

TABLE DES MATIERES

I	INTRODUCTION GENERALE	1
II	GENERALITES : LE STOCKAGE ELECTROCHIMIQUE ET L'ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE.....	7
II.1	INTRODUCTION	8
II.2	DES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE EN EVOLUTION	9
II.3	UN BESOIN SPECIFIQUE A L'HABITAT SOLAIRE	12
II.3.1	GENERALITES	12
II.3.2	LE STOCKAGE DE L'ENERGIE SOLAIRE VIA UN GENERATEUR ELECTROCHIMIQUE.....	14
II.3.3	LES BATTERIES COMME ELEMENTS DE STOCKAGE DE L'ENERGIE D'UN RESEAU.....	17
II.3.4	LES APPLICATIONS ISOLEES ET AUTONOMES	22
II.3.5	LES TECHNOLOGIES LITHIUM-ION INNOVANTES	25
II.3.5.1	RAPPEL SUR LE PRINCIPE D'UN ACCUMULATEUR LITHIUM-ION	25
II.3.5.2	DEFIS ET INNOVATIONS TECHNOLOGIQUES.....	29
II.3.6	MODELISATION D'UNE CELLULE ELECTROCHIMIQUE LITHIUM-ION.....	32
II.3.6.1	CRITERES CARACTERISTIQUES D'UN ACCUMULATEUR LITHIUM-ION	32
II.3.6.2	MODELE EQUIVALENT.....	33
II.3.7	METHODES DE CHARGE D'UN ACCUMULATEUR LITHIUM-ION.....	36
II.3.7.1	FONCTIONNEMENT EN CHARGE.....	37
II.3.7.2	INFLUENCE DE LA TENSION DE CHARGE SUR LE PROCESSUS DE CHARGE.	40
II.3.7.3	INFLUENCE DU COURANT DE CHARGE SUR LE PROCESSUS DE CHARGE.....	41
II.4	L'ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE	41
II.4.1	LA CELLULE PHOTOVOLTAIQUE	41
II.4.1.1	GENERALITES.....	41
II.4.1.2	CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES ET MODELISATION	42
II.4.1.3	RENDEMENT DES CELLULES PHOTOVOLTAIQUES.....	44
II.4.2	LE GENERATEUR PHOTOVOLTAIQUE	46
II.4.2.1	MISE EN SERIE/PARALLELE.....	46
II.4.2.2	INFLUENCE DE LA TEMPERATURE ET DE L'ECLAIREMENT SUR LES CARACTERISTIQUES D'UN GPV	48
II.4.2.3	PROTECTION D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAIQUE	50
II.4.3	LES APPLICATIONS DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES.....	52
II.4.3.1	LES SYSTEMES RACCORDES AU RESEAU.....	52
II.4.3.2	LES SYSTEMES ISOLES ET AUTONOMES	53
II.4.4	PRINCIPE DE LA RECHERCHE DU POINT MAXIMAL DE PUISSANCE	54
II.4.4.1	GENERALITES ET PRINCIPE D'UNE COMMANDE MPPT	54
II.4.4.2	LES COMMANDES MPPT NUMERIQUES DU LAAS-CNRS.....	58
II.4.4.3	PERFORMANCE DES COMMANDES MPPT NUMERIQUES.....	60
II.4.5	EVOLUTION DES CHAINES DE CONVERSION PHOTOVOLTAIQUES.....	62

II.4.6	SYNTHESE DES REGLEMENTATIONS DE L'INTEGRATION AU BATI ET BESOIN D'EVOLUTION DES PROFILS DE CONSOMMATION	64
II.5	SYNTHESE.....	66
III	LES BATTERIES LITHIUM-ION : DU STOCKAGE ELECTROCHIMIQUE AVANCE A LA GESTION ELECTRONIQUE OPTIMISEE	67
III.1	INTRODUCTION	68
III.2	GENERALITES.....	69
III.2.1	CAHIER DES CHARGES	69
III.2.2	SPECIFICATIONS D'UTILISATION D'UN MODULE LiPV.....	74
III.2.2.1	DIMENSIONNEMENT D'UN MODULE LiPV POUR L'HABITAT.....	74
III.2.2.2	BILAN DE L'ANALYSE THERMIQUE DU SYSTEME MODULE LiPV	77
III.2.3	PRESENTATION DE L'ARCHITECTURE SYSTEME DU MODULE LiPV	79
III.3	PRESENTATION DE LA CHAINE DE CONVERSION PHOTOVOLTAIQUE LiPV	81
III.3.1	CONVERSION DC/DC (CONVERTISSEUR C ₁).....	85
III.3.2	RESULTATS EXPERIMENTAUX	88
III.4	DEFINITION ET REALISATION DE LA FONCTION DE STOCKAGE	90
III.4.1	PROFIL D'USAGE DE LA BATTERIE	90
III.4.2	DETERMINATION DE L'ENERGIE INITIALE DE LA BATTERIE	92
III.4.3	CARACTERISTIQUES ET SPECIFICATIONS ELECTRIQUES.....	94
III.4.4	SPECIFICATIONS MECANIQUES ET DIMENSIONNELLES DES BATTERIES	98
III.4.5	COMPORTEMENT EN VIEILLISSEMENT CALENDRAIRE ET CYCLAGE	99
III.4.6	DETERMINATION DE L'ETAT DE CHARGE D'UN ACCUMULATEUR Li-ION	103
III.4.7	COMPORTEMENT EN SITUATION EXTREME ET ABUSIVE	105
III.5	CONCEPTION D'UN SYSTEME DE GESTION DE BATTERIE (BMS) OPTIMISE POUR LE MODULE LiPV	106
III.5.1	SPECIFICATIONS DES MODES DE FONCTIONNEMENT	107
III.5.2	METHODE D'ANALYSE FONCTIONNELLE DU SYSTEME DE GESTION DE LA BATTERIE.....	111
III.5.2.1	GESTIONNAIRE DE BATTERIE Li-Ion (BMS)	111
III.5.2.2	MISE EN SERIE DES ELEMENTS BATTERIE.....	115
III.5.2.3	SENSIBILITE AU SEUIL DE TENSION	116
III.5.2.4	DISPERSION DES ELEMENTS.....	117
III.5.3	GESTION DE LA BATTERIE ET STRATEGIES OPTIMISEES.....	118
III.5.3.1	OPTIMISATION DU PROFIL DE CHARGE ET DE DECHARGE DES ELEMENTS BATTERIE	120
III.5.3.2	CRITERES DE FIN DE CHARGE	122
III.5.3.3	CRITERES DE FIN DE DECHARGE	124
III.5.3.4	CRITERES EN TEMPERATURE.....	124
III.6	SYSTEME DE PROTECTION DES CELLULES BATTERIE	125
III.7	SYNTHESE.....	129

IV LE MODULE PHOTOVOLTAÏQUE MULTIFONCTIONNEL LiPV.....	131
IV.1 INTRODUCTION	132
IV.2 SPECIFICATIONS DES DIFFERENTES METHODES D'EQUILIBRAGE	133
IV.2.1 METHODE PAR RESISTANCE SHUNT DISSIPATRICE	135
IV.2.2 METHODE PAR CONVERTISSEUR BUCK-BOOST A	137
IV.2.3 METHODE PAR CONVERTISSEURS BUCK-BOOST B	143
IV.2.4 CALCUL DES PERTES DES METHODES D'EQUILIBRAGE	144
IV.3 MODULE ELECTRONIQUE DE CELLULE BATTERIE LITHIUM-ION (MECB).....	154
IV.4 SYSTEME D'ACQUISITION TEMPS REEL IHM_LiPV.....	157
IV.5 DEVELOPPEMENT D'UN BANC DE MESURE SPECIFIQUE	160
IV.5.1 MOYENS ET OUTILS DE MESURE	161
IV.5.2 ETUDE ET CONCEPTION D'UN BANC D'ESSAI SPECIFIQUE	162
IV.5.2.1 NUMERISATION DES GRANDEURS PHYSIQUES.....	164
IV.5.2.2 ACQUISITION DES PARAMETRES.....	164
IV.5.2.3 PRECISION DES MESURES.....	167
IV.5.2.4 SECURITE DES ESSAIS.....	167
IV.5.3 LOGICIEL DU BANC DE MESURE	168
IV.6 ESSAIS ELECTRIQUES DU MODULE MULTIFONCTIONNEL EN ENSOLEILLEMENT REEL	172
IV.6.1 ESSAI JOURNEE ENSOLEILLEE	172
IV.6.2 ESSAI JOURNEE NUAGEUSE.....	175
IV.6.3 BILAN THERMIQUE	177
IV.6.4 ESSAI SUR PLUSIEURS JOURS SUR LE SITE DU LAAS-CNRS	178
IV.7 MISE EN PARALLELE DE MODULES M_{LiPV}.....	183
IV.8 SYNTHÈSE.....	188
V CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES	191
VI REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	197
VII ANNEXES.....	205

LISTE DES ABREVIATIONS

ANR	Agence Nationale de la Recherche
AC	Alternative Current (Courant alternatif)
AT	Avis Technique
ATE	Agrément Technique Européen
ATEx	Appréciation Technique d'Expérimentation
BBC	Bâtiments à Basse Consommation
BEP	Bâtiments à Energie Positive
BMS	Battery Management System
CAN	Controller Area Network
CC	Constant Current (Courant constant)
CdTe	Tellurure de Cadmium
CEA	Commissariat à l'Energie Atomique et aux Energies Alternatives
CIS	Cuivre Indium Selenium
CNRS	Centre National de la Recherche Scientifique
CS	Convertisseur Statique
CSTB	Centre Scientifique et Technique du Bâtiment
CV	Constant Voltage (Tension constante)
DA	Document d'Application
DC	Direct current (Courant continu)
DOD	Deth Of Discharge
EDF	Electricité de France
EV	Electric Vehicle (Véhicule Electrique)
GPV	Générateur Photovoltaïque
GROW-DERS	Grid Reliability and Operability with Distributed Generation using Flexible Storage
HEV	Hybrid Electric Vehicle (Véhicule Hybride Electrique)
HV	Hybrid Vehicle (Véhicule Hybride)
IncCond	Incrément de Conductance
INES	Institut National de l'Energie Solaire
LAAS	Laboratoire d'Analyse et d'Architecture des Systèmes
LiPV	Module multifonctionnel avec stockage Lithium-Ion et conversion Photovoltaïque de l'énergie
MECB	Module Electronique de Cellule Batterie
MICROSCOPE	Micro Injecteur Connecté au Réseau pour Optimiser par le Stockage la Courbe de Production Electrique
MODULE LiPV	Module Multifonctionnel, Stockage Lithium-Ion et Conversion Photo Voltaïque de l'énergie
MPPT	Maximum Power Point Tracking (Recherche du Point de Puissance Maximum)
MULTISOL	Optimisation des flux électriques dans un bâtiment photovoltaïque
NREL	National Renewable Energy Laboratory

P&O	Perturb & Observe
PID	Combinaison des correcteurs : Proportionnel, Intégral et Dérivée
PPM	Point de Puissance Maximal
PRG	Pouvoir de Réchauffement Global
PV	Photovoltaïque
PWM	Pulse Wide Modulation
R&D	Recherche et Développement
RT	Réglementation Thermique
RTE	Réseau de Transport de l'Energie
SOC	State Of Charge (Etat de charge (Ah ou en %))
SOL-ION	Système photovoltaïque pour le bâtiment intégrant une batterie lithium-ion
SOLUTION-PV	Fiabiliser et optimiser les installations photovoltaïques
Sos-PVI	Security of Suply Photo Voltaic Inverter
UPS	Uninterruptible Power Supply (Systèmes d'Alimentation sans Interruption)
USB	Universal Serial Bus (Bus série universel)
a-Si	Silicium Amorphe

LISTE DES SYMBOLES

C	Quantité d'électricité fournie (Ah)
$C_{CPE\,1},\,C_{CPE\,2}$	Eléments à phase constante (F)
C_{rest}	Capacité de batterie restante (Ah)
C_{th}	Capacité thermique (J/kg.K)
e	Charge de l'électron (C)
E	Niveau d'éclairement (W/m ²)
E_{ch}	Potentiel chimique (J/mol)
E_{bat}^{eq}	Potentiel d'équilibre de batterie (F.E.M.) (V)
E_{+}^{eq}	Chute de tension équivalente aux bornes de l'électrode positive (V)
E_{-}^{eq}	Chute de tension équivalente aux bornes de l'électrode négative (V)
I_{bat}	Courant de charge de batterie (A)
I_{bat_CC}	Courant de charge à courant constant (A)
I_{bat_Charge}	Courant de charge de la batterie (A)
I_{bat_min}	Courant limite de fin de charge (A)
I_{cc}	Courant de court-circuit (A)
I_{CELL}	Courant fourni par la cellule PV (A)
I_{C1out}	Courant en sortie du convertisseur C ₁ (V)
I_{EQ}	Courant d'équilibrage (A)
I_L	Courant dans l'inductance (A)
I_{OPT}	Courant PV optimal (A)
I_{PV}	Courant du générateur photovoltaïque (A)
I_{SAT}	Courant de saturation (A)
J_{ch}	Flux chimique (mol/s)
K	Constante de Boltzmann (J.K ⁻¹)
M_{EQn}	MOSFET permettant l'équilibrage
M_{LiPV_i}	Module élémentaire LiPV
n	Facteur de non idéalité de la jonction PN
P_{MAX}	Puissance PV maximal (W)
P_{PV}	Puissance du générateur photovoltaïque (W)

P_{PV_max}	Puissance maximal fournie par le PV (W)
Q_{bat}	Quantité de charge fournie par la batterie (Ah)
Q_{DCH}	Quantité de charge transportée au cours de la décharge (C)
Q_{out}	Quantité de charge stockée dans la batterie (C)
r_i	Résistance de bobinage de l'inductance(Ω)
R_{ch}	Résistance chimique (Js/mol ²)
$R_k C_k$	Constante de temps des surtensions cinétiques (s)
$R_d C_d$	Constante de temps des surtensions de diffusion (s)
R_{ct1}, R_{ct2}	Résistances de transfert de charge (Ω)
R_{dson}	Résistance de conduction des MOSFET d'équilibrage (Ω)
R_{EQn}	Résistances d'équilibrage (Ω)
R_p	Résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction (Ω)
R_s	Résistance série (Ω)
R_s	Résistance de solution interne (Ω)
S	Surface (m ²)
S_1	Interrupteur permettant le transfert d'énergie entre la sortie du convertisseur C_1 et la batterie
S_2	Interrupteur permettant le transfert entre la batterie et la charge
S_3	Interrupteur permettant le transfert entre la sortie du convertisseur C_1 et la charge (transfert direct)
T	Température effective de la cellule en Kelvin (K)
T_{bat}	Température la plus haute présente sur les cellules (°C)
t_{charge}	Temps de charge correspondant à un courant minimum I_{min} de charge (s)
t_D	Temps nécessaire à une décharge complète de la batterie
t_{max}	Temps maximal de charge (s)
t_{rem}	Temps restant d'utilisation de la batterie (s)
t_{util}	Temps d'utilisation (s)
V	Volume (m ³)
V_{bat}	Tension de batterie (V)
V_{bat_m}	Tension de moyenne de batterie (V)
V_{bat_max}	Tension maximale de batterie (V)
V_{bat_HD}	Seuil de fin de charge de la batterie (V)
V_{bat_LD}	Seuil de fin de décharge de la batterie (V)

V_{bat_HR}	Seuil de reconnexion de la charge de la batterie (V)
V_{bat_LR}	Seuil de reconnexion de la décharge de la batterie (V)
V_{BD}	Tension d'avalanche jonction PN (V)
V_c	Tension de sortie de l'intégrateur de la commande MPPT numérique(V)
V_{CELL}	Tension aux bornes de la cellule PV (V)
V_{C1out}	Tension de sortie du convertisseur C_1 (V)
V_{EoD}	Tension de fin de décharge (V)
V_f	Tension de seuil des diodes Schottky (V)
V_{IN}	Tension d'entrée du convertisseur statique (V)
V_{bat_OC}	Tension en circuit ouvert de la batterie (V)
V_{OC}	Tension en circuit ouvert du générateur photovoltaïque (V)
V_{OPT}	Tension PV optimal (V)
V_{PV}	Tension du générateur photovoltaïque (V)
V_T	Potentiel thermodynamique (V)
x_{Li}^{pos}	Fraction de mole d'ions lithium à la phase de transition se produisant sur l'électrode positive (m)
W_{bat_DCH}	Energie déchargée de la batterie (Wh)
W_r	Impédance de Warburg (Ω)
η_{bat}^{total}	Surtension total de batterie (V)
η_{bat}^{ct}	Surtenion à la réaction de transfert de charge (V)
η^k	Surtenion cinétique sur l'électrode positive (V)
η^d	Surtenion de diffusion sur l'électrode négative (V)
$\pm \sum R_{\mathcal{Q}}$	Somme des résistances ohmiques, cinétique et de diffusion pendant la charge ou la décharge de batterie (Ω)
α_{th}	Coefficient de transfert de chaleur ($W/m^2.K$)
α	rapport cyclique

CHAPITRE I

I INTRODUCTION GENERALE

Aujourd’hui, l’habitat et le tertiaire sont en pleine mutation en termes de mode de construction, de nouvelles fonctionnalités de plus en plus complexes et de prise en compte de l’habitant dans ses usages. Par exemple, il est de plus en plus considéré comme pertinent, dès la conception d’un immeuble, de tenir compte de toutes ses consommations pour en faire des Bâtiments à Basse Consommation (BBC), voire des Bâtiments à Energie Positive (BEP). La Réglementation Thermique 2012 (RT2012) en cours d’élaboration, vise à ce que toutes les constructions neuves présentent une consommation d’énergie primaire (avant transformation et transport) inférieure à 50kWh/m²/an. Ainsi, le solaire thermique basse température se démocratise dans les nouvelles habitations pour les alimenter en eau chaude sanitaire et chauffage. L’énergie solaire photovoltaïque (PV) est aujourd’hui la réponse la plus utilisée pour montrer des bilans énergétiques positifs sur les appellations « habitat à énergie positive ». Cependant, l’intégration de ces systèmes photovoltaïques à l’habitat pose quelques problèmes, notamment sur la qualité de l’électricité produite ainsi que sur la durée de vie des installations. En effet, un système photovoltaïque sécurisé (incluant ou pas une fonction de stockage), se compose de multiples éléments : des générateurs photovoltaïques, des chargeurs de batterie ou des onduleurs connectés ou non au réseau, de l’électronique de gestion, du câblage, et diverses sécurités notamment en cas d’incendie et d’inondation.

De plus, l’intégration de tous ces composants dans l’habitat nécessite un important degré d’expertise de l’installateur qui limite fortement le déploiement de cette source d’énergie à grande échelle. Cependant, si les systèmes photovoltaïques continuent à se généraliser dans l’habitat, comme le montrent les chiffres du premier trimestre 2010 sur le nombre d’installations de puissance inférieure à 3kW devant être raccordées au réseau (augmentation de l’ordre de 49 % par rapport à décembre 2009), rapidement des problèmes de stabilité à l’échelle de quartiers vont apparaître si aucune politique n’est mise en place sur l’injection de courant photovoltaïque sur le réseau. En effet, la production d’énergie électrique photovoltaïque dépend essentiellement des données météorologiques, ne suivant en rien les besoins de consommation domestiques. Aujourd’hui, les fonctions de stockage sont interdites sur les systèmes raccordés au réseau. Dans le futur, ils devront pourtant être

intégrés dans les normes pour éviter une détérioration de la qualité globale des réseaux.

L'utilisation de la technologie lithium-ion pour le stockage de l'énergie portable et embarquée est en passe de devenir systématique à grande échelle. Se pose réellement la question d'une utilisation de cette technologie pour l'habitat étant donnée la maturité des technologies actuelles.

Les travaux menées tout au long de cette thèse ont été effectués dans le cadre du projet ANR nommé Module LiPV soit "Module multifonctionnel, stockage Lithium-Ion et conversion Photovoltaïque de l'énergie". Ce projet d'une durée de 3 ans, piloté par le Commissariat à l'Energie Atomique et aux Energies Alternatives (CEA) en partenariat avec le Laboratoire d'Analyse et d'Architecture des Systèmes (LAAS) et SAFT, a permis le développement d'un module multifonctionnel autonome intégrant l'ensemble des fonctions de stockage, de gestion, de conversion et de pilotage à l'arrière d'un panneau photovoltaïque lui-même. Le système complet a été conçu comme une seule entité en vue de créer un produit préindustriel palliant un grand nombre de manques énergétiques sur la problématique du bâtiment. Parmi les diverses technologies de stockage, un choix s'est effectué selon divers critères tels que la compacité, la puissance massique, la durée de vie, le packaging et la robustesse. Deux technologies de batterie lithium-ion présentant un grand nombre de propriétés prometteuses ont été plus particulièrement étudiées dans cette thèse : la technologie $\text{Li}(\text{Co},\text{Ni},\text{Al})\text{O}_2/\text{C}$ et la technologie LiFePO_4/C .

La conception du module LiPV a été faite en tenant compte des différentes contraintes thermiques et des compromis de fonctionnement de chacun des éléments. Ainsi, la proximité obligatoire des composants les uns par rapport aux autres a impliqué d'une part l'étude de l'évacuation des calories liées aux différentes pertes, et d'autre part l'impact thermique du panneau photovoltaïque en face avant imposant des pointes de température de l'ordre de 80°C dans l'après-midi. L'insertion d'une lame d'air entre le panneau et les fonctions intégrées a ainsi été proposée.

Globalement, les caractéristiques dimensionnelles et massiques ont été optimisées pour créer des produits destinés à des bâtiments soit en façade, soit en

toiture ou bien pour assurer d'autres fonctionnalités comme des volets roulants, des balcons ou brise-soleils devenant producteurs d'énergie.

Les développements réalisés durant les trois années ont porté sur plusieurs points :

- la batterie lithium-ion intégrée en face arrière d'un panneau PV (matériau, électrode, packaging),
- le développement de son électronique associée,
- les composants électroniques de conversion entre le panneau et la batterie,
- diverses simulations et modélisations fonctionnelles pour dimensionner l'ensemble et trouver les meilleurs compromis et emplacements,
- divers tests de fiabilité, robustesses et dangerosité vis-à-vis de stress probables,
- l'étude du packaging de l'ensemble selon les applications.

Chacun des partenaires a été responsable d'un certain nombre de tâches spécifiques. Le regroupement de l'ensemble des travaux sous forme de deux prototypes a été l'objectif de tous. Cependant, nous ne signalons dans ce manuscrit que les travaux relevant de la responsabilité du LAAS et n'entrant pas dans un domaine confidentiel de propriétés communes.

Le deuxième chapitre rappelle les contraintes en énergie et en puissance des accumulateurs lithium-ion actuellement les plus prometteurs pour le stockage de l'énergie photovoltaïque. Le principe de fonctionnement de base et la modélisation de ces éléments de stockage sont brièvement rappelés mettant en évidence les principaux paramètres nécessaires à la représentation des réactions électrochimiques internes existantes et les choix des modèles électriques équivalents. Ensuite, le fonctionnement et les principales propriétés d'un générateur photovoltaïque (GPV) sont décrits en montrant bien les caractéristiques courant-tension $I(V)$ spécifiques au PV, non-linéaires et fortement variables. Nous illustrons nos propos à travers des exemples simples de chaîne de conversion et des propriétés attendues. Ainsi, la problématique du transfert du maximum de puissance est signalée afin de bien positionner le cahier des charges et mettre en évidence les principaux critères d'optimisation utilisés tout au long des travaux de cette thèse et en particulier utilisés au chapitre suivant pour la conception du convertisseur C1.

Dans le troisième chapitre, les principaux résultats de l'analyse fonctionnelle effectuée en début du programme LiPV sont énoncés car ils ont servi à élaborer le cahier des charges d'une architecture multifonctionnelle électronique pouvant s'intégrer à l'arrière d'un générateur photovoltaïque, objectif du projet ANR LiPV. Diverses fonctions électroniques identifiées ont ainsi été élaborées séparément afin de les optimiser et d'assurer un transfert d'énergie optimal et maximal entre le générateur photovoltaïque, la fonction de stockage constituée de plusieurs batteries élémentaires et la charge. Les principales étapes de conception des éléments de stockage ont également été détaillées afin de rappeler les propriétés des batteries lithium à prendre en compte pour concevoir une gestion optimale et globale du pack batterie. Nous rappelons ensuite les étapes de conception du gestionnaire de batterie (BMS) et le développement d'algorithmes de gestion spécifiques associé à chaque technologie pour assurer une durée de vie maximale et une sécurité optimale de chaque élément de stockage.

Le quatrième chapitre fait apparaître l'étude et le développement d'autres fonctions relevant de l'électronique, notamment l'analyse de plusieurs méthodes d'équilibrage obligatoires pour les technologies lithium-ion. Un bilan énergétique de chaque méthode a été établi pour effectuer un choix de la méthode la plus adéquate. Un exemple d'application de module multifonctionnel est ensuite détaillé incluant toutes les interfaces de gestion et de supervision afin de bien comprendre les divers fonctionnements. Des résultats expérimentaux en ensoleillement réel ont ensuite été conduits pour valider l'ensemble du concept du module LiPV. Ainsi, l'analyse des transferts d'énergie et des modes de fonctionnement dans le système global a pu être effectuée. Un bilan à la fois thermique et électrique a permis la caractérisation du module LiPV testé à ce jour afin d'élaborer un produit industriel plus pertinent. Un banc de mesure a été spécifiquement développé afin de mettre en œuvre les protections nécessaires et d'assurer une sécurité maximale de la plate-forme d'essai. En fin de chapitre, la mise en parallèle de modules multifonctionnels a été étudiée pour mettre en évidence la gestion individuelle de chaque générateur photovoltaïque.

CHAPITRE I :
INTRODUCTION GENERALE

CHAPITRE II

II GENERALITES : LE STOCKAGE ELECTROCHIMIQUE ET L'ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

II.1 INTRODUCTION

L'objectif de ce premier chapitre est d'introduire la problématique de la production d'électricité d'origine photovoltaïque conçue pour l'habitat, associée à des systèmes de stockage électrochimique innovants. Une recherche d'optimisation, pour concevoir des produits les plus intégrés et multifonctionnels possibles, au bâti nécessite de bien connaître l'état actuel des diverses technologies mises en œuvre et de leurs limites. Nous commençons par rappeler le contexte actuel des technologies de stockage, dans le cadre du développement de systèmes de stockage intégrés novateurs (matériaux, packaging, cellule électrochimique, protections, gestion et surveillance,...), rapprochant les cycles de charge/décharge optimums d'un accumulateur type aux critères spécifiques de l'habitat (source intermittente, consommations domestiques, contraintes géographique et météorologique).

Le développement massif des énergies intermittentes dans l'habitat s'identifie aujourd'hui sur le réseau à des micros-sources d'énergie à part entière toutes connectées à un même réseau électrique. La problématique du stockage se pose alors à plusieurs échelles temporelle et géographique rejoignant la problématique de stabilité des réseaux électriques. Nous illustrons nos propos par la comparaison des courbes de production et de consommation d'électricité journalières en France pour montrer l'intérêt d'un contrôle des flux d'énergie sur le réseau de distribution avec un taux de pénétration des énergies renouvelables en forte croissance.

Pour effectuer des dimensionnements appropriés, mettant en œuvre des systèmes de stockage au plus près de la production de l'énergie photovoltaïque, nous rappelons les contraintes en énergie et puissance des accumulateurs lithium-ion actuellement les plus prometteurs pour effectuer ce type de stockage. Le principe de fonctionnement de base et la modélisation de ces éléments de stockage sont brièvement rappelés pour mettre en évidence les principaux paramètres nécessaires à la représentation des réactions électrochimiques internes existantes et les choix des modèles appropriés selon les dimensionnements à effectuer (choix des matériaux, conception d'une cellule élémentaire de stockage optimisée, analyse des

phénomènes physiques, intégration d'une batterie type dans une application, mise au point d'algorithme de charge/décharge, sécurité de fonctionnement,...).

Nous présentons ensuite le fonctionnement des générateurs PV (de la cellule, ses associations possibles en série/parallèle et son adaptation théorique à la production d'énergie photovoltaïque à la demande). Nous rappelons ainsi les principales propriétés d'un générateur photovoltaïque (GPV) avec ses caractéristiques courant-tension $I(V)$ spécifiques, non-linéaires et présentant des points de puissance maximum dépendant du niveau d'éclairement, de la température des cellules ainsi que du vieillissement de l'ensemble. Nous illustrons nos propos à travers des exemples simples de chaîne de conversion et des propriétés que l'on peut en attendre. Ainsi, la problématique du transfert du maximum de puissance est également signalée afin de bien positionner le cahier des charges. Une chaîne de conversion élémentaire composée d'un convertisseur statique, de sa commande et de sa charge sera explicitée afin de mettre en évidence les principaux critères d'optimisation utilisés tout au long des travaux de cette thèse.

II.2 DES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE EN EVOLUTION

A l'heure actuelle, le stockage de l'énergie électrique est principalement réalisé grâce à des accumulateurs électrochimiques. Pour des raisons de coût et de disponibilité industrielle, la technologie plomb-acide assez ancienne est malgré tout la plus utilisée dans le monde [1]. Mais aujourd'hui, diverses limites freinent le développement de tels systèmes comme leur durée de vie, leur recyclage en fin de vie, l'impact sur l'environnement, le coût, le rendement de stockage et de restitution de l'énergie. Ainsi pour des systèmes de production de l'énergie électrique à grande échelle dont la durée de vie doit être supérieure à trente ans, le stockage reste un problème majeur et le principal frein au développement des énergies durables alternatives de type éolien, marée motrice et solaire.

Parmi les technologies les plus prometteuses, les batteries à base de lithium, occupant plus de 70% du marché mondial dans le domaine des accumulateurs portables, possèdent des caractéristiques et un potentiel d'amélioration important pouvant servir au développement de nouveaux systèmes de production notamment

les systèmes photovoltaïques. Ceci a notamment été démontré à travers les conclusions du réseau thématique européen INVESTIRE [2]. Ce réseau a eu en charge l'évaluation des diverses technologies de stockage sous l'angle de critères spécifiques liés aux énergies renouvelables. Ainsi le coût, le rendement énergétique, la densité d'énergie, la puissance spécifique, le nombre de cycles de fonctionnement, la recyclabilité ou la facilité de détermination de l'état de santé ont été les principaux critères retenus (tableau 2.1, Annexe 1). Le rendement énergétique de chaque technologie a été également comparé (figure 2.1). La synthèse de l'ensemble des critères a permis d'établir un indice nommé indice de performance énergétique¹ qui permet de pouvoir effectuer une comparaison entre chaque technologie suivant les applications dans lesquelles elle est potentiellement utilisable.

Technologie	Densité énergétique (Wh/kg)	Densité de puissance (W/kg)	Temps de décharge	Durée stockage	Auto décharge (%/mois)	Rendement (%)	Durée de vie (nbr. Cycle)	Coût (€/kWh)
Plomb (Pb)	25 à 45	80 à 150	15 mn. à 100 h	>1mois	40	60 à 98	300 à 1500 Cy. 80%DOD ²	50 à 200 €/kWh
Lithium-ion (Li-ion)	80 à 150	500 à 2000	45 mn. à 100 h	Plusieurs Mois	20	90 à 100	> 1500 Cy. 100%DOD	700 à 1000 €/kWh
Nickel-Cadmium Ni-Cd	20 à 60	100 à 800	15mn. à 100h	<1mois	25	60 à 80	300 à 1500 Cy. 100%DOD	200 à 600 €/kWh
Batterie Redox	25 à 35	100 à 140	De 1s à 100h	>1mois	-	>80	1500 à 13000 Cy. 100%DOD	7 à 100 €/kWh
Batterie Métal-air	110 à 300	70 à 150	1h à 100h	-	-	50	-	50 à 200 €/kWh
Super-capacité	0,0001 à 0,005	100 à 10000	De 1s à 10s	Quelques minutes	50	80 à 100	10000 à 500000 Cy. 100%DOD	16000 €/kWh
Volant d'inertie	0,03 à 0,1	400 à 2000	2s à 1h	Quelques minutes	0,1	90	>10000 Cy. 100%DOD	1000 à 5000 €/kWh

Tableau 2.1 : Comparaison des propriétés de différentes technologies de stockage [2].

¹ L'indice de performance ou efficacité énergétique est caractérisé par le rendement de l'élément de stockage. Il s'agit du rapport entre la quantité d'électricité débitée à la décharge et la quantité d'électricité fournie lors de la charge.

² En anglais, Depth Of Discharge (DOD), généralement exprimé en %.

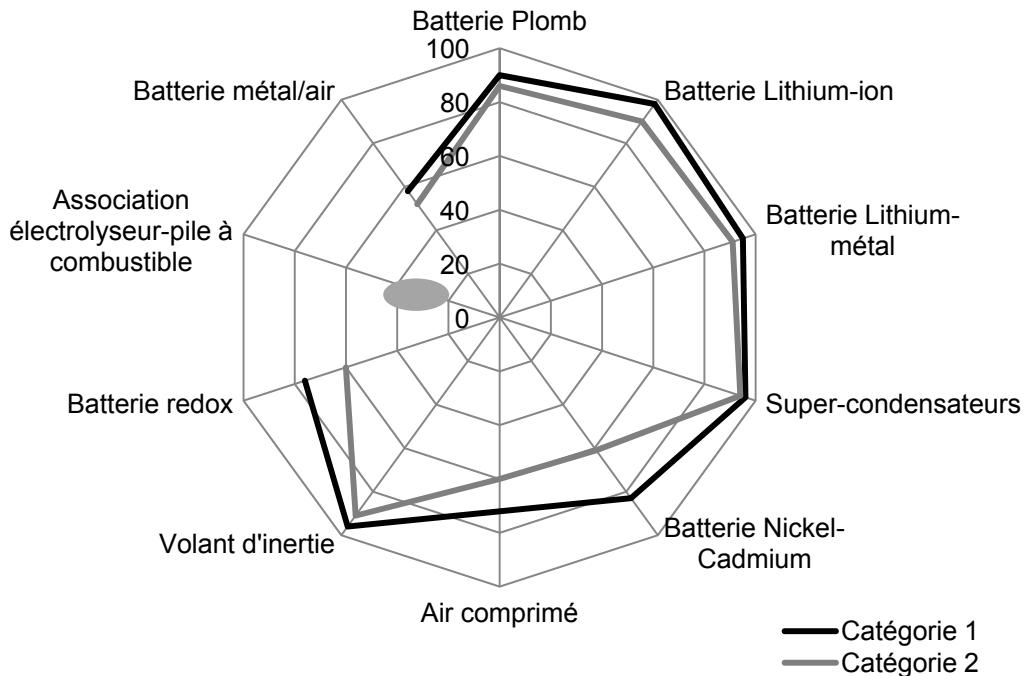


Figure 2.1 : Diagramme comparatif selon l'indice de performance énergétique (rendement énergétique [%]) de plusieurs technologies de stockage.
 (a) Catégorie 1 : Applications de faible puissance en site isolé,
 (b) Catégorie 2 : Applications de moyenne puissance en site isolé [2].

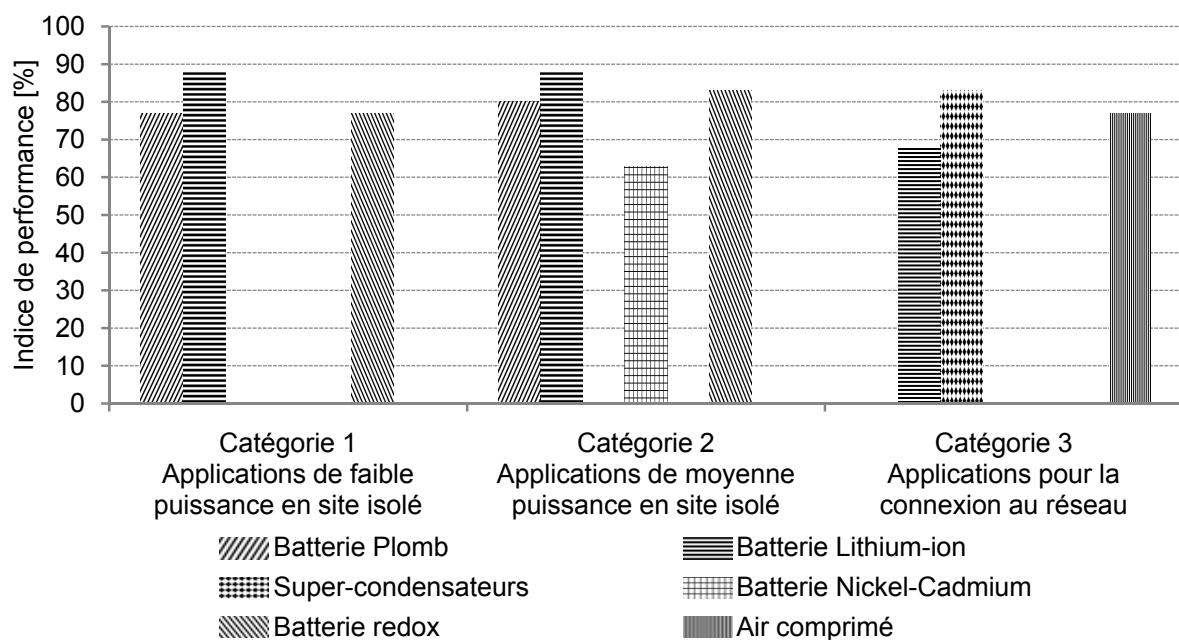


Figure 2.2 : Indices de performances de sept technologies de stockage suivant trois catégories d'applications [2].

Ainsi pour des applications stationnaires de faible puissance dont le principal critère est l'autodécharge (la plus faible possible), le lithium ressort comme le meilleur candidat. Par contre, pour les applications de puissance moyenne en site isolé, ayant comme critère l'autonomie, la batterie plomb reste le meilleur compromis entre la performance et le coût. Le lithium-ion ressort dans cette catégorie comme le plus performant mais avec un coût encore trop élevé. Pour la connexion au réseau où le critère essentiel est le stockage de l'énergie élevé (MWh), l'air comprimé et les batteries redox sont les plus appropriés (figure 2.2).

Les applications envisageables avec les moyens de stockage actuellement industrialisés se différencient principalement par l'utilisateur du système (distributeur ou particulier) et l'échelle de temps de fonctionnement. Depuis, d'autres projets européens ont été amorcés et sont en cours pour préciser les premières conclusions et tenir compte du changement très rapide des technologies de stockage et des applications auxquelles elles sont destinées [3].

II.3 UN BESOIN SPECIFIQUE A L'HABITAT SOLAIRE

II.3.1 GENERALITES

L'habitat et le tertiaire sont responsables en France de la production d'environ 84 millions de tonnes de CO₂ par an (23%), sur un total de 365 millions de tonnes selon l'étude sur les émissions dans l'air en France métropolitaine [4]. Plus généralement, pour les études des influences des gaz à effet de serre sur l'environnement, les substances et les indicateurs actuellement suivis sont principalement le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄), le protoxyde d'azote (N₂O), l'hydrofluorocarbure (HFC), le perfluorocarbure (PFC), l'hexafluorure de soufre (SF₆) et l'indicateur de pouvoir de réchauffement global à 100 ans (PRG). Le bilan estimé de la répartition en 2009 des émissions de CO₂ par secteur d'activités selon la référence [4] est présenté ci-dessous :

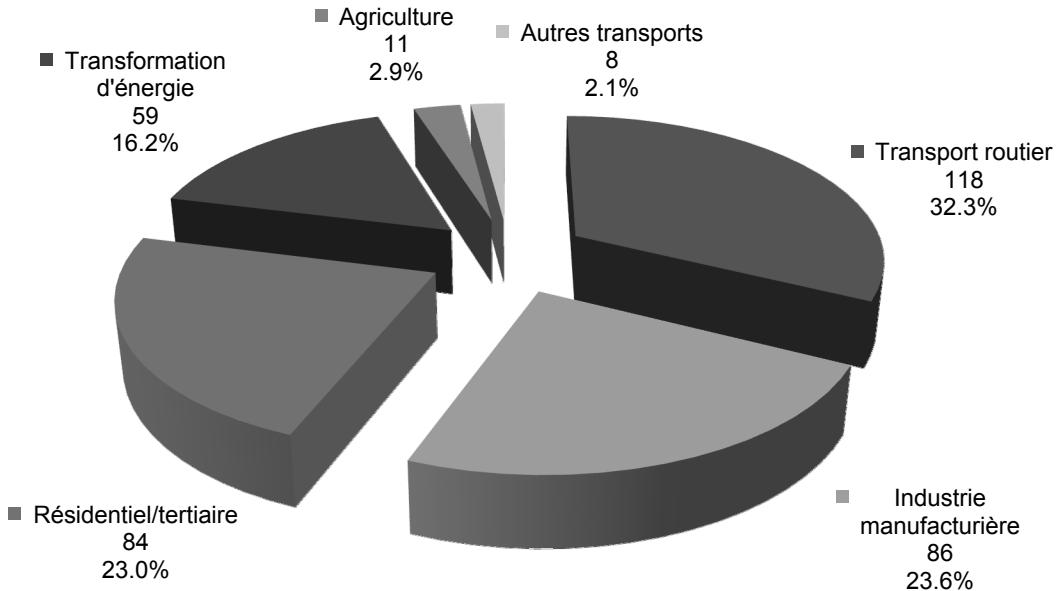


Figure 2.3 : Répartition des émissions de CO₂ dans l'air en France métropolitaine (Mt) par secteur d'activités [4].

Les normes actuelles de l'habitat évoluent vers les Bâtiments à Basse Consommation (BBC) voire vers les Bâtiments à Energie Positive (BEP) [5]. Par exemple, le chauffage bois peut être une bonne solution pour avoir un bon bilan carbone dans l'habitat. C'est une énergie renouvelable et abondante qui peut être disponible localement et qui représente 3% des émissions de CO₂ (11 millions de tonnes). Ainsi, le solaire thermique basse température se démocratise dans les nouvelles habitations pour les alimenter en eau chaude sanitaire et chauffage [6]. L'énergie solaire photovoltaïque (PV) aujourd'hui est la réponse la plus utilisée pour montrer des bilans énergétiques positifs sur les appellations « habitat à énergie positive ». Cependant, l'intégration de ces systèmes photovoltaïques à l'habitat pose quelques problèmes notamment sur la qualité de l'électricité produite ainsi que la durée de vie des installations.

Si les systèmes photovoltaïques continuent à se généraliser dans l'habitat, le problème de stabilité des réseaux électriques va se poser rapidement car, la production d'énergie électrique photovoltaïque dépendant essentiellement des données météorologiques, ne suit en rien les besoins de consommation domestiques et ne répond notamment pas aux pics de consommation des réseaux. Aujourd'hui,

les fonctions de stockage sont interdites en France sur les systèmes raccordés au réseau. Dans le futur, ils devront pourtant être intégrés dans les normes pour éviter une détérioration globale des réseaux.

Cette thèse porte principalement sur l'étude de l'utilisation potentielle du lithium dans les applications destinées à l'habitat [7]. Les travaux de recherche se sont déroulés dans le cadre du projet ANR HABISOL 2006 intitulé « Module Photovoltaïque Multifonctionnel avec stockage Lithium-ion » sous la responsabilité de Florence MATTERA, CEA-LITEN. L'objectif général de ce projet était de créer un module multifonctionnel d'énergie pouvant être un générateur autonome assurant plusieurs fonctionnalités autant dans des situations d'absence de réseau (systèmes autonomes) que dans le cas de lissage de production (connexion réseau). SAFT, partenaire industriel, s'est engagé à fournir des éléments de stockage lithium-ion dédiés à l'habitat. Le LAAS, troisième partenaire avait en charge les aspects électroniques permettant d'avoir un module compact et performant assurant une production photovoltaïque maximale et fiable. Les aspects équilibrage, sécurité et gestionnaire de batterie ont ainsi été particulièrement étudiés afin de s'adapter à plusieurs technologies lithium.

II.3.2 LE STOCKAGE DE L'ENERGIE SOLAIRE VIA UN GENERATEUR ELECTROCHIMIQUE

Aujourd'hui, les performances du stockage de l'énergie électrique s'améliorent constamment comme le montre le diagramme de Ragonne de la figure 2.4, classant les différents types de technologie en fonction du compromis puissance/énergie. Les marchés les plus demandeurs concernent les systèmes autonomes allant des systèmes électroniques portables (nouvelles fonctions liées au nomadisme comme le téléphone, le mp3, l'ordinateur,...) jusqu'au transport. Par exemple, la démocratisation de diverses fonctions de bricolage fait apparaître une gamme d'outils et d'appareils portatifs de plus en plus sophistiqués et présentant une autonomie intéressante (perceuse électrique, tondeuses,...).

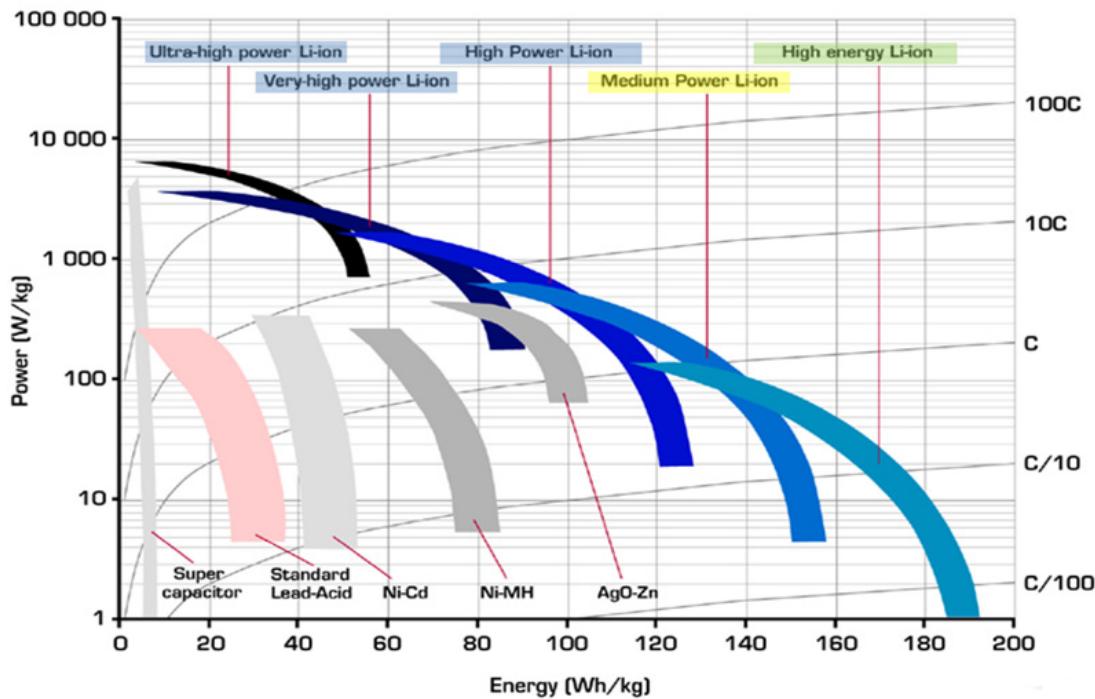


Figure 2.4 : Diagramme de Ragone de différents moyens de stockage [8].

Dans un futur proche, les nouveaux modes de propulsion autant individuels que collectifs devront développer de nouvelles fonctionnalités de stockage, en particulier en milieu urbain pour réduire les émissions de polluants et de CO₂. L'alliance Renault-Nissan et EDF est un exemple pour le développement de systèmes intégrés novateurs rapprochant la charge/décharge du véhicule électrique à la problématique de l'habitat. Il semble ainsi possible d'améliorer les bilans énergétiques du véhicule et du secteur résidentiel [9], [10] en couplant ces deux applications. Selon divers constructeurs automobiles et fabricants de batterie, le véhicule individuel de demain peut jouer un rôle capital dans l'habitat, devenant interactif et même pour les plus visionnaires un producteur d'énergie à part entière, [11], [12]. Ainsi un véhicule à l'arrêt, inutilisé pour 90% du temps peut mettre à profit ces batteries pour contribuer au stockage stationnaire nécessaire au bon fonctionnement des énergies renouvelables d'une habitation.

Pour les applications nécessitant une autonomie (absence de réseau) avec une grande sécurité comme par exemple les relais émetteur/récepteur télécom situés souvent en altitude ou loin d'un réseau, les éléments de stockage doivent présenter le minimum de défaillance. Pour pallier cela, plusieurs technologies sont couplées

entre elles. Aujourd’hui, avec le développement massif des énergies renouvelables devenant des micros-sources d’énergie connectées toutes à un même réseau, la problématique du stockage se pose à une plus grande échelle rejoignant la problématique de stabilité du réseau électrique [13].

Tous ces marchés, quelles que soient la puissance et l’application, nécessitent des systèmes de stockage sophistiqués et performants en terme de densité d’énergie (massique et volumique) et de puissance. De plus, la durée de vie des éléments de stockage doit aujourd’hui être compatible avec l’application en assurant un taux de panne le plus faible possible. De même, ils doivent présenter une grande sécurité pour être compatibles avec un usage grand public. Depuis les prises de conscience récentes de notre impact sur l’environnement, les normes deviennent de plus en plus draconiennes pour assurer un faible taux de pollution en fonctionnement et une grande recyclabilité en fin de vie [14], [15].

Aujourd’hui, deux technologies de stockage connaissent des développements importants : les accumulateurs électrochimiques et les super-condensateurs. Bien qu’ils présentent des potentiels de stockage de l’énergie intéressants, ces deux systèmes ne doivent pas être considérés comme concurrents, mais plutôt complémentaires. Les accumulateurs présentent des potentiels de forte densité d’énergie alors que les super-condensateurs sont connus pour leur forte densité de puissance [16]. Au-delà de la recherche de nouveaux matériaux sous forme de micro et nanostructures pour améliorer sans cesse leurs performances [17], [18], le développement de tels systèmes de stockage ne pourra se faire qu’en les associant à une électronique de précision évaluant au mieux les états de charge et de santé en temps réel.

Bien que les batteries lithium-ion, lithium métal-polymère, nickel-hydride métallique apparaissent actuellement comme des systèmes prometteurs faisant l’objet de beaucoup de recherches [16], il ne faut pas négliger les couples électrochimiques plus classiques présentant des performances parfois intéressantes comme les batteries stationnaires pour le photovoltaïque qui sont encore à base de technologie plomb. Pour tous, la clé d’un développement technologique à plus long terme, passera par une meilleure gestion de l’électricité intégrant des fonctionnalités

électroniques (auxiliaires dédiés aux conditions de fonctionnement de la batterie) augmentant la durée de vie et réduisant les coûts. Les travaux de cette thèse se concentrent sur l'étude comparative de diverses technologies lithium et leur utilisation potentielle dans le domaine domestique de l'habitat.

II.3.3 LES BATTERIES COMME ELEMENTS DE STOCKAGE DE L'ENERGIE D'UN RESEAU

Les sources d'énergie renouvelables, arrivant à maturité, permettent aujourd'hui d'envisager un changement de nos modes de production d'énergie en diversifiant les sources. Cependant, un stockage temporaire de l'énergie allant de quelques secondes à quelques heures doit être, dès à présent envisagé pour qu'à chaque instant la consommation globale de l'énergie d'un réseau puisse être satisfaite. Ainsi, associés à des moyens de stockage efficaces et à un réseau décentralisé mieux contrôlé et adapté, les systèmes de production d'énergie durable et notamment le photovoltaïque peuvent apporter une solution pertinente et permanente au défi énergétique actuel.

La figure 2.5 représente l'évolution de la production globale française d'énergie électrique pour la journée du 6 octobre 2010 (journée type de semaine) selon les données du Réseau de Transport de l'Energie (RTE) [19]. La part de la production électrique provenant des centrales conventionnelles de type thermiques est majoritaire en France. Typiquement ce jour-là, la part de l'énergie électrique provenant du charbon était de 5,8%, du gaz naturel de 4,2% et du nucléaire de 78,2%. La production d'énergie considérée d'appoint était alors de 0,3% pour le fioul, 1,7% pour l'éolien, 6,6% pour l'hydraulique et 3,4% pour les autres énergies. Il est également à signaler que la consommation globale d'électricité corrobore bien à la production globale à chaque instant.

Aujourd'hui, la principale production d'énergie d'appoint est d'origine hydraulique car c'est l'énergie la plus flexible et la plus contrôlable à chaque instant. Les fluctuations de la consommation au fil de la journée engendrent globalement un fort besoin de contrôle des flux énergétiques faisant appel à une ou plusieurs sources d'énergie mais devant exactement répondre à la demande. L'énergie hydraulique par

sa souplesse d'utilisation et parce qu'elle représente une possibilité de stockage est ainsi utilisée pour compenser les pics de consommation. La période où la consommation d'électricité est la plus faible étant située entre 2h et 6h du matin, le gestionnaire du réseau électrique indique un excédent de production d'électricité qui est soit revendu soit stocké (typiquement pour l'hydraulique, cela consiste à remonter l'eau dans les barrages). Il est à remarquer que la consommation électrique dans la journée est principalement liée à des activités industrielles alors que le pic de consommation apparaissant en soirée est principalement lié à la consommation des ménages.

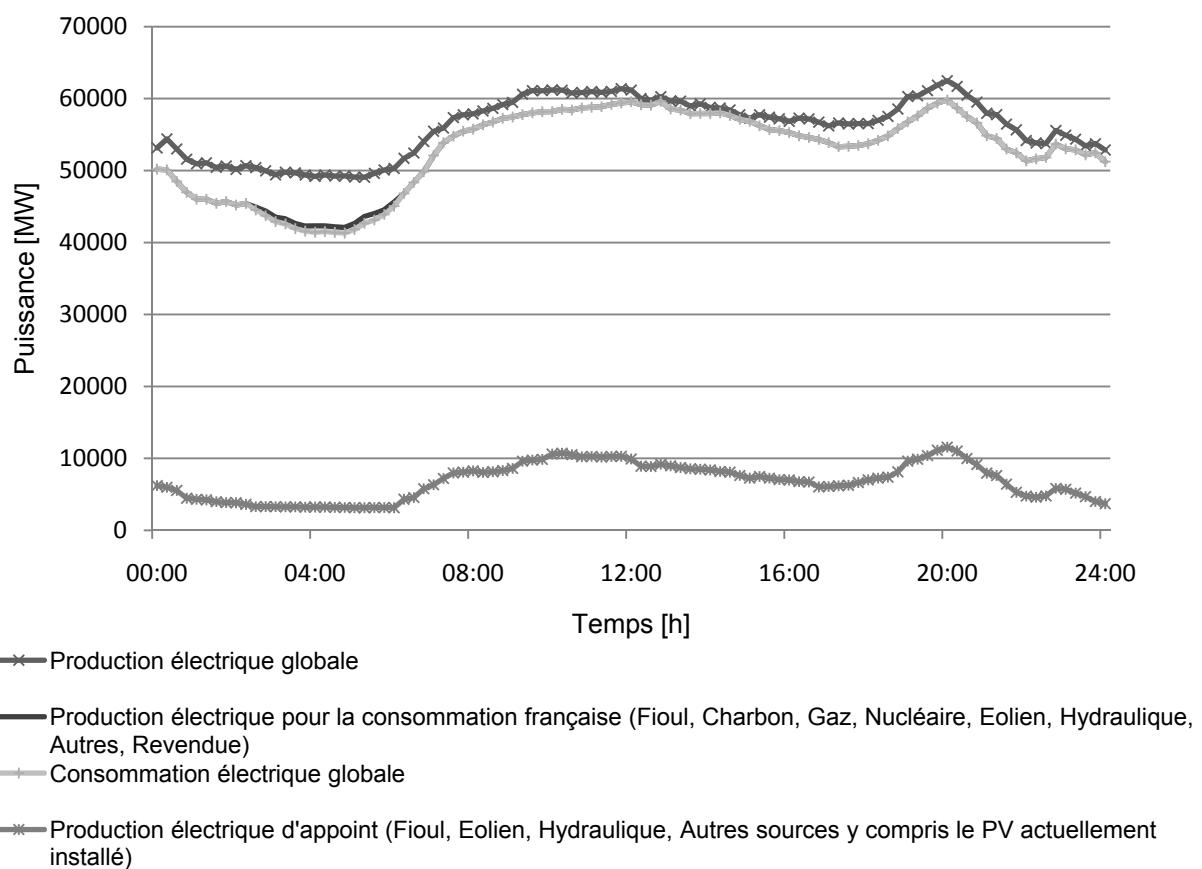


Figure 2.5 : Fluctuation de la consommation d'énergie, de la production électrique de la journée du 6 octobre 2010 [19].

Par comparaison, la figure 2.6 représente une production électrique globale lors d'une journée de week-end. Le nucléaire devient fortement majoritaire (84%). Par comparaison, toutes les autres sources de production sont de 2,4% pour les

centrales à charbon ; 1,1% pour le gaz naturel ; 4,8% pour l'éolien ; 4% pour l'hydraulique et 3,7% pour les autres énergies. La production moyenne est globalement plus faible qu'une journée de semaine car il n'y a presque pas de consommation industrielle. Les pics de consommation, entre 11h à 14h puis de 19h à 22h, sont compensés par les énergies considérées d'appoint qui, ce jour-là étaient principalement d'origine éolienne liée aux conditions météorologiques sur la métropole.

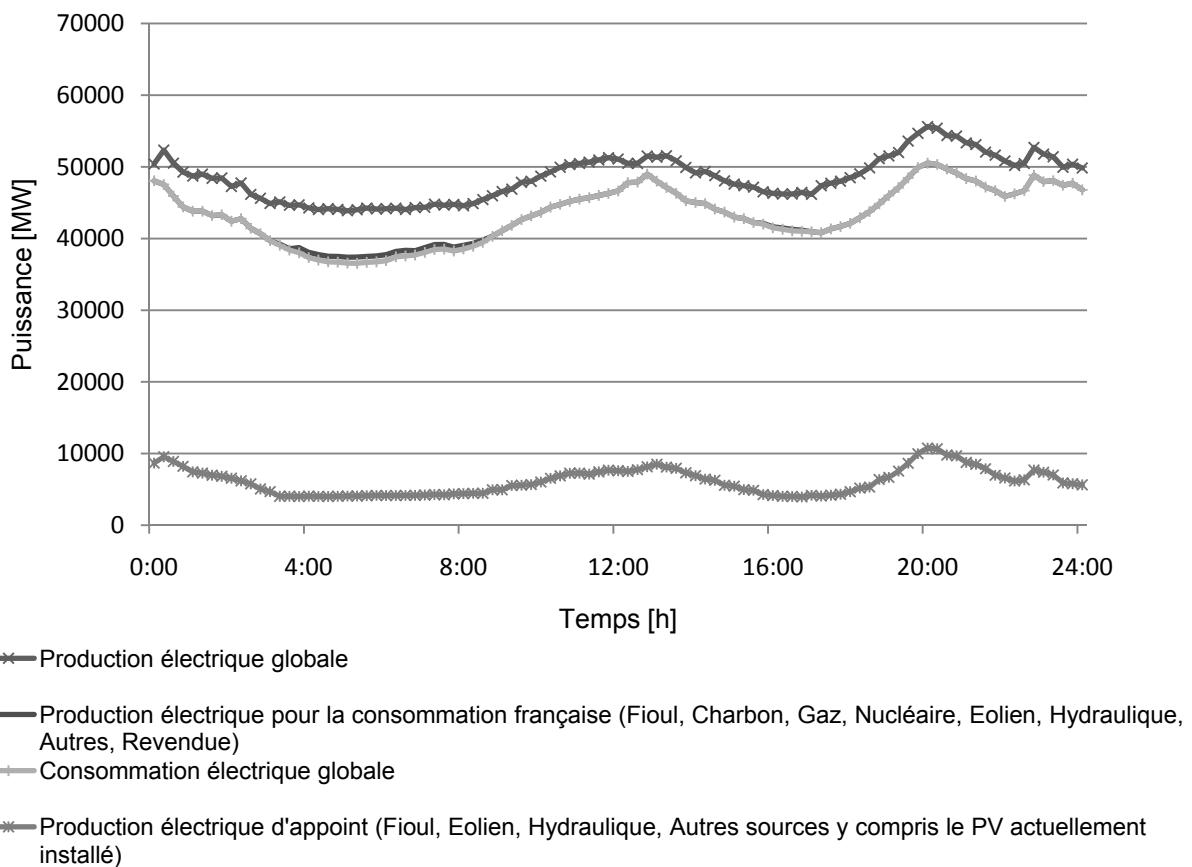


Figure 2.6 : Fluctuation de la consommation d'énergie, de la production électrique de la journée du 3 octobre 2010 [19].

Aujourd'hui la puissance électrique photovoltaïque installée en France métropolitaine est d'environ 300MW [20], ce qui reste négligeable par rapport au besoin global. La file d'attente des installations non raccordées au réseau représente

aujourd’hui environ 3,2GWc montrant une forte croissance potentielle dans un futur proche. Face à la demande française, nous pouvons supposer que la puissance PV installée atteindra rapidement 10GWc. En supposant que les autres sources de production d'énergie durable (éolien, hydraulique) restent quasi identiques dans le même temps, la production globale d'énergie renouvelable face à la consommation peut être telle que indiquée en figure 2.7. Ainsi, dans de bonnes conditions météorologiques, la production photovoltaïque dans la journée permettrait de compenser le surplus de consommation industrielle. Par contre, pour le pic de consommation en soirée, à ce jour, seules les solutions traditionnelles de type hydraulique sont pertinentes car elles restent la solution à faible coût. Il serait judicieux de rechercher d'autres modes de compensation comme notamment du stockage temporaire de l'énergie excédentaire produite dans la journée. Ainsi, à l'heure du pic de consommation du soir les systèmes de stockage prendraient le relais pour pouvoir compenser le manque de puissance des centrales conventionnelles comme représenté dans la figure 2.7. Cette problématique est envisagée par plusieurs laboratoires internationaux rejoignant la thématique des réseaux intelligents d'énergie (Smart-Grid).

A l'échelle d'un quartier, les pics de consommation journaliers peuvent être différents et d'amplitude plus importante nécessitant des moyens de stockage temporaires localisés afin de stabiliser le réseau électrique. Pour cela, les moyens de stockage traditionnels doivent être revus et améliorés pour être disponibles à la demande et rechargés aux heures les plus appropriées, le tout sans mettre en danger leur durée de vie.

Grâce à ses propriétés en termes de rendement, de durée de vie, d'amplitude de profondeur de décharge et de faible effet mémoire, le stockage électrochimique à base de Lithium fait figure de candidat pertinent pour le stockage énergétique à grande échelle accompagnant un fort taux de pénétration des énergies renouvelables [21].

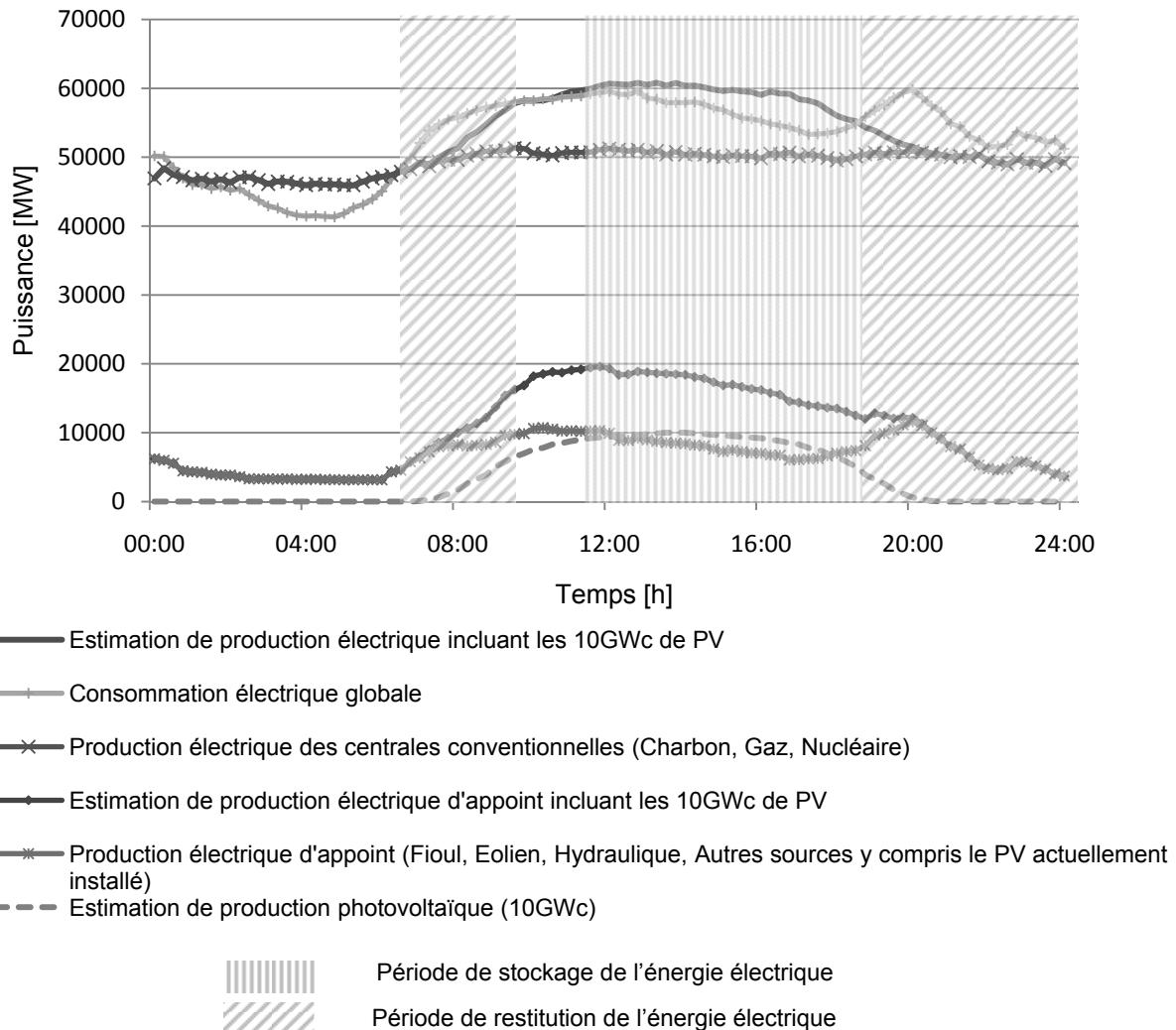


Figure 2.7 : Scénario de profil de production journalier d'énergie incluant une production PV de 10GWc.

Globalement le stockage de l'énergie constitue aujourd'hui un enjeu majeur dans l'amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes à la fois sur le mode de stockage, la gestion et la durée de vie des modes de stockage, le temps de stockage et l'impact sur l'environnement. En matière de développement, les analyses prospectives montrent également que le stockage de l'énergie est un verrou technologique d'ordre stratégique nécessitant des ruptures technologiques si on souhaite insérer ce mode de fonctionnement au sein des réseaux [9].

II.3.4 LES APPLICATIONS ISOLEES ET AUTONOMES

Les générateurs photovoltaïques autonomes sont conçus avec leur propre moyen de stockage d'énergie (souvent calibrés à 3 jours) pour assurer une fourniture d'énergie compatible avec les applications, quelle que soit la qualité de l'ensoleillement. Suivant les applications, cette fourniture d'énergie sera assurée par un système de stockage électrochimique permettant de restituer l'énergie à la demande. Les batteries à technologie Lithium-ion sont également très prometteuses pour ce type d'application, compte tenu de leurs caractéristiques spécifiques.

Le stockage intermittent de l'énergie photovoltaïque est une opération délicate car peu de moyens de stockage acceptent une charge variable au fil du temps pouvant présenter des pics de courant importants suivis et précédés de périodes d'absence de courant pouvant être plus ou moins longues (figure 2.8). Si on prend le cas d'un système photovoltaïque autonome alimentant une maison dont les besoins énergétiques sont estimés à 10kWh, le sous-système de gestion des batteries doit être conçu de manière à ce qu'il puisse faire face aux grandes fluctuations de courants d'entrées liées à la météo et de sorties liées aux besoins de consommations de la maison.

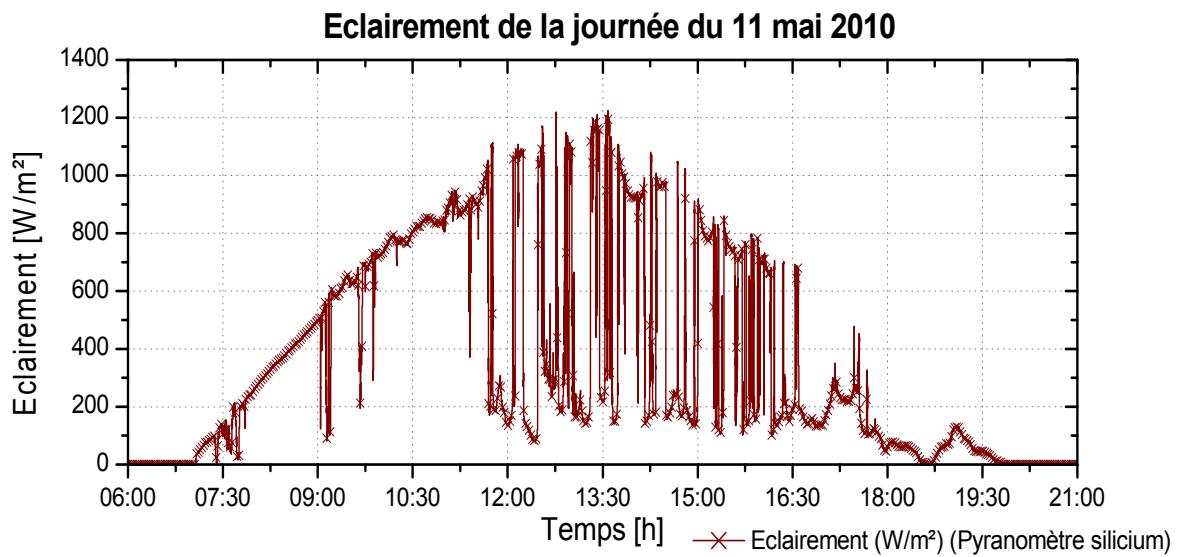


Figure 2.8 : Exemple de relevé expérimental de production photovoltaïque sur une journée de la centrale photovoltaïque du LAAS.

Les accumulateurs électrochimiques stationnaires de technologie plomb sont aujourd’hui les principaux éléments utilisés dans les systèmes photovoltaïques. En prenant en compte leur durée de vie de 3 à 5 ans, les accumulateurs représentent environ 30% du coût total d’une installation photovoltaïque autonome.

Le tableau 2.2 regroupe divers types d’applications autonomes pouvant être alimentés par de l’énergie photovoltaïque en fonction de leurs besoins en puissance et en énergie.

Puissance	Application typique	Exemples	Energie
μW	Transistor intégrés ou puce avec une consommation minimale d'énergie	Montres solaires, calculatrices,...	mWh
mW	Equipements et installations de faible demande d'énergie et utilisation périodique uniquement.	Emetteur/Récepteur portable, appareils automatiques comme distributeurs automatiques, système d'alarmes, sécurité incendie,...	Wh
W - kW	Installations pour les communications et les mesures, faible consommateur ; ménages, commerces, entreprises,...	Appareils pour flotteur ou TV, radio, stations météo, source d'énergie sur un bateau ou en maison de vacances, ou pour une pompe à chaleur,...	Wh - kWh
MW - GW	Centrales électriques isolées avec équipements et installations.	Station de distribution du réseau électrique, militaire,...	MWh - GWh

Tableau 2.2 : Applications autonomes pouvant être alimentées par de l’énergie PV en fonction de leurs consommations électriques [22].

Selon les applications, leurs besoins en quantité d'énergie et puissance instantanée diffèrent fortement. Cependant pour effectuer une restitution de l'énergie stockée optimale, il est intéressant de connaître ces deux paramètres. Il n'est malheureusement pas toujours possible de pouvoir répondre aux deux besoins de consommation avec un seul type de moyen de stockage [23]. Pour effectuer des

dimensionnements appropriés, on doit définir la notion de complémentarité, mettant en œuvre des systèmes combinés de stockage, à la fois performants sur la quantité d'énergie sur des longues périodes de restitution et des puissances instantanées élevées.

Les accumulateurs, dits de puissance, sont principalement utilisés de nos jours dans les applications liées aux véhicules traditionnels. En effet, ce type de véhicule nécessite un système de stockage avec d'excellentes performances en puissance instantanée pouvant délivrer des courants disponibles élevés à la décharge. Dans ce genre d'application, l'utilisation de l'accumulateur est très courte dans le temps, par exemple lors du démarrage. L'énergie transférée pendant la décharge traduite en puissance représente néanmoins un faible pourcentage de l'énergie totale stockée dans l'accumulateur. On fera appel à des accumulateurs présentant de forte puissance avec une faible amplitude de profondeur de décharge et une durée de vie la plus importante possible. L'évolution des véhicules allant vers des véhicules hybrides ou même totalement électriques, les besoins d'alimentation électrique à partir de batteries changent. Plusieurs fonctions sont ainsi connectées en permanence, que le véhicule soit à l'arrêt ou en marche. Il est alors nécessaire de faire évoluer les technologies d'accumulateur vers des systèmes présentant davantage d'énergie embarquée.

Le contenu énergétique d'un accumulateur est estimé à travers sa capacité (typiquement en ampère-heure, Ah), pour un régime de décharge donné. Plus le temps de décharge est faible, plus la quantité maximale d'énergie qui peut être déchargée est limitée.

L'amélioration de la décharge sur de courtes durées devient une performance importante de ces accumulateurs. En résumé, Les accumulateurs dits de forte puissance sont conçus pour des cycles de décharge peu profonds alors que les accumulateurs de forte capacité doivent présenter un potentiel de forte profondeur de décharge.

Dans le tableau 2.3, nous signalons quelques exemples d'applications et leurs besoins en énergie et en puissance.

Applications	Energie	Puissance
Décharge rapide Batteries pour missile, démarrage de voiture ...		✓
Commodité de stockage	✓	
Fiabilité des systèmes de transmission		✓
Ligne de régulation en tension		✓
Fiabilité des lignes électriques	✓	
Fiabilité des installations électriques	✓	
Gestion énergétique des consommateurs	✓	
Gestion des énergies renouvelables	✓	✓
Fiabilité et qualité des systèmes de puissance		✓
Architectures distribuées de puissance		✓

Tableau 2.3 : Besoins en énergie et en puissance de différentes applications [24].

II.3.5 LES TECHNOLOGIES LITHIUM-ION INNOVANTES

II.3.5.1 RAPPEL SUR LE PRINCIPE D'UN ACCUMULATEUR LITHIUM-ION

Les accumulateurs au lithium font partie de la famille des générateurs électrochimiques et sont constitués d'une électrode négative, d'une électrode positive, d'un séparateur poreux, le tout imprégné d'un électrolyte conducteur ionique [25]. Le principe de ces éléments de stockage au lithium repose sur l'insertion et la désinsertion d'ions lithium au sein des matériaux actifs situés à l'électrode négative et à l'électrode positive d'une cellule électrochimique (figure 2.9). Ces constituants peuvent se présenter sous forme d'empilement ou de bobinage cylindrique ou prismatique.

Les batteries au lithium fonctionnent comme tout élément de stockage d'énergie électrochimique reposant sur les propriétés de deux couples oxydo-réducteurs notés Ox_- /Red₋ et Ox_+ /Red₊, correspondant respectivement aux électrodes négatives et positives. Les potentiels d'équilibre résultant de chacun des couples oxydo-réducteurs notés (E_+^{eq} , E_-^{eq}) sont tels que $E_+^{\text{eq}} > E_-^{\text{eq}}$. Lorsque l'on relie les électrodes à travers une résistance, des électrons peuvent alors circuler de l'électrode négative vers l'électrode positive³ (figure 2.9 b)). En partant de l'électrode négative, le manque d'électrons crée une réaction d'oxydation. De même, en arrivant sur l'électrode positive, les électrons vont produire une réduction à l'interface électrochimique.

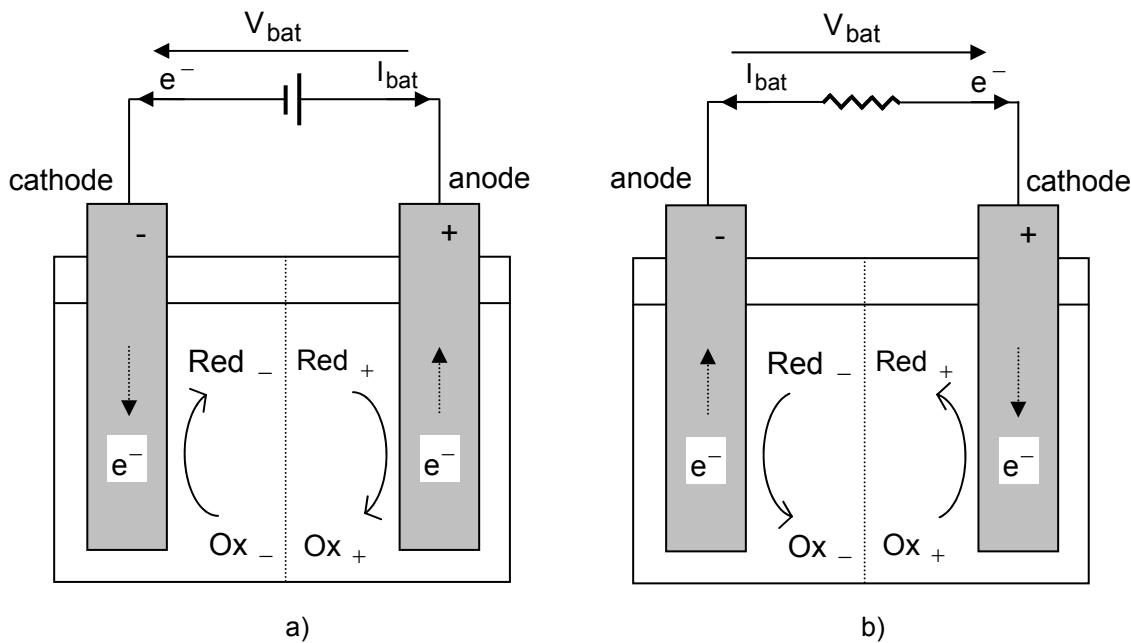
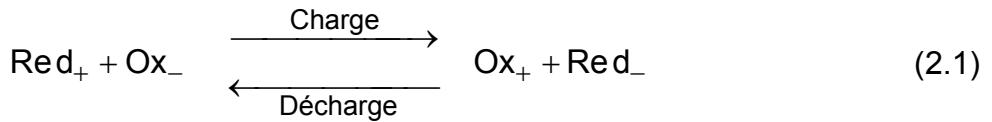


Figure 2.9 : Représentation schématique d'une batterie en charge (a) et en décharge (b).

Les générateurs électrochimiques rechargeables sont des dispositifs dont les systèmes redox sont réversibles. Deux cas sont donc à distinguer selon que le système électrochimique fournit ou récupère de l'électricité. La réaction globale du système est alors :

³ L'électrode négative est alors l'anode et l'électrode positive la cathode.



Les potentiels des électrodes sont influencés par le courant qui les traverse dû aux transferts de charge et aux phénomènes de transport. En considérant la cinétique de réaction au niveau des électrodes autour d'un état d'équilibre thermodynamique, il est possible d'estimer la tension de la batterie V_{bat} en décharge et en charge. Dans le cas d'une décharge, plus le courant est important, plus la tension aux bornes de la batterie diminue. En général, le comportement de la tension est non-linéaire en fonction du courant. Dans le cas de la charge, plus le courant qui traverse les électrodes est important, plus la tension augmente. Si le courant de charge noté I_{bat} dépasse, pour un des couples, le courant limite de diffusion, il peut se déclencher une réaction secondaire pouvant aller jusqu'à la détérioration de l'élément.

Si on limite la considération des phénomènes théoriques internes aux phénomènes majeurs, la tension de batterie V_{bat} peut s'exprimer en fonction de l'analyse de la différence de potentiel entre l'électrode positive E_+ et négative E_- obtenue par l'équation de Nernst [26], [27] pendant la charge ou la décharge définie par :

$$V_{\text{bat}} = E_+ - E_- = (E_+^{\text{eq}} \pm \eta_+^k \pm \eta_+^d) - (E_-^{\text{eq}} \pm \eta_-^k \pm \eta_-^d) \pm I \sum R_\Omega \quad (2.2)$$

Les surtensions notés η^k et η^d sont positifs sur l'électrode positive et négatifs, sur l'électrode négative quand la batterie est en charge. La situation est inversée pendant le processus de décharge. Ces surtensions apparaissent aux réactions des électrodes et sont dus aux aspects cinétiques (η^k) et aux phénomènes de transfert de masse lors de la diffusion (η^d). Le terme $I_{\text{bat}} \cdot \sum R_\Omega$, correspondant au produit du courant et de la somme des résistances ohmiques dans les électrodes et l'électrolyte, peut être considéré comme un saut de tension ohmique se soustrayant pendant la décharge et s'ajoutant pendant la charge. L'évolution des potentiels entre les deux électrodes pendant une phase de charge peut être schématisée selon la figure 2.10. Le saut de tension ohmique noté $E_{\Omega+}$ est attribuable à l'électrode positive, de même pour l'électrolyte il sera noté $E_{\Omega\text{elyt}}$ et pour l'électrode négative $E_{\Omega-}$.

Ainsi, en état d'équilibre lorsque aucun courant externe circule et que la proportion des réactions de chaque côté de l'équation 2.1 est égale, une différence de potentiel nommée $E_{bat}^{eq} = E_+^{eq} - E_-^{eq}$ apparaît [28].

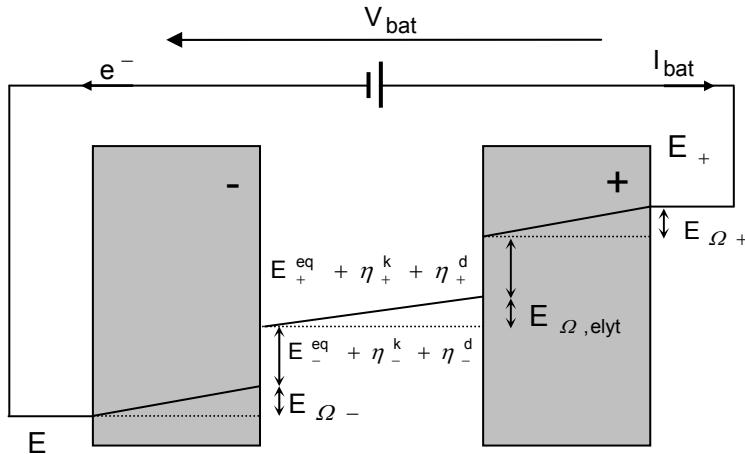
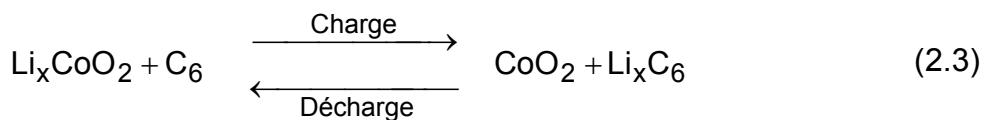
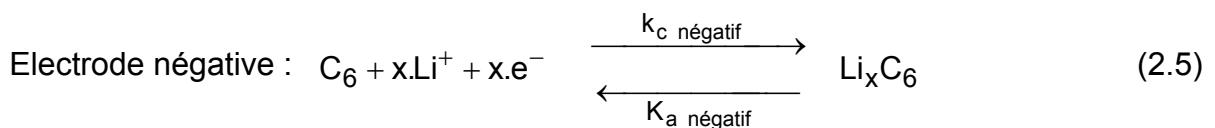
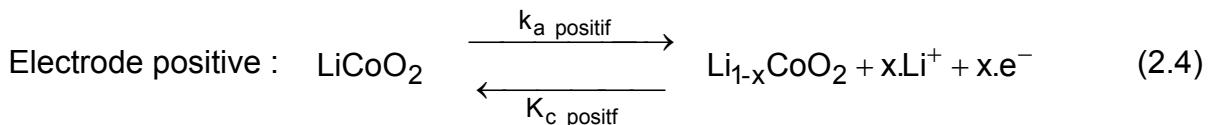


Figure 2.10 : Schématisation des potentiels internes de la batterie pendant le processus de charge.

Ainsi, pour une technologie lithium souvent utilisée dans les applications nomades, par exemple basée sur l'oxyde de cobalt lithié ($LiCoO_2$) pour l'électrode positive et sur le graphite (LiC_6) pour l'électrode négative, la réaction globale peut s'exprimer selon l'équation suivante :



Et les réactions d'oxydoréduction sur chaque électrode sont les suivantes :



Où K_a positif et K_c positif sont les constantes anodiques et cathodiques de l'électrode positive respectivement et K_a négatif et K_c négatif sont les constantes anodiques et cathodiques de l'électrode négative.

Le tableau 2.4 regroupe différents matériaux électrochimiques composant les électrodes positives et négatives d'une batterie au lithium.

Electrode positive	Capacité théorique	Potentiel d'insertion	Réaction d'insertion
Lamellaire LiCoO_2	140mAh/g	4,2 vs Li^+/Li	$\text{Li}_{1-x}\text{CoO}_2+x.\text{Li}^++x.\text{e}^- \rightarrow \text{LiCoO}_2$ ($x \leq 0,5$)
Lamellaire $\text{Li}(\text{Ni},\text{Co},\text{Al})\text{O}_2$	200mAh/g	4,3 vs Li^+/Li	$\text{Li}_{1-w}\text{Ni}_x\text{Co}_y\text{Al}_z\text{O}_2+w.\text{Li}^++w.\text{e}^- \rightarrow \text{LiNi}_x\text{Co}_y\text{Al}_z\text{O}_2$ ($w \leq 0,5$)
Olivine LiFePO_4	170mAh/g	3,4 vs Li^+/Li	$\text{Li}_{1-x}\text{FePO}_4+x.\text{Li}^++x.\text{e}^- \rightarrow \text{LiFePO}_4$
Electrode négative			
Graphite C_6	372mAh/g	<0,15 vs Li^+/Li	$\text{C}_6+x.\text{Li}^++x.\text{e}^- \rightarrow \text{Li}_x\text{C}_6$
Titanate $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$	175mAh/g	1,55 vs Li^+/Li	$\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}+3\text{Li}^++3\text{e}^- \rightarrow \text{Li}_7\text{Ti}_5\text{O}_{12}$

Tableau 2.4 : Différents matériaux utilisés dans les batteries lithium-ion et leurs propriétés [29].

II.3.5.2 DEFIS ET INNOVATIONS TECHNOLOGIQUES

Dans les éléments de stockage lithium-ion, le matériau actif (LiCoO_2 , LiNiO_2 , LiFePO_4 , ...) doit être intégré dans un environnement spécifique constitué à la fois d'un agent conducteur électronique, d'un sel de lithium, et éventuellement d'un solvant organique. Cet environnement complexe achemine les porteurs de charges positif et négatif notés respectivement (Li^+ et e^-) dans l'électrode jusqu'à la surface du matériau actif. Les électrodes pour batterie au lithium sont constituées des matériaux composites répondant à des propriétés spécifiques recherchées en fonction de l'application. Les propriétés des matériaux choisis dépendent en plus de leurs caractéristiques morphologiques et de leur mise en œuvre. Le tableau 2.5 ci-dessous résume les principales applications utilisant les batteries lithium en fonction de leur conception qui pourront répondre aux critères forte capacité, forte puissance ou compromis forte capacité/forte puissance. Une comparaison de caractéristiques électriques et dimensionnelles sur trois types de batterie de même technologie actuellement commercialisés par SAFT France est donnée en tableau 2.6.

CHAPITRE II : GENERALITE :
LE STOCKAGE ELECTROCHIMIQUE ET L'ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE

Forte capacité	Compromis forte capacité / forte puissance	Forte puissance
Véhicule Electrique (EV)	Véhicule Hybride Electrique (HEV)	Véhicule Hybride (HV)
Télécommunication	Spatial	Aviation
Photovoltaïque	Défense	Systèmes d'Alimentation sans Interruption (UPS)
Spatial	-	Défense
Défense	-	-

Tableau 2.5 : Différentes applications utilisant des batteries lithium-ion.

	Forte capacité VL41M [LiNiO₂/C]	Forte puissance VL30P [LiNiO₂/C]	Très forte puissance VL8V [LiNiO₂/C]
Diamètre (mm)	54	54	41
Longueur totale (mm)	222	222	175
Poids (kg)	1,07	1,1	0,47
Tension nominale (V)	3,6	3,6	-
Tension limite de charge (V)	4,0	4,0	-
Tension limite de décharge (V)	2,7	2,5	-
Capacité (Ah) (charge 4V/Cellule)	41	30	8,6
Energie spécifique (Wh/kg) (charge 4V/Cellule)	136	107	30
Puissance spécifique (W/kg) (charge 4V/Cellule)	794	1136	1880
Courant maximum continu (A)	150	300	520
Courant maximum pendant 30s (A)	300	500 (10s)	-

Tableau 2.6 : Comparatif de trois cellules Lithium-ion (LiNiO₂/C): forte capacité, forte puissance, très forte puissance (SAFT Technology).

Globalement les matériaux actuels utilisés dans les batteries lithium présentent des propriétés remarquables de cyclabilité et de durée de vie estimée jusqu'à 20 ans. Comme illustré dans le tableau 2.6 pour la technologie lithium-ion LiNiO_2 , il existe une tension limite de charge, notée $V_{\text{bat_max}}$, dépendant des matériaux qui composent la batterie, du courant de charge appliqué et de la température de l'environnement de fonctionnement. Ce paramètre contrairement à d'autres batteries ne doit jamais être dépassé sous peine d'emballement thermique et/ou de détérioration. L'électronique de gestion associée devra prendre en compte cette limitation en tension pour assurer une sécurité maximale.

Dans le cadre de ces travaux de thèse et compte tenu du cahier des charges d'intégrabilité des éléments de stockage au plus près des sources d'énergie électrique de type photovoltaïque, les matériaux choisis doivent fonctionner dans des gammes de température élevées liées aux conditions opératoires de proximité avec les générateurs photovoltaïques. Ainsi, des efforts de recherche menés par le consortium du projet ANR ont porté sur le choix de matériaux de stockage compatibles, de conception d'éléments de stockage innovants et de développement d'électronique associée pour rendre la fonction de stockage compatible avec l'habitat et une source d'énergie renouvelable alliant les faibles coûts et la sûreté d'utilisation.

Deux principaux couples de matériaux ont été choisis et utilisés dans ces recherches :

- a. Un couple électrochimique conventionnel avec une électrode positive à base d'oxyde de nickel lithié et une électrode négative à base de graphite naturel à faible coût. Ce système électrochimique avait en effet démontré, en éléments cylindriques, sa très grande cyclabilité (plus de 4 000 cycles à 80% de profondeur de décharge) et sa très longue durée de vie (8 ans démontrés sans que le système ait vieilli significativement) [31].
- b. Un couple redox émergeant, mais dont les performances prometteuses n'ont pas été validées sur le long terme, basé sur l'utilisation d'oxyphosphate de fer (LiFePO_4) pour l'électrode positive et d'oxyde de titane lithié ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$) pour l'électrode négative. Ces caractéristiques sont détaillées en annexe 2.

II.3.6 MODELISATION D'UNE CELLULE ELECTROCHIMIQUE LITHIUM-ION

En termes de modélisation de la cellule électrochimique, le choix du modèle est fonction du domaine soit de conception d'une batterie, soit de la compréhension de ses phénomènes physiques, soit de l'insertion d'un modèle reproduisant le comportement d'une batterie lors de son usage. Nous rappelons le principe de fonctionnement d'un modèle pouvant représenter les différents processus électrochimiques (transfert de charge, diffusion, absorption,...). Pour être compatible avec les outils de simulation utilisés dans le domaine des circuits, nous choisissons un modèle faisant appel à des éléments électriques équivalents simples (résistance, capacité,...) placés en parallèle ou en série et pouvant être décrit comme un modèle électrique équivalent. La fonction de transfert résultante de ce modèle permettra d'évaluer le comportement de la cellule électrochimique mais aussi d'utiliser ce modèle dans un circuit plus complexe simulant une utilisation donnée.

II.3.6.1 CRITERES CARACTERISTIQUES D'UN ACCUMULATEUR LITHIUM-ION

Lorsque nous utilisons un accumulateur, nous nous attendons à ce qu'il réponde à plusieurs exigences. Il doit être apte à stocker et fournir beaucoup d'énergie tout en étant léger, de taille réduite, rechargeable un très grand nombre de fois, fiable en toutes circonstances (température, pression,...) et, évidemment, peu cher. Toutes ces exigences pour l'intégration de ces technologies dans l'habitat peuvent être résumées à travers quelques paramètres essentiels [31] comme :

- la capacité notée C représentant la quantité d'électricité fournie en Ampère-heure (Ah), proportionnelle à la stœchiométrie de l'intercalant,
- le potentiel V_{bat} exprimé en Volts (V), potentiel noté V_{bat_OC} lorsque mesuré en circuit ouvert et dans des conditions d'équilibre thermodynamique,
- le potentiel moyen $\langle V_{bat} \rangle$ est défini de la façon suivante :

$$\langle V_{bat} \rangle = \left(1/t_D\right) \int_0^{t_D} V_{bat} \cdot dt \quad (2.6)$$

avec t_D le temps nécessaire à une décharge complète de la batterie.

- l'énergie notée W_{bat_DCH} , exprimée en Watt-heure (Wh), correspond au produit de la capacité Q_{DCH} par le potentiel moyen $\langle V_{bat} \rangle$, et définie par :

$$W_{bat_DCH} = \int_0^{t_D} \langle V_{bat} \rangle(t) \cdot I_{bat}(t) \cdot dt \quad (2.7)$$

Avec $Q_{DCH} = \int_0^{t_D} I_{bat}(t) \cdot dt$, la quantité de charges transportées au cours de la décharge,

- la puissance (P) est l'énergie fournie par unité de temps représentant l'aptitude d'une batterie à fournir rapidement de l'énergie et définie par :

$$P_{bat} = \frac{W_{bat_DCH}}{t_D} \quad (2.8)$$

La mesure de la puissance peut être réalisée en mode galvanostatique, à intensité constante.

$$P_{bat} = I_{bat} \cdot \langle V_{bat} \rangle$$

II.3.6.2 MODELE EQUIVALENT

Dans le contexte de la mise au point d'algorithmes de gestion de batteries et des simulations nécessaires, le LAAS a choisi d'utiliser un modèle assimilable à des circuits électriques équivalents simples comme par exemple représenté en figure 2.11, [28], [32], [33]. Les batteries ayant une impédance pouvant être mesurée expérimentalement par la méthode de spectroscopie d'impédance électrochimique, une méthodologie d'extraction des paramètres a été établie en annexe 3. Ce modèle est apte à décrire les principaux processus internes d'une batterie comme le transfert de charge, la diffusion et l'absorption.

Une batterie dans un système global va au cours de sa vie subir plusieurs charges et décharges selon l'application et l'utilisation faites. Le modèle doit ainsi pouvoir reproduire le comportement de l'accumulateur lors de charges et de décharges lentes de courant mais également la capacité de l'accumulateur à résister à un courant électrique de haute fréquence (transitoires de courant, fréquences de hachage du convertisseur). En effet, des processus rapides et lents intervenant dans la batterie doivent être simultanément modélisés pour reproduire un comportement réaliste de l'accumulateur quelle que soit l'application.

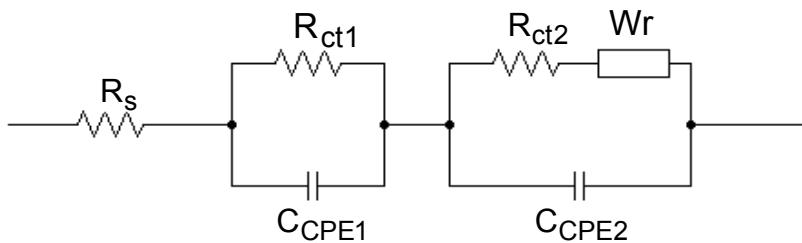


Figure 2.11 : Modèle comportemental de type circuit d'une batterie Li-ion [28], [32], [33].

Avec :

R_s	Résistance de solution interne $R_s = \rho \frac{I}{S} = R_\Omega + R_{elyt}$,
R_{ct1}, R_{ct2}	Résistances de transfert de charge,
C_{CPE1}, C_{CPE2}	Eléments à phase constante,
Wr	Impédance de Warburg

Pour le modèle de la figure 2.11, les différents paramètres R_s , R_{ct1} , R_{ct2} , C_{CPE1} , C_{CPE2} et Wr sont liés à la résistance interne $R_\Omega(\Omega)$ de la batterie, la surface (S) de chaque cellule (m^2), la masse (m_b) (kg) et le volume (V) (m^3) de chaque cellule, le coefficient de transfert de chaleur (α_{th}) ($W/m^2.K$), la capacité thermique (C_{th}) ($J/kg.K$), la résistance chimique (R_{ch}) (Js/mol^2), la capacité chimique (C_{ch}) (mol^2/J), le potentiel chimique (E_{ch}) (J/mol) et le flux chimique (J_{ch}) (mol/s). Tous ces paramètres ont leur importance dans la détermination des paramètres du modèle batterie (annexe 3).

En plus des essais de spectroscopie d'impédance électrochimique, pour valider complètement le comportement du modèle de la batterie, des caractéristiques de charge et de décharge à différents taux de charges et décharges ont été également nécessaires. Cela a permis d'étudier également la robustesse de chacun des paramètres et leur taux de tolérance. L'influence de la température sur les caractéristiques de charge-décharge est également utile pour déterminer le comportement correct de la batterie sur un large spectre de températures et déterminer le plus exactement possible la tension cellule batterie en fonction de sa capacité de décharge dans diverses conditions.

Dans un contexte de simulation globale de type électrique représentant les batteries dans leur environnement de fonctionnement, le modèle est trop complexe pour effectuer les premiers dimensionnements. Nous avons orienté notre choix sur un modèle équivalent plus simple et générique de type électrique tel que celui de la figure 2.12 compatible, Matlab, PSPICE, PSIM ou VTB Schematic. Il a été cependant choisi car il était apte à décrire correctement un certain nombre de phénomènes physiques internes à la batterie. Ainsi, diverses réactions électrochimiques internes dues aux influences des différentes variables telles que la tension, le courant, la température et l'état de charge peuvent être correctement modélisées. Comme pour le modèle précédent, nous avons eu besoin d'extraire les paramètres, de les identifier par rapport aux batteries utilisées et de valider le modèle par rapport aux caractéristiques des batteries.

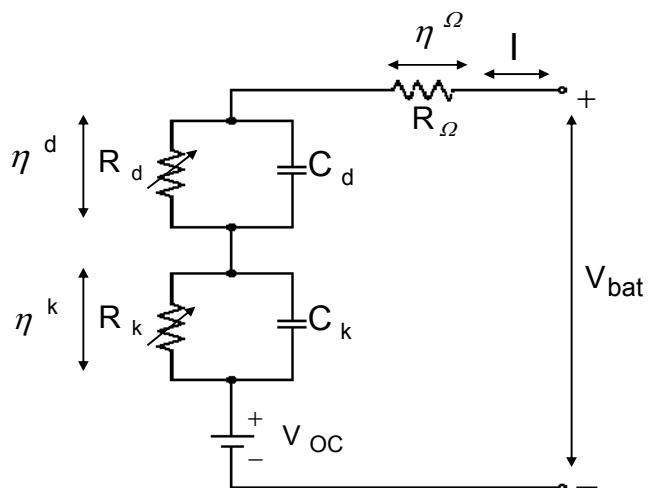


Figure 2.12 : Modèle électrique équivalent d'une batterie Li-ion.

Le modèle ci-dessus peut représenter la tension de circuit ouvert de la batterie (V_{OC}) bien égale à la somme des potentiels d'équilibre des deux électrodes E_+^{eq} , E_-^{eq} , les surtensions cinétiques η^k et de diffusion η^d , ainsi que de la surtension ohmique η^Q dépendant de la somme des résistances séries de la batterie. Le signe et l'amplitude des valeurs des surtensions dépendent bien du sens de circulation du courant I_{bat} et de son amplitude. Ces surtensions cinétiques et de diffusion évoluent bien suivant des constantes de temps notées respectivement $R_k C_k$ et $R_d C_d$.

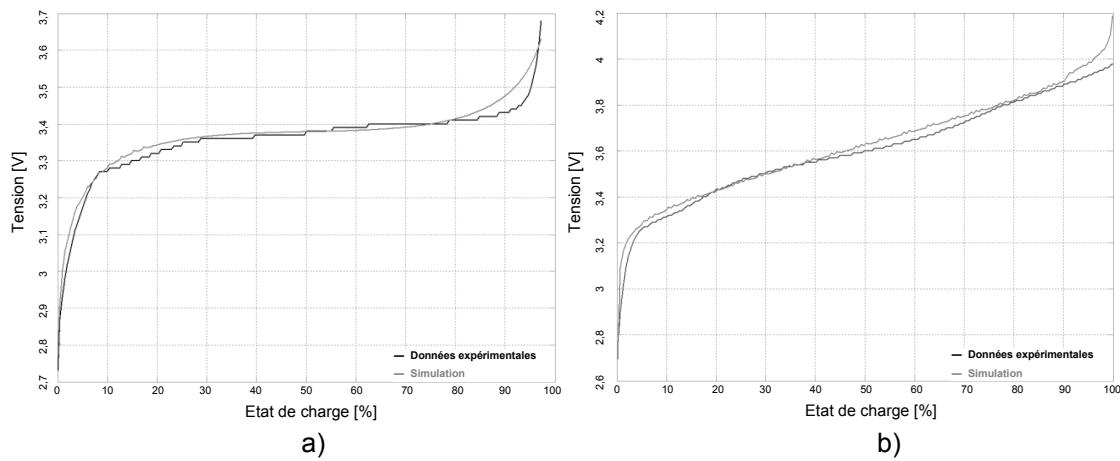


Figure 2.13 : Comparaison du comportement du modèle de la figure 2.12 avec les comportements réels respectifs des technologies (a) LiFePo₄/C et (b) Li(Ni,Co,Al)O₂/C à 25°C pour un régime de charge de C/10.

Une fois les paramètres établis, le modèle a été validé en comparant les résultats de simulation sous Matlab avec des données expérimentales issues de la technologie LiFePo₄/C et Li(Ni,Co,Al)O₂/C. Un exemple de charge validant le modèle avec la comparaison des données expérimentale est signalé en figures 2.13a) et 2.13b). Les conditions de simulation sont telles que la température de la batterie a été considérée constante à 25°C et le régime de charge de C/10.

II.3.7 MÉTHODES DE CHARGE D'UN ACCUMULATEUR LITHIUM-ION

Comme signalé dans les paragraphes précédents, l'accumulateur au Lithium présente quelques propriétés intéressantes comme la fourniture d'une forte densité énergétique, une haute efficacité énergétique, une bonne fiabilité quelles que soient l'application et l'utilisation qui le rend approprié pour de nombreuses applications.

Cependant le processus de charge d'une batterie lithium-ion est complexe et nécessite de prendre en compte différents facteurs notamment lorsque la batterie est constituée elle-même de diverses cellules élémentaires connectées en série et/ou parallèle. Le plus délicat est qu'une batterie au lithium, quels que soient la technologie et les matériaux utilisés, n'accepte pas de surcharges compte tenu des propriétés et limitations électrochimiques des matériaux [28]. Par conséquent, une unité de contrôle électronique est indispensable pour assurer les fonctions de sécurité. La gestion des surcharges notamment doit s'effectuer très précisément à chaque instant pour que l'ensemble présente un minimum de défaillance avec, si possible, des redondances de sécurité. De plus, un contrôle de processus de charge et de décharge de la batterie le plus approprié possible assure que le pack batterie Li-ion dans sa globalité ait une durée de vie optimale.

Les différentes méthodes de charge classique possibles utilisées pour les différents accumulateurs électrochimiques sont définies en annexe 4. Pour établir une méthode de charge la plus optimale et la plus adéquate pour des éléments lithium-ion rechargés par un courant d'origine photovoltaïque, une association judicieuse de plusieurs de ces méthodes doit être mise au point en fonction de l'état de charge de la batterie. Dans le chapitre III de ce document nous expliquons plus en détail les besoins en fonction des technologies.

II.3.7.1 FONCTIONNEMENT EN CHARGE

Pour une optimisation de la durée de vie des accumulateurs et pour des questions de sécurité, les fabricants des accumulateurs lithium-ion préconisent une charge s'effectuant majoritairement avec un régime de charge à courant constant⁴ (CC) puis à tension constante⁵ (CV). Les caractéristiques de charge à courant constant puis tension constante d'un accumulateur sont schématisées ci-dessous en figure 2.14 :

⁴ En anglais, Constant Current (CC).

⁵ En anglais, Constant Voltage (CV).

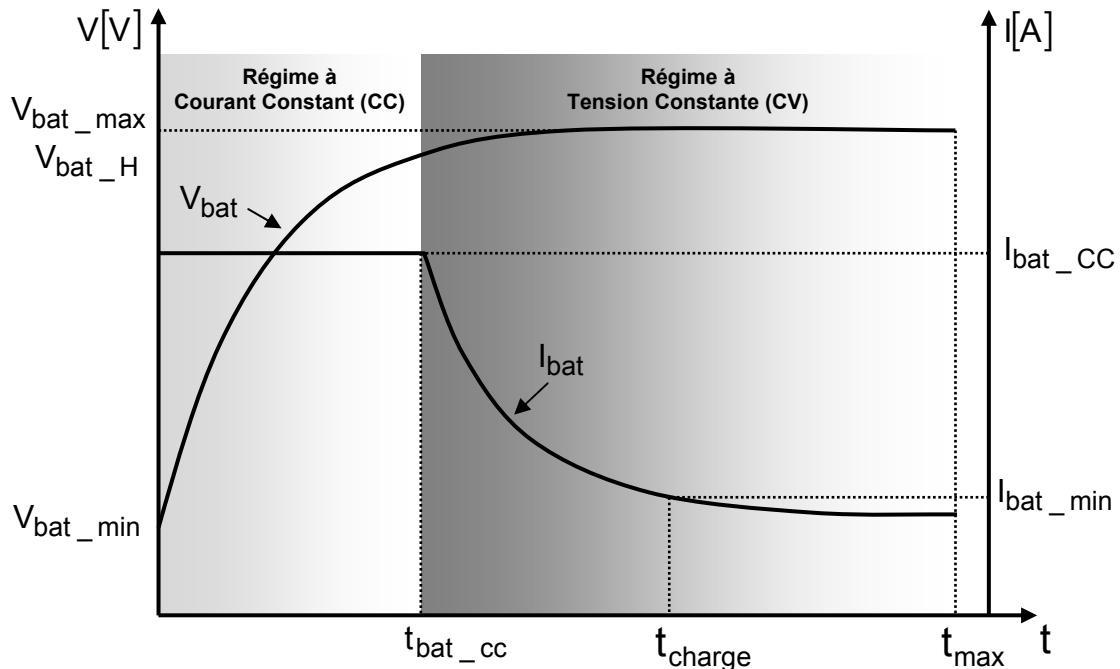


Figure 2.14 : Caractéristiques du courant (I_{bat}) et de la tension (V_{bat}) accumulateur pendant l'application d'un régime de charge à courant constant et tension constante.

Les deux paramètres spécifiques à la cellule batterie sont : le courant de charge à courant constant noté I_{bat_CC} définissant le régime de charge et la tension maximale de fin de charge de la batterie notée V_{bat_max} . Le taux de charge⁶ en mode de régulation à courant (régime à courant constant) doit être défini entre un courant minimum de charge et un courant maximum. Pour définir la densité de courant autorisée, on fait référence à la notion de capacité nominale de la batterie notée C (Ah), ainsi on peut définir un courant de charge devant être compris entre 0,2C et 5C.

La valeur de la tension V_{bat_max} dépend du type d'accumulateur utilisé. Usuellement ce sont des valeurs comprises entre 3,4 et 4,2V par cellule avec une précision $\pm 1\%$ pour des éléments lithium-ion. La tension maximale V_{bat_max} de l'accumulateur est définie par les matériaux électrochimiques et dépend essentiellement de trois facteurs ; la capacité maximale de la batterie, la température

⁶ Quantité de courant qu'il faut pour charger ou décharger une batterie en un temps donné (temps du taux de charge ou décharge). Supposons une batterie de 10Ah chargée à un taux C/2 et déchargée à un taux 5C : Le taux de charge sera 10Ah/2 = 5A et le taux de décharge sera de 50A.

et la durée de vie. Le vieillissement en cyclage est défini par le nombre de cycles que peut réaliser la batterie en charge et en décharge avant d'être considérée en fin de vie (la fin de vie d'une batterie est considérée atteinte quand sa capacité maximale a diminué jusqu'à 80% de sa capacité nominale).

La valeur de I_{bat_min} sur la figure 2.14 est préconisée entre 0,01C et 0,1C par les fabricants de batterie. Par ailleurs, la notion de temps de charge total, notée t_{max} , est également signalée par les constructeurs comme définissant la fin de charge. En figure 2.14, nous illustrons ces deux notions. Ainsi le temps de charge t_{charge} , quand I_{bat_min} est utilisé comme indicateur de fin de charge, est plus petit que t_{max} .

Il en résulte une différence entre l'utilisation de t_{charge} ou t_{max} dans les algorithmes de gestion pour donner l'ordre de fin de charge correspondant à l'état de charge maximal. En effet, si on prend comme référence pour la fin de charge I_{bat_min} cela permet d'optimiser en temps l'étape de régulation en tension (régime à tension constante) pour atteindre la capacité maximale ce qui avantagera la durée de vie de la batterie. Par contre si la référence de fin de charge est t_{max} , l'étape de régulation en tension sera bien plus longue par rapport à la situation antérieure sans que l'on puisse significativement augmenter la capacité maximale de la batterie, voire si cette étape de régulation en tension est trop longue détériorer la batterie.

Il est à noter que lors de la poursuite du processus de charge en mode de régulation en tension, E^{eq}_{bat} augmente en fonction de l'état de charge de la batterie. La tension V_{bat_max} est fixe et régulée dans ce mode de fonctionnement, ce qui implique une diminution au cours du temps du courant de charge au fur et à mesure de l'augmentation de l'état de charge.

Dans la situation où la charge de la batterie s'arrête toujours au courant I_{bat_min} , l'état de charge associé peut être considéré le même si on suppose les conditions de température et impédance interne constantes. Cet état de charge noté SOC (State-Of-Charge) peut être évalué par l'équation suivante, [28] :

$$E^{eq}_{bat}(SOC) = V_{bat_max} - \eta_{bat}^{\text{total}}(I_{bat_min}, SOC) \quad (2.9)$$

Si l'état de charge est la seule quantité inconnue. Cette équation exprime que la tension aux bornes de la batterie (V_{bat_max}) pendant le processus de charge est égale à la somme du potentiel d'équilibre E^{eq}_{bat} et de la surtension totale η_{bat}^{total} aux électrodes. Il est à noter que cette équation ne peut être utilisée que dans les algorithmes pouvant identifier I_{bat_min} .

Les batteries au lithium-ion doivent être chargées dans des gammes de tension et de température dépendant de leurs caractéristiques propres. Avant de débuter tout processus de charge d'une batterie, le système de gestion devra vérifier qu'aucune mauvaise condition de fonctionnement n'existe, comme par exemple les courts-circuits ou les circuits-ouverts.

II.3.7.2 INFLUENCE DE LA TENSION DE CHARGE SUR LE PROCESSUS DE CHARGE.

Des compromis doivent être faits dès la conception des batteries en fonction des applications. En effet, une forte valeur de V_{bat_max} implique une plus forte capacité de batterie [28], mais en même temps une diminution de la cyclabilité à long terme. Les batteries au lithium peuvent présenter de fortes capacités qui sont fonction de la quantité d'ion lithium déplacée de l'électrode positive vers l'électrode négative. Cependant, plusieurs raisons sont à prendre en compte pour expliquer la perte de cyclabilité. La première est la décomposition de l'électrolyte présente lors de l'application d'une tension relativement élevée en mode de régulation de tension. La deuxième raison possible est la décomposition possible de certains des ions lithium sur la surface des électrodes au lieu d'être transférés vers l'électrode négative. Les ions lithium alors formés sur la surface des électrodes peuvent réagir avec les composés de l'électrolyte et former une couche de passivation (Solid Electrolyte Interface) sur l'électrode négative. Il y a donc un risque de formation de dendrites qui peuvent provoquer des courts-circuits internes réduisant la capacité globale apparente. Cela explique l'importance du contrôle de la tension V_{bat_max} pour assurer une capacité maximale sur la plus grande durée de vie possible.

II.3.7.3 INFLUENCE DU COURANT DE CHARGE SUR LE PROCESSUS DE CHARGE.

L'application d'un courant de charge élevé mène automatiquement à un temps de charge inférieur en mode CC déclenchant le processus de charge en mode CV plus rapidement car la surtension de la batterie et la chute de la tension ohmique sont plus élevés à plus fort courant de charge. Le temps de charge de la batterie ne dépend pas du courant de charge en mode CV, mais de l'évolution du potentiel d'équilibre de la batterie selon l'équation de 2.2.

II.4 L'ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE

II.4.1 LA CELLULE PHOTOVOLTAIQUE

II.4.1.1 GENERALITES

Une cellule photovoltaïque (PV) fonctionne selon le phénomène physique appelé « *effet photovoltaïque* » établissant une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut alors varier entre 0,3V et 0,7V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température et du vieillissement de la cellule [34]. La figure 2.15 illustre un exemple de cellule PV en silicium.

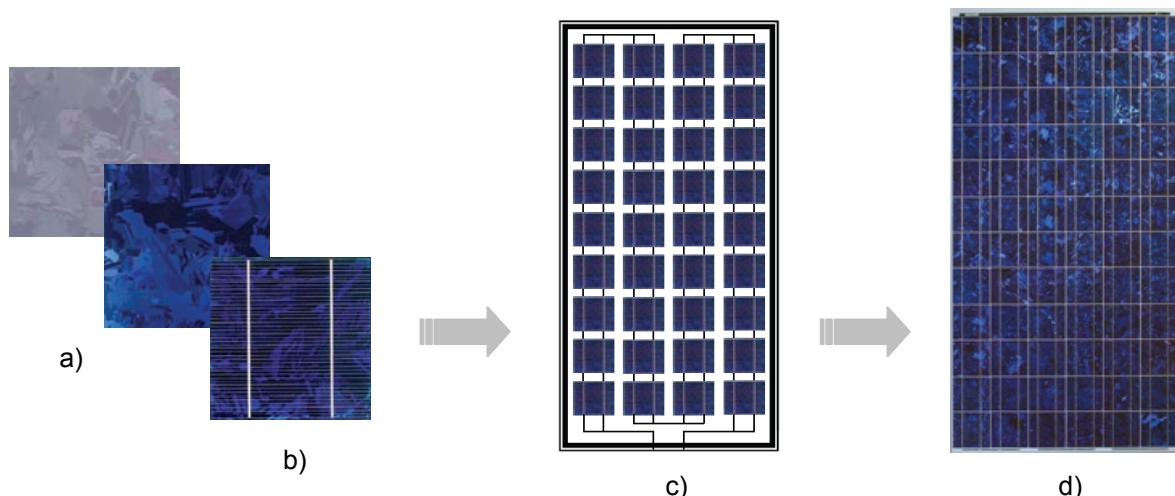


Figure 2.15 : Exemple de cellule et de module photovoltaïque en silicium
a) Plaquettes sans connectique, b) Cellule PV élémentaire, c) Générateur photovoltaïque,
d) Photo d'un générateur PV poly-cristallin commercial.

Si une cellule (sous éclairement) n'est pas connectée à un circuit extérieur elle présente une tension nommée tension de circuit ouvert (V_{OC}) fortement dépendante de la température. D'autre part, le courant maximal PV est atteint lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées. On parle alors de courant de court-circuit noté I_{CC} dépendant fortement du niveau d'éclairement noté E .

II.4.1.2 CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES ET MODELISATION

La figure 2.16 schématise la caractéristique non linéaire $I(V)$ d'une cellule PV pour un éclairement et une température donnés, avec la présence d'un Point de Puissance Maximal (PPM) caractérisé par sa tension et son courant optimaux notés respectivement V_{OPT} et I_{OPT} . Cette caractéristique balaie 3 quadrants sur les 4 existants [35]. La cellule PV est un récepteur dans le quadrant II et dans le quadrant IV. Le fonctionnement dans ces deux quadrants est à proscrire car un risque de destruction par phénomène d'échauffement local (« hot spot » en anglais) est possible. Le fonctionnement dans le quadrant I est le fonctionnement normal en mode générateur. C'est dans ce cas que la cellule produit de l'énergie. Tout matériau ayant des propriétés électriques proches du silicium peut être utilisé pour réaliser les cellules photovoltaïques, cependant il présentera des différences sur la gamme du spectre solaire susceptibles de transformer l'énergie des photons en électrons.

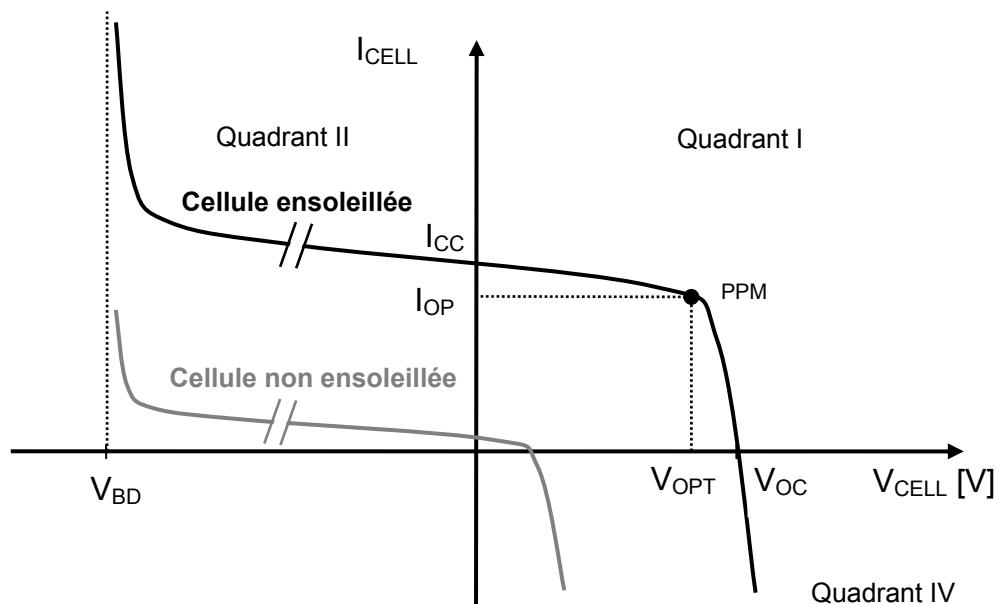


Figure 2.16 : Caractéristique $I(V)$ d'une cellule PV pour un éclairement et une température donnée.

Une cellule PV peut se modéliser à partir de l'équation 2.10 définissant son comportement statique dans le quadrant I. Cette équation prend en compte le courant de court-circuit fortement lié à l'éclairement et les différentes résistances modélisant les pertes dues à la connectique. Ainsi, en statique, le comportement d'une cellule PV constituée d'une jonction PN à base de silicium peut être décrit par l'équation suivante [34] :

$$I_{\text{CELL}} = I_{\text{CC}} - I_{\text{SAT}} \left[\exp \left(\frac{V_{\text{CELL}} + I_{\text{CELL}} R_s}{n V_T} \right) - 1 \right] - \frac{V_{\text{CELL}} + I_{\text{CELL}} R_s}{R_p} \quad (2.10)$$

$$\text{avec} \quad V_T = \frac{K T}{e} \quad (2.11)$$

Où I_{SAT} (A) est le courant de saturation, V_T (V) le potentiel thermodynamique, K (J.K^{-1}) la constante de Boltzmann, T (K) la température effective de la cellule en Kelvin, e (C) la charge de l'électron, n le facteur de non idéalité de la jonction, I_{CELL} (A) est le courant fourni par la cellule, V_{CELL} (V) la tension à ses bornes, I_{CC} (A) le courant de court-circuit de la cellule dépendant de l'éclairement et la température, R_p (Ω) la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction et R_s (Ω) la résistance série représentant les diverses résistances des contacts et de connexions.

La figure 2.17a illustre le schéma équivalent électrique d'une cellule PV réelle pour un fonctionnement dans les quadrants I et IV.

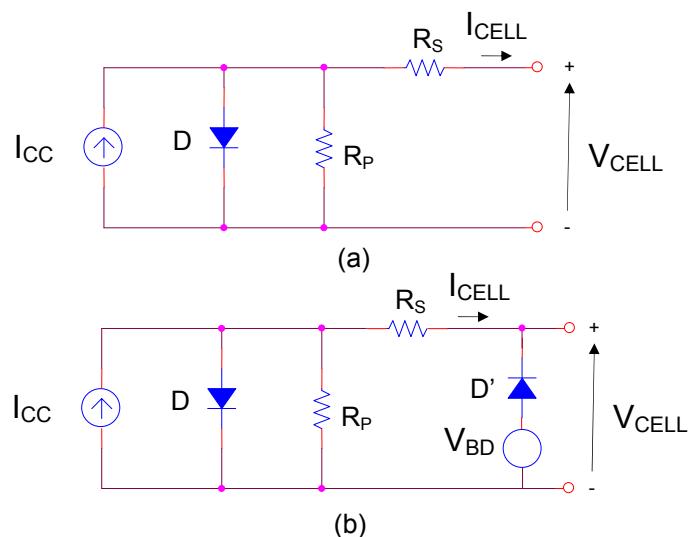


Figure 2.17 : Modèle équivalent électrique d'une cellule PV.

Pour simuler la caractéristique de la cellule dans le quadrant II (cellule polarisée en inverse), une quatrième branche doit être rajoutée en parallèle (figure 2.17b). Le générateur de tension V_{BD} représente le début de la tension d'avalanche.

Cette modélisation statique d'une cellule PV polarisée est très simple et peut être facilement mise en œuvre dans les outils de simulation. Les limites de ce modèle sont l'absence de modélisation de la dynamique de la cellule et des phénomènes d'échauffement au sein de la cellule. Néanmoins ce modèle permet de reproduire les principaux comportements d'une cellule PV dans les conditions réelles de fonctionnement et ses interactions avec les autres éléments du système ; il est souvent utilisé pour dimensionner les systèmes complexes.

II.4.1.3 RENDEMENT DES CELLULES PHOTOVOLTAÏQUES

Différentes technologies de cellules photovoltaïques sont aujourd'hui utilisées. Elles reposent toutes sur les propriétés photo-électriques des matériaux semi-conducteurs. Afin d'avoir une vision globale de ces technologies du point de vue de l'évolution de leur rendement en fonction des améliorations apportées, la figure 2.18 illustre une comparaison des principales familles et de leur progression passée et actuelle. Le choix d'une technologie relève d'un compromis entre rendement énergétique, encombrement associé et coût. Il est possible de distinguer plusieurs grandes familles de cellules PV selon les technologies utilisées :

- *La filière Silicium* : Actuellement c'est la plus utilisée et ce dès les années 50. Elle offre, à l'heure actuelle, l'un des meilleurs compromis rendement énergétique / coût. On peut distinguer diverses technologies de modules selon la synthèse du matériau silicium.
 - Le silicium mono-cristallin : Le silicium sous cette forme présente une très grande pureté. Si le cristal est obtenu par la méthode dite de Czochralsky, la structure cristalline est parfaite [36]. Pour arriver à ce résultat, la fabrication est complexe et coûteuse en énergie. Les rendements de conversion obtenus sont parmi les meilleurs par rapport à la filière silicium.

- Le silicium polycristallin : La pureté du réseau cristallin est moindre que précédemment. Les rendements de conversion alors obtenus sont plus faibles mais le coût de fabrication de ces cellules est moins élevé.
- *Les filières dites « Couches Minces »* : Ces technologies reposent sur des matériaux possédant un fort coefficient d'absorption du spectre solaire, par exemple :
 - Le silicium Amorphe (a-Si) : L'utilisation de silicium à l'état amorphe remonte au début des années 70. Son utilisation en couches minces limitant les coûts forme actuellement des générateurs à moindre coût concurrençant les filières précédentes.
 - Le Tellurure de Cadmium (CdTe) : Le rendement de conversion obtenu pour cette filière est nettement plus satisfaisant. Cependant la limite principale au déploiement de grande ampleur de cette technologie reste la toxicité du cadmium.
 - Le Cuivre Indium Selenium (CIS) : Cette filière plus complexe à maîtriser présente un fort potentiel de développement dans le futur (jusqu'à 20% de rendement en laboratoire). Cependant, les matériaux nécessaires à la fabrication de ce type de cellule ne sont pas disponibles en grande quantité.

D'autres technologies prometteuses comme les matériaux organiques, les matériaux nanocristallins ou les structures multi-jonctions laissent présager d'excellentes performances futures et sont aujourd'hui au stade de la recherche.

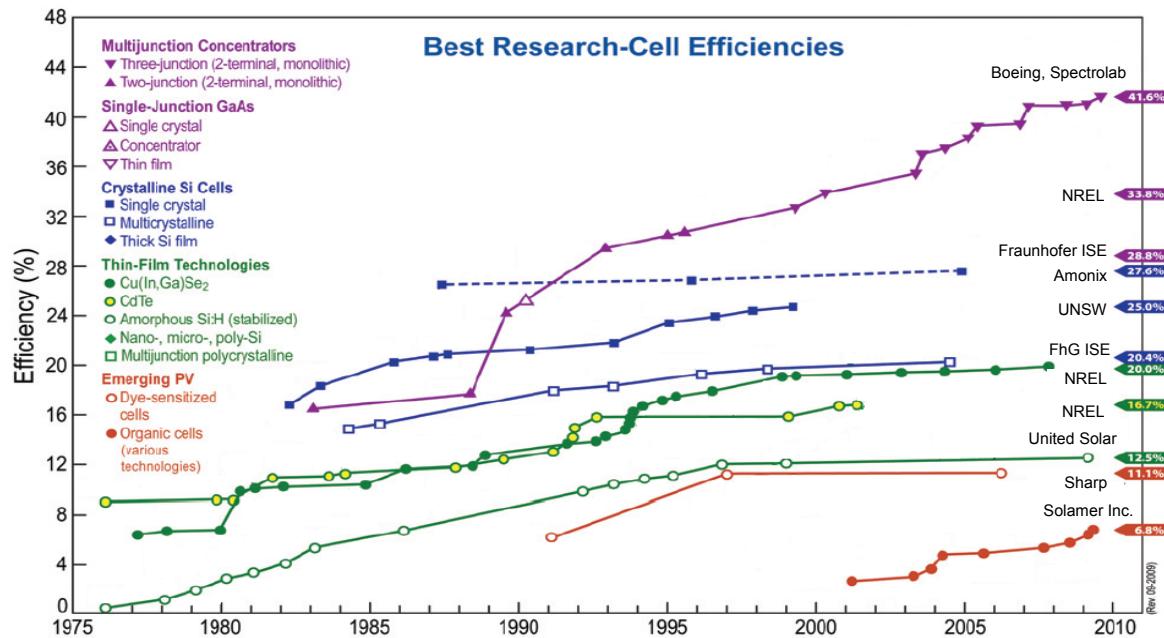


Figure 2.18 : Graphique représentant l'évolution de la recherche sur le rendement de différentes technologies de matériaux photovoltaïques, Rendement de 41.6% pour une cellule PV multijonction du NREL [37].

II.4.2 LE GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

II.4.2.1 MISE EN SERIE/PARALLELE

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur de très faible puissance vis-à-vis des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. Une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés délivre, au maximum, quelques watts sous une tension inférieure au volt typiquement liée à une tension de jonction PN.

Pour produire davantage de puissance, plusieurs cellules doivent être assemblées afin de créer un module photovoltaïque complet (générateur d'énergie). Ainsi, la connexion en série de cellules identiques permet d'augmenter la tension de l'ensemble (figure 2.19), tandis que la mise en parallèle permet d'accroître le courant (figure 2.20). Le câblage série/parallèle est possible et souvent utilisé pour obtenir globalement un générateur PV aux caractéristiques souhaitées afin d'adapter théoriquement la production d'énergie photovoltaïque à la demande.

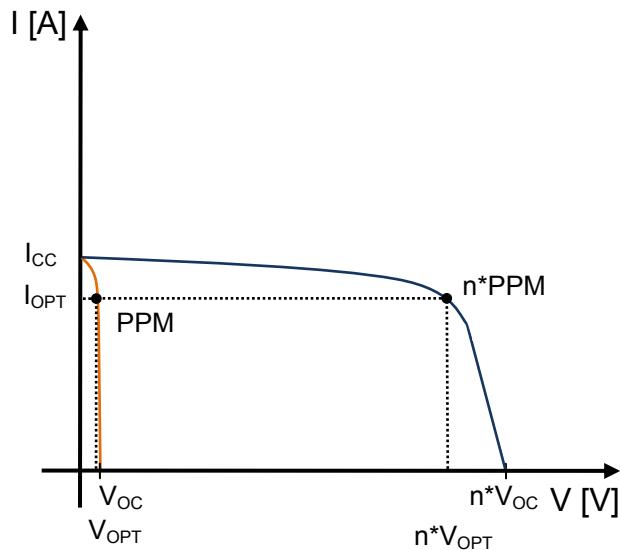


Figure 2.19 : Caractéristique d'un groupement de n cellules identiques en série.

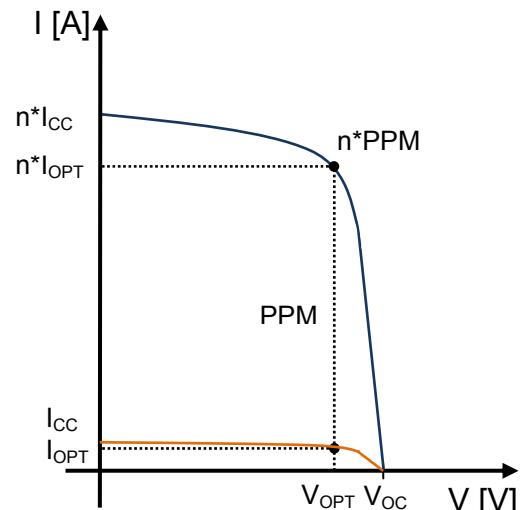


Figure 2.20 : Caractéristique d'un groupement de n cellules identiques en parallèle.

La plupart des modules PV sont constitués de deux réseaux de cellules en silicium cristallins connectées en série, comme l'illustre la figure 2.21 (GPV₁). Chacun de ces sous-réseaux est lui-même constitué d'un groupe de cellules connectées en série. Le nombre de cellules de chaque sous-réseau correspond à un compromis économique entre protection et perte d'une partie importante du GPV en cas de défaut partiel d'ombrage. Nous pouvons remarquer que comme pour une cellule, la caractéristique électrique $I(V)$ du GPV est non-linéaire et présente un point de puissance maximale (PPM). Ce point a également un courant et une tension associés appelés I_{OPT} et V_{OPT} respectivement. Le point de fonctionnement d'un GPV est fonction de l'impédance de la charge qu'il alimente. Cette charge pourrait être une charge résistive ou un bus de tension continue comme par exemple une batterie. Dans ce cas, elle impose le point de fonctionnement du GPV lors d'une connexion directe.

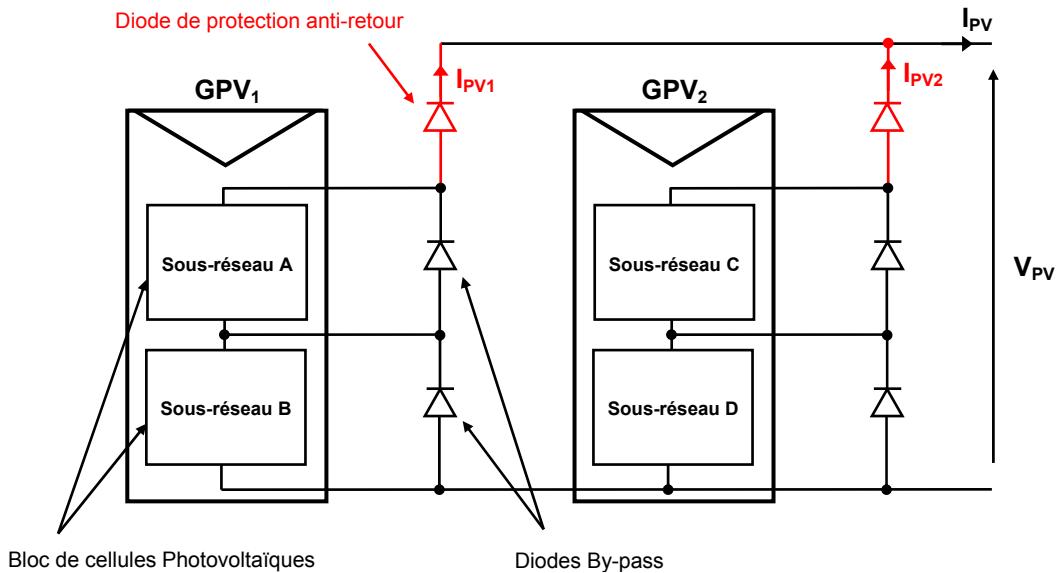


Figure 2.21 : Schématisation d'un exemple d'association de deux générateurs PV en parallèle avec leurs diodes de protection (by-pass et anti-retour).

II.4.2.2 INFLUENCE DE LA TEMPERATURE ET DE L'ECLAIREMENT SUR LES CARACTERISTIQUES D'UN GPV

Comme signalé précédemment, la caractéristique $I(V)$ d'une cellule PV en mode générateur est directement dépendante de l'éclairement et de la température. La figure 2.22 donne l'allure générale des caractéristiques électriques d'un générateur photovoltaïque de 75W (Photowatt PW850) pour différents éclairages. Nous remarquons que, à température donnée (typiquement 25°C, température normalisée pour les fabricants) :

- le courant de court-circuit I_{CC} varie proportionnellement à l'éclairement E ,
- la tension à vide V_{OC} varie peu avec l'éclairement pouvant être considérée comme une constante pour une installation donnée.

Les influences de ces paramètres se traduisent donc par des variations de la caractéristique utile de la cellule photovoltaïque avec les conditions d'éclairement.

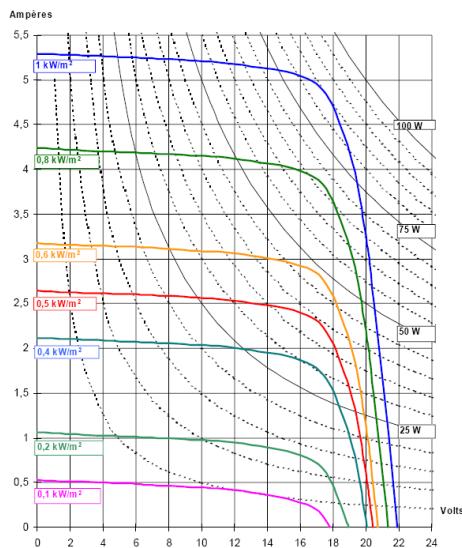


Figure 2.22 : Extrait de caractéristique du générateur PV PW850, $I_{PV}(V_{PV})$ en fonction de l'éclairement
[$T = 25^\circ\text{C}$, $E (\text{kW/m}^2)$, $AM = 1,5$].

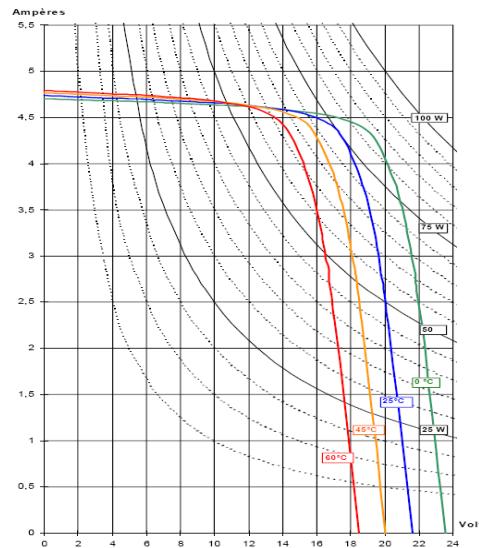


Figure 2.23 : Extrait de caractéristique du générateur PV PW850, $I_{PV}(V_{PV})$ en fonction de la température [$E = 1 \text{ kW/m}^2$, $AM = 1,5$].

La température a également une influence sur la caractéristique du générateur PV. La figure 2.23 présente la variation des caractéristiques d'un générateur PV de 75Wc en fonction de sa température et un éclairement donné. L'éclairement est fixé à 1 kW/m^2 correspondant à 1,5 AM⁷. Nous remarquons qu'à éclairement donné :

- la tension à vide V_{OC} décroît avec la température. Plus la température est élevée, plus V_{OC} est faible,
- le courant de court-circuit I_{CC} augmente avec la température. Cette hausse est nettement moins importante que la baisse de tension. L'influence de la température sur I_{CC} est très souvent négligée.

Les figures 2.24 et 2.25 donnent les caractéristiques $I_{PV}(V_{PV})$ et $P_{PV}(V_{PV})$ simulées à l'aide du modèle électrique équivalent du générateur PV (figure 2.17) pour plusieurs éclairements. Ces deux simulations rappellent le comportement réel du générateur photovoltaïque.

⁷ AM pour Air Mass : caractérise le spectre solaire en termes d'énergie, irradiance totale reçue sur le sol terrestre à une altitude de 0° avec un angle de 48° .

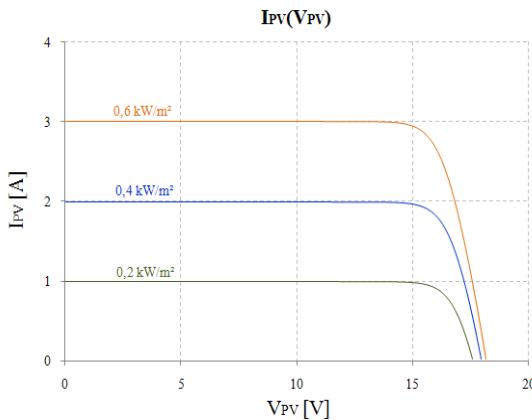


Figure 2.24 : Simulation de la caractéristique $I_{PV}(V_{PV})$ du générateur PV pour plusieurs éclairages

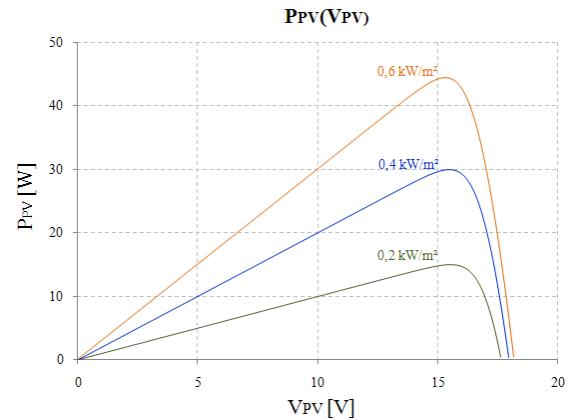


Figure 2.25 : Simulation de la caractéristique $P_{PV}(V_{PV})$ du générateur PV pour plusieurs éclairages

La température et l'éclairement sont donc les deux principaux paramètres qui vont modifier la caractéristique d'un générateur PV. En revanche, il est à noter qu'étant donné les faibles rendements de conversion de l'énergie des photons en électricité la température interne du générateur PV augmente considérablement sous l'action du rayonnement solaire. Cette température de fonctionnement se stabilise naturellement à l'aide principalement de la convection naturelle autour des faces supérieures et inférieures du module [38]. Si le module ne peut pas être correctement refroidi, dû par exemple à la présence d'isolant en face arrière, la stabilisation thermique se rapproche des 60°C, mais dégrade considérablement le rendement de la photoconversion [39], [40].

II.4.2.3 PROTECTION D'UN GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE

Pour garantir la durée de vie d'une installation photovoltaïque destinée à produire de l'énergie électrique sur des années, des protections électriques doivent être ajoutées aux modules PV afin d'éviter des pannes destructrices liées à l'association de cellules en série et de panneaux en parallèle. Pour cela, deux types de protections classiques sont utilisés dans les installations actuelles (figure 2.21) :

- la diode anti-retour empêchant un courant négatif dans les GPV. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie durant la nuit.

- les diodes by-pass peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairage n'est pas homogène évitant ainsi l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées. La mise en conduction de ces diodes affecte la caractéristique de sortie du générateur, par la perte d'une partie de la production d'énergie et par la présence de deux maximums de puissance [41].

II.4.2.3.1 Protection lors de la connexion en parallèle de plusieurs GPV

Dans le cas de plusieurs chaînes de cellules mises en parallèle sur une charge de type batterie par exemple, le risque est que les chaînes de cellule éclairées débitent dans des chaînes ombrées ou que la batterie se décharge à travers le générateur. On dispose pour cela de diodes anti-retour mises en série avec le GPV (de blocage) comme le montre la figure 2.21. Cette diode est indispensable quand la charge du module PV est une batterie. En fait, cette diode évite que la batterie ne débite sur le module PV pendant la nuit. Comme indiqué en figure 2.16 quand la cellule est non éclairée, une batterie pourrait se décharger à travers la cellule si nous ne disposons pas d'une diode de blocage.

II.4.2.3.2 Protection lors de la connexion en série de plusieurs GPV

Sous l'effet d'un ombrage ou de la chaleur, toutes les cellules placées en série n'ont pas les mêmes caractéristiques, créant ainsi des déséquilibres. Lors d'un assemblage de cellules PV en série, il est nécessaire de mettre une diode de by-pass pour empêcher le fonctionnement dans le quadrant II (en inverse) d'une cellule ombrée et ainsi empêcher la destruction de celle-ci. Pour empêcher cette destruction, la tension inverse vue par la cellule ne doit pas dépasser V_{BD} (tension d'avalanche). Pour que cette condition soit vérifiée, une diode by-pass doit être mise en parallèle au maximum toutes les 20 cellules [42] pour les technologies silicium.

II.4.3 LES APPLICATIONS DES SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES

II.4.3.1 LES SYSTEMES RACCORDES AU RESEAU

La figure 2.26 représente un système PV connecté au réseau électrique, dont le rôle principal est de contribuer à la production d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau. D'un point de vue de la physique, l'énergie produite par les générateurs PV est directement réinjecté sur le réseau électrique. La consommation des charges locales de l'habitat est assurée par le réseau électrique lui même. Le réseau est utilisé en appui de la production PV. Actuellement, il est interdit d'utiliser un élément de stockage de l'énergie dans ce type de systèmes.

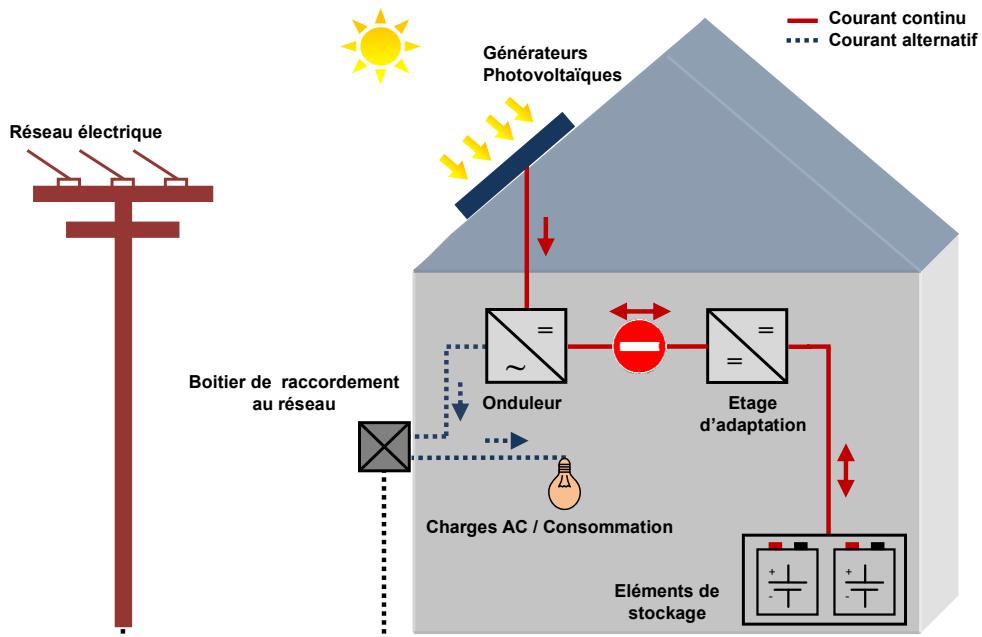


Figure 2.26 : Exemple de la structure d'un système PV connecté au réseau électrique.

Le contexte énergétique actuel fait que l'énergie photovoltaïque n'est pas concurrentielle face au prix de vente de l'électricité sur le réseau (quand celui-ci est présent). C'est pourquoi, face aux réglementations sur la réduction des émissions des gaz à effet de serre du protocole de Kyoto et de l'accord de Copenhague et à la réduction des ressources en énergie fossile [4], de nombreux pays ont mis en place des mesures économiques pour favoriser l'insertion des énergies renouvelables, dont le photovoltaïque. La mesure la plus courante de chacun des pays consiste à

imposer au gestionnaire du réseau des tarifs d'achat incitatifs de l'énergie PV de sorte que celle-ci devienne concurrentielle par effet d'échelle. D'autres mesures consistent à subventionner directement le particulier sur le coût de l'investissement. Mais si l'énergie photovoltaïque doit se développer de façon durable dans le futur, seuls l'augmentation de rendement de conversion et simultanément la baisse des coûts des générateurs photovoltaïques dès leur conception pourront pérenniser cette filière.

II.4.3.2 LES SYSTEMES ISOLES ET AUTONOMES

Le rôle des systèmes autonomes est d'alimenter une ou plusieurs applications situées dans une zone isolée par rapport à un réseau électrique existant (mobilier urbain, habitat ou village en sites isolés, problématique ilienne, systèmes embarqués et portables). Comme l'indique la figure 2.27 représentant un exemple de système PV autonome, la présence d'un système de stockage est obligatoire pour assurer l'alimentation à chaque instant et pendant plusieurs jours en cas d'absence potentielle de la production d'électricité. Pour la chaîne électrique plusieurs configurations de conversion sont possibles pour garantir l'autonomie souhaitée en fonction des contraintes de l'habitat. Ainsi les charges appliquées seront soit alternatives⁸ (actuellement le plus utilisé dans les installations) soit continues⁹ impliquant la présence de convertisseurs soit continu/alternatif ou continu/continu. Les éléments de stockage représentent une part relativement importante du coût de l'installation et les conditions de fonctionnement doivent être bien spécifiées lors de la conception d'un système photovoltaïque autonome. Par conséquent, il existe aujourd'hui des systèmes de gestion de l'énergie qui tendent à optimiser la durée de vie du système de stockage et d'en limiter les coûts de fonctionnement et de maintenance. Cependant, il reste encore des efforts à faire pour que la durée de vie des éléments de stockage avoisine celle des installations photovoltaïques de 25 ans environ.

⁸ En anglais, Alternative Current (AC)

⁹ En anglais, Direct Current (DC)

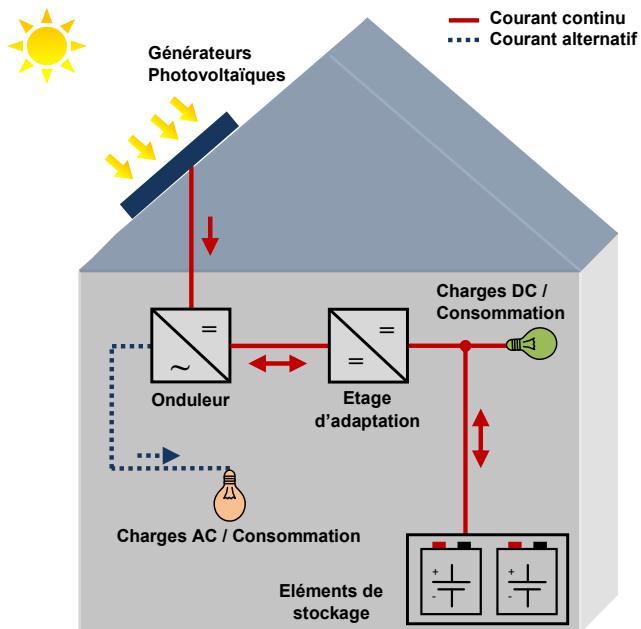


Figure 2.27 : Exemple de la structure d'un système PV isolé et autonome.

II.4.4 PRINCIPE DE LA RECHERCHE DU POINT MAXIMAL DE PUISSANCE

II.4.4.1 GENERALITES ET PRINCIPE D'UNE COMMANDE MPPT

Il existe des lois de commandes spécifiques nommées dans la littérature « commande extrémale » [43], [44], [45] pour des dispositifs physiques devant fonctionner à des points maximums de leurs caractéristiques même si, a priori ces points ne sont pas connus à l'avance, ces derniers pouvant même à n'importe quel moment se modifier pour diverses raisons. Pour le cas de sources énergétiques, cela se traduit par la présence d'un à plusieurs Points de Puissance Maximum (PPM). Ce type de commande est souvent nommé dans la littérature « Recherche du Point de Puissance Maximum » ou bien « Maximum Power Point Tracking » en anglo-saxon (MPPT) lorsqu'il est appliqué aux systèmes énergétiques. Le principe de ces systèmes de gestion est d'effectuer à la fois une recherche du PPM tout en assurant une parfaite adaptation entre le générateur et sa charge de façon à transférer le maximum de puissance produite vers la charge. La figure 2.28 représente une chaîne élémentaire typique de conversion photovoltaïque associée à une commande

MPPT fournissant une puissance électrique à une charge DC. Comme le montre cette chaîne, la commande MPPT est nécessairement associée à un quadripôle (convertisseur statique) possédant un à plusieurs degrés de liberté en fonction de sa structure, permettant d'adapter à chaque instant l'impédance du GPV à celle de la charge. Dans le cas de la conversion de l'énergie solaire en électricité, le quadripôle peut être réalisé à l'aide d'un simple convertisseur statique DC-DC à un degré de liberté noté α et correspondant au rapport cyclique¹⁰, de telle sorte que la puissance fournie par le GPV à son entrée corresponde à la puissance maximale (P_{MAX}) qu'il puisse générer à chaque instant. De plus cette puissance doit pouvoir être transférée simultanément et totalement directement à la charge.

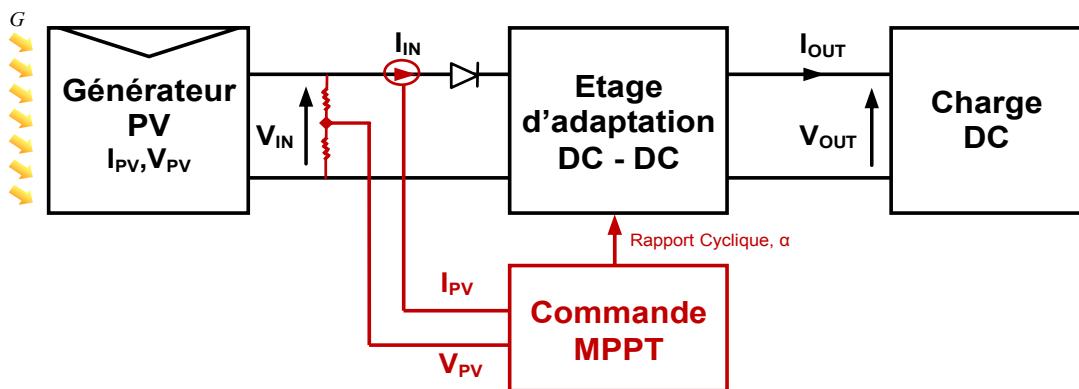


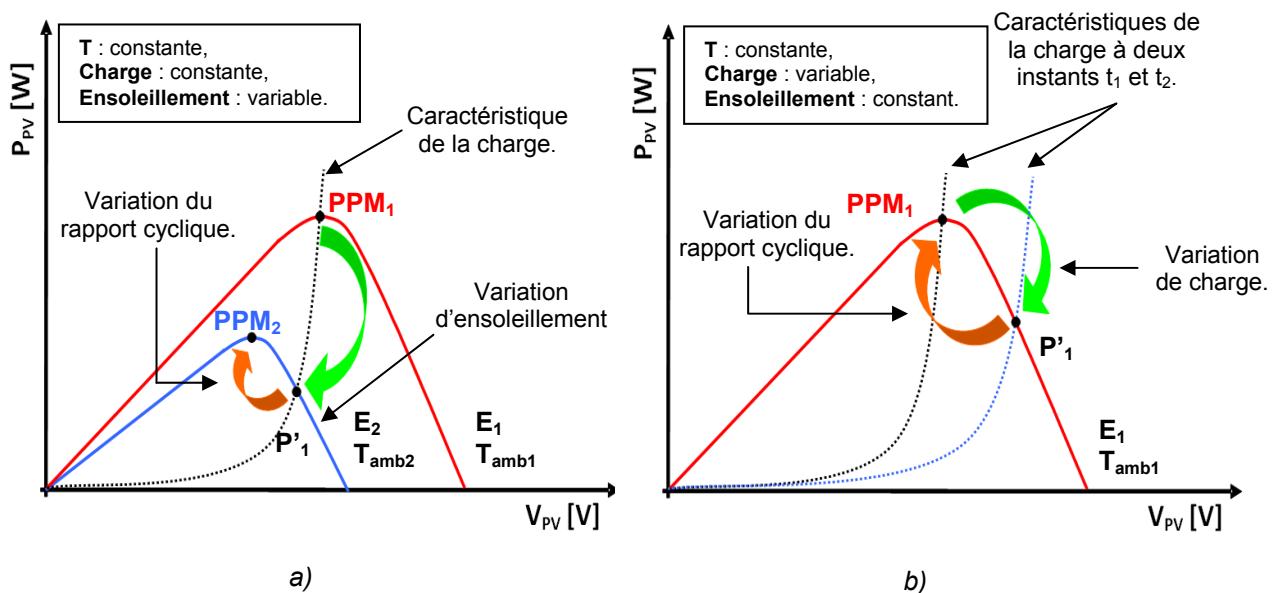
Figure 2.28 : Schématisation d'une chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque.

La technique de contrôle communément utilisée consiste à agir sur le rapport cyclique de manière automatique pour amener le générateur à sa valeur optimale de fonctionnement, quelles que soient les instabilités météorologiques ou les variations brutales de charges qui peuvent survenir à tout moment.

La figure 2.29 illustre trois cas de perturbations possibles. Suivant le type de perturbation, le point de fonctionnement bascule du point de puissance maximal noté PPM_1 vers un nouveau point de fonctionnement noté P'_1 , plus ou moins éloigné de

¹⁰ Le rapport cyclique $\alpha = \frac{T_{on}}{T}$ définit le temps de conduction des interrupteurs de puissance par rapport à la période de commutation $T = T_{on} + T_{off}$.

l'optimum. Pour une variation d'ensoleillement (cas a), il suffit de réajuster la valeur du rapport cyclique pour converger vers le nouveau point de puissance maximum qui correspond à PPM_2 . Pour une variation de charge (cas b), impliquant une nouvelle caractéristique de la charge, on peut également constater qu'une modification du point de fonctionnement est nécessaire pour rechercher une nouvelle position optimale grâce à la recherche d'un nouveau rapport cyclique. Un autre cas de variation de point de fonctionnement peut se produire, lié par exemple aux variations de température de fonctionnement du GPV (cas c). Bien qu'il faille également agir au niveau de la commande en imposant un autre niveau de rapport cyclique, ce dernier n'a pas les mêmes contraintes temporelles que les deux cas précédents et n'implique aucune contrainte de dimensionnement de la commande. De façon générale, le suivi du PPM est réalisé au moyen d'une commande spécifique nommée MPPT qui agit sur le rapport cyclique du convertisseur statique (CS) pour rechercher à chaque instant le PPM du GPV sans connaître à priori l'origine de la variation du point de fonctionnement.



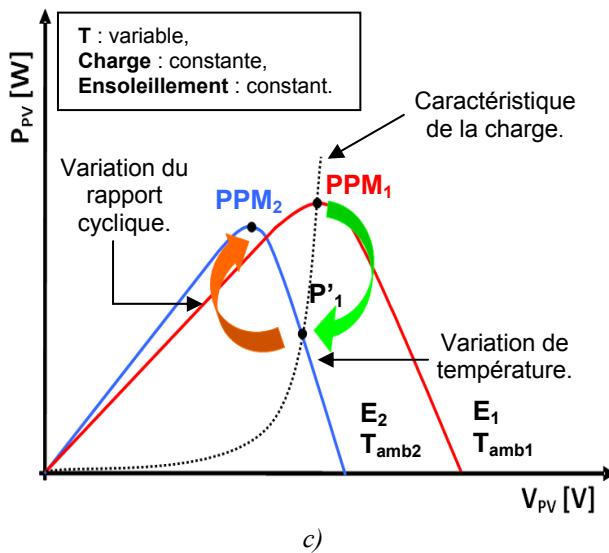


Figure 2.29 : Recherche et recouvrement du Point de Puissance Maximal
a) suite à une variation d'ensoleillement au niveau du GPV, b) suite à une variation de consommation de charge, c) suite à une variation de température au niveau du GPV.

Il existe plusieurs principes de fonctionnement des commandes MPPT plus ou moins performantes en fonction de leur complexité. Nous pouvons classifier d'une manière générale les commandes MPPT selon le type d'implémentation électronique (analogique, numérique ou mixte) ou selon le type de recherche qu'elles effectuent et selon les paramètres d'entrée ou de sortie de la commande MPPT. Certaines d'entre elles se basent sur la caractéristique physique en température d'une jonction PN d'une diode proche de celle d'une cellule PV, d'autres déduisent la tension optimale V_{opt} à partir de la tension de circuit ouvert V_{OC} du GPV en effectuant des estimations plus ou moins précises. D'autres types de commandes MPPT sont basées sur la régulation du courant du GPV supposant que ce dernier soit une image proportionnelle à P_{MAX} . Egalement, certaines se basent sur les paramètres de sortie du convertisseur tels que la tension ou le courant de sortie du CS. Selon le type de contrôle, certaines sont basées sur des techniques de « Hill Climbing¹¹ » où la commande MPPT essaye de faire « monter » le point de fonctionnement du GPV le long de la caractéristique $P_{PV}(V_{PV})$ jusqu'à atteindre le PPM. On peut distinguer les

¹¹ La technique de contrôle nommée Hill Climbing [51] consiste à faire « monter » le point de fonctionnement le long de la caractéristique du générateur présentant un maximum.

méthodes basées sur l'incrément de conductance (IncCond) et les méthodes « *Perturb & Observe* »¹² (P&O) avec la commande extrémale (« *Extremum seeking* ») qui est utilisée au LAAS-CNRS en imposant toujours une oscillation autour du PPM.

II.4.4.2 LES COMMANDES MPPT NUMERIQUES DU LAAS-CNRS

Les commandes MPPT réalisées au LAAS-CNRS ces dernières années sont toutes basées sur le principe théorique de la commande extrémale qui, bien que présentant une instabilité autour d'un point de fonctionnement ne permettant pas d'atteindre 100%, présente, en dynamique, sur le recouvrement d'un PPM les meilleures performances. En 1998 dans le cadre de la thèse de M. Shraif [46], une nouvelle commande MPPT analogique palliant les principaux inconvénients des autres MPPT sur le temps de recouvrement d'un nouveau PPM a été élaborée. Les résultats et les performances obtenus au niveau de cette commande ont fait l'objet d'un brevet CNRS [47]. Par la suite, le concept de cette commande MPPT a été repris par Angel Cid-Pastor pour l'élaboration de modules photovoltaïques électroniques en lien avec EDF [41]. Cédric Cabal, quant à lui, a effectué le passage aux nouvelles commandes numériques en améliorant les performances en dynamique et en statique [48], [49]. Dans les travaux de l'ANR LiPV, les principes généraux des commandes précédemment citées ont été repris pour établir un algorithme approprié à la fois au générateur photovoltaïque utilisé et aux technologies de stockage utilisées [50]. Le type de commande introduite dans les prototypes du module LiPV se rapprochent des familles de commande « *Perturb and Observe* » (P&O) et « *Hill Climbing* » toutes de type extrémales [44], [45], [51], [52].

Les algorithmes MPPT mis au point au LAAS-CNRS font à la fois évoluer les valeurs des tensions et des courants du GPV pour atteindre à chaque instant les nouveaux PPM. Pour cela, par une variation positive ou négative linéaire de la

¹² Le principe des commandes MPPT de type P&O consiste à perturber la tension V_{PV} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{PV} qui en résulte [44].

tension du GPV (V_{PV}) s'effectue au cours du temps proportionnellement aux changements opérés à l'instant précédent. L'étude théorique de ce type de commande MPPT a été effectuée par Ramon Leyva-Grasa [43]. Pour cela, une étude analytique a été faite pour analyser la stabilité de l'ensemble lorsque cette commande est utilisée pour une recherche du PPM d'un GPV à l'aide d'un convertisseur statique (figure 2.30) de type boost. La stabilité globale du système a été ainsi démontrée à l'aide de la technique de Lyapunov [43]. Nous rappelons ici les grandes lignes de cette démonstration.

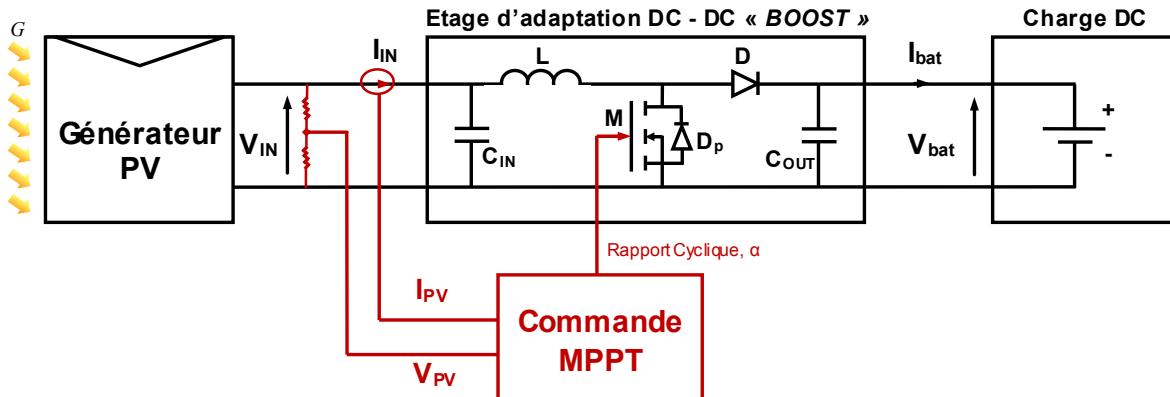


Figure 2.30 : Connexion d'un GPV à une charge DC à travers un étage d'adaptation survolteur associé à une commande MPPT numérique.

Supposons dans un premier temps que la charge DC soit une batterie dont la tension est notée V_{BAT} , supposée constante. La variation de V_{PV} est effectuée à travers une variation équivalente introduite sur le rapport cyclique du CS de manière à obtenir une dérivée temporelle constante. Les variations du rapport cyclique (α) du CS modifient alors son point de fonctionnement de telle sorte que la tension d'entrée du GPV puisse varier comme indiqué sur la figure 2.31. Sur cette figure, les points de fonctionnement P_1 et P_2 correspondent respectivement aux tensions d'entrée du CS V_1 et V_2 , soit également aux rapports cycliques α_1 et α_2 . Si le CS est une structure de type élévatrice (Boost), la tension d'entrée du CS peut s'exprimer par :

$$V_{IN} = V_{bat}(1 - \alpha) \quad (2.12)$$

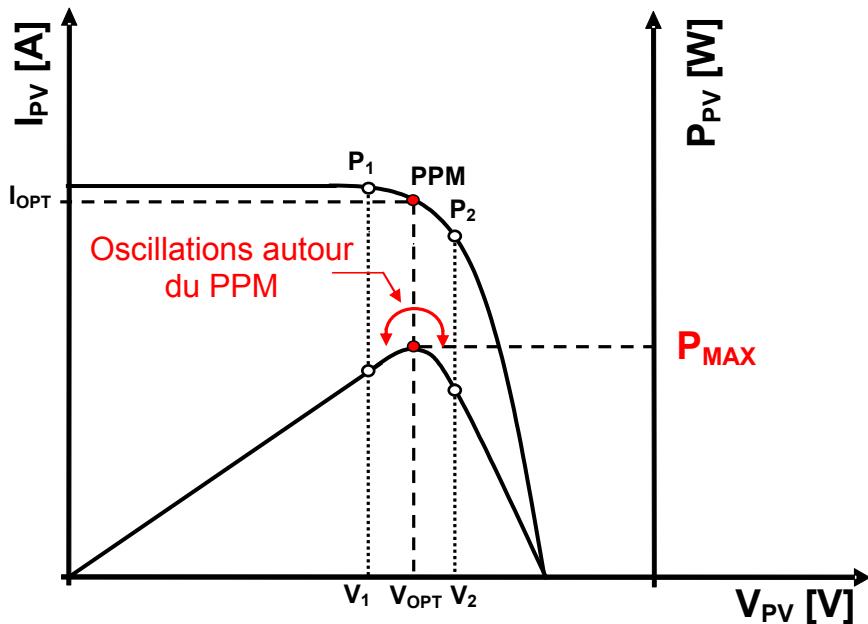


Figure 2.31 : Caractéristiques $I_{PV}(V_{PV})$ et $P_{PV}(V_{PV})$ d'un GPV et différents points de fonctionnement.

L'explication théorique de cette commande est reportée dans l'annexe 5 de ce manuscrit.

II.4.4.3 PERFORMANCE DES COMMANDES MPPT NUMERIQUES

La numérisation de la commande MPPT du LAAS-CNRS a été essentielle pour améliorer la précision à la fois en régime établi et en transitoire. En effet, les commandes précédentes introduites en analogique ne pouvaient effectuer ce compromis temporel ni d'autres compromis nécessaires sur une large gamme de puissance. De plus, l'évolution des composants numériques permet de réaliser à la fois une baisse des coûts, une facilité de reconfiguration si le générateur PV ou la charge sont modifiés, l'association d'algorithmes annexes sans surcoût prohibitif et même une baisse globale de consommation de la carte de commande assurant globalement un meilleur compromis rendement/coût. Dans le cas d'élaboration de gestionnaire de batterie¹³ pour des nouvelles technologies l'association d'algorithmes sera facilitée.

¹³ En anglais, Battery Management System (BMS)

Nous avons réalisé l'implantation de cette commande MPPT extrémale sur un microcontrôleur PIC de la série 18F [53] choisi car il présentait un bon compromis entre son prix, sa simplicité de programmation et sa consommation (26 mW pour une fréquence d'horloge de 40 Mhz). La figure 2.32 représente le principe général de la commande MPPT numérique sous forme d'un schéma bloc. Nous y retrouvons les différentes fonctions mathématiques nécessaires au fonctionnement de la commande MPPT extrémale numérique.

Pour obtenir une bonne précision sur la mesure des variables d'entrée de l'algorithme de commande, la fonction d'acquisition simultanée a été également introduite dans le microcontrôleur. Ainsi les valeurs de courant (I_{PV}) et de tension (V_{PV}) sont obtenues au même instant augmentant la précision de l'évaluation puissance résultante à chaque instant t .

Les performances de la commande MPPT numérique ont été évaluées à l'aide d'un étage d'adaptation conçu à partir d'un convertisseur de type *Boost* (figure 2.30). Cette structure est destinée aux applications où la tension de charge est obligatoirement supérieure à la tension d'entrée présente au niveau du convertisseur, qui dans le cas d'un générateur photovoltaïque correspond à la tension V_{oc} . Diverses études réalisées au LAAS ont permis de démontrer l'adaptabilité de ce type de commande extrémale à la majorité des topologies des convertisseurs statiques actuels.

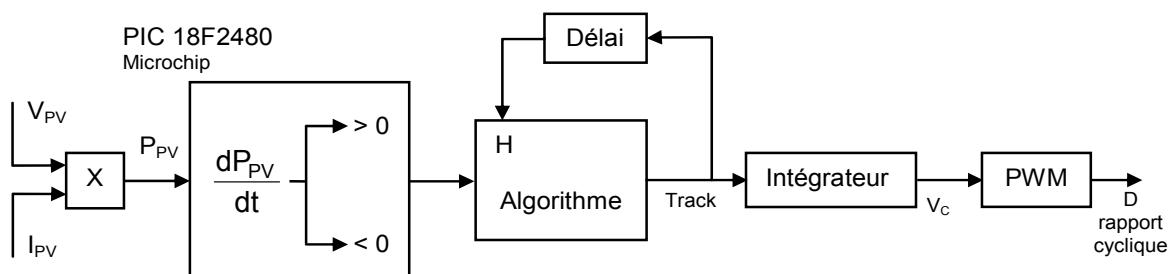


Figure 2.32 : Loi de commande MPPT numérique du LAAS-CNRS.

II.4.5 EVOLUTION DES CHAINES DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUES

Le développement de systèmes photovoltaïques raccordés au réseau et intégrant du stockage est très soutenu au niveau national et européen. Ces systèmes sont nécessaires pour offrir des capacités de raccordement accrues car elles sont aujourd’hui limitées par les perturbations électriques provoquées par la réinjection directe, non prédictible des systèmes photovoltaïques standards, fonctionnant en tout ou rien. De nombreuses équipes de recherche (tableaux 2.7 et 2.8) ont travaillé ou travaillent sur de tels développements, dont le projet Module LiPV.

Projets	SoS-PVI "Security of Supply Photo Voltaic Inverter"	GROW-DERS "Grid Reliability and Operability with Distributed Generation using Flexible Storage"	SOL-ION "Système photovoltaïque pour le bâtiment intégrant une batterie lithium-ion"	SHARP / ELIY Power
Date	Oct.05 – Oct.08	Sept. 07 – Sept.10	Janv.08 – Juin.11	/
Application	Connexion aux réseaux électriques basse tension	Connexion aux réseaux électriques basse tension	Systèmes décentralisés et connectés au réseau pour l’habitat	/
Puissance PV	4 kWc	/	/	12 kWc
Stockage	Pb/ Super-Condensateurs ou LiCoO ₂ / C 400 V – 18 kWh	Lithium-ion 40 kWh Volant d’inertie	Lithium-ion à base Cobalt / Graphite	Lithium-ion 18 kWh
Onduleur	Oui	Oui	Oui	/
Intégration Multifonctionnelle	Non	Non	Non	Non
Fonctionnement	UPS, Qualité, Puissance	Systèmes décentralisés et connectés au réseau pour l’habitat	lissage puissance et surconsommation journalière	lissage puissance et surconsommation journalière

Tableau 2.7 : Récapitulatif des projets consacrés au développement de systèmes photovoltaïques raccordés au réseau avec stockage

CHAPITRE II : GENERALITES :
LE STOCKAGE ELECTROCHIMIQUE ET L'ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE

Projets	MULTISOL "Optimisation des flux électriques dans un bâtiment photovoltaïque"	SOLUTION-PV "Fiabiliser et optimiser les installations photovoltaïques"	MICROSCOPE "Micro Injecteur Connecté au Réseau pour Optimiser par le Stockage la Courbe de Production Electrique"	MODULE LiPV "Module multifonctionnel, stockage Lithium-Ion et conversion Photo Voltaïque de l'énergie"
Date	Déc.05 – Oct.09	Sept.07 – Sept.10	Déc.05 – Oct.09	Janv.07 -Janv.10
Application	Connexion AC et DC aux réseaux électriques à l'échelle d'un bâtiment	Systèmes connectés au réseau pour le bâtiment et l'habitat	Systèmes de production de la pointe électrique pour les réseaux non interconnectés.	Système dimensionné pour aller vers le raccordement au réseau
Puissance PV	/	/	panneau unitaire de 85 Wc	panneau unitaire de 75 Wc
Stockage	Pb / Pb tubulaire Ni-Cd / Li-ion	Non	Pb / Plomb compressé	LiFePO ₄ /C ou Li(Ni,Co,Al)O ₂ / C 48 V 480 Wh par module 75 Wc
Onduleur	Oui	Oui	Oui	Non
Intégration Multifonctionnelle	Non	Non	Non	Oui, partiellement
Fonctionnement	Optimisation des flux électriques et connectés au réseau pour l'habitat	Système photovoltaïque raccordé au réseau	Connectés au réseau pour le lissage des pointes de puissance	lissage surconsommation journalière

Tableau 2.8 : Suite du récapitulatif des projets consacrés au développement de systèmes photovoltaïques raccordés au réseau avec stockage.

Excepté pour le projet Module LiPV, ces projets portent sur le couplage de la génération photovoltaïque et du stockage, en intervenant à l'échelle du système complet en interaction avec le réseau (figure 2.33). L'agencement des différents composants, leur optimisation dimensionnelle, leur localisation dans l'habitat n'est pas ou très peu abordée. Par exemple, les batteries sont contenues dans une armoire, localisée le long ou à l'intérieur du bâtiment, elles sont disjointes de l'onduleur photovoltaïque/chargeur. La batterie est dimensionnée pour stocker une énergie comprise entre 5 kWh et 40 kWh, afin de subvenir partiellement ou totalement au besoin d'une habitation. Par ailleurs, l'aspect thermique n'est pas pris en compte, alors que le bâtiment, se transformant en une petite unité de production et de stockage de l'électricité (figure 2.33), devra obligatoirement évoluer pour répondre aux exigences en matière de sécurité électrique, de risques incendie, et

même vis-à-vis de la conception même de sa structure, de ses caractéristiques thermiques et acoustiques.

Le projet Module LiPV a eu l'ambition d'aller plus loin en proposant une approche complètement différente, c'est-à-dire en regroupant l'ensemble des fonctions de gestion, de conversion et de pilotage à l'échelle du générateur photovoltaïque lui-même représentés en jaune sur la figure 2.33. Cette approche multifonctionnelle s'est restreinte volontairement à l'échelle du générateur et non à l'échelle de l'environnement système intégré au réseau électrique. Pour ce faire, la conception du Module LiPV a tenu compte de l'aspect thermique des composants les uns par rapport aux autres.

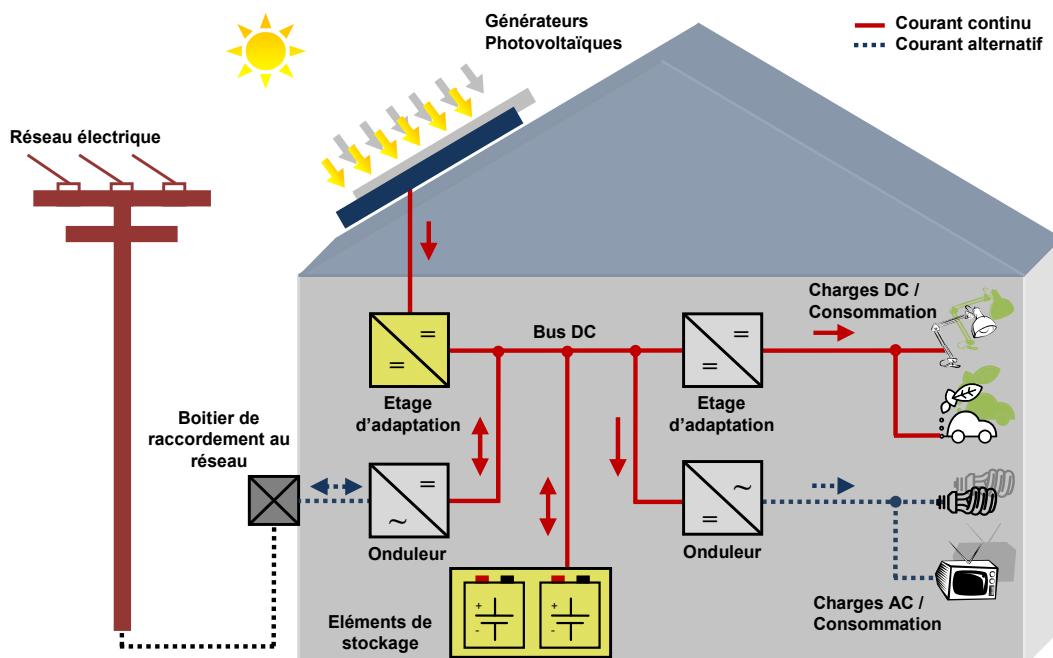


Figure 2.33 : Exemple d'une structure de système PV isolé et connecté réseau.

II.4.6 SYNTHESE DES REGLEMENTATIONS DE L'INTEGRATION AU BATI ET BESOIN D'EVOLUTION DES PROFILS DE CONSOMMATION

En France, la conformité aux normes relatives aux systèmes photovoltaïques et à leur mise en œuvre dans le bâtiment est contrôlée par le Centre Scientifique et

Technique du Bâtiment (CSTB) qui a mis en place trois procédures d'évaluation : l'Avis Technique (AT), l'Appréciation Technique d'Expérimentation (ATEx) et la procédure d'appréciation des performances énergétiques des produits et systèmes de construction innovants (Valénergie). L'avis technique est la procédure la plus adaptée pour évaluer l'intégration de modules photovoltaïques au bâtiment. En fonction du caractère très innovant de certaines techniques d'intégration à l'enveloppe des capteurs photovoltaïques, la procédure ATEx est alors plus indiquée. Au niveau européen, la réglementation pour les industriels est un Agrément Technique Européen (ATE) se constituant de spécifications techniques harmonisées pour les produits innovants. Cet avis est rapporté sous forme de Document d'Application (DA) et peut être élargi à la communauté européenne par l'Euro-Agrément qui est une solution pour mettre des produits innovants sur le marché européen [54], [55], [56], [57], [58].

Dans l'optique de mieux dimensionner, sur l'ensemble de leur cycle de vie, les systèmes photovoltaïques autonomes avec stockage, les travaux menés dans le cadre de cette thèse ont permis d'optimiser les profils de consommation, permettant de se rapprocher du comportement solaire idéal du consommateur.

L'action de contrôle sur les profils de consommation constitue un apport supplémentaire utilisé dans les nouvelles architectures de production décentralisées d'énergie type micro-réseaux [59], [60], [61], dans l'optique de mieux consommer l'énergie produite. Les systèmes développés pour les micros-réseaux informent en temps réel les consommateurs de la production d'énergie d'origine renouvelable et les incitent donc à modifier leur comportement énergétique. Dans le cadre des systèmes autonomes de production d'énergie, l'énergie produite est par essence renouvelable et disponible, l'idée n'est pas de jouer sur la consommation dans l'optique d'éviter les pics de production, mais plutôt de mieux utiliser l'énergie produite. Une gestion optimale des flux énergétiques a été envisagée dans ces travaux de thèse pour un système de production photovoltaïque d'électricité autonome en diminuant la capacité des batteries et en se plaçant à l'échelle d'un générateur photovoltaïque.

II.5 SYNTHESE

Dans ce chapitre, nous avons mis en évidence la problématique du stockage liée à la production des énergies intermittentes à la fois dans un contexte de micro-sources d'énergie connectées à des réseaux existants ou dans des sites isolés. Les spécifications et les critères de dimensionnement d'un système de stockage électrochimique à base de lithium sont en effet fortement dépendants de l'applicatif. Concernant le stockage électrochimique la famille des accumulateurs à base de lithium ressort comme pertinent et ayant les meilleures performances pour des applications autonomes et connectées au réseau de distribution lié à l'habitat. Il existe un grand nombre de technologies à ce jour à la fois déjà commercialisées pour des applications de faible puissance portable (nomadisme) et en développement au sein des laboratoires pour des applications de plus forte puissance comme actuellement le véhicule électrique et l'habitat.

Pour concevoir des produits de stockage optimisés vis-à-vis d'une application, à ce jour, il existe plusieurs techniques de conception et d'optimisation faisant appel à des méthodes de modélisation. Nous avons besoin de modèle simple mais réaliste pouvant s'insérer dans les simulateurs fréquemment utilisés dans le domaine du génie électrique afin de valider le fonctionnement global et la prise en compte des interactions. Le choix s'est porté sur un modèle électrique équivalent permettant une bonne corrélation avec les résultats expérimentaux pour les deux technologies de stockage étudiées dans cette thèse.

De plus, nous avons rappelé les principales caractéristiques de générateurs photovoltaïques et mis en évidence les problèmes de transfert de puissance entre une source et une charge, en particulier lorsque l'on souhaite atteindre de fort rendement de conversion. Dans ce contexte, un exemple de solution simple a illustré ce propos. La problématique d'optimisation de la puissance fournie par le GPV a ainsi été détaillée, nécessitant le recourt à un étage d'adaptation associé à une commande de recherche du point de puissance maximum (MPPT). Nous avons rappelé l'existence de plusieurs types de commande et mis en évidence la nécessité de performance autant en régime statique que dynamique.

CHAPITRE III

III LES BATTERIES LITHIUM-ION : DU STOCKAGE ELECTROCHIMIQUE AVANCE A LA GESTION ELECTRONIQUE OPTIMISEE

III.1 INTRODUCTION

Ce chapitre est consacré à l'étude approfondie d'éléments de stockage à base de lithium en vue de bien identifier leur propriété, leur compatibilité avec des applications de stockage d'énergie renouvelables. L'objectif des travaux présentés a été de choisir des technologies compatibles avec la conception du module LiPV et de voir comment améliorer leur performance pour augmenter leur durée de vie et diminuer leur dangerosité. Plusieurs notions sont ainsi redéfinies autour des états de charge et des modes de charges pour bien comprendre les enjeux des essais effectués sur le vieillissement accéléré. Des études approfondies en condition extrême effectués sur des tests spécifiques ont permis de connaître le comportement de deux types de technologies la technologie $\text{Li}(\text{Co},\text{Ni},\text{Al})\text{O}_2/\text{C}$ et la technologie LiFePO_4/C pour bien déterminer les limites de fonctionnement. En effet, le consortium a cherché à connaître l'ensemble des comportements pour bien identifier les problèmes et définir la compatibilité de ces éléments de stockage à un mode de packaging compatible avec l'habitat. Une attention particulière sur le développement des diverses fonctions électroniques optimales a été menée par le LAAS. Le convertisseur C_1 et ses performances par rapport à la production PV a ainsi été poussé jusqu'au maximum des performances aujourd'hui possibles. Les diverses fonctions électroniques autour des batteries ont été étudiées et ensuite conduites avec la même minutie, afin de garantir au final un rendement de conversion global de l'ensemble optimal à chaque instant.

Ainsi, la première partie de ce chapitre rappelle les principaux résultats de l'analyse fonctionnelle effectuée en début du programme LiPV servant de cahier des charges pour élaborer une architecture multifonctionnelle électronique pouvant s'intégrer dans le module LiPV. Diverses fonctions ont été identifiées et ont été élaborées séparément en tenant toutefois compte des interfaces avec les autres fonctions et composants du module. Nous présentons ainsi les résultats de simulations et d'expériences validant le comportement du système électronique de puissance, nommé convertisseur C_1 , devant se situer au plus près de la production PV et assurer un transfert d'énergie optimal et maximal entre le générateur

photovoltaïque et la fonction de stockage constituée de plusieurs batteries élémentaires.

Une fois l'analyse du potentiel de puissance et de l'énergie disponibles, avec en particulier les fluctuations des diverses valeurs électriques connues, les principales étapes de conception des éléments de stockage ont pu être effectuées afin de déterminer, en fonction des technologies, les énergies maximales stockées, le packaging et la connectique de l'ensemble. Nous rappelons ensuite les étapes de conception de l'ensemble nommé communément BMS. Ainsi, le développement des algorithmes de gestion est spécifique à chaque technologie et à chaque assemblage des éléments de stockage élémentaires. Les autres fonctions relevant de l'électronique sont signalées en fin de chapitre, notamment l'obligation de la présence de cartes d'équilibrage et les divers organes de sécurité. Les critères de fonctionnement et les spécifications électriques ont alors été déduits pour mettre en œuvre les protections nécessaires et assurer une sécurité maximale de l'ensemble du système.

III.2 GENERALITES

III.2.1 CAHIER DES CHARGES

En début de projet, (janvier 2007), une analyse fonctionnelle menée par l'ensemble des partenaires sous la direction de SAFT a permis de lister l'ensemble des fonctions souhaitées pour créer un produit préindustriel alliant à la fois une production d'énergie photovoltaïque optimisée, des éléments de stockage innovants, une électronique de gestion de l'énergie stockée innovante et un packaging compatible avec de l'intégration au bâti. Ainsi, est ressorti un intérêt fort de la part des industriels du bâtiment de disposer d'un grand nombre de fonctionnalités nouvelles et flexibles pouvant délivrer de l'énergie et assurer des besoins en autonomie d'énergie sur certaines fonctions ou bien alors le renforcement de production d'énergie allant jusqu'à l'échelle d'un quartier. Dans ce dernier cas, le module LiPV associé en grand nombre doit jouer un rôle sur la délivrance énergétique pendant les périodes de pointes de consommation. Le besoin de créer un produit fortement intégré et facile d'utilisation est également ressorti pour assurer

sa diffusion à grande échelle et au grand public. L'ensemble des fonctionnalités nécessaires pour rendre ce produit compatible avec une application dans l'habitat a été listé et ensuite validé par le Centre Scientifique et Technique du Bâtiment (CSTB). Par exemple, pour les applications raccordées au réseau, fonctionnant en courant alternatif, le module LiPV devrait trouver des applications dans les bâtiments résidentiels (individuels ou collectifs), de par ses propriétés d'association, rendant l'ensemble très flexible sur la puissance potentielle pouvant être délivrée. Dans le domaine du tertiaire (bâtiments commerciaux, locaux scolaires ou universitaires...) ou à vocation industrielle (usines...), la fiabilité du module seul ou associé a un intérêt car cela implique une maintenance aisée. Dans l'ensemble de ces applications, le module LiPV sera connecté au réseau électrique conventionnel ou à un réseau local (mini ou micro-réseau) via une interface nommée « onduleur ». La facilité d'intégration et d'installation du module LiPV, grâce à sa compacité, son poids et sa modularité, rend le système évolutif en fonction des besoins de l'utilisateur.

Pour les applications autonomes, fonctionnant en courant alternatif, le module LiPV, dont l'une des fonctions principales est la fourniture de courant alternatif, devrait permettre d'alimenter jusqu'à des associations de bâtiments en site isolé. Ainsi, la modularité de l'installation avec une évolution de la puissance installée en fonction de l'évolution des besoins en énergie du site est un avantage pour ce type de produit. Seule, la fonctionnalité « onduleur » diffère des applications précédentes.

Pour les applications autonomes fonctionnant en courant continu et alternatif, le module LiPV peut être amené à délivrer de l'énergie à des systèmes autonomes autant pour l'habitat, le mobilier urbain, les fonctions isolées nécessitant une sécurité de délivrance de l'énergie (postes de secours d'autoroute, relais télécoms) que pour des systèmes embarqués (véhicules terrestres, bateaux...etc.).

Pour disposer d'un module facilement intégrable et qui s'installe facilement, le système offre des dimensions les plus proches possibles d'un module photovoltaïque standard avec un surpoids limité pour ne pas pénaliser la pose, la maintenance ou bien même le transport. Le tableau 3.1 rappelle les différentes spécifications mécaniques et dimensionnelles du module LiPV ainsi que les conditions thermiques de fonctionnement du module multifonctionnel fixées suite à l'analyse fonctionnelle.

Critères	Exigences
Longueur	N'excédant pas celle du générateur PV lui-même
Largeur	N'excédant pas celle du générateur PV lui-même
Epaisseur	≤ 60 mm
Masse	≤ 15 kg
Durée de vie	15 ans minimum
Résistance mécanique (Norme NF EN 61646)	Robustesse des interfaces, vrillage, charge mécanique
Environnement climatique (Norme NF EN 61215)	<p><i>Humidité-gel</i> : - 40 °C à + 85 °C et à 85 %HR pendant 240 heures.</p> <p><i>Chaleur humide</i> : 1000 heures à +85°C et 85% HR</p> <p><i>Cycle thermique</i> : - 40 °C à + 85 °C pendant 1200 heures maximum.</p>
Générateur PV	T max = + 85°C ; T moyenne < 40°C ; T min = - 40°C
Batterie	T max = + 60°C ; T moyenne < 30°C ; T min = - 20°C
Electronique	T max = + 85°C ; T moyenne <40°C ; T min = - 40°C

Tableau 3.1 : Extrait du cahier des charges du module multifonctionnel LiPV.

Le module LiPV constitue un nouveau concept de générateur photovoltaïque intégrant pour la première fois le stockage et la conversion de l'énergie au plus près de la production. Diverses études ont dû être menées en parallèle afin de bien cerner la problématique et les divers compromis à effectuer. L'objectif du projet a été de démontrer la faisabilité d'un tel système intégré d'énergie autonome malgré parfois des non compatibilités fonctionnelles de chacun des éléments une fois associés. Ainsi toutes les contraintes d'intégration de l'ensemble des composants du système allant du GPV, de la batterie, l'ensemble des convertisseurs statiques, l'électronique de gestion, le câblage, les liaisons d'interfaces ont été minutieusement étudiées. En figure 3.1, est présenté un exemple d'assemblage pertinent de l'ensemble des fonctions assurant à toutes un bon fonctionnement.

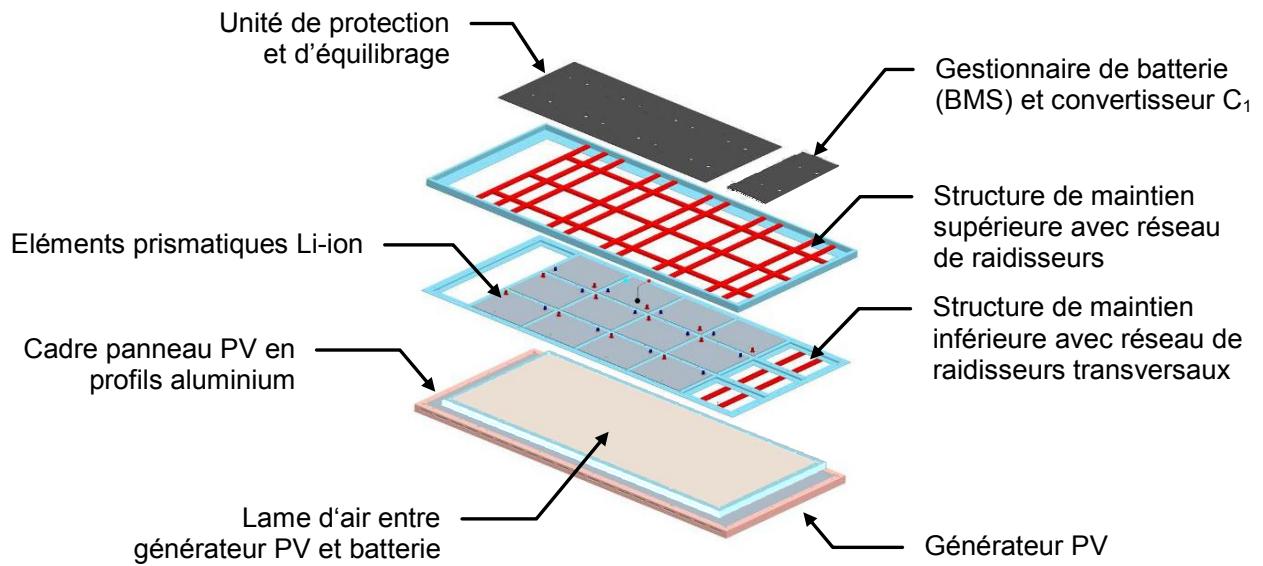


Figure 3.1 : Exemple d'assemblage du Module LiPV tenant compte de l'ensemble des contraintes.

Une des problématiques de recherche abordées dans ce projet est d'augmenter la durée de vie des batteries pour tendre vers celle d'un GPV de première génération (soit 25 ans garanties constructeur). Cela passe à la fois par le choix de la meilleure adéquation de la technologie choisie par rapport à l'application envisagée mais aussi par l'optimisation des stratégies de gestion de l'énergie. Ce domaine n'en est qu'à ses débuts et bien que beaucoup de progrès aient été effectués ces dernières années, il reste encore beaucoup à faire en termes de R&D pour augmenter les durées de vie actuelles de 10 à 20 ans sans trop augmenter leur coût [16].

Globalement, l'architecture « système » développée pour le concept LiPV comprend le système de production (le GPV), le système de conversion (C_1), le système de stockage (l'ensemble des batteries élémentaires) et de restitution de l'énergie pour la connexion à une charge et diverses fonctions annexes comme le BMS, l'équilibrage et des fonctions de sécurité qui peuvent être envisagées selon l'assemblage de divers modules LIPV comme :

- Une source d'énergie continue et isolée de faible puissance (délimitation de l'architecture à un module élémentaire noté M_{LIPV}),

- Une source continue et isolée de puissance moyenne (plusieurs modules $M_{LiPV,i}$ associés en parallèle selon les besoins en puissance),
- Une source alternative et isolée ou connectée à un réseau local (l'association de la source précédente avec un onduleur autonome).
- Une source alternative et connectée à un réseau électrique conventionnel (l'onduleur diffère de la solution précédente et doit respecter les normes du réseau sur lequel il va se connecter).

Un exemple d'architecture « système » LiPV comprenant les différentes fonctionnalités est présenté en figure 3.2, sachant que le convertisseur de puissance noté C_2 et l'onduleur devront s'adapter à divers besoins en puissance nominale ainsi qu'aux normes en vigueur selon les pays et selon les applications.

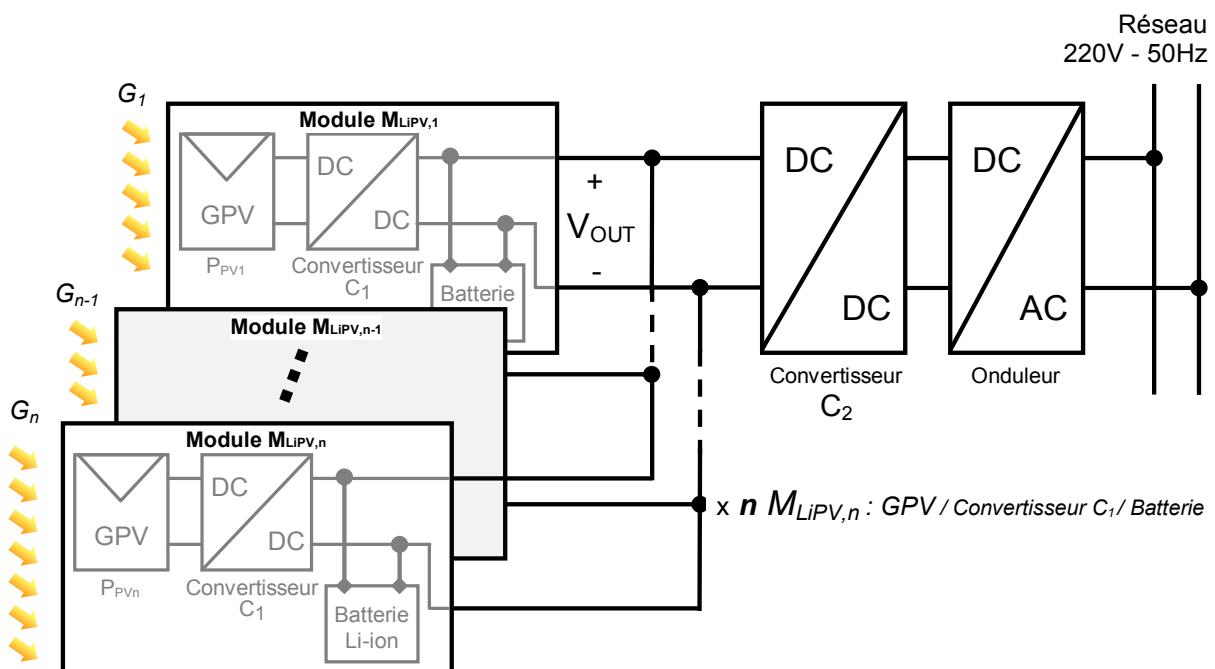


Figure 3.2 : Exemple d'architecture distribuée de puissance avec $n M_{LiPV}$ en parallèle.

Nous décrivons dans ce chapitre les divers travaux qui ont permis la conception, la réalisation et les premières validations, fonction par fonction.

III.2.2 SPECIFICATIONS D'UTILISATION D'UN MODULE LiPV

III.2.2.1 DIMENSIONNEMENT D'UN MODULE LiPV POUR L'HABITAT

On se place dans le cas d'une maison d'une surface habitable de 100m², hébergeant 4 habitants. L'allure de la courbe de consommation moyenne journalière de cet habitat est reportée sur 4 jours sur le graphique de simulation de divers scénarios confrontant les différents besoins énergétiques et les différents apports possibles (figure 3.3).

La puissance moyenne journalière consommée est de 2kW, 25 panneaux PV équipés chacun du système « module LiPV » peuvent fournir de l'énergie électrique fonction de conditions météorologiques. Nous devons considérer divers critères à prendre en compte pour pouvoir dimensionner en puissance et en énergie, l'ensemble des éléments de stockage. Pour cela, les principaux éléments de dimensionnement suivants doivent être considérés :

- Assurer le surplus de consommation de la mi-journée de 10h30 à 14h00 (soit 1kWh) avec l'apport d'énergie provenant des panneaux PV (lorsque les conditions météo le permettent) et le pic du soir de 18h à 23h (2kWh) étant assuré par les éléments de batterie.
- En cas de non ensoleillement sur 2 jours successifs, les éléments de stockage doivent pouvoir fournir les deux surplus de consommation (soit 2 x 1kWh + 2 x 2kWh= 6kWh).

En cas de coupure du réseau électrique, l'alimentation de la maison de 2kW doit pouvoir être assurée pendant une demi-heure par les éléments de stockage uniquement. Les éléments doivent pouvoir ainsi fournir une énergie de 1 kWh sans discontinuité.

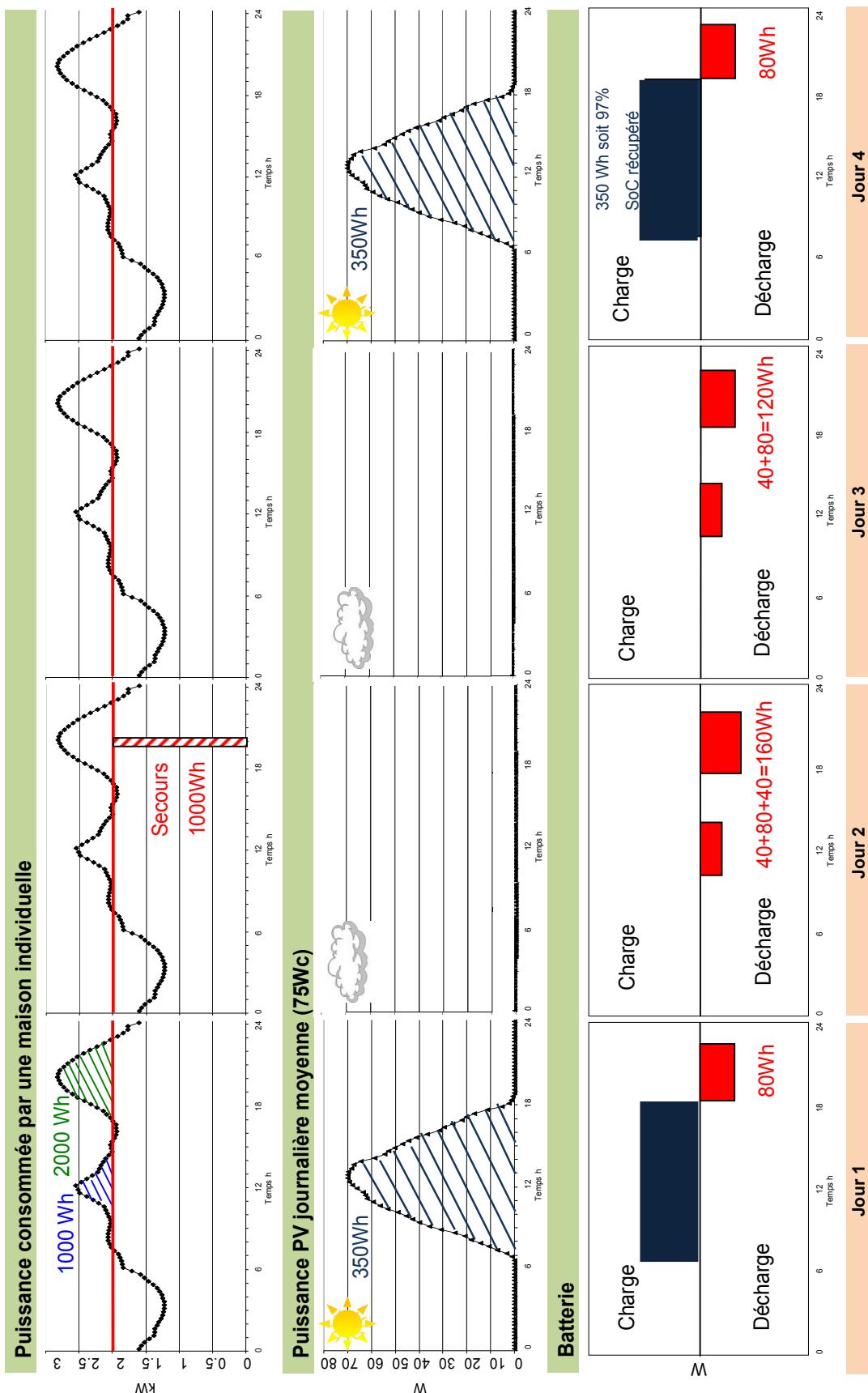


Figure 3.3 : Stratégie de dimensionnement et profil de test appliquée au Module LiPV.

Si on considère un ensoleillement moyen en France de 4kWh/m²/jour (Lyon), on obtient avec un panneau de 75Wc ayant comme surface utile 0.67m² et un rendement de conversion photovoltaïque de 13%, un productible moyen journalier de 350Wh soit pour 25 panneaux, 8750Wh.

Dans cette étude, la recharge des batteries est toujours prioritaire par rapport à la fourniture de l'énergie au réseau ou à la maison lorsque les panneaux PV fournissent de l'énergie.

Le scénario proposé pour dimensionner les éléments de batterie est le suivant :

- **Jour 1 : Production PV estimée à 8750Wh (journée ensoleillée)**

En début de journée, l'énergie PV peut être soit utilisée pour recharger les batteries soit consommée dans la maison et/ou vendue au gestionnaire de réseau. Les batteries doivent cependant assurer le surplus de consommation du soir, soit 80Wh pour chaque groupe d'éléments de stockage, situé à l'arrière d'un panneau PV pour atteindre un total de 2kWh.

- **Jour 2 : Pas de production PV possible (manque d'ensoleillement)**

Les batteries doivent assurer les deux surplus de consommation ainsi que l'énergie de 1kWh liée à la présence d'une coupure du réseau soit au total 4kWh revenant à 160Wh/panneau.

- **Jour 3 : Pas de production PV possible (manque d'ensoleillement)**

Les batteries assurent les surplus de consommation sans avoir été rechargées depuis le jour 1, soit au total de 3kWh répartis à 120Wh/panneau.

- **Jour 4 : Production PV totale de 8750Wh**

Toute la production PV est alors utilisée pour recharger les éléments de stockage permettant d'atteindre en fin de journée 97% de l'état de charge.

D'après ce scénario, l'énergie stockée par panneau nécessaire sur 4 jours une fois le cycle terminé est donc estimé à 360Wh. Dans la perspective de la réinjection sur le réseau, la tension nominale du module LIPV a été fixée à 48V, afin de rester dans le cadre de la norme NF C 15-100 "Installations électriques à basse tension". La capacité de la batterie doit être en fin de vie de l'ordre de 8 Ah afin de pouvoir continuer à fournir les besoins en énergie. La perte de capacité liée au

fonctionnement en cyclage a été estimée à 25%, ce qui conduit à un besoin de capacité initiale par groupe de panneau de 10 Ah.

Le profil présenté en figure 3.3 fait ressortir les informations suivantes :

- Un cycle de charge/décharge des éléments de stockage pour être réaliste doit être estimé sur plusieurs jours ;
- L'énergie fournie par un pack batterie est de 360Wh, ce qui dimensionne son énergie nominale en fonction des profondeurs de décharges possibles sans détériorer la durée de vie des éléments de stockage (l'énergie de la batterie est pour notre étude fixée à 480Wh) ;
- Les régimes de charge/décharge sont faibles, C/30 en décharge et C/15 en charge assurant une contrainte faible sur les éléments de stockage.

III.2.2.2 BILAN DE L'ANALYSE THERMIQUE DU SYSTEME MODULE LiPV

Une étude, en mode stationnaire, dans un plan 2D, a été menée en début de projet pour définir le comportement thermique du module multifonctionnel [62], [63], [64]. Comme présenté ci-dessous figure 3.4, le panneau PV, la batterie et la lame d'air sont assimilés à 3 parallélépipèdes rectangles de même longueur et largeur, les échanges thermiques entre la structure d'intégration et le système sont négligés, l'énergie dissipée sous forme de chaleur dans la batterie en fonctionnement est également négligée.

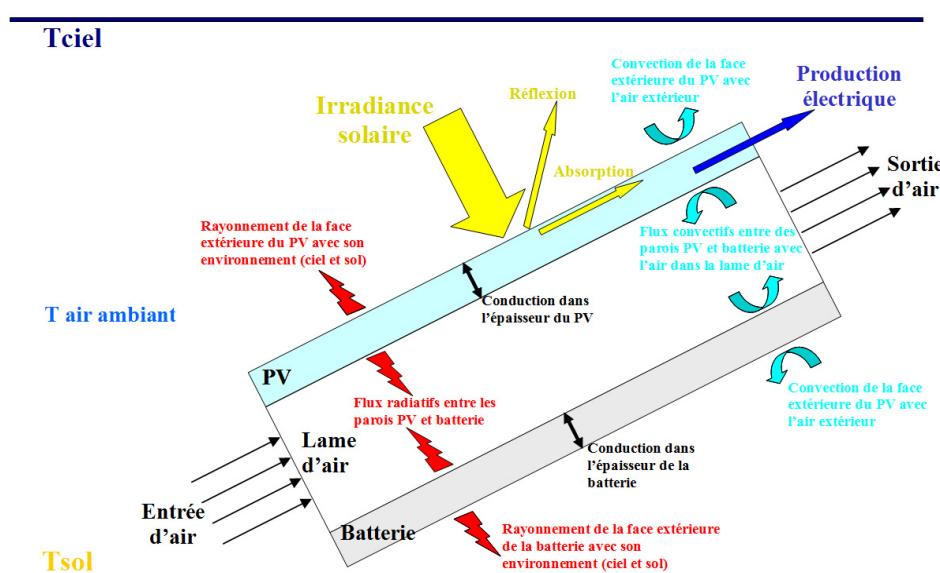


Figure 3.4 : Schématisation des flux pris en compte pour la modélisation thermique.

Les résultats de simulation ont montré l'importance de la lame d'air entre le panneau photovoltaïque et les éléments de stockage. La courbe ci-dessous (figure 3.5) donne l'évolution de la température maximale d'un panneau photovoltaïque et des éléments de stockage sur une journée d'été, en ensoleillement réel, sans lame d'air, puis avec deux épaisseurs de lame d'air de 10 mm et 50 mm.

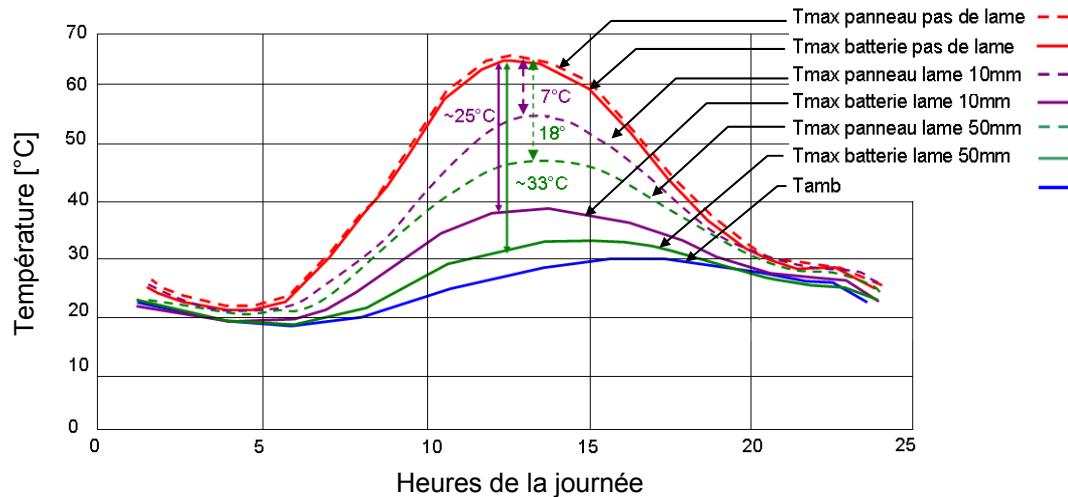


Figure 3.5 : Evolution de la température maximale des éléments de stockage et du générateur PV sur une journée d'été, sans et pour 2 épaisseurs de lame d'air (10 mm et 50 mm).

Nous pouvons constater que les différentes courbes se superposent à certaines valeurs de T_{amb} par exemple la nuit, indiquant que la présence ou non de la lame d'air n'est pas significative à ces moments-là. Il faut noter que ces résultats sont obtenus en ne tenant pas compte d'un fonctionnement de batterie pouvant, par ses pertes, élever localement la température. En revanche, la température du panneau augmente proportionnellement avec l'ensoleillement et la production d'énergie solaire photovoltaïque. La température batterie augmente dans les mêmes proportions si on néglige son élévation de température propre liée à son fonctionnement. Sans lame d'air, la température des batteries serait de l'ordre de la température du panneau non refroidi soit, pour les heures les plus chaudes de la journée, de l'ordre de 60-65°C. La température maximale atteinte dans la journée par un panneau PV est réduite en présence d'une lame d'air même de faible taille permettant une meilleure évacuation des calories accumulées. Cela se traduit par une baisse de 7°C pour une épaisseur de lame d'air de 10 mm et de 18°C pour une lame d'air de 50 mm par rapport aux 65°C en l'absence de lame d'air. Le gradient

journalier (écart entre la température la plus élevée et la température la plus froide) chute également.

Pour la batterie, sa température maximale est réduite de 25°C pour une épaisseur de lame d'air de 10 mm et de 33°C environ pour une lame d'air de 50 mm montrant pour cette dernière l'importance de la présence d'une lame d'air limitant l'influence thermique du panneau sur les batteries. Le gradient journalier devient beaucoup moins important.

En résumé, grâce à la présence de la lame d'air, l'impact thermique du panneau sur la batterie est réduit et les conditions thermiques subies par la batterie sont moins sévères vis-à-vis de sa durée de vie. D'autre part, la lame d'air limite l'élévation de température à l'arrière du panneau PV assurant ainsi un meilleur refroidissement de l'ensemble même en fonctionnement optimal rendant la production photovoltaïque journalière plus optimale en termes de rendement.

III.2.3 PRÉSENTATION DE L'ARCHITECTURE SYSTEME DU MODULE LiPV

Le module élémentaire noté $M_{LiPV,i}$ se compose de divers circuits électroniques permettant à la fois un transfert optimal de l'énergie PV produite par le générateur PV et l'assurance pour les batteries de pouvoir fonctionner dans leur conditions optimales. La figure 3.6 détaille les différents sous-systèmes fonctionnels.

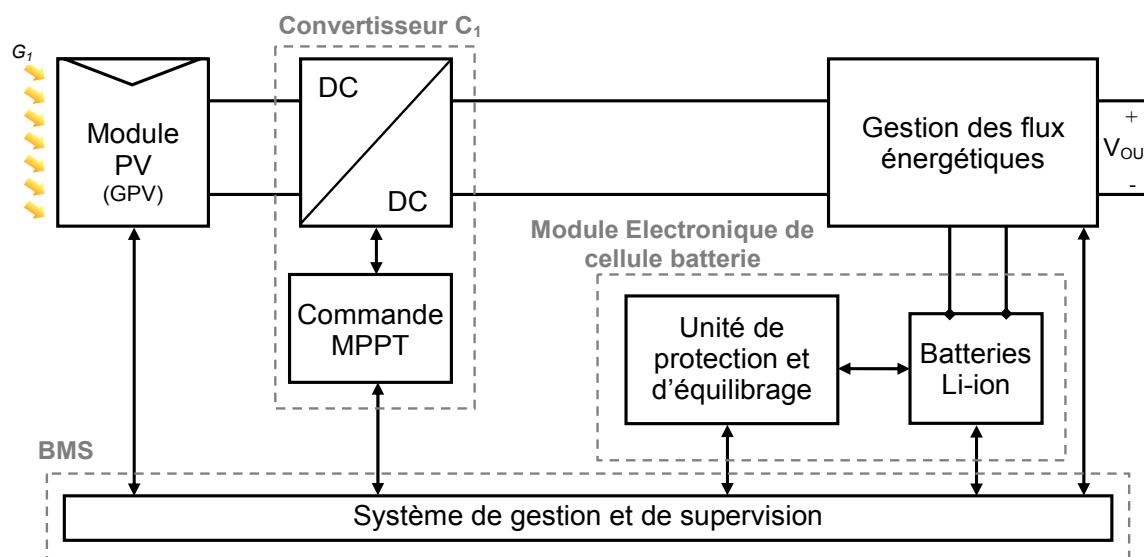


Figure 3.6 : Architecture électrique des interconnexions des sous-systèmes fonctionnels constituant le module multifonctionnel M_{LiPV} .

Les différents modes de fonctionnement assurés par cette architecture peuvent se résumer comme :

- Le $M_{LiPV,i}$ peut fonctionner seul en autonomie.
- Le $M_{LiPV,i}$ peut fonctionner en parallèle avec n modules équivalents. Cette association de n modules permet l'obtention d'une puissance de $n \times P_{PV}$.
- Le convertisseur C_2 (figure 3.2) permet d'assurer une tension plus élevée que la tension en sortie de chaque élément C_1 à travers une conversion DC/DC. Elle est définie en fonction de la tension d'entrée d'un onduleur connecté ou non à un réseau selon l'application. La puissance transférée par C_2 correspond à la puissance des nM_{LiPV} connectés en parallèle en son entrée au rendement de conversion près. L'élément de conversion DC/AC est nécessaire pour la connexion à une charge alternative et sera choisi parmi les onduleurs du commerce à ce stade de l'étude.
- Le transfert du flux d'énergie peut s'effectuer du GPV directement au réseau, du GPV vers la batterie et de la batterie vers le réseau. Le système n'est pas bidirectionnel et n'accepte pas, entre autre, l'injection d'énergie à partir du réseau pour recharger notamment les éléments de stockage.

Le système électronique global est divisé en trois sous-systèmes distincts appelés respectivement convertisseur C_1 , gestionnaire de batterie (BMS) et Module Electronique de Cellule Batterie (MECB) (figure 3.6). Leurs principales missions sont les suivantes :

- Le convertisseur C_1 élève la tension de sortie du GPV pour atteindre la tension batterie et assure la fonction MPPT.
- Le BMS assure la gestion du transfert des puissances aux bornes des batteries (phase de stockage, phase de production) et gère les différents seuils du système lorsque les limites de fonctionnement sont atteintes.
- Le MECB gère l'équilibrage des éléments batterie, quel que soit l'état du système, hormis en état d'alarme.

Ces trois fonctions ont été élaborées par le LAAS en partenariat avec l'ensemble du consortium. Chacune a fait l'objet de diverses études de conception et

d'optimisation ainsi que de réalisations expérimentales validant l'ensemble des travaux de cette thèse. Les principaux résultats obtenus et la démarche suivie pour la conception et la réalisation du convertisseur C_1 et son MPPT sont détaillés dans le paragraphe suivant. Le système de gestion de batterie (BMS) ainsi que toutes les fonctions annexes et les études préliminaires sont présentés dans le paragraphe III.5. Les fonctions d'équilibrages constituant une grande partie du MECB sont quant à elles, présentées au début du chapitre IV.

III.3 PRESENTATION DE LA CHAINE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE LiPV

Le générateur photovoltaïque doit fournir l'énergie nécessaire, selon le cahier des charges, à une recharge optimale d'un module complet $M_{LiPV,i}$ (l'ensemble des éléments de stockage élémentaires). Les spécifications électriques du GPV de référence PW850 75Wc sont rappelées dans le tableau 3.2.

Spécifications électriques	
Tension à la puissance typique	$V_{PV} = 17V$
Tension en circuit ouvert	$V_{oc} = 21.5V$
Courant maximum à la puissance typique	$I_{PV} = 4.4A$
Courant de court-circuit	$I_{cc} = 4.7A$

Tableau 3.2 : Caractéristiques électriques du module PV PW850 [65].

Pour concevoir et dimensionner l'architecture de puissance du module LiPV, les modèles présentés en chapitre II sur le GPV, le convertisseur et la batterie peuvent être intégrés dans des logiciels de simulation d'électronique de puissance. Nous utilisons ainsi pour cette étude le logiciel PSIM.

La figure 3.7 montre la simulation de l'architecture de la source de puissance M_{LiPV} incluant le modèle du générateur photovoltaïque, un étage de conversion réalisé par un convertisseur *boost* associé à sa commande MPPT et un modèle de batterie lithium-ion (chapitre II, figure 2.12). L'objectif principal de cette simulation est

de montrer à la fois le fonctionnement de la commande MPPT et la charge de la batterie pour différents régimes de charge dépendant de l'éclairement et de la demande en courant du consommateur.

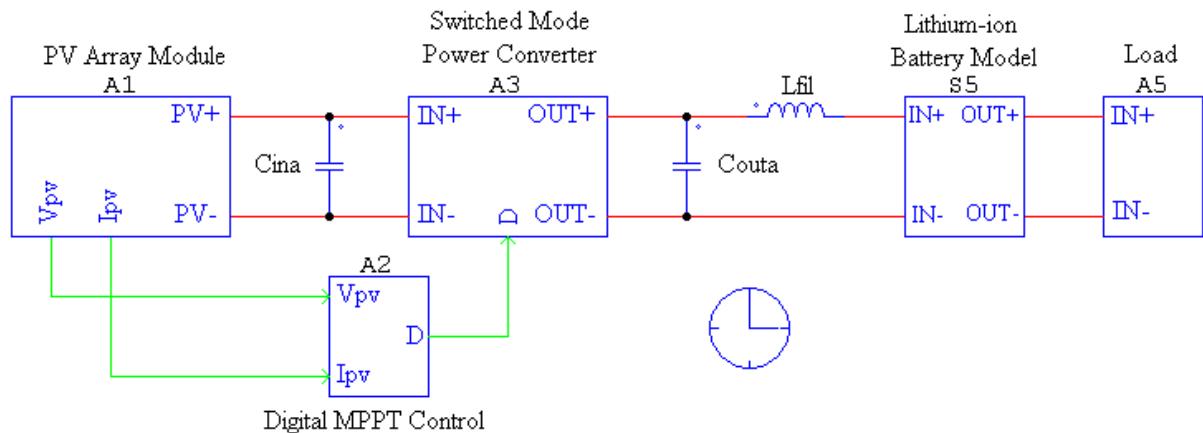


Figure 3.7 : Schéma de simulation de l'architecture de puissance M_{LiPV} .

La fréquence de commutation f_c du DC/DC est fixée à 250kHz pour un rapport cyclique maximal de 0,72 et une capacité nominale de batterie de 10Ah.

La figure 3.8 illustre les différents fonctionnements du module M_{LiPV} et les variables courant/tension du système de puissance. La première étape de cette simulation consiste à fixer un éclairement constant et extraire le maximum de puissance que peut délivrer le générateur PV à travers sa commande MPPT. La batterie, connectée en sortie de l'étage d'adaptation, se charge alors à un courant de 1,25A correspondant à l'éclairement constant et maximal du panneau soit 75Wc. La tension de batterie augmente au fur et à mesure que la batterie se charge avec une certaine pente pour atteindre 43,6V. La deuxième étape simulée concerne une baisse du niveau d'éclairage de moitié avec pour nouvelle puissance maximale délivrable $P_{PV_max} = 35W$ et un courant de charge de la batterie égal à 0,75A. Nous pouvons constater que la pente de la tension de charge de la batterie diminue en conséquence. L'étape 3 simule une augmentation de puissance du GPV ($P_{PV_max}=45W$) et donc du courant de charge. L'étape 4 consiste à introduire une demande de courant continu demandé par le consommateur. Le GPV fournit alors un courant de 0,5A au consommateur mais vient également recharger la batterie avec

un courant de 0,5A ; P_{PV_max} étant restée égale à 45W. L'étape 5 montre une augmentation de la demande du consommateur jusqu'à 1,3A. P_{PV_max} ne change pas, la batterie se décharge pour pouvoir répondre à la demande de surconsommation. Ainsi, comme le montre la figure 3.8, la pente de la courbe de tension de la batterie devient négative, signe de décharge.

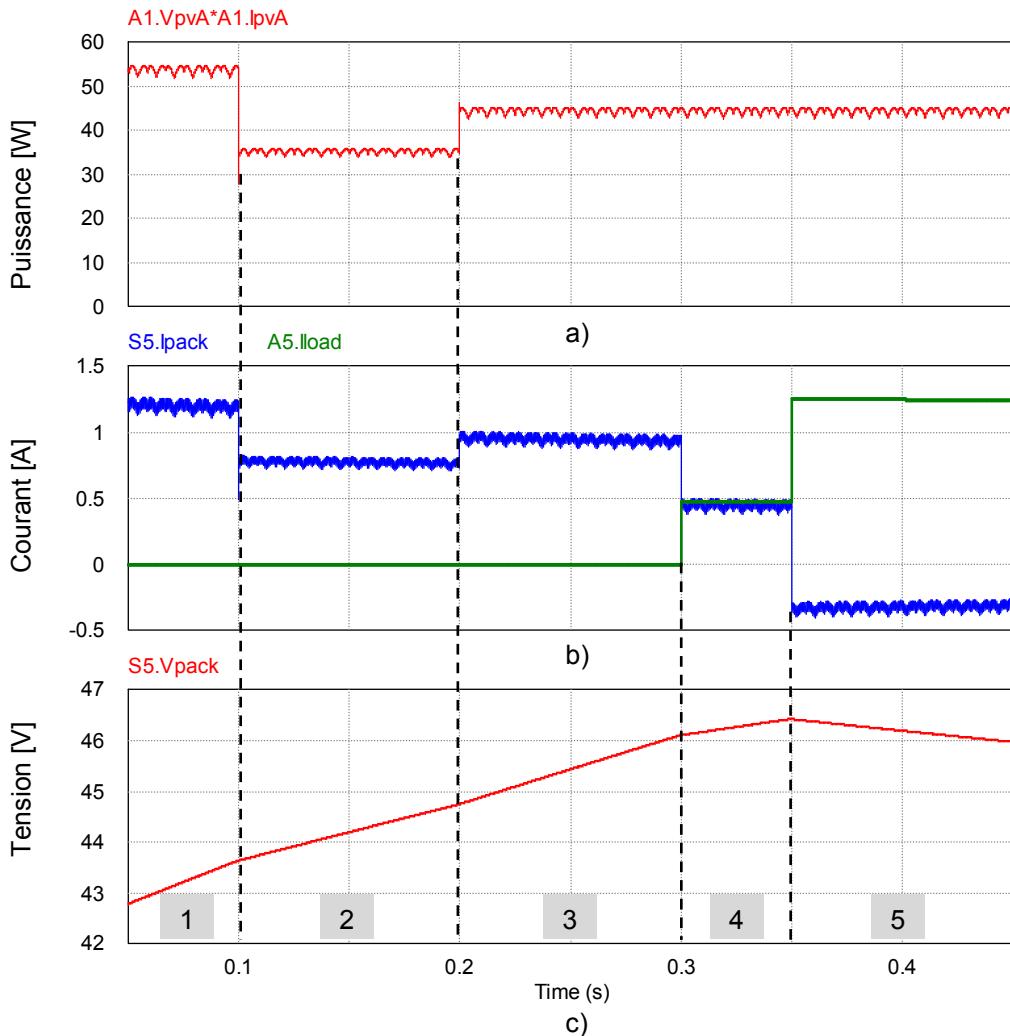


Figure 3.8 : Résultats de simulation de l'architecture de puissance M_{LIPV}
(Un pas de $120\mu s$ en simulation représente 1s en temps réel)
a) $P_{PVA} = f(t)$; b) $I_{PACKA}, I_{LOAD} = f(t)$; c) $V_{PACKA} = f(t)$

- Etape 1** : $P_{PVA} = 55W$; charge batterie ; $I_{PACKA} = 1,25A$; pas de consommation $I_{LOAD} = 0A$
- Etape 2** : $P_{PVA} = 35W$; charge batterie ; $I_{PACKA} = 0,75A$; pas de consommation $I_{LOAD} = 0A$
- Etape 3** : $P_{PVA} = 45W$; charge batterie ; $I_{PACKA} = 1A$; pas de consommation $I_{LOAD} = 0A$
- Etape 4** : $P_{PVA} = 45W$; charge batterie ; $I_{PACKA} = 0,5A$; consommation $I_{LOAD} = 0,5A$
- Etape 5** : $P_{PVA} = 45W$; décharge batterie ; $I_{PACKA} = -0,3A$; consommation $I_{LOAD} = 1,3A$

Les figures 3.9, 3.10, 3.11, 3.12 montrent les différentes phases de transition d'une étape à l'autre. Ces graphes valident ainsi l'ensemble de l'architecture y compris en dynamique vis-à-vis de changements de conditions de fonctionnement.

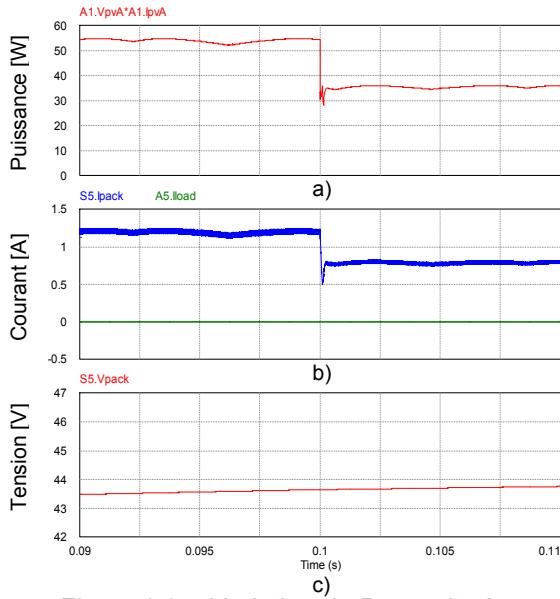


Figure 3.9 : Variation de P_{PVA} suite à un changement brusque d'éclairage, par exemple un ombrage (étapes 1 à 2).

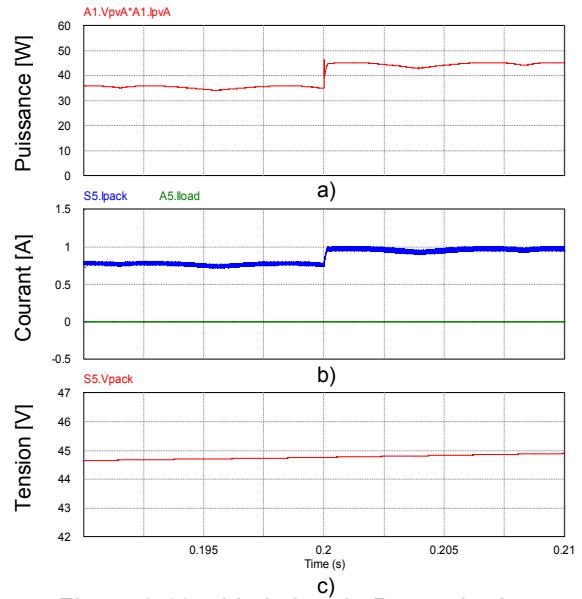


Figure 3.10 : Variation de P_{PVA} suite à un changement brusque d'éclairage, par exemple une éclairci (étapes 2 à 3).

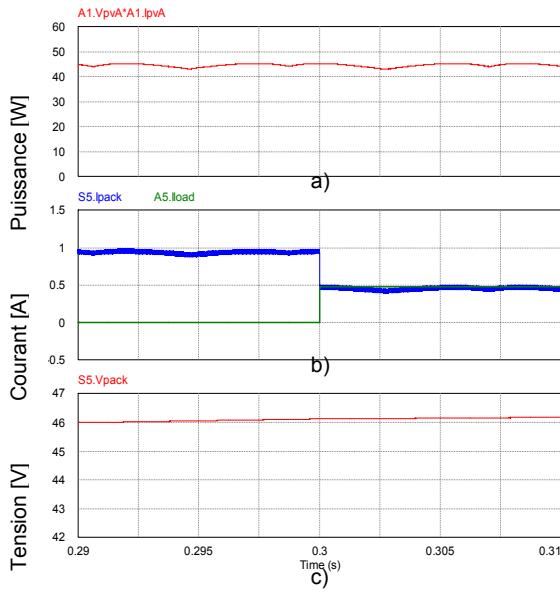


Figure 3.11 : Variation de I_{LOAD} suite à une connexion d'un consommateur, P_{PVA} subvient à la demande (étapes 3 à 4).

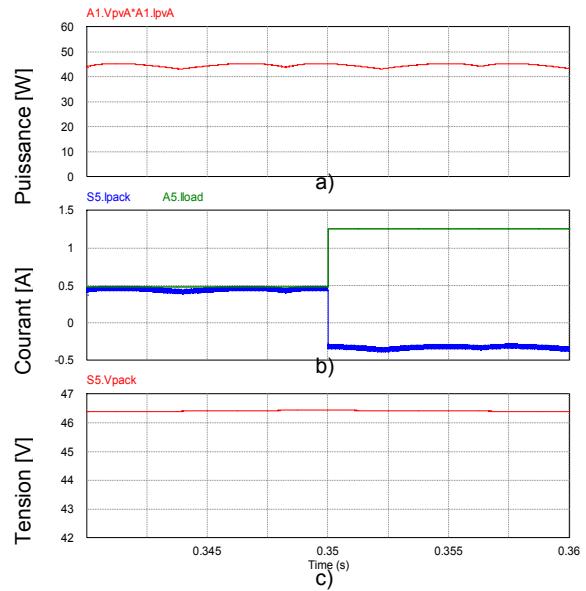


Figure 3.12 : Variation de I_{LOAD} suite à une connexion d'un consommateur, P_{PVA} ne subvient pas à la demande, la batterie se décharge (étapes 4 à 5).

III.3.1 CONVERSION DC/DC (CONVERTISSEUR C_1)

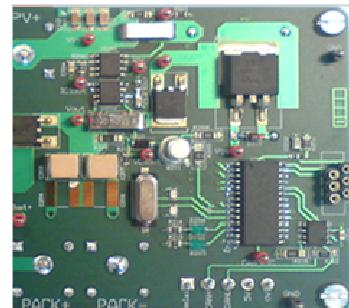
Le convertisseur C_1 est dimensionné en fonction de la puissance P_{PV} d'un générateur photovoltaïque. Il est non réversible en courant pour protéger le générateur d'une décharge éventuelle de la batterie intégrant le rôle de diode anti-retour. Une réalisation expérimentale a été faite pour connecter un panneau PV de type PWX850 à un pack batterie lithium-ion de 48V avec une simple structure élévatrice. Les valeurs des paramètres principaux du circuit calculés pour une fréquence de découpage de 250 kHz sont les suivantes : $C_{IN} = 3 \mu F$, $C_{OUT} = 9.4 \mu F$ et $L = 150 \mu H$ (figure 3.13).



Version 0.1.0



Version 0.2.0



Version 0.3.0

Figure 3.13 : Réalisation pratique des différentes versions du convertisseur boost C_1 et sa commande MPPT.

Pour bien évaluer les performances des commandes MPPT, nous avons étudié leur comportement en simulation puis en réalité à travers des variables du GPV, tels que le courant I_{PV} , la tension V_{PV} et la puissance instantanée P_{PV} , ainsi que la tension aux bornes du pack batterie V_{BAT} et le courant de batterie I_{BAT} .

Le développement et la réalisation de la partie électronique du sous système C_1 a débuté par le choix du microcontrôleur pour y intégrer tous les algorithmes de commande et de protection. Le microcontrôleur choisi fait parti de la famille des PIC18Fxx de chez Microchip [53] et a comme référence PIC18F2480. Ce sous-système permet d'avoir une acquisition simultanée des paramètres d'entrée V_{PV} et I_{PV} du convertisseur utilisés par la commande MPPT pour déterminer l'image de la puissance. Cette propriété limite ainsi les erreurs de mesure et permet d'avoir une

image de la puissance délivrée la plus proche possible de la réalité. Le microcontrôleur choisi intègre également un protocole de communication (bus CAN) nécessaire au dialogue entre les sous-systèmes. Le prototype C₁ réalisé sur un circuit imprimé regroupe aujourd’hui diverses fonctions électroniques comme la mesure des deux tensions du CS (rapportées à des tensions acceptées par le microcontrôleur (0-5V)) et la mesure des deux courants permettant la détermination précise du rendement de conversion. Ces derniers sont insérés au plus près des composants du convertisseur *boost* pour limiter les pertes liées à la connectique. Une protection analogique empêchant une élévation de tension en sortie du convertisseur au-delà d’une tension maximale permet de s’affranchir de problèmes de sectionnements de câble ou de déconnection de la charge qui pourrait occasionner une tension de sortie trop importante et une panne définitive de C₁. Au-delà de l’acquisition des 4 grandeurs électriques, les fonctions assurées par le microcontrôleur du système C₁ sont :

- La commande du MOSFET par rapport cyclique suivant une loi MPPT numérique de type P&O (phase de charge dite à courant maximal).
- Le mode de régulation en tension (la commande du MOSFET correspond alors à une régulation de la tension de sortie de C₁, souvent nécessaire lorsque la batterie atteint sa fin de charge).
- L’organe de gestion est en lien avec le sous-système nommé BMS pour que tout changement de mode de fonctionnement soit effectué en fonction de l’état de la batterie prédominant sur la production maximisée de puissance.
- L’envoi des données au BMS en réponse à une demande de celui-ci : tension PV (V_{PV}), courant PV (I_{PV}), tension de sortie (V_{C1out}), courant de sortie (I_{C1out}), mode de fonctionnement en cours (MPPT ou Régulation), mode jour ou nuit est également assuré.
- L’envoi d’un message d’alarme au BMS lors d’une surtension sur la sortie du convertisseur C₁ considérée accidentelle (fixé à 60V) montrant l’existence d’un problème est déclenché automatiquement après diagnostic de cette surtension.

Dans un état initial, le mode « *nuit* » est activé par défaut. Le mode « *jour* » est activé lorsque la tension V_{PV} atteint 17.2V. Le mode « *nuit* » sera à nouveau activé lorsque V_{PV} sera inférieure à 15.2V et la puissance d'entrée (P_{PV}) inférieure à 2W. En mode « *jour* », le mode MPPT permet d'osciller autour du PPM du GPV par des calculs basés sur la dérivée de la puissance lors d'un changement du rapport cyclique α .

Le mode « Régulation en tension » est activé lorsque la tension du pack batterie atteint le seuil de fin de charge. On vient alors diminuer la fréquence de commutation à 75kHz pour diminuer les pertes en commutation. Le rapport cyclique α prendra des valeurs variables en fonction de l'erreur entre la sortie en tension du convertisseur et la consigne égale au seuil de fin de charge. Cette commande est réalisée par un correcteur PID qui permet de réagir rapidement aux variations du système tel qu'une variation de la puissance P_{PV} ou un changement de consommation. Par exemple, si le système entre dans le mode de régulation et que le consommateur demande un courant de 200mA, la commande ajustera la valeur de α en fonction de la production PV pour fournir le courant demandé. L'algorithme de gestion du sous-système est présenté en figure 3.14 et les caractéristiques électriques du convertisseur sont résumées dans le tableau 3.3.

Spécifications électriques	
Tension d'entrée	$15.3V < V_{C1IN} < 21.5V$
Courant Max. d'entrée	$I_{C1IN} = 5A$
Tension de sortie	$33V < V_{C1OUT} < 55.5V$
Courant Max. de sortie	$I_{C1OUT} = 1,7A$
Ondulation Max. du courant dans les inductances	$\Delta IL_{C1} = 20\%$
Fréquence de commutation (en mode MPPT)	$f_c = 250kHz$
Fréquence de commutation (en mode Régulation tension)	$f_c = 75kHz$
Puissance maximale de sortie	$P_{C1OUT} = 95W$
Rendement convertisseur	$\eta_{CONVC1} > 90\%$

Tableau 3.3 : Caractéristiques électriques du convertisseur C_1 .

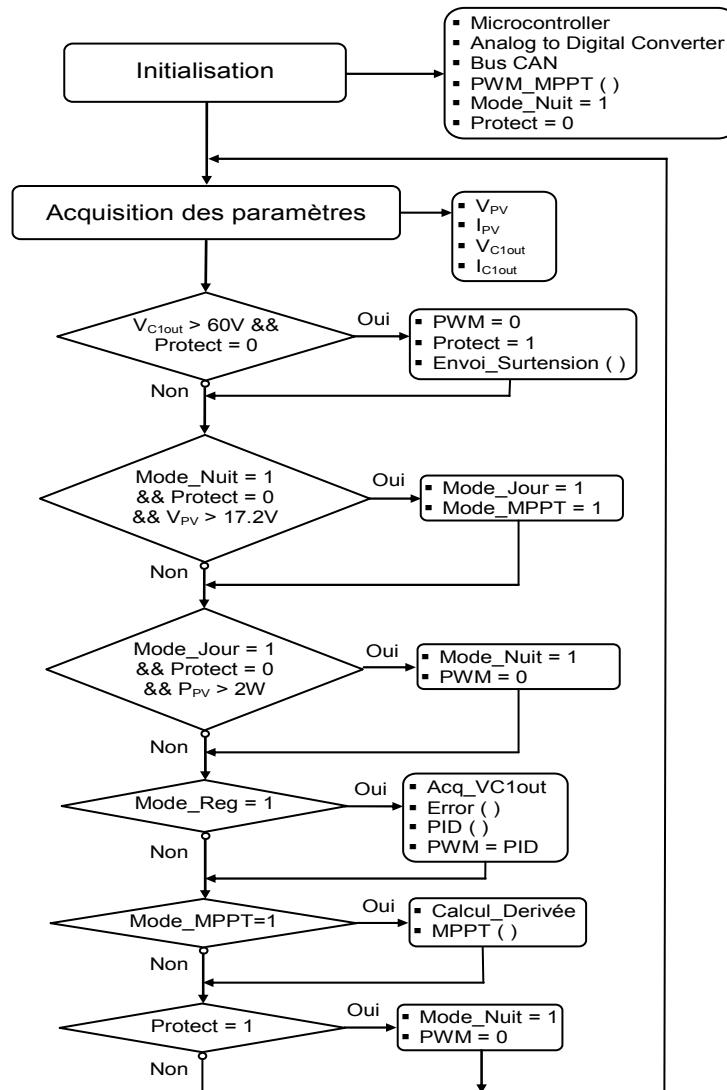


Figure 3.14 : Algorithme détaillé du système de gestion du convertisseur C_1 .

III.3.2 RESULTATS EXPERIMENTAUX

Un exemple de relevé expérimental est montré en figure 3.15. Sur cet essai, on peut observer le comportement en régime établi (ensoleillement homogène) des grandeurs d'entrée du convertisseur *boost* doté de sa fonction MPPT numérique développée au sein du LAAS [43]. L'algorithme de recherche de la commande MPPT extrême impose, par la variable V_C (figure 2.32), une variation du rapport cyclique entre deux valeurs proches, engendrant des formes d'ondes triangulaires et des oscillations pour les grandeurs électriques d'entrée du convertisseur DC/DC.

Pour rappel, le signal V_C correspond à l'intégration du signal *TRACK* délivré par le microcontrôleur. La zone de l'onde triangulaire où la pente est positive correspond à une trajectoire du point de fonctionnement du système de la droite vers la gauche sur la caractéristique I_{PV} (V_{PV}) en direction du PPM. L'intervalle où la pente est négative correspond à une trajectoire de la gauche vers la droite. Ainsi, sur une période du signal V_C , le PPM est atteint deux fois.

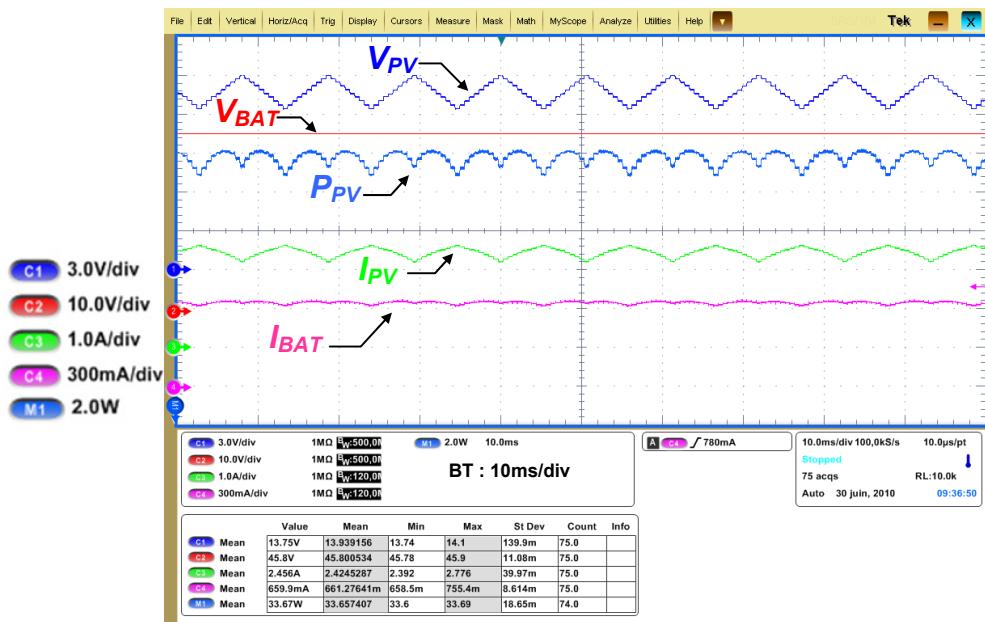


Figure 3.15 : Exemple de Relevé expérimental en régime établi d'un boost associé à une commande MPPT numérique fonctionnant en mode chargeur de batterie (48V).

La tension V_{PV} est proportionnelle à la tension de contrôle V_C avec un déphasage de 180° , telle que nous pouvions le prévoir à partir de l'expression (A5.4). A partir de la caractéristique I_{PV} (V_{PV}), il est facile de s'apercevoir que le déphasage entre la tension et le courant est de 180° .

Sur les relevés de la figure 3.15, nous pouvons mesurer un rendement de la commande MPPT à l'aide des valeurs des grandeurs électriques et notamment des amplitudes des oscillations autour du PPM. Ce rendement est ainsi obtenu en faisant le ratio entre la puissance moyenne $\langle P_{PV} \rangle$ délivrée par le GPV et la puissance maximale P_{MAX} disponible sur le GPV. Ainsi, le rendement MPPT mesuré dans cet essai expérimental est de 99,8 % pour une puissance moyenne produite par le GPV

de 34W. Divers essais expérimentaux effectués dans des travaux antérieurs garantissent par ailleurs, même en faible puissance, un rendement en régime établi et transitoire supérieurs à 98% sur une large plage de fonctionnement de puissance et de tension d'entrée [41], [49].

III.4 DEFINITION ET REALISATION DE LA FONCTION DE STOCKAGE

Les éléments lithium-ion développés dans le cadre de ces recherches doivent s'intégrer en face arrière du GPV (figure 3.1). Pour répondre aux exigences du cahier des charges défini à l'issu de l'analyse fonctionnelle, l'énergie stockée en début de vie du module LiPV sous capacité nominale doit être de 480Wh sous une tension batterie nominale de 48V. Nous obtenons :

- pour la technologie LiFePO₄/C un pack batterie constitué de 15 éléments en série ayant chacun 3,2 V de tension nominale,
- pour la technologie Li(Co,Ni,Al)O₂/C, un pack batterie de 12 éléments en série ayant chacun 3,6 V de tension nominale.

La capacité de 10 Ah est commune aux deux technologies, conduisant à une énergie embarquée de 480Wh pour la première technologie et 432 Wh pour la deuxième.

III.4.1 PROFIL D'USAGE DE LA BATTERIE

Pour réaliser les essais en ensoleillement réel devant valider la quantité d'énergie nécessaire pour chaque technologie, nous avons défini un profil d'usage de batterie rappelé dans le tableau 3.4.

CHAPITRE III : LES BATTERIES LITHIUM-ION :
DU STOCKAGE ELECTROCHIMIQUE AVANCE A LA GESTION ELECTRONIQUE OPTIMISEE

		Temps (h)	Temps Cumulé (h)	Courant (A)	Capacité (Ah)	Capacité chargée/déchargée cumulée (Ah)	Régime de charge/décharge (C _N = 10Ah)
Jour 1	Pause	18	18	0,0	0,0	0,0	0
	Décharge soir	5	23	-0,33	-1,67	-1,67	-C/30
Jour 2	Pause	12	35	0,0	0,0	-1,67	0
	Décharge midi	3	38	-0,27	-0,83	-2,50	-C/36
Jour 3	Pause	4	42	0,0	0,0	-2,50	0
	Décharge soir	2	44	-0,33	-0,67	-3,17	-C/30
Jour 4	Secours	0,5	44,5	-1,67	-0,83	-4,00	-C/6
	Décharge soir	2,5	47	-0,33	-0,83	-4,83	-C/30
Jour 3	Pause	12	59	0,0	0,0	-4,83	0
	Décharge midi	3	62	-0,27	-0,83	-5,67	-C/36
Jour 4	Pause	4	66	0,0	0,0	-5,67	0
	Décharge soir	5	71	-0,33	-1,67	-7,34	-C/30
Jour 4	Pause	8	79	0,0	0,0	-7,34	0
	Recharge	11	90	0,68	7,48	+ 0,14	C/14,7
	Décharge soir	5	95	-0,33	-1,67	-1,53	-C/30
	Pause	1	96	0,0	0,0	-1,53	0

Tableau 3.4 : Etapes de charge-décharge-pause correspondant au profil d'usage du module LiPV.

Ce profil est intégré dans un banc de test, appelé banc PLISE destiné à la caractérisation des systèmes photovoltaïques et situé à INES à Chambéry. Ainsi, si on effectue un certain nombre de fois les étapes décrites dans le tableau 3.4, on peut réaliser des tests de vieillissement proches de l'usage visé en parallèle du reste des

travaux. Après trois jours de fonctionnement sans recharge (sans production PV), la quantité d'ampères heure déchargées est de 8,17Ah, ce qui donne comme état de charge (quantité de charge présente encore dans la batterie par rapport à la charge nominale, exprimée en pourcentage) de la batterie 18% (pour une capacité nominale de 10 Ah). Une marge de sécurité est donc prise par rapport à la limite de décharge jusqu'à 10% sur les deux technologies lithium.

III.4.2 DETERMINATION DE L'ENERGIE INITIALE DE LA BATTERIE

En fin de vie, après 15 années d'utilisation, l'énergie de la batterie doit être au moins égale à 360 Wh, ce qui correspond bien selon les analyses et estimations de vieillissement sur la technologie $\text{Li}(\text{Co},\text{Ni},\text{Al})\text{O}_2/\text{C}$, à une énergie initiale de 480Wh. Par contre, dans le cas de la technologie LiFePO_4/C , le comportement à long terme de telles batteries n'est pas suffisamment connu, à ce jour, pour développer un outil de simulation de comportement et de prévision sur de longues durées. L'idée a donc été de comparer les deux technologies $\text{Li}(\text{Co},\text{Ni},\text{Al})\text{O}_2/\text{C}$ et LiFePO_4/C sur des éléments de capacités équivalentes dans leurs états initiaux et de les cycler dans les mêmes conditions. Des essais de cyclage à régime C/10 à température ambiante ont donc été réalisés sur des éléments Li-ion commerciaux de technologies LiCoO_2/C et LiFePO_4/C , présentés en figure 3.17. De même, des essais de cyclage à 37°C ont été réalisés sur des cellules électrochimiques de LiFePO_4/C et $\text{Li}(\text{Co},\text{Ni},\text{Al})\text{O}_2/\text{C}$, présentés en figure 3.18.

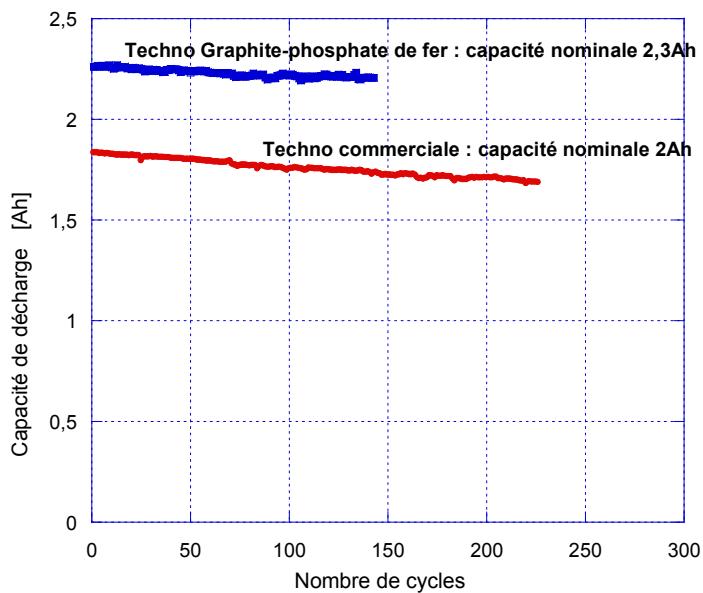


Figure 3.16 : Cyclage des éléments commerciaux $LiCoO_2/C$ et $LiFePO_4/C$; C/10, 25°C.

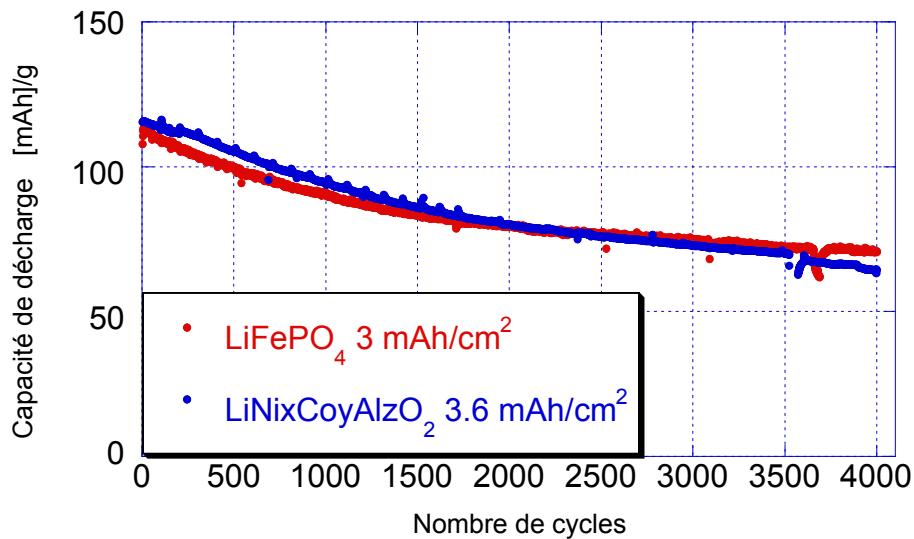


Figure 3.17 : Cyclage des cellules électrochimiques $Li(Co,Ni,Al)O_2/C$ et $LiFePO_4/C$.

Les figures 3.16 et 3.17 montrent que les deux technologies $LiFePO_4/C$ et $Li(Co,Ni,Al)O_2/C$ présentent un comportement similaire à long terme, voire une perte de capacité par cycle sensiblement plus faible pour la technologie $LiFePO_4/C$. Par conséquent, la même énergie initiale visée pour la batterie $LiFePO_4/C$ dans ce projet semble recevable, soit 480Wh.

III.4.3 CARACTERISTIQUES ET SPECIFICATIONS ELECTRIQUES

La plage de fonctionnement de la tension de sortie de C_1 est optimale entre 25 V et 80V pour la structure choisie. Plus C_1 élèvera la tension, plus les contraintes de C_2 seront réduites et un optimum en rendement peut être trouvé. Un compromis est donc à faire, en particulier pour maximiser le rendement de l'ensemble de la chaîne avec C_1 et C_2 . Par ailleurs, la tension de sortie de C_1 est choisie dans une plage compatible aux deux technologies, de manière à ce que la fonction électronique à développer puisse être polyvalente, et donc applicable aux deux technologies LiFePO₄/C et Li(Ni,Co,Al)O₂/C. Le résumé des spécifications est rappelé dans le tableau 3.5.

Technologie en version 2	Nombre d'éléments	Tension nominale (V)	Tension de fonctionnement (V)	Capacité / élément (Ah)	Surface maximale I x L (mm)
LiFePO ₄ /C	15	48	[39.0 – 55.5]	10	157 x 194
Li(Ni,Co,Al)O ₂ /C	12	43.2	[32.4 – 48.0]	10	157 x 194

Tableau 3.5 : Caractéristiques des technologies de batterie en fonction du nombre d'éléments.

Pour le projet LIPV, deux versions par technologie ont été développées. Nous ne donnons ici que les données pertinentes ayant servies à dimensionner les différentes fonctions électroniques.

Développement d'une première série d'éléments (Version 1)

En version 1, les éléments lithium-ion des 2 technologies ont des capacités équivalentes de l'ordre de 10 Ah, mais un format différent du format final attendu à l'arrière des panneaux PV. Le packaging cylindrique utilisé pour les batteries du commerce destinées à des applications embarquées est privilégié pour s'affranchir des problèmes de sécurité pour la technologie Li(Co,Ni,Al)O₂/C. Par contre, un premier packaging plat a été mis au point pour LiFePO₄/C spécifiquement conçu pour l'application visée. Le tableau 3.6 présente les performances initiales avant cyclage pour les prototypes fabriqués en version 1. Les performances sont conformes aux spécifications demandées.

CHAPITRE III : LES BATTERIES LITHIUM-ION :
DU STOCKAGE ELECTROCHIMIQUE AVANCE A LA GESTION ELECTRONIQUE OPTIMISEE

Version 1	LiFePO ₄ / C	Li(Ni,Co,Al)O ₂ / C
Format		
Dimensions	I = 185 mm ; L = 145 mm ; Ep. = 10 mm	I = 145 mm ; Ø = 38 mm
Volume	0,268 L	0,164 L
Masse	0,751 Kg	0,305 Kg
Tension nominale	3,2 V	3,6 V
Tension max en charge	3,7 V	4,0 V
Tension min en décharge	2,0 V	2,7 V
Capacité mesurée	10,37 Ah	9,75 Ah
Rendement faradique¹⁴	99,1%	98,9%
Energie mesurée	33,1 Wh	35,1 Wh
Rendement énergétique¹⁵	93,6%	97,0%
R_i (à 75% SOC)	22,5mΩ	11mΩ
Energie massique	44,1 Wh/kg	115,1 Wh/kg
Energie volumique	123,5 Wh/L	214,0 Wh/L
Boîtier	Inox	Aluminium
Organes de sécurité	Aucun	Coupe circuit - évent

Note : Décharge à 25°C en C/10 jusqu'à Umin = 2V pour élément LiFePO₄/C et 2,7V pour élément Li(Ni,Co,Al)O₂/C Charge à 25°C en C/10 jusqu'à Umax = 3,7V pour élément LiFePO₄/C et 4V pour élément Li(Ni,Co,Al)O₂/C puis en C/20 jusqu'à Umax = 3,7V pour élément LiFePO₄/C et 4V pour élément Li(Ni,Co,Al)O₂/C.

Tableau 3.6 : Caractéristiques initiales des éléments lithium-ion développés en version 1 du projet LipV selon les deux technologies choisies.

¹⁴ Le rendement faradique représente la capacité de la batterie à emmagasiner de l'énergie, sans prendre en compte les pertes par effet Joule dans la résistance interne de la batterie.

¹⁵ Le rendement énergétique tient compte du rendement faradique et des pertes par effet Joule dans la résistance interne de la batterie.

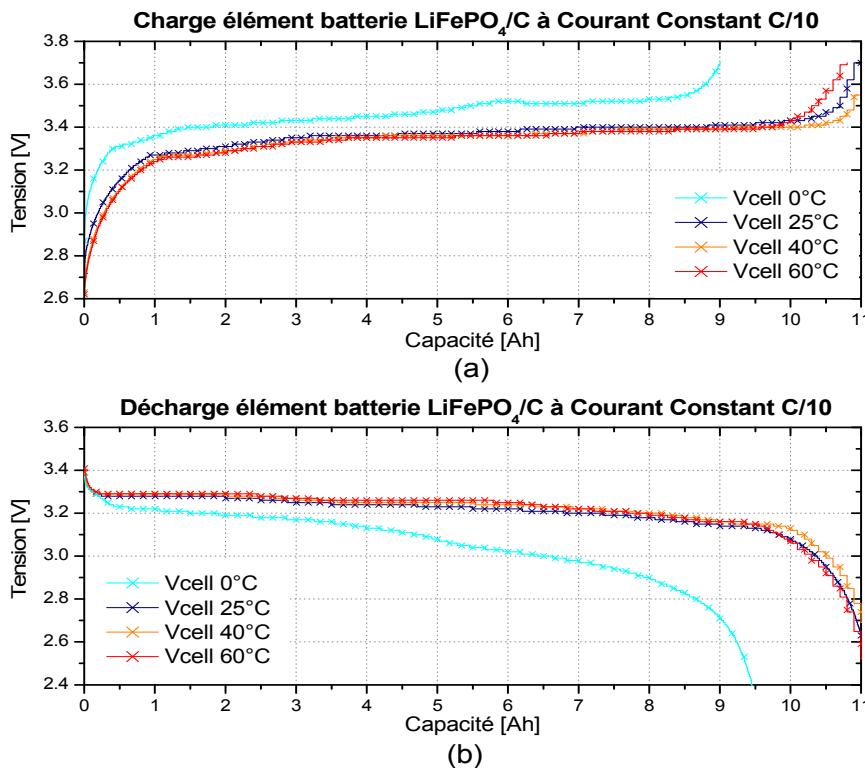


Figure 3.18 : Exemple de courbes de charges (a) et décharges (b) à courant constant C/10 d'un élément lithium-ion de technologie LiFePO_4/C pour différentes températures.

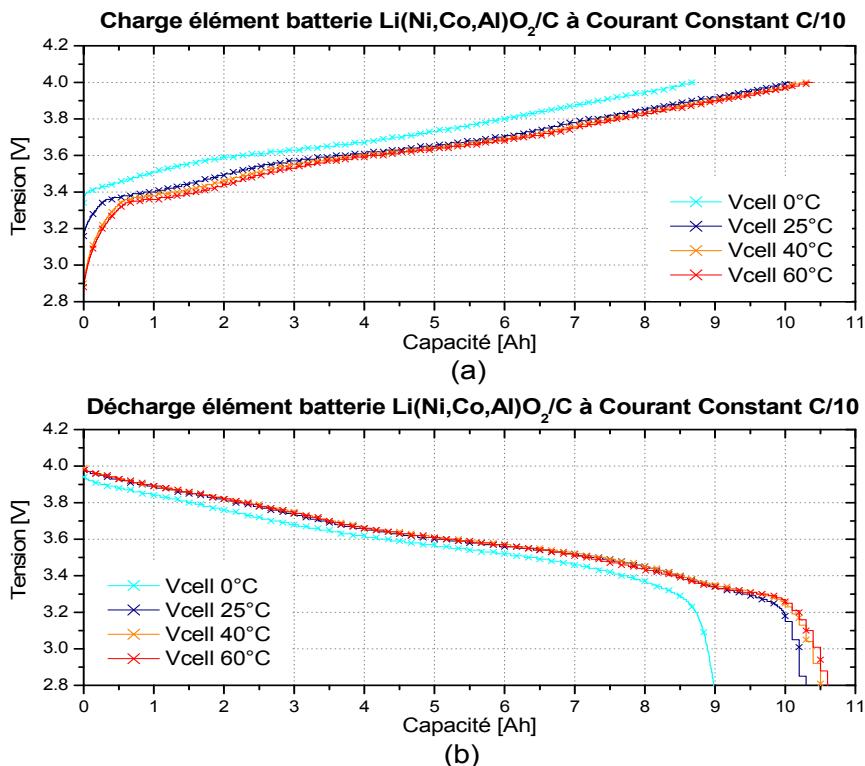


Figure 3.19 : Exemple de courbes de charges (a) et décharges (b) à courant constant C/10 d'un élément lithium-ion de technologie $\text{Li}(\text{Ni},\text{Co},\text{Al})\text{O}_2/\text{C}$ pour différentes températures.

Développement d'une deuxième série de batteries (Version 2)

En version 2, les éléments des deux technologies sont dimensionnellement identiques. Ce qui a permis de les intégrer de la même façon à l'arrière du panneau photovoltaïque. Le tableau 3.7 présente les performances initiales avant cyclage pour les prototypes fabriqués en version 2. Les performances sont conformes aux spécifications demandées.

Version 2	LiFePO ₄ / C	Li(Ni,Co,Al)O ₂ / C
Format		
Dimensions	I = 157 mm ; L = 194 mm ; Ep. = 9 mm	
Volume	0,274 L	0,274 L
Masse	0,475 Kg	0,480 Kg
Tension nominale	3,2 V	3,6 V
Tension max en charge	3,7 V	4,0 V
Tension min en décharge	2,0 V	2,7 V
Capacité mesurée	11,27 Ah	10,96 Ah
Rendement faradique	97,3%	97,1%
Energie mesurée	36,1 Wh	39,5 Wh
Rendement énergétique	93,0%	96,1%
Ri (à 75% SOC)	13,7mΩ	10,5mΩ
Energie massique	76,0 Wh/kg	82,3 Wh/kg
Energie volumique	131,7 Wh/L	144,2 Wh/L
Boîtier	Aluminium	
Organes de sécurité	Aucun	

Note : Décharge à 25°C en C/10 jusqu'à Umin = 2V pour élément LiFePO₄/C et 2,7V pour élément Li(Ni,Co,Al)O₂/C Charge à 25°C en C/10 jusqu'à Umax = 3,7V pour élément LiFePO₄/C et 4V pour élément Li(Ni,Co,Al)O₂/C puis en C/20 jusqu'à Umax = 3,7V pour élément LiFePO₄/C et 4V pour élément Li(Ni,Co,Al)O₂/C.

Tableau 3.7 : Caractéristiques initiales des éléments lithium-ion en version 2 du projet LiPV selon les deux technologies choisies.

Afin d'éviter d'éventuels gonflements conduisant à une perte de contact des couches électrodes/séparateurs avec électrolyte empilées et par la suite, une perte de capacité du pack batterie, les éléments $\text{Li}(\text{Co},\text{Ni},\text{Al})\text{O}_2/\text{C}$ sont testés dans une structure métallique. Les éléments LiFePO_4/C ont été testés sans structure de maintien, l'objectif étant d'évaluer des éventuels gonflements par la mesure de l'épaisseur des éléments avant et après cyclage, renseignant ainsi sur la stabilité des composants internes dans le temps et induisant par la suite des adaptations dans la conception même des éléments.

III.4.4 SPECIFICATIONS MECANIQUES ET DIMENSIONNELLES DES BATTERIES

Les accumulateurs ou éléments sont disposés à l'arrière du panneau afin de respecter l'homogénéité thermique de l'ensemble du module. Pour les mêmes raisons, le boîtier électronique est positionné de telle manière à couvrir un nombre entier de cellules, typiquement une rangée de 3 cellules. Il est fixé à l'arrière du panneau en laissant passer également une lame d'air de même taille que pour les batteries réduisant ainsi les effets de disparité thermique sur les prototypes. Le pack batterie est constitué d'éléments de format plat, tous connectés en série (figure 3.1) et couvrant alors la surface restante à l'arrière du panneau, de manière à répartir la température des éléments le plus uniformément possible.

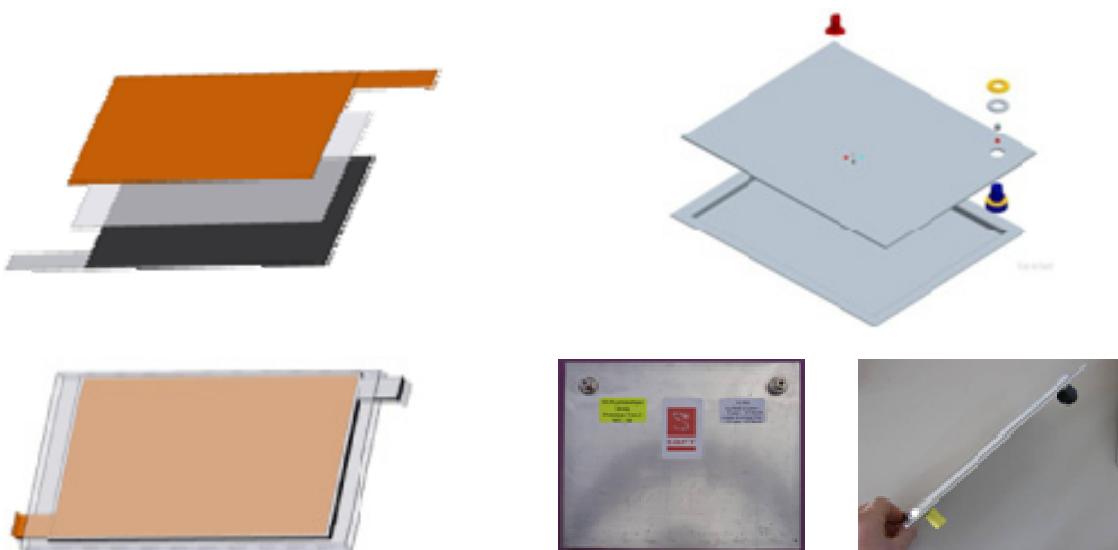


Figure 3.20 : Conception mécanique commune du packaging batterie.

III.4.5 COMPORTEMENT EN VIEILLISSEMENT CALENDRAIRE ET CYCLAGE

Vieillissement accéléré en cyclage

Les éléments des deux versions ont été caractérisés en cyclage permettant d'accélérer leur vieillissement afin d'obtenir des résultats sur le comportement des matériaux et de leur mise en forme plus rapidement. Le protocole de tests défini par le CEA, commence à partir de l'état de charge initial et considéré nominal. Un cycle type tel que décrit en figure 3.21 est appliqué plusieurs fois. Soit, une première décharge réalisée à régime C/10 jusqu'à atteindre 50% d'état de charge suivie d'une deuxième décharge réalisée à C/5 jusqu'à 25% de l'état de charge. Immédiatement, la recharge est programmée à régime C/5 puis C/20 jusqu'à atteindre une tension seuil de fin de charge spécifique pour chacune des 2 technologies (figure 3.21). Le protocole de cyclage est ainsi rendu fortement plus contraignant pour les éléments de stockage par rapport à celui présenté au paragraphe III.2.2.1 (figure 3.3) par la suppression des temps de pause et l'augmentation des régimes de décharge et de charge, permettant d'accélérer le vieillissement des matériaux et de donner une estimation de la durée de vie des éléments au bout de quelques cycles. Un cycle complet se faisant en 12 heures, cela permet d'effectuer 2 cycles journaliers.

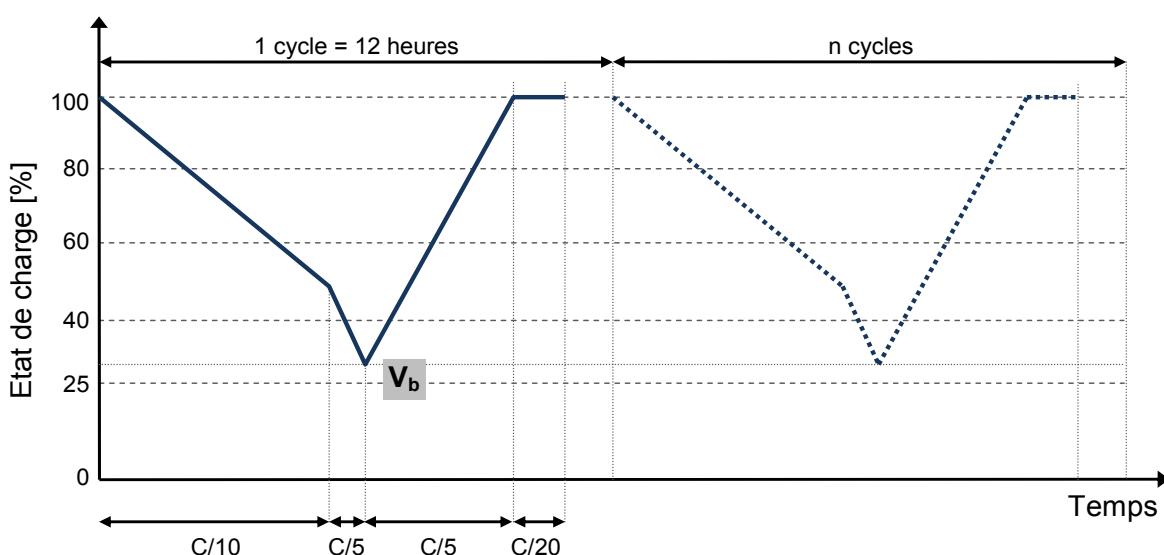


Figure 3.21 : Protocole de cycle appliqué aux deux versions des éléments de stockage permettant un vieillissement accéléré.

Le tableau 3.8 montre l'équivalence entre les deux profils de test appliqués aux éléments de stockage dédiés au module LiPV.

Nombre de cycles	Nombre de jours en conditions réelles	Durée du test (jours)
1	4	0,5
8	32	4
50	200	25
100	400	50

Tableau 3.8 : *Équivalence nombre de cycles – nombre de jour d'utilisation en conditions réelles – durée du test.*

Pour s'assurer qu'il n'y ait pas de dérives sur l'estimation de la capacité de charge au cours du temps, un contrôle de la capacité en régime C/10 est effectué tous les 50 cycles et une mesure de la résistance interne par application d'un courant à C/2 pendant 15 s est réalisée à 50% et à 75% d'état de charge selon la formule suivante :

$$R_{int} = \frac{U_{I_{10}} - U_{I_2 \text{ à } t=15s}}{I_2 - I_{10}} \quad (3.1)$$

Ces essais de cyclage sont également conduits alternativement à +20°C et à +40°C tous les 50 cycles afin de simuler le changement de saison.

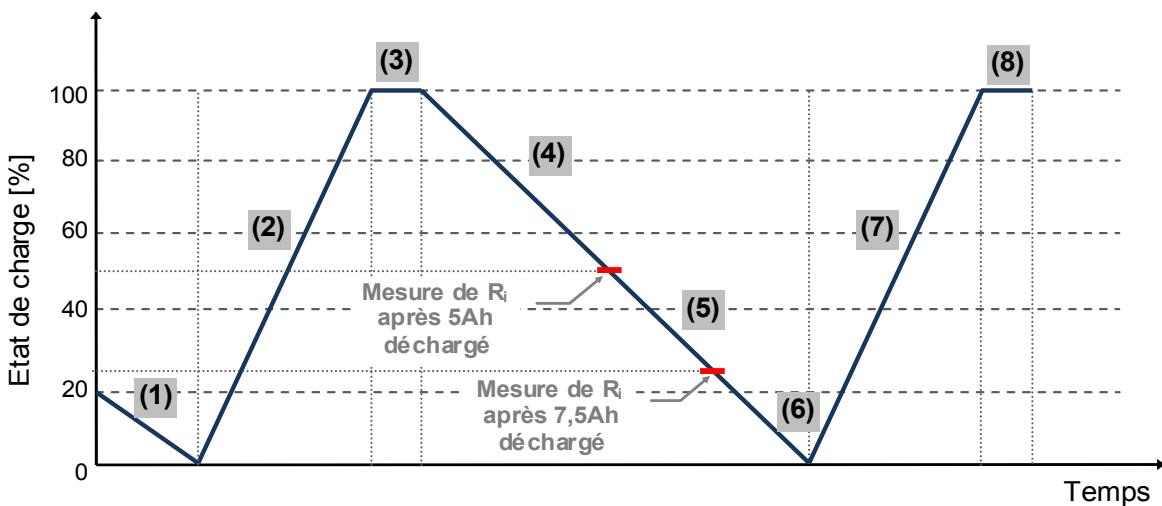


Figure 3.22 : *Profil de tests pour la détermination régulière des capacités de contrôle vérifiant régulièrement l'obtention des résultats.*

Le tableau ci-dessous (tableau 3.9) récapitule le pourcentage de capacité perdue par rapport à la capacité initiale par cycle effectué (75% de profondeur de décharge) pour les tests de cyclage. La figure 3.23 montre un exemple de courbe de la capacité déchargée en fonction du nombre de cycles pour les éléments de la version 1.

	LiFePO ₄ /C		Li(Ni,Co,Al)O ₂ /C	
	Version 1	Version 2	Version 1	Version 2
Evolution en cyclage à 40°C	-0,021% / cycle après 634 cycles	-0,042% / cycle après 378 cycles	-0,014% / cycle après 634 cycles	-0,010% / cycle après 378 cycles
Evolution en cyclage à 20°C et à 40°C en alternance	-0,025% / cycle après 848 cycles	-0,033% / cycle après 477 cycles	-0,015% / cycle après 848 cycles	-0,039% / cycle après 477 cycles
Gonflement mesuré après cyclage	-	+ 0,3 à + 1,6 mm	-	+ 2,0 à + 3,0 mm

Tableau 3.9 : Bilan des essais de vieillissement en cyclage, perte de capacité par cycle réalisé.

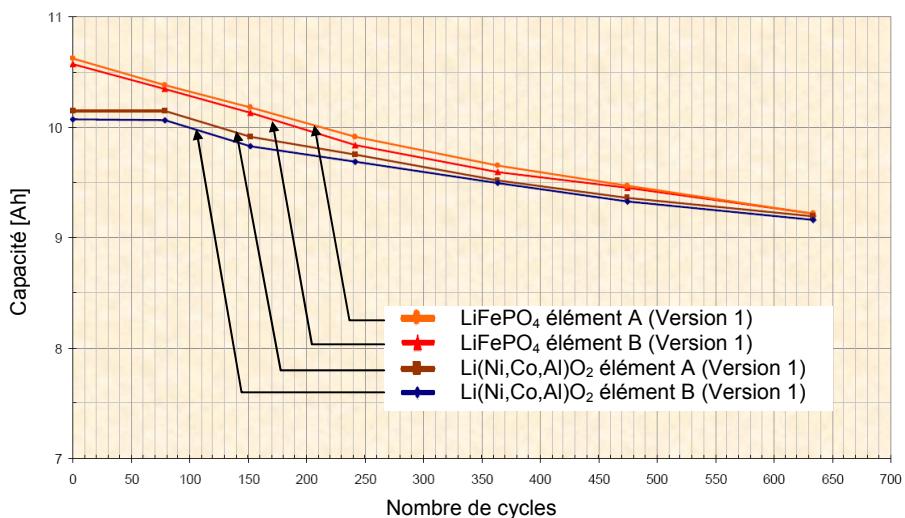


Figure 3.23 : Evolution de la capacité déchargée en fonction des cycles (Cyclage à 40°C),
Charge à 2A puis 0.5A => 3.7V (LiFePO₄) ou 4.0V (Li(Ni,Co,Al)O₂),
Décharge à 1A => 2.0V (LiFePO₄) ou 2.7V (Li(Ni,Co,Al)O₂) avec 75% de DOD.

Vieillissement calendaire

Pour le vieillissement calendaire, chaque élément a été entreposé à l'état chargé à 40°C en circuit ouvert et leur capacité de décharge (quantité d'énergie restituée par rapport à l'énergie stockée dans la batterie) a été contrôlée tous les mois, pour être comparée à la capacité de référence mesurée le premier jour des essais. Après un mois, les éléments sont déchargés en maintenant leur température à 40°C jusqu'à leur tension minimale de fin de décharge définie par la technologie utilisée afin d'estimer la décharge résiduelle. Ensuite, les éléments sont remis à 20°C pendant au moins 16 heures avant de lancer le cycle de contrôle (mesure de la capacité et de la résistance interne pour différents états de charge).

Le tableau 3.10 récapitule les résultats obtenus, donnés en pourcentage de capacité perdue par rapport à la capacité initiale au bout de plusieurs centaines de jours de stockage effectués pour les tests calendaires.

	LiFePO ₄ /C		Li(Ni,Co,Al)O ₂ /C	
	Version 1	Version 2	Version 1	Version 2
Evolution en durée de vie calendaire à 40°C	-0,034% / jour après 325 jours d'essai	-0,045% / jour après 189 jours d'essai	-0,011% / jour après 325 jours d'essai	-0,030% / jour après 144 jours d'essai

Tableau 3.10 : Bilan des essais de vieillissement calendaire.

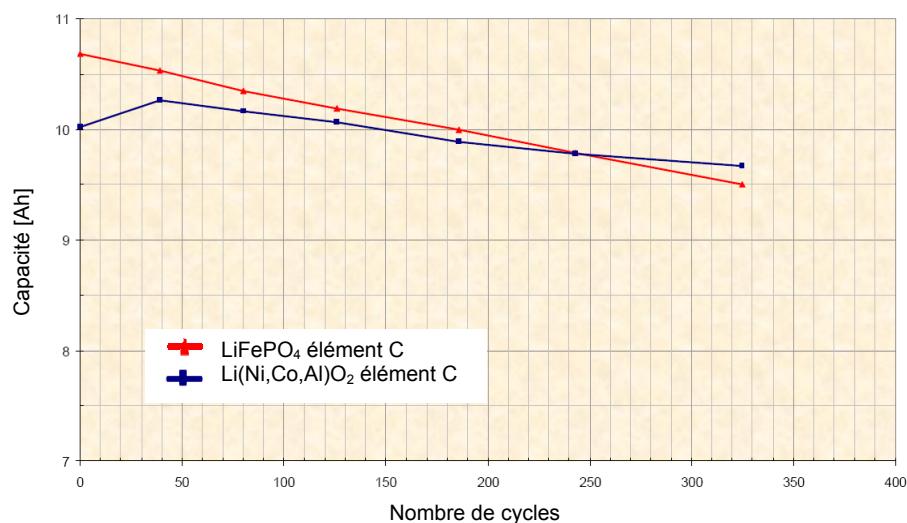


Figure 3.24 : Evolution de la capacité déchargée en fonction du nombre de jours de stockage pour les éléments en version 1 (Vieillissement à 40°C).

La figure 3.24 montre un exemple d'évolution de la capacité déchargée en fonction du nombre de cycles pour les éléments de la version 1 ayant subis les essais de vieillissement calendaire.

III.4.6 DETERMINATION DE L'ETAT DE CHARGE D'UN ACCUMULATEUR LI-ION

Une bonne connaissance de l'état de charge des éléments de stockage est nécessaire pour pouvoir élaborer une gestion de batterie optimale. Cependant, l'estimation exacte de l'état de charge est une tâche difficile. Pour cela, il existe plusieurs approches comme la mesure de la charge extraite, la mesure de l'impédance ou de la résistance interne de la batterie [66], la mesure de la tension et du courant batterie [67], l'utilisation d'estimateur par filtre de Kalman basé sur des modèles électrochimique [68], ou bien basé sur de l'intelligence artificielle [69].

Il est à remarquer que le terme « Etat de charge » peut porter à confusion. En effet, une distinction doit être faite entre la « charge » désignant la quantité d'énergie à l'intérieur de la batterie (notée SOC) et la « charge » désignant l'énergie (C_{rest}) disponible à un instant donné sous des conditions de courant de décharge, de température et de vieillissement données. Entre les deux terminologies, la différence peut être très significative. Par exemple, lorsque la batterie se décharge sous des conditions de faible température, l'énergie que peut fournir la batterie est bien plus faible que l'énergie stockée dans la batterie. Ainsi, selon les cas, l'état de charge représentera l'énergie présente dans la batterie ou l'énergie accessible sous les conditions de courant de décharge et de température données.

Quand les conditions météo sont médiocres, l'énergie fournie par un GPV est plus faible impliquant une réduction de l'état de charge de la batterie en fin de journée. L'état de charge est spécifique à chaque élément de batterie. On notera C_{rest} la capacité restante de chaque batterie élémentaire.

- *Etat de charge (SOC)* : Charge présente à l'intérieur de la batterie en (Ah). Le SOC reflète une valeur estimée. Un SOC peut également s'exprimer en pourcentage (%) de la charge maximale possible.
- *Capacité restante (C_{rest})* : Charge (Ah) disponible pour l'utilisateur sous des conditions spécifiques de décharge. C_{rest} reflète une valeur estimée, ce qui implique une valeur plus ou moins petite par rapport à la valeur du SOC, qui dépend des conditions. C_{rest} peut également être exprimé en pourcentage.
- *Temps d'utilisation restant (t_{rem})* : Temps estimé où la batterie peut se décharger sous des conditions de décharge valides avant d'atteindre le seuil de fin de décharge V_{bat_LD} provoquant un arrêt du fonctionnement.
- *Charge fournie par la batterie (Q_{bat})* : Charge (Ah) fournie par la batterie lors de la décharge. La valeur de Q_{bat} est égale à zéro au début de chaque décharge.

La distinction entre l'état de charge SOC et la capacité restante C_{rest} de la batterie dépend de la précision de l'indicateur d'état de charge, limitée par une erreur systématique et une aléatoire. L'erreur systématique résulte d'une intégration erronée du comportement de la batterie dans le système. Par exemple, l'erreur systématique de l'estimation peut survenir quand on ne tient pas compte de la dépendance de la capacité restante à la valeur de courant de décharge sur C_{rest} .

Dans certains cas, la batterie arrête d'alimenter la charge avant que sa capacité restante estimée n'atteigne 0%. Pour cela, les systèmes de mesure de l'état de charge de la batterie définissent une marge de sécurité ou une réserve de capacité pour prendre en compte toutes les imprécisions d'estimation. L'amplitude des erreurs systématiques dépendra des conditions d'utilisation (température, fluctuation du courant de charge ou décharge) et de vieillissement.

Les erreurs aléatoires sont principalement liées à la diversité du comportement des batteries ou des éléments et aux imprécisions de mesures.

Le temps d'utilisation t_{util} en [s] d'une batterie peut s'exprimer comme le rapport entre la capacité restante C_{rest} et le courant de décharge si ce dernier est constant et correspondant à un régime de décharge :

$$t_{\text{util}} = \frac{C_{\text{rest}}}{I_{\text{décharge}}} \cdot 3600 \quad (3.2)$$

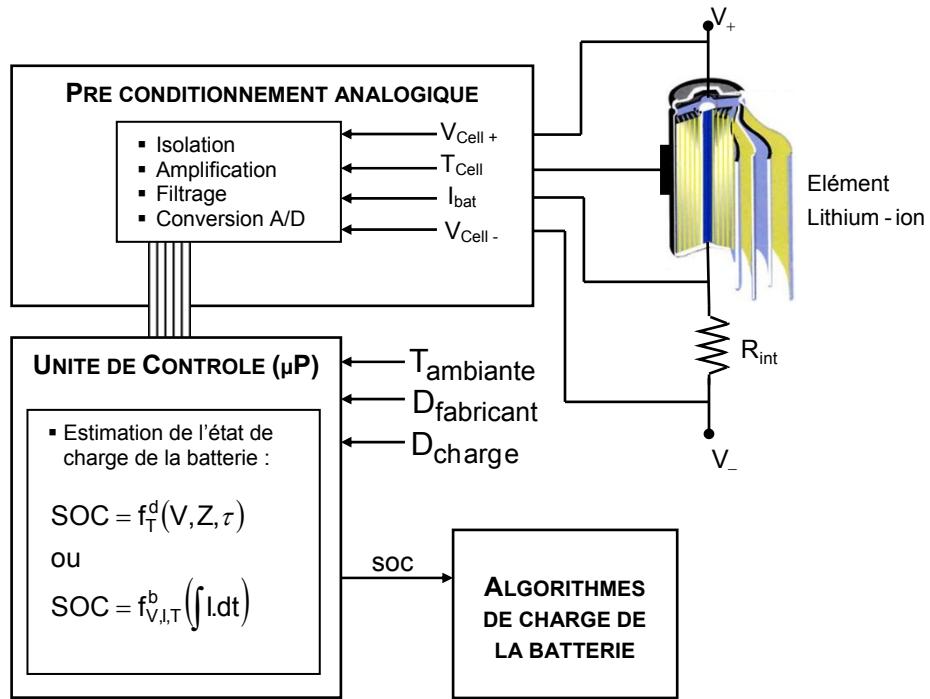


Figure 3.25 : Principe du système d'estimation de l'état de charge de la batterie

III.4.7 COMPORTEMENT EN SITUATION EXTREME ET ABUSIVE

Pour des raisons de confidentialité tous les essais sur le comportement des éléments de stockage en situation extrême et abusive ne sont pas signalés dans ce manuscrit.

III.5 CONCEPTION D'UN SYSTEME DE GESTION DE BATTERIE (BMS) OPTIMISE POUR LE MODULE LiPV

Pour les technologies de stockage à base de lithium, des précautions de sécurité de fonctionnement doivent être prises à cause des risques encourus dans certaines conditions signalés et analysés lors des essais abusifs (conditions extrêmes de fonctionnement). Pour un produit destiné à l'habitat, il est nécessaire que les éléments de stockage soient soumis à divers accidents et que diverses procédures de sécurité garantissant au public et au personnel de secours (pompiers) une non-dangerosité lors d'interventions soient développées en conséquence.

Au-delà du packaging qui doit diminuer le risque d'explosion, la gestion électronique du module multifonctionnel LiPV doit comprendre des redondances de sécurité. D'autre part, pour assurer une durée de vie maximale, tout doit être mis en œuvre pour éviter aux divers éléments de sortir de leur zone optimale de fonctionnement limitant leur vieillissement. L'organe électronique effectuant cette surveillance s'appelle « système de gestion de batterie » ou plus souvent BMS (Battery Management System). Il est constitué de diverses fonctions de gestion relativement complexes. Pour le module LiPV, un BMS dédié à chaque technologie de batterie a été développé. Ce système constitue l'organe principal de gestion et de surveillance. Il a la connaissance à chaque instant des paramètres opérationnels pendant la charge et la décharge de la batterie, tel que les tensions, les courants et les températures internes de chaque batterie élémentaire et les grandeurs ambiantes environnantes à l'intérieur du module LiPV. Ainsi, des capteurs ont été placés proches des éléments ainsi que les circuits de mesure internes associés. D'autres sont placés sur chacune des cartes électroniques. Les données remontent via les interfaces entre les divers modules électroniques y compris les organes de protection. Certaines alarmes se déclenchent s'il y a anomalie permettant de déconnecter la ou les batteries élémentaires. Dans un contexte de fonctionnement « normal », le BMS utilise des méthodes pour qu'à tout instant, le pack batterie soit prêt à délivrer la puissance optimale de charge tout en assurant la durée de vie de la batterie. Ainsi, la maîtrise de tous les paramètres du système en temps réel évite les dégradations possibles des éléments de stockage de nouvelles générations. Nous

présentons dans cette partie l'élaboration des différents algorithmes de gestion et de transferts énergétiques du module LiPV associés aux différents modes de fonctionnement possibles.

III.5.1 SPECIFICATIONS DES MODES DE FONCTIONNEMENT

L'architecture système proposée pour le Module LiPV a plusieurs configurations de fonctionnement possibles définies en fonction des conditions météorologiques, de l'état de charge des batteries et du profil de consommation.

La figure 3.26 rassemble toutes les fonctions d'un module LiPV élémentaire, y compris les interrupteurs de sécurité, situés au niveau du panneau photovoltaïque et de la batterie.

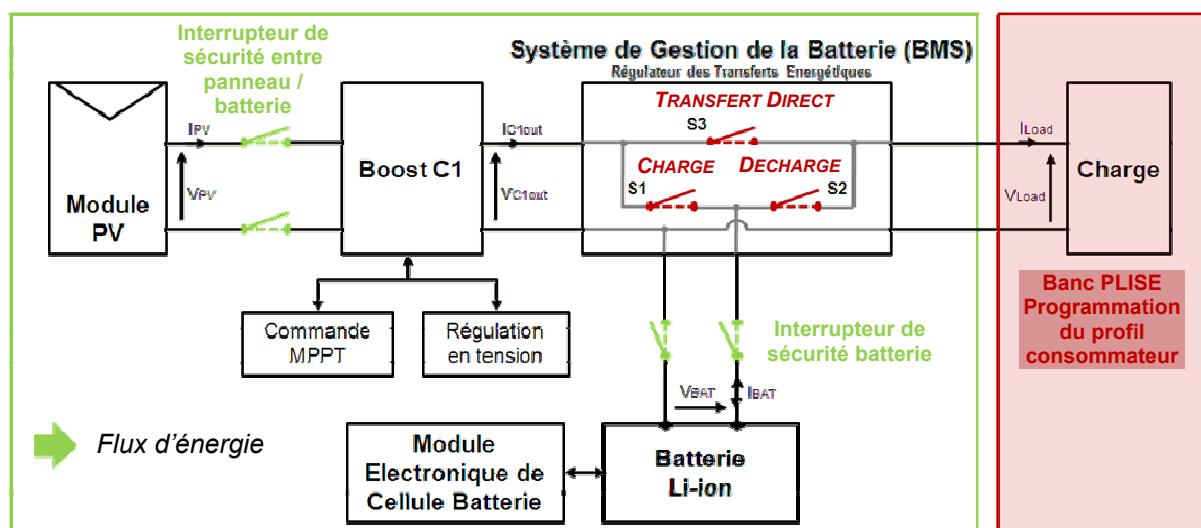


Figure 3.26 : Schéma de Principe de l'Architecture Système du Module LiPV.

Le BMS gère principalement l'étage dédié aux transferts d'énergie constitué de trois interrupteurs de puissance MOSFET. On appelle :

- S_1 l'interrupteur permettant le transfert d'énergie entre la sortie du convertisseur C_1 et la batterie,
- S_2 l'interrupteur permettant le transfert entre la batterie et la charge,
- S_3 l'interrupteur permettant le transfert entre la sortie du convertisseur C_1 et la charge (transfert direct).

On notera que la recharge de batterie via la charge (consommateur) n'est pas possible. Le mode « *charge batterie prioritaire* » privilégie la charge complète de la batterie avant d'autoriser un transfert d'énergie vers le consommateur. Le mode « *charge/décharge et transfert direct* » permet des transferts d'énergie en fonction de la production PV, de l'état de charge de la batterie et de la demande du consommateur. Le mode « *circuit ouvert* » déclenche une alarme.

1. Mode de charge batterie prioritaire

A chaque initialisation du module LiPV, ce mode de fonctionnement appelé « *Charge batterie prioritaire* » illustré en figure 3.27 est déclenché. Le BMS force alors l'interrupteur S_1 à l'état passant. La batterie se charge jusqu'au seuil de tension de fin de charge défini par la matrice d'optimisation introduite dans les algorithmes de gestion. Cette matrice détermine la fin de charge de la batterie en fonction du courant de charge et de la température maximale de tous les éléments de stockage.

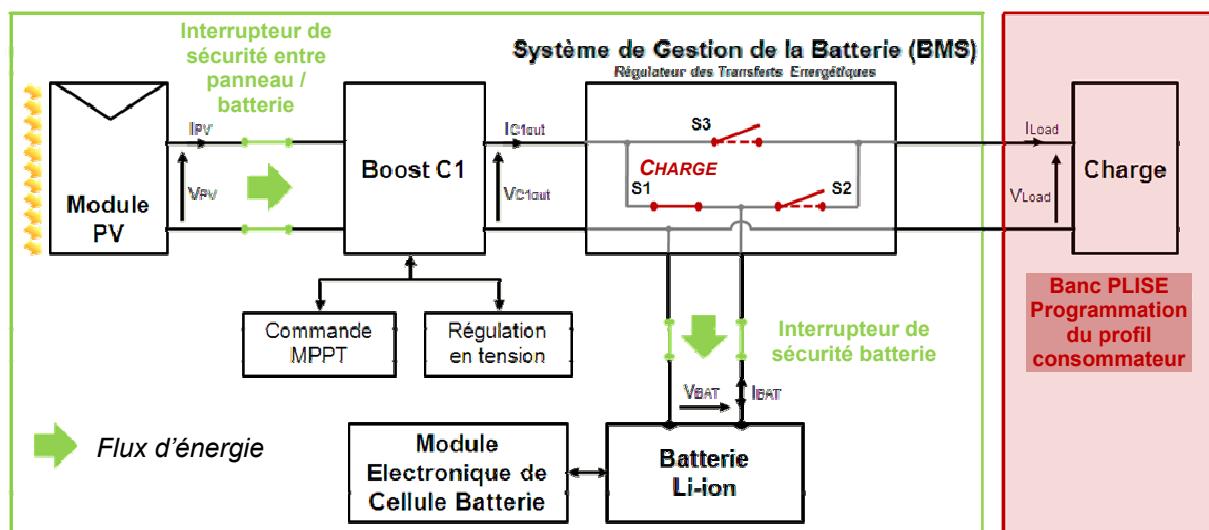


Figure 3.27 : Architecture du module LiPV en configuration « Mode Charge Batterie Prioritaire ».

Dans ce type de fonctionnement, le système doit faire un choix entre deux modes de charge selon les conditions météorologiques et l'état de charge de la batterie. Ainsi, deux options sont possibles :

- **Mode MPPT** : Ce mode optimise la recherche de PPM du GPV à travers une surveillance permanente des valeurs de tension et de courant de sortie du

panneau. Ce mode est activé par défaut afin d'optimiser la production d'énergie d'origine PV.

- **Mode Régulation en tension** : Ce mode optimise la fin de charge de la batterie. Ce mode est déclenché dès que le seuil de fin de charge (V_{bat_HD}) est atteint. Une Régulation en tension est alors active permettant de comparer la tension de batterie à une consigne définie dans la matrice d'optimisation. Ce mode permet de maintenir à tout instant la tension batterie à la valeur de la tension de consigne.

2. Mode de charge/décharge batterie et transfert direct

Ce fonctionnement appelé « *charge/décharge batterie et transfert direct* » permet à la batterie de se décharger si la production PV est faible et/ou la demande du consommateur trop importante. Dans cette configuration de fonctionnement, la batterie se décharge pour subvenir aux besoins du consommateur (figure 3.28). Ce mode est déclenché dès que la tension de batterie (V_{bat}) atteint la valeur du seuil de fin de charge (V_{bat_HD}) défini par la matrice d'optimisation. Le système de gestion de la batterie force alors les trois interrupteurs MOSFET S_1 , S_2 , et S_3 aux états passants. Le consommateur reçoit une quantité d'énergie dépendante de l'éclairement et de l'état de charge de la batterie. Les transferts d'énergie s'équilibrent automatiquement suivant les lois physiques de distribution de courant.

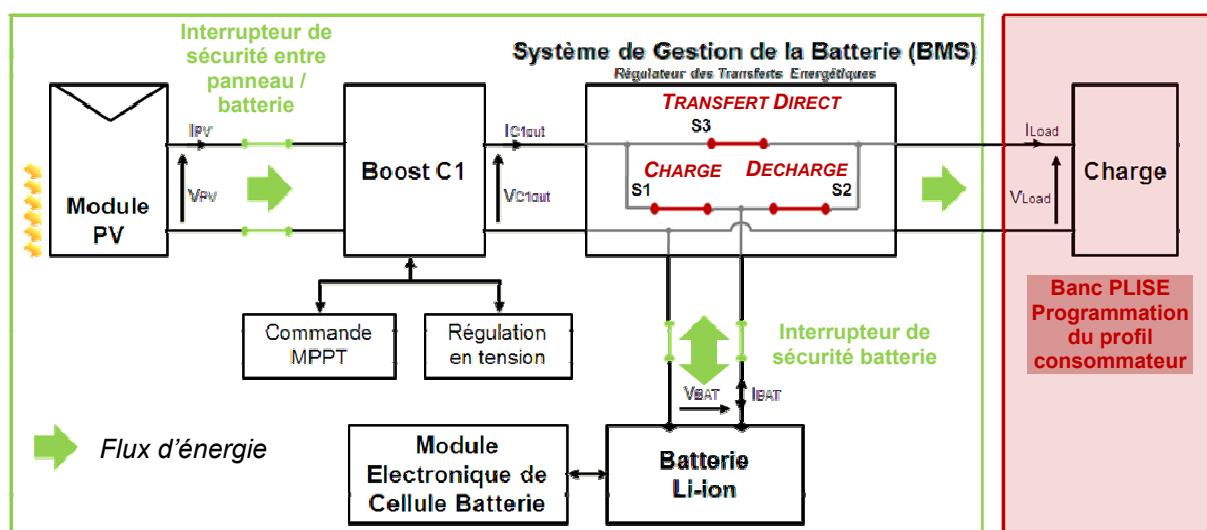


Figure 3.28 : Configuration « Charge/Décharge Batterie et Transfert Direct».

Si le seuil de fin de décharge (V_{bat_LD}) de la batterie est atteint, le système de gestion de la batterie force le système en mode « *charge batterie prioritaire* ». Si par contre, la production photovoltaïque est supérieure à la demande du consommateur et que les batteries sont proches de leur état de surcharge, le système de gestion vient stopper tout transfert dès qu'une alarme s'active (dès que le seuil de fin de charge (V_{bat_HD}) est atteint, alors le système de gestion de la batterie active le mode de Régulation en tension). C'est le seul cas de pertes de production d'énergie PV, mode activé pour éviter des destructions ou dégradations des batteries. Cette phase doit être limitée dans le temps par un dimensionnement judicieux du module LiPV par rapport à une utilisation type.

3. Mode circuit ouvert

La configuration « *Circuit Ouvert* » est active dès que le BMS a eu une information ayant déclenché une alarme majeure. Le module LiPV se met alors en défaut en bloquant tous les interrupteurs S_1 , S_2 et S_3 (figure 3.29).

Le module LiPV pourra à nouveau fonctionner si une alarme majeure en température a été déclenchée mais que la température a chuté entre temps. Dans le cas d'une alarme majeure en tension (surtension, sous-tension élément) ou en courant (surintensité en charge ou en décharge), cela signifie que le module LiPV a besoin d'une maintenance.

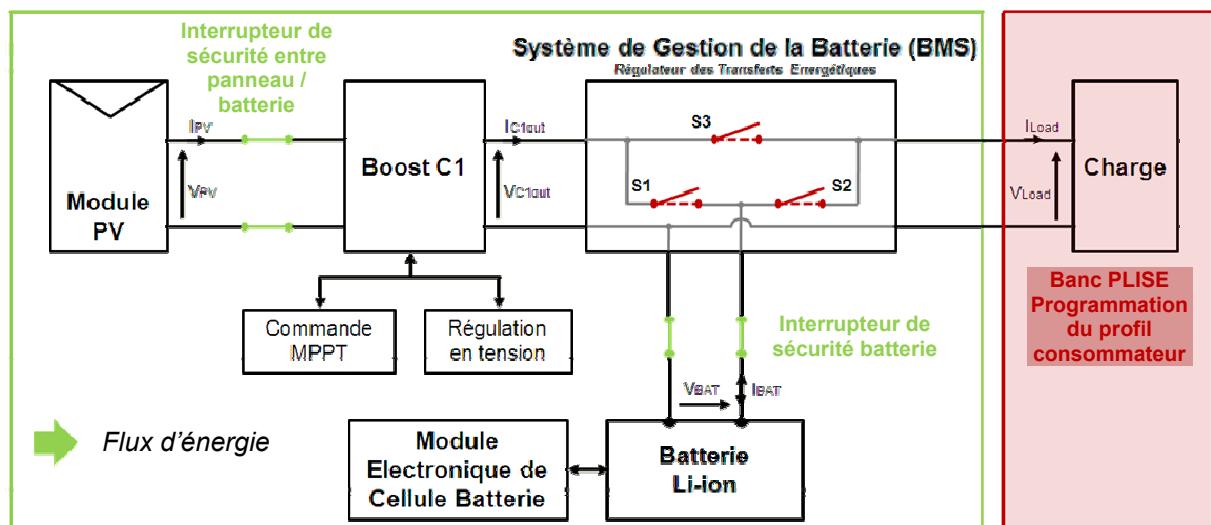


Figure 3.29 : Configuration « *Circuit Ouvert* ».

III.5.2 MÉTHODE D'ANALYSE FONCTIONNELLE DU SYSTÈME DE GESTION DE LA BATTERIE

Le BMS est constitué d'un microcontrôleur ou microprocesseur, d'une interface électronique et de plusieurs capteurs. Le microcontrôleur contient un algorithme de gestion qui est capable de déterminer le début et la fin du processus de charge dans diverses conditions.

Les capteurs envoient les informations au microcontrôleur via les interfaces. L'algorithme prend diverses décisions et renvoyant un maximum d'indications sur les différents paramètres nécessaires aux calculs comme par exemple l'état de charge de la batterie. Le BMS agit à la fois sur le processus et la méthode de charge mais aussi détermine le rendement et les performances de tout le système.

Pour la conception du BMS les caractéristiques de chaque technologie utilisée, en particulier le comportement lors d'une charge en mode CC et CV à différentes conditions de fonctionnement ($T^{\circ}C$) et pour des charges/décharges à des régimes proches des conditions photovoltaïques doivent être connues. De même, la sensibilité des seuils de tension (selon les conditions de fonctionnement) et la disparité en tension des éléments de stockage sont considérés.

III.5.2.1 GESTIONNAIRE DE BATTERIE Li-ION (BMS)

Le BMS conçu pour le module LiPV gère le système dans sa globalité et en termes de prises de décision. Il est composé d'un microcontrôleur PIC18F6585, de trois MOSFET qui assurent le transfert énergétique dont les états déterminent les différents modes de fonctionnement comme signalés dans le paragraphe III.5.2, d'un capteur de courant permettant la mesure du courant demandé par le consommateur, de deux capteurs de température et de périphériques permettant un dialogue de type USB vers un PC. Le schéma fonctionnel du gestionnaire de batterie élaboré pour le module LiPV est illustré en (figure 3.30).

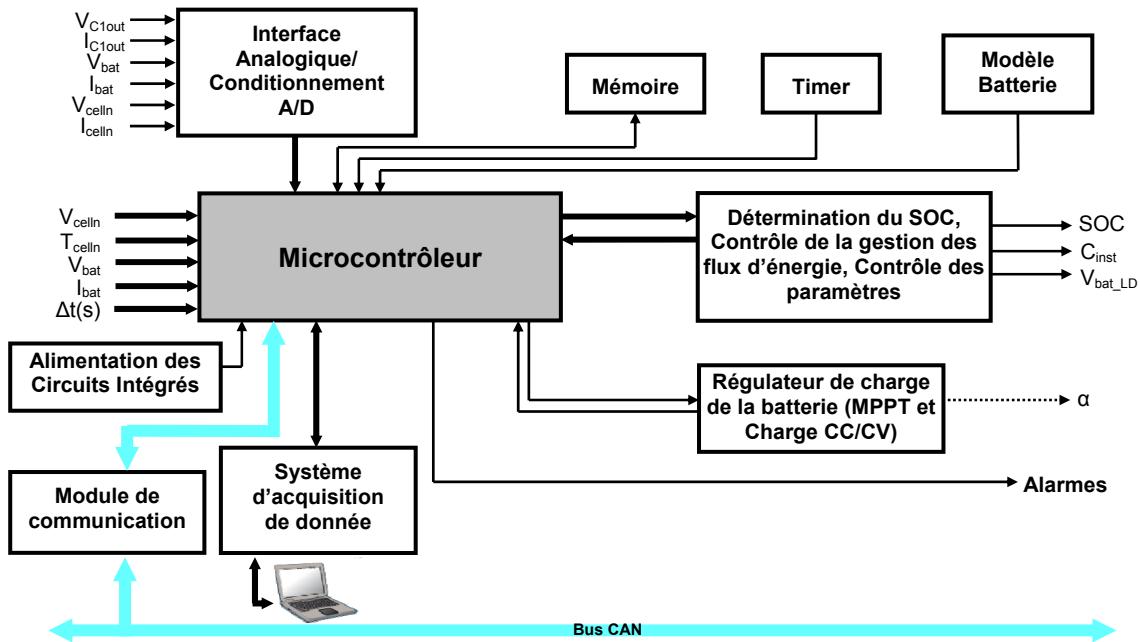


Figure 3.30 : Schéma fonctionnel du gestionnaire de batterie (BMS).

La carte BMS assure ainsi les fonctions suivantes:

- Envoyer un code commande aux microcontrôleurs de C_1 et de MECB pour la centralisation des données à chaque seconde,
- Traiter les données renvoyées par les autres sous-système (surchauffe, température basse, surtension et sous-tension élément, surintensité, tension de batterie, seuil de détection de fin de charge et de décharge, traitement des alarmes mineures et majeures en tension, courant et température),
- Acquérir le courant demandé par le consommateur (quantum = 3 mA),
- Acquérir les deux températures ambiantes placées sur le circuit imprimé, (quantum = 1°),
- Envoyer tous les paramètres à un PC via une connexion USB, suite à une demande de l'utilisateur. Cet envoi se fait après chaque traitement de la réception des données.

La gestion globale du module LiPV est basée sur l'algorithme, présenté en figure 3.31, qui ordonne les différentes interactions entre les sous-systèmes constituant

les différentes fonctions électroniques y compris le mode d'équilibrage et les prises de décision en fonction du mode de fonctionnement.

A l'état initial, le système est forcé en mode prioritaire ($S_1 = \text{ON}$, $S_2 = \text{OFF}$ et $S_3 = \text{OFF}$, Mode Nuit) privilégiant ainsi une charge complète de la batterie avant la connexion du profil consommateur. Les sous-systèmes C_1 et MECB étant autonomes pour leur tâche principale, ils commencent leur algorithme respectif dès la mise en tension du système. Ensuite, toutes les données du système sont acquises, chaque seconde, et transmises au BMS, via un protocole de communication CAN (Controller Area Network). Ces données sont comparées avec les seuils d'alarmes prédéfinis. Les alarmes peuvent soit entraîner un arrêt définitif du système jusqu'à une intervention de maintenance (alarmes en surtension, sous-tension, surintensité en charge ou en décharge), soit entraîner un arrêt momentané du système (alarmes lors de température hautes ou basses).

Ensuite l'algorithme compare V_{bat} avec $V_{\text{bat_HD}}$ du pack calculé en fonction de la température maximale des éléments et du courant traversant la batterie. Si cette comparaison est positive alors on actionne tous les transferts d'énergies ($S_2 = S_3 = \text{Passant}$) et on envoie un ordre de commande au microcontrôleur de C_1 pour qu'il passe en mode de régulation en tension. Sinon, la tension de batterie est comparée avec le $V_{\text{bat_LD}}$ du pack batterie. Si cette comparaison est négative, on repasse en mode prioritaire ($S_1 = \text{ON}$, $S_2 = \text{OFF}$ et $S_3 = \text{OFF}$, Mode MPPT).

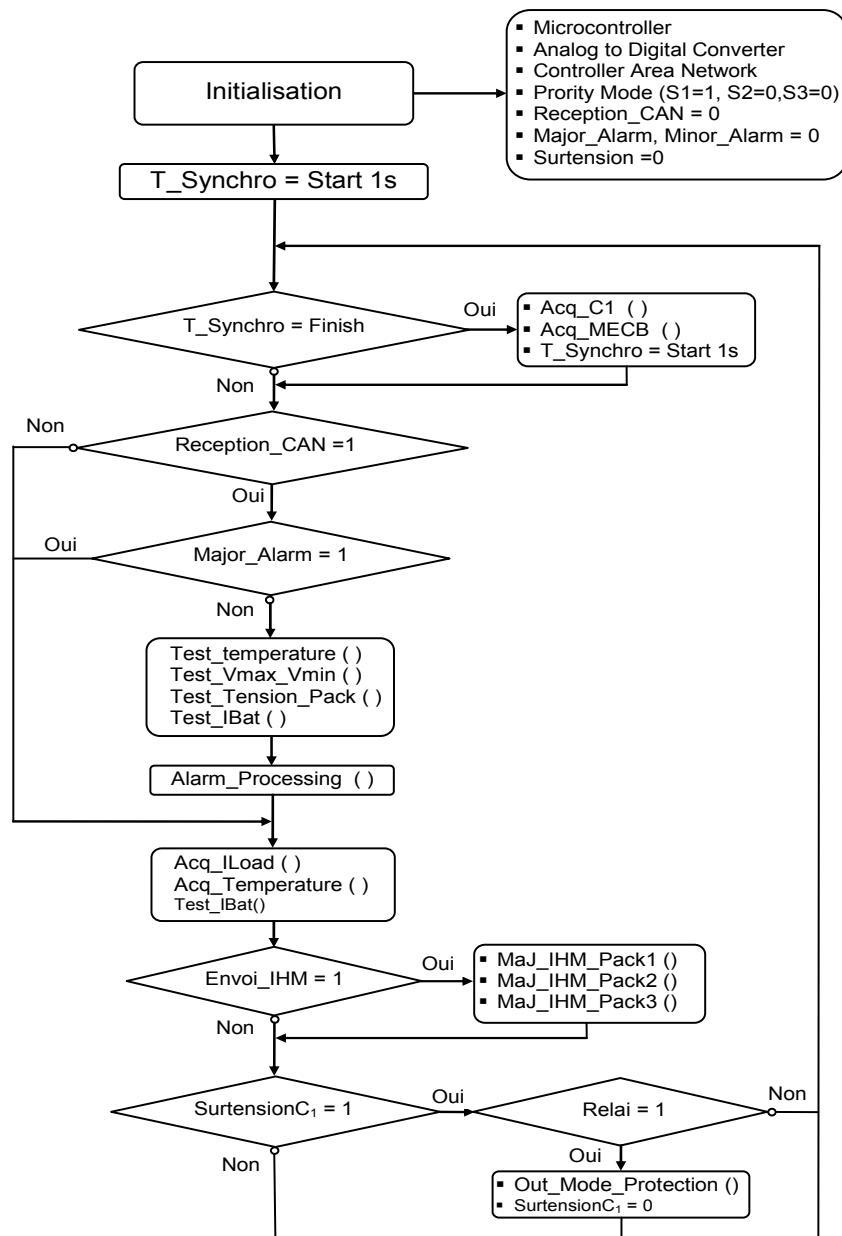


Figure 3.31 : Algorithme détaillé du sous-système BMS et photo de la réalisation pratique de la carte électronique.



Figure 3.32 : Photo de la réalisation pratique de la carte électronique BMS.

Une protection analogique est intégrée au système et permet d'isoler, à l'aide d'un relais, la batterie lors de surtension ou de sous-tension cellules ou encore lors d'un état de surchauffe de celles-ci. La sortie du convertisseur *boost* n'a alors plus aucune référence de tension. Ce qui implique alors une dérive dangereuse vers une tension trop élevée. La fonction sécurité de surtension de sortie du boost s'active alors via le microcontrôleur de C_1 . En parallèle, le BMS est informé du déclenchement de cette sécurité. La décision de la remise en activité du convertisseur C_1 est prise par le BMS. Cette protection analogique sur les surtensions ou sous-tension éléments n'a aucun effet sur le fonctionnement normal si les acquisitions des tensions des éléments sont opérationnelles. Les seuils de détection analogique sont supérieurs à ceux programmés numériquement. Il en va de même pour les températures

III.5.2.2 MISE EN SERIE DES ELEMENTS BATTERIE

Les éléments unitaires constituant le pack batterie sont mis en série pour atteindre la tension de sortie de C_1 préconisée dans le cahier des charges (tableau 3.5). Cette mise en série des éléments est gérée par le BMS et intègre plusieurs fonctionnalités nécessaires à une utilisation sécurisée des éléments lithium-ion. La protection des éléments, en limitant la charge et la décharge par des seuils de tension hauts et bas est alors effective. Ainsi, les courants de charge et de décharge sont limités afin d'éviter toutes dégradations du pack batterie. Le contrôle de la charge est intégré au système et sélectionne les modes de charge appropriés. Par exemple, les décisions optimales de sélection des périodes de charge à courant constant sont limitées en fonction des critères de fin de charge définis par technologie. L'équilibrage des éléments batterie est une fonction déterminante pour assurer une durée de vie optimale du pack batterie. Un transfert du surplus d'énergie de l'élément le plus faible de la série vers l'élément le plus chargé est réalisé. En conséquence, l'état de charge des éléments est respecté et la dispersion de tension entre eux doit être minimisée. La figure 3.33 montre un exemple de configuration de la mise en série des éléments pour obtenir un niveau de tension compatible avec l'application tout en augmentant la durée de vie globale du système.

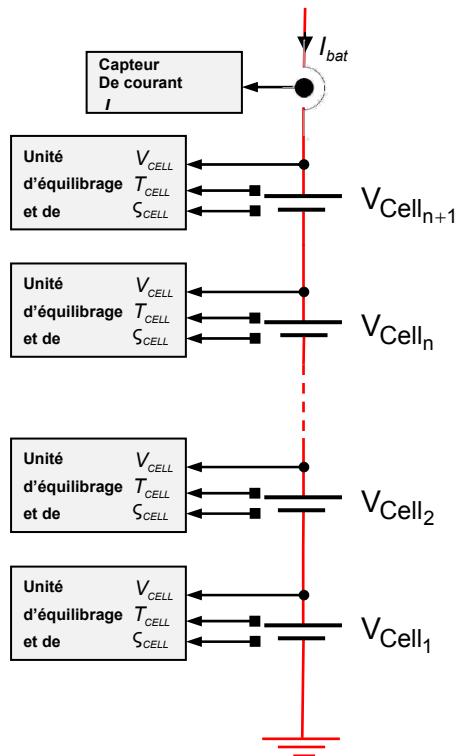


Figure 3.33 : Schématisation de la mise en série des éléments de stockage du module LiPV.

III.5.2.3 SENSIBILITE AU SEUIL DE TENSION

Le comportement des différentes technologies de batterie lors d'une charge à courant et tension constantes sous différents seuils et pour des charges/décharges à des régimes proches des conditions photovoltaïques a été étudié afin de connaître la sensibilité aux seuils de tension dépendant de l'électrochimie utilisée [29]. Il est donc nécessaire d'évaluer cette sensibilité pour développer des algorithmes optimums pour le pack batterie. Les gains de capacité suite à une étape de charge de type CV sont inférieurs pour les technologies lithium comparées à une technologie plomb, 10% pour la technologie LiCoO_2/C et moins de 5% pour celle de LiFePO_4/C . De plus, pour la technologie à base de Cobalt, modifier les seuils de tension de fin de charge implique bien une surcharge et donc une augmentation de la capacité, cependant ce type de batterie est très sensible au changement de seuil de tension même minime pouvant même entraîner des risques de dégradation des éléments. Pour la technologie phosphate de fer, le gain en capacité est faible justifiant la suppression de l'étape de charge à tension constante pour les batteries soumises à des régimes

de charge de courant provenant du GPV considérés relativement lents et non agressifs. En résumé, cette modification de seuils ne rechargera pas plus les éléments LiFePO₄/C mais se traduira par une augmentation brutale de la tension. Ce phénomène d'élévation en tension est ainsi facile à surveiller par le gestionnaire de batterie qui peut en déduire que l'élément repéré en défaut a atteint sa fin de charge (comme indiqué dans la figure 3.34). Dans le cas de la technologie LiCoO₂/C, ce phénomène n'existe pas car la tension par élément augmente de manière continue et constante par rapport à la capacité de l'élément. Cependant, un risque de dégradation prématûre est alors possible s'il n'existe pas de gestion individuelle des éléments.

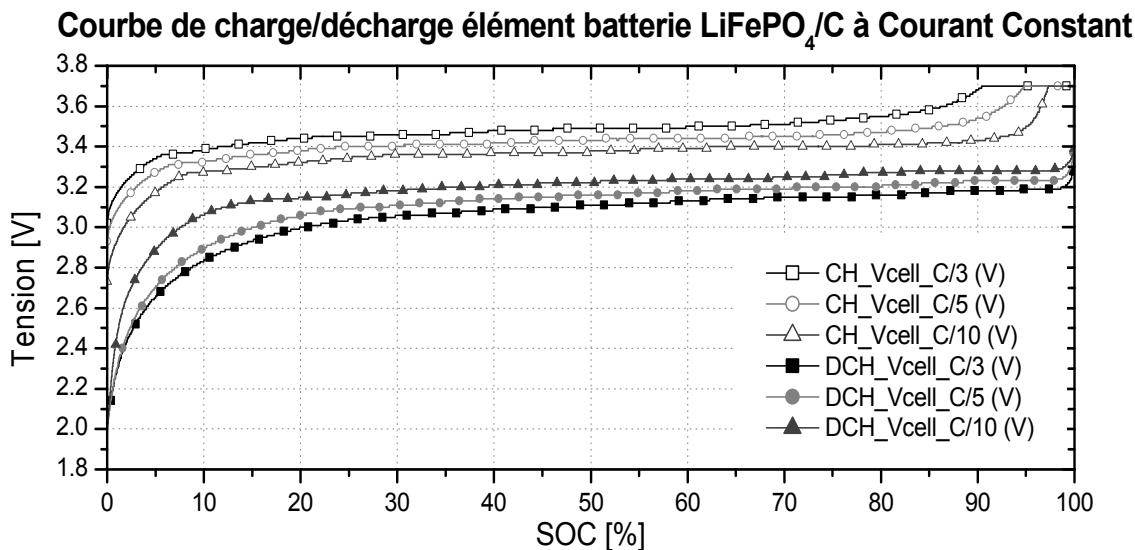


Figure 3.34 : Exemple de courbes de charge et de décharge à courant constant d'un élément lithium-ion de technologie LiFePO₄/C pour différents régimes de charge.

III.5.2.4 DISPERSION DES ELEMENTS

Dans la plupart des applications actuelles de systèmes de production d'énergie à partir de GPV et ayant des organes de stockage, le pack batterie est géré de manière globale par un BMS simple gérant l'activation de la charge et de la fin de charge en comparant la tension globale mesurée (somme des tensions élémentaires) avec des seuils prédéfinis (charge « on/off »). Ces systèmes de gestion fonctionnent bien quand les éléments (majoritairement au plomb) connectés en série présentent une faible disparité en tension qui évolue très peu avec le temps.

Dans le cas de technologies Lithium-ion, le phénomène de disparité est amplifié. En effet, la dispersion des capacités déchargées augmente avec le régime de charge [29] et avec le nombre de cycles de fonctionnement. Cette caractéristique entraîne un vieillissement prématûr de ce type de batterie, l'élément ayant la résistance interne la plus importante atteignant le seuil de tension minimal avant les autres systématiquement s'il n'y a pas de gestion individuelle et/ou de systèmes de rééquilibrage. De plus, la gestion globale de batterie lithium est plus sensible que le plomb en terme de sécurité car les différences de tension en fin de charge entre plusieurs éléments en série peuvent provoquer à la longue des dégradations voire un emballement thermique pouvant conduire à une explosion. Ces phénomènes de dispersion sont minimisés par l'insertion d'une électronique d'équilibrage qui pour le module LiPV s'effectuera au plus près de chaque élément.

III.5.3 GESTION DE LA BATTERIE ET STRATEGIES OPTIMISEES

L'utilisation de batteries de technologie avancée à base de Lithium-ion, demande une gestion spéciale pour assurer une durée de vie supérieure à 10 ans en garantissant une grande sécurité d'utilisation. L'ensemble des différentes tâches à réaliser pour la gestion des opérations d'une batterie Lithium-ion est décrit en figure 3.35.

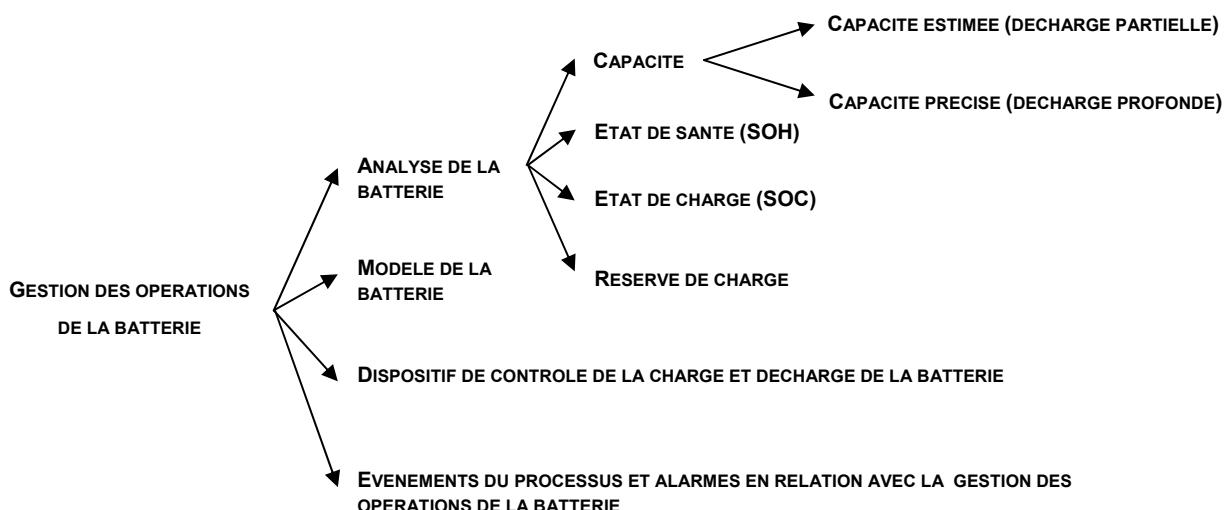


Figure 3.35 : Constitution d'un BMS type pour batterie Lithium-ion.

La gestion des opérations de fonctionnement débute par l'identification par le BMS du type de système de stockage connecté au circuit de puissance pour en déterminer tous les paramètres de fonctionnement et de sécurité liés à sa technologie employée. Ensuite, le système détermine l'état de la batterie décrit par deux paramètres : l'état de charge¹⁶ et l'état de santé¹⁷, paramètres d'entrées nécessaires à toute gestion électrique. Les algorithmes de gestion ont besoin d'un certain nombre de données mesurées (courants, tensions, température,...) pour contrôler les processus de charge et de décharge. Par exemple, la fonction d'équilibrage entre les éléments de stockage sera activée si les écarts de tension dépassent les seuils prédéfinis acceptables dépendants des technologies. Pour cela, des méthodes d'acquisition numériques de tous les paramètres du système respectant les critères de précision, d'échantillonnage et de filtrage des mesures sont nécessaires. De plus, pour assurer un maximum de sécurité, une électronique analogique redondante est nécessaire pour prévenir d'une défaillance de l'acquisition numérique.

En résumé, la gestion interne des opérations est obtenue par l'analyse des différents paramètres nécessaires au bon fonctionnement et à l'optimisation du système, soit connaître à tout instant avec précision :

- L'état de charge par batterie élémentaire,
- L'état de santé,
- La capacité actuelle,
- La capacité restante,
- Le temps d'utilisation restant,
- La charge fournie par la batterie depuis le début de son fonctionnement,
- La tension, le courant et la température de chaque élément de batterie.

La figure 3.36 représente un synoptique de gestion de batterie incluant les divers critères de fonctionnement dépendant de la tension, du courant et de la température.

¹⁶ En anglais, State-Of-Charge (SOC).

¹⁷ En anglais, State-Of-Health (SOH).

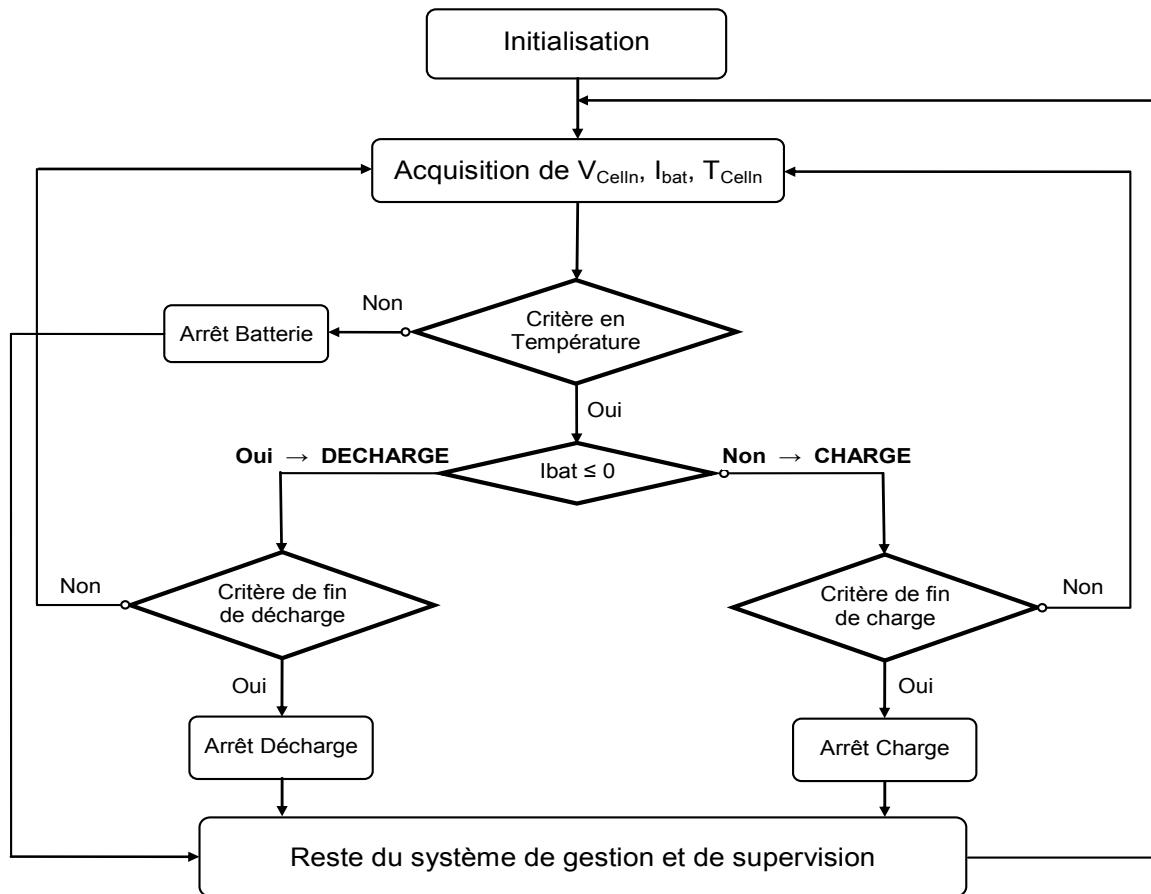


Figure 3.36 : Synoptique du gestionnaire de batterie (BMS) pour une batterie lithium-ion.

III.5.3.1 OPTIMISATION DU PROFIL DE CHARGE ET DE DECHARGE DES ELEMENTS BATTERIE

La gestion de la fin de charge, la plus couramment utilisée pour la technologie lithium-ion, est la charge dite CC/CV comme vu dans le chapitre II. Cette méthode est efficace mais requiert un système spécifique capable d'implémenter et réaliser ce type de gestion. En raison du coût, de la complexité, du problème de compatibilité face aux diverses technologies de batteries, ce type de système est en fin de compte peu fréquemment utilisé sur des systèmes de gestion de batterie du commerce.

Pour les applications photovoltaïques, la stratégie la plus fréquemment utilisée est la régulation de type « on-off » décrite en figure 3.37 du fait de la facilité de sa mise en œuvre. Ce type de charge débute par injection d'un courant continu d'amplitude C/5. Cette phase s'arrête lorsque un seuil de tension haut noté V_{bat_HD}

est atteint. Le système de charge est alors déconnecté interrompant l'injection de courant. Cette nouvelle phase dure jusqu'à atteindre un second seuil de tension plus faible que la précédente noté V_{bat_HR} . Une fois ce seuil atteint, la charge de la batterie est alors à nouveau autorisée avec un courant continu d'amplitude quelconque. Pour certains chargeurs de batteries Plomb-acide, les seuils V_{bat_HR} et V_{bat_LR} sont corrigés d'un coefficient de température pour tenir compte de l'évolution de la capacité en fonction de la température. En décharge, le principe de régulation est le même avec un seuil de tension bas V_{bat_LD} qui empêche la décharge au-delà de ce seuil pour éviter la détérioration de la batterie. Le seuil nommé V_{bat_LR} autorise à nouveau la décharge.

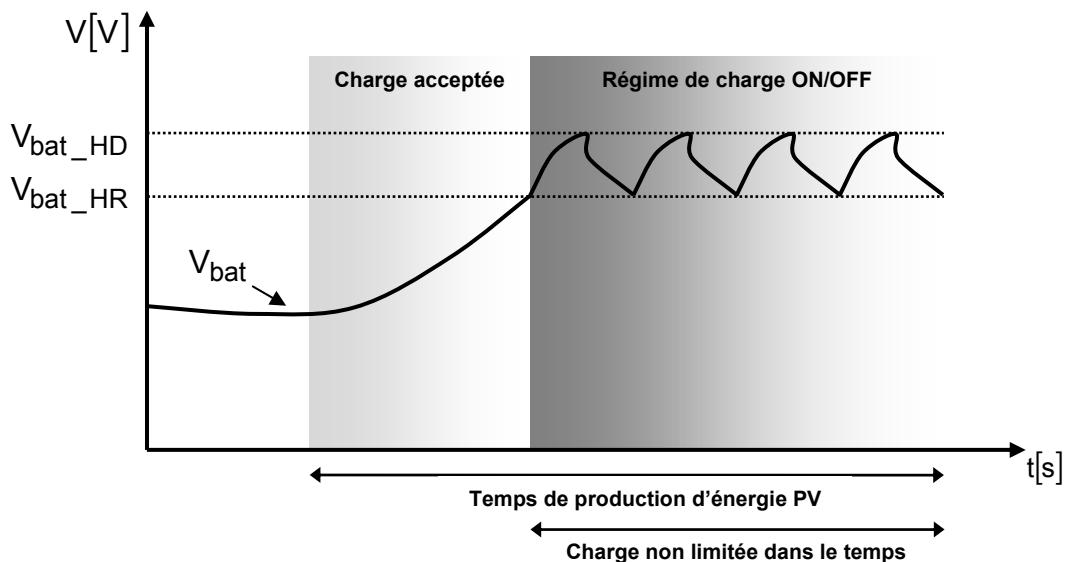


Figure 3.37 : Profil de charge « on-off » d'un régulateur de batterie classique pour le PV.

Le BMS utilisé pour le projet Module LiPV est basé sur le principe de charge/décharge à courant libre et « *régulation on-off* ». Cependant, nous avons complexifié la régulation pour la rendre plus appropriée à la gestion d'une batterie lithium-ion dédiée à des applications photovoltaïque ayant un courant aux bornes de la batterie fortement variable. En effet, la valeur du critère d'arrêt en tension ne peut se résumer à un seuil de tension variant en fonction de la température (hypothèse valable seulement pour un courant de charge constant). Ce seuil a été remplacé par une matrice donnant la tension en fonction du courant fixé par l'ensoleillement et en fonction de la température. Cette gestion est possible car le module multifonctionnel

développé dispose d'un système de monitoring qui permet de mesurer en temps réel la valeur de la tension aux bornes des éléments batterie, l'intensité qui les traverse ainsi que la température au contact de ces dernières.

Le BMS du module LiPV utilise trois données (tension, courant, température) par élément pour détecter à tout moment la fin de charge et la fin de décharge de la batterie et assurer ainsi un fonctionnement optimal du système global.

III.5.3.2 CRITERES DE FIN DE CHARGE

La charge du pack batterie est contrôlée par le BMS via le convertisseur de puissance noté C_1 et ses lois de commande intégrées. Cette charge fonction à la fois de la température au niveau du pack batterie et du régime de charge (courant moyen) imposé par l'ensoleillement. Le critère de fin de charge est la tension V_{bat_HD} (en réalité une matrice) répondant à un état de charge des éléments de 80% de leur capacité nominale.

Pour chaque couple de mesures de la température et du courant batterie, on obtient une valeur seuil en tension dans la matrice. Cette valeur, notée $V_{matrice}(T_{bat}, I_{charge})$ est ensuite comparée à la valeur mesurée $V_{mesurée}$ pour définir la poursuite ou l'arrêt de la charge.

La construction de la matrice dépend de la stratégie BMS adoptée. Ainsi, le nombre de colonnes et de lignes de cette matrice dépend de la précision de régulation souhaitée mais aussi de celle des capteurs et du monitoring d'acquisition de chaque paramètre (T_{bat} et I_{charge}). Ainsi, les capteurs de température ayant une précision de $\pm 1^\circ C$ et ceux de courant de $\pm 10mA$, la garantie optimale de fonctionnement étant située en température dans l'intervalle $[0 ; 60]$ et le GPV ne pouvant pas fournir plus de 2 A aux batteries (via le convertisseur élévateur de tension C_1), le courant I_{charge} est donc compris dans l'intervalle $[0,01 ; 2]$. Pour des raisons d'étude, nous avons choisi une matrice ayant une capacité de stocker 12000 points de tension de seuil différentes.

La matrice est différente pour chaque élément du pack batterie. Les figures 3.38 et 3.39 proposent une représentation en 3D d'une matrice globale réalisée pour 12 et 15 éléments Lithium-Ion en série. Ainsi pour chaque valeur de courant et chaque

valeur de température, on peut retrouver une valeur de tension batterie correspondant au seuil haut de 80% d'état de charge.

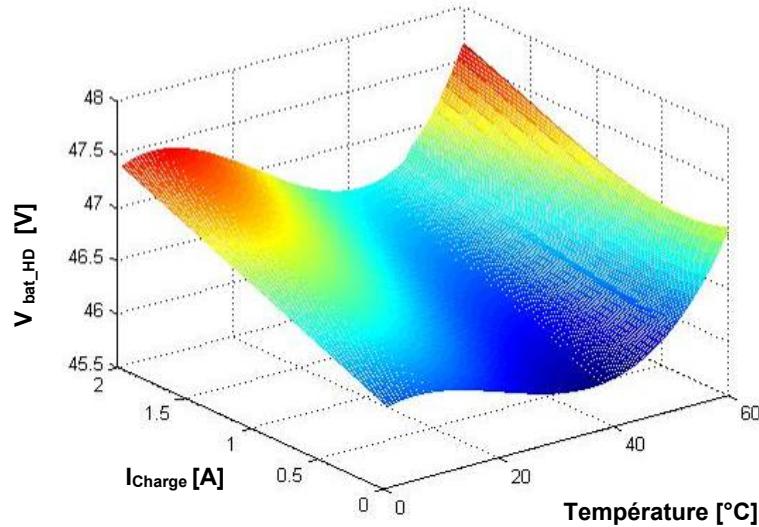


Figure 3.38 : Représentation en 3 dimensions de la cartographie des tensions seuils V_{bat_HD} (SOC 80%) en fonction du courant de charge et de la température. Tension seuil aux bornes de 12 éléments Li-ion $Li(NiCoAl)O_2/C$ en série.

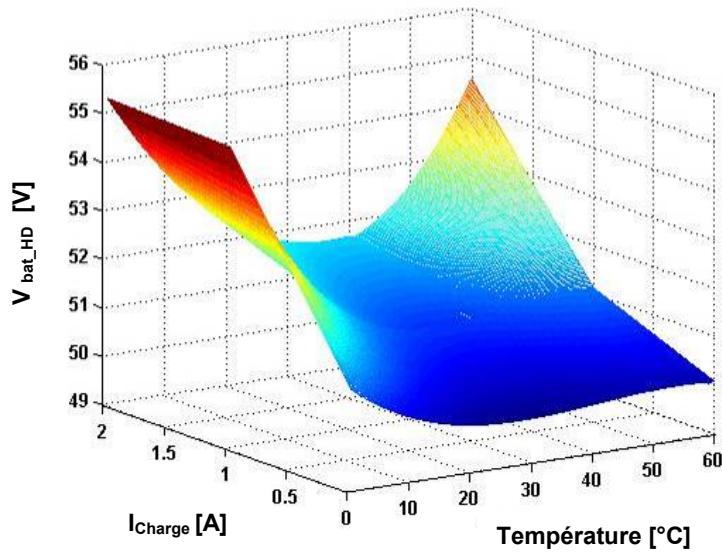


Figure 3.39 : Représentation en 3 dimensions de la cartographie des tensions seuils V_{bat_HD} (SOC 80%) en fonction du courant de charge et de la température. Tension seuil aux bornes de 15 éléments Li-ion $LiFePO_4/C$ en série.

III.5.3.3 CRITERES DE FIN DE DECHARGE

La décharge du pack batterie est fixée par le profil de consommation préalablement programmé. Les valeurs de courant maximums intégrées au profil de consommation sont comprises dans l'intervalle [-1,2A ; 0].

Cette matrice présente des valeurs de seuil en tension à partir desquelles, le système arrêtera la décharge en fonction de la température et du courant de décharge.

Pour chaque mesure de température T_{bat} et de courant de décharge $I_{décharge}$, on obtient une valeur de tension seuil unique dans la matrice $V_{matrice}$ ensuite comparée à la valeur de $V_{mesurée}$.

Quand le seuil de fin de décharge V_{bat_LD} est atteint, le système de gestion de la batterie force le système dans la configuration de fonctionnement correspondant pour éviter l'endommagement des éléments. La reconnexion à la décharge ne sera effectuée que lorsque la batterie sera pleinement rechargée.

Il est à noter, par ailleurs, que les composants d'équilibrage sont connectés en permanence (même lorsque la carte n'est pas alimentée ou que V_{bat_LD} est atteint). Comme la batterie continue à se décharger même si V_{bat_LD} est atteint et que la décharge est stoppée par le système de gestion de la batterie (BMS), la conception des matrices prend en compte ces limites basses en limitant la profondeur de décharge à 70%.

III.5.3.4 CRITERES EN TEMPERATURE

La borne haute en température a été fixée à 60°C pour respecter tous les critères de sécurité. Par contre, la borne basse de température a été fixée à 0°C pour des raisons de performances et de durée de vie des éléments.

Pour toute température non comprise dans l'intervalle [0, 60], la batterie est déconnectée du système (à la fois du panneau photovoltaïque et du consommateur).

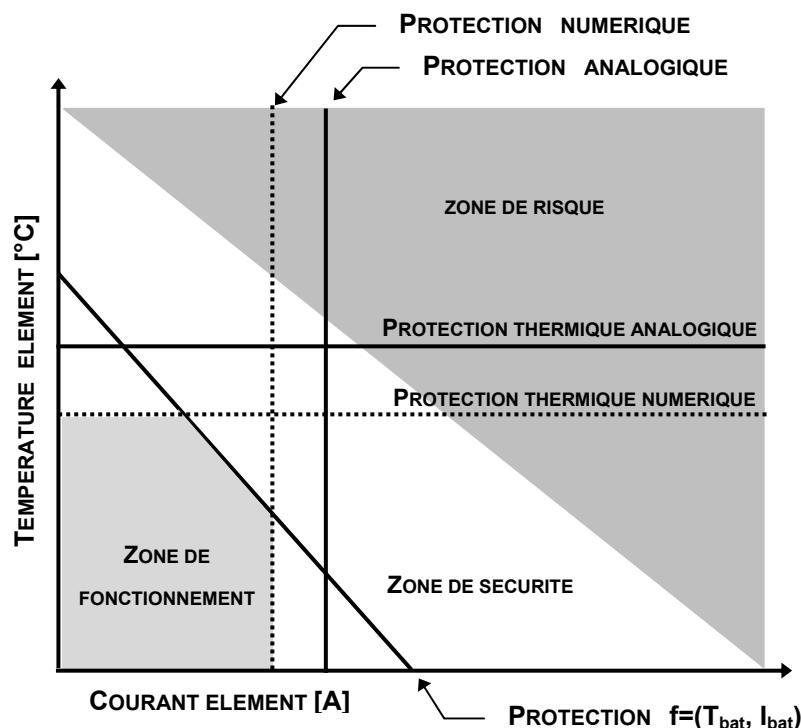
III.6 SYSTEME DE PROTECTION DES CELLULES BATTERIE

Il est nécessaire d'implanter des systèmes de protection autour de chaque cellule constituant la batterie pour assurer la sécurité de l'ensemble du système. Ce système de protections doit être très rapide par rapport aux variations des paramètres de protection. Les facteurs de protection les plus importants sont les suivants :

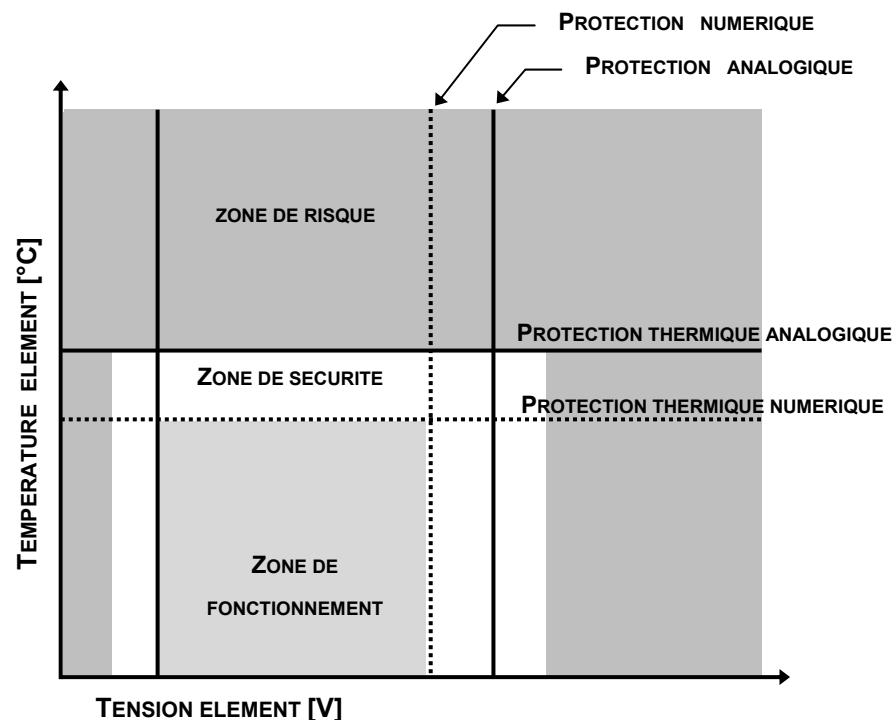
- Le courant excessif pendant la charge et la décharge,
- Les courts-circuits,
- Les surtensions et les surcharges,
- Les sous tensions : dépassement du seuil limite de profondeur de décharge¹⁸,
- La température ambiante,
- Les surchauffes : dépassement de la température limite des cellules,
- L'augmentation de la pression à l'intérieur des cellules,
- Les longues périodes en état de charge faible,
- Les cycles partiels en état de charge faible.

Pour la conception de ce système de protection des cellules, les limites sont fixées par une zone de risque, une zone de sécurité et une zone de fonctionnement. Par exemple pour la protection en courant et en tension, les deux diagrammes ci-dessous (figure 3.40) permettent d'illustrer les hauts niveaux de protection assurant ainsi de bonnes conditions d'opération. Pour éviter les longues périodes en état de charge faible, une priorité de charge batterie peut-être mis en place dans la gestion globale du système.

¹⁸ En anglais, Depth Of Discharge (DOD), généralement exprimé en %.



a)



b)

Figure 3.40 : Diagrammes de protection en courant (a) et en tension (b) en fonction de la température d'un élément batterie.

Les protections en courant sont déclenchées par un capteur de courant bidirectionnel qui à la détection d'un trop fort courant (supérieur aux limites établies) déconnecte le circuit de puissance. Sur la **figure 3.40(b)**, la zone de fonctionnement en tension se trouve sur un intervalle de valeur dû aux protections nécessaires aux surtensions des cellules durant la charge de la batterie et aux sous-tensions appliquées aux cellules lors de la décharge de la batterie. Ce diagramme montre une protection en tension du système de charge de la batterie correspondant à plusieurs circuits de protection à la fois numérique et analogique, tous en relation.

Pour assurer la protection de l'architecture système intégrée au Module LiPV, deux types de protection ont été mis en place et génèrent des alarmes suivant le type d'évènement constaté : les alarmes mineures et les alarmes majeures. Les critères d'activations étant choisis en fonction du cahier des charges, des niveaux de priorité ont été donnés pour la détection des disfonctionnements du système.

Les alarmes mineures préviennent d'un défaut imminent et qui seront activées dans les cas suivants :

- Température haute cellule batterie ($T_{Cell_H} = 50^\circ\text{C}$) $T_{CellIn} > T_{Cell_H}$
- Température haute ambiante ($T_{AMB_H} = 50^\circ\text{C}$) $T_{AMBn} > T_{AMB_H}$
- Température basse cellule batterie ($T_{Cell_L} = -10^\circ\text{C}$) $T_{CellIn} < T_{Cell_L}$
- Température basse ambiante ($T_{AMB_L} = -10^\circ\text{C}$) $T_{AMBn} < T_{AMB_L}$
- Information fin de charge ($V_{bat_CHARGE} = V_{bat_HD} - 100\text{mV}$)
 $V_{bat} > V_{bat_CHARGE}$
- Information fin de décharge ($V_{bat_DECHARGE} = V_{bat_LD} + 100\text{mV}$)
 $V_{bat} < V_{bat_DECHARGE}$

Les alarmes majeures coupent de toutes les énergies du système et seront activées dans les cas suivants :

- Température maximale cellule batterie ($T_{Cell_MAX} = 60^\circ\text{C}$) $T_{CellIn} > T_{Cell_MAX}$
Désactivation de l'alarme et remise en marche du système si $T_{CellIn} < 55^\circ\text{C}$

- Température minimale cellule batterie ($T_{Cell_MIN} = -20^\circ C$) $T_{Celln} < T_{Cell_MIN}$
Désactivation de l'alarme et remise en marche du système si $T_{Celln} > -10^\circ C$
- Température ambiante maximale ($T_{AMB_MAX} = 60^\circ C$) $T_{AMBn} > T_{AMB_MAX}$
Désactivation de l'alarme et remise en marche du système si $T_{AMBn} < 55^\circ C$
- Température ambiante minimale ($T_{AMB_MIN} = -20^\circ C$) $T_{AMBn} < T_{AMB_MIN}$
Désactivation de l'alarme et remise en marche du système si $T_{AMBn} > -10^\circ C$
- Tension maximale cellule batterie¹⁹

$V_{Cell_MAX_Li(Ni,Co,AL)O2} = 4.2V$	$V_{Celln} > V_{Cell_MAX_ Li(Ni,Co,AL)O2}$
$V_{Cell_MAX_LiFePO4} = 3.8V$	$V_{Celln} > V_{Cell_MAX_ LiFePO4}$
- Tension minimale cellule batterie

$V_{Cell_MIN_Li(Ni,Co,AL)O2} = 2.8V$	$V_{Celln} < V_{Cell_MIN_ Li(Ni,Co,AL)O2}$
$V_{Cell_MIN_LiFePO4} = 2.5V$	$V_{Celln} < V_{Cell_MIN_ LiFePO4}$
- Courant maximal de charge²⁰

$I_{bat_CHARGE_MAX} = 2A$	$I_{bat} > I_{bat_CHARGE_MAX}$
$I_{bat_DECHARGE_MAX} = -2A$	$I_{bat} < I_{bat_DECHARGE_MAX}$

Un système de protection analogique supplémentaire de déconnexion de la batterie à l'aide d'un interrupteur de puissance (relais) de sécurité a été placé en série avec la batterie interrompant la circulation du courant quand la tension a atteint ses limites (surtension ou sous-tension) ou la température de la batterie est supérieure à 80° (avec remise en marche à 70°). Cet interrupteur de sécurité est actif si la sécurité interne du système de gestion n'a pas fonctionné correctement (protection numérique).

¹⁹ Les valeurs des seuils de tension haute et basse sont des valeurs moyennes typiques signalées dans la littérature, susceptible de changer pour être au plus près des valeurs de tension des technologies utilisées.

²⁰ Les valeurs de courant maximal sont liées au choix du panneau PV et de la puissance qu'il délivre.

III.7 SYNTHESE

Dans ce chapitre, nous avons présentés l'ensemble des étapes qui ont été nécessaires à la réalisation d'un module multifonctionnel (M_{LiPV}) ainsi que deux prototypes. L'élaboration d'une architecture multifonctionnelle électronique pouvant s'intégrer à l'arrière d'un générateur photovoltaïque avec des éléments de stockage a été effectuée en dissociant plusieurs fonctionnalités. Elles ont été conçues individuellement mais une fois validées, développées en tenant compte des interfaces avec les autres fonctions du module multifonctionnel. A chaque étape, la préoccupation d'un transfert d'énergie optimal et maximal entre le générateur photovoltaïque, la fonction de stockage et la charge a été considérée. L'étude minutieuse et systématique du comportement des éléments de stockage a été effectuée afin de déterminer précisément les diverses propriétés mais aussi définir les diverses limites en utilisation et en durée de vie.

Cet ensemble de connaissances issu des divers essais menés a permis d'envisager la conception d'une gestion optimale globale du pack batterie au plus près de chaque élément en respectant bien la dispersion possible de leur paramètre. Ainsi le développement des algorithmes de gestion spécifiques à chaque technologie et à chaque assemblage des éléments de stockage élémentaires a pu être mené en tenant compte de l'ensemble des fonctions y compris celles de sécurité. Les autres fonctions relevant de l'électronique, notamment la présence de cartes d'équilibrage ont été justifiées pour maintenir une durée de vie optimale des éléments de stockage utilisés. Les critères de fonctionnement et les spécifications électriques ont alors été déduits pour mettre en œuvre les protections nécessaires et assurer une sécurité maximale de l'ensemble du système. Les organes d'équilibrage sont toutefois détaillés au chapitre suivant car ils ont fait l'objet d'études approfondies et comparatives.

De même, le Module Electronique de Cellule Batterie (MECB) qui permet la mise en série des éléments, l'acquisition des températures, du courant de charge et décharge ainsi que la sécurité de chaque cellule de batterie élémentaire incluant les fonctions d'équilibrage a été présenté dans le chapitre IV.

Des résultats expérimentaux et des bilans énergétiques y sont également exposés afin de valider le comportement et les performances du module LiPV en ensoleillement réel.

CHAPITRE IV

IV LE MODULE PHOTOVOLTAÏQUE MULTIFONCTIONNEL LiPV

IV.1 INTRODUCTION

Dans ce chapitre, les fonctions annexes de sécurité et d'équilibrage constituant le Module Electronique de Cellule Batterie (MECB) sont développées. Pour cela, un choix de système d'équilibrage de tension pour des éléments de stockage mis en série a été fait, à la suite d'un bilan bibliographique, puis d'études comparées en simulation et en réalisation pratique, entre trois méthodes : la méthode à résistances shunt dissipatrices et deux méthodes à base de convertisseurs statiques abaisseur-élévateur de type *buck-boost*²¹. Afin d'effectuer un choix, selon les critères rendement, coût et complexité, une étude comparative de perte a été menée.

La conception du MECB comprend d'autres fonctions que celle d'équilibrage, comme la mesure des tensions et des températures au plus près des éléments, la gestion numérique et analogique de la sécurité, la mesure du courant de charge/décharge de la batterie, l'utilisation des matrices des seuils de fin de charge et fin de décharge, le traitement des données et la communication avec le BMS. Toutes ces fonctions ont été étudiées puis réalisées et font partie aujourd'hui de la carte MECB du module LiPV. Certains essais expérimentaux sont signalés dans ce chapitre afin de montrer les performances devant assurer un meilleur compromis dans le fonctionnement des divers éléments afin d'optimiser leur durée de vie. Afin de réaliser les essais sur le module complet en toute sécurité pour l'utilisateur mais aussi pour la fonction M_{LiPV}, un système d'acquisition temps réel et un banc de mesure a été spécifiquement conçus pour cette étude. Ainsi, toutes les normes de sécurité ont été respectées et les procédures en cas d'incident suivies. La précision d'acquisition des données et le traitement ont été particulièrement soignés afin d'obtenir des résultats expérimentaux de qualité et reproductibles.

Nous terminons ce chapitre par divers essais expérimentaux validant l'ensemble des études et montrant les améliorations possibles à effectuer dans le futur pour réaliser un prototype industriel.

²¹ Hacheur à stockage inductif.

IV.2 SPECIFICATIONS DES DIFFERENTES METHODES D'EQUILIBRAGE

Le déséquilibre en tension entre les batteries élémentaires est très fréquent dans les systèmes de stockage de l'énergie. Il existe plusieurs sources de déséquilibre qui peuvent être classées en deux principales catégories : les déséquilibres internes et les externes [70]. Les déséquilibres internes sont principalement dus aux processus de fabrication des éléments induisant des variations dans leur volume physique et se traduisant par des variations d'impédance interne et des différences de taux d'autodécharge. Les déséquilibres externes sont, quand à eux, liés à la température de fonctionnement (température ambiante) et aux courants de charge et de décharge. Il existe aussi des différences thermiques liés à la fois à la géométrie du pack batterie et son environnement proche d'utilisation induisant des différences de taux d'autodécharge des éléments et donc de tension.

Pour résoudre ces problèmes de disparité en tension lors d'une utilisation régulière sur du long terme, différentes méthodes d'équilibrage ont été conçues pouvant être soit passives, soit actives. Les méthodes dites passives sont généralement utilisées pour des batteries basées sur des technologies pouvant supporter des déséquilibres comme celles à base de Plomb ou de Nickel. En effet, ces technologies peuvent être, par exemple, en condition de surcharge sans que cela cause des dommages permanents [71].

Dans d'autres cas de batterie, lors d'une surcharge relativement faible, l'excès d'énergie emmagasinée est directement associé à l'élévation de la température de l'enveloppe batterie. Par contre, lors d'une surcharge importante, l'excès d'énergie sera évacué par dégazage via les valves installées dans les enveloppes batterie. Cette autre méthode passive d'équilibrage est réellement effective pour un faible nombre d'éléments connectés en série car le problème de déséquilibre s'aggrave exponentiellement avec le nombre d'éléments [72].

Les méthodes d'équilibrage dites actives se basent sur l'utilisation d'un circuit externe actif de transport d'énergie entre élément. Ces méthodes actives sont généralement utilisées pour des technologies modernes telles que le lithium-ion, par

exemple. Elles peuvent se classer en fonction des flux d'énergie transférés entre les éléments batterie telles que :

- Méthode dissipatrice,
- Méthode d'équilibrage d'un élément vers le pack batterie,
- Méthode d'équilibrage du pack batterie vers un élément individuel,
- Méthode unicellulaire d'un élément individuel vers un autre élément individuel.

Ces méthodes d'équilibrage actives peuvent également se classer en fonction de leur topologie électrique. Trois catégories apparaissent alors dans la littérature :

- Méthode dissipatrice commutée (Shunting).
- Méthode de transfert d'énergie (Shutting).
- Méthode basée sur des micro-convertisseurs de puissance.

Le tableau 4.1 ci-dessous reprend les différentes méthodes actives d'équilibrage proposées dans la littérature et plus particulièrement pour les applications automobiles [73].

Faute de temps, pour la réalisation du prototype du module LiPV, la méthode d'équilibrage choisie a été celle à résistance shunt dissipatrice pour ne pas pénaliser l'avancement du projet, cette méthode ayant l'avantage d'être connue en termes de performances et relativement simple en mise en œuvre au début du projet. Depuis, afin d'élaborer des systèmes d'équilibrage plus performants, d'autres travaux de recherche ont été réalisés dans cette thèse. Ils ont montrés que l'intégration au plus près des éléments de stockage, des circuits actifs d'équilibrage peut augmenter globalement l'efficacité de l'ensemble en terme de rendement énergétique. Ces types d'équilibrage actifs ont pour objectif d'optimiser la charge du pack batterie pour la rendre homogène pour tous les éléments et ainsi éviter toute disparité de tension qui pourrait influer sur la durée de vie de ces accumulateurs. Les études applicatives de trois méthodes actives (par résistances shunt dissipatrice, par Convertisseurs *buck-boost A* puis par Convertisseurs *buck-boost B*) sont présentées dans ce paragraphe.

Méthodes d'équilibrage	Catégories	Composants nécessaires à l'équilibrage de n élément en série	Période de meilleure efficacité	Capacité système de modularité
Résistances Shunt Dissipatrices	Dissipatrice commutée	n Interrupteurs, n Résistances	Charge	Simple
Aiguillage Analogique	Dissipatrice commutée	n Transistors	Charge	Très simple
Aiguillage avec Contrôle PWM	Dissipatrice commutée	$2(n-1)$ Interrupteurs, $n-1$ Inductances	Charge	Modérée
Aiguillage <i>boost</i>	Dissipatrice commutée	n Interrupteurs, n Inductances	Charge	Modérée
Aiguillage Complet	Dissipatrice commutée	$2n$ Interrupteurs, n Diodes	Charge	Modérée
Capacités Commutés	Transfert d'énergie	$2n$ Interrupteurs, $n-1$ Capacités	Charge et décharge	Simple
Capacité Commuté Unitaire	Transfert d'énergie	$2n$ Interrupteurs, 1 Capacités	Charge et décharge	Difficile
Convertisseur <i>boost</i>	Convertisseurs	n Convertisseurs <i>boost</i> isolés	Charge	Simple
Convertisseur buck-boost A	Convertisseurs	1 Convertisseur fonctionnant à la fois	Charge et décharge	Modérée
Convertisseurs buck-boost B	Convertisseurs	$n-1$ Convertisseurs	Charge et décharge	Modérée
Transformateur à Enroulement Multiples	Convertisseurs	1 n Enroulement Transformateurs	Charge	Très difficile
Convertisseurs à Rampe	Convertisseurs	1 n/2 Enroulement Transformateurs	Charge	Très difficile
Transformateurs Multiples	Convertisseurs	n Transformateurs	Charge	Simple
Transformateurs avec Aiguillage	Convertisseurs	$n+3$ Interrupteurs, 1 Transformer	Charge	Modérée
Convertisseur Résonnant	Convertisseurs	$2(n-1)$ Interrupteurs, $2n$ Inductances	Charge	Modérée

Tableau 4.1 : Comparatif des différentes méthodes actives d'équilibrage.

IV.2.1 METHODE PAR RESISTANCE SHUNT DISSIPATRICE

Le système d'équilibrage par résistances shunt dissipatrices consiste à décharger le ou les éléments dont les tensions sont supérieures de plus de 25mV à

l'élément ayant la valeur de tension la plus faible, à travers un réseau de résistances de dissipation, notées R_{EQn} et de MOSFET, notés M_{EQn} . C'est un équilibrage actif en terme de contrôle via un microcontrôleur et dissipatif en terme thermique (effet joule). La rapidité de l'équilibrage sera proportionnelle au courant traversant la résistance d'équilibrage. La figure 4.1 schématise cette méthode pour n éléments connectés en série.

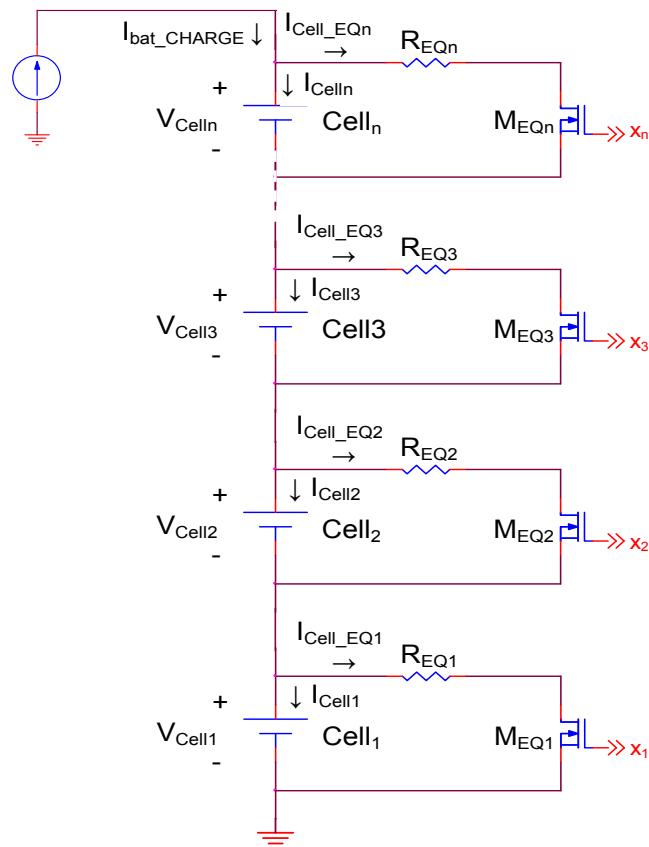


Figure 4.1 : Schéma de principe d'un équilibrage à résistances shunt dissipatrices.

L'équilibre des tensions entre éléments se fait par l'intermédiaire d'un algorithme introduit dans un microcontrôleur. Cet algorithme permet de comparer les tensions de chaque élément batterie et active, si nécessaire la régulation pour les batteries qui ont les plus hautes tensions. Pendant la charge ou la décharge du pack batterie, l'équilibrage se fait en déviant une partie du courant de charge dans la résistance R_{EQ} . Ceci a pour effet de décharger la ou les cellules ayant la plus forte différence de potentiel et de continuer à charger les autres, ramenant ainsi un équilibre des tensions élémentaires.

Les pertes estimées pour cette méthode d'équilibrage sont estimées par la formule suivante :

$$\text{Pertes} = n(R_{dson} * I_{EQ}^2(t)) + R_{EQ} * I_{EQ}^2(t) \quad (4.1)$$

Avec n , le nombre d'éléments batterie, R_{dson} (Ω) la résistance de conduction des MOSFET, I_{EQ} (A) le courant d'équilibrage et R_{EQ} (Ω) la résistance de d'équilibrage.

Les valeurs des courants d'équilibrage et le bilan des pertes pour cette méthode seront données dans le paragraphe IV.2.4 pour plusieurs essais déterminant le temps de fonctionnement moyen de l'élément actif constituant le réseau d'équilibrage. Les résultats expérimentaux correspondant au développement du premier prototype LiPV sont explicités au paragraphe IV.2.4 ainsi que les améliorations successives apportées ultérieurement comme solutions novatrices d'équilibrage tendant à augmenter la rapidité d'équilibrage.

IV.2.2 MÉTHODE PAR CONVERTISSEUR BUCK-BOOST A

L'objectif de cette méthode est d'utiliser un ensemble de composants actifs rassemblés sur une topologie de convertisseur globale fonctionnant au besoin comme des micro-convertisseurs de type *buck-boost* pour assurer l'équilibrage en tension entre deux éléments de batterie comme indiqué en figure 4.2. L'algorithme de commande associé doit gérer l'état de l'ensemble des MOSFET de la structure globale de conversion. Pour cela, l'algorithme reçoit les informations des tensions des éléments par comparaison détecte les éléments batterie ayant besoin d'équilibrer leur tension vis-vis des autres. Alors, la batterie ayant la tension la plus élevée est connectée à une autre via une cellule élémentaire *buck-boost* à la batterie la batterie la moins chargée.

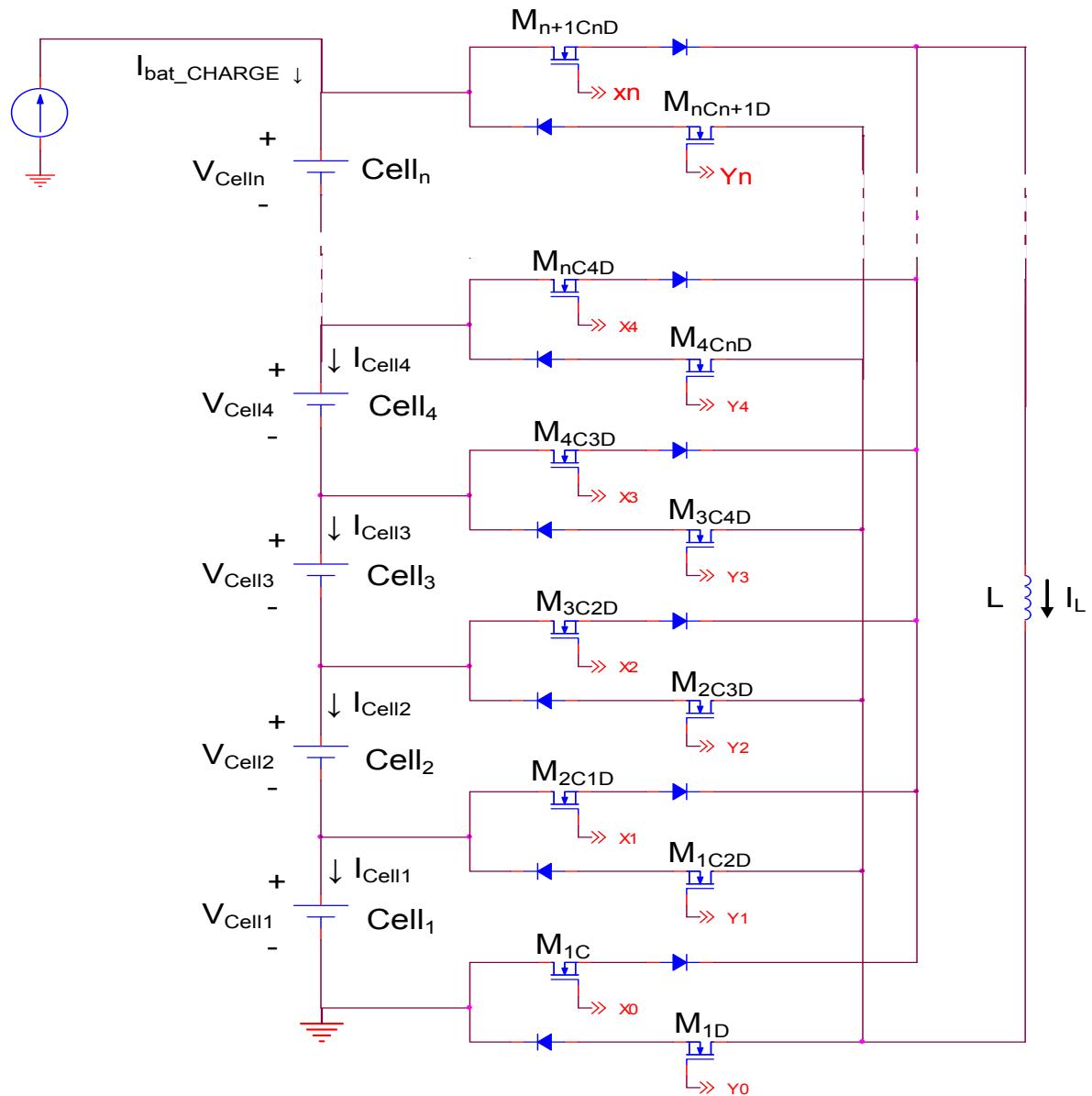
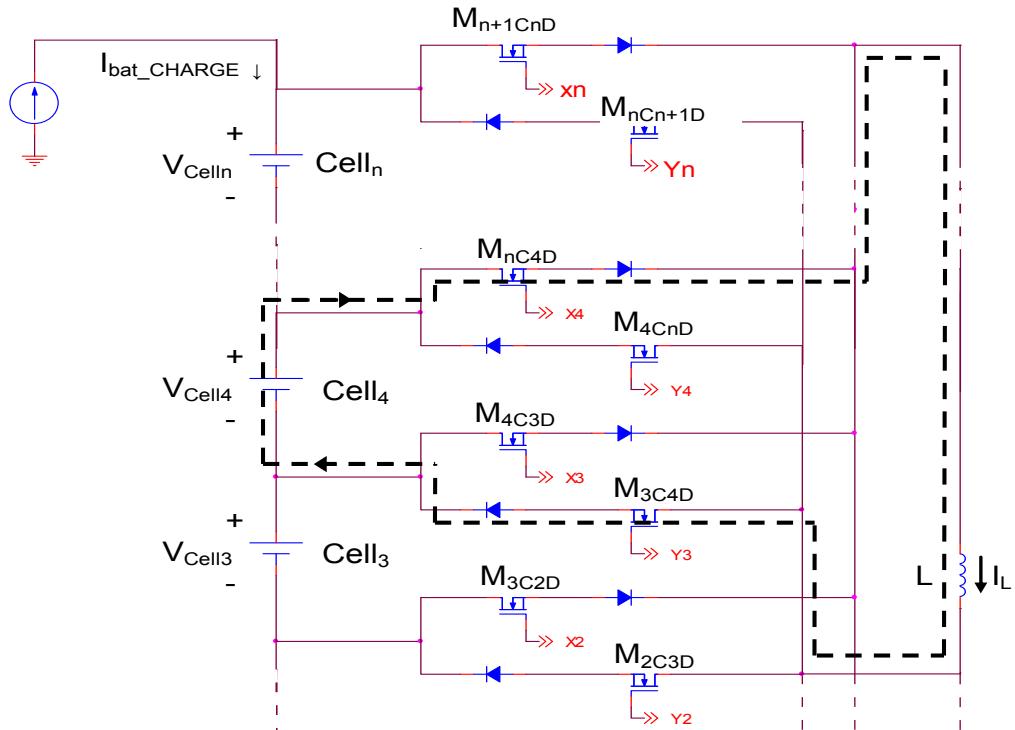
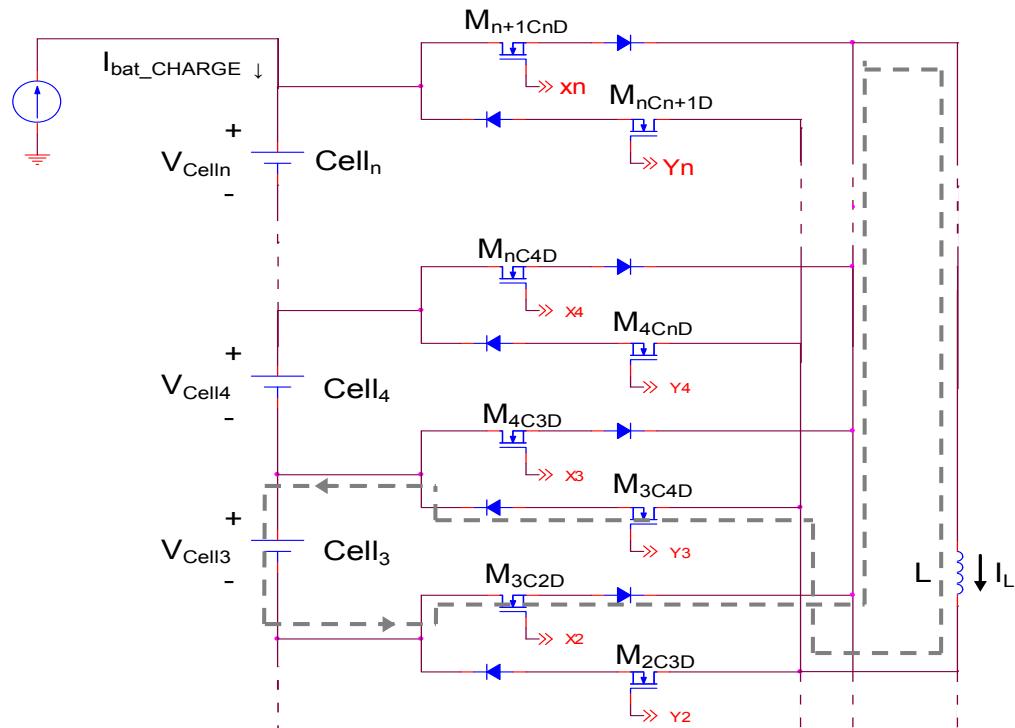


Figure 4.2 : Schéma de principe du système d'équilibrage par convertisseur buck-boost A pour n cellules.

Par exemple, si l'élément batterie noté $Cell_4$ est pleinement chargé et que l'élément noté $Cell_3$ est le moins chargé pendant une phase de charge du pack batterie, la circulation de courant à travers un micro-convertisseur constitué de trois composants actifs et une inductance assurant le rééquilibrage des deux tensions suit le chemin comme indiqué en figure 4.3.



a) Mode 1 : Charge de l'inductance par l'élément 4.



b) Mode 2 : Décharge de l'inductance dans l'élément 3.

Figure 4.3 : Circulation des courants entre l'élément 4 et l'élément 3 en mode 1 (a) et en mode 2 (b).

Le circuit équivalent, de topologie *buck-boost* et les formes d'onde associées sont repris plus en détail en figures 4.4 et 4.5. Dans cet exemple, les interrupteurs de puissance M_{hC4D} et M_{3C2D} s'activent en mode complémentaire à selon une loi cyclique de période T . M_{3C4D} est toujours actif dans cette période de fonctionnement permettant d'assurer la continuité de courant. Ainsi, deux modes de fonctionnement s'alternent pendant une période : le mode 1 où M_{hC4D} est à l'état ON correspondant à la décharge de l'élément $Cell_4$ dans l'inductance L qui stocke alors une quantité d'énergie notée $Q_{Cell4_décharge}$ et le mode 2 où M_{2C3D} est à l'état ON restituant l'énergie emmagasinée dans l'inductance à l'élément $Cell_3$.

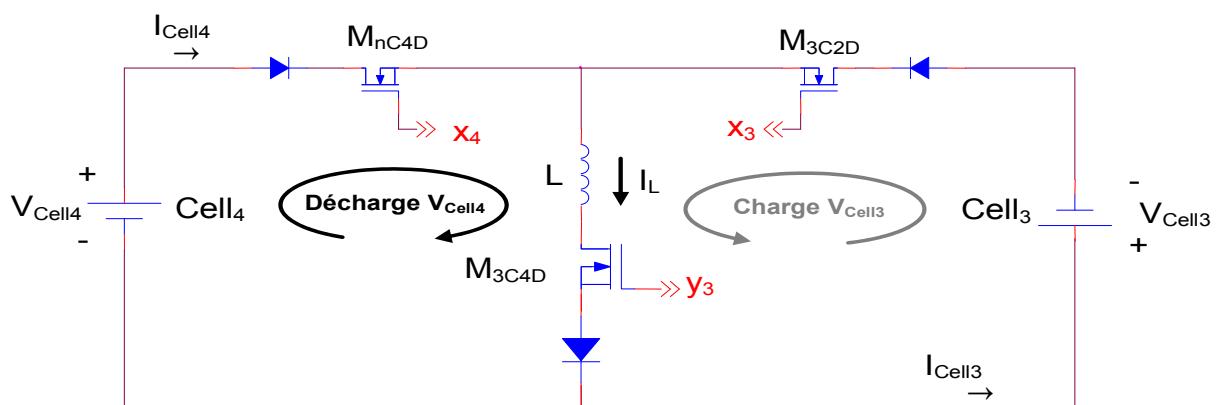


Figure 4.4 : Circuit équivalent du convertisseur buck-boost pour le transfert d'énergie entre les éléments 4 et 3.

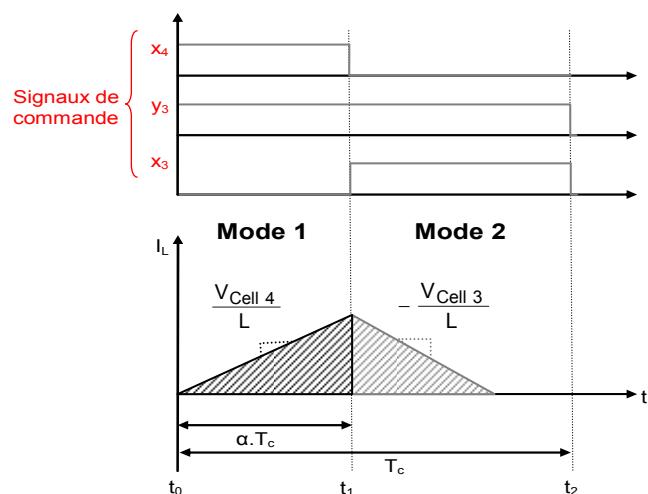


Figure 4.5 : Signaux de commande des trois interrupteurs de puissance et forme du courant dans l'inductance dans les modes 1 et 2, le buck-boost fonctionnant en conduction discontinue.

▪ **Mode 1** [$t_0 \rightarrow t_1$] : **M_{nC4D} et M_{3C4D} à l'état ON**

Le courant dans l'inductance correspond à une rampe :

$$i_L(t) = \frac{V_{cell4}}{L} t \quad (4.2)$$

Sa valeur maximale est atteinte pour αT_c :

$$i_{L\max}(t) = \frac{V_{cell4}}{L} \alpha T_c \quad (4.3)$$

Et la quantité de charge emmagasinée durant αT_c est alors de :

$$Q_{Cell4_décharge} = \frac{1}{2} i_{L\max} \alpha T_c = \frac{1}{2} \frac{V_{cell4}}{L} (\alpha T_c)^2 \quad (4.4)$$

▪ **Mode 2** [$t_1 \rightarrow t_2$] : **M_{3C2D} et M_{3C4D} à l'état ON**

Le courant dans l'inductance change de pente :

$$i_L(t) = \frac{V_{cell4}}{L} \alpha T_c - \frac{V_{cell3}}{L} t \quad (4.5)$$

Et la quantité de charge restituée est égale à celle précédemment emmagasinée durant αT_c . Soit :

$$Q_{Cell3_charge} = Q_{Cell4_décharge} = \frac{1}{2} \frac{V_{cell4}}{L} (\alpha T_c)^2 \quad (4.6)$$

Le tableau 4.2 montre un exemple, pour une version ayant 4 éléments en série, des différentes commutations possibles (actions sur X_n et Y_n) ainsi que les entrées des décodeurs contrôlés par le microcontrôleur.

	Cell ₁ >Cell ₂	Cell ₁ >Cell ₃	Cell ₁ >Cell ₄	Cell ₂ >Cell ₁	Cell ₂ >Cell ₃	Cell ₂ >Cell ₄
$T_{ON} = \alpha T_c$	X ₁ -Y ₀	X ₁ -Y ₀	X ₁ -Y ₀	X ₂ -Y ₁	X ₂ -Y ₁	X ₂ -Y ₁
$T_{OFF} = T_c - T_{ON}$	X ₁ -Y ₂	X ₂ -Y ₃	X ₃ -Y ₄	X ₀ -Y ₁	X ₂ -Y ₃	X ₃ -Y ₄

	Cell ₃ >Cell ₁	Cell ₃ >Cell ₂	Cell ₃ >Cell ₄	Cell ₄ >Cell ₁	Cell ₄ >Cell ₂	Cell ₄ >Cell ₃
$T_{ON} = \alpha T_c$	X ₃ -Y ₂	X ₃ -Y ₂	X ₃ -Y ₂	X ₄ -Y ₃	X ₄ -Y ₃	X ₄ -Y ₃
$T_{OFF} = T_c - T_{ON}$	X ₀ -Y ₁	X ₁ -Y ₂	X ₃ -Y ₄	X ₀ -Y ₁	X ₁ -Y ₂	X ₂ -Y ₃

Tableau 4.2 : Exemple des différentes commutations possibles (actions sur X_n et Y_n) pour une version à 4 éléments en série.

Le contrôle du micro-convertisseur est réalisé par une régulation en tension classique. Les temps de fonctionnement du convertisseur sont ajustés en fonction des besoins d'équilibrage pour maintenir en permanence un écart maximum de 25mV entre chaque élément. Les pertes estimées pour cette méthode d'équilibrage peuvent être évaluées par l'équation suivante :

$$\text{Pertes} = 2N(2R_{dson} * i_{Lrms}^2(t)) + 2N(2V_f * i_{Lmoyen}(t)) + r_i * i_{Lrms}^2(t) \quad (4.7)$$

N correspond au nombre de micro-convertisseurs impliqués dans l'équilibrage sachant que pour chacun de ces convertisseurs, lorsqu'ils sont actifs, deux batteries sont impliquées à chaque étape d'équilibrage ; R_{dson} (Ω), la résistance de conduction des MOSFET ; V_f (V), la tension de seuil des diodes, et r_i (Ω), la résistance de bobinage de l'inductance L .

Pour que cette méthode donne de bons résultats, il est nécessaire de faire appel à des capteurs de tension présentant une grande précision pour permettre un contrôle optimal de l'équilibrage. Pour le contrôle des MOSFET, nous avons mis en place un réseau de commande « High side bostrapped ».

Pour pouvoir intégrer toutes les fonctions nécessaires à l'équilibrage des éléments de stockage lithium-ion, une électronique de mesure et de commande a été développée spécifiquement pour un prototype supplémentaire servant de validation des diverses fonctions électroniques sur le LAAS et comprenant seulement 6 éléments de stockage en série. Ainsi, nous avons pu tester la méthode d'équilibrage à convertisseur *buck-boost A*.

Les commandes du réseau d'interrupteurs de puissance assurant l'équilibrage actif nécessitent l'utilisation d'un réseau de décodeurs dimensionné en fonction du nombre n d'éléments batterie. Un seul microcontrôleur ne pouvant pas fournir autant de commandes de type PWM (Pulse Wide Modulation), le prototype ayant 6 éléments se compose d'une carte électronique supplémentaire dédiée à la commande de l'ensemble des interrupteurs.

IV.2.3 MÉTHODE PAR CONVERTISSEURS BUCK-BOOST B

L'objectif de cette troisième méthode est de réaliser la connexion série des éléments batterie avec une structure de conversion plus simple que la précédente mais toujours basée sur des micro-convertisseurs *buck-boost* élémentaires. Le nombre de cellule de conversion élémentaire sera égal à $n-1$ (n étant le nombre d'éléments batterie).

Cette méthode n'a pas été mise en pratique faute de temps, mais, des résultats de simulation ont déjà été obtenus et ont permis de valider le principe de fonctionnement de la fonction d'équilibrage par micro-convertisseurs B (figures 4.6 et 4.7). Les pertes pour cette méthode d'équilibrage peuvent être estimées par :

$$\text{Pertes} = (N-1)(R_{dson} * i_{Lrms}^2(t)) + N(V_f * i_{Lmoyen}(t)) + (N-1)(r_i * i_{Lrms}^2(t)) \quad (4.8)$$

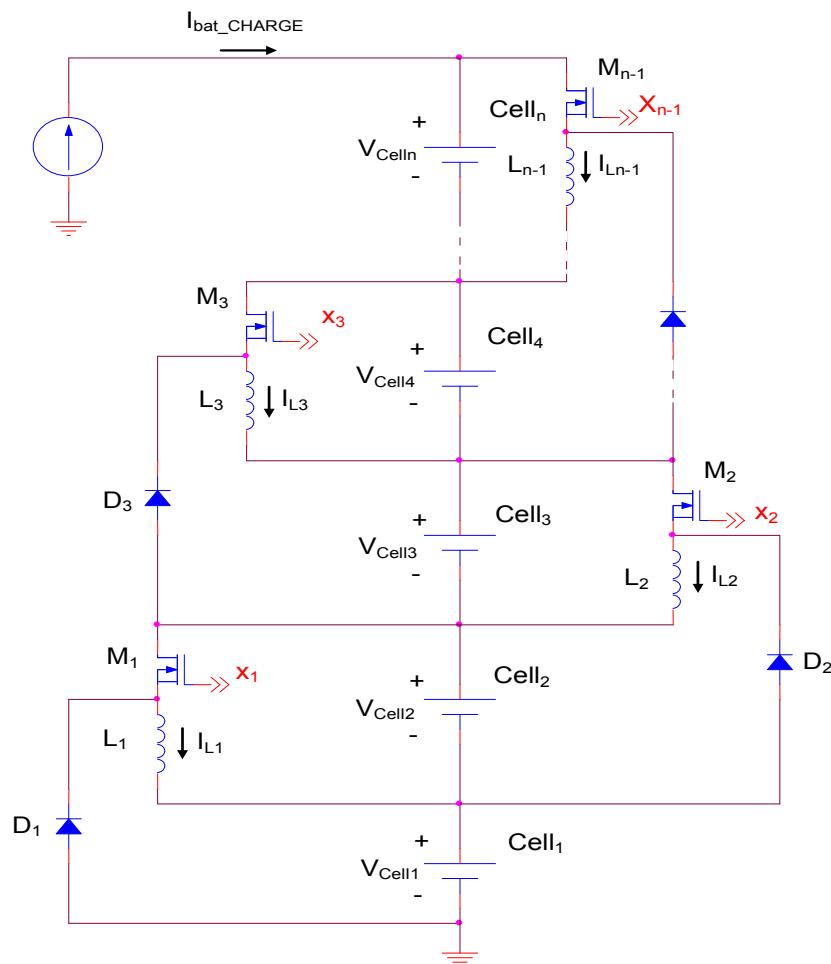


Figure 4.6 : Schéma de principe du système d'équilibrage par micro-convertisseurs buck-boost B.

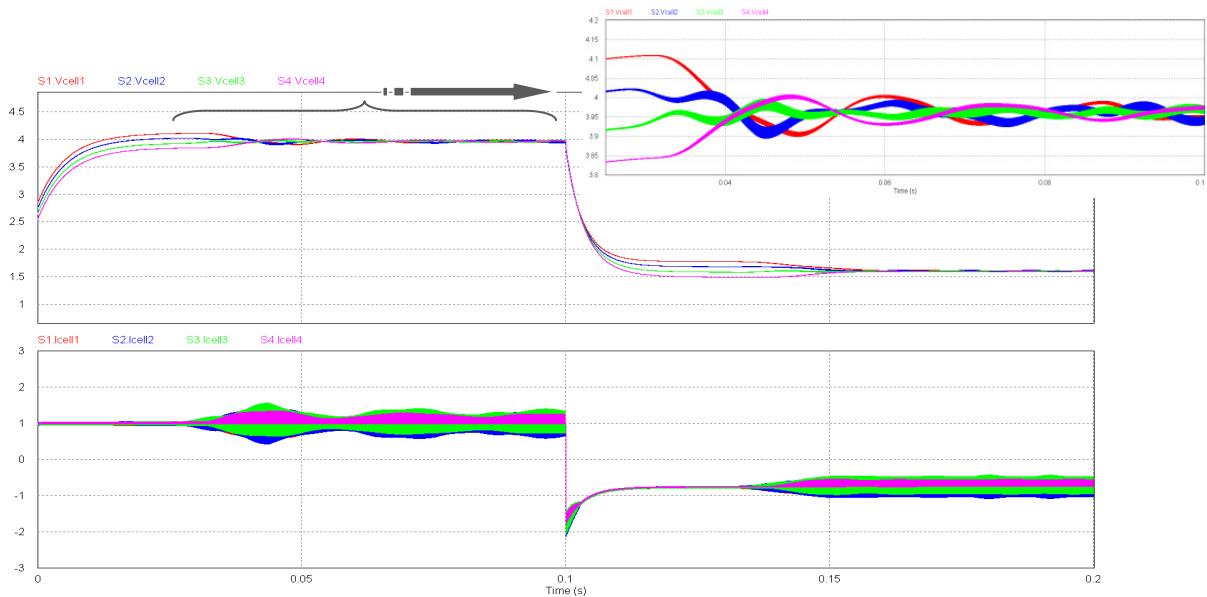


Figure 4.7 : Résultats de simulation de la méthode d'équilibrage par convertisseurs buck-boost B pour une charge et décharge à 1A.

La simulation de cette méthode à micro-convertisseurs B permet de mettre en évidence « l'auto-équilibrage » des éléments de stockage lors de l'application d'un courant de charge ou de décharge. Une Régulation de tension sur chaque micro-convertisseur est alors nécessaire pour assurer à la fois la charge/décharge homogène à tous les éléments et le maintien d'un équilibrage constant tout au long du fonctionnement. Le courant de charge et décharge pourra être ainsi contrôlé en fonction de l'écart maximum de tension entre les éléments.

IV.2.4 CALCUL DES PERTES DES METHODES D'EQUILIBRAGE

Pour pouvoir comparer les méthodes d'équilibrage étudiées, un bilan énergétique a été effectué prenant en compte divers paramètres comme la consommation des cartes électroniques assurant la gestion du système et les pertes dues à l'équilibrage. Plusieurs essais ont été réalisés pour tester plusieurs configurations. Le mode dit de repos correspond à la décharge de la batterie due à la consommation des cartes électroniques du module LiPV. Les modes de charge ou de décharge correspondent à une charge ou une décharge du pack batterie à courant constant (CC). Pour ces trois modes de fonctionnement, un déséquilibre sur deux éléments de stockage a été volontairement provoqué pour analyser la rapidité

du système à effectuer le rééquilibrage. Le temps total de chaque essai est égal à 12h correspondant par exemple à une production PV journalière. La figure 4.8 indique le niveau d'éclairement obtenu le 12 octobre 2010 nous servant de référence pour le calcul global du rendement du système utilisant les deux méthodes d'équilibrage ayant à ce jour des cartes réalisées.

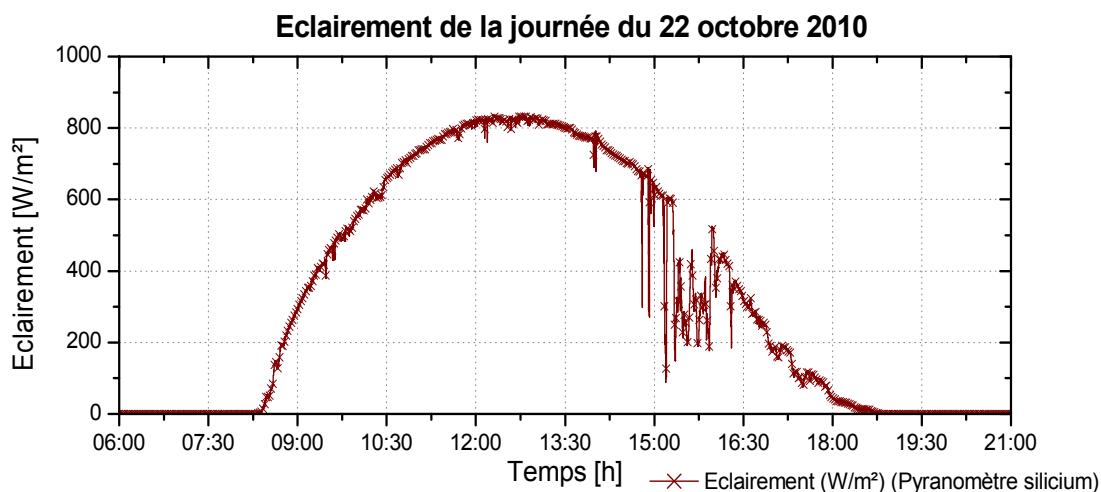


Figure 4.8 : Exemple de relevé expérimental de production photovoltaïque sur une journée de la centrale photovoltaïque du LAAS.

L'énergie totale théorique reçue à la surface du module PV durant cette journée est de $W_{\text{total_th}} = 5670 \text{ Wh}$. L'énergie totale produite par le générateur PV lors de cette journée est estimée à :

$$W_{\text{total_PV}} = W_{\text{total_th}} \cdot \eta_{\text{PV}} (13\%) \approx 2265 \cdot 10^3 \text{ J} \quad (4.9)$$

Pour évaluer de façon comparative les différents modes d'équilibrage dans différents mode de fonctionnement et sur différentes configurations, nous avons tout d'abord défini trois protocoles distincts d'essais retracant trois modes de fonctionnement potentiels du module LiPV, à savoir le mode de repos, le mode de charge et le mode de décharge.

Mode de repos

Dans ce mode de fonctionnement, le système n'est soumis à aucun éclairement, la batterie est cependant sollicitée pour alimenter tous les circuits électroniques

internes au module LiPV. Le protocole d'essai dans ce mode est fixé à une durée de 12h pour avoir le temps de bien identifier les effets des différents systèmes d'équilibrages. Deux éléments batterie ont été volontairement déséquilibrés de 150mV et 60mV pour analyser les temps d'équilibrage de chacun. L'algorithme de gestion autorise l'activation de l'équilibrage toutes les 30s et pendant une durée de 60s sur les éléments ayant les plus grandes valeurs de tensions et dépassant le seuil autorisé ($\Delta V_{Celln} \geq 25mV$).

Mode de charge

Un autre mode de fonctionnement des cartes d'équilibrage peut être identifié lorsque le pack batterie se charge à courant constant. Nous appelons ce mode, mode de charge. Le régime de charge défini pour cet essai est de C/50 pour le pack global. Nous utilisons pour cela, une alimentation régulée en courant pour fournir le courant de charge plus le courant nécessaire à l'alimentation des cartes électroniques. La différence maximale de tension entre les éléments de stockage est égale à $\Delta V_{Cell} = 170mV$ au début de l'essai. La durée des essais effectués est aussi égale à 12h

Mode de décharge

Un dernier mode de fonctionnement nommé mode de décharge peut être identifié lorsqu'une décharge à courant constant du pack de batterie s'effectue. Le régime de décharge défini pour le protocole d'essais reproduisant ce mode de fonctionnement est effectué à un régime de décharge de -C/50. Nous utilisons pour cela une charge électronique (régulée en courant) pour effectuer la décharge de la batterie. La consommation des cartes électroniques est incluse dans le courant de décharge. La différence maximale de tension entre les éléments de stockage est de $\Delta V_{Cell} = 150mV$ au début de l'essai. La durée des essais est également de 12h.

Quatre types d'essais ont été effectués, trois sur la version du prototype du module LiPV à 12 éléments de type $Li(Ni,Co,Al)O_2/C$ doté de la carte équilibrage par résistance shunt dissipatrice et un sur un prototype développé au LAAS sur 6

éléments de même technologie de stockage avec comme méthode d'équilibrage par *buck-boost A*.

Essai n°1 : version module LiPV 12 éléments en mode de repos et système d'équilibrage à base de résistances shunt dissipatrices.

Dans ce mode de fonctionnement, la batterie est seulement sollicitée pour alimenter tous les circuits électroniques internes au module LiPV. La figure 4.9 montre bien la décharge de la batterie sur une période de 12h. Suivant le protocole défini, deux éléments batterie ayant été déséquilibrés vont solliciter le système d'équilibrage en permanence afin de converger vers une différence de tension acceptable par rapport aux autres. Dans le relevé expérimental effectué, les éléments 4 et 9 s'équilibrivent tendant à rejoindre les tensions des autres éléments

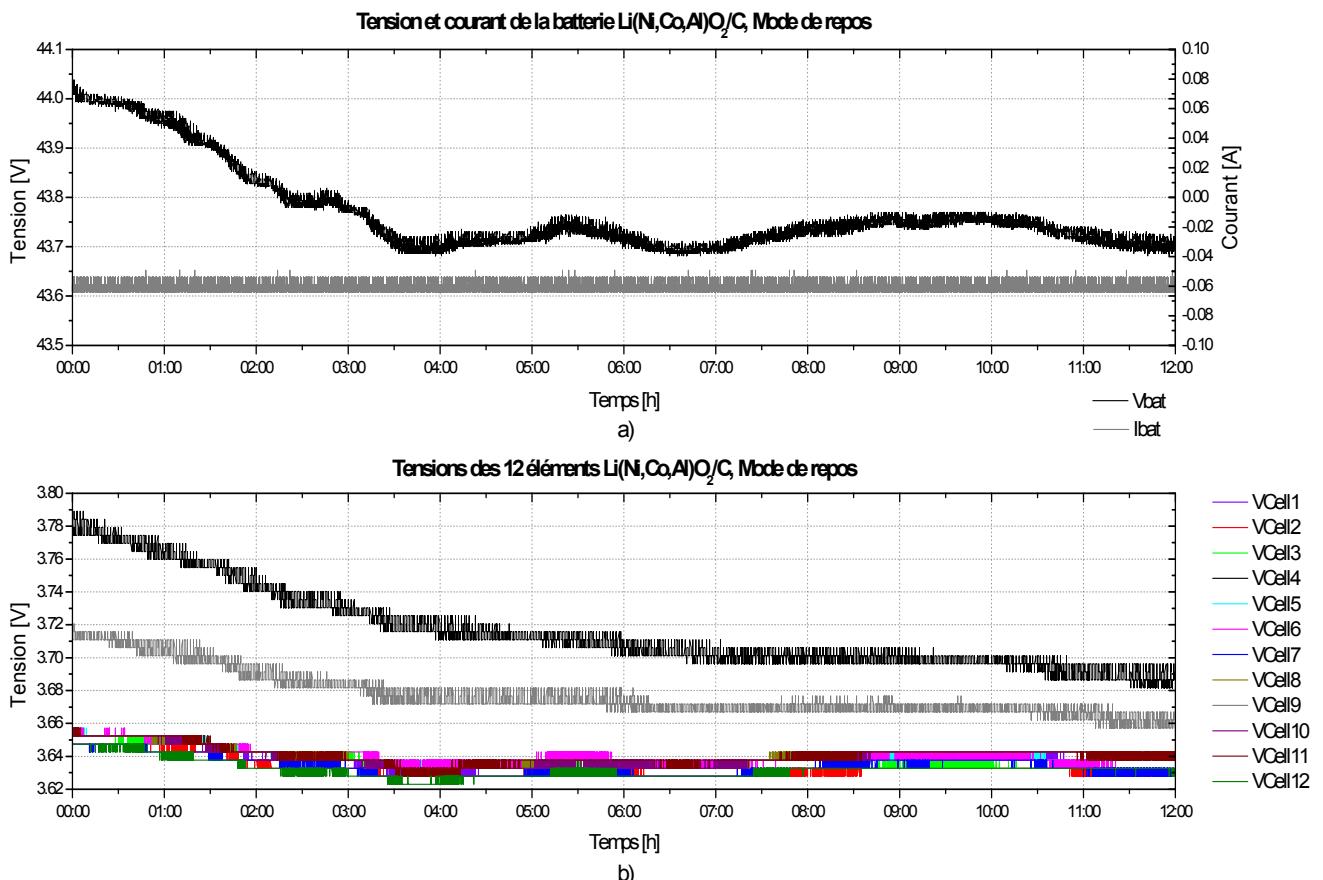


Figure 4.9 : Relevé expérimental des tensions des différents éléments $\text{Li}(\text{Ni},\text{Co},\text{Al})\text{O}_2/\text{C}$ de la version 12 éléments pour analyser les performances des systèmes d'équilibrage avec la méthode par résistances shunt dissipatrices en mode de repos.

Ces résultats montrent qu'à la fin des 12h de test, la différence de tension maximale entre les éléments est de 60mV n'atteignant pas les 25mV attendus. Il est à remarquer que les essais montrent des variations de tension à chaque connexion et déconnexion des éléments d'équilibrage aux bornes des batteries. Le détail des différents calculs de pertes de cet essai est consigné en annexe 6.

Essai n°2 : version module LiPV 12 éléments en mode de charge et système d'équilibrage à base de résistances shunt dissipatrices.

Dans ce mode fonctionnement, la batterie se charge sous un régime défini pour cet essai à C/50. La consommation des cartes électroniques est identique à l'essai n°1. La figure 4.10 montre les résultats des essais effectués pendant 12h. La différence de tension maximale à la fin de l'essai en mode charge est de 50mV n'atteignant pas les 25mV attendus.

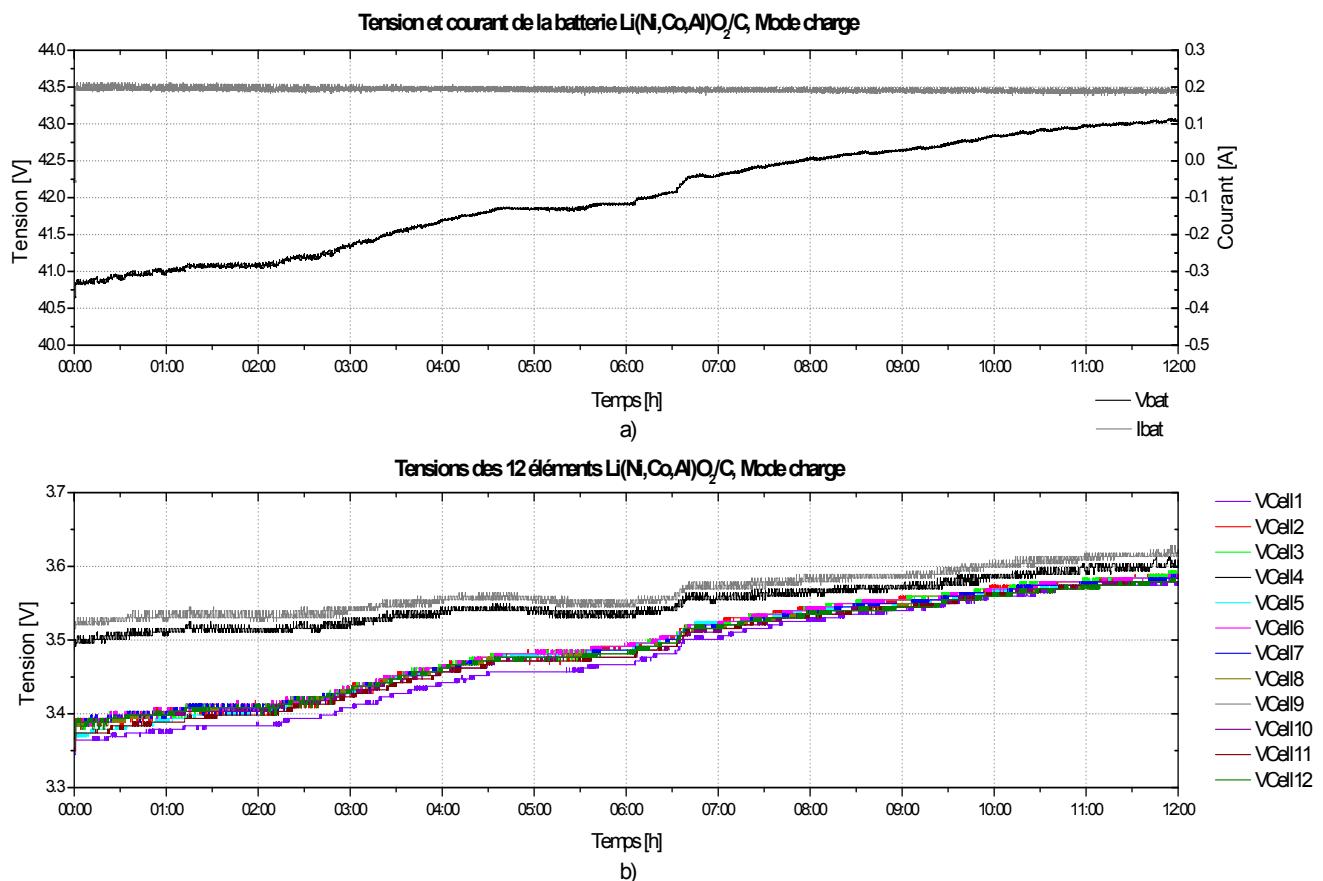


Figure 4.10 : Relevé expérimental des tensions des différents éléments $\text{Li}(\text{Ni},\text{Co},\text{Al})\text{O}_2/\text{C}$ de la version 12 éléments pour analyser les performances des systèmes d'équilibrage avec la méthode par résistances shunt dissipatrices en mode de charge (lorsque le pack batterie se charge à C/50).

De même que précédemment, les calculs des pertes de cet essai, sont détaillés en annexe 6.

Essai n°3 : version module LiPV 12 éléments en mode de décharge et système d'équilibrage à base de résistances shunt dissipatrices.

Ce mode de fonctionnement identifié comme mode de décharge correspond à une décharge à courant constant du pack de batterie sous le régime de décharge défini pour effectuer cet essai de $-C/50$. La consommation des cartes électroniques est incluse dans le courant de décharge et non changée par rapport à l'essai n°1. La figure 4.11 montre la décharge de la batterie et l'équilibrage des éléments pendant 12h. La différence de tension maximale à la fin de l'essai en mode décharge est de 75mV.

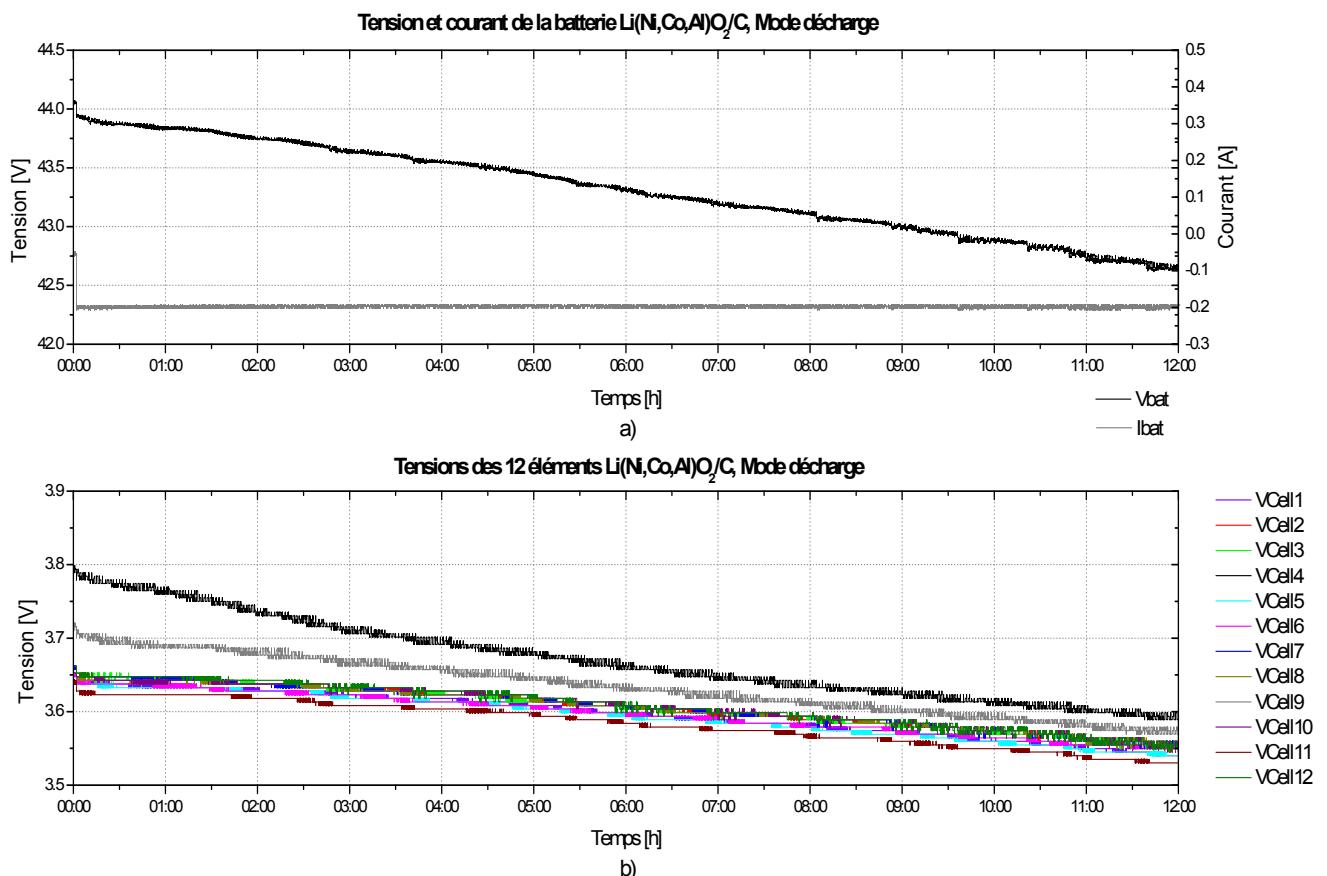


Figure 4.11 : Relevé expérimental des tensions des différents éléments $\text{Li}(\text{Ni},\text{Co},\text{Al})\text{O}_2/\text{C}$ de la version 12 éléments pour analyser les performances des systèmes d'équilibrage avec la méthode par résistances shunt dissipatrices en mode de décharge (lorsque le pack batterie se décharge à $-C/50$).

Les détails des calculs des pertes sont consignés en annexe 6.

Essai n°4 : version module LAAS 6 éléments en mode de charge et système d'équilibrage à base de convertisseur buck-boost A.

Pour ce nouveau prototype, le même protocole d'essai qu'à l'essai n°2 a été respecté. Ainsi, la différence maximale de tension entre les éléments de stockage est égale à 170mV au début de l'essai. La figure 4.12 montre la charge de la batterie et l'équilibrage des éléments pendant 12h.

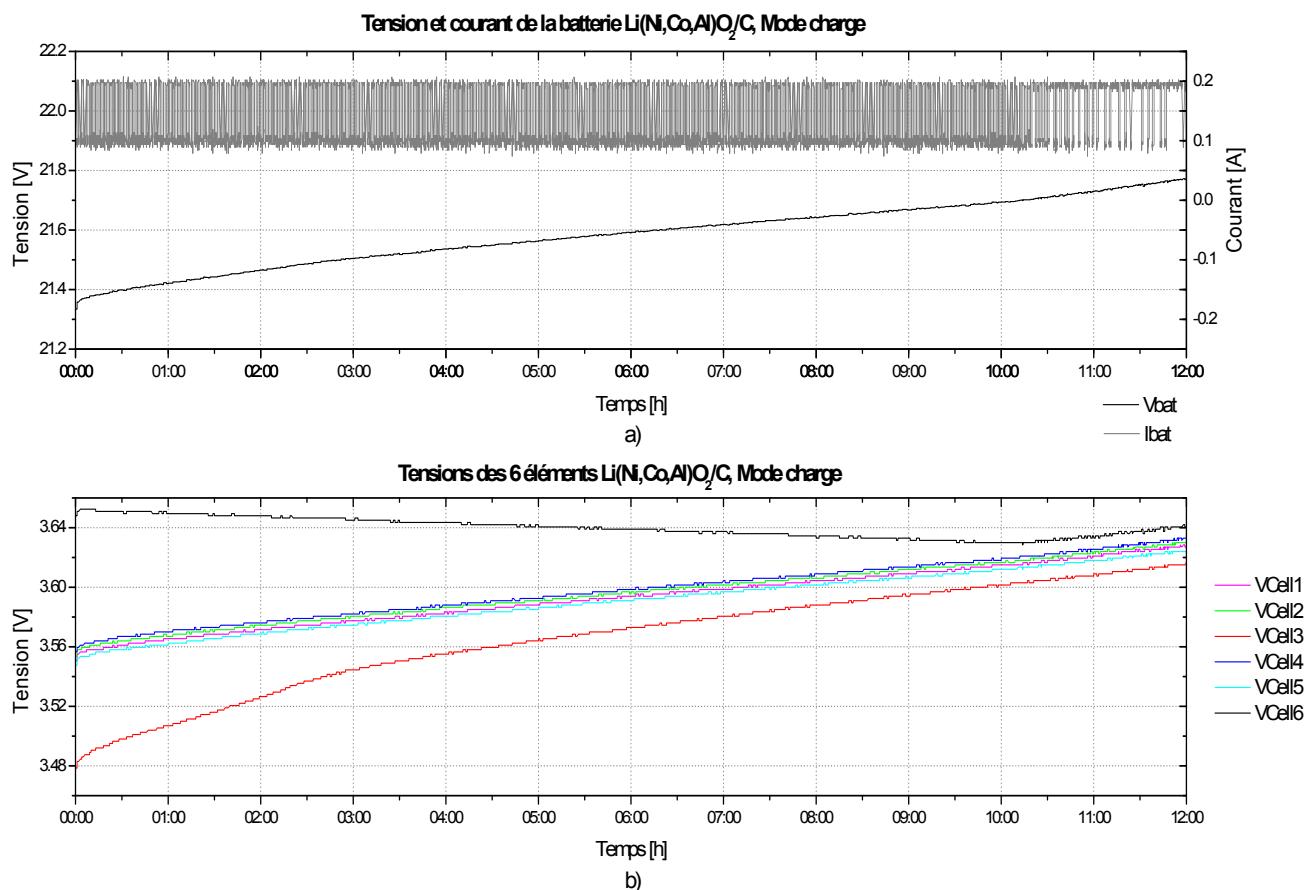


Figure 4.12 : Relevé expérimental des tensions des différents éléments Li(Ni,Co,Al)O₂/C de la version 6 éléments pour analyser les performances des systèmes d'équilibrage avec la méthode par convertisseur buck-boost A en mode de charge (lorsque le pack batterie se charge à C/50).

La méthode d'équilibrage, pour cette version, est celle décrite dans le paragraphe IV.2.2. Il est à noter que pendant l'équilibrage utilisant la méthode à convertisseur buck-boost A, la consommation des cartes électroniques double comparée à la

période de fonctionnement sans équilibrage. Cette surconsommation est due à l'électronique mise en place pour la commande des interrupteurs de puissance de la structure globale du convertisseur *buck-boost* (fonction bootstrap). Pour cela, nous donnons le bilan de la consommation globale des cartes électroniques avec et sans mode d'équilibrage. Pour bien dissocier les diverses consommations, le temps passé lorsque les fonctions d'équilibrage sont activées est mesuré avec précision. De même que précédemment, les calculs des pertes de cet essai, sont détaillés en annexe 6.

Bilan énergétique des essais

Les résultats obtenus dans les essais détaillés ci-dessus nous permettent d'établir un bilan énergétique pour comparer les deux méthodes d'équilibrage dans plusieurs modes de fonctionnement. Nous pouvons faire un autre calcul, en reprenant l'hypothèse de conditions météorologiques favorables telles que celles obtenues lors de la journée du 22 octobre 2010 où l'énergie produite par le PV était maximale ($W_{\text{total_PV}} \approx 2265.10^3 \text{ J}$). L'énergie totale consommée sur 12h par les systèmes d'équilibrage peut être ramenée sur 24h en considérant une non production d'un GPV la nuit. Ainsi, la consommation des cartes électroniques restant active et fonction de la méthode d'équilibrage implantée, il suffit de doubler sa valeur.

- Pour la **méthode à résistance shunt dissipatrice** (version 12 éléments), l'énergie totale consommée en mode de charge sur 24h est alors estimée à :

$$W_{\text{totalr_CH_24h}} = W_{\text{EQCHr}} + 2 * W_{\text{conso}} = 181.10^3 \text{ J}$$

Nous pouvons ainsi déduire le rendement total sur 24h :

$$\eta_{\text{totalr_CH_24h}} = \frac{W_{\text{total_PV}} - W_{\text{totalr_CH_24h}}}{W_{\text{total_PV}}} * 100 = 92\%$$

Pour résumer, le module LiPV 12 éléments avec la méthode d'équilibrage à résistance shunt dissipatrice, consomme 8% de l'énergie utile pour garantir un niveau élevé de sécurité et une durée de vie optimale des éléments.

- Pour la **méthode à convertisseur buck-boost A** (version 6 éléments), l'énergie totale consommée en mode de charge sur 24h est alors égale à :

$$W_{totalc_CH_24h} = W_{EQ_6élts} + 2 * W_{total_conso_6élts} = 2411.10^3 \text{ J}$$

Nous pouvons ainsi déduire le rendement total sur 24h :

$$\eta_{totalc_CH_24h} = \frac{W_{total_PV} - W_{totalc_CH_24h}}{W_{total_PV}} * 100 = 89,4\%$$

Pour résumer la version 6 éléments, avec la méthode d'équilibrage à convertisseur buck-boost, la surconsommation monte alors à 10,6% de l'énergie utile sur une période 24h. Ce type de méthode non optimale devrait présenter de meilleures performances avec la méthode à convertisseur *buck-boost B* ayant moins de composants actifs et donc moins de pertes.

Le tableau 4.3 regroupe tous les résultats précédemment cités.

Méthodes d'équilibrage	Mode de repos	Mode de charge			Mode de décharge
	W_{total_r}	$W_{total_CH_12h}$	$\eta_{total_CH_12h}$	$\eta_{total_CH_24h}$	$W_{total_DCH_12h}$
Résistance Shunt Dissipatrice	94320J	96020J	82,9%	92%	95960J
Convertisseur Buck-Boost Unitaire	-	123640J	65,0%	89,4%	-
Convertisseur Buck-Boost Unitaire Consommation réduite estimée	-	78496J	77,4%	93,4%	-

Tableau 4.3 : Récapitulatif des résultats de comparaison des méthodes d'équilibrage pour deux versions de module LiPV 48V (12 éléments) et 24V (6 éléments).

Nous pouvons conclure de ce bilan que la méthode d'équilibrage à convertisseur *buck-boost A*, pour les conditions de test appliquées, consomme plus que la version à résistance shunt mais réduit considérablement le temps d'équilibrage. Nous pouvons expliquer ce phénomène par le fait que le courant consommé par la méthode à convertisseur *buck-boost A*, lorsque l'équilibrage est actif, est plus important. Le prototype actuel du mode d'équilibrage a une carte de commande globale des MOSFET non optimisée en consommation. La conception d'une nouvelle carte de commande apportera une réduction drastique de l'énergie consommée pendant le temps où la fonction équilibrage sera active. Cela devrait permettre d'augmenter aisément le rendement total sur 12h et 24h (tableau 4.3). D'autres efforts sur la réduction de la consommation des circuits de commande doivent être effectués de même sur le second circuit d'équilibrage à base de convertisseurs pour obtenir des rendements meilleurs que l'équilibrage par résistances shunt dissipatrices. Par contre, il est à souligner que les essais menés dans les 4 cas considèrent un cas défavorable de différence de tension maximale entre les éléments fortement improbable sauf lié à un incident majeur. Les énergies estimées nécessaires au rééquilibrage sont ainsi fortement surestimées par rapport à la réalité.

Dans le cas d'un équilibrage par résistance shunt dissipatrice, si la tension d'un élément devient inférieure aux autres, tous les éléments supérieurs de 25mV viendront s'équilibrer pour ramener ces tensions au niveau de l'élément le plus faible. Dans le cas d'un équilibrage à base de convertisseur, dans la même situation, l'élément le plus chargé se déchargera dans l'élément le plus faible pour faire remonter sa tension. Les pertes énergétiques seront alors moins importantes du fait que le système équilibre seulement deux éléments transférant le surplus d'énergie de l'élément le plus fort vers le plus faible.

Les modes d'équilibrage actuels montrent malgré tout un fort potentiel d'amélioration suite à l'analyse des résultats expérimentaux obtenus. Des travaux se poursuivent en ce sens au sein du laboratoire afin de trouver de meilleures structures, des cartes de commandes gérant la complexité mais à très faible consommation et isolées galvaniquement pour augmenter le degré de sécurité de l'ensemble.

IV.3 MODULE ELECTRONIQUE DE CELLULE BATTERIE LITHIUM-ION (MECB)

Le Module Electronique de Cellule Batterie noté MECB, se compose de plusieurs sous-ensembles électroniques permettant l'acquisition des tensions, du courant de charge et de décharge des éléments, les fonctions d'équilibrage de chaque élément batterie, la protection des cellules batterie et la gestion du système au plus près des éléments lithium-ion de manière à obtenir une meilleure précision des mesures. Les algorithmes de gestion de l'équilibrage ont été développés en fonction des technologies. La figure 4.13 représente le schéma global établi du MECB.

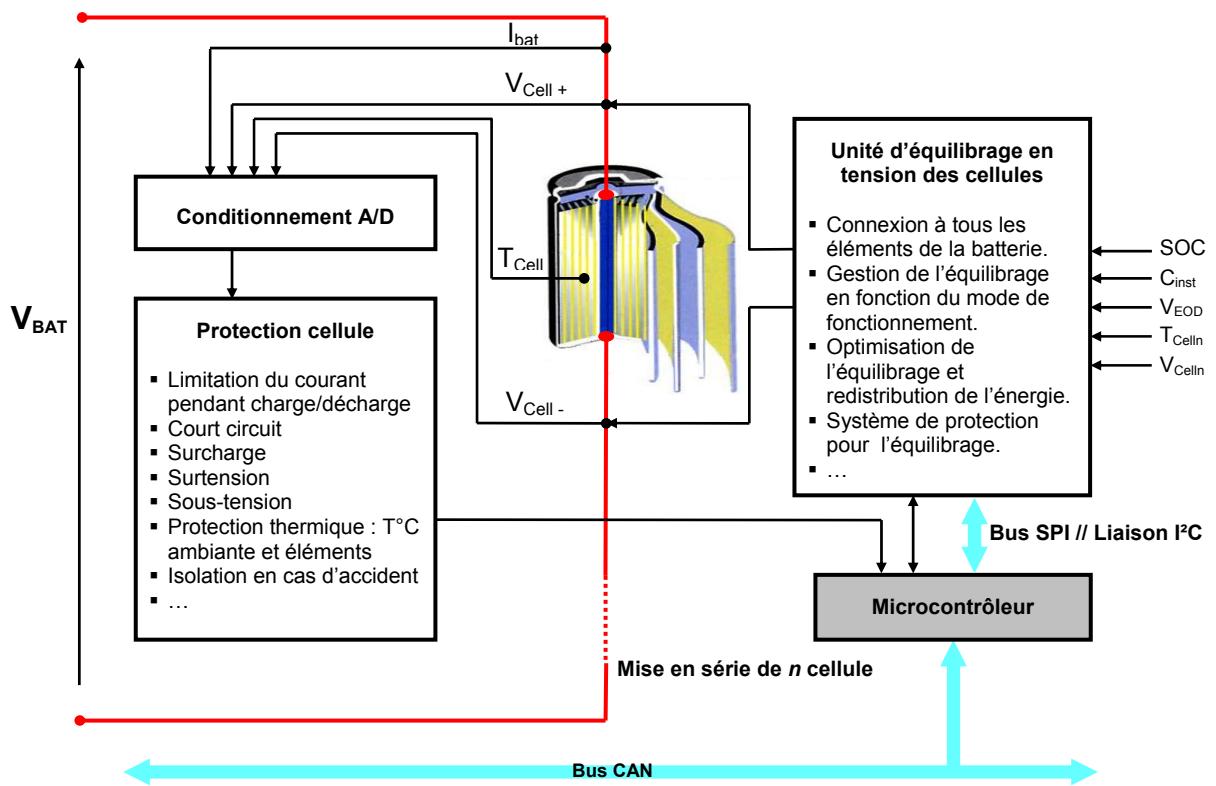


Figure 4.13 : Schéma fonctionnel du Module Electronique de Cellule Batterie.

Dans cette partie, seule la méthode à résistance shunt dissipatrice est exposée car c'est la solution choisie pour valider le MECB. Trois techniques de mesure de tension ont été développées (Optocoupleur, ISL9208 et LTC6802). Le choix de la technique de mesure a été très important car c'est lui qui conditionne la qualité d'un

bon équilibrage optimal. Sur le premier prototype du module LiPV à version 12 éléments batterie $\text{Li}(\text{NiCoAl})\text{O}_2/\text{C}$ intègre une mesure de tension par élément V_{Celln} via des optocoupleurs. Le deuxième prototype développé sur une version 6 éléments, l'acquisition des tensions par élément est effectuée via un composant ISL9208 de chez Intersil. Sur la troisième version quand à elle l'acquisition des tensions se fait au moyen du composant LTC6802 de Linear Technology (communication SPI) permet d'optimiser les algorithmes de gestion assurant l'équilibrage.

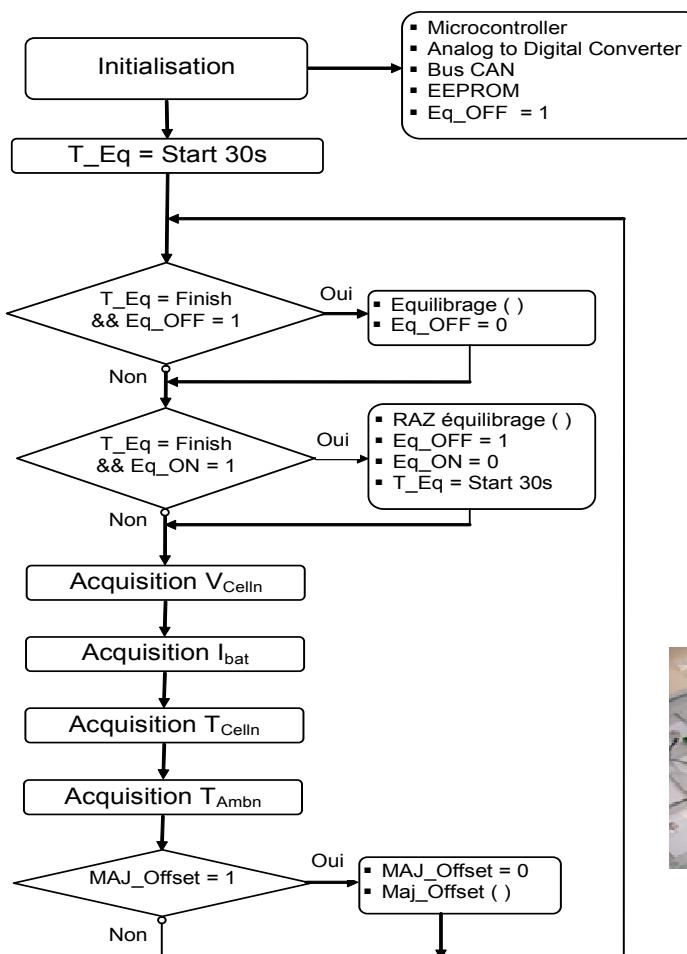
Les prototypes MECB contiennent : un microcontrôleur, un moyen d'acquisition des tensions élément, un ou plusieurs circuits d'équilibrage, un capteur de courant bidirectionnel, des capteurs de température pour chaque élément et pour l'ambiance et une alimentation 5V créée à partir de la batterie. Afin d'avoir le plus de précision possible sur les mesures de tensions élément, les cartes électronique sont connectées au plus près des éléments pour réduire au maximum les pertes engendrées par les liaisons filaires.

L'algorithme du programme principal est donné en figure 4.14. La base du code associé au microcontrôleur MECB est similaire pour les trois versions, Prenons l'exemple de la version 12 éléments intégrant un microcontrôleur PIC18F8585 et dont les fonctions principales assurées sont les suivantes :

- Acquérir les 12 tensions élément via des optocoupleurs assurant une isolation galvanique. La conversion numérique est réalisée à l'aide d'un convertisseur analogique numérique 10 bits implanté dans le microcontrôleur, la précision des mesures est alors de 5mV,
- Acquérir les 12 températures éléments et 4 températures ambiantes, précision des capteurs = 1°C ,
- Acquérir le courant de batterie par un capteur de courant bidirectionnel, la précision des mesures est de 10mA sur une pleine échelle de 4A.
- Commander les MOSFET permettant l'équilibrage des éléments présentant une tension supérieure de 25mV comparée à l'élément le plus faible,
- Calculer les seuils de tension haute du pack en fonction de la température maximale et du courant de batterie,

- Répondre aux ordres du BMS pour un arrêt ou une remise en marche de l'équilibrage,
- Envoyer les données au BMS (tensions éléments, tension batterie, températures éléments, températures ambiantes, température maximale, seuils de tension haut de la batterie, courant de batterie, registre d'équilibrage,...)

La protection analogique des éléments à l'aide des composants Seiko S-8209 (surtension = 4.1V ou sous-tension = 2.5V) permet aussi en cas de défaillance de la partie numérique de venir ouvrir le circuit de la batterie à l'aide d'un relais placé sur la borne positive de celle-ci. Ce relais est aussi ouvert lors d'une température supérieure à 80° (avec remise en marche à 70°).



Version 6 éléments ISL9802



Version 6 éléments LTC6208



Version 12 éléments LiPV

Figure 4.14 : Algorithme détaillé du sous-système Module Electronique de Cellule Batterie et exemple de réalisations pratiques des cartes électroniques.

IV.4 SYSTEME D'ACQUISITION TEMPS REEL IHM_LiPV

Les systèmes de gestion de batterie sont généralement constitués d'un moyen de communication entre la batterie proprement dite et le système assurant la charge et/ou autres équipements de mesure. Les liens entre les différentes interfaces du système permettent de traiter toutes les données nécessaires au bon fonctionnement du système en prenant en compte toutes les conditions de travail. Ces interfaces sont très pratiques pour l'utilisateur du système pour les accès de programmation, de modification des paramètres de contrôle, de diagnostic et de test.

Le gestionnaire de batterie développé dans ce projet doit assurer une fonction de gestion, de communication, et de supervision entre les sous-systèmes constitutifs le module LiPV. Les différentes fonctionnalités présentées dans le chapitre III, peuvent être introduites si l'interconnexion est fiable et que les temps de réponse sont optimisés pour assurer une sécurité maximale dépendante des variables critiques du système (tensions et températures). Plusieurs Bus de communication existent pour la réalisation de ces interfaces entre ces sous-systèmes. Certains sont destinés à des applications spécifiques, mais compatibles avec cette application. La figure 4.15 schématise l'interconnexion numérique entre les différents sous-systèmes indiquant les protocoles de communication utilisés.

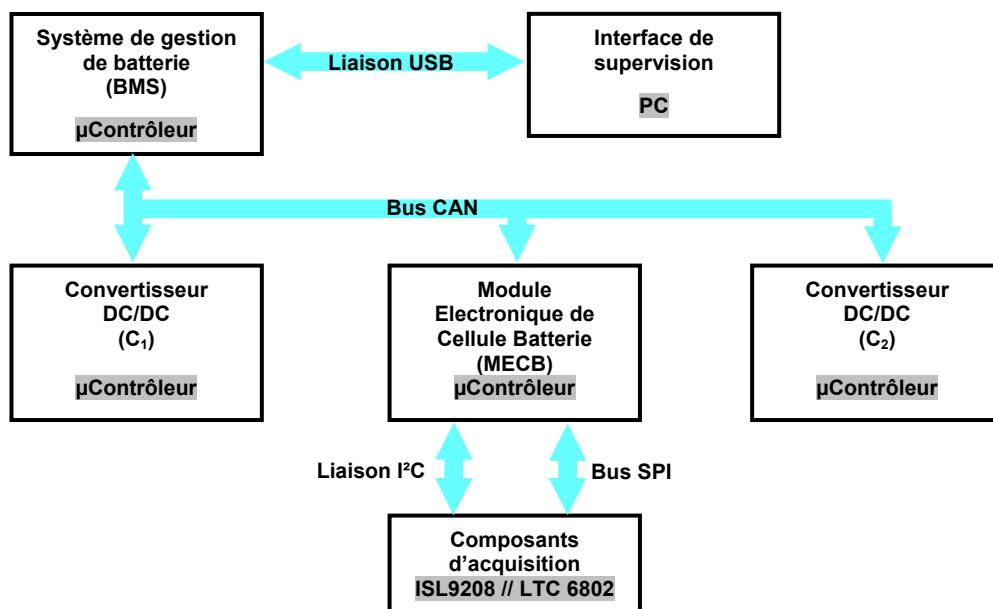


Figure 4. 15 : Schématisation des liaisons de communication entre les sous-systèmes constituant le module LiPV.

Le système d'acquisition temps réel des paramètres de contrôle a pour fonction d'acquérir les signaux et variables nécessaires au diagnostic de l'ensemble du système et assure une communication et un rafraîchissement rapide des données de visualisation. Pour obtenir cet échange d'information, des fonctions de liaison sécurisées entre le module LiPV et un ordinateur ont été mises en place de manière à avoir des temps de réponse relativement rapides pour pallier tous défauts éventuels. Ce logiciel d'acquisition est inclus dans un PC extérieur par l'intermédiaire d'une connexion USB. La figure 4.16 montre le schéma fonctionnel de la connexion du module LiPV à un ordinateur pour la visualisation des données en temps réel.

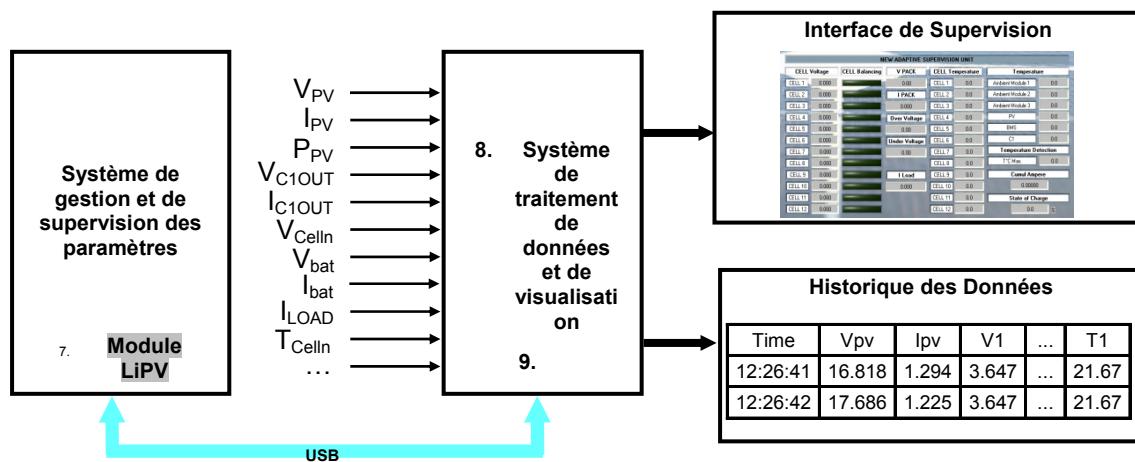


Figure 4.16 : Schéma fonctionnel du système de supervision du module LiPV.

Le tableau 4.4 illustre un exemple de sauvegarde de tous les paramètres et variables du système. Les données enregistrées par le logiciel d'acquisition pourront être facilement manipulées avec des logiciels de traitement comme Excel, Origin,... Le choix de la fréquence de sauvegarde peut être modifié par l'opérateur de suivi du système.

CHAPITRE IV :
LE MODULE PHOTOVOLTAÏQUE MULTIFONCTIONNEL LiPV

Created by LAAS-CNRS, Module LiPV, $\text{Li}(\text{Ni},\text{Co},\text{Al})\text{O}_2/\text{C}$, 08/12/2009

Time	Vpv	Ipv	V1	V2	...	T1	T2	...	Ibat	Vbat
12:26:41	16.818	1.294	3.647	3.649	...	21.67	22.04	...	0.389	45.117
12:26:42	17.686	1.225	3.647	3.649	...	21.67	22.04	...	0.356	45.122
12:26:43	16.818	1.294	3.647	3.649	...	21.77	22.04	...	0.404	45.122
12:26:44	17.361	1.248	3.647	3.649	...	21.67	22.14	...	0.404	45.122
12:26:45	17.361	1.248	3.647	3.649	...	21.67	22.04	...	0.389	45.117

Tableau 4.4 : Exemple de fichier de sauvegarde des données du module LiPV..

L'Interface Homme Machine (IHM) de supervision développée sous LabWindows CVI (logiciel de développement d'interfaces) permet à l'utilisateur du système de connaître en temps réel l'essentiel des données enregistrées par le gestionnaire de batterie et les sous-systèmes du module LiPV. La figure 4.17 donne un exemple d'IHM pour une version 12 éléments. De plus, une fenêtre de visualisation des registres d'alarme a été mise en place pour un meilleur suivi du fonctionnement du système. Les différentes alarmes mineures et majeures y sont représentées (figure 4.18).

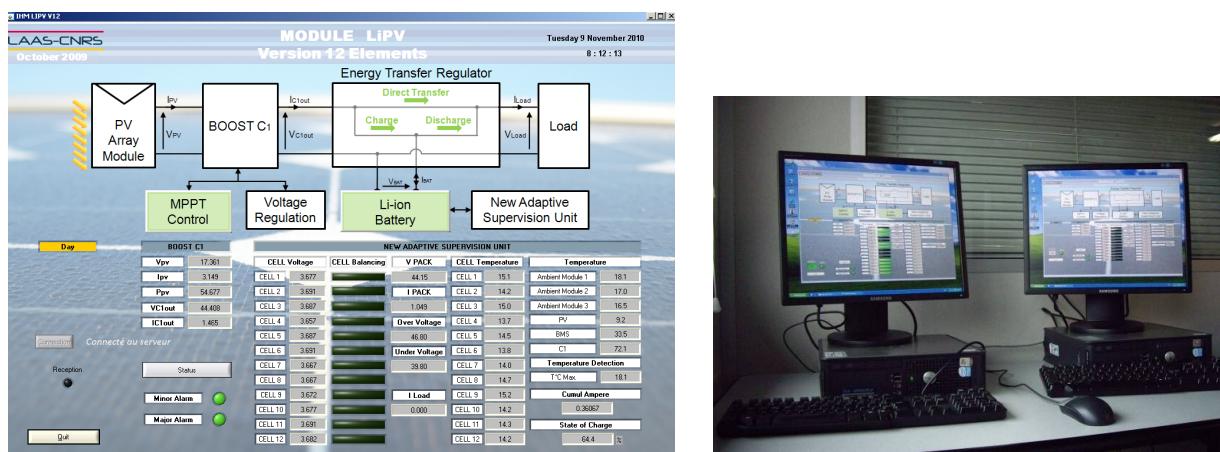


Figure 4.17 : Interface Homme Machine de logiciel de supervision temps réel du module LiPV.



Figure 4.18 : Interface Graphique des Registres d'Alarme du logiciel de supervision temps réel Module LiPV.

IV.5 DEVELOPPEMENT D'UN BANC DE MESURE SPECIFIQUE

Pour assurer la sécurité des différents essais expérimentaux sur des systèmes utilisant des éléments de stockage électrochimique avancés pouvant présenter en cas de défaut un certain nombre de dangers, un banc de mesure spécifique a été développé au sein du LAAS, noté banc de mesure LiPV. Pour la réalisation des essais sur le module LiPV, nous avons établi un cahier des charges spécifiques prenant en compte les technologies de stockage utilisées. Les diverses technologies lithium-ion utilisées pourront être ainsi étudiées et testées en condition de fonctionnement réel afin de valider leurs performances.

Les spécifications de ce banc de mesure respectent les différentes normes en vigueur concernant des systèmes de stockage et des systèmes de production d'énergie [74].

Les conditions de test (courant ou tension imposés, seuils de tension ou de courant à ne pas dépasser, durée des phases de charge, profil de consommation,...) sont toutes contrôlées par des systèmes électroniques automatisés. Ainsi, pendant

les essais, les caractéristiques électriques des accumulateurs (courant et tension) sont enregistrées automatiquement via le banc de mesure pour pouvoir en connaître les performances et éventuellement l'origine d'une défaillance. Ce même banc permet de tester plusieurs configurations différentes simultanément en utilisant des voies supplémentaires, fonctionnant indépendamment les unes des autres. La sécurité des manipulations et la protection des éléments électrochimiques sont assurées par le banc LiPV qui intègre des fonctions de sécurité indépendantes des mesures réalisées en phase de test et qui assurent l'arrêt de tout essai en cas de défaillance irréversible.

IV.5.1 MOYENS ET OUTILS DE MESURE

Pour répondre aux exigences et aux spécifications de fonctionnement, un site expérimental d'essais a été développé au sein du LAAS avec l'aide des différents services techniques et instrumentation du LAAS (particulièrement Olivier Gantet et Frédéric Blanc). L'infrastructure présentée en figure 4.19 montre la partie expérimentale de développement des algorithmes de gestion, des essais des différents prototypes et de caractérisation. Elle se compose de divers appareils de mesure (oscilloscope, alimentation et charge électronique, générateur de fréquence,...) et d'une baie de mesure assurant la connexion sécurisée des interfaces d'acquisition et de mesure. La figure 4.20 montre la disposition intérieure du banc d'expérimentation développé. Les éléments de stockage lithium-ion étudiés ont été placés dans un entrepôt de sécurité séparé du banc expérimental afin de pouvoir tester des prototypes d'éléments de stockage en cours de validation et pour se prémunir contre les possibles erreurs de manipulation pouvant se produire lors du développement de l'électronique. Les figures 4.21 et 4.22 montrent la situation de l'entrepôt de sécurité, les éléments de stockage et toute la connectique nécessaire au raccordement vers le banc de mesure. La mise en place de ce banc a été bénéfique pour le projet LiPV dans son ensemble et tous ses partenaires qui ont pu mener des essais complémentaires aux autres essais exécutés sur les autres sites géographiques des autres partenaires. Ainsi, tous les aspects des fonctions

électroniques ont pu être validés séparément du module LiPV et ont pu ainsi être assemblés ensuite avec une plus grande fiabilité.



Figure 4.19 : Algéco Solaire du LAAS-CNRS.



Figure 4.21 : Entrepôt de sécurité.



Figure 4.20 : Banc d'expérimentation.



Figure 4.22 : Essais Module LiPV.

IV.5.2 ETUDE ET CONCEPTION D'UN BANC D'ESSAI SPECIFIQUE

L'étude du banc de mesure LiPV s'est effectuée en plusieurs étapes afin d'évaluer les besoins de sécurité, de connectiques, de mesures (analogiques, numériques, multiplexées), et de précision. L'interconnexion du banc de mesure au module LiPV est représentée en figure 4.23. Ce banc de mesure vient s'ajouter au système de gestion LiPV sans affecter le fonctionnement autonome du module LiPV lui-même. Les différentes connexions pour la mesure des variables nécessaires à la sécurité sont totalement transparentes et ne viennent pas perturber le système en fonctionnement. En cas de force majeure le banc de mesure viendra déconnecter toutes les énergies du système.

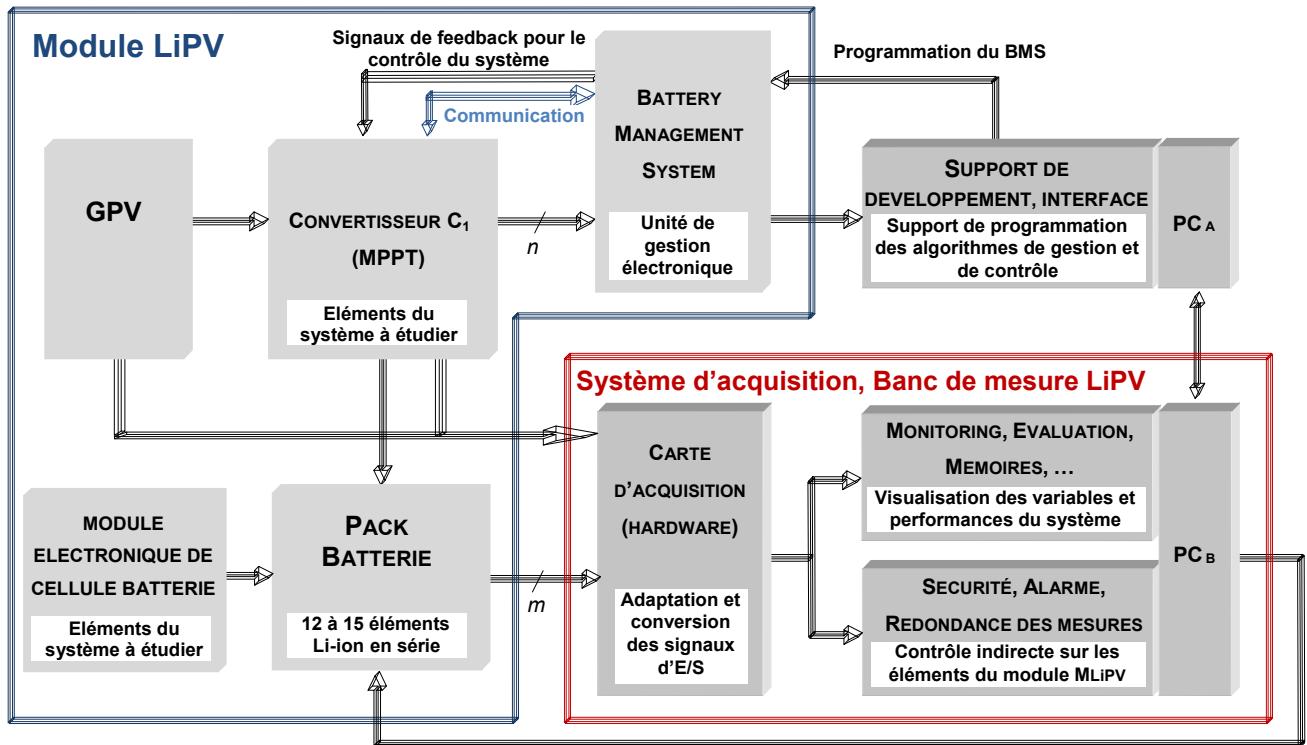


Figure 4.23 : Schématisation de l'interconnexion du banc de mesure au système module LiPV.

Le banc de mesure est équipé de cartes électroniques d'acquisition individuelles pour chaque élément connecté au système. Ainsi, les tensions élément (V_{Celln}), les températures (T_{Celln}) et les courants d'équilibrage (I_{EQn}) sont mesurés. La modularité de connexion de ces cartes de mesure est possible et pourra s'étendre jusqu'à 15 éléments connectés en série. Le pack batterie est aussi supervisé par le banc de mesure qui détermine en temps réel le courant (I_{bat}) et la tension (V_{bat}) globale (somme des tensions élémentaires des éléments) déduisant ainsi la quantité d'énergie chargée et déchargée à chaque instant. Les variables courant (I_{PV}), tension (V_{PV}) et température (T_{PV}) du générateur photovoltaïque sont également mesurés pour déterminer par exemple l'énergie totale produite sur une journée de fonctionnement. Pour réaliser le bilan énergétique du système complet et comparer les mesures avec celles obtenues avec le module LiPV, le courant (I_{load}) et la tension (V_{load}) du consommateur sont également mesurés et sauvegardés par le banc de mesure.

IV.5.2.1 NUMERISATION DES GRANDEURS PHYSIQUES

Les grandes physiques mesurées par le banc de mesure sont analogiques, et les calculs sont numériques. Il faut donc numériser ces grandeurs. Pour cela on utilise des cartes électroniques munies de convertisseurs analogiques numériques. Ces cartes sont des modèles du commerce et sont de 2 types ; multiplexées pour les grandeurs lentes (1s) et synchrones pour les mesures de puissance. Pour des raisons de facilité de câblage et de synchronisation elles sont regroupées dans un châssis PXI qui servira de plate-forme pour les tests, les mesures et le contrôle sur ordinateur. La gestion de ces cartes depuis un PC est complètement transparente, elles sont reconnues comme des cartes internes au PC.

Les cartes multiplexes :

La carte NI PXI-6225 est une carte multiplexé 80 entrées analogiques 16 bits 250Kéch/s. Elle assure aussi des fonctions de commande des relais de sécurité. Les mesures se font toutes les secondes (figure 4.24).

Les cartes synchrones :

La carte NI PXI-6143 est une carte 8 entrées analogique à échantillonnage simultané 16 bits 250Kéch/s (figure 4.25).



Figure 4.24 : Carte multiplexe PXI-6225.



Figure 4.25 : Carte synchrone PXI-6143.

IV.5.2.2 ACQUISITION DES PARAMETRES

Les cartes d'acquisition assurent l'isolation galvanique et les mesures de tension, de courant, de température et de déformation (figure 4.26). Les cartes de mesure M_{batt} sont individuellement réparties sur chacun des éléments constituant le pack batterie. Elles sont reliées à la carte multiplexée de la plate-forme d'acquisition PXI intégrant un relais de sécurité pour déconnecter le circuit d'équilibrage de la cellule.

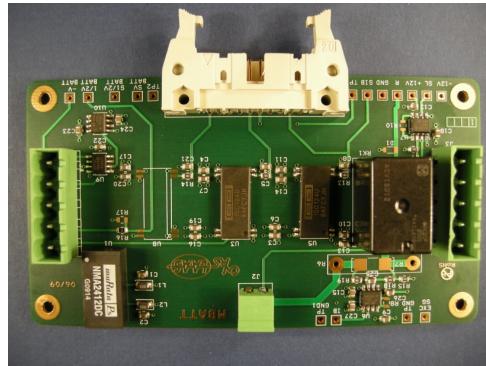


Figure 4.26 : Carte individuelle de mesure (M_{batt}) pour l'acquisition des paramètres du banc de mesure LiPV.

IV.5.2.2.1 Mesure de tension

La mesure de la tension d'un élément se fait directement par un amplificateur isolé avec un gain unitaire. Un second circuit de mesure a été câblé sur la carte de mesure pour permettre une mesure supplémentaire de la demi tension pour le cas de batteries au plomb (deux éléments sont couplés pour avoir un potentiel équivalent à une batterie au lithium) ou bien pour avoir accès à la mesure du courant si on peut avoir accès à la mesure sur la résistance d'équilibrage. La présence d'un fusible est indispensable pour garantir une certaine sécurité sur le système de mesure mais cela pose problème sur la précision et la connectique à adopter (figure 4.27). Suivant l'accessibilité de la mesure, on peut se connecter avant le fusible en insérant une résistance pour éviter les courts-circuits ou après le fusible impliquant la prise en compte de la chute de tension dans le fusible. Il apparaît alors une surtension due au mauvais positionnement de la mesure.

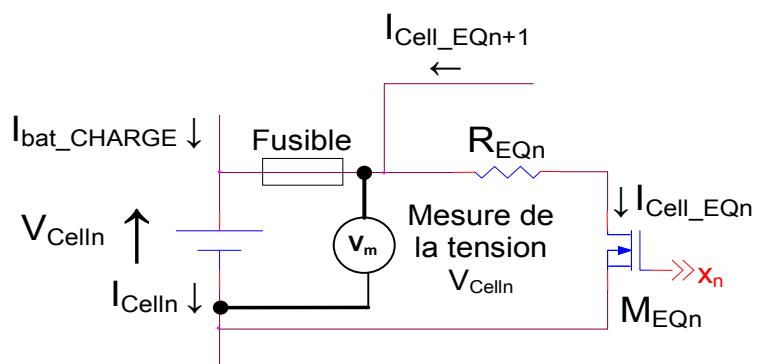


Figure 4.27 : Schémas de mesure de tension après le fusible.

IV.5.2.2.2 Mesure des courants d'équilibrage

Pour la mesure du courant d'équilibrage de chaque élément batterie, le banc de mesure LiPV est équipé d'une méthode de mesure consistant à mesurer la perte de potentiel aux bornes d'une résistance d'équilibrage (figure 4.28). Elle est utilisée pour les essais de la version 12 éléments utilisant la méthode d'équilibrage à résistance shunt dissipatrice. Le schéma électrique de l'électronique de mesure du courant d'équilibrage est similaire à la mesure de tension d'un élément. Le courant d'équilibrage est déduit de la mesure de la différence de potentiel mesurée aux bornes du réseau d'équilibrage de chaque élément. L'erreur de mesure dépendra de la précision sur la valeur de la résistance R_{EQn} . Comme pour l'évaluation des pertes du système d'équilibrage, on négligera la résistance en conduction R_{dson} du MOSFET qui a priori est deux décades inférieure en valeur à R_{EQn} .

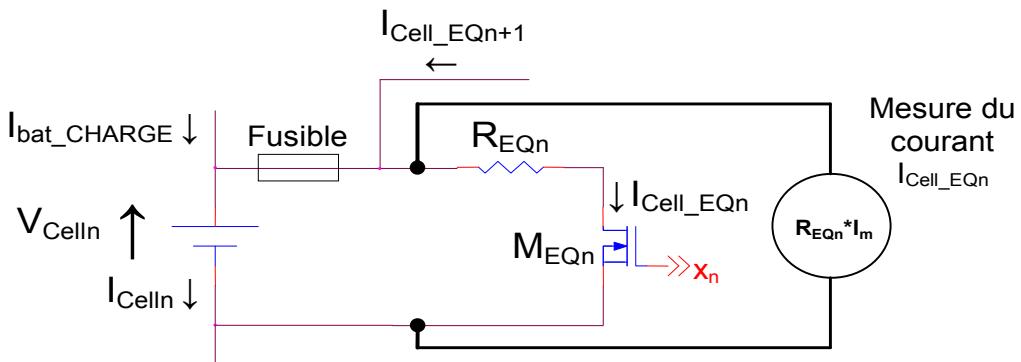


Figure 4.28 : Schéma de mesure du courant d'équilibrage sur la branche d'équilibrage.

IV.5.2.2.3 Mesure des températures

Le contrôle des températures lors des essais du module LiPV peut être réalisé par plusieurs méthodes. La méthode la plus fréquemment utilisée est celle par jonction PN facilement intégrable dans une puce de composant de puissance par exemple. Plusieurs composants analogiques et numériques utilisent ce principe mais ont un comportement non linéaire (LM35D analogique, DS18B20 numérique). Leurs principaux défauts sont leur volume et leur faible conduction thermique. La méthode par sonde platine (type PT100) permet d'obtenir une bonne précision de mesure en introduisant un générateur de courant dans la conception des circuits électriques. Leur conduction thermique est relativement bonne mais la sonde elle-même est

volumineuse. Nous avons choisi lors de la conception du banc de mesure la méthode par thermo couple, une méthode très courante pour les hautes températures. Elle est également non linéaire. Pour simplifier sa mise en œuvre, le choix s'est porté sur un composant spécialisé (AD597). Son principal intérêt réside dans son faible volume et sa très bonne conductivité thermique. Les protections en température permettent de prévenir toutes les défaillances du système liées au fonctionnement (emballement thermique) et à isoler rapidement les sources d'énergie.

IV.5.2.3 PRÉCISION DES MESURES

Le tableau 4.5 récapitule les gammes de mesures et la précision des variables mesurées par le banc de mesure LiPV.

	Tensions élément	Courant d'équilibrage	Températures élément et PV	Tension PV Tension batterie Tension charge	Courant PV Courant batterie Courant charge
Gamme de mesure	0V → 5V	0A → 1A	-20°C → 100°C	0V → 60V	-5A → 5A
Offset	±5mV	±1mA	compensé	±60mV	±5mA
Erreur de gain	±0,1%	±0,1%	±1°C	±0,1%	±0,1%
Précision des mesures	±10mV	±2mA	±1°C	±120mV	±10mA

Tableau 4.5 : Récapitulatif des gammes et des précisions de mesure du banc de mesure LiPV après calibrage.

IV.5.2.4 SECURITE DES ESSAIS

Le principe de gestion de la sécurité repose sur la comparaison des mesures, en temps réel, des grandeurs physiques du système avec les seuils critiques définis dans le cahier des charges. Ainsi, l'action d'arrêt d'urgence isolera les éléments de stockage de toutes les sources d'énergie. Différents niveaux de sécurité ont été mis en place pour prévoir le maximum de défauts éventuels. Les moyens existants d'arrêt d'urgence sont les suivants :

- Manuel : l'utilisateur utilisera un coup de poing situé soit dans l'algéco solaire soit dans l'entrepôt de sécurité,
- Automatique : par surveillance par des cartes électroniques automnes,
- Par le logiciel de pilotage (automatique et manuel),
- Par les fusibles et les disjoncteurs.

IV.5.3 LOGICIEL DU BANC DE MESURE

Un logiciel d'interface, nommé MLiPV PXI, a été développé, en collaboration avec Oliver Gantet et Frédéric Blanc, pour la visualisation en temps réel des données et le pilotage des essais expérimentaux. Ce logiciel dialogue avec la plate-forme PXI d'acquisition et assure la mise à l'échelle des grandeurs physiques mesurées. Toutes les entrées du système sont sauvegardées et à défaut de l'une d'entre elles, le banc de mesure agit sur les relais de sécurité placés sur les circuits de puissance. Le paramétrage et le calibrage du banc de mesure peuvent se faire à partir du logiciel via une barre de menu déroulant et contenant plusieurs sous-menus de configuration (figure 4.29).

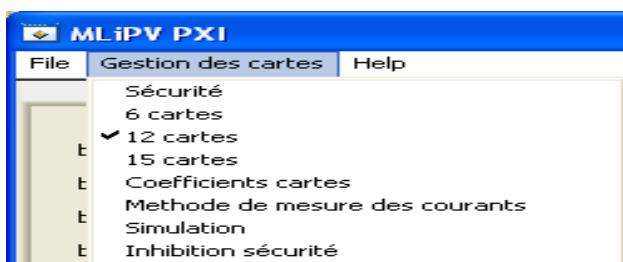


Figure 4. 29 : Gestion du menu logiciel MLiPV PXI.

Le premier sous-menu accessible par l'utilisateur fait apparaître une interface de gestion des éléments pour paramétriser les seuils critiques de sécurité. La figure 4.30 illustre cette « interface de sécurité » correspondante. La zone haute gère les sécurités des grandeurs physiques (tension, courant, température, déformation, demi-tension). Ces paramètres de configuration (seuils maximum et minimum) sont communs à toutes les cellules et peuvent être désactivés individuellement. Lors d'un dépassement de l'un de ces seuils le banc de mesure MLiPV PXI active un arrêt d'urgence. La zone basse permet de piloter une alimentation externe connectée en

CHAPITRE IV :
LE MODULE PHOTOVOLTAÏQUE MULTIFONCTIONNEL LiPV

GPIB pour éviter toute décharge profonde la batterie, par exemple dans le cas d'une période longue sans ensoleillement. Le logiciel calcule automatiquement les valeurs de tension du pack batterie en fonction du nombre de cellule connecté.

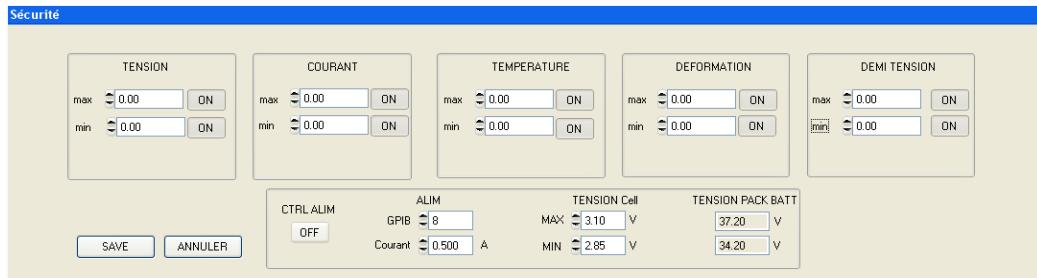


Figure 4.30 : Interface de sécurité du banc MLiPV PXI.

Les trois autres sous-menus de la figure 4.30 permettent de faire le choix du nombre de cartes de mesure actives correspondant au nombre d'éléments connectés en série. Un maximum de 15 cartes actives peut être facilement atteint. L'interface principale du banc de mesure présenté en figure 3.31 s'actualise selon le nombre de cartes activées.

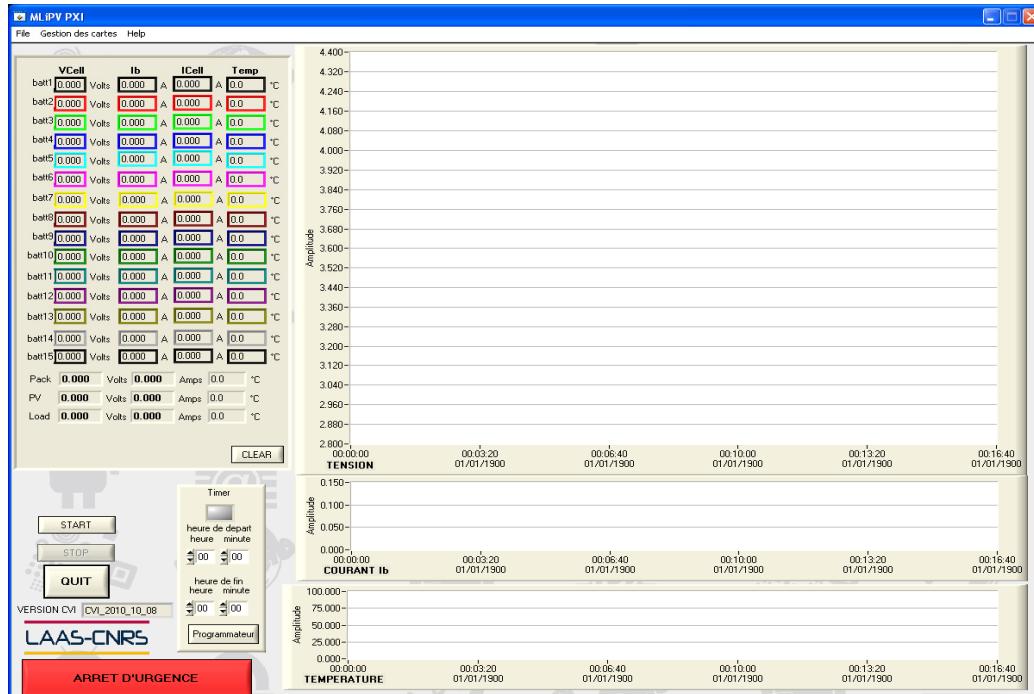


Figure 4.31 : Interface principale du banc MLiPV PXI.

CHAPITRE IV :
LE MODULE PHOTOVOLTAÏQUE MULTIFONCTIONNEL LIPV

La zone de commande permet de visualiser, contrôler, et programmer des séquences d'essai expérimentales des différents systèmes connectés au banc de mesure (figure 4.32).

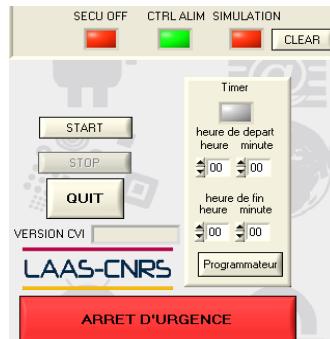


Figure 4.32 : Interface de commande du banc MLiPV PXI.

L'onglet « coefficients cartes » fait apparaître une interface de gestion des cartes pour le calibrage des cartes de mesure. Les valeurs mesurées par le banc MLiPV PXI dépendent du calibrage des coefficients (offset et gain) de chaque carte de mesure. La figure 4.33 illustre cette interface de calibrage.

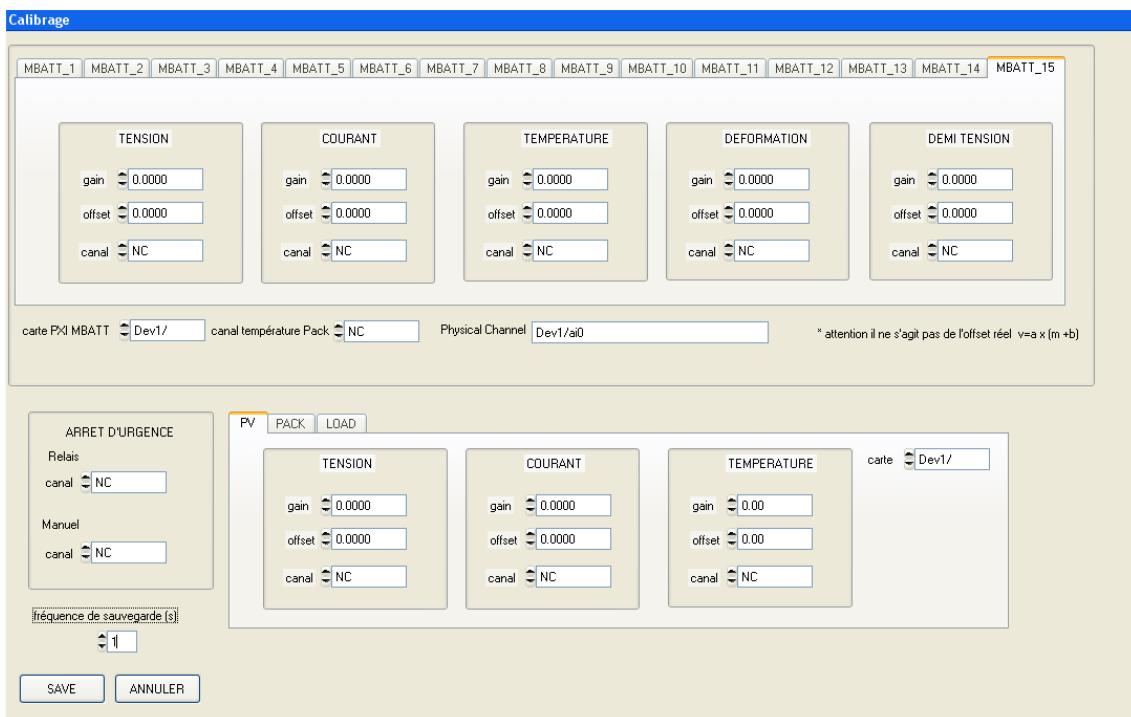


Figure 4.33 : Interface de gestion des cartes de mesure du banc MLiPV PXI (calibrage).

Par exemple, l'onglet « méthode de mesure des courants » permet de renseigner le logiciel sur la méthode à choisir. Nous pouvons choisir par exemple la méthode présentée précédemment. Les deux derniers onglets permettent soit d'activer le mode simulation pour le débogage soit d'inhiber la sécurité logicielle.

Toutes les configurations citées sont sauvegardées dans un fichier de type XML contenant un très grand nombre de paramètres (plus d'une centaine). Le chemin d'accès au fichier se trouve dans le répertoire de l'application et se nomme coeff_MLiPV.xml. A chaque modification de coefficient, un fichier de sauvegarde se crée et se nomme coeff_MLipv201x_xx_xx-xxhxxmxxs.bak. Un fichier « journal », dit de log, est également créé pour le débogage. Il contient toutes les actions faites sur le logiciel. Un exemple de fichier de log est montré en figure 4.34.

```
2010/10/07-14h34m50s -----
2010/10/07-14h34m50s version CVI : CVI_2010_09_30
2010/10/07-14h34m50s version UIR : UIR_2010_09_30
2010/10/07-14h34m50s init_UIR
2010/10/07-14h34m50s      OK
2010/10/07-14h34m50s load_coeff
2010/10/07-14h34m50s frequence_sauvegarde : 1
2010/10/07-14h34m50s mode courant
2010/10/07-14h34m50s Req : 82.000000
2010/10/07-14h34m50s nb_cartes : 12
2010/10/07-14h34m51s      OK
2010/10/07-14h42m15s STOP GUI
2010/10/07-14h42m15s ****
```

Figure 4.34 : Exemple de fichier de log horodaté MLiPVlog.log du banc MLiPV PXI.

Dès la mise en marche d'un essai par l'appui sur la touche START, l'interface de sauvegarde apparaît pour indiquer le chemin de sauvegarde des données. Un nom de sauvegarde peut être attribué automatiquement, sous la forme Vbatt-201x_xx_xx-xxhxxmxxs.dat. Après avoir validé ou non la sauvegarde, l'acquisition est lancée ainsi que l'activation des sécurités. Le fichier de données varie son agencement suivant le nombre de d'éléments connectés. L'exploitation de ces fichiers peut se faire avec le logiciel Origine.

IV.6 ESSAIS ELECTRIQUES DU MODULE MULTIFONCTIONNEL EN ENSOLEILLEMENT REEL

Les essais expérimentaux réalisés concernent deux prototypes : un testant le module LiPV complet et un autre en version éclatée (Module LAAS) où toutes les fonctions existent mais non intégrées. Les premiers essais présentés correspondent au module LiPV testé sur le site du CEA au Bourget-du-Lac et utilisant un profil d'usage typique du lissage des surconsommations journalières du midi et du soir présenté en figure 3.6 du chapitre III. La figure 4.35 montre le site expérimental du Bourget-du-Lac.



Figure 4.35 : Site expérimental de l'unité du CEA au Bourget-du-lac d'essais en ensoleillement réel du module LiPV.

IV.6.1 ESSAI JOURNEE ENSOLEILLEE

La figure 4.36 montre la charge du pack de batterie du module LiPV complet lors de la journée du 27 décembre 2009 relativement bien ensoleillée. Nous prenons cet exemple de fonctionnement pour valider les fonctions de sécurité en température. Ainsi, lorsque la température extérieure est plus faible que le seuil limite bas, le système de gestion active l'alarme sous-température ($T_{Celln} < T_{Cell_MIN}$) et coupe la batterie de toutes les énergies. Dès que toutes les températures remontent jusqu'à atteindre le seuil $T_{Celln} > 5^{\circ}C$, le système de gestion remet en marche le système dans l'état précédent l'alarme (dans notre cas $S_1 = ON$, $S_2 = ON$, $S_3 = ON$).

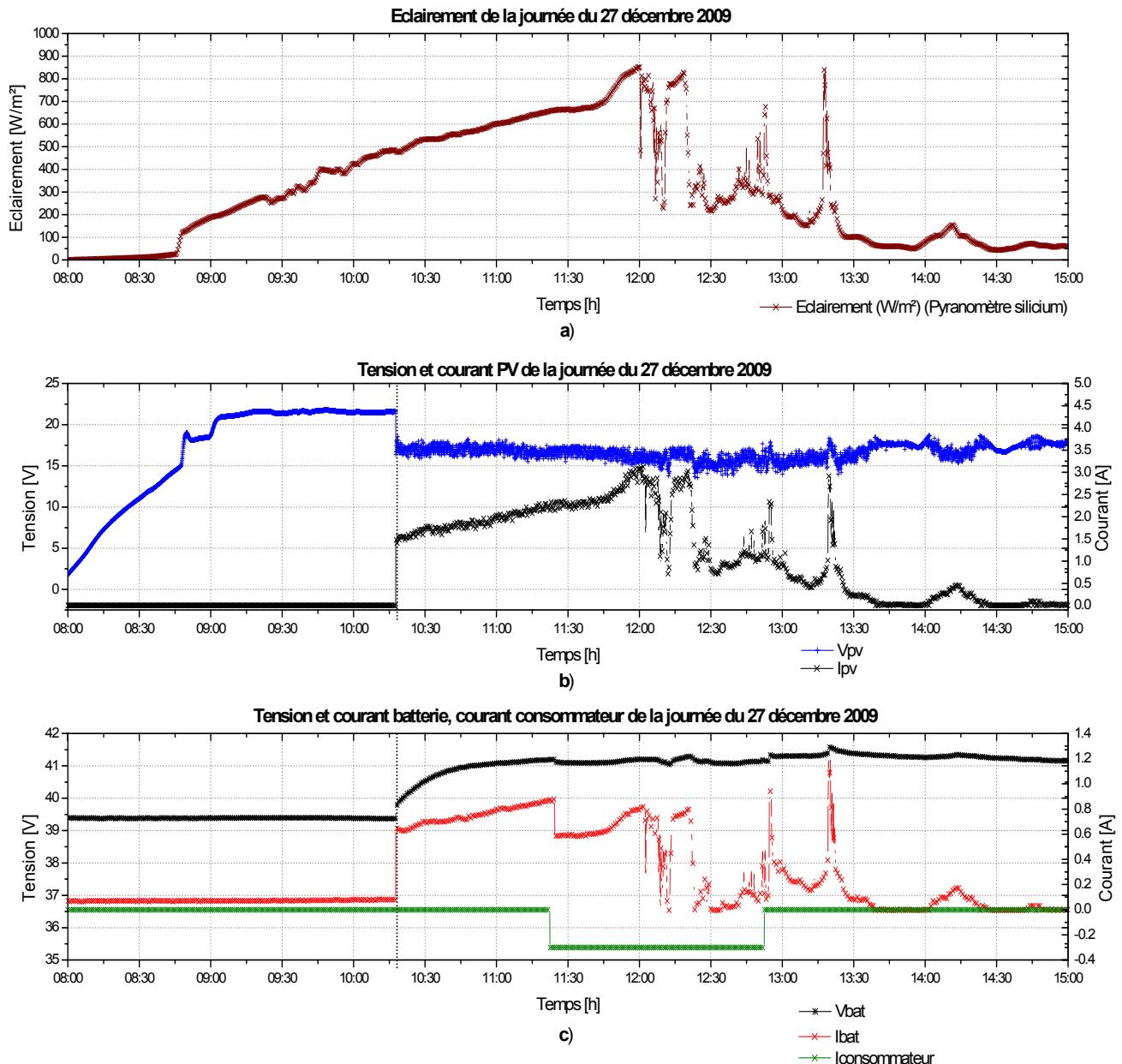


Figure 4.36 : Graphique des variables du Module LiPV (27/12/2009), IHM 12 éléments
(a) Eclairage = $f(t)$, (b) $V_{PV}, I_{PV} = f(t)$, (c) $V_{PACK}, I_{PACK}, I_{consommateur} = f(t)$.

A 10h15, le système s'active car il a enfin atteint le seuil en température ($T_{Celln} > 5^\circ\text{C}$). La charge de la batterie peut alors commencer. Vers 11h30, le consommateur vient se connecter, une partie de la production photovoltaïque est directement transférée vers le consommateur et l'énergie restante est utilisée pour la recharge de la batterie. Il est intéressant de remarquer que pendant cette journée le consommateur a utilisé uniquement l'énergie provenant du générateur

photovoltaïque. Vers 13h00, le consommateur se déconnecte et toute la production PV est directement transférée à la batterie. Suite à ces essais, les seuils de température permettant le démarrage ont été revus à la baisse afin de mieux optimiser le fonctionnement de l'ensemble.

La figure 4.37 permet de vérifier à la fois le rendement du convertisseur C_1 qui oscille entre 91 et 95% et l'équilibrage des éléments lithium connectés en série $\Delta V_{Cell_MAX} (t = 15h00) = 25mV$.

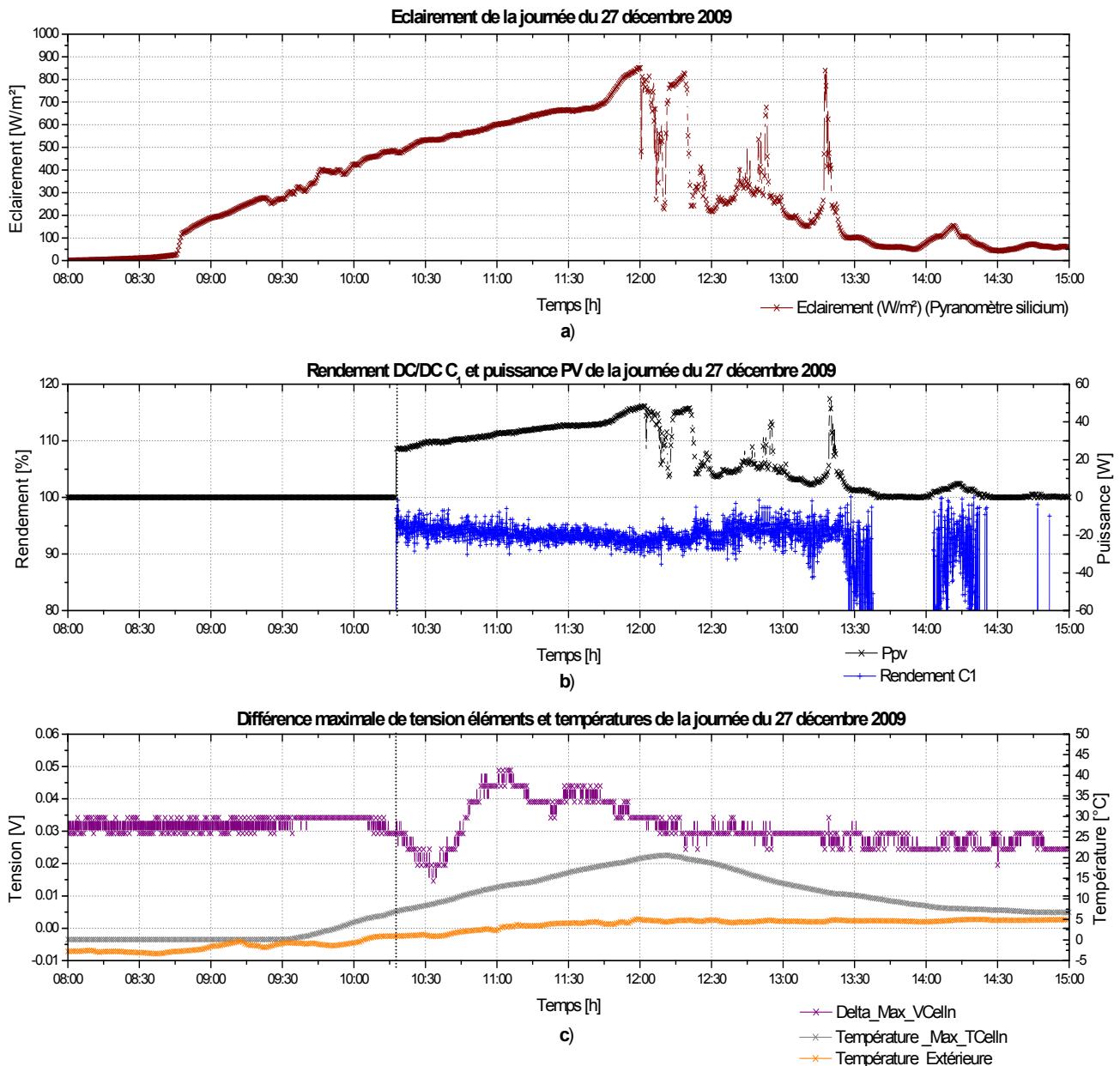


Figure 4.37 : Graphiques des variables du Module LiPV (27/12/2009), IHM 12 éléments
(a) Eclairage = $f(t)$, (b) η_{DC/DC_C1} , $P_{PV} = f(t)$, (c) ΔV_{CELL_MAX} , T_{CELL_MAX} , $Temp_{EXT} = f(t)$.

IV.6.2 ESSAI JOURNÉE NUAGEUSE

Les figures 4.38 et 4.39 mettent en évidence les variables du module LiPV lors de la journée du 12 décembre 2009.

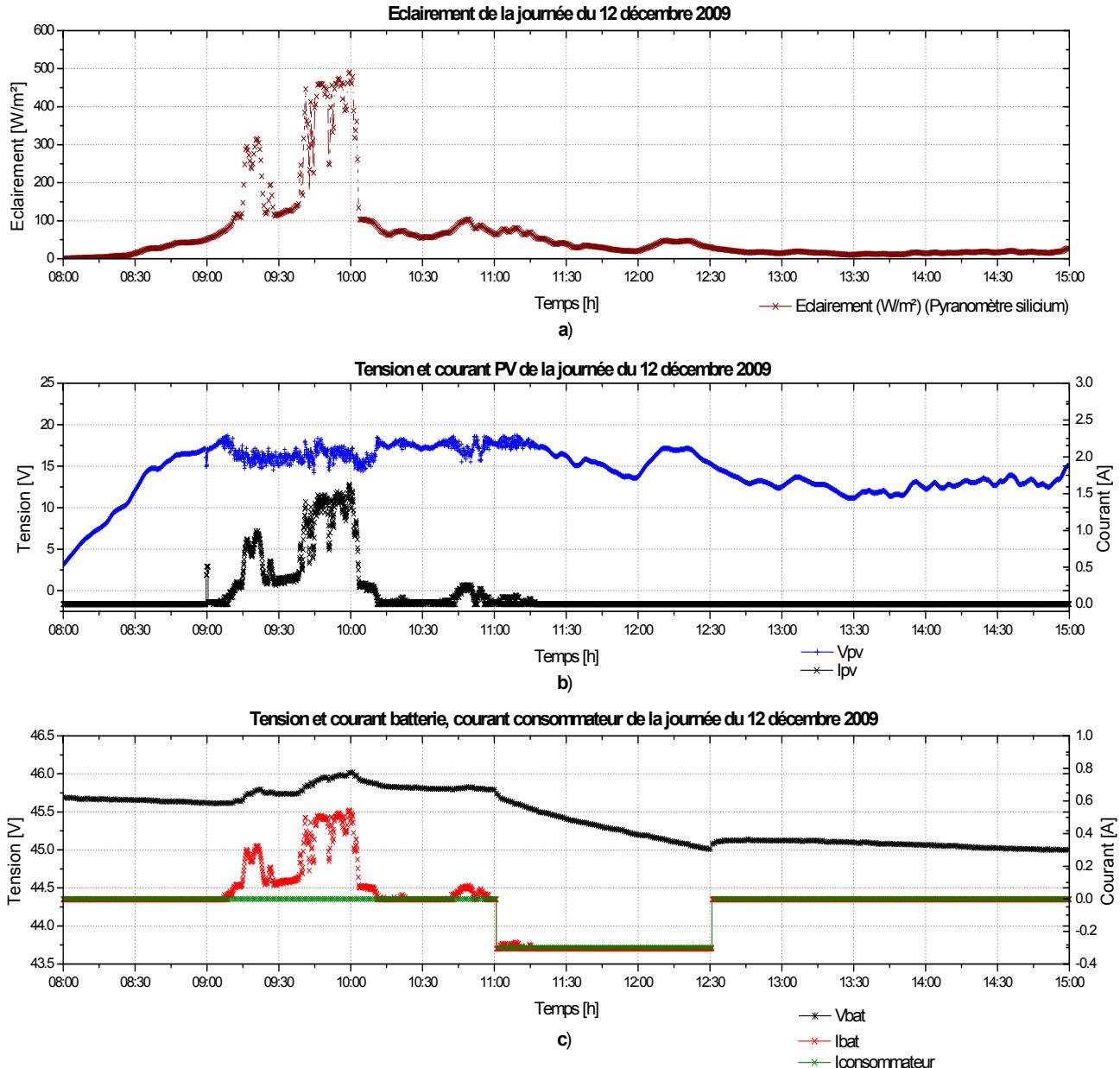


Figure 4.38 : Graphique des variables du Module LiPV (12/12/2009), IHM 12 éléments
(a) $Eclairage = f(t)$, (b) $V_{PV}, I_{PV} = f(t)$, (c) $V_{PACK}, I_{PACK}, I_{consommateur} = f(t)$.

En début de journée, toute l'énergie photovoltaïque produite est directement transférée à la batterie, le consommateur étant déconnecté. A 11h30, le profil de consommation s'active mais la production PV est quasi nulle. La batterie se

décharge pour pouvoir subvenir au besoin du consommateur. Une fois le consommateur déconnecté ($t = 12h30$), la batterie se décharge à un très faible taux correspondant à l'énergie nécessaire pour alimenter en continu les cartes électroniques du système.

La figure 4.39 permet de vérifier que le rendement du convertisseur C_1 est bien compris entre 85 et 95% et que l'équilibrage des éléments lithium connectés en série permet de maintenir ΔV_{CELL_MAX} ($t = 15h00$) = 25mV.

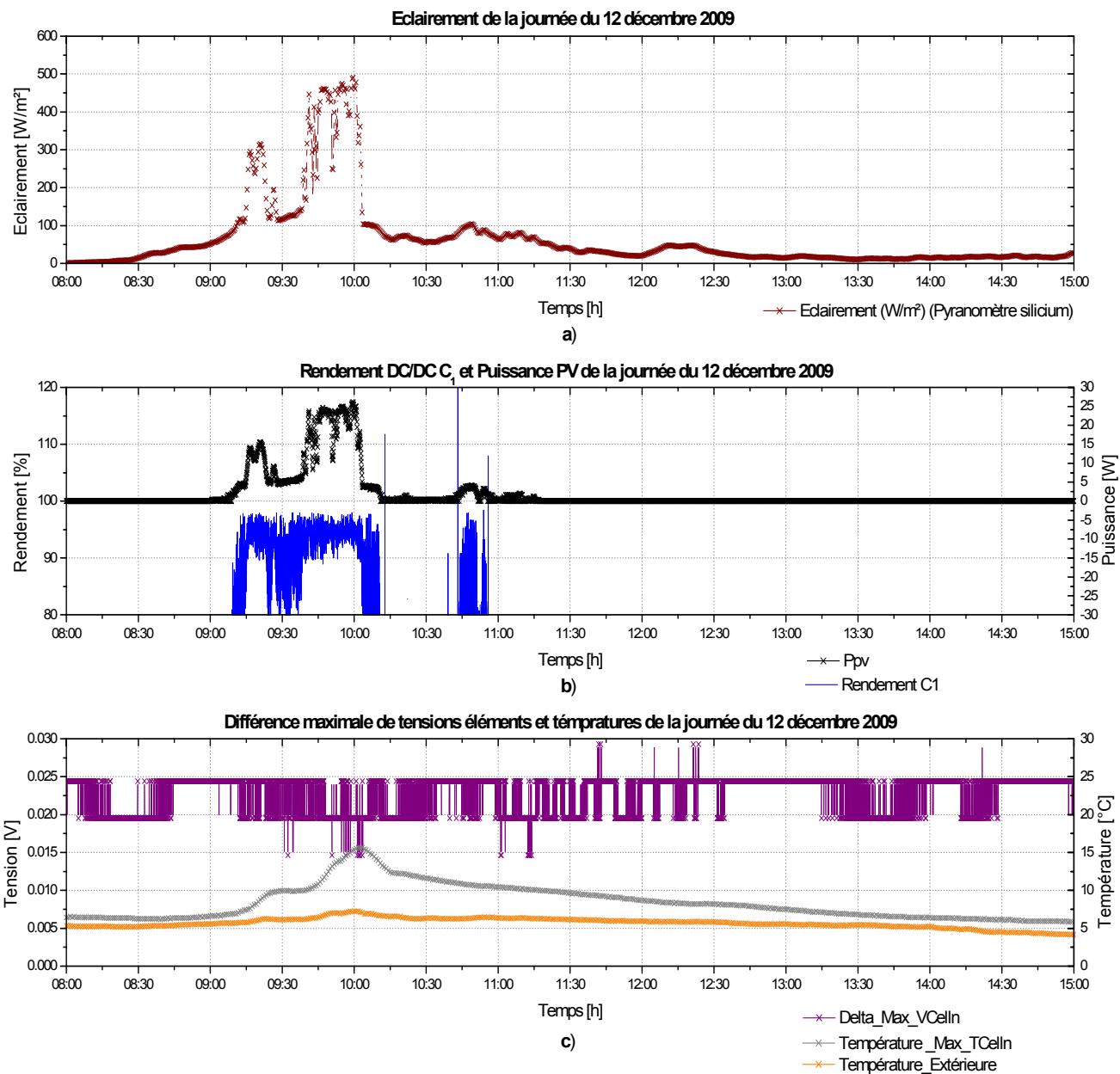


Figure 4.39 : Graphique des variables du Module LiPV (12/12/2009), IHM 12 éléments
(a) $Eclairement = f(t)$, (b) $\eta_{DC/DC_C1}, P_{PV} = f(t)$, (c) $\Delta V_{CELL_MAX}, T_{CELL_MAX}, Temp_{EXT} = f(t)$.

IV.6.3 BILAN THERMIQUE

Les essais en ensoleillement réel ont permis de valider le bon fonctionnement du système et de vérifier l'impact de la lame d'air sur les températures entre le panneau et la batterie. Les températures de la face arrière du panneau mesurées en 3 points (bas, milieu, haut), de la batterie (milieu et haut) et à proximité du bandeau BMS qui se trouve en bas du panneau ont été enregistrées par un banc de mesure. La figure 4.40 correspond à la journée du 17/02/10, pendant laquelle le panneau a transférée de l'énergie. Elle montre un écart de température de 11°C entre la face arrière du panneau et la batterie, ce qui confirme bien les prévisions réalisés par le modèle thermique du module et signalés dans le chapitre III de ce manuscrit.

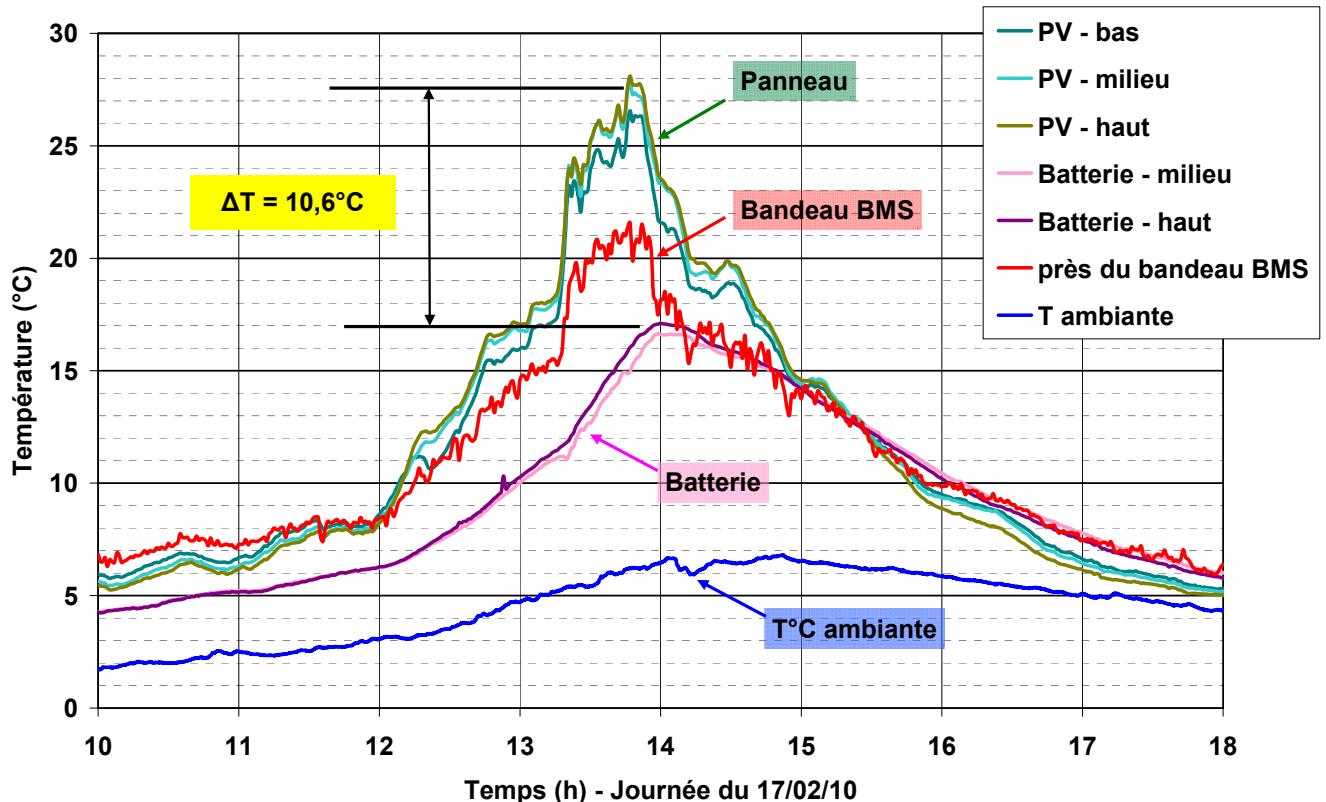


Figure 4.40 : Relevé expérimental des températures à l'arrière du panneau / batterie du module LiPV pour la journée du 17 février 2010.

Cela permet de penser que le pack batterie ne sera pas sévèrement impacté par son intégration à l'arrière du panneau. Ces études doivent bien sûr être poursuivies sur

plusieurs jours et sur plusieurs saisons pour valider expérimentalement cette architecture.

D'autre part, les études de laboratoire, menées sur tous les premiers prototypes d'éléments plats fabriqués, montrent que les essais menés en cyclage forcé permettent d'estimer des durées de vie des éléments de stockage soumis à des profils d'utilisation proches de l'application étudiée dans cette thèse sont supérieures à 13 ans. Là aussi, des études se poursuivent pour confirmer ces premiers résultats prometteurs sur ce type de packaging, à la fois sur la synthèse de matériaux, leur mise en forme et l'énergie massique potentielle. Toutefois, pour les applications PV, le critère « durée de vie » doit continuer à augmenter et avoisiner les 20 ans. Cela prouverait que le lithium est le bon choix en tant qu'élément de stockage pour le PV.

IV.6.4 ESSAI SUR PLUSIEURS JOURS SUR LE SITE DU LAAS-CNRS

Les essais sur plusieurs jours de fonctionnement du module LAAS en version éclatée sur le site expérimental du LAAS, présenté en figure 4.19, montrent tous les états que peut prendre le système et auxquels il peut être soumis lors d'un fonctionnement normal. Le profil de consommation que nous avons fixé lors de ces essais est présenté en figure 4.41. Nous considérons par ailleurs qu'une consommation constante de 0,1A ($I_{LOAD} = 0,1A$) représente bien la consommation en mode veille dans l'habitat d'un certain nombre d'appareils domestiques (téléviseur, téléphone, lumière extérieure,...). De 7h à 9h du matin, la consommation change pour répondre aux besoins énergétiques nécessaires au petit déjeuner ($I_{LOAD} = 0,2A$). De 11h à 14h, le courant de consommation est plus important et représentatif de la consommation moyenne des ménages en France pour assurer la consommation du milieu de journée ($I_{LOAD} = 0,3A$). Enfin, la consommation du soir, de 19h à 22h, est encore plus élevée à hauteur de 0,4A. La batterie sera alors plus sollicitée pour répondre aux besoins de l'habitat dans cette période de fonctionnement n'ayant pas d'autre source potentielle (le GPV ne pouvant produire). Ce profil de consommation correspond ainsi à une consommation globale journalière de 200Wh.

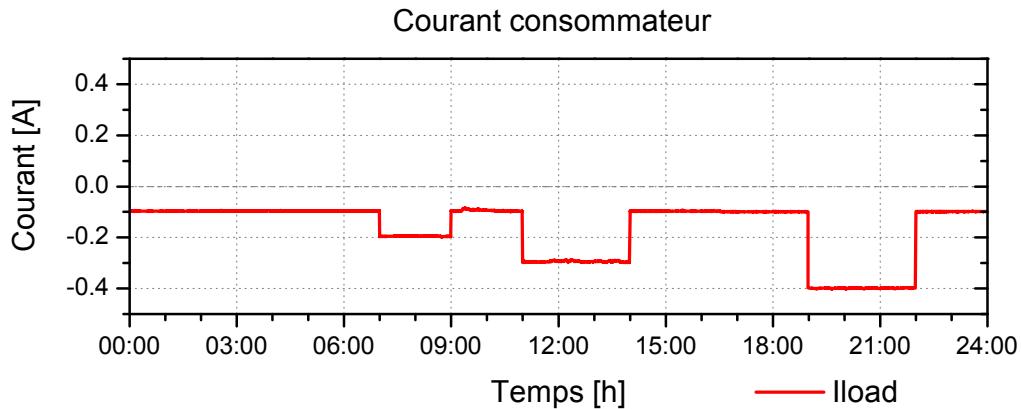


Figure 4.41 : Exemple de profil de consommation utilisé pour les essais en ensoleillement réel du module LiPV (Version LAAS).

La figure 4.42 montre les résultats de l'essai effectué sur 5 jours réalisés sur le site expérimental du LAAS-CNRS. Toutefois, pour garantir un profil d'ensoleillement donné, un simulateur solaire a été programmé et ajouté en parallèle au GPV qui lui est utilisé sur l'ensemble des essais. Lors du démarrage de ces essais (Jour 1 - A1), le système est en mode de charge prioritaire. Afin de sortir de ce mode, nous venons superposer à la production PV réelle, à l'instant B1 - 15h, une puissance additionnelle à partir d'un simulateur solaire pendant 1h, fournissant alors une puissance de 70W. La batterie se charge sans atteindre le critère de fin de charge. L'arrêt du simulateur solaire permet d'évaluer l'autodécharge de la batterie due à la consommation des cartes électroniques, le « *mode charge prioritaire* » étant toujours actif.

Le deuxième jour, le simulateur solaire est réactivé à 9h du matin ($P_{PV} = 70W$) pour que la tension de batterie puisse atteindre le seuil de fin de charge et ainsi autoriser un transfert d'énergie vers le consommateur (Jour 2 – A2). Le seuil de fin de charge est atteint un peu après 12h. Le mode de contrôle du convertisseur C_1 change et active le mode de Régulation en tension (Jour 2 - B2). Le profil de consommation étant actif, le système transfère donc l'énergie demandée ; la production PV maximale étant supérieure à la demande dans ce mode de Régulation, le système fournit uniquement le courant demandé par le consommateur ($I_{LOAD} = 0,3A$). La tension de batterie est bien régulée à sa valeur de consigne validant en cela la fonction régulation. A 14h, les besoins énergétiques du consommateur diminuent

pour atteindre $I_{LOAD} = 0.1A$. Le rapport cyclique est alors réajusté pour maintenir la tension de batterie. Afin de simuler la nuit, Le simulateur solaire est arrêté à la fin de B2, vers 18h. La phase Jour 2 - C2 correspond à une décharge de la batterie assurant la totalité de la puissance demandée par le consommateur ; la production PV étant nulle (« mode Nuit »).

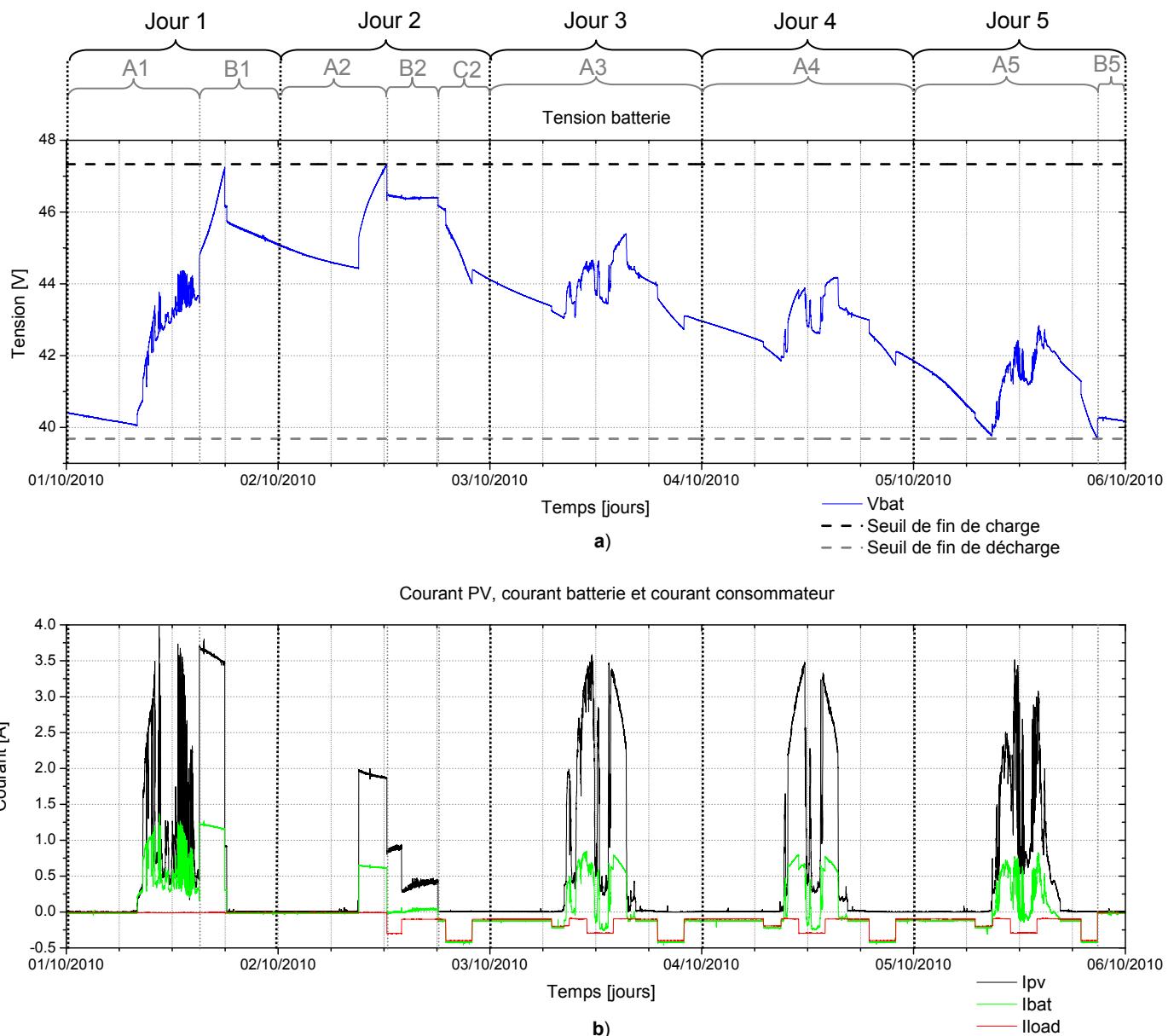


Figure 4.42 : Relevé expérimental de la tension batterie et des différents courants pour 5 jours d'utilisation du module LiPV sur le site expérimental du LAAS-CNRS durant le mois d'octobre 2010.

Les jours 3, 4 et 5 n'étant pas très ensoleillés, et le profil consommateur demandant plus d'énergie que la puissance produite par le GPV, la batterie se décharge jusqu'à ce que la tension batterie atteigne le seuil de fin de décharge (jour 5 - B5). Le système repasse alors en mode prioritaire et bloque le transfert énergétique vers le consommateur.

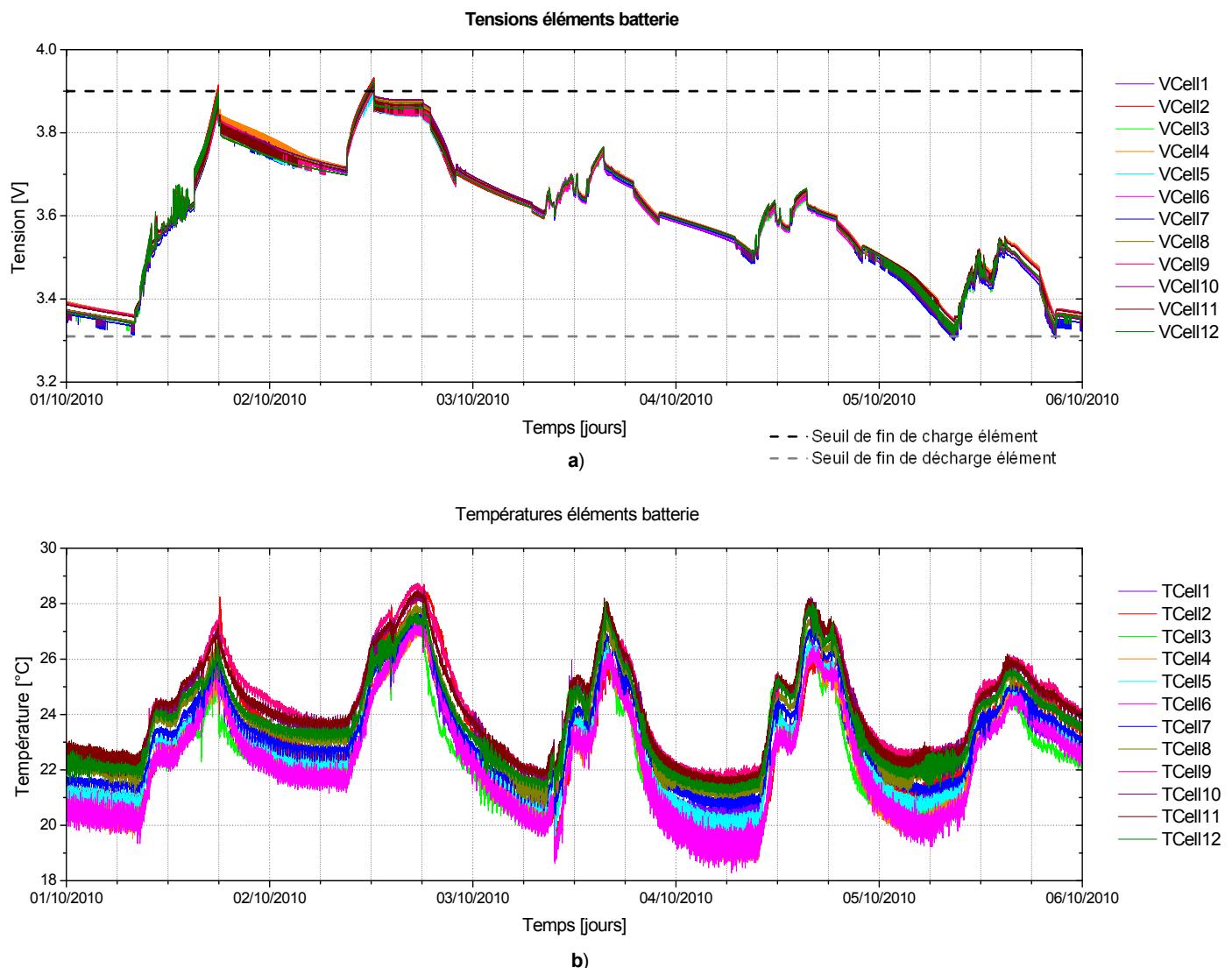


Figure 4.43 : Relevé expérimental des tensions et des températures de chacun des éléments batterie pour 5 jours d'utilisation du module LiPV sur le site expérimental du LAAS-CNRS durant le mois d'octobre 2010.

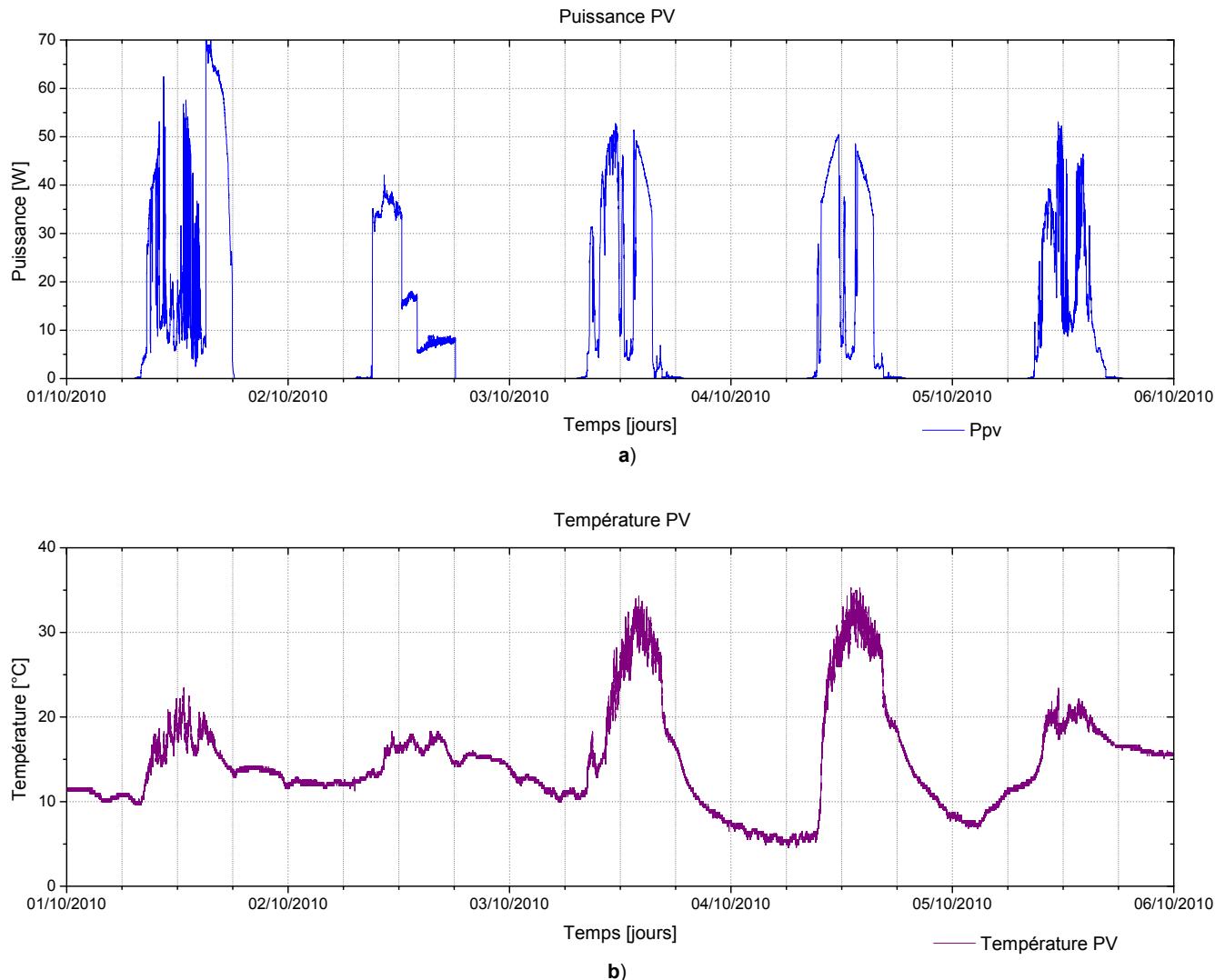


Figure 4.44 : Relevé expérimental de la puissance PV et de la température à l'arrière du générateur PV (sans confinement) pour 5 jours d'utilisation du module LiPV sur le site expérimental du LAAS-CNRS durant le mois d'octobre 2010.

Rendement de la chaîne de conversion

Lors des essais sur plusieurs jours, un bilan énergétique a été établi, résumé dans le tableau 4.6. Pour les différents jours de test, il a été calculé la puissance moyenne produite par le GPV, la puissance résultante en sortie de l'étage d'adaptation C_1 , les quantités de charge accumulées puis fournies par la batterie, la puissance moyenne consommée par les cartes électroniques et la puissance consommée par l'utilisateur du système module LiPV.

	E_{PV} (Wh)	E_{bat_CH} (Wh)	E_{bat_DCH} (Wh)	$E_{bat_DCH_Conso}$ (Wh)	E_{LOAD} (Wh)	E_{TD} (Wh)	η_{MLiPV} (%)
Jour 1	367,2	307,7	0	44,4	0	0	83,8
Jour 2	152,0	93,8	75,3	46,0	106,3	31,0	82,1
Jour 3	194,6	129,9	140,1	46,0	172,6	32,5	83,4
Jour 4	171,3	117,5	148,3	46,0	172,0	23,7	82,4
Jour 5	144,6	82,1	101,6	44,2	138,5	36,9	82,3
Total	1029,7	731,0	465,3	226,6	589,4	124,1	83,1

E_{PV} : énergie totale produite en sortie du GPV ; E_{bat_CH} : énergie totale chargée dans la batterie. E_{bat_DCH} : énergie totale déchargée sans consommation des composants ; $E_{bat_DCH_Conso}$: énergie totale consommée pour alimenter tous les composants du module LiPV ; E_{LOAD} : énergie totale consommée par le consommateur ; E_{TD} : énergie totale transférée en sortie de C_1 vers le consommateur ; η_{MLiPV} : rendement de la chaîne de conversion M_{LiPV} .

Tableau 4.6 : Récapitulatif des énergies et du rendement du module LiPV de l'essai 5 jours en ensoleillement réel.

Le rendement de la chaîne globale de conversion du module LiPV incluant la consommation des cartes électroniques peut être défini comme :

$$\eta_{MLiPV} = \frac{E_{bat_CH} + E_{TD}}{E_{PV}} = 83,1\%$$

Le bilan énergétique montre des résultats relativement constants quel que soit le jour d'essai. Le rendement moyen global du module LiPV, égal à 83,1%, est acceptable et satisfaisant pour un système intégré d'énergie autonome.

IV.7 MISE EN PARALLELE DE MODULES M_{LiPV}

La figure 4.45 montre une configuration classique d'une association en série de n modules photovoltaïques permettant l'obtention d'une tension suffisamment élevée en entrée d'un convertisseur DC/AC associé à une MPPT. Cette configuration impose le même courant dans chaque module PV. Dans les applications

photovoltaïques, le courant d'un module PV est proportionnel à l'intensité des irradiations. Par conséquent, si cette intensité des irradiations n'est pas homogène sur la surface totale des panneaux connectés au système, les différents modules associés auront des valeurs de courant différentes. Dans ce cas, l'élément de sécurité (diode by-pass) isolera les modules PV de faible niveau de courant. Si le nombre de modules déconnectés est important, la tension en entrée du convertisseur DC/AC sera trop basse et la puissance transférée à la charge sera nulle. Pour cette raison, le système complet doit être surdimensionné pour éviter qu'une chute de tension de quelques cellules paralyse l'ensemble du système notamment lors de la présence d'ombrage de certains modules PV.

La configuration proposée en figure 4.46 est basée sur la capacité du module LiPV à pouvoir s'associer ou se désassocier à la demande en parallèle avec d'autres modules du même type. Ce concept présenté dans le cahier des charges du module LiPV est aujourd'hui en passe d'être validé. Ainsi, la mise en parallèle des modules M_{LiPV} chacun étant associé à un étage d'adaptation C_1 et un GPV permet d'extraire la puissance maximale de chaque module PV indépendamment du reste du système et améliore globalement le rendement total du système sur la durée. Par exemple, cette configuration permet de maintenir une production de puissance lorsqu'un ou plusieurs panneaux sont ombrés ou défectueux. De plus, la totalité du transfert de puissance est assuré lors d'une variation de l'intensité des irradiations sur la surface totale des modules PV pouvant même devenir fortement inhomogène. Dans ce cas, l'effet d'une diode by-pass affecte seulement le module LiPV concerné par un faible de sa production. Le courant total transféré à la charge est seulement légèrement modifié mais la tension d'entrée du convertisseur DC/AC, elle, reste inchangée.

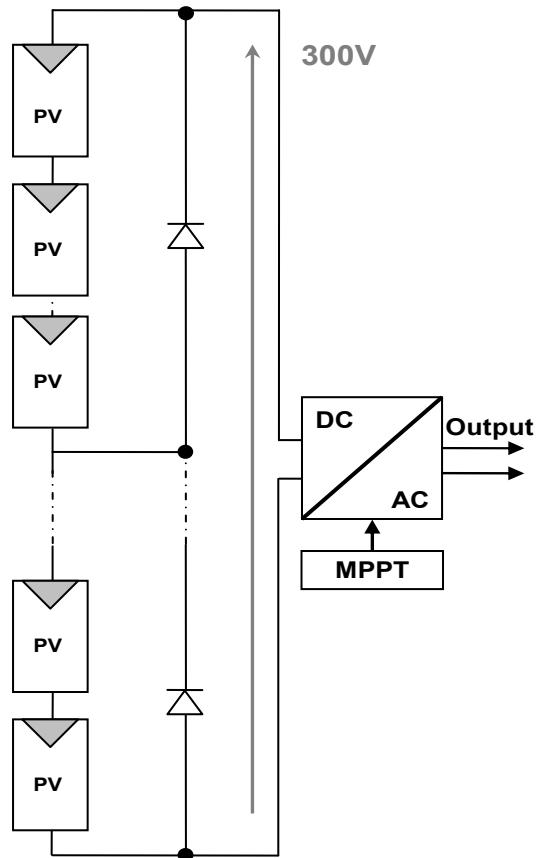


Figure 4.45 : Configuration classique d'une connexion réseau avec n module PV connectés en série et leurs protections.

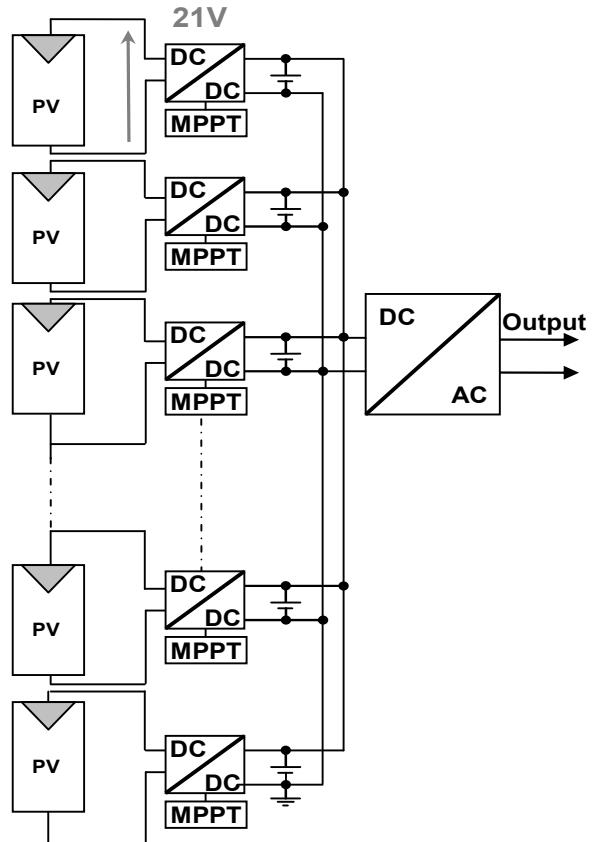


Figure 4.46 : Architecture distribuée avec n module M_{LiPV} pour une connexion réseau.

Par manque de temps, nous n'avons pu réaliser plusieurs modules LiPV afin de tester cette configuration de mise en parallèle et la valider du point de vue expérimental. Nous ne présentons à ce jour que des résultats de simulation de l'architecture de puissance distribuée se constituant de deux modules M_{LiPV} en parallèle. Ces deux modules se connectent en parallèle sur l'entrée d'un convertisseur de puissance DC/DC ayant pour fonction d'augmenter la tension et être compatible avec l'entrée d'un onduleur (conversion DC/AC). Le convertisseur DC/AC est de topologie classique représenté par un modèle équivalent introduit dans la simulation pour réinjecter un courant sur le réseau électrique sous une tension de 220V/50Hz. L'objectif principal de cette simulation est de démontrer à la fois l'association parallèle de deux modules M_{LiPV} et l'optimisation de la chaîne de

conversion PV utilisant un moyen de stockage pour une application de connexion au réseau électrique avant la réalisation expérimentale.

La figure 4.47 montre les résultats de simulation obtenus pour l'architecture de puissance distribuée. Au début de la simulation, la demande du consommateur est fixée à 0,4A et la production PV des deux modules est la même et est fixée à 55W au total (étape 1). Observons que la commande MPPT oscille bien autour du point maximal de puissance et que le courant injecté dans les éléments de stockage fait augmenter les tensions V_{PACKA} et V_{PACKB} avec une même pente. Dans l'étape 2, une variation d'éclairement sur le module A est effectuée pour comparer la différence de régime de charge entre les deux batteries. Le courant injecté dans le réseau ne subit aucune modification mais le régime de charge de la batterie du module A diminue faisant chuter la pente de la tension de batterie. L'étape 3 consiste à réaliser la même opération que précédemment mais sur le module B et avec une variation de puissance plus faible. La pente résultante de la tension de batterie B diminue respectivement.

Quand la demande du consommateur sur le réseau électrique diminue, pour une production PV constante sur les deux modules, le régime de charge des batteries se modifie faisant augmenter la tension des batteries. Observons que la tension en sortie de l'onduleur respecte la gamme de tension autorisée pour la réinjection d'un courant sur le réseau électrique. Dans cet exemple de simulation, l'état de charge de chaque élément de stockage est différent selon le niveau d'éclairement de chaque module et de la demande de consommation. Ces éléments de stockage permettent alors de lisser les transferts d'énergie dans l'architecture distribuée de puissance.

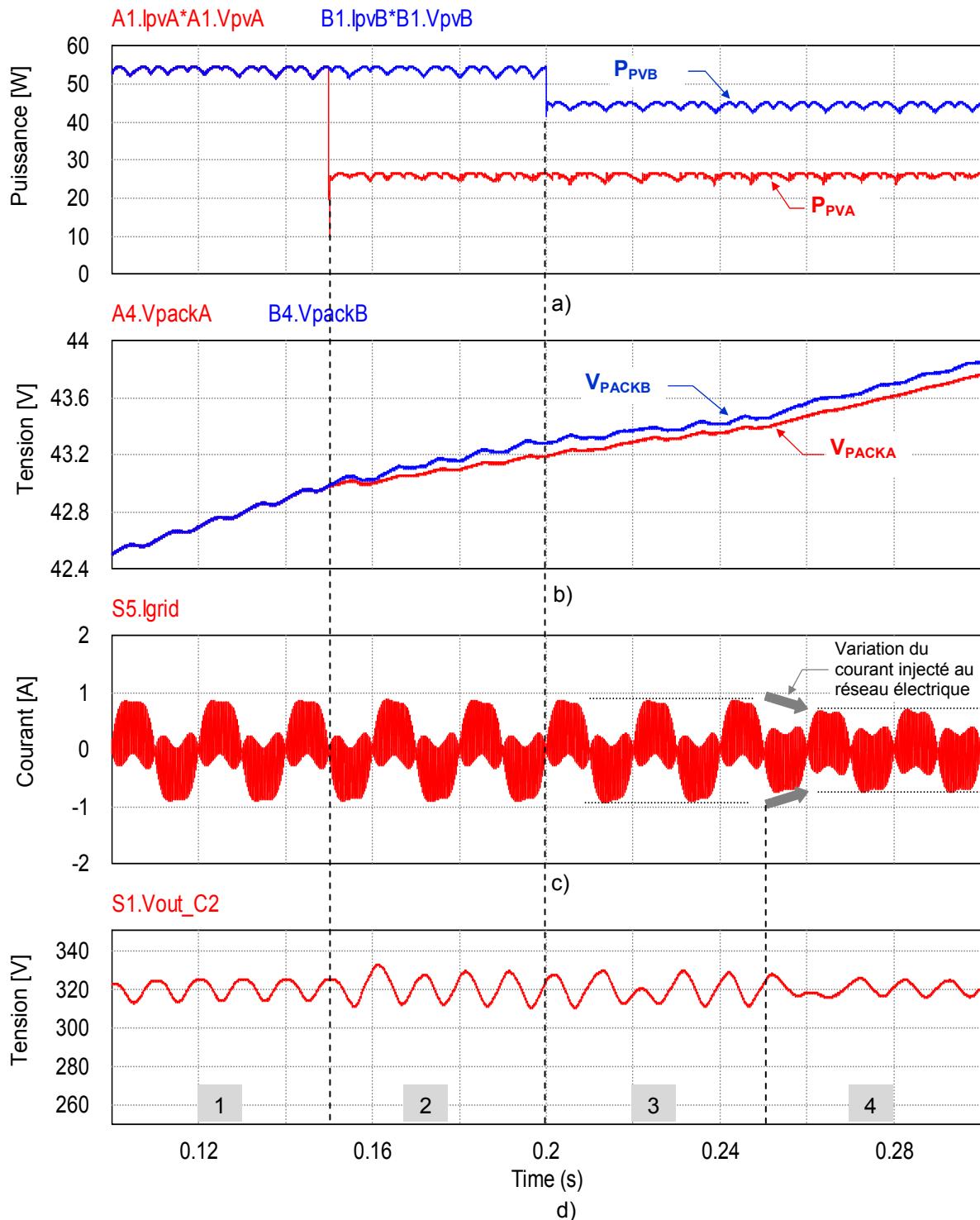


Figure 4.47 : Résultats de simulation de l'architecture de puissance distribuée
a) $P_{PVA}, P_{PVB} = f(t)$; b) $V_{PACKA}, V_{PACKB} = f(t)$; c) $I_{GRID} = f(t)$; d) $V_{OUT_C2} = f(t)$.

D'autres simulations ont été effectuées pour différents courants de consommation, le tableau 4.7 en donne le résumé. Observons que les variables de chaque module LiPV évoluent bien suivant les conditions de fonctionnement.

	Consommateur A	Consommateur B	Consommateur C
<i>Courant moyen I_{PACKA}</i>	0.66A	0.54A	0.43A
<i>Tension maximale V_{PACKA}</i>	44.29V	43.88V	43.44V
<i>Courant moyen I_{PACKB}</i>	0.72A	0.58A	0.45A
<i>Tension maximale V_{PACKB}</i>	44.43V	43.98V	43.50V
<i>Courant moyen I_{IN_C2}</i>	0.54A	0.82A	1.08A
<i>Courant RMS I_{GRID}</i>	0.19A	0.32A	0.39A

Tableau 4.7 : Récapitulatif des valeurs des paramètres importants de plusieurs simulations pour différents courant de consommation.

IV.8 SYNTHESE

L'ensemble des fonctions annexes de sécurité et d'équilibrage constituant le Module Electronique de Cellule Batterie (MECB) ont été présentées dans ce chapitre. Des choix de topologies de système d'équilibrage en tension pour des éléments de stockage mis en série ont été étudiés et comparés autant en simulation qu'en réalisation pratique entre trois méthodes : la méthode à résistances shunt dissipatrices et deux méthodes à base de convertisseurs statiques *buck-boost*. Les critères tels que le rendement, et la complexité des méthodes d'équilibrage ont été pris en compte dans l'analyse comparative des différentes méthodes d'équilibrage étudiées, notre objectif a été d'améliorer cette fonctionnalité pour que l'ensemble ne pénalise pas le bilan énergétique du module LiPV et permette d'effectuer un réel progrès sur la durée de vie des éléments.

Pour la mise en œuvre pratique de ces méthodes d'équilibrage, un système électronique (MECB) a été étudié et développé au plus près des éléments de stockage pour obtenir des mesures précises de tension par élément nécessaires à un fonctionnement optimal des algorithmes de contrôle. Les améliorations en termes de précision de mesure des tensions par éléments ont montré leur intérêt dans la gestion globale du système module LiPV. D'autres fonctions électroniques ont

également été insérées sur la carte MECB comme par exemple la mesure des températures au plus près des éléments, la gestion numérique et analogique de la sécurité, la mesure du courant de charge/décharge de la batterie, l'utilisation des matrices des seuils de fin de charge et fin de décharge, le traitement des données et la communication avec le BMS en faisant un réel système de contrôle et surveillance au plus près de la production et du stockage de l'énergie.

Des essais expérimentaux, sur différents prototypes, ont été menés validant ainsi les diverses fonctionnalités du MECB. Concernant, les méthodes d'équilibrage étudiées, l'analyse des résultats expérimentaux obtenus montre un fort potentiel d'amélioration. Des travaux doivent toutefois se poursuivre pour trouver de meilleures structures et des cartes de commandes gérant à fois la complexité mais aussi présentant une très faible consommation.

D'autres essais expérimentaux sont analysés dans ce chapitre montrant les performances énergétiques et le choix d'un meilleur compromis dans le fonctionnement des divers éléments associés à l'électronique du module LiPV. Ces essais expérimentaux valident l'ensemble des études et montrent les améliorations possibles à effectuer dans le futur pour réaliser un prototype industriel. Afin de réaliser les essais expérimentaux sur le module complet en toute sécurité pour l'utilisateur mais aussi pour la fonction M_{LiPV} , un système d'acquisition temps réel et un banc de mesure a été spécifiquement conçu pour cette étude. Ainsi, toutes les normes de sécurité ont été respectées et les procédures en cas d'incident suivies. La précision d'acquisition des données ainsi que le traitement ont été particulièrement soignés afin d'obtenir des résultats expérimentaux de qualité et reproductibles.

CHAPITRE IV :
LE MODULE PHOTOVOLTAÏQUE MULTIFONCTIONNEL LIPV

CHAPITRE V

V CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

Les travaux présentés dans cette thèse ont concernés la problématique de la production d'électricité d'origine photovoltaïque dans l'habitat associée à des systèmes de stockage électrochimique innovants. Le développement massif des énergies intermittentes dans l'habitat considérées comme des micros-sources d'énergie à part entière, si elles sont connectées toutes à un même réseau électrique est un réel défi d'envergure regroupé sous la terminologie « Smart-Grid ». La problématique du stockage se pose alors à plusieurs échelles temporelles et géographiques rejoignant la problématique de stabilité des réseaux. Pour concevoir et mettre en œuvre des systèmes de stockage au plus près de la production de l'énergie photovoltaïque, des études sur les différentes propriétés et potentialités des technologies lithium-ion ont été nécessaires pour évaluer au mieux leur compatibilité vis à vis des énergies renouvelables et des infrastructures liées à l'habitat. Il a ainsi été important d'évaluer les potentiels de développements futurs de telles technologies pour pouvoir connaître leur degré de compatibilité vis à vis des contraintes des énergies intermittentes. Divers compromis étant nécessaires entre des courants de charge aléatoires, des gradients de température importants (nuit/jour, hivers/été) et l'augmentation de durée de vie équivalente à celle des panneaux photovoltaïques ont ainsi été autant de critères drastiques de sélection guidant les diverses études présentées dans ce manuscrit.

Après une étude minutieuse à travers un état de l'art des différentes technologies de stockage électrochimique à base de lithium soit commercialisées soit en cours de développement au sein des laboratoires pour diverses applications, deux types de technologies ont été choisies pour mener ces études : $\text{Li}(\text{Ni},\text{Co},\text{Al})\text{O}_2/\text{C}$ et LiFePO_4/C .

Le projet ANR LiPV a ainsi amené le LAAS à tester divers types d'accumulateurs de plusieurs puissances, capacités et de conditionnement différents. Le consortium a ainsi conçu et développé quatre séries de batteries élémentaires différentes spécifiquement pour ces travaux.

L'insertion de telles technologies de batterie a nécessité l'identification des contraintes liées une application de type photovoltaïque. Nous en avons rappelé les principales caractéristiques de ces générateurs nommés dans le texte GPV. Leurs

caractéristiques non-linéaires et aléatoires ont été mises en évidence ainsi que les problèmes d'optimisation de transfert d'énergie de telles sources à une charge.

Une étude minutieuse et systématique du comportement des éléments de stockage a été effectuée afin de déterminer précisément les diverses propriétés et limites d'utilisation pour garantir une durée de vie optimale des éléments de stockage. Le développement des algorithmes de gestion spécifiques à chaque technologie et à chaque assemblage des éléments de stockage élémentaires a été mené pour établir les besoins des différentes fonctions électroniques (surveillance, mesures, contrôle, sécurité, optimum de fonctionnement).

En début de ce projet et pour répondre au cahier des charges de production photovoltaïque avec stockage pouvant être injecté au réseau, nous avons proposé une architecture électrique globale faisant appel à plusieurs étages de conversion. Pour traiter la production photovoltaïque au plus près, un étage d'adaptation associé à sa commande de recherche du point de puissance maximum (MPPT) a été spécifiquement développé.

Pour répondre à toutes les spécifications et critères de dimensionnement d'un système intégré d'énergie autonome (module LiPV), nous avons présenté l'ensemble des étapes nécessaires à la réalisation de deux prototypes préindustriels intégrant à l'arrière d'un panneau l'ensemble des fonctions électroniques (mesures, équilibrage, sécurité,...), la connectique et les éléments de stockage. L'élaboration de l'architecture multifonctionnelle électronique pouvant s'intégrer dans le module LiPV a été effectuée par le LAAS en identifiant plusieurs fonctionnalités. Ainsi, la conception individuelle de chaque fonction a permis de valider et optimiser les principes de fonctionnement en tenant compte des interfaces avec les autres fonctions du module multifonctionnel. A chaque étape, le transfert d'énergie optimal et maximal entre le générateur photovoltaïque, la fonction de stockage et la charge a été particulièrement pris en considération.

D'autres fonctions relevant de l'électronique ont été plus particulièrement étudiées, notamment l'équilibrage individuel en tension des éléments de stockage, pour maintenir leur durée de vie optimale. Les critères de fonctionnement et les spécifications électriques ont alors été déduits et ont permis la réalisation du Module

Electronique de Cellule Batterie comprenant un ensemble de fonctions. Les organes d'équilibrage étant aujourd'hui l'aspect sensible des batteries innovantes car consommant trop d'énergie et à coût de réalisation trop élevé, nous avons réalisé des études approfondies et comparatives pour faire des choix judicieux de topologies de système d'équilibrage en tension pour des éléments de stockage mis en série. Trois méthodes ont été évaluées : la méthode à résistances shunt dissipatrices et deux méthodes à base de convertisseurs statiques *buck-boost*. Les critères tels que le rendement et la complexité des méthodes d'équilibrage ont été pris en compte dans cette analyse comparative, notre objectif étant d'améliorer cette fonctionnalité pour que l'ensemble ne pénalise pas le bilan énergétique du module LiPV et permette d'effectuer un réel progrès sur la durée de vie des éléments de stockage. Suite à l'analyse des résultats expérimentaux obtenus, nous pouvons conclure que les modes d'équilibrage actuels ont un fort potentiel d'amélioration dans le futur. Des travaux se poursuivent en ce sens au sein du laboratoire afin de trouver de meilleures structures de cartes de commande gérant la complexité et la consommation.

La faisabilité d'un module LiPV a pu être démontrée au terme du projet. L'intégration maîtrisée des différents composants apporte au module complet des caractéristiques dimensionnelles et massiques optimisées, lui assurant ainsi une manutention aisée et une installation rapide pour tous types d'applications autonomes ou connectées au réseau. Cet aspect installation est très important car c'est un levier qui permettra d'améliorer encore la compétitivité des systèmes PV. La proximité de tous les composants assure aussi un rendement énergétique élevé en réduisant ou supprimant les pertes en ligne malgré les contraintes thermiques. Une étape importante de conception est aujourd'hui validée pour un produit industriel compatible avec les besoins de l'habitat. Mais il faut cependant aller plus loin dans les études pour connaître réellement le potentiel d'un tel module concernant le raccordement au réseau électrique, secteur qui pourrait profiter ainsi de tous les avantages apportés par la multifonctionnalité, la compacité et la modularité. Beaucoup de résultats des études entreprises dans cette thèse pourraient également

bénéficier aux éléments de stockage dans d'autres applications nécessitant des packs de batterie à fonctionnement optimisé tel que le véhicule électrique.

Pour s'ouvrir au marché du connecté réseau, il sera nécessaire de développer une fonction spécifique DC/AC acceptant en entrée une ou plusieurs architectures suivant la puissance. Les meilleurs choix d'intégration mécanique en toiture restent encore à définir pour correspondre aux nouvelles normes du bâtiment.

Au terme du projet, deux prototypes ont été développés. La faisabilité d'un tel concept intégré, aujourd'hui sans équivalent, a pu être démontrée au terme du projet. Les critères de compacité, de modularité, de facilité d'intégration et d'installation sont très importants car la proximité de tous les composants garantit un rendement énergétique élevé en réduisant ou supprimant les pertes en ligne et les frais d'installation et de maintenance. Ce sont des leviers qui permettront d'améliorer la compétitivité des systèmes PV avec stockage.

Des retombées prévisibles en termes de marché à court terme, plus spécifiquement pour des applications autonomes de type mobilier urbain, pour lesquels les développements réalisés dans le cadre de Module LiPV sont suffisants. Un produit industriel peut-être facilement développé suite à ces études, après un redimensionnement de l'architecture électrique du module pour répondre aux exigences spécifiques de l'application et du développement industriel à grande échelle.

CHAPITRE V :
CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVE

CHAPITRE VI

VI REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] A. Chih-Chiang Hua, B. Zong-Wei Syue, "Charge and Discharge Characteristics of Lead-Acid Battery and LiFePO₄ Battery", *International Power Electronics Conference (IPEC 2010)*, pp. 1478-1483.
- [2] A. Rudell, "Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies : Evaluation and recommended R&D strategy", INVESTIRE-NETWORK, Storage technology Report, 2003.
- [3] Šúri M., Huld T.A., Dunlop E.D. Ossenbrink H.A., 2007. Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. *Solar Energy*, 81, 1295–1305, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvqis/>. Energy, FP7-ENERGY-2011-2.
- [4] Emission dans l'air en France, « Substances relatives à l'accroissement de l'effet de serre », Centre Interprofessionnel Technique d'Etudes de la Pollution Atmosphérique, (CITEPA) Mai 2010.
- [5] Dossier de presse, « Les bâtiments basse consommation préfigurent l'habitat de demain », Norme RT2012, BBC-éffinergie <http://www.gouvernement.fr>.
- [6] Energies et matières renouvelables, Solaire thermique, <http://www2.ademe.fr>
- [7] Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de la Mer, « Le véhicule propre : une réussite collective à la suite du Grenelle Environnement », dossier de presse, Octobre 2010.
- [8] Brochure SAFT Industry, "Li-ion energy storage systems", October 2008.
- [9] « Un plan national pour développer les véhicules propres », <http://www.developpement-durable.gouv.fr>, Avril 2010.
- [10] EDF et l'Alliance Renault-Nissan renforcent leur partenariat pour la mobilité électrique, <http://medias.edf.com>, Octobre 2010.
- [11] CEA / Service Information-Media, « Le CEA et les énergies alternatives », *Dossier de presse*, Avril 2010.
- [12] Direction de la Communication, « Rapport Annuel Renault 2009, Vers la mobilité durable accessible à tous ».
- [13] Hadjsaïd, N., Sabonnadière, J.-C., Angelier, J.-P., « Le réseau de distribution électrique : du patrimoine à l'innovation », La distribution d'énergie électrique en présence de production décentralisée, *Hermès Science/Lavoisier 2010*.
- [14] Fiches techniques du Parlement européen, « Le traitement des déchets » http://www.europarl.europa.eu/factsheets/4_9_4_fr.htm.
- [15] Norme ISO6469-1:2009 et ISO6469-2:2009 : Sécurité des véhicules routiers électriques.
- [16] B. Scrosati, J. Garche, "Lithium batteries: Status, prospects and future", *Journal of Power Sources*, 195 (2010) 2419–2430.

- [17] C. Villevieille, F. Robert, P. L. Taberna, L. Bazin, P. Simon and L. Monconduit, "The good reactivity of lithium with nanostructured copper phosphide", *Journal of Material Chemistry 18*, (2008) 5956 – 5960.
- [18] L. Bazin, S. Mitra, P.L. Taberna, P. Poizot, M. Gressier, M.J. Menu, A. Barnabé, P. Simon, J.-M. Tarascon, "High rate capability pure Sn-based nano-architected electrode assembly for rechargeable lithium batteries", *Journal of Power Sources, Volume 188, Issue 2, 15 March 2009, Pages 578-582.*
- [19] Consommation, production et contenu CO₂ de l'électricité française, <http://www.rte-france.com>.
- [20] « Etat du parc photovoltaïque français au 31 mars 2010 », Groupement français des professionnels du solaire photovoltaïque (SOLER).
- [21] Terraeco, « Lithium : une guerre en puissance », Numéro 18, Octobre 2010.
- [22] Kiehne, H. A., Berndt, D., Fischer, W., Franke, H., König, W., Köthe, K. H., Preuss, P., Sasmannshausen, G., Stahl, U.-C., Wehrle, E., Will, G., and Willmes, H. (2000). *Batterien: Grundlagen und Theorie aktueller technischer Stand und Entwicklungstendenzen*, Expert Verlag, Renningen.
- [23] A.-Ch. Rufer, "La conversion d'énergie électrique pour le stockage", Laboratoire d'électronique industrielle LEI EPFL CH 1015 Lausanne, 2000.
- [24] J. McDowall, "Battery solutions – Energy vs. Power", *SAFT documents*, 2001.
- [25] A. Teyssot, «Etude de l'interface lithium métal, électrolyte polymère fondu et gélifié », *Thèse Ecole Polytechnique de Grenoble*, janvier 2005.
- [26] M. Barack (Ed.), T. Dickinson, U. Falk, J.L. Sudworth, H.R. Thirsk, F.L. Tye, "Electrochemical Power Sources: Primary and Secondary Batteries", *IEE Energy Series 1*, A. Wheaton & Co, Exeter, 1980.
- [27] D. Linden, "Handbook of Batteries", Second Edition, *McGraw-Hill*, New-York, 1995.
- [28] H.J. Bergveld, W.S. Kruijt, P.H.L. Notten, "Battery Management Systems, Design by Modeling", *Kluwer Academic Publishers*, 2002.
- [29] R. Mingant, « Optimisation de la gestion de charge d'une nouvelle technologie d'accumulateur Li-ion pour applications renouvelables », *Thèse Institut Polytechnique de Grenoble*, Grenoble 2008.
- [30] Datasheet VL10E lithium-ion battery, SAFT documents, 2008, <http://www.saftbatteries.com>.
- [31] D. Guyomard, « Stockage de l'énergie », *cours de DEA de Chimie Avancée de l'Etat Solide*, 1998.
- [32] M. Dubarry, B.Y. Liaw, "Development of a universal modelling tool for rechargeable lithium batteries", *Journal of Power Sources*, Volume 174 (2007), Issue 2, 856-860.

- [33] M. Quintin, "Synthèse et caractérisation de nanoparticules et de nanocomposites, étude de leur comportement vis-à-vis de l'insertion électrochimique du lithium", *Thèse Université de Bordeaux 1*, 2006.
- [34] F. Lasnier, T.G. Ang, "Photovoltaic Engineering Handbook", IOP Publishing Ltd. 1980, ISBN 0-85274-311-4.
- [35] A. Abete et al. - Analysis of photovoltaic modules with protection diodes in presence of mismatching - 21st IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1990
- [36] J.-C. Muller, " Electricité photovoltaïque – Filières et marchés", Technique de l'Ingénieur, Ref : BE8579, 2007.
- [37] R. R. King, A. Boca, W. Hong, X.-Q. Liu, D. Bhusari, D. Larrabee, K. M. Edmondson, D. C. Law, C. M. Fetzer, S. Mesropian, and N. H. Karam, Larry Kazmerski, NREL. "Band Gap-Engineered Architectures for high-Efficiency Multijunction Concentrator Solar Cells", 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 21-25 September 2009, Hamburg, Germany.
- [38] J.H. Eckstein, Detailed modelling of photovoltaic system components, University of Wisconsin, Thèse, (1990).
- [39] E. Radziemska, E. Klugmann, Thermally affected parameters of the current-voltage characteristics of silicon photocell, *Energy Conversion & Management*, 43, pp 1889-1900 (2002).
- [40] E. Radziemska, Thermal performance of Si and GaAs based solar cells and modules : a review, *Progress in Energy and Combustion Science*, 29, pp 407-424 (2003).
- [41] A. Cid-Pastor, « Conception et réalisation de modules photovoltaïque électronique », *Thèse Université Paul Sabatier*, Toulouse 2006.
- [42] W. Herrmann, W. Wiesner, "Hot Spot investigations on PV modules - New concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes", *26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Anaheim, California, September 29-October 3, 1997
- [43] R. Leyva, I. Queinnec, C. Alonso, A. Cid-Pastor, D. Lagrange and L. Martinez-Salamero, "MPPT of photovoltaic systems using extremum seeking control", *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, Vol. 42, No. 1, pp. 249-258, Jan. 2006.
- [44] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo and M. Vitelli, "Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method", *IEEE Transactions On Power Electronics*, Vol.20, No. 4, pp. 16-19, Mar. 2004.

- [45] D. Sera, T. Kerekes, R. Teodorescu, F. Blaadbjerg, "Improved MPPT Algorithms for rapidly Changing Environmental Conditions", *12th International Conference on Power Electronics and Motion Control*, pp. 1614-1619, Aug. 2006.
- [46] M. F. Shraif, "Optimisation et mesure de chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque en énergie électrique", *Thèse Université Paul Sabatier*, Toulouse 2002.
- [47] C. Alonso, M. F. Shraif, A. Martinez, *Brevet CNRS*, US 2005099166, "Power converter control for automatic maximum power point tracking".
- [48] C. Cabal « Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque », *Thèse Université Paul Sabatier*, Toulouse 2008.
- [49] C. Cabal, C. Alonso, A. Cid-Pastor, L. Seguier, G. Schweitz and J. Alzieu, "Adaptive digital MPPT control for photovoltaic applications", *Industrial Electronics*, pp. 2414-2419, Jun. 2007
- [50] JF. Reynaud, C. Alonso, P. Aloisi, C. Cabal, B. Estibals, G. Rigobert, G. Sarre, H. Rouault, D. Mourzag, F. Mattera, S. Geniès, "Multifunctional module lithium-ion storage and photovoltaic conversion of solar energy", *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, San Diego CA, May, 2008.
- [51] W. J. A. Teulings, J. C. Marpinard, A. Capel, and D. O'Sullivan, "A new maximum power point tracking system", *IEEE Power Electronics Specialists Conference*, pp. 833-838, Jun. 1993.
- [52] T. Y. Kim, H. G. Ahn, S. K. Park, Y. K. Le, "A novel maximum power point tracking control for photovoltaic power system under rapidly changing solar radiation", *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, Vol. 2, pp. 1011-1014, Jun. 2001.
- [53] www.microchip.com.
- [54] « ID+Développement, pour accompagner l'innovation en construction », <http://www.cstb.fr>.
- [55] Norme NF EN 61730-1, « Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV)», Septembre 2007.
- [56] Norme NF EN 50530, « Efficacité globale des onduleurs photovoltaïques raccordés au réseau », Juillet 2010.
- [57] Norme, NF EN 62446, « Systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique - Exigences minimales pour la documentation du système, les essais de mise en service et l'examen », Avril 2010.
- [58] Norme UTE C15-712-1, « Installations électriques à basse tension - Guide pratique - Installations photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution », Juillet 2010.

- [59] Projet ANR SOLEDO, <http://www.soledo-pv.org>.
- [60] A.G. Tsikalakis and N.D. Hatziargyriou. "Centralized control for optimizing microgrids operation", *IEEE transaction on Energy Conversion*, vol.23, n°1, 241–248, 2008.
- [61] H. Jiayi, J. Chuanwen, and X. Rong. "A review on distributed energy resources and Microgrid", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.12, 2472–2483, 2008.
- [62] E. Amy de la breteque, « Etude du comportement thermique de modules photovoltaïques en vue de la prédition de leur production sur site », *rapport de thèse*, Université de Provence, 2006.
- [63] E. Geslain-Vertut, « Etude d'optimisation thermique lors de l'intégration de modules photovoltaïques au bâtiment », rapport de DRT, 2004.
- [64] J. Khedari, "Experimental investigation of free convection in roof solar collector". *Building and Environment* 2002, 37:455-9.
- [65] Photowatt PW850, 75W, <http://www.photowatt.com>.
- [66] S. Rodrigues, N. Munichandraiah, A.K. Shukla, "A review of state-of-charge indication of batteries by means of a.c. impedance measurements", *Journal of Power Sources* 87 (2000) 12-20.
- [67] M. McIntyre, T. Burg, D. Dawson, B. Xian, "Adaptive State of Charge (SOC) Estimator for a Battery ", *Proceedings of the 2006 American Control Conference*, Minneapolis, USA, June 14-16, 2006.
- [68] D. Di Domenico, G. Fiengo, A. Stefanopoulou, "Lithium-Ion battery State of Charge estimation with a Kalman Filter based on a electrochemical model", *IEEE Multi-conference on Systems and Control*, San Antonio, Texas, USA, September 3-5, 2008.
- [69] M. Charkhgard, M. Farrokhi, "State-of-Charge Estimation for Lithium-Ion Batteries Using Neural Networks and EKF", *IEEE transactions on industrial electronics*, Vol. 57, No.12, December 2010.
- [70] W. F. Bentley, "Cell balancing considerations for lithium-ion battery systems," *12th Annual Battery Conference on Applications and Advances*, Long Beach, CA, pp. 223- 226, 1997.
- [71] S. W. Moore and P. J. Schneider "A review of cell equalization methods for lithium ion and lithium polymer battery systems", *SAE 2001 World Congress*, Detroit, 2001.
- [72] N. H. Kutkut, H. L. N. Wiegman, D. M. Divan and D. W. Novotny "Charge equalization for an electric vehicle battery system," *IEEE Transaction on Aerospace and Electronics Systems*, vol. 34, no. 1, pp. 235-246, 1998.

- [73] J. Cao, N. Schofield, A. Emadi, "Battery Balancing Methods: A Comprehensive Review", IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), September 3-5, 2008, Harbin, China.
- [74] NF EN 60086-4 : Piles Electriques : partie 4, Normes de sécurité pour les piles au lithium.
- [75] S. Franger, F. Le Cras, C. Bourbon and H. Rouault, "Comparison between different LiFePO₄ synthesis routes and their influence on its physico-chemical properties", *Journal of Power Sources*, 119 (2003) 252-257.
- [76] C. Bourbon, S. Jouanneau, F. Le Cras, H. Lignier, « Composé pulvérulent d'oxyde mixte de titane et de lithium dense, procédé de fabrication d'un tel composé et électrode comportant un tel composé », *Brevet CEA*, FR2874603.
- [77] S. S. Zangh, "The effect of the charging protocol on the cycle life of a Li-ion battery", *Journal of Power Source*, Vol. 161, pp. 1385, (2006).
- [78] S.S. Zhang, K. Xu, T.R. Jow, "Charge and discharge characteristics of a commercial LiCoO₂-based 18650 Li-ion battery", *Journal of Power Source*, Vol. 160, pp. 1403, 2006.
- [79] P.H.L. Notten, J.H.G Ophet Veld, J.R.G. VanBeek "Boostcharging Li-ion batteries: A challenging new charging concept", *Journal of Power Sources*, pp. 89-94, 2005.

CHAPITRE VI :
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

CHAPITRE VII

VII ANNEXES

ANNEXE 1
COMPARATIF DE DIFFERENTES TECHNOLOGIES DE BATTERIE

ANNEXE 1

	Plomb-Acide (Pb)	Nickel Cadmium (Ni-Cd)	Nickel Métal Hydrure (NiMH)	Lithium-ion	
				LiCoO ₂	LiFePO ₄ ⁽¹⁾
Capacité C (Ah)	1 - 1400	0,012 - 1300	0,3 - 100	0,15 - 60	0,15 - 110
Tension nominal (V)	2,0	1,2	1,2	3,6	3,2
Principe	Tension constante	Courant constant	Courant constant	Courant constante/Tension constante	
Charge typique	2,5V - 20h	C/10 - 14h	C/4 - 5h	4,0V	3,7V
Critères de fin de charge	I _c <C/100	-dV/dt (-15mV)	-dV/dt (-8mV)	I _c <0,03C	
Tension de fin de charge (V)	2,35	1,65	1,55	4,0	3,7
Température de charge (°C)	-	0/+45	0/+40		-
Sensibilité à l'effet mémoire	Non	Oui	Oui	Non	
Stockage long terme					
SOC (%)	Chargé	Déchargé	Chargé	Chargé à 40%	
Température de stockage (°C)	-	-30/+45	-20/+40	-	
Auto décharge par mois (%)	40	25	60	20	
Décharge					
Tension max. à vide (V)	2,1	1,35	1,4	4,0	3,7
Tension de décharge min (V)	1,9	1,0	1,0	2,7	2,6
Tension de décharge limite (V)	1,65	0,8	0,8	2,7	2,0
Courant maximal de décharge	5C	20C	5C	>2C	
Courant nominal de décharge	C/5	1C	C/2	<1C	
Température de fonctionnement (°C)	-20/+45	-40/+50	-20/+50	-20/+60	
Résistance interne (Ohm)	0,0003 - 0,1	0,1 - 0,2	0,2 - 0,3	0,15 - 0,25	
Coef. de température (V/°C)	-0,005	-0,0024	-	+0,007	
Utilisation					
Nombre de cycles à 80%	300 - 1500	300 - 1500	300 - 600	1500	
Rendement énergétique (%)	60 - 95	60 - 80	65 - 70	90 - 100	
Energie massique (Wh/kg) *	30 - 50	40 - 80	60 - 120	100 - 160	
Energie volumique (Wh/L) *	60 - 120	40 - 100	80 - 200	150 - 300	
Puissance massique (W/kg) *	80 - 150	100 - 800	170 - 1000	500 - 2000	
Coût moyen de la batterie (€/kWh) ⁽²⁾	50 - 150	200 - 600	600 - 750	700 - 1000	
Avantages	Faible coût	Fiabilité, cyclabilité, performances à froid	Très bonne densité volumique d'énergie, Peu toxique	Excellent en énergie et puissance spécifique, Peu toxique	Excellent énergie spécifique, sécurité et cyclabilité
Inconvénients	Faible densité, mort subite, acide dangereux	Faible densité, présence de Cadmium	Coût des matériaux, comportement à basse T°C, recyclable à 90%	Sécurité à maîtriser pour les gros éléments	Charge à basse température
Année de commercialisation	1850 -1970	1950	1990	1991	R&D
Principaux fournisseurs	Exide, Yuasa	Saft, Tudor	Sanyo, Matsusshita	Avestor, Saft, Varta	A123 System

* Les chiffres extrêmes des fourchettes correspondent à des tailles différentes d'éléments pour des applications différentes.

(1) Pas encore disponibles sur le marché pour les applications de forte puissance et forte capacité.

(2) Pour les volumes actuels de production.

ANNEXE 2

Technologie Phosphate de Fer Lithié (LiFePO_4)

Récemment, il a été mis en évidence qu'un composé de structure isotype de l'olivine et de formulation voisine de LiFePO_4 avait une activité électrochimique du point de vue de l'extraction/insertion réversible du lithium [75]. L'extraction du lithium de ce composé se déroule selon un processus biphasé, et réversible. La courbe composition/potentiel se présente sous la forme d'un plateau, situé à 3,43 vs. Li^+/Li . La capacité spécifique de LiFePO_4 de 170 mAh/g multipliée par la valeur de cette tension par rapport au couple Li^+/Li conduit à une densité d'énergie massique théorique de 580Wh/kg. Cette valeur théorique dépasse la valeur pratique obtenue avec LiCoO_2 et autres oxydes lamellaires commerciaux (typiquement 530 Wh/kg). Ce composé est désormais considéré comme une alternative crédible sur le marché des accumulateurs Li-ion, d'autant plus qu'il est désormais possible d'atteindre pratiquement les performances théoriques, notamment en procédant à un enrobage particulier des particules de LiFePO_4 (relativement mauvais conducteur électronique) par du carbone conducteur des électrons (composite LiFePO_4/C). Le CEA-LITEN d'ailleurs est un acteur reconnu sur le plan mondial concernant le développement de LiFePO_4 , avec entre autres 4 brevets récemment déposés sur cette thématique.

Technologie Oxyde de Titane Lithié ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$)

Depuis quelques années, l'oxyde de titane lithié $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$, de structure spinelle s'avère être un matériau d'électrode négative performant (grande stabilité chimique et thermique, non toxique, grande efficacité électrochimique,...). De part son potentiel d'insertion du lithium (1,55 V vs. Li^+/Li) et sa structure tridimensionnelle, son utilisation donne des résultats prometteurs en terme de durée de vie, de sécurité et de possibilité de réaliser des charges rapides. Il est actuellement à un stade de développement avancé. La réaction d'insertion/extraction de lithium est biphasée ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}/\text{Li}_7\text{Ti}_5\text{O}_{12}$). En outre, la chimie du titane permet la réalisation de tout un éventail de morphologies (texture, taille...) de $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$, en particulier de taille nanométrique, ce qui est souvent mentionné dans la littérature. De telles modifications peuvent permettre une insertion/extraction rapide, donc une utilisation

pour des applications de puissance. Le CEA-LITEN a d'ailleurs déposé récemment un brevet concernant la préparation de $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$ optimisé [76].

Pour cette configuration innovante, le développement du système de stockage concerne la synthèse des nouveaux matériaux d'électrode en quantité suffisante pour mener à bien l'ensemble des tests de mise en œuvre d'électrodes, de sécurité, d'essais de fonctionnement électrochimique et de validation de la batterie.

Pour les deux configurations a. et b. l'élaboration de la membrane électrolytique a été une activité parallèle du CEA. Cette membrane polymère doit posséder une bonne tenue mécanique, d'autant plus que les dimensions seront importantes, et permettre une conduction des ions lithium suffisante de l'ensemble membrane/sel/solvant. Généralement, de telles membranes sont constituées de polymères tels que le PVDF, le PEO, le PAN et le PVC imbibés d'un électrolyte liquide. Les premiers doivent apporter leur tenue mécanique (adapter les proportions de ces constituants) alors que l'électrolyte liquide permet de bénéficier d'une bonne conductivité ionique. Dans ces systèmes l'électrolyte est « emprisonné » (pas de fuite), à la différence d'une membrane à base de polyéthylène et/ou de polypropylène de type Celgard qui n'emprisonne pas le liquide. Afin de répondre aux conditions extrêmes de température de fonctionnement, différents électrolytes liquides ont été envisagés, par exemple des liquides ioniques. Ces derniers sont également fortement bénéfiques à la sécurité globale des éléments batterie, puisqu'ils sont généralement ininflammables, à la différence de nombreux électrolytes liquides conventionnels.

Finalement, l'assemblage de couches multiples d'électrodes de configurations a. et b. puis de séparateurs a été réalisé de façon à obtenir une ou plusieurs cellules (en série et/ou en parallèle) de grande taille et de faible épaisseur ($< 1\text{cm}$), répondant au cahier des charges du projet ANR et du système photovoltaïque complet.

ANNEXE 3

Détermination des paramètres de modélisation

Le circuit électrique équivalent de la batterie [28], [32], [33] représenté en figure 2.11 permet d'effectuer des simulations sur le comportement d'une à plusieurs cellules de batteries au Li-ion. Ce modèle est constitué de divers éléments électriques équivalents symbolisant les différents processus électrochimiques de la batterie (transfert de charge, diffusion, absorption,...). Ces paramètres équivalents permettent l'obtention d'une fonction de transfert nécessaire à l'analyse du comportement de la batterie. La modélisation d'un tel système doit être faite de manière à prédire les performances de la batterie en utilisant les données collectées lors des tests en laboratoire [32].

- **Résistance de solution :**

$$R_s = \rho \frac{l}{S} \quad (A3.1)$$

La résistance de solution R_s dépend des données physiques suivantes :

ρ : Résistivité de l'électrolyte (en $\Omega \cdot m$)

l : Longueur entre les deux électrodes (en m)

S : Surface des électrodes (en m^2)

Elle varie fortement en fonction du type d'ions et de leurs concentrations, de la température, du temps et de la géométrie dans laquelle la conduction ionique se fait. Il est donc nécessaire de trouver une procédure externe pour caractériser R_s pour une batterie donnée. Une procédure possible pour caractériser R_s [33] est de faire correspondre R_s au point d'intersection à haute fréquence entre la courbe d'impédance et l'axe des réels, figure A3.1.

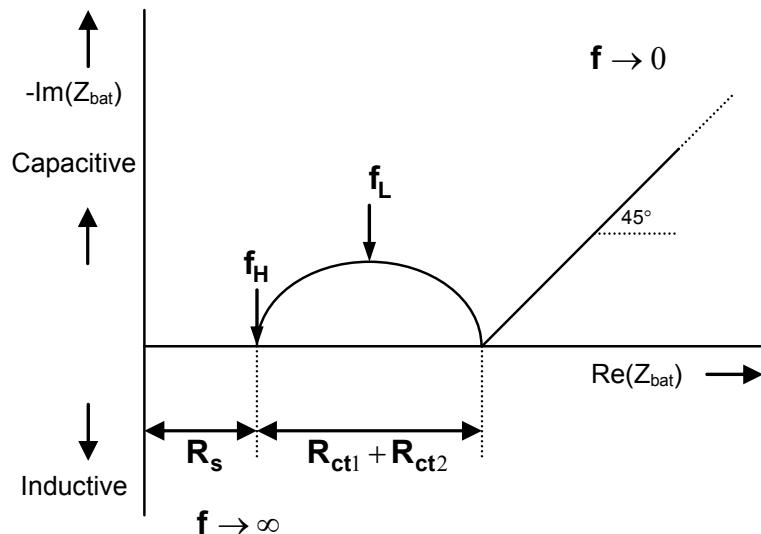


Figure A3.1 : Impédance de la batterie en fonction de la fréquence.

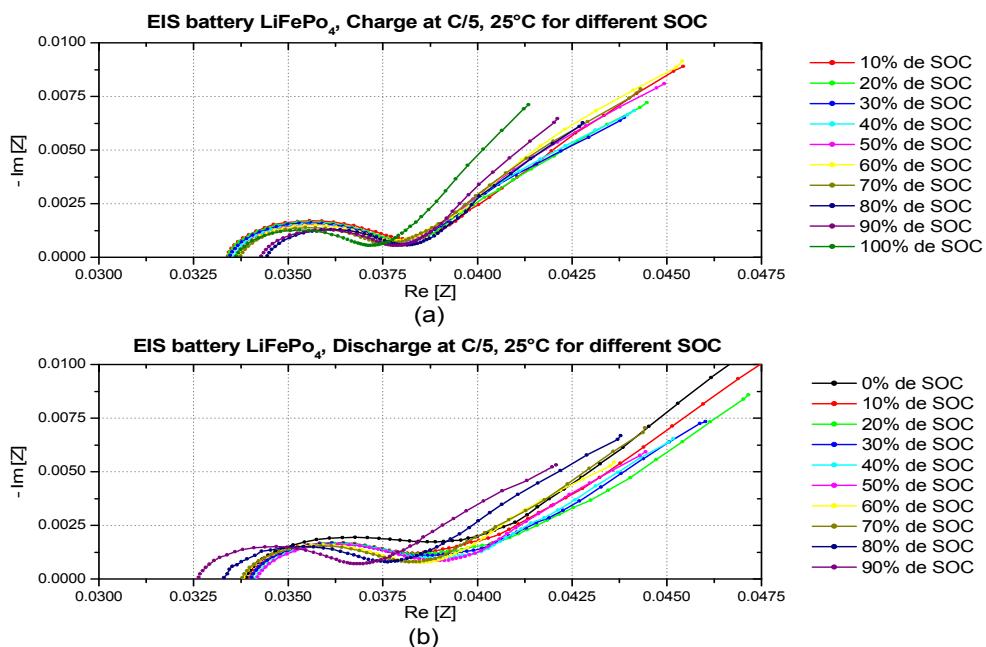


Figure A3.2 : Exemple de spectroscopie d'impédance pour la technologie LiFePO₄/C.

▪ Résistance de transfert de charge :

$$R_{ct} = \frac{RT}{nFf_0} \quad (A3.2)$$

Du point de vue physique, une résistance de transfert de charge R_{ct} dépend des paramètres suivants :

R : Constante des gaz parfaits ($8.314 \text{ Jmol}^{-1}\text{K}^{-1}$),

T : Température (en $^{\circ}\text{K}$),

n : Nombre d'électrons échangés dans la réaction,

F : Constante de Faraday (96485C)

Une approximation de R_{ct} peut être l'intersection en basse fréquence entre la courbe d'impédance et l'axe des réels, figure A3.1.

- **Eléments de phase constante (C_{PE1} , C_{CPE2}) :**

$$Z_{CPE} = \frac{1}{Q(j\omega)^\beta} = \frac{\omega^{-\beta}}{Q} \cos\left(\frac{n\pi}{2}\right) - j \frac{\omega^{-\beta}}{Q} \sin\left(\frac{n\pi}{2}\right) \quad (\text{A3.3})$$

Les éléments de phase constante C_{PE1} et C_{CPE2} dépendent des paramètres suivants :

Q : Admittance moyenne prenant en compte une dispersion des constantes de temps autour d'une valeur moyenne, avec un coefficient de dispersion β ($0 < \beta < 1$). Remarque : Si $\beta = 1$, alors Q est purement capacitif.

Les éléments de phase constante peuvent se caractériser par le demi-cercle capacitif représenté sur le diagramme de Nyquist (figure A3.1).

- **Impédance de Warburg :**

$$Z_{Wr} = \frac{RT}{Cn^2F^2A\sqrt{j\omega D}} = \frac{RT}{Cn^2F^2A\sqrt{2\omega D}} (1 - j) \quad (\text{A3.4})$$

L'impédance de Warburg W dépend des paramètres suivants :

ω : Pulsation (en rad.s^{-1}),

C : Concentration de l'espèce considérée au sein de l'électrolyte (en mol.cm^{-3}),

R : Constante des gaz parfaits ($8.314 \text{ Jmol}^{-1}\text{K}^{-1}$),

T : Température (en $^{\circ}\text{K}$),

n : Nombre d'électrons échangé dans la réaction,

F : Constante de Faraday (96485C),

A : Surface active (cm^2),

D : Coefficient de diffusion de l'espèce.

L'impédance de Warburg peut-être caractérisée sur le diagramme de Nyquist (figure A3.1) par la droite formant un angle de 45° par rapport à l'axe des réels [33].

Grâce à des Spectroscopies d'Impédance Electrochimique (SEI) on obtient l'impédance globale d'une cellule ou d'une batterie dans un plan de Nyquist ($\text{Re}(Z);-\text{Im}(Z)$) (figure A3.1) et que l'on peut extraire R_s , R_{ct1} , R_{ct2} , C_{CPE1} , C_{CPE2} et W .

ANNEXE 4

Méthodes et Algorithmes de charge

Les méthodes de charge utilisées dans les accumulateurs conventionnels comme le plomb (Pb), le Nickel Cadmium (NiCd), le Nickel Métal Hydrure (NiMH), sont depuis quelques années performantes et ont démontré des résultats de charge rapide et des caractéristiques intéressantes pour des applications spécifiques. Le contrôle du processus de charge se fait sous forme d'algorithme qui peut être considéré comme un système de gestion dans lequel la batterie se gère par elle-même. Le processus de conversion de l'énergie du système de charge est contrôlé de façon à garantir la quantité de charge définie par les caractéristiques de la batterie. Chaque technologie de batterie a besoin d'un algorithme de contrôle différent. Nous exposerons, les différentes méthodes possibles pour la charge des accumulateurs lithium-ion.

Méthode de charge à courant constante (CC)

Cette méthode de charge se base sur l'application d'un courant de charge constant aux bornes de la batterie de manière à faire augmenter la tension de la batterie. Généralement cette méthode de charge est associée au mode de charge à tension constante. L'application d'un courant de charge élevé, permettra d'obtenir un temps de charge partielle relativement court car la surtension de la batterie et la chute de la tension ohmique sont plus élevés à plus fort courant de charge (figure 2.14). L'augmentation du courant de charge I_{CC} a une influence négative sur la cyclabilité de la batterie car la batterie à une tension V_{max} relativement élevée pendant une plus longue période de temps. Dans certaines conditions, un fort courant appliqué aux bornes de la batterie, pendant très peu de temps peut s'avérer intéressant en termes de rapidité pour une charge partielle de la batterie.

Méthode de charge à tension constante (CV)

La tension de sortie régulée du système de charge à tension constante doit maintenir une tension de référence de charge où le courant est limité pour que la capacité de la batterie soit égale ou inférieure à sa capacité maximale. Comme la batterie est chargée à tension constante, le courant de charge assimilé au taux de

charge est rapidement réduit. Par conséquent, il faudra plus de temps pour charger la batterie avant que le courant de charge diminue.

L'avantage de cette méthode de charge est que la batterie peut être chargée à son niveau maximum de charge. La batterie est considérée totalement chargée quand le courant de charge chute en-dessous de $0,03C$. Un courant de charge égal à la capacité batterie C est défini comme le courant constant de charge nécessaire à la pleine charge de la batterie pendant une heure. C'est-à-dire qu'une batterie de capacité 1Ah sera pleinement chargée avec un courant de charge constant de 1A pendant 1h. Le temps de charge de la batterie ne dépend pas du courant de charge en mode de régulation en tension, mais de l'évolution du potentiel d'équilibre de la batterie.

Cette méthode de charge est rapide avec un taux de charge élevé entre 0,5 et 1C et se couple habituellement avec un capteur de température pour la détection des surcharges ou de fuite thermique.

Méthode de charge à courant constant et à tension constante (CC/CV)

Cette méthode de charge est généralement utilisée pour les batteries Lithium-ion. Il est important de prendre des précautions pour une pleine charge de la batterie afin d'éviter les surcharges. En effet une surcharge provoquera un échauffement des matériaux à l'intérieur de chaque accumulateur, ce qui impliquera une réaction chimique de fort degré d'explosivité. Il est nécessaire que la méthode de charge commute à tension constante (régulation en tension) avant que la tension de l'accumulateur atteigne sa valeur limite. Cette technique de charge sera assistée par un système électronique de gestion de la batterie permettant un contrôle plus pointu du processus de charge. Nous pourrons obtenir un bénéfice en rapidité de chargement, en sûreté du système et en durée de vie de la batterie.

La figure A4.1 montre un profil expérimental typique de charge d'une batterie Li-ion $\text{Li}(\text{Ni},\text{Co},\text{Al})\text{O}_2 / \text{C}$. On observe les différentes phases de régulation en courant et de régulation en tension.

La charge de la batterie débute dès que les différents paramètres nécessaires à une charge optimale de batterie sont réunis. La validation des paramètres de sécurité et des états des variables actives du système est importante avant toute charge de

batterie au lithium. La charge de la batterie débute par la vérification l'état de décharge, c'est-à-dire que la tension batterie ne soit pas inférieure à la tension minimum autorisée. Dans ce cas un courant de faible intensité est alors nécessaire pour faire augmenter la tension batterie jusqu'à atteindre V_{min} . La charge de la batterie commence, quand le seuil minimum de tension de la batterie est atteint. L'étape de régulation en courant commence quand un courant constant I_{CC} est appliqué aux bornes de la batterie (courbe (b)). Ce courant de charge ne doit pas être supérieur au courant de charge maximum autorisé et défini par la composition des matériaux électrochimiques composant la batterie. Pendant cette étape de régulation en courant, la tension aux bornes de la batterie augmente (courbe (a)) jusqu'à une tension maximale V_H . Une fois cette tension haute atteinte, le processus de charge commute en mode de régulation en tension où la tension de charge reste constante à sa valeur maximale V_{max} . Par conséquent, pendant ce mode de fonctionnement de régulation en tension, le courant de charge diminue jusqu'à atteindre une valeur de courant de $0,03C$ (3% du courant nominal de la batterie). A partir de ce moment là, la fin de charge est détectée et la batterie est considérée pleinement chargée.

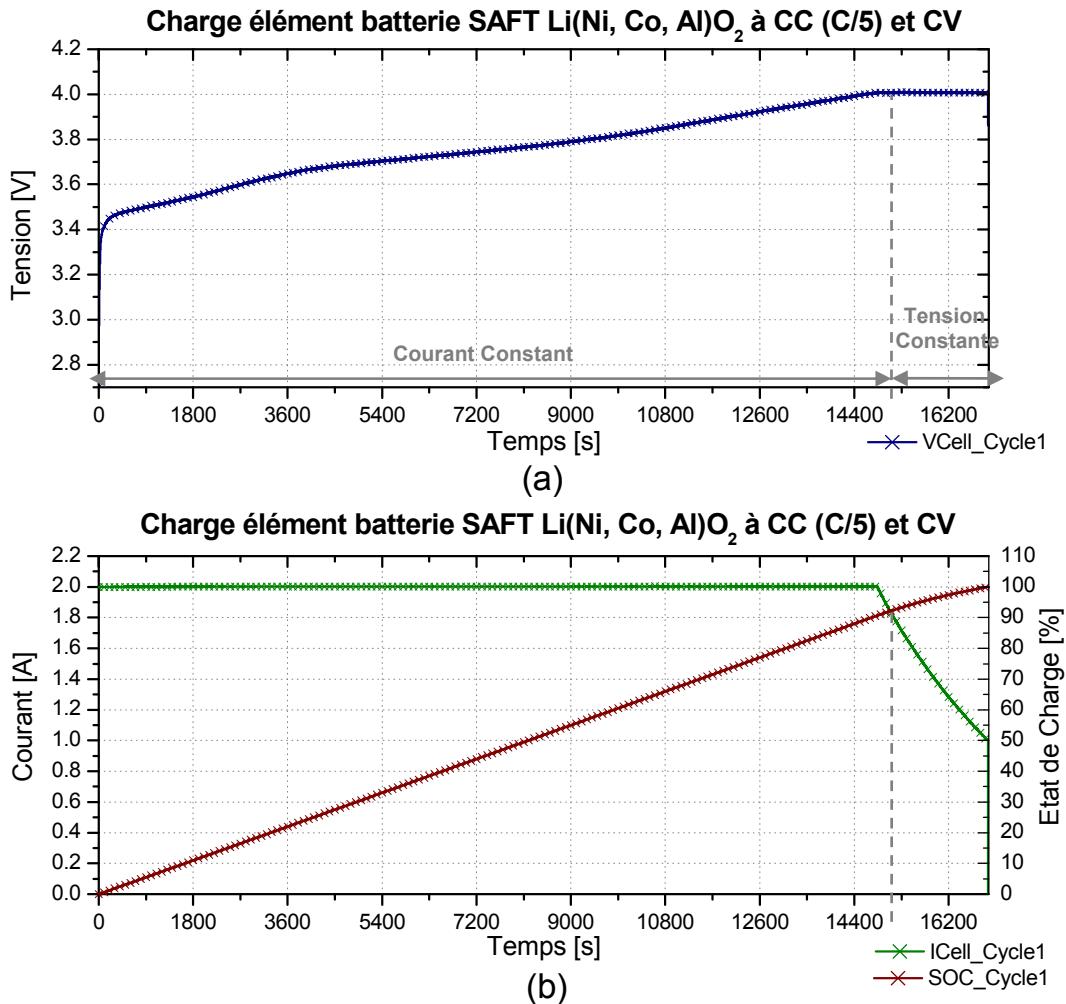


Figure A4.1 : Exemple de charge à courant constant (C/5) et tension constante d'une batterie de type Li(Ni,Co,Al)O₂/C (10Ah) à 25°C.

Méthode de charge à puissance constante (CP)

La charge à puissance constante a été étudiée par Zhang en 2006 [77]. Cette charge consiste à appliquer une puissance constante à la batterie. La vitesse de charge dépend cependant de la température extérieure, une température trop basse augmente la résistance interne de la batterie, donc diminue le courant de charge ($P=R_{int} \cdot I_{CH}^2$) (équation A4.1). Ce protocole de charge est par exemple utilisé dans le cas du véhicule hybride avec la récupération au freinage. Il est souvent utilisé en décharge [78] dans l'électronique mobile, les batteries étant souvent utilisées pour alimenter des composants électroniques travaillant à puissance constante.

ANNEXE 4
METHODES ET ALGORITHMES DE CHARGE

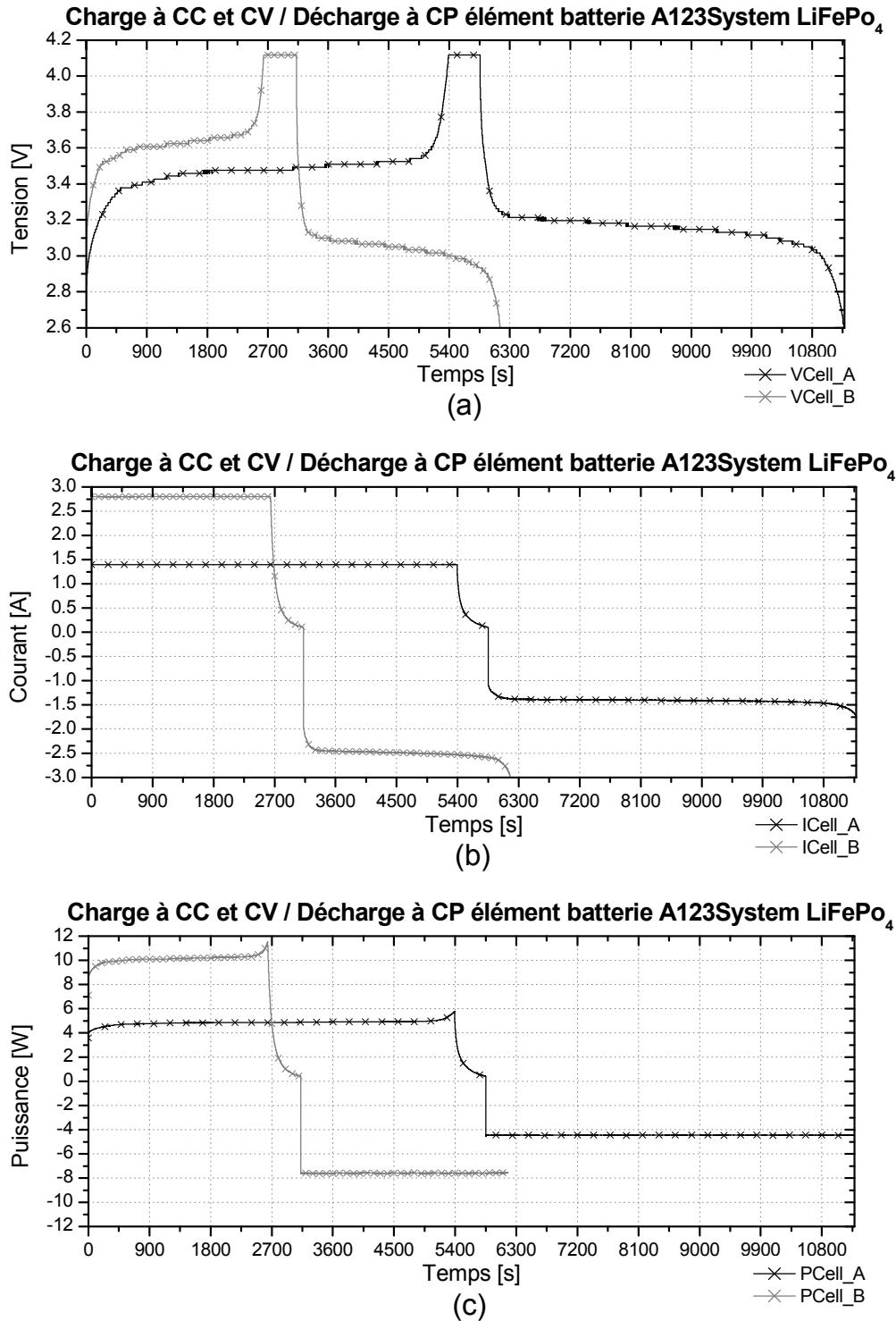


Figure A4.2 : Exemple de charge à courant constant (C/2 en noir et 1C en gris) et tension constante suivie d'une décharge à puissance constante (4W en noir et 8W en gris) d'une batterie de type LiFePO₄/C 2,8Ah A123 System.

Méthode de charge à impulsion initial de courant (Boostcharging)

Cette méthode de charge a été proposée comme une méthode de charge rapide et efficace pour les batteries au lithium de faible capacité [79]. Des résultats satisfaisants ont été obtenus dans un contexte d'une étude centrée sur l'influence de cette méthode de charge sur la durée de vie de la batterie et sur les dégradations internes de celle-ci. Le principe de cette méthode charge se base sur le schéma de la figure A4.3. Pendant une très courte durée, un fort courant constant $I_{b\max}$ est appliqué aux bornes de la batterie pour pouvoir atteindre la tension maximale de la batterie $V_{b\max}$ (région grisé sur le graphique). Cette tension sera obtenue très rapidement du fait de la valeur élevée du courant. Une fois cette tension atteinte, l'algorithme de charge maintient cette tension pendant un temps t_b très court. Une fois ce temps écoulé, le régime de charge commute à une méthode de charge standard à courant constant (CC) et tension constante (CV) mais avec des valeurs en courant beaucoup plus faibles. La figure A4.4 permet de comparer deux exemples de « Boostcharging » avec deux valeurs de $V_{b\max}$ différentes ($V_{b\max} = 4.2V$ courbe (a), $V_{b\max} = 4.3V$ courbe (b)) et un exemple de la méthode de charge standard CCCV (courbe(c)). Cette méthode de charge permet d'obtenir une charge partielle importante en un temps réduit et permet de recharger une batterie au lithium-ion à un tiers de sa capacité totale en un temps très court.

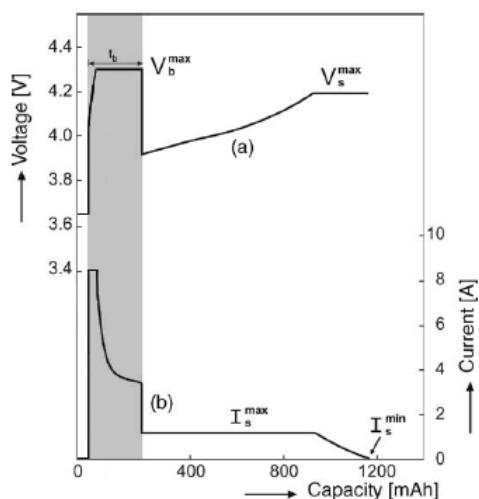


Figure A4.3 : Charge à impulsion initiale de courant pour une batterie lithium-ion.

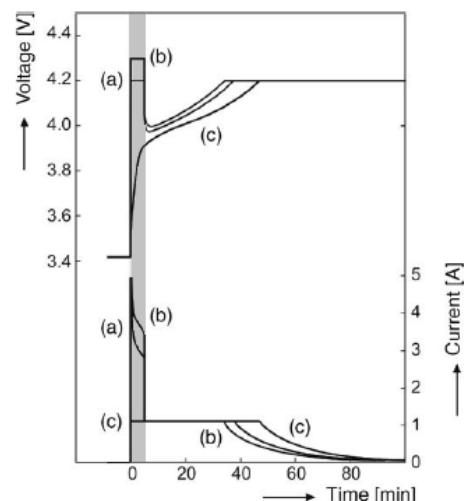


Figure A4.4 : Evolution du courant et de la tension d'une batterie pour différentes valeurs de tension boostcharging.

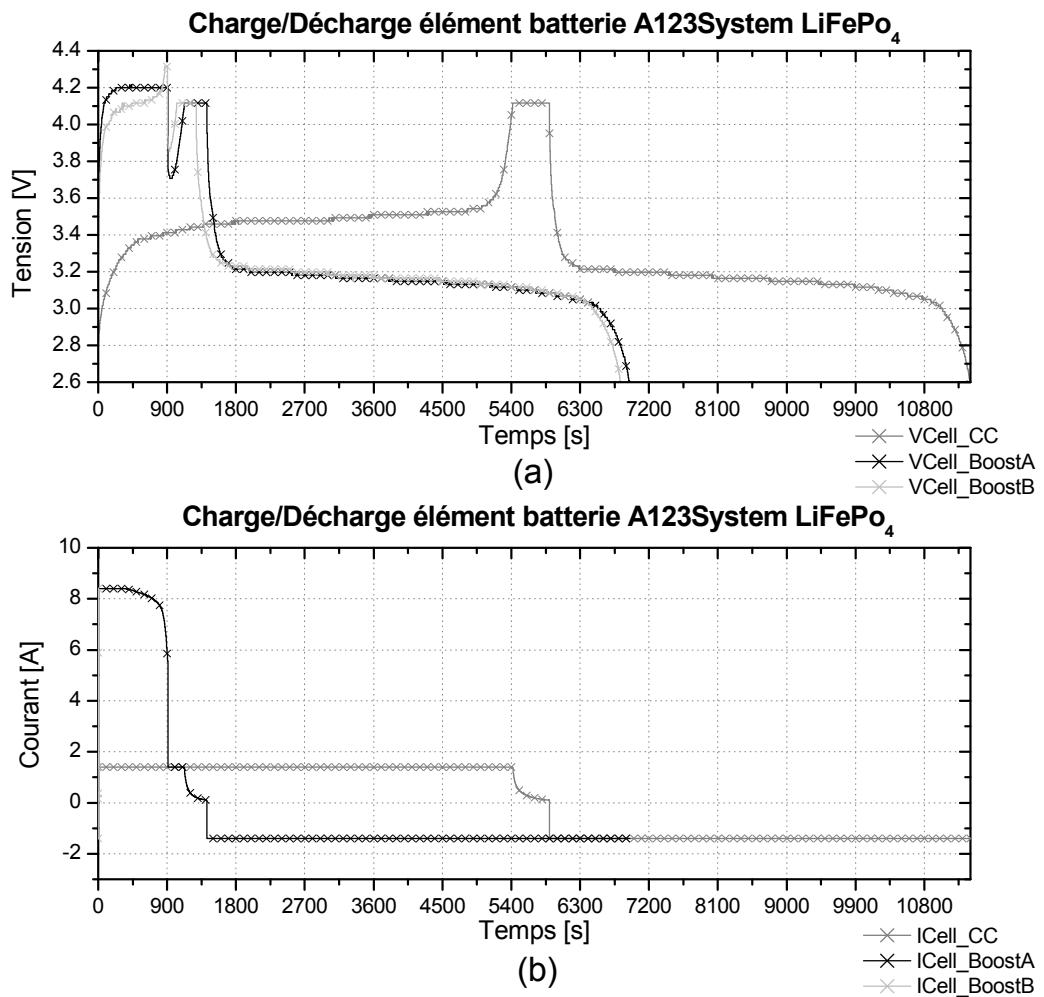


Figure A4.5 : Charge à impulsion initial de courant pour une batterie lithium-ion, A123 System 2,8Ah.

ANNEXE 5

Supposons que la transition du point de fonctionnement P_1 à un point de fonctionnement générique P soit effectuée par un incrément du rapport cyclique α suivant la loi citée ci-dessous :

$$\alpha_P(t) = \alpha_1 + \alpha_{inc} t \quad (A5.1)$$

où α_{inc} est une constante positive.

Ainsi, l'expression de $V_p(t)$ devient :

$$V_p(t) = V_{bat}(1 - \alpha_P(t)) = V_{bat}(1 - \alpha_1 - \alpha_{inc}t) \quad (A5.2)$$

D'un autre côté, pour le point P_1 :

$$V_1 = V_{bat}(1 - \alpha_1) \quad (A5.3)$$

A partir de (2.14) et (2.15), nous pouvons écrire :

$$V_P(t) = V_{bat}(1 - \alpha_1 - \alpha_{inc}t) = V_1 - V_{bat}\alpha_{inc}t \quad (A5.4)$$

Nous constatons qu'une transition impliquant un incrément de D pour recouvrir un nouveau PPM se traduisant par une pente négative sur (A5.1), implique un changement de signe sur la variation de α sur (A5.4). Ainsi, l'équation (A5.4) exprime un décrément temporel linéaire de V_{PV} .

De manière similaire, un décrément du rapport cyclique donnera lieu à un incrément temporel de V_{PV} .

Par ailleurs, la dérivée de la puissance fournie par le GPV par rapport à α peut aussi s'exprimer par :

$$\frac{dP}{d\alpha} = \frac{dP}{dV_{IN}} \frac{dV_{IN}}{d\alpha} \quad (A5.5)$$

La dérivée de l'expression (2.12) par rapport au rapport cyclique dans le cas particulier d'une batterie permet de simplifier l'équation (A5.5) comme suit :

$$\frac{dP}{d\alpha} = -V_{bat} \frac{dP}{dV_{IN}} \quad (A5.6)$$

Au PPM, $\frac{dP}{dV_{IN}} = 0$, cela peut se traduire également par $\frac{dP}{d\alpha} = 0$

La dérivée seconde de l'expression (A5.6) peut alors s'exprimer par :

$$\frac{d^2P}{d\alpha^2} = -V_{bat} \frac{d^2P}{dV_{IN}^2} \frac{dV_{IN}}{d\alpha} = V_{bat}^2 \frac{d^2P}{dV_{IN}^2} \quad (A5.7)$$

Au PPM, $\frac{d^2P}{dV_{IN}^2} < 0$ implique donc également $\frac{d^2P}{d\alpha^2} < 0$

A partir des propriétés au PPM des expressions (A5.6) et (A5.7), nous pouvons déduire que la puissance fournie par le GPV est une fonction concave par rapport à α . Ainsi, l'algorithme de recherche extrémale [43] peut être directement appliqué sur le rapport cyclique α du CS au lieu de V_{IN} . La recherche du PPM par ce type d'algorithme est donc caractérisée par une trajectoire sur la caractéristique $V(I)$ du GPV occasionnée par une modification de la tension V_{PV} variant par rapport au temps entre les valeurs extrêmes respectives de $-V_{bat}$ α à $+V_{bat}$ α . Cela occasionne alors des oscillations autour du PPM représentatif de l'algorithme de recherche de la puissance maximal.

ANNEXE 6

Essai n°1 : version module LiPV 12 éléments en mode de repos et système d'équilibrage à base de résistances shunt dissipatrices.

On définit le temps du mode de repos, noté t_r égal au temps total de l'essai, noté t_E . On définit également le temps d'équilibrage en mode de repos, noté t_{EQr} , comme la somme des temps d'équilibrage des n éléments. Pendant toute la durée de l'essai, 2 éléments se sont équilibrés en permanence impliquant un temps d'équilibrage résultant total de :

$$t_{EQr} = n * \frac{2}{3} * t_r = 57600s$$

On définit la puissance dissipée notée P_{EQrs} , due à l'équilibrage d'un élément via une résistance R_{EQrs} . Nous supposons les pertes en conduction des MOSFET (R_{dson} très faible) et les pertes des fils négligeables.

$$P_{EQr} = \frac{(< V_{Cell} >)^2}{R_{EQ}} = 167mW$$

Cela correspond à une énergie moyenne dissipée de :

$$W_{EQr} = P_{EQr} * t_{EQr} \approx 9620 J$$

Connaissant le courant de consommation des différents circuits d'équilibrage, noté I_{conso} , nous pouvons déduire la puissance consommée P_{conso} .

$$P_{conso} = < V_{bat} > * I_{conso} = 1,96 W$$

Menant à une énergie consommée et dissipée de :

$$W_{conso} = P_{conso} * t_r \approx 84700J$$

L'énergie totale consommée par le module LiPV en mode de repos pendant 12h est alors égale à :

$$W_{total_r} = W_{EQr} + W_{conso} \approx 94320J$$

Essai n°2 : version module LiPV 12 éléments en mode de charge et système d'équilibrage à base de résistances shunt dissipatrices.

On définit le temps du mode de charge, noté t_{CHr} , comme le temps total de l'essai. Le temps d'équilibrage en mode de charge, noté t_{EQCHr} , est égal à la somme des temps d'équilibrage de chaque élément, le principe d'équilibrage n'ayant pas changé. Comme pendant l'essai, 9 éléments se sont équilibrés de temps en temps, le temps d'équilibrage résultant est alors de $t_{EQCHr} = 67800$ s

La puissance dissipée par un élément lors d'un équilibrage est égale à :

$$P_{EQr} = \frac{(< V_{Cell} >)^2}{R_{EQ}} = 167 \text{ mW}$$

Nous en déduisons l'énergie moyenne dissipée,

$$W_{EQCHr} = P_{EQr} * t_{EQCHr} \approx 11320 \text{ J}$$

L'énergie totale consommée, notée $W_{totalr_CH_12h}$, par le module LiPV en mode de charge pendant 12h est alors égale à, sachant que les pertes dues à l'alimentation des cartes électroniques sont exactement les mêmes qu'en mode de repos ($t_{CHr} = t_r$) :

$$W_{totalr_CH_12h} = W_{EQCHr} + W_{conso} \approx 96020 \text{ J}$$

L'énergie fournie par l'alimentation régulée pour cet essai est de :

$$W_{SimCHr} = P_{SimCHr} * t_{CHr} = 562 \cdot 10^3 \text{ J}$$

Le rendement global, noté η_{totalr_CH} , du module LiPV, dans le mode de fonctionnement en charge et pour les conditions de test, est alors de :

$$\eta_{totalr_CH_12h} = \frac{W_{SimCHr} - W_{totalr_CH_12h}}{W_{SimCHr}} * 100 = 82,9\%$$

Essai n°3 : version module LiPV 12 éléments en mode de décharge et système d'équilibrage à base de résistances shunt dissipatrices.

On définit le temps du mode de décharge, noté t_{DCH} égal au temps total de l'essai. Le temps d'équilibrage en mode de décharge, noté t_{EQDCHr} , est égal à la somme des temps d'équilibrage de chaque élément. Pendant toute la durée de l'essai, 2 éléments se sont rééquilibrés en permanence et 6 éléments se sont équilibrés de temps en temps, le temps d'équilibrage total résultant est donc de :

$$t_{EQDCHr} = 67440 \text{ s}$$

La puissance dissipée par un élément lors d'un équilibrage est égale à :

$$P_{EQr} = \frac{(< V_{Cell} >)^2}{R_{EQ}} = 167 \text{ mW}$$

Nous en déduisons l'énergie moyenne dissipée,

$$W_{EQDCHr} = P_{EQr} * t_{EQDCHr} \approx 11260 \text{ J.}$$

L'énergie totale consommé, notée W_{totalr_DCH} , par le module LiPV en mode de décharge pendant 12h est alors égale à :

$$W_{totalr_DCH} = W_{EQDCHr} + W_{conso} \approx 95960 \text{ J}$$

Essai n°4 : version module LAAS 6 éléments en mode de charge et système d'équilibrage à base de convertisseur buck-boost A.

On définit le temps du mode de charge, noté t_{CHc} , égal au temps total de l'essai, noté t_E . Le temps d'équilibrage en mode de charge t_{EQCHc} , est égal à somme du nombre d'équilibrage, noté N ($N = 2n$), n étant le nombre d'élément. Pendant environ 10h, 2 éléments se sont équilibrés toutes les 30s pendant 60s, le temps d'équilibrage résultant est donc :

$$t_{EQCHc} = 26100 \text{ s}$$

La consommation des cartes électroniques étant très différente si les systèmes d'équilibrage sont activés ou pas, il est important de distinguer les deux courants de consommation afin de pouvoir effectuer une comparaison. Connaissant le courant de consommation sans équilibrage, noté $I_{\text{consoSEQ_6élts}}$, nous pouvons déduire la puissance consommée sans équilibrage résultante :

$$P_{\text{consoSEQ_6élts}} = < V_{\text{bat}} > * I_{\text{consoSEQ_6élts}} = 1,73W$$

Pour information, $< V_{\text{bat}} > = 21,6V$ et $I_{\text{consoSEQ_6élts}} = 80mA$.

L'énergie correspondante consommée sans équilibrage est de :

$$W_{\text{consoSEQ_6élts}} = P_{\text{consoSEQ_6élts}} * (t_{\text{CHc}} - t_{\text{EQCHc}}) \approx 29580J$$

Connaissant le courant de consommation avec équilibrage, noté $I_{\text{consoEQ_6élts}}$, nous pouvons déduire la puissance consommée avec équilibrage résultante :

$$P_{\text{consoEQ_6élts}} = < V_{\text{bat}} > * I_{\text{consoEQ_6élts}} = 3,46W$$

Pour information, $< V_{\text{bat}} > = 21,6V$ et $I_{\text{consoEQ_6élts}} = 160mA$.

Avec une énergie consommée avec les fonctions d'équilibrage de :

$$W_{\text{consoEQ_6élts}} = P_{\text{consoEQ_6élts}} * t_{\text{EQCHc}} \approx 90300J$$

Le bilan de l'énergie consommée par les cartes électroniques avec et sans équilibrage pour cet essai est alors de :

$$W_{\text{total_conso_6élts}} = W_{\text{consoSEQ_6élts}} + W_{\text{consoEQ_6élts}} \approx 119880J$$

Les résultats prennent également en compte les pertes dans le convertisseur *buck-boost* lors de l'équilibrage se trouvant majoritairement dans les diodes Schottky dont la tension de seuil est de $V_f = 0.3V$, les pertes des MOSFET et de l'inductance sont

négligées. Les pertes énergétiques des composants de puissance pour cette structure de conversion et pour ces conditions de test sont alors estimées à :

$$W_{EQ_6\text{élts}} = 2(2V_f * < I_L >) * t_{EQCHc} \approx 1300J$$

L'énergie totale consommée, notée W_{totalc_CH} , par le système en mode de charge avec un équilibrage à convertisseur unitaire pendant 12h est alors égale à :

$$W_{totalc_CH_12h} = W_{total_conso_6\text{élts}} + W_{EQ_6\text{élts}} \approx 121180J$$

Nous avons évalué l'énergie fournie par l'alimentation pour réaliser la charge de la batterie et alimenter le module 6 éléments. Pour cet essai, l'énergie est de :

$$W_{SimCHc} = P_{SimCHc} * t_{CHc} = 346 \cdot 10^3 J$$

Avec $P_{simCHc} = 8W$.

Le rendement global, noté η_{totalc_CH} , de la version 6 éléments, dans le mode fonctionnement en charge et pour les conditions de test, est de :

$$\eta_{totalc_CH_12h} = \frac{W_{SimCHc} - W_{totalc_CH_12h}}{W_{SimCHc}} * 100 = 65\%$$

AUTHOR: Jean-François REYNAUD

TITLE: Research of optimal energy to charge and discharge advanced battery technology dedicated to photovoltaic applications.

DIRECTOR: Corinne ALONSO

PLACE AND DEFENSE DATE: LAAS-CNRS Toulouse, January, 4th, 2011.

ABSTRACT:

The need of a storage function associated with intermittent power sources provides a better balance between consumption and energy production. Today, energy storage is most of the time done with conventional batteries like lead acid technology mainly for reasons of cost, reliability and commercial availability. However, the lifetime of actual storage elements, the environmental impact and the low efficiency causes the search for alternative storage facilities with lifetimes compatible with applications and functions more flexible. Lithium-ion technology today seems to be a good compromise if it is associated with an electronic precision performing various functions.

This thesis focuses on optimizing lithium-ion technology used in renewable energy and the development of an associated electronics. The validation of this work has been done through photovoltaic conversion systems. The conversion efficiency of the assembly has been studied especially taking into account different charge and discharge profiles, aging and safety of batteries and the latest technological developments in battery. To validate management algorithms and qualify conversion chains, a specific test bench has been developed.

KEYWORDS: Optimization of energy conversion, photovoltaic generator, distributed architecture, energy storage, BMS, integrated autonomous power systems, Lithium-ion batteries.

DISCIPLINE ADMINISTRATIVE: Electrical Engineering.

LABORATORY ADDRESS: LAAS-CNRS, 7 Avenue du Colonel Roche, 31077, Toulouse, France.