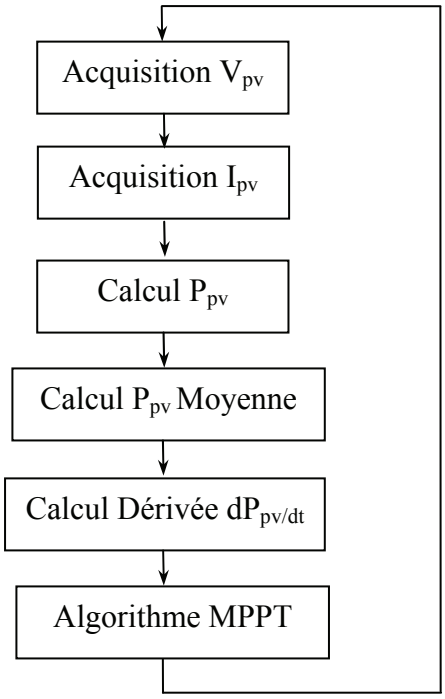


Figure 4-15. Diagramme de fonctionnement de la MPPT Numérique.

Le diagramme de la Figure 4-16 représente le principe de l'algorithme numérique de recherche de PPT. En récupérant la dérivée de puissance par rapport au temps, on peut déterminer où se trouve le système. Si la dérivée est positive et si la variable δ (qui détermine le sens de poursuite du PPM) est au niveau haut (=1), alors cette dernière reste inchangée, le signe positif de la dérivée indiquant que le système s'approche du PPM.

A l'inverse, si la dérivée est négative, on peut en conclure que nous avons dépassé le PPM. Dans ce cas, nous testons la variable H correspondant à une autorisation de changement de sens de recherche. La variable H passe à 1 dès lors qu'un délai (pré-chargé dans un Timer) est écoulé depuis le dernier changement de sens de recherche. Ainsi, le sens de recherche s'inverse en changeant la valeur de δ et seulement si la variable H vaut 1. De cette manière, le point de fonctionnement du GPV peut osciller en permanence autour du PPM.

En résumé, la commande MPPT effectue un suivi permanent du PPM, nécessaire pour connaître les variations de la puissance de sortie du GPV. Elle permet de réajuster le rapport cyclique du convertisseur statique et ainsi d'assurer l'adaptation entre le GPV et la charge, en faisant en sorte que le GPV fonctionne au mieux de ses capacités.

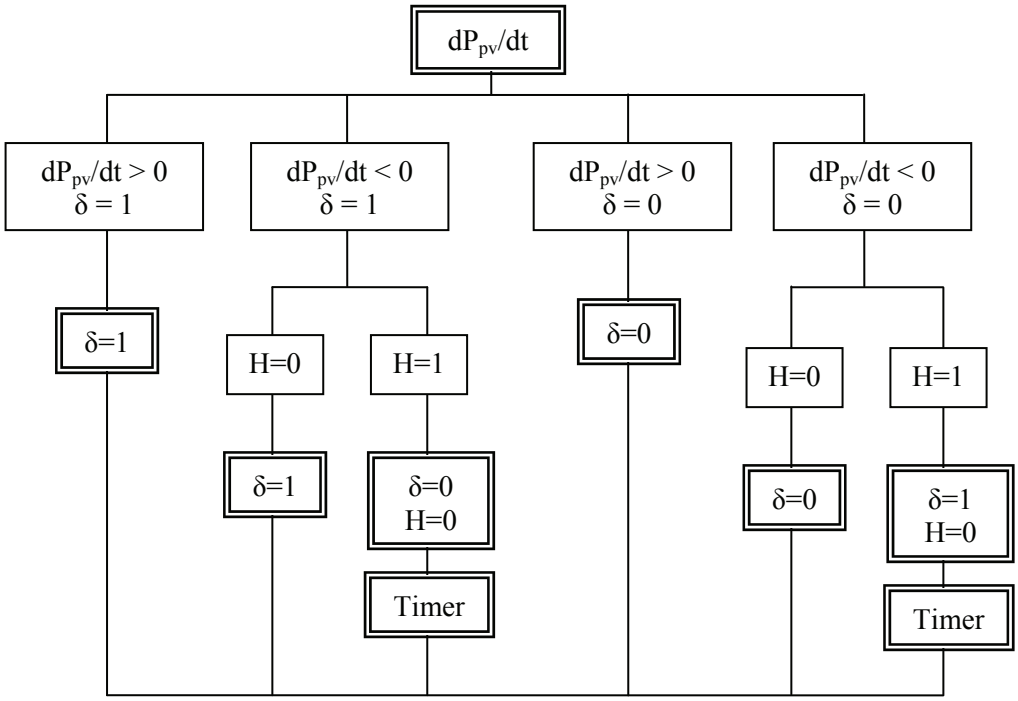


Figure 4-16. Schéma bloc de l'algorithme MPPT numérique.

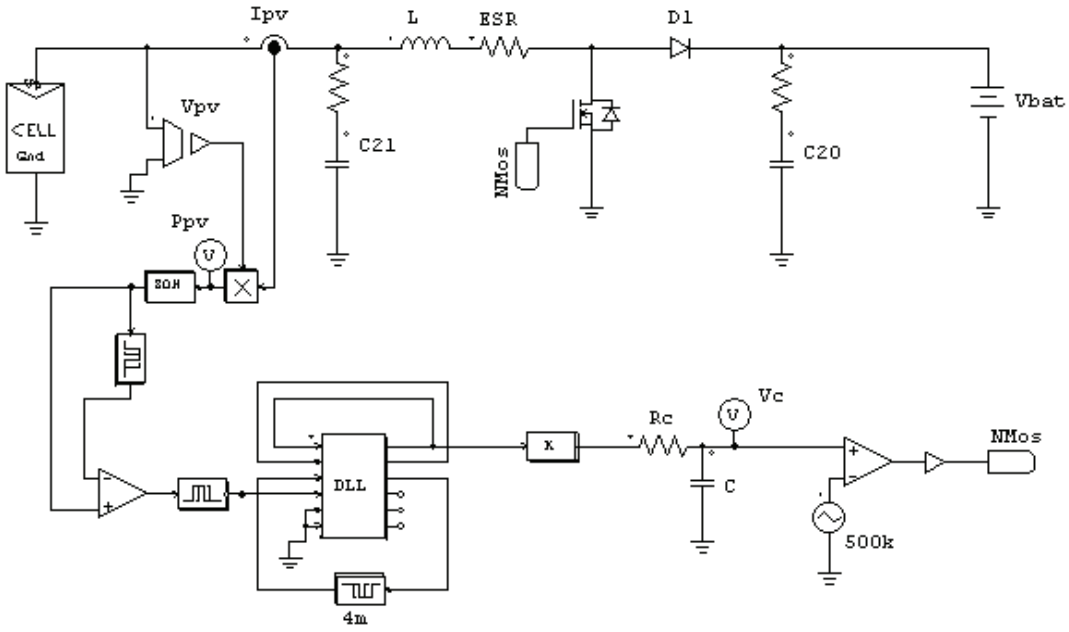


Figure 4-17. Circuit électrique d'un étage d'adaptation boost contrôlé par commande MPPT semi-numérique ayant un GPV comme source d'entrée et une batterie 12V comme charge.

On peut voir en Figure 4-17 le schéma électrique, développé sous PSIM, d'un étage d'adaptation de type Boost contrôlé par une commande MPPT semi-numérique et inséré entre un GPV et une charge de type batterie. Le bloque DLL représente la partie numérique de la commande MPPT. Pour cela, un programme en langage C a donc été conçu et converti en routine DLL pour être intégré dans le logiciel de simulation. Les résultats de simulation de ce circuit sont présentés en Figure 4-18. On y trouve l'évolution des variables électriques

d'entrée du convertisseur en régime établi tel que la puissance P_{PV} délivrée par le GPV (référencé 14/150/300TD) ainsi que le courant I_{PV} et la tension V_{PV}. Le retard d'inhibition a été fixé à 4ms. Nous avons également affiché la variable de contrôle V_C à laquelle est comparé un signal triangulaire de 500 kHz pour obtenir le signal de contrôle du MOSFET (MLI). Nous pouvons constater que l'algorithme de commande MPPT extrêmale impose une variation de type triangulaire sur la variable de contrôle V_C de telle sorte que l'intervalle où la pente est positive correspond à une trajectoire du point de fonctionnement du GPV de droite à gauche de la caractéristique I(V) en direction du PPM. L'intervalle où la pente est négative correspond à son tour à une trajectoire de gauche à droite. Ainsi, il y a deux passages par le PPM pour chaque période du signal V_C. La tension V_{PV} est proportionnelle à la tension de contrôle V_C avec un déphasage de 180º, tel que nous pouvions le prévoir à partir de l'expression (4-7).

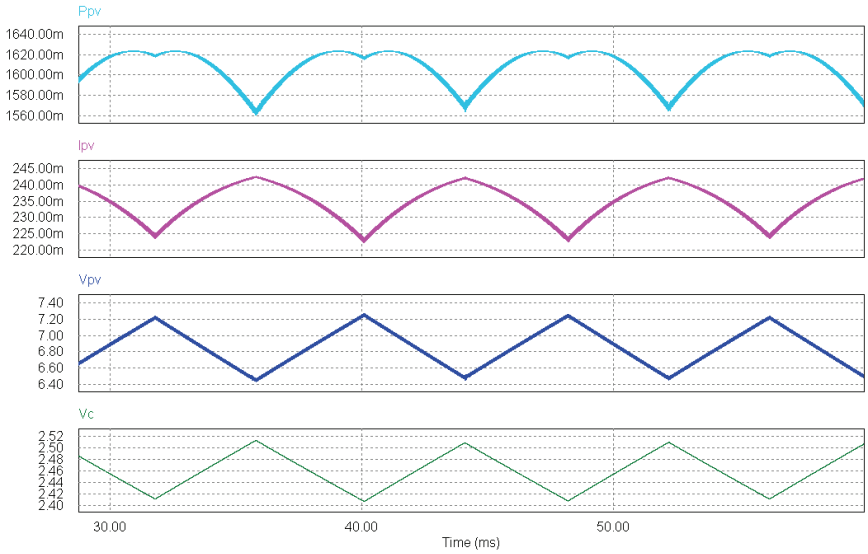


Figure 4-18. Résultats de simulation d'un étage d'adaptation Boost avec MPPT semi-numérique inséré entre un GPV et une batterie 12V. Variables électriques de sortie du GPV et tension de commande Vc.

Les premiers tests expérimentaux ont été réalisés à partir d'une commande MPPT semi-numérique dont la première version est présentée en Figure 4-19. Nous la nommons « V0 » pour la référencer par la suite lors de sa comparaison avec des versions améliorées. La consommation de ce premier système de commande a été évaluée à 93 mW lors de tests expérimentaux. Le passage au numérique a permis de réduire par 4 la consommation par rapport à la commande analogique qui consommait environ 400mW.

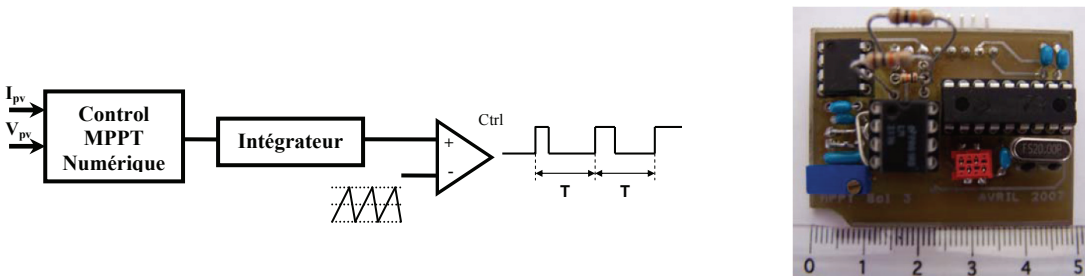


Figure 4-19. Première commande MPPT Semi-Numérique (V0).

Un relevé expérimental est consigné en Figure 4-20. Cet essai montre le comportement en régime établi de l'étage d'adaptation survolteur avec la première génération de commande MPPT Semi-numérique V0. Nous pouvons remarquer que l'algorithme de commande MPPT extrêmal fonctionne correctement. La commande impose une variation de type triangulaire sur la variable V_{PV}. Cette variation linéaire implique donc un changement du point de fonctionnement du GPV de gauche à droite sur la caractéristique P(V) quand la pente d'évolution de V_{PV} est positive. Et, lorsque la pente est négative, on passe à une trajectoire de droite à gauche. Ainsi, il y a bien les deux passages par le PPM attendus pour chaque période du signal V_{PV}.

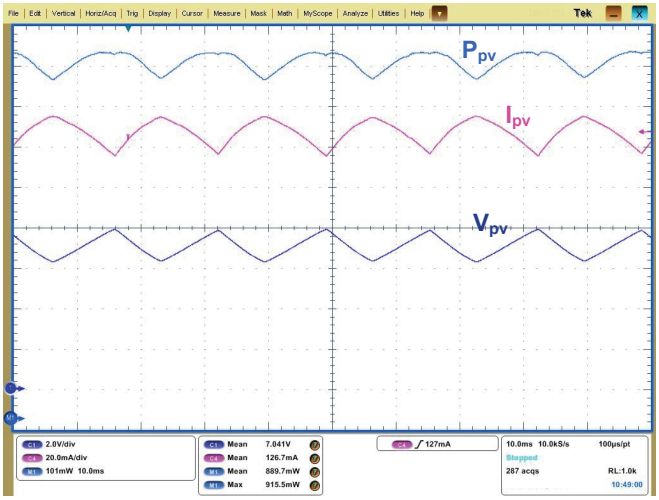


Figure 4-20. Relevé expérimental des variables de sortie d'un GPV fonctionnant à l'aide d'un CS boost comme étage d'adaptation et la MPPT extrêmale V0 sur batterie de 12V.

Malgré les bonnes performances de la MPPT V0, sa consommation reste un frein au développement de notre architecture distribuée. Nous avons donc décidé de faire évoluer le système de contrôle MPPT dans deux directions. La première solution est de développer une commande MPPT totalement numérique, l'autre solution est de réduire au maximum la consommation de la commande en optimisant le circuit et les composants électroniques qui la composent dans le but de mieux connaître comment réduire la consommation sans trop dégrader les performances de la commande.

4.4.3. Développement d'une MPPT Numérique avec MLI interne.

Pour réduire le nombre de composants sur la carte de commande du CS et donc potentiellement sa consommation, nous avons menés des recherches pour intégrer dans un même microcontrôleur les fonctions MPPT et MLI (Modulation de Largeur d'Impulsions), cette dernière étant réalisée actuellement en mode analogique. Cette solution semble intéressante également pour la réduction de l'encombrement de la carte de commande MPPT, induite par l'intégration de nouvelles fonctions numériques. Par ailleurs, nous nous sommes dirigés vers une implantation sur de nouveaux microcontrôleurs basés sur de nouvelles technologies NanoWatt pouvant apporter une réduction globale et importante de la consommation de la commande.

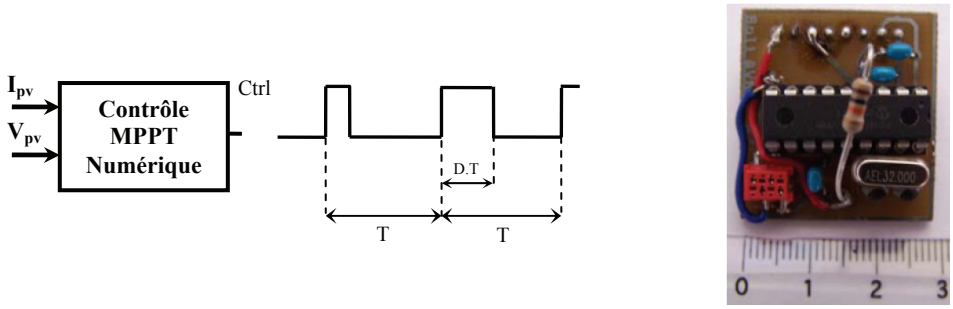


Figure 4-21. Commande MPPT entièrement Numérique version 1.

Nous avons gardé le microcontrôleur de l'étude précédente car il s'est avéré être le plus à même à répondre à nos besoins. Il dispose d'une technologie NanoWatt permettant une consommation théorique de seulement 13 mWatts et d'une sortie MLI indispensable à notre système. La fonction MLI (ou PWM en anglais) permet de générer directement un signal logique, à fréquence fixe dont le rapport cyclique peut être contrôlé numériquement.
L'algorithme de contrôle MPPT n'est donc pas si différent que le précédant, Figure 4-22. Nous avons juste intégré la fonction MLI dans le programme. On vient d'abord initialiser la fréquence du signal de sortie MLI, ici à 500kHz. Et, la variable D détermine le rapport cyclique exact du signal de contrôle. En agissant donc directement sur la valeur de cette variable, on va faire évoluer notre système pour qu'il oscille autour du PPM.

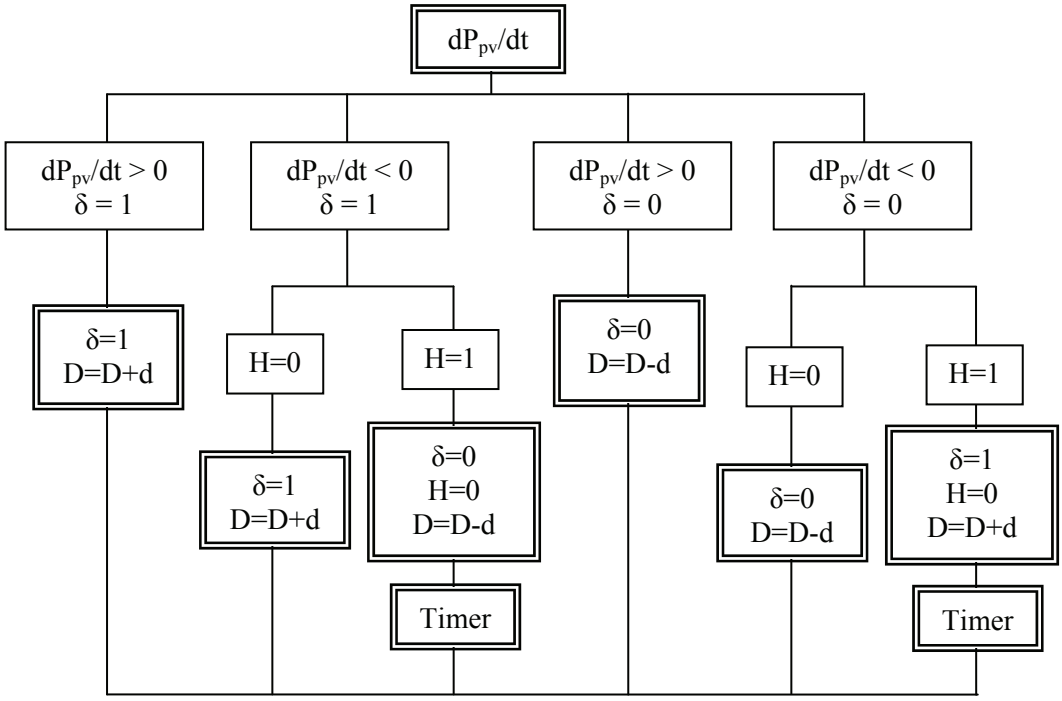


Figure 4-22. Schéma bloc de l'algorithme MPPT numérique avec fonction MLI.

La Figure 4-23 représente les valeurs électriques expérimentales du GPV relevées lors du test d'un convertisseur Boost commandé par une MPPT entièrement numérique (V.1), Figure 4-21. Nous retrouvons bien les oscillations sur les relevés de puissance du GPV induites par l'algorithme de commande extrêmale MPPT. On peut également constater la présence de créneaux sur les signaux électriques. Les intervalles de temps de ces derniers correspondent au temps d'acquisition et de traitement des données relatifs à la commande

MPPT. Il est possible de réduire ce temps de calcul en augmentant la fréquence de fonctionnement du microcontrôleur mais il faut alors savoir que cela va en augmenter la consommation.

L'amplitude des créneaux, quant à elle, dépend de la résolution du PWM (MLI). En fait, cette résolution dépend de la fréquence de fonctionnement du microcontrôleur et détermine la résolution de la variable D. Si la fréquence de l'oscillateur est de 20MHz et la fréquence du signal de sortie MLI de 500kHz alors la variable D travaille sur 5 bits de résolution, soit 32 valeurs différentes possibles de 0 à 1 expliquant ainsi un manque de précision sur D. Ceci est décrit par l'équation (4-13) fournie dans la notice du microprocesseur.

$$PWM.Résolution(Max) = \frac{\log(\frac{F_{osc}}{F_{PWM}})}{\log(2)}.bits \qquad (4\text{-}13)$$

Pour augmenter la résolution, et ainsi avoir une meilleure précision sur les variations du rapport cyclique, nous avons augmenté la fréquence du microcontrôleur à 32MHz. Nous avons alors doublé la résolution de la variable D en passant de 5 à 6 bits.

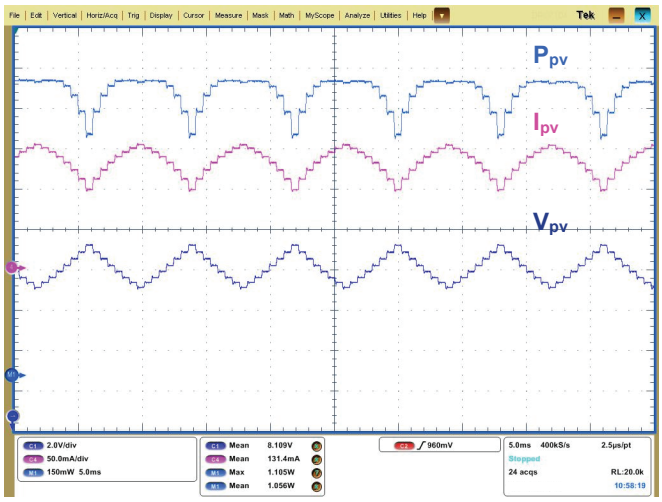


Figure 4-23. Variables de sortie d'un GPV fonctionnant avec un Boost contrôlé par MPPT de type extrêmale entièrement Numérique (version 1) sur batterie de 12V.

La fréquence de fonctionnement du microcontrôleur à 32 MHz a certes permis d'améliorer la qualité du signal de contrôle, mais la consommation de la carte de commande MPPT a augmenté. De plus, le nouvel algorithme MPPT interne devant également générer D demande plus de ressources au microcontrôleur en termes de calculs, dégradant d'autant la consommation. Malgré tout, les mesures effectuées montrent une consommation de la carte de commande MPPT entièrement numérique de l'ordre de 52mW seulement. Nous avons donc pu diminuer de presque la moitié la consommation par rapport au système semi-numérique V0. Cette architecture de commande entièrement numérique bien que meilleure en termes de consommation que la première montre cependant pas mal de limites en termes de précisions. Nous avons donc choisi de revenir à une commande semi-numérique et de voir comment on pouvait améliorer cette version V0 autrement.

4.4.4. Autre optimisation de la commande MPPT Semi-Numérique.

Pour poursuivre l'optimisation de la commande MPPT, nous sommes repartis sur la base du circuit de commande MPPT Semi-Numérique V0. Nous avons essayé de localiser les pertes liées à la consommation des composants discrets. Une première étude théorique a donc été réalisée en se basant sur les données constructeurs des différents éléments qui composent la commande. Ces caractéristiques électriques proposées par les fabricants électroniques se sont rapidement révélées difficiles à exploiter. Une évaluation approximative de la consommation de chaque élément est présentée en Figure 4-24 révélant bien les origines des pertes. Ainsi, les composants électroniques les plus gourmands en énergie se sont trouvés être le comparateur (LM311) et le générateur de dents de scie (NE555) avec plus de 70% des pertes pour ces deux composants.

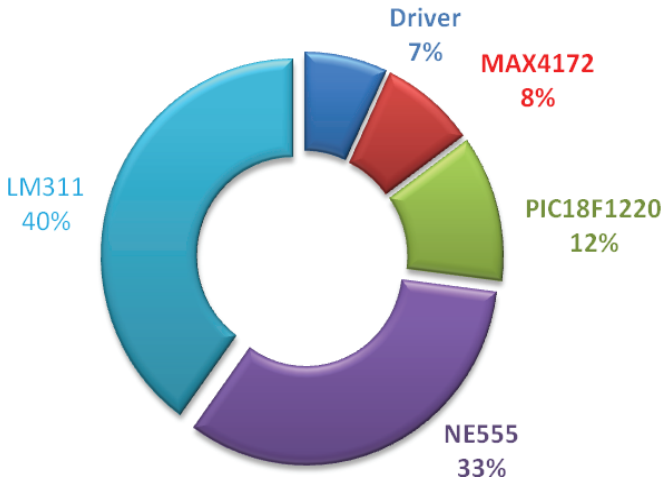


Figure 4-24. Répartition des pertes de la carte de commande MPPT semi-numérique V0 (≈90mW).

Le générateur de dents de scie a donc été remplacé par un nouvel oscillateur doté d'une technologie CMOS et les résistances servant à définir la fréquence du signal ont été augmentées afin de réduire les pertes par effet joule. En ce qui concerne le LM311, nous nous sommes heurtés à un problème lié au compromis entre rapidité et consommation. Nous avons testé d'autres comparateurs de technologies CMOS et autres, mais il s'est avéré que le LM311 était le meilleur compromis entre rapidité de fonctionnement (Slew Rate) et consommation. Nous avons donc gardé le LM311 et augmenter la valeur de la résistance pull-up obligatoire en sortie du LM311.

Le circuit a été optimisé dans sa globalité et implanté sur un même circuit imprimé que la partie puissance. La Figure 4-25 montre un convertisseur DC-DC de type Buck avec sa commande MPPT semi-numérique version1 (V.2).

Grâce à l'optimisation de la partie commande et à son intégration dans l'étage d'adaptation, nous avons diminué les pertes d'environ 40%. Nous sommes passés des 93mW de la commande V0 à 39mW pour la commande semi-numérique V.2.

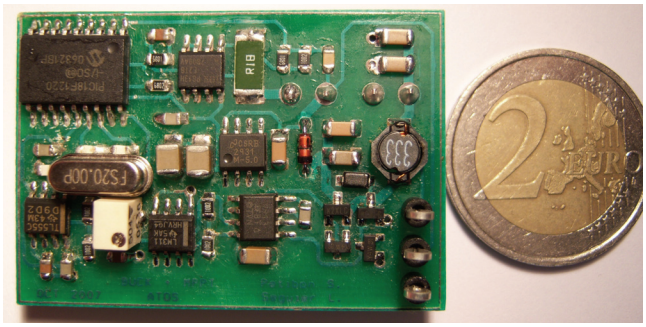


Figure 4-25. Étage d'adaptation de type Buck pouvant transférer 2 W_c d'un GPV et piloté par la commande MPPT Semi-Numérique version 2.

Poursuivant toujours l'idée initiale de réduire considérablement la consommation de la carte de commande, nous avons développé un nouveau prototype avec réduction de la tension d'alimentation de chacun des composants [9,10].

Une première optimisation de la commande a été réalisée en choisissant des composants pouvant fonctionner sous tension réduite. Puis, une attention particulière a été apportée à la taille même des composants pour pouvoir réduire les pertes liées à la connectique. Nous sommes ainsi passés d'une tension d'alimentation de 5 V à une de 3.3 V. Un nouveau microprocesseur low-voltage a été sélectionné de type PIC ainsi qu'un nouveau capteur de courant. Le générateur de dents de scie a du également être remplacé. Le prototype final est présenté en Figure 4-26. Il a été réalisé pour un étage d'adaptation de type boost. Là aussi, les composants de puissance cohabitent avec ceux nécessaires à la nouvelle commande MPPT semi-numérique version 3 (V.3) fonctionnant sous faible tension d'alimentation. La réduction de la taille et de la tension d'alimentation nous a permis de réduire de près de 70% la consommation par rapport à la V0. La nouvelle commande MPPT semi-numérique ne consomme plus que 25mW.

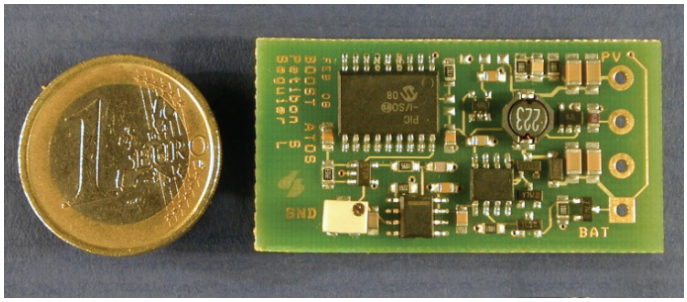


Figure 4-26. Étage d'adaptation de type Boost de 2 Watts crête avec commande MPPT Semi-Numérique V.3.

4.4.5. Synthèse de l'évolution de la commande MPPT.

Nous avons étudié dans cette partie les évolutions possibles de la commande MPPT du LAAS dans une double optique de réduction de sa consommation et de diminution de son encombrement. Le Tableau 4-1 nous résume l'évolution de cette commande à travers les différents prototypes développés durant nos travaux de recherche. Nous avons en plus évalué le prix de revient de chaque carte de commande afin d'avoir une idée du prix de chaque solution.

Tableau 4-2. Évolution de la carte de commande MPPT du LAAS-CNRS

	Commande Semi-Numérique V.0	Commande Numérique V.1	Commande Semi-Numérique V.2	Commande Semi-Numérique V.3
Prix (€)	10.57	7.23	11.3	11.4
Consommation (mW)	**93**	**52**	**39**	**25**
Surface (cm²)	22.8	9.3	18.5	11.5

La version V3 de la carte de commande Semi-Numérique s'est avérée être le circuit le moins consommateur avec seulement 25mW. La consommation de la commande a maintenant un impact beaucoup moins important sur le rendement de la chaine de conversion qu'au début de nos travaux, ayant été divisée par 4 par rapport à la première version. Cela nous permet d'envisager le développement d'étages d'adaptation pouvant fonctionner et transmettre de l'énergie PV dès qu'ils recoivent 25mW de puissance en entrée. L'encombrement de cette commande reste toutefois élevé. Ces prototypes entièrement conçus au laboratoire servent essentiellement à prouver la pertinence d'associer des GPV de très faible puissance à des micro-convertisseurs pour le photovoltaïque et à valider différents concepts. Dans une optique de pré-industrialisation, voir d'intégration des micro-convertisseurs aux GPV, des améliorations en termes de taille, prix et consommation pourraient encore être faites.

4.5. Validations expérimentales.

Afin d'évaluer les bénéfices d'utiliser des micro-convertisseurs dans des applications faibles puissances photovoltaïques, nous nous sommes servis de différents prototypes d'étages d'adaptations réalisés avec des composants discrets du commerce. Cette étude bien que partielle nous a permis de localiser les différentes sources de pertes et d'estimer la faisabilité du système de gestion en fonction de différentes architectures.

4.5.1. Réalisation et validations expérimentales d'un micro-convertisseur Buck.

La structure sélectionnée pour réaliser le convertisseur abaisseur de tension est un buck synchrone afin de réduire les pertes de l'étage d'adaptation de puissance par rapport à une architecture classique avec diode de roue libre. Une diode Schottky, D2 sur le schéma de la Figure 4-27, est souvent préconisée en parallèle avec le MOSFET NMos2 pour conduire le courant inducteur pendant la période de temps mort imposée aux deux interrupteurs NMos1 et NMos2 pour qu'ils ne conduisent pas en même temps et éviter des court circuits. Avec cette diode D2, la diode body de NMos2 ne conduira jamais, augmentant encore le rendement du convertisseur. Sur le schéma de l'étage d'adaptation, on peut remarquer que la diode D1 a changé de place, elle se retrouve maintenant en sortie du convertisseur. Ce changement est dû aux problèmes engendrés par l'utilisation d'une structure de conversion synchrone avec une batterie comme charge de sortie. En effet, lorsque le convertisseur est inactif, l'interrupteur NMos 2 est à l'état fermé par défaut créant ainsi un court-circuit avec la batterie impliquant

donc une destruction du convertisseur. La diode D1 disposée en sortie du convertisseur permet donc d'éviter ce dysfonctionnement tout en assurant la fonction anti-retour du courant de la charge vers le GPV. Cependant, les pertes engendrées par ce changement seront plus importantes, car le courant en sortie du convertisseur Buck est plus important qu'en entrée. Néanmoins, nous avons quand même choisi de continuer dans cette optique d'architecture synchrone car elle se trouve être la structure la plus performante actuellement. Pour les futurs essais, nous avons donc choisi une architecture de convertisseur abaisseur de tension synchrone telle qu'elle est définie en Figure 4-27.

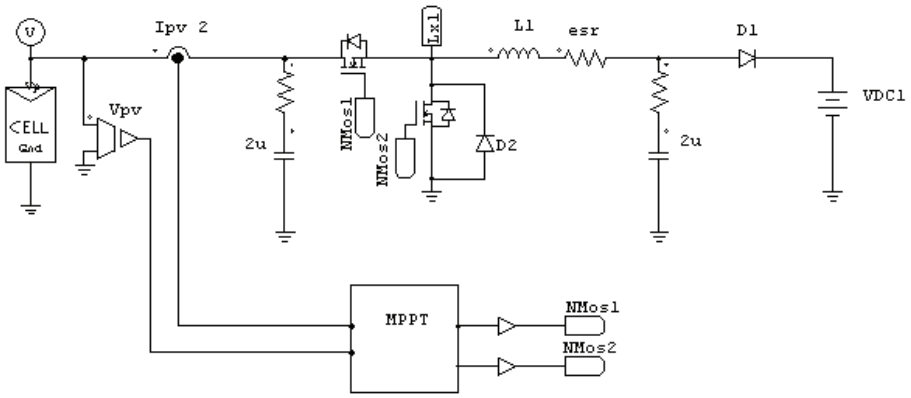


Figure 4-27. Étage d'adaptation de type Buck synchrone avec fonction MPPT pour un GPV relié à une batterie ($V_{bat} < V_{opt\ PV}$).

Les résultats expérimentaux des rendements de conversion du convertisseur Buck synchrone sont consignés en Figure 4-28 (sans diode D1). Cette étude a été réalisée pour des interrupteurs de puissance de type MGSF1N02 dont les caractéristiques sont rappelées dans le Tableau 4-3. Dans un premier temps, on pourrait se dire que les pertes dans les interrupteurs sont essentiellement dues aux résistances à l'état passant (Résistance entre le drain et la source=R_{dson}) de ceux-ci. Mais ce n'est pas le cas, comme le montre le diagramme de répartition des pertes dans le convertisseur Buck consigné en Figure 4-29. Grâce à ce diagramme, on peut rapidement visualiser la répartition des pertes dans la partie puissance du convertisseur et remarquer que 66% de ces pertes sont localisées dans les interrupteurs de puissance. D'où l'intérêt de bien dimensionner ces derniers.

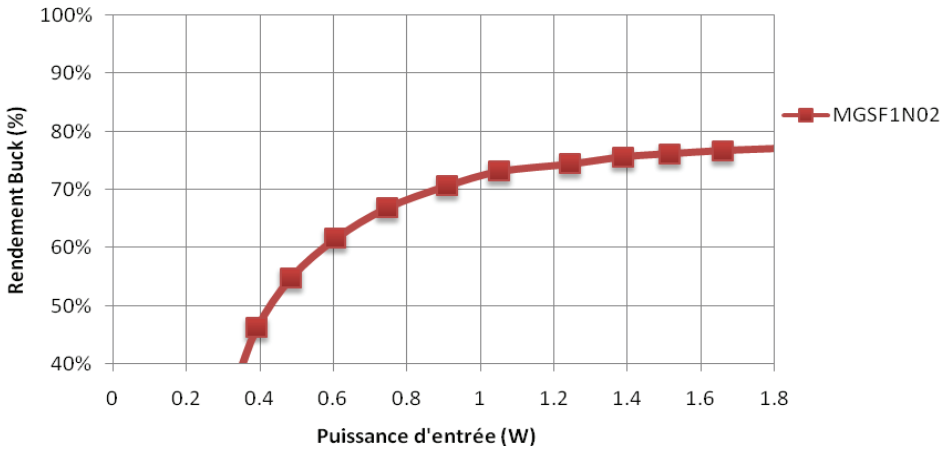


Figure 4-28. Rendement η_{conv} en fonction de la puissance d'entrée du convertisseur buck synchrone V_{in}=6V et V_{out}=2V.

Ce diagramme circulaire représente la répartition des pertes estimées dans les différents éléments de puissance qui composent le convertisseur abaisseur de tension [Annexe1].

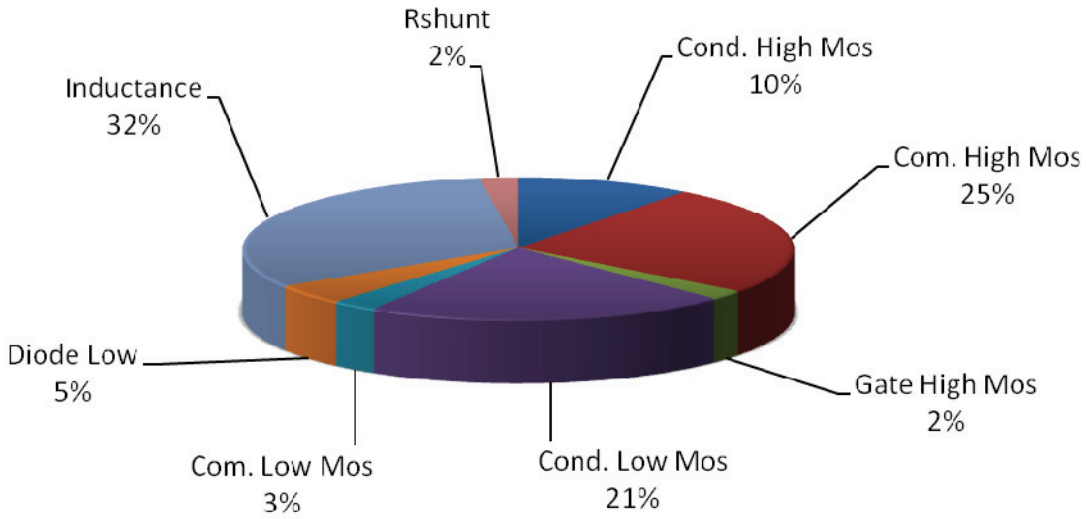


Figure 4-29. Répartition des pertes dans le micro-convertisseur buck synchrone réalisé au LAAS pour une Puissance d'entrée à transférer de 1W et des MOSFET référencés MGSF1N02.

Les pertes liées aux commutations des interrupteurs de puissance ont donc un rôle important à jouer dans le calcul du rendement final du convertisseur statique. La charge de grille Qg est la quantité d'électricité que le circuit de commande doit fournir à la grille de l'interrupteur Mosfet afin d'élever sa tension de zéro à une tension spécifiée (elle est exprimée en Coulomb- 1C=1s.A). La charge de grille totale est caractérisée par la somme des charge des capacités grille-drain et grille-source. Donc plus Qg est important, plus les pertes par commutations des interrupteurs de puissances seront grandes. Il faut donc trouver un compromis entre la résistance R_{dson} et la charge de grille Qg [11,12].

Tableau 4-3. Caractéristiques des Interrupteurs de Puissance.

	MGSF1N02LT1	FDV303N	TNO200K
R_{dson} (Ω)	0.09	0.4	0.18
Q_g (C)	6.00E-09	1.80E-09	1.35E-09
C_{oss} (F)	1.20E-10	2.80E-11	3.70E-11
Rise Time (s)	1.00E-09	1.20E-08	2.00E-08
Fall Time (s)	8.00E-09	2.00E-08	3.00E-08
Delay Time ON (s)	2.50E-09	5.00E-09	1.70E-08
Delay Time Off (s)	1.60E-08	2.30E-08	5.50E-08

Nous avons donc testé différents interrupteurs de puissance disposant de caractéristiques électriques distinctes afin de trouver le plus à même à optimiser le rendement de conversion. Les résultats expérimentaux des essais sont consignés en Figure 4-30. L'utilisation d'interrupteurs TNO200K nous a permis de gagner près de 10% sur η_{conv}, à la puissance nominale mais aussi cela a permis de maintenir un fort rendement sur une large

plage de fonctionnement. D'autres tests ont été menés pour d'autres dispositifs de puissance en associant différents types d'interrupteurs pour le MOSFET du haut (High side MOS) et celui du bas (Low side MOS). Comme on peut le voir dans le diagramme de la Figure 4-29, une grande partie des pertes dans le High MOS sont dues aux pertes par commutations et par opposition, celles dans le Low MOS sont dues aux pertes par conduction. En théorie, il faut donc choisir un MOSFET disposant d'un faible Qg pour l'interrupteur du haut et un MOSFET avec un faible R_{dson} pour l'interrupteur du bas, pour optimiser notre système.

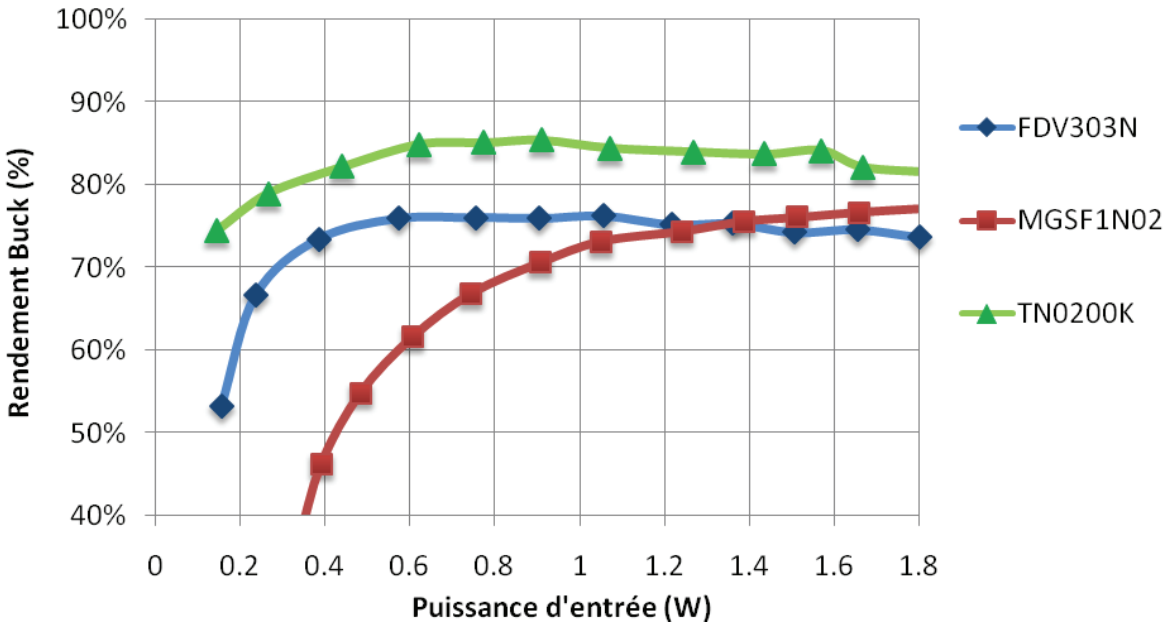
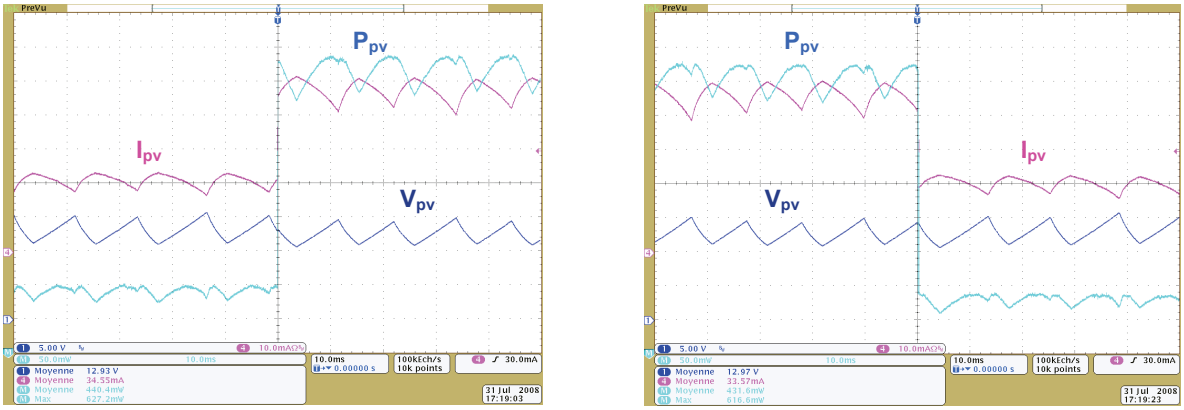


Figure 4-30. Rendement η_{conv} du buck synchrone pour différents interrupteurs de puissance. V_{in}=6V et V_{out}=2V.

La Figure 4-31 illustre la réponse de l'étage d'adaptation Buck, disposant de la commande MPPT semi-numérique V3, lors d'une variation brusque d'ensoleillement. Ce régime transitoire doit être étudié pour les applications PV car il se produit de nombreuses fois dans la journée. Ces perturbations peuvent intervenir à tout moment lors de passages nuageux, d'effets d'ombrage ou même lors d'éclipses pour les applications spatiales. Dans le relevé expérimental de la Figure 4-31-a, le courant d'entrée du convertisseur augmente brutalement alors que la tension reste inchangée correspondant à un ombrage qui disparaît. Le nouveau point de puissance est alors atteint très rapidement par le système de recherche MPPT conformément aux études théoriques. On peut remarquer que les signaux changent légèrement d'allure étant données les différences de puissances mises en jeu lors des variations. Ainsi, on peut remarquer qu'à faible puissance, la caractéristique $P(V_{PV})$ a tendance à « s'aplatir » impliquant une déformation d'autant du courant PV et donc de la puissance extraite pour une même variation de rapport cyclique. Un fonctionnement similaire de l'étage d'adaptation est observable lors d'un ombrage tel que montré en Figure 4-31-b. Ayant testé l'ensemble avec un module à base de silicium amorphe, on peut constater la faible variation de V_{PV} pour une forte variation de I_{PV} caractéristique de ce type de panneau.



a) Détail des effets d'une éclaircie b) Détail des effets d'un ombrage

Figure 4-31. Réponse d'un GPV à a-Si avec étage buck avec commande MPPT V3.

4.5.2. Réalisation et validations expérimentales d'un micro-convertisseur Boost.

En ce qui concerne la structure boost, elle reste beaucoup plus simple à réaliser que l'architecture buck synchrone. Elle ne requiert qu'un interrupteur de puissance commandé. Les composants actifs ont été choisis en fonction de leurs faibles pertes en conduction et commutation comme précédemment pour une puissance nominale de 1W, une tension de sortie de 12V et une tension d'entrée de 6V. Le transistor MOSFET TNO200K est utilisé pour l'interrupteur commandé et la diode MBR0520 pour sa faible tension de seuil (0,38V) en tant que diode de roue libre.

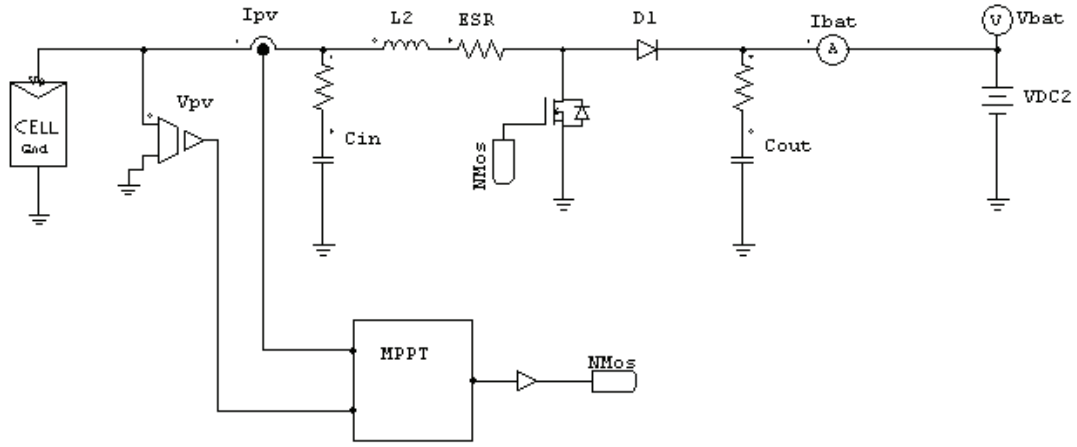


Figure 4-32. Étage d'adaptation de type boost avec fonction MPPT pour un GPV relié à une batterie (Vbat < Vopt PV).

La Figure 4-33 montre les résultats expérimentaux des rendements du convertisseur boost. Le convertisseur affiche des valeurs de rendement de conversion remarquables avec près de 90% pour seulement 400mW de puissance et plus de 96% pour 1W.

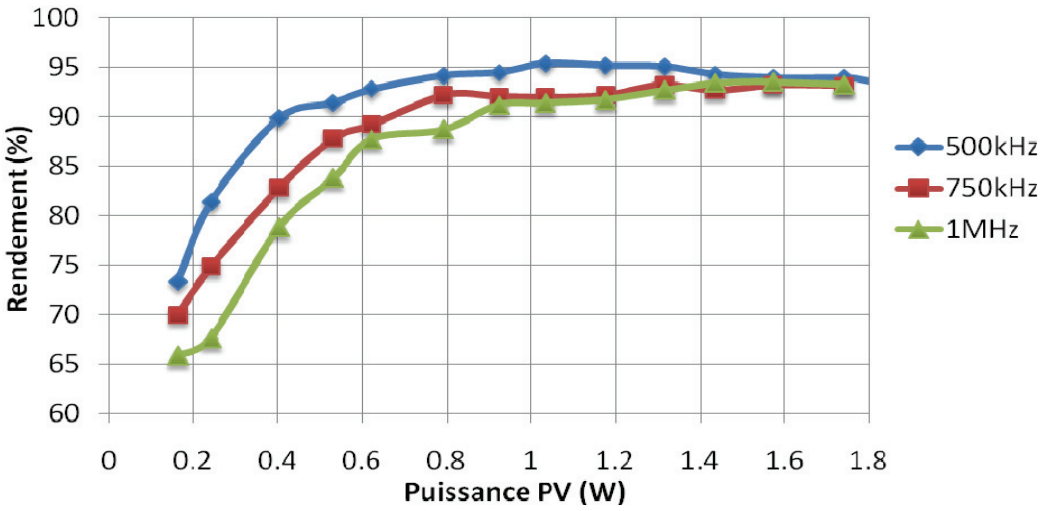


Figure 4-33. Rendement η_{conv} du convertisseur boost en fonction de la puissance d'entrée. Pour V_{in}=6V et V_{out}=12V.

Le diagramme circulaire de la Figure 4-34 nous permet de visualiser la répartition des pertes dans le boost lors d'un essai en statique avec une puissance d'entrée de 1W. On remarque vite que les pertes sont localisées principalement dans les éléments actifs. En ce qui concerne la diode, elle génère à elle seule près de la moitié des pertes [Annexe 2]. Cependant, les valeurs de rendement nous semblent relativement acceptables pour négliger les pertes liées à l'étage de conversion et pouvoir tester ce type de micro-convertisseur inséré au sein d'une architecture distribuée.

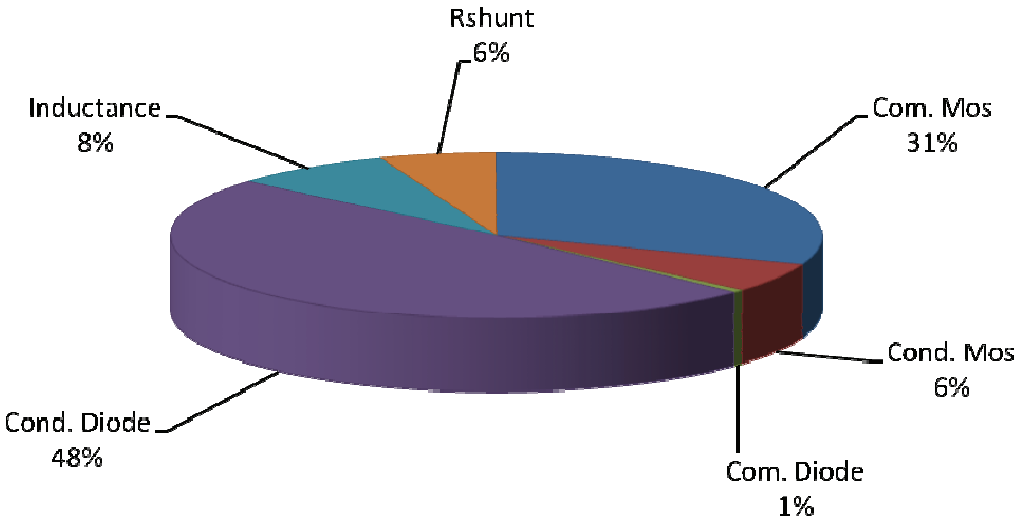


Figure 4-34. Répartition des pertes dans le boost Pour une puissance d'entrée de 1W.

Un relevé expérimental est consigné en Figure 4-35. Dans cet essai, le comportement en régime établi des grandeurs électriques d'entrée du convertisseur Boost avec la version V3 de la MPPT est analysé en fonction du temps. Nous pouvons constater que l'algorithme de la commande MPPT extrémale impose une variation de rapport cyclique entre deux valeurs proches engendrant des formes d'onde triangulaires et oscillatoires pour les grandeurs électriques d'entrée du convertisseur DC/DC.

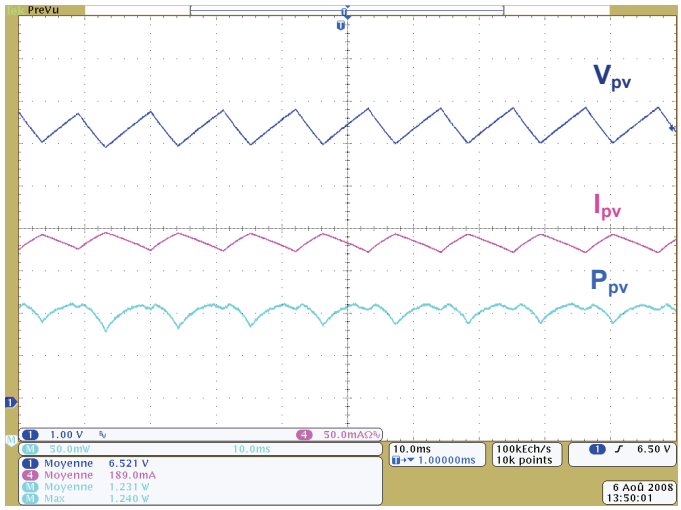
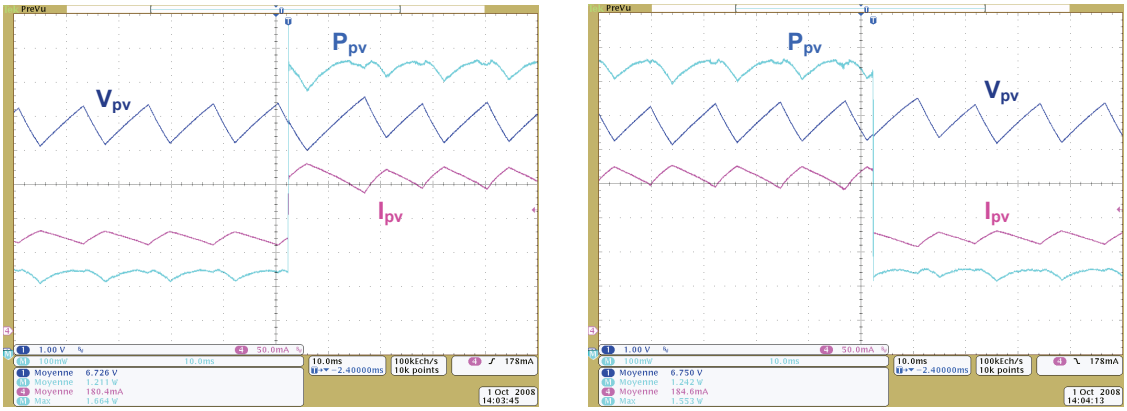


Figure 4-35. Relevé expérimental en régime établi d'un Boost avec fonction MPPT semi-numérique V3 connecté à une batterie 12V.

La Figure 4-36 montre le comportement des grandeurs électriques du système vis-à-vis de changements brutaux d'ensoleillement. La fFigure 4-36-a illustre la réponse du système après augmentation brutale du courant de la source PV alors que la tension reste inchangée. Le nouveau PPM est alors atteint instantanément. De même, le système va répondre aussi rapidement vis-à-vis d'une diminution brutale du courant du GPV.



a) Détail des effets d'une éclaircie b) Détail des effets d'un ombrage

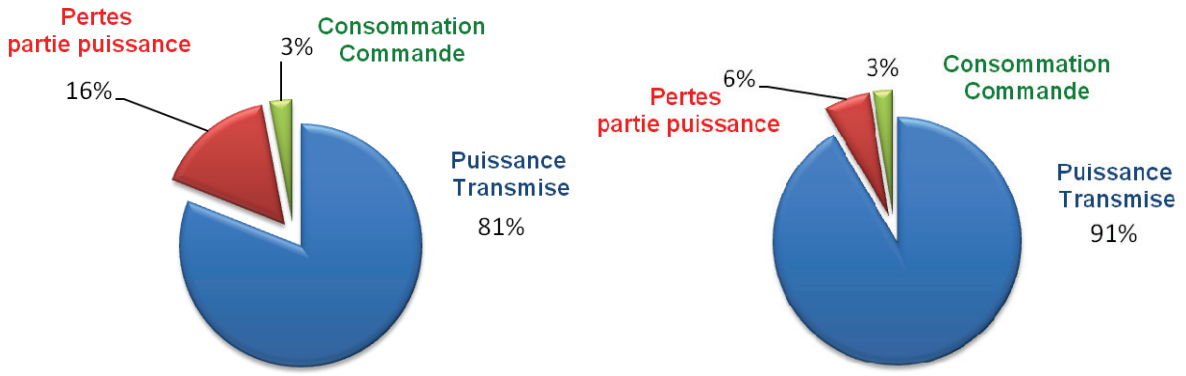
Figure 4-36. Réponse d'un système GPV muni d'un étage d'adaptation Boost avec commande MPPT V3.

4.5.3. Synthèse des validations expérimentales.

Dans cette partie, nous avons développé des prototypes de micro-convertisseurs de faibles puissances dédiés aux applications photovoltaïques. Bien sûr notre but n'est pas de concurrencer les convertisseurs intégrés du marché mais de concevoir des premiers prototypes assez performants afin de démontrer les bénéfices à discrétiser la gestion de puissance des systèmes photovoltaïques.

Deux structures de conversion ont donc été développées. La première est une architecture abaisseuse de tension de type Buck synchrone choisie afin d'améliorer le

rendement de conversion de l'ensemble. En Figure 4-37-a on peut voir un bilan des puissances de l'étage d'adaptation Buck pour une puissance PV de 1W. On s'aperçoit que seulement 81% de la puissance d'entrée est transmise à la charge, les pertes dans la partie puissance s'élevant à 16%. Pour cette architecture complexe de convertisseur buck, nous arrivons à un verrou technologique sur le développement de prototype discret performant pour ces niveaux de puissances.



(a) Buck Synchrone (b) Boost

Figure 4-37. Diagrammes de bilan des puissances des étages d'adaptation développés par le LAAS-CNRS.

Au contraire, pour l'architecture élévatrice de tension boost, on obtient des rendements de conversion tout à fait honorables avec près de 91% pour une puissance d'entrée de 1W, Figure 4-37-b. On peut finalement remarquer que pour les deux architectures, la puissance consommée par la partie commande a été considérablement réduite et ne représente plus que 3% des pertes. Les deux architectures ont été testées en fonctionnement réel, autant en régime établi que transitoire, prouvant ainsi leur parfaite adaptation aux applications de faibles puissances photovoltaïques.

4.6. Conclusion.

Dans ce chapitre, nous avons démontré la faisabilité d'étages d'adaptation faibles puissances dédiés à l'architecture distribuée pour les applications photovoltaïques en étudiant des architectures de conversion classiques au fonctionnement bien connues. Ces convertisseurs de puissance ont montré qu'ils pouvaient remplir le rôle d'étages d'adaptation performants susceptibles d'être transparents vis-à-vis de la chaîne de conversion photovoltaïque. Les simulations électriques nous ont permis de visualiser les premiers verrous, surtout en termes de rendement de conversion de l'étage d'adaptation.

Nous avons recherché à réduire la consommation de la commande MPPT du convertisseur de puissance. Pour cela, une étude systématique d'optimisation de la consommation de chaque composant constituant la commande MPPT a été nécessaire. La dernière version V3 de commande numérique a permis la réduction de la consommation de la commande à 25mW.

Des prototypes d'étages d'adaptation ont été développés de manière discrète et là aussi, une attention particulière a été apportée au niveau des rendements de conversion afin d'obtenir des premières versions de structures de conversion exploitables. Ces architectures, buck et boost, ont été testées expérimentalement sous conditions réelles et ont prouvé leur stabilité, autant en régime établi que transitoire, prouvant ainsi leurs parfaites adaptations aux applications de faibles puissances photovoltaïques. Ces prototypes performants, développés au sein du LAAS-CNRS, nous permettent d'étudier expérimentalement aujourd'hui les bénéfices à développer une architecture de gestion discrétisée pour les applications photovoltaïques. Les tests menés sur plusieurs jours ont fait l'objet du dernier chapitre de cette thèse.

Bibliographie Chapitre 4

[1] Di Santo, M.; Vaccaro, A.; Villacci, D.; Zimeo, E.; **«A distributed architecture for online power systems security analysis »** ; IEEE Transactions Volume 51, Dec. 2004 Page(s):1238 -1248 Digital Object Identifier 10.1109/TIE.2004.837862

[2] Kobayashi, K.; Takano, I.; Sawada, Y.; « **A study on a two stage maximum power point tracking control of a photovoltaic system under partially shaded insolation conditions »,** Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE Volume 4, 13-17 July 2003 Page(s): Digital Object Identifier 10.1109/PES.2003.1271058

[3] Angel Cid-Pastor ; **« Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques »**, Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, Sept. 2006.

[4] C.ALONSO ; **« Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie »** ; Habilitation à diriger des recherches, Toulouse LAAS-CNRS, Décembre 2003 (n°03678).

[5] R. Baussiere, F. Labrique, G. Seguier, « **Les convertisseurs de l'électronique de puissance** », Edition Lavoisier Tec & Doc.

[6] Micheal D. Mulligan, Bill Broach and Thomas H. Lee, « **A constant-frequency Method for Improving Light-Load Efficincy in synchronous Buck Converters** », IEEE Power Electronics Letters, Vol. 3, no. 1, March 2005.

[7] Leyva, R.; Alonso, C.; Queinnec, I.; Cid-Pastor, A.; Lagrange, D.; Martinez-Salamero, L.; **« MPPT of photovoltaic systems using extremum - seeking control »,** Aerospace and Electronic Systems, IEEE Transactions on, Volume 42, Issue 1, Jan. 2006 Page(s):249 - 258 Digital Object Identifier 10.1109/TAES.2006.1603420

[8] Cabal, C.; Alonso, C.; Cid-Pastor, A.; Estibals, B.; Seguier, L; Leyva, R.; Schweitz, G.; Alzieu, J.; **« Adaptive digital MPPT control for photovoltaic applications »;** Industrial Electronics, 2007. ISIE 2007. IEEE International Symposium on, 4-7 June 2007 Page(s):2414 - 2419

[9] Huang, A.Q.; Sun, N.X.; Zhang, B.; Zhou, X.; Lee, F.C. ; **« Low voltage power devices for future VRM »**; Power Semiconductor Devices and ICs, 1998. ISPSD 98. Proceedings of the 10th International Symposium on, 3-6 June 1998 Page(s):395 – 398

[10] Pizano, J.E.; **« Low voltage microprocessors, the inevitable future »,** Digital Avionics Systems Conference, 1995, 14th DASC, 5-9 Nov. 1995 Page(s):169 – 172

[11] Jon Klein; **« AN-6005 Synchronous buck MOSFET loss calculations »,** Power Management Applications, Fairchild Semiconductor.

[12] Steve Mappus ; **« Optimizing MOSFET Gate Drive Voltage »**, Senior Power Applications Specialist, Power Supply Control Products Texas Instruments Incorporated.

CHAPITRE 5

5. ÉTUDES COMPARATIVES DES DIFFÉRENTES MICROSTRUCTURES D'ADAPTATION.

5.1. Introduction.

Après avoir étudié séparément les différents éléments constituant la chaîne de conversion photovoltaïque allant de la cellule photovoltaïque élémentaire aux différentes associations possibles et aux organes de gestion de cette énergie, les premières conclusions de ces travaux nous ont conforté dans l'idée qu'une architecture de gestion distribuée apporterait un gain significatif en termes d'énergie produite et d'optimisation de fonctionnement de la chaîne complète (robustesse aux défaillances). Nous avons donc poursuivi le développement des étages d'adaptation DC-DC faibles puissances (micro-convertisseurs) disposant de leurs propres commandes MPPT pouvant travailler en autonome sur une charge. Il reste toutefois à montrer expérimentalement les performances des micro-convertisseurs développés au LAAS lorsqu'ils sont couplés pour constituer une chaîne distribuée en termes de gain suivant les conditions d'utilisation. .

Ce chapitre est consacré aux études comparatives que nous avons menées sur les performances des étages d'adaptation photovoltaïques faibles puissances fonctionnant sur charge continue. Le protocole d'essais que nous avons mis au point nous a permis de quantifier précisément les performances de chaque étage dans le but de pouvoir les comparer. Pour cela, les mesures ont été effectuées sur le site expérimental du LAAS-CNRS en conditions réelles avec un banc de mesure spécifiquement développé pour nos applications solaires de très faibles puissances à architecture distribuée. Pour que les comparaisons soient valables, nous avons réalisé ces essais comparatifs dans des conditions de fonctionnement réelles. De plus, pour estimer les gains en performance de chaque structure, nous avons pris comme référence de comparaison la connexion directe source-charge qui est actuellement la solution la plus répandue compte tenu de son faible coût. Pour cela, une étude sur les deux systèmes de gestion, l'une globale et l'autre distribuée a été réalisée sur plusieurs jours. Nous avons alors mis en place des protocoles de tests et de mesures sous conditions météorologiques et fonctionnements identiques en s'intéressant principalement aux performances énergétiques des différentes chaînes de conversion.

Concernant le projet ATOS plus particulièrement, nous avons travaillé sur l'aspect système de gestion des cellules photovoltaïques en technologie tandem à électrodes intermédiaires. Les données expérimentales des cellules ont été extrapolées par rapport aux panneaux fournis par l'entreprise Solems, faute d'avoir l'ensemble tandem en cours de finition au LPCIM. Cela nous a permis de simuler le fonctionnement de chaque type de matériau constituant un ensemble de cellules indissociable (propriétés des panneaux PV constitués de cellules en couche minces). Cette approche dissociée nous a permis de développer les premières architectures de gestion distribuées entièrement dédiées à une association tandem et de déterminer quel système de conversion est le plus à même de produire le plus d'énergie. Notre objectif ici était d'augmenter le rendement de l'ensemble tandem par un assemblage judicieux associé à une gestion dédiée. Nous présentons dans ce dernier chapitre les tous premiers résultats de ces études.

5.2. Présentation du banc d'acquisition solaire.

Nous avons développé au sein du LAAS-CNRS, avec l'aide du service interne 2I (Informatique & Instrumentation) et en particulier, Frédéric Blanc, un banc de mesures spécifique au photovoltaïque distribué et de très faible puissance. Ce banc dédié aux applications de cellules en couches minces permet de mesurer les variables électriques

d'entrée et de sortie de chaque micro-convertisseur de puissance. L'objectif de ce système de mesure est d'évaluer le rendement énergétique de une à plusieurs chaînes de conversion photovoltaïque sur au moins une journée complète de fonctionnement [1]. L'acquisition des données se fait de façon synchrone à une fréquence de 3kHz (toutes les 330µs soit 3000 mesures par seconde). Les mesures concernent les tensions et les courants d'entrée et de sortie de l'étage d'adaptation, c'est à dire le courant et la tension fournis par chaque panneau solaire ainsi que la tension et le courant transmis à la charge. Le schéma de principe d'une carte d'acquisition du banc de mesure est présenté en Figure 5-1. Les mesures de courant sont réalisées grâce à des résistances shunts de faibles valeurs. Les tensions d'entrée et de sortie sont récupérées grâce à des ponts diviseurs de précision. Les tensions sont ensuite adaptées puis converties en numérique via un convertisseur analogique numérique (noté CAN) [2,3]. Toutes ces mesures sont effectuées de manière différentielle évitant ainsi tout problème de masse.

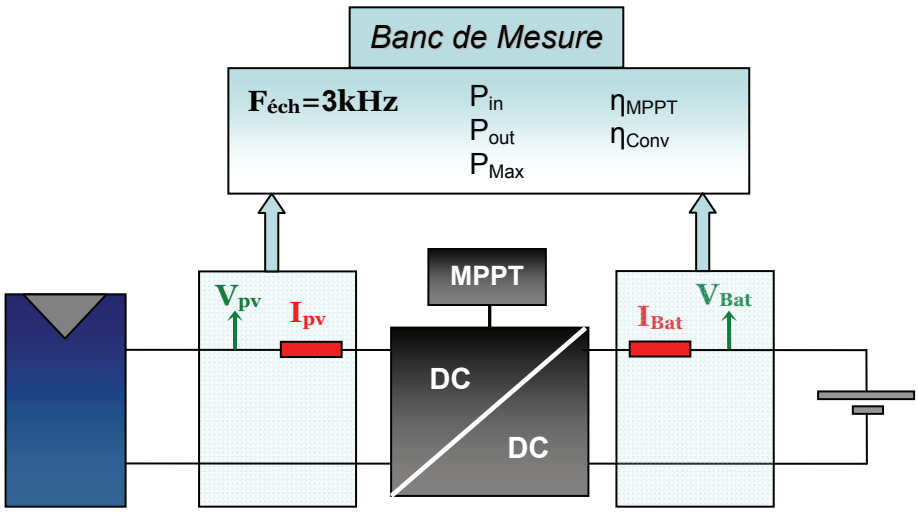


Figure 5-1. Schéma de principe d'une carte d'acquisition du banc de mesure développée au LAAS.

Le banc de mesure réalise un prétraitement des données afin d'alléger la taille des fichiers de données à transférer à l'ordinateur. Le prétraitement consiste à faire une moyenne des courants et des tensions sur 1024 points de mesure. Il permet aussi d'effectuer le calcul des puissances d'entrée et de sortie, ainsi que le calcul du rendement de l'étage d'adaptation et celui de la MPPT (recherche de la puissance Max. sur 1024 points). Les données sont ensuite transmises à l'ordinateur toutes les 340 ms par le biais d'une connexion USB (330µs*1024) [4]. Le banc peut gérer plusieurs cartes d'acquisition similaires permettant ainsi de tester plusieurs convertisseurs de puissance sous les mêmes conditions (jusqu'à 20 catres). Les acquisitions des données se font de manière synchrone sur toutes les cartes d'acquisition [5].

Dans les cas des convertisseurs faible puissance, nous avons la possibilité de venir connecter directement les convertisseurs électriques sur les cartes d'acquisition via un connecteur approprié. Cela permet de réduire les pertes liées à la connectique électrique ainsi que les possibles erreurs de câblage. Les cartes d'étage d'adaptation sont munies de détrompeurs afin d'éviter toutes mauvaises manipulations, Figure 5-2.

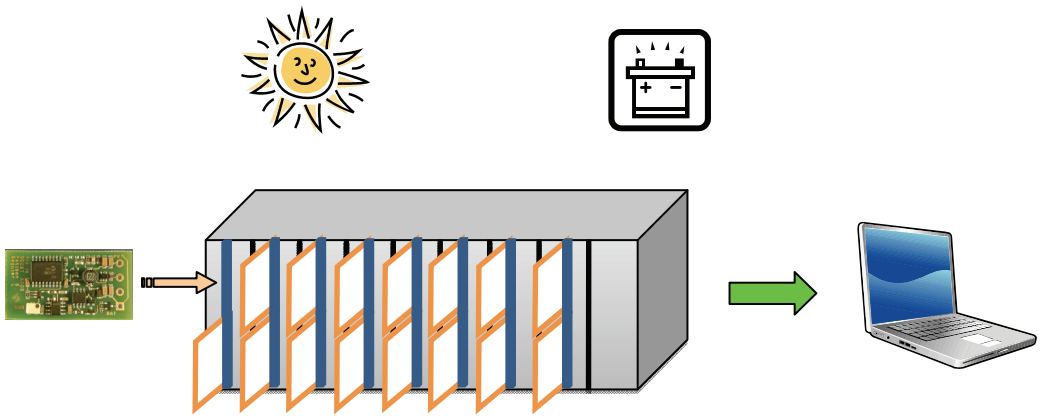
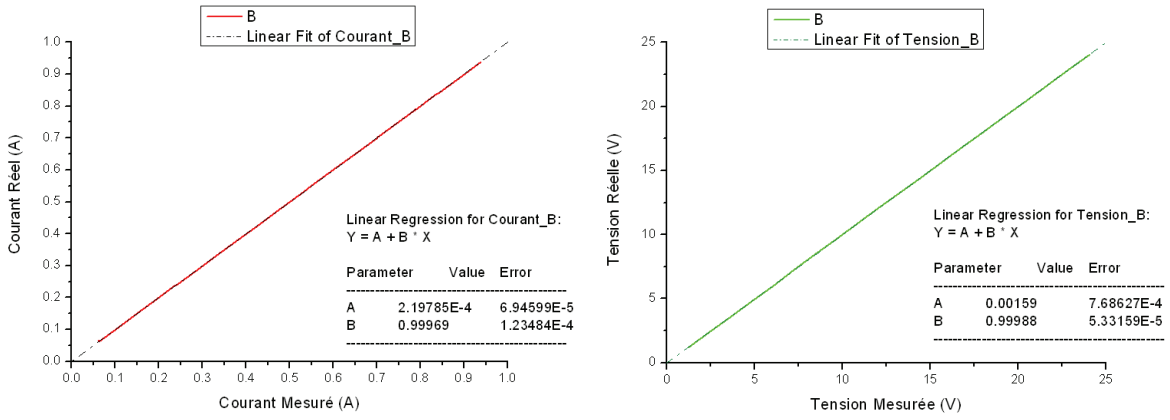


Figure 5-2. Schéma de principe du banc de mesure automatisé avec traitement informatique.

Ces cartes d'acquisition doivent faire l'objet d'étalonnage précis avec une procédure définie pour garantir la précision des données mesurées avant chaque campagne de mesure. Nous avons pour cela développé un processus de calibration automatisé des cartes d'acquisition. Un logiciel autonome, développé par Frédéric Blanc du service 2I, permet de réaliser une auto-calibration des cartes grâce à une communication GPIB entre des instruments de mesures de précision, une alimentation électronique pilotable et les cartes d'acquisition. La première étape consiste à étalonner les capteurs de courant. La charge électronique est alors pilotée afin de fonctionner en source de courant sous tension nulle. On fait ensuite croître le courant progressivement en récupérant les données émises par la carte d'acquisition et le multimètre de précision, Figure 5-3-a. On vient ensuite comparer ces mesures afin de déterminer les gains et les offsets de chaque capteur de courant. Une démarche similaire est effectuée pour étalonner les capteurs de tension la charge électronique fonctionnant dans ce cas en source de tension sous courant nul. On augmente linéairement sa tension et on calcule les coefficients de gain et d'offset de chaque capteur de tension comme précédemment, Figure 5-3-b. Ces données sont ensuite transférées à la carte d'acquisition via une connexion USB et c'est la carte d'acquisition elle-même qui va calibrer ces capteurs en fonction des coefficients obtenus. Grâce à cette démarche rigoureuse, nous pouvons garantir une précision remarquable sur les puissances mesurées avec un taux d'erreur de 0.5%.



a) b)

Figure 5-3. Courbes d'étalonnage a) en courant et b) en tension des capteurs d'une carte d'acquisition du banc de mesure solaire.

5.3. Premiers tests.

5.3.1. Introduction.

Les premiers résultats exposés dans cette partie nous ont permis de tester la précision du banc de mesure développé au LAAS sur une journée entière de fonctionnement. Les deux architectures d'étages d'adaptation, buck et boost détaillées dans le chapitre précédent, ont ainsi été mises en condition de fonctionnement réelle afin d'étudier le comportement des cartes d'acquisition aussi bien en régime établi des CS que lors des transitoires dus à des ombrages par exemple.

5.3.2. Étage d'adaptation de type Boost.

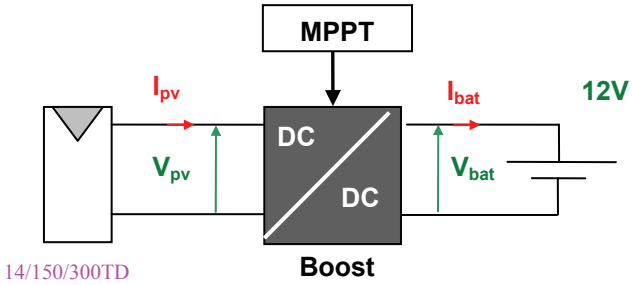


Figure 5-4. Schéma de principe d'une chaîne de conversion photovoltaïque avec étage d'adaptation et sa commande MPPT.

Pour les premiers tests du banc de mesure, nous avons expérimenté la version V2 de la commande MPPT numérique. Le convertisseur de puissance étant un montage boost, nous avons connecté une batterie de 12V en sortie de la chaîne de conversion, Figure 5-4.

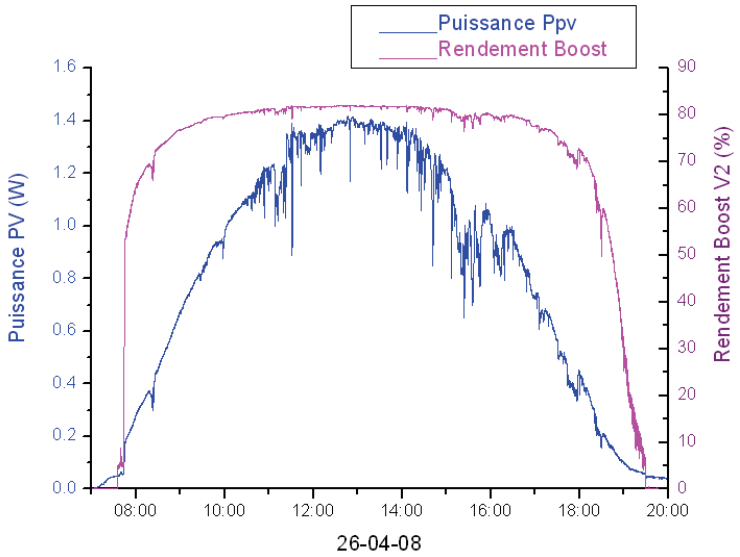


Figure 5-5. Relevés expérimentaux de la puissance PV et du rendement de l'étage d'adaptation sur une journée. Tests expérimentaux réalisés le 26 Avril 2008.

Ces mesures ont été effectuées au cours d'une journée très ensoleillée (26 Avril 2008) sans trop de nuages ni de changements rapides du niveau d'irradiation. La Figure 5-5 montre l'évolution des grandeurs électriques du convertisseur boost. On peut ainsi voir l'évolution de la puissance produite P_{PV} par le panneau photovoltaïque référencé 14/150/300TD ainsi que le

rendement η_{conv} de l'étage d'adaptation doté de la commande MPPT V2. A partir de 7h30, on peut observer que la puissance délivrée par le GPV augmente graduellement en fonction du niveau d'ensoleillement jusqu'à atteindre un maximum à 13h avant de diminuer jusqu'au soir.

On remarque que le rendement η_{conv}, comprenant la partie puissance et la partie commande, augmente rapidement avec la puissance, pour atteindre un rendement maximum de 82%. On peut aussi observer, qu'en début de matinée comme en fin de soirée, le panneau photovoltaïque fournit une puissance alors que le rendement du convertisseur est très faible, voir nul signifiant que ces puissances ne seront pas transmises bien que produites. En fait, dans ces zones, toute la puissance transmise par le panneau sert essentiellement à alimenter la commande de l'étage d'adaptation. On peut trouver en Figure 5-6, un zoom de cette courbe en tout début de matinée, quand le soleil se lève. On peut observer ainsi l'évolution de la puissance transmise par le panneau solaire et remarquer que l'étage d'adaptation ne démarre que lorsque la tension aux bornes du panneau est assez suffisante pour alimenter convenablement la partie commande qui est dans cette version sous 5V.

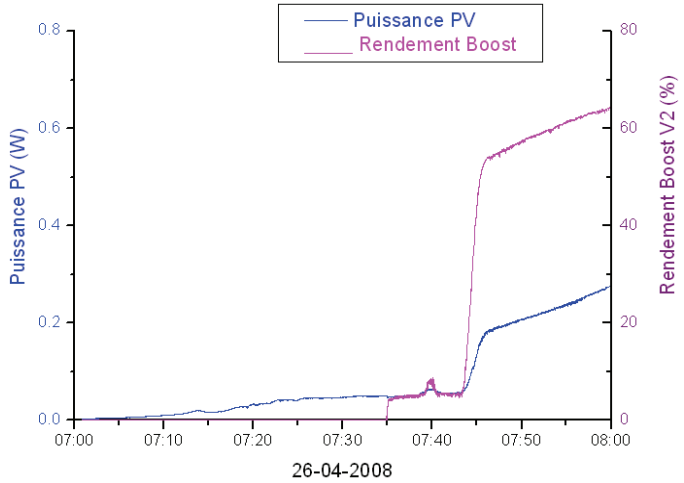


Figure 5-6. Détail des relevés de puissance PV et de rendement de l'étage d'adaptation à l'aube. Tests expérimentaux réalisés le 26 Avril 2008.

Les grandeurs électriques de la chaîne de conversion photovoltaïque ayant servi à calculer la puissance et le rendement sont présentées en Figure 5-7. On peut y observer que la tension du panneau V_{PV} augmente progressivement le matin en circuit ouvert avant que l'étage d'adaptation ne démarre et impose alors V_{opt}. Le programme de démarrage de la carte de commande du CS pilotant ce phénomène est décrit en Figure 5-8. Nous avons effectivement souhaité que les micro-CS aient en interne une sécurité de démarrage de leur carte de commande soumise à l'attente que le GPV ait atteint une valeur de tension de circuit ouvert (V_{ref}) prédéfinie et suffisamment grande par rapport à la tension nécessaire pour assurer l'alimentation en puissance de tous les organes de gestion et contrôle. Cette précaution devrait permettre d'éviter des fonctionnements consommateurs d'énergie lorsque les GPV ne produisent pas assez d'énergie électrique.

Ainsi, ce n'est que lorsque la partie commande est correctement alimentée que l'ensemble de l'étage d'adaptation devient totalement opérationnel en lançant le programme MPPT principal. Cette sécurité de fonctionnement évite également que le système ne se bloque faute d'énergie dans un état incohérent. Nous avons donc conçu l'ensemble des différents étages d'adaptation pour qu'ils soient autonomes vis-à-vis d'autres sources d'énergie autres que le GPV. La fonction de sécurité de l'alimentation de la partie commande

permet également de réinitialiser le système à chaque fois que la tension d'alimentation de la commande descend en dessous d'un certain seuil ($V_{sécurité}$). Outre le matin et le soir, cette fonction s'active à chaque fois que surviennent des changements brutaux d'irradiation et d'ombrage, et permet donc au système de redémarrer dans de bonnes conditions après de fortes chutes de puissance.

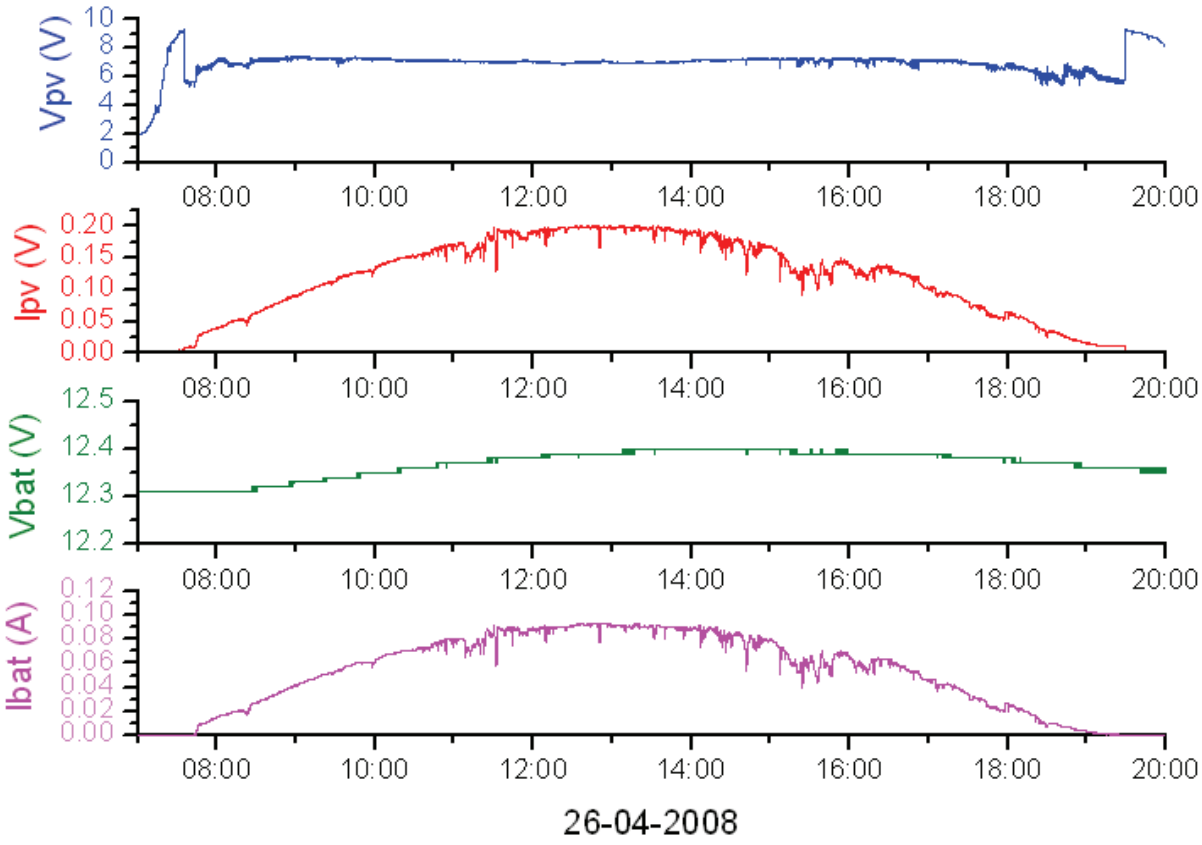


Figure 5-7. Tensions et courants d'entrée et de sortie de l'étage d'adaptation Boost avec MPPT Version 2.

On peut observer en Figure 5-7 que la tension du panneau varie très peu tout au long de la journée. En fin de journée, le système s'arrête lorsque la puissance est insuffisante pour alimenter la commande. L'ouverture du circuit se traduit alors par l'apparition de la tension de circuit ouvert du GPV. I_{PV} et I_{Bat} sont liés par le rapport cyclique du boost au rendement de l'étage d'adaptation près. Ces variations de ces courants suivent les variations de la puissance émise par le GPV. Ils augmentent ainsi progressivement jusqu'à atteindre un maximum aux alentours de 13H avant de diminuer jusqu'au soir. La tension de sortie étant une batterie, elle augmente lentement en fonction de son état de charge.

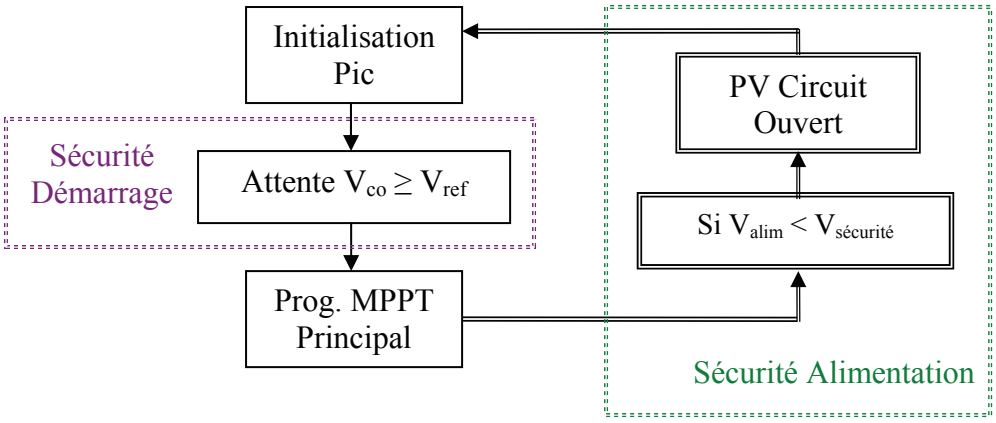


Figure 5-8. Schéma bloc du programme « sécurités » implémenté dans le microcontrôleur de la carte de commande d'un micro-convertisseur.

Le prototype boost de faible puissance avec commande MPPT V2 testé dans ces essais a prouvé qu'il pouvait être un étage d'adaptation performant avec un rendement maximum de 82%. La commande MPPT montre une bonne stabilité ainsi qu'une très bonne réponse aux perturbations extérieures. Nous pouvons également en déduire que des améliorations doivent être effectuées afin d'obtenir des rendements de conversion plus élevés permettant ainsi de rendre cet étage d'adaptation plus intéressant vis-à-vis de la chaîne de conversion photovoltaïque.

5.3.3. Étage d'adaptation de type Buck.

Lors d'une nouvelle série de tests, nous nous sommes focalisés sur les étages d'adaptation de type buck qui pourraient servir d'étages d'adaptation pour les deux différents types de matériaux des cellules couches minces à base de a-Si et de Si microcristallin des nouvelles cellules tandem développées dans le cadre d'ATOS. Les générateurs PV se rapprochant le plus des prochains agencements des cellules couches minces disposent de caractéristiques électriques différentes en tension et en courant (Figure 5-9) nécessitent le développement de deux convertisseurs buck distincts.

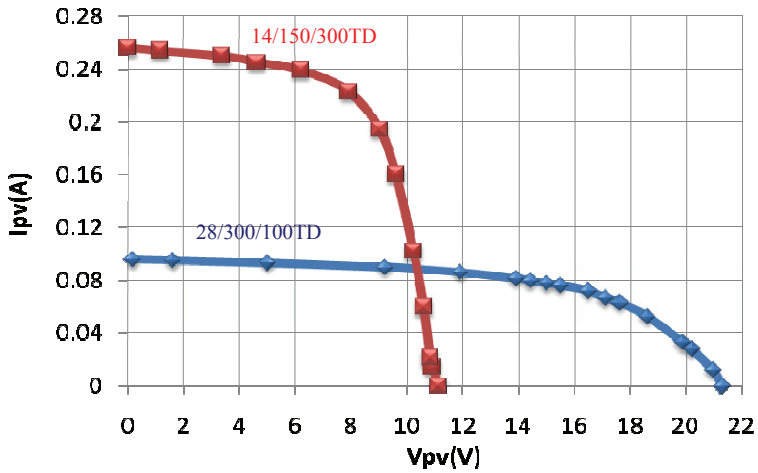


Figure 5-9. Caractéristiques I(V) des deux différents GPV constituant chaque partie d'une nouvelle cellule Tandem de type ATOS.

En effet, les tensions V_{opt} et V_{co} plus importantes du panneau 28/300/100TD nous nous obligent à prendre des interrupteurs de puissance supportant des tensions plus élevées que pour l'autre GPV. Les MOSFET choisis sont alors référencés FDV303N en sachant pertinemment que les pertes liées à ce changement seront plus importantes.

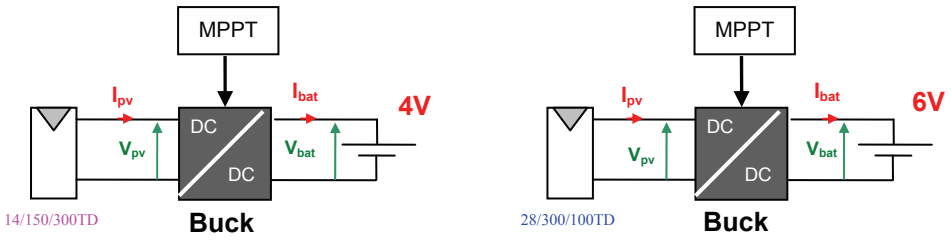
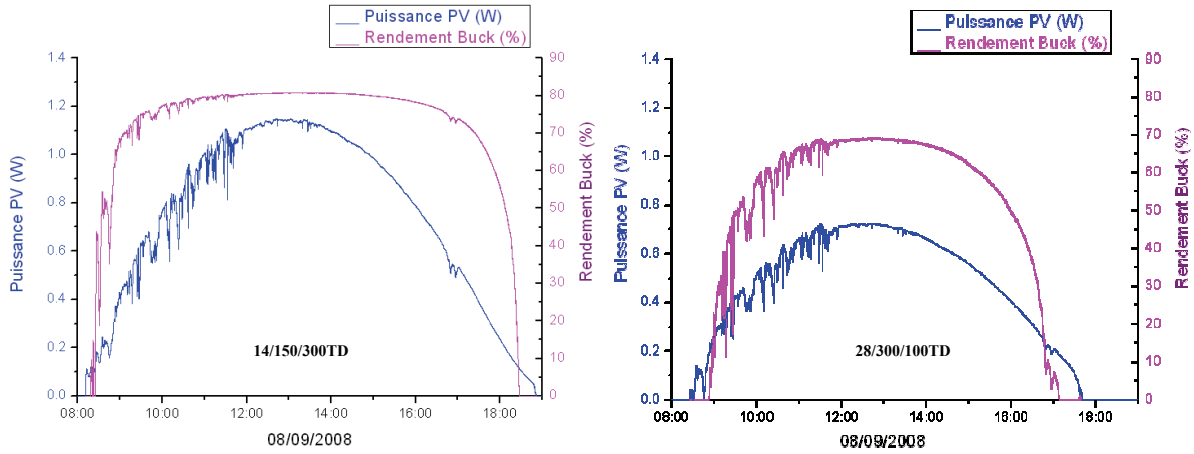


Figure 5-10. Schémas de principe des mesures des chaines de conversion photovoltaïque élémentaires avec étages d'adaptation buck et MPPT soumises à évaluation.

Les deux schémas de principe des deux configurations utilisées pour ces mesures sont présentés en Figure 5-10. Pour le premier GPV référencé 14/150/300TD, nous avons choisi comme charge une batterie de 4V (V_{opt} étant de 6V). Pour le second GPV référencé 28/300/100TD, la charge choisie est une batterie de 6V (V_{opt}=13V).

On peut trouver en Figure 5-11, les résultats des mesures de puissance P_{PV} et de rendement η_{conv} effectuées sur les deux chaînes de conversion photovoltaïque (Figure 5-11-a, mesures liées au GPV 14/150/300TD, Figure 5-11-b, celles du GPV 28/300/100TD). On s'aperçoit que le rendement du buck augmente rapidement avec la puissance d'entrée puis se stabilise autour de 80% avec un maximum de 81% pour le premier générateur mais n'atteint que 70% à son maximum pour le second engendrant beaucoup de pertes sur la puissance finalement transmise à la batterie.



(a) 14/150/300TD (b) 28/300/100TD

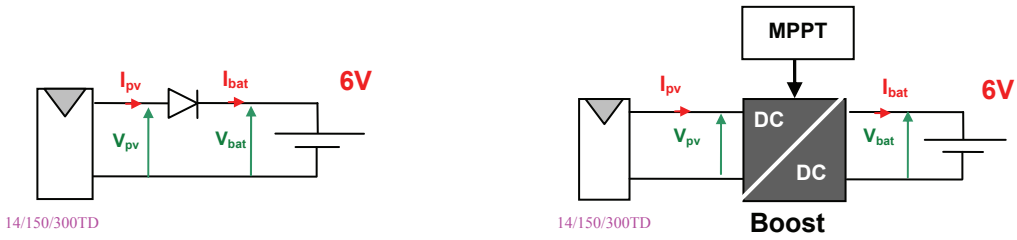
Figure 5-11. Caractéristiques de puissance PV et rendement de l'étage d'adaptation Buck pour les deux PV Solems sur une même journée de fonctionnement.

Malgré des rendements de conversion faibles, on peut voir que les systèmes de gestion permettent de suivre correctement les variations d'éclairement. Les buck développés dans ces travaux de recherches montrent un premier verrou concernant les rendements de conversion de ces architectures. Une optimisation sera donc nécessaire si ce type d'architecture est choisi pour réaliser des micro-convertisseurs.

5.4. Études comparatives entre une connexion directe et une connexion via un étage d'adaptation.

5.4.1. Introduction.

A partir du banc de mesures développé au LAAS, nous pouvons utiliser deux cartes d'acquisition distinctes pour effectuer la comparaison de deux types de chaînes différentes. Nous souhaitons comparer ainsi une connexion directe d'un panneau solaire à une batterie avec une chaîne de conversion plus complexe via un étage d'adaptation doté d'une MPPT, et ce, sur une même charge, Figure 5-12. La Figure 5-13 nous rappelle les courbes de puissance du panneau 14/150/300TD de 1.5 Wc pour différents éclairements à différentes heures de la journée.



(a) (b)

Figure 5-12. Schémas de principe des mesures comparatives (a) d'une connexion directe (b) d'une connexion via un système d'adaptation avec MPPT.

Notre objectif est de réaliser une comparaison directe dans les mêmes conditions de fonctionnement entre les deux types de connexion pour quantifier avec le plus de précision possible les gains apportés par chacune des solutions étudiées.

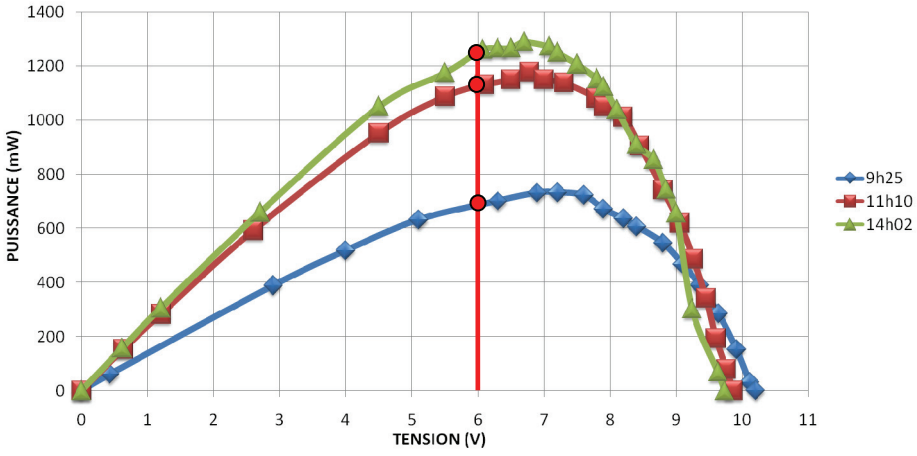


Figure 5-13. Caractéristiques P(V) du 14/150/300TD à différentes heures d'une journée.

5.4.2. Préparation des mesures comparatives.

Nous avons réalisé une campagne de mesures avec une même batterie de 6V pour une connexion directe et pour une connexion via notre étage d'adaptation. Mais avant cela, il a été nécessaire d'effectuer une étude préalable afin d'estimer précisément la puissance maximale disponible de chaque panneau 14/150/300TD. En effet, pour les caractéristiques de chaque panneau même provenant de la même série de fabrication, il existe une dispersion des caractéristiques électriques entre les GPVs. Pour garantir que nous sommes dans des conditions identiques de fonctionnement, on ne peut malheureusement pas faire l'essai avec la même source soit en parallèle car les étages ne fonctionneraient pas jusqu'à leur régime nominaux et il n'y aurait pas moyen de maîtriser que les répartitions se fassent équitablement, soit à tour de rôle, et là, ce serait les conditions d'ensoleillement qui diffèreraient.

La procédure de pré-évaluation de modules PV de même type nous permet de connaître à tout instant la dispersion existante entre plusieurs modules sur l'ensemble des points en éclairement et température. Une fois les dispersions connues d'un panneau à l'autre, nous nous servons de ces valeurs pour estimer les valeurs des P_{MAX} à un instant t lorsque les modules sont cette fois-ci en fonctionnement et que cette donnée n'est pas disponible ou qu'elle doit être corrigée pour assurer une cohérence de la même quantité d'énergie fournie pour chaque chaîne. L'estimation du P_{MAX} à un instant t s'effectue durant les essais par rapport à un panneau de même référence sur lequel le P_{MAX} est mesuré en permanence. Cette évaluation indirecte doit se faire avec le plus de précisions possibles. Ce processus est utilisé, par exemple, pour mesurer le rendement MPPT d'un étage d'adaptation lorsque cet étage est une simple diode anti-retour et que le P_{MAX} n'est mesurable ni disponible durant l'essai. En effet, comme dans ce cas, la puissance délivrée par le panneau est dépendante de la tension de la batterie, il nous faut donc estimer le P_{MAX} disponible du GPV en test pour estimer le rendement η_{MPPT} de l'ensemble ou autrement dit, la capacité à produire l'énergie PV plus ou moins de façon optimale.

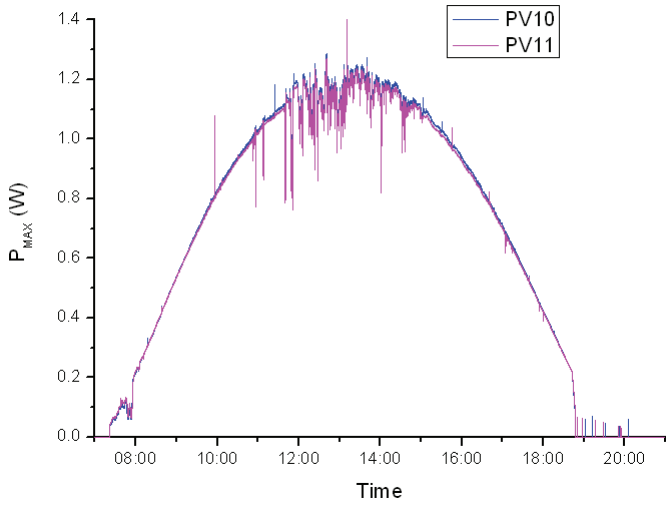


Figure 5-14. Évolution des P_{MAX} pour deux panneaux de mêmes lots de fabrication et références sur une journée de fonctionnement.

Pour effectuer les tests préliminaires de chaque GPV par rapport à un autre, deux convertisseurs identiques munis d'une commande forçant le GPV de passer de V_{CO} à I_{CC} rapidement sur une fréquence de fonctionnement régulière sont nécessaires. Si plusieurs chaînes sont à tester comparativement, il faudra prévoir autant de GPV à évaluer en même

temps plus un pour connaître les liens existants entre tous avant de pouvoir effectuer les essais proprement dits sur les chaînes de conversion. Les cartes d'acquisition doivent fonctionner de manière synchrone pour garantir de récupérer les P_{MAX} délivrés par chaque panneau au même instant. La Figure 5-14 montre l'évolution des P_{MAX} de deux GPV, référencés PV10 et PV11 dans nos essais, pendant toute une journée. On peut remarquer que les mesures ont été effectuées pendant une journée très ensoleillée sans trop de passages nuageux. Les panneaux sont orientés avec un même angle d'inclinaison sur le même support mais on peut quand même observer une différence entre les P_{max} des deux panneaux. Cette différence est probablement due à plusieurs facteurs comme une différence technologique de fabrication, une température de fonctionnement différente ou bien encore à la résistance des fils de connexion non parfaitement identique. Cela entraîne une différence de 1 à 2 % dont on tiendra compte dans nos essais futurs. Il est à remarquer que ces essais préliminaires doivent être refaits quelques jours avant chaque série de tests comparatifs pour tenir compte du vieillissement des GPV et de la poussière accumulée en plus.

Du tracé des P_{MAX} du panneau 10 en fonction du PMAX du panneau 11 sur une période de fonctionnement d'une journée, on obtient une corrélation telle que celle présentée en Figure 5-15. A partir de ces données, on peut réaliser une régression linéaire nous permettant de lier cet ensemble de points par l'équation suivante :

$$P_{MAX-10} = A + B.P_{MAX-11} \qquad (5\text{-}1)$$

Où P_{MAX-10} est la puissance estimée du panneau 10 à partir du P_{MAX-11} qui correspond à la puissance maximale de référence mesurée sur le panneau 11. Les coefficients A et B sont les paramètres obtenus lors de la réalisation d'une régression linéaire effectuée à partir des données extraites des essais préliminaires. Dans le cas de cet exemple de mesures, on a obtenu les valeurs suivantes A=0.00302 et B=0.98535. On remarque que ces deux panneaux ont des caractéristiques électriques très proches. En effet, ils sont issus du même lot de fabrication et ont été installés en même temps sur le site expérimental sous la même inclinaison. Ils ont donc subi le même vieillissement et présentent de faibles dispersions de comportement.

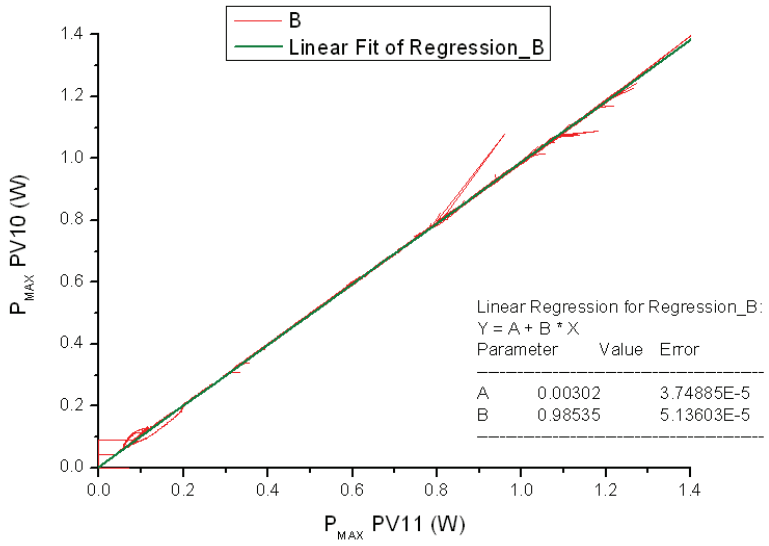


Figure 5-15. Tracé des P_{MAX} du PV10 en fonction des P_{MAX} du PV11 et extraction des paramètres A et B de la droite de régression linéaire obtenue.

5.4.3. Premières journée de mesures.

Cette procédure d'estimation étant réalisée, nous avons pu effectuer campagne de mesures sur la comparaison entre une connexion directe et une connexion avec étage d'adaptation. Cette série de mesures a été réalisée au cours d'une journée très ensoleillée le 06 Août 2008 avec seulement quelques perturbations en fin d'après-midi. Pour ces nouvelles mesures, nous avons utilisé un convertisseur Boost avec une commande MPPT semi-numérique faible consommation V3. Pour la connexion directe, nous avons choisi la diode anti-retour MBR0520 présentant une chute de tension de seulement 0.3Volt pour un courant de 200mA. Notre but ici est d'optimiser au mieux les deux systèmes afin d'avoir des résultats sur des chaînes présentant leurs meilleures performances et ainsi éviter de donner des gains d'une chaîne à l'autre erronés.

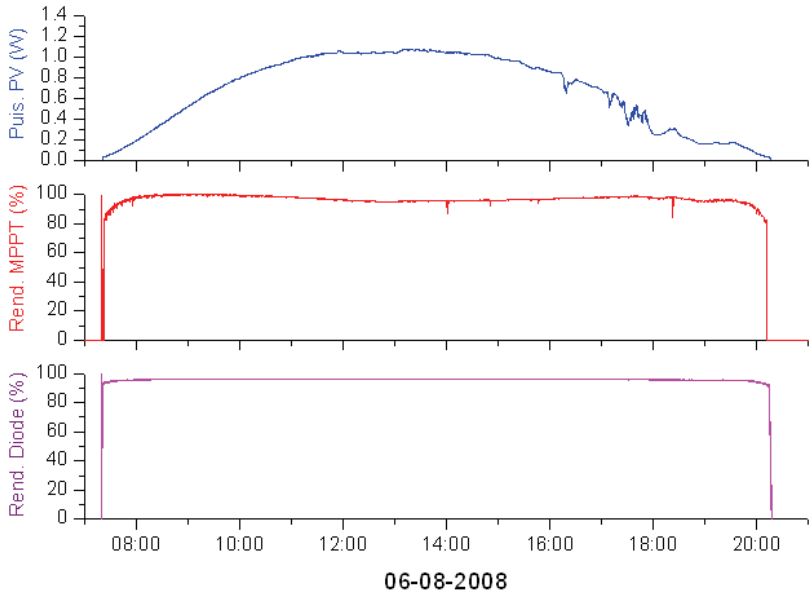


Figure 5-16. Puissance P_{PV} et rendements η_{MPPT} et η_{conv} d'un GPV référencé 14/150/300TD connecté directement avec diode anti-retour à une batterie de 6V.

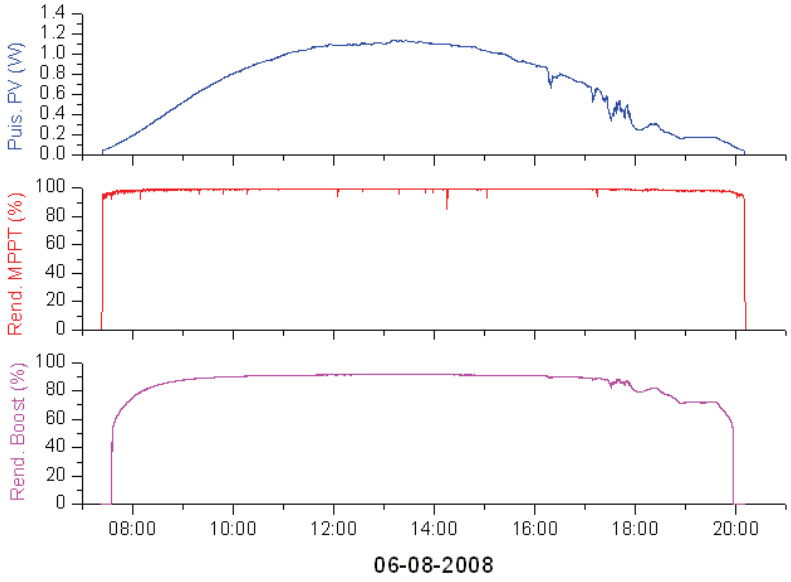


Figure 5-17. Puissance P_{PV} et rendements η_{MPPT} et η_{conv} d'un GPV référencé 14/150/300TD connecté avec un étage d'adaptation Boost et MPPT à une batterie de 6V

Les courbes Figure 5-16 et Figure 5-17 montrent respectivement l'évolution des grandeurs électriques des deux étages d'adaptation. On peut remarquer que les puissances produites par les deux panneaux photovoltaïques évoluent similairement en fonction de l'éclairement. Toutefois, la connexion directe présente un déficit de quelques % liés à une non adaptation à un P_{MAX}. L'allure des différents rendements diffère également. On peut ainsi observer que le η_{MPPT} de la diode est très élevé durant la journée (entre 94 et 100%). La Figure 5-18 montre bien l'évolution et la dépendance du rendement MPPT vis-à-vis de la tension batterie pour une connexion directe. En début de matinée, le η_{MPPT} atteint près de 100% car la tension de la batterie correspond à la tension optimale du panneau. Par contre, en milieu de journée, la tension de charge de la batterie augmente et le point de fonctionnement du GPV s'éloigne de son optimum. Par comparaison, on peut remarquer que le η_{MPPT} du Boost reste constant tout au long de la journée (99%) affichant son indépendance à l'égard de la charge.

Le rendement η_{conv} de la diode, quant à lui, reste quasi constant tout au long de la journée (93%) et ne semble pas dépendant de la tension batterie. En fait, la chute de tension aux bornes de la diode dépend du courant qui la traverse. Plus le courant est faible, plus la chute de tension sera petite. Cependant, à faibles courants, le seuil de mise en conduction de la diode intervient fortement rendant en apparence dans cet essai la diode indépendante du courant quel que soit ce dernier Donc à faible puissance, les pertes engendrées par la diode seront fixes. Pour de plus fortes puissances, il faudra ajouter en plus les pertes dépendantes du courant qui la traverse. L'analyse du comportement du convertisseur Boost montre qu'il possède un faible rendement η_{conv} à faible puissance engendré par la consommation de la commande qui est fixe quelle que soit la puissance transférée (voir les premiers essais). A puissance nominale, la consommation de la commande devient négligeable et les pertes se concentrent principalement dans la partie des composants de puissance du convertisseur. Grâce au nouveau circuit Boost avec sa commande MPPT semi-numérique V3, l'étage d'adaptation affiche près de 92% de rendement aux puissances maximales à transférer.

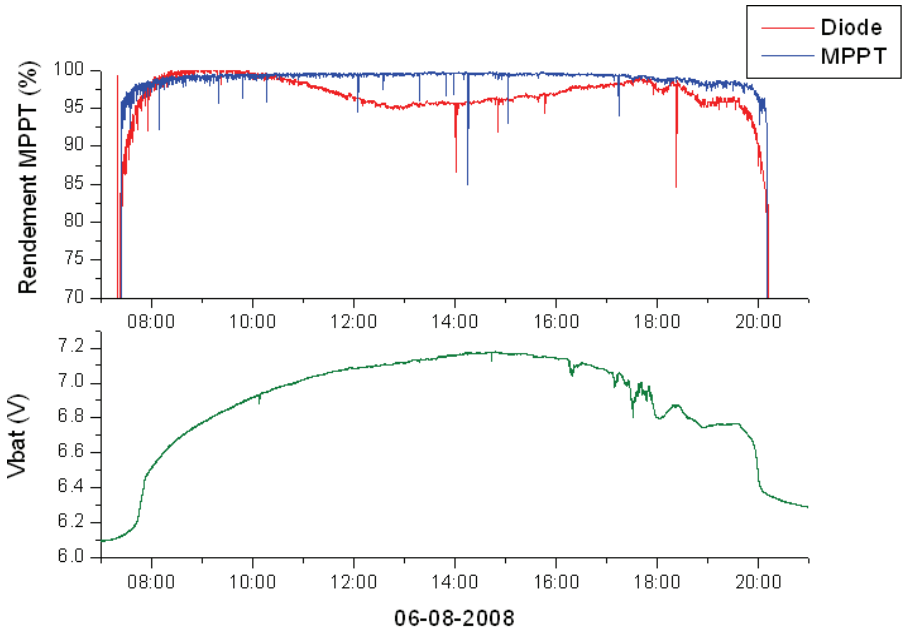


Figure 5-18. Lien entre les η_{MPPT} et l'évolution de la tension batterie pour les deux systèmes de gestion.

5.4.4. Seconde série de mesures.

Ces nouvelles mesures ont été effectuées sur quatre jours dans la période du 1er Mai au 4 Mai 2008. L'acquisition des données s'est faite de façon autonome, de 7h30 à 20h pendant toute la durée des essais. En effet, le logiciel développé par le service 2I nous permet de piloter le banc de mesure et de gérer les temps de déclenchement des acquisitions des données en différé. Cela permet d'éviter un fonctionnement non approprié du banc la nuit ou lorsque l'acquisition de données est considérée superflue par l'utilisateur.

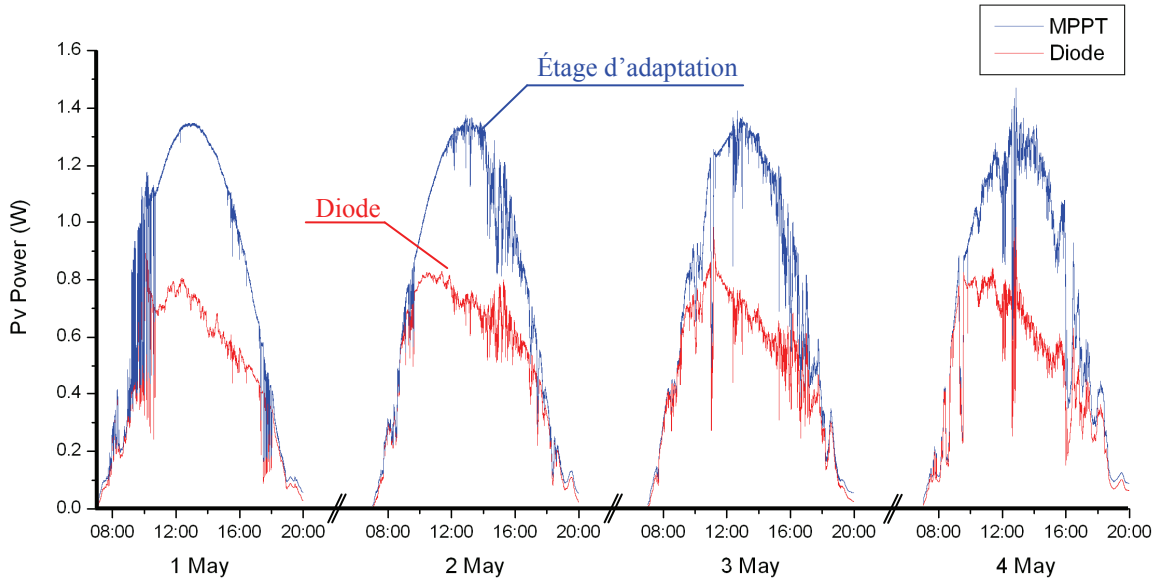


Figure 5-19. Évolution des puissances P_{PV} pour une connexion directe (Diode) et une connexion via l'étage d'adaptation (MPPT) à une même charge, relevées sur 4 jours consécutifs.

Ces relevés nous ont permis de vérifier le bon fonctionnement de l'étage d'adaptation en termes de qualité d'adaptation durant les 4 jours. Ces courbes permettent de visualiser rapidement le bénéfice à insérer un étage d'adaptation entre un GPV et la charge par rapport à une connexion directe lorsque le système fonctionne sur plusieurs jours. En effet, un système de recherche MPPT permanent transfère le maximum de puissance que peut fournir le panneau solaire à tout moment (Figure 5-19–MPPT- Courbe Bleu). A contrario, la connexion directe ne permet de transférer que la puissance définie par la tension de la batterie (Figure 5-19–Diode- Courbe Rouge). Comme cette tension tend à augmenter en même temps que sa charge au cours de la journée, on voit bien que le transfert de puissance se dégrade toujours en fin de journée car le GPV s'éloigne de son fonctionnement optimal. Pour le début de la journée, la connexion directe n'est pas non plus optimale dans ces essais car nous n'avions pas choisi la valeur de la tension de charge assez proche de la tension V_{opt} du panneau comme cela avait été fait lors des essais comparatifs présentés précédemment. On peut donc déduire que pour plusieurs raisons, la puissance délivrée par un panneau solaire lors d'une connexion directe est fortement dépendante de la tension de la charge. L'intérêt de notre système est justement de ne pas dépendre de la tension de sortie. Notre étage d'adaptation avec sa commande MPPT permet de s'adapter en permanence sans intervention humaine afin de transférer le maximum de puissance photovoltaïque tout au long de différentes journées. Dans le cadre de ces essais, l'étage d'adaptation a permis d'exploiter environ 50% de puissance en plus par rapport à une simple connexion directe sur quatre jours de fonctionnement car cette

dernière était mal adaptée par rapport à V_{bat} de la charge et dépendait en plus de l'évolution de cette tension au cours du temps.

5.4.5. Synthèse des essais comparatifs entre une connexion directe et une connexion via un étage d'adaptation.

Le Tableau 5-1 présente un récapitulatif des mesures comparatives entre une connexion directe et une connexion via un étage d'adaptation de type Boost sur deux journées complètes de fonctionnement. On retrouve dans ce tableau les données relatives aux énergies comme l'énergie maximale potentiellement disponible sur un GPV, correspondant à l'énergie produite par chaque PV lorsqu'il fonctionne en permanence à son PPM (une différence subsiste et est liée à la dispersion entre deux mêmes GPV soumis au même ensoleillement). Ces données sont connues lors des évaluations préliminaires ou estimées lors des essais n'offrant pas la possibilité d'effectuer la mesure de Pmax permanente. Nous signalons ensuite l'énergie réellement produite et l'énergie transmise à la charge sur une journée de fonctionnement pour bien montrer les pertes engendrées au fur et à mesure des transferts de puissance. A ces mesures, nous avons associé les rendements énergétiques tels que le rendement MPPT moyen, le rendement de conversion η_{conv} ainsi que le rendement total de la chaîne de conversion photovoltaïque sur une journée de fonctionnement. Le but de toutes ces grandeurs est d'avoir des critères d'évaluation fixes et bien définis permettant d'estimer les gains d'un type de système par rapport à un autre toujours dans les mêmes conditions.

Tableau 5-1- Mesures énergétiques et rendements associés pour les deux structures d'adaptation photovoltaïque (connexion directe & connexion par étage d'adaptation).

		Énergie Maximale Wh	Énergie Produite Wh	η MPPT (%)	Énergie Transmise Wh	η Conv. (%)	η Total (%)
06-08-08	Étage Boost V3 (Vbat=6V)	8.727	8.667	99.23	7.834	90.38	89.7
	Diode (Vbat=6V)	8.6638 (estimée)	8.412	97	8.055	96	93
01-09-08	Étage Boost V3 (Vbat=8V)	6.771	6.6276	97.88	5.8855	88.35	86.47
	Diode (Vbat=8V)	6.595 (estimée)	4.341	65.82	4.2278	97.39	64.1

Dans tous les cas, nous constatons que le η_{MPPT} d'une connexion directe est toujours inférieur à celui d'une connexion via notre étage d'adaptation. Cependant on peut remarquer que, lors d'une connexion directe avec une batterie de 6V, le rendement η_{MPPT} est très important avec près de 97% sur une journée de fonctionnement. Cela s'explique par le fait que le PPM du générateur photovoltaïque correspond à une tension optimale d'environ 6Volts. De plus, comme les panneaux solaires utilisés sont en silicium amorphe, la tension optimale est plus stable et est moins influencée par le changement de température. Mais la puissance maximale transmise lors d'une simple connexion par diode reste toujours dépendante de la tension de charge de la batterie. Pour le second test avec une batterie de 8V, on peut tout de suite voir l'influence de la tension batterie sur la puissance transférée. Le rendement η_{MPPT} chute à 65.82% lorsque la tension batterie n'est pas exactement équivalente

à la tension optimale du panneau solaire. Concernant le rendement de conversion η_{conv} des deux structures, la plus performante est, comme prévisible, la connexion directe par diode. En effet, l'architecture de conversion de l'étage d'adaptation est plus complexe et nécessite d'alimenter la commande du convertisseur ajoutant des pertes. Cependant, le rendement de l'étage d'adaptation boost affiche une valeur moyenne très convenable de 90.38% pour un prototype discret.

En résumé, si nous analysons le rendement total moyen de chaque système sur ces deux jours, nous constatons que les résultats varient fortement suivant la charge utilisée. Pour le premier jour, la connexion directe présente un rendement total supérieur de 3% au rendement total de l'étage d'adaptation grâce à la superposition idéale de la tension optimale du panneau avec la tension de la batterie. Mais au contraire, lorsque cette superposition n'est pas parfaite comme durant la deuxième journée, la chaîne de conversion photovoltaïque disposant d'un étage Boost obtient un rendement total de loin supérieur à la connexion directe avec plus de 20% d'énergie transmise en plus. Ces premiers résultats comparatifs nous ont encouragés à poursuivre les travaux de développement d'étages d'adaptation plus performants ainsi qu'à multiplier les tests comparatifs sur la durée.

5.5. Études comparatives entre une gestion globale et une gestion distribuée.

Dans cette section, nous présentons une étude comparative entre une gestion globale de trois panneaux solaires identiques montés en parallèle et une gestion distribuée des trois panneaux. Les premières conclusions du chapitre 3, sur les différentes architectures de gestion photovoltaïque, ont établi qu'une gestion distribuée semblerait plus avantageuse qu'une gestion centralisée. Ces tests expérimentaux devraient nous permettre de quantifier le gain énergétique d'une architecture par rapport à l'autre dans des conditions réelles de fonctionnement.

Nous avons donc développé un convertisseur élévateur de tension de plus forte puissance capable de gérer la puissance délivrée par les trois GPV en parallèle. La commande MPPT est la même que celle des micro-convertisseurs précédemment cités dans nos études. Nous avons cependant du reprendre la version V2 alimentée en 5V, au lieu des 3.3V, à cause d'une incompatibilité avec la tension d'alimentation minimale du driver de l'interrupteur de puissance nécessaire à ce nouveau étage de puissance.

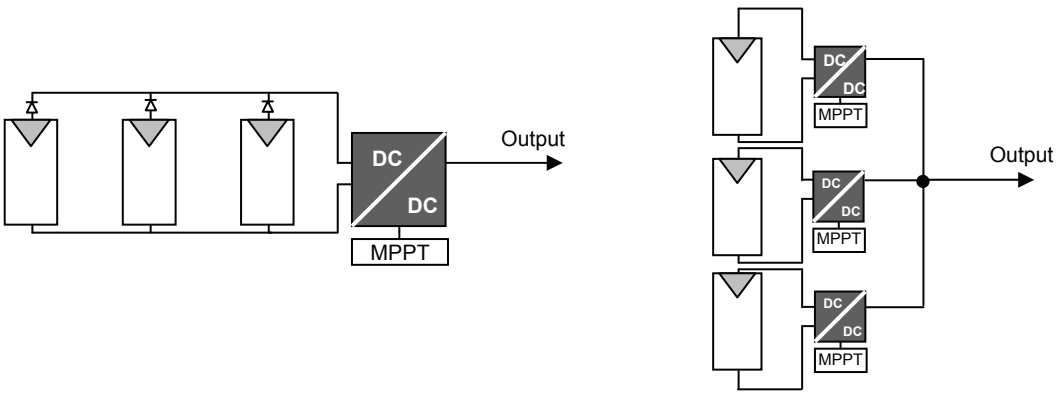


Figure 5-20. Schémas de principe des mesures comparatives menées entre une gestion globale de 3 GPV en parallèle et une gestion distribuée.

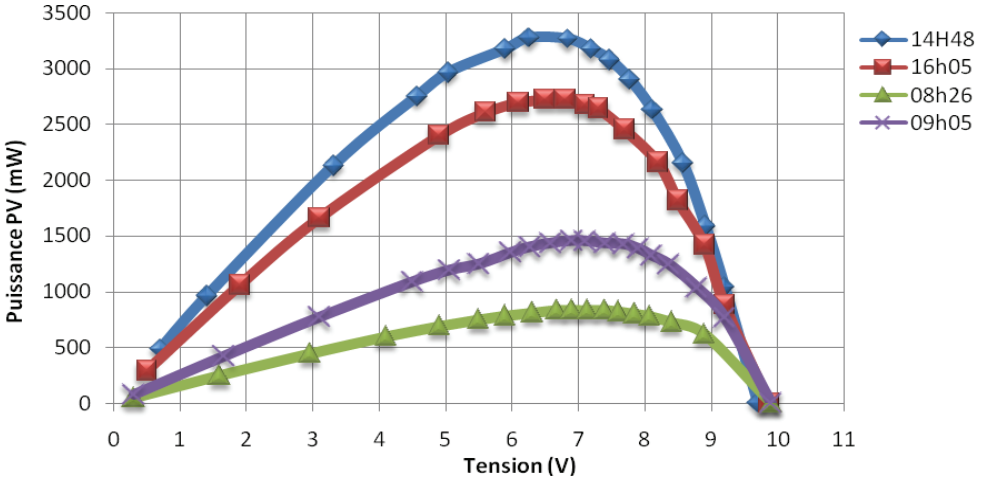


Figure 5-21. Caractéristiques P(V) de 3 panneaux photovoltaïques 14/150/300TD mis en parallèle avec diodes anti-retour.

Les mesures ont été faites sur deux jours consécutifs. La première journée du 9 Août 2008 fut très nuageuse en début de journée et plus claire en fin d'après-midi. Au contraire, la deuxième journée du 10 Août présente un bon ensoleillement tout au long de la journée avec de petites variations d'irradiations lumineuses entre 12h et 14h. La Figure 5-22 montre l'évolution de la puissance d'entrée des convertisseurs pour les deux types d'architectures. La courbe de puissance la plus forte correspond aux trois panneaux mis en parallèle et les autres courbes superposées plus petites correspondent aux puissances en entrée des trois convertisseurs de plus faible puissance. On peut voir que les chutes de puissances liées aux passages nuageux se répercutent bien sur tous les GPV quels que soient leurs agencements.

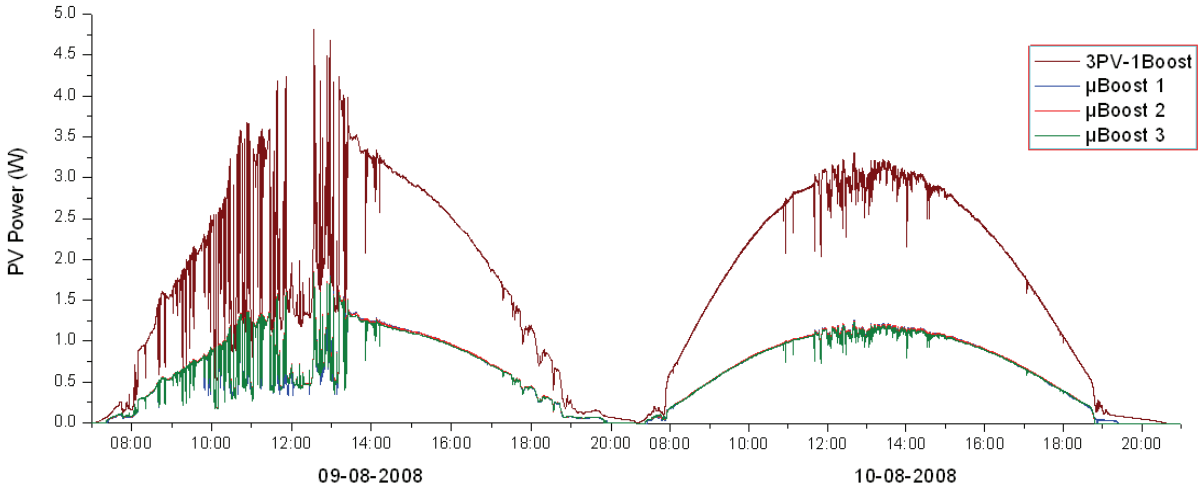


Figure 5-22. Caractéristiques de puissances fournies par les GPV pour une gestion globale de 3 GPVs en parallèle et une gestion distribuée (3*µBoost), relevés sur 2 jours consécutifs.

Les bilans énergétiques ainsi que les rendements associés sont consignés dans le Tableau 5-2. Ces comparatifs nous permettent de rapidement visualiser les avantages et les inconvénients de chacun des deux systèmes. Premièrement, la gestion distribuée nous permet d'obtenir un meilleur rendement η_{MPPT} grâce à une gestion plus fine et indépendante de chaque panneau. Pour la gestion globale, la recherche du point de puissance est plus complexe et nécessite une recherche plus large afin d'éviter un fonctionnement autour d'un faux point de puissance maximum. Cette situation pourrait apparaître lors d'ensoleillement inhomogène

ou lors de dysfonctionnement de l'un des panneaux. La caractéristique électrique de sortie serait alors changée et pourrait perturber la recherche du PPM. Deuxièmement, les rendements de conversion des micros-convertisseurs sont plus performants que celui de l'étage d'adaptation pour la gestion globale. Cette différence est principalement due aux pertes liées aux trois diodes anti-retours disposées sur chaque panneau qui sont malheureusement indispensables afin d'éviter toute détérioration des panneaux.

Tableau 5-2-Mesure de l'Énergie Maximale, l'Énergie Produite et l'Énergie Transmise associées aux différents rendements moyens des deux architectures de gestion.

		Énergie Maximale Wh	Énergie Produite Wh	η MPPT %	Énergie Transmise Wh	η Conv. %	η Total %
09-08-2008	Étage Boost 3GPV (V_{bat}=12V)	23.27	22.3	95.82	18.81	84.35	80.83
	∑µBoost (V_{bat}=12V)	24.4	23.86	97.78	21.025	88.12	86.16
10-08-2008	Étage Boost 3GPV (V_{bat}=12V)	25.4	24.41	96.1	20.625	84.5	81.2
	∑µBoost (V_{bat}=12V)	26.07	25.27	96.93	23.01	91.05	88.26

Finalement, sur les deux journées de fonctionnement, le rendement total de la chaîne de conversion photovoltaïque distribuée s'est avéré être le plus performant avec 5 à 7% de gain par rapport à une simple gestion globale. La discrétisation de la gestion de puissance a prouvé ici qu'elle pouvait améliorer significativement les performances de la chaîne de conversion. Bien sûr, cette architecture nécessite un investissement plus élevé au départ en termes de nombre de micro-convertisseurs mais le gain de puissance transféré est aussi plus important. De plus à long terme, les caractéristiques électriques des cellules peuvent se dégrader et une gestion plus fine permettra de s'adapter aux nouvelles spécificités de chaque panneau sans intervention humaine optimisant ainsi constamment la puissance disponible.

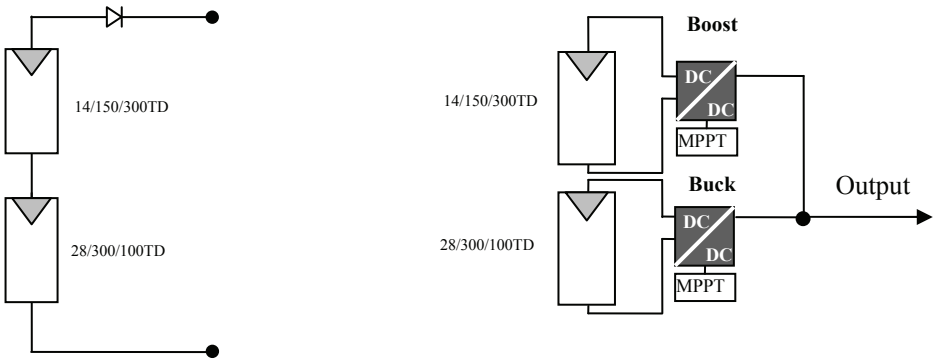
5.6. Études comparatives des différentes architectures de gestion des cellules Tandem.

5.6.1. Introduction.

Dans le cadre du projet de recherche ATOS, le laboratoire LAAS a travaillé sur l'aspect système de gestion des cellules tandems dans une optique d'optimisation d'énergie. Nous avons donc travaillé avec deux différents panneaux solaires en silicium amorphe susceptibles de reproduire le fonctionnement électrique d'un panneau photovoltaïque tandem. Cette approche divisée des éléments constituants l'ensemble tandem nous a permis d'effectuer plusieurs essais d'associations entre ces différents panneaux afin de trouver la chaîne de conversion la plus à même de produire le maximum d'énergie. Nous avons donc testé les trois architectures évoquées en chapitre 3 section 3.7 lors des simulations électriques des architectures pouvant concorder avec le design des GPV tandem à électrode intermédiaire élaboré dans le projet ATOS.

5.6.2. Association Série.

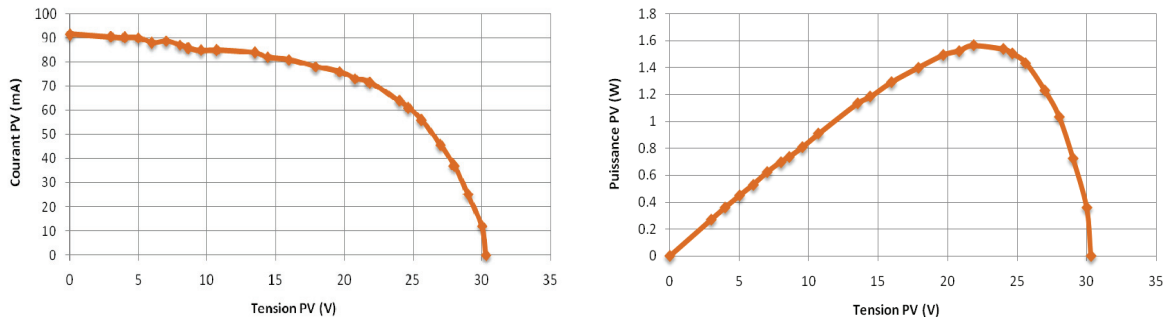
L'association série de ces deux panneaux correspond à une architecture plus classique de cellule tandem. En effet, on peut considérer que dans l'agencement de cellules en mode tandem, les cellules sont associées en série du point de vue électrique et une optimisation du courant produit par l'ensemble doit être réalisée afin de trouver l'optimum de puissance. Dans notre cas, le courant produit par l'association est limité par la cellule produisant le plus faible courant. Dans cette partie, nous allons donc comparer cette architecture série classique à une architecture distribuée proposée en Figure 5-23.



(a) (b)

Figure 5-23. Schémas de principe de comparaisons menées entre (a) une architecture Tandem classique en connexion directe avec une charge et (b) une architecture entièrement distribuée.

Les relevés des Figure 5-24 a et b représentent réciproquement les caractéristiques électriques I(V) et P(V) de l'association série des deux panneaux référencés 14/150/300TD et 28/300/100TD. Une diode anti-retour a été ajoutée afin d'éviter les courants négatifs dans le GPV. On peut voir que les caractéristiques électriques ne présentent qu'un seul pic de puissance aux alentours de 24V. Le I_{cc} de l'ensemble correspond à celui du panneau 28/300/100TD ce qui corrobore bien au principe évoqué précédemment de limitation du courant d'un GPV vis-à-vis des cellules les moins productrices. La tension V_{CO}, quant à elle, correspond à l'addition des tensions V_{co} des deux panneaux comme attendu d'après la théorie ($V_{co}=V_{co1}+V_{co2}=32V$).



(a) (b)

Figure 5-24. Caractéristiques (a) I(V) et (b) P(V) d'une association série de deux GPV de caractéristiques distinctes.

Nous avons effectué la comparaison sur une journée complète des deux types de gestion décrites en Figure 5-23. La première étant une architecture série, nous avons décidé de connecter directement l'ensemble série à une batterie de 24V. La diode anti-retour choisie dans cet essai doit tenir plus de tension que dans l'ensemble des micro-convertisseurs précédents. Nous avons donc utilisé une diode 1N4448 pouvant supporter des tensions élevées et disposant d'une tension de seuil de 780mV. Pour la gestion distribuée, deux types d'étages d'adaptation ont été nécessaires pour pouvoir transférer les puissances des deux GPV sur une même charge. Ainsi, un convertisseur boost est utilisé pour gérer le panneau 14/150/300TD et un convertisseur buck pour le 28/300/100TD. Les deux convertisseurs sont connectés à une même batterie de tension nominale 6V.

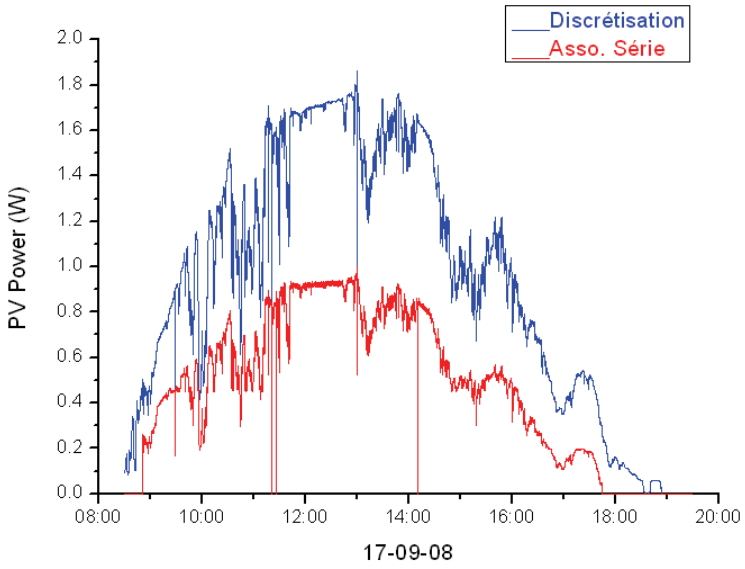


Figure 5-25. Courbes de puissances disponibles en sortie de chaque type d'association de GPV pour une association série et pour une architecture distribuée, sur une journée de fonctionnement.

En Figure 5-25, on peut voir la puissance totale récupérée aux bornes des GPV à l'aide d'une architecture entièrement discrétisée. A côté, l'association série présente un manque de production important. On peut donc rapidement déduire du potentiel en termes de gain de dissocier les cellules tandem par électrodes intermédiaires. En effet, le système de gestion distribuée permet ici d'exploiter la totalité de la puissance maximale disponible aux bornes de chaque panneau.

On peut trouver dans le Tableau 5-3, un récapitulatif des bilans énergétiques des mesures effectuées le 17/09/08 pour les deux types de gestion. On s'aperçoit que l'énergie produite par le système de gestion distribuée équivaut presque au double de l'énergie produite par la connexion directe. Le rendement de conversion de la chaîne distribuée reste encore faible avec seulement 77% contre les 91% pour la diode, mais au final, on peut conclure que l'architecture distribuée permet de transférer beaucoup plus d'énergie à la charge (+35%) qu'une association série avec connexion directe.

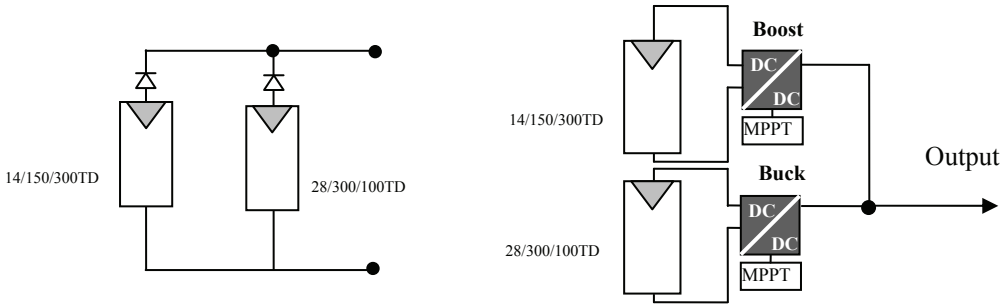
Tableau 5-3- Bilans d'énergie et de rendements comparés d'une chaîne de conversion photovoltaïque distribuée avec étages d'adaptation et d'une chaîne de conversion type tandem sous connexion directe.

17-09-08	Énergie Maximale (Wh)	Énergie Produite (Wh)	η MPPT (%)	Énergie Transmise (Wh)	η Conv. (%)	η Total (%)
Asso. Série (V_{bat}=24V)	6.45 (estimée)	6.08	94.26	5.874	96.6	91
µBoost	*6.55*	*6.4857*	*99*	*5.82*	*89.7*	*88.8*
µBuck	*3.769*	*3.642*	*96.6*	*2.137*	*58.7*	*56.7*
Discrétisation (V_{bat}=6V)	10.32	10.127	98.12	7.955	78.55	77

Ces premiers essais sont loin d'être optimums et pourraient certes être critiquables car d'un côté, nous avons simulé un GPV tandem avec deux types de GPV distincts sans être sûrs que des GPV réels de type tandem ne présentent pas une meilleure optimisation en courant. D'un autre côté, les micro-convertisseurs pourraient largement être améliorés dans une version industrielle sans trop de problèmes. Ces essais doivent plutôt être considérés comme une démonstration des pertes possibles liées à l'architecture tandem ou plus généralement, pour une association série classique, lorsque l'un des panneaux se retrouve avec des caractéristiques électriques différentes par rapport aux autres. Cette configuration peut arriver lors d'ombrage ou lors d'une détérioration des caractéristiques d'un des panneaux ou bien même lorsque les technologies ne sont pas appareillées. Si ce problème persiste dans le temps, les pertes liées à ce dysfonctionnement se répercutent donc sur l'ensemble du système provoquant des pertes comme nous avons pu le constater disproportionnées. Dans ce cas de figure, la gestion distribuée trouve une place de choix en optimisant le transfert de puissances, quelles que soient les conditions de fonctionnement des générateurs photovoltaïques ainsi que leur état de vieillissement.

5.6.3. Association Parallèle.

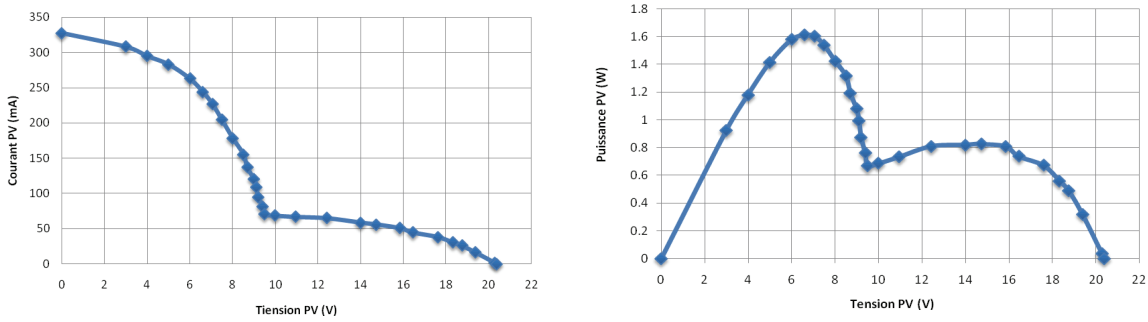
Le type d'association que nous avons ensuite étudié et décrit dans cette partie correspond à une architecture parallèle illustrée en Figure 5-26. Pour ce concept, deux diodes anti-retour sont nécessaires afin d'éviter que le GPV le plus fort débite un courant dans le GPV le plus faible et crée un point chaud. En complément de cette architecture et afin de poursuivre l'étude de l'utilité d'une gestion distribuée, nous avons mené des tests comparatifs dans les mêmes conditions de fonctionnement avec pour la gestion dissociée des deux panneaux, les étages d'adaptation développés dans le paragraphe précédent.



(a) (b)

Figure 5-26. Schémas de principe des mesures comparatives (a) architecture Tandem à électrodes intermédiaires permettant une association électrique parallèle sous connexion directe avec une charge et (b) architecture entièrement distribuée.

Les caractéristiques électriques réelles I(V) et P(V) de l'association parallèle de ces deux différents panneaux solaires sont consignées en Figure 5-27-a et b. Ces résultats nous permettent de visualiser le comportement électrique de cette association. La première chose qui nous apparaît, comme nous l'avions simulé en chapitre3, est la présence de deux pics de puissance distincts, un à 1.6W pour une tension panneau de 7V et l'autre à 0.8W pour une tension de 15V. Cette anomalie liée à la divergence des caractéristiques électriques des panneaux pourrait rendre beaucoup plus complexe la recherche du point de puissance maximum si la gestion devait se faire par un étage d'adaptation. Pour nos tests expérimentaux, nous avons donc choisi d'éviter ces problèmes de gestion et de comparer simplement cette architecture parallèle connectée directement à une charge dont la tension est proche du premier pic de puissance par rapport à une architecture distribuée. Nous utilisons donc une charge de type batterie de 6V nominal pour l'architecture parallèle.



(a) (b)

Figure 5-27. Caractéristiques (a) I(V) et (b) P(V) d'une association parallèle de deux GPV de caractéristiques distinctes.

Pour la gestion distribuée, nous utiliserons la même configuration avec une batterie de 6Volt comme charge de sortie. Le Tableau 5-4 nous présente un récapitulatif du bilan énergétique ainsi que les rendements associés à la chaîne de conversion photovoltaïque pour les différentes architectures de gestion décrites dans ce paragraphe. Ces mesures ont été réalisées sur deux jours distincts pour deux tensions de batterie différentes. Le premier jour correspond à une connexion sur une batterie de 6V. On peut remarquer que le rendement total de la chaîne de conversion directe par diode présente une valeur bien supérieure à la gestion distribuée avec plus de 6% de bénéfices. Cependant, le rendement η_{MPPT} de cette dernière revendique un taux moyen de 98.66% sur une journée de fonctionnement contre 90.24% pour

la diode. On peut en conclure que la gestion distribuée exploite beaucoup mieux la production de l'énergie PV totale par les deux panneaux solaires mais en revanche, le rendement de conversion de l'architecture répartie est ici un problème. Les bénéfices engendrés par le meilleur η_{MPPT} de ce design sont perdus à cause de la faiblesse du η_{conv}. En observant plus en détails les rendements de conversion, on peut s'apercevoir que le η_{conv} du convertisseur buck est beaucoup trop faible avec seulement 66%. Afin de pouvoir concurrencer la connexion directe dans cet essai, il aurait fallu que le convertisseur buck présente un rendement de plus de 84%. Malheureusement, le rendement de notre prototype abaisseur de tension n'est pas assez performant. Ces essais comparatifs nous ont permis de montrer qu'il ne suffit pas d'avoir des étages avec de bonnes commandes MPPT mais que la qualité des étages de conversion était également importante pour que les bénéfices d'une architecture distribuée soient effectifs.

L'autre essai comparatif a été réalisé la deuxième journée dans les mêmes configurations électriques que le relevé précédent mais en ayant changé la tension nominale de la batterie. Pour rappel, précédemment, la valeur de la tension de la batterie avait été choisie de telle manière qu'elle coïncide avec la tension optimale au PPM de l'ensemble photovoltaïque formé par l'association parallèle de deux modules.

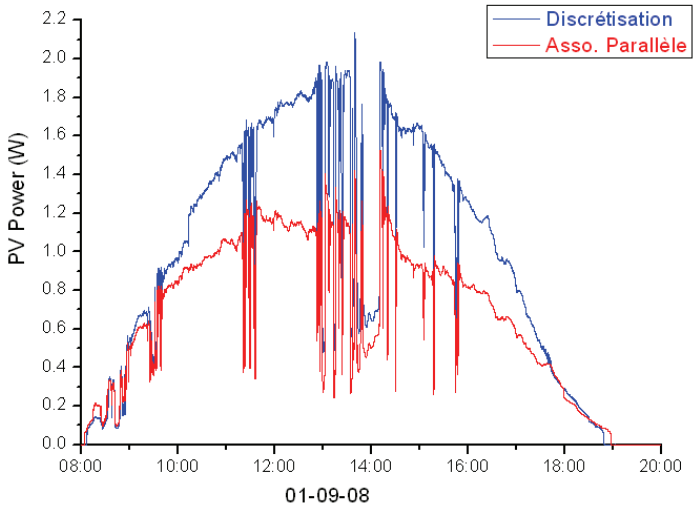


Figure 5-28. Courbes de puissance en sortie de GPV pour une association tandem parallèle et une architecture distribuée sur une journée de fonctionnement.

Pour ce nouvel essai, nous avons délibérément choisi une tension légèrement plus importante afin de montrer l'influence de la charge sur les chaînes de conversion photovoltaïque. Les rendements globaux des chaînes de conversion montrent que, dans cette configuration, l'architecture distribuée s'avère être la plus performante avec un rendement de 76.5% contre 68.5 pour la connexion directe. Malgré un rendement de conversion faible, la discrétisation de la gestion de puissance est la plus appropriée dans ce cas grâce au gain de production généré par le rendement MPPT. En Figure 5-28 on peut observer les puissances transmises par les GPV de chaque architecture. La gestion distribuée a donc prouvé qu'elle pouvait être une architecture intéressante et enrichissante dès lors que les caractéristiques électriques de la charge diffèrent des caractéristiques optimales des panneaux solaires.

Tableau 5-4. Bilans d'énergie et rendements associés d'une chaîne de conversion photovoltaïque distribuée et d'une association parallèle tandem sous connexion directe.

		Énergie Maximale (Wh)	Énergie Produite (Wh)	η MPPT (%)	Énergie Transmise (Wh)	η Conv. (%)	η Total (%)
27-08-08	Asso. Parallèle (Vbat=6V)	12.145 (Estimée)	10.96	90.24	10.5	95.8	86.45
	µBoost	*7.621*	*7.57*	*99.32*	*6.783*	*89.6*	*89*
	µBuck	*4.375*	*4.269*	*97.58*	*2.8437*	*66.6*	*65*
	Discrétisation (Vbat=6V)	12	11.839	98.66	9.626	81.3	80.21
01-09-08	Ass. Parallèle (Vbat=8V)	10.81 (Estimée)	7.619	70.48	7.4058	97.2	68.5
	µBoost	*6.771*	*6.627*	*97.88*	*5.855*	*88.35*	*86.4*
	µBuck	*4.176*	*4.031*	*96.52*	*2.499*	*62*	*59.8*
	Discrétisation (Vbat=8V)	10.94	10.66	97.44	8.354	78.36	76.36

En Figure 5-29, nous avons superposé le rendement η_{MPPT} moyen de l'architecture de gestion distribuée avec celui de la connexion directe pendant les deux journées de fonctionnement afin d'obtenir une meilleure visualisation des résultats expérimentaux en terme de qualité d'adaptation. De ces courbes, nous pouvons conclure que le η_{MPPT} du système de gestion distribuée est toujours supérieur au η_{MPPT} du système d'exploitation direct via des diodes anti-retours.

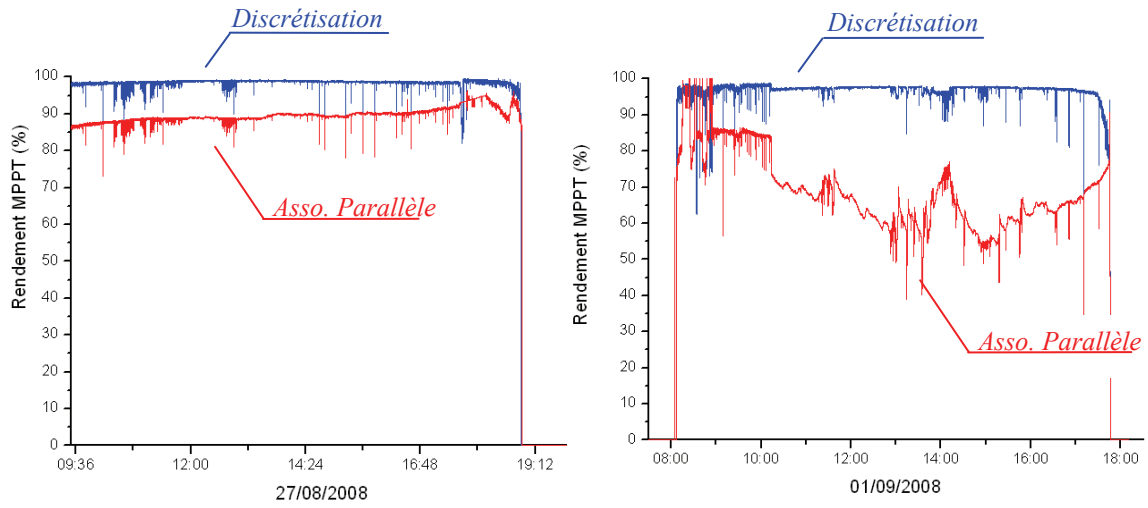


Figure 5-29. Comparaison des rendements η_{MPPT} d'une connexion directe et d'une architecture distribuée pour des panneaux tandem parallèles.

5.7.Conclusion.

Dans ce chapitre, nous avons développé des convertisseurs faibles puissances dédiés à des applications photovoltaïques. Les différents prototypes nous ont permis de dévoiler les premiers verrous liés à ces applications faibles puissances. Des solutions ont donc été apportées en termes de consommation des commandes des convertisseurs DC-DC et en terme de sécurités vis-à-vis des phases de démarrage et de chutes de puissances liées aux variations brutales d'ensoleillement. Une architecture de conversion de type abaisseuse de tension Buck et une architecture élévatrice de tension boost ont été testées sur une plus grande gamme de fonctionnement pour connaître leur aptitude à assurer le rôle d'étage d'adaptation.

Les différentes mesures journalières effectuées ont montré que l'utilisation du prototype de micro-convertisseur de type boost ne permet pas un gain significatif de puissance par rapport à une connexion directe lorsque le fonctionnement est « idéal ». On entend par idéal un fonctionnement avec une tension du module PV à son PPM concordant avec la tension de charge de la batterie correctement choisie. Dans cette configuration, le gain apporté par le meilleur rendement η_{MPPT} de l'étage d'adaptation (de plus de 99%) ne couvre pas les pertes liées au boost. Cependant, lorsque les conditions idéales ne sont pas rassemblées, ou lorsque l'application ne permet pas une connexion directe, le rendement global de la chaîne de conversion photovoltaïque disposant d'un étage d'adaptation s'avère être le plus performant. Ces mesures ont donc prouvé dans quels cas, le bénéfice serait le plus grand à insérer un convertisseur dédié entre la source et la charge afin de permettre une maximisation de la puissance transmise. Ces premiers résultats nous encouragent à poursuivre les travaux vers le développement d'étages plus performants et bien discrétisés.

Nous avons conforté nos conclusions en prouvant, grâce à des mesures journalières, qu'une architecture de gestion distribuée était plus avantageuse en terme énergétique qu'une architecture de gestion globale dans différents cas. La gestion distribuée, bien que moins économique qu'une gestion classique, a démontré qu'elle pouvait être bénéfique grâce à sa distribution et à sa meilleure robustesse vis-à-vis de perturbations extérieures venant de la charge ou par rapport à l'évolution des caractéristiques électriques des générateurs dans le temps.

Pour conclure à la problématique spécifique du projet ATOS, nous avons réalisé et comparé différentes structures de conversion et de gestion afin de trouver la plus à même à valoriser l'énergie produite par des ensembles tandem avec ou sans électrodes intermédiaires. Dans tous les cas de figures (association série association parallèle), grâce à des mesures journalières, la gestion indépendante de chaque type de cellules couche mince s'est avérée être la plus performante en terme de η_{MPPT} montrant un gain en production considérable. Cependant, les rendements de conversion de ces étages d'adaptation faibles puissances restent encore un verrou technologique (surtout pour des micro-convertisseurs de type buck) à la valorisation complète de cette chaîne de conversion. Néanmoins, nous poursuivons les travaux de recherche dans ce sens en raison des nombreuses propriétés bénéfiques que pourra apporter une architecture de gestion discrétisée performante pour les applications photovoltaïques.

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 5

[1] F Cid-Pastor, A.; Alonso, C.; Estibals, B.; Lagrange, D.; Martinez-Salamero, L.; **« Automatic measurement system for testing photovoltaic conversion chains »** ; Industrial Electronics Society, 2004. IECON 2004. 30th Annual Conference of IEEE Volume 3, 2-6 Nov. 2004 Page(s):3076 - 3081 Vol. 3

[2] Bonnie Baker, **« A Glossary of Analog-to-Digital Specifications and Performance Characteristics (Rev. A) »,** sbaa147a, 12 Jan 2008, Texas Instruments Incorporated.

[3] Burr-Brown, **« Analog-to-Digital Converter Grounding Practices Affect System Performance »,** sbaa052, Application Bulletin, 02 Oct 2000.

[4] F Cid-Pastor, A.; Alonso, C.; Estibals, B.; Lagrange, D.; Martinez-Salamero, L.; **« Automatic measurement system for testing photovoltaic conversion chains »** ; Industrial Electronics Society, 2004. IECON 2004. 30th Annual Conference of IEEE Volume 3, 2-6 Nov. 2004 Page(s):3076 - 3081 Vol. 3

[5] F.BLANC, D.LAGRANGE, D.MEDALE, P.MARCOUL, C.GANIBAL, P.MENINI, **« Détecteur de gaz. Conception et réalisation d'un module portatif »**, (07069), Rapport LAAS N°07069, Février 2007, 38p.

CHAPITRE 6

6. CONCLUSION GÉNÉRALE ET PERSPECTIVES.

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Les travaux présentés dans cette thèse concernent généralement la problématique de valorisation de l'énergie photovoltaïque par de nouveaux systèmes de couplages entre les générateurs photovoltaïques et leurs charges. Nous avons ainsi proposé plusieurs pistes pour améliorer la conversion d'énergie photovoltaïque qui souffre encore aujourd'hui de problèmes de transfert de puissance importants des GPV vers les charges souvent très loin des possibilités maximale des générateurs. Notre démarche a été d'explorer les différents types d'architectures de gestion d'énergie afin de trouver la plus à même de maximiser la production électriques des systèmes photovoltaïques en s'appuyant sur des travaux de chaînes de conversion discrétisées.

Avant d'aborder la problématique proprement dite de gestion, nous avons effectué un état des lieux par filière technologique, des principaux axes de développement photovoltaïque et du potentiel de chacun. Il était en effet important pour nos travaux de recherche de connaître sur quel type de cellules, les apports systèmes pouvaient être les plus pertinents. Cela nous a permis d'avoir une vision globale des avancées technologiques actuelles et futures afin de pouvoir anticiper les besoins et ainsi donner notre propre avis sur le développement photovoltaïque potentiel futur avec des systèmes de conversion plus optimisés. Ainsi, sur la filière silicium représentant actuellement 90% de la production mondiale pour les applications terrestres, divisée en deux familles qui sont le silicium monocristallin et le silicium poly-cristallin avec 24.7% et 19.8% de rendements records respectivement, les industries continuent à investir énormément dans des travaux d'optimisation pour en réduire les coûts et en visant toujours des rendements de conversion plus élevés. Malheureusement, le rendement de cette filière étant limité du point de vue théorique à 29%, cela laisse peu de marges de progressions potentielles.

Sur les cellules multi-jonctions à haut rendement dont le développement a été motivé en priorité par les applications spatiales où les performances de la cellule priment sur les coûts de fabrication, la superposition de cellules disposant de différents gaps, maximisant l'absorption du spectre solaire est potentiellement intéressante pour le terrestre si on arrive à réduire considérablement les coûts. L'émergence de nouveaux matériaux photovoltaïques organiques ou polymères à colorants qui ne sont pour le moment qu'à leur début avec 5% de rendement record jouent, quant à eux, leur atout sur le faible coût de fabrication mais nécessitent encore beaucoup de recherches notamment sur leur durée de vie pour pouvoir être considérées du point de vue système à court terme.

Actuellement, les filières en plein essor, basées sur des technologies dites de couche mince permettent de convertir le plus de photons possibles en électricité en utilisant le moins de matériaux réactifs possibles. La réduction du coût de fabrication grâce à une réduction de matières premières et à une méthode d'intégration totale sont deux points aujourd'hui à fort potentiel de développement. Contrairement aux filières de silicium cristallin, ces technologies ne nécessitent ni découpe ni post-assemblage de cellules pour aboutir à un module commercial réduisant d'autant les coûts de fabrication. Trois grandes familles de matériaux sont actuellement en plein essor (voire en concurrence) : l'alliage $C_u(I_n,G_a)Se_2$ noté CIGS qui revendique un rendement record en laboratoire de 19,9%, le tellurure de cadmium noté CdTe avec 16,5% et les matériaux à base de silicium amorphe et microcristallin avec 7 à 9 % de rendement. Les matériaux à base de silicium ont fait l'objet d'études dans le cadre de cette thèse car ils font partie des éléments utilisés pour développer de nouvelles cellules tandem dans le cadre du projet ATOS.

Dans ce contexte, nous avons étudié différentes associations possibles de cellules photovoltaïques permettant de créer des modules de puissance exploitables pour des applications domestiques. Nous avons également montré l'utilité d'insérer un étage d'adaptation avec une fonction MPPT entre le GPV et la charge afin d'optimiser en permanence la puissance produite. Les effets d'ombrage sur quelques cellules qui composent un panneau solaire ont été particulièrement étudiés et nous avons montré des pertes disproportionnées de puissance, de plus de 50%, et pourra même parfois rendre le panneau inactif. L'impact d'ombrage sur un panneau solaire a donc une influence très importante sur l'énergie produite par rapport à la superficie de l'ombre. Ces problèmes caractéristiques, liés à l'énergie photovoltaïque, nous ont fait envisager de nouvelles architectures de gestion autant pour les étages d'adaptations DC-DC que pour les DC-AC. Il s'avère que la discrétisation de la gestion de cette énergie semble une solution prometteuse dans la course à l'optimisation, en particulier pour s'affranchir des problèmes d'ombrage. Cependant, le rendement de ces chaînes de conversion photovoltaïque reste encore aujourd'hui un verrou.

La multiplication des étages d'adaptation permettra bien entendu de réaliser une maximisation de la puissance disponible mais au détriment du rendement de conversion de l'ensemble et de l'augmentation des coûts. Des recherches plus approfondies ont donc été nécessaires pour voir si une architecture de gestion distribuée pour les applications photovoltaïques apporterait un gain significatif à cette énergie compensant les surcoûts. En théorie, ce type de gestion n'apporte que des avantages grâce à sa proximité et à sa meilleure gestion de l'énergie produite au plus près des cellules solaires. Mais, lorsqu'en pratique, il faut prendre en compte les pertes liées à ces étages d'adaptation et à la multiplication de ceux-ci, le gain de ce type d'architecture n'est pas si évident.

Nous nous sommes alors attachés à développer des étages d'adaptation de très faible puissance (micro-convertisseurs) pouvant fonctionner au plus près des cellules photoélectriques. Les convertisseurs DC-DC intégrés actuellement disponibles sur le marché pour d'autres applications nous ont servi de référence tout au long de nos études. Ces convertisseurs faibles puissances (0.5 à 2W) affichent en effet dès aujourd'hui des rendements très convenables de plus de 90% en moyenne pouvant potentiellement être intéressants pour les chaînes PV. Ces données ont permis de développer des simulations électriques concordantes avec la technologie la plus performante du moment. Deux structures de conversions ont été choisies afin d'offrir une plage de fonctionnement la plus large possible en sortie des micro-convertisseurs. La première est une structure abaisseuse de tension de type buck et la seconde une structure élévatrice de tension de type boost. Dans les deux cas, les simulations ont révélé les premiers verrous en termes de rendement. Les commandes MPPT existantes au laboratoire en début de mes travaux de thèse notamment présentaient trop de consommation (400mW en version analogique). J'ai développé successivement plusieurs versions numérique de la V0 à 93mW de consommation à la version V3 nous permettant d'avoir une consommation continue de seulement 25mW. Notre but n'a pas été de rivaliser avec les convertisseurs intégrés de faible puissance du commerce mais de développer des convertisseurs disposant d'assez bons rendements de conversion et robustes pour pouvoir être testés en conditions réelles sur du long terme. Les rendements obtenus pour effectuer les différents tests des deux architectures de conversion boost et buck sont respectivement de 91% et 81% pour une puissance d'entrée de 1W. L'architecture buck montre un rendement beaucoup plus faible que le Boost à cause de sa structure plus complexe et plus difficile à mettre en œuvre. Néanmoins, ces premiers prototypes qui ont montré une très bonne adaptation en régime établi comme en régime transitoire nous ont servi de bases expérimentales pour explorer l'architecture distribuée dans les applications photovoltaïques.

Les essais expérimentaux comparatifs nous ont rapidement amenés à développer un banc de mesures performant dédié aux applications faible puissance photovoltaïque nous permettant de réaliser des mesures précises des variables électriques présentes dans la chaine de conversion photovoltaïque sur de longues périodes de fonctionnement (plusieurs jours). Nous avons réalisé plusieurs campagnes de mesures afin de valider et comparer expérimentalement les différentes architectures de gestion étudiées. La première campagne concerne la comparaison entre un étage d'adaptation de type Boost, étant la structure la plus performante en termes de rendement, avec une connexion directe par diode anti-retour. Les différentes mesures journalières effectuées nous montrent que l'utilisation de cet étage permet un gain de plus de 20% lorsque la tension de la batterie n'est pas exactement adaptée à la tension optimale du panneau. Cependant, lorsque la tension batterie est choisie de telle sorte qu'elle corresponde au PPM, alors l'étage d'adaptation ne permet pas d'obtenir un gain énergétique. L'étage d'adaptation permet cependant de toujours exploiter le maximum de puissance disponible aux bornes d'un panneau mais les pertes dans le convertisseur de puissance sont encore trop élevées pour rendre cette solution directement industrielle. Si on compare les rendements globaux des deux chaînes de conversion photovoltaïque, 93% pour la diode et 89.7% pour l'étage, on remarque que seulement 3.3% les séparent. On voit ici les limites des performances de nos prototypes faibles puissances qui ne peuvent rivaliser avec des systèmes de puissances intégrés.

Une seconde campagne de tests a consisté à comparer une gestion globale de trois GPV en parallèle avec une gestion de puissance distribuée sur trois GPV identiques sous les mêmes conditions météorologiques. La gestion distribuée s'est avérée être la plus performante avec un gain compris entre 5 et 7% par rapport à une gestion globale. La gestion discrétisée nous a permis dans un premier temps de gagner en rendement MPPT et dans un second temps d'obtenir de meilleurs rendements de conversion. Les étages d'adaptation dédiés par modules permettent d'extraire le maximum de puissance disponible aux bornes de chaque GPV, ce qui n'est pas le cas de la gestion globale qui doit, elle, gérer l'ensemble.

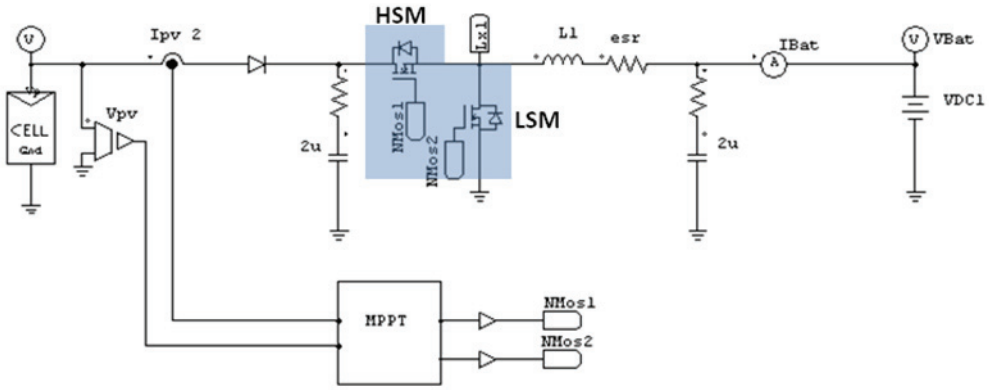
Pour conclure, dans le cadre du projet ATOS, nous avons réalisé et comparé différentes structures de conversion et de gestion afin de trouver la plus à même à valoriser l'énergie produite par des ensembles tandem. Les premières mesures journalières réalisées nous ont permis de comparer une architecture classique de cellules tandem, mise en série des deux différents modules Solems, avec une architecture de gestion distribuée de ces deux modules. Les résultats ont montré un gain énergétique de plus de 35% pour l'architecture discrétisée. Lorsque les modules sont associés en série, c'est le module le plus faible qui va limiter la puissance de sortie de l'ensemble. Ici le module simulant les cellules disposées en face arrière et produisant le moins de courant va faire chuter la puissance globale de l'ensemble de la chaîne en série. Au contraire, dans une architecture de gestion distribuée, la répartition des étages d'adaptation devrait permettre d'exploiter le maximum de puissance disponible aux bornes de chaque module en s'adaptant parfaitement aux caractéristiques électriques d'entrée et de sortie. Les secondes mesures nous ont servi à comparer une simple association parallèle des deux modules à une architecture de gestion distribuée de chacun des modules. L'architecture distribuée a encore montré dans ce cas la meilleure adaptation aux caractéristiques électriques de chaque module en exploitant 97 à 99% de la puissance disponible contre les 70 à 90% de la structure parallèle. Cependant les prototypes développés au sein du LAAS-CNRS ont montré leur limite en termes de rendement de conversion avec 90% pour le boost et 65% pour le buck qui ont fait, bien entendu, chuter considérablement le rendement de conversion global de la chaîne de conversion photovoltaïque.

Ces premiers résultats très encourageants nous motivent donc encore plus à poursuivre des travaux sur de nouveaux étages d'adaptation encore plus performants dédiés à la faible puissance en terme de rendement mais aussi de coût et de compacité. Cette nouvelle génération d'étage devra passer probablement par une phase d'intégration industrielle pour permettre d'obtenir des rendements de conversion corrects pour ces applications de faibles puissances ainsi qu'une réduction drastique du coût. En plus de sa fonction d'adaptation, l'étage d'adaptation devra probablement gérer des fonctions annexes inhérentes à la charge telles que le profil de charge de batteries.

Les secondes perspectives s'orientent plus sur une optimisation de la puissance produite par les modules photovoltaïques en utilisant des architectures de gestion distribuée. Comme nous avons pu le démontrer tout au long de cette thèse, l'architecture classique d'un module solaire nécessite une association de nombreuses cellules élémentaires en série. Cette association rend fragile l'ensemble du système de production vis-à-vis de diverses perturbations arrivant même au niveau d'une seule cellule. Les cas d'ensoleillements inhomogènes, un dysfonctionnement ou des salissures au niveau d'une seule cellule peuvent faire baisser considérablement la production d'électricité du module. L'idée à poursuivre est de diviser le panneau en plusieurs sous groupes de cellules gérées indépendamment par des étages d'adaptation permettant à chaque groupe de fournir son maximum de puissance indépendamment des autres dans la droite ligne des architectures distribuées présentées dans ce mémoire. Il reste encore des études à mener à moyen terme sur le gain énergétique apporté par ces nouvelles architectures.

ANNEXES.

ANNEXE 1
PERTES DANS LE CONVERTISSEUR BUCK



Capteur de courant :

Ces pertes sont liées à l'utilisation d'une résistance shunt en série dans le circuit afin de capter une image en tension du courant produit par le module photovoltaïque.

$$P_{sense} = R_{shunt}.I_{in}^{2}$$

Où R_{shunt} est la résistance shunt du capteur de courant,
Et I_{in} le courant continu fourni par le module.

Inductor losses :

L'inductance présente dans le circuit Buck est aussi génératrice de pertes. Pour notre étude, nous avons seulement pris en compte les pertes continues et négligeant les pertes en fréquence dans l'inductance.

$$P_{DCR} = DCR.I_{L}^{2}$$

Où DCR est la résistance série de l'inductance,
Et I_L le courant moyen traversant l'inductance.

High-Side Losses :

Les pertes électriques dans n'importe quel interrupteur MOSFET sont une combinaison de pertes par commutation (SW) et de pertes par conduction (COND).

$$P_{MOSFET} = P_{sw} + P_{COND}$$

High-side conduction losses :

Le calcul des pertes par conduction est très simple et correspond aux pertes RI² dans le MOSFET lorsque celui-ci conduit :

$$P_{cond.hsm} = R_{DS(on)}.D.I_{out}^{2}$$

Où $R_{DS(on)}$ est la résistance à l'état passant de l'interrupteur MOSFET,
I_{out} le courant en sortie du convertisseur Buck,
Et D le rapport cyclique.

High-side switching losses :

Le MOSFET peut aussi présenter des pertes en commutation lorsqu'il est utilisé comme interrupteur dans les alimentations à découpages. Le fait de ne pas avoir de charge stockée permet au transistor MOSFET d'avoir des commutations extrêmement rapides. Ce sont les capacités parasites qui, par le temps nécessaire pour les charger ou les décharger limitent la rapidité des commutations. On peut résumer ces pertes par commutation par l'équation suivante :

$$P_{SW.hsm} = \frac{V_{in} * I_{out}}{2}.(tr + tf).F_{sw}$$

Où, V_{in} est la tension d'entrée et I_{out} le courant de sortie du convertisseur ; t_r et t_f réciproquement le temps de monté et de descente et finalement F_{sw}, la fréquence de commutation.

Il existe de nombreuses pertes additionnelles qui sont typiquement plus petites que les pertes précédentes. Nous les avons listées par ordre d'importance :

1- La puissance nécessaire pour charger la grille :

$$P_{GATE.hsm} = Q_g.F_{SW}.V_{dd}$$

Où Qg est la charge de grille du MOSFET (gate charge), F_{SW} la fréquence de commutation et V_{dd} la tension d'alimentation du driver.

2- La puissance nécessaire pour charger la capacité de sortie du MOSFET.

En effet, à chaque commutation, les capacités parasites présentes à ses bornes doivent être chargées ou déchargées entraînant des pertes en CV^2.

$$P_{Coss.hsm} = \frac{C_{oss}.V_{in}^{2}.F_{SW}}{2}$$

Où C_{oss} est la capacité en sortie du MOSFET, (C_{DS} + C_{DG}).

Low-Side Losses :

Les pertes dans le low side MOSFET sont elles aussi composées de pertes en conduction et en commutation.

Low-side conduction losses :

On retrouve bien entendu les pertes en conduction en RI² lorsque l'interrupteur MOSFET conduit :

$$P_{COND.lsm} = I_{out}{}^{2}.R_{DSon}(1-D)$$

Où $R_{DS(on)}$ est la résistance à l'état passant de l'interrupteur MOSFET,
I_{out} le courant en sortie du convertisseur Buck,
Et D le rapport cyclique.

Le temps mort (dead time) désigne le temps pendant lequel les deux interrupteurs MOSFET sont à l'état off. Pendant ce temps, la diode (diode body ou diode schottky parallèle) se met à conduire, assurant ainsi une continuité en courant. Cette perte de puissance peut s'exprimer ainsi :

$$P_{Diode.lsm} = T_{deadtime}.F_{SW}.V_F.I_{out}$$

Ou $T_{deadtime}$ est le temps mort, F_{sw} la fréquence de commutation du circuit, V_F le forward voltage de la diode et Iout le courant en sortie du convertisseur.

Low-side switching losses :

Les pertes par commutation sont elles calculées comme précédemment pour l'interrupteur High side :

$$P_{SW.lsm} = (t_f.V_F + t_r.\frac{V_F + I_{out}.1{,}1.R_{DSon}}{2}).I_{out}.F_{SW}$$

Mais ici V_{in} est remplacée par V_F, la tension de la diode Schottky. On pourra se référer aux l'application note * et ** pour avoir plus d'explication sur le calcul de ces pertes.

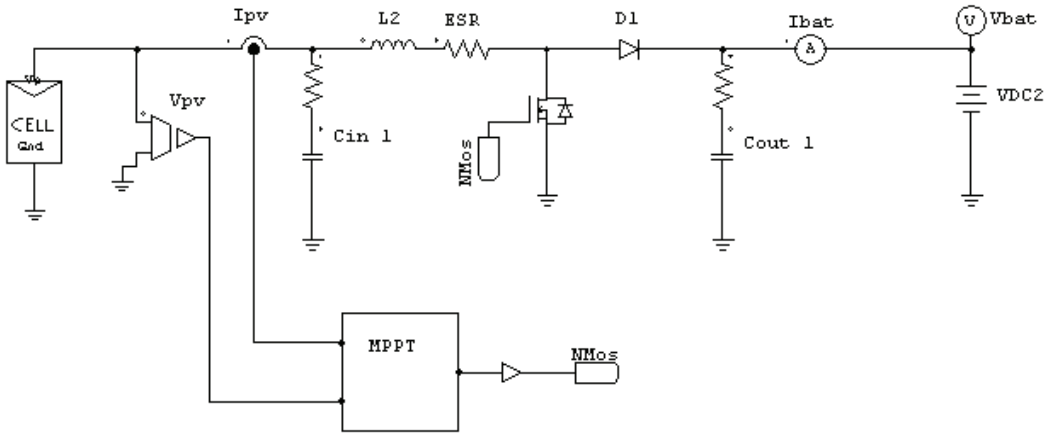
Si une diode Schottky externe est utilisée en parallèle avec le LSM, la capacité de la Schottky doit être chargée pendant la fermeture du high-side Mosfet engendrant les pertes suivantes en CV^2 :

$$P_{Cschottky} = \frac{C_{schottky}.V_{in}{}^{2}.F_{SWt}}{2}$$

*AN-6005, FAIRCHILD Semiconductor, Synchronous buck MOSFET loss calculations with Excel model. Jon Kleim Power Management Applications.

**Optimizing MOSFET Gate Drive Voltage by Steve Mappus, Power supply control products Texas Instruments Incorporated.

ANNEXE 2
PERTES DANS LE CONVERTISSEUR BOOST



Capteur de courant :

Ces pertes sont liées à l'utilisation d'une résistance shunt en série dans le circuit afin de capter une image en tension du courant produit par le module photovoltaïque.

$$P_{sense} = R_{shunt}.I_{in}^{2}$$

Où R_{shunt} est la résistance shunt du capteur de courant,
Et I_{in} le courant continu fourni par le module.

Inductor losses :

L'inductance présente dans le circuit Boost est aussi génératrice de pertes. Pour notre étude, nous avons seulement pris en compte les pertes continues et négligeant les pertes en fréquence dans l'inductance (liées à l'ondulation de courant).

$$P_{DCR} = DCR.I_{L}^{2}$$

Où DCR est la résistance série de l'inductance,
Et I_L le courant moyen traversant l'inductance.

Switch losses :

Les pertes électriques dans n'importe quel interrupteur MOSFET sont une combinaison de pertes par commutation (SW) et de pertes par conduction (COND).

$$P_{MOSFET} = P_{sw} + P_{COND}$$

Conduction losses :

On retrouve bien entendu les pertes en conduction en RI^2 lorsque l'interrupteur MOSFET conduit :

$$P_{COND.MOSFET} = I_{in}^{2}.R_{DSon}.D$$

Où $R_{DS(on)}$ est la résistance à l'état passant de l'interrupteur MOSFET,
I_{in} le courant en entrée du convertisseur Buck,
Et D le rapport cyclique.

Switching losses :

Le MOSFET peut aussi présenter des pertes en commutation lorsqu'il est utilisé comme interrupteur dans les alimentations à découpages. Le fait de ne pas avoir de charge stockée permet au transistor MOSFET d'avoir des commutations extrêmement rapides. Ce sont les capacités parasites qui, par le temps nécessaire pour les charger ou les décharger limitent la rapidité des commutations (cf.*). On peut résumer ces pertes par commutation par l'équation suivante :

$$P_{SW.hsm} = \frac{V_{in}}{2}.\frac{I_{out}}{1-D}.(t_r + t_f).F_{sw}$$

Où, V_{in} est la tension d'entrée et I_{out} le courant de sortie du convertisseur ; t_r et t_f réciproquement le temps de monté et de descente et finalement F_{sw}, la fréquence de commutation.

On peut aussi considérer dans ce calcul, les pertes liées aux capacités parasites. En effet, à chaque commutation, les capacités parasites présentes aux bornes de l'interrupteur doivent être chargées ou déchargées entraînant des pertes en CV^2.

$$P_{Coss.hsm} = \frac{C_{oss}.V_{in}^{2}.F_{SW}}{2}$$

Où C_{oss} est la capacité en sortie du MOSFET, (C_{DS} + C_{DG}).

Diode losses :

$$P_D = V_F.I_{out(moy)} + R_D.I_{out(rms)}^{2}$$

Avec V_F la tension de seuil de la diode, I_{out} le courant traversant la diode et R_D la résistance dynamique de la diode. Pour avoir plus de détails sur les pertes en commutation pour la diode, on pourra consulter **.

* Boost converter efficiency through accurate calculations, by Travis Eichhorn, National Semiconductor.

** Les convertisseurs de l'électronique de puissance, 3-la conversion continu-continu, G. Seguier, F. Labrique, R. Baussiere.

RÉSUMÉ

Les recherches actives sur les matériaux photovoltaïques et sur les systèmes de gestion de cette énergie sont à la base de ces progrès constants. Le LAAS travaille depuis plusieurs années dans cette optique d'amélioration et d'optimisation de l'énergie électrique produite par les systèmes solaires photovoltaïques. L'insertion d'un étage d'adaptation entre un générateur photovoltaïque (PV) et une charge optimise le transfert d'énergie. Ainsi, cet étage, commandé par une MPPT (Maximum Power Point Tracking), permet de rechercher en permanence le point maximum de puissance délivrée par le module PV. Afin d'accroître encore les performances énergétiques des systèmes solaires, cette thèse s'est délibérément orientée vers une architecture fortement distribuée. Cette approche, consistant à répartir la gestion du générateur PV, permet de se rapprocher au plus près de la production photovoltaïque et ainsi en optimiser la puissance électrique globalement produite. Pour cela, nous avons développé des prototypes de micro-convertisseurs dédiés aux applications faibles puissances photovoltaïques. Un banc de mesure solaire a été mis en place afin d'effectuer des bilans énergétiques des différents systèmes employés sur des périodes d'une ou plusieurs journées de fonctionnement. Ces mesures nous ont permis d'étudier avec précision l'intérêt de l'architecture distribuée et d'obtenir des résultats de validation montrant les perspectives à venir. Plusieurs solutions d'architectures se dégagent avec différents bilans des gains énergétiques qu'elles apportent.

Mots Clés : Électronique de puissance, Convertisseur DC-DC, Micro-convertisseurs, Architecture distribuée, Photovoltaïque, Énergies renouvelables, Cellules solaires, Cellules tandems.

ABSTRACT

Title: "New distributed architecture of power management for photovoltaic applications"

The active research on materials and photovoltaic systems management of this energy are the basis of this progress. LAAS laboratory has been working for several years in this context of improvement and optimization of electrical energy produced by photovoltaic array. Much work has shown the benefit to insert an adaptation stage between the photovoltaic arrays (PV) and load in order to optimize the energy transferred. This stage, controlled by an MPPT (Maximum Power Point Tracking), allows to always searching the maximum power delivered by the PV module. To increase yet the energy performance of solar systems, new works were directed towards a highly distributed architecture. This approach, consisting in dividing the PV generator in several parts, helps to bring closer photovoltaic cells and thus maximize the electrical power they can produce. In this work, we have developed prototypes of micro-converters dedicated to low power photovoltaic applications. A new test bench has been built to make energy balances of different systems used over periods of one or more days of operation. These measures have enabled us to study with precision the benefit of the distributed architecture and obtain validation results showing future prospects.

Keywords: Power electronic, DC-DC converter, micro-converters, distributed architecture, photovoltaic, renewable energy, solar cells, tandem cells.

Discipline Génie Électrique

Laboratoire d'Analyse et d'Architecture des Systèmes
Groupe Intégration des Systèmes de Gestion de l'Énergie

LAAS-CNRS
Groupe ISGE
7 Avenue du Colonel Roche
31077 TOULOUSE Cedex 4
FRANCE