



HAL
open science

Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome

Akassewa Tchapo Singo

► **To cite this version:**

Akassewa Tchapo Singo. Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome. Autre. Université Henri Poincaré - Nancy 1, 2010. Français. NNT : 2010NAN10027 . tel-01748214

HAL Id: tel-01748214

<https://hal.univ-lorraine.fr/tel-01748214v1>

Submitted on 29 Mar 2018

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

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



AVERTISSEMENT

Ce document est le fruit d'un long travail approuvé par le jury de soutenance et mis à disposition de l'ensemble de la communauté universitaire élargie.

Il est soumis à la propriété intellectuelle de l'auteur. Ceci implique une obligation de citation et de référencement lors de l'utilisation de ce document.

D'autre part, toute contrefaçon, plagiat, reproduction illicite encourt une poursuite pénale.

Contact : ddoc-theses-contact@univ-lorraine.fr

LIENS

Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 122. 4

Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 335.2- L 335.10

http://www.cfcopies.com/V2/leg/leg_droi.php

<http://www.culture.gouv.fr/culture/infos-pratiques/droits/protection.htm>

FACULTE DES SCIENCES & TECHNIQUES

U.F.R. Sciences & Techniques Mathématiques Informatiques Automatiques
Ecole Doctorale IAEM Lorraine
Département de Formation Doctorale Electronique-Electrotechnique

Thèse

présentée pour l'obtention du titre de

Docteur de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I

en Génie Electrique

par **Akassewa Tchapo SINGO**
Ingénieur ENSEM

**Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride
pour l'habitat énergétiquement autonome**

Soutenue publiquement le 3 février 2010

Membres du jury :

Président : Bernard MULTON, Pr. Laboratoire SATIE, Ker Lann

Rapporteurs : Seddik BACHA, Pr. Laboratoire G2ELab, Grenoble
Mohamed MACHMOUM, Pr. Laboratoire IREENA , Saint Nazaire

Examineurs : Jean-Paul GAUBERT, MCF Laboratoire LAll, Poitiers
André MARTINEZ, MCF Laboratoire LERPA, La Rochelle
Shahrokh SAADATE, Pr. Laboratoire GREEN, Nancy

REMERCIEMENTS

Cette thèse n'aurait pas été possible sans le soutien financier du Conseil Général de la Charente Maritime, je tiens à leur exprimer ici, toute ma reconnaissance pour la confiance placée en moi à travers cette bourse doctorale.

Toute ma reconnaissance va aussi à M. Breuil, Directeur de la Recherche de l'EIGSI de La Rochelle pour m'avoir accueilli durant mes trois années de thèse.

A MM. Shahrokh Saadate et André Martinez, mes co-directeurs de thèse, merci pour votre encadrement, vos connaissances techniques et humaines m'ont permis d'arriver à bon port. Je vous remercie aussi pour les multiples relectures du manuscrit et l'entière disponibilité dont vous avez fait preuve à chaque fois que j'ai eu besoin de vous.

Je tiens à remercier Stéphane Raël, mon troisième encadrant pour son attention et sa précieuse aide lors de la mise en place du banc d'expérimentation, un grand merci aussi à toute l'équipe du LAII de Poitiers pour leur accueil durant les semaines passées avec eux.

Je remercie les membres du jury, MM. Sedik Bacha et Mohamed Machmoum, rapporteurs de ma thèse, ainsi que MM. Bernard Multon et Jean-Paul Gaubert, pour avoir accepté d'évaluer mon travail ainsi que pour leurs remarques constructives.

Durant une thèse, un facteur non moins important pour la réussite des travaux est le facteur humain. A cet effet, je tiens à remercier tous mes collègues de labo à La Rochelle et à Nancy : Tatiana, Anna, Mohamed, Dhaker, Habib, Mathieu, Franck, Arnaud, pour la bonne ambiance et l'entente qui ont régné durant ces quelques années.

Il n'y a pas que la thèse dans une vie de doctorant, alors un grand merci à la JLB (Big Lio, Le Pouilleux, Serge, Jack Bauer, Baud, Bottes...), à Cédric, Bertin, Segno, Seko, Laky, Nadine, Christian, Marie-Christelle... merci d'avoir été là et merci à tous ceux que j'aurais pu oublier de citer ici.

Enfin, merci à ma famille, à vous qui m'avez soutenu et avez su être mon inspiration quand j'avais des baisses de régime. Merci à Dénise et Waste, Valérie et Dieudonné, Françoise et Bertin, à Papa, Assétina, Hilmata, Amata et Waké, et merci à toi Maman, même si tu n'es plus parmi nous, ton œuvre continue.

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	5
INTRODUCTION GENERALE.....	1
1. L'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE : PRODUCTION ET STOCKAGE	5
1-1. Introduction	7
1-2. Production de l'énergie électrique photovoltaïque.....	8
1-2-1. Le rayonnement solaire	8
1-2-2. Le générateur photovoltaïque	10
1-3. Synthèse des différents dispositifs de stockage	21
1-3-1. Caractéristiques déterminant le choix d'une technologie de stockage	21
1-3-2. Moyens de stockage, comparaison	22
1-4. Stockage de l'énergie électrique photovoltaïque.....	25
1-4-1. Principe du stockage hybride dans les systèmes électriques.....	25
1-4-2. Batteries au plomb : fonctionnement et performances.....	27
1-4-3. Stockage électrique : les supercapacités	31
1-5. Conclusions	35
2. MODELISATION DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE AVEC STOCKAGE	37
2-1. Introduction	39
2-2. Synthèse des architectures de systèmes photovoltaïques autonomes	39
2-2-1. Alimentation directe sans transformation	40
2-2-2. Alimentation directe avec transformation	40
2-2-3. Système autonome avec stockage	40
2-3. Dimensionnement énergétique du système photovoltaïque.....	41
2-3-1. Profil de consommation.....	41
2-3-2. L'ensoleillement.....	42
2-3-3. Dimensionnement du système PV.....	43
2-4. Modélisation des composants du système.....	45
2-4-1. Le générateur photovoltaïque	45

2-4-2. Les convertisseurs d'énergie.....	48
2-4-3. Le dispositif de stockage	53
2-4-4. Le système de supervision	56
2-5. Simulation du système photovoltaïque : évaluation des performances du système de stockage.....	58
2-5-1. Caractéristiques du système PV autonome.....	58
2-5-2. Simulation du système complet sous Matlab-Simulink.....	59
2-6. Conclusions	67

3. OPTIMISATION DE LA GESTION D'ENERGIE DANS LE SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE COMPLET 69

3-1. Introduction	71
3-2. Recherche du point de puissance maximale du générateur photovoltaïque.....	71
3-2-1. Synthèse des différentes techniques de maximisation de la puissance	71
3-2-2. Développement d'un algorithme de maximisation de la puissance à pas auto-adaptatif	78
3-3. Mise en œuvre du stockage hybride.....	85
3-3-1. Configuration du système de stockage.....	85
3-3-2. Modélisation et dimensionnement des supercapacités	85
3-4. Simulation du système photovoltaïque avec stockage hybride	88
3-4-1. Amélioration du système de supervision	88
3-4-2. Etude comparative des deux types de stockage	91
3-5. Conclusions	95

4. MISE EN ŒUVRE EXPERIMENTALE 97

4-1. Introduction	99
4-2. Développement d'un banc d'essai expérimental	99
4-2-1. Les panneaux photovoltaïques	100
4-2-2. Chargeur de batterie et algorithme MPPT	101
4-2-3. Gestion des supercapacités	106
4-2-4. Mise en œuvre de la charge variable	108
4-2-5. Module de supervision	110
4-3. Performances du banc d'essai	112
4-3-1. Performances de l'algorithme MPPT	116

4-3-2. Mise en évidence du bénéfice des supercapacités	118
4-4. Conclusions	121
CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES	123
PUBLICATIONS DU DOCTORANT	129
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	133

GLOSSAIRE

AGM :	Absorbent Glass Mat
AIE :	Agence Internationale de l'Énergie
Aut :	Nombre de jour d'autonomie des batteries
B_j :	Besoins énergétiques journaliers [Wh]
CAES :	Compressed Air Energy Storage
C_b :	Capacité nominale des batteries [Ah]
CIEMAT :	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
d_{mppt} :	Rapport cyclique du convertisseur MPPT
D₀ :	Rapport cyclique moyen
D_b :	Profondeur de décharge des batteries
EDC :	Etat de Charge
EDF :	Electricité de France
E_j :	Rayonnement moyen quotidien
ERDF :	Electricité Réseau Distribution France
FES :	Flywheel Energy Storage
FF :	Facteur de Forme
GREEN :	Groupe de Recherche en Electrotechnique et Electronique de Nancy
HVD :	High Voltage Disconnect
I_{bat} :	Courant dans les batteries
I_{cel} :	Courant débité par une cellule photovoltaïque
I_{mod} :	Courant débité par un module photovoltaïque
I_{phm} :	Courant de court circuit du module
I_{pv} :	Courant total débité par les panneaux photovoltaïques
I_S :	Courant de saturation inverse de la diode
k :	Coefficient correcteur de l'algorithme MPPT auto-adaptatif
k=1,38 10⁻²³J.K⁻¹	Constante de Boltzmann'
LAII :	Laboratoire d'Automatique et d'Informatique Industrielle de Poitiers
MPPT :	Maximum Power Point Tracking
Mtep :	Mégatonne équivalent pétrole
N_A [cm⁻³] :	Concentration des trous
N_{cycl} :	Nombre maximal de cycles de charge/décharge ou cyclabilité
N_D [cm⁻³] :	Concentration des donneurs d'électron
n_i [cm⁻³] :	Concentration intrinsèque,
N_p :	Nombre de cellules connectées en parallèle
N_s :	Nombre de cellules connectées en série
P&O :	Perturb & Observe
PAC :	Pile à combustible
P_{av} :	Puissance disponible pour charger les batteries
P_c :	Puissance crête des panneaux photovoltaïques
P_{cons} :	Puissance demandée par le consommateur
P_{max} :	Puissance maximale de charge ou de décharge du système de stockage
P_{mpp} :	Puissance maximale théorique pouvant être fournie par la panneaux,
P_{pv} :	Puissance fournie par les panneaux photovoltaïques
P_{pv_av} :	Puissance moyenne fournie par les panneaux

PV :	Photovoltaïque
q :	Charge élémentaire d'un électron
Q_d :	Quantité de charge manquante par rapport à Cbat.
SLI :	Starting Lighting Ignition
SMES :	Superconducting Magnetic Energy Storage
T [°K] :	Température absolue
U_{bat} :	Tension nominale des batteries
V1 :	Seuil bas de coupure du protocole de charge des batteries
V2 :	Seuil bas de reconnexion du protocole de charge des batteries
V3 :	Seuil haut de reconnexion du protocole de charge des batteries
V4 :	Seuil haut de coupure du protocole de charge des batteries
V_{batt} :	Tension aux bornes des batteries
V_{cel} :	Tension aux bornes d'une cellule photovoltaïque
V_{chbmax} :	Tension limite haute de la bande d'hystérésis du chargeur de batteries
V_{chbmin} :	Tension limite basse de la bande d'hystérésis du chargeur de batteries
V_{chbopt} :	Tension optimale de charge des batteries
V_{com} :	Tension en circuit ouvert du module.
V_D :	Tension de diffusion sur une jonction
V_{in} :	Tension en entrée du convertisseur boost
V_{mod} :	Tension aux bornes du module photovoltaïque
V_{mpp} :	Tension au point de puissance maximale
V_{out} :	Tension en sortie du convertisseur boost
V_{pv} :	Tension aux bornes des panneaux photovoltaïques
VRLA :	Valve Regulated Lead-Acid
V_T :	Potentiel thermique
V_{ucap} :	Tension aux bornes des supercapacités
W_c :	Watt crête
W_{stoc} :	Capacité énergétique en Wh du système de stockage
η_{mppt} :	Rendement de l'algorithme MPPT
η_b :	Rendement énergétique des batteries
η_i :	Rendement électrique de l'installation (tenant compte des différentes pertes et des convertisseurs)

A ma mère,

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Avec l'arrivée du nouveau millénaire, les débats sur l'avenir énergétique de la planète se sont intensifiés compte tenu des besoins sans cesse croissants dans le domaine et les conséquences que cela peut engendrer à moyen terme. En effet, l'évolution démographique et le développement de certaines zones géographiques, l'Asie aujourd'hui, l'Amérique Latine et la Russie demain, laissent présager une augmentation considérable de la consommation en énergie. A ce rythme, les réserves en énergies fossiles ne pourront assurer les besoins que pour quelques décennies encore, entraînant des situations de pénurie dont les prémices se sont faites ressentir à travers la crise du pétrole de ces deux dernières années. Les gisements de ressources énergétiques d'origines fossiles, même si elles offrent une alternative à court/moyen terme, posent quant à elles de réels problèmes environnementaux liés au traitement des déchets radioactifs et au démantèlement des centrales nucléaires obsolètes.

Une première piste à cette crise annoncée étant la diminution de la consommation énergétique, c'est ainsi que sont apparus sur le marché, ces dernières années, des appareils de faible consommation de classe A ou A+ (réfrigérateurs, laves linge, ampoules basse consommation, ...). En parallèle, il faut développer de nouvelles sources d'énergie propres et renouvelables. A ce sujet, le soleil, le vent, la biomasse, la mer, ... apparaissent comme des énergies inépuisables et facilement exploitables. Ainsi, d'après l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), si l'on prend l'exemple du soleil, une surface de 145000km² (4% de la surface des déserts arides) de panneaux photovoltaïques (PV) suffirait à couvrir la totalité des besoins énergétiques mondiaux.

Au-delà de toutes considérations hypothétiques, il apparaît que le photovoltaïque se présente comme une solution d'avenir car il offre une multitude d'avantages :

- la production de cette électricité renouvelable n'émet pas de gaz à effet de serre, il faut cependant réduire l'impact environnemental de la fabrication du système,
- la lumière du soleil étant disponible partout et quasi-inépuisable, l'énergie photovoltaïque est exploitable aussi bien en montagne, dans un village isolé que dans le centre d'une grande ville, et aussi bien au Sud que dans le Nord,
- l'électricité photovoltaïque peut être produite au plus près de son lieu de consommation, de manière décentralisée, directement chez l'utilisateur, ce qui la rend accessible à une grande partie de la population mondiale.

Le caractère écologique du photovoltaïque peut aussi être mis en avant par rapport à d'autres moyens de production : contrairement à ce que l'on peut croire, une installation rembourse l'énergie nécessaire à sa fabrication dans un délai de 1 à 3 ans suivant l'ensoleillement du site (source Agence Internationale de l'Energie) et de surcroit, permet d'économiser entre 1,4 et 3 tonnes de CO₂ au cours de sa durée de vie pour 1 kWc installé. Dans un contexte de crise énergétique mondial et de réchauffement climatique, il est dès lors aisé de comprendre l'engouement des gouvernements à encourager l'installation de systèmes photovoltaïques. Ainsi, le marché mondial se verra multiplier par cinq d'ici les dix prochaines années ; en France, selon les derniers chiffres EDF-ERDF, le parc photovoltaïque raccordé au réseau est passé de 24,48 MWc à 68,8 MWc entre 2007 et 2008. Même si le

marché photovoltaïque français tarde à décoller réellement, selon les prévisions, l'électricité d'origine photovoltaïque sera compétitive par rapport aux autres sources de production vers 2020.

Les performances à grande échelle citées plus haut sont très attractives, mais avant de les atteindre, il faudra s'affranchir de certaines contraintes en optimisant le fonctionnement global d'un système photovoltaïque. Ainsi, en revenant à une plus petite échelle et en considérant un site de production décentralisée autonome, il faudra notamment s'affranchir du caractère intermittent de la fourniture d'énergie tout en permettant aux panneaux photovoltaïques de fonctionner dans des conditions optimales.

C'est dans cette problématique que se situe cette thèse : concevoir et optimiser un système photovoltaïque énergétiquement autonome. En effet, la surproduction d'énergies photovoltaïques est revendue actuellement à un réseau d'énergie, alternative qui risque fort dans un avenir proche de se révéler moins rentable qu'actuellement (diminution ou suppression des tarifs de rachat).

Pour parvenir à cet objectif, il faudra s'affranchir des deux principaux problèmes liés à la production d'énergie photovoltaïque en site isolé qui sont la difficulté de fonctionnement suivant un point optimal et le stockage efficace [I-1] de l'énergie produite. En effet, du fait du caractère non linéaire de la caractéristique des panneaux photovoltaïques, leur tension dépend fortement de la charge connectée. Pour corriger ce problème, des dispositifs MPPT (Maximum Power Point Tracking) permettent aux panneaux de fonctionner dans des conditions optimales et ainsi d'extraire le maximum de puissance. S'agissant du problème lié au stockage, l'utilisation des batteries au plomb est très répandue dans le domaine et permet d'atteindre un rapport performance/coût assez intéressant. Malheureusement lorsque ces dernières sont soumises à des conditions d'utilisation extrêmes (fort courant de décharge par exemple), leur performance se dégrade rapidement. Dès lors, l'utilisation d'une source hybride de stockage s'avère judicieuse ; les batteries seront dédiées à leur rôle traditionnel de stockage et de fourniture d'énergie tandis que la source associée permettrait de faire face aux forts appels de courant.

Des travaux dans le domaine des sources hybrides ont permis de montrer que les supercapacités sont des composants parfaitement adaptés à cette technique : P. Rodatz *et al.* [I-1] ont présenté des résultats expérimentaux d'un système hybride combinant une pile à combustible PEM (40 kW, 150 A) et un module de supercapacités (5,67 F, 250 A, 360 V) associés à un moteur alternatif de 45 kW. Ces travaux ont mis en évidence l'intérêt des supercapacités qui absorbaient les transitoires dus à la machine et permettaient ainsi de pallier à un des principaux points faibles des piles à combustible, leur limitation dynamique. Dans la même optique, S. H. Choi *et al.* [I-3] et A. Burke [I-4] ont montré que les supercapacités permettaient de fournir ou absorber la puissance lors des échelons de charge (niveau élevé d'énergie dans un temps très court suite à une accélération ou freinage d'un moteur électrique par exemple). Plus proche de notre système photovoltaïque avec stockage, J. W. Dixon *et al.* [I-5] ont présenté un véhicule hybride avec batteries/supercapacités (20 F, 300 V, 200 A) d'une puissance de 32 kW. Les supercapacités étaient surtout utilisées lors des grandes accélérations et des grands ralentissements du véhicule avec à la clé des pertes minimales d'énergie, et des dégradations bien moindres des batteries.

Cette thèse présente ainsi un système photovoltaïque autonome alliant un algorithme MPPT optimisé et une source de stockage hybride efficace. Dans le chapitre 1, nous rappellerons le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque et présenterons les différents facteurs pouvant affecter son fonctionnement ; une étude sera aussi consacrée aux différentes sources de stockage. Enfin, une étude détaillée des batteries au plomb et des supercapacités permettra à travers des comparaisons, de montrer l'intérêt de leur association en vue de créer une source hybride.

Dans le chapitre 2, nous présenterons la conception et la mise au point d'un système photovoltaïque autonome avec stockage. Les modèles des différents composants seront présentés en détail. A travers ce chapitre, nous montrerons l'autonomie du système grâce à un bon dimensionnement du stockage. Des tests, en dernière partie, permettront de montrer les limites des batteries face à de fortes sollicitations de puissance.

Dans le chapitre 3, des solutions seront apportées aux problèmes énumérés plus haut. Après une présentation de différentes techniques MPPT, nous présenterons l'algorithme à pas auto adaptif développé dans le cadre de nos travaux. Des résultats de tests expérimentaux de l'algorithme, effectués au LAll de Poitiers, seront aussi présentés dans ce chapitre. La mise en œuvre du stockage hybride et son intégration au système permettront de montrer l'intérêt de l'utilisation des supercapacités.

Enfin, pour finir, nous présenterons dans le chapitre 4, la conception et la mise en œuvre d'un banc photovoltaïque énergétiquement autonome avec un stockage hybride composé de batteries et de supercapacités. Le banc d'essai qui a été mis en œuvre au GREEN d'une puissance de 1 kW avec une tension de bus continu de 72 V assurée par les batteries, permettra de valider expérimentalement les différents algorithmes développés. Il comporte six panneaux photovoltaïques, un banc de supercapacités (2 x 500 F, 16V), six batteries au plomb (12 V, 92 Ah), trois convertisseurs de liaison avec le bus continu respectivement dédiés aux panneaux PV, aux supercapacités et à la charge qui est constituée d'une résistance de puissance de 4 kW.

Finalement, nous terminerons ce manuscrit par les conclusions générales et quelques perspectives pour des travaux futurs dans ce domaine.

1. L'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE : PRODUCTION ET STOCKAGE

1-1. Introduction

Au rythme de la consommation actuelle des ressources énergétiques les gisements d'énergies fossiles (charbon, pétrole et gaz) et fissiles (uranium), même selon les scénarios les plus extrêmes, ne représentent plus que quelques dizaines d'années ou au mieux un peu plus d'un siècle pour le cas du charbon. La situation est d'autant plus alarmante que la demande énergétique va en grandissant. Le photovoltaïque, ayant comme source le soleil (énergie quasi inépuisable à l'échelle humaine), se positionne comme une solution à l'épuisement des ressources d'énergies fossiles. Malheureusement, bien que la production d'énergie renouvelable soit en forte expansion ces dernières années, plus de 80% de la production d'énergie en France provient encore des énergies fossiles et fissiles [1.1]. D'après la figure 1.1., sur les 273 Mtep produits en 2006, les énergies renouvelables (géothermique, solaire et éoliens) ne fournissent que 0,1%, chiffre qui peut sembler dérisoire mais en continuelle évolution (+30% par an d'après les chiffres de EDF). En effet, au-delà du caractère « propre » des énergies renouvelables, ces dernières présentent l'avantage de pouvoir être produites par de petits systèmes isolés appelés système de production décentralisée.

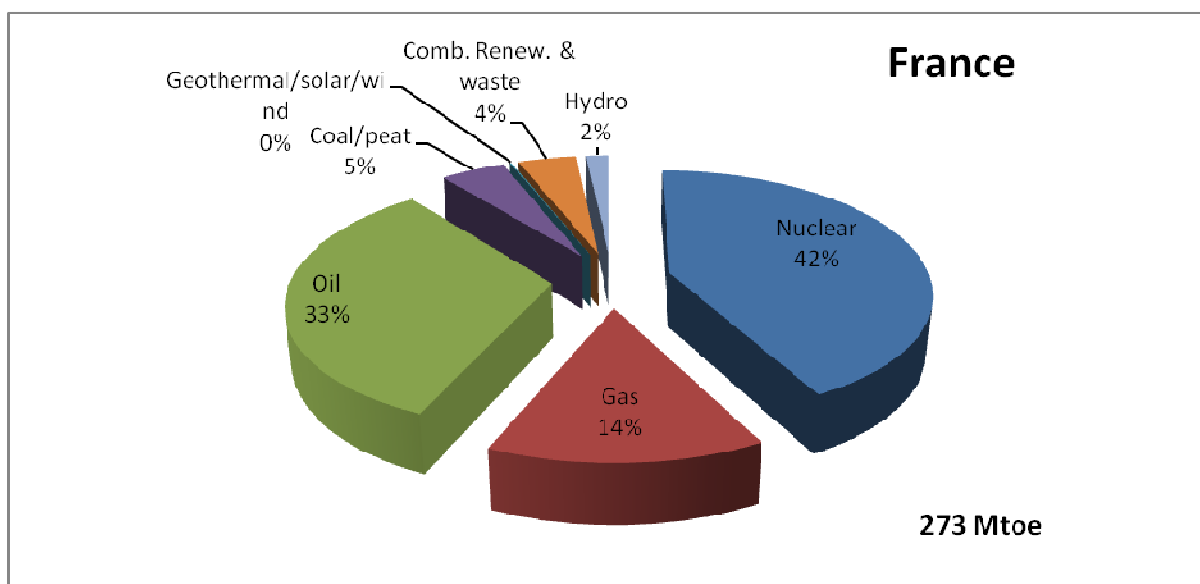


Fig. 1.1. Part d'approvisionnement en énergie primaire total en 2006 en France (source Agence Internationale de l'Énergie)

Dans le cas du photovoltaïque, suivant la proximité d'un réseau électrique ou non [1.2 – 1.3] et afin d'assurer la continuité de la fourniture d'énergie électrique, il sera parfois nécessaire d'ajouter un système de stockage.

Dans ce chapitre, avant de détailler la production de l'énergie solaire photovoltaïque, il nous semble opportun de décrire le principe photovoltaïque permettant de transformer la lumière en électricité ainsi que les différents paramètres pouvant influencer son fonctionnement. Nous procéderons aussi à une étude approfondie des différents moyens de stockage d'énergie et en dernière partie, une étude détaillée sera consacrée aux deux moyens de stockage choisis pour notre étude.

1-2. Production de l'énergie électrique photovoltaïque

1-2-1. Le rayonnement solaire

Le rayonnement émis par le soleil comporte des ondes électromagnétiques dont une partie, appelée le rayonnement solaire, ne cesse de parvenir à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre. En raison de la valeur prise par la température superficielle du soleil environ 5800°K, l'énergie de rayonnement électromagnétique transmise à la terre provient essentiellement de l'émission d'ondes lumineuses qui se situent dans le visible (entre 0,4 et 0,7 μm de longueur d'onde environ) et le proche infrarouge (entre 0,7 et 4 μm environ) ; cette énergie, moyennée sur une année et sur l'ensemble de la limite supérieure de l'atmosphère, correspond à un éclairage de quelque 340 W.m^{-2} . Mais sur cette quantité d'éclairage qu'apporte le soleil au système terre-atmosphère, environ 100 W.m^{-2} sont réfléchis vers l'espace : le reste est absorbé, pour un tiers par l'atmosphère et pour les deux tiers par la surface terrestre [1.4].

Tout d'abord, près du quart de cet éclairage incident est réfléchi dans l'espace par l'atmosphère : pareille réflexion est essentiellement le fait des nuages (environ 65 W.m^{-2}), le reste étant dû aux autres constituants atmosphériques — gaz et aérosols — qui réfléchissent environ 15 W.m^{-2} . En outre, l'atmosphère et ses nuages prélèvent par absorption 80 W.m^{-2} environ sur l'éclairage solaire : restent donc approximativement 180 W.m^{-2} qui parviennent à la surface terrestre au terme d'une transmission dont à peu près les deux tiers se font directement, le reste s'effectuant par diffusion vers le bas ; c'est grâce à ce rayonnement diffus que l'on peut voir sans interruption pendant le jour, même quand les nuages cachent le soleil .

On assiste à un processus assez complexe d'interaction entre diffusion vers le bas et réflexion : la surface terrestre, possédant un albédo moyen élevé (l'albédo est la fraction d'un rayonnement incident diffusée ou réfléchi par un obstacle), devrait renvoyer dans l'atmosphère environ 50 W.m^{-2} sur les quelque 180 W.m^{-2} incidents ; mais en fait, la majeure partie de l'éclairage qu'elle réfléchit ainsi lui revient tôt ou tard par diffusion vers le bas depuis le milieu atmosphérique et s'ajoute partiellement aux 130 W.m^{-2} de rayonnement solaire non réfléchis à son contact. Bien qu'il n'existe pas dans la réalité deux instants distincts pour l'absorption par la surface terrestre, mais un phénomène continu d'absorption du rayonnement solaire, on peut résumer le processus précédent en disant que tout se passe comme si les 50 W.m^{-2} réfléchis par cette surface se répartissaient entre 20 W.m^{-2} définitivement renvoyés vers l'espace interplanétaire après diffusion vers le haut à travers l'atmosphère et 30 W.m^{-2} retournant à la surface terrestre après diffusion différée vers le bas. Ces 30 W.m^{-2} s'ajoutent aux 130 W.m^{-2} initialement non réfléchis pour constituer approximativement les 160 W.m^{-2} — pratiquement la moitié du rayonnement solaire — qu'absorbe la surface terrestre.

En ramenant toutes les couches de l'atmosphère dans des conditions normales ($P= 1013$ mbar et $t= 25^\circ\text{C}$), on a défini une atmosphère standard d'épaisseur verticale moyenne de 7,8 km prise pour référence unité et formée de couches planes et stratifiées composées par les divers gaz comme l'azote (couche de 6 150 m), l'oxygène (1 650 m), l'argon (74 m), le gaz carbonique (24 m)... L'eau est représentée par une couche d'épaisseur variable de quelques dizaines de mètres pour la vapeur et de quelques centimètres pour le liquide.

De là on introduit le nombre d'air masse m qui permet de tenir compte de l'épaisseur de l'atmosphère traversé par les rayons solaires suivant l'inclinaison du soleil [1.5].

$$m = \frac{p}{1013} \cdot \frac{1}{\sin A} \cdot \exp\left(-\frac{z}{7,8}\right) \quad (1.1)$$

Avec p (N.m²) pression

A (°) élévation du soleil sur l'horizon (90° au zénith)

z (km) altitude

Ainsi, au niveau de la mer ($z=7800$ m),

$$m \approx \frac{1}{\sin A} \quad (1.2)$$

Et on dit qu'on a les conditions AM1 lorsque le soleil est au zénith, AM2 lorsqu'on a une inclinaison de 30°.

Hors atmosphère à haute altitude, on est dans les conditions AM0.

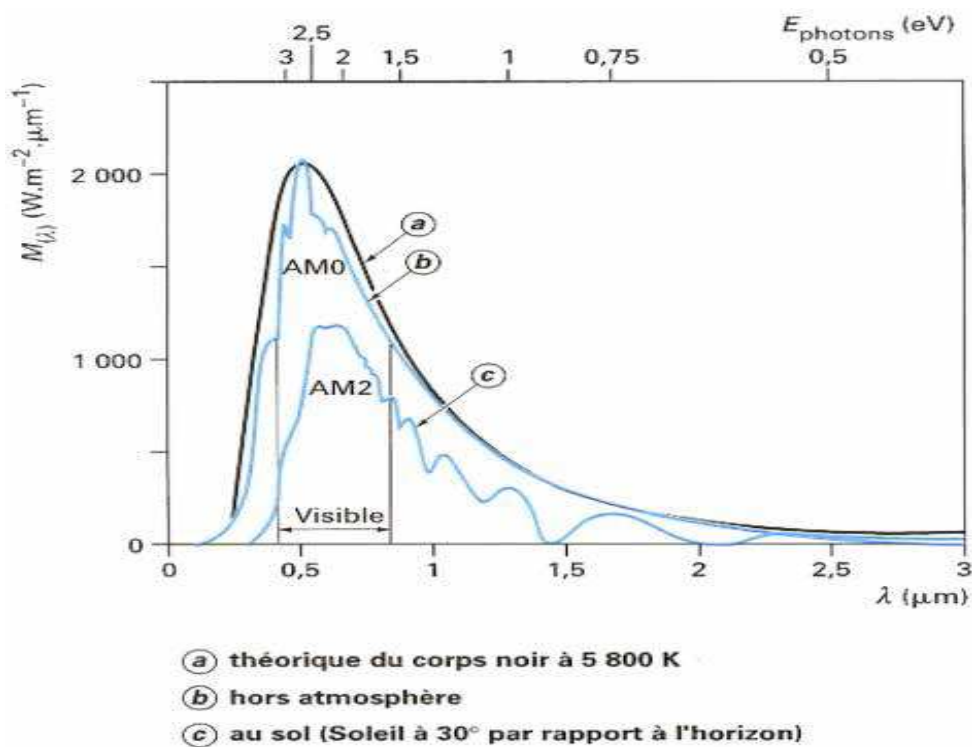


Fig. 1.2. Spectre solaire [1.7]

Il est important de comprendre les deux aspects recouverts par le concept de nombre d'air masse. D'une part, il caractérise la puissance transportée par le rayonnement solaire ($1353 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ pour AM0, $833 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ pour AM1,5) et d'autre part, il sert à définir un spectre de référence pour calibrer les cellules étalons destinées à qualifier les performances des dispositifs photovoltaïques. Ainsi les conditions standards de qualification des cellules sont un spectre AM1,5, une puissance incidente de $1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ et une température de 25°C. Sauf indication contraire, c'est pour de telles conditions que doivent être fournies les performances et spécifications d'un dispositif photovoltaïque donné.

1-2-2. Le générateur photovoltaïque

La cellule photovoltaïque ou encore photopile est l'élément constitutif des modules photovoltaïques. Un panneau photovoltaïque est constitué de plusieurs modules, ces derniers étant constitués de plusieurs cellules en série afin d'obtenir une tension souhaitée.

Le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque consiste en une conversion d'énergie lumineuse (solaire) en énergie électrique : c'est l'effet photovoltaïque, une des propriétés électriques des semi-conducteurs [1.6].

1-2-2-1. Principe photovoltaïque

a- Jonction PN

Une jonction P-N est créée par la mise en contact d'un semi-conducteur dopé N (donneurs d'électron) et d'un semi-conducteur dopé P (composé de trous). L'interface entre ces deux régions s'appelle une jonction.

Pour réaliser des cellules photovoltaïques, il existe trois configurations de jonctions :

- une jonction PN (homo-jonction, i.e. : les deux régions sont constituées d'un même matériau semi-conducteur, du silicium dans la majorité des cas)
- une hétérojonction (jonction entre deux semi-conducteurs différents)
- une jonction métal-semi-conducteur.

Dans ces trois configurations, les phénomènes physiques intervenant dans le fonctionnement des cellules photovoltaïques sont similaires [1.7].

Les électrons de la jonction se déplacent vers la région P et les trous vers la région N. Il ne reste que des atomes ionisés fixes. Cette zone (dite de déplétion) de porteurs libres est appelée « zone de charge d'espace » créant un champ électrique. En dehors, le champ électrique est nul.

Dans une homojonction à l'équilibre thermodynamique, à la frontière des deux régions, il s'est formé pendant le processus de déplétion, une barrière de potentiel (V_D) (tension de diffusion).

$$V_D = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{N_D N_A}{n_i^2} \right) \quad (1.3)$$

V_D [V]	tension de diffusion sur une jonction,
$k=1,380662 \cdot 10^{-23} \text{J.K}^{-1}$	constante de Boltzmann,
T [°K]	température absolue du cristal,
$q = 1,602 \cdot 10^{-19} \text{C}$	charge élémentaire,
N_D [cm^{-3}]	concentration des donneurs,
N_A [cm^{-3}]	concentration des trous,
n_i [cm^{-3}]	concentration intrinsèque,

avec $V_T = kT/q = 26 \text{ mV}$ à la température ambiante.

Les cellules solaires photovoltaïques sont souvent des jonctions dissymétriques, c'est-à-dire qu'un dopage est plus fort que l'autre. Dans ce cas, la zone de charge d'espace se trouve pratiquement dans la région la plus faiblement dopée.

b- Production d'électricité

La cellule solaire est le lieu où la conversion d'énergie lumineuse en énergie électrique se produit. La puissance électrique résultant de cette conversion dépend du flux et de la répartition spectrale de l'énergie spectrale.

Dans une cellule photovoltaïque basée sur une jonction PN une excitation lumineuse crée, aux alentours de la jonction, des paires électron-trou qui se déplacent sous l'influence du champ électrique de la jonction.

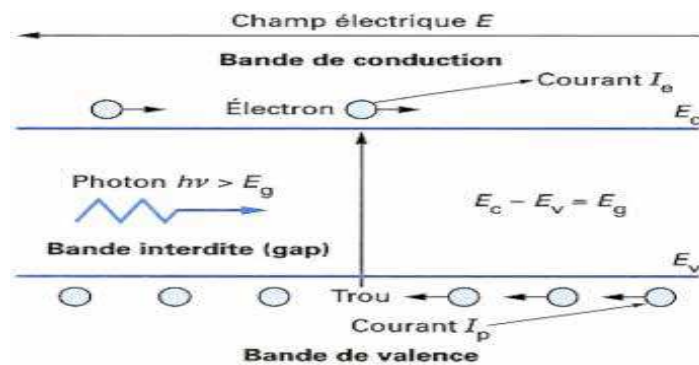


Fig. 1.3. Principe de la conversion photon-électron dans un système à deux niveaux d'énergie [1.7]

c- Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

La naissance d'une différence de potentiel lorsque les porteurs de charges sont créés dans les environs de la jonction par excitation lumineuse, permet à la cellule de fonctionner comme un générateur électrique quand les deux faces de la cellule sont électriquement reliées à une charge, par exemple une résistance R .

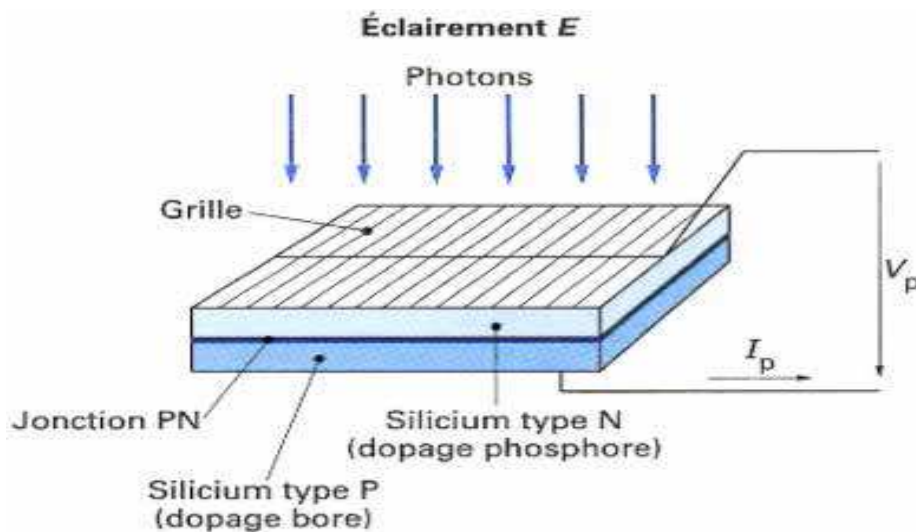


Fig. 1.4. Production d'électricité par la séparation électron-trou [1.7]

Les contacts de la face éclairée de la cellule ont la structure d'une grille afin de n'occulter qu'une faible partie de la surface (5 à 10%). La face arrière peut être entièrement métallisée. Afin de réduire les pertes par réflexion du rayonnement incident, une couche antireflet recouvre uniformément toute la face avant.

La puissance maximale pouvant être délivrée par le module photovoltaïque est définie sur sa caractéristique I-V par le point de puissance maximale (MPP en anglais, Maximum Power Point). Une transformation de la caractéristique de la charge connectée permet donc de bénéficier du maximum de puissance du module.

1-2-2-2. Modélisation d'une cellule photovoltaïque

➤ Générateur photovoltaïque idéal

Une cellule photovoltaïque peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant I_{ph} proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode qui correspond à l'aire de transition p-n de la cellule PV. Si l'on connecte une charge résistive aux bornes du générateur photovoltaïque, ce dernier y débite une part de courant I et le reste, le courant I_D , dans la diode. On a alors la relation :

$$I = I_{ph} - I_D \quad (1.4)$$

Pour un générateur PV idéal, la tension aux bornes de la résistance est égale à celle aux bornes de la diode :

$$V = V_D \quad (1.5)$$

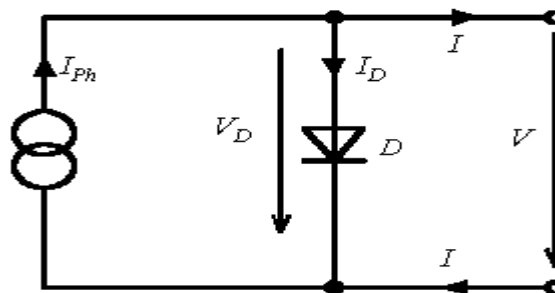


Fig. 1.5. Modèle simplifié d'une cellule PV

La diode étant un élément non linéaire, sa caractéristique I-V est donnée par la relation :

$$I_D = I_s \left(\exp\left(\frac{V_D}{V_T}\right) - 1 \right) \quad (1.6)$$

Avec

I_s courant de saturation inverse de la diode

$V_T = kT/q$, potentiel thermique

Le courant débité équivaut à :

$$I = I_{ph} - I_D = I_{ph} - I_s \left(\exp\left(\frac{V_D}{V_T}\right) - 1 \right) \quad (1.7)$$

Ce modèle reste théorique et ne rend pas compte du comportement d'une cellule photovoltaïque dans des conditions réelles. Toutefois, il reste valable sous certaines hypothèses (non prise en compte de perte de tension, courant de fuite...). Il existe d'autres modèles, certes théoriques, mais qui rendent plus fidèlement compte du comportement de la cellule photovoltaïque.

➤ *Générateur photovoltaïque "réel"*

Le modèle photovoltaïque précédent ne rendait pas compte de tous les phénomènes présents lors de la conversion d'énergie lumineuse. En effet, dans le cas réel, on observe une perte de tension en sortie ainsi que des courants de fuite. On modélise donc cette perte de tension par une résistance en série R_s et les courants de fuite par une résistance en parallèle R_p [1.8].

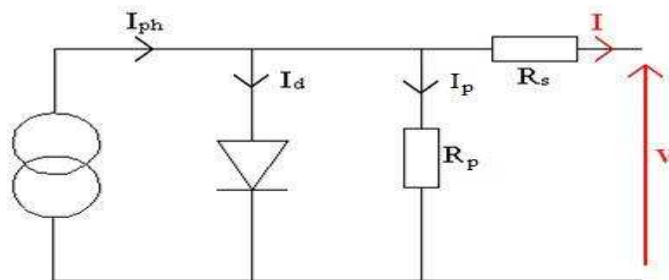


Fig. 1.6. Modèle de la cellule PV avec prise en compte de perte en tension et courant de fuite

On a :

$$I = I_{ph} - I_D - I_p \quad (1.8)$$

$$I_p = \frac{V_D}{R_p} = \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} \quad (1.9)$$

$$0 = I_{ph} - I_s \cdot \left(\exp\left(\frac{V + I \cdot R_s}{m \cdot V_T}\right) - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_s}{R_p} - I \quad (1.10)$$

Nous obtenons une équation implicite en I et U qui peut être résolue grâce à une méthode numérique (la méthode de Newton-Raphson par exemple).

➤ *Caractéristiques de la cellule photovoltaïque*

La comparaison entre la caractéristique I-V des modèles ci-dessus et celle d'une cellule polycristalline réelle est représentée en figure 1.7. Nous pouvons remarquer que, dans la zone de fonctionnement de la cellule, la caractéristique I-V du modèle simplifié (fig. 1.5.) présente des écarts non négligeables par rapport à celle d'une cellule PV réelle ; avec un même modèle à diode réelle ($m>1$), on se rapproche de la caractéristique de la cellule réelle. Enfin, on obtient une caractéristique encore plus précise grâce au modèle complet de la cellule réelle (fig. 1.6.).

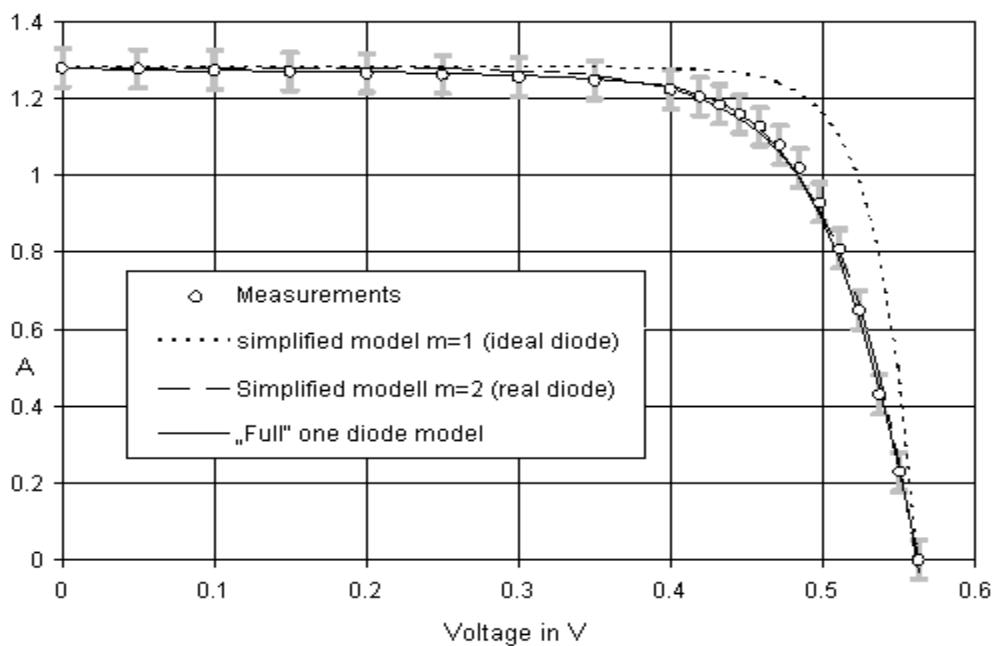


Fig. 1.7. Caractéristique I-V d'une cellule PV, ensoleillement $E=430W/m^2$, température $T=300K$ (source <http://emsolar.ee.tu-berlin.de/lehre/english/pv1/>)

Le courant inverse dans la cellule ou courant d'obscurité est mis en évidence sur la figure suivante 1.8. Pour cela, on applique une tension aux bornes de la cellule. Pour une tension positive, la diode est dans un état passant ; pour une tension négative, elle reste bloquée jusqu'à -15V, puis passe lentement à l'état passant. On observe à ce niveau une dissipation d'énergie sous forme de chaleur pouvant causer des dommages irréversibles sur la cellule.

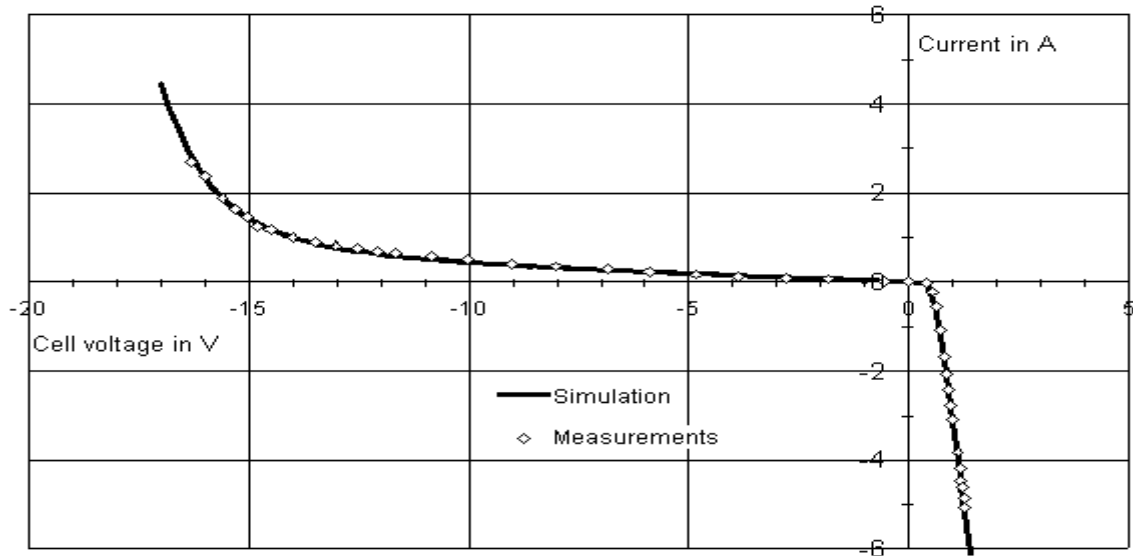


Fig. 1.8. : Mise en évidence du courant inverse dans une cellule PV (source <http://emsolar.ee.tu-berlin.de/lehre/english/pv1/>)

Dans un système PV, ce courant inverse peut s'établir s'il arrivait que les sources de stockage se déchargent dans les modules durant la nuit. Il est donc nécessaire de protéger ces derniers en intégrant au système une diode de blocage [1.9].

➤ *Point de puissance maximale, rendement, facteur de forme*

Point de puissance maximale

Pour une cellule PV, nous pouvons définir le courant de court circuit I_{SC} et la tension à vide V_{OC} . Le courant I_{SC} correspond à la valeur du courant débité lorsque la cellule est court-circuitée alors que V_{OC} est la tension à ses bornes en l'absence de charge

Si nous traçons la courbe de puissance P (avec $I \times V \in [0, I_{SC}] \times [0, V_{OC}]$), nous obtenons un point de fonctionnement P_{MPP} où la puissance est maximale.

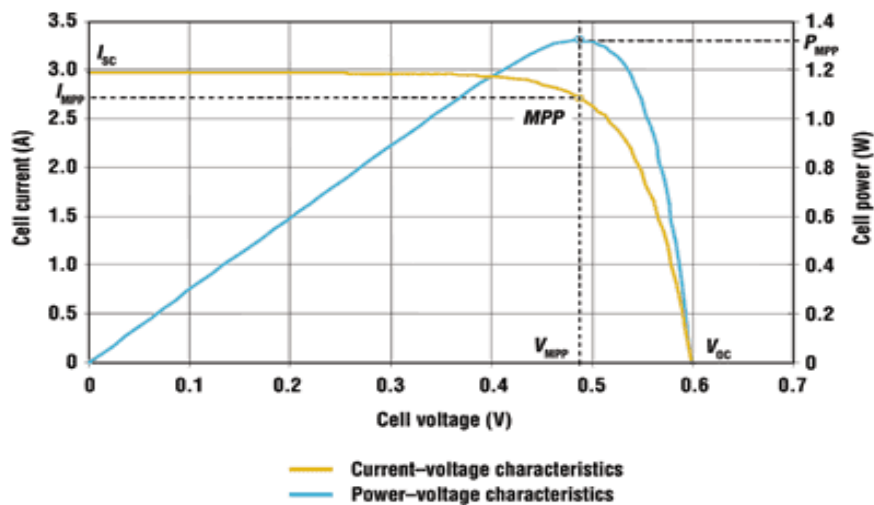


Fig. 1.9. Mise en évidence du MPP

Rendement

Nous pouvons définir le rendement d'une cellule photovoltaïque comme le quotient de la puissance maximale et de la puissance lumineuse reçue par la cellule. Cette puissance lumineuse correspond au produit de l'aire de la cellule par l'ensoleillement.

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{A_C \cdot E} \quad (1.11)$$

Facteur de forme

Il permet de juger de la qualité d'une cellule photovoltaïque. Il est défini comme le rapport entre le point de puissance maximum et la puissance à courant de court-circuit et tension en circuit ouvert.

$$FF = \frac{P_{MPP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} = \frac{V_{MPP} \cdot I_{MPP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} = \frac{\eta \cdot A_C \cdot E}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (1.12)$$

A partir de cette définition, pour une cellule dont la caractéristique I-V est rectangulaire (source de courant), le facteur de forme sera donc unitaire. Le facteur de forme d'une bonne cellule photovoltaïque devra être compris entre 0,75 et 0,85.

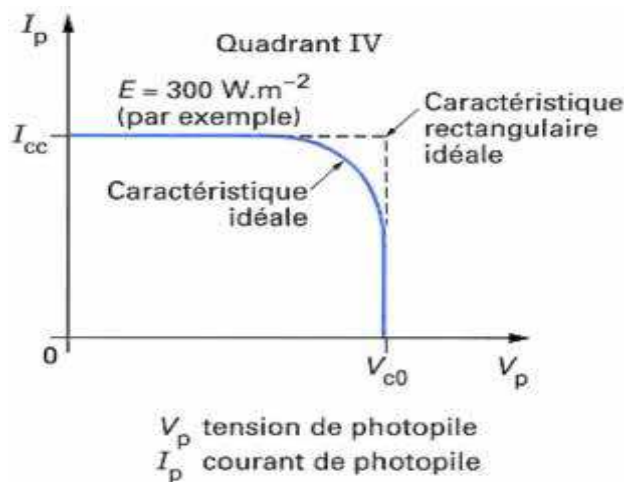


Fig. 1.10. Caractéristique idéale d'une cellule P-V [1.7]

C'est dans ce quatrième quadrant, où la jonction PN fonctionne en générateur, que la tension à vide est celle de la diode en polarisation directe (0,5 à 0,8 V pour Si). La caractéristique dans le quatrième quadrant de la jonction est donc celle de la cellule photovoltaïque. L'intersection de cette caractéristique avec celle de la charge donne le point de fonctionnement de la cellule.

La caractérisation de la cellule photovoltaïque ayant été présentée, nous définirons, dans la suite, quelques facteurs pouvant influencer son fonctionnement.

1-2-2-3. Facteurs influençant le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

➤ Influence de l'ensoleillement ou irradiation

L'apport d'énergie permettant la séparation électron-trou étant assuré par l'énergie lumineuse, il est donc normal que l'augmentation de l'ensoleillement E entraîne automatiquement l'augmentation des paires électron-trou séparées. Le courant débité I_{ph} est donc proportionnel à l'ensoleillement E

$$I_{ph} \propto E$$

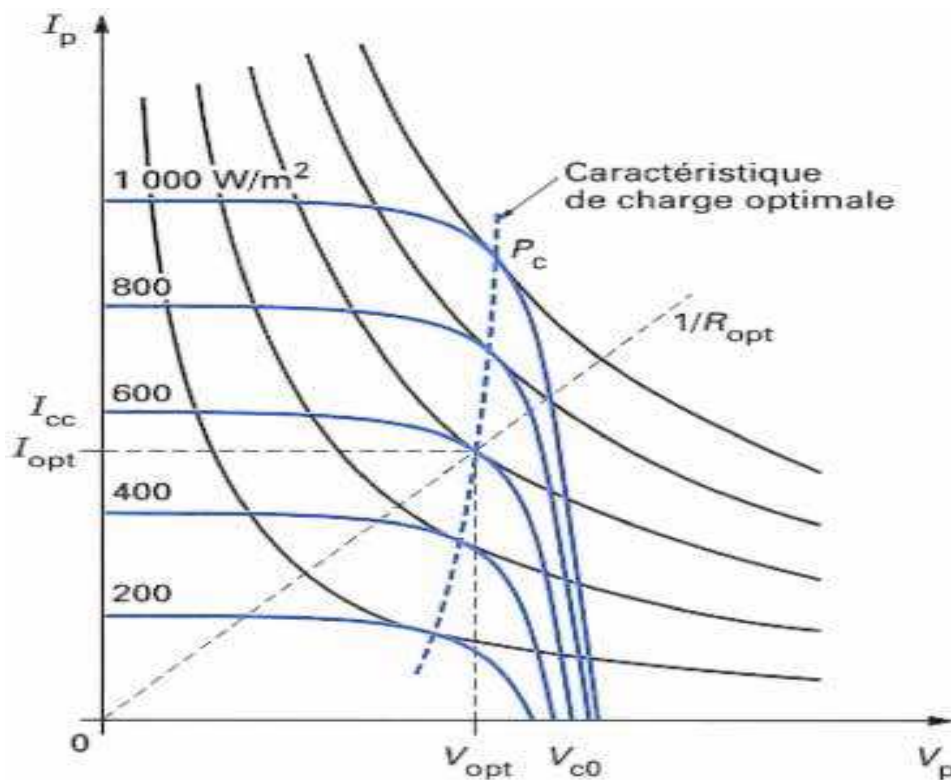


Fig. 1.11. Influence de l'ensoleillement [1.7]

➤ Influence de la température

La température a une influence notable sur le rendement d'une cellule photovoltaïque. De manière générale, nous pouvons définir le coefficient de température pour une variable y de la façon suivante :

$$TC(y) = \frac{1}{y} \cdot \frac{\partial y}{\partial T} \quad (1.13)$$

Expérimentalement, on remarque que le courant de court circuit varie peu avec la température tandis que la tension à vide est beaucoup plus influencée (de l'ordre de -0.4%/K). La température a donc une influence non négligeable sur le rendement d'une

cellule photovoltaïque (perte de puissance de l'ordre de 9-15% pour une augmentation de 30°)

Pour le même éclairage, les courbes I-V changent avec la température des cellules,

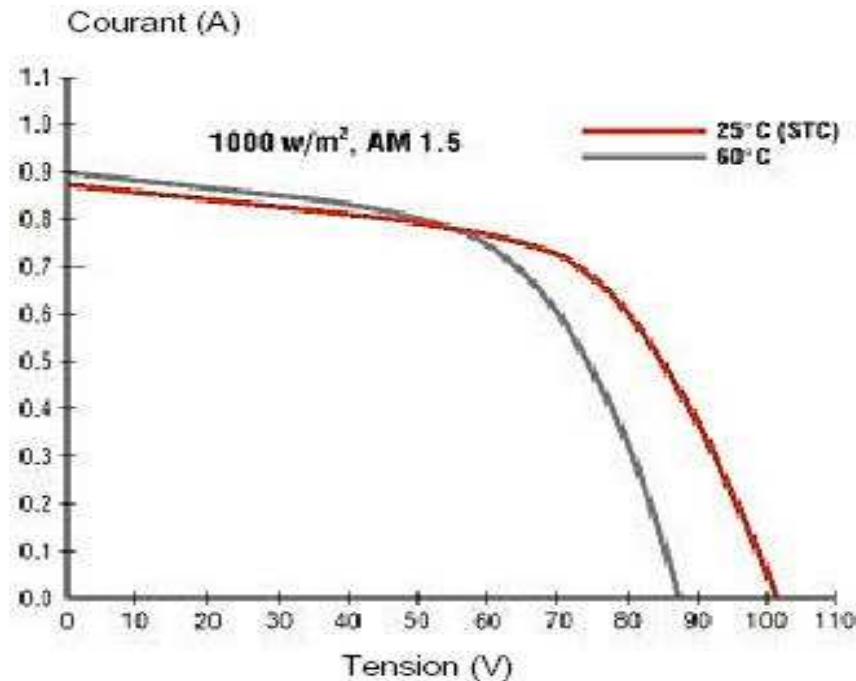


Fig. 1.12. Influence de la température sur un module

1-2-2-4. Caractéristique d'un module photovoltaïque

Pour utiliser les cellules dans un système photovoltaïque, on est amené à les associer en série pour augmenter la tension. Le courant est fixé par la surface de chaque cellule élémentaire mais aussi par le nombre de cellule en parallèle. Cette association série-parallèle doit se faire suivant des précautions car, même si les cellules sont identiques, il existe des dispersions au niveau de leurs paramètres internes. L'ajout d'une cellule en silicium en série correspond à une augmentation de la tension totale d'environ 0,6 V (tension de la jonction).

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par l'addition des tensions à courant donné.

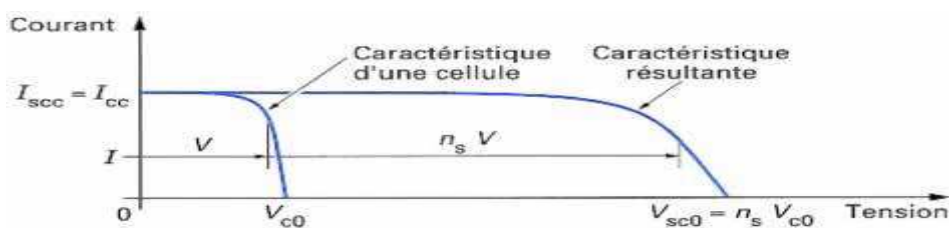


Fig. 1.13. Association en série de cellules identiques [1.7.]

Les expressions de la tension (V_{mod}) et du courant (I_{mod}) du module PV sont :

$$V_{\text{mod}} = \sum V_{\text{cel}} \quad (1.14)$$

$$I_{\text{mod}} = I_{\text{cel}} \quad (1.15)$$

Où V_{cel} et I_{cel} sont respectivement la tension et le courant d'une cellule PV.

Au cas où toutes les cellules ne sont pas identiques, c'est la cellule la plus faible qui impose ses performances à tout le module, dégradant ainsi les performances de ce dernier. A titre d'exemple, on observe ce phénomène lorsque le module est en partie ombragé.

➤ *Cas particulier : influence de l'ombre sur un module (éclairage non uniforme)*

Lorsque des cellules identiques reçoivent des éclairagements différents (cas d'un ombrage partiel d'un module), il en résulte de mauvaises performances puisque c'est la cellule la moins éclairée qui impose ses performances aux autres. Ce phénomène est illustré à travers l'expérience suivante.

L'expérience a été effectuée sur un module de 36 cellules monocristalline de 10cm sur 10 avec une cellule ombragée sur 75% de sa surface, les autres cellules étant éclairées normalement. La caractéristique I-V du module a été obtenue en additionnant les caractéristiques de toutes les cellules.

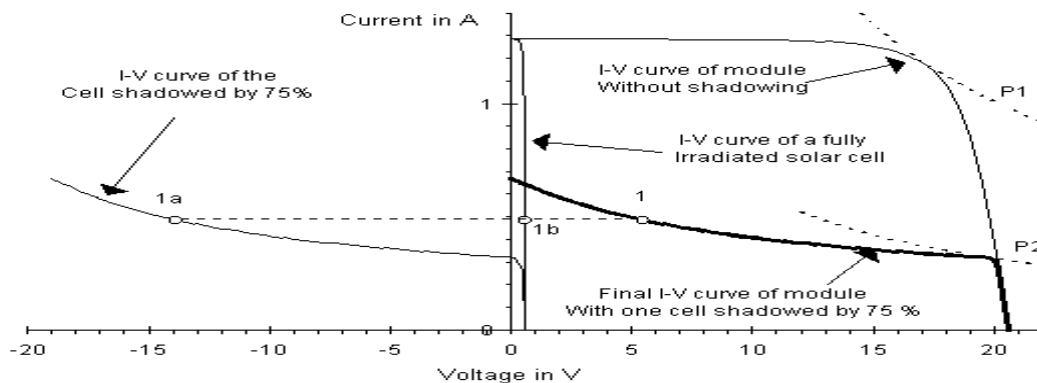


Fig. 1.14. Effet d'un éclairage non uniforme sur un module, $E=407\text{W/m}^2$, $T=300\text{K}$
(source <http://emsolar.ee.tu-berlin.de/lehre/english/pv1/>)

Sur tout le module, on a donc une zone d'ombre de seulement 2%, mais on voit que cela entraîne une baisse du point de puissance maximum de 70% ! Cette cellule ombragée apparaît donc comme une charge et en cas de court circuit elle subira une tension inverse égale à la tension des 35 autres cellules. Ceci peut donc entraîner la dégradation du module si la contrainte thermique est trop forte ou si la tension d'avalanche est dépassée.

L'utilisation d'une diode en parallèle aux bornes d'un groupement élémentaire de cellules en série, dite diode de bypass D_p , permet d'éviter cette dégradation. L'amorçage spontané de cette diode parallèle, dès l'apparition d'une tension en inverse aux bornes de ce groupement, limite cette dernière à la valeur V_d de la tension directe de conduction de la

diode choisie et la puissance dissipée à $V_d \cdot I_s$. Le nombre de cellules de ce groupement élémentaire est choisi de façon à ne pas dépasser la tension d'avalanche relative à la technologie des cellules utilisées, soit 30 à 40 pour des cellules au silicium. De nombreux modules commercialisés incluent maintenant ces diodes parallèles de protection contre les tensions inverses.

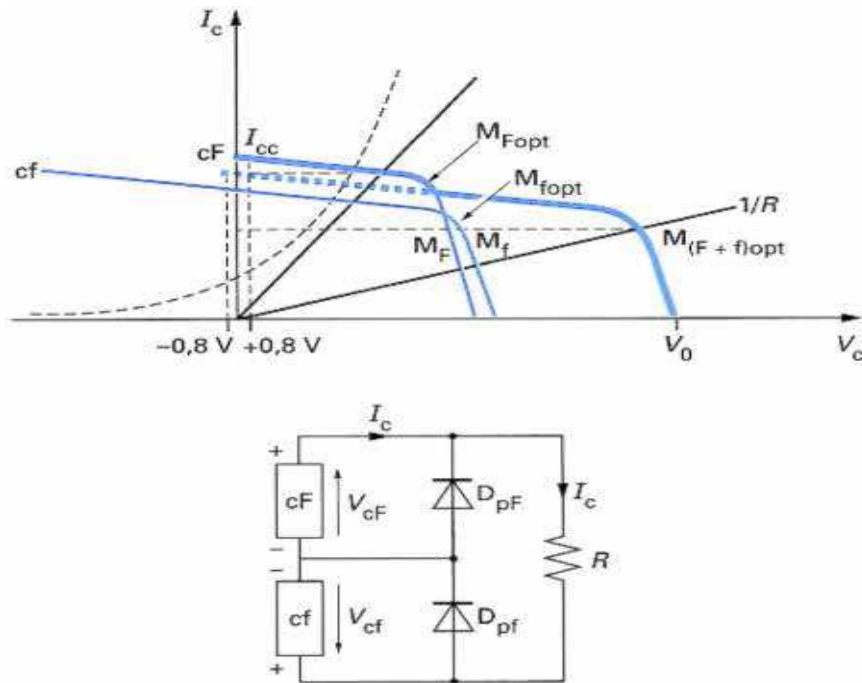


Fig. 1.15. Modules protégés connectés en série : caractéristique résultante (cF=cellule forte, cf=cellule faible) [1.7.]

Pour une association en parallèle, nous avons un fonctionnement dual de celui de l'association en série.

Finalement, la caractéristique d'une association série-parallèle se présente comme suit :

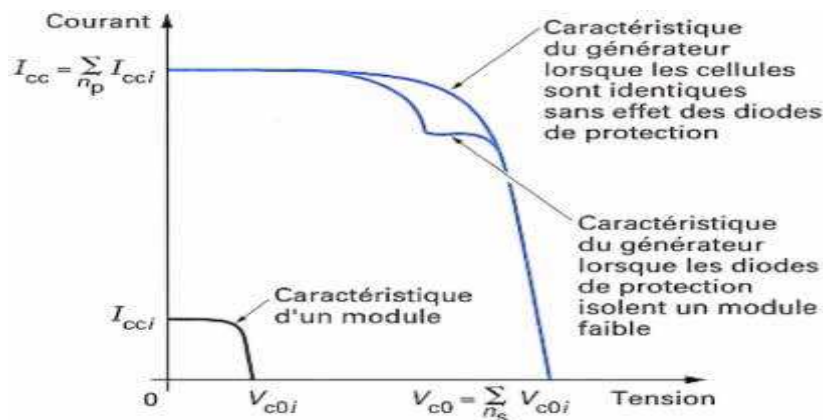


Fig. 1.16. Caractéristiques résultantes d'un générateur associant n_p cellules en parallèle et n_s cellules en série (identiques ou éventuellement disparates) [1.7.]

Il apparaît donc qu'une association série-parallèle de cellules PV doit respecter des règles de sécurité rigoureuses sous peine de voir dégrader les performances du module [1.10].

1-3. Synthèse des différents dispositifs de stockage

1-3-1. Caractéristiques déterminant le choix d'une technologie de stockage

L'un des principaux inconvénients de l'énergie solaire est son caractère intermittent. Pour une utilisation permanente, il est donc nécessaire de stocker une partie de l'énergie produite. Pour ce faire il existe plusieurs méthodes de stockage : sous forme d'eau, d'hydrogène, dans un volant d'inertie, dans une batterie électrochimique (plomb, lithium) ou un supercondensateur. Leur choix se fait suivant des caractéristiques fondamentales qui sont [1.11]:

- W_{stoc} : la **capacité énergétique** en Wh, qui est une caractéristique très importante lors du dimensionnement. L'énergie exploitable dépend néanmoins du rendement de charge ou décharge et varie donc avec le temps de transfert. En charge ou décharge très rapide, le rendement se dégrade et l'énergie extractible peut être très inférieure à la capacité énergétique de l'élément de stockage. A l'opposé, en régime lent, c'est l'auto-décharge qui va pénaliser le bilan. Enfin, les accumulateurs ne peuvent pas toujours être déchargés complètement. L'énergie exploitable est donc inférieure à l'énergie totale stockée. Souvent, la capacité énergétique est définie sur la base d'une **énergie** totale stockée supérieure à celle réellement **exploitable** notée W_{util} .
- P_{max} : la **puissance maximale** de charge ou de décharge parfois différentes. En effet si l'on prend l'exemple des accumulateurs électrochimiques, suivant le taux de charge (valeur du courant), la capacité en ampère-heure chargée ne sera pas la même. Une batterie de capacité nominale C chargée complètement à un taux C20 (courant de charge $I=C/20$) ne pourra fournir que la moitié de cette capacité si l'on la décharge à un taux égal à C1 ($I=C/1$). La puissance disponible est donc liée à la constante de temps τ ($\tau = \frac{W_{\text{util}}}{P_{\text{max}}}$)
- η : le **rendement** est le rapport de l'énergie restituée sur l'énergie emmagasinée. Sa définition est souvent simpliste car elle n'est fournie que pour un seul point de fonctionnement. Or, de façon caricaturale, il y a des « pertes à vide » ou d'autodécharge et des « pertes en charge ». Le rendement doit donc être défini sur un ou plusieurs cycles réalistes en rapport avec l'application. Ainsi un système optimisé pour une faible « constante de temps » aura un meilleur rendement lors de sollicitations rapides.
- N_{cycl} : le nombre maximal de cycles de charge/décharge ou cyclabilité. Tout dispositif de stockage subit une fatigue ou usure lors des cycles. Cela constitue généralement la première cause de vieillissement devant la dégradation thermique classique. Les processus de fatigue sont souvent complexes et la cyclabilité n'est pas toujours bien définie. Dans tous les cas, elle est fortement liée à l'amplitude des cycles et/ou à l'état de charge moyen. Mais comme les cycles sont souvent très variables, la quantification de N_{cycl} est délicate. Les valeurs fournies constituent des ordres de grandeurs.

- Les **coûts** d'investissement (c'est la part la plus marquante pour l'acheteur) et de fonctionnement (maintenance, énergie perdue lors des cycles, vieillissement) : les systèmes les moins coûteux à l'investissement sont généralement ceux qui se dégradent le plus vite en cyclage et dont le rendement est le plus mauvais. Pour minimiser le coût, il est indispensable d'effectuer une analyse sur la durée de vie escomptée du système complet incluant le dispositif de stockage. Enfin, dans une démarche de développement durable, le coût global sur le cycle de vie, incluant les dépenses de matières premières, d'énergie et autres coûts environnementaux de la fabrication au recyclage, doit être considéré. Le coût d'investissement est généralement spécifié en €/kWh pour les accumulateurs d'énergie et en €/kW pour ceux plutôt dimensionnés en puissance, à faible constante de temps. Mais en réalité, il serait logique de répartir le coût entre ceux de l'énergie stockée exploitable W_{util} et de la capacité en puissance maximale.
- Autres caractéristiques : l'**énergie massique** (particulièrement importante dans les applications embarquées), elle revêt une moindre importance dans les applications stationnaires, l'**énergie volumique**, la **sécurité** (explosion, rejets...), etc...

1-3-2. Moyens de stockage, comparaison

Les dispositifs de stockage peuvent être classés en deux catégories : directe et indirecte.

- Le condensateur et l'inductance sont réputés être les seuls moyens de stockage direct de l'électricité, mais dans leurs formes conventionnelles ne sont pas utilisables pour faire du stockage d'énergie aux échelles de temps qui nous intéressent ici (quelques secondes à quelques mois). Si l'on reste sur cette classification discutable de stockage, direct et indirect, les systèmes directs, utilisables dans nos applications, sont les **supercondensateurs** et les **inductances supraconductrices** (SMES : Superconductor Magnetic Energy Storage). Les premiers sont des condensateurs à très haute énergie volumique ou massique (10 Wh/kg et jusqu'à plus de 50 Wh/kg avec les toutes dernières technologies), avec des puissances massiques très élevées (quelques kW/kg) soit des constantes de temps de l'ordre d'une centaine de secondes. Leurs performances les destinent plutôt aux applications embarquées. Quant aux SMES, il s'agit de bobines, sans circuit ferromagnétique, à conducteurs supraconducteurs fonctionnant à des températures cryogéniques, en général l'hélium liquide (4,2 °K ou moins) pour les supra basse température (alliages NbTi ou Nb₃Sn) ou l'azote liquide (15 à 30 °K) pour les supra « haute température » (au Bismuth : BSCCO ou à l'Yttrium : YBaCuO). La bobine se présente comme une source de courant continu. Ce courant varie en fonction de l'état de charge et doit être converti pour être exploitable, en une tension continue ou alternative. Comme les supercondensateurs, les SMES présentent une faible constante de temps et sont adaptés au stockage d'une puissance importante.

Les autres moyens de stockage, considérés comme indirects, sont :

- les **accumulateurs électrochimiques**. Lorsque l'on parle de stockage d'électricité, on pense immédiatement aux « batteries » électrochimiques qui constituent ainsi les références en la matière. Les technologies et variantes sont nombreuses (Plomb-Acide, Nickel-Cadmium, Nickel-Métal-Hydrures, Lithium, Sodium-Soufre, Zinc-Air, etc...) et leurs principales qualités sont l'énergie massique (Lithium jusqu'à 150

Wh/kg) et la maturité technologique, du moins pour des capacités encore limitées à quelques kWh. Leur inconvénient majeur réside dans leur relativement faible durée de vie en cyclage de grande amplitude (qq 100 à qq 1000). Souvent, elles sont destinées à des applications embarquées ou portables mais également pour des fonctions de secours en situation couplée au réseau, avec des quantités d'énergie stockée relativement faibles (quelques Wh à quelques 10 kWh). Cependant, les technologies plomb, NiCd et NaS ont été utilisées dans plusieurs projets de stockage à grande échelle.

- les accumulateurs à **volants d'inertie** (FES : Flywheel Energy Storage) comprennent un volant d'inertie massif ou composite (plus rapide, énergie massique supérieure) associé à un moteur-générateur et à des paliers spéciaux (souvent magnétiques), le tout dans une enceinte de confinement sous très basse pression afin de minimiser les pertes d'autodécharge. On peut ainsi atteindre des taux d'autodécharge de quelques % par heure. Ils offrent une très grande capacité de cyclage (qq 10 000 à qq 100 000 cycles) [1.12]. De façon simpliste, le volant est dimensionné en énergie et le moteur-générateur en puissance ; énergie et puissance sont ainsi facilement « découplables ». On considère habituellement que les accumulateurs inertiels se rangent, aux côtés des supercondensateurs et des SMES, dans la catégorie des systèmes à faible constante de temps. C'est d'ailleurs dans ce domaine qu'ils ont trouvé leurs premières applications commerciales (UPS Piller et Caterpillar), mais ils peuvent également permettre de réaliser des systèmes plus lents (constante de temps de l'ordre de l'heure) et étendre leur champ d'application (Beacon Power).
- les systèmes à **air comprimé en bouteilles**, un compresseur électrique permet de mettre de l'air sous haute pression (200 bars ou plus) dans des bouteilles. La compression ou détente s'accompagne de pertes énergétiques (éventuellement valorisables dans certaines applications) et le rendement électrique est souvent médiocre. Mais une amélioration considérable peut être apportée par une interface liquide (huile ou eau). Le moteur hydraulique comprime le liquide qui comprime à son tour l'air en quasi isotherme avec un meilleur rendement global.
- les systèmes **électrolyseur-hydrogène-pile à combustible** (ou à PAC réversible), outre un coût d'investissement encore prohibitif, leur rendement global est très faible et leur durée de vie insuffisante dans le contexte des applications couplées au réseau électrique. La production d'hydrogène pourrait être avantageuse en présence de réseaux d'hydrogène. Elle permettrait de convertir des surplus d'électricité et de les injecter dans ces réseaux pour une utilisation directe (transports par exemple).

Pour le stockage à plus grande échelle, on peut citer les solutions suivantes:

- les systèmes **hydrauliques gravitaires** centrales de pompage-turbinage (pumped hydro). La contrainte majeure est liée à la nécessité de sites au relief adapté. Notons que 100 m³ d'eau stockées en haut d'un immeuble de 20 m ne représenteraient « que » 20 MJ ou 5,5 kWh.
- le stockage d'**air comprimé en caverne** (CAES Compressed Air Energy Storage) représente une technologie déjà relativement mature avec plusieurs réalisations de grande puissance. La construction de systèmes CAES nécessite de disposer d'une géologie favorable permettant de disposer de grandes cavités (anciennes mines de sel par exemple). La définition du rendement est ici particulière car on brûle du gaz

naturel pour réchauffer l'air dans une chambre de combustion avant de le détendre dans la turbine. Pour restituer 1 kWh au réseau, il faut utiliser 0,75 kWh d'électricité durant la phase de pompage et brûler 1,22 kWh de gaz naturel durant le déstockage [1.13].

- les **batteries à circulation** (flow batteries) permettent de contourner la limitation des accumulateurs électrochimiques classiques dans lesquels les réactions électrochimiques créent des composés solides qui sont stockés directement sur les électrodes où ils se sont formés. La masse qu'il est possible d'accumuler localement est forcément limitée, ce qui fixe une limite à la capacité. Dans les batteries dites à circulation d'électrolyte, les composés chimiques responsables du stockage de l'énergie sont liquides et restent en solution dans l'électrolyte. Trois technologies sont en développement avec des électrolytes à base de ZnBr (Zinc-brome), NaBr (Sodium-brome) et VBr (Vanadium-brome). L'électrolyte est pompé vers des réservoirs externes dont le volume représente l'énergie stockée. Des systèmes de capacité élevée (qq 100 kWh à qq 10 MWh) sont en expérimentation sur sites.

Le tableau de la figure 1.17. résume les principales caractéristiques de ces moyens de stockage.

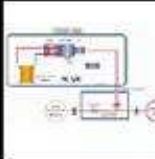





Technologie	Inductif Supra-conducteur	Super-condensateur	Electrochimique	Volant Inertie	Air comprimé en bouteille	Hydrogène PAC réversible
Illustrations						
Forme d'énergie	magnétique	électrostatique	chimique	mécanique	mécanique	chimique
Densité d'énergie (accumulateur seul, hors équip. annexes)	1 à 5 Wh/kg	5 à 10 Wh/kg	20 à 120 Wh/kg	1 à 5 Wh/kg	8 Wh/kg (200 bars)	300 à 600 Wh/kg (200 à 350 bars) hors PAC
Capacité réalisable ou réalisée	qq kWh	qq kWh	qq Wh à qq MWh	qq kWh à qq 10 kWh	qq kWh à qq 10 kWh	NA
Constante de temps	qq s à 1 mn	qq s à qq mn	qq 10 mn (NiCd) à qq 10 heures (Pb)	qq mn à 1 h	1 h à qq jours (peu d'auto-décharge)	1 h à qq jours (peu d'auto-décharge)
Cyclabilité	qq 10 000 à qq 100 000 fatigue mécanique	qq 10 000 à qq 100 000	qq 100 à qq 1000 dégradations chimiques	qq 10 000 à qq 100 000 fatigue mécanique	qq 1000 à qq 10 000 fatigue mécanique	??
Rendement électrique	> 0,9	0,8 à > 0,9 selon régime	0,7 à 0,8 selon techno et régime	0,8 à > 0,9 selon régime	0,3 à 0,5 selon régime	0,3 à 0,5
Connaissance de l'état de charge	Aisée (courant)	Aisée (tension)	Difficile Paramètres variables	Aisée (vitesse)	Aisée (pression)	Aisée (remplissage H2)
Coût énergie €/kWh(1)	500 à 72000	50 000 à 150 000 (dimensionnement en puissance)	Pb-acide : 50 à 200 Lithium : 700 à 1000	150 à 2000 (massif) ≈ 25000 (composite)	?	15
Coût puissance €/kW(1)	≈ 300	≈ 300	250 à 1500	300 à 350	?	6000
Remarques	Cryogénie	Grande cyclabilité	Technologie mature	Coût global compétitif sur la durée de vie	Rendement faible	Intéressant si contexte de réseau d'hydrogène

Fig. 1.17. Comparaison de différentes technologies de stockage

- le stockage de **chaleur haute température avec turbine**, système à l'état de projet qui n'a pas encore fait l'objet de réalisation, mais qui mérite que l'on s'y attarde [1.13]. Des réfractaires sont chauffés par des résistances (avec un excellent rendement !) lors du stockage. Pour récupérer l'énergie accumulée, l'air chaud est injecté dans une turbine à cycles combinés et l'on peut espérer des rendements de l'ordre de 60%. La réalisation de ces réservoirs de chaleur n'est pas liée à des contraintes géologiques et les pertes d'autodécharge sont relativement faibles surtout si le système est de grandes dimensions. Les coûts d'investissement envisagés sont parmi les plus bas.

Dans les systèmes photovoltaïques, le moyen de stockage utilisé couramment est le stockage électrochimique [1.11]. De plus, pour un site isolé, il devra respecter certaines contraintes notamment un bon rapport coût/performance, une grande fiabilité, une bonne sécurité... [1.14]. Dans ce domaine, les batteries au plomb-acide sont les plus répandues [1.15] car elles offrent le meilleur compromis en termes de coût / performance / entretien. Nous présenterons une étude sur le fonctionnement de ces batteries et les précautions à prendre pour leur bon fonctionnement. Le stockage électrique à travers les super condensateurs présente aussi un intérêt du fait de leur utilisation en appoint lors d'un fort appel de puissance [1.16], une étude leur sera aussi consacrée par la suite.

1-4. Stockage de l'énergie électrique photovoltaïque

1-4-1. Principe du stockage hybride dans les systèmes électriques

La notion de stockage hybride a pris de l'ampleur avec l'arrivée des voitures électriques dans le secteur de l'automobile. En effet, les variations brutales d'énergie (puissances crêtes importantes par rapport à la puissance moyenne) conduisent à des pertes accrues et à des surdimensionnements coûteux des systèmes de conversion et au final à un mauvais bilan énergétique. Un dispositif de stockage intermédiaire permet de mieux gérer l'énergie et de réduire les effets néfastes des pics de consommation ou de production (cas d'un tramway électrique ou d'un métro dont les pointes de consommation (démarrages et freinages de récupération) peuvent être dix fois supérieures à la puissance moyenne). L'adjonction de moyens de stockage d'électricité adaptés à des transferts rapides permet d'améliorer le bilan énergétique global, en réduisant les pertes notamment dans la ligne électrique de transport. Toujours dans le domaine des transports, le moteur thermique (à combustion interne, essence ou diesel) d'une automobile est généralement très surdimensionné en puissance maximale pour permettre de satisfaire des performances d'accélération, de franchissement de côtes, etc. Dans les usages normaux (vitesse constante et modérée), le moteur est très sous-utilisé et travaille loin de sa puissance maximale, avec un rendement médiocre. À cette puissance, un moteur de moindre puissance nominale aura un meilleur rendement et consommera donc moins de carburant. Le surdimensionnement conduit finalement à un gaspillage énergétique. Il y a deux solutions à ce problème : accepter une puissance plus faible et des performances moindres, en accélération notamment, ou hybrider la chaîne de traction en associant au moteur thermique un moteur électrique (réversible) avec accumulateur électrique. La partie électrique vient alors assister le moteur

thermique durant les demandes de puissance importante et permet également de récupérer l'énergie de freinage, ce qui n'est pas le cas avec le moteur thermique non réversible. C'est le principe de base des automobiles hybrides, dont la Toyota Prius est la plus aboutie et la plus connue des versions commercialisées à grande échelle. La consommation de carburant peut être réduite de façon significative, surtout en cycle urbain.

En transposant ce principe d'hybridation au cas du photovoltaïque, le confort d'utilisation se voit ainsi augmenter. En effet, la possibilité de disposer instantanément d'une puissance élevée permettra un changement des habitudes dans l'utilisation de l'énergie provenant d'un système photovoltaïque en site isolé. Contrairement à un système conventionnel où le matériel utilisé se limite à des appareils de très basse consommation, on peut envisager l'introduction d'équipements gourmands en électricité lors des phases de démarrage (par ex. une machine à laver). Le choix des composants de stockage devra se faire suivant un cahier des charges précis. Différentes études [1.16] décrivent la pertinence de la combinaison de plusieurs sources d'énergie pour faire une source de stockage hybride efficace. L'investissement et les frais d'exploitation définissent la technologie d'un système de stockage. D'après la figure 1.18., la meilleure combinaison possible est celle des batteries et des supercapacités pour satisfaire en même temps aux besoins d'énergie et de puissance. Pour faire face aux crêtes de puissance, le dispositif de stockage doit avoir une dynamique rapide, une puissance spécifique élevée et tolérer des décharges profondes.

En plus de ces caractéristiques, les supercapacités ont un nombre de cycle élevé comparé aux autres technologies de stockage. En associant supercapacités et batteries, on devra être en mesure d'optimiser le dimensionnement du système de stockage, augmenter sa durée de vie avec en prime une bonne dynamique.

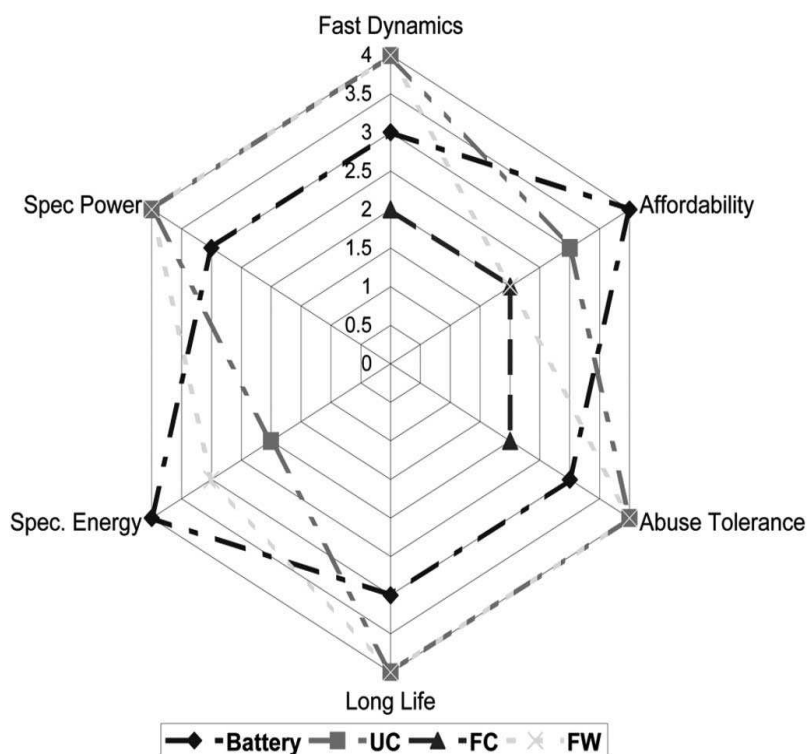


Fig. 1.18. Caractéristiques de différents composants de stockage en vue d'une hybridation

1-4-2. Batteries au plomb : fonctionnement et performances

1-4-2-1. Fonctionnement d'un accumulateur au plomb

Un accumulateur est un système électrochimique capable de restituer sous forme électrique l'énergie chimique stockée. En plus, les réactions internes sont réversibles. Ce système se compose de deux électrodes (positive et négative) et d'un électrolyte. L'électrode positive est en dioxyde de plomb (PbO_2) et la négative en plomb. L'électrolyte est une solution d'acide sulfurique (H_2SO_4) qui permet le flux d'ions entre les deux électrodes et crée un courant [1.17]. La différence de potentiel entre les deux électrodes est de 2V.

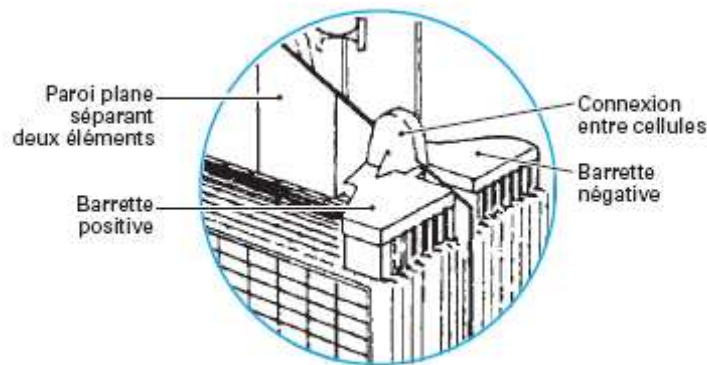
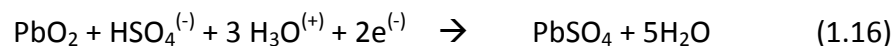


Fig. 1.19. Représentation interne de l'accumulateur [1.20.]

La paroi plane séparant les deux électrodes est fait d'un matériau poreux qui, tout en permettant le passage d'ions, empêche les deux électrodes de se toucher.

L'ensemble électrodes-électrolyte est le lieu d'une réaction d'oxydoréduction dont voici les équations :

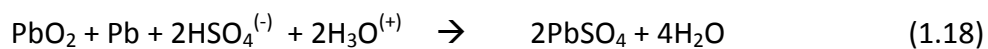
Electrode positive (anode) :



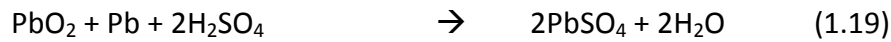
Electrode négative (cathode) :



Ce qui nous donne globalement :



Que l'on peut condenser en :



Les décharges trop profondes peuvent conduire à une perte irréversible de capacité. Trois causes possibles sont à l'origine de ce phénomène :

- transformation irréversible d'une partie de la matière active de l'électrode positive (PbO_2) en cristaux de sulfate de plomb,
- gonflement progressif et perte de cohésion de la matière active de l'électrode positive,
- passivation électronique du collecteur de courant de l'électrode positive.

Typiquement, la tension de cellule évolue de la manière suivante :

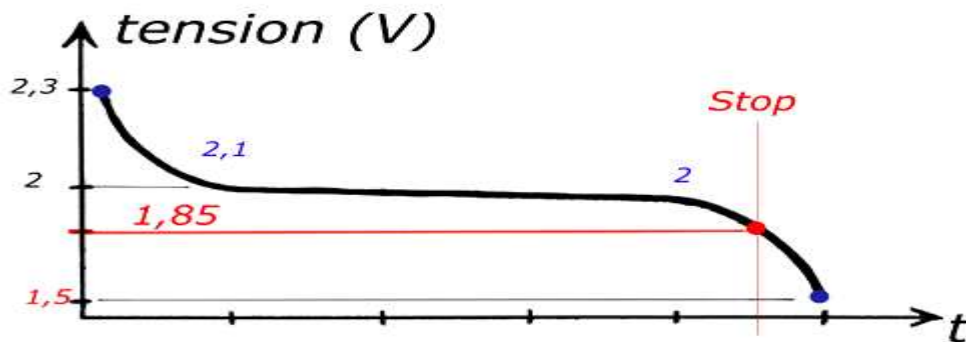
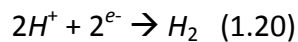


Fig. 1.20. Evolution de la tension d'une cellule de batterie au plomb

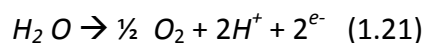
Si la charge se poursuit trop longtemps, la tension peut atteindre 2,4 V, valeur de seuil à partir de laquelle on assiste à la décomposition de l'eau (électrolyse) en dioxygène O_2 gazeux à l'électrode positive et en dihydrogène H_2 gazeux à l'électrode négative.

Ce phénomène dit de dégazage est caractérisé par les réactions suivantes aux électrodes :

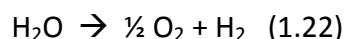
à l'anode :



à la cathode :



réaction globale :



La densité théorique d'énergie de ce couple électrochimique est de 170 Wh/kg. Cependant, le sulfate de plomb produit par les réactions aux deux électrodes est insoluble et non conducteur. Son accumulation sur les électrodes, et dans une moindre mesure dans l'électrolyte, limite par conséquent l'énergie qui peut être extraite de la batterie. De plus, les concentrations et les quantités de masses actives sont inférieures à celles conduisant à cette

valeur. La densité pratique d'énergie est proche de 40 Wh/kg, soit quatre fois moins que le maximum théorique.

1-4-2-2. Les différents types de batteries au plomb

Les accumulateurs au plomb sont divisés en deux grandes familles : les batteries ouvertes (Vented Batteries) et les batteries scellées (Valve Regulated Lead Acid Batteries).

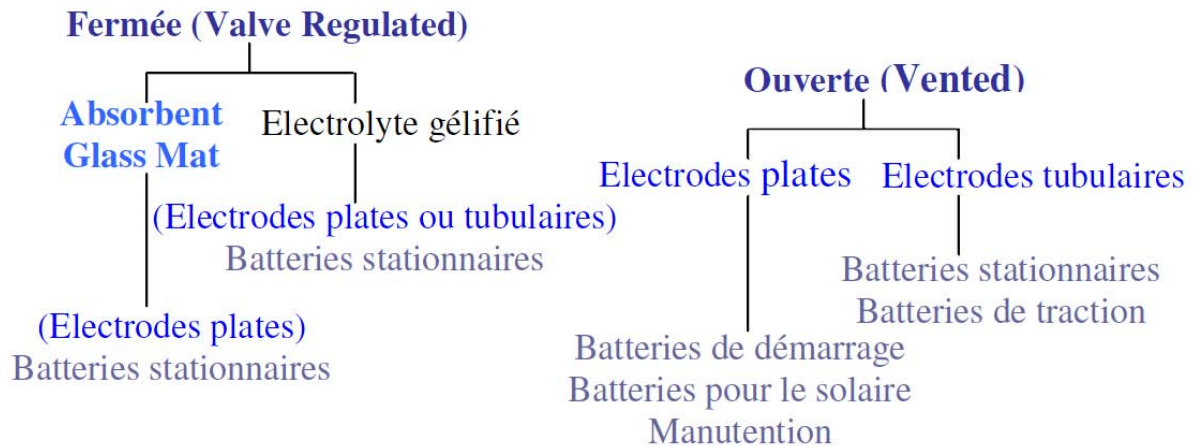


Fig. 1.21. Les différents types de batteries [1.18]

- Batteries « classiques » ou ouvertes.

Pour ce type de batteries, la cellule n'est pas fermée. La quantité d'électrolyte (composé typiquement de 65 % d'eau et 35 % d'acide sulfurique) peut diminuer en raison des occurrences successives du phénomène de dégazage ainsi que de l'évaporation naturelle. La batterie nécessite donc une maintenance au cours de laquelle le niveau de l'électrolyte doit être réajusté avec de l'eau dé-ionisée pour le bon fonctionnement de l'accumulateur.

Enfin, ces batteries doivent se trouver dans un emplacement suffisamment ventilé car le dégagement gazeux qu'elles peuvent produire devient explosif lorsque la proportion d'hydrogène dans l'air atteint 4 % en volume.

- Batteries VRLA (Valve Regulated Lead-Acid).

Ces batteries sont aussi appelées batteries « sans entretien ». Ici, la cellule est fermée. L'électrolyte y est immobilisé sous forme de gel (ajout de silice à haute surface spécifique), ou encore retenu dans un séparateur en fibre de verre à haut pouvoir capillaire (AGM, Absorbent Glass Mat). Les gaz produits durant le dégazage restent donc « prisonniers » dans le gel et sont recombinés durant la décharge. La consommation d'eau et l'émission de gaz sont donc extrêmement faibles.

Il existe deux types principaux de technologies concernant l'électrode positive PbO₂ : celle-ci peut être soit une plaque plane, soit tubulaire. Les plaques planes sont constituées de grilles formées d'un alliage de plomb auquel on ajoute 5% d'antimoine, le tout enrobé dans de la matière active. Cette disposition permet des puissances supérieures grâce à l'augmentation des surfaces d'échange électrode/électrolyte. Par contre, pour les plaques tubulaires, la matière active est emprisonnée dans des gaines poreuses. La transmission du

courant est alors assurée par des épines de plomb disposées dans ces gaines. Cette technologie permet d'augmenter la durée de vie, spécialement en cyclage profond, mais à un prix de revient plus important.

1-4-2-3. Performances techniques

Le tableau [1.18] suivant résume les principales données techniques des accumulateurs au plomb.

Température de fonctionnement	-20 à +50 °C
Énergie	25/45 Wh/kg 60/120 Wh/dm ³
Nombre de cycles profonds	300/1500
Puissance massique	80/150 W/kg
Rendement (a)	<ul style="list-style-type: none"> • énergétique : de 60 à 95% • faradique : de 65 à 100%
Auto-décharge	2 à 10 % par mois à 25°C
Maintenance	<ul style="list-style-type: none"> • surveiller le niveau d'eau pour les batteries (ouvertes) non étanches tous les 2 mois • sulfatation de l'électrolyte en cas de stockage prolongé ⇒ brassage
Impact environnemental	Le plomb est toxique ⇒ recyclage (≅ 100%) par réduction des oxydes de plomb et tri pneumatique ou hydraulique des plastiques (polypropylène)
Sécurité	<ul style="list-style-type: none"> • acide sulfurique : corrosif • problèmes de surpression de l'hydrogène en cas de surcharge

Fig. 1.22. Principales données techniques de la batterie au plomb [1.18.]

(a) Rendement :

- i. énergétique = énergie effectivement disponible en décharge / énergie injectée dans la batterie au cours de la charge
- ii. faradique = capacité en décharge / capacité en charge.

1-4-2-4. Contexte industriel et économique

Le marché de la batterie au plomb est un enjeu industriel important. Il concerne les batteries de démarrage (SLI, Starting Lighting Ignition) ainsi que la plupart des batteries stationnaires. Les industriels sont par conséquent très nombreux dans le monde entier : Panasonic, Hawker ou GP Batteries, CEAC, Fulmen ou Varta. Le marché est donc très concurrentiel. Le coût des accumulateurs au plomb varie entre 50 et 150 Euros/kWh, qui est un des plus faibles parmi les systèmes de stockage. C'est l'une des principales raisons pour lesquelles la batterie au plomb est très utilisée. Ce coût est quasiment incompressible, du fait de la très grande maturité de la technologie.

Le taux de recyclage de la batterie au plomb atteint pratiquement 100 % ce qui participe aux avantages de ce type d'accumulateur malgré la haute toxicité de son principal matériau, le plomb.

1-4-3. Stockage électrique : les supercapacités

1-4-3-1. Principe

Avec des capacités atteignant des milliers de farads, les supercapacités ont révolutionné les applications. La différence fondamentale avec la technologie électrolytique des condensateurs réside dans l'absence apparente de couche diélectrique (Fig. 1.23.)

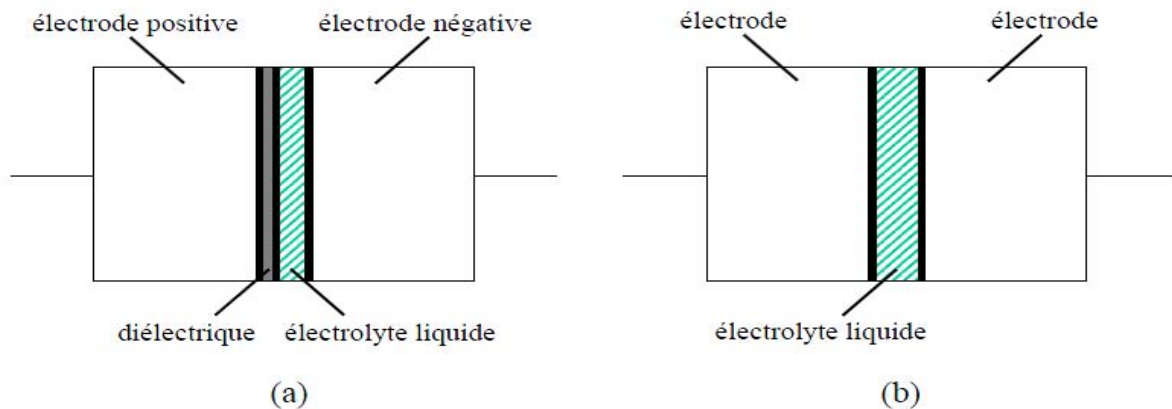


Fig. 1.23. Condensateur électrolytique (a) et supercapacité (b) [1.19.]

En effet, le principe de base des supercapacités repose sur les propriétés capacitives de l'interface entre conducteur électronique solide et conducteur ionique liquide [1.19]. Le stockage d'énergie s'effectue par distribution des ions de l'électrolyte au voisinage de la surface de chaque électrode sous l'influence de la tension électrostatique appliquée. Il se crée ainsi aux interfaces une zone de charge d'espace appelée couche double électrique, d'épaisseur limitée à quelques nanomètres. La fonction diélectrique est assurée quant à elle par les molécules du solvant de l'électrolyte.

Une supercapacité peut être schématisée par deux capacités représentatives des charges stockées, connectées en séries par le biais d'une résistance associée à l'électrolyte (Fig. 1.24.).

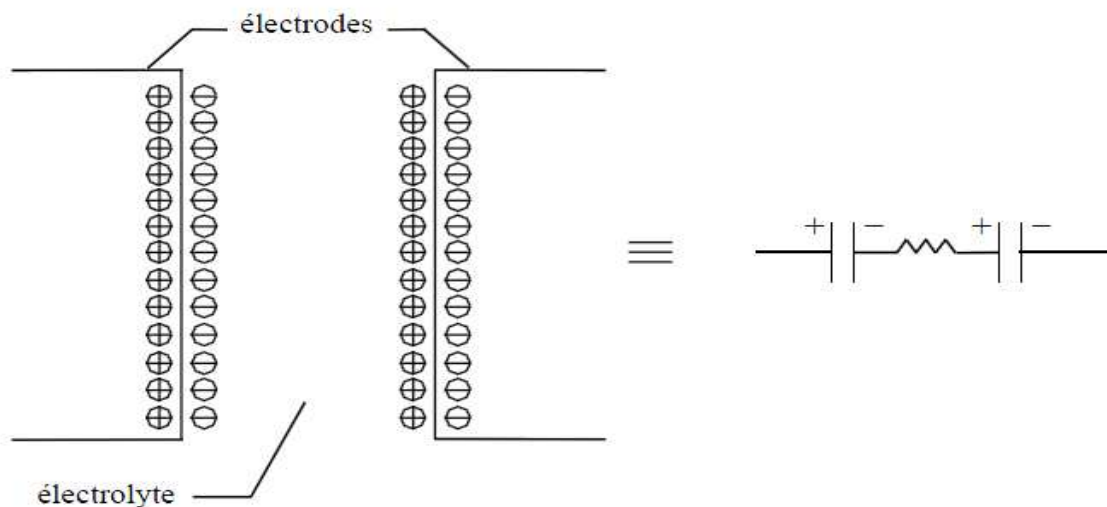


Fig. 1.24. Principe de développement des supercapacités [1.19.]

Les matériaux d'électrodes poreux à très grande surface spécifique comme le charbon (>1000m²/g) permettent d'accroître l'énergie spécifique et la capacité volumique des supercapacités sans accroître le volume total.

Le principe de stockage d'énergie électrostatique par couche double électrique confère aux supercapacités deux caractéristiques importantes : leur réversibilité en tension et leur faible tenue en tension (quelques volts), cette dernière caractéristique rend inévitable leur mise en série pour différentes applications.

1-4-3-2. Performances

L'intérêt majeur des supercapacités réside dans l'absence de maintenance par rapport à des solutions à base d'accumulateurs, conséquence de leur grande durée de vie. Notons de plus qu'elles permettent une durée de sauvegarde dix fois plus longue que celle obtenue avec un condensateur.

Les supercapacités ont connu une évolution spectaculaire de leur capacité vers la fin des années 90. A cette époque, Asahi Glass annonçait des composants atteignant 5Wh/kg et Saft, 7Wh/kg. Les tableaux suivants résument les caractéristiques des composants présents sur le marché.

<i>Constructeur</i>	<i>Energie spécifique (Wh.kg⁻¹)</i>	<i>Puissance spécifique (kW.kg⁻¹)</i>	<i>Tension par cellule élémentaire (V)</i>
Maxwell (USA)	3 à 4	5 à 9	2,3 (3 max.)
Polystor (USA)	0,7	> 10	2,75 max.
Redox (USA)	6	3	3 max.
Panasonic (Japon)	3	3,5	2,3 (3 max.)
Asahi Glass (Japon)	3 à 5	1,5	2,5 (3 max.)
Kanebo / JSB (Japon)	6 à 7	2	2,5
Saft (France)	6,8	7,2	3 max.
Cap XX (Australie)	6	2	2,7 (3 max.)
Montena (Suisse)	3	3	2,3
Superfarad (Suède)	4		3 max.

Fig. 1.25. Caractéristiques des principaux composants carbonés à électrolyte organique [1.19]

<i>Constructeur</i>	<i>Energie spécifique (Wh.kg⁻¹)</i>	<i>Puissance spécifique (kW.kg⁻¹)</i>	<i>Tension par cellule élémentaire (V)</i>
EVANS	0,7		1
NEC/Tokin (Japon)	1,3	1,6	1 max.
Econd (Russie)	0,2	2,5	1 max.
TESMA (Russie)	10	0,8	0,9 à 1,8
Elit (Russie)	4	> 2	0,8 à 1,7
Alupower (Canada)	0,5		1,2 max.

Fig. 1.26. Caractéristiques des principaux composants carbonés à électrolyte aqueux [1.19.]

Aujourd'hui, les supercapacités sont proposés sous formes de modules de puissance ; ce sont des composants élémentaires mis en série et pouvant être directement intégrés dans des applications. Maxwell propose par exemple dans sa gamme BOOTSCAP des modules de 16V, 48V, 75V, ou encore 125V.

1-4-3-3. Applications

De plus en plus de systèmes de stockage utilisent les supercapacités soit pour remplacer soit pour accompagner les batteries électrochimiques afin d'assurer la fonction puissance qui fait défaut à ces dernières. Les supercapacités sont ainsi chargées de fournir une forte puissance pendant un temps très bref et les domaines d'applications sont :

- l'informatique et les télécommunications : mémoires de sauvegarde en remplacement des batteries, association aux batteries en radiotéléphonie ... leurs robustesses, fiabilité et durée de vie équivalente à celle des composants passifs auxquels elles sont associées les rendent plus attractives par rapport aux générateurs électrochimiques.
- les alimentations de secours : avec une très grande durée de vie, une absence presque totale de défaillance, un fonctionnement sans maintenance, les supercapacités sont de plus en plus préférées aux batteries dans les alimentations de secours. Néanmoins, afin de compenser la décharge des supercapacités, il est nécessaire de réguler la tension d'entrée de l'onduleur
- l'automobile : elles viennent en complément des batteries, permettant d'augmenter la puissance disponible, l'autonomie et la durée de vie des batteries. Elles permettent aussi une récupération efficace de l'énergie au freinage.

Les supercapacités, en stockant directement l'énergie sous une forme électrique, offrent un avantage considérable. De manière réversible, elles fournissent instantanément et presque totalement l'énergie stockée. Leur nombre de cycles très élevés et leur bon rendement en font un composant de choix dans le domaine du stockage (Fig. 1.27 – 1.28.).

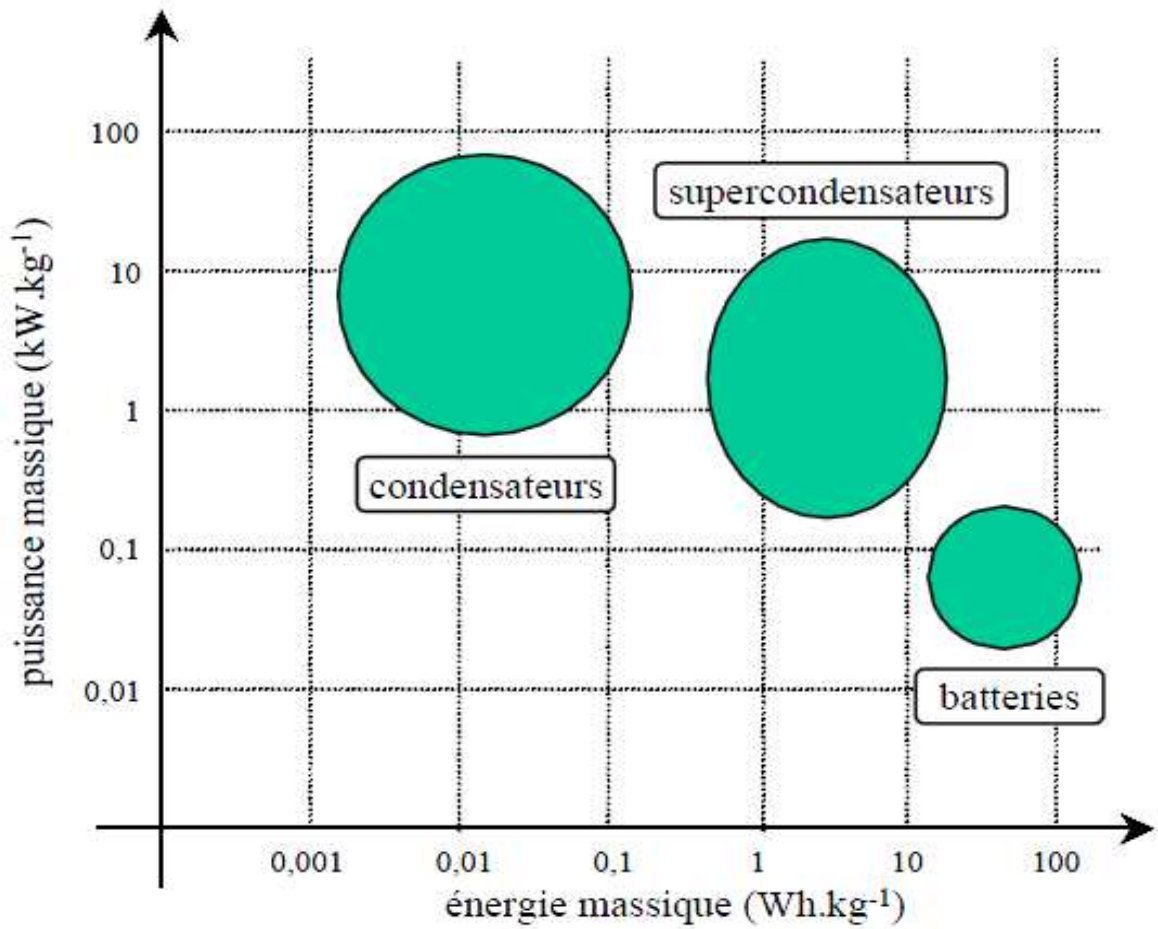


Fig. 1.27. Schéma comparatif [1.19]

	<i>Condensateurs classiques</i>	<i>Supercondensateurs</i>	<i>Batteries</i>
Energie spécifique (Wh.kg ⁻¹)	< 0,1	1 à 10	20 à 100
Puissance spécifique (kW.kg ⁻¹)	1 à 100	0,5 à 10	0,05 à 0,2
Durée de vie (cycles)	> 10 ⁵	> 10 ⁵	500 à 2000
Durée de décharge nominale	10 ⁻⁶ à 10 ⁻³ secondes	1 à 30 secondes	0,3 à 3 heures
Durée de charge nominale	10 ⁻⁶ à 10 ⁻³ secondes	1 à 30 secondes	1 à 5 heures

Fig. 1.28. Tableau comparatif [1.19]

1-5. Conclusions

A travers ce chapitre, nous avons dressé un état des lieux de la production d'électricité photovoltaïque. Nous avons pu constater l'évolution avec laquelle le marché progressait dans ce contexte de crise énergétique où l'on cherche à remplacer les énergies fossiles par le photovoltaïque, et où l'on assiste à une diversification des applications de cette énergie. En effet, réservée au début pour de petits sites isolés, on remarque de plus en plus l'accroissement des watt-crêtes par installation modifiant aussi les habitudes des utilisateurs.

Pour faire face à cette demande croissante de puissance, on peut avoir recours à plusieurs solutions :

- augmenter la surface des panneaux PV
- augmenter la capacité du système de stockage
- optimiser le système de stockage par une hybridation permettant de séparer les fonctions puissance et énergie : la fonction énergie sera assurée par un composant de stockage ayant une grande constante de temps (batteries au plomb) et la fonction puissance par un composant dont la constante de temps est petite et donc une dynamique élevée (les supercapacités)

Dans le chapitre suivant, nous aborderons la modélisation d'un système photovoltaïque avec stockage assuré par les batteries au plomb. Dans cette optique, nous procéderons préalablement à l'identification des différents composants d'un système PV, puis à leur dimensionnement en respectant le cahier des charges. Une fois ces étapes franchies, nous procéderons à leurs modélisations en vue de les intégrer au système PV avec stockage.

2. MODELISATION DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE AVEC STOCKAGE

2-1. Introduction

Afin d'étudier en détail le fonctionnement d'un système photovoltaïque avec stockage, nous nous proposons de le modéliser puis de le simuler à l'aide du logiciel de calcul scientifique Matlab – Simulink. Dans le chapitre précédent, nous avons énuméré les différents composants d'un tel système. Nous présentons donc ici grâce à des choix adaptés (type de modèle des composants, pas de calcul...), le modèle d'un système photovoltaïque avec un élément de stockage énergétique.

Dans la première partie de ce chapitre, nous présentons brièvement l'architecture de notre système photovoltaïque. Dans la deuxième partie nous dimensionnons le système que nous modélisons ensuite. Finalement, nous présentons le modèle complet de notre système et discutons de ses performances.

2-2. Synthèse des architectures de systèmes photovoltaïques autonomes

Un système photovoltaïque (PV) autonome est composé dans son ensemble d'un :

- générateur photovoltaïque (panneaux photovoltaïques),
- moyen de stockage : électrochimique (batteries) ou électrique (supercapacités),
- convertisseur continu/continu (CC) permettant d'alimenter le bus continu et de poursuivre le point de puissance maximum,
- transformateur permettant d'élever la tension pour la conversion continu/alternative,
- convertisseur CC/CA permettant d'alimenter les charges alternatives,
- module de contrôle pour la charge des batteries et l'acquisition des différentes grandeurs physiques du système.

Le schéma fonctionnel d'un système photovoltaïque se présente alors comme suit :

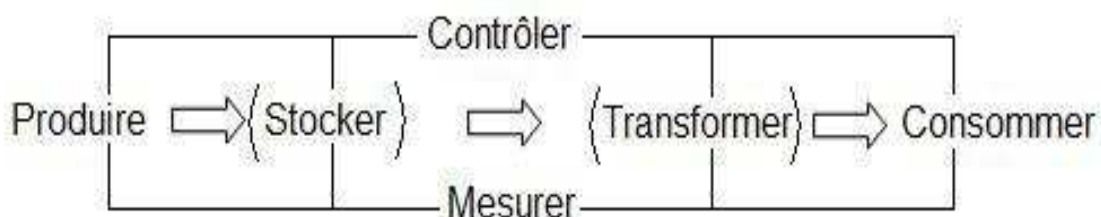


Fig. 2.1. Schéma fonctionnel d'un système photovoltaïque

Dans un système PV basique, l'énergie produite est directement consommée par l'utilisateur ; les fonctions « Stocker » et « Transformer » dépendent de l'application visée. La figure 2.2 détaille les différentes configurations de systèmes photovoltaïques.

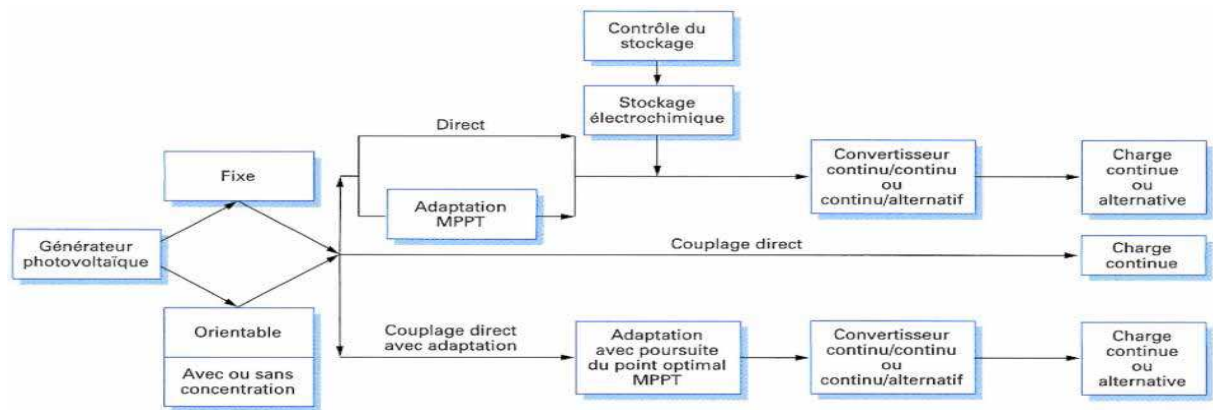


Fig. 2.2. Présentation générale d'un système photovoltaïque [1.7.]

2-2-1. Alimentation directe sans transformation

Dans un système avec alimentation directe sans transformation, les panneaux photovoltaïques sont directement couplés à la charge. En se référant à la figure 2.1., les fonctions du système se limitent dès lors à PRODUIRE et CONSOMMER.

Ce cas de figure présente autant d'avantages que d'inconvénients ; en effet, le système présente l'avantage d'être simple et d'un coût relativement bas et s'avère très intéressant pour des applications pour lesquelles les besoins en énergie coïncident avec la présence de lumière (exemple d'un ventilateur). Par contre le fait que les panneaux soient directement couplés à la charge entraîne un surdimensionnement puisqu'il faudra produire autant d'énergie lors de faibles ensoleillement.

2-2-2. Alimentation directe avec transformation

L'alimentation directe avec transformation est similaire au cas précédent à la seule différence qu'il existe un étage d'adaptation de l'énergie entre la source (panneaux photovoltaïques) et la charge. Cet étage d'adaptation permet de transformer l'énergie produite afin d'alimenter la charge. Ainsi, selon le type de charge, nous avons comme étage d'adaptation des convertisseurs DC/DC et/ou DC/AC. Malheureusement, l'alimentation directe impose un fonctionnement au fil du soleil, c'est-à-dire que l'énergie produite est fonction du rayonnement solaire.

2-2-3. Système autonome avec stockage

C'est le système le plus répandu. Le composant de stockage permet d'emmagasiner de l'énergie et de la restituer à la charge lorsque le rayonnement solaire est faible ou absent (pendant la nuit). Il existe divers composants de stockage [2.1 – 2.2], dont les plus répandus, les batteries électrochimiques, le stockage d'hydrogène, les volants d'inerties, les supercapacités, ont été présentés au chapitre 1.

Nous nous intéresserons à ce type de système dans la suite.

2-3. Dimensionnement énergétique du système photovoltaïque

Toute modélisation d'un système nous conduit à définir des critères prioritaires rendant compte du comportement du dit système. Ainsi, la volonté de faire ressortir le comportement d'un composant face à une sollicitation donnée nous amène à privilégier tel ou tel aspect de ce composant lors de la modélisation, simplifiant ainsi le travail.

2-3-1. Profil de consommation

Pour rendre compte de l'utilisation de l'électricité produite, nous avons défini un profil basé sur les habitudes de consommation d'une famille type en Europe [2.3]. Ce profil tient compte des périodes d'utilisation au cours de la journée des appareils comme le réfrigérateur basse consommation, le congélateur... (cf. paragraphe 2-3-3-a.).

Nous avons défini deux types de profil, l'un ne tenant pas compte des appels de puissance pouvant subvenir lors de la mise sous tension des appareils et l'autre rendant compte de ces surintensités.

L'introduction des pics de puissance permet de montrer les contraintes que subissent les batteries en fonctionnement normal ; en effet lors de la mise sous tension des machines on assiste à des appels de courant pouvant atteindre 4 fois la valeur nominale [2.3].

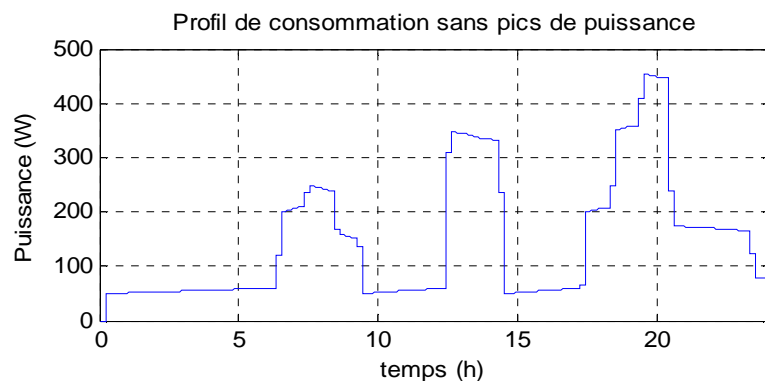


Fig. 2.3 Profil de consommation sans pics de puissance (Profil 1)

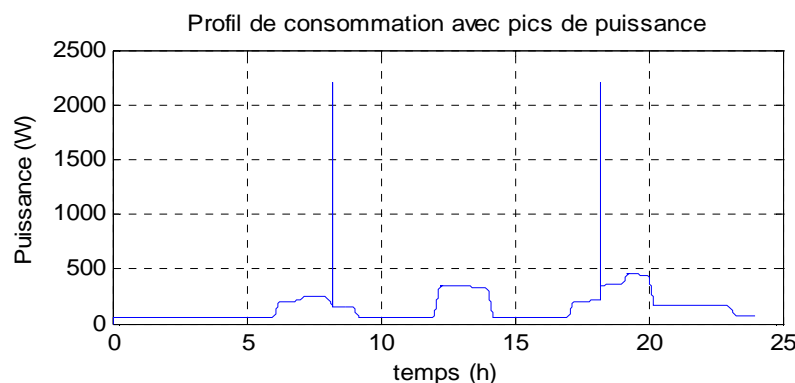


Fig. 2.4 Profil de consommation avec pics de puissance de 2,3kW (Profil 2)

Dans la suite, nous désignerons le profil sans pics de puissance par le Profil 1, et celui avec pics, le Profil 2.

2-3-2. L'ensoleillement

Le but de notre étude est de faire ressortir l'importance du module de stockage dans le système global ; le profil d'ensoleillement devra donc pouvoir rendre compte de l'intensité d'éclairement du soleil à différentes heures de la journée. La source d'énergie de notre système étant le soleil, il est important d'apporter un soin particulier au profil d'ensoleillement. Ce profil journalier utilisé est obtenu par extrapolation de données mesurées à intervalles réguliers (30mn) tout au long de la journée par ciel dégagé [2.4].

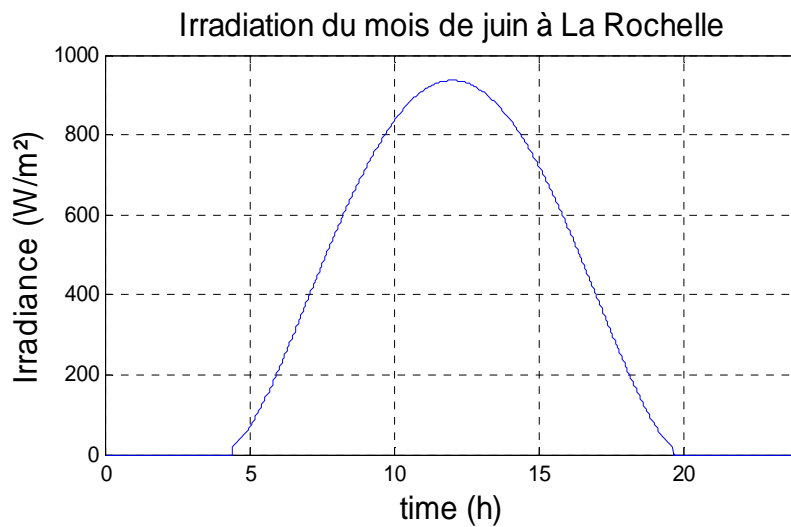


Fig. 2.5. Irradiation au mois de juin à La Rochelle

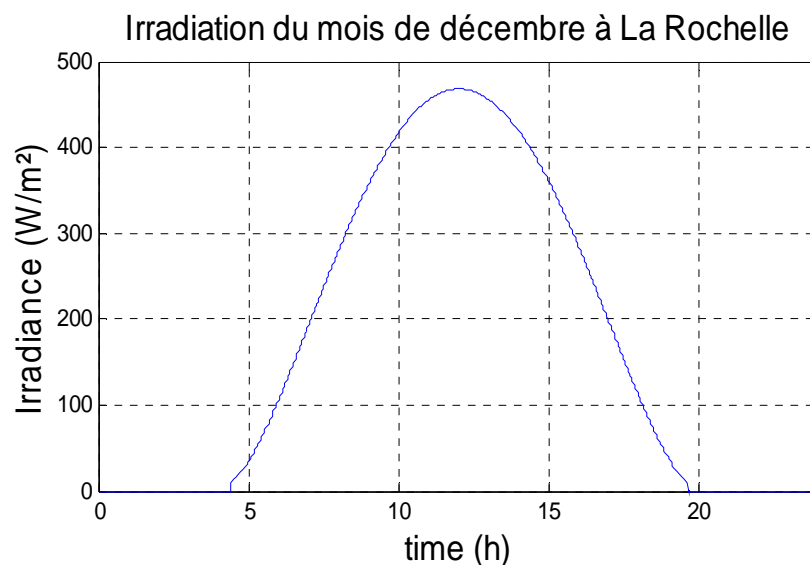


Fig. 2.6. Irradiation au mois de décembre à La Rochelle

2-3-3. Dimensionnement du système PV

Le dimensionnement ayant une incidence sur le prix, la qualité et la pérennité du système PV en site isolé, il constitue donc une étape cruciale lors de la mise en place du système. Il dépend :

- de l'ensoleillement sur le site au cours de l'année,
- de l'énergie requise par chaque récepteur à alimenter,
- du rendement énergétique de l'ensemble des composants y compris le stockage.

Il est alors évident qu'une demande importante en énergie augmentera la taille et le coût du système tandis que le choix de composants à haut rendement énergétique permettra de les réduire.

D'une manière générale, le dimensionnement devra suivre les étapes suivantes :

- évaluation des besoins énergétiques,
- dimensionnement des panneaux PV,
- dimensionnement du stockage,
- dimensionnement des convertisseurs.

2-3-3-1. Dimensionnement du champ PV

Le système a été dimensionné pour satisfaire aux besoins journaliers de consommation, évaluée à 2950Wh (hors chauffage, cuisson...) et comprenant l'éclairage, les appareils électroménagers de faible consommation (réfrigérateur, congélateur de classe A), l'audio-visuel... d'une habitation type d'une famille de 4 personnes. Les composants du système et l'évaluation de leurs consommations énergétiques sont les suivants :

- **Eclairage basse consommation**
 - 4 lampes fluo compactes de 15W, 4h/jour,
 - 1 lampe halogène 35W, 2h/jour.
- **Electroménager**
 - Réfrigérateur (+2°C) armoire de 229l classe A : 70W, 10h/jour,
 - Congélateur (-30°C) coffre de 200l classe A : 120W, 10h/jour,
 - Lave linge sans chauffage capacité 5kg : 300W, 1h/jour.
- **Audio visuel**
 - Chaîne stéréo : 50W, 2h/jour,
 - Magnétoscope/lecteur DVD : 30W, 3h/jour,
 - TV 42cm : 50W, 3h/jour.
- **Informatique**
 - Pc portable : 30W, 3h/jour.

Le dimensionnement des panneaux PV se fait suivant la formule suivante :

$$P_c = \frac{B_j}{E_j * \eta_b * \eta_i} \quad (2.1)$$

Avec :

P_c : puissance crête des panneaux PV [W],

E_j : rayonnement moyen quotidien du mois le plus défavorable [kWh/m²/j],

η_b : rendement électrique des batteries ,

η_i : rendement électrique de l'installation (tenant compte des différentes pertes et des convertisseurs).

Ces équipements demandent une puissance de 745W et une consommation de 2940Wh/jour. Lors des phases transitoires (phase de démarrage) et si tous les appareils démarrent en même temps, le pic de puissance peut atteindre 2500W.

2-3-3-2. Autonomie du système

L'autonomie d'un système PV est la durée pendant laquelle peut fonctionner le système sans que les panneaux PV ne produisent de l'électricité. Cette autonomie est fixée par la taille des batteries et on devra tenir compte de quelques principes élémentaires lors du dimensionnement comme par exemple l'énergie consommée, la puissance moyenne... En effet, un sous-dimensionnement des batteries sera moins coûteux mais ces dernières seront exposées à de profondes décharges et donc à une durée de vie plus courte tandis qu'un surdimensionnement sera plus onéreux. Dans ce dernier cas, du fait du surdimensionnement, les batteries seront rarement complètement chargées avec pour conséquence des phénomènes de sulfatation et au final une durée de vie plus courte [2.5]. Nous voyons ainsi qu'un sous dimensionnement aussi bien qu'un surdimensionnement des batteries conduisent au même résultat : la réduction de la durée de vie des batteries, d'où l'importance d'un dimensionnement optimal.

Le dimensionnement des batteries requiert donc une attention particulière afin d'augmenter la durée de vie de ces dernières et par la même occasion diminuer le coût global du système. Dans notre cas et afin de ne pas avoir un investissement trop coûteux en stockage, nous souhaitons obtenir une autonomie de 2 jours avec une profondeur de décharge de 60% pour des besoins journaliers de 3kWh. La capacité nominale des batteries est donnée par la relation suivante :

$$C_b = \frac{B_j * Aut}{U_{bat} * \eta_b * D_b} \quad (2.2)$$

Avec :

C_b : la capacité nominale des batteries [Ah]

B_j : les besoins énergétiques journaliers [Wh]

Aut : le nombre de jour d'autonomie

U_{bat} : la tension nominale des batteries [V]

η_b : le rendement énergétique des batteries

D_b : la profondeur de décharge des batteries.

Les batteries devront ainsi avoir une capacité de **255,2 Ah** afin de faire face aux contraintes de fonctionnement précisées dans le cahier des charges (§ 2-3-3-a.).

2-4. Modélisation des composants du système

Il existe de nombreux modèles pour représenter les composants du système ; nos choix se sont portés sur des modèles jugés adéquats à notre système, c'est-à-dire, permettant de tenir compte des interactions entre les différents éléments tout en donnant lieu à une modélisation simple du système global.

2-4-1. Le générateur photovoltaïque

Comme défini dans le chapitre précédent, une cellule photovoltaïque idéale peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant I_{ph} proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode. En addition au modèle idéal, le modèle réel tient compte des propriétés résistives de la cellule qui sont modélisées par une résistance série R_s mais aussi des courants de fuites modélisés par une résistance parallèle R_p .

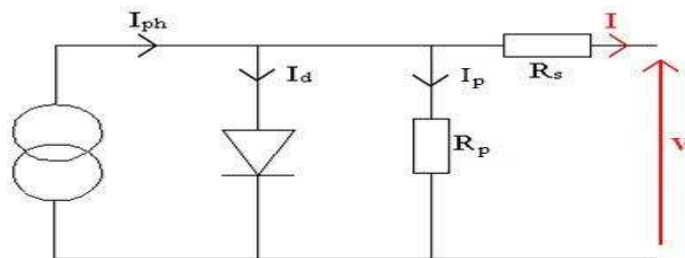


Fig. 2.7. Modèle de la cellule PV

Ce modèle qui permet de tenir compte de l'influence de la température et de l'ensoleillement a été implémenté sous Matlab Simulink (fig. 2.8.) ; il a comme paramètres d'entrée : la tension aux bornes des panneaux PV, l'ensoleillement et la température. Notons que lors des simulations, la tension des panneaux est calculée à chaque instant et réutilisée comme paramètre d'entrée. La figure 2.9. montre l'influence de la température et de l'ensoleillement sur la caractéristique courant – tension (I-V) d'une cellule unitaire d'un module MSX60 de BP Solar. Pour obtenir ces différentes caractéristiques, un balayage de la tension des panneaux de 0 à V_{co} (tension en circuit ouvert) a été effectué.

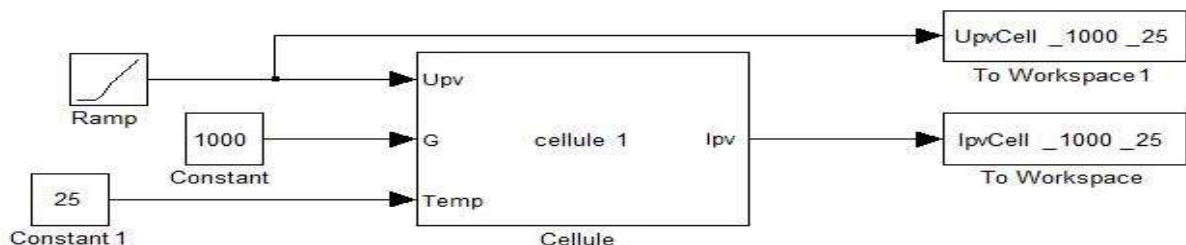


Fig. 2.8. Test de la cellule PV sous Simulink

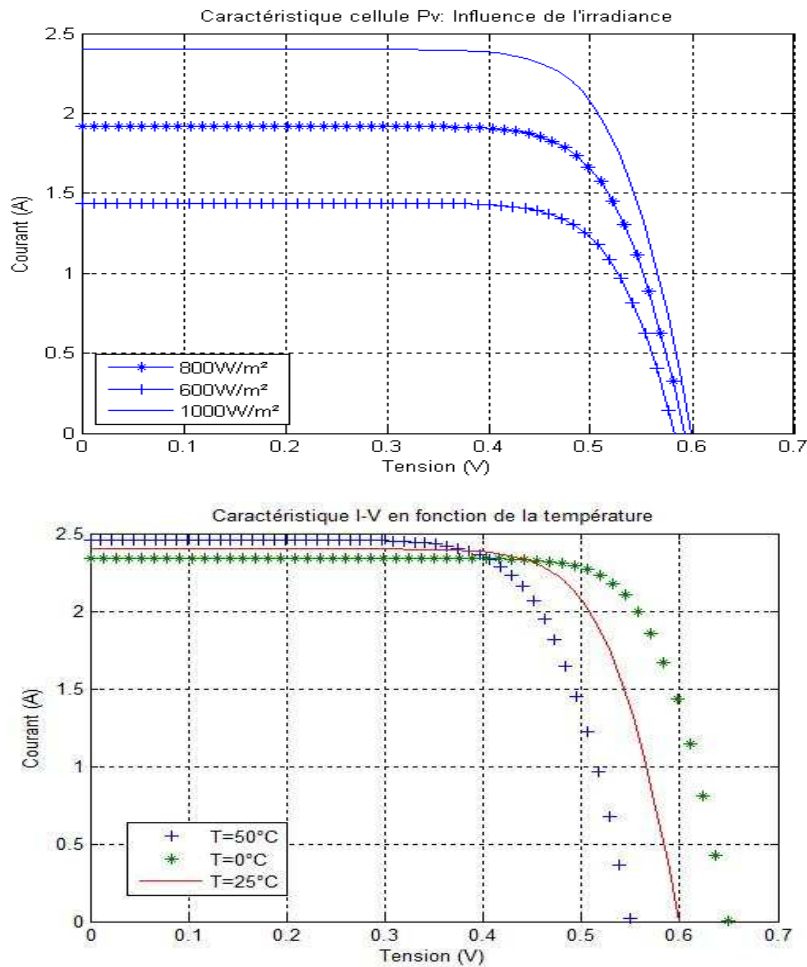


Fig. 2.9. Influence de l'ensoleillement et de la température sur la caractéristique I-V d'une cellule PV

Nous remarquons que le courant débité par la cellule est proportionnel à l'ensoleillement tandis que la tension des panneaux est inversement proportionnelle à la température.

La cellule PV étant le composant unitaire d'un module PV, nous verrons dans le prochain paragraphe la modélisation des panneaux PV.

- **Les panneaux photovoltaïques**

Un panneau photovoltaïque ou module photovoltaïque est obtenu à partir de la mise en parallèle et/ou série de plusieurs cellules PV. Il existe sur le marché des puissances normalisées de modules PV, on peut ainsi retrouver des modules de puissance nominale 50W, 100W ou encore 165W. Suivant le cahier de charges que nous avons défini au paragraphe 2-3-3-a, et pour des raisons de simplicité, le module PV de 100W est modélisé avec un seul bloc Simulink. Les expressions du courant débité par le module PV et la tension à ses bornes sont données par les équations suivantes :

$$I_m = N_p * I \quad (2.3)$$

$$I_{Phm} = N_p * I_{Ph} \quad (2.4)$$

$$V_m = N_s * V \quad (2.5)$$

$$V_{com} = N_s * V_{co} \quad (2.6)$$

Avec :

- N_s : le nombre de cellules connectées en série,
- N_p : le nombre de cellules connectées en parallèle,
- I_{phm} : le courant de court circuit du module,
- V_{com} : la tension en circuit ouvert du module.

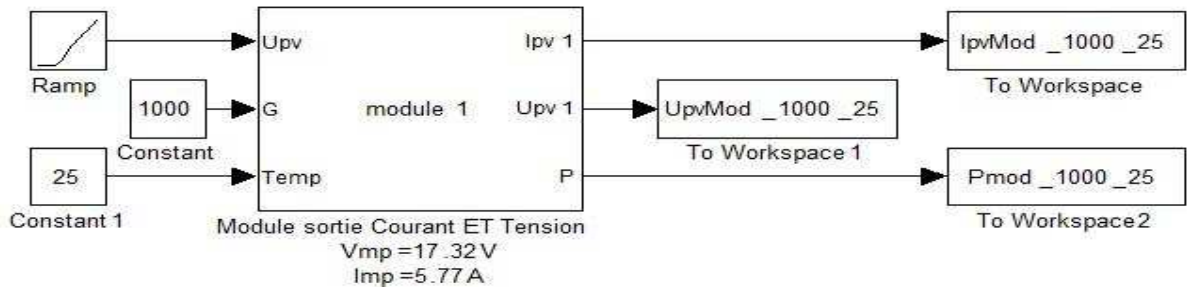


Fig. 2.10. Modèle Simulink d'un module PV de 100W

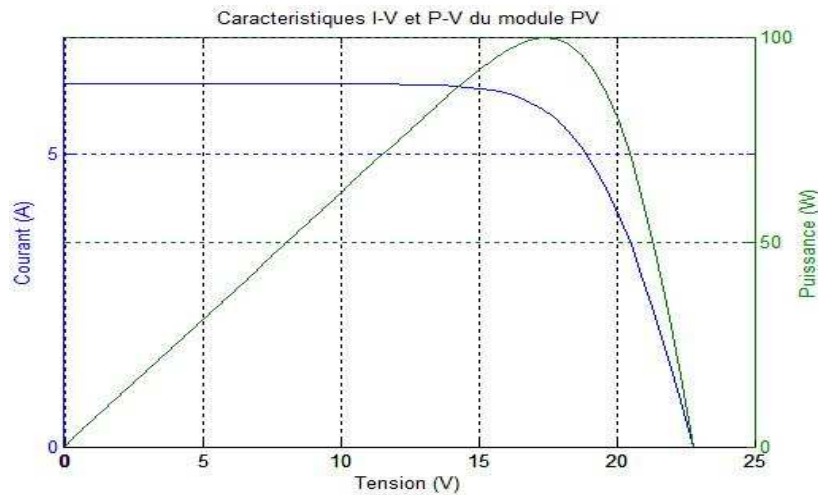


Fig. 2.11. Caractéristiques I-V et P-V du module PV

Au point de puissance maximum, la valeur de la puissance est de 100Wc ; pour obtenir 1000Wc, nous disposerons par exemple 10 modules (5 en parallèle et 2 en série, Fig. 2.12)

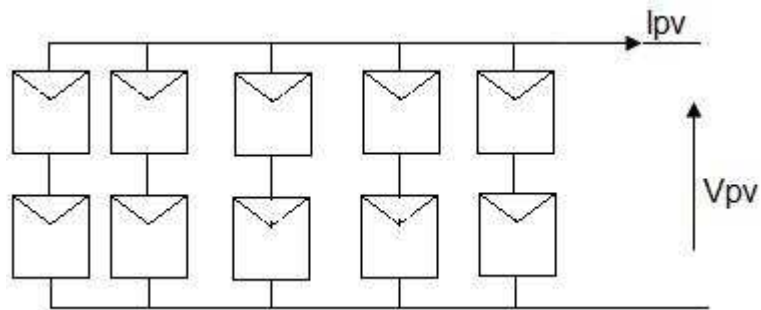


Fig. 2.12. Configuration de la Source PV du Système

Les diodes d'anti-retour ne sont pas représentées sur cette figure.

2-4-2. Les convertisseurs d'énergie

Le système PV que nous voulons modéliser, comprend deux convertisseurs :

- un hacheur boost dédié à la conversion de l'énergie provenant des panneaux PV
- un convertisseur permettant d'adapter la tension du bus continu à celle de l'utilisateur.

Dans un souci de simplification, nous supposons que le convertisseur au niveau de l'utilisateur est parfait ; ceci nous permet de nous affranchir de ce convertisseur lors des simulations et d'appliquer ainsi directement une consigne en puissance au niveau du module de commande. Le convertisseur que nous allons décrire dans la suite est donc un hacheur élévateur de tension ou hacheur boost (fig. 2.13.).

D'après le cahier des charges (§ 2-3-3), les panneaux PV fournissent une tension de 35V (deux panneaux en série) au point de puissance maximale, le hacheur boost a donc pour rôle d'élever la tension des panneaux à la valeur de la tension du bus continu qui est de 48V dans notre cas. Ce choix a été guidé d'une part par un aspect sécuritaire (basse tension en continu) et d'autre part par le souci de minimiser les pertes dans les convertisseurs en choisissant comme interrupteurs des transistors MOS et des diodes Schottky. Dans cette partie, nous considérons qu'un dispositif MPPT est intégré à la commande du hacheur et permet de maintenir la tension des panneaux PV à la tension V_{mpp} (tension au point de puissance maximale). Dans les paragraphes suivants, nous décrivons le fonctionnement et le dimensionnement du hacheur boost sur une charge R.

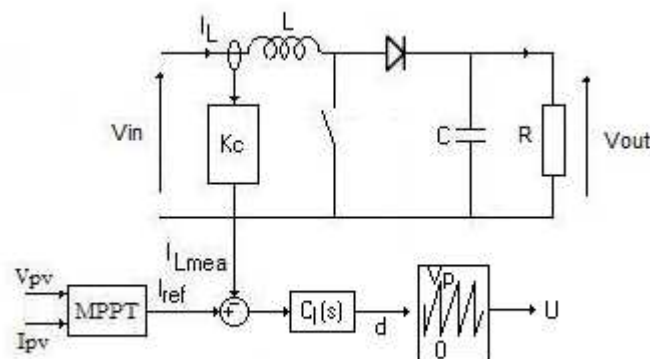


figure 2.13. Hacheur boost avec sa commande

En mode de conduction continue, quand l'interrupteur S est fermé, la diode D ne voit passer aucun courant, V_{in} est alors appliqué à travers l'inductance L. Lorsque S s'ouvre, le courant accumulé dans l'inducteur passe par D en direction de la charge R, entraînant ainsi une tension de sortie V_{out} supérieure à la tension d'entrée.

Les équations électriques du hacheur boost s'écrivent :

$$L \cdot \frac{dI_L}{dt} = V_{in} - (1-d) \cdot V_{out} \quad (2.7)$$

$$C \cdot \frac{dV_{out}}{dt} = (1-d) \cdot I_L - \frac{V_{out}}{R} \quad (2.8)$$

En valeurs moyennes, la tension de sortie est fonction de la tension d'entrée et du rapport cyclique moyen D_0 . Son expression est donnée par l'équation (2.9). La régulation de la tension de sortie se fait alors en contrôlant le rapport cyclique, d .

$$V_{out_av} = \frac{V_{in_av}}{1 - D_0} \quad (2.9)$$

- Dimensionnement des composants

A partir d'une tension d'entrée de 35V, nous souhaitons avoir en sortie une tension de 48V avec une puissance nominale de 1000W. La fréquence de commutation du convertisseur est de 20kHz. Le calcul des composants L et C se fait grâce aux expressions suivantes :

$$D_0 = 1 - \frac{V_{in_av}}{V_{out_av}} \quad (2.10)$$

$$L = \frac{D_0 * V_{in_av}}{F * \Delta I} \quad (2.11)$$

$$C = \frac{D_0 * I_{max}}{F * \Delta V_{out}} \quad (2.12)$$

Avec $\Delta I=1A$ et $\Delta V_{out}=0.1V$, les oscillations du courant dans l'inductance et de la tension de sortie autour de leurs valeurs moyennes.

Nous obtenons ainsi le tableau récapitulatif suivant avec le rapport cyclique $D_0=28\%$ qui permet de passer de la tension des panneaux ($V_{in}=35V$) à la tension du bus continu ($V_{out}=48V$) :

F (kHz)	V_{in} (V)	I_{in} (A)	V_{out} (V)	I_{out} (A)	P (W)	L (H)	C (F)
20	35	29.4	48	20.83	1000	4.95e-4	4.2e-3

Tableau 2.1. Récapitulatif des paramètres du système

- Dimensionnement de la boucle de commande

Le hacheur boost est commandé par un correcteur Proportionnel Intégral (PI) dont le courant de référence I_{ref} est donné par l'algorithme MPPT.

Pour toutes les variables, nous notons : $X = X_0 + \hat{x}$ où X_0 est la valeur de X en régime permanent et \hat{x} une petite variation de X.

Après un développement au premier ordre et une transformation de Laplace des équations (2.7 et 2.8), on obtient :

$$\begin{aligned} L \cdot s \cdot \hat{i}_L(s) &= \hat{v}_{in}(s) - (1 - D_0) \cdot \hat{v}_{out}(s) + V_{out0} \cdot \hat{d}(s) \\ C \cdot s \cdot \hat{v}_{out}(s) &= (1 - D_0) \cdot \hat{i}_L(s) - I_{L0} \cdot \hat{d}(s) - \frac{\hat{v}_{out}(s)}{R} \end{aligned} \quad (2.13)$$

\hat{i}_L étant la variation du courant d'inductance, \hat{v}_{in} , la variation de la tension d'entrée, D_0 , le rapport cyclique moyen, \hat{v}_{out} , la variation de la tension de sortie, V_{out0} , la tension nominale de sortie et \hat{d} , la variation du rapport cyclique.

Nous obtenons au final, en boucle ouverte, la fonction de transfert de la boucle du courant :

$$\frac{\hat{i}_{Lmea}(s)}{\hat{i}_{Lref}(s)} = K_c \cdot \frac{2 \cdot V_{in0}}{R \cdot (1 - D_0)^3} \cdot \frac{(1 + \frac{R \cdot C}{2} \cdot s)}{(1 + \frac{L}{R \cdot (1 - D_0)^2} \cdot s + \frac{L \cdot C}{(1 - D_0)^2} \cdot s^2)} \cdot \frac{1}{V_p} \cdot C_I(s) \quad (2.14)$$

Avec C_I :

$$C_I(s) = K_{pc} \frac{(1 + \tau_c \cdot s)}{\tau_c \cdot s \cdot (\frac{s}{\omega_{pc}} + 1)} \quad (2.15)$$

Pour assurer la stabilité au convertisseur, nous devons avoir une marge de phase comprise entre 45° et 70°. Le tracé du diagramme de Bode nous permet de trouver les paramètres du correcteur PI.

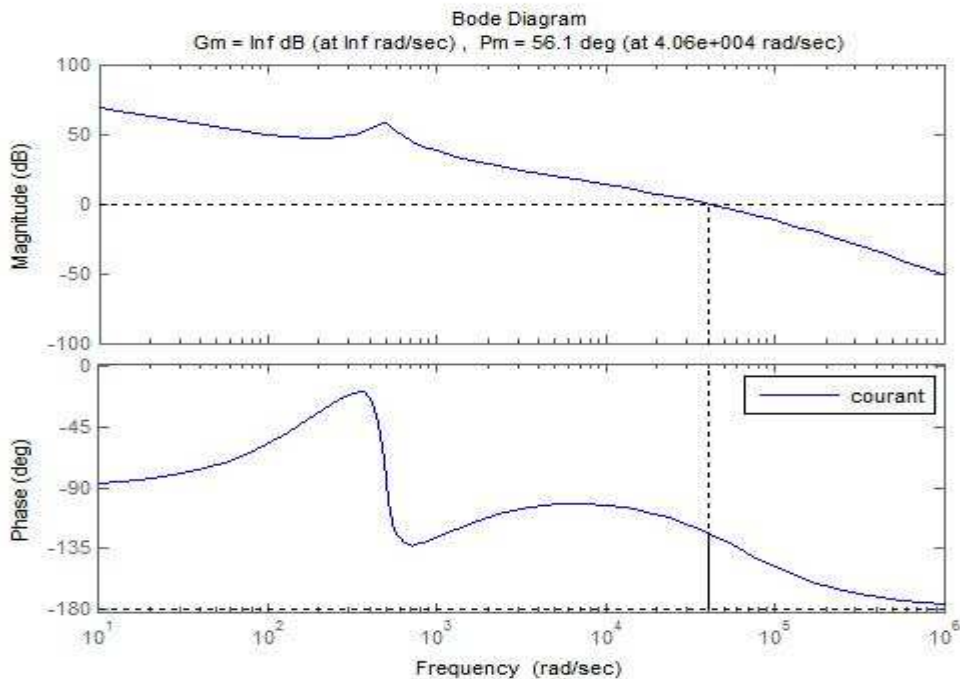


Fig. 2.14. Tracé du diagramme de bode

Nous remarquons qu'avec une marge de phase de 56° , nous respectons les critères de stabilité du convertisseur.

Les paramètres du correcteur PI dans ce cas sont consignés dans le tableau suivant :

ω_{pc}	$6,28 \cdot 10^4 \text{ rad/s}$
τ_c	$6 \cdot 10^{-4}$
K_{pc}	10

Tableau 2.2. Paramètre du correcteur P.I.

La figure 2.15. présente le test de robustesse du hacheur. La boucle de courant permet d'imposer une valeur de courant de 29,5A dans l'inductance. En entrée du hacheur, nous avons une source de tension de 35V en série avec une résistance de $0,2\Omega$. Une résistance variable est branchée à la sortie du hacheur. Afin de tester la robustesse du hacheur, nous faisons varier au temps $t=0,1s$, la valeur de la résistance de charge de $4,6\Omega$ à $1,53\Omega$.

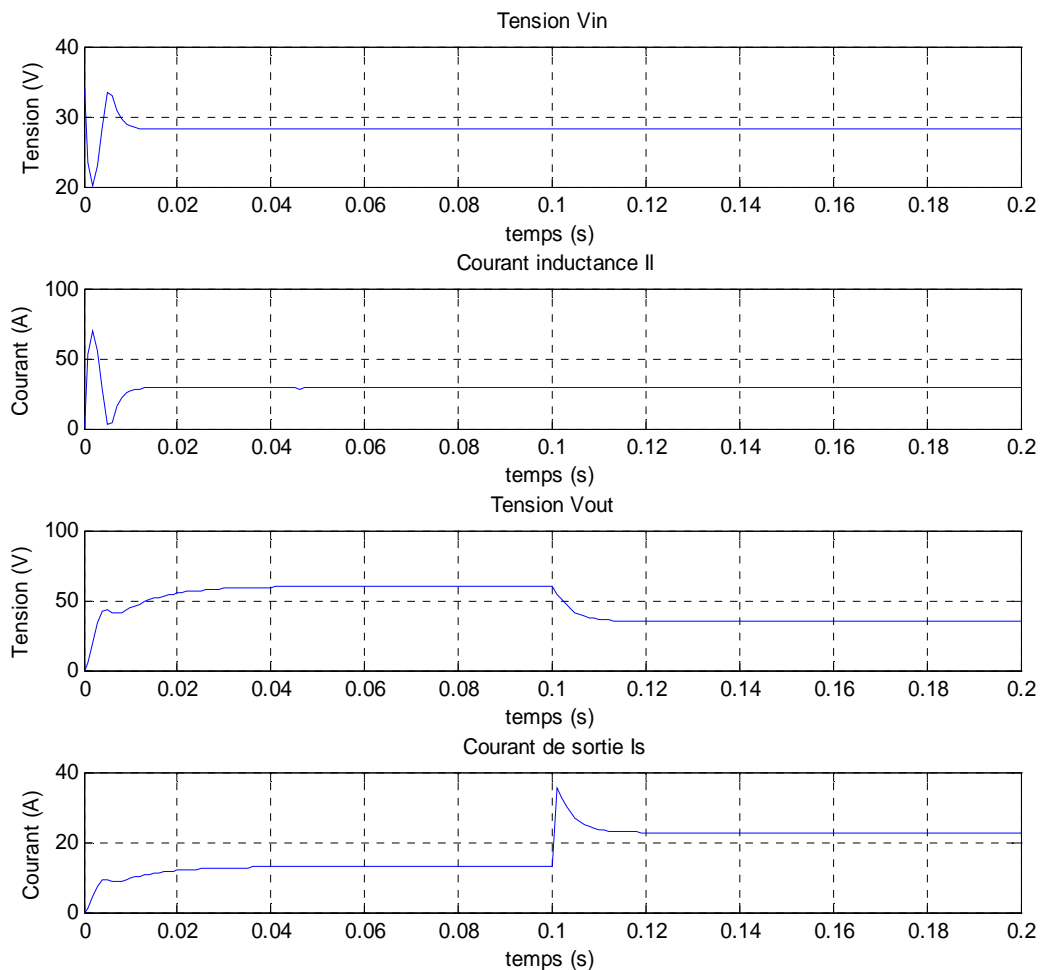


Fig. 2.15. Test de robustesse du hacheur : variation de la charge au temps $t=0.1s$

Le courant dans l'inductance suit bien sa référence ($i_L=29,5A$) malgré la variation de charge. On observe une variation de la tension de sortie V_{out} , elle est due à celle de la charge résistive.

A partir des tests effectués nous remarquons que la commande du hacheur est robuste car pour une variation de charge d'un rapport 1/3, le courant dans l'inductance suit bien sa référence.

Notons toutefois que dans le cas où la tension en sortie du hacheur est imposée par les batteries, le système sera du premier ordre (éq. 2.14.1). Le tracé du diagramme de Bode est représenté sur la figure 2.14.1.

$$\frac{\hat{i}_{Lmea}(s)}{\hat{i}_{Lref}(s)} = K_c \cdot \frac{V_{out0}}{L \cdot s} \cdot \frac{1}{V_p} \cdot C_1(s) \quad (2.14.1)$$

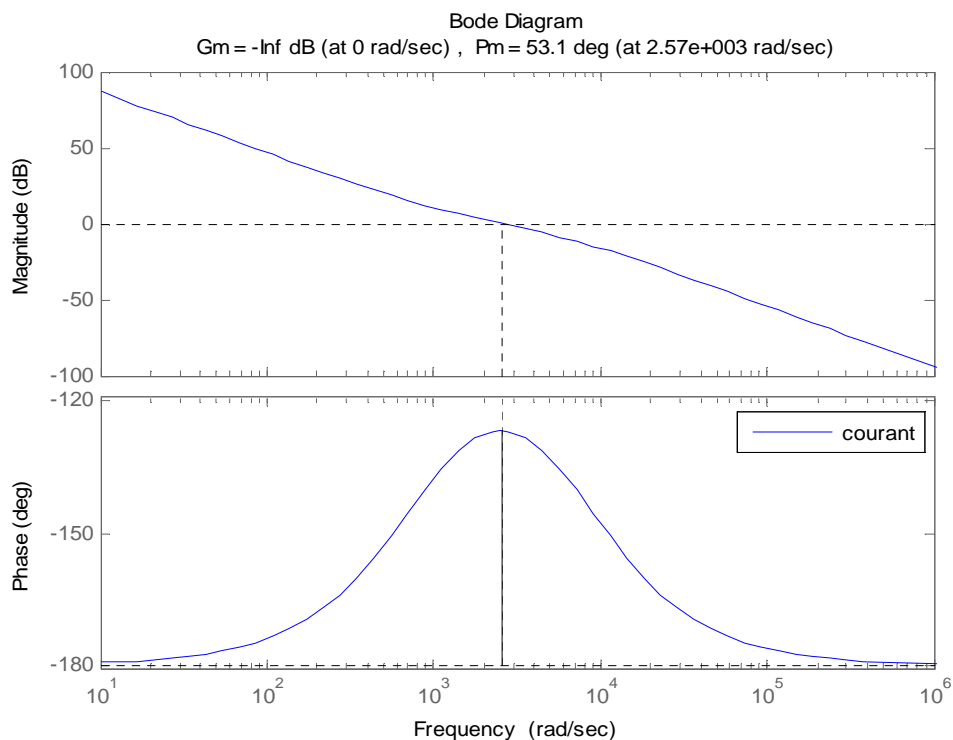


Fig. 2.14.1. Tracé du diagramme de Bode

Et les paramètres du correcteur PI dans ce cas seront :

ω_{pc}	7539 rad/s
τ_c	0.0012
K_{pc}	0.5

Tableau 2.2.1. Paramètre du correcteur P.I.

Avec un gain intégral $K_i=829$.

2-4-3. Le dispositif de stockage

Il existe plusieurs modèles de batterie au plomb et leur mise en œuvre n'est pas aisée du fait de la prise en compte de plusieurs paramètres. Suivant les applications et les contraintes auxquelles elles sont soumises, les batteries réagissent différemment, et donc on ne trouve pas de modèle unique qui soit exact dans toutes les circonstances. Notre choix s'est porté sur deux modèles : le modèle dit « CIEMAT » (Research Center for Energy, Environment and Technology, Espagne) relativement complet, malgré quelques imperfections comme le saut de tension lorsqu'on passe d'un cycle de charge à un cycle de décharge, et le modèle R-C, utilisé lors des simulations avec des pas de temps très petits (de l'ordre de 10^{-6} s pour permettre de tenir compte de la fréquence de « hachage » des convertisseurs).

- Le modèle électrique simple de la batterie

Le modèle électrique simple comprend une fem E_0 modélisant la tension à vide de la batterie, un condensateur modélisant la capacité interne de la batterie (C_b) et une résistance interne (R_s).

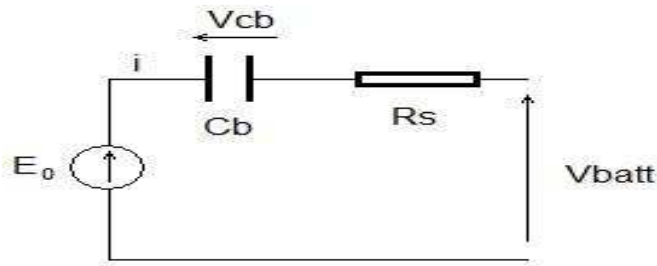


Fig. 2.16. Modèle R-C de la batterie [2.7.]

Nous avons donc :

$$V_{batt} = E_0 - R_s * i - V_{Cbatt} \quad (2.16)$$

On définit également l'état de charge (EDC) de la batterie par :

$$EDC = 1 - \frac{Q_d}{C_{bat}} \quad (2.17)$$

Avec C_{bat} la capacité (Ah) nominale de la batterie et Q_d la quantité de charge manquante par rapport à C_{bat} .

- Le modèle « CIEMAT »

Ce modèle est basé sur le schéma suivant (Fig. 2.17) où la batterie est décrite par seulement deux éléments, une source de tension et une résistance interne, dont les valeurs dépendent d'un certain nombre de paramètres :

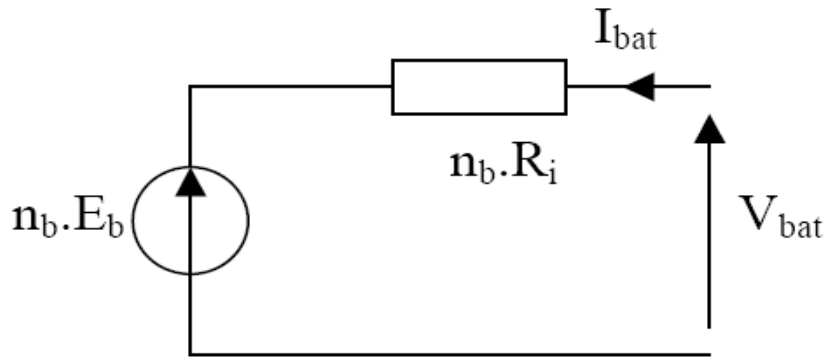


Fig. 2.17. Schéma équivalent de n_b éléments en série [2.7.]

Ce modèle définit la tension aux bornes de l'accumulateur en fonction du courant imposé, de son état de charge et de la température. Il tient compte du rendement faradique en charge pour calculer l'évolution de son état de charge et intègre la phase de dégazage (dégagement d'hydrogène).

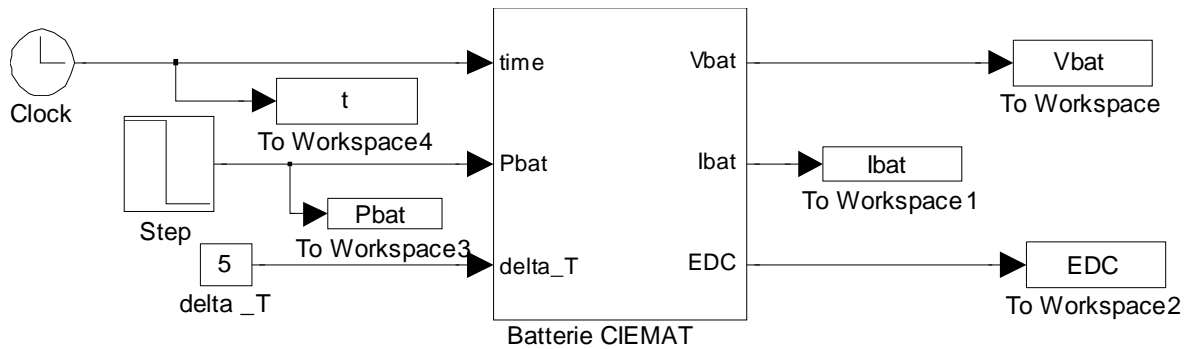


Fig. 2.18. Modèle CIEMAT de la batterie au plomb sous Simulink

L'étude de ce modèle a été réalisée dans la thèse d'O. Gergaud [2.7]. Elle a montré que par rapport à une consigne en tension, la consigne en puissance permettait de reproduire fidèlement le profil du courant.

Les entrées du modèle de la figure. 2.18 sont donc la puissance et l'écart de température par rapport à la température nominale fixée à 25°C. Le calcul de l'état de charge se fait en interne et permet de calculer la tension. La valeur du courant est obtenue à partir de la puissance et de la tension (équation 2.18). L'horloge représentée sur la figure a juste un rôle dans l'acquisition des données.

$$I_{bat} = \frac{P_{bat}}{U_{bat}} \quad (2.18)$$

Malgré la pertinence de ce modèle, nous verrons plus loin qu'il présente des limites lorsque le pas de simulation devient petit ($\Delta t \leq 5.10^{-6}$ s).

Lors de nos simulations, nous ne tenons pas compte de l'évolution de la capacité interne de la batterie ni du rendement faradique. Les expressions des grandeurs de la batterie sont exprimées ci-dessous.

L'expression générale de la tension batterie :

$$V_{bat} = n_b \cdot E_b + n_b \cdot R_i \cdot I_{bat} \quad (2.19)$$

L'expression de l'état de charge :

$$EDC = 1 - \frac{Q_d}{C_{bat}} \quad (2.20)$$

Les tensions en décharge et en charge sont modélisées par deux équations différentes [2.7] :

- tension en décharge :

$$V_{bat_d} = n_b \cdot [1,965 + 0,12 \cdot EDC] - n_b \cdot \frac{|I_{bat}|}{C_{10}} \cdot \left(\frac{4}{1 + |I_{bat}|^{1,3}} + \frac{0,27}{EDC^{4,5}} + 0,02 \right) \cdot (1 - 0,007 \cdot \Delta T) \quad (2.21)$$

- tension en charge :

$$V_{bat_c} = n_b \cdot [2 + 0,16 \cdot EDC] + n_b \cdot \frac{I_{bat}}{C_{10}} \cdot \left(\frac{6}{1 + I_{bat}^{0,86}} + \frac{0,48}{(1 - EDC)^{1,2}} + 0,036 \right) \cdot (1 - 0,025 \cdot \Delta T) \quad (2.22)$$

- Validation et limites du modèle CIEMAT

Nous reprenons ici le modèle validé dans [2.7.] afin d'en montrer les limites par rapport à notre étude. La validation du modèle a été faite en considérant les données d'accumulateurs de marque STECO ayant une capacité $C_{10}=325Ah$ et une résistance interne de $0,4m\Omega$. Rappelons que la capacité C_{10} est la capacité en Ampère-heure de la batterie en régime de décharge à courant constant durant 10h. Les tests ont été effectués suivant deux pas de simulations : à 5s et $5 \cdot 10^{-6}s$.

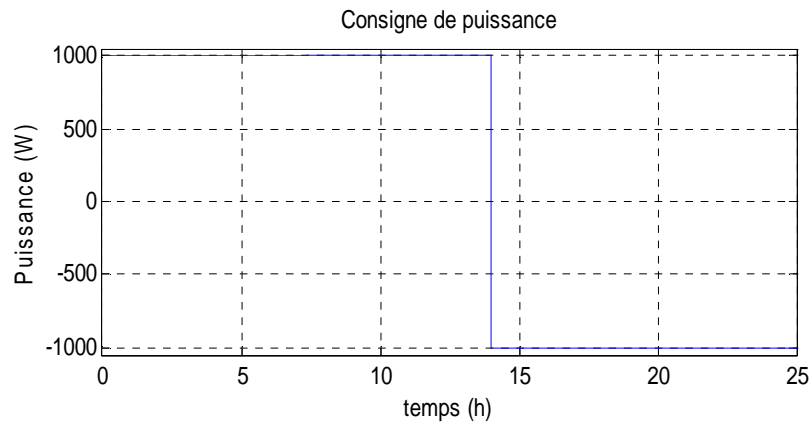


Fig. 2.19. Consigne de puissance en entrée de la batterie

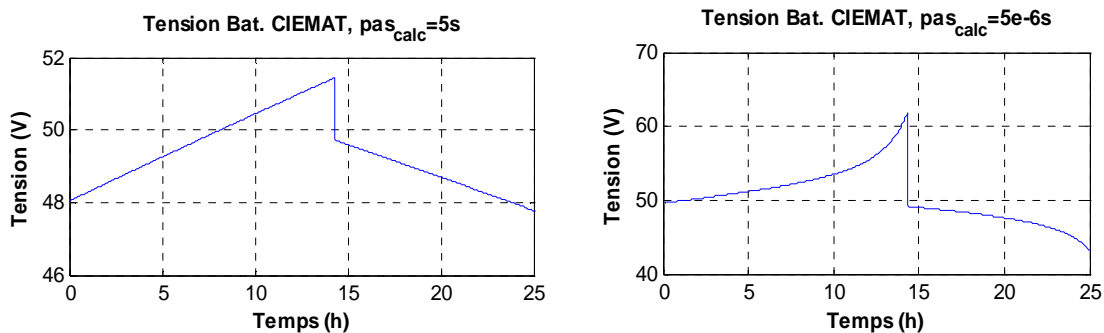


Fig. 2.20. Tension aux bornes de la batterie CIEMAT sans réduction d'échelle de temps (à gauche) et avec réduction d'échelle de temps (à droite)

Avec un pas de $5 \cdot 10^{-6}$ s, l'expression de la tension aux bornes du modèle CIEMAT n'est plus juste puisque cette tension dépasse largement les valeurs normales (62V au lieu de 52V en fin de charge). Ce modèle ne peut donc pas rendre compte de l'état de la batterie. Dans la suite nous utiliserons l'un ou l'autre des deux modèles suivant le type de simulation : le modèle CIEMAT sera privilégié pour des calculs ne nécessitant pas un petit pas de calcul tandis que nous utiliserons le modèle R-C lors des simulations à petit pas de calcul (simulation avec prise en compte de la fréquence de commutation des convertisseurs).

2-4-4. Le système de supervision

Dans un système photovoltaïque il est primordial de gérer de façon optimale le flux d'énergie entre les différents composants. Le module de supervision a pour rôle de contrôler les échanges d'énergie entre les différents composants du système d'une part mais aussi de réguler le processus de charge/décharge du stockage d'autre part. Son choix est guidé par un cahier de charges qui tient compte du prix, de la consommation d'énergie, de la fiabilité et de l'intégration au système photovoltaïque. La complexité du système de supervision dépend aussi du fait que l'on ait ou pas un système de stockage et de la composition de ce dernier ; on peut ainsi passer d'une simple diode anti-retour évitant le retour d'énergie vers les modules PV [2.8] à des algorithmes complexes incluant des convertisseurs avec recherche du point maximum (MPPT pour Maximum Power Point Tracking) [2.9].

Dans ce chapitre, nous décrivons un système photovoltaïque dont le stockage d'énergie est assuré par des batteries au plomb. A cet effet, le module de supervision sera chargé de réguler l'énergie provenant des panneaux PV et du stockage suivant la demande du

consommateur. Il intégrera aussi le système de gestion des batteries. L'algorithme de supervision est basé sur trois scénarios :

- Alimentation du consommateur et du stockage par les panneaux PV si énergie solaire suffisante,
- Alimentation du consommateur par les panneaux PV et le stockage si énergie solaire insuffisante,
- Alimentation du consommateur uniquement par le stockage si énergie solaire absente.

La gestion des batteries est assurée indépendamment des trois commandes citées plus haut et repose sur deux critères fondamentaux : protection contre les décharges profondes et charge optimale. Nous adoptons une régulation dite « on-off » [2.8] pour la gestion des batteries. Cette gestion basée sur la tension des batteries déconnecte ou reconnecte celles-ci suivant quatre seuils :

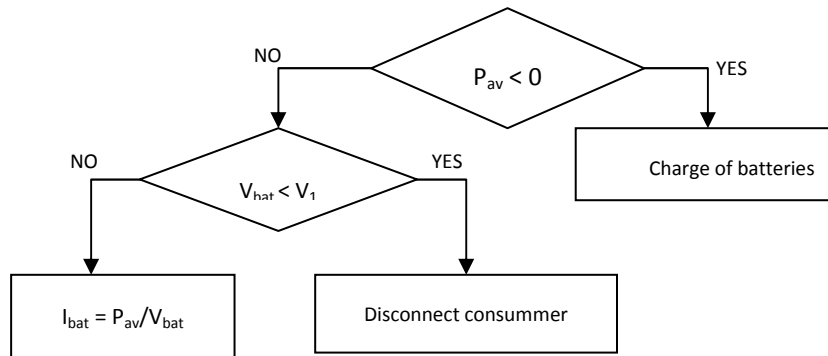
- V4 : seuil haut de coupure, en anglais HVD pour « High Voltage Disconnect » : ce seuil correspond à la tension de la batterie lorsqu'elle est complètement rechargée ; on arrête alors la charge.
- V3 : seuil haut de reconnexion : il permet d'introduire un hystérésis afin d'éviter les phénomènes de pompage du régulateur ; la recharge ne reprend que lorsque la tension de la batterie est inférieure à V3.
- V2 : seuil bas de reconnexion : il introduit un deuxième hystérésis permettant d'éviter les effets de pompage lorsque la batterie est en état de décharge. En effet, lorsque la batterie atteint sa tension minimale de fonctionnement (tension fixée suivant la profondeur de décharge voulue) et qu'une recharge s'en suit, la reconnexion de la charge n'est possible que lorsque la tension de la batterie est supérieure à V2.
- V1 : seuil bas de coupure ; lorsque la tension de la batterie atteint le seuil bas de coupure, on considère qu'elle est complètement déchargée, il faut donc la déconnecter de la charge.

Soit P_{pv} la puissance fournie par les panneaux et P_{cons} la puissance demandée par le consommateur, en adoptant la convention « générateur » (le courant fourni par les batteries est positif), nous obtenons :

$$P_{av} = P_{cons} - P_{pv} \quad (2.23)$$

P_{av} étant la puissance disponible pour charger les batteries, ainsi, lorsque P_{av} est négatif, le courant traversant les batteries l'est aussi : les batteries reçoivent de l'énergie et donc sont en charge, la production des panneaux photovoltaïque est excédentaire.

Le module de supervision peut être représenté par le diagramme suivant :



Diag. 2.1. Principe de gestion de l'énergie par le module de supervision

2-5. Simulation du système photovoltaïque : évaluation des performances du système de stockage

Dans toute étude système, le niveau de modélisation et le choix de l'outil de simulation revêt une importance capitale. Entre une commutation de transistor de l'ordre de $1\mu\text{s}$ et une constante de temps électrique d'une batterie électrochimique, il existe un rapport supérieur à 10^6 . Un simulateur à pas variable semble, a priori, bien adapté à cette exigence en termes de compromis précision – rapidité sur des modèles dits "instantanés". Cependant, en raison du très grand rapport des dynamiques propres aux constituants, il semble très difficile de relever une telle exigence sur des horizons de temps de plusieurs dizaines de secondes (ex. dans § 2-4-3., le modèle CIEMAT est juste ou pas selon la valeur du pas de calcul). C'est la raison pour laquelle nous avons opté pour deux simplifications :

- lors de l'utilisation du modèle CIEMAT, les dynamiques rapides de commutation ne seront pas modélisées (i.e. que le phénomène est idéalisé), la reconstitution de l'information pourra se faire par un modèle comportemental post traité (le calcul des pertes par exemple),

- l'utilisation du modèle de batterie R-C permettant le choix d'un simulateur à pas fixe dont le pas de calcul est adapté à la période de découpage des convertisseurs. Grâce à l'utilisation du modèle R-C et en considérant les pertes dans les convertisseurs constantes, nous obtenons un gain de temps par un changement d'échelle du temps. Ainsi, une simulation sur une seconde correspond à une simulation sur une heure. Il devient alors aisé de rendre compte du comportement du système sur plusieurs jours.

2-5-1. Caractéristiques du système PV autonome

Les besoins en énergie électrique et l'autonomie du système étant définis au paragraphe § 2-3-3, comme convenu nous avons choisi d'imposer la tension du bus continu à une valeur de 48V. Suivant les méthodes de dimensionnement définies plus haut (§ 2-3-3.), nous pouvons récapituler dans le tableau suivant les caractéristiques de notre système photovoltaïque.

Besoins énergétiques journaliers : B_j [Wh]	2950
Rayonnement moyen quotidien du mois le plus défavorable : E_j [kWh/m ² /j]	4
Tension du bus continu : U_{bat} [V]	48
Nbre de jours d'autonomie : Aut	2
Rendement électrique des batteries : η_b	80%
Rendement électrique de l'installation : η_i	90%
Profondeur de décharge des batteries : D_b	60%
Puissance crête des panneaux PV : P_{pv} [W]	1020
Capacité nominale des batteries : C_b [Ah]	255,2

Tableau 2.3. Caractéristiques du système PV autonome

Pour assurer la fourniture d'énergie électrique au système, les panneaux PV devront avoir une puissance crête de 1020Wc et le stockage, une capacité nominale de 255,2Ah.

2-5-2. Simulation du système complet sous Matlab-Simulink

Les différents composants ont été modélisés et simulés séparément, il s'agit dès lors de les intégrer afin d'obtenir le système complet. La source d'énergie de notre système est assurée par des panneaux photovoltaïques de 1kWc, les échanges d'énergies entre les composants se font à travers un bus continu de 48V.

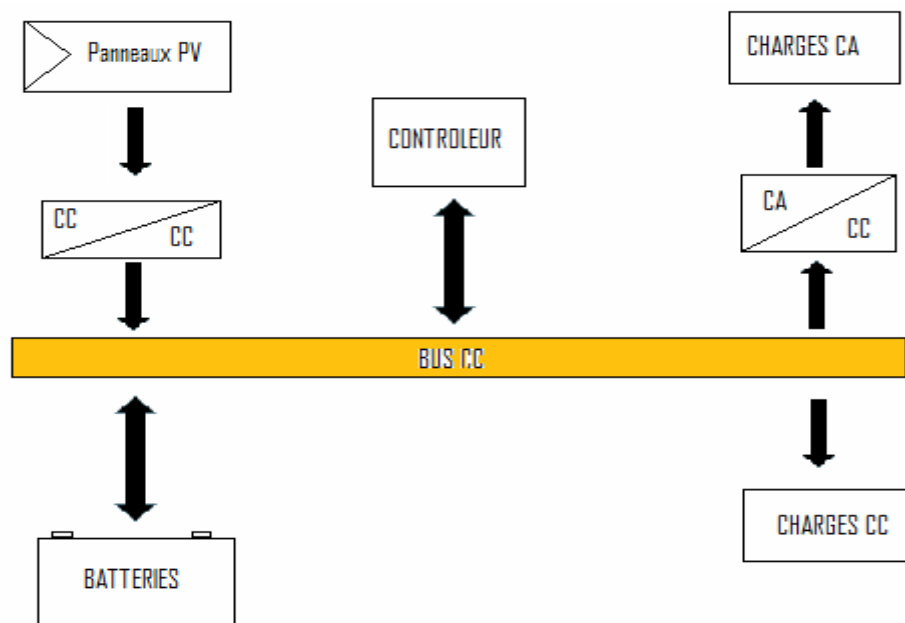


Fig. 2.21. Synoptique du système PV autonome avec stockage d'énergie

Le système est supervisé par un module de contrôle qui régule le flux d'énergie, gère le fonctionnement des batteries et assure la sécurité du système. Les charges alternatives sont alimentées via un onduleur et les charges continues sont directement branchées sur le bus continu. Afin de simplifier les simulations, les besoins des charges alternatives et continues sont représentés par un profil de puissance commun. Les variables d'entrée du système sont donc : l'ensoleillement, la température ambiante et le profil de puissance de consommation.

2-5-2-1. Présentation du système et validation du changement d'échelle

a- Changement de l'échelle de temps

Le but de notre étude est de rendre compte du comportement d'un système PV autonome sur plusieurs jours tout en tenant compte de toutes ou presque toutes les sollicitations de la charge. L'importance que revêt la robustesse des convertisseurs nous oblige donc à tenir compte de la fiabilité de leur boucle de commande lors des simulations. Malheureusement en imposant un pas de calcul de l'ordre du temps de commutation des interrupteurs, le temps de calcul d'une simulation de quelques heures serait de plusieurs jours. Afin de nous dispenser de cette contrainte, nous avons procédé à un changement d'échelle du temps en faisant correspondre la seconde à l'heure. Ci-après, nous constaterons que ce changement s'avère judicieux et ne fausse pas le bilan d'énergie, en particulier si nous considérons que les convertisseurs ont un rendement constant. Par contre, nous sommes obligés d'adapter en conséquence la constante de temps des batteries au changement d'échelle du temps.

D'après le modèle R-C de la batterie présentée au § 2-4-3., la capacité en ampères heure est modélisée par C_{bat} dont la valeur est donnée par l'expression suivante :

$$Q_{batt} = I * t \quad (2.24)$$

$$C = \frac{Q_{batt}}{V} \quad (2.25)$$

Avec :

Q_{batt} : la quantité de charge électrique en Coulomb,

I : le courant à travers la capacité,

t : le temps de fonctionnement,

C : la valeur de la capacité en Farad,

V : la différence de potentiel correspondant à une plage de l'état de charge de la batterie allant de 0% à 100%. Nous considérons $V=2V$ pour une batterie au plomb de 12V.

Le tableau suivant récapitule la valeur de la capacité en farad d'une batterie de 48V - 260Ah (4 batteries de 12V mises en série) selon qu'on ait procédé à un changement d'échelle ou pas.

	Sans changement d'échelle	Avec changement d'échelle
C [F]	117000	32.5

Tableau 2.4. Capacité de la batterie suivant un changement d'échelle

2. MODELISATION DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE AVEC STOCKAGE

Afin de valider notre stratégie de changement d'échelle, nous procédons aux simulations suivantes, avec et sans changement d'échelle. Le but des simulations est d'effectuer une charge puis une décharge de la batterie à courant constant ($I=26A$). Dans le premier cas, nous utilisons le modèle de batterie CIEMAT avec un pas de calcul de 5s (fig. 2.23.) et dans le deuxième cas le modèle de batterie RC avec un pas de calcul de $5.10^{-6}s$. Rappelons que notre changement d'échelle permet d'équivaloir une heure de simulation à une seconde de simulation.

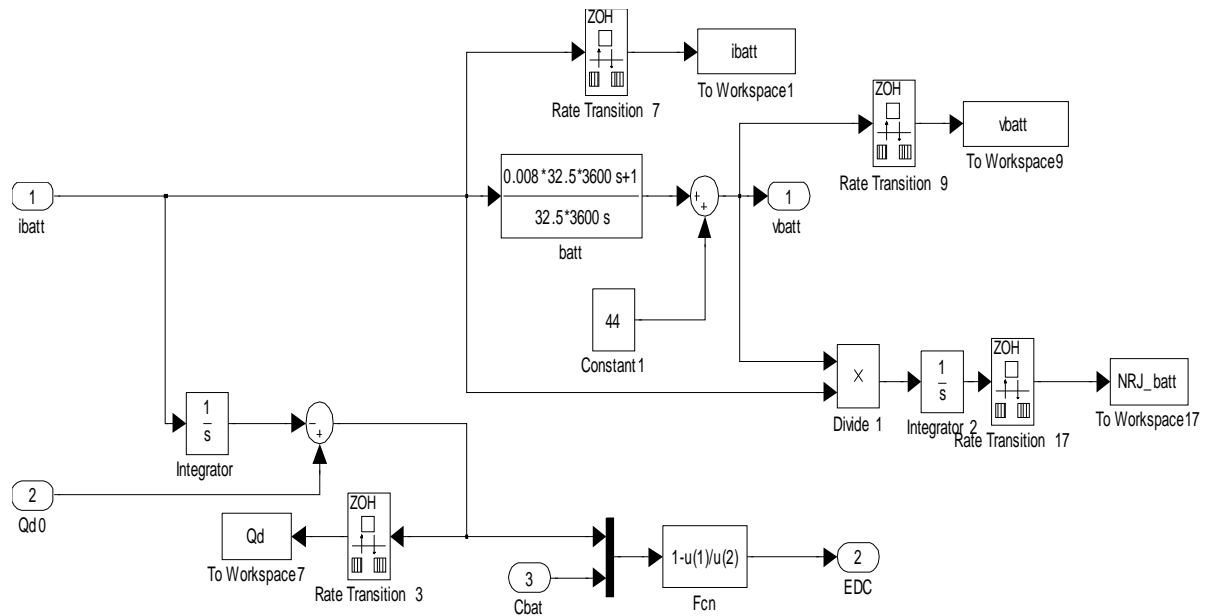


Fig.2.22. Mise en œuvre du modèle R-C sous Matlab – Simulink

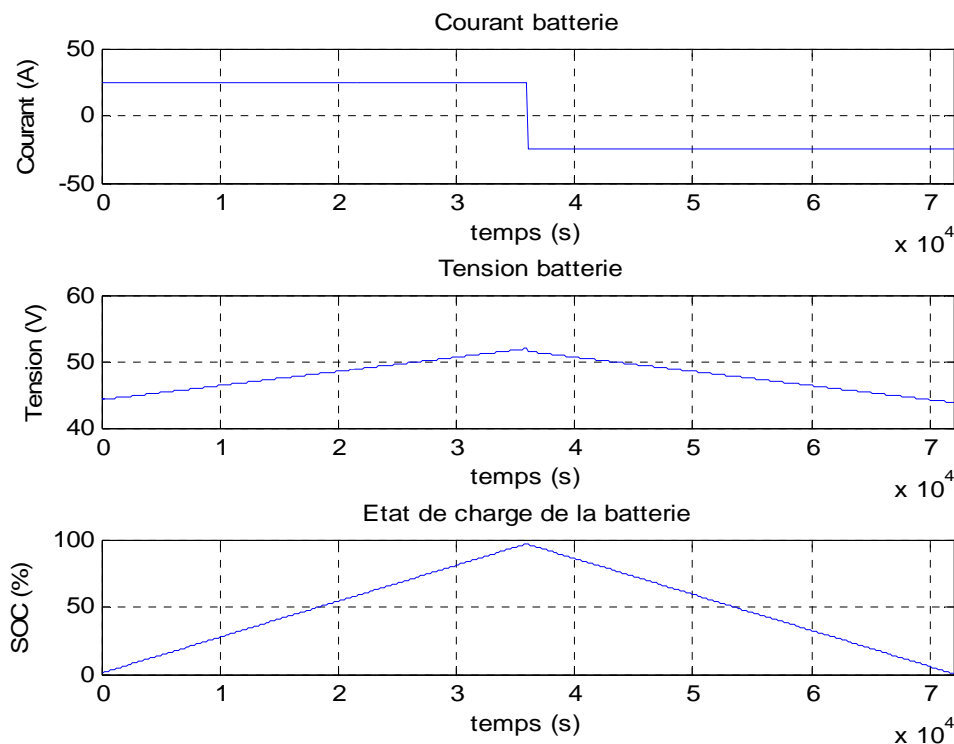


Fig. 2.23. Réponse en tension et état de charge de la batterie sans changement d'échelle (pas de simulation de 5s)

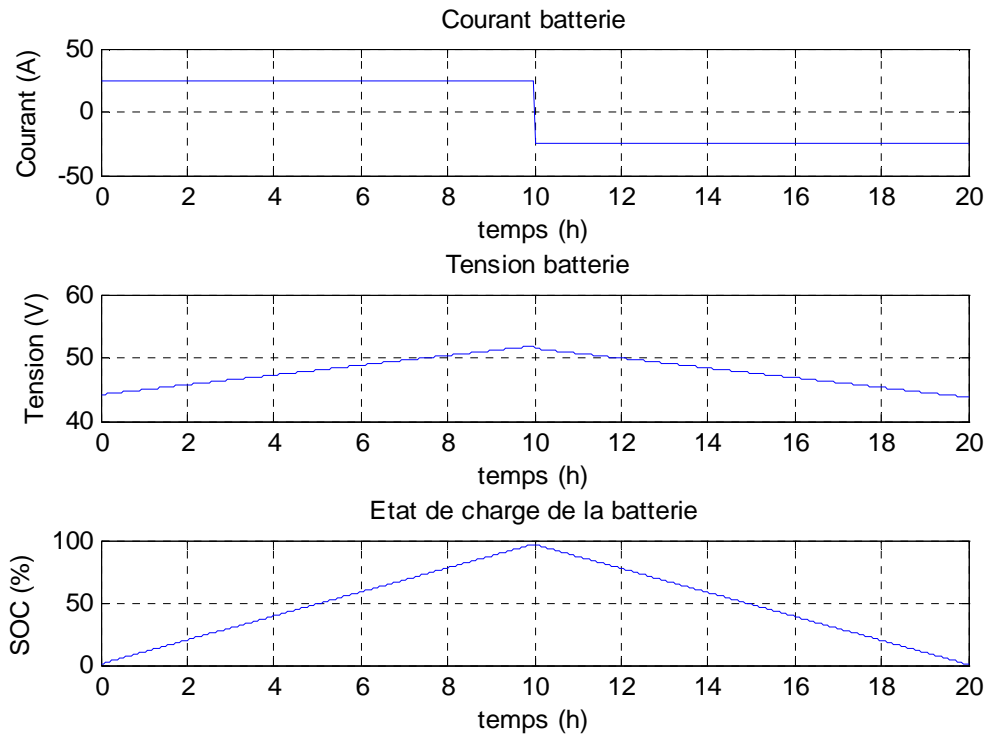


Fig. 2.24. Réponse en tension et état de charge de la batterie dans le cas d'un changement d'échelle (pas de simulation de $5 \cdot 10^{-6}$ s)

En comparant les deux figures, nous remarquons qu'à la seule différence du temps de simulations, l'évolution des courbes est strictement la même. Cela valide donc le principe du changement d'échelle et nous pouvons procéder à nos simulations.

b- Présentation du modèle du système PV

Le modèle est constitué de quatre parties principales :

- La source d'énergie qui est assurée par les panneaux PV et son convertisseur,
- Le module de commande,
- Le stockage composé de batterie au plomb,
- La charge modélisée par le profil de puissance.

Nous avons supposé que le convertisseur intègre un algorithme MPPT permettant aux panneaux de fonctionner à la puissance maximale. Pour cela, nous avons imposé la tension des panneaux à une valeur égale à la tension optimale correspondant à un ensoleillement de 1000W/m^2 avec une température de 25°C ($V_{\text{mpp}}=35\text{V}$). La température est aussi considérée constante et égale à 25°C durant les essais.

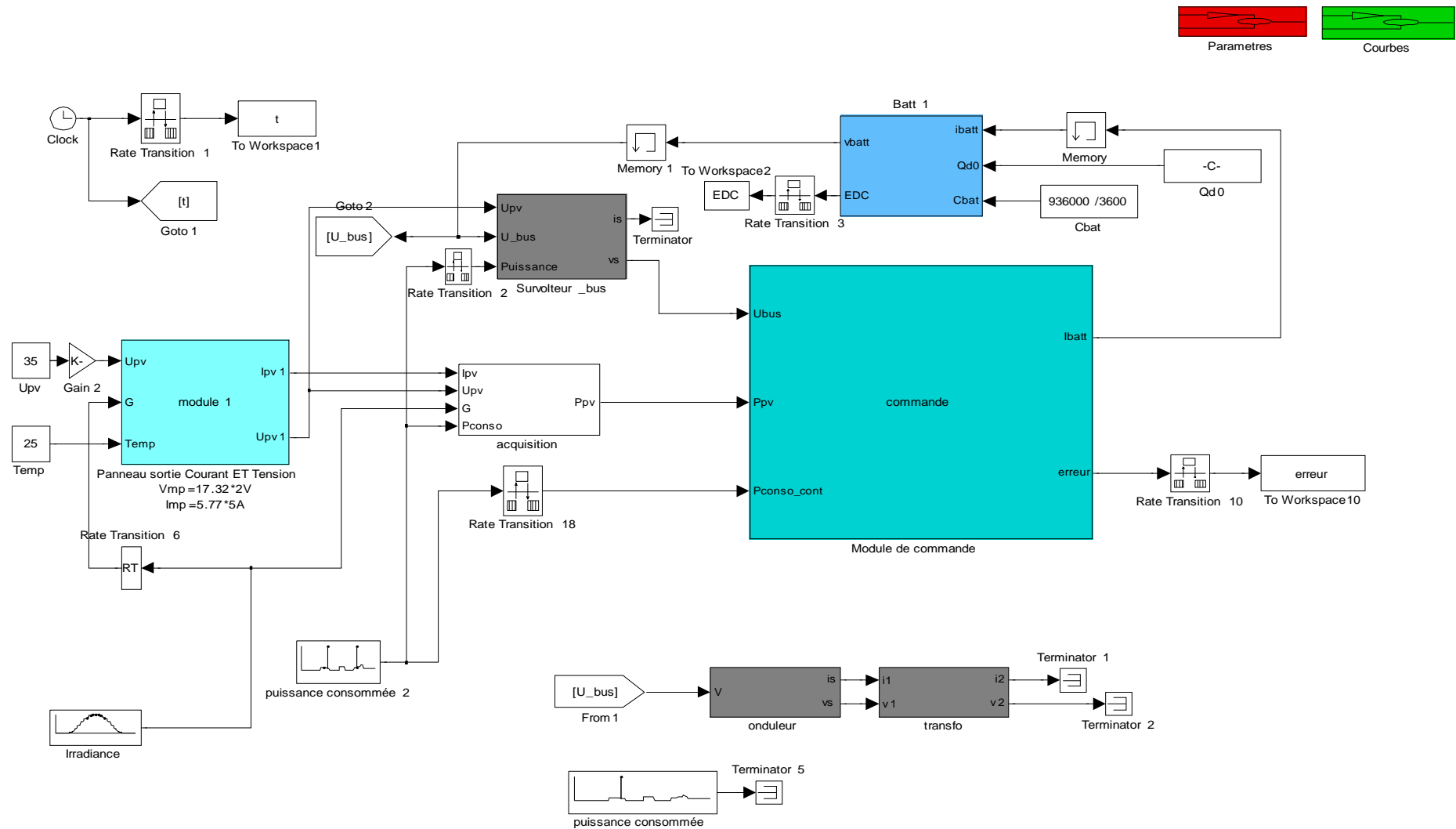


Fig. 2.25. Système PV autonome avec stockage batteries au plomb

2-5-2-2. Performances du modèle du système PV

Nous avons procédé à différents tests du modèle suivant diverses conditions d'ensoleillement mais aussi de profils de consommation afin de valider son bon fonctionnement.

Les quatre seuils de tension du système de supervision définis précédemment sont consignés dans le tableau suivant :

V1 = 47V	V2 = 47,4V
V3 = 51V	V4 = 52V

Tableau 2.5. : Seuils de tension du système de supervision

La tension du bus continu correspond à un état de charge de 50%, ces seuils ont été choisis afin de respecter le cahier des charges : 52V correspondant à un EDC de 100% et 47V à 40% (pour une profondeur de décharge de 60%).

Nous allons étudier deux modes de fonctionnement, dans des conditions optimales et dégradées puis allons regarder l'influence des pics de puissance :

a- Fonctionnement dans des conditions optimales : mois le plus ensoleillé

Comme profil de consommation, nous appliquons le Profil 1 (profil sans pics de puissance). D'après les relevés en notre possession, le mois le plus ensoleillé à la Rochelle est le mois de juin dont le profil a été représenté au § 2-3-2., fig. 2.5. avec une température constante de 25°C.

En considérant que nous avons un algorithme MPPT efficace intégré à la commande du convertisseur, nous avons imposé la tension des panneaux à $V_{mpp} = 35V$.

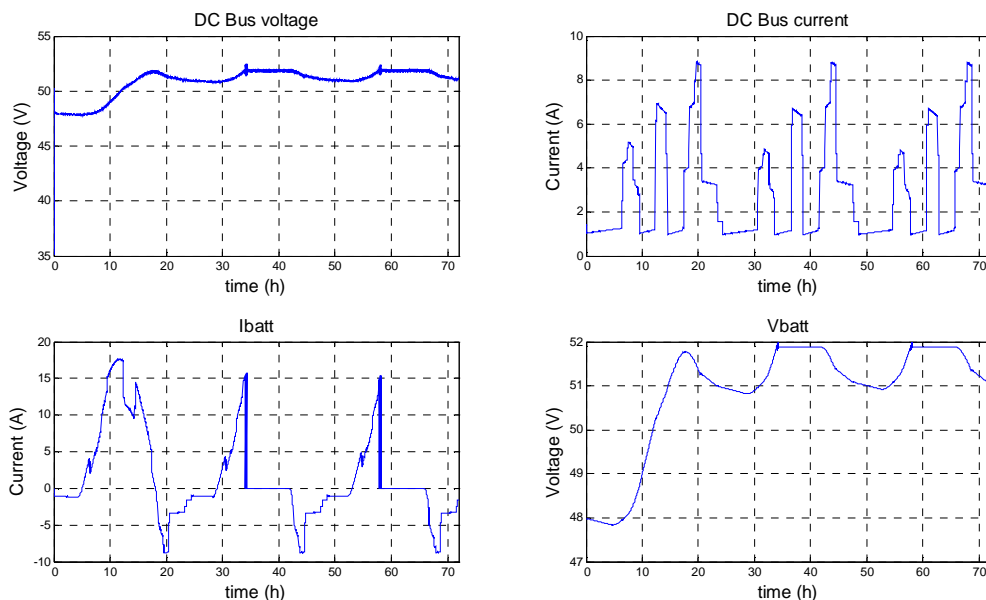


Fig. 2.26. Tension du bus continu (a), courant du bus continu (b), courant fourni à la batterie (c) et tension de la batterie (d)

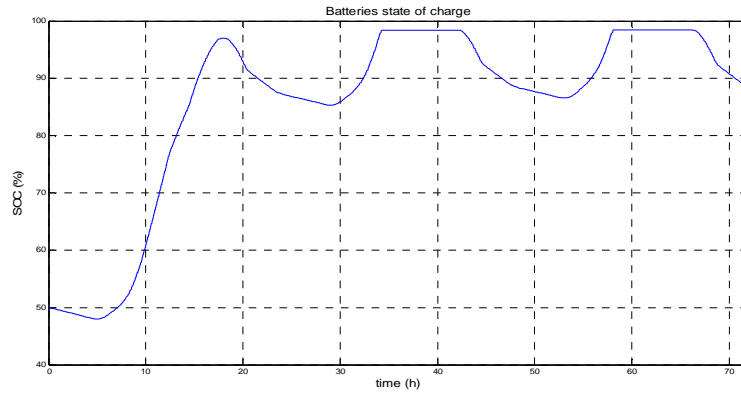


Fig. 2.27. Etat de charge de la batterie

Les batteries ont un état de charge initial de 50%. Dans les conditions optimales d'ensoleillement, elles arrivent en pleine charge au bout de 34h. D'après la fig. 2.26., la tension du bus continu est imposée par les batteries ; le module de supervision remplit bien son rôle puisque les variations de tension du bus continu restent à l'intérieur de la fourchette $[V_1, V_4]$, de plus, les flux d'énergie sont bien dispatchés. En effet :

- sur la plage horaire de 0h à 5h, en l'absence d'ensoleillement, l'énergie est fournie au système par les batteries,
- à plein ensoleillement, les panneaux permettent d'alimenter le consommateur et de recharger les batteries,
- le protocole de gestion de batteries est bien respecté avec arrêt de charge des batteries lorsque $V_{batt} > V_4$, et la reprise de charge lorsque $V_{batt} < V_3$.

b- Fonctionnement dans des conditions dégradées : mois le moins ensoleillé, le mois de décembre.

Dans ce cas, nous obtenons les résultats suivants :

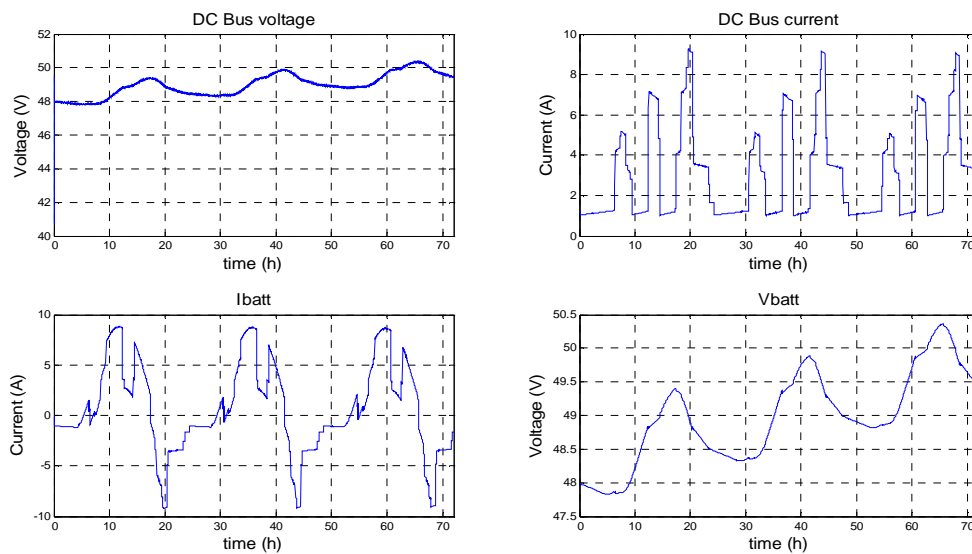


Fig. 2.28. Tension du bus continu (a), courant du bus continu (b), courant fourni à la batterie (c) et tension de la batterie (d)

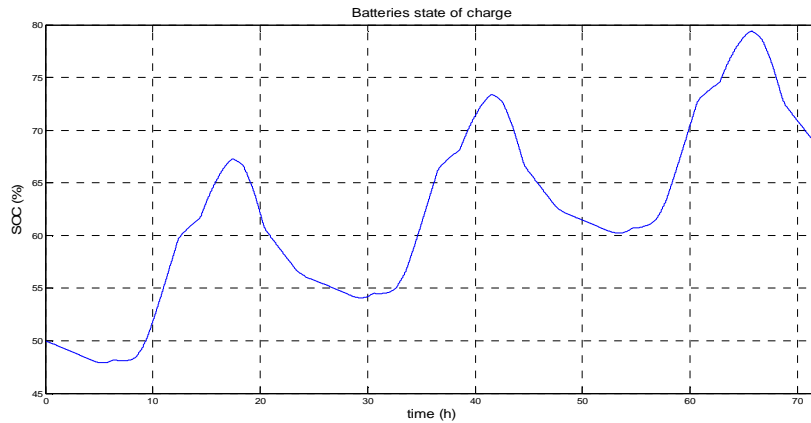


Fig. 2.29. Etat de charge de la batterie

La figure 2.29. confirme le bon dimensionnement des panneaux PV car malgré le fait que nous soyons dans le mois le plus défavorable, la fourniture d'énergie est toujours assurée et permet même de recharger les batteries.

c- Influence des pics de puissance sur le système

Lors de la mise sous tension d'un appareil électrique, il apparait des pics de puissance durant la phase transitoire. L'amplitude de ces pics peut atteindre 4 à 5 fois la valeur nominale de fonctionnement de ces appareils. Dans la plupart des systèmes photovoltaïques, ces surintensités sont amorties par les batteries (la tension des batteries étant considérée constante sur un temps court, un pic de puissance se traduit par un pic de courant), augmentant ainsi leurs contraintes de fonctionnement. En imposant un profil de consommation avec des pics de puissances (Profil 2), nous voulons montrer leurs effets sur un système photovoltaïque.

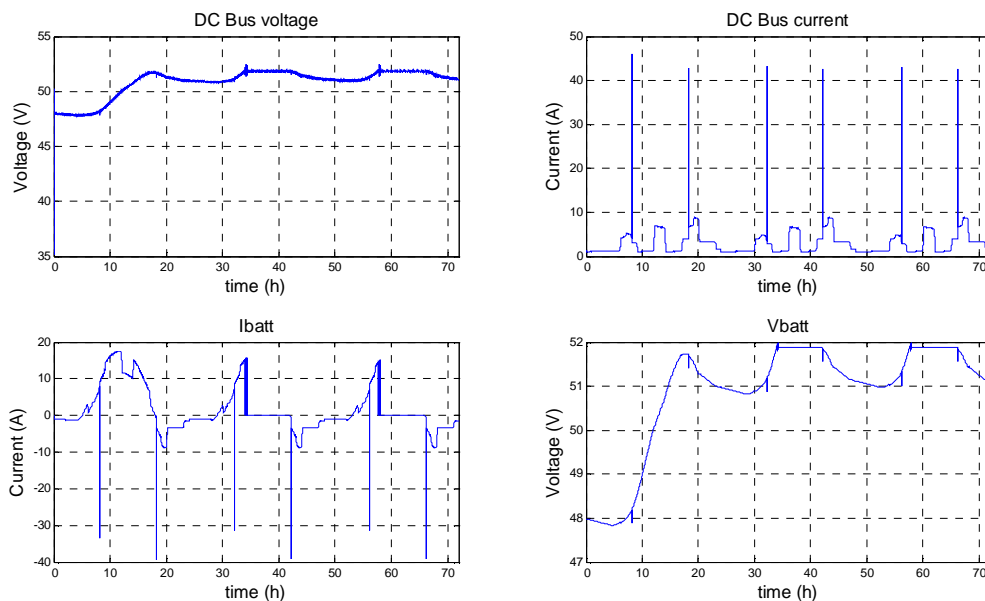


Fig. 2.30. Tension du bus continu (a), courant du bus continu (b), courant fourni à la batterie (c) et tension de la batterie (d)

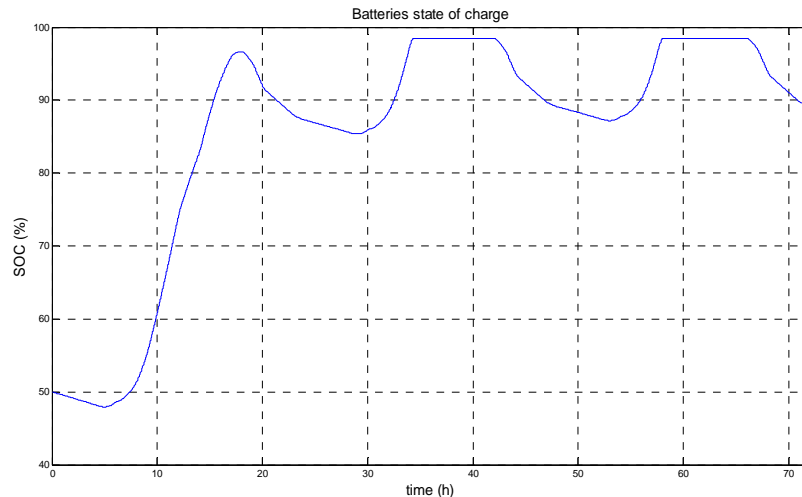


Fig.2.31. Etat de charge de la batterie

Comparativement aux essais du §2-5-2-2-a, malgré les pics de puissance, les batteries ont un état final identique (état de charge de 89%). Mais localement, elles subissent des décharges relativement sévères pour du photovoltaïque stationnaire. En effet, d'après [2.10], les régimes de courant dans ces cas sont de l'ordre de C20 ($I=C_{bat}/20$), alors qu'ici, nous sommes de l'ordre de C5 ($I=C_{bat}/5$). Ces régimes de décharge sont largement supportés par les batteries mais combinés à des cycles charge-décharge typiques du photovoltaïque stationnaire, ils affectent notablement la durée de vie des batteries. On pourra améliorer le fonctionnement et augmenter la durée de vie des batteries en leur évitant ces décharges profondes d'où l'intérêt d'une source de stockage supplémentaire entièrement dédiée aux pics de puissance.

2-6. Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons mis en œuvre un système photovoltaïque autonome avec stockage. Les modèles des différents composants ont été choisis afin de tenir compte des interactions pouvant subvenir à différents niveaux :

- le modèle des panneaux PV est précis et tient compte de la variation d'ensoleillement ainsi que de celle de la température,
- les convertisseurs, grâce à leur commande robuste permettent de faire face aux forts appels de courant, garantissant ainsi la sûreté de fonctionnement du système,
- la gestion du flux d'énergie est correctement assurée par le module de supervision.

Nous avons aussi montré que les batteries étaient susceptibles de subir des cycles de charge et décharge intempestifs avec parfois des pics de courant de nature à écourter leur durée de vie.

En outre, en considérant la tension des panneaux constante et égale à la tension optimale, nous avons supposé qu'ils fonctionnaient dans des conditions optimales grâce à un algorithme de recherche de puissance maximum (MPPT pour Maximum Power Point Tracking). Nous verrons en détail et dans le chapitre suivant le fonctionnement d'un tel algorithme dont nous proposerons une version optimisée.

2. MODELISATION DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE AVEC STOCKAGE

Dans la suite, nous proposons d'améliorer le stockage en y ajoutant des composants de puissance qui auront pour rôle de faire face aux pics de puissance et ainsi permettront à long terme d'augmenter la durée de vie des batteries.

3. OPTIMISATION DE LA GESTION D'ENERGIE DANS LE SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE COMPLET

3-1. Introduction

Dans le chapitre 2, nous avons mis en évidence les limites des batteries face aux pics de puissance entraînant de forts courants de décharge. Nous nous proposons dans ce chapitre d'apporter une solution d'amélioration pour le système de stockage. En effet, en scindant les propriétés du stockage en deux (puissance et énergie), le but de l'optimisation est de trouver des éléments adéquats remplissant chacun un rôle en vue d'une hybridation. Grâce à l'étude bibliographique effectuée au chapitre 1, nous avons opté pour une hybridation du stockage à partir des supercapacités et des batteries au plomb, respectivement dédiées à « puissance » et « énergie ».

Lors des précédentes simulations (chap. 2, § 2-5-2.), nous avons aussi fait l'hypothèse de la présence d'un algorithme de recherche de puissance maximale (MPPT en anglais) efficace. Ce chapitre nous permettra aussi d'exposer l'algorithme MPPT optimisé, développé dans le cadre de ce travail.

Dans le paragraphe 2, après avoir dressé une synthèse des algorithmes MPPT les plus courants, nous présentons notre algorithme à pas auto-adaptatif. Les performances de cet algorithme ont été d'abord étudiées par des simulations puis validées expérimentalement sur un banc où les panneaux photovoltaïques ont été émulés par une source de tension réglable. Après la mise en œuvre du stockage hybride au paragraphe 3, nous allons procéder, au paragraphe 4, à la modélisation et à la simulation du système PV avec stockage hybride.

3-2. Recherche du point de puissance maximale du générateur photovoltaïque

3-2-1. Synthèse des différentes techniques de maximisation de la puissance

Dans un système électrique comprenant une source et une charge, la recherche du point de fonctionnement optimal par des techniques d'optimisation représente ce qui est le plus important. Dans le cas du photovoltaïque, cette démarche est plus complexe du fait que la caractéristique des cellules dépend fortement de l'ensoleillement et de la température ambiante, entre autres. Il faut trouver un dispositif permettant de fonctionner à tout moment suivant le point de fonctionnement optimal. Ces dernières années plusieurs dispositifs ont été développés, aussi élaborés les uns que les autres. Dans la référence [3.1], les auteurs passent en revue les différentes méthodes de maximisation de puissance classées en deux catégories : les méthodes indirectes et les méthodes directes.

3-2-1-1. Les méthodes indirectes

Les méthodes indirectes utilisent des bases de données regroupant les caractéristiques des panneaux photovoltaïques (PV) dans différentes conditions climatiques (température, ensoleillement...) mais aussi des équations mathématiques empiriques permettant de déterminer le point de puissance maximum. Ces méthodes sont souvent propres à chaque type de panneau et donc difficile à généraliser. Parmi elles, on peut citer :

- la méthode d'ajustement de courbe,
- la méthode « look-up table »,
- la méthode de la tension de circuit ouvert du générateur,
- la méthode de court circuit.

3-2-1-1-a. La méthode d'ajustement de courbe

Elle est basée sur la connaissance exacte de la caractéristique des panneaux PV à partir de laquelle on extrait des équations mathématiques permettant de connaître le point de puissance maximum (MPP en anglais). Ainsi, d'après la référence [3.2], les équations (3.1) et (3.2) permettent de retrouver le MPP à partir des paramètres a, b, c et d.

$$P_{pv} = a \cdot V_{pv}^3 + b \cdot V_{pv}^2 + c \cdot V_{pv} + d \quad (3.1)$$

$$V_{MPP} = -\frac{b \cdot \sqrt{b^2 - 3 \cdot a \cdot c}}{3 \cdot a} \quad (3.2)$$

Avec P_{pv} , V_{pv} et V_{MPP} respectivement la puissance, la tension et la tension au point de puissance maximale des panneaux photovoltaïques.

Les principaux inconvénients de cette méthode sont le nombre élevé d'itérations permettant d'obtenir V_{MPP} et la nécessité de disposer d'une grande capacité de mémoire. L'obligation de connaître avec précision les paramètres physiques des panneaux sont aussi un handicap puisque ces paramètres varient selon les conditions climatologiques et les fabricants.

3-2-1-1-b. La méthode « look-up table »

Elle consiste à mesurer la tension et le courant des panneaux puis à les comparer aux données en mémoire sous les mêmes conditions climatologiques afin de retrouver le MPP [3.3]. L'inconvénient de cette méthode est la nécessité d'une grande mémoire de stockage. De plus, l'algorithme peut s'avérer inefficace dans certains cas puisqu'il est très difficile de stocker toutes les caractéristiques correspondant aux différents scénarios climatologiques.

3-2-1-1-c. La méthode de la tension de circuit ouvert du générateur

Cet algorithme, décrit dans les références [3.4 – 3.6], est basé sur la tension du générateur PV au point de puissance maximale qui est approximativement proportionnelle à sa tension à circuit ouvert, V_{oc} . La constante proportionnelle, k_1 , dépend de la technologie de cellules photovoltaïques, du facteur de forme et des conditions météorologiques.

$$k_1 = \frac{V_{MPP}}{V_{oc}} \cong Cte < 1 \quad (3.3)$$

La tension de circuit ouvert du générateur PV est mesurée et stockée en arrêtant le système, cette opération s'effectuant à une certaine fréquence. Le MPP est calculé suivant l'équation (3.3), et la tension de fonctionnement est ajustée sur le point de puissance maximale. Bien que cette méthode soit apparemment simple, il est difficile de choisir une valeur optimale de k_1 . Cependant, dans la littérature [3.6 – 3.8], les rapports k_1 sont compris entre 0.73 et 0.80 pour les modules PV polycristallins. En considérant k_1 constant, on ne tient donc pas compte de l'influence de l'ensoleillement et de la température et encore moins du vieillissement des panneaux. Cette méthode souffre donc d'inexactitude mais présente l'avantage d'être simple et à bas prix. Aussi, l'interruption de service la limite à des systèmes avec stockage où la déconnexion des panneaux est « transparente » pour l'utilisateur.

3-2-1-1-d. La méthode de court-circuit

Cette méthode est similaire à la précédente et est basée sur la proportionnalité existant entre le courant de court circuit et le courant au point de puissance maximale (équation (3.4)).

$$k_2 = \frac{I_{MPP}}{I_{sc}} \cong Cte < 1 \quad (3.4)$$

Dans la plupart des cas, pour les cellules polycristallines, le coefficient k_2 est choisi égal à 0.85 [3.9].

Cette méthode présente les mêmes avantages et inconvénients que ceux de la méthode de la tension de circuit ouvert.

3-2-1-2. Les méthodes directes

Les méthodes directes sont des méthodes qui utilisent les mesures de tension et de courant des panneaux et dont l'algorithme est basé sur la variation de ces mesures. L'avantage de ces algorithmes est qu'ils ne nécessitent pas une connaissance préalable des caractéristiques des panneaux PV. Parmi ces méthodes, on retrouve la méthode de différenciation, la méthode Perturb & Observ (P&O), l'incrément de conductance...

3-2-1-2-a. La méthode de différenciation

Cette méthode est basée sur la propriété de la dérivée d'une fonction qui s'annule en un de ses extrema. La résolution de l'équation (3.5) permet d'obtenir le point de puissance maximale :

$$\frac{dP_{pv}}{dt} = V_{pv} \cdot \frac{dI_{pv}}{dt} + I_{pv} \cdot \frac{dV_{pv}}{dt} = 0 \quad (3.5)$$

Cependant, afin d'atteindre réellement le point de puissance maximale, cette équation doit être résolue rapidement. Cette opération est longue et complexe car exigeant au moins huit calculs et mesures : mesures de la tension V_{pv} des panneaux, du courant I_{pv} , de la variation de la tension dV_{pv} , de la variation du courant dI_{pv} , permettant le calcul de la

variation de la puissance dP_{pv} puis sa comparaison à « 0 ». Si la variation de la puissance n'est pas nulle, son signe permet de déterminer la direction de la recherche du MPP. Cette méthode nécessite donc des moyens de calcul qui soient très efficaces.

3-2-1-2-b. La méthode Perturb & Observe (P&O)

La méthode Perturb & Observe (P&O) est l'une des méthodes les plus utilisées [3.10 – 3.14]. C'est une méthode itérative permettant d'obtenir le MPP : on mesure les caractéristiques du panneau PV puis on induit une petite perturbation sur la tension (ou le courant) afin d'analyser la variation de puissance qui en résulte. Dans sa thèse [3.15], C. Cabal en fait une analyse intéressante que nous reprenons dans la suite.

Comme indiqué précédemment, 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. Ainsi, comme l'illustre la figure 3.1., on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension V_{pv} engendre un accroissement de la puissance P_{pv} , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du MPP. Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a déjà dépassé le MPP. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$, il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au MPP, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié.

En résumé, si suite à une perturbation de tension, la puissance PV augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau MPP.

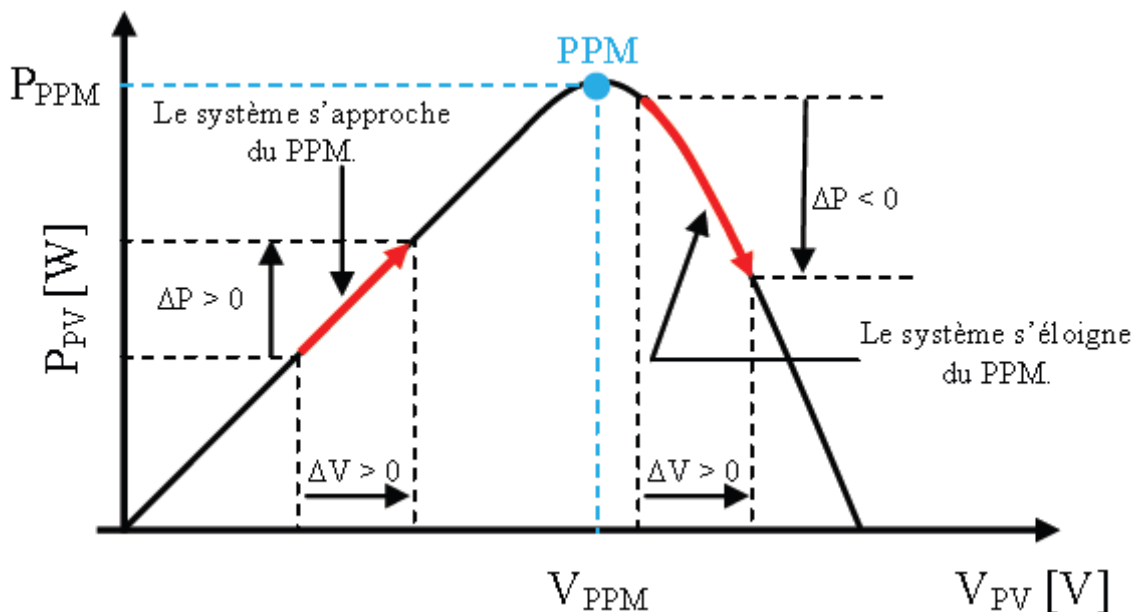


Fig. 3.1. Caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$ d'un panneau photovoltaïque [3.15]

La figure 3.2 représente l'algorithme classique associé à une commande MPPT de type P&O, où l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension. Pour ce type de commande, deux capteurs (mesurant le courant et la tension des panneaux PV) sont nécessaires pour déterminer la puissance du PV à chaque instant.

La méthode P&O est aujourd'hui largement utilisée de part sa facilité d'implémentation. Cependant, elle présente quelques problèmes liés aux oscillations autour du MPP qu'elle engendre en régime établi car la procédure de recherche du MPP doit être répétée périodiquement, obligeant le système à osciller en permanence autour du MPP. Ces oscillations peuvent être minimisées en réduisant la valeur de la variable de perturbation. Cependant, une faible valeur d'incrément ralentit la recherche du MPP, il faut donc trouver un compromis entre précision et rapidité, ce qui rend cette commande difficile à optimiser.

Il est connu que ce type de commande permet d'obtenir un rendement plus important durant une journée relativement ensoleillée, où le MPP évolue lentement et proportionnellement avec le soleil. Par contre, pour une journée avec de forts et fréquents changements d'irradiations, cette commande présente beaucoup plus de pertes, en raison du temps de réponse de la commande pour atteindre le nouveau MPP.

La figure 3.2. présente le diagramme de l'algorithme P&O.

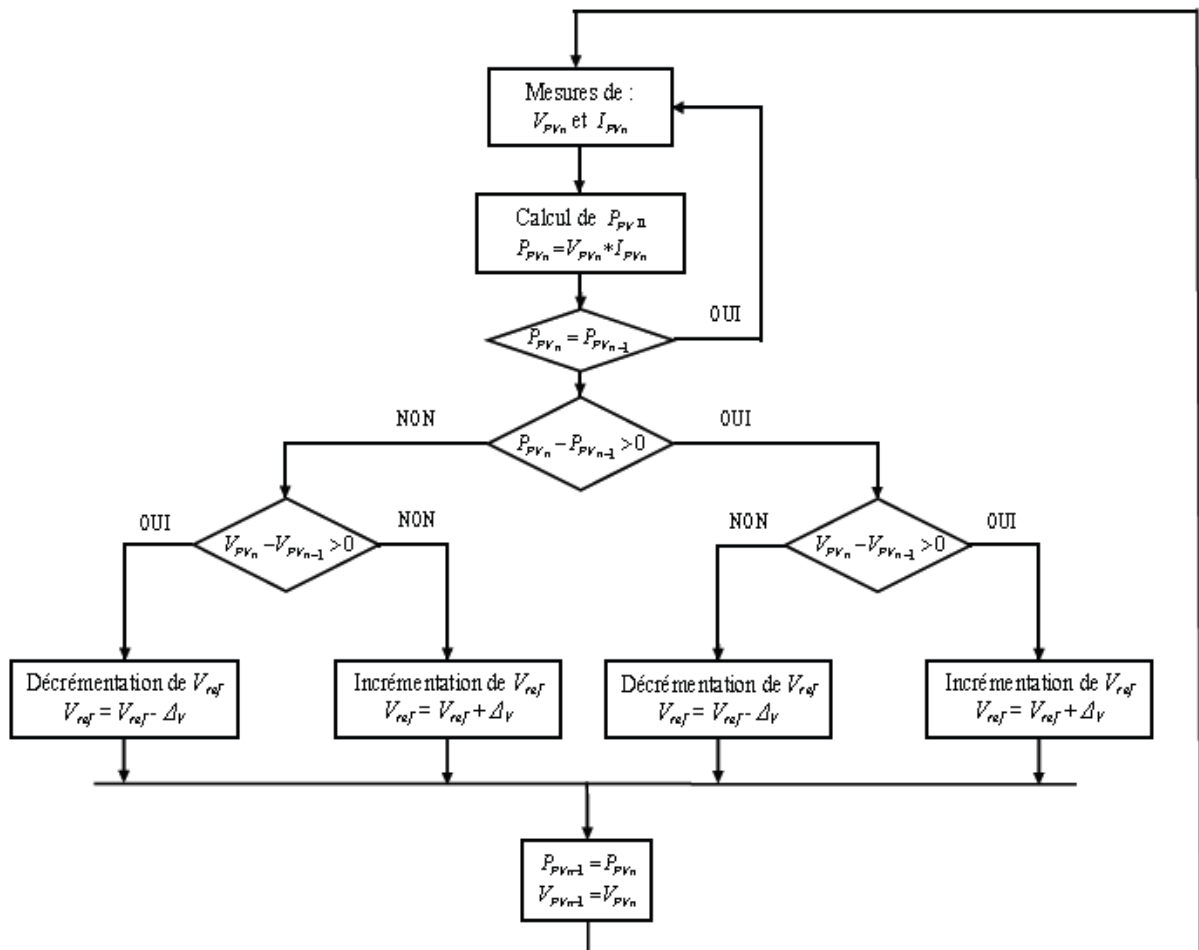


Fig. 3.2. Algorithme type de la méthode P&O [3.15]

Si on analyse en détail ce mode de recherche, il présente des erreurs d'interprétation au niveau de la direction à suivre pour atteindre le MPP lorsque des variations brusques des conditions climatiques et/ou de charge apparaissent, comme cela est décrit sur la figure 3.3.

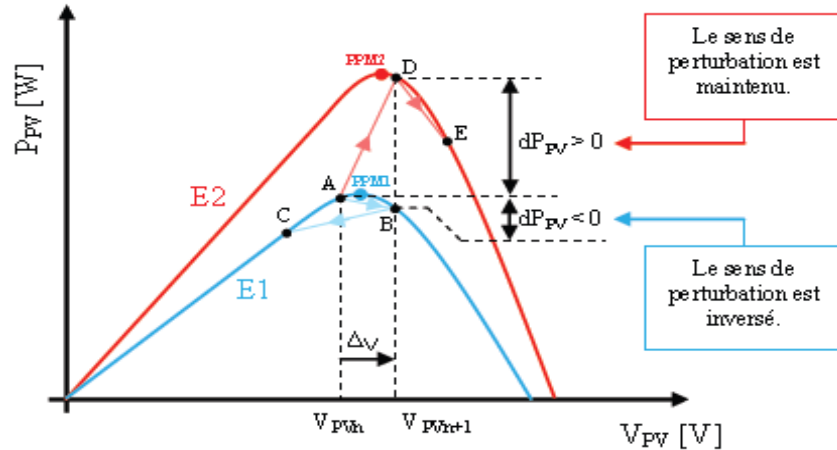


Fig. 3.3. Divergence de la commande P&O lors de variations d'irradiation [3.15]

Pour comprendre, prenons l'exemple d'un éclairage donné, noté E_1 , avec un point de fonctionnement se situant en A. Suite à une perturbation de tension de valeur Δv , ce dernier bascule en B, impliquant, dans un fonctionnement sans variation d'éclairage, une inversion du signe de la perturbation due à la détection d'une dérivée de la puissance négative. Ceci entraîne en régime d'équilibre, des oscillations autour du MPP causées par la trajectoire du point de fonctionnement entre les points B et C. On peut noter que des pertes de transfert de la puissance seront plus ou moins importantes en fonction des positions respectives des points B et C par rapport à A. Lors d'un changement d'irradiation (évolution des caractéristiques $P(V)$ du module de E_1 à E_2), le point de fonctionnement se déplace alors de A vers D, qui est interprété dans ce cas-là, par une variation positive de la puissance. Le système n'ayant pas la possibilité de voir l'erreur de trajectoire liée au changement de caractéristique, le signe de la perturbation ne change pas et le système s'éloigne momentanément du MPP en direction du point E. Au mieux, ceci occasionne une non-optimisation de la puissance momentanée. Au pire des cas, le système de recherche peut se perdre et se retrouver en butée, soit en circuit ouvert soit en court-circuit entraînant une perte définitive du MPP. Il en résulte donc, en cas de conditions météorologiques défavorables, de fortes lacunes au niveau de la commande.

Ce cas de figure est d'ailleurs illustré par D. Sera [3.14], à l'aide de simulations. Pour mettre en évidence ce désagrément, il analyse le comportement de la commande P&O lorsqu'une variation d'ensoleillement, correspondant à une évolution linéaire de l'irradiation de 125 W/m^2 à 800 W/m^2 , se produit sur une durée de 25 secondes. Contrairement à la perturbation, la recherche du MPP ne se fait pas linéairement, la commande a tendance à s'éloigner momentanément du MPP, pour converger, par la suite, vers ce dernier. Dans cet essai, le temps de recouvrement de la commande MPPT est de 40 secondes, soit 15 secondes après que l'éclairage se soit stabilisé. Durant cet essai, le rendement de la commande MPPT est estimé à 94,5 % pour une durée de fonctionnement de 100 secondes.

Notre algorithme MPPT s'appuyant d'une part sur le P&O et d'autre sur la méthode de différenciation, apportera des solutions pour remédier aux différents problèmes cités dans ce paragraphe.

3-2-1-2-c. L'incrément de conductance

Cette méthode a été proposée par Hussein et al. [3.16] comme une alternative à la méthode P&O. Son principe est basé sur l'annulation de la dérivée de la puissance par rapport à la tension (équations (3.6 – 3.7), Fig. 3.4.).

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = I_{pv} \cdot \frac{dV_{pv}}{dV_{pv}} + V_{pv} \cdot \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \cdot \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = 0 \quad (3.6)$$

$$-\frac{I_{pv}}{V_{pv}} = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (3.7)$$

Le terme de gauche de l'équation (3.7) représente au signe près la conductance tandis que le terme de droite représente sa variation.

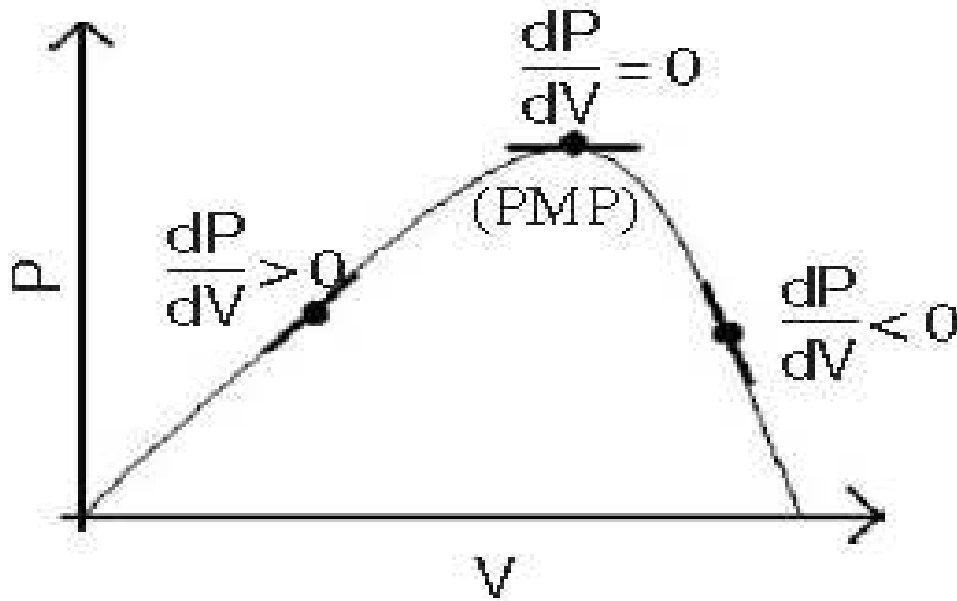


Fig. 3.4. Caractéristique (P,V) d'une cellule photovoltaïque et mise en évidence de dP/dV [3.1.]

L'avantage principal de cet algorithme est qu'il est adapté aux conditions climatiques instables car, théoriquement, il est possible de trouver un MPP et de s'y immobiliser si la perturbation cesse. Dans ce cas-là, la variation de tension est nulle ; l'apparition d'une variation de courant permet d'ajuster la valeur de la tension de référence pour atteindre un nouveau MPP. C'est une propriété intéressante par rapport aux deux types de MPPT précédents car en régime établi, il n'y a pas d'oscillations autour du MPP. De plus, cette méthode ne présente pas de risques de divergence par rapport au MPP.

En Pratique, il existe une oscillation autour du MPP qui est néanmoins inférieure à celle de la méthode de P&O. Au final, avec une optimisation de la méthode P&O, les rendements sont sensiblement égaux [3.17 – 3.18].

La figure 3.5. présente le diagramme de l'algorithme de l'incrément de conductance.

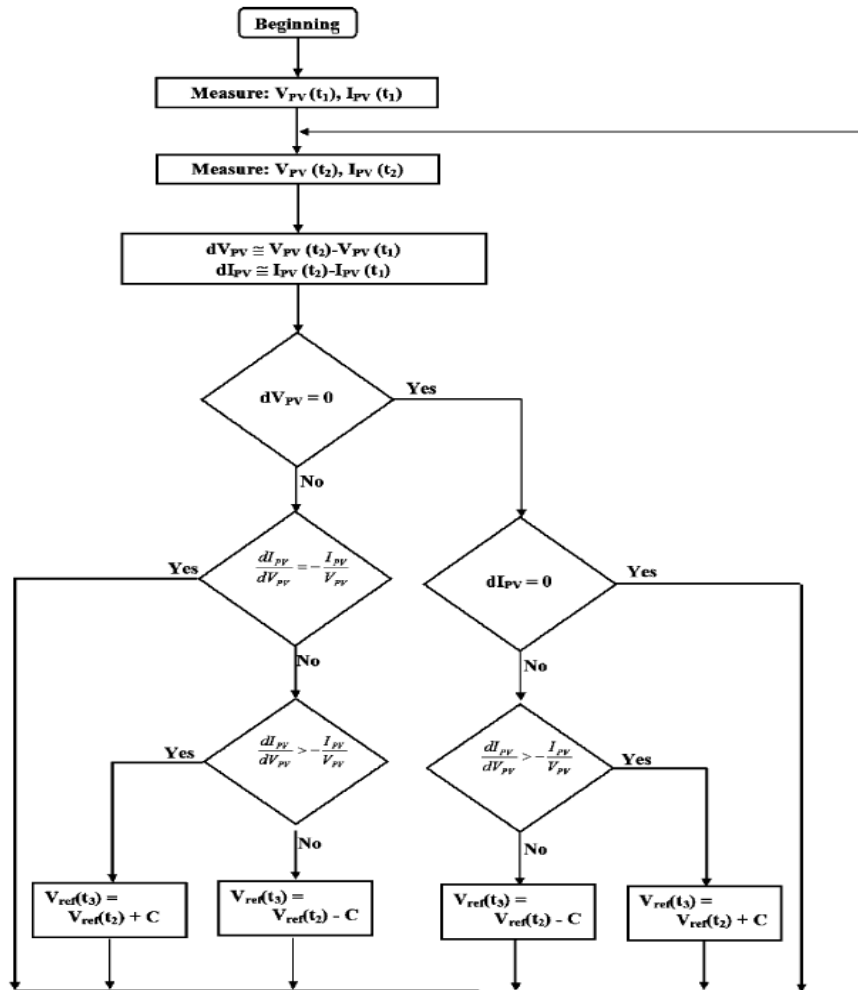


Fig. 3.5. Algorithme de l'incrément de conductance [3.1]

3-2-2. Développement d'un algorithme de maximisation de la puissance à pas auto-adaptatif

Dans le paragraphe précédent, nous avons montré que l'algorithme P&O est simple à la mise en œuvre et son rendement est élevé. Nous allons nous baser sur ce dernier pour développer notre propre algorithme de maximisation de puissance.

Comme indiqué précédemment, les principaux points faibles du P&O sont l'oscillation autour du MPP et le temps de convergence ; ces deux points étant liés au pas d'incrément de la perturbation (tension), une meilleure gestion de celui-ci doit permettre une amélioration significative de l'algorithme du MPPT. Pour cela, nous nous sommes inspirés de l'algorithme de différenciation (§ 3-2-1-2-a.) afin de calculer fidèlement le pas d'incrément. En effet, vu que le point de fonctionnement du système oscille autour du MPP, il est impossible d'annuler la dérivée de la puissance par rapport au temps. Cette dérivée étant non nulle, nous pouvons calculer le pas de variation en tension ou en courant suivant que l'on considère fixe la valeur de courant ou de tension autour du MPP.

Dans notre système, la valeur de la tension du bus continu est imposée par les batteries. En faisant ce choix, les batteries ont un double rôle : elles assurent leur fonction habituelle de stockage mais aussi permettent la régulation de la tension du bus continu. En contre partie elles imposent une stratégie de commande en courant au niveau des convertisseurs. Ceci nous amène donc à choisir un pas d'incrémentation en courant au niveau de notre algorithme.

3-2-2-1. MPPT à pas auto-adaptatif

Le principe fondamental de notre algorithme est la variation du pas d'incrémentation, ceci permettant de converger plus rapidement vers le MPP mais aussi de réduire les oscillations autour de ce point.

En effet, afin de converger rapidement vers le MPP, nous définissons, suivant un critère de variation de puissance, une région « r » de recherche à pas variable (Fig. 3.6.). En dehors de la région « r », l'algorithme se comporte comme un P&O normal avec un pas fixe noté C, mais lorsque l'on entre dans la région « r », le pas s'auto-adapte et se réduit au fur et à mesure que l'on approche du MPP. Les équations 3.8 à 3.15 détaillent le calcul du pas auto-adaptatif, nous supposons qu'autour du MPP, la tension reste constante et donc seul le courant varie.

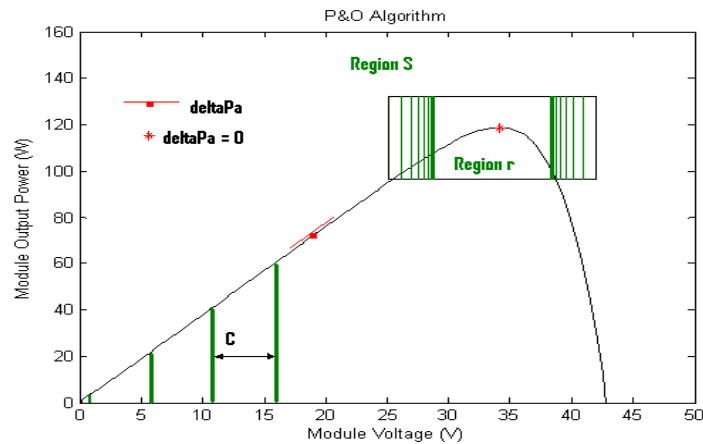


Fig. 3.6. Définition de la région S de recherche à pas variable

$$P_{pv} = V_{pv} \cdot I_{pv} \quad (3.8)$$

$$\Rightarrow \frac{dP_{pv}}{dt} = I_{pv} \cdot \frac{dV_{pv}}{dt} + V_{pv} \cdot \frac{dI_{pv}}{dt} \quad (3.9)$$

Pour le calcul du pas auto-adaptatif, nous supposons qu'autour du MPP:

$$dV_{pv} \rightarrow 0 \quad (3.10)$$

$$dI_{pv} \rightarrow \varepsilon \quad (3.11)$$

$$\Rightarrow V_{pv} \cdot dI_{pv} \rightarrow dP_{pv} \quad (3.12)$$

$$dI_{pv} \rightarrow \frac{dP_{pv}}{V_{pv}} \quad (3.13)$$

Finalement, nous obtenons le pas auto-adaptif :

$$C_{auto} = x \cdot dP_{pv} \quad (3.14)$$

$$\text{Avec } x \approx \frac{k}{V_{pv}} \quad (3.15)$$

P_{pv} étant la puissance aux bornes des panneaux photovoltaïques ; V_{pv} et I_{pv} , respectivement leurs tension et courant.

Le coefficient k est un coefficient correcteur ($k \in [0.1, 1]$) qui permet de converger dans de bonnes conditions et résulte d'un réglage par itération basé sur le compromis « temps de convergence / stabilité ». Il a été introduit lors des essais expérimentaux qui seront présentés au chapitre 4.

L'algorithme MPPT est représenté à la figure 3.7.

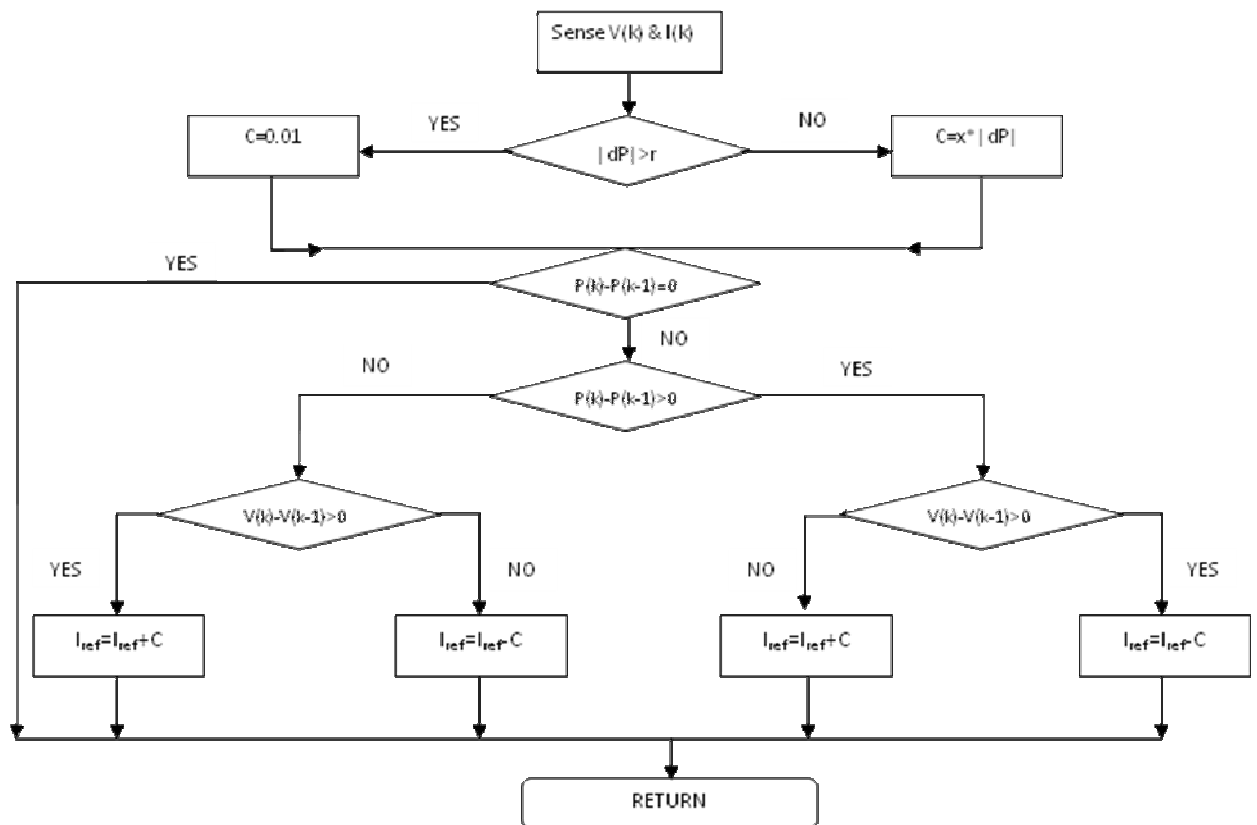


Fig. 3.7. Algorithme MPPT à pas auto-adaptatif

3-2-2-2. Performances théoriques de l'algorithme MPPT à pas auto-adaptatif

L'efficacité d'un algorithme MPPT se juge par rapport à sa capacité à suivre le maximum de puissance mais aussi à sa robustesse dans des conditions climatiques perturbées. Nous avons ainsi effectué une série de tests avec une variation significative de l'ensoleillement sur une dizaine de seconde afin d'éprouver notre algorithme. Le convertisseur étant considéré parfait, la source photovoltaïque est composée de 10 panneaux de 100Wc chacun. Nous imposons un profil d'ensoleillement afin de faire varier la puissance fournie par les panneaux. Cette puissance est comparée à la puissance maximale théorique. Comme nous pouvons le remarquer sur les courbes des figures 3.8. à 3.11., notre algorithme suit parfaitement le point de puissance maximale tout en permettant aux panneaux d'être à leur tension optimale.

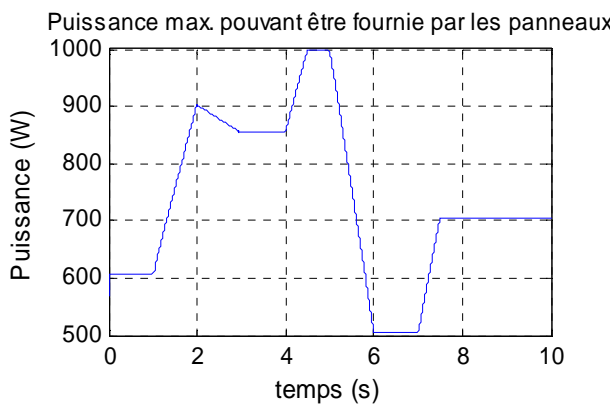


Fig. 3.8. Puissance maximale pouvant être fournie par les panneaux

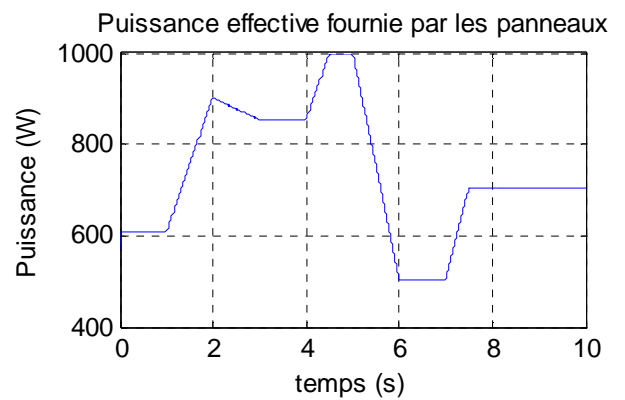


Fig. 3.9.. Puissance effective fournie par les panneaux

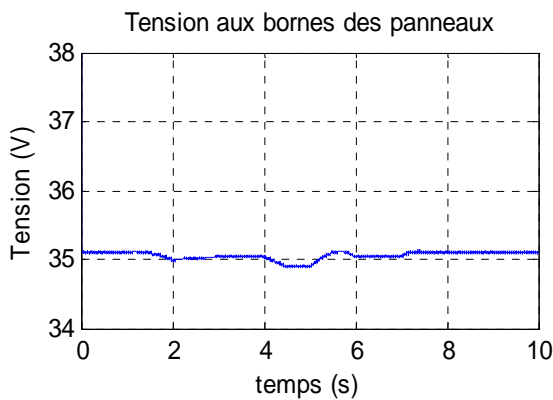


Fig. 3.10. Tension aux bornes des panneaux

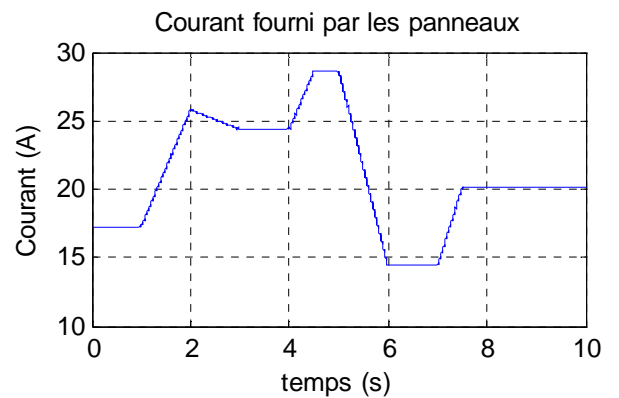


Fig. 3.11. Courant fourni par les panneaux

Le rendement moyen η_{mppt} est calculé à partir de la puissance moyenne fournie par les panneaux, P_{pv_av} et la puissance maximale théorique pouvant être fournie par la panneaux, P_{mpp} :

$$\eta_{mppt} = \frac{P_{pv_av}}{P_{mpp}} * 100 \% \quad (3.16)$$

Grâce à l'optimisation de l'algorithme MPPT, nous atteignons un rendement de 99,64, soit très légèrement supérieur à l'algorithme dP-P&O développé dans [3.12]. Plus important, le pas auto-adaptatif nous permet d'atteindre le point de puissance maximum avec un temps de convergence très court (<1sec.) et avec une très bonne stabilité puisque les panneaux sont toujours à leur tension optimale malgré la variation brusque de l'ensoleillement (passage de 1000W/m² à 500W/m² en 1sec.).

3-2-2-3. Validation de l'algorithme MPPT à pas auto adaptatif

L'algorithme MPPT a été testé au Laboratoire d'Automatique et d'Informatique Industrielle (LAI) de Poitiers (Fig. 3.12. à 3.17.) où les panneaux photovoltaïques ont été émuloés par une source d'alimentation continue (Lambda GEN 300) grâce au logiciel dSpace. Dans ce contexte, nous avons à notre disposition un panneau émuloé d'une puissance de 160W avec une tension en circuit ouvert de 60V. Le stockage est assuré par 6 batteries de 12V – 100AH mises en série.

Les expérimentations au LAI ont permis de tester la robustesse de l'algorithme suivant différentes valeurs d'ensoleillement et de température d'une part, mais aussi suivant différentes régions « r ». A cette étape, le coefficient « k » n'a pas été introduit.

Dans la suite :

La Zone 1 correspond à un ensoleillement de 100W/m²

La Zone 2 à un ensoleillement de 300W/m²

La Zone 3 à un ensoleillement de 600W/m²

- **Influence de la température et de l'ensoleillement sur la robustesse de l'algorithme, « r »=20W**

- Test sous conditions normales de température(25°C)

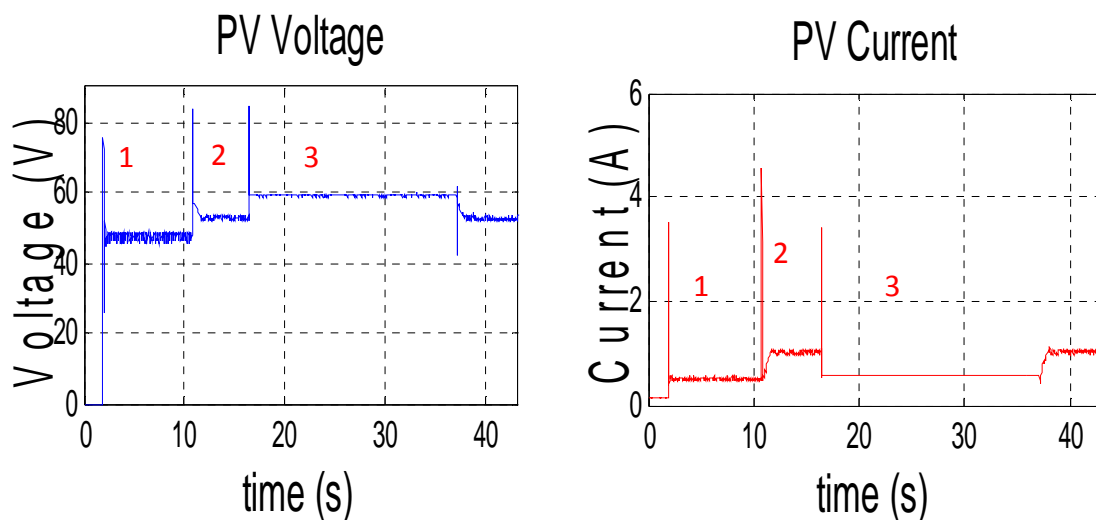


Fig. 3.12. Variation de la tension et du courant des panneaux PV à 25°C pour différentes valeurs d'ensoleillement

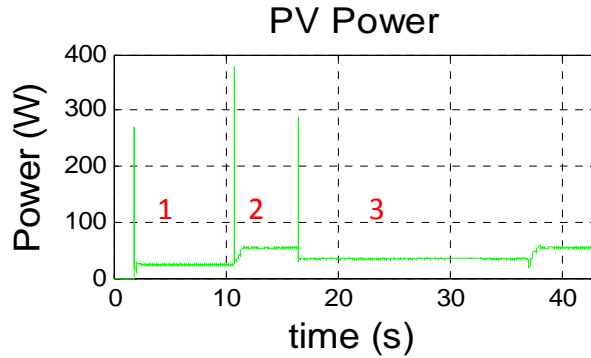


Fig. 3.13. Variation de la puissance aux bornes des panneaux PV à 25°C pour différentes valeurs d'ensoleillement

Pour un ensoleillement de 100W/m^2 dans la zone 1, l'algorithme nous permet d'atteindre V_{mpp} qui est de 48.75V , de même lors d'une variation brusque de l'ensoleillement de 100 à 300W/m^2 , nous atteignons $V_{mpp}=52.8\text{V}$ avec un temps de 1s . Par contre, lors d'une variation brusque de l'ensoleillement de 300 à 600W/m^2 , l'algorithme ne suit plus et met les panneaux à la tension de circuit ouvert 60V environ. Ceci s'explique par le fait que la variation du pas ne se fait pas de manière optimale. En effet, lors d'une grande variation d'ensoleillement, l'algorithme incrémente (ou décrémente) la référence du courant à une vitesse proportionnelle à celle de la perturbation, se retrouvant ainsi rapidement en butée. L'algorithme reste bloqué en ce point, puisque la variation de puissance devient nulle. Ce défaut étant intrinsèque au P&O, la solution consisterait à « modérer » la variation du pas, d'où l'introduction du coefficient « k » que nous avons défini au paragraphe 3-2-2-1.

- Test à 50°C

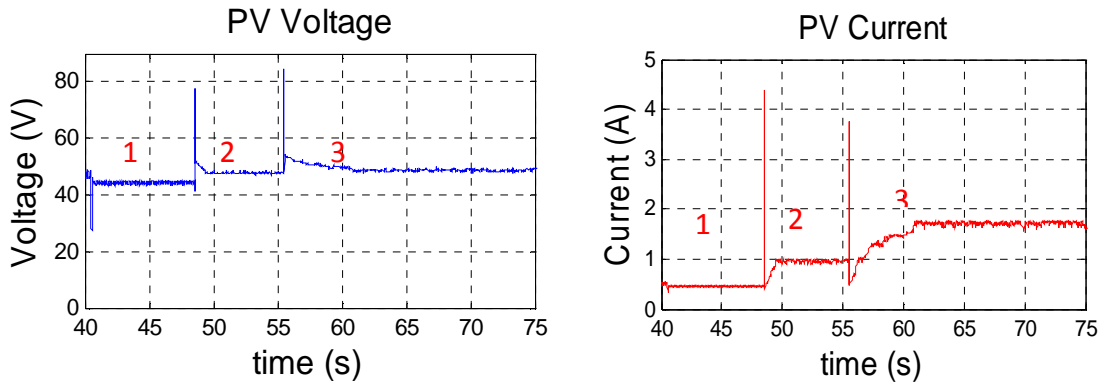


Fig. 3.14. Variation de la tension et du courant des panneaux PV à 50°C pour différentes valeurs d'ensoleillement

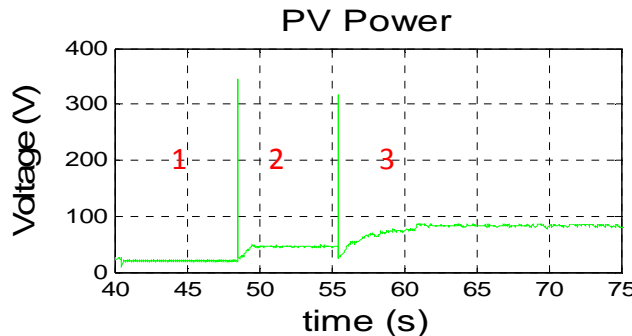


Fig. 3.15. Variation de la puissance aux bornes des panneaux PV à 50°C pour différentes valeurs d'ensoleillement

Lorsque la température augmente de 25°C à 50°C, l'algorithme nous permet d'atteindre V_{mpp} respectivement de 44.5V et de 47.5V dans les zones 1 et 2. La tension optimale n'est pas atteinte dans la zone 3 : l'algorithme met un temps relativement long à converger (5s environ) puis se cale finalement sur une valeur de tension égale à 48.6V. Ceci s'explique par le fait qu'à forte température, les performances des panneaux étant dégradées, la variation de puissance de puissance l'est aussi, on n'arrive donc pas en butée.

- **Influence de la région « r » sur la robustesse de l'algorithme : « r »=5W**

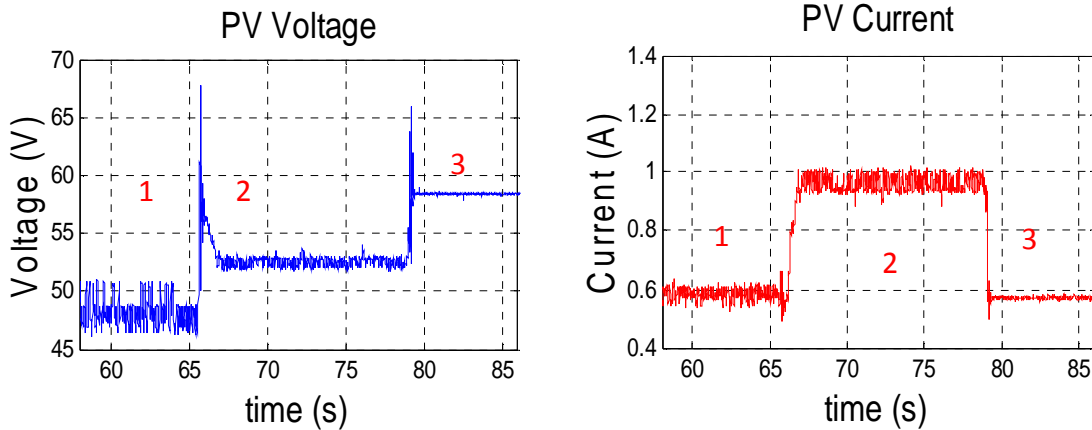


Fig. 3.16. Variation de la tension et du courant des panneaux PV à 25°C pour différentes valeurs d'ensoleillement et pour « r »=5W

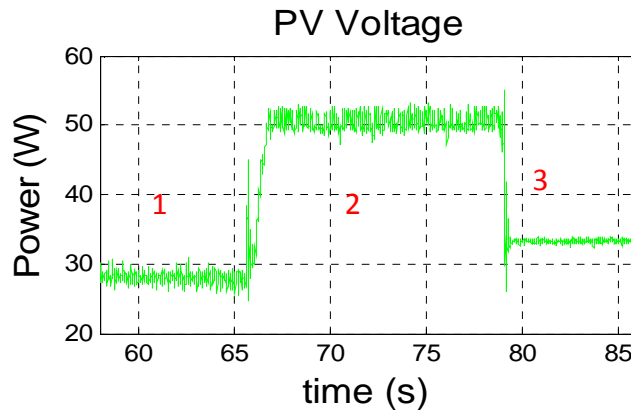


Fig. 3.17. Variation de la puissance aux bornes des panneaux PV à 25°C pour différentes valeurs d'ensoleillement et pour « r »=5W

Le fait de diminuer la valeur de « r » nous permet de diviser le temps de convergence (par 2 dans ce cas) : la puissance optimale est atteinte en moyenne au bout de 0.5s (Fig.3.17.). Nous remarquons aussi une meilleure dynamique et une atténuation des pics de tension. Par contre, l'algorithme n'est pas fonctionnel lors d'une variation brusque d'ensoleillement (qui passe de 300W/m² à 600W/m² en moins d'une seconde).

Comme nous pouvons le remarquer, la robustesse de notre algorithme est mise à l'épreuve lors d'une forte variation d'ensoleillement. Mais le fait que l'on soit proche de V_{mpp} lors du passage de 300W/m² à 600W/m² pour une température de 50°C nous donne des éléments quant à la définition d'une zone « r » optimale mais aussi quant à l'introduction d'un coefficient correcteur « k », piste que nous étudierons plus particulièrement au chapitre 4.

3-3. Mise en œuvre du stockage hybride

3-3-1. Configuration du système de stockage

Les tests effectués dans le chapitre 2 ont montré les limites des batteries en présence de pics de puissance. Pour remédier à ce problème, nous proposons l'utilisation d'une source hybride de stockage dont les éléments ont une fonction spécifique : soit en énergie, soit en puissance. L'élément (batteries) assurant la fonction « énergie » est dimensionné en puissance moyenne tandis que l'élément (supercapacités) ayant pour fonction « puissance » est dimensionné en puissance transitoire. Le schéma synoptique d'un tel système avec stockage hybride est représenté figure 3.18.

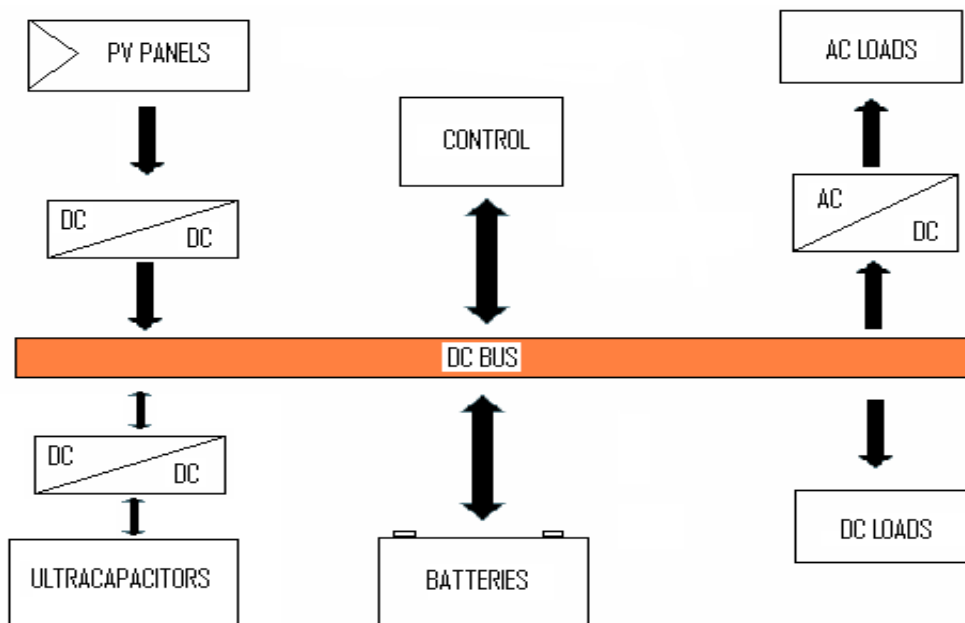


Fig. 3.18. Système photovoltaïque autonome avec stockage hybride

Suivant cette configuration, la tension du bus continu est toujours imposée par les batteries. Les supercondensateurs sont connectés au bus continu à travers un convertisseur bidirectionnel pilotant leurs charges et décharges.

Comme précédemment, les batteries ont été dimensionnées pour satisfaire aux besoins journaliers de consommation, évalués à 3kWh (hors chauffage) et comprenant l'éclairage, les appareils électroménagers de faible consommation (équipements de classe A), l'audio visuel, le multimédia etc... En outre, les supercondensateurs ont été dimensionnés pour fournir la puissance nécessaire pendant les phases transitoires.

3-3-2. Modélisation et dimensionnement des supercondensateurs

3-3-2-1. Modélisation des supercondensateurs

Dans sa thèse [3.19], M-Y. Ayad passe en revue les différents modèles de supercondensateurs. Nous choisissons le modèle comportemental à deux branches (Fig. 3.19.) développé dans [3.20 – 3.21] du fait de sa simplicité d'implémentation.

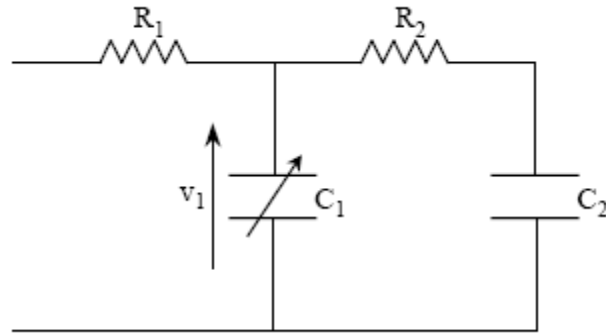


Fig. 3.19. Modèle comportemental à deux branches d'une supercapacité [1.19.]

Ce modèle repose sur la partition de l'énergie électrostatique des supercapacités en deux :

- une énergie rapidement stockée ou disponible
- une énergie lentement stockée ou disponible

Et comporte par conséquent 2 cellules :

- la première (R_1 - C_1) rend compte de l'évolution de l'énergie durant les événements de charge ou de décharge,
- la deuxième dite lente (R_2 - C_2), intervient lors du phénomène de redistribution des charges internes en fin de charge ou de décharge.

Les équations électriques du modèle sont :

$$\begin{cases} V_{ucap} = R_1 \cdot i_1 + V_1 \\ i_1 = C_1 \frac{dV_1}{dt} + C_2 \frac{dV_2}{dt} \\ V_1 = R_2 i_2 + V_2 \\ i_2 = C_2 \frac{dV_2}{dt} \end{cases} \quad (3.17)$$

Où V_{ucap} est la tension de la supercapacité, i_1 le courant traversant la résistance R_1 , i_2 le courant traversant la résistance R_2 et V_2 la tension aux bornes de la capacité C_2 . La capacité C_1 est fonction de la tension V_1 :

$$C_1(v_1) = C_0 + C_v \cdot V_1 \quad (3.18)$$

Pour les besoins de notre modélisation, nous considérons dans un premier temps que la capacité C_1 est constante en nous basant sur la loi linéaire qui existe entre C_1 et V_1 (3.18). En effet, la tension variable V_1 appartenant à l'intervalle $[0, V_n]$, nous supposons qu'elle est constante et égale à $V_n/2$. Ainsi, la loi de la conservation de la charge permet de définir la capacité équivalente constante:

$$C_1 = C_0 + C_v \cdot V_n/2 \quad (3.19)$$

avec V_n la tension nominale d'une cellule de supercapacité ($V_n=2,5V$).

La figure 3.20. représente la réponse de deux modèles (modèle R-C et modèle à double branches) de supercapacité à un échelon de courant de 100A.

Avec :

$$R_1=2,5 \text{ m}\Omega,$$

$$R_2=0,9 \text{ }\Omega,$$

$$C_1=488 \text{ F},$$

$$C_2=100 \text{ F}.$$

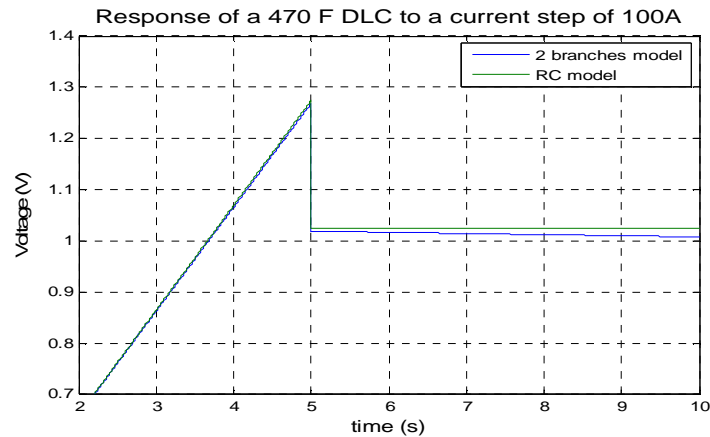


Fig. 3.20. Réponse d'une supercapacité de 470F à un échelon de courant de 100A

Contrairement au modèle simple RC où la tension reste constante lorsque le courant s'annule, la tension du modèle à deux branches, quant à elle, décroît lentement, mettant ainsi en évidence le phénomène de redistribution des charges internes.

3-3-2-2. Dimensionnement des supercapacités

Pour faire face de façon efficace aux surintensités de notre système, il est important de bien dimensionner les supercapacités. Dans notre cas, ces supercapacités doivent pouvoir fournir une puissance de 2,5kW pendant 5s avec une profondeur de décharge maximale de 50%, la tension à pleine charge à leurs bornes étant de 25V. Ce niveau de tension a été obtenu en mettant plusieurs éléments en série (10 éléments de tension nominale 2,5V).

La capacité équivalente est calculée à partir des équations suivantes :

$$P = \Delta V \cdot I \quad (3.20)$$

$$Q_c = I \cdot t \quad (3.21)$$

$$\Delta V = \frac{Q_c}{C} \quad (3.22)$$

Q_c est la quantité de charge et I le courant à travers les supercapacités.

Les paramètres de dimensionnement sont consignés dans le tableau suivant (Tableau 3.1.)

P	t	ΔV	C
2.5kW	5s	12.5V	80F

Tableau 3.1. Paramètres de dimensionnement des supercapacités

Dans la suite, nous supposons le convertisseur bidirectionnel dédié aux supercondensateurs comme parfait. Les échanges d'énergie entre les supercondensateurs et le bus continu se feront suivant un bilan de puissance.

3-4. Simulation du système photovoltaïque avec stockage hybride

3-4-1. Amélioration du système de supervision

Le nouveau module de gestion de l'énergie a été conçu pour tenir compte de la présence des supercondensateurs (Fig. 3.21.).

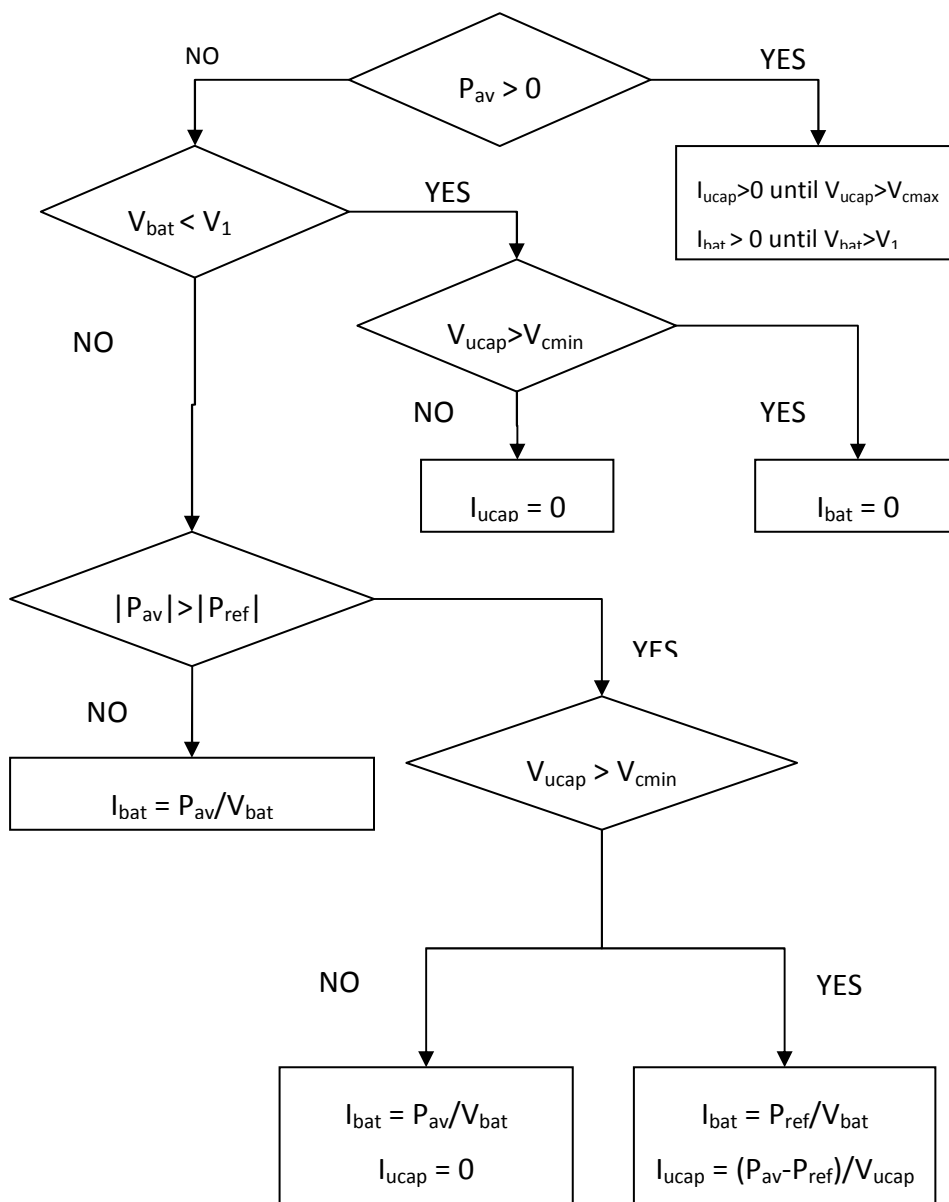


Fig. 3.21. Gestion de l'énergie

3. OPTIMISATION DE LA GESTION D'ÉNERGIE DANS LE SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE COMPLET

Le protocole de charge dispatche le courant de charge entre les batteries et les supercondensateurs et pendant la décharge permet de limiter le courant aux bornes des batteries en connectant les supercondensateurs. Cette connexion se fait suivant une puissance de référence P_{ref} . D'une façon plus détaillée, voici comment fonctionne le module de gestion :

- les batteries débitent sur la charge (consommation utilisateur) lorsque l'énergie venant des panneaux PV est insuffisante,
- lorsque la puissance demandée par la charge est supérieure à un certain seuil (P_{ref}), les supercondensateurs sont mis à contribution,
- lorsque les panneaux produisent assez d'énergie pour satisfaire aux besoins de la charge (consommation utilisateur), le surplus sert à recharger les supercondensateurs en priorité puis les batteries,
- la recharge des batteries et des supercondensateurs s'arrête lorsqu'elles sont à pleine charge et débitent à nouveau dans la charge (consommation utilisateur) lorsque la production des panneaux devient insuffisante (ex. à la nuit tombée),
- la sécurité au niveau des batteries permet d'éviter les recharges et débits excessifs.

$$P_{av} = P_{pv} - P_{cons} \quad (3.23)$$

La puissance disponible P_{av} est calculée selon (3.23) en faisant la différence entre la puissance fournie par les panneaux P_{pv} et la puissance consommée P_{cons} . Si la puissance disponible est positive, alors les batteries et les supercondensateurs sont mis en charge. Si P_{av} est négative, alors la tension aux bornes des batteries est mesurée, si cette dernière est inférieure à la tension seuil V_1 , alors les batteries sont déconnectées, les supercondensateurs prennent alors la relève jusqu'à ce que leur tension soit aussi inférieure à la tension seuil V_{cmin} . Si la tension des batteries est supérieure à V_1 et si P_{av} est supérieure à P_{ref} , alors les batteries fournissent la puissance demandée, dans le cas contraire, les batteries fournissent P_{ref} et les supercondensateurs le reste de la puissance demandée à savoir : $P_{av} - P_{ref}$.

La figure 3.22. représente le modèle du système photovoltaïque autonome avec stockage hybride.

3. OPTIMISATION DE LA GESTION D'ÉNERGIE DANS LE SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE COMPLET

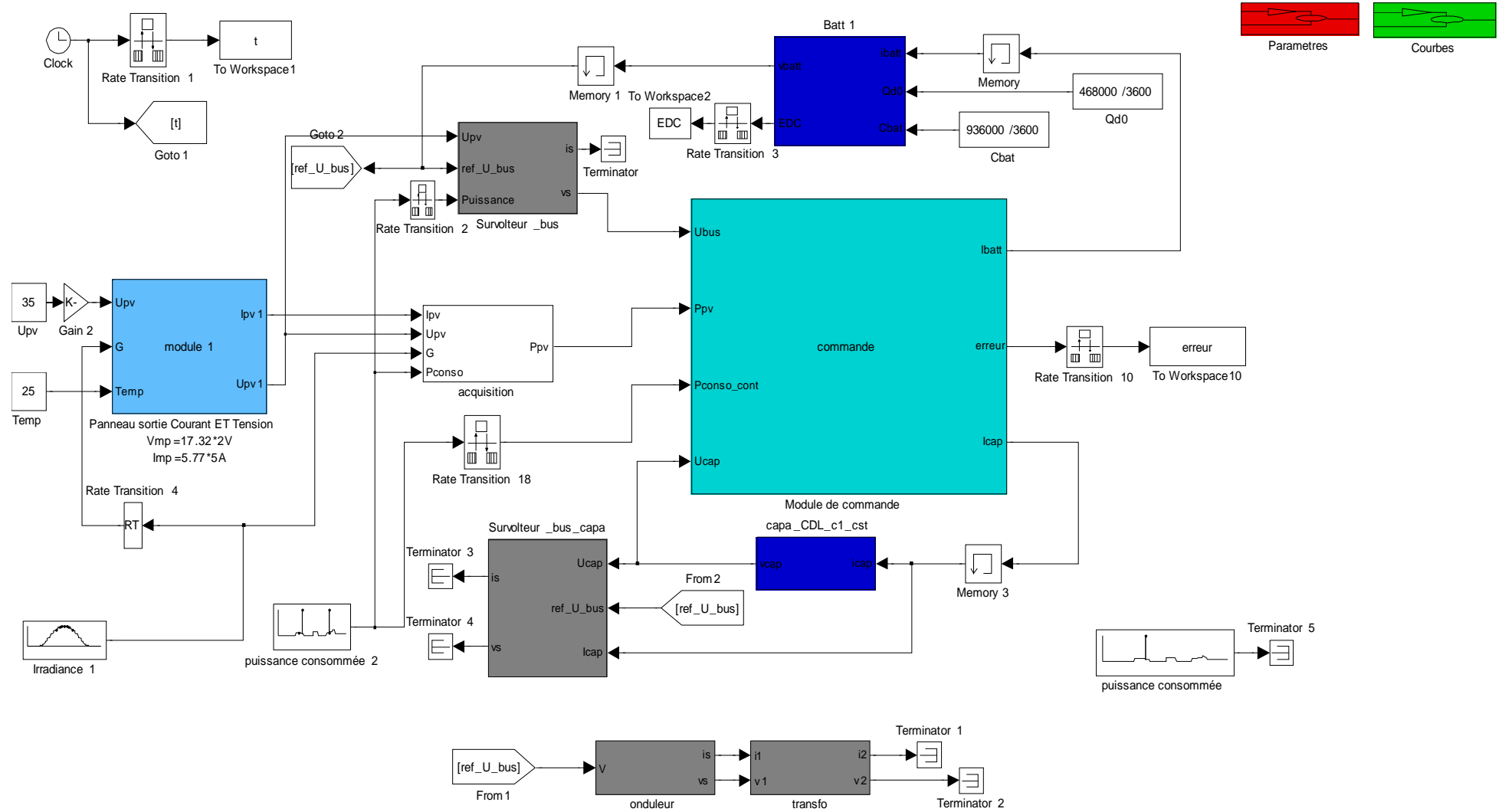


Fig. 3.22. Système PV autonome avec stockage hybride : batteries au plomb + supercapacités

3-4-2. Etude comparative des deux types de stockage

3-4-2-1. Mise en évidence du rôle des supercondensateurs

Le profil de puissance appliqué au système est le Profil 2 défini au chapitre 2, § 2-3-1. et présenté en figure 3.23. Le profil d'ensoleillement appliqué est celui du mois de juin (§ 2-3-2., fig. 2.5.) avec une température ambiante de 25°C.

La réponse du système PV avec stockage hybride est décrite à travers les figures 3.24. et 3.25.

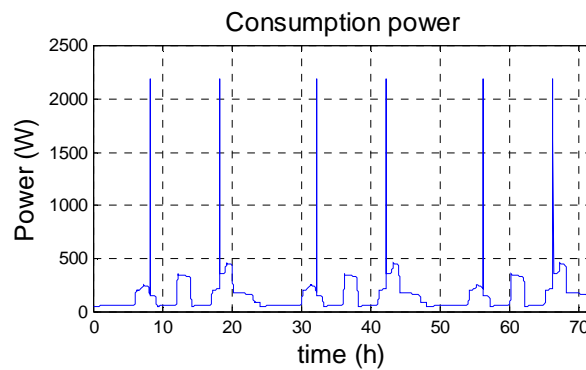


Fig. 3.23. Profil de puissance de consommation

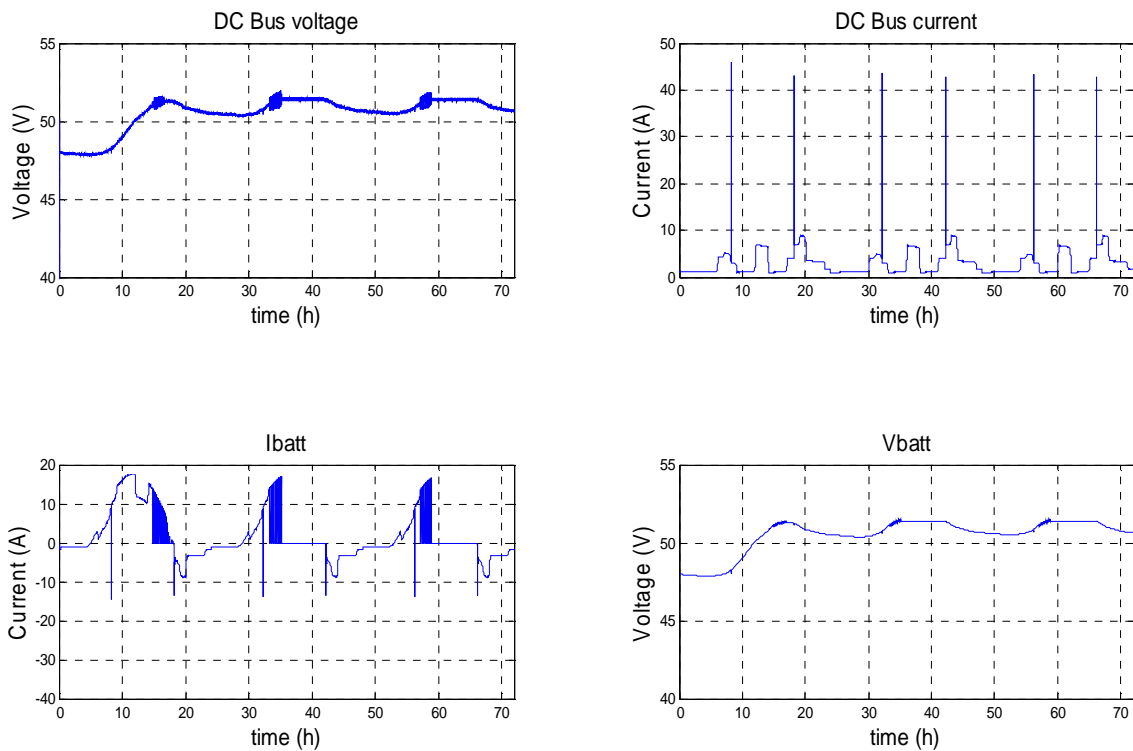


Fig. 3.24. Tension du bus continu (a), courant du bus continu (b), courant fourni à la batterie (c) et tension de la batterie (d)

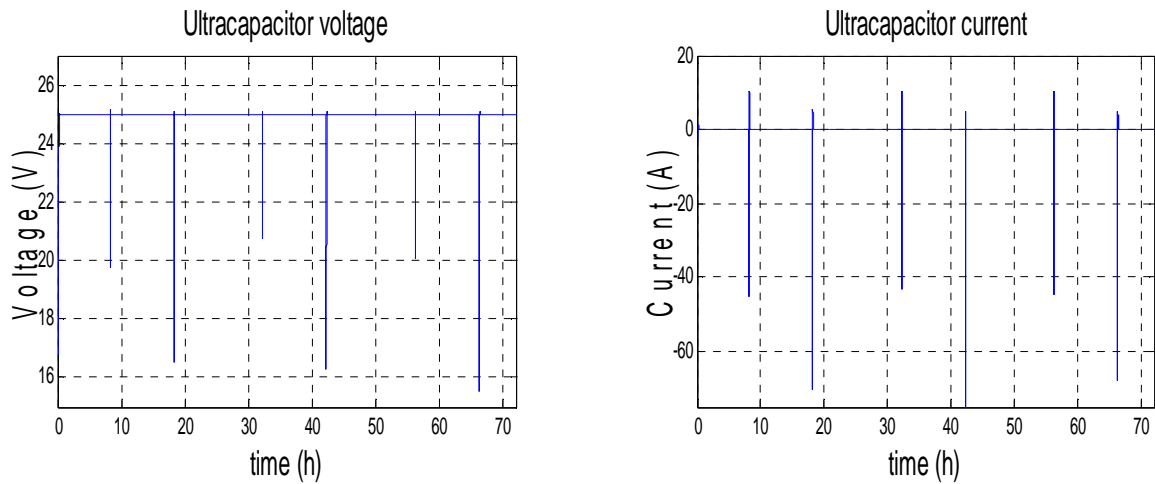


Fig. 3.25. Tension et courant des supercapacités

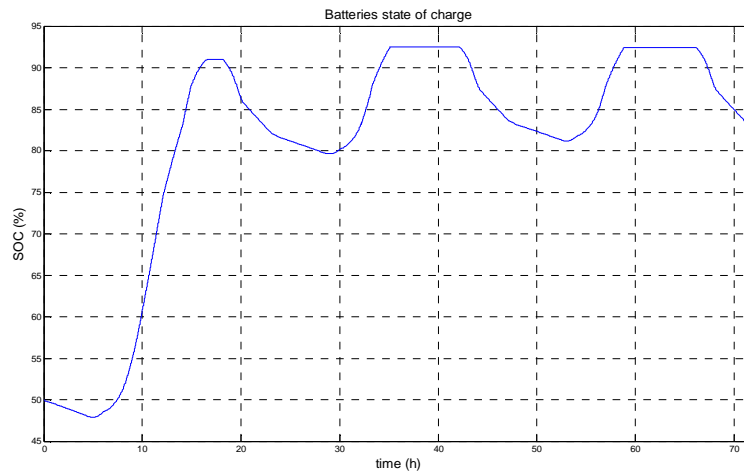


Fig. 3.26. Etat de charge des batteries

Sur la figure 3.26., après une charge complète au bout de la première journée, on remarque que l'équilibre énergétique du système est toujours atteint puisque les jours suivants les batteries respectent un cycle charge/décharge entraînant un bilan nul sur 24h. Le module de supervision gère correctement les échanges d'énergie entre les panneaux, les batteries, les supercapacités et la charge (consommation utilisateur) :

- les batteries débitent sur la charge (consommation utilisateur) lorsque l'énergie venant des panneaux PV est insuffisante (Fig. 3.24.c. après 18h),
- lorsque la puissance demandée par la charge est supérieure à un certain seuil, on fait appel aux supercapacités (Fig. 3.25. à 9h),
- lorsque les panneaux produisent assez d'énergie pour la charge (consommation utilisateur), le surplus sert à recharger les supercapacités en priorité puis les batteries. En effet sur la figure 3.25. représentant le courant des supercapacités, on remarque que celles-ci sont mises automatiquement en charge après chaque sollicitation, et parallèlement, les batteries sont aussi en charge (Fig. 3.24.c),
- la recharge des batteries et des supercapacités s'arrête lorsqu'elles sont pleines et débitent à nouveau dans la charge (consommation utilisateur) lorsque la production des panneaux devient insuffisante (ex. à la nuit tombée) (Fig. 3.24.c. après 35h).

Les supercapacités permettent de compenser les mauvaises performances des batteries en présence des pics de puissance :

- les supercapacités ont été dimensionnées afin de faire face à une demande en puissance équivalente à deux fois et demie la puissance nominale du système (2,5 kW) pendant les phases d'appel de courant. Elles permettent ainsi de soulager les batteries en limitant leur courant de décharge à 13A maximum (Fig. 3.24.c).
- la sécurité au niveau des batteries fonctionne bien : on évite les recharges et débits excessifs.
- le bilan d'énergie au niveau des batteries est nul (au bout d'un cycle de 24h, les batteries retrouvent leur état de charge initial) : le système est autonome (Fig. 3.26.).

3-4-2-2. Comparaison des deux types de stockage face à de fortes sollicitations

Le profil utilisé précédemment (Profil 2) présentait deux pics sur une période de 24h, nous proposons donc dans ce paragraphe d'étudier le rôle des supercapacités en présence de fortes sollicitations. Pour cela, nous considérons deux cas supplémentaires :

- le Profil 3 présente 5 pics de puissance sur une période de 24h
- le Profil 4 présente un pic par heure pendant 24h.

Ces profils permettront de montrer, à travers l'état de charge des batteries, l'apport des supercapacités.

Les tests sont effectués sur une période de 24h, les relevés d'état de charge des batteries des deux types de stockage sont présentés sur les figures suivantes :

- Test avec le Profil 2

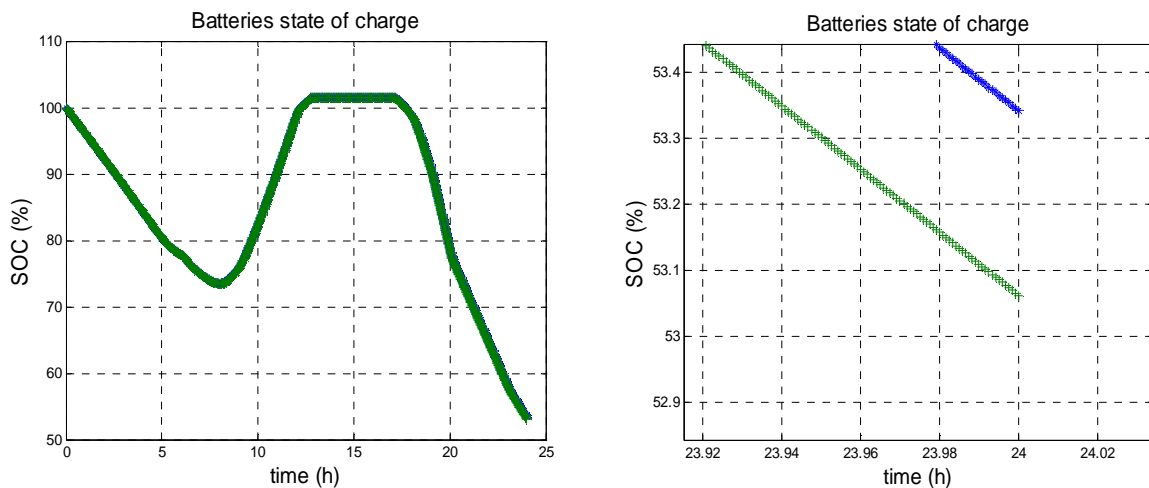


Fig. 3.27. Etat de charge des batteries après application du Profil 2 (en bleu : stockage hybride, en vert : stockage simple avec batteries)

Lors d'un test avec le Profil 2, l'état de charge du stockage hybride évolue de la même manière que celui du stockage avec batterie. En fin de test, la différence d'état de charge est seulement de 0,3%.

- Test avec le Profil 3

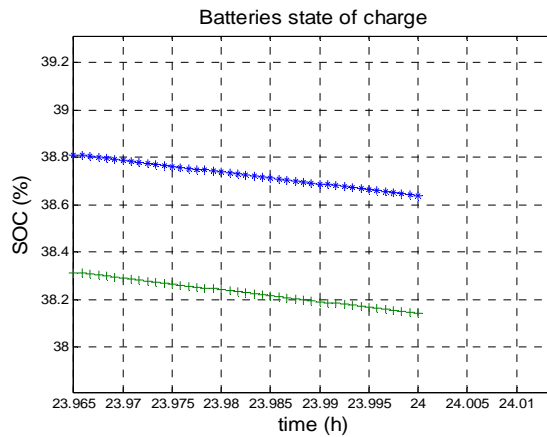


Fig. 3.28. Etat de charge des batteries après application du Profil 3 (en bleu : stockage hybride, en vert : stockage simple avec batteries)

Comme précédemment, lors d'un test avec le Profil 3, l'état de charge du stockage hybride évolue de la même manière que celui du stockage avec batterie avec une légère augmentation de la différence d'état de charge qui passe de 0,3% de 0,5%.

- Test avec le Profil 4

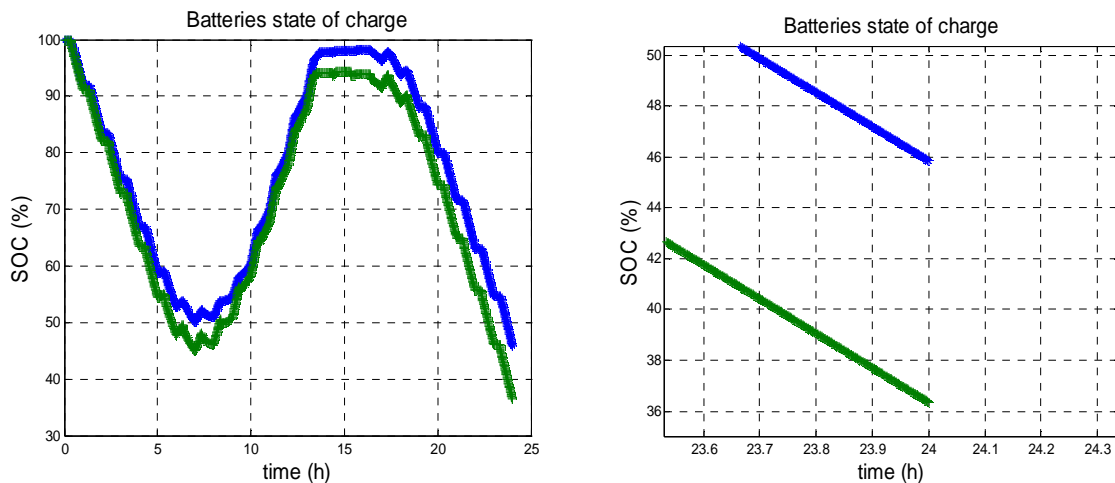


Fig. 3.29. Etat de charge des batteries après application du Profil 4 (en bleu : stockage hybride, en vert : stockage simple avec batteries)

Lorsque l'on applique un pic de puissance par heure, les batteries sont fortement sollicitées et on observe une différence notable par rapport aux cas précédents. Le stockage simple (batteries uniquement) n'arrive pas à pleine charge (à $t=15h$) tandis qu'avec un stockage hybride, on arrive à charger complètement les batteries. Cela se traduit avec un écart d'état de charge croissant avec le temps entre les deux types de stockage. Au final, en fin de test, on arrive à un écart de 10%.

Les résultats des tests sont consignés dans le tableau suivant (Tableau 3.2.) :

	Profil 2	Profil 3	Profil 4
ΔEDC	0,3%	0,5%	10%

Tableau 3.2. Comparaison de l'état de charge des batteries des deux types de stockage après application de différents profils de puissance

Bien que les supercapacités ne soient pas des composants énergétiques, elles permettent aux batteries un gain en état de charge de 10% dans certaines conditions (Profil 4), ce qui équivaut à un gain de 1,25kWh (batteries de 48v – 260Ah). Ainsi, dans des conditions de fortes sollicitations, les supercapacités permettent aux batteries de fonctionner dans des conditions raisonnables en limitant les fortes décharges et en les maintenant dans un état de charge supérieur.

3-5. Conclusions

L'optimisation du MPPT conduit à un fonctionnement optimal du système. La recherche du point de puissance maximale est fait d'une manière stable et robuste, le MPP est atteint rapidement en moins de 0,3s. Le système est donc en mesure de fournir la puissance maximale afin de faire face aux demandes du consommateur.

Les résultats montrent également que les supercapacités diminuent les pertes dans les batteries en les maintenant à un bon niveau d'état de charge grâce à des décharges à faible taux de courant. Dans la plupart des systèmes ayant pour moyen de stockage des batteries, ces dernières sont dimensionnées pour supporter les puissances instantanées. En présence des supercapacités, ce dimensionnement se fera désormais en fonction de la puissance moyenne permettant ainsi de revoir à la baisse la taille des batteries sans affecter le fonctionnement normal du système.

Dans ce chapitre, nous avons montré que les supercapacités contribuent à améliorer le fonctionnement des batteries et ainsi à accroître leur durée de vie, et donc à réduire les coûts d'investissement. Aussi, le fait que les supercapacités peuvent être complètement déchargées et stockées tel quel, rend leur utilisation très intéressante pour les applications PV. Leur prix, pour le moment élevé, peut donc se justifier dans les systèmes où de fortes demandes en puissance sont courants.

4. MISE EN ŒUVRE EXPERIMENTALE

4-1. Introduction

Dans le chapitre 2, nous avons modélisé puis simulé le système photovoltaïque avec pour unique moyen de stockage, des batteries au plomb. Ces tests ont montré les sollicitations que subissaient les batteries en présence des pics de puissance. Afin de « soulager » les batteries, nous avons introduit dans le chapitre 3 des supercapacités dans le but de créer une source de stockage hybride (batteries et supercapacités). Les résultats de simulations étant concluants, ce dernier chapitre a pour but de valider expérimentalement les différents algorithmes développés au cours de nos travaux. Les essais ont eu lieu à l'Ecole Nationale Supérieure d'Electricité et de Mécanique (ENSEM) durant tout le mois de juin 2009. Le matériel à notre disposition nous a conduit à procéder à quelques modifications mineures par rapport aux simulations, notamment sur la valeur de la tension du bus continu.

Dans la première partie nous exposerons la mise en œuvre des différents composants du système puis dans la deuxième partie, après avoir intégré les différents composants afin de constituer le banc d'essai, nous effectuerons des tests permettant d'apprécier les performances du système.

4-2. Développement d'un banc d'essai expérimental

Le matériel disponible pour réaliser le banc d'essai se compose de :

- 6 panneaux photovoltaïques (PV) d'une puissance de 175Wc chacun: ils fournissent l'énergie électrique au système,
- 2 convertisseurs DC/DC non réversibles à modules IGBT SKM50GB123D et affectés respectivement aux panneaux PV et à la charge en bout de chaîne (simulation des impacts de charge),
- 1 convertisseur réversible à modules IGBT SKM50GB123D associé aux supercapacités,
- 6 batteries 12V - 92Ah connectées en série afin d'obtenir une tension nominale de 72V,
- 2 supercapacités 16V – 500F connectées en série,
- 1 charge résistive de 4kW.

Nous avons procédé à la modification de la tension du bus continu car la tension à vide des panneaux photovoltaïques (45V) est trop proche de la tension du bus continu précédemment choisi (48V). Nous avons choisi une valeur de 72V qui est parfaitement en adéquation avec la taille du pack de batteries au plomb (6 batteries 12V connectées en série).

La figure 4.1. montre le schéma synoptique du banc réalisé à partir du matériel cité plus haut. La commande du système est assurée en temps réel par une carte dSPACE DS1104.

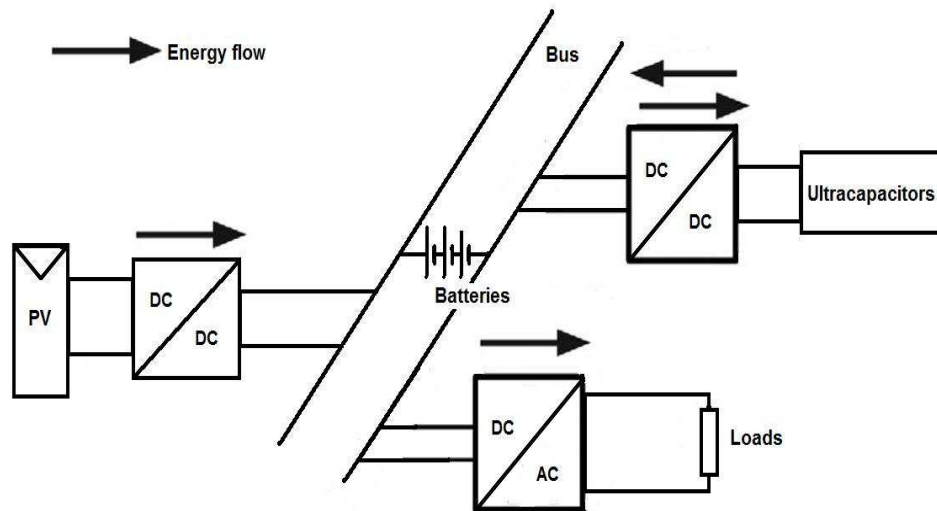


Fig. 4.1. Système PV autonome avec stockage hybride

4-2-1. Les panneaux photovoltaïques

La figure 4.2. représente les panneaux PV utilisés dans le cadre de nos travaux. Ces panneaux, d'après les données constructeur et dans les conditions standards ($1000\text{W}/\text{m}^2$, 25°C , 1.5AM) ont une tension en circuit ouvert de 44V et un courant de court circuit de 5A . Ils sont montés en parallèle et ont une puissance totale de 900Wc . La figure 4.3. montre le courant débité par les panneaux PV lors d'une campagne de mesure que nous avons effectuée sur 20mn .



Fig. 4.2. Installation panneaux PV à l'ENSEM Nancy

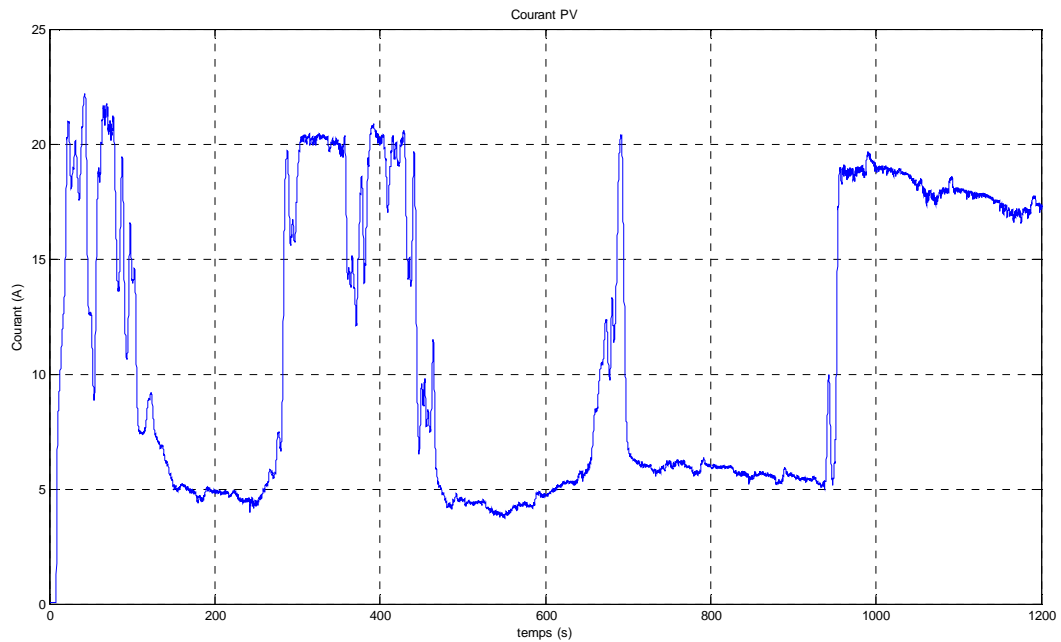


Fig. 4.3. Courant débité par les panneaux PV

Comme nous pouvons le remarquer sur cette figure, le courant débité par les panneaux PV est très fluctuant, ceci est dû au temps très nuageux lors de la campagne de mesure. Les pics de courant correspondent aux brèves éclaircies. L'électricité ainsi produite est injectée sur le bus continu via un convertisseur boost. Un algorithme MPPT intégré à la commande de ce convertisseur permet aux panneaux PV de fonctionner suivant leur point nominal.

4-2-2. Chargeur de batterie et algorithme MPPT

4-2-2-1. Mise en œuvre de la commande des convertisseurs

Comme spécifié dans le chapitre 2 au paragraphe 2-4-2., le convertisseur est commandé par un correcteur PI, dont la valeur du courant de référence est donnée par l'algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracking).

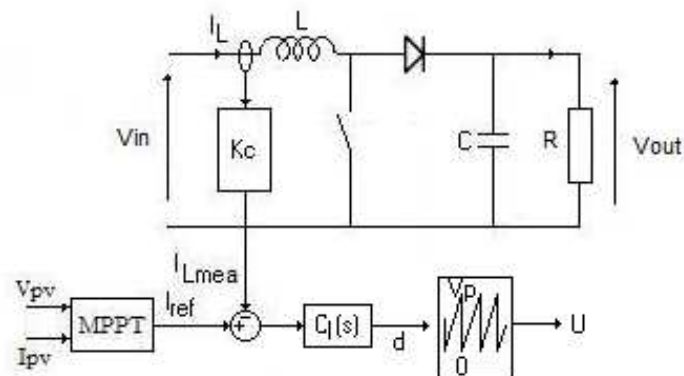


Fig. 4.4. Convertisseur Boost dédié aux panneaux photovoltaïques (PV)

Les nouveaux paramètres sont:

F (kHz)	V _{in} (V)	I _{in} (A)	V _{out} (V)	I _{out} (A)	P (W)	L (H)	C (F)
20	35	28,57	72	13,88	1000	1e-3	1.1e-3

Tableau 4.1. Paramètres du convertisseur Boost dédié aux panneaux PV

D'après le paragraphe 2-4-2. du chapitre 2, considérant que la tension du bus continu est imposée par les batteries, les paramètres choisis pour notre correcteur PI sont ceux du tableau 2.2.1.

4-2-2-2. Gestion des batteries

4-2-2-2-a. Estimation de l'état de charge des batteries

Bien que l'état de charge des batteries ne fasse pas partie des paramètres de gestion, c'est néanmoins une donnée importante qui permet de rendre compte de l'état du système ; c'est la raison pour laquelle nous montrons par la suite une méthode pratique permettant une estimation de l'état de charge des batteries.

Dans le chapitre 2, au paragraphe 2-4-3., nous avons défini, à partir de la littérature, une méthode permettant de calculer l'état de charge d'une batterie au plomb. Néanmoins cette dernière est limitée dans la mesure où l'état de charge est calculé à partir d'un état initial de la batterie (à vide ou à pleine charge), ce qui représente un handicap puisque cette valeur initiale est donnée par la mesure de la tension de circuit ouvert (mesure qui se fait au repos). Dans notre cas, nous voulons estimer « en ligne » l'état de charge ; pour cela nous combinons l'algorithme d'estimation de l'état de charge avec une méthode d'estimation de la tension de circuit ouvert développée dans les références [4.1 - 2].

La mesure de la tension en circuit-ouvert d'une batterie ne peut s'effectuer que lorsque:

- la batterie est au repos ($t_{\text{repos}} > 6\text{h}$) ;
- la profondeur de décharge est maximale ($\text{EDC} < \text{EDC}_{\text{min}}$).

Ces deux cas étant des cas extrêmes, il est possible de prédire la valeur de la tension en circuit-ouvert après une période de repos « raisonnable » (de l'ordre de quelques minutes). Le modèle de prédiction de la tension en circuit-ouvert tient compte de la réduction adéquate du temps de repos de la batterie et a été développé par J.H. Aylor dans [4.2]. Dans ce modèle, la tension s'exprime par la relation linéaire simple suivante :

$$V_{co} = 1,64 * M + V_0 \quad (4.2)$$

La pente M de cette droite est calculée par l'expression suivante :

$$M = \frac{V_1 - V_0}{0,7} \quad (4.3)$$

où :

V_0 : tension en circuit-ouvert à $t = 1$ minute,

V_1 : tension en circuit-ouvert à $t = 5$ minutes.

La figure 4.5. présente l'estimation en ligne de l'état de charge :

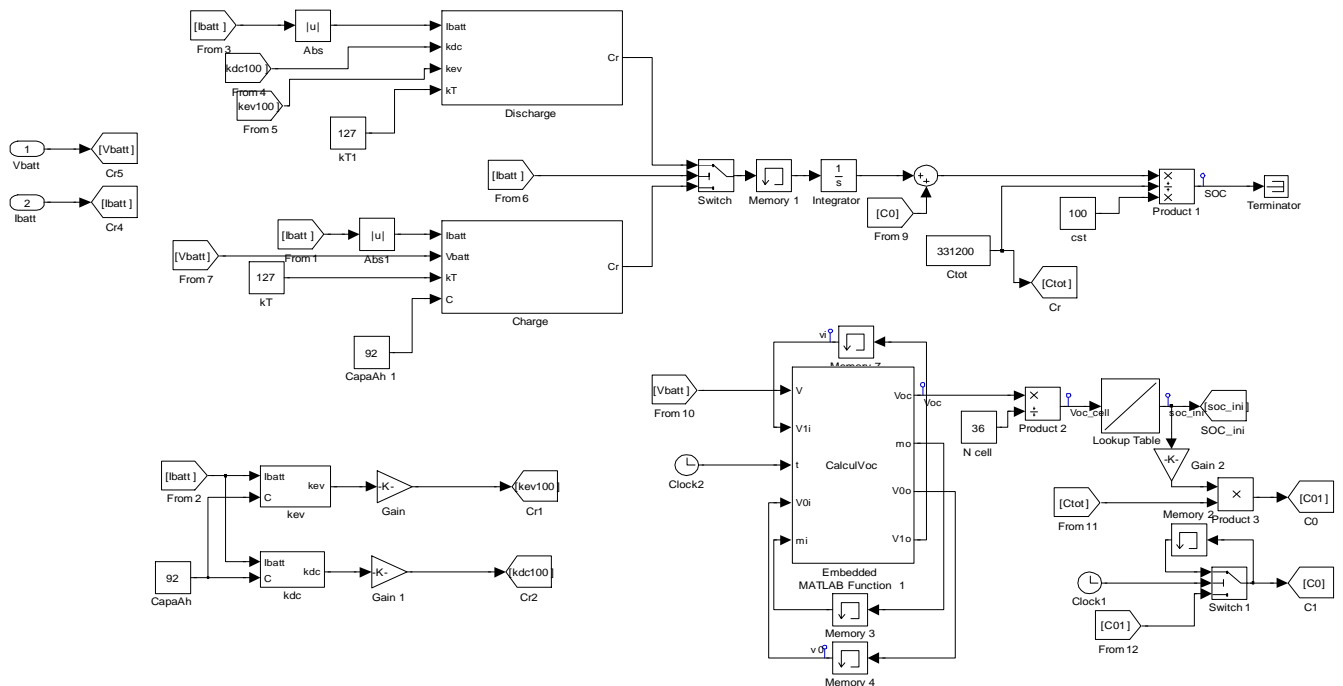


Fig. 4.5. Estimation en ligne de l'état de charge

Le « recalage » de l'état de charge se fait à chaque fois que l'on a une période de pause (courant de batterie nul) supérieure à 5 minutes.

4-2-2-2-b. Algorithme de gestion des batteries.

L'élément essentiel d'un système PV avec stockage étant les batteries, il est d'une grande importance d'apporter un soin particulier à leurs gestions. Dans notre cas les batteries, au nombre de 6 (12V, 92Ah), assurent la tension du bus continu (72V) et ont trois convertisseurs connectés en parallèle à leur bornes : le convertisseur PV, le convertisseur des supercapacités, le convertisseur de la charge. Il est donc important de les commander de façon optimale.

La plupart des systèmes photovoltaïques gèrent les batteries selon une méthode ON-OFF (connexion et déconnexion suivant la tension batterie) simple à mettre en œuvre mais non optimale. Pour notre système, nous proposons de mettre en place une gestion permettant de charger la batterie suivant le courant disponible et de passer en régulation de tension après un certain seuil, pour permettre une charge complète à la tension V_{chbopt} . Nous avons ainsi deux boucles de commande différentes au niveau du convertisseur PV : la commande en MPPT permet de charger les batteries suivant le courant optimal et la boucle de tension permet une fin de

charge optimale. En effet, lorsque les batteries atteignent la tension seuil, le système est en surproduction d'énergie, il n'est donc plus nécessaire aux panneaux de fonctionner à leur point optimal, la charge des batteries passe alors en régulation de tension.

Afin d'éviter un 'switch' intempestif entre les deux modes de charge, nous utilisons une commande en hystérésis dont la limite basse est fixée par une tension V_{chbmin} et la limite haute par V_{chbmax} ; la bande d'hystérésis est fixée par rapport à la chute de tension due à la résistance interne de la batterie. Ainsi, lorsque la tension batterie est supérieure à V_{chbmax} , on passe en régulation de tension. On ne repasse en charge à courant constant que lorsque la tension batterie est inférieure à V_{chbmin} .

Sur la figure 4.6., le rapport cyclique (d_{mppt}) permettant aux panneaux de fonctionner à leur point de puissance maximale est obtenu grâce à l'algorithme MPPT développé au chapitre précédent (paragraphe 3-2-2.).

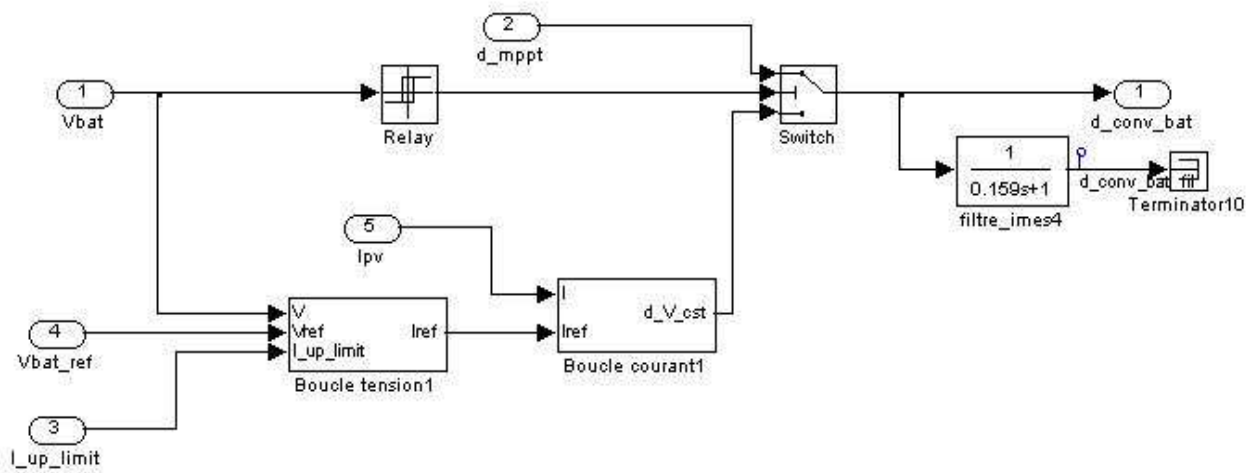


Fig. 4.6. Module de gestion des batteries

La figure 4.7. représente la commande du convertisseur PV et l'algorithme MPPT sous Simulink.

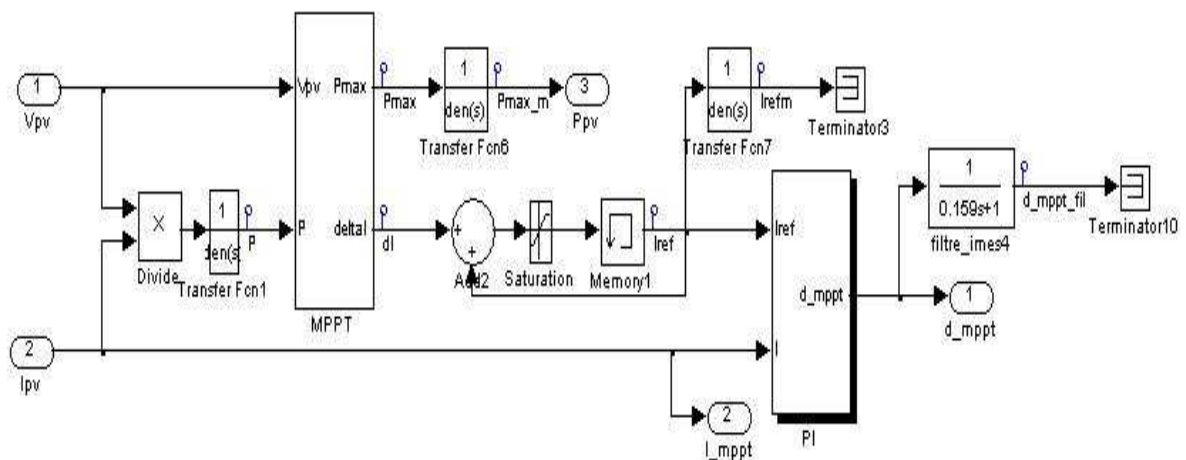


Fig. 4.7. Commande MPPT du boost

Le bloc MPPT (fig. 4.8.) calcule le courant optimal ; celui-ci sert de référence au correcteur PI permettant ainsi de réguler le courant en sortie des panneaux PV.

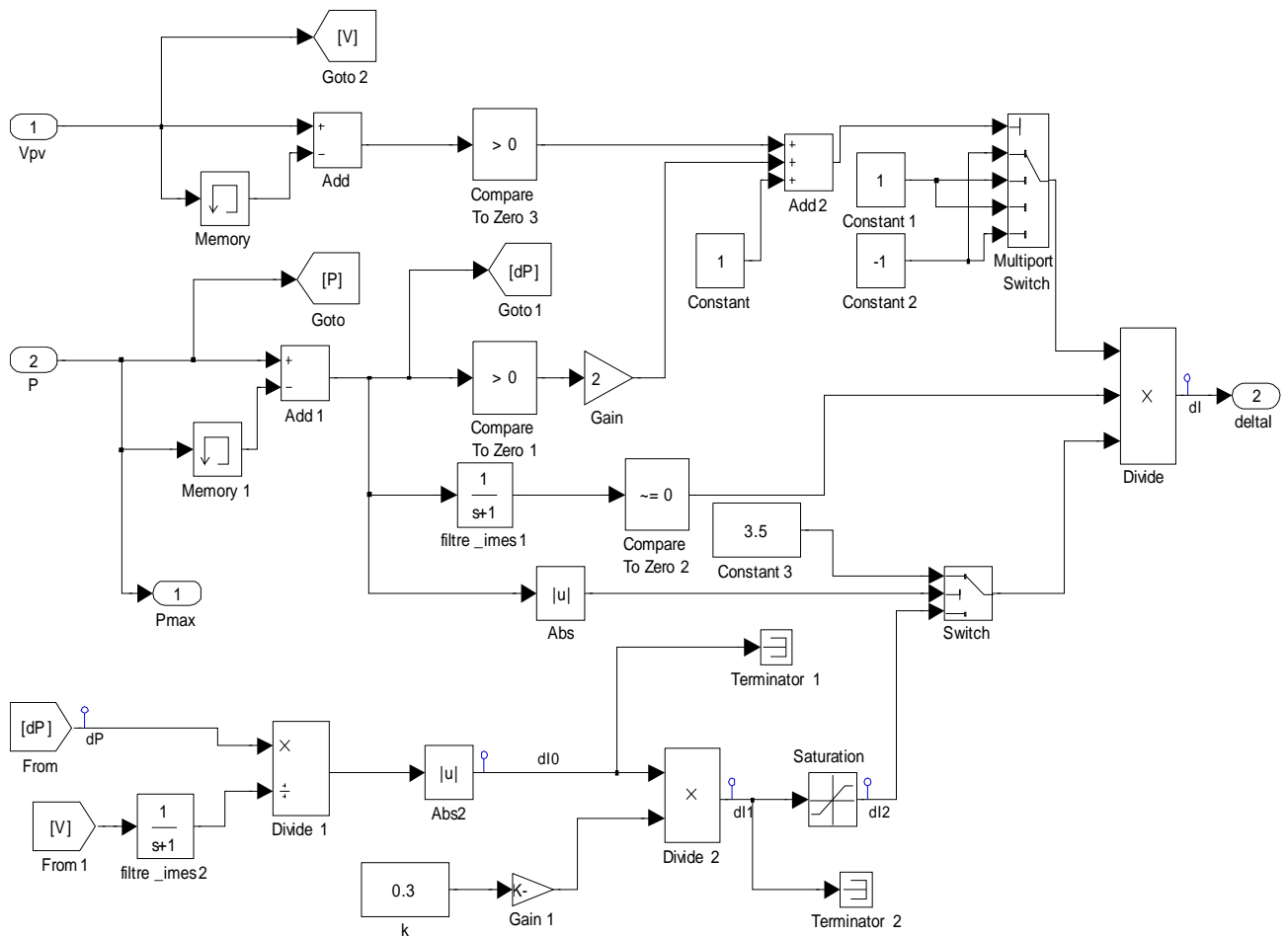


Fig. 4.8. Algorithme MPPT

Les différents seuils de tension sont consignés dans le tableau suivant :

V_{chbopt}	V_{chbmax}	V_{chbmin}	V_2	V_1
81V	82V	78V	68V	66V

Tableau 4.3. Valeurs des tensions seuils pour la gestion des batteries

Où V_2 et V_1 sont respectivement les tensions de reconnexion et de déconnexion définies dans le paragraphe 2-4-4.

La figure 4.9. montre la charge des batteries au fil du soleil sur une durée d'une heure.

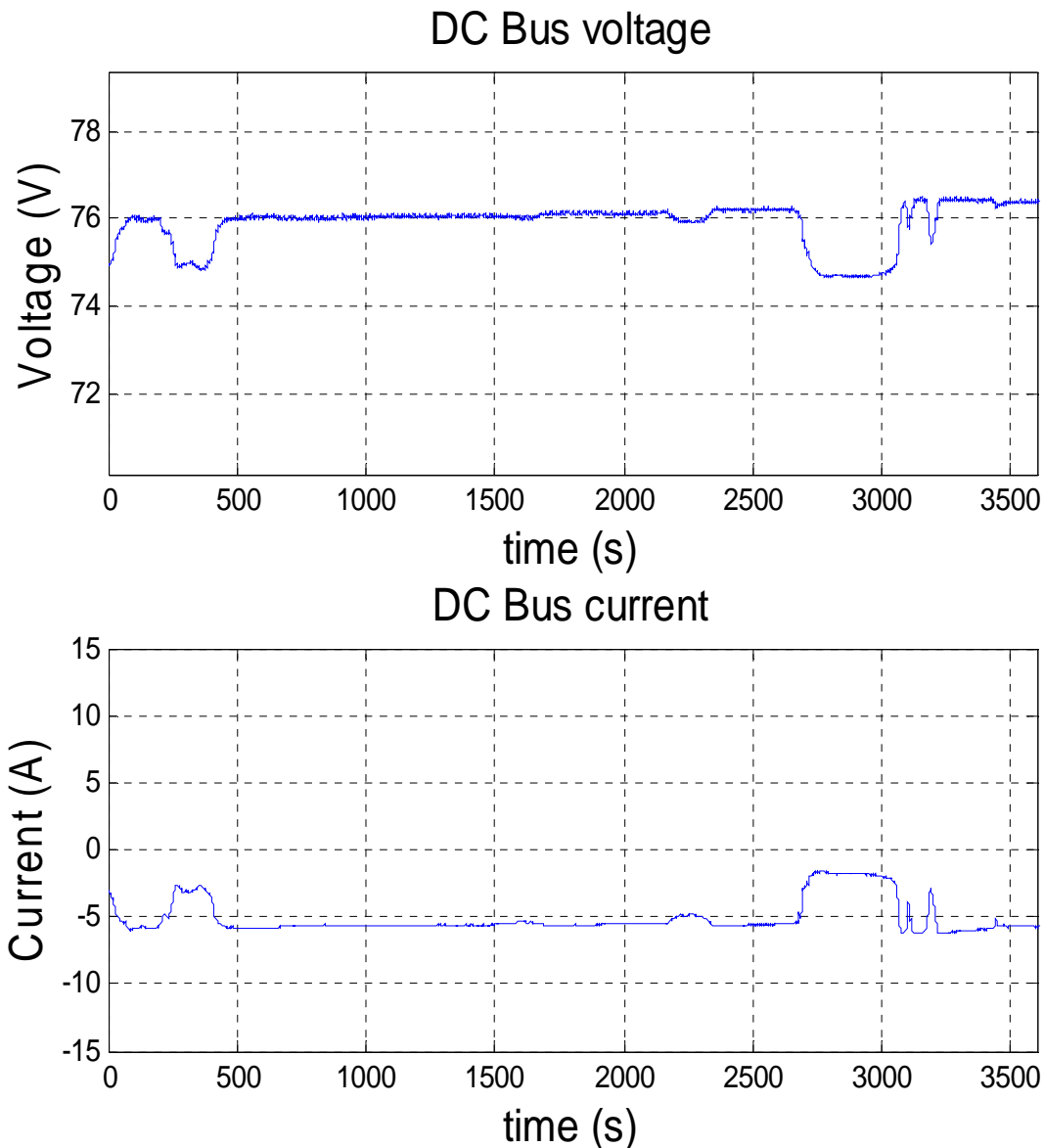


Fig. 4.9. Tension et courant aux bornes des batteries

Durant nos essais, il ne nous a pas été possible d'effectuer une charge complète des batteries. En raison du temps très couvert à Nancy et pour des raisons pratiques, il ne nous a pas été possible d'effectuer une charge complète des batteries au fil du soleil. Il est à noter que ce dernier point est caractéristique des systèmes photovoltaïques, puisque durant l'exploitation, il est peu probable de charger complètement les batteries. Cela ne pourrait être le cas qu'au début de la mise en service du système où on chargera pleinement les batteries.

Le signe négatif du courant des batteries signifie qu'elles reçoivent de l'énergie (convention générateur) ; elles sont donc bien chargées par le courant provenant des panneaux PV.

4-2-3. Gestion des supercapacités

Les supercapacités sont reliées au bus continu par un convertisseur DC/DC réversible en courant assurant ainsi la charge et la décharge. Lors de la décharge des supercapacités, le convertisseur est commandé en courant tandis que la charge se fait à tension constante. La mise en œuvre sous Simulink du module de gestion des supercapacités est représentée en Fig. 4.10.

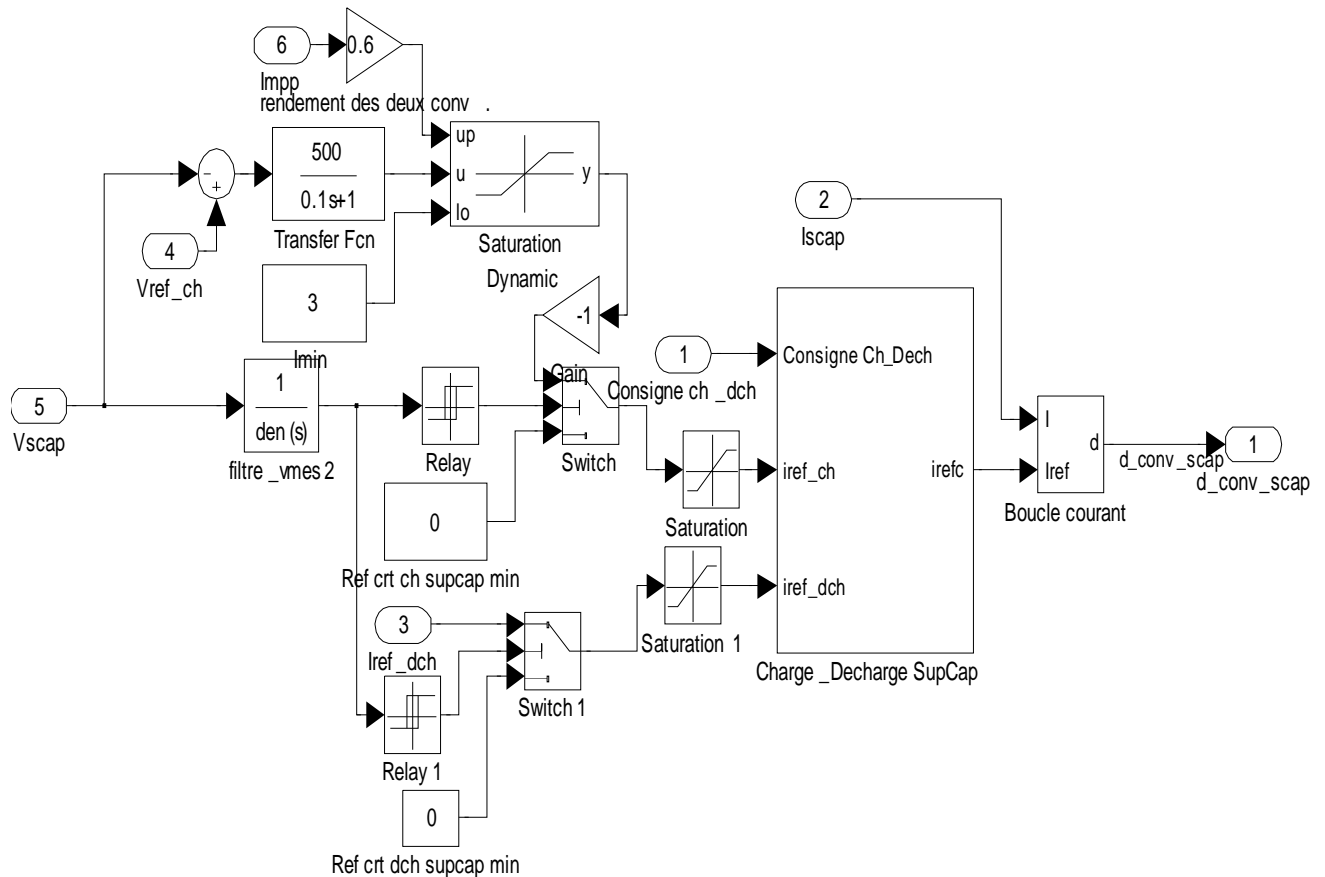
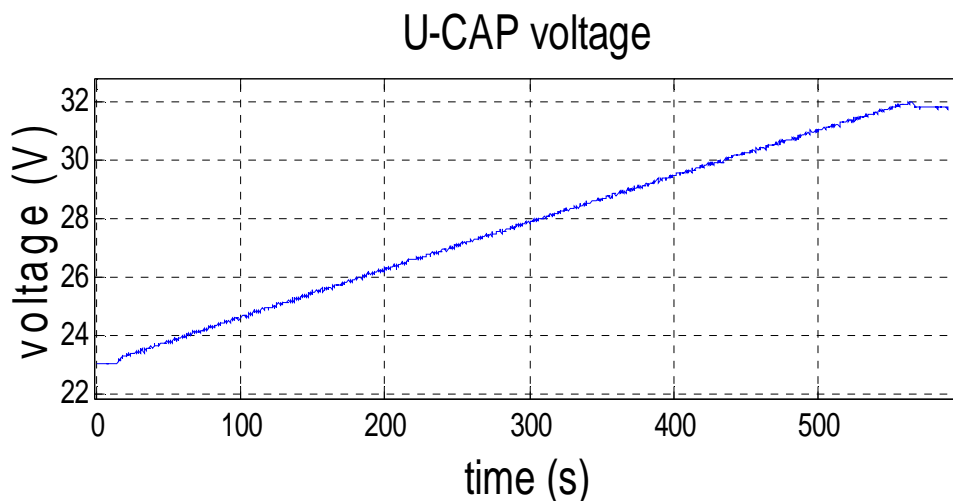


Fig. 4.10. Module de gestion des supercapacités

En effet, suivant la consigne provenant du module de supervision ('1' pour la charge et '0' pour la décharge), le convertisseur des supercapacités est commandé par deux boucles différentes. Tout se passe comme si nous avions deux entités différentes : un convertisseur abaisseur dans les phases de charge et un convertisseur élévateur en phase de décharge. Cette façon de scinder les commandes nous permet d'optimiser la gestion des supercapacités en contrôlant séparément les dynamiques en charge et en décharge. La figure 4.11. montre la charge complète des supercapacités avec une tension limite fixée à 32V.



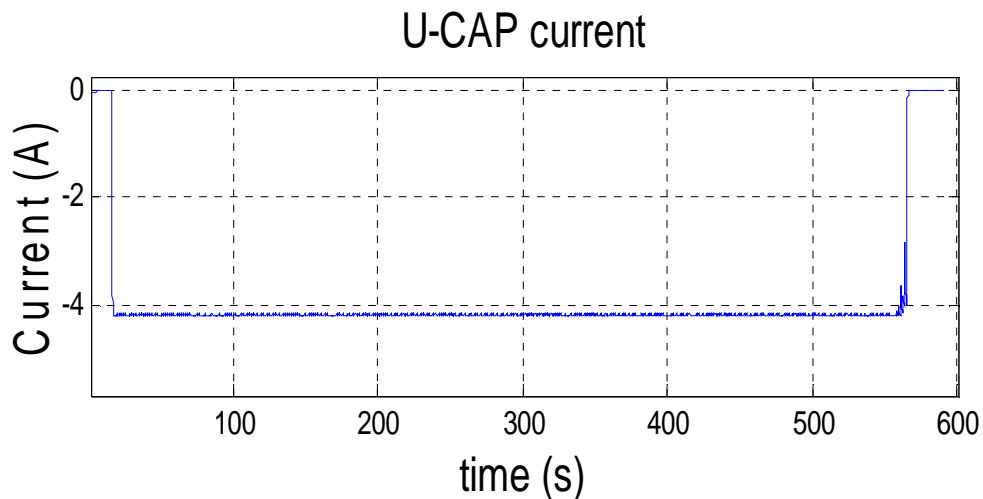


Fig. 4.11. Tension et courant aux bornes des supercondensateurs

Nous remarquons qu'il faut un peu moins de dix minutes pour amener les supercondensateurs d'un état de charge de 66% à 100%, la tension des supercondensateurs passe de 23V à 32V, soit une différence de potentiel (ddp) de 9V. Cela équivaut bien à la ddp aux bornes d'une supercondensateur de 250F chargée par un courant constant de 4A pendant 550s.

4-2-4. Mise en œuvre de la charge variable

Dans notre système, nous simulons la consommation de l'utilisateur par des demandes en puissance, ce qui revient à utiliser une charge variable. Pour obtenir cette charge variable, dont la mise en œuvre sous Simulink est représentée en figure 4.12., nous avons couplé une résistance de charge à un convertisseur commandé en puissance. Cette commande en puissance équivaut à une commande en courant (fig. 4.13.) obtenue à partir du profil de puissance (fig. 4.14.) et de la tension du bus continu (fig. 4.15.) (4.4).

$$I_{ref} = \frac{P_{cons}}{U_{bus}} \quad (4.4)$$

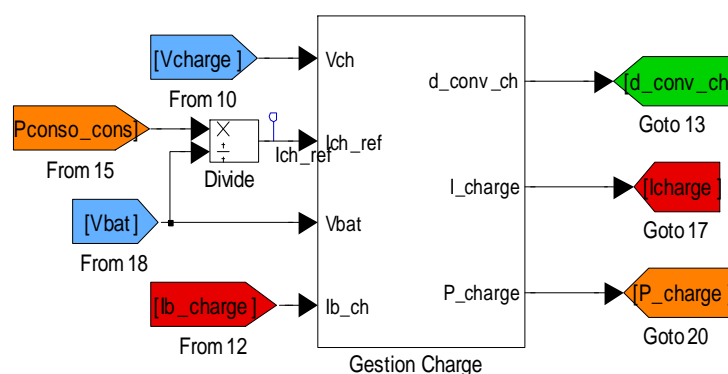


Fig. 4.12. Mise en œuvre de la charge variable

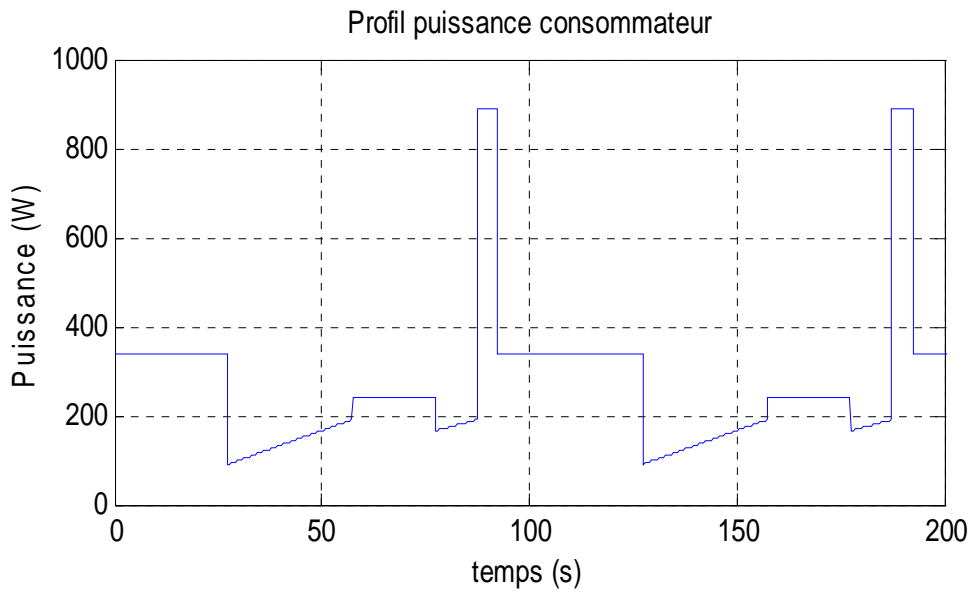


Fig. 4.13. Profil puissance consommateur

Courant de commande convertisseur Charge

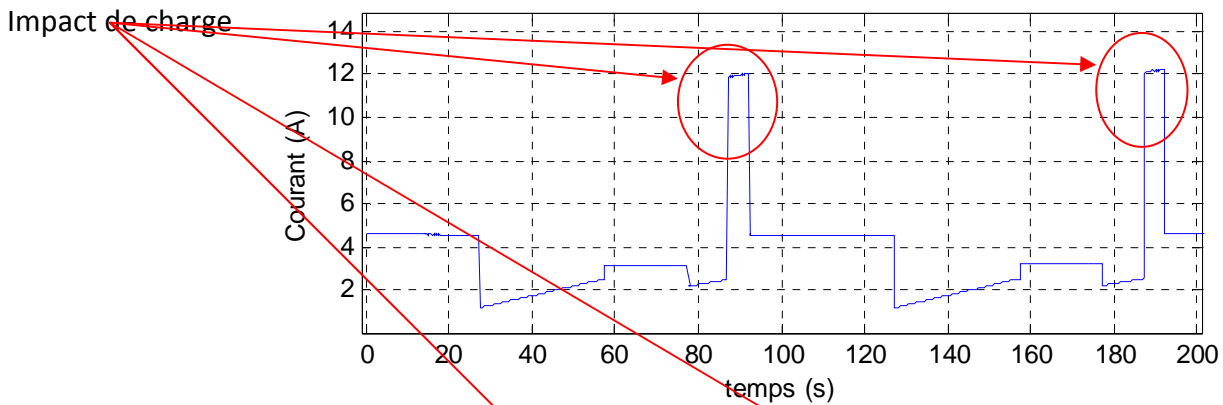


Fig. 4.14. Courant fourni par le bus continu à la charge

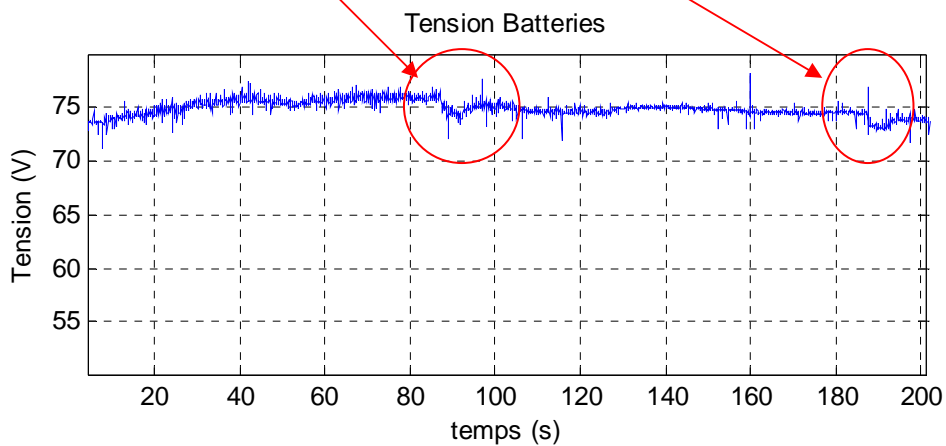


Fig. 4.15. Tension du bus continu

Sur les figures 4.14. et 4.15., nous voyons l'impact de la charge sur la tension du bus continu. Nous constatons que malgré un courant important, la tension du bus continu ne varie que très peu.

4-2-5. Module de supervision

Le module de gestion de l'énergie (figure 4.16.) a été conçu pour tenir compte de l'apport des supercondensateurs.

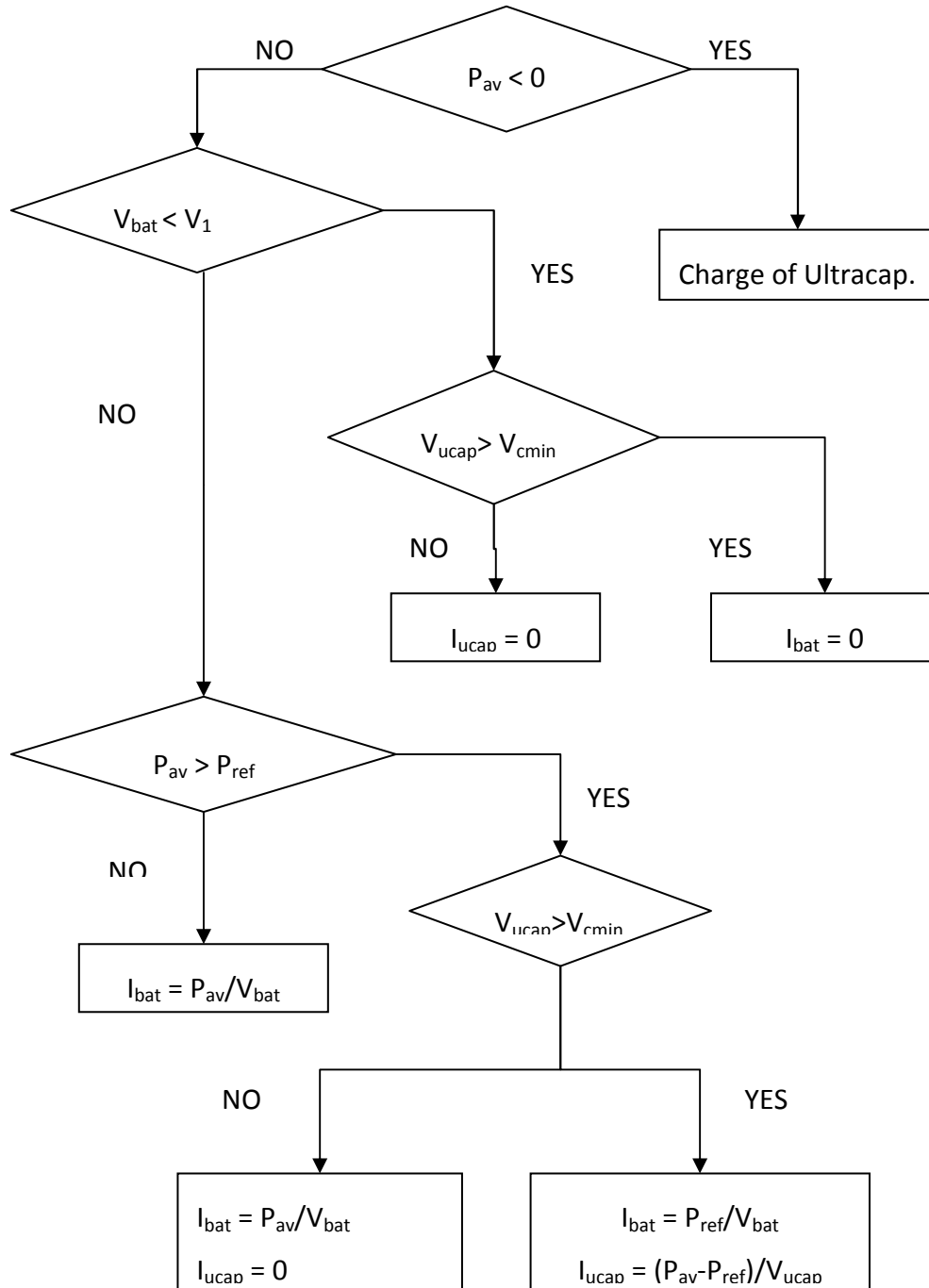


Fig. 4.16. Gestion de l'énergie

Le principe du protocole de charge reste le même que celui défini dans le chapitre 3, paragraphe 3-4-1.: il répartit le courant de charge entre les batteries et les supercondensateurs et

pendant la décharge il permet de limiter le courant dans les batteries en connectant les supercapacités. Cette connexion se fait toujours suivant une puissance de référence P_{ref} . et les scénarios ci-après:

- les batteries débitent sur la charge (consommation utilisateur) lorsque l'énergie venant des panneaux PV est insuffisante,
- lorsque la puissance demandée par la charge est supérieure à un certain seuil (P_{ref}), on fait appel aux supercapacités,
- lorsque les panneaux produisent assez d'énergie pour la charge (consommation utilisateur), le surplus sert à recharger les supercapacités en priorité puis les batteries
- la recharge des batteries et des supercapacités s'arrête lorsqu'elles sont à pleine capacité et débitent à nouveau dans la charge (consommation utilisateur) lorsque la production des panneaux devient insuffisante (ex. à la nuit tombée),
- la sécurité au niveau des batteries permet d'éviter les recharges et débits excessifs.

L'algorithme de la figure 4.16. résume bien ces spécifications de gestion de l'énergie de notre système photovoltaïque.

La puissance disponible P_{av} est calculée selon la formule 4.5 en faisant la différence entre la puissance consommée P_{cons} et la puissance fournie par les panneaux photovoltaïques P_{pv} . Si la puissance disponible est négative (convention générateur), alors les batteries et les supercapacités sont mises en charge. Si P_{av} est positive, alors la tension aux bornes des batteries est mesurée et deux cas se présentent. Si cette dernière est inférieure à la tension seuil V_1 , alors les batteries sont déconnectées, les supercapacités fournissent l'électricité nécessaire jusqu'à ce que leur tension soit aussi inférieure à la tension seuil V_{cmin} . Si la tension des batteries est supérieure à V_1 et si P_{av} est supérieure à P_{ref} , alors les batteries fournissent la puissance P_{ref} et les supercapacités, le reste ($P_{av}-P_{ref}$).

$$P_{av} = P_{cons} - P_{pv} \quad (4.5)$$

La figure 4.17. montre le bloc du module de supervision sous Simulink.

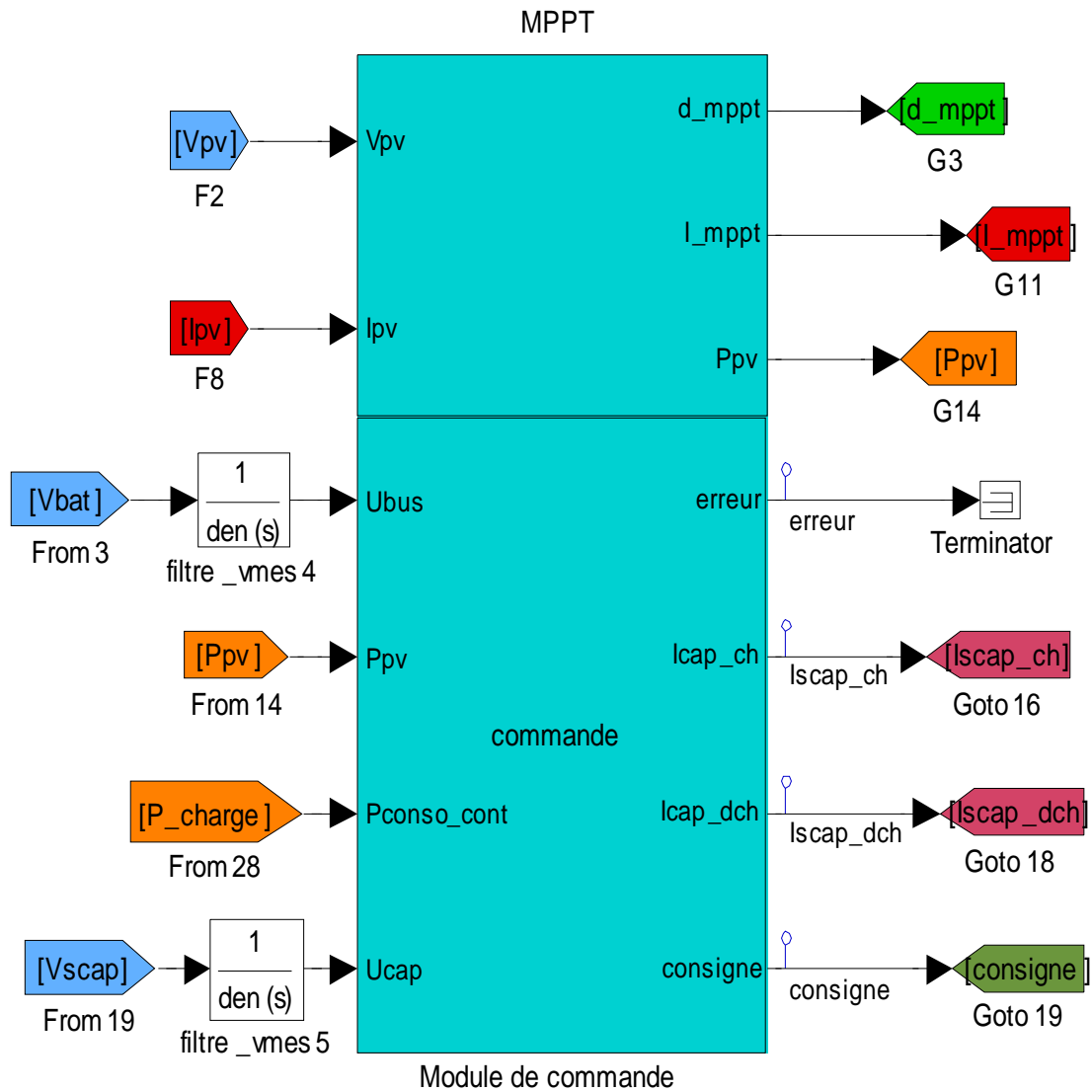


Fig. 4.17. Module de supervision

4-3. Performances du banc d'essai

L'objet de ce paragraphe est l'intégration des différents composants en vue de constituer le système PV avec stockage hybride. Le banc d'essai est représenté sur la figure 4.18 ; il est conforme à la description du paragraphe 4-2. de ce chapitre, la mise en œuvre sous Matlab-Simulink et dSPACE-Controldesk, se trouve respectivement aux figures 4.19. et 4.20.

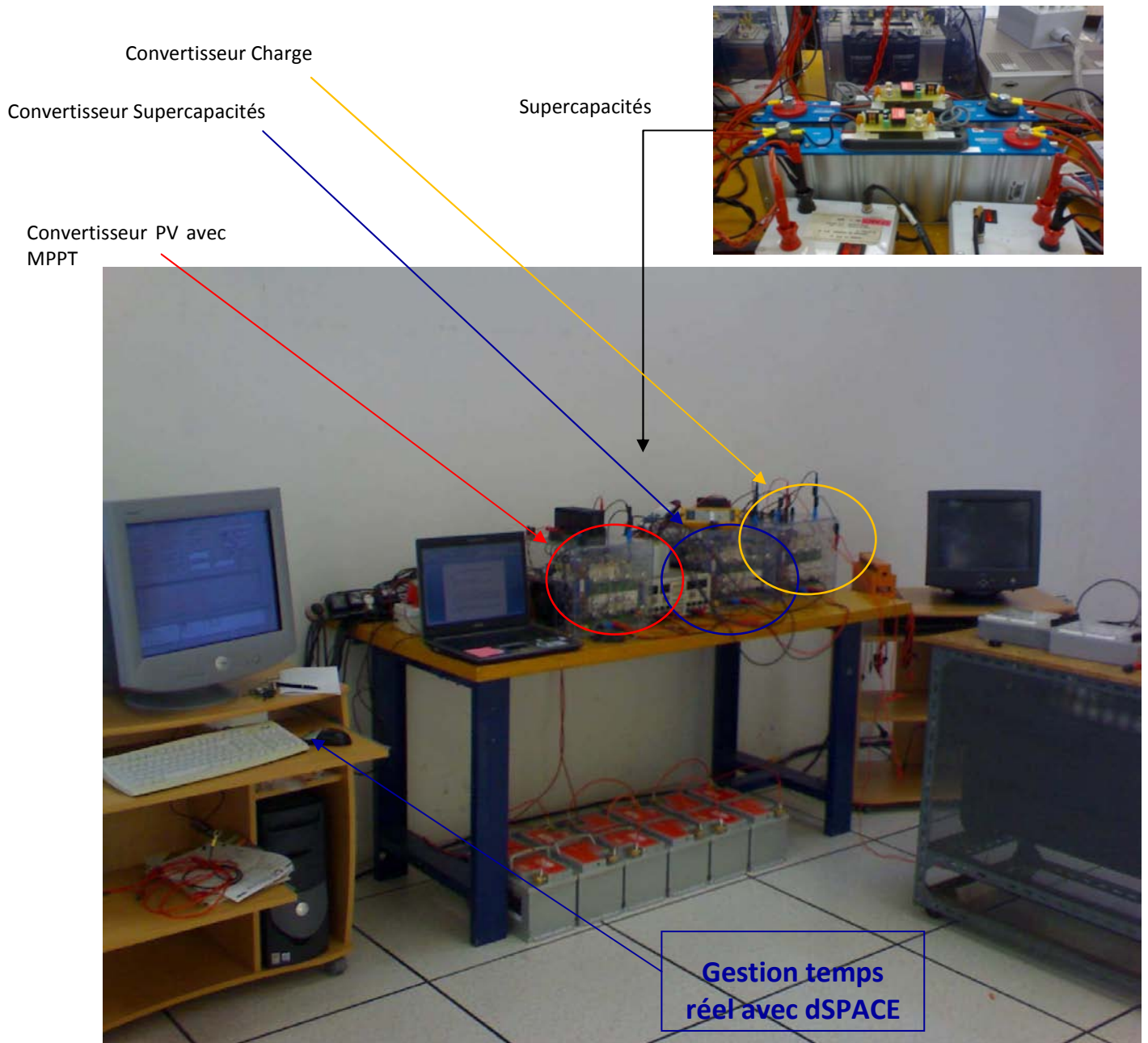


Fig. 4.18. Banc d'essai Système PV avec stockage hybride (batteries et supercapacités)

PV System With Hybrid Storage

RTI Data

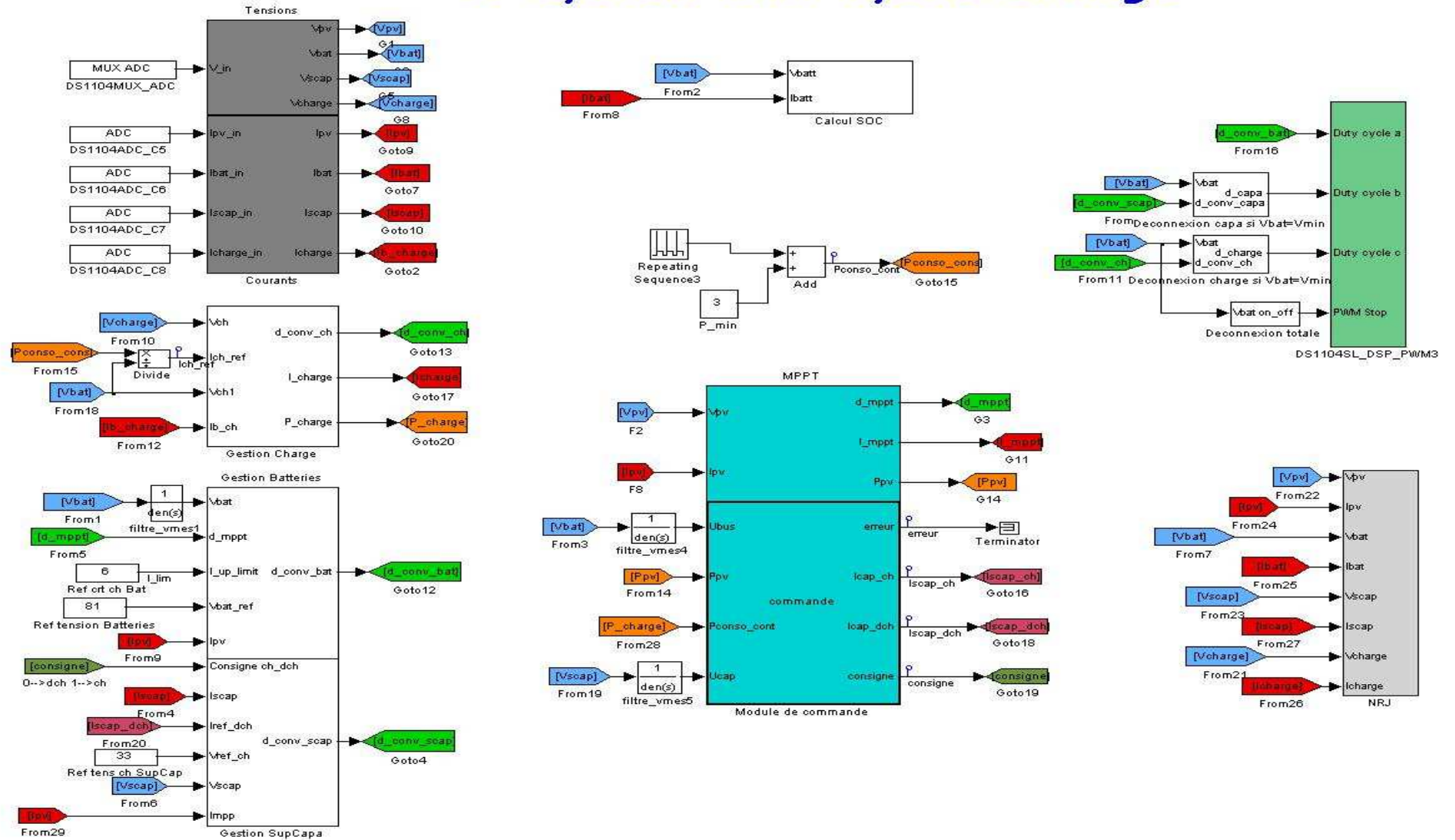


Fig. 4.19. Mise en œuvre du système photovoltaïque sous Matlab-Simulink

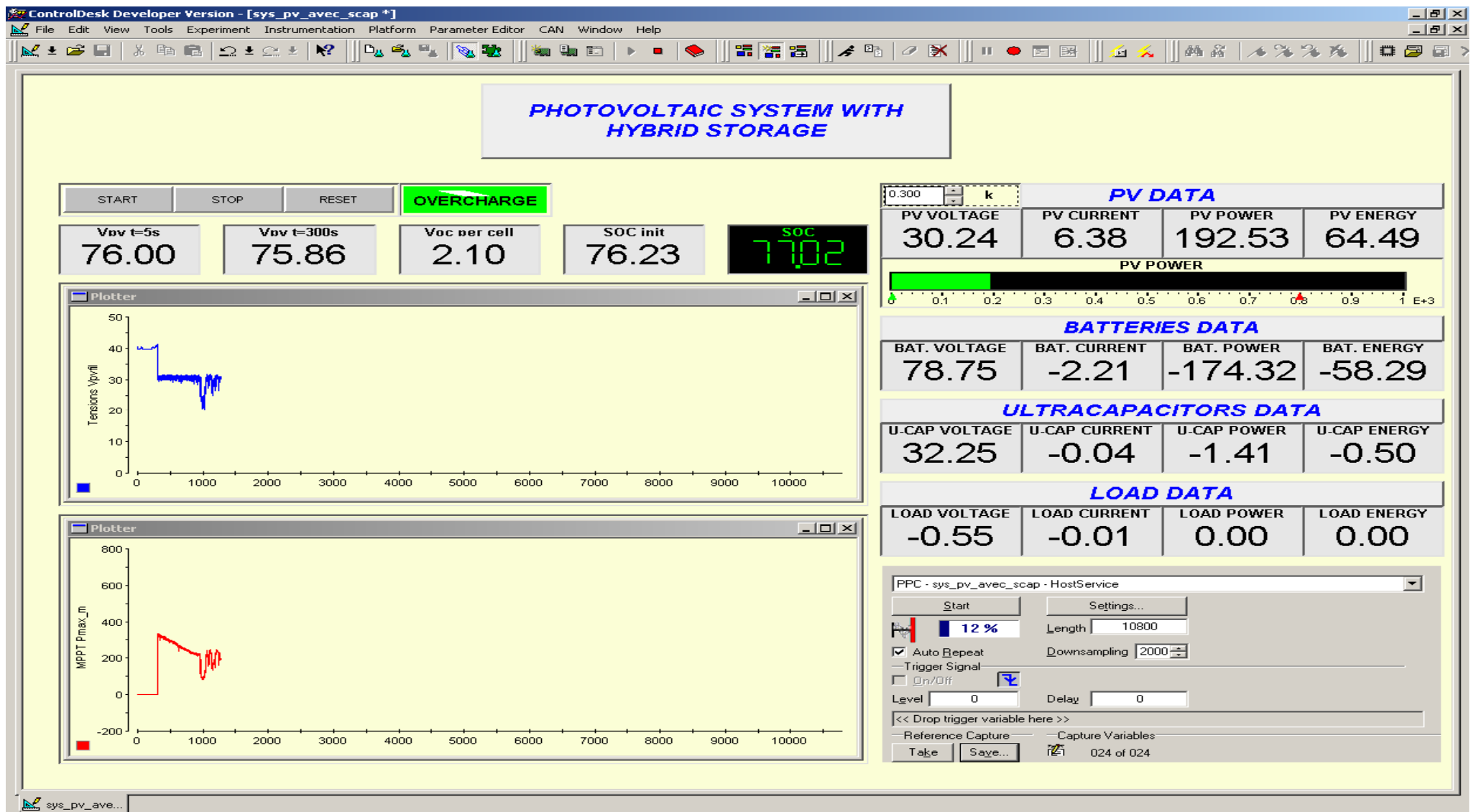


Fig. 4.20. Interface Homme-Machine (IHM) sous ControlDesk

La figure 4.19. représente le système photovoltaïque avec stockage hybride (batteries et supercondensateurs). Le contrôle du système se fait grâce aux logiciels Matlab Simulink et dSPACE.

Nous avons créé une Interface Homme-Machine (IHM) (Fig. 4.20.) qui nous permet d'avoir accès à toutes les données et de contrôler en temps réel le fonctionnement du système. Nous y avons introduit un indicateur visuel (bouton « OVERCHARGE ») permettant de connaître l'état du système :

- production suffisante des panneaux PV pour subvenir aux besoins de l'utilisateur : voyant « OVERCHARGE » de couleur verte,
- sollicitation des batteries et supercondensateurs : voyant « OVERCHARGE » de couleur orange,
- système en surcharge ($V_{bat} < V_1$ et $V_{ucap} < V_{cmin}$) : voyant « OVERCHARGE » de couleur rouge.

4-3-1. Performances de l'algorithme MPPT

Dans ce paragraphe, nous cherchons à valider l'algorithme MPPT et à montrer le rôle du coefficient « k » dans la recherche optimale du MPP. Les essais ont été effectués durant le mois de juin 2009 à Nancy avec des conditions climatiques peu favorables. Nous n'avons malheureusement pas eu la possibilité de mesurer l'ensoleillement afin d'avoir un regard critique sur le rendement de l'algorithme MPPT. Au final, compte tenu du temps couvert et pluvieux, ainsi que de l'orientation des panneaux, l'algorithme fonctionne bien autour de la tension optimale, soit 30V, alors que la tension en circuit ouvert oscille autour de 38 - 40V. D'après les données constructeur, la tension optimale sous un ensoleillement de $1000W/m^2$ à $25^\circ C$ est de 37,5V et la tension en circuit ouvert est de 44,35V.

Les figures 4.21. à 4.23. montrent respectivement la tension, le courant et la puissance débitée par les panneaux photovoltaïques.

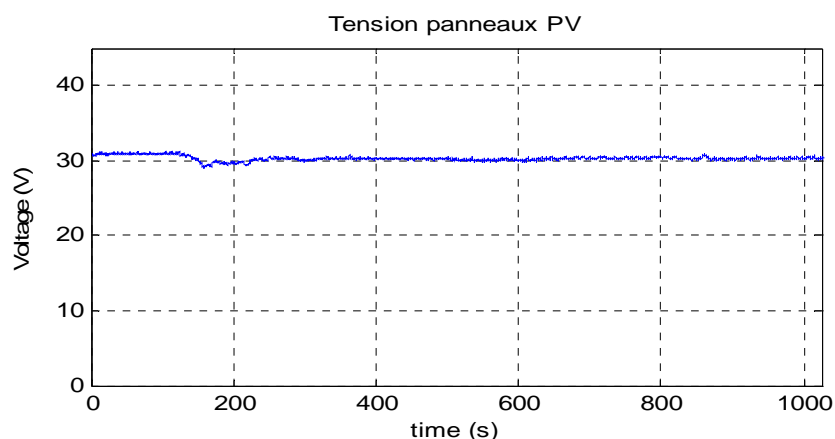


Fig. 4.21. Tension aux bornes des panneaux PV

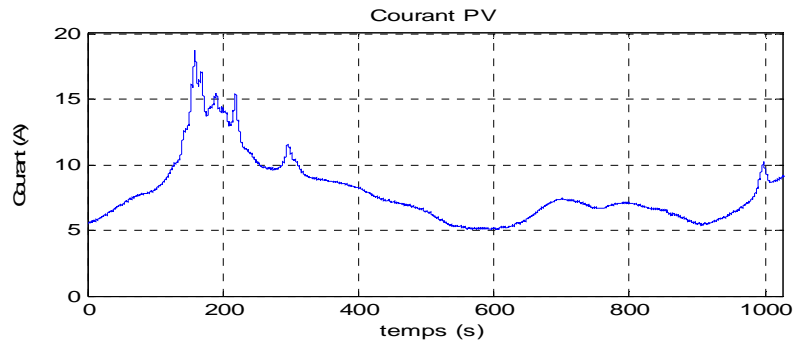


Fig. 4.22. Courant fourni par les panneaux PV

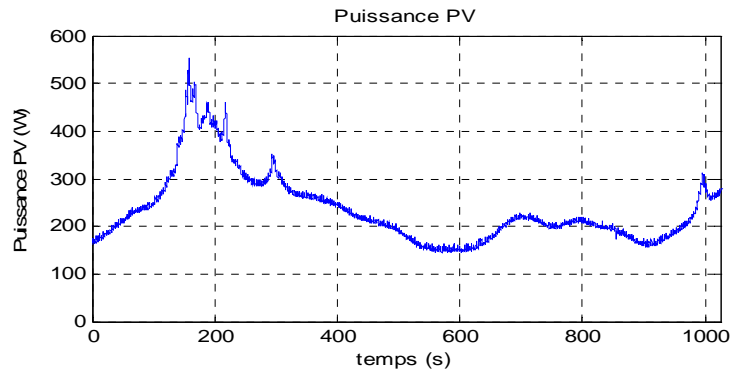


Fig. 4.23. Puissance fournie par les panneaux PV

Ces courbes proviennent des mesures effectuées le lundi 15 juin 2009, jour pluvieux, ce qui explique la faible production des panneaux tout au long de l'essai. Néanmoins ; nous remarquons une pointe à 550W obtenue lors de brèves éclaircies.

Effet du coefficient 'k'

Dans notre algorithme, nous avons défini un coefficient 'k' permettant de réduire le temps de convergence vers le point de puissance maximale. L'effet de ce coefficient sur l'algorithme a été testé et les résultats sont représentés à la figure 4.24.

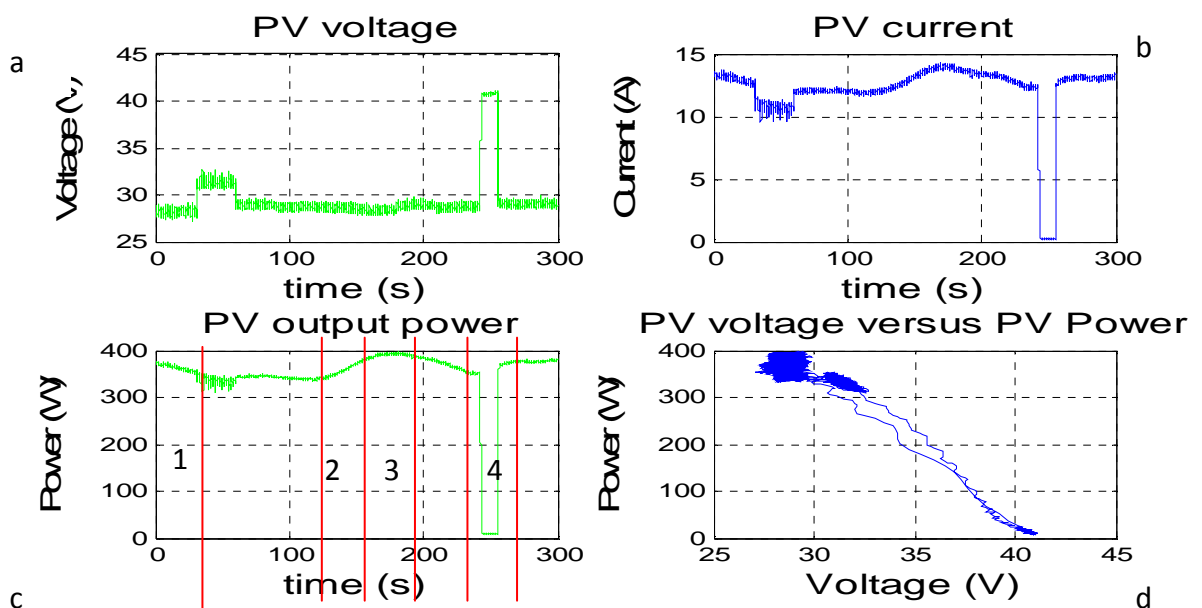


Fig. 4.24. Tension, courant, puissance et caractéristique (P,V) des panneaux PV

Les tests ont été effectués sur une courte période afin de se placer dans des conditions d'ensoleillement constant. Sur la figure 4.24.c, entre 0 et 40s (Fig. 4.24.c. zone 1), l'algorithme MPPT fonctionne comme un « P&O » normal (P&O à pas fixe) ; nous pouvons constater qu'il est moins précis que lorsque nous appliquons un pas adaptatif avec une valeur de k optimale ($k=0.3$ entre 150s et 190s, Fig. 4.24.c. zone 3). Nous remarquons aussi qu'avec une faible valeur de k , l'algorithme ne peut pas converger ($k=0.1$ entre 240 et 255s, Fig. 4.24.c. zone 4) alors qu'une forte valeur ne permet pas d'atteindre la puissance maximale ($k=1$ entre 120 et 150s, Fig. 4.24.c. zone 2)

La figure 4.24.d qui représente la caractéristique (P,V) des panneaux PV permet de juger graphiquement de l'efficacité de l'algorithme. En se référant à la figure 2.11. du chapitre 2, le point de puissance maximale doit coïncider avec le point où l'asymptote est horizontal (maxima de P), ceci est bien le cas sur la figure 4.24.d. lorsque la tension se situe entre 28V et 30V.

Ces différentes itérations permettant un réglage optimal du coefficient 'k', montrent que le point de puissance maximale est atteint rapidement avec un temps de convergence égale à 0,3s (Fig. 4.24.a. à $t=255s$ lorsque la tension aux bornes des panneaux passe de sa valeur de circuit ouvert à V_{mpp}) ; ce temps de convergence figure en bonne place parmi les meilleurs algorithmes MPPT dont le temps de convergence est de l'ordre de la seconde [4.3].

4-3-2. Mise en évidence du bénéfice des supercapacités

Dans le paragraphe 1-4-1., nous avons introduit la notion de stockage hybride dans un système photovoltaïque en combinant des batteries et des supercapacités. L'intérêt d'une telle association permet de scinder les besoins de l'utilisateur en deux catégories (besoins en puissance et en énergie) et d'y répondre efficacement. Au cours de nos travaux de recherche, nous avons défini les besoins en puissance comme étant des demandes en puissance supérieures à P_{ref} , lesquelles doivent être assurées par les supercapacités.

Pour montrer le rôle des supercapacités, nous avons comparé deux systèmes : l'un sans supercapacités et l'autre avec. Ces comparaisons sont observables aux figures 4.25. à 4.28.

Disposant d'un unique banc de test, les essais ont été effectués l'un à la suite de l'autre, la comparaison des états de charge n'est donc pas exploitable.

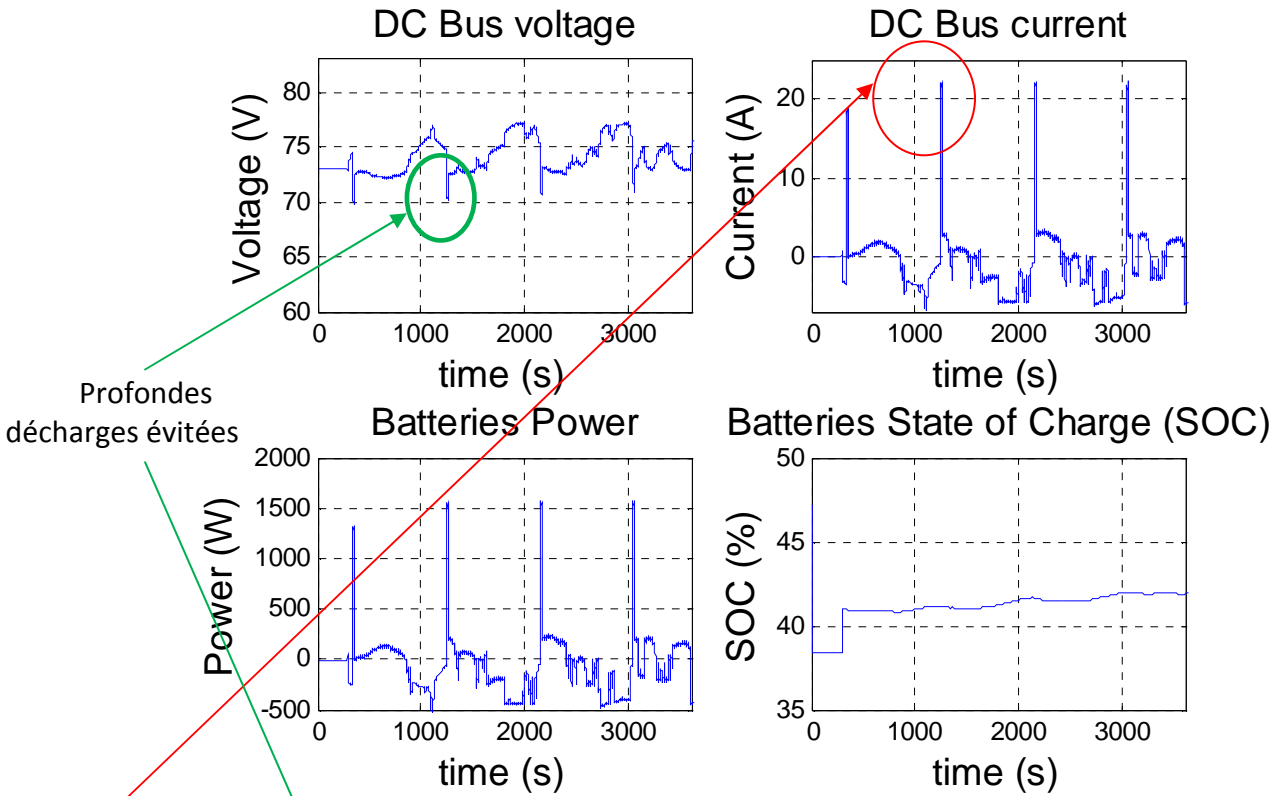


Fig. 4.25. Système sans supercapacités

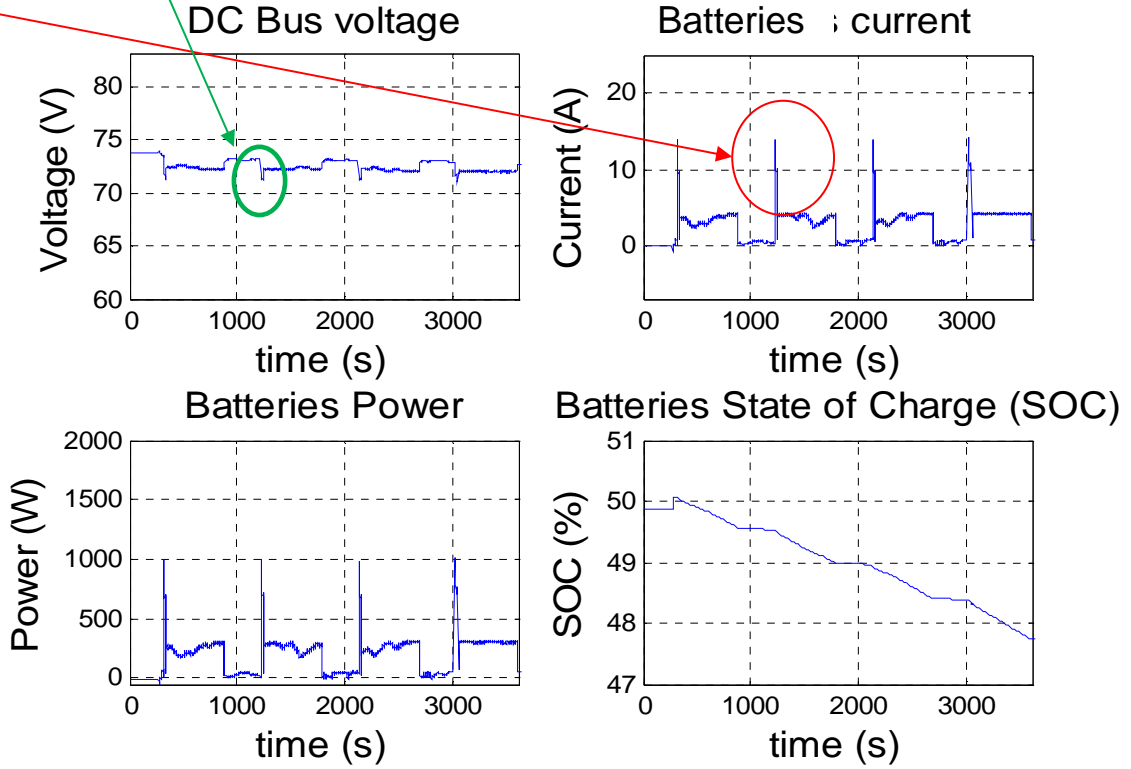


Fig. 4.26. Système avec supercapacités

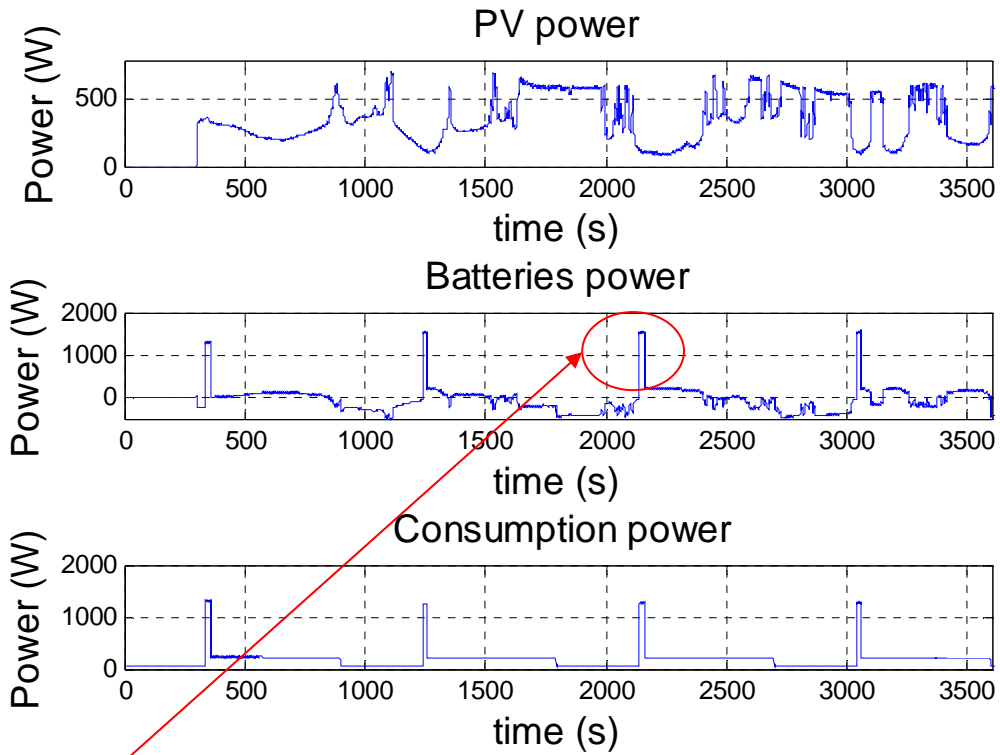


Fig. 4.27. Système sans supercapacités

Réduction des pics de puissance

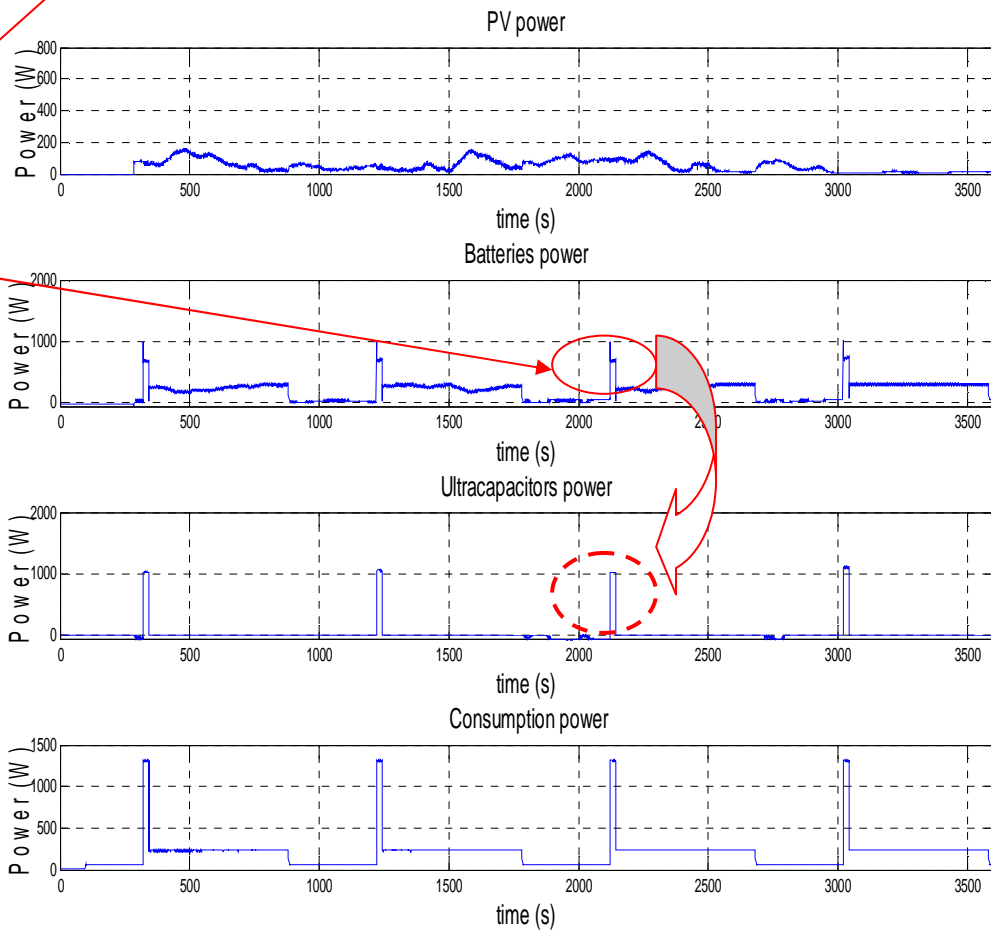


Fig. 4.28. Système avec supercapacités

A travers les figures 4.25. et 4.27. (système sans supercapacités), nous pouvons voir que :

- les batteries fournissent de l'énergie à la charge lorsque l'énergie provenant des panneaux n'est pas suffisante (courant et puissances des batteries positifs respectivement sur les Fig. 4.25. et 4.27.) ;
- lorsque les panneaux produisent plus d'énergie que nécessaire, le surplus sert à charger les batteries (courant et puissances des batteries négatifs respectivement sur les Fig. 4.25. et 4.27.).

Les fortes sollicitations en puissance entraînent de forts courants de décharge au niveau des batteries (parfois supérieur à 23A) avec des chutes de tension importantes de près de 2,5V (Fig. 4.25. DC bus Voltage).

L'introduction des supercapacités (fig. 4.26. et 4.28.) permet de soulager les batteries en limitant les pics de puissances, évitant ainsi les décharges profondes des batteries :

- sans les supercapacités, les batteries se voient obligées de fournir une puissance de 1700W (Fig. 4.27. Batteries Power à t=2150s) en supplément de la production des panneaux alors qu'en présence des supercapacités, elles ne fournissent que 600W (Fig. 4.28. Batteries Power à t=2150s). Le courant de décharge passe ainsi de 23A à 10A (Fig. 4.25. et 4.26. Batteries Current à t=2150s).
- la chute de tension lors des sollicitations passe de 2,5V à 0,5V (Fig. 4.25. et 4.26. DC Bus Voltage à t=1200s).

A travers ces courbes, nous vérifions que notre système est opérationnel. La demande du consommateur est satisfaite et qui plus est les supercapacités viennent en appui aux batteries lors de fortes sollicitations en puissance. Lors des phases transitoires, elles fournissent jusqu'à 70% de la demande en puissance, ce qui est non négligeable et contribuent ainsi à la préservation des batteries.

En faisant un bilan de puissance lors des fortes demandes, nous constatons des pertes globales de près de 30%. Ceci s'explique par la technologie des convertisseurs (IGBT fonctionnant à basse tension) qui n'est pas adaptée à l'application.

4-4. Conclusions

Grâce à l'optimisation de l'algorithme MPPT, notre système fonctionne dans des conditions optimales : la recherche du point de puissance maximale est faite d'une manière stable et robuste au vue des conditions particulièrement défavorables observées lors des essais. Le MPP est atteint rapidement en moins de 0.3s. Le système peut faire face remarquablement aux demandes du consommateur. La courte durée des essais pour des contraintes pratiques ne nous a malheureusement pas permis de tester la robustesse de l'algorithme MPPT dans différentes conditions météorologiques.

Les résultats montrent également que les supercapacités prennent en charge les pics de courant et par conséquent soulagent les batteries. Dans le cas où celles-ci sont placées en extérieur, le rôle bénéfique des supercapacités est encore plus important puisque les batteries au plomb ont de très mauvais rendements aux basses températures.

Il est à noter que le très mauvais rendement des convertisseurs biaise quelque peu les résultats puisqu'il nous est impossible de faire un bilan énergétique fiable (les pertes en

énergie sont supérieures à l'énergie fournie par les supercapacités). En conclusion, ces essais permettent de montrer clairement que les supercapacités contribuent au fonctionnement optimal des batteries avec pour conséquence l'augmentation de leur durée de vie.

CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

Le travail effectué dans le cadre de cette thèse a permis de réaliser et d'optimiser un système photovoltaïque énergétiquement autonome. Pour ce faire, nous avons apporté une attention particulière à l'élaboration des différents modèles des composants constituant le système, en appréhendant de façon complète les problèmes de fonctionnement à un point optimal et l'association d'une source de stockage efficace. La prise en compte de ces deux points sur un même système a été la première difficulté à surmonter lors des simulations.

Pour répondre au premier problème il a fallu disposer d'un modèle de hacheur avec sa boucle de commande et donc effectuer des simulations avec des pas de temps très courts, tandis que le problème lié au stockage ne pouvait être appréhendé qu'avec des temps longs. Notre système complet devait donc tenir compte simultanément de ces deux singularités. Ainsi, le choix d'un pas de calcul judicieux combiné à des modèles de batteries et de supercondensateurs mieux adaptés à notre cas, nous a ainsi permis de nous affranchir des contraintes de temps de simulation tout en tenant compte des fréquences de hachages des différents convertisseurs.

Dans nos travaux, l'efficacité de l'algorithme MPPT développé a été clairement démontrée. De conception très simple, il permet de restituer presque intégralement (99,64%) la puissance maximale des panneaux photovoltaïques. La variation du pas de l'algorithme a permis de gagner en rapidité face aux systèmes présents sur le marché, par contre, cette technique a montré ses limites face aux variations brutales d'ensoleillement. En effet, lors d'une variation brusque d'ensoleillement entraînant une grande variation du pas, l'algorithme se retrouvait en butée (tension de circuit ouvert des panneaux) et présentait des difficultés à se réinitialiser (inconvenient hérité du P&O dont il dérive). Pour surmonter ce défaut de fonctionnement, nous avons introduit un coefficient « k » permettant de modérer la variation du pas auto-adaptif et dont la valeur a été obtenue par itération. Cette stratégie s'est révélée pertinente au chapitre 4 vu les tests effectués en conditions réelles. Grâce à l'optimisation de l'algorithme MPPT, notre système peut donc fonctionner dans des conditions optimales : la recherche du point de puissance maximale est faite d'une manière stable au regard des conditions particulièrement défavorables observées lors des essais. Le MPP est atteint rapidement et en moins de 0.3s, permettant au système de faire face aux demandes du consommateur.

Un bon dimensionnement du stockage nous a permis d'assurer l'autonomie du système même dans des conditions défavorables (voir figures 2.28. et 2.29.). En effet, après un cycle de charge complète, les batteries reviennent dans leur état initial au bout de 24h, dès lors, un bilan d'énergie à leurs bornes s'avérerait bien équilibré. Ceci nous permet aussi de montrer l'efficacité de l'algorithme de supervision développé.

Nous avons aussi montré qu'en présence des pics de puissance, les batteries subissaient de fortes décharges de nature à écourter leur durée de vie. En effet, pour un stockage composé exclusivement de batteries, nous observons, en conditions réelles, des pics de courants dépassant parfois 23A avec des différences de potentiel de 2,5V. Bien que ces valeurs de courant soient localement (d'un point de vue temporel) supportables par les batteries, le danger viendrait de la variation de tension, d'autant plus que la tension du bus continu est fixée par les batteries. Dans ces conditions, les simulations effectuées au

chapitre 3 ont permis de montrer l'intérêt des supercapacités. En effet, elles permettent de faire face efficacement aux pics de puissance, absorbant jusqu'à 70% de la demande. Les batteries ne fournissant, ainsi, que la puissance moyenne pour laquelle elles ont été dimensionnées.

Le banc expérimental a permis de valider tous les algorithmes contrôle-commande étudiés aux chapitres précédents. Il a aussi permis la mise en œuvre d'un protocole de charge de batteries par pallier à partir du convertisseur MPPT des panneaux : les batteries sont chargées par un courant optimal égal à I_{mpp} jusqu'au voisinage de leur tension de pleine charge, où la stratégie de charge passe en « floating » (régulation en tension). Ces tests en conditions réelles nous ont permis de montrer l'efficacité du module de supervision mais aussi les limites de la stratégie d'imposer la tension du bus continu par les batteries. En effet, en imposant la tension du bus continu par les batteries, certes, on a l'avantage de s'affranchir de la régulation du bus continu mais la tension de celui-ci fluctue entre les tensions seuils de charge et décharge de la batterie et par ailleurs, les batteries imposent leur dynamique lente au système lors des phases transitoires.

L'utilisation des supercapacités s'avère très bénéfique dans un système tel que celui développé dans le cadre de nos travaux. Par contre, leur intégration aux systèmes commerciaux risque d'être remise en question par le coût encore élevé des supercapacités. L'investissement reste lourd pour des petits systèmes où les transitoires sont moins fréquents et supportables par les batteries. Pour un système d'une puissance de 1 kW, il peut s'avérer plus économique d'utiliser des moyens de stockage avec une puissance massique plus élevée que celle du plomb-acide. Dans ce cas, les batteries au lithium sont une très bonne alternative à l'association batteries au plomb et supercapacités. Les supercapacités ne pourront trouver leur intérêt que dans des systèmes avec de fortes contraintes de puissance. Elles pourront, dans ce cas, comme nous l'avons démontré au paragraphe 3-4-2-2. du chapitre 3, permettre un gain en énergie au niveau des batteries en maintenant ces dernières dans un état de charge correct (gain de 10% par rapport à un système sans supercapacités). De plus, avec les nouvelles techniques architecturales où les panneaux photovoltaïques sont intégrés au bâtiment, ayant ainsi plusieurs attributions (production d'énergie, toiture, fenêtre...), le coût des supercapacités se ferait moins ressentir grâce à une baisse globale du coût de construction du bâtiment.

Ce travail non exhaustif offre quelques perspectives que nous présentons ci-après. Lors de travaux futurs, il est envisageable de s'affranchir du coefficient correcteur « k » dans la recherche du point de puissance maximale. L'algorithme MPPT auto-adaptatif sera alors parfaitement adapté pour une large gamme de puissance et dans des conditions météorologiques très différentes. Un travail approfondi pourra être consacré à l'étage de conversion entre les panneaux PV et le bus continu afin d'explorer de nouvelles structures de convertisseurs présentant des pertes moins importantes et donc des rendements plus élevés.

Au niveau du stockage, la quantification de l'impact des supercapacités sur le vieillissement des batteries est une piste à explorer. Cela permettra d'optimiser son dimensionnement, et de définir un coefficient d'hybridation par rapport à l'amélioration de la durée de vie souhaitée des batteries. Un autre aspect qui devra intéresser les chercheurs peut être l'impact sur la durée de vie des supercapacités des cycles de charge et de décharge à une cadence importante. En effet, comme les batteries, les supercapacités peuvent également souffrir de décharges profondes et vieillir prématurément. Dans nos travaux, la

tension du bus continu fluctuait parce qu'elle était imposée par les batteries. On pourra imaginer, dans la suite, la mise en place d'une boucle de régulation de tension moyennant un convertisseur DC/DC entre les batteries et le bus. Enfin, ces travaux ouvrent sur la perspective des systèmes multi-sources avec stockage hybride, et tendent vers de petits réseaux électriques autonomes où le stockage sera mutualisé entre les différents utilisateurs ; les supercapacités seront, alors, très vite rentabilisées compte tenu du nombre d'utilisateurs.

PUBLICATIONS DU DOCTORANT

PUBLICATIONS DU DOCTORANT

Revue internationale

T.A. Singo, A. Martinez, S. Saadate “Using Ultracapacitors to Optimize Energy Storage in a Photovoltaic System” Revue EERR ISSN 1126-5310, vol. 3, septembre 2009, <http://www.eerr.unina.it/>

Conférences internationales

[C1] Singo, T.A.; Martinez, A.; Saadate, S. “**Design and implementation of a photovoltaic system using hybrid energy storage**” 11th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment, 2008. OPTIM 2008 22-24 May 2008 Page(s):389 - 394

[C2] Singo, T.A.; Martinez, A.; Saadate, S. “**Using ultracapacitors to optimize energy storage in a photovoltaic system**” International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, 2008. SPEEDAM 2008. 11-13 June 2008 Page(s):229 – 234

[C3] Singo, T.A.; Martinez, A.; Saadate, S.; Raël S.; “**An optimized photovoltaic system using an effective energy conversion**” 8th International Symposium on Advanced Electromechanical Motion Systems, July 1 – 3, 2009, Lille – France

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

[I-1] T.T. Ha Pham, C. Clastres, F. Wurtz, S. Bacha, S. Ploix, "Mise en oeuvre de l'optimisation pour le dimensionnement et les études de faisabilité de systèmes multi-sources électriques dans le bâtiment" IBPSA France, 6 et 7 Novembre 2008, www.ibpsa-france.net

[I-2] P. Rodatz, G. Paganelli, A. Sciarretta et L. Guzzella, "Optimal power management of an experimental fuel cell/supercapacitor-powered hybrid vehicle," Control Engineering Practice, vol. 13, n° 1, january 2005, pp. 41-53.

[I-3] S. H. Choi, J. Kim et Y. S. Yoon, "Fabrication and characterization of a LiCoO₂ battery–supercapacitor combination for a high-pulse power system," Journal of Power Sources, vol. 138, n° 1-2, november 2004, pp. 360-363

[I-4] A. Burke, "Ultracapacitors: why, how, and where is the technology," Journal of Power Sources, vol. 91, n° 1, november 2000, pp. 37-50.

[I-5] J. W. Dixon et M. Ortúzar, "Ultracapacitors + dc-dc converters in regenerative braking system," IEEE Aerospace and Electronics Systems Magazine, vol. 17, n° 8, august 2002, pp. 16 –21

[1.1] <http://www.iea.org>

[1.2] "Energie solaire photovoltaïque", Anne Labouret, Michel Viloz, 3^e édition, Edition Dunod

[1.3] L'énergie solaire photovoltaïque, <http://www.industrie.gouv.fr/portail/secteurs/enersolairephoto.html>

[1.4] Le rayonnement solaire, <http://comprendre.meteofrance.com/>

[1.5] "Photopiles solaires", Alain Ricaud, Edition Presses polytechniques et universitaires romandes

[1.6] Weidong Xiao, William G. Dunford, Patrick R. Palmer, Antoine Capel "Regulation of Photovoltaic Voltage" IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol 54, n°3, pp. 1365-1374, June 2007

[1.7] “Convertisseurs photovoltaïques” Ludovic Protin, Stéphane Astier, *Traité Génie Electrique D 3360, Techniques de l’ingénieur*

[1.8] R.C Campbell “A Circuit-based Photovoltaic Array Model for Power System Studies” 39th North American Power Symposium, 2007. NAPS '07, pp.97 – 101, Sept. 30 2007-Oct. 2 2007

[1.9] V. Quaschnig, R. Hanitsch “NUMERICAL SIMULATION OF PHOTOVOLTAIC GENERATORS WITH SHADED CELLS” 30th Universities Power Engineering Conference, Greenwich, Sept. 5-7, 1995, pp. 583-586

[1.10] M.A. de Blas , J.L. Torres, E. Prieto, A. Garcia “Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices” *Renewable Energy* 25 (2002), pp. 371–380

[1.11] B. Multon, H. Ben Ahmed “Le stockage stationnaire d’énergie électrique : pourquoi et comment ?”, *Revue 3E.I*, n°48, pp. 18-29, mars 2007

[1.12] R. Kotz, M. Carlen “Principles and applications of electrochemical capacitors” *Electrochimica Acta* 45 (2000), pp. 2483–2498

[1.13] B. MULTON, J. RUER “Stocker l’électricité : oui, c’est indispensable et c’est possible. Pourquoi, où, comment ? ”, Publication ECRIN en contribution au débat national sur l’énergie, avril 2003, téléchargeable : <http://www.ecrin.asso.fr/energies/>

[1.14] Philip Symons “Batteries for stationary standby and for stationary cycling applications, part 4: charge management” *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Volume: 1, pp. 157, July 2003

[1.15] N. Achaibou, M. Haddadi, A. Malek “Lead acid batteries simulation including experimental validation” *Journal of Power Sources* n°185 (2008), pp. 1484–1491

[1.16] Srdjan Lukic, Jian Cao, Ramesh Bansal, Fernando Rodriguez, Eli Emadi “Energy storage systems for automotive applications” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol 55, n°6, pp. 2258-2267, june 2008

[1.17] Tom E. Ruhlmann “Lead Acid Batteries For Stationary Float Service and Cycling Service Part 2: Selection Criteria” *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 153, July 2003

[1.18] “L’hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d’électricité pour systèmes photovoltaïques isolés.”, Julien Labbé, Ecole des Mines de Paris, Thèse soutenue le 21 décembre 2006

[1.19] “Modélisation et caractérisation des supercondensateurs à couche double électrique utilisés en électronique de puissance”, Farid Belhachemi, Institut National Polytechnique de Lorraine, Thèse soutenue le 19 décembre 2001

[1.20.] “Accumulateurs au plomb” Jack Robert, Jean Alzieu, Traité Génie Electrique D 3352, Techniques de l’ingénieur

[2.1] Ioannis Hadjipaschalis, Andreas Poullikkas, Venizelos Efthimiou “Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* n°13 (2009), pp. 1513–1522

[2.2] James D. Maclay, Jacob Brouwer, G. Scott Samuelson “Dynamic modeling of hybrid energy storage systems coupled to photovoltaic generation in residential applications” *Journal of Power Sources* n°163 (2007), pp. 916–925

[2.3] M.E. Glavin, Paul K.W. Chan, S. Armstrong, and W.G Hurley “A Stand-alone Photovoltaic Supercapacitor Battery Hybrid Energy Storage System” 13th Power Electronics and Motion Control Conference, EPE-PEMC 2008, pp. 1688-1695

[2.4] <http://re.jrc.ec.europa.eu>

[2.5] Julia Schiffer , Dirk Uwe Sauer , Henrik Bindner , Tom Cronin, Per Lundsager, Rudi Kaiser “Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems” *Journal of Power Sources* n°168 (2007), pp. 66–78

[2.6] “Photovoltaic Generator Modeling for Large Scale Distribution System Studies”, Andrew S. Golder, Thesis of Drexel University, October 2006

[2.7] “Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur”, O. Gergaud, Ecole Normale Supérieure de Cachan, Thèse soutenue le 9 septembre 2002

[2.8] "Système photovoltaïque autonome: étude d'une structure modulaire à gestion répartie" Ariane Neusser, Thèse soutenue le 24 septembre 2004

[2.9] Trishan Esum, Patrick L. Chapman "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques", IEEE Transactions on Energy conversion Volume 22, Issue 2, pp. 439 – 449, June 2007

[2.10] T. A. Singo , A. Martinez , S. Saadate, " Using Ultracapacitors to Optimize Energy Storage in a Photovoltaic System" Electrical Engineering Research Report – vol. 2, September 2009

[3.1] V. Salas_, E. Oli'as, A. Barrado, A. La' zaro "Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems", Solar Energy Materials & Solar Cells n°90 (2006), pp. 1555–1578

[3.2] N. Takehara, S. Kurokami "Power control apparatus and method and power generating system using them" Patent US 5.654.883. 1997

[3.3] H.E.-S.A. Ibrahim, et al. "Microcomputer controlled buck regulator for maximum power point tracker for DC pumping system operates from photovoltaic system", Fuzzy Systems Conference Proceedings, FUZZ-IEEE'99, 1999 IEEE International 1 (22–25) (1999), pp. 406–411

[3.4] M.A.S. Masoum, et al. "Optimal power point tracking of photovoltaic system under all operating conditions", 17th Congress of the World Energy Council, Houston, TX, 1998

[3.5] M.A.S. Masoum, et al. "Design, construction and testing of a voltage-based maximum power point tracker (VMPPT) for small satellite power supply", 13th Annual AIAA/USU Conference, Small Satellite, 1999

[3.6] J.J. Schoeman, J.D. van Wyk "A simplified maximal power controller for terrestrial photovoltaic panel arrays", IEEE Power Electronics Specialists Conference. PESC '82 Record. New York, NY, 1982, pp. 361–367.

[3.7] M. Andersen, T.B. Alvsten "200W Low cost module integrated utility interface for modular photovoltaic energy systems", Proceedings of IECON '95 1 (1995) 572–577.

[3.8] M. Abou El Ela, J. Roger "Optimization of the function of a photovoltaic array using a feedback control system", *Solar. Cells: Their Science, Technology, Applications and Economics* 13 (2) (1984) 185–195

[3.9] T. Noguchi, et al. "Short-current pulse-based adaptive maximum power point tracking for a photovoltaic power generation system", *Elect. Eng. Japan* 139 (1) (2002), pp. 65–72.

[3.10] Ch. Hua, J. Lin, Ch. Shen "Implementation of a DSP-controlled PV system with peak power tracking", *IEEE Trans. Ind. Electron.* 45 (1) (1998), pp. 99–107

[3.11] H. Al-Atrash, I. Batarseh, K. Rustom "Statistical modeling of DSP-based hill-climbing MPPT algorithms in noisy environments", *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2005. APEC 2005, Twentieth Annual IEEE*, vol. 3, 6–10 March 2005, pp. 1773–1777

[3.12] 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

[3.13] K. Noppadol, W. Theerayod, S. Phaophak "FPGA Implementation of MPPT using variable step-size P&O algorithm for PV applications", *Communication and Information Technologies, ISCIT'06, IEEE International Symposium On*, pp. 212-215, Sept. 2006

[3.14] D. Sera, T. Kerekes, R. Teodorescu, F. Blaadbjerg "Improved MPPT Algorithms for rapidly Changing Environmental Conditions", *Power Electronics and Motion Control Conference, 2006, EPE-PEMC 2006. 12th International*, pp. 1614-1619, Aug. 2006

[3.15] "Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque", Cédric Cabal, Université de Toulouse III – Paul Sabatier, Thèse soutenue le 15 décembre 2008

[3.16] K.H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, M. Osakada "Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions", *IEE Proc. Generation Transmission Distrib.* 142 (1) (1995), pp. 59–64

[3.17] D.P. Hohm, M.E. Ropp "Comparative study of maximum power point tracking algorithms", *Progress in Photovoltaic : Research and Applications* vol. 11 (2003) pp. 47–62

[3.18] X. Liu, L.A.C. Lopes “An improved perturbation and observation maximum power point tracking algorithm for PV arrays”, Power Electronics Specialists Conference, 2004, PESC 04. 2004, IEEE 35th Annual vol. 3, 2004, pp. 2005–2010

[3.19] “Mise en œuvre des supercondensateurs dans les sources hybrides continues”, M-Y. Ayad, thèse de l’INPL soutenue le 03 décembre 2004

[3.20] R. Bonert, L. Zubieta “ Measurements techniques for the evaluation of double-layer power capacitors”, IEEE-IAS’97, vol. 2, pp. 1097 – 1100, Oct. 97

[3.21] L. Zubieta, R. Bonert “ Characterization of double-layer capacitors (DLCs) for power electronics application”, IEEE-IAS’98, pp. 1149 – 1154, 1998

[4.1] M. Drif , A. Malek et F. Krim “Expérimentation d’un Contrôleur de l’Etat de Charge de la Batterie dans un Système Photovoltaïque Autonome” *Rev. Energ. Ren. : Valorisation* pp. 147-152, (1999)

[4.2] J. H. Aylor et al., “A battery State-of-Charge Indicator for Electric Wheelchair”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 39, N°39, pp.77-87, Oct. 1995.

[4.3] Nicola Femia, Giovanni Petrone, Giovanni Spagnuolo *et* Massimo Vitelli “Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method” IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 20, NO. 4, pp. 963 – 973, July 2005

RESUME

Avec la crise pétrolière annoncée depuis quelques années déjà, le recours aux énergies alternatives connaît une forte expansion ; parmi elles, l'énergie photovoltaïque, est une technologie prometteuse en termes de sécurité d'approvisionnement et de préservation de l'environnement. Néanmoins, elle présente deux principaux inconvénients : la production d'énergie n'est pas continue et la tension aux bornes des panneaux dépend fortement de la charge connectée.

A travers nos travaux de recherche, nous proposons un système photovoltaïque autonome avec stockage permettant de réduire les contraintes citées plus haut. D'une part, un algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracking) auto-adaptatif permet aux panneaux photovoltaïques de fonctionner suivant leur tension optimale, fournissant ainsi le maximum de puissance. D'autre part, l'unité de stockage d'électricité a été optimisée : en plus des batteries au plomb conventionnellement utilisées, des supercapacités ont été ajoutées en vue d'obtenir une unité hybride de stockage. Ainsi, les supercapacités remplissent une fonction « puissance » en faisant face aux pics de puissance, et les batteries la fonction « énergie ». L'ajout des supercapacités permet ainsi de mieux préserver les batteries en leur évitant de profondes décharges. Enfin, une gestion globale efficace permet au système de fournir un rendement optimal.

MOTS CLES : Gestion d'Énergie, Stockage hybride, Panneaux Photovoltaïques, MPPT à Pas Auto-adaptatif, Batteries, Supercapacités, Supervision

ABSTRACT

With the oil crisis announced in recent years, the use of alternative energy is experiencing strong growth, among them; photovoltaic energy is a promising technology in terms of supply security and environmental preservation. However, it has two main disadvantages: the production of energy is not continuous and the voltage across the PV panels heavily depends on the connected load.

Through our research, we propose an autonomous photovoltaic system with storage to reduce the constraints mentioned above. On one hand, an auto-adaptive MPPT (Maximum Power Point Tracking) algorithm allows photovoltaic panels to operate according to their optimal tension, thus providing maximum power. On the other hand, the storage device has been optimized: supercapacitors are added to lead-acid batteries to obtain a hybrid storage unit. Thus, supercapacitors perform a "power" function by facing power peaks, and batteries, an "energy" function. The addition of supercapacitors preserves the batteries by avoiding deep discharge. Finally, an effective overall management allows the system to provide optimal performance.

KEYWORDS : Energy management, Hybrid storage, Photovoltaic panels, Auto-adaptive MPPT, Batteries, Supercapacitors, Supervision