

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE D'ORAN MOHAMED BOUDIAF



FACULTE DE GENIE ÉLECTRIQUE
DEPARTEMENT D'ÉLECTRONIQUE

Thèse de Doctorat Es-Sciences
SPECIALITE : ÉLECTRONIQUE
OPTION : SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES

PRESENTE PAR :
M. MUSTAPHA BELARBI

Intitulée

**Contribution à l'étude d'un générateur solaire
pour site autonome**

Soutenu le : 26 Dhou Al-Qiada 1436, 10.09.2015 devant le Jury composé de :

M. MEKKAKIA-MAAZA Nasreddine	Président	Pr. USTO-MB
M. BOUDGHENE STAMBOULI Amine	Rapporteur	Pr. USTO-MB
M. BELARBI El-Habib	Rapporteur	Pr. U-Tiaret
M. BENCHOUK Kheireddine	Examineur	Pr. Univ-Oran
M. FLAZI Samir	Examineur	Pr. USTO-MB
M. HAMDADOU Nasreddine	Examineur	Pr. ENP-Oran

REMERCIEMENTS

Je remercie Allah qui m'a aidé pour faire le présent travail.

Ce travail a été réalisé en collaboration entre le département d'électronique à l'Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, le Laboratoire de Synthèse et Catalyse et le département de génie électrique à l'Université Ibn Khaldoun de Tiaret.

Il a été mené sous la direction des Messieurs les Professeur BOUDGHENE STAMBOULI Amine et BELARBI El-Habib à qui j'exprime ma profonde gratitude de m'avoir encadrés et ma profonde reconnaissance pour la confiance qu'ils m'ont fait en me donnant la chance de travailler avec eux. Je les remercie très chaleureusement pour l'intérêt qui a été porté de leurs parts à mon travail. Je tiens vraiment à les remercier très chaleureusement pour leur sympathie, leurs conseils judicieux, leur soutien permanent et leur aide efficace qui ont permis une progression concrète du travail ; qu'ils seront également remercié d'avoir m'aider avec tout ce qu'ils ont eu pour me facilite le travail et l'accélère.

J'exprime ma reconnaissance à Monsieur le Professeur MEKKAKIA-MAAZA Nasreddine pour l'honneur qu'il me fait en présidant le Jury de soutenance, qu'il trouve ici l'expression de mes remerciements les plus vifs, et pour ses encouragements incessants, l'aide sincère et les conseils judicieux qu'il m'a apporté.

Mes vifs remerciements vont aussi à Messieurs le Professeur BENCHOUK Kheireddine ; le Professeur FLAZI Samir et le Professeur HAMDADOU Nasreddine pour avoir bien voulu porter une attention particulière en faisant partie du Jury tout en acceptant d'examiner ce travail.

Mes remerciements vont également à mes chers parents : ma Mère et mon Père, mes sœurs, mes frères, à tous mes amis spécialement à ma future femme qu'Allah les gardes pour leur soutien moral.

Je tiens à remercier chaleureusement les membres du Laboratoire synthèse et catalyse pour l'aide qu'ils m'ont apporté aussi bien sur le plan moral que matériel.

Mes remerciements vont également à mes enseignants à l'Université des Sciences et de la Technologies d'Oran Mohamed Boudiaf et à l'Université Ibn Khaldoun de Tiaret.

Enfin, je remercie tous ceux qui ont pu m'aider dans la réalisation de ce travail et être présent à mes côtés tout au long de cette étude.

TABLE DES MATIERES

Table des matières	5
Liste des Figures	11
Liste des Tableaux	15
Introduction générale	17
Chapitre I : Généralités sur les systèmes solaires photovoltaïques	23
I.1- Introduction	25
I.2- Rayonnement solaire	26
I.2.1- Spectre du rayonnement	26
I.2.2- Rayonnement solaire et atmosphère	27
I.3- Principe de la conversion photovoltaïque	29
I.4- Les cellules solaires	33
I.4.1- Le module photovoltaïque	33
I.4.2- Les caractéristiques d'un panneau solaire	33
I.4.3- Les différents types de cellules solaires et leur rendement	35
I.4.3.1- Le silicium monocristallin	35
I.4.3.2- Le silicium multicristallin	35
I.4.3.3- Modules en couches minces	36
A — Le silicium cristallin	36
B — Le silicium amorphe	36
C — La technologie CIS	37
D — La technologie CDTE	37
I.4.3.4- Génération des cellules organiques	37
I.5- Les caractéristiques électriques d'un module solaire	38
I.5.1- Courbe caractéristique courant-tension	38
I.5.2- Courbe caractéristique puissance-tension	38
I.5.3- Influence de l'éclairement solaire	39
I.5.4- Influence de la température	40
I.6- Le champ photovoltaïque	41
I.6.1- Association en série	41
I.6.2- Association en parallèle	42
I.7- Système de conversion	43
I.7.1- Convertisseur continu–continu	43
I.7.2- Convertisseur continu–alternatif	43
I.8- Stockage de l'énergie	43

I.8.1- Les batteries	43
I.8.2- Les types de batteries.....	44
I.9- Avantages et inconvénients d'une installation photovoltaïque	44
I.9.1- Avantages	44
I.9.2- Inconvénients	44
I.10- Conclusion	45
Chapitre II : Panneaux solaires photovoltaïques.....	47
II.1- Les différents modèles électriques d'une cellule photovoltaïque	49
II.1.1- Modèle à deux diodes	50
II.1.1.1- Modèle à sept paramètres (2M7P)	50
II.1.1.2- Modèle a six paramètres (2M6P).....	50
II.1.1.3- Modèle à cinq paramètres (2M5P)	51
II.1.2- Modèle à une seule diode	51
II.1.2.1- Modèle à cinq paramètres (L5P)	52
II.1.2.2- Modèle à quatre paramètres (L4P)	52
II.1.2.3- Modèle à trois paramètres (L3P).....	53
II.2- Modélisation du panneau solaire photovoltaïque.....	53
II.3- Identification des paramètres du panneau solaire photovoltaïque	55
II.3.1- Résultats de simulations.....	57
II.3.2- Point de fonctionnement	58
II.4- Suivi de la puissance maximale du générateur photovoltaïque	59
II.4.1- Principe de fonctionnement du MPPT	60
II.4.2- Classement des MPPT	61
II.4.2.1- Classement selon les paramètres d'entrées	62
A — MPPT fonctionnant à partir de l'entrée du convertisseur statique.....	62
B — MPPT fonctionnant à partir de la sortie du convertisseur statique	62
II.4.2.2- Classement selon le type de recherche ou contrôle	63
II.4.3- Quelques types d'algorithmes MPPT	63
II.4.3.1- Algorithme perturber et observer.....	64
II.4.3.2- Algorithme tension constante (Constant Voltage MPPT)	66
II.4.3.3- Algorithme accroissement de la conductibilité (INC-MPPT)	67
II.4.3.4- Algorithme capacité parasite (PC).....	69
II.4.3.5- Algorithme de suivi avec modèle de base.....	69
II.5- Etude d'une nouvelle méthode de suivi de la puissance maximale d'un générateur solaire....	70
II.6- Simulation du fonctionnement du générateur solaire.....	73
II.6.1- Simulation de l'accouplement direct d'une charge résistive au générateur photovoltaïque	74

II.6.2- Simulation du MPPT d'incrémentation de la conductibilité	77
II.6.3- Simulation du nouveau MPPT avec reconfiguration du générateur solaire.....	79
II.7- Conclusion.....	82
Chapitre III : Batterie de stockage de l'énergie.....	85
III.1- Emplacement de la batterie dans un système solaire photovoltaïque	87
III.2- Batteries de stockage de l'énergie photovoltaïque	88
III.3- Différents modèles de batterie solaire	89
III.3.1- Batteries acide-au-plomb.....	89
III.3.2- Batteries nickel-cadmium (NiCD)	89
III.3.3- Batteries nickel-metal-hydrure (NiMH)	90
III.4- Caractéristiques principales d'une batterie solaire	90
III.4.1- Poids et volume.....	90
III.4.2- Tension	90
III.4.3- Capacité.....	90
III.4.4- Durée de vie	91
III.4.5- Parties de régulation	91
III.5- Batteries acide-au-plomb.....	91
III.5.1- Introduction	91
III.5.2- Composition d'une batterie	92
III.5.3- Utilisation des batteries acide-au-plomb.....	93
III.5.4- Caractéristiques techniques.....	94
III.5.5- Fonctionnement d'une batterie acide-au-plomb	94
III.5.5.1- Pendant la charge	95
III.5.5.2- Pendant la décharge	96
III.5.6- Les causes de dégradation	97
III.5.7- Vieillessement des batteries au plomb.....	98
III.5.7.1- Stratification de l'acide	98
III.5.7.2- Sulfatation dure	98
III.5.7.3- Corrosion.....	99
III.5.7.4- Dégagement gazeux et dessèchement des électrodes.....	99
III.5.7.5- Décohésion de la matière active.....	99
III.5.7.6- Les courts circuits.....	100
III.6- Algorithme de charge en trois étapes des batteries acides-au-plomb.....	100
III.6.1- Charge à courant constant ou bulk charge	101
III.6.2- Charge à tension constante, à absorption ou égalisation.....	102
III.6.3- Phase d'entretien ou de floating	102

III.7- Etat de charge (state of charge)	103
III.7.1- La définition de l'état-de-charge de la batterie	103
III.7.2- Méthodes de détermination de l'état de charge	104
III.7.2.1- A la base de la tension en circuit ouvert	104
III.7.2.2- Mesure directe	105
III.7.2.3- Mesure de la densité de l'électrolyte.....	105
III.7.2.4- Méthode basée sur des mesures de type coulomb-métrique.....	105
III.7.2.5- Mesure de l'impédance interne	106
III.7.2.6- Utilisation du filtre de Kalman.....	107
III.8- Définition de l'état de sante (stat of health).....	107
III.9- Conclusion	108
Chapitre IV : Régulateur de charge des batteries acide-au-plomb	111
IV.1- Différents types des régulateurs de charge	114
IV.1.1- Régulateur de charge de type shunt.....	115
IV.1.2- Régulateur de charge de type série	115
IV.1.3- Régulateur de charge de type MLI.....	115
IV.2- Principe de conception du régulateur de charge.....	116
IV.3- Utilisation des microcontrôleurs.....	117
IV.3.1- Le microcontrôleur PIC16F877.....	117
IV.3.2- Le choix du microcontrôleur PIC16F877	118
IV.3.3- Architecture interne du PIC16F877.....	118
IV.3.4- Les temporisateurs du PIC16F877.....	119
IV.3.5- Les interruptions	120
IV.3.6- Le convertisseur analogique numérique.....	120
IV.4- Partie d'acquisition de données.....	121
IV.5- Partie commande.....	126
IV.5.1- Le relai.....	126
IV.5.2- Le transistor bipolaire (commande en courant)	126
IV.5.3- Le transistor MOS (commande en tension)	127
IV.6- La partie d'affichage.....	127
IV.7- L'interface de communication série (RS232)	130
IV.7.1- Principe de communication entre PIC16F877 et le PC	130
IV.7.2- Le circuit MAX232	130
IV.8- La partie puissance.....	131
IV.9- Schéma final de la carte de régulation.....	132
IV.10- Les logiciels utilisés pour la simulation numérique	134

IV.11- Programmation du régulateur de charge	137
IV.12- Réalisation pratique de la carte de régulation	139
IV.13- Conclusion.....	143
Chapitre V : La désulfatation des batteries acides aux plombs.....	145
V.1- Champ de l'étude : la désulfatation.....	147
V.2- Les procédés de désulfatation	147
V.2.1- Procédés de désulfatation identifiés	148
V.2.1.1- Procédés de désulfatation chimique	148
V.2.1.2- Procédé de désulfatation électrique	149
V.2.1.3- Procédé de désulfatation combine électrique et chimique	151
V.3- Analyse technique des procédés de désulfatation.....	152
V.3.1- Types de batteries acide-au-plomb concernées.....	152
V.3.2- Durées de mise en œuvre des procédés	152
V.3.3- Performances des procédés	152
V.3.3.1- Critères de contrôle pour vérifier le succès de la désulfatation.....	153
V.3.3.2- Capacité et durée d'usage des batteries désulfatées.....	153
V.3.3.3- Taux de succès annonces.....	154
V.3.4- Fondements scientifiques des procédés	154
V.3.4.1- Eudes publiques identifiées	154
V.3.4.2- Mécanismes invoqués	154
V.3.4.3- Projets de recherche.....	155
V.4- Fonctionnement des régulateurs dans le système photovoltaïque	155
V.4.1- La commande MPPT	155
V.4.2- Le régulateur de charge	155
V.4.3- Le désulfateur	156
V.5- Circuit de désulfatation	156
V.6- Résultats d'expérimentation	160
V.7- Conclusion.....	167
Conclusion générale	169
Bibliographie	175
Annexe A.....	181
A.1- Diviseur de tension de 0.167 utilise pour adapter la mesure de la tension de la source.....	183
A.1.1- Conception avec des résistances de la série E6 (20 %).....	183
A.1.2- Conception avec des résistances de la série E12 (10 %).....	184
A.1.3- Conception avec des résistances de la série E24 (5 %).....	185

A.1.4- Conception avec des résistances de la série E48 (2 %)	186
A.1.5- Conception avec des résistances de la série E96 (1 %)	187
A.1.6- Conception avec des résistances de la série E192 (<1 %)	188
A.2- Diviseur de tension de 0.31 utilisé pour adapter la mesure de la tension de la batterie	189
A.2.1- Conception avec des résistances de la série E6 (20 %)	189
A.2.2- Conception avec des résistances de la série E12 (10 %)	190
A.2.3- Conception avec des résistances de la série E24 (5 %)	191
A.2.4- Conception avec des résistances de la série E48 (2 %)	192
A.2.5- Conception avec des résistances de la série E96 (1 %)	193
A.2.6- Conception avec des résistances de la série E192 (<1 %)	194
A.3- Diviseur de tension de 0.56 utilisé pour adapter la Tension de référence V_{ref}	195
A.3.1- Conception avec des résistances de la série E6 (20 %)	195
A.3.2- Conception avec des résistances de la série E12 (10 %)	196
A.3.3- Conception avec des résistances de la série E24 (5 %)	197
A.3.4- Conception avec des résistances de la série E48 (2 %)	198
A.3.5- Conception avec des résistances de la série E96 (1 %)	199
A.3.6- Conception avec des résistances de la série E192 (<1 %)	200
Résumé	202

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE I :

FIGURE I-1 : Spectre du rayonnement	27
FIGURE I-2 : Définition de l'Air-Mass m	28
FIGURE I-3 : Processus d'adsorption de la lumière dans un matériau	30
FIGURE I-4 : Approche classique : les jonctions semi-conductrices	31
FIGURE I-5 : Caractéristique courant-tension d'une cellule solaire commerciale au silicium polycristallin (15 cm x 15 cm de 0.2 mm d'épaisseur) sous éclairage solaire normalisé 1 000 W/m ²	32
FIGURE I-6 : Cellule photovoltaïque silicium 20cm x 20cm, Rendement de conversion 14.75 %, de gauche à droite : plaque Si après découpe, après texturation, après formation de la jonction et dépôt du traitement anti-réfléchissant et cellule finie.....	32
FIGURE I-7 : Caractéristique courant-tension d'un panneau solaire.....	33
FIGURE I-8 : Les différents types de cellules solaires	35
FIGURE I-9 : Courbe caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque.....	38
FIGURE I-10 : Courbe caractéristique puissance-tension d'un module photovoltaïque	39
FIGURE I-11 : Courbes I(V) d'un panneau solaire à divers ensoleillements	39
FIGURE I-12 : Courbes P(V) d'un panneau à divers ensoleillements	40
FIGURE I-13 : Courbes I(V) d'un panneau à diverses températures.....	40
FIGURE I-14 : Courbes P(V) d'un panneau à diverses températures.....	41
FIGURE I-15 : Association de panneaux en série.....	42
FIGURE I-16 : Association en parallèle.....	42

CHAPITRE II :

FIGURE II- 1 : Liaison d'une charge résistive à un générateur photovoltaïque	49
FIGURE II- 2 : Modèle à 7 paramètres (2M7P).....	50
FIGURE II- 3 : Modèle à 6 paramètres (2M6P).....	51
FIGURE II- 4 : Modèle à 5 paramètres (2M5P).....	51
FIGURE II- 5 : Modèle à 5 paramètres (L5P).....	52
FIGURE II- 6 : Modèle à 4 paramètres (L4P).....	52
FIGURE II- 7 : Modèle à 3 paramètres [1]	53
FIGURE II- 8 : Organigramme de détermination des paramètres d'un panneau photovoltaïque	57
FIGURE II- 9 : Résultat d'identification des paramètres d'un panneau solaire « Solo Line 80 »	58
FIGURE II-10 : Point de fonctionnement d'un panneau photovoltaïque en couplage direct ..	59
FIGURE II-11 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque avec convertisseur statique contrôlé par une commande MPPT sur charge quelconque	60
FIGURE II-12 : Principe de fonctionnement d'un contrôleur MPPT	61
FIGURE II-13 : Illustration du comportement erratique de l'algorithme « P&O » sous un changement rapide de l'ensoleillement	65
FIGURE II-14 : Rapport entre V_{OPT} et V_{OC} en fonction de l'ensoleillement.....	66
FIGURE II-15 : Organigramme de l'algorithme INC-MPPT	68
FIGURE II-16 : Caractéristique I-V de différents arrangements de quatre panneaux	71

FIGURE II-17 : Caractéristique P-V de différents arrangements de quatre panneaux.....	71
FIGURE II-18 : Nouvelle architecture de commutation d'un panneau solaire	72
FIGURE II-19 : Nouvelle architecture de commutation de quatre panneaux solaires	72
FIGURE II-20 : Schéma de simulation d'un système solaire photovoltaïque équipé d'un MPPT classique.....	73
FIGURE II-21 : Couplage direct de la charge résistive au générateur solaire photovoltaïque	75
FIGURE II-22 : Puissance délivrée par le GPV lors de l'accouplement à une charge résistive	75
FIGURE II-23 : Tension délivrée par le GPV lors de l'accouplement direct à une charge résistive	76
FIGURE II-24 : Courant débité par le GPV lors de l'accouplement direct à une charge résistive	76
FIGURE II-25 : Puissance délivrée par le GPV lors l'utilisation d'un INC-MPPT classique	77
FIGURE II-26 : Tension délivrée par le GPV lors l'utilisation d'un INC-MPPT classique ...	77
FIGURE II-27 : Courant délivré par le GPV lors l'utilisation d'un INC-MPPT classique	78
FIGURE II-28 : Rapport cyclique envoyé par l'INC-MPPT classique au hacheur.....	78
FIGURE II-29 : Maximisation de la puissance maximale avec reconfiguration automatique du générateur solaire photovoltaïque	79
FIGURE II-30 : Puissance délivrée par le GPV lors l'utilisation du nouveau MPPT	80
FIGURE II-31 : Tension délivrée par le GPV lors l'utilisation du nouveau MPPT	80
FIGURE II-32 : Courant délivré par le GPV lors l'utilisation du nouveau MPPT.....	81
FIGURE II-33 : Rapport cyclique envoyé par le nouveau MPPT au hacheur.....	81
FIGURE II-34 : Changement de configuration du GPV lors l'utilisation du nouveau MPPT	82

CHAPITRE III :

FIGURE III-1 : Composition d'une chaine de conversion photovoltaïque	87
FIGURE III-2 : Une gamme de puissance de différents constructeurs de batteries solaires ...	89
FIGURE III-3 : Première batterie conçue par Gaston Planté.....	92
FIGURE III-4 : Constitution d'une batterie acide-au-plomb.....	93
FIGURE III-5 : Accumulateur acide-au-plomb chargé	94
FIGURE III-6 : Principe de fonctionnement de l'accumulateur acide-au-plomb.....	95
FIGURE III-7 : Charge et décharge d'un accumulateur	96
FIGURE III-8 : Courbe de charge et décharge d'une batterie acide-au-plomb	96
FIGURE III-9 : Micrographie d'une électrode positive insuffisamment chargée	99
FIGURE III-10 : Electrodes négative (à gauche) et positive (à droite) issues d'une batterie ayant cyclé à 80 % de profondeur de décharge	100
FIGURE III-11 : Evaluation de la tension et du courant au cours de charge	101
FIGURE III-12 : Indicateur de la capacité de charge d'une batterie développé par Heyer en 1938.....	103
FIGURE III-13 : La relation entre la tension en circuit ouvert et la capacité restante d'une batterie de grande capacité à 25 °C.....	104

CHAPITRE VI :

FIGURE IV-1 : Schéma fonctionnel d'un régulateur de charge.....	113
FIGURE IV-2 : Principes de fonctionnements du régulateur de charge.....	114

FIGURE IV-3 : Principe de fonctionnement d'un régulateur de charge de type shunt.....	115
FIGURE IV-4 : Principe de fonctionnement d'un régulateur de charge de type série.....	115
FIGURE IV-5 : Schéma synoptique du fonctionnement du régulateur à réaliser.....	116
FIGURE IV-6 : Brochage du PIC16F877	119
FIGURE IV-7 : Structure du convertisseur analogique-numérique	120
FIGURE IV-8 : Branchement des tensions de référence.....	124
FIGURE IV-9 : Circuit d'acquisition de la tension de la source.....	125
FIGURE IV-10 : Circuit d'acquisition de la tension de la batterie et des courants de charge et de décharge.....	125
FIGURE IV-11 : Principe de fonctionnement du relai.....	126
FIGURE IV-12 : Branchement de la partie d'affichage.....	128
FIGURE IV-13 : Afficheur LCD à logique intégré 02 lignes x 16 colonnes.....	129
FIGURE IV-14 : Schéma de connexion du circuit intégré MAX232	131
FIGURE IV-15 : Schéma de la partie puissance	131
FIGURE IV-16 : Exemple de circuit d'isolation entre la commande et la puissance.....	132
FIGURE IV-17 : Schéma final de la carte de régulation de charge	133
FIGURE IV-18 : Première réalisation du régulateur de charge sur platine d'essais.....	134
FIGURE IV-19 : Logiciels utilisés pour effectuer la simulation numérique de la carte électronique	135
FIGURE IV-20 : Face avant du programme de contrôle développé en LabVIEW.....	136
FIGURE IV-21 : Diagramme du programme de contrôle développé en LabVIEW.....	136
FIGURE IV-22 : Algorithme de fonctionnement de la carte de régulation	138
FIGURE IV-23 : Face avant de la carte électronique du régulateur de charge.....	140
FIGURE IV-24 : Face arrière de la carte électronique du régulateur de charge	140
FIGURE IV-25 : Représentation en 3D de la carte électronique du régulateur de charge.....	141
FIGURE IV-26 : Première version de la carte du régulateur de charge réaliser avec un microcontrôleur PIC16F876.....	141
FIGURE IV-27 : Seconde version de la carte du régulateur de charge après mise à jour du schéma électronique et l'utilisation d'un microcontrôleur PIC16F877.....	142
FIGURE IV-28 : Banc d'essai d'expérimentation de la charge/décharge des batteries.....	142
FIGURE IV-29 : Contrôle de l'état de charge et de décharge d'une batterie acide-au-plomb (75AH).....	143

CHAPITRE V :

FIGURE V-1 : Procédé de désulfatation chimique	148
FIGURE V-2 : Procédé de désulfatation électrique	149
FIGURE V-3 : Procédé de désulfatation combiné	151
FIGURE V-4 : Vue microscopique de cristaux de sulfate de plomb sur une grille de batterie neuve et usagée.....	153
FIGURE V-5 : Grille de batterie avant et après régénération	156
FIGURE V-6 : Schéma de la partie puissance du régulateur de charge après ajout de l'option de désulfatation.....	157
FIGURE V-7 : Circuit de sélection de la sortie MLI	158
FIGURE V-8 : Différentes cartes électroniques du circuit de désulfatation	159
FIGURE V-9 : Différentes batteries testées avec le circuit de désulfatation	159

FIGURE V-10 : Test de désulfatation d'une batterie acide-au-plomb sulfaté de 75 Ah.....	160
FIGURE V-11 : Analyse spectrale de la désulfatation d'une batterie acide-au-plomb 60 Ah en bon état.....	161
FIGURE V-12 : Analyse spectrale de la désulfatation d'une batterie acide-au-plomb 75 Ah sulfatée.....	161
FIGURE V-13 : Amplitude du pic de 3.27 MHz lors de la désulfatation avec la fréquence 244 kHz.....	162
FIGURE V-14 : Désulfatation à la fréquence de 106 kHz d'une batterie très sulfatée.....	163
FIGURE V-15 : Analyse spectrale du courant de désulfatation à la fréquence de 106 kHz d'une batterie très sulfatée.....	163
FIGURE V-16 : Agrandissement autour de la fréquence 3.61 MHz de l'analyse spectrale du courant de désulfatation à la fréquence de 106 kHz d'une batterie très sulfatée.....	164
FIGURE V-17 : Régime transitoire du courant de désulfatation à la fréquence de 10 kHz..	164
FIGURE V-18 : Ouverture d'une batterie supposée complètement sulfatée.....	165
FIGURE V-19 : Court-circuit entre les grilles métalliques d'une chambre d'une batterie acide-au-plomb sur l'image de la gauche et sulfatation complète des grilles sur l'image de la droite.....	165
FIGURE V-20 : Cisaillement d'un rivet de liaison entre le (-) de la première chambre et le (+) de la seconde chambre.....	166
FIGURE V-21 : Inactivité de la chambre sulfatée (chambre au milieu) durant le cycle de charge.....	166
FIGURE V-22 : Zones active et inactive dans la même chambre durant le cycle de charge	167

CHAPITRE II :

TABLEAU II-1 : Rendements de certains algorithmes MPPT	64
TABLEAU II-2 : Table de commutation pour sélectionner les différentes configurations de quatre panneaux solaires.....	73

CHAPITRE III :

TABLEAU III-1 : Dégradation des batteries acide-au-plomb	97
--	----

CHAPITRE IV :

TABLEAU IV-1 : Différents registres utilisés par le convertisseur analogique-numérique .	121
TABLEAU IV-2 : Sélection des tensions de référence du convertisseur analogique-numérique	123
TABLEAU IV-3 : Valeurs standards des résistances de protection des LED.....	129
TABLEAU IV-4 : Principe de fonctionnement des LED d'affichage	137

CHAPITRE V :

TABLEAU V-1 : Table logique du circuit de sélection de la sortie MLI.....	158
TABLEAU V-2 : Tension des rivets d'une batterie sulfatée.....	167

Introduction générale

Actuellement, la production de l'énergie est basée en grande partie sur des ressources fossiles limitées, le pétrole, le gaz et le charbon. Ces sources deviennent de plus en plus rares pendant que les demandes énergétiques du monde s'élèvent continuellement.

Étant donné que ces formes d'énergie ont des effets nuisibles sur l'environnement (effet de serre, réchauffement climatique...), il est nécessaire de trouver une autre solution pour prendre le relais. Pour cela, beaucoup de recherches scientifiques ont été réalisées afin de trouver une source d'énergie illimitée, économique et peu polluante telles que le solaire et l'éolien, car la protection de l'environnement est devenue un point important.

Les vingt dernières années ont été marquées par un vif accroissement de l'intérêt porté à l'énergie solaire. Bien qu'universellement appréciée pour ses qualités écologiques, l'énergie solaire et ses véritables possibilités restent encore mal connues du grand public. Récemment, elle commence à être utilisée pour l'alimentation des régions isolées ou désertes (éclairage, charge des batteries, pompes...).

À titre d'exemple pour donner un ordre de grandeur des énergies mises en jeu, notre sud algérien reçoit à une moyenne d'ensoleillement de dix heures par jour une énergie électrique de 8 kWh/m². Ceci représente approximativement l'équivalent d'une énergie thermique de un litre d'essence par mètre carré. Ainsi, nous pouvons imaginer que même si nous disposons d'un capteur ayant un rendement de 10 %, nous pouvons récupérer une énergie importante en dépit de son coût qui est relativement important.

Afin de s'adapter mieux à la variation de l'ensoleillement et dans le but d'améliorer le rendement du générateur photovoltaïque, autrement dit maximiser la puissance délivrée à la charge reliée à ses bornes, plusieurs critères d'optimisation de l'efficacité du système photovoltaïque étaient appliqués pour avoir un rendement élevé. Parmi ces techniques, la plupart des systèmes de contrôle utilisent des algorithmes de suivi du point de fonctionnement optimal des panneaux photovoltaïques.

L'énergie solaire n'étant pas disponible la nuit, il est nécessaire d'équiper les systèmes photovoltaïques autonomes par des batteries d'accumulateurs qui permettent de stocker l'énergie et de la restituer en temps voulu. La présence des batteries exige l'utilisation d'une unité dédiée à la gestion de l'énergie. Pour les systèmes raccordés au réseau de distribution électrique, le stockage de l'énergie n'est pas indispensable.

Pour assurer la meilleure autonomie du système photovoltaïque avec une batterie, la régulation de la charge et de la décharge de celle-ci est alors indispensable. Pour cela, il faut intercaler dans le système un régulateur solaire, dont le rôle est de garder la batterie saine. Ces raisons, jour après jour, poussent les chercheurs scientifiques à développer, à améliorer et à optimiser l'exploitation des systèmes photovoltaïques.

Les accumulateurs étant les éléments les plus contraignants du système, une attention particulière doit être portée sur la gestion de la charge et de la décharge afin d'augmenter la durée de vie de l'installation. Chaque jour, des milliers de batteries sont considérées hors usage à cause du phénomène de sulfatation. Toute la matière active nécessaire à la production d'électricité se fige progressivement sous la forme de cristaux de sulfate de plomb. Les batteries acides-au-plomb ont une durée de vie limitée à environ 1.500 cycles. Lors du stockage et de la restitution de l'énergie au cours de cycles d'utilisation normaux, des cristaux de sulfate s'accumulent graduellement sur les électrodes, empêchant la batterie de fournir efficacement

du courant. Les cristaux étouffent en fait la batterie. La capacité de cette dernière est réduite progressivement ce qui la rend inutilisable.

Aujourd'hui, au lieu de détruire les batteries acide-au-plomb, nous pouvons leur redonner une nouvelle vie en effectuant un traitement électrique qui leur restituera de nouveau toute leur efficacité. A cet effet, les batteries subissent un traitement qui consiste à injecter dans celles-ci des fréquences séquentielles entre 2 et 6 MHz variables et modulables pendant un certain nombre d'heures (en fonction de l'état et de la puissance de la batterie). Durant ce processus, les ions de soufre entrent en collision avec les plaques, ce qui a pour effet de dissoudre de façon parfaite les cristaux et les impuretés qui se sont déposés sur les plaques intérieures. Les batteries ainsi traitées recouvrent des fonctions d'emmagasinage et de conductivité électrique identiques à celles d'une batterie neuve.

Depuis quelques années, de nouveaux procédés dits de « désulfatation » des batteries acides-au-plomb ont émergé, en prestation de service ou vente d'équipements aux professionnels et aux particuliers. Ces procédés visent à prolonger l'usage d'accumulateurs initialement considérés en fin d'usage (notamment des batteries automobiles). Cette activité de désulfatation des batteries acides-au-plomb est un marché en cours de développement, aussi bien pour les batteries industrielles que pour les batteries automobiles.

Les industriels pratiquant la désulfatation la définissent comme un procédé permettant de prolonger la durée d'usage des batteries en fin d'usage ou dont les performances ne répondent plus au besoin de l'utilisateur, en remédiant au phénomène de sulfatation. Le même procédé peut parfois être appliqué sur des accumulateurs neufs (ou quasi neufs) afin d'agir contre le phénomène de sulfatation de façon préventive.

Notons que le présent travail a pour objectif l'amélioration du fonctionnement des générateurs solaires photovoltaïques utilisés dans des sites autonomes. Il comporte deux volets, l'un concerne l'amélioration du fonctionnement des panneaux solaires ; l'autre concerne la maintenance des batteries de stockage d'énergie électrochimique.

En premier lieu, une nouvelle approche d'estimation des paramètres, du modèle en une seule exponentielle d'un panneau photovoltaïque en fonction de l'ensoleillement et de la température sera développée. Les paramètres de ce modèle sont déterminés à partir de la connaissance de trois points de fonctionnement : en court-circuit, en circuit ouvert, et à puissance maximale.

Par la suite, quelques méthodes de suivi de la puissance maximale seront présentées. A la suite de la limite de fonctionnement rencontrée avec les charges purement résistives de faible résistance, un nouvel algorithme sera proposé avec un nouveau mode de branchement pour résoudre ces limites de fonctionnement. Cet algorithme est basé sur la reconfiguration du générateur solaire en changeant, en fonction des besoins, le nombre de panneaux mis en série et en parallèle.

En second lieu, des recherches concernant la réalisation pratique d'un système permettant la supervision des batteries acide-au-plomb ont eu lieu. Ceci avait pour objectif l'amélioration du système de stockage de l'énergie solaire photovoltaïque convertie en énergie électrochimique.

Dans un premier temps, une carte électronique permettant le contrôle de l'état de charge de la batterie sera réalisée. Cette carte utilise le protocole de communication RS232, avec une interface développée sur PC en utilisant le logiciel LabVIEW. Cette interface logicielle permet de piloter la carte électronique à partir du PC. En plus, elle permet la visualisation et

l'enregistrement des différents profils de charge et de décharge pour mieux analyser le comportement du système.

Ensuite, une mise à jour de la carte électronique aura lieu pour remédier au problème de la sulfatation des batteries acide-au-plomb.

La thèse présentée est subdivisée en cinq chapitres. Le premier chapitre est consacré aux généralités sur les systèmes solaires photovoltaïques. Dans le second chapitre, on trouve le développement de la méthode d'identification des paramètres des panneaux solaires, et la nouvelle méthode de maximisation de la puissance des panneaux. Des généralités sur les systèmes de stockage sont présentées dans le troisième chapitre. Le quatrième chapitre a été réservé au développement de la carte électronique de contrôle de l'état de charge/décharge de la batterie. En dernier lieu, le chapitre cinq a été réservé au traitement de la batterie contre la sulfatation.

Les résultats obtenus dans le cadre de cette thèse ont fait partie du bilan d'un projet de recherche valorisable de type PNR, et ils sont validés partiellement par un article reconnu, publié dans « TURKISH JOURNAL OF ELECTRICAL ENGINEERING & COMPUTER SCIENCES ».

Chapitre I

Généralités sur les systèmes solaires
photovoltaïques

Il existe différentes sources d'énergie renouvelables disponibles sur la planète dont les principales sont : l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, la biomasse et la géothermie. Elles peuvent être converties, selon les besoins, en électricité ou en chaleur. La cogénération d'électricité et de chaleur est possible dans le cas de la géothermie, de la biomasse et de l'énergie solaire.

Dans le cadre de notre étude, nous nous sommes concentrés sur la production d'électricité à partir de l'énergie photovoltaïque. Nous détaillerons dans ce qui suit les éléments ayant trait à cette ressource et sa transformation en énergie électrique.

I.1- INTRODUCTION : [1-3]

Tous les jours, le soleil fournit de l'énergie à la terre. On peut utiliser cette énergie gratuite grâce à une technologie appelée photovoltaïque, qui transforme l'énergie solaire en électricité à travers des modules photovoltaïques composés de cellules solaires.

Le mot « photovoltaïque » vient du mot grec « photos » signifiant lumière et du mot « Volta » qui est le nom de famille du physicien italien « Alessandro Volta » qui, en 1800, découvrit la pile électrique. C'est « Alexandre Edmond Becquerel » qui découvrit le principe de la conversion de la lumière en électricité en 1839. Il avait observé que certains matériaux faisaient des étincelles lorsqu'ils étaient exposés à la lumière. De là, il démontra qu'il s'agissait d'une conversion directe de la lumière en électricité.

En 1875, « Werner Von Siemens » expose devant l'Académie des Sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs.

En 1887, l'effet photoélectrique a été compris et présenté en cette année par « Heinrich Rudolf Hertz » qui en publia les résultats dans la revue scientifique « Annalen der Physik ».

En 1905, « Albert Einstein » a expliqué le phénomène photoélectrique. Il a écrit que la lumière pouvait entrer à l'intérieur des atomes, et que la collision entre les photons et les atomes pouvait faire sortir des électrons de leurs orbites et permettre la création d'un courant électrique. Il a obtenu le prix Nobel de physique sur ses travaux en 1921.

En 1913, « William Coblentz » dépose le premier brevet pour une cellule photovoltaïque qui malheureusement ne fonctionnera jamais.

En 1916, « Robert Millikan » sera le premier à produire de l'électricité grâce à une cellule photovoltaïque. Pendant les quarante années suivantes, il n'y aura que peu de progrès en énergie photovoltaïque, car les cellules ont un rendement trop faible [4].

En 1954, trois chercheurs américains : Calvin *Fuller*, Daryl *Chapin*, et Gerald *Pearson* des laboratoires Bell Téléphone mirent au point la première cellule photovoltaïque au silicium à haut rendement environ 4 % au moment où l'industrie spatiale naissante cherche de nouvelles solutions pour alimenter ses satellites.

En 1958, une cellule photovoltaïque avec un rendement de 9 % est mise au point. Les premiers satellites Vanguard alimentés par des cellules photovoltaïques sont envoyés dans l'espace.

En 1973, la première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'Université de Wilmington dans l'État du Delaware, USA.

En 1983, la première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4 000 km en Australie.

Au début des années 90, la prise de conscience des limites de l'électrification rurale conventionnelle (le réseau câblé) oblige les marchés photovoltaïques à s'ouvrir afin d'atteindre les campagnes de façon plus rentable.

En 1995, des programmes de toits photovoltaïques raccordés au réseau ont été lancés, au Japon et en Allemagne, et se généralisent depuis 2001.

I.2- RAYONNEMENT SOLAIRE :

Le soleil est une étoile parmi tant d'autres. Il a un diamètre de 1 390 000 km, soit environ 50 fois celui de la terre. Il est composé à 80 % d'hydrogène, 19 % d'hélium et 1 % d'un mélange de 100 éléments ; soit pratiquement tous les éléments chimiques connus. Il y a une soixantaine d'années, Langevin et Perrin, s'appuyant sur la théorie de la relativité d'Einstein, ont émis l'idée que c'est l'énergie de fusion nucléaire qui fournit au soleil sa puissance. Il est aujourd'hui admis que le soleil est une bombe thermonucléaire hydrogène-hélium transformant chaque seconde 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions tonnes d'hélium. La réaction se faisant dans son noyau à la température d'environ 25 millions de degrés Celsius. Ainsi, chaque seconde, le soleil est allégé de 4 millions de tonnes dispersées sous forme de rayonnement [5].

I.2.1- SPECTRE DU RAYONNEMENT :

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet (0,2 micron) à l'infrarouge lointain (2,5 microns), avec une majorité dans le visible (0,3 micron « violet » à 0,8 micron « rouge ») autour d'un pic à 0,45 micron [6].

Le spectre du rayonnement extraterrestre correspond environ à l'émission d'un corps noir porté à 5 800 °K. Une courbe standard, compilée selon les données recueillies par les satellites, est désignée sous le nom de « AM0 » ; sa distribution en énergie est répartie en [6] :

- Ultraviolet UV ($0.20 < \lambda < 0.38 \mu\text{m}$) : 6.4 %
- Visible ($0.38 < \lambda < 0.78 \mu\text{m}$) : 48.0 %
- Infrarouge IR ($0.78 < \lambda < 10 \mu\text{m}$) : 45.6 %

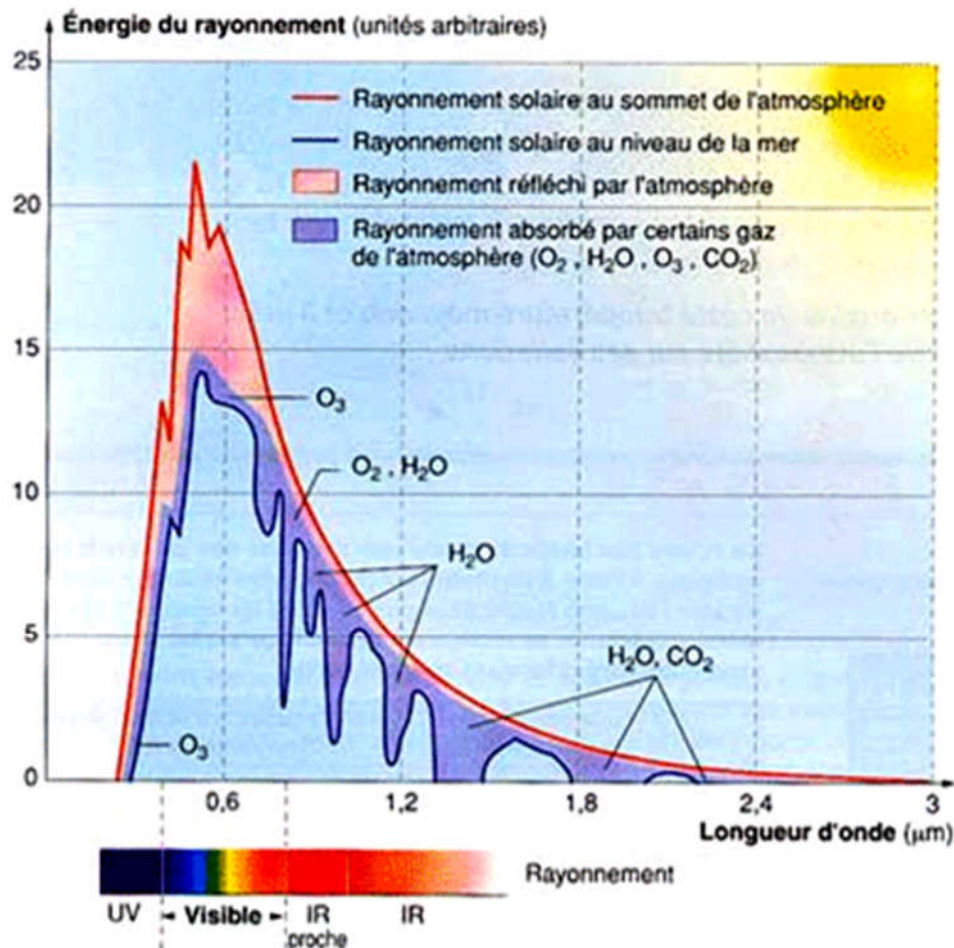


FIGURE I-1 : Spectre du rayonnement [6]

1.2.2- RAYONNEMENT SOLAIRE ET ATMOSPHERE :

La distance de la Terre au Soleil est d'environ 150 millions de kilomètres et la vitesse de la lumière est d'un peu plus de 300 000 km/s ; les rayons du soleil mettent donc environ 8 min à nous parvenir.

La constante solaire est la densité d'énergie solaire qui atteint la frontière externe de l'atmosphère faisant face au soleil. Sa valeur est communément prise égale à 1 360 W/m² (bien qu'elle varie de quelques % dans l'année à cause des légères variations de la distance terre-soleil).

Lors de la traversée de l'atmosphère, ce rayonnement de 1 360 W/m² subit des déperditions, du fait de son absorption partielle par les gaz atmosphériques et la vapeur d'eau. Ainsi, le flux reçu sur la Terre est inférieur au flux initial et dépend de l'angle d'incidence, et donc de l'épaisseur d'atmosphère traversée.

En effet, si l'on fait face au Soleil, on le voit à une certaine hauteur qu'on appelle hauteur apparente. C'est l'angle « h » entre le plan horizontal situé sous nos pieds et une droite pointée vers le soleil.

On voit bien sur la figure I-2 que cet angle « h » détermine la distance parcourue par le soleil à travers l'atmosphère et donc les pertes engendrées.

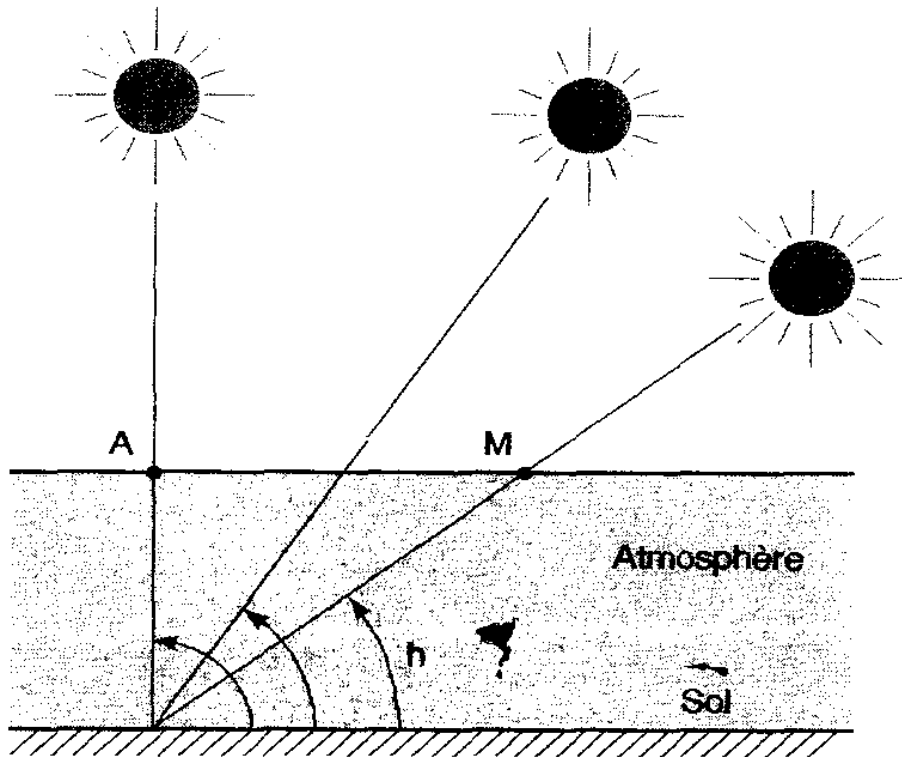


FIGURE I-2 : Définition de l'Air-Mass m [7]

On appelle « m » (masse atmosphérique), ou Air-Mass, cette distance calculée en multiples de la distance parcourue si le soleil était à la verticale du lieu.

Sur la figure I-2, $m = 1$ si le Soleil entre dans l'atmosphère au point A, et $m = 2$ s'il y entre en M, donc :

$$m = \frac{1}{\sin(h)} \quad (I.1)$$

Quant aux conditions normalisées de test des panneaux solaires, elles sont caractérisées par un rayonnement instantané de $1\,000\text{ W/m}^2$, un spectre solaire AM 1.5 et température ambiante de 25 °C . Ces conditions sont appelées STC (Standard Test Conditions).

Remarque sur la norme STC : ce graphe montre bien que cette norme impose des conditions de mesure des panneaux qui ne sont pas du tout réalistes, car l'ensoleillement est presque toujours inférieur à $1\,000\text{ W/m}^2$. Et l'imperfection de cette norme va plus loin puisque le panneau doit être mesuré également à 25 °C , ce qui est carrément incompatible avec l'ensoleillement élevé de $1\,000\text{ W/m}^2$ dans la réalité. Sous un tel ensoleillement, le panneau s'échauffe forcément, jusqu'à $40\text{-}60\text{ °C}$ et parfois plus (selon la manière dont il est construit, et ventilé).

Malheureusement, c'est bien à $1\,000\text{ W/m}^2$ et 25 °C que sont comparées les technologies, ce qui déprécie celles qui sont performantes à éclaircissement moyen ou qui sont moins sensibles aux élévations de température. Le silicium en couche mince notamment, toujours mal considéré, est meilleur aux éclaircissements faibles et diffus, et il baisse moins que le cristallin quand la température augmente. Aujourd'hui, il est prouvé qu'en Europe en tout cas, et, semble-t-il, aussi sous climat très chaud, l'énergie totale annuelle produite par des panneaux au silicium amorphe est supérieure à celle des panneaux au silicium cristallin, pour une même puissance

installée. Tout simplement parce que l'ensoleillement est en moyenne bien inférieur à 1 000 W/m² et la température du panneau supérieure à 25 °C.

Lieu géographique, orientation, saison, heure de la journée, etc. jouent directement sur le rayonnement instantané. C'est ce qui dérouté bien souvent les utilisateurs pour définir leurs systèmes solaires. L'énergie délivrée par un panneau solaire est hautement variable !

L'éclairement instantané n'est d'ailleurs pas très utile, on se servira plutôt de valeurs globales intégrées sur une journée pour chiffrer l'énergie récupérable.

I.3- PRINCIPE DE LA CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE : [8]

Albert Einstein a découvert en travaillant sur l'effet photoélectrique que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie était portée par des particules, les photons. L'énergie d'un photon étant donnée par la relation :

$$E = \frac{h \cdot c}{\lambda} \quad (I.2)$$

où h est la constante de Max Planck (1858-1947), c la vitesse de la lumière et λ la longueur d'onde.

Ainsi, plus la longueur d'onde est courte, plus l'énergie du photon est grande. Cette découverte valut à Albert Einstein (1879-1955) le prix Nobel en 1905.

Une façon commode d'exprimer cette énergie est justement son analogue électrique :

$$E = \frac{1.26}{\lambda} \quad (I.3)$$

où si λ est exprimé en micron, E s'exprime alors en électronvolt (noté eV) : 1 eV est donc l'énergie d'un électron sous un potentiel d'un volt. La conversion photovoltaïque est justement la transformation de l'énergie du photon en énergie électrique grâce au processus d'absorption de la lumière par la matière.

Il existe un seuil d'énergie minimum nécessaire à cette libération des électrons par les photons, au-delà duquel l'électron passe de la bande de valences à la bande de conduction (niveau énergétique supérieur).

Ce seuil est appelé gap optique ou largeur de bande interdite, et dépend du matériau utilisé. L'énergie nécessaire à la séparation est mesurée en électronvolt (eV) et varie en fonction du semi-conducteur. Elle est de 1.1 eV pour le silicium cristallin et de 1.77 eV pour le silicium amorphe.

Lorsqu'un photon est absorbé, il éjecte un électron d'un niveau d'énergie inférieur, vers un niveau d'énergie plus élevé, créant ainsi une paire électron-trou, de même énergie électrique (voir la figure I-3). Généralement cette paire électron-trou revient à l'équilibre en transformant son énergie électrique en énergie thermique... le matériau chauffe au soleil.

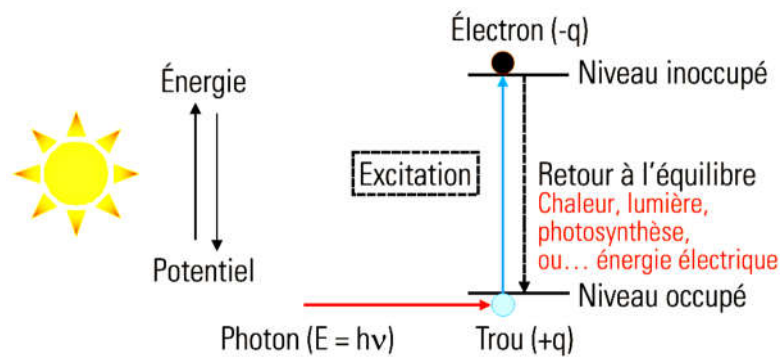


FIGURE I-3 : Processus d'adsorption de la lumière dans un matériau

Récupérer toute ou partie de cette énergie sous forme électrique est justement l'objectif de la conversion photovoltaïque, comment faire ? Tout simplement en séparant les paires « électron-trou » créées et en les forçant à passer dans un circuit extérieur. Cela a été rendu possible grâce au fait que les électrons et les trous ont des charges de signes opposés (-q ; +q) et donc que si elles sont soumises à un champ électrique, les forces qui s'exerceront seront de sens opposés et devraient permettre la séparation (figure I-3). La clé de l'effet photovoltaïque est là ! Et cela marche, grâce au dopage du semi-conducteur par des impuretés (figure I-4). Ce dopage est de deux types :

- un dopage de type « n » (négatif), réalisé par adjonction de phosphore (P), dont les atomes possèdent un électron périphérique de plus que ceux du silicium,
- un dopage de type « p » (positif), réalisé par adjonction de bore (B), dont les atomes possèdent un électron périphérique de moins que ceux du silicium.

La mise en contact de ces deux zones au dopage opposé constitue un élément fort utile en électronique : la diode.

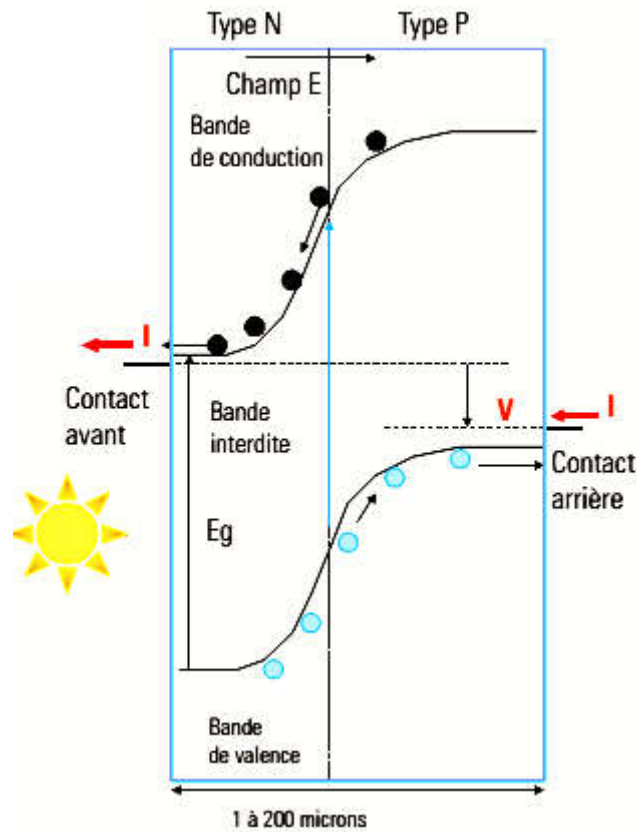


FIGURE I-4 : Approche classique : les jonctions semi-conductrices

Les niveaux d'énergie impliqués pour l'absorption des photons sont le niveau du haut de la bande de valences et le niveau du bas de la bande de conduction. Ils sont séparés par la bande d'énergie interdite E_g , caractéristique du matériau semi-conducteur, seuls les photons d'énergie supérieure à E_g sont absorbés.

Un champ électrique très fort est créé à l'interface entre ces deux zones, qui permet de générer un courant électrique dans le circuit extérieur (le photo-courant) sous une tension non nulle, dont la puissance est simplement $P = U \cdot I$! On obtient alors une cellule solaire qui possède une caractéristique courant-tension (figure I-5). La puissance maximale est obtenue pour un point particulier de la caractéristique, appelé point de fonctionnement. Le rapport de cette puissance sur la puissance lumineuse incidente définit le rendement de la cellule. La figure I-6 montre des cellules au silicium à différents stades de leur fabrication.

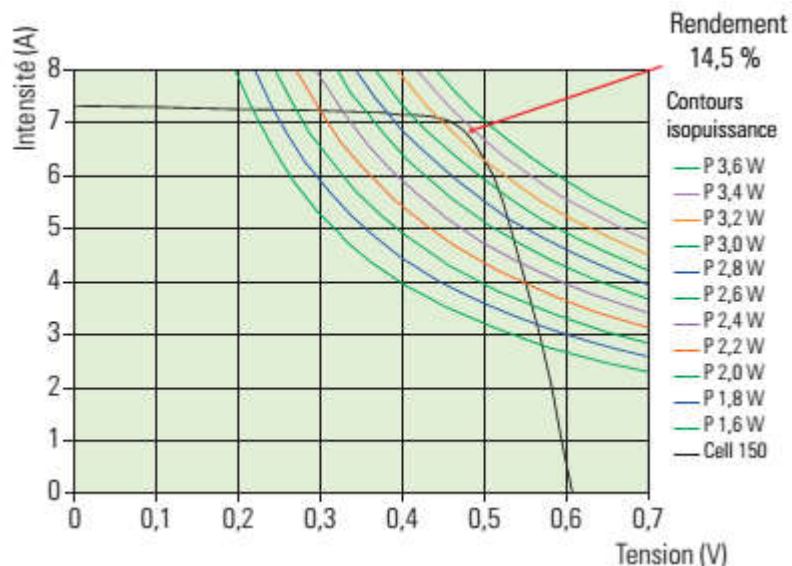


FIGURE I-5 : Caractéristique courant-tension d'une cellule solaire commerciale au silicium polycristallin (15 cm x 15 cm de 0.2 mm d'épaisseur) sous éclairage solaire normalisé 1 000 W/m²

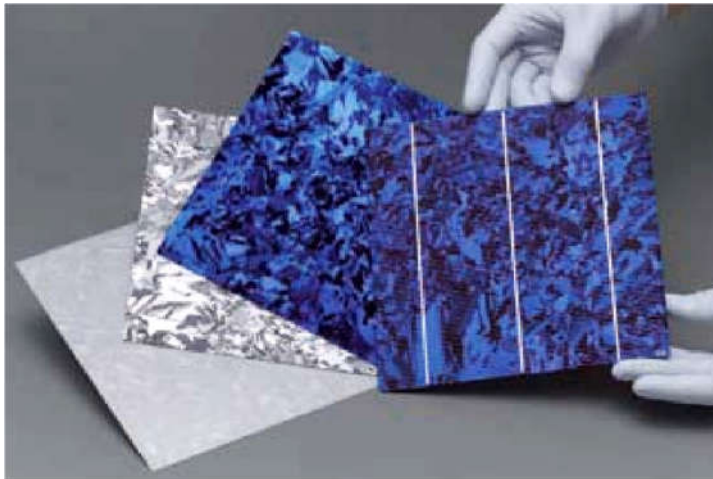


FIGURE I-6 : Cellule photovoltaïque silicium 20cm x 20cm, Rendement de conversion 14.75 %, de gauche à droite : plaque Si après découpe, après texturation, après formation de la jonction et dépôt du traitement anti-réfléchissant et cellule finie

Il s'agit d'une plaquette, constituée de silicium, découpée à partir de lingots de grande taille. La face exposée au Soleil, qui apparaît bleutée, est de type n tandis que le volume est de type p. Les photons incidents sont donc absorbés sur toute la surface de la plaque. Pour cela, une certaine épaisseur est nécessaire, d'autant plus faible que le coefficient d'absorption est grand. Pour le silicium, il faut environ une centaine de microns. Il génère un flux d'électrons à la surface qui est collecté par une grille conductrice déposée sur la surface et constitue donc le contact avant. À l'arrière, un contact doit aussi être réalisé, qui consiste en une couche conductrice déposée sur toute la surface. La surface couverte par la grille avant, qui absorbe les photons, doit être minimale tout en assurant une bonne collecte. On prend ensuite les contacts sur la grille avant et la couche arrière. La cellule est prête à fonctionner en se branchant sur les contacts. Cependant, une cellule délivre seulement une puissance de quelques W sous une tension d'environ 0,6 V. Pour obtenir un générateur plus puissant, on connecte les cellules en série, pour augmenter la tension, et en parallèle pour augmenter le courant. L'ensemble réalisé, après encapsulation, est appelé alors module photovoltaïque, dont les dimensions peuvent être de l'ordre du mètre carré actuellement. Les puissances des modules peuvent aller jusqu'à

200 Wc. Ces modules sont ensuite associés entre eux pour former un champ de modules, constituant une installation photovoltaïque. Les plus grosses installations peuvent atteindre aujourd'hui plusieurs MWc.

L'énergie électrique distribuée est en continu ; elle peut être transformée en mode alternatif grâce à des onduleurs, et soit utilisée directement, soit injectée sur le réseau, cette dernière option étant largement majoritaire.

I.4- LES CELLULES SOLAIRES :

A la différence d'une pile classique dont l'énergie est stockée et restituée selon la volonté de l'utilisateur, une cellule solaire, autrement appelée photopile, est un semi-conducteur qui ne produit de l'électricité que si elle est exposée à la lumière.

I.4.1- LE MODULE PHOTOVOLTAÏQUE :

Un module photovoltaïque est tout d'abord un convertisseur d'énergie lumineuse en électricité. Par définition, c'est un ensemble de photopiles assemblées pour générer une puissance électrique suffisante lors de son exposition à la lumière. En effet, une photopile seule ne génère qu'une tension faible 0.5-1.5 V selon les technologies. Il est donc nécessaire d'associer plusieurs photopiles en série pour pouvoir produire une tension exploitable.

On réalise ainsi un module dont la puissance va dépendre de la surface mise en œuvre. Celui-ci va produire un courant continu en basse tension lorsqu'il sera exposé à la lumière, et il constitue la seule partie productrice d'énergie de notre générateur photovoltaïque.

Par ailleurs, il ne faut pas oublier que ce module sera aussi exposé aux rigueurs du climat et de l'environnement (variations de température, humidité, salinité...).

Etant un assemblage fragile et sensible à la corrosion, il conviendra donc de le protéger mécaniquement et efficacement.

I.4.2- LES CARACTERISTIQUES D'UN PANNEAU SOLAIRE :

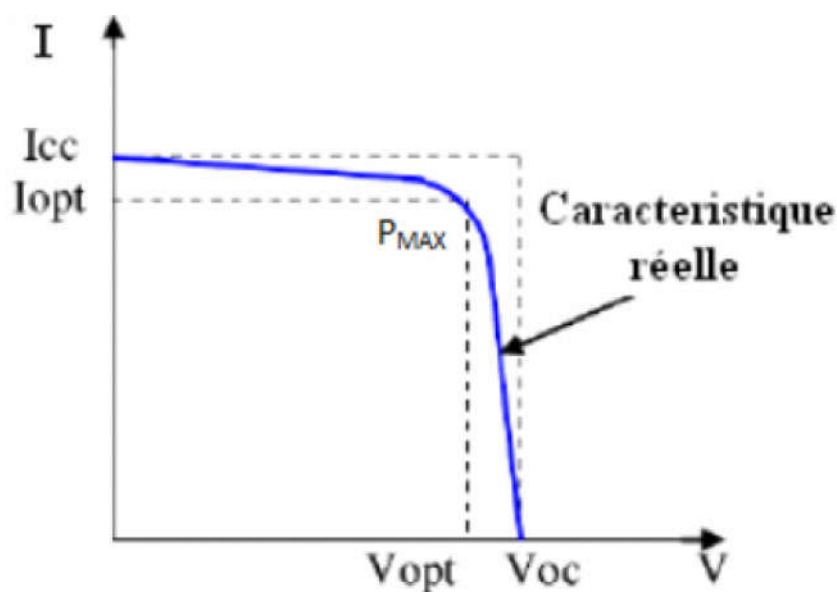


FIGURE I-7 : Caractéristique courant-tension d'un panneau solaire

V_{OC} : La tension en circuit ouvert

Si l'on place une photopile sous une source lumineuse constante, sans aucun récepteur à ses bornes, celle-ci va produire une tension continue d'environ 0.6 V, appelée tension en circuit ouvert V_{OC} (elle varie légèrement avec la technologie et l'éclairement).

Cette valeur correspond à la tension de coupure d'une diode, ce qui confirme le fait que l'on puisse assimiler une cellule solaire à une jonction P-N.

I_{CC} : Le courant de court-circuit :

A l'inverse du cas précédent, si l'on place une photopile en court-circuit, elle va débiter un courant maximal à tension nulle. Ce courant est dit courant de court-circuit I_{CC} .

Le photo-courant fourni par la cellule est proportionnel à l'intensité lumineuse et à la surface du panneau mis en œuvre. Ainsi, plus ces deux paramètres seront élevés, plus l'intensité produite sera grande.

Point de fonctionnement optimal (V_{OPT} , I_{OPT}) :

Le but recherché par tout utilisateur de générateur photovoltaïque est que l'énergie produite soit la plus optimale possible. La figure I-7 représente la caractéristique courant-tension d'une photopile sous illumination.

Pour l'éclairement considéré, le point P_{MAX} représente le point où la puissance de la photopile est maximale. Ce point, dite puissance maximale, est associé à une tension optimale V_{OPT} et à une intensité optimale I_{OPT} . C'est cette puissance que par la suite sera toujours recherché par notre régulateur (MPPT).

Par ailleurs, lorsqu'il est question de puissance maximale dans les conditions normalisées d'ensoleillement STC, on parle alors de puissance crête, mesurée en watts – crête (Wc), et donnée par l'équation :

$$P_{MAX} = V_{OPT} \cdot I_{OPT} \quad (I.4)$$

Facteur de forme :

Rapport entre la puissance optimale P_{MAX} et la puissance théorique que peut avoir la cellule :

$$FF = V_{OC} \cdot I_{CC} \quad (I.5)$$

Le rendement :

Le rendement énergétique est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale produite et la puissance du rayonnement solaire parvenant au module.

Soit S la surface du module et E l'éclairement en W/m^2 , ce rendement a pour formule :

$$\eta = \frac{P_{MAX}}{E \cdot S} \quad (I.6)$$

Il est généralement évalué dans des conditions de référence : sous un ensoleillement de $1\,000\,W/m^2$, température de $25\,^{\circ}C$ et sous un spectre AM 1.5.

I.4.3- LES DIFFERENTS TYPES DE CELLULES SOLAIRES ET LEUR RENDEMENT [9] :

Lorsque nous avons présenté le fonctionnement des cellules solaires, nous avons évoqué pour quelques-uns les matériaux qui les constituent.

On peut distinguer deux grandes familles de matériaux photovoltaïques utilisés dans des installations :

- les matériaux cristallisés, d'épaisseur de 0.15 à 0.4 mm,
- les couches minces, d'épaisseur faible d'ordre du micron.

Le matériau le plus répandu de nos jours est le silicium, semi-conducteur tétravalent. Le silicium est soit cristallin, soit amorphe :

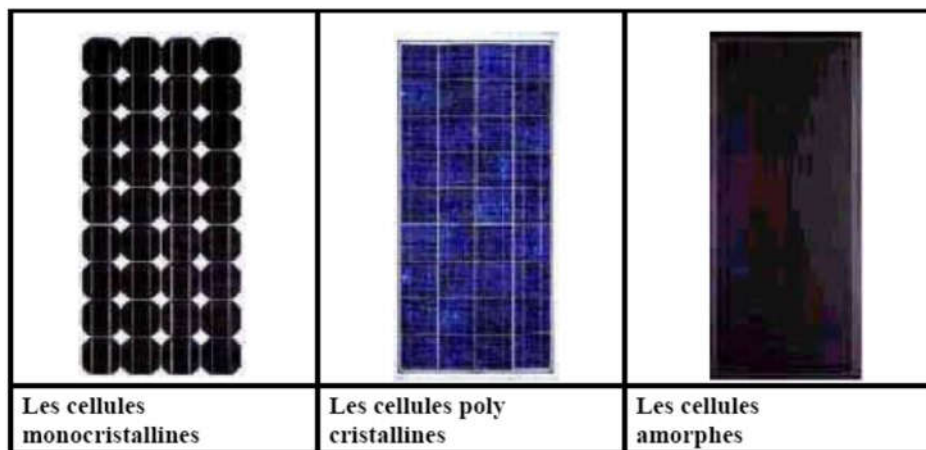


FIGURE I-8 : Les différents types de cellules solaires

I.4.3.1- LE SILICIUM MONOCRISTALLIN [9] :

Les cellules qui en sont composées sont les plus performantes sur le marché : elles présentent un bon rendement à fort et moyen éclairage. Toutefois, leur prix reste élevé. Le silicium monocristallin est un matériau pur à 99,999 % et se présente sous la forme d'un cristal unique de grandes dimensions. Il affiche les meilleurs rendements sur le marché des produits actuellement disponibles.

- Rendement électrique des panneaux : 15 % STC
- Puissance des panneaux : 5 à 150 Wc
- Gamme d'éclairage : 100 à 1 000 W/m²
- Usage : tous usages extérieurs de forte et moyenne puissance (télécommunication, balisage, relais, habitat.).

I.4.3.2- LE SILICIUM MULTICRISTALLIN [9] :

Il est le plus répandu actuellement et les caractéristiques électriques des cellules multicristallines sont similaires aux monocristallines. Toutefois, il est un peu moins performant, essentiellement aux éclairages modérés, et également moins onéreux du fait d'une fabrication moins complexe.

- Rendement électrique des panneaux : 12 à 14 % STC
- Puissance des panneaux : 5 à 150 Wc
- Gamme d'éclairement : 200 à 1 000 W/m²
- Usage : même usage que le silicium monocristallin

I.4.3.3- MODULES EN COUCHES MINCES [9] :

Les modules en couches minces commencent à se développer pour leurs qualités physiques qui représentent de gros avantages par rapport au silicium cristallin.

Quand le matériau est rare et cher (entre 50 et 100 euros le kilogramme pour le silicium polycristallin), il est d'autant plus intéressant d'essayer d'en utiliser le moins possible, c'est le principe des cellules en couches minces. Plusieurs technologies existent :

- le silicium amorphe (a-si, filière historique),
- le silicium cristallin en couche mince,
- le tellure de Cadmium (CdTe, filière innovante),
- le cuivre/indium/sélénium ou cuivre/indium/Gallium/sélénium (CIS ou CIGS ; filières innovantes),
- les cellules à double (tandem) ou à triple jonction (3a-si),
- les cellules à base d'oxyde de titane.

A — LE SILICIUM CRISTALLIN [9] :

Le Silicium cristallin dit couche mince repose sur le principe de déposer une couche mince de silicium polycristallin sur divers substrats de silicium métallurgique peu purifié, quartz, céramique ou métal. Depuis quelques années, les films minces de silicium cristallin suscitent un intérêt majeur en Europe et aux USA.

B — LE SILICIUM AMORPHE [9] :

Malgré un gap optique plus élevé que le silicium cristallin et donc une tension plus forte, son courant est nettement plus faible à cause de sa moins bonne collecte et de sa faible épaisseur. Il est donc moins puissant que le silicium cristallin. Par contre, en couche très mince, il répond à tous les éclairagements, extérieur et intérieur. Sa technologie de fabrication est moins onéreuse et permet de réaliser de petits formats de panneaux.

Le silicium amorphe est non cristallin et est produit par pulvérisation cathodique de silicium ou de décomposition du silane. C'est aujourd'hui une des filières les plus économiques. La filière cherche encore aujourd'hui à réduire ses coûts en inventant des procédés de fabrication moins coûteux et en augmentant le rendement des cellules. Les modules à base de silicium en couches minces présentent également l'avantage de garder un bon niveau de production lorsque la luminosité est faible ou lorsque la température est élevée.

- Rendement électrique des panneaux : 5 à 7 % STC (jusqu'à 9 % pour les multijonctions)
- Puissance des panneaux extérieurs : 0.5 à 60 Wc
- Gamme d'éclairement : de 20 lux à 1 000 W/m²

- Usage : électronique professionnelle et grand public (montres, calculatrices.), électronique de faible consommation en extérieur

C — LA TECHNOLOGIE CIS [9] :

Concernant la technologie CIS, elle est déjà fabriquée industriellement et son rendement est de 10 % environ. Sa fiabilité n'a pas été démontrée sur le très long terme. Sous une lumière diffuse, elle présente une meilleure efficacité que la technologie silicium (comme la plupart des couches minces). Würth Solar, en Allemagne, a démarré sa production en 2006 et affiche une capacité de production de 15 MWc dans la technologie CIS. D'autres projets ont été lancés par Miasolé aux Etats-Unis, Scheuten en Hollande ou encore Johanna en Allemagne.

La fabrication des cellules repose sur des techniques de dépôt sous vide. La couche semi-conductrice ne fait que 2 à 3 microns, contre 200 à 300 microns dans le cas du silicium cristallin. Les producteurs s'efforcent d'améliorer le contrôle du procédé, afin d'augmenter le rendement de fabrication, celui des cellules, et leur stabilité dans le temps. Des progrès sont nécessaires si l'on veut faire descendre le coût de production en dessous du seuil symbolique de 1 euro par watt crête (la filière silicium est autour de 3 euros/Wc).

C'est dans ce but que d'autres start-ups américaines (Nanosolar, Heliovolt) ont levé des fonds importants sur des projets d'usines de cellules du type CIS, mais utilisant un procédé de sérigraphie (impression), réputé efficace et économe. L'Irdep à Chatoux dans les Hauts de Seine est un laboratoire qui développe la fabrication de cellule CIS par dépôt électrolytique (dépôt sous pression atmosphérique et non plus sous vide pour réduire encore les coûts de production et arriver à moins de 1 euro par Wc) : projet CISel.

L'Irdep est formé par EDF, le CNRS et l'ENSCP. Ce procédé est aujourd'hui en phase d'ingénierie et doit être développé pour obtenir des rendements de 10 % sur des surfaces de 1 m². L'objectif est de développer une solution concurrente du silicium amorphe sur métal dont le rendement avoisinerait les 7 %.

D — LA TECHNOLOGIE CDTE [9] :

Concernant la technologie CdTe, elle est fabriquée par First Solar aux Etats-Unis, en Malaisie et en Allemagne. Prochainement, une usine devrait ouvrir en France, à Blanquefort, près de Bordeaux. Cette usine sera cofinancée par EDF Énergies Nouvelles, qui bénéficiera de la vente intégrale de la production durant les 10 premières années d'exploitation

Le CdTe est aujourd'hui très utilisé pour les capteurs à destination des centrales au sol. Son coût, l'un des plus bas du marché, et la capacité de production de First Solar permettent de répondre au marché croissant.

1.4.3.4- GENERATION DES CELLULES ORGANIQUES [9] :

De nouvelles cellules sont en développement dans les laboratoires, les cellules organiques et les cellules de Grätzel sont en phase de recherche et présentent pour l'instant des rendements relativement faibles. La production des cellules multijonctions est quant à elle exclusivement réservée aux applications spatiales.

En France, le projet Nanorgysol réunit une vingtaine de laboratoires (CEA, CNRS, universités, INES au Bourget en Savoie) qui développent une cellule constituée d'un polymère donneur d'électrons, un polythiophène et d'un accepteur dérivé du fullerène (PCBM). Pour le moment, le rendement atteint 5 % sur 1 cm².

Les industriels porteurs de projets sur le développement des cellules organiques sont en Allemagne : BASF, Bosch, Merck AG et Heliatek et aux Etats-Unis : Konarak. Pour le moment, aucun produit organique n'est présent sur le marché.

I.5- LES CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES D'UN MODULE SOLAIRE :

I.5.1- COURBE CARACTERISTIQUE COURANT-TENSION [10] :

La courbe caractéristique d'une cellule photovoltaïque représente la variation du courant qu'elle produit en fonction de la tension aux bornes de la cellule photovoltaïque depuis le court-circuit (tension nulle correspondant au courant maximum produit) jusqu'au circuit ouvert (courant nul pour une tension maximale aux bornes de la cellule).

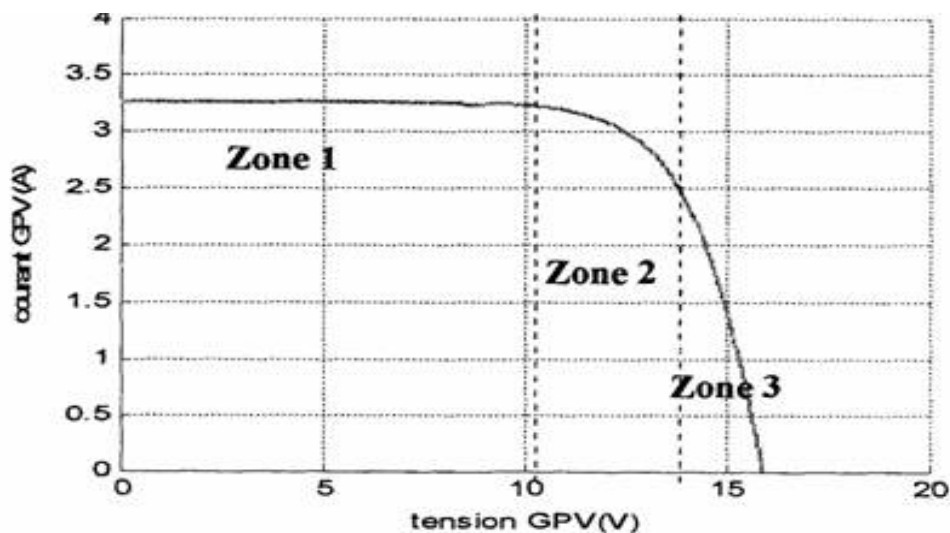


FIGURE I-9 : Courbe caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque

Zone 1 : le GPV est un générateur de courant (le courant est constant).

Zone 2 : c'est la zone de travail du GPV (puissance maximale).

Zone 3 : le GPV est un générateur de tension (la tension est presque constante).

I.5.2- COURBE CARACTERISTIQUE PUISSANCE-TENSION [10] :

Nous pouvons aussi représenter la caractéristique puissance-tension qui nous permet de bien voir l'emplacement de la puissance maximale du panneau solaire. Cette dernière ne pourra être qu'un seul point de fonctionnement.

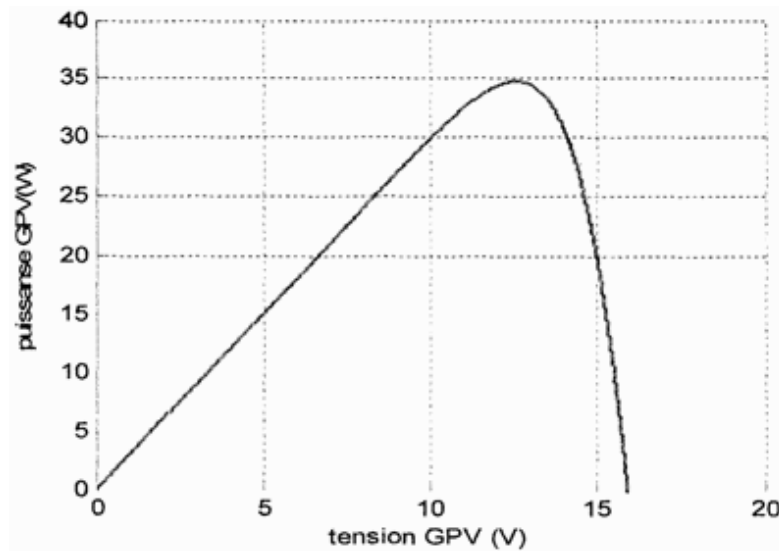


FIGURE I-10 : Courbe caractéristique puissance-tension d'un module photovoltaïque

I.5.3- INFLUENCE DE L'ECLAIREMENT SOLAIRE [10] :

L'énergie électrique produite par une cellule photovoltaïque dépend de l'éclairement qu'elle reçoit sur sa surface.

La figure I-11 représente la caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque à une température constante.

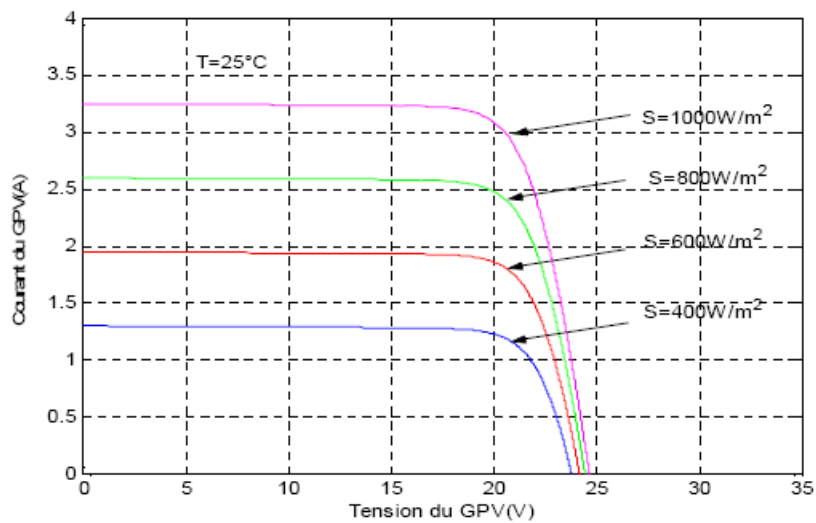


FIGURE I-11 : Courbes I(V) d'un panneau solaire à divers ensoleillements

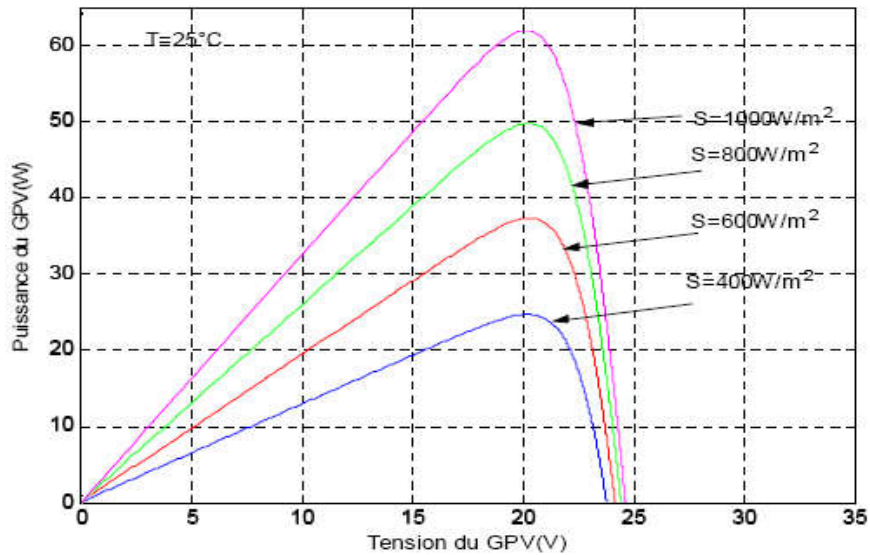


FIGURE I-12 : Courbes P(V) d'un panneau à divers ensoleillements

On remarque également que le courant est directement proportionnel au rayonnement à ces niveaux d'éclairement et la tension n'est pas dégradée.

I.5.4- INFLUENCE DE LA TEMPERATURE [10] :

La température est un paramètre important puisque les modules sont exposés au rayonnement solaire. Les courbes suivantes représentent l'évolution du courant et de la tension en fonction de la température de la cellule durant le même éclairement.

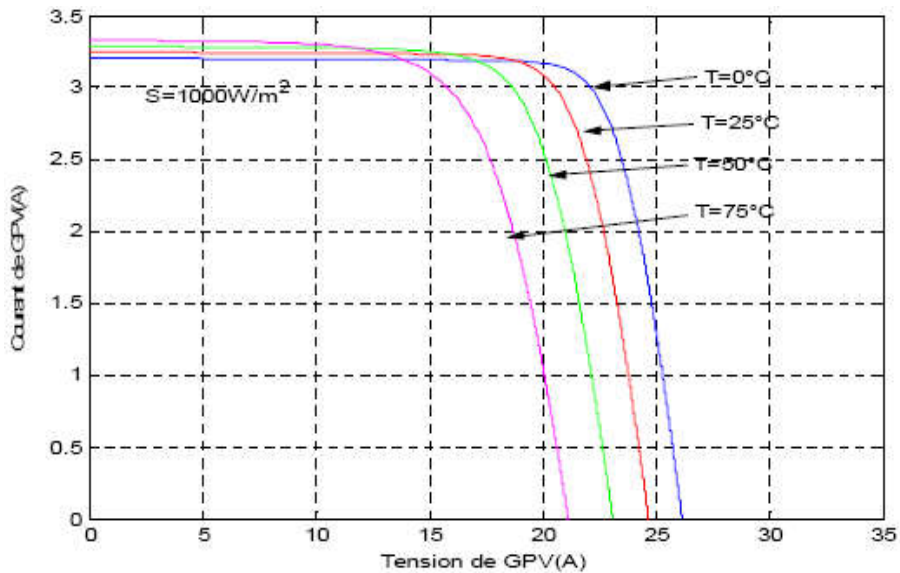


FIGURE I-13 : Courbes I(V) d'un panneau à diverses températures

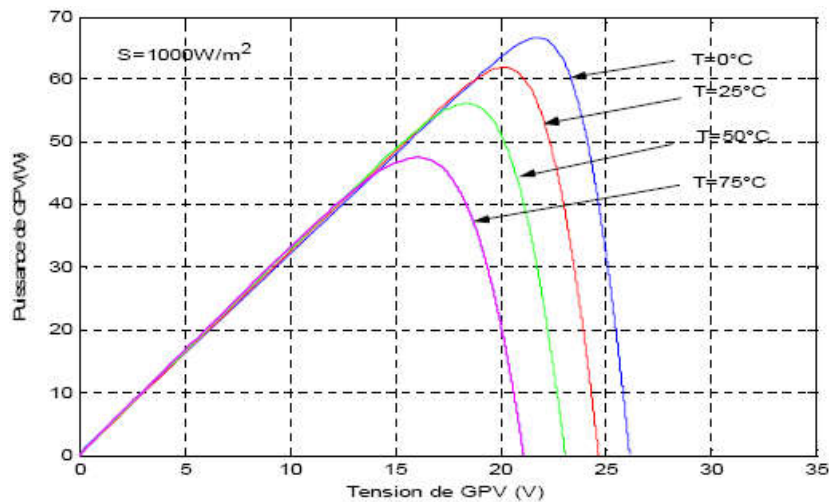


FIGURE I-14 : Courbes P(V) d'un panneau à diverses températures

On remarque qu'une élévation de la température de jonction des modules solaires provoque une diminution de la tension et une augmentation du courant.

Dans le cas de cellules au silicium, le courant augmente d'environ $0.025 \text{ mA/cm}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$; alors que la tension diminue de $2.2 \text{ mV/}^\circ\text{C}$.

Plus la température augmente et moins le module est performant.

La puissance électrique produite par un panneau photovoltaïque dépend fortement de l'ensoleillement et à un degré moins important de la température des cellules. Ces deux variables influençant le comportement du système présentent des fluctuations quotidiennes et saisonnières. Pour ces raisons, le panneau photovoltaïque ne peut fournir une puissance maximale que pour une tension particulière et un courant bien déterminé ; ce fonctionnement à puissance maximale dépend de la charge à ses bornes. À cet effet et en fonction du type de cette charge, un dispositif de contrôle devra être intégré dans le circuit de commande du convertisseur (hacheur ou onduleur). Ce dernier doit être capable de faire fonctionner le panneau photovoltaïque à sa puissance maximale.

I.6- LE CHAMP PHOTOVOLTAÏQUE :

Le module photovoltaïque est par définition un ensemble de photopiles assemblé pour générer une puissance électrique exploitable. En effet, une photopile élémentaire ne génère pas suffisamment de tension (entre 0.5 et 1.5 V selon les technologies). Un module photovoltaïque se compose généralement d'un circuit de 36 cellules en série. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (éthylène-vinyle-acétate) et protégé sur la surface avant d'un verre trempé à haute transmission et d'une bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière d'un polyéthylène.

Afin d'obtenir des puissances de quelques kilowatts à quelques mégawatts, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en série et en parallèle pour former un panneau ou un champ photovoltaïque.

I.6.1- ASSOCIATION EN SERIE :

Une association de N_S modules en série permet d'augmenter la tension du module photovoltaïque. Les modules sont alors traversés par le même courant et la caractéristique

résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque module.

$$V_{OC-NS} = N_S \cdot V_{OC} \text{ avec } I_{CC-NS} = I_{CC} \quad (I.7)$$

V_{OC-NS} : Tension en circuit ouvert pour l'association série

I_{CC-NS} : Courant de court-circuit pour l'association série

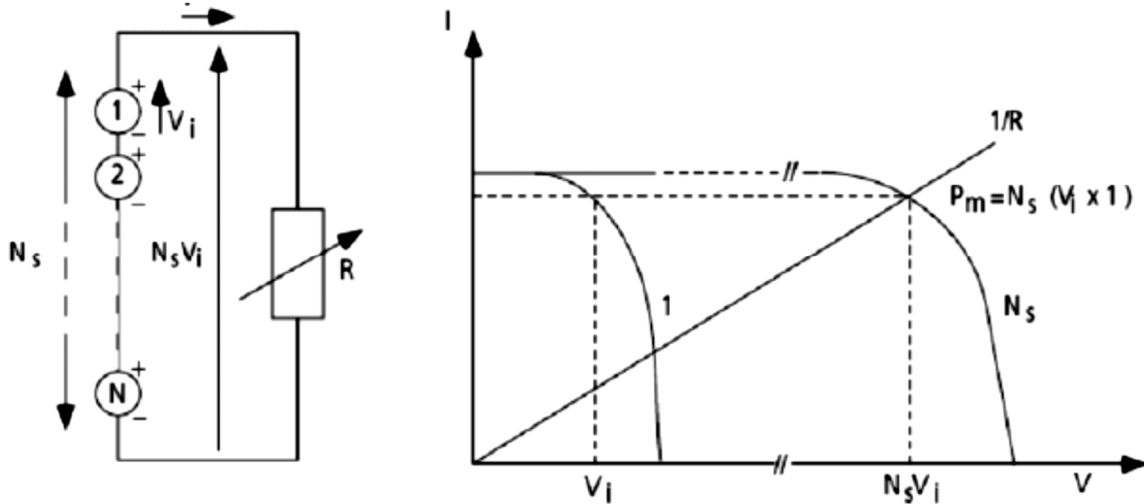


FIGURE I-15 : Association de panneaux en série

I.6.2- ASSOCIATION EN PARALLELE :

Une association de N_p modules en parallèle est possible et permet d'accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de modules identiques connectés en parallèle, les modules sont soumis à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants.

$$I_{CC-NP} = N_p \cdot I_{CC} \text{ avec } V_{OC-NP} = V_{OC} \quad (I.8)$$

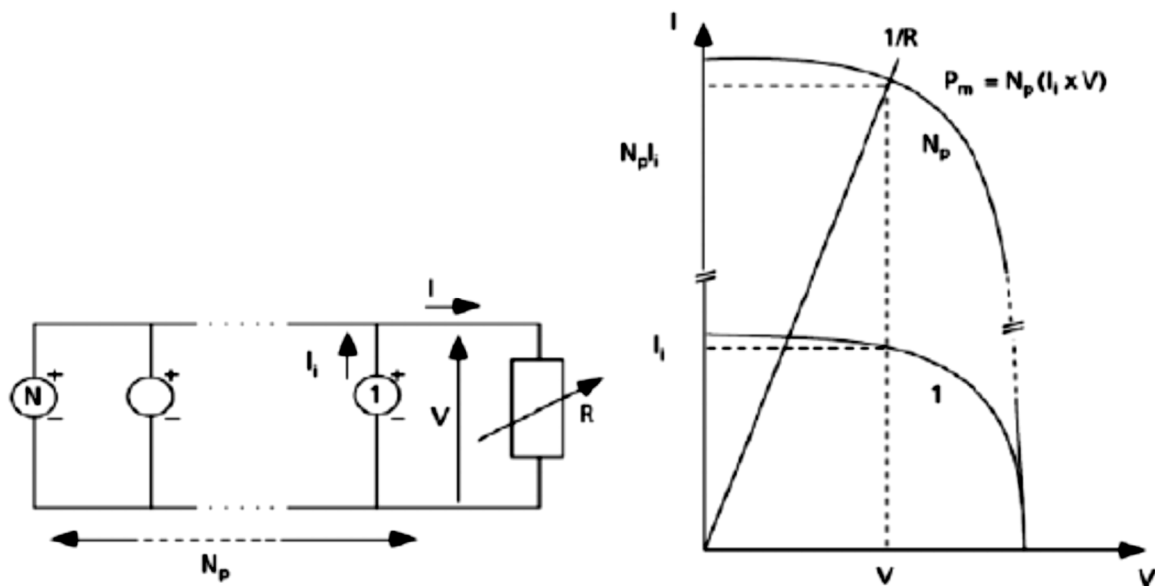


FIGURE I-16 : Association en parallèle

I.7- SYSTEME DE CONVERSION :

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ photovoltaïque et la charge (sans stockage avec charge en continu, il portera le nom de convertisseur continu continu), soit entre la batterie et la charge (il sera alors appelé onduleur ou convertisseur continu alternatif).

I.7.1- CONVERTISSEUR CONTINU–CONTINU :

Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ photovoltaïque correspondant au point de puissance maximale.

Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (Maximum Power Point Tracking). Son rendement se situe entre 90 et 95 %.

I.7.2- CONVERTISSEUR CONTINU–ALTERNATIF :

C'est un dispositif destiné à convertir le courant continu en courant alternatif. La forte évolution de ce type de convertisseur s'est appuyée d'une part sur le développement de composants à semi-conducteurs entièrement commandés, robustes et rapides, et, d'autre part, sur l'utilisation quasi généralisée des techniques dites de « Modulation de Largeur d'Impulsions » (MLI). Ces dernières s'appuient sur les performances en matière de fréquence de découpage des semi-conducteurs.

I.8- STOCKAGE DE L'ENERGIE :

I.8.1- LES BATTERIES :

La batterie sert à stocker l'énergie produite par le champ de modules photovoltaïques. Il y a nécessité de stockage chaque fois que la demande énergétique est décalée. Dans le temps vis-à-vis de l'apport énergétique solaire.

En effet, la demande énergétique est une fonction de la charge à alimenter et les appareils utilisés. L'apport énergétique solaire est périodique (alternance jour/nuit). Ce décalage entre la demande et l'apport énergétique nécessite un stockage d'électricité.

Le système tampon utilisé le plus couramment pour les systèmes photovoltaïques est les batteries d'accumulateurs électrochimiques.

Dans un système photovoltaïque, la batterie remplit trois fonctions importantes :

Autonomie : Une batterie permet de répondre aux besoins de la charge en tout temps, même la nuit ou par temps nuageux.

Courant de surcharge : Une batterie permet de fournir un courant de surcharge pendant quelques instants, c'est-à-dire un courant plus élevé que celui que peut fournir le champ photovoltaïque. Ceci est nécessaire pour faire démarrer les moteurs et les autres appareils requérant un courant de démarrage de 3 à 5 fois supérieur au courant d'utilisation.

Stabilisation de la tension : Une batterie permet de fournir une tension constante, en éliminant les écarts de tension du champ photovoltaïque et en permettant aux appareils un fonctionnement à une tension optimisée.

I.8.2- LES TYPES DE BATTERIES :

Il existe deux types de batteries :

Les batteries ouvertes : Sont des batteries au plomb contenant de l'électrolyte liquide dont l'eau doit être contrôlée.

Les batteries étanches : Ne contiennent pas de liquide, mais du gel. Ainsi, elles peuvent fonctionner dans toutes les positions et ne demandent absolument aucun entretien puisqu'il n'y a pas d'eau à rajouter.

I.9- AVANTAGES ET INCONVENIENTS D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE :

I.9.1- AVANTAGES :

Parmi les avantages d'une installation photovoltaïque, on peut citer :

- Haute fiabilité ; l'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Caractère modulaire des panneaux photovoltaïques ; ceci permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatt au mégawatt.
- Coût de fonctionnement très faible ; vu les entretiens réduits, et la non-nécessité du combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.
- Qualités écologiques ; le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

I.9.2- INCONVENIENTS :

Parmi les inconvénients, on note :

- Fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût très élevé.
- Rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10 à 15 % avec une limite théorique pour une cellule de 28 %.
- Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour de faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- Tributaire des conditions météorologiques.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.

- Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1 eV. Tous les rayons incidents ayant une énergie plus faible ne seront donc pas transformés en électricité. De même, les rayons lumineux dont l'énergie est supérieure à 1 eV perdront cette énergie, le reste sera dissipé sous forme de chaleur.

I.10- CONCLUSION :

Durant le présent chapitre, nous avons donné quelques généralités relatives aux domaines de l'énergie solaire photovoltaïque. Ces connaissances nous permettent par la suite d'éclaircir notre objectif vu les avantages présentés par l'énergie solaire photovoltaïque en dépit du coût du système. Cette dernière contrainte nous pousse à retrouver la meilleure architecture permettant d'extraire le maximum des performances afin d'optimiser le système et de réduire les dépenses.

Chapitre II

Panneaux solaires photovoltaïques

Un système solaire photovoltaïque est un système complexe qui se compose de différents éléments interactifs dont l'un agit sur l'autre de différentes manières dans des limites imposées par les stratégies de commande employées. La modélisation des différents éléments d'un tel système tels que l'ensoleillement, les panneaux photovoltaïques, les convertisseurs statiques et la charge implique la connaissance de plusieurs disciplines et exige une bonne compréhension des interactions entre elles. À cet effet, plusieurs codes de simulation ont été développés [11-16]. Ces derniers sont plus au moins simplifiés et ne sont pas assez précis et riches pour reproduire le comportement réel d'un tel système surtout en ce qui concerne les régimes transitoires.

Dans ce chapitre, nous allons présenter la modélisation d'un système solaire relié à une charge résistive où les modèles mathématiques des différents éléments constitutifs seront développés. Nous considérons pour le comportement électrique du panneau photovoltaïque un modèle en une seule exponentielle ; pour lequel nous allons présenter une nouvelle approche d'estimation de ses paramètres en fonction de l'ensoleillement et de la température. Ces paramètres seront déterminés à partir de la connaissance de trois points de fonctionnement : en court-circuit, en circuit ouvert, et à puissance maximale. L'approche adoptée concerne a priori en la résolution d'un système d'équations constituant les trois points de fonctionnement pour écrire tous les paramètres du modèle en fonction de la résistance série.

A partir de ce modèle, une nouvelle architecture de connexion série/parallèle entre panneaux sera présentée. Cette dernière a pour objectif l'amélioration du fonctionnement du régulateur MPPT pour les charges qui demandent un courant de démarrage plus important que celui du régime normal.

Vers la fin, nous concluons cette partie par les résultats de simulation relatifs à la nouvelle optimisation du régulateur MPPT ; tout en voyant l'avantage de cette dernière et la flexibilité apportée au générateur solaire. La figure II-1 représente une configuration typique d'un système solaire photovoltaïque relié directement à une charge résistive, qui nous permet par la suite de tester l'optimisation du régulateur MPPT dont on vient de parler :

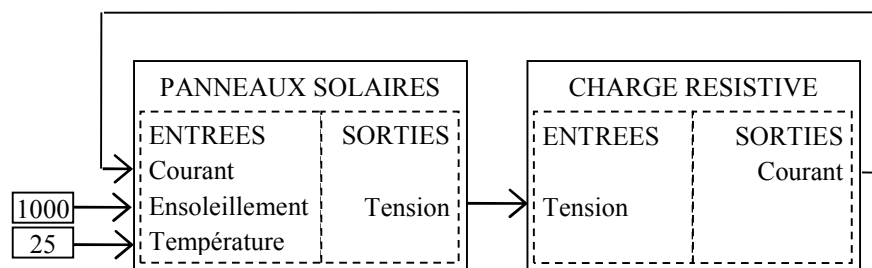


FIGURE II- 1 : Liaison d'une charge résistive à un générateur photovoltaïque

II.1- LES DIFFERENTS MODELES ELECTRIQUES D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE :

La modélisation mathématique d'une cellule photovoltaïque est indispensable pour toute opération d'optimisation du rendement ou de diagnostic du générateur photovoltaïque. La cellule photovoltaïque est représentée généralement par un circuit équivalent dont les paramètres sont calculés à partir des caractéristiques courant-tension en fonction de l'ensoleillement et de la température.

Dans ce qui suit, nous allons présenter les différents modèles électriques d'une cellule photovoltaïque.

II.1.1- MODELE A DEUX DIODES :

II.1.1.1- MODELE A SEPT PARAMETRES (2M7P) :

Il est connu par le nom 2M7P (2 Mechanism model with 7Parameters). Le fonctionnement d'une cellule solaire peut être modélisé en considérant le schéma électrique équivalent ci-dessous (figure II.2). Il consiste en la description mathématique d'un circuit réalisé par la connexion en parallèle de deux diodes [17, 18].

La résistance série R_S rend compte de la résistivité du matériau, de celle des électrodes et du contact semi-conducteur/métal. Elle doit idéalement être la plus faible possible pour limiter son influence sur le courant de la cellule. Ceci peut être réalisé en optimisant le contact semi-conducteur/métal, et en diminuant la résistivité du matériau utilisé.

La résistance parallèle (shunt) R_{SH} traduite quant à elle, la présence d'un courant de fuite, causé par un défaut. Cette valeur devra être la plus élevée possible.

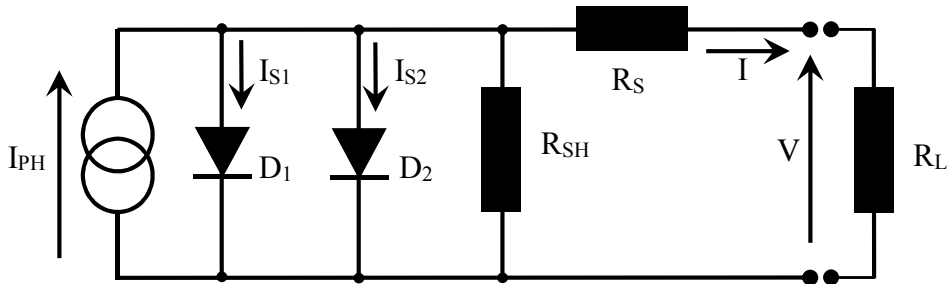


FIGURE II- 2 : Modèle à 7 paramètres (2M7P)

Le modèle à deux diodes est représenté par une équation implicite du courant qui ne peut être résolue qu'à l'aide de méthodes itératives. Cette équation caractéristique $I(V)$ est représentée par :

$$I = I_{PH} - I_{S1} \cdot \left(\exp\left(\frac{q \cdot (V + R_S I)}{\alpha_1 \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right) - I_{S2} \cdot \left(\exp\left(\frac{q \cdot (V + R_S I)}{\alpha_2 \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right) - \frac{V + R_S I}{R_{SH}} \quad (II.1)$$

Les paramètres de ce circuit sont :

I_{PH} : le photo-courant,

I_{S1} : courant inverse de saturation de la diode 1,

I_{S2} : courant inverse de saturation de la diode 2 ;

α_1 : le facteur de qualité de la diode 1,

α_2 : le facteur de qualité de la diode 2,

R_S : la résistance série,

R_{SH} : la résistance parallèle.

II.1.1.2- MODELE A SIX PARAMETRES (2M6P) :

Si la résistance shunt est considérée infinie ($R_{SH} = \infty$), le nombre de paramètres à déterminer devient 6 et le nom du modèle dans ce cas est 2M6P (2 Mechanism model with 6 Parameters). Cette simplification est justifiée par le fait que la résistance shunt est d'habitude beaucoup plus grande que les autres résistances, donc le courant qui la traverse est négligeable. Il consiste aussi en la description mathématique d'un circuit réalisé par la connexion en parallèle de deux diodes [17, 18].

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique suivant :

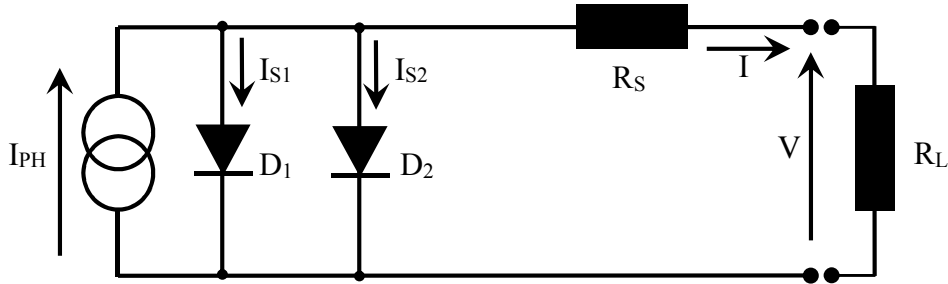


FIGURE II- 3 : Modèle à 6 paramètres (2M6P)

La relation courant-tension pour ce circuit aura la forme suivante :

$$I = I_{PH} - I_{S1} \cdot \left(\exp\left(\frac{q \cdot (V + R_S I)}{\alpha_1 \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right) - I_{S2} \cdot \left(\exp\left(\frac{q \cdot (V + R_S I)}{\alpha_2 \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right) \quad (\text{II.2})$$

II.1.1.3- MODELE A CINQ PARAMETRES (2M5P) :

Le circuit équivalent de ce modèle à cinq paramètres (2 Mechanism model with 5Parameters) est obtenu en ajoutant encore une simplification au circuit du modèle. Cette simplification se traduit par supposer que la résistance shunt est infinie, et que la résistance série est nulle [17, 18].

Le circuit équivalent sera représenté comme suit :

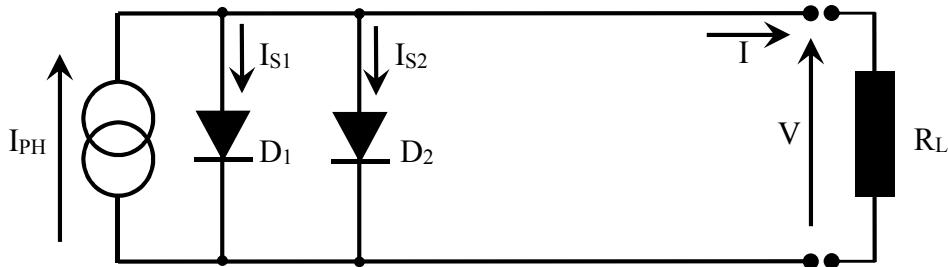


FIGURE II- 4 : Modèle à 5 paramètres (2M5P)

La relation courant-tension pour ce circuit aura la forme suivante :

$$I = I_{PH} - I_{S1} \cdot \left(\exp\left(\frac{q \cdot V}{\alpha_1 \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right) - I_{S2} \cdot \left(\exp\left(\frac{q \cdot V}{\alpha_2 \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right) \quad (\text{II.3})$$

II.1.2- MODELE A UNE SEULE DIODE :

Le fonctionnement d'un module photovoltaïque est décrit par le modèle standard à une diode. Il se généralise au modèle des panneaux photovoltaïques considérés comme un ensemble de cellules identiques branchées en série ou parallèle.

Une description plus simple est obtenue à partir du modèle à une exponentielle. Ce modèle comporte une diode de moins par rapport au modèle à deux exponentielles, ce qui implique que ce modèle comporte dans l'équation de la caractéristique courant-tension une exponentielle de moins.

II.1.2.1- MODELE A CINQ PARAMETRES (L5P) :

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique de la figure II-5 qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux, les pertes sont modélisées par les deux résistances, une résistance shunt et une résistance série [17, 18]. Il est connu aussi sous le nom L3P (Lumped, 1Mechanism model with5 Parameters).

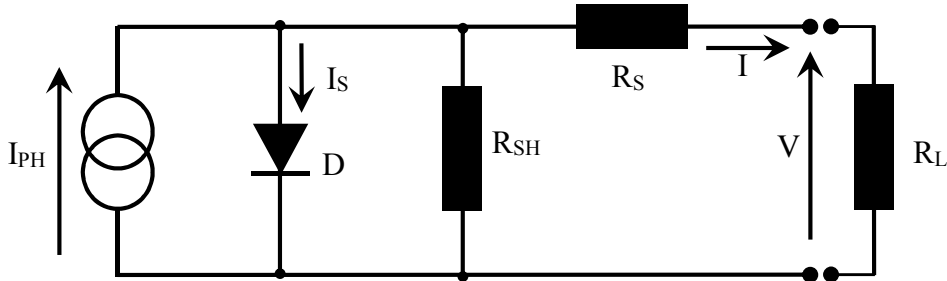


FIGURE II- 5 : Modèle à 5 paramètres (L5P)

Le modèle fait donc intervenir les cinq paramètres inconnus suivants :

I_{PH} : le courant photonique,

I_S : courant de saturation,

α : facteur de qualité de la diode,

R_S : la résistance série,

R_{SH} : la résistance parallèle.

L'équation caractéristique est déduire d'une manière directe à partir de la loi de Kirchhoff :

$$I = I_{PH} - I_S \cdot \left(\exp\left(\frac{q \cdot (V + R_S I)}{\alpha \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right) - \frac{V + R_S I}{R_{SH}} \quad (II.4)$$

II.1.2.2- MODELE A QUATRE PARAMETRES (L4P) :

Le modèle à quatre paramètres est un modèle largement utilisé, il a été étudié par Townsend [18]. Ce modèle traite la cellule photovoltaïque comme une source de courant, dépendante de l'éclairement, connectée en parallèle avec une diode et en série avec une résistance série R_S [17, 18].



FIGURE II- 6 : Modèle à 4 paramètres (L4P)

Les quatre paramètres de ce modèle sont :

I_{PH} : le courant photonique,

I_S : courant de saturation,

α : facteur de qualité de la diode,

R_S : la résistance séries.

Ces paramètres ne sont pas des quantités mesurables et ne sont pas généralement inclus dans les données des fabricants. Par conséquent, ils doivent être déterminés à partir des systèmes des équations $I(V)$ pour différents points de fonctionnement donnés par les fabricants.

L'équation décrivant ce modèle est donnée par :

$$I = I_{PH} - I_S \cdot \left(\exp\left(\frac{q \cdot (V + R_S I)}{\alpha \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right) \quad (II.5)$$

II.1.2.3- MODELE A TROIS PARAMETRES (L3P) :

Une cellule photovoltaïque peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant I_L proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode qui correspond à la jonction P-N de la cellule. Il est connu aussi sous le nom L3P (Lamped, 1Mechanism model with 3Parameters). Pour un générateur photovoltaïque idéal, la tension aux bornes de la résistance est égale à celle aux bornes de la diode [17, 18]. Le schéma électrique équivalent de la cellule photovoltaïque pour ce modèle est représenté :

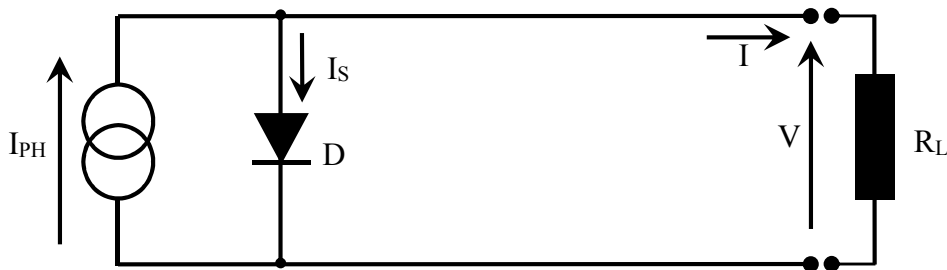


FIGURE II- 7 : Modèle à 3 paramètres [1]

L'équation décrivant ce modèle est donnée par :

$$I = I_{PH} - I_S \cdot \left(\exp\left(\frac{q \cdot V}{\alpha \cdot k \cdot T}\right) - 1 \right) \quad (II.6)$$

II.2- MODELISATION DU PANNEAU SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE :

Un panneau photovoltaïque se compose d'un certain nombre de modules qui sont constitués par l'association de cellules en série. La mise en série et en parallèle, des panneaux solaires, permet d'obtenir la tension et le courant exigés dont les performances dépendent de l'association des cellules et de la matière qui les compose. Le point de fonctionnement de cet ensemble de panneaux photovoltaïques est défini par l'intersection de sa caractéristique courant-tension avec la ligne de charge.

Notons que si l'on place une charge non nulle et non infinie aux bornes d'un panneau photovoltaïque, on se trouve dans un cas intermédiaire entre la situation d'un court-circuit et celle d'un circuit ouvert. Il en résulte ainsi une tension de travail inférieure à la tension correspondante à un circuit ouvert. D'où, la caractéristique fondamentale des cellules photovoltaïques est que pour un ensoleillement et une température donnés ni le courant ni la

tension de fonctionnement ne sont imposés, seule la courbe $I(V)$ est fixe et c'est la valeur de la charge aux bornes du panneau qui va déterminer le point de fonctionnement.

Le comportement d'un panneau photovoltaïque peut être représenté par une courbe caractéristique du courant en fonction de la tension. Un modèle de représentation du comportement électrique doit permettre d'aboutir à une approximation de la caractéristique courant-tension à partir des variables : tension à vide (V_{OC}), courant de court-circuit (I_{SC}), et MPP (V_{OP} et I_{OP}). A partir des caractéristiques fournies par les fabricants ou déterminées par la mesure des différents éléments, nous essayerons d'obtenir les paramètres nécessaires.

Le comportement électrique d'une cellule photovoltaïque est décrit le plus souvent par un modèle à une diode ou en une seule exponentielle [11-20]. Le circuit équivalent de ce modèle est représenté par le schéma de la figure II-5.

Cette formulation établit des relations pour évaluer le courant et la tension en fonction de la température et de l'ensoleillement. Cette modélisation est représentée par l'équation II.4.

Le point de fonctionnement du panneau photovoltaïque est caractérisé par :

$$\begin{cases} V_{PV} = n_s \cdot V \\ I_{PV} = n_p \cdot I \end{cases} \quad (II.7)$$

Plusieurs travaux de recherche ont montré que ce modèle se prête mieux aux mesures de la caractéristique courant-tension pour de basses et moyennes tensions [13, 20]. Ce modèle est implicite et non-linéaire, alors la recherche ou la détermination d'une solution analytique serait une tâche délicate.

La caractéristique courant-tension est également influencée par la température des cellules. Dans ce travail, la température des cellules (T) est calculée par une fonction linéaire simplifiée de la variable ensoleillement disponible noté (G) [12, 13]. L'équation qui suit décrit le modèle thermique de la cellule :

$$T = T_0 + 0.03 \cdot G \quad (II.8)$$

Le paramètre « 0.03 » peut être déterminé par une interpolation des données mesurées. Ceci se traduit par une augmentation de la température de 30 °K pour un flux égal à 1000 W/m².

Le photo-courant (I_{PH}) généré par le panneau photovoltaïque est proportionnel à l'ensoleillement disponible (G) et est supposé linéairement fonction de la température de fonctionnement [12-14, 20] ; soit :

$$I_{ph} = (C_0 + C_1 \cdot T) \cdot \frac{G}{G^*} \quad (II.9)$$

Où les constantes (C_0) et (C_1) sont exprimées selon :

$$C_0 = \frac{I_{SC1} \cdot T_2 - I_{SC2} \cdot T_1}{T_2 - T_1} \quad \text{et} \quad C_1 = \frac{I_{SC2} - I_{SC1}}{T_2 - T_1}$$

La dépendance, du courant de saturation (I_s) en fonction de la température, est représentée par :

$$I_s = C_2 \cdot T^3 \cdot \exp\left(\frac{-q \cdot E_g}{k \cdot T}\right) \quad (II.10)$$

Avec :

$$C_2 = \frac{I_{SC1} \cdot \exp\left(\frac{q \cdot E_g}{\alpha k T_1}\right)}{T_1^3 \cdot \left(\exp\left(\frac{q \cdot V_{OC1}}{\alpha k T_1}\right) - 1\right)}$$

(E_g) est la tension de gap du matériau utilisé pour la fabrication des cellules ; elle est égale à 1.12 eV pour le silicium cristallin et à 1.75 eV pour le silicium amorphe.

II.3- IDENTIFICATION DES PARAMETRES DU PANNEAU SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE :

Une identification des paramètres, des éléments constituant le schéma de la figure II-5, sera illustrée. À partir des caractéristiques physiques fournies par le fabricant du panneau solaire, nous essayerons d'obtenir les paramètres nécessaires à la simulation.

Nous considérons pour le comportement électrique du panneau photovoltaïque un modèle en une seule exponentielle ; pour lequel nous allons présenter une nouvelle approche d'estimation de ses paramètres en fonction de l'ensoleillement et de la température. Ces paramètres seront déterminés à partir de la connaissance de trois points de fonctionnement : en court-circuit, en circuit ouvert et à puissance maximale. L'approche adoptée concerne a priori en la résolution d'un système d'équations constituant les trois points de fonctionnement pour écrire tous les paramètres du modèle en fonction de la résistance série. Dans une seconde étape, nous faisons une résolution itérative pour le point de fonctionnement optimal tout en utilisant la méthode de Newton-Raphson pour calculer la valeur de la résistance série ainsi que les paramètres du modèle. Une fois le modèle du panneau est identifié, nous considérons d'autres équations pour la prise en compte de l'effet de l'ensoleillement et de la température.

Un panneau photovoltaïque se compose d'un certain nombre de modules ; ces derniers sont supposés ayant les mêmes caractéristiques. Rappelons que le modèle en une seule exponentielle est non linéaire et implicite ; donc, une solution itérative sera déterminée par la méthode de Newton-Raphson. Ainsi, la connaissance des valeurs initiales s'avère nécessaire puisque le choix inadéquat de ces dernières aura comme conséquence la divergence de l'algorithme. Nous supposons qu'initialement (R_s) est nulle, ceci permet seulement le calcul de I_{PH} , I_S , R_S et R_P . Ainsi, la connaissance de ces derniers paramètres permettra le calcul du courant débité (I) en fonction de la tension (V).

La reformulation de l'équation (II.4) donne :

$$I = I_L - I_S \cdot \left(\exp(V_T \cdot (V + R_S I)) - 1\right) - R_{SH}^{-1} \cdot (V + R_S I) \quad (II.11)$$

$$\text{Avec : } V_T = \frac{q}{\alpha \cdot k \cdot T}$$

Nous considérons que le facteur (V_T) est constant puisqu'il s'agit d'une résolution de cette dernière équation à un ensoleillement et une température constants.

Trois points de fonctionnement du panneau photovoltaïque sont connus, à savoir le point de fonctionnement en circuit ouvert, en court-circuit, et celui en fonctionnement à puissance maximale. L'évaluation de l'équation (II.11) en ces points se résume comme suit :

$$\begin{cases} 0 = I_{ph} - I_S(\exp(V_T V_{OC}) - 1) - R_P^{-1} V_{OC} & \text{(circuit ouvert)} \\ I_{SC} = I_{ph} - I_S(\exp(V_T R_S I_{SC}) - 1) - R_P^{-1} R_S I_{SC} & \text{(court-circuit)} \\ I_{OP} = I_{ph} - I_S(\exp(V_T (V_{OP} + R_S I_{OP}) - 1) - R_P^{-1} (V_{OP} + R_S I_{OP})) & \text{(MPP)} \end{cases} \quad (\text{II.12})$$

Sous forme matricielle, l'équation ci-dessus peut être écrite selon :

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_{SC} \\ I_{OP} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -C & -V_{OC} \\ 1 & -B & -R_S I_{SC} \\ 1 & -A & -V_{OP} - R_S I_{OP} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{ph} \\ I_S \\ R_P^{-1} \end{bmatrix} = [M] \cdot \begin{bmatrix} I_{ph} \\ I_S \\ R_P^{-1} \end{bmatrix} \quad (\text{II.13})$$

$$\text{Avec : } \begin{cases} A = \exp(V_T (V_{OP} + R_S I_{OP})) - 1 \\ B = \exp(V_T R_S I_{SC}) - 1 \\ C = \exp(V_T V_{OC}) - 1 \end{cases}$$

À noter que, la matrice (M) est une fonction de R_S , V_T , V_{OC} , I_{SC} , V_{OP} et I_{OP} .

Après tout calcul fait, nous obtenons de l'équation (II.13) ce qui suit :

$$\begin{cases} I_{ph} = \det_M^{-1} \cdot (V_{OC} I_{SC} A - V_{OC} I_{OP} B - V_{OP} I_{SC} C) \\ I_S = \det_M^{-1} \cdot (V_{OC} I_{SC} - V_{OC} I_{OP} - V_{OP} I_{SC}) \\ R_P^{-1} = \det_M^{-1} \cdot (I_{SC} A - I_{OP} B - (I_{SC} - I_{OP}) C) \end{cases} \quad (\text{II.14})$$

$$\text{Avec : } \det_M = (V_{OC} - R_S I_{SC}) A + (-V_{OC} + V_{OP} + R_S I_{OP}) B + (-V_{OP} + R_S (I_{SC} - I_{OP})) C$$

Comme les valeurs de V_T , V_{OC} , I_{SC} , V_{OP} et I_{OP} sont déjà connues, la connaissance de la valeur de (R_S) permettra donc le calcul de (I_{PH}), (I_S) et (R_P). Alors, pour calculer la valeur de la résistance série (R_S), nous sommes obligés d'utiliser une autre équation qui sera obtenue à partir de la dérivée de la puissance.

Pour un fonctionnement optimal, le panneau photovoltaïque débite le maximum de sa puissance ; d'où la dérivée de cette dernière en ce point est nulle. Alors, on peut écrire :

$$\left. \frac{dP}{dV} \right|_{MPP} = 0 \quad \Rightarrow \quad \boxed{\left. \frac{dI}{dV} \right|_{V_{OP}} = - \frac{I_{OP}}{V_{OP}}} \quad (\text{II.15})$$

La dérivée de l'équation (II.11) par rapport à la tension peut être exprimée par :

$$\frac{dI}{dV} = -(R_S + (V_T \cdot I_S \cdot \exp(V_T (V + R_S I)) + R_P^{-1})^{-1})^{-1} \quad (\text{II.16})$$

Nous introduisons l'équation (II.15) dans l'équation (II.16), puis nous définissons une fonction f_{R_S} donnée par :

$$f_{R_S} = I_{OP} - (V_{OP} - R_S I_{OP}) (V_T \cdot I_S \cdot \exp(V_T (V_{OP} + R_S I_{OP})) + R_P^{-1}) \quad (\text{II.17})$$

Comme I_S et R_P dépendent de R_S , la fonction f_{R_S} l'est également. La résolution de l'équation $f_{R_S} = 0$ avec l'algorithme de Newton-Raphson implique le calcul de sa dérivée ; soit :

$$\begin{aligned} \frac{df_{R_S}}{dR_S} = & - \frac{V_T I_M I_{SC} (V_M - R_S I_M) (A - B)}{\det_M} + R_P^{-1} \left(I_M + \frac{V_M - R_S I_M}{\det_M} \cdot \frac{d \det_M}{dR_S} \right) + \\ & V_T \cdot I_S \cdot \exp(V_T (V_M + R_S I_M)) \cdot \left(I_M (1 - V_T (V_M - R_S I_M)) + \frac{V_M - R_S I_M}{\det_M} \cdot \frac{d \det_M}{dR_S} \right) \end{aligned} \quad (\text{II.18})$$

Avec :

$$\frac{d \det_M}{d R_S} = (V_T I_M (V_{OC} - R_S I_{SC}) - I_{SC}) A + (V_T I_{SC} (-V_{OC} + V_M + R_S I_M) + I_M) B + (I_{SC} - I_M) C + V_T (V_M I_{SC} - V_{OC} (I_{SC} - I_M)) \quad (II.19)$$

À noter que la convergence de l'algorithme dépend de l'erreur admissible choisie et de la valeur initiale de la résistance (R_S). L'expression de l'erreur est donnée par l'équation suivante :

$$\text{erreur} = f_{R_S} \cdot \left(\frac{df_{R_S}}{dR_S} \right)^{-1} \quad (II.20)$$

L'approche de détermination des paramètres, régissant le comportement du panneau photovoltaïque, peut être schématisée par l'organigramme qui suit :

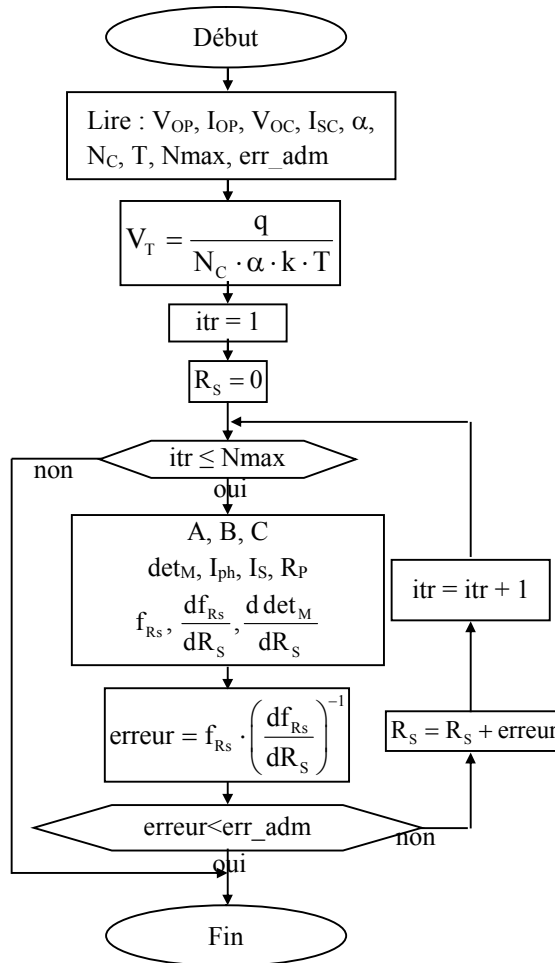


FIGURE II- 8 : Organigramme de détermination des paramètres d'un panneau photovoltaïque

II.3.1- RESULTATS DE SIMULATIONS :

Après plusieurs tests de simulation, nous avons constaté que l'algorithme développé pour identifier les paramètres du panneau photovoltaïque converge après quelques itérations et ceci dépend de l'erreur admissible et de la valeur initiale de la résistance série (R_S).

Nous avons choisi un panneau solaire « Solo line 80 » du fabricant « LUXOR », et qui possède les caractéristiques suivantes : $P_{MPP} = 80 \text{ Wp}$ (+/-3 %), $V_{MPP} = 17.86 \text{ V}$, $I_{MPP} = 4.50 \text{ A}$, $V_{OC} = 21.96 \text{ V}$, $I_{SC} = 5.06 \text{ A}$ (mesures effectuées en conditions standards : 1000 W/m^2 , AM 1.5, $25 \text{ }^\circ\text{C}$)

Après identification des paramètres, nous avons obtenu les paramètres suivants :

$$I_{PH} = 5.077 \text{ A}$$

$$I_s = 12.17 \text{ nA}$$

$$R_p = 62.89 \ \Omega$$

$$R_s = 0.2118 \ \Omega$$

Le schéma de la figure II-9 représente le résultat de simulation du comportement du panneau photovoltaïque après identification des paramètres à partir de trois points de fonctionnement.

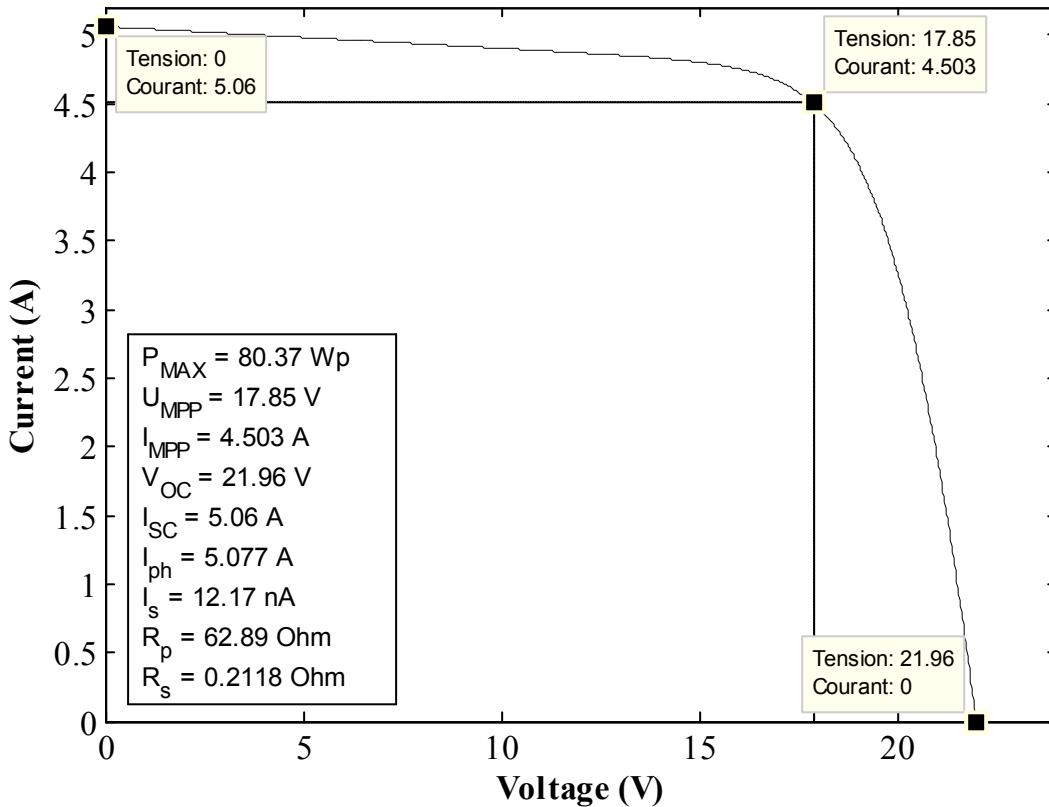


FIGURE II- 9 : Résultat d’identification des paramètres d’un panneau solaire « Solo Line 80 »

D’après le schéma de la figure II-9, nous remarquons que les paramètres identifiés, à partir de trois points de fonctionnement, émettent mieux le comportement réel des panneaux solaires.

II.3.2- POINT DE FONCTIONNEMENT :

Un panneau photovoltaïque sous un ensoleillement constant et uniforme a une caractéristique courant-tension de telle sorte que pour chaque ensoleillement il n’y a qu’un seul point de fonctionnement qu’on l’appelle le point de puissance maximale (MPP : Maximum Power Point). Pour ce dernier, le panneau fonctionne au rendement maximal et produit sa puissance maximale. Quand on lie une charge directement à un panneau photovoltaïque, ce point de fonctionnement n’est pas forcément le MPP, mais il sera l’intersection de la caractéristique courant-tension avec la ligne de charge. Cette situation est représentée sur le schéma de la figure II.10.

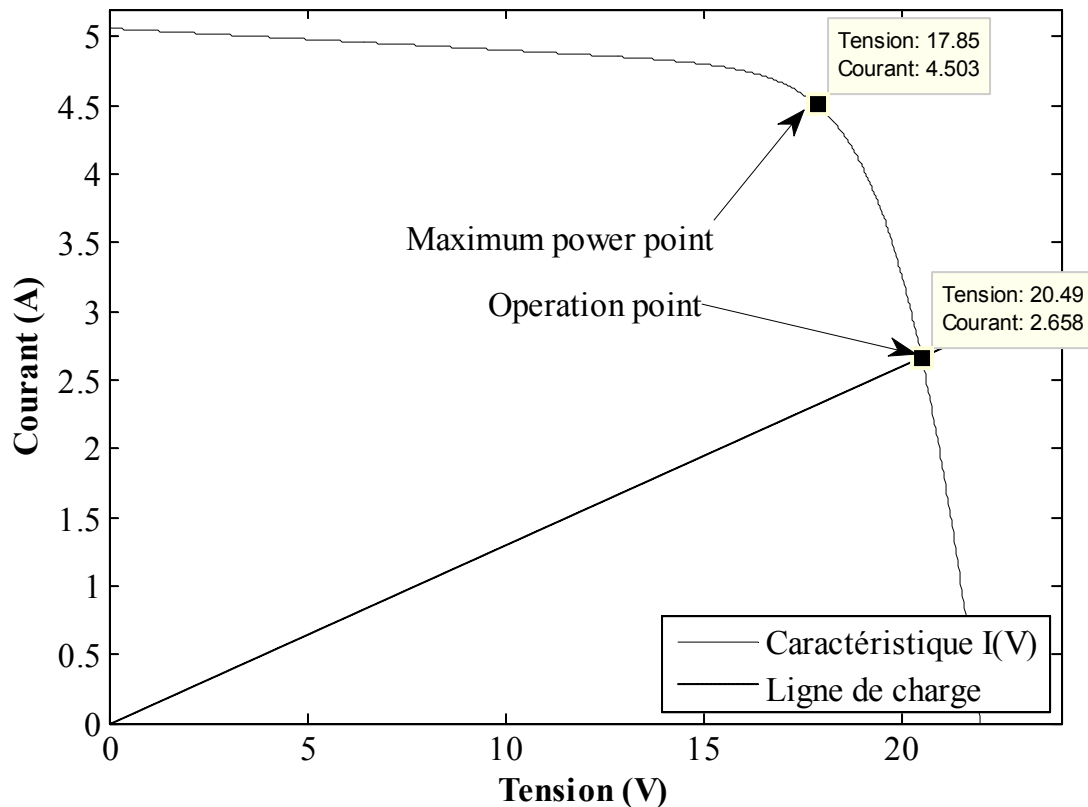


FIGURE II-10 : Point de fonctionnement d'un panneau photovoltaïque en couplage direct

Donc, en général le point de fonctionnement n'est pas au MPP du panneau photovoltaïque. Alors dans les couplages directs des charges, les panneaux photovoltaïques sont souvent surdimensionnés pour assurer une puissance suffisante à fournir à la charge ; ceci conduit à un système excessivement cher. Pour surmonter ce problème, le suivi de la puissance maximale peut être utilisé pour maintenir le fonctionnement du panneau photovoltaïque à sa puissance maximale. Le MPPT fait ceci en contrôlant la tension ou le courant du générateur indépendamment de celle de la charge. L'emplacement du MPP dans la caractéristique courant-tension du panneau photovoltaïque n'est pas connu a priori. Cependant, en fonction de l'intelligence de l'algorithme utilisé, le MPP peut être localisé et suivi soit par des calculs de modèle ou par un algorithme de recherche. La situation est encore plus compliquée du fait que le MPP dépend d'une manière non linéaire de l'ensoleillement et de la température.

II.4- SUIVI DE LA PUISSANCE MAXIMALE DU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE :

La puissance électrique produite par un panneau photovoltaïque dépend fortement de l'ensoleillement et à un degré moins important de la température des cellules. Ces deux variables influençant le comportement du système présentent des fluctuations quotidiennes et saisonnières. Pour ces raisons, le panneau photovoltaïque ne peut fournir une puissance maximale que pour une tension particulière et un courant bien déterminé ; ce fonctionnement à puissance maximale dépend de la charge reliée à ses bornes. À cet effet et en fonction du type de cette charge, un dispositif de contrôle devra être intégré dans le circuit de commande du convertisseur (hacheur ou onduleur). Ce dernier doit être capable de faire fonctionner le panneau photovoltaïque à sa puissance maximale.

La méthode de suivi de la puissance maximale connue sous le nom MPPT (Maximum Power Point Tracking) est basée sur l'utilisation d'un algorithme de recherche où le maximum de la courbe de puissance est estimé sans interrompre le fonctionnement normal du panneau photovoltaïque. Contrairement au contrôle à tension fixe, le MPPT n'est pas basé sur une valeur de référence prédéterminée mais il s'agit d'une recherche de la valeur de référence pour atteindre le maximum de la puissance sur la caractéristique courant-tension. À noter que le MPPT joue un rôle très important parce qu'il maximise le rendement et il réduit au minimum le coût.

II.4.1- PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DU MPPT :

Le MPPT d'un système solaire photovoltaïque peut être défini comme étant une commande qui fait varier le rapport cyclique d'un convertisseur statique de telle sorte que la puissance disponible aux bornes du générateur photovoltaïque soit maximale.

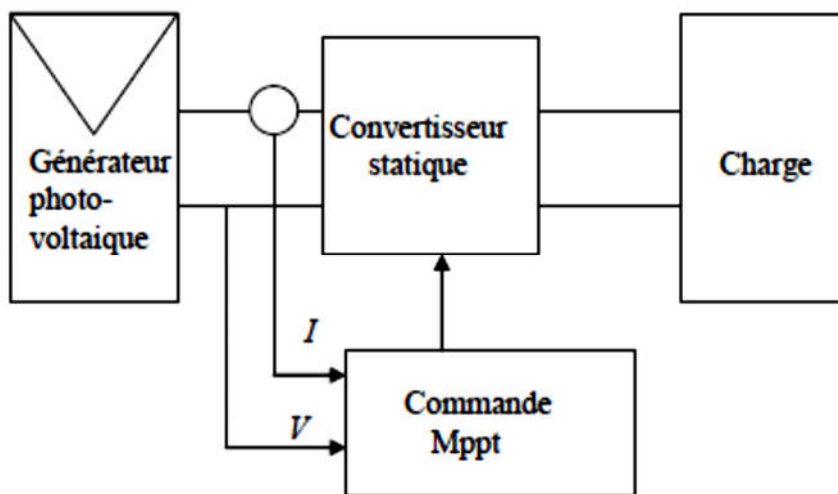


FIGURE II-11 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque avec convertisseur statique contrôlé par une commande MPPT sur charge quelconque

L'algorithme MPPT peut être plus ou moins compliqué pour rechercher la puissance maximale, mais en général il est basé sur la variation du rapport cyclique du convertisseur statique jusqu'à se placer sur le point de puissance maximale en fonction des évolutions des paramètres d'entrée du convertisseur statique (I et V).

Le principe d'un contrôleur MPPT est souvent basé sur le coude de la caractéristique P-V. C'est plus ou moins une méthode par tâtonnement, comme le montre la figure II-12.

On se place à un endroit de la courbe X_1 , et l'on regarde si la valeur du point suivant est supérieure ou non. Si oui, on se déplace au point suivant X_2 jusqu'au moment où le terme suivant X_n sera inférieur au précédent X_{n-1} . A ce moment, on prend un intervalle de valeur entre chaque point plus faible, et l'on recommence à partir de X_{n-1} , jusqu'à l'obtention du MPP au point X . Cependant, ce principe, facile à réaliser dans ces conditions, devient moins accessible lorsque l'éclairement intervient. En effet, lorsque l'intensité de l'éclairement varie, on passe ici à une valeur $E_2 < E_1$ et la caractéristique P-V change. Le point X , qui était jusqu'à présent le MPP, se retrouve en un mauvais point de fonctionnement dans les nouvelles conditions comme la montre la figure II-12 ; on voit l'apparition d'un nouveau point de fonctionnement MPP ici appeler X' .

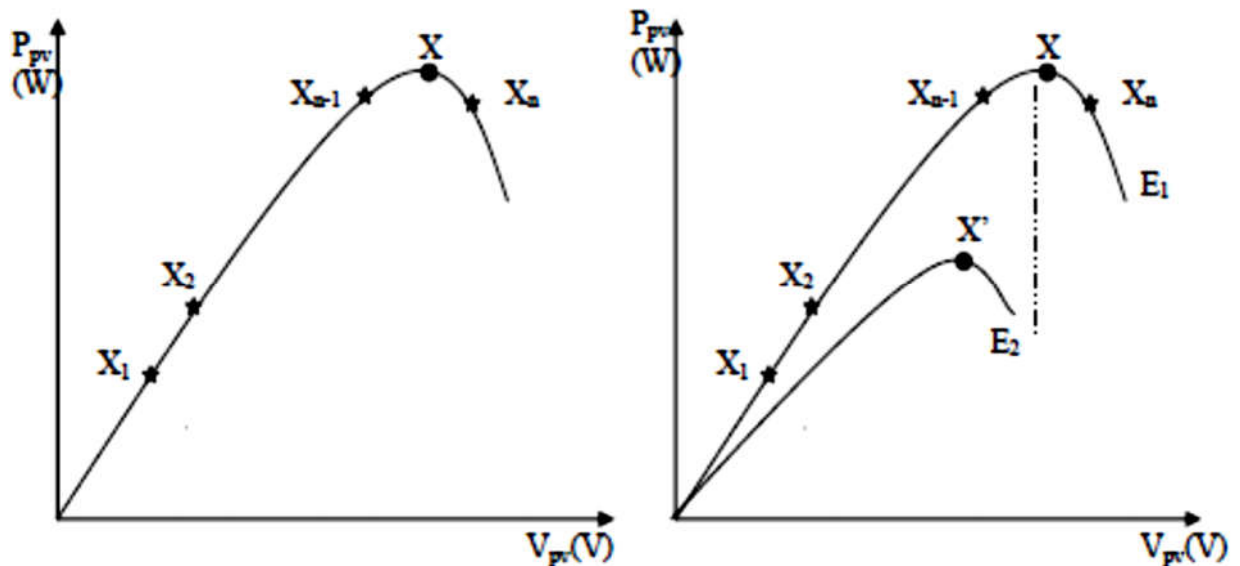


FIGURE II-12 : Principe de fonctionnement d'un contrôleur MPPT

Comme pour les régulateurs linéaires, le contrôle est basé sur un système de régulation qui a X_S et X_E respectivement comme variables de sortie et d'entrée. Dans la plupart des systèmes de régulation, seulement une mesure est nécessaire pour connaître le rapport entre X_S et X_E , mais ce n'est pas une condition suffisante dans un système où le rapport est une fonction du temps.

Le déplacement de X_E peut être assimilé à une perturbation dans la régulation du maximum. En effet, quand le signe de la dérivée de X_S est connu, et si cela signifie que X_S s'éloigne du maximum, alors le contrôleur change le signe de la direction de X_E pour retrouver le maximum. Cette constante évolution de X_E introduit un état d'oscillation autour de la valeur maximale. Cependant, plusieurs limites existent :

- La caractéristique P-V du générateur peut avoir plus d'un maximum. Cela se produit quand plusieurs cellules photovoltaïques avec leurs diodes de protection sont associées en série ou en parallèle.
- Des variations brutales peuvent apparaître au niveau de l'éclairage ou de la charge. Si le MPPT n'a pas une bonne dynamique, le MPP peut être perdu ; pendant le temps qu'il faudra pour retrouver le MPP, de nouvelles pertes de puissance vont apparaître.
- Des oscillations autour du MPP existent lors de la recherche de ce point. Cela introduit des pertes.

II.4.2- CLASSEMENT DES MPPT :

Nous pouvons classer d'une manière générale les commandes MPPT selon le type d'implémentation électronique : analogique, numérique ou mixte. Il est cependant plus intéressant de les classer selon le type de recherche qu'elles effectuent et selon les paramètres d'entrée de la commande MPPT. Bien qu'il existe un grand nombre de publications scientifiques qui présentent des commandes MPPT plus ou moins complexes, nous nous centrerons sur quelques-unes représentant le mieux un type d'algorithme.

II.4.2.1- CLASSEMENT SELON LES PARAMETRES D'ENTREES :

A — MPPT FONCTIONNANT A PARTIR DE L'ENTREE DU CONVERTISSEUR STATIQUE :

Il y a un certain nombre de MPPT qui effectue une recherche du point de puissance maximale selon l'évolution de la puissance fournie par le générateur photovoltaïque. Dans la littérature, nous pouvons retrouver différents types d'algorithmes basés sur des commandes extrémales.

L'algorithme « Perturb & Observe » faible en précision mais simple à réaliser. L'algorithme d'incrément de la conductance utilise lui aussi la valeur de la puissance fournie par le générateur photovoltaïque. Il utilise cette puissance pour retrouver la valeur adéquate de la puissance maximale.

Toutes ces commandes ont comme avantages leurs précisions et leur rapidité de réaction. D'autres types de commandes MPPT sont basés sur la régulation du courant du générateur photovoltaïque supposant que ce dernier soit une image proportionnelle à P_{MPP} . Ceci permet de s'approcher le plus possible du courant optimal I_{opt} . Pour cela, une des variantes de ce type de commande calcule un courant de référence dérivé directement de l' I_{CC} du générateur photovoltaïque. Cela nécessite que le système effectue un court-circuit du générateur photovoltaïque périodiquement pour effectuer la mesure. Ensuite, à partir d'une relation de proportionnalité plus ou moins complexe, on peut obtenir la référence du courant du générateur photovoltaïque qui doit être proche du courant optimal souhaité. Ce type de commande ayant besoin uniquement d'un capteur s'avère plus facile à mettre en œuvre et un peu moins coûteux que les commandes extrémales. Par contre, la précision de ces commandes est faible notamment à cause du procédé d'estimation de « I_{CC} » qui ne peut pas se faire trop souvent. L'échelle temporelle de réaction est en effet de la minute. De plus, chaque fois que la mesure de courant est faite, cela entraîne un arrêt obligatoire de transfert de puissance et donc des pertes énergétiques qui ne sont pas négligeables au cours d'une journée. Ces commandes sont destinées à des systèmes peu coûteux et peu précis devant fonctionner dans des zones géographiques où la météo garantit très peu de changements climatiques.

D'autres auteurs déduisent la puissance optimale de la tension optimale V_{OPT} et cela à partir de la tension de circuit ouvert du générateur photovoltaïque en effectuant des estimations plus ou moins précises. Pour ce faire, une fraction constante de la tension en circuit ouvert est utilisée comme référence pour la tension du générateur photovoltaïque.

D'autres se servent de méthodes assistées par ordinateur pour calculer la puissance fournie par le générateur photovoltaïque à partir de la tension de celui-ci. Notamment, les MPPT inspirées des réseaux de neurones donnent ces commandes, soit on fait appel à des systèmes à mémoires informatiques importantes ayant stocké tous les cas possibles, soit les commandes sont encore une fois de plus approximatives.

B — MPPT FONCTIONNANT A PARTIR DE LA SORTIE DU CONVERTISSEUR STATIQUE :

Dans la littérature, il existe également des algorithmes basés sur les paramètres de sortie des convertisseurs statiques. Par exemple, il y'en a un algorithme MPPT qui maximise le

courant de charge d'une batterie. Les commandes MPPT basées sur la maximisation du courant de sortie sont principalement utilisées quand la charge est une batterie.

II.4.2.2- CLASSEMENT SELON LE TYPE DE RECHERCHE OU CONTROLE :

Indépendamment des paramètres d'entrée de l'algorithme MPPT, nous pouvons trouver dans la littérature différents types de MPPT. Certains d'entre eux sont basés sur la commande qui essaye de faire « monter » le point de fonctionnement du générateur photovoltaïque le long de la caractéristique P-V jusqu'à l'obtention du point de puissance maximale. Dans ce type de méthodes, nous pouvons distinguer les méthodes basées sur l'incrément de conductance et les méthodes Perturb & Observe.

La commande Perturb & Observe impose toujours une oscillation autour du point de puissance maximale. En effet, cette oscillation est nécessaire pour connaître les variations de la puissance de sortie du générateur photovoltaïque et ainsi réajuster le rapport cyclique du convertisseur statique en faisant en sorte que le point de fonctionnement du générateur photovoltaïque oscille le plus près possible du point de puissance maximale, même si les conditions de fonctionnement sont inchangées. Cela entraîne des pertes en régime établi, mais qui sont largement rattrapées en fonctionnement dynamique (lors du régime transitoire). En effet, ces commandes réagissent très vite à tout changement sans en savoir l'origine.

D'autre part, le type de commande MPPT nommé algorithme d'incrément de la conductance se base sur la dérivée de la conductance du générateur photovoltaïque pour connaître la position relative du point de puissance recherchée et enfin pour appliquer une action de contrôle adéquate au suivi de ce point.

D'autres algorithmes se basent sur l'introduction de variations sinusoïdales en petit signal sur la fréquence de découpage du convertisseur pour comparer la composante alternative et la composante continue de la tension du générateur photovoltaïque et pour ainsi placer le point de fonctionnement du générateur photovoltaïque le plus près possible du point de puissance maximale. Ces algorithmes établissent des approximations afin que le point d'opération du générateur photovoltaïque soit le plus près possible du point de puissance maximale, nous parlons alors des méthodes complexes assistées par ordinateur. Par exemple celle basée sur la logique floue.

II.4.3- QUELQUES TYPES D'ALGORITHMES MPPT :

Plusieurs algorithmes MPPT ont été proposés par les chercheurs. L'algorithme « Perturber et observer » (P&O : Perturb-and-Observe) est bien connu et il continue à être la méthode la plus employée, dans les modules MPPT commerciaux, vu son rendement [21]. Cependant, il n'y a aucun consensus à la base duquel l'algorithme est choisi comme étant le meilleur.

Différentes méthodes et stratégies de suivi de la puissance maximale existent dans la littérature [21-32], parmi lesquelles nous retenons celles qui coûtent moins cher pour être brièvement discutées ; à savoir les algorithmes :

- Perturber et observer (P&O : Perturb-and-Observe).
- Tension constante (CV : Constant Voltage).
- Accroissement de la conductibilité (INC : INcremental Conductance).
- Capacité parasite (PC : Parasitic Capacitance).

Le tableau qui suit donne les rendements de ces différents algorithmes [12] :

Référence bibliographique	Rendement du module MPPT (en %)			
	P&O	CV	INC	PC
[22]	85.0	73.0	88.0	-
[23]	81.5	-	89.9	-
[24]	-	-	-	99.8

TABLEAU II- 1 : Rendements de certains algorithmes MPPT

Le rendement d'un module MPPT est défini comme suit [21, 27] :

$$\eta_{\text{MPPT}} = \frac{\int_0^t P_m(t) \cdot dt}{\int_0^t P_{\text{max}}(t) \cdot dt} \quad (\text{II.21})$$

Avec (P_m) est la puissance mesurée produite par les panneaux photovoltaïques sous le contrôle du MPPT, et P_{max} est la puissance maximale qu'ils pouvaient produire sous la même température et le même ensoleillement.

II.4.3.1- ALGORITHME PERTURBER ET OBSERVER :

L'algorithme perturber et observer « P&O » est souvent le plus utilisé dans la pratique en raison de sa facilité de mise en œuvre [29]. Pour cette méthode, on considère que le panneau photovoltaïque fonctionne à un point qui n'est pas forcément le MPP ; on perturbe la tension de fonctionnement avec ΔV et on observe la variation ΔP de la puissance électrique. Si ΔP est positif, alors la perturbation de la tension déplace le point de fonctionnement vers un point plus proche du MPP. D'autres perturbations successives de la tension dans la même direction (c'est-à-dire avec le même signe algébrique) devraient déplacer le point de fonctionnement jusqu'à l'atteinte du MPP. Dans le cas où ΔP est négatif, le point de fonctionnement s'éloigne du MPP, et donc le signe algébrique de la perturbation de la tension devrait être inversé pour déplacer de nouveau le point de fonctionnement vers le MPP.

L'algorithme « P&O » a des limitations qui réduisent son efficacité. Quand l'intensité de lumière solaire diminue, il est difficile au MPPT de discerner l'emplacement du MPP. Un autre inconvénient de l'algorithme « P&O » est qu'il ne peut pas déterminer quand il a atteint vraiment le MPP. À ce moment, il oscille autour du MPP, en changeant le signe de la perturbation ΔV après chaque mesure de ΔP . En outre, il a été montré que l'algorithme « P&O » peut avoir un comportement erratique sous un changement rapide du niveau de l'ensoleillement. Sur le schéma de la figure II-13, nous considérons que le point de fonctionnement est sur la courbe 1. Le MPPT oscille autour du MPP du point B vers le point A, puis vers le point C et vice-versa. Puis, nous supposons que la valeur de l'ensoleillement augmente et la courbe puissance-tension du panneau se déplace vers la courbe 2.

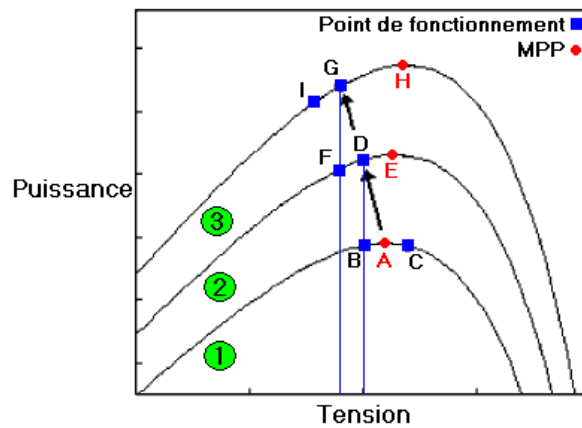


FIGURE II-13 : Illustration du comportement erratique de l'algorithme « P&O » sous un changement rapide de l'ensoleillement

Si, au cours du changement rapide de l'ensoleillement et de la puissance de sortie, le MPPT perturbait le point de fonctionnement du point A vers le point B, le MPPT déplace en réalité le point de fonctionnement de A vers D (puisque le point D et B ont la même tension). Donc, ceci conduit à un ΔP positif et le MPPT continuera de perturber la tension dans la même direction ; donc, vers le point F. Si l'ensoleillement augmente toujours rapidement, le point de fonctionnement se déplace vers le point G sur la courbe 3 au lieu du point F sur la courbe 2. Alors, le MPPT voit toujours un ΔP positif et il déplace le point de fonctionnement vers le point I tandis qu'il croit en mauvais sens de convergence vers le MPP.

À partir des points $A \rightarrow D \rightarrow G \rightarrow I$, le MPPT s'éloigne continuellement du MPP en diminuant le rendement de l'algorithme « P&O ». Cette situation peut se produire lors des jours partiellement nuageux quand le suivi de la puissance maximale est plus difficile à cause de son déplacement.

Plusieurs améliorations de l'algorithme « P&O » ont été proposées [30] ; une des plus simples méthodes nécessite l'ajout d'une fonction « attendre » qui cause une cessation momentanée des perturbations si le signe algébrique de la perturbation est inversé plusieurs fois en un petit moment tout en indiquant que le MPP a été atteint. Ceci réduit l'oscillation au tour du MPP et améliore l'efficacité de l'algorithme pour des ensoleillements constants. Cependant, il rend également le MPPT plus lent pour répondre au changement des conditions climatiques empirant le comportement erratique des jours partiellement nuageux.

Une autre modification concerne la mesure de la puissance électrique P_1 du panneau à la tension V_1 ; on perturbe la tension et on mesure encore la puissance électrique P_2 à la nouvelle tension V_2 puis on change la tension de nouveau à sa valeur précédente et on rémesure la puissance électrique du panneau P'_1 à V_1 . À partir des deux mesures à V_1 , l'algorithme peut déterminer si l'ensoleillement a changé ou pas. De plus, avec les modifications précédentes, l'augmentation du nombre d'échantillons de la puissance ralentit l'algorithme. En outre, il est possible d'employer les deux mesures à V_1 pour faire une évaluation de combien l'ensoleillement a changé entre les périodes de prélèvement et utiliser cette évaluation en décidant comment perturber le point de fonctionnement. Ceci toutefois augmente la complexité de l'algorithme et ralentit également le fonctionnement du MPPT.

II.4.3.2- ALGORITHME TENSION CONSTANTE (CONSTANT VOLTAGE MPPT) :

Le CV-MPPT est facile à mettre en œuvre et est le moins coûteux pour les systèmes photovoltaïques. Plusieurs études ont montré que le rapport, entre la tension optimale et celle en circuit ouvert, est approximativement constant. Ceci est la base du fonctionnement à tension constante qui peut être interprété par l'expression suivante :

$$\frac{V_{OP}}{V_{OC}} \cong K_{CV} < 1 \quad (II.22)$$

À titre indicatif, pour des ensoleillements supérieurs à 200 W/m², ce rapport se situe entre 83.2 % et 84.3 % ; le schéma de la figure II-14 montre cette situation :

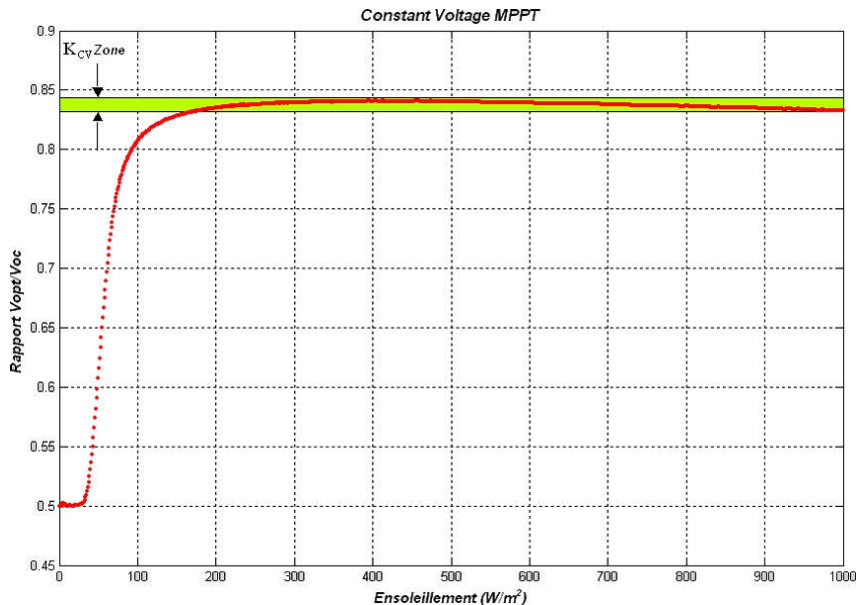


FIGURE II-14 : Rapport entre V_{OPT} et V_{OC} en fonction de l'ensoleillement

Bien que cette méthode soit extrêmement simple, il est difficile de choisir la valeur optimale de la constante K_{CV} . La littérature [31, 32] donne un intervalle de 70 % à 85 % comme bande de valeurs de la constante K_{CV} . L'algorithme CV-MPPT est simple à mettre en œuvre ; le panneau solaire est temporairement isolé du MPPT pour faire la mesure de V_{OC} . Ensuite, le MPPT corrige le point de fonctionnement en utilisant l'équation (II.22). Cette opération est répétée constamment pour mettre à jour la position du point de fonctionnement.

Il est également possible d'utiliser l'algorithme CC-MPPT (Constant Current MPPT) qui permet d'obtenir un rapport constant du courant de MPP sur le courant de court-circuit [21]. Pour mettre en application cet algorithme, un commutateur est relié aux bornes de l'entrée du convertisseur. Quand ce commutateur est activé, le courant de court-circuit est mesuré et le courant de MPP est calculé. Par la suite, le courant de sortie du module photovoltaïque est ajusté par le MPPT jusqu'à ce que le point de fonctionnement atteigne le MPP ; ce fonctionnement est répété constamment. Cependant, le contrôle avec un CV-MPPT est normalement favorisé en raison de la facilité relative de mesurer des tensions, et la mise d'un panneau en circuit ouvert est plus simple que de le mettre en court-circuit.

Dans les algorithmes CV-MPPT ou CC-MPPT, nous pouvons utiliser de petites cellules pilotes. Les mesures instantanées de la tension en circuit ouvert ou le courant de court-circuit sont faites sur ces cellules solaires qui ont les mêmes caractéristiques que les cellules du générateur [21]. Les mesures sur les cellules pilotes peuvent être employées par le MPPT pour

faire fonctionner le générateur à son maximum de puissance. Ceci nous permet d'éliminer les pertes de puissance causées par les mesures de (V_{OC}) ou de (I_{SC}). En outre, cette méthode a un inconvénient logistique parce que les paramètres des cellules constituant le générateur et les cellules pilotes doivent être les mêmes. Ainsi, l'utilisation de cellules supplémentaires augmentant le coût du système.

II.4.3.3- ALGORITHME ACCROISSEMENT DE LA CONDUCTIBILITE (INC-MPPT) :

L'algorithme INC-MPPT est obtenu en différenciant l'équation de la puissance au MPP ; soit :

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{MPP} = -\frac{I_{OP}}{V_{OP}} \quad (II.23)$$

À noter que le second membre de l'équation représente l'opposé de la conductibilité instantanée du panneau solaire ; alors, que le premier représente sa conductibilité par accroissement. Ainsi, au MPP, ces deux quantités doivent être égales. Si le point de fonctionnement n'est pas sur le MPP, une inégalité apparaît dans l'équation (II.23) qui indique que la tension de fonctionnement est au-dessus ou au-dessous de la tension optimale. Ceci conduit aux équations qui suivent [21, 24, 27, 33] :

$$\begin{cases} \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}; & \left(\frac{dP}{dV} = 0 \right) & (a) \\ \frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}; & \left(\frac{dP}{dV} > 0 \right) & (b) \\ \frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V}; & \left(\frac{dP}{dV} < 0 \right) & (c) \end{cases} \quad (II.24)$$

L'équation (II.24-a) n'est que l'équation (II.23). Les équations (II.24-b) et (II.24-c) sont employées pour déterminer la direction dans laquelle une perturbation doit se produire pour déplacer le point de fonctionnement vers le MPP. Cette perturbation est répétée jusqu'à ce que l'équation (II.24-a) soit satisfaite. Une fois le MPP est atteint, le MPPT continue à fonctionner avec cette valeur jusqu'à ce qu'un changement de la valeur du courant soit détecté ; ce dernier résulte d'un changement au niveau de l'ensoleillement. Quand l'ensoleillement augmente, le MPP se déplace vers la droite de la tension de fonctionnement. Pour compenser ce mouvement du MPP, le MPPT doit augmenter la tension de fonctionnement. La même chose pour le cas contraire, quand l'ensoleillement diminue, le MPPT doit diminuer cette dernière. Le schéma de la figure II-15 montre l'organigramme de l'algorithme INC-MPPT.

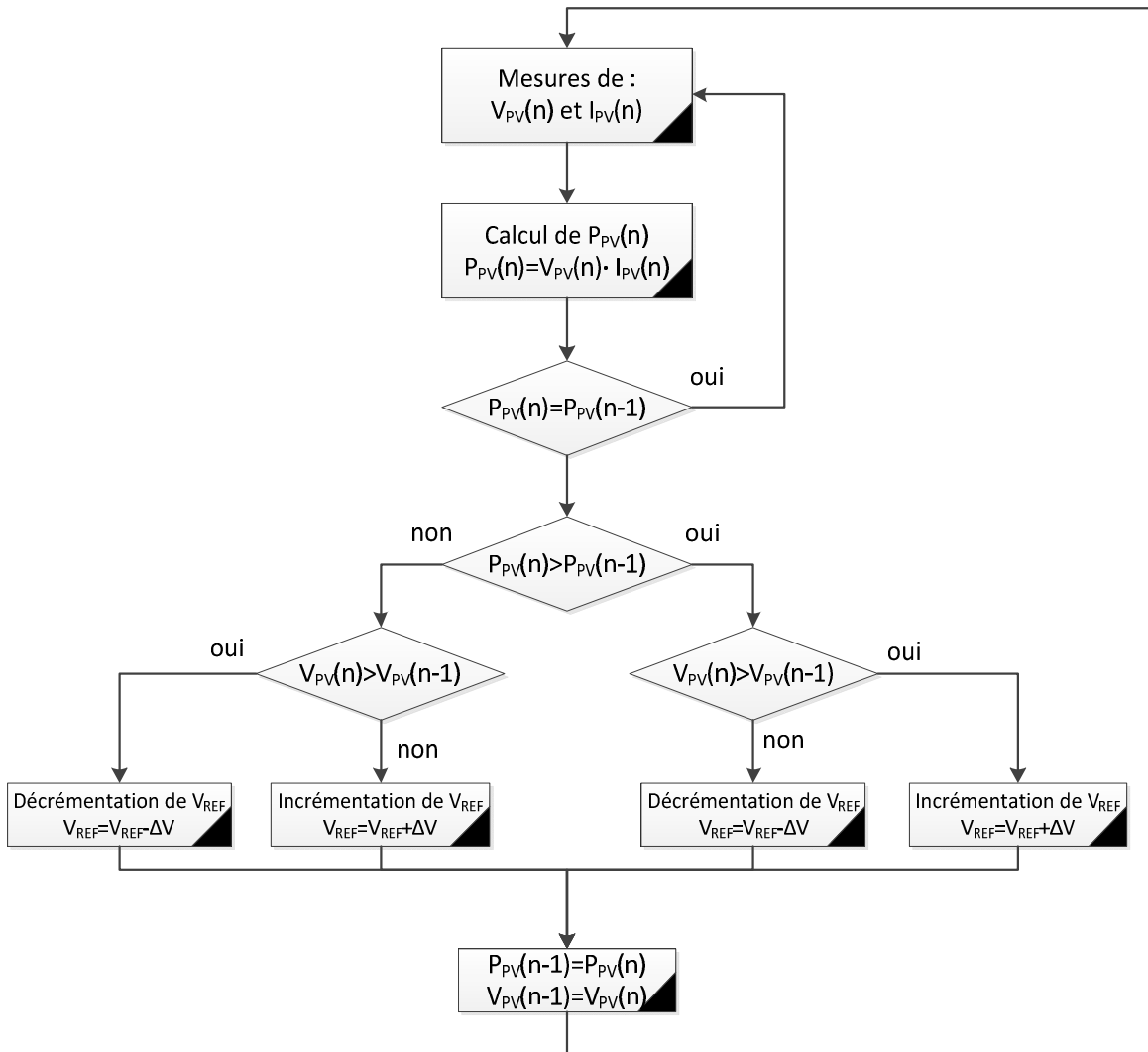


FIGURE II-15 : Organigramme de l’algorithme INC-MPPT

Les valeurs actuelles et précédentes de la tension et du courant sont utilisées pour calculer ΔV et ΔI . Si $\Delta V=0$ et $\Delta I=0$, alors les conditions atmosphériques n’ont pas changé et le MPPT fonctionne toujours au MPP. Si $\Delta V=0$ et $\Delta I>0$, alors l’ensoleillement a augmenté. Ceci exige à l’INC-MPPT d’augmenter la tension de fonctionnement pour retrouver de nouveau le MPP. Contrairement si $\Delta I<0$, l’ensoleillement a diminué tout en exigeant au INC-MPPT de diminuer la tension de fonctionnement. Si le changement de la tension n’est pas nul, les rapports dans les équations (II.24-b) et (II.24-c) peuvent être employés pour déterminer la direction dans laquelle la tension doit être changée afin d’atteindre le MPP. Si $(\Delta I/\Delta V)>(-I/V)$ (c’est-à-dire le rapport $\Delta P/\Delta V>0$), donc le point de fonctionnement est à gauche du MPP. Ainsi, la tension de fonctionnement doit être augmentée pour atteindre le MPP. De même, si $(\Delta I/dV)<(-I/V)$ (c’est-à-dire le rapport $\Delta P/\Delta V<0$), le point de fonctionnement se trouve à droite du MPP tout en signifiant que la tension doit être réduite pour atteindre le MPP.

En réalité, cet algorithme est une correction de l’algorithme « P&O » puisqu’il est capable de calculer la direction dans laquelle la perturbation du point de fonctionnement devrait être pour atteindre le MPP, et il peut aussi déterminer l’atteinte du MPP. De plus, dans les conditions de changement rapide de l’ensoleillement, l’algorithme ne devrait pas prendre la mauvaise

direction comme c'est le cas avec l'algorithme « P&O », et d'ailleurs, il n'oscille pas autour du MPP une fois qu'il l'atteint.

II.4.3.4- ALGORITHME CAPACITE PARASITE (PC) :

L'algorithme de la capacité parasite (Parasitic Capacitance MPPT) est semblable à celui de l'incrémentation de la conductibilité (INC-MPPT) sauf que l'effet de la capacité parasite (C_p) qui modélise le stockage des charges dans les jonctions P-N des cellules photovoltaïques est inclus. En ajoutant cette capacité à notre modèle en la représentant sous la forme $I(t) = C_p \frac{dV}{dt}$, le nouveau modèle est exprimé selon [21, 28] :

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp\left(\frac{V + R_s I}{V_T}\right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} + C_p \frac{dV}{dt} = F(V) + C_p \frac{dV}{dt} \quad (II.25)$$

L'équation (II.25) montre les deux composantes de (I) : une est fonction de la tension $F(V)$ et la seconde est relative au courant dans la capacité parasite. En utilisant cette notation, l'incrémentation de la conductibilité du panneau photovoltaïque peut être définie comme étant le rapport $dF(V)/dV$ et la conductibilité instantanée peut être définie comme le rapport $F(V)/V$. Le MPP est obtenu quand $dP/dV=0$.

En multipliant l'équation (II.25) par la tension (V) du panneau pour obtenir la puissance électrique, puis en différenciant le résultat, l'équation de la puissance électrique au MPP sera obtenue et peut être exprimé selon [21, 28] :

$$\frac{dF(V)}{dV} + C_p \left(\frac{\dot{V}}{V} + \frac{\ddot{V}}{\dot{V}} \right) + \frac{F(V)}{V} = 0 \quad (II.26)$$

Les trois termes de l'équation (II.26) représentent l'accroissement de la conductibilité, l'ondulation induite par la capacité parasite et la conductibilité instantanée. La dérivée première et seconde de la tension du panneau tiennent en compte de l'effet d'ondulation alternative produite par le convertisseur. On notera que si (C_p) est égale à zéro, l'équation (II.26) se simplifie et devient celle utilisée pour l'algorithme d'accroissement de la conductibilité. Puisque la capacité parasite est modélisée comme un condensateur connecté parallèlement aux bornes de chaque cellule photovoltaïque, la connexion des panneaux en parallèle augmentera la capacité globale vue par le MPPT. À partir de là, la différence entre l'efficacité de CP-MPPT et celle de INC-MPPT devrait être au maximum dans un générateur solaire de haute puissance avec plusieurs panneaux en parallèle.

II.4.3.5- ALGORITHME DE SUIVI AVEC MODELE DE BASE :

Si les valeurs des paramètres du modèle du panneau solaire sont connues, le courant et la tension du panneau peuvent être calculés à partir des mesures de l'ensoleillement disponible et de la température des cellules. Le maximum de la puissance peut être alors calculé directement, et la tension de fonctionnement du panneau pourrait être asservie à V_{OP} . Cet algorithme s'appelle généralement le suivi de la puissance maximale avec modèle de base (Model Based MPPT) mais il n'est pas pratique parce que les paramètres des panneaux photovoltaïques ne sont pas connus avec une bonne exactitude et ils peuvent changer de manière significative entre les modules du même fabricant. En outre, le coût d'un pyranomètre rend le coût de ce MPPT inadmissible.

II.5- ETUDE D'UNE NOUVELLE METHODE DE SUIVI DE LA PUISSANCE MAXIMALE D'UN GENERATEUR SOLAIRE :

Soit une charge résistive branchée sur un panneau solaire par le biais d'un hacheur, le rôle de l'algorithme de commande est de contrôler le rapport cyclique de commutation du hacheur pour adapter cette charge afin de la voir une charge optimale côté panneau solaire, pour que ce dernier puisse débiter son maximum d'énergie disponible.

Si la résistance de cette charge, qui est supposée purement résistive, est supérieure à V_{OP}/I_{OP} , le hacheur doit réduire la tension aux bornes de cette dernière tout en réduisant son rapport cyclique afin de ramener la tension du panneau au point optimale ; dans ce cas, on parle d'un fonctionnement en dévolteur.

Si on se retrouve dans l'autre cas, où la résistance est inférieure à V_{OP}/I_{OP} , le hacheur doit soulever sa tension de sortie ; donc, on parle d'un hacheur survolteur. Mais comme on utilise une charge purement résistive, le hacheur ne pourra pas soulever sa tension de sortie. Pour le faire, la charge doit être inductive ; sinon, l'ajout d'une inductance s'impose. Par l'ajout de cette inductance, on réduit les performances du système de maximisation de la puissance à cause de la consommation énergétique de la dite inductance de surtension.

A cet effet, nous avons pensé en un algorithme qui aura la possibilité de résoudre le problème de la surtension sans recourir à la charge inductive. Il s'applique donc sur les générateurs qui ayant plusieurs panneaux solaires.

Cet algorithme prend l'algorithme d'incrémentation de la conductibilité comme base, et résout les limites de fonctionnement par changement des connexions entre panneaux. On parle donc d'un arrangement en fonction du besoin, de la configuration du générateur tout en commutant certains panneaux en parallèle et d'autres en série. Dès qu'il y'aura une nouvelle limite, un nouvel arrangement va être proposé en fonction des possibilités existantes.

L'intelligence de cet algorithme est focalisée dans la possibilité de passer d'une configuration en une autre sans arrêter le fonctionnement du système. Ceci va nous permettre d'améliorer encore plus le rendement du MPPT.

Afin d'éclaircir mieux cette nouvelle méthode, prenant un exemple d'un générateur solaire à 4 panneaux photovoltaïques. Avec ce générateur, trois configurations sont possibles :

- 1^{re} configuration 1x4 : 4 panneaux en série,
- 2^e configuration 2x2 : 2 panneaux en série et 2 panneaux en parallèle,
- 3^e configuration 4x1 : 4 panneaux en parallèle.

On suppose que ces panneaux ont les mêmes caractéristiques dans les conditions normales (1000 W/m^2 , $25 \text{ }^\circ\text{C}$). Si on trace la caractéristique I-V de ces trois configurations, on obtient :

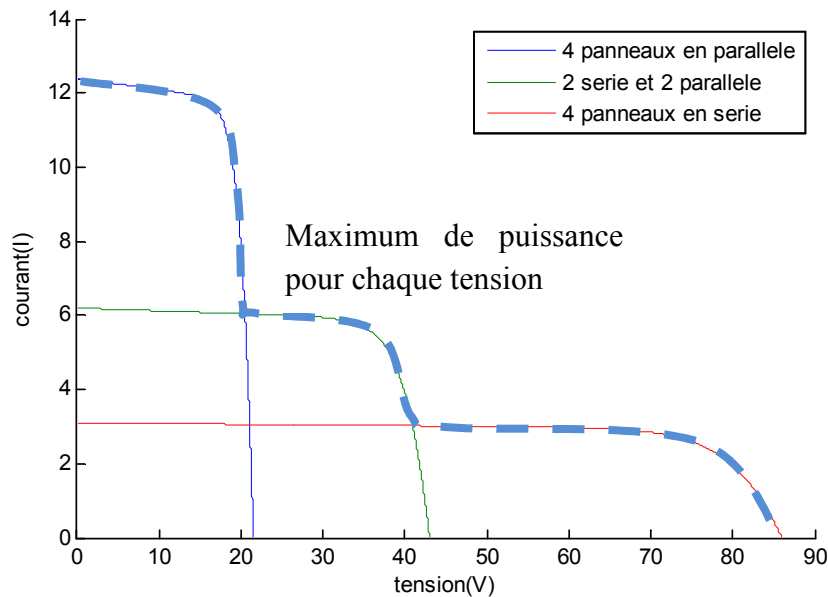


FIGURE II-16 : Caractéristique I-V de différents arrangements de quatre panneaux

Pour mieux voir la ligne du maximum de puissance, nous visualisons sur la figure II-17 la caractéristique P-V de ces différentes configurations.

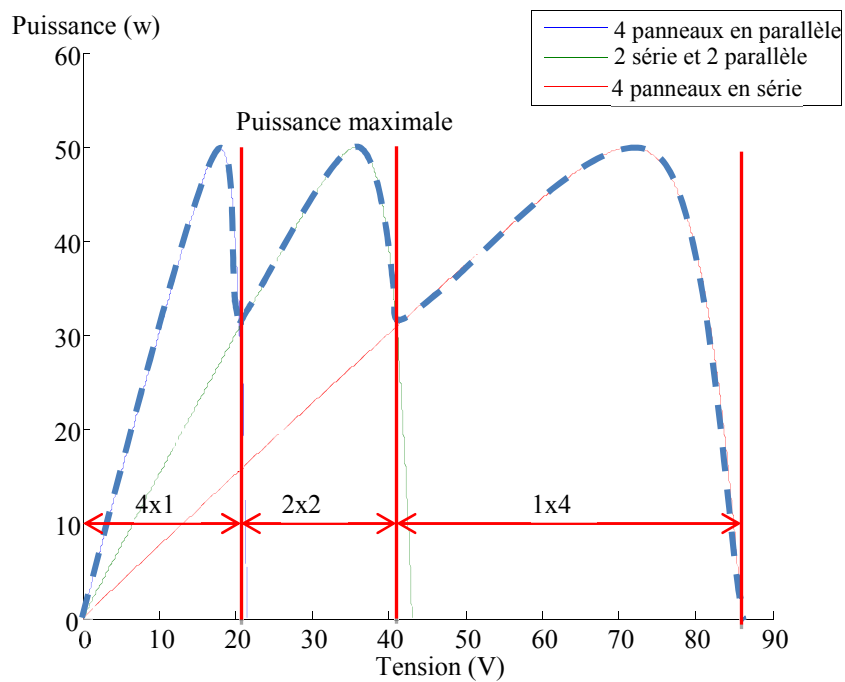


FIGURE II-17 : Caractéristique P-V de différents arrangements de quatre panneaux

Sur la figure II-17, on constate trois zones où la puissance est maximale. La première zone 4x1 correspond à la configuration des 4 panneaux en parallèle. La deuxième zone 2x2 correspond à la configuration de 2 panneaux en série sur 2 branches en parallèle. La dernière zone 1x4 est relative au montage des 4 panneaux en série. Chaque zone délimite le maximum de la puissance de sa configuration par rapport aux deux autres configurations.

Supposant qu'on a configuré initialement notre générateur en 4 panneaux montés en série, si on se trouve à la tension 40 V, il est difficile de ramener la tension au maximum de la puissance qui se trouve au allons tour de 70 V, vu qu'on n'utilise pas des inductances de

surtensions. D'où, une reconfiguration en 2x2 nous permet de réduire la tension au allons tour de 35 V qui est plus simple, et qui nous permet de fonctionner avec une puissance maximale.

Comme notre nouvel algorithme de maximisation de la puissance est basé sur la technique de changement de configuration, il devra avoir la possibilité d'effectuer ces changements le plus rapidement possible. Nous proposons donc une architecture de commutation qui utilise trois semi-conducteurs commandés en ouverture et en fermeture pour chaque panneau. Ces composants doivent avoir la possibilité de transiter la puissance électrique générée pour n'importe quelle configuration choisie.

Deux de ces composants commutent ensemble pour réaliser une connexion parallèle. Tandis que l'autre commute pour effectuer un branchement en série. Cette situation est illustrée sur le schéma de la figure II-18.

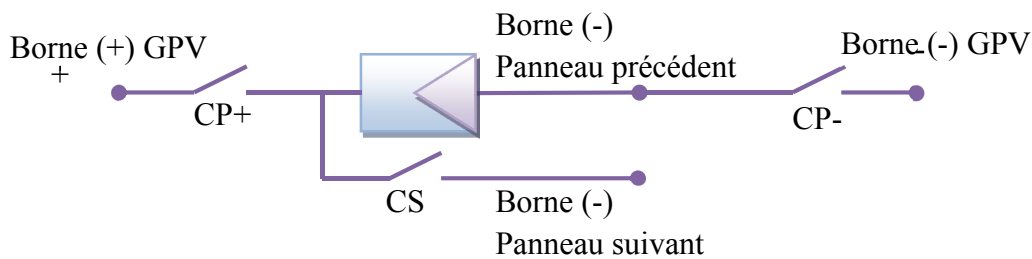


FIGURE II-18 : Nouvelle architecture de commutation d'un panneau solaire

Pour mieux illustrer les différentes possibilités de commutation, nous allons voir l'application de cette théorie sur notre exemple de 4 panneaux. Le schéma de connexion est donné par la figure II-19.

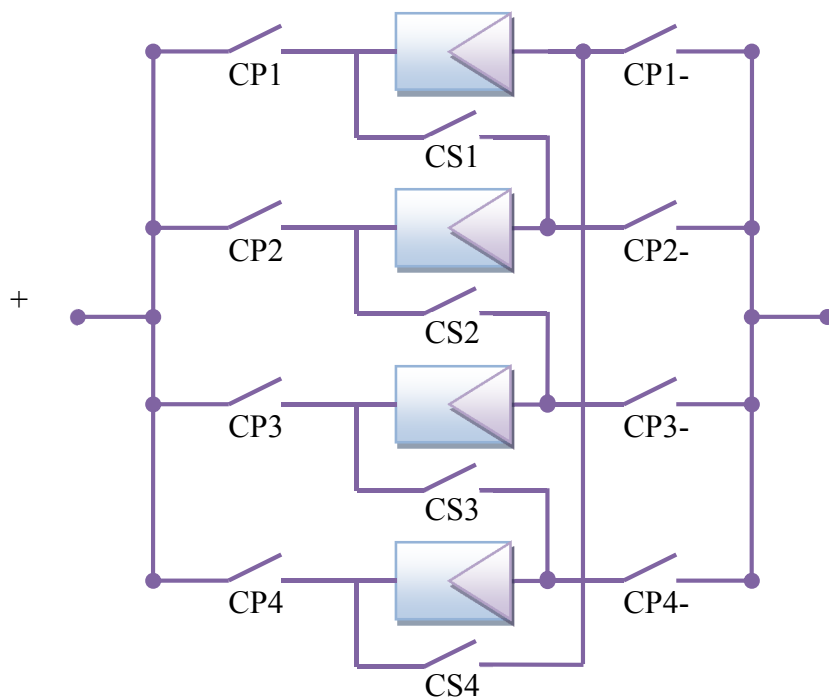


FIGURE II-19 : Nouvelle architecture de commutation de quatre panneaux solaires

En nous basant sur le schéma de la figure II-18, nous voyons sur le schéma de la figure II-19 le principe de branchement de quatre panneaux. Le même principe pourra être appliqué pour n'importe quel nombre de panneaux.

Le tableau qui suit montre les différentes commutations possibles en utilisant le schéma de la figure II-19 afin de réaliser les configurations recherchées.

Panneau 1			Panneau 2			Panneau 3			Panneau 4			Configuration
C P+	C P-	C S	C P+	C P-	C S	C P+	C P-	C S	C P+	C P-	C S	
1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	4 panneaux en parallèle
0	1	1	0	0	1	0	0	1	1	0	0	4 panneaux en séries
0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0	0	2 branches en parallèle dans chacune 2 panneaux en série
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Générateur en court-circuit
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Générateur hors service

TABLEAU II- 2 : Table de commutation pour sélectionner les différentes configurations de quatre panneaux solaires

II.6- SIMULATION DU FONCTIONNEMENT DU GENERATEUR SOLAIRE :

Le modèle global de simulation du système solaire est la combinaison ou l'association des différentes modélisations des éléments qui le constituent ; à savoir :

- Les panneaux photovoltaïques,
- le hacheur,
- la charge résistive,
- le MPPT,
- et d'autres éléments tels que le filtrage, les blocs d'information... etc.

La figure II-20 montre le schéma block développé pour la simulation d'un système solaire contrôlé avec un MPPT, et équipé d'un hacheur relié à une charge purement résistive. Chacun de ces éléments constitutifs de notre système de simulation a été programmé sous l'environnement « Matlab & Simulink ».

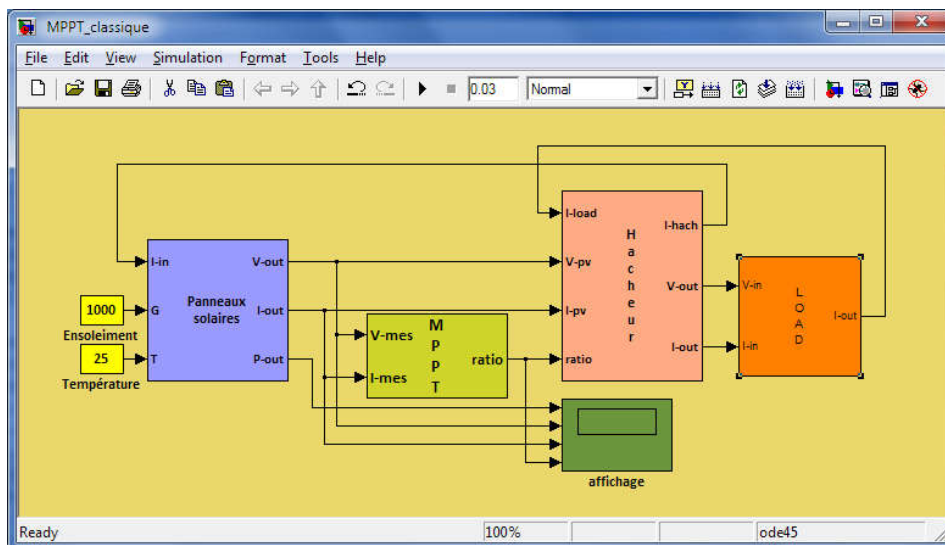


FIGURE II-20 : Schéma de simulation d'un système solaire photovoltaïque équipé d'un MPPT classique

Dans son ensemble, le système solaire a des entrées fluctuantes qui sont les variables météorologiques ; à savoir l'ensoleillement (G) et la température ambiante (T). Sa sortie est la charge qui l'alimente.

Comme l'indique le schéma de la figure II-20, le panneau photovoltaïque délivre une tension continue à la suite d'un appel de courant du hacheur et ceci en fonction de l'ensoleillement disponible et de la température des cellules. À son tour, le hacheur transforme cette tension continue issue du générateur solaire en une tension continue avec une valeur moyenne plus faible pour alimenter la charge purement résistive qui a fait un appel de courant ; ce dernier sera transmis à son tour au générateur solaire tout en considérant le rendement du hacheur. Finalement, en fonction de la tension appliquée aux bornes de la charge, le point de fonctionnement du panneau solaire change. En fonction de ce dernier, le régulateur MPPT varie la valeur du rapport cyclique du hacheur entre 0 et 1 pour adapter la charge au point de fonctionnement optimal afin d'extraire le maximum de la puissance du générateur solaire.

Le passage des entrées vers la sortie passe par l'écriture de plusieurs équations différentielles ; ainsi, l'estimation de la sortie en fonction des entrées n'est pas évidente. Le modèle du système régi par ces différentes équations sera destiné plus à la visualisation ou l'analyse des régimes transitoires qui ne dépassent pas quelques secondes. Pour estimer la puissance extraite en fonction de l'ensoleillement disponible, il est conseillé d'utiliser d'autres modèles simplifiés.

Le schéma block de notre système solaire photovoltaïque se compose de deux boucles d'interactions :

- la 1^{re} boucle d'interaction est entre la tension d'alimentation à la sortie du hacheur et le courant absorbé par la charge,
- la 2^e boucle d'interaction est entre la tension aux bornes du générateur photovoltaïque et le courant demandé par le hacheur.

L'objectif sera la recherche automatique d'un point de fonctionnement permettant de gérer les interactions entre l'ensoleillement, la température et le courant traversant la charge résistive.

II.6.1- SIMULATION DE L'ACCOUPLLEMENT DIRECT D'UNE CHARGE RESISTIVE AU GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE :

Pour mieux comprendre le comportement de l'association du générateur solaire photovoltaïque à un hacheur accouplé à une charge purement résistive lors de l'utilisation de l'énergie solaire, nous allons d'abord montrer certains phénomènes propres au système et ceci lors de l'accouplément direct de la charge résistive au générateur solaire photovoltaïque. La figure II-21 montre le branchement direct de la charge résistive sur le générateur solaire.

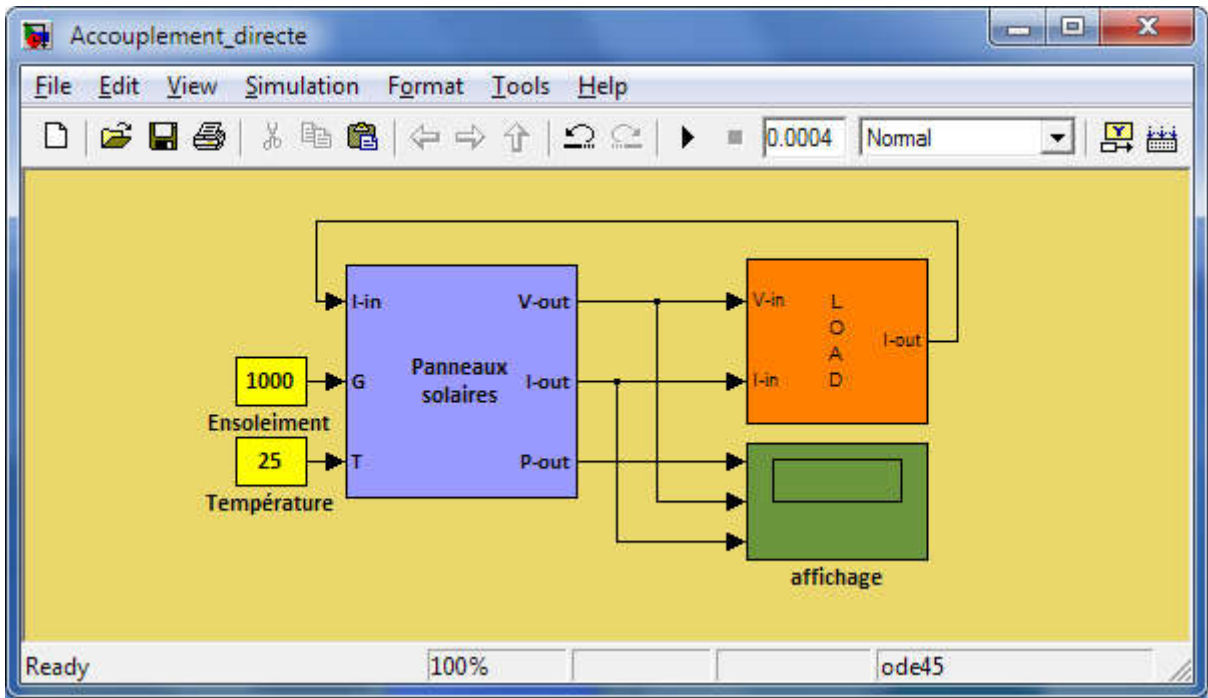


FIGURE II-21 : Couplage direct de la charge résistive au générateur solaire photovoltaïque

À noter qu'on dispose d'un seul panneau solaire de puissance 50 W. On branche au début une charge résistive dont sa valeur coïncide parfaitement avec le point optimal ; ensuite, on double cette charge ; puis, on prend sa moitié et on enregistre les différentes réponses délivrées par le panneau solaire.

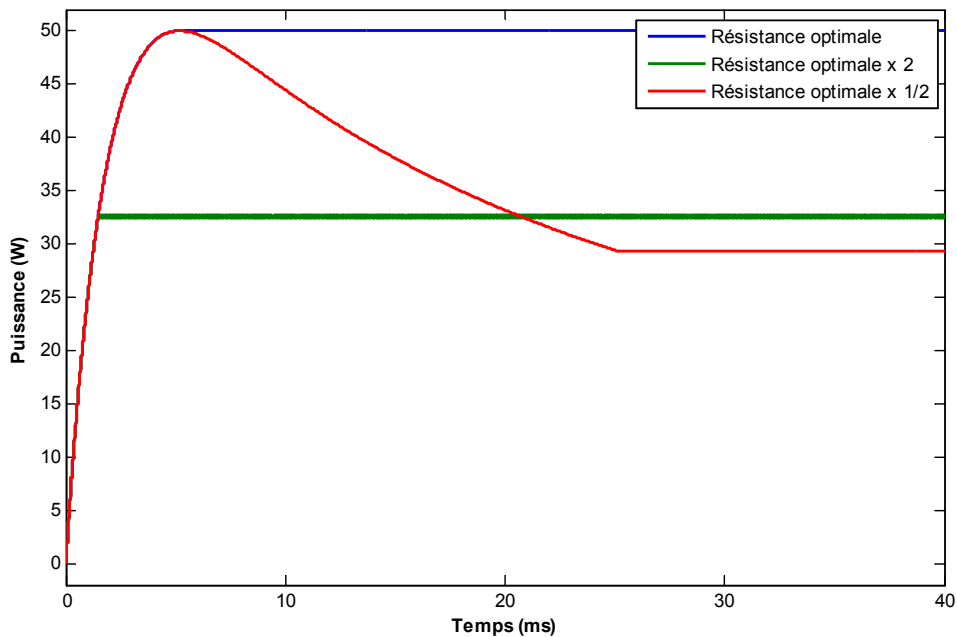


FIGURE II-22 : Puissance délivrée par le GPV lors de l'accouplement à une charge résistive

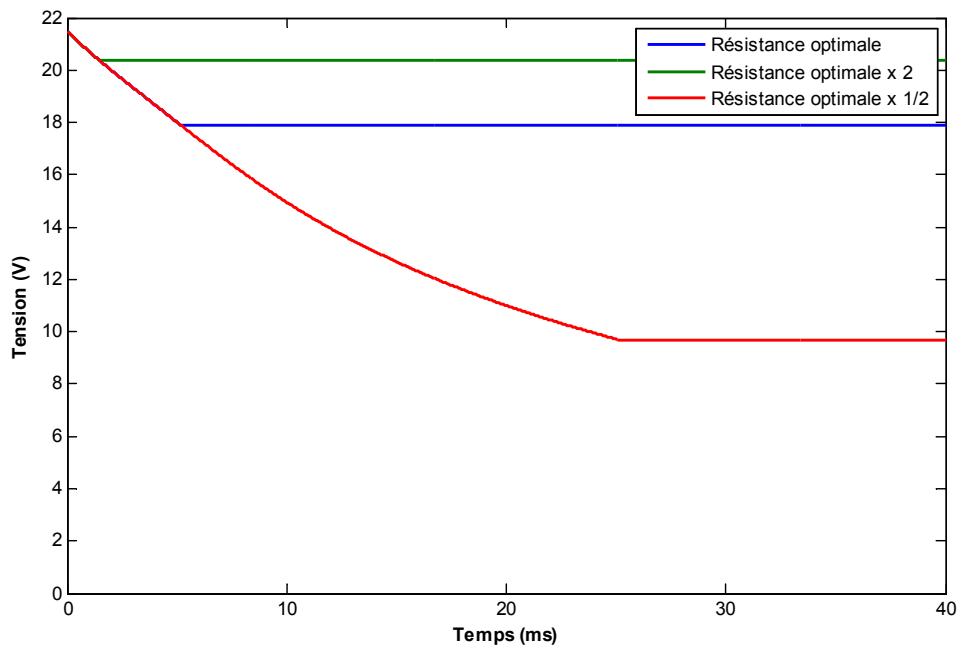


FIGURE II-23 : Tension délivrée par le GPV lors de l'accouplement direct à une charge résistive

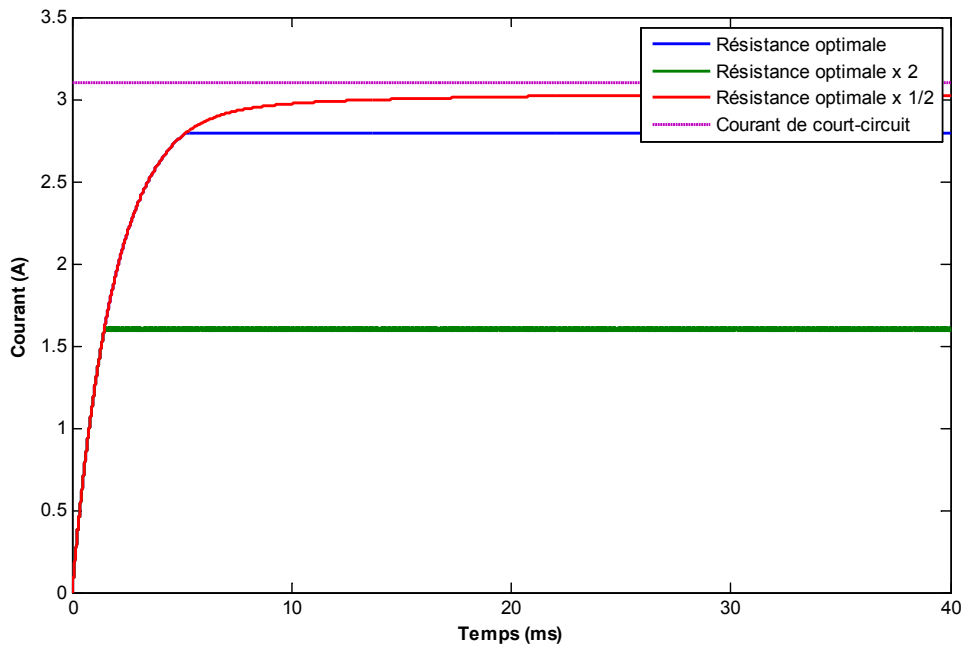


FIGURE II-24 : Courant débité par le GPV lors de l'accouplement direct à une charge résistive

D'après la figure II-22, le panneau solaire ne pourra débiter son maximum de puissance que lors que la charge à ses bornes est optimale. De même, si nous avons une charge dont sa valeur est supérieure à la valeur optimale, nous aurons une tension plus proche à la tension en circuit ouvert (figure II-23). Tandis que, si la valeur de la charge est inférieure à la valeur optimale nous aurons un courant proche au courant de court-circuit (figure II-24).

Dans ce qui suit, nous allons présenter les résultats de simulation du comportement de l'ensemble générateur solaire photovoltaïque, hacheur et la charge résistive lorsqu'on utilise un algorithme classique d'incrémentement de la conductibilité.

II.6.2- SIMULATION DU MPPT D'INCREMENTATION DE LA CONDUCTIBILITE :

Vu le coût des panneaux solaires, un dispositif de contrôle doit être installé afin d'extraire le maximum de la puissance disponible. Les schémas des figures II-25, II-26, II-27 et II-28 nous montrent le comportement du GPV lors qu'il est accouplé à la charge par un hacheur et contrôlé avec un algorithme classique d'incrément de la conductibilité.

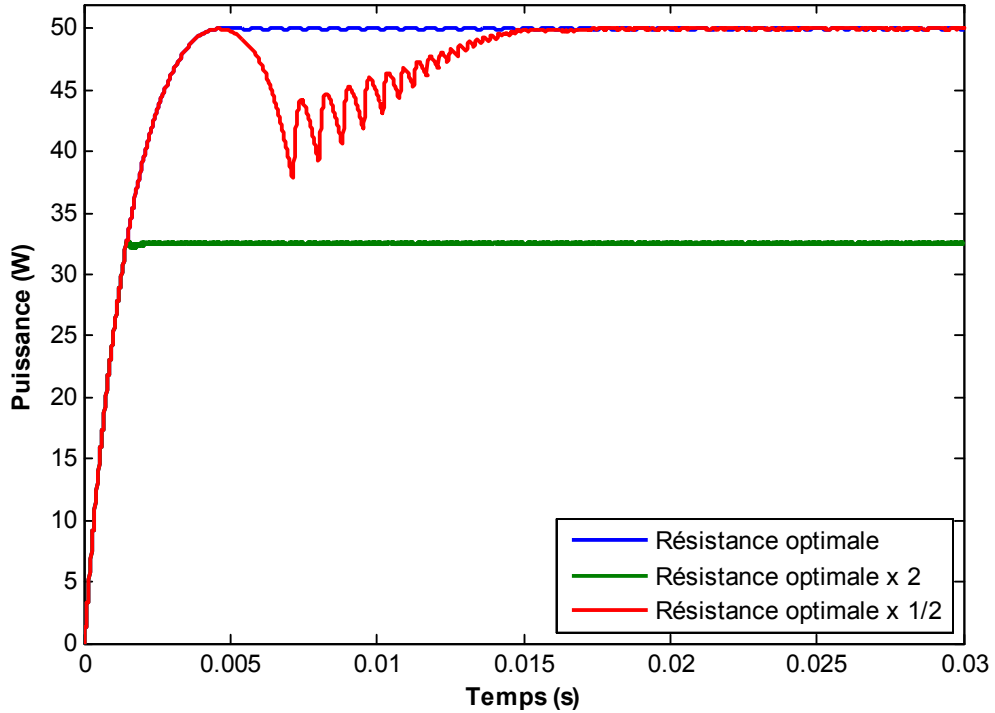


FIGURE II-25 : Puissance délivrée par le GPV lors l'utilisation d'un INC-MPPT classique

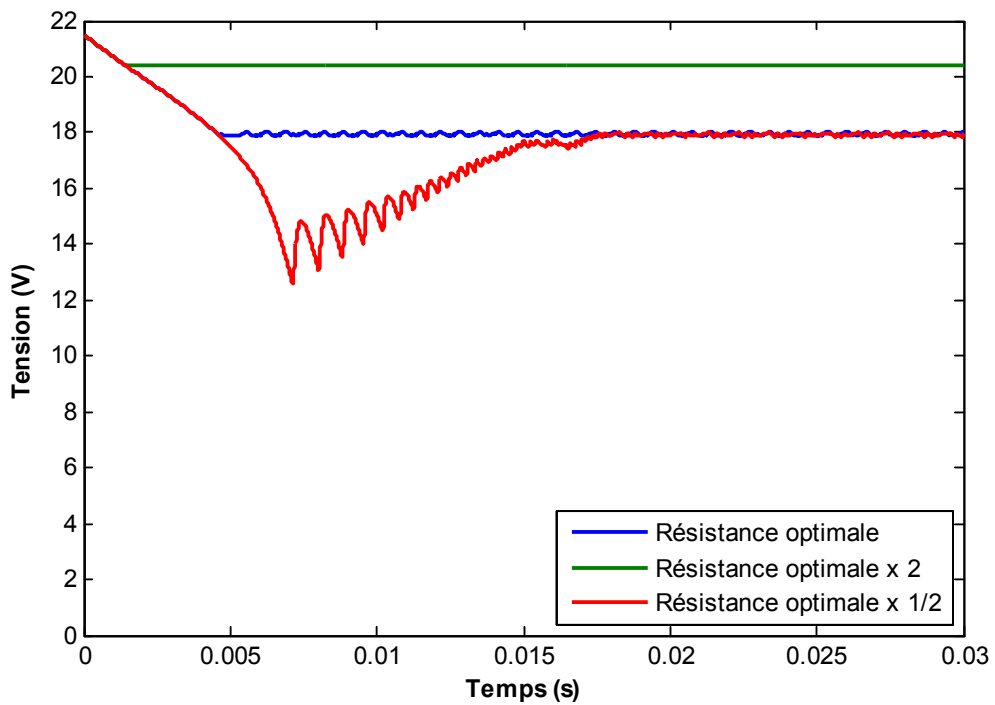


FIGURE II-26 : Tension délivrée par le GPV lors l'utilisation d'un INC-MPPT classique

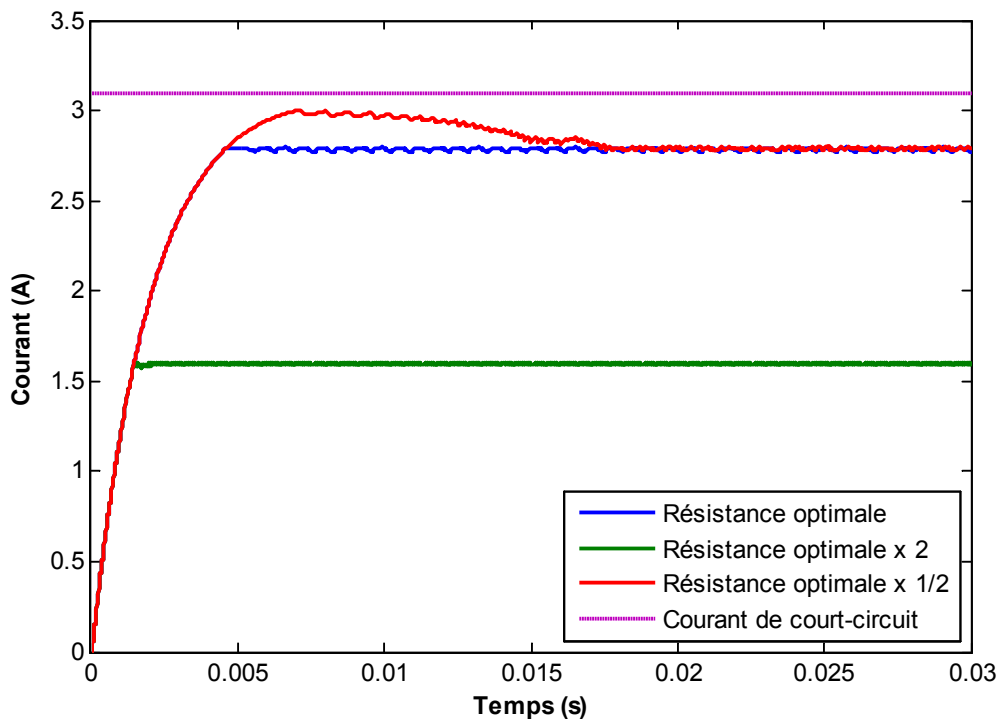


FIGURE II-27 : Courant délivré par le GPV lors l'utilisation d'un INC-MPPT classique

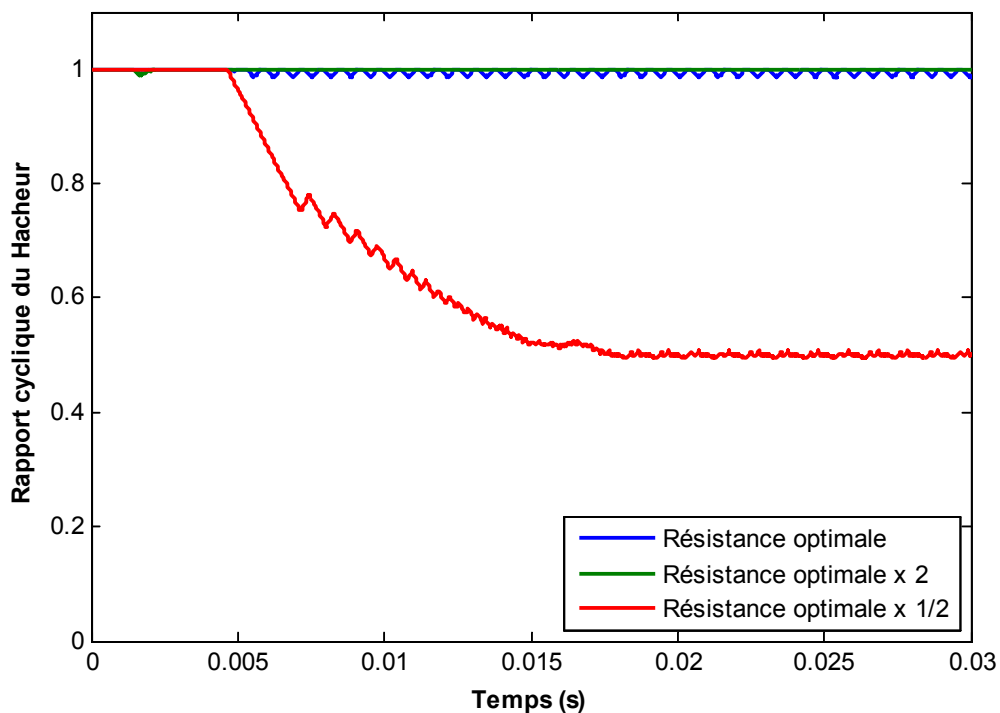


FIGURE II-28 : Rapport cyclique envoyé par l'INC-MPPT classique au hacheur

D'après la figure II-25, le MPPT classique a pu extraire le maximum de la puissance du GPV seulement pour une valeur de la charge inférieure ou égale à la valeur de la charge optimale. D'où, si on travaille avec une valeur de la charge plus grande que la valeur de la charge optimale, le MPPT classique est limité par le manque de l'inductance de surtension. La figure II-28 nous montre cette situation, le MPPT cherche à augmenter plus la valeur du rapport cyclique, mais comme cette dernière ne pourra pas dépasser 1 (vu l'absence de l'inductance de surtension), la puissance ne pourra pas extraite dans sa totalité.

II.6.3- SIMULATION DU NOUVEAU MPPT AVEC RECONFIGURATION DU GENERATEUR SOLAIRE :

Vu les limites précédentes d'un algorithme classique, le recours à la nouvelle méthode de maximisation de la puissance s'impose. Pour qu'on puisse tester cette nouvelle méthode, on était obligé de changer les programmes de simulation et de les adapter à cette dernière méthode. A cet effet, nous avons pris un générateur solaire composé de 4 panneaux photovoltaïques, et ceci pour qu'on puisse basculer entre configurations de panneaux en série et en parallèle. Ce nombre de 4 nous permet de retrouver 3 configurations, à savoir : 4 panneaux en série, deux branches en parallèle composées chacune de 2 panneaux en série, et la dernière configuration de 4 panneaux en parallèle.

La figure II-29 nous montre le nouveau schéma de simulation développé sous Matlab/Simulink, qui nous permet de tester le fonctionnement de la méthode de maximisation de puissance avec reconfiguration automatique du générateur solaire selon les besoins.

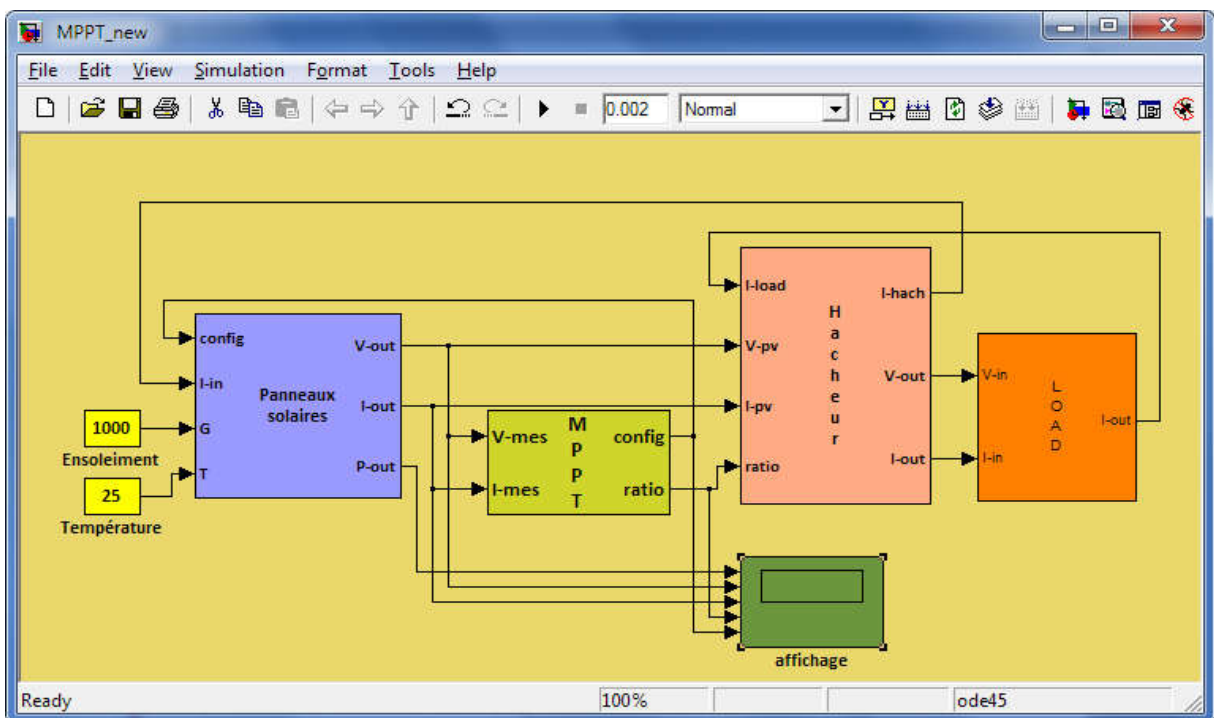


FIGURE II-29 : Maximisation de la puissance maximale avec reconfiguration automatique du générateur solaire photovoltaïque

Après adaptation des programmes développés précédemment et l'écriture de nouveaux codes de simulation, nous allons présenter les résultats de simulations du nouveau MPPT pour les trois types de charges.

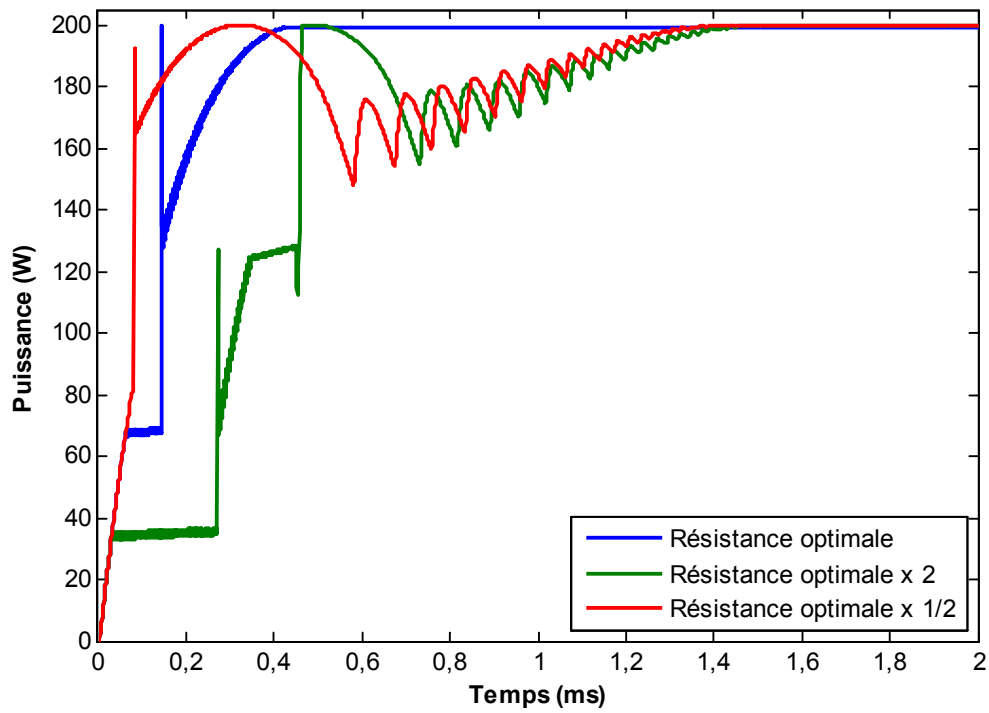


FIGURE II-30 : Puissance délivrée par le GPV lors l'utilisation du nouveau MPPT

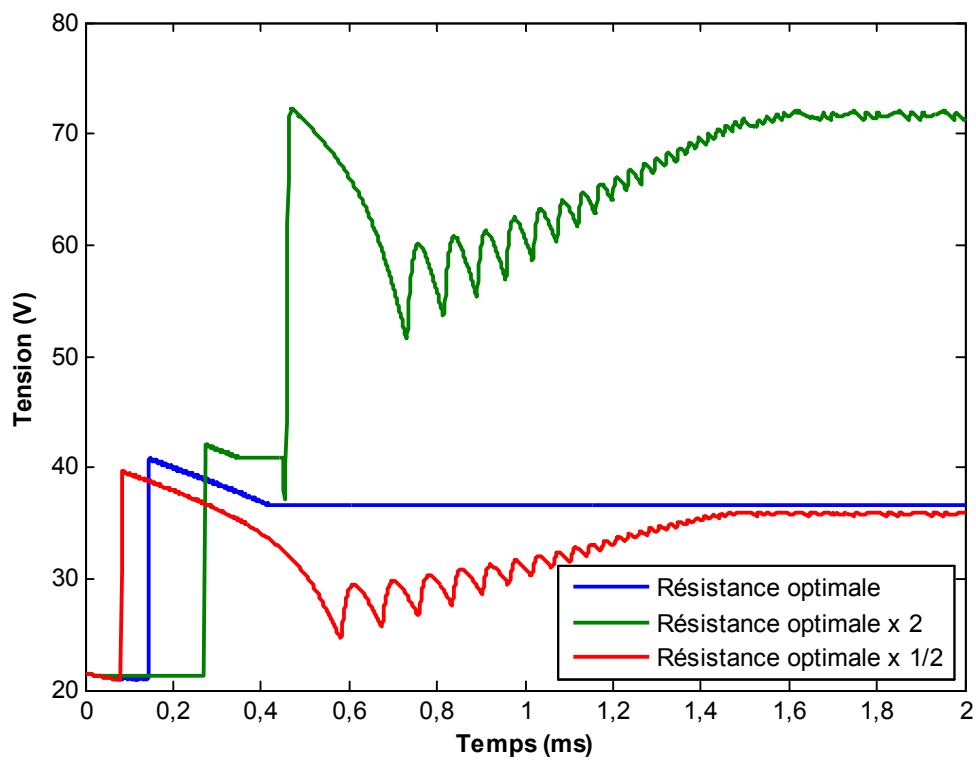


FIGURE II-31 : Tension délivrée par le GPV lors l'utilisation du nouveau MPPT

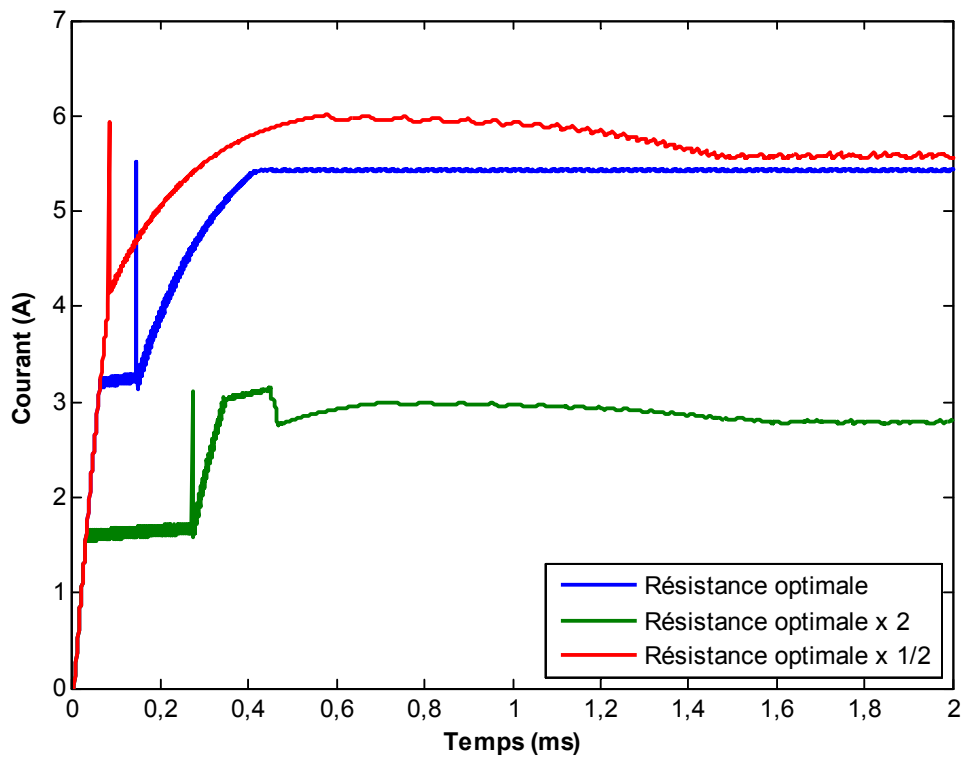


FIGURE II-32 : Courant délivré par le GPV lors l'utilisation du nouveau MPPT

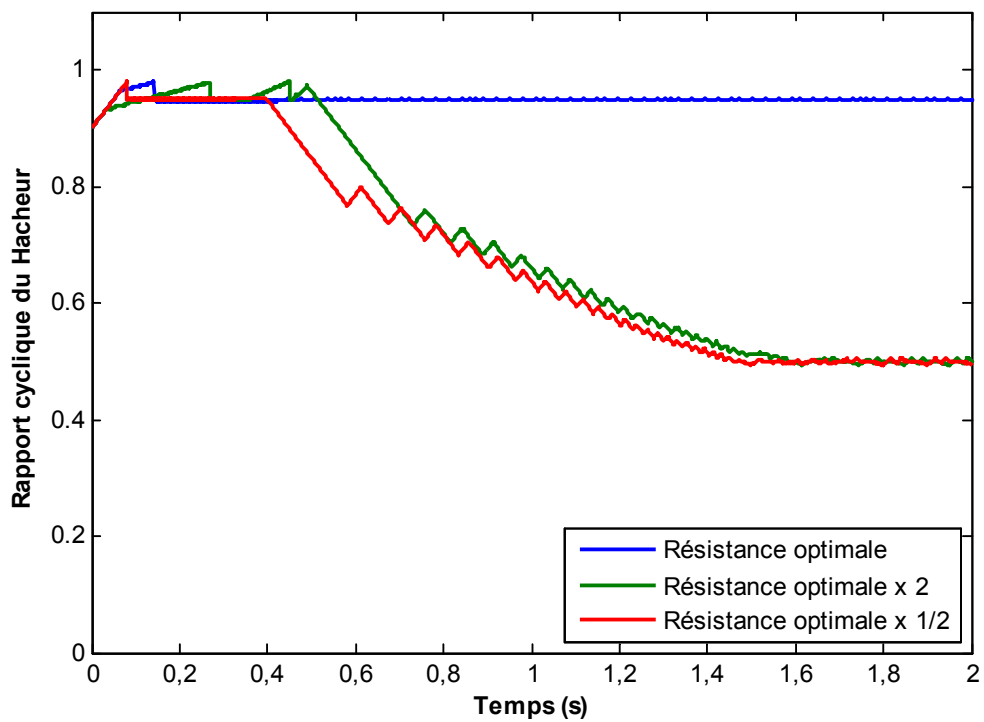


FIGURE II-33 : Rapport cyclique envoyé par le nouveau MPPT au hacheur

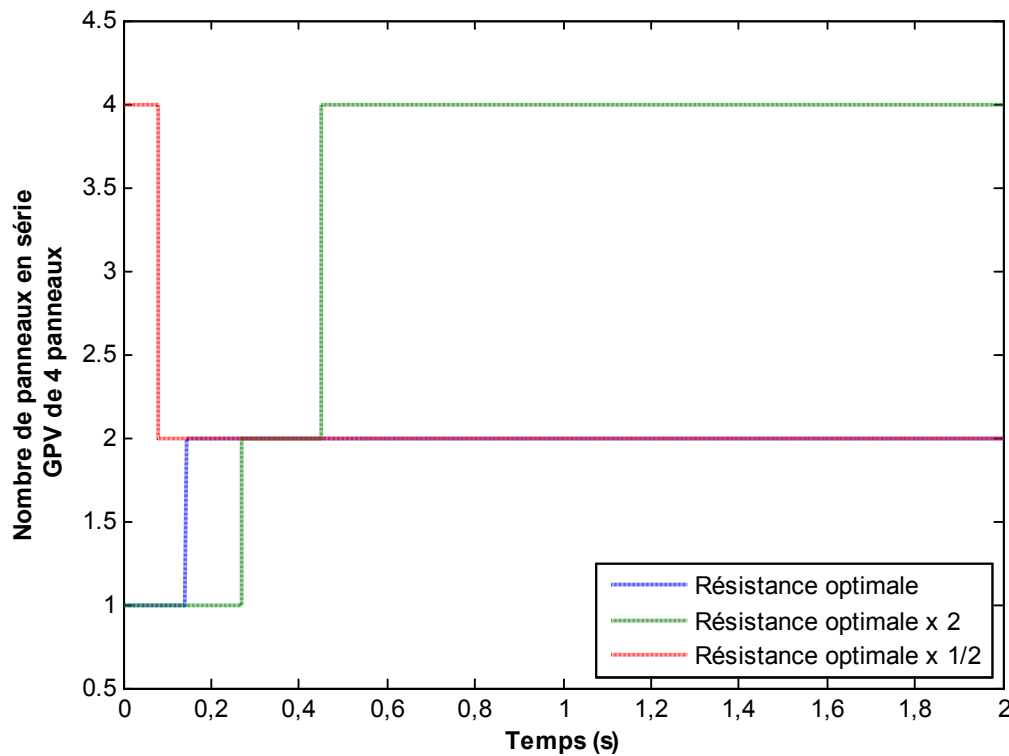


FIGURE II-34 : Changement de configuration du GPV lors l'utilisation du nouveau MPPT

A la différence de la figure II-25, nous voyons sur le schéma de la figure II-30 l'extraction de la puissance maximale pour les différents cas et ceci par changement de la configuration du GPV en permanence (figure II-34).

II.7- CONCLUSION :

Dans ce chapitre, nous avons présenté une nouvelle approche d'estimation des paramètres du modèle en une seule exponentielle d'un panneau photovoltaïque en fonction de l'ensoleillement et de la température. Les paramètres de ce modèle sont déterminés à partir de la connaissance de trois points de fonctionnement : en court-circuit, en circuit ouvert, et à puissance maximale. Les résultats de simulation ont montré la rapidité d'estimation de ses paramètres. Notons qu'une sensibilité de l'algorithme pour le point de fonctionnement optimal a été constatée du fait qu'une petite variation de la valeur de la tension optimale conduit à une très grande variation des valeurs des paramètres identifiés.

Par la suite, nous avons présenté quelques méthodes de suivi de la puissance maximale et nous avons retenu l'algorithme d'accroissement de la conductibilité INC-MPPT qui se caractérise par un rendement supérieur relativement à ceux des algorithmes « P&O » et « CV ». Notons que l'algorithme « PC » offre un meilleur rendement mais exige la connaissance de la capacité parasite.

Ensuite, nous avons illustré les algorithmes de maximisation de la puissance les plus connus et les plus utilisés. A la suite de la limite de fonctionnement rencontrée avec les charges purement résistives de faible résistance, nous avons proposé un nouvel algorithme avec un nouveau mode de branchement qui nous permet de résoudre ce problème. Cet algorithme est basé sur la reconfiguration du générateur solaire en changeant, en fonction des besoins, le nombre de panneaux mise en série et en parallèle.

Nous avons présenté les résultats de simulation pour différents cas. Nous avons commencé par considérer le couplage direct de la charge au générateur solaire photovoltaïque, dont on a varié la valeur de la résistance aux bornes de ce dernier. Nous avons vu qu'il est impossible d'extraire le maximum de puissance sauf si la charge est optimale chose qui n'est pas tout le temps vérifiée. Cette simulation nous a permis de voir l'obligation d'utiliser un MPPT. Par la suite, nous avons testé un MPPT classique, mais malgré les possibilités qu'il offert, il reste toujours limité si la valeur de la charge dépasse la valeur optimale. Ceci est dû au problème de la surtension que le hacheur n'arrivera pas à la crée sur une charge purement résistive. D'où, la nouvelle méthode qu'on a proposée, et qui est originale, a montré son efficacité.

Chapitre III

Batterie de stockage de l'énergie

A cause de la non-disponibilité permanente de l'énergie solaire, pour diverses raisons : météo, temps dans la journée, saisons, etc., nous avons besoin d'une réserve d'énergie électrique pour faire fonctionner les systèmes photovoltaïques. C'est pour cela que l'utilisation des batteries solaires pour le stockage de l'énergie est nécessaire pour garantir une disponibilité permanente et constante de cette dernière, quels que soient les conditions atmosphériques ou l'horaire du moment.

Généralement, les batteries solaires sont très coûteuses, elles doivent être utilisées avec prudence afin de prolonger leur durée de vie sans procéder à un entretien plus fréquent.

Dans ce chapitre, nous introduisons les différents types de batteries en mettant l'accent sur leurs caractéristiques ainsi que les paramètres importants pour l'évaluation pour arriver vers la fin à l'estimation de l'état de charge SOC (State Of Charge) de la batterie solaire.

III.1- EMBLACEMENT DE LA BATTERIE DANS UN SYSTEME SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE :

Tous les jours, le soleil fournit de l'énergie à la terre, on peut utiliser cette énergie gratuite grâce à une technologie appelée photovoltaïque qui transforme l'énergie solaire en électricité. L'énergie photovoltaïque est la plus jeune des énergies renouvelables, et a l'avantage d'être non polluante, souple et fiable.

Un système photovoltaïque se compose généralement, comme il est montré sur la figure III-1, en quatre parties :

- production d'énergie : un ou plusieurs modules photovoltaïques,
- régulation : maximisation de l'énergie extraite et régulation du courant de charge,
- stockage de l'énergie produite : une ou plusieurs batteries,
- convertisseur : un hacheur pour les besoins en tension continue, et un onduleur pour les besoins en tension alternative.

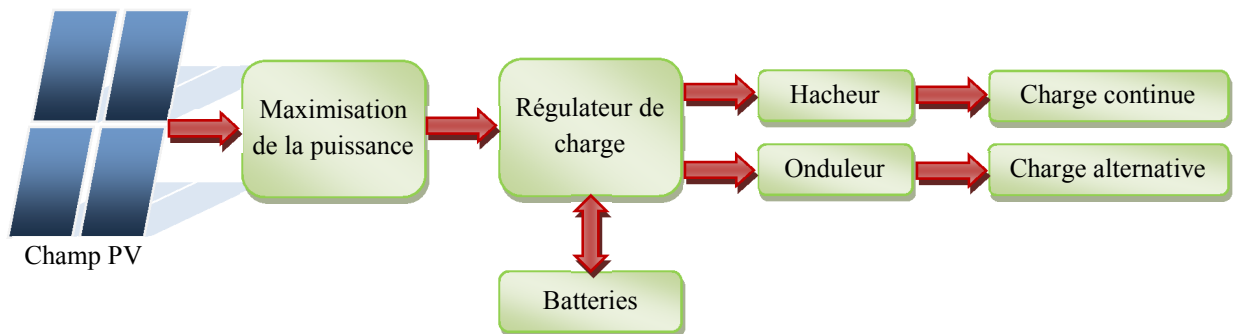


FIGURE III-1 : Composition d'une chaîne de conversion photovoltaïque

Les systèmes de génération électrique basés sur des panneaux solaires photovoltaïques sont une solution idéale pour des applications diverses demandant une fourniture d'énergie indépendante du réseau électrique conventionnel, ou bien qui soit complémentaire. Ces installations sont utilisées pour fournir de l'électricité pour des lieux qui sont difficiles d'accès par le réseau électrique, ou dans des zones qui présentent une insuffisance importante d'approvisionnement électrique. Ils sont indiqués, entre autres, pour les utilisations suivantes [34] :

Électrification domestique et services publics :

- habitations à usage permanent ou temporaire,

- éclairage public au moyen de réverbères autonomes,
- installations de tourisme rural.

Applications agricoles, d'élevages et industrielles :

- pompage d'eau,
- systèmes d'irrigation,
- systèmes de traitement et de dessalement des eaux.

Télécommunications, signalisation maritime, etc. :

- télécommunications : relais de TV, radio et téléphonie,
- signalisation maritime et terrestre,
- dispositifs d'alarme.

Divers :

- applications spatiales,
- alimentation de véhicules électriques.

III.2- BATTERIES DE STOCKAGE DE L'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE [35] :

Une batterie solaire est un appareil destiné à stocker l'énergie électrique produite par les panneaux solaires photovoltaïques. Le courant qui y entre ou qui en sort est forcément continu et non alternatif (comme dans le réseau électrique domestique). Les batteries sont indispensables dans les installations autonomes, car les modules photovoltaïques ne fonctionnent que lorsqu'il y en a de la lumière ; pour consommer de l'électricité le soir ou la nuit, il faut que les batteries en aient emmagasiné l'énergie électrique la journée.

Son fonctionnement de base est identique à celui des autres types de batteries (batterie de démarrage des voitures, batterie de téléphone ...) ; c'est-à-dire que l'énergie est stockée sous forme chimique. Le plomb et l'acide sont les composants les plus utilisés pour réagir entre eux à l'intérieur, ce qui permet d'accumuler ou de restituer de l'électricité au moment voulu.

Cependant, la façon dont on utilise les batteries solaires n'est pas la même, ce qui implique des technologies différentes. Par exemple, les batteries de voiture sont fortement sollicitées au démarrage, et se rechargent ensuite très vite. A l'inverse, les batteries solaires sont vidées lentement sur de longues périodes, et parfois ne se rechargent qu'après quelques jours. C'est pour cela qu'elles sont également appelées « batteries stationnaires », ou « batteries à décharge lente ».

Une batterie de voiture ne peut pas survivre très longtemps à ce traitement. Les batteries des téléphones ou des ordinateurs portables fonctionnent sur le même principe que les batteries solaires, mais la quantité d'énergie stockée n'est pas la même. Une batterie de téléphone stocke quelques Ampères-heures (Ah), alors qu'une batterie solaire peut en stocker plusieurs centaines.

Le terme exact, quand on parle de batteries, est « batterie d'accumulateurs ». Elles sont en effet constituées de plusieurs éléments ou accumulateurs ayant chacun une tension de 2 V. Pour obtenir une tension supérieure, ces éléments sont assemblés en série. On peut trouver des batteries solaires de 2 V, 6 V, 12 V qui sont les plus courants, 24 V ou même 48 V.



FIGURE III-2 : Une gamme de puissance de différents constructeurs de batteries solaires

III.3- DIFFERENTS MODELES DE BATTERIE SOLAIRE [35] :

Plusieurs types de batteries sont en vente sur le marché. La plus connue et la plus utilisée est la batterie au plomb, mais il y a également les batteries nickel-hydrure métallique (NiMH), nickel-cadmium (NiCd), nickel-zinc (NiZn), lithium-ion (Li-ion) et Lithium-Polymère (Li-Po) pour ne citer que les plus usuelles.

III.3.1- BATTERIES ACIDE-AU-PLOMB :

Facile à trouver, à entretenir et disposant d'un bon circuit de recyclage, la batterie au plomb domine le marché. Le plomb est toxique mais il est stocké de façon totalement étanche. Ce type de batterie présente le meilleur rapport qualité/prix. Le seul défaut qu'il présente est le poids et le volume, mais dans la majorité des cas il reste le meilleur choix.

III.3.2- BATTERIES NICKEL-CADMIUM (NICD) :

De moins en moins utilisée à cause de leur prix et de la toxicité du cadmium ; elles ont été remplacées par les batteries nickel-hydrure métallique NiMH. Elles souffrent d'un effet mémoire, c'est-à-dire qu'il faut complètement la décharger avant de la recharger, car dans le cas contraire sa capacité diminue définitivement. Une réglementation européenne a été mise en place visant à interdire l'usage du cadmium par les particuliers.

III.3.3- BATTERIES NICKEL-METAL-HYDRURE (NIMH) :

Ces batteries remplacent les batteries NiCD car elles sont moins toxiques. Elles sont cependant assez chères et sont utilisées dans les installations haut de gamme. Leur durée de vie est beaucoup plus grande que celle des batteries au plomb (50 % de plus) mais leur capacité est extrêmement faible (quelques Ah au maximum) et leur autodécharge très forte. Leur utilisation commerciale se fait davantage autour des batteries de téléphones et des ordinateurs portables que dans des installations solaires.

III.4- CARACTERISTIQUES PRINCIPALES D'UNE BATTERIE SOLAIRE [35] :

Le poids et le volume sont deux caractéristiques qu'il ne faut pas les négliger. Mais ce qui définit principalement la batterie est sa tension (en volts, V), sa capacité (en ampères-heures, Ah) et sa durée de vie (en cycles).

III.4.1- POIDS ET VOLUME :

On ne choisit pas une batterie en fonction de son poids ou de son volume, mais il faut savoir que les batteries au plomb (les plus utilisées) sont, par exemple, au minimum 5 fois plus lourdes que les batteries Li-ion. Le principal intérêt d'une batterie légère est que l'on facilite le transport. Étant donné qu'une batterie légère est souvent moins résistante, il vaut mieux ne pas se concentrer sur le poids et le volume pour faire son choix, à moins de devoir respecter des contraintes très particulières.

III.4.2- TENSION :

Une batterie est constituée d'éléments de base ayant une tension nominale de 2 volts (en réalité entre 1.9 et 2.1 volts selon l'état de charge). Il existe bien entendu des batteries 6 V, 12 V ou 24 V, mais ce n'est qu'un assemblage en série de plusieurs éléments (respectivement 3 x 2 V, 6 x 2 V et 12 x 2 V). Vu de l'extérieur, on ne voit pas cet assemblage sauf pour les batteries à électrolyte liquide qui disposent de bouchons sur chaque élément pour la remise à niveau.

La batterie de 12 V est la plus utilisée, car un certain nombre d'appareils électriques fonctionnent sous cette tension : les lampes à économie d'énergie, la plupart des appareils électriques des camping-cars ou des bateaux, etc.

III.4.3- CAPACITE :

La capacité d'une batterie correspond à la quantité d'énergie qui peut être restituée sur une période donnée. Cette capacité s'exprime en ampères-heures (Ah) et se note C. Elle fait partie des données les plus importantes puisqu'elle permet de connaître la quantité d'énergie qu'il est possible de stocker dans la batterie. Une batterie qui possède une grande capacité vous donnera plus d'autonomie, à condition que les modules soient suffisamment grands pour la recharger.

III.4.4- DUREE DE VIE :

La durée de vie d'une batterie est rarement indiquée, car elle dépend énormément des conditions d'utilisation. On parle en général d'une durée de vie de 300 cycles, un cycle correspondant à une décharge et une recharge. Cela ne correspond pas à 300 jours. Ce qui conditionnera le plus l'espérance de vie de la batterie est le taux maximum de décharge qu'on lui fera subir. Ainsi, si une batterie est prévue pour 300 cycles à 100 % de décharge, elle pourra tenir 600 cycles à 50 % de décharge, 900 cycles à 33 % de décharge, et ainsi de suite.

III.4.5- PARTIES DE REGULATION :

Les systèmes de régulation de charge sont des éléments d'un système photovoltaïque qui ont pour but :

- de contrôler l'état de charge et de décharge de la batterie afin d'en maximiser sa durée de vie, et d'améliorer son état de santé,
- assurer l'optimisation du transfert de l'énergie du champ PV à l'utilisation.

La technologie MPPT (Maximum Power Point Tracking) permet de tirer le maximum de puissance provenant des panneaux solaires photovoltaïques. Elle permet aussi d'augmenter le rendement entre 30 % et 35 % par rapport aux autres types de régulateurs solaires.

Un régulateur MPPT est un principe permettant de suivre comme son nom l'indique, le point de puissance maximale d'un générateur PV non linéaire. C'est une méthode de contrôle par microprocesseur ou microcontrôleur récupérant le maximum de la puissance des panneaux solaires en sortie pour la diffuser dans les batteries avec le minimum de pertes.

La plupart des régulateurs MPPT ont une efficacité de conversion de 92 % à 97 %.

III.5- BATTERIES ACIDE-AU-PLOMB :

III.5.1- INTRODUCTION [36] :

La batterie acide-au-plomb a été inventée en 1859 par le français Gaston Planté. Il a été en effet le premier à avoir mis au point la première batterie rechargeable. À l'origine, les batteries acide-au-plomb étaient situées dans des cuves en verre. Par la suite, on a systématisé l'emploi des cuves en plastique.

Les batteries constituent aujourd'hui la principale utilisation du plomb. Cette technique simple et robuste est également très compétitive et reste à ce jour la principale technique pour les batteries de démarrage des véhicules. Ainsi, en 2010, les batteries au plomb représentaient plus de 99 % en tonnage des batteries utilisées dans l'automobile.

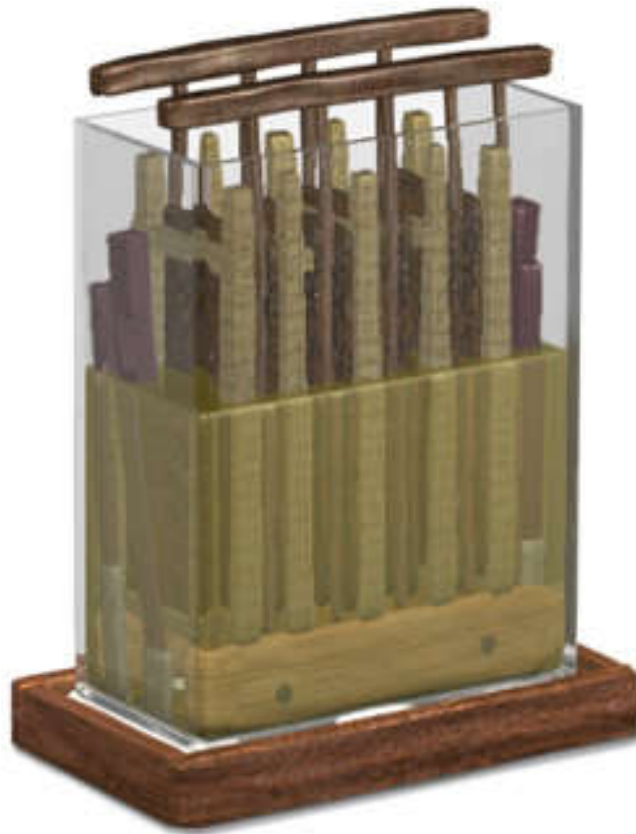


FIGURE III-3 : Première batterie conçue par Gaston Planté [36]

III.5.2- COMPOSITION D'UNE BATTERIE [36] :

Une batterie acide-au-plomb est une source d'énergie électrique. Cette dernière est obtenue par transformation directe d'une énergie chimique en une énergie électrique.

Rechargeable, il s'agit historiquement du premier dispositif de ce type qui a été développé et commercialisé. Chaque batterie acide-au-plomb est habituellement constituée de plusieurs cellules dont la tension cellulaire qui dépend de l'état de charge est de l'ordre de 2 V. Les cellules sont associées en série et permettent ainsi d'atteindre des tensions nominales de 6, 12, 24 V et au-delà. Chaque cellule est composée d'un couple d'électrodes positive et négative isolées par un séparateur microporeux, destiné à éviter les courts circuits tout en laissant circuler les ions. Les électrodes positives sont à base de peroxyde de plomb (PbO_2), les électrodes négatives sont à base de plomb métal (Pb) et l'électrolyte est une solution aqueuse d'acide sulfurique (H_2SO_4).

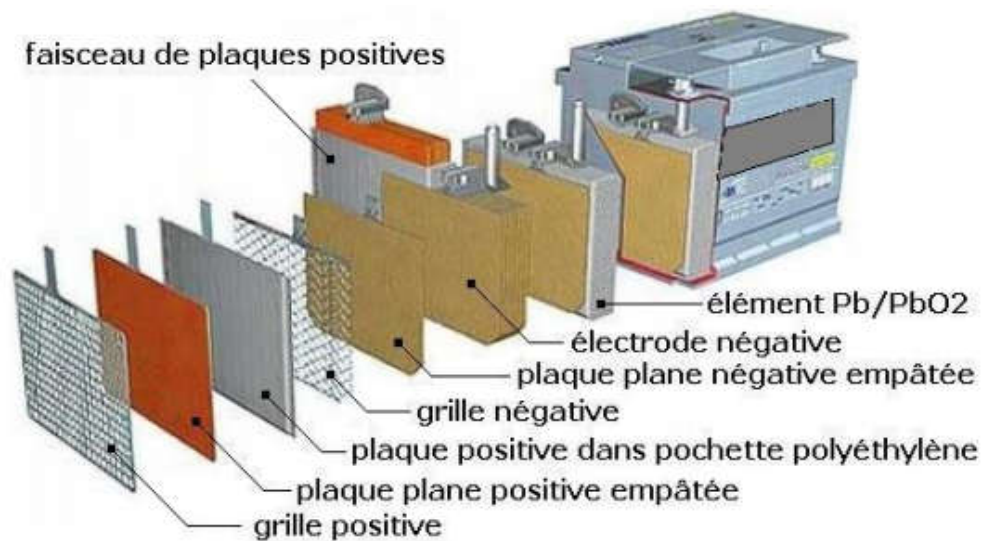
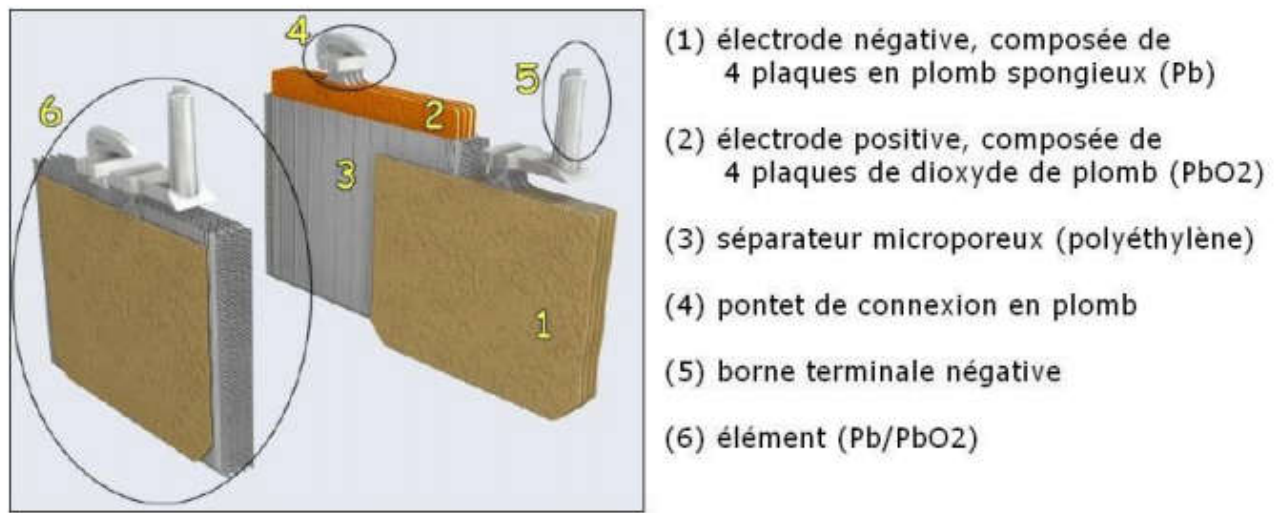


FIGURE III-4 : Constitution d'une batterie acide-au-plomb

Les batteries contiennent en poids environ 60 % de plomb, de 10 à 30 % d'électrolyte, de 5 à 10 % de matériaux pour la caisse (polypropylène par exemple) et de 20 à 40 % d'autres matériaux (silicone pour les batteries à électrolyte gélifié, séparateurs des électrodes, etc.). Ces proportions sont variables en fonction des fabricants et des technologies. La concentration de l'électrolyte en acide sulfurique au repos varie entre 30 % et 40 % en fonction de la technologie de la batterie.

III.5.3- UTILISATION DES BATTERIES ACIDE-AU-PLOMB :

Cette batterie sert à alimenter les composants électriques des véhicules, particulièrement le démarreur électrique. Lorsque le moteur fonctionne, elle est rechargée par un alternateur.

Historiquement, les batteries de voitures ou de motocyclettes faisaient le plus souvent 6 volts (3 éléments). À l'époque moderne, les batteries à 12 volts (6 éléments) sont généralisées sur les voitures et motocyclettes, alors que les véhicules lourds ou militaires utilisent les batteries 24 volts.

Les batteries acide-au-plomb servent aussi à alimenter toutes sortes d'engins électriques. Les voitures électriques ne se sont pas toujours imposées du fait du mauvais rapport masse/énergie des batteries, bien que le rendement d'un moteur électrique soit exceptionnel.

Ces batteries peuvent servir à stocker de l'énergie produite par intermittence, comme l'énergie solaire ou éolienne. Au niveau mondial, la technologie au plomb reste largement prédominante avec près de 75 % du marché des accumulateurs en valeur.

III.5.4- CARACTERISTIQUES TECHNIQUES [36-38] :

Une batterie acide-au-plomb se caractérise essentiellement par :

- Une tension nominale U qui dépend du nombre d'éléments. Elle est égale au nombre d'éléments multiplié par 2.1 V. Généralement, on considère qu'une batterie acide-au-plomb est chargée lorsqu'elle atteint la tension de 2.3 V à 2.4 V par élément et elle est déchargée lorsqu'elle atteint la tension de 1,8 V. Donc, une batterie de 6 éléments a une tension nominale de 12.6 V, elle est chargée lorsqu'elle atteint la tension de 13.8 V à 14.4 V, et est déchargée lorsqu'elle atteint la tension de 10,8 V. La décharge profonde est considérée pour la tension de 1.6 V par élément, soit la tension de la batterie de 9.6 V.
- La capacité de stockage Q représente la quantité d'énergie disponible. Elle s'exprime en ampère-heure.
- Le courant maximal ou courant de crête que peut fournir la batterie pendant quelques instants, qui s'exprime en ampères CCA (jusqu'à 0 °F soit -17,78 °C).

Les valeurs maximales sont données par le constructeur pour une batterie neuve et chargée à 100 %, elles varient sensiblement en fonction de l'état de charge, mais elles se dégradent en fonction du temps et de l'usage de la batterie.

La batterie acide-au-plomb est celle qui a la plus mauvaise énergie massique 35 Wh/kg, après la batterie Nickel-Fer. Mais comme elle est capable de fournir un courant de grande intensité, utile pour le démarrage électrique des moteurs à combustion interne, elle est encore très utilisée dans l'automobile.

III.5.5- FONCTIONNEMENT D'UNE BATTERIE ACIDE-AU-PLOMB [36] :

Le fonctionnement de la batterie acide-au-plomb réside dans le couplage de deux électrodes : une positive (PbO_2) et une négative (Pb) qui sont immergées dans une solution d'acide sulfurique (H_2SO_4).

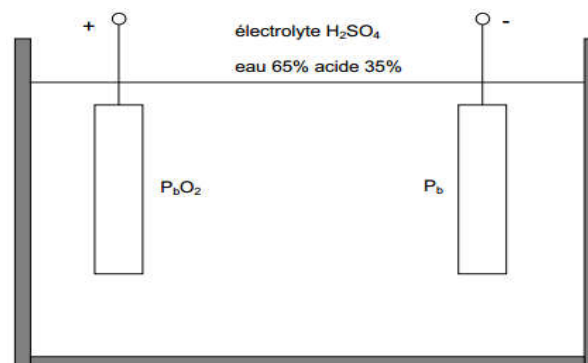
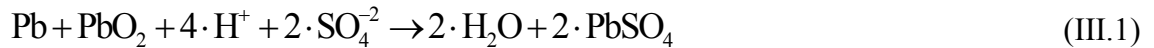


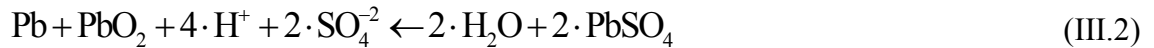
FIGURE III-5 : Accumulateur acide-au-plomb chargé

Les réactions chimiques de charge et de décharge sont des réactions d'oxydoréduction entre l'électrode négative, l'électrode positive et l'électrolyte.

La décharge de la batterie acide-au-plomb consomme les solides des électrodes (Pb et PbO₂) et les ions H⁺ de l'électrolyte et conduit à la formation de sulfate de plomb (PbSO₄) sur les électrodes :



A l'inverse, la charge de l'accumulateur au plomb forme les solides des électrodes et les ions H⁺ de l'électrolyte (la concentration en acide augmente, le pH diminue), et le sulfate de plomb PbSO₄ disparaît des électrodes :



Les réactions électrochimiques aux électrodes se résument comme suit :

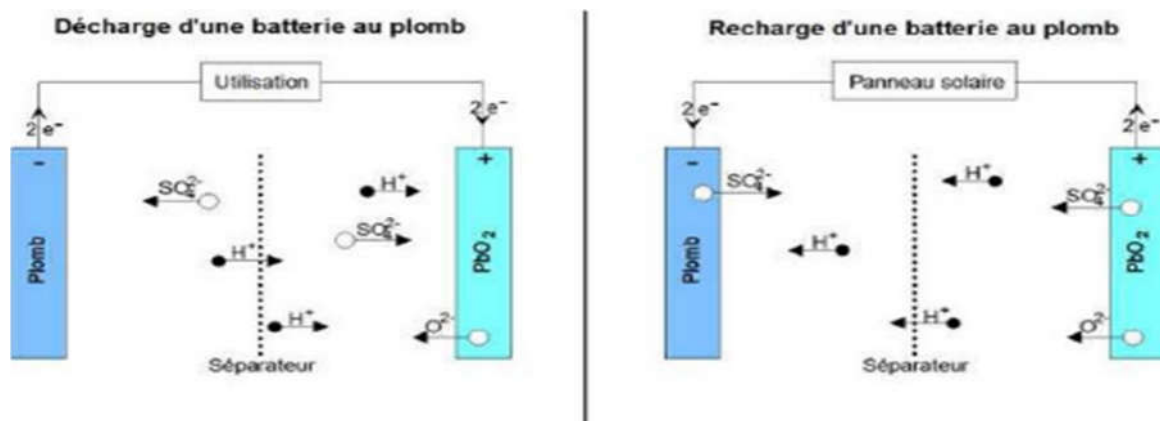
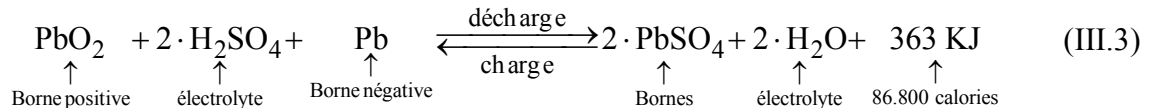


FIGURE III-6 : Principe de fonctionnement de l'accumulateur acide-au-plomb

De plus, à la fin de la charge, le courant de charge déclenche l'électrolyse de l'eau contenue dans l'électrolyte, produisant un dégagement d'hydrogène à l'électrode négative et d'oxygène à l'électrode positive.

Les batteries acide-au-plomb peuvent soit être « ouvertes », les gaz peuvent alors s'échapper par les orifices prévus et il est nécessaire d'ajuster régulièrement le niveau d'eau (excepté pour les batteries dites « sans entretien »), soit « a recombinaison de gaz » (en anglais VRLA pour « Valve-Regulated Lead-Acid battery ») avec un électrolyte sous forme de gel (dit gélifié) ou absorbe dans une matière fibreuse (dit absorbe) qui ne nécessite ainsi pas d'ajustement du niveau d'eau.

III.5.5.1- PENDANT LA CHARGE :

Pendant la charge, le sulfate de plomb PbSO₄ formé au niveau des deux électrodes se convertit au PbO₂ au niveau de l'électrode positive et au Pb au niveau de l'électrode négative, et les ions de sulfate se retournent dans la solution pour former l'acide sulfurique. Pendant cette phase, la concentration de l'acide augmente et la tension de la batterie croît également avec le temps, quand elle atteint une tension suffisamment élevée, « tension de gazéification », l'électrolyse de l'eau contenue dans la batterie devient trop rapide et un dégagement gazeux (oxygène et hydrogène) aura lieu à l'intérieur de la batterie.

En fin de charge, la tension de la batterie augmente rapidement, donc on doit limiter le courant de charge pour maintenir la tension de la batterie à une tension inférieure à la tension de gazéification. Si on trace en fonction du temps la différence de potentiel entre les deux bornes de la batterie, on constate qu'après un court régime transitoire elle s'établit aux environs de 2.2 V. En fin de charge (le point 2.4 V/élément), on remarque un accroissement rapide de la tension.

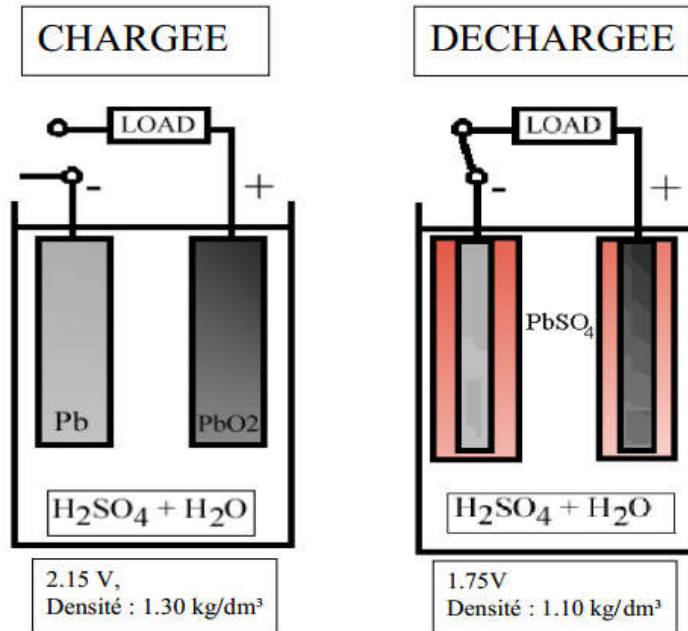


FIGURE III-7 : Charge et décharge d'un accumulateur

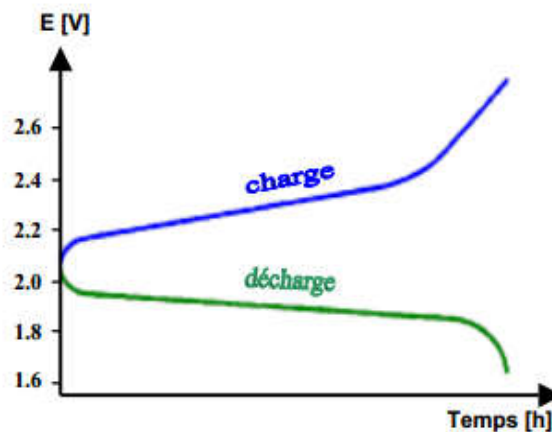


FIGURE III-8 : Courbe de charge et décharge d'une batterie acide-au-plomb

III.5.5.2- PENDANT LA DECHARGE :

Quand la batterie se décharge, les matériaux actifs : le dioxyde de plomb au niveau de l'électrode positive et le plomb spongieux au niveau de l'électrode négative réagit avec l'acide sulfurique pour former le sulfate de plomb PbSO₄ et de l'eau H₂O. Pendant cette phase, la concentration de l'acide décroît et la tension de la batterie décroît également avec le temps ; si elle dépasse une certaine valeur définie par les constructeurs, ceci peut attaquer les plaques (formation du sulfate de plomb PbSO₄), qui ne sont plus détruites par la suite ; ce phénomène

aura comme conséquences la sulfatation de l'accumulateur qui entraîne une perte de capacité, et un vieillissement de la batterie.

Pendant la décharge, la tension de la batterie varie en fonction du temps (Figure III-8), on remarque que pendant une assez longue période d'utilisation, elle reste constante à une valeur proche de 2 V/élément. À partir du point 1.8 V/élément, elle diminue brusquement ; d'où, il faut interrompre la décharge de la batterie pour éviter la sulfatation.

III.5.6- LES CAUSES DE DEGRADATION :

Certains phénomènes d'usure ainsi que de mauvaises conditions d'utilisation peuvent diminuer les performances des batteries et donc leur durée d'usage. Le tableau qui suit présente les principaux types de dégradation qui peuvent affecter les batteries acide-au-plomb, ainsi que les causes et les conséquences de ces dégradations.

Les principales causes de dégradation des batteries sont :

- les décharges profondes,
- le phénomène de cyclage (nombre de cycles complets de charge/décharge),
- l'oxydation des électrodes,
- l'oxydation des bornes.

Type de dégradation	Causes	Conséquences
Corrosion de l'électrode positive	- Oxydation spontanée au repos et en charge. - Accélère par la stratification de l'électrolyte	- Court-circuit - Altération de la conduction électrique
Dégradation de la matière active	Phénomène spontané	Court-circuit
Assèchement de l'électrolyte	- Recombinaison des gaz jamais efficace à 100 % - Perte d'eau lors de surcharges	Accélération de la sulfatation
Sulfatation	- Mauvaise utilisation ou mauvais entretien - Accélère par la stratification de l'électrolyte	Altération de la conduction électrique

TABLEAU III- 1 : Dégradation des batteries acide-au-plomb

Les différents phénomènes évoqués dans le tableau sont concrètement les suivants :

- La corrosion de l'électrode positive correspond à l'oxydation spontanée du plomb de la grille de l'électrode positive lorsque l'accumulateur est au repos et en charge.
- La dégradation de la matière active est la décomposition de la matière active de l'électrode positive en particules qui s'accumulent au fond de la batterie. Les particules peuvent pénétrer dans les réseaux poreux des séparateurs et s'accumuler entre deux plaques.
- La sulfatation représente l'accumulation de sulfate de plomb sur les électrodes. Ce phénomène apparaît naturellement à chaque décharge de la batterie, et sera interrompu dès que la batterie est remise en charge. Cependant sous certaines conditions (décharge

prolongée ou trop profonde, température importante, gazéification de l'électrolyte), des îlots stables de sulfate de plomb apparaissent et ne sont plus dissous lors de la charge. Le sulfate de plomb ainsi généré diminue la capacité de la batterie en empêchant les réactions sur l'électrode par sa faible conductivité électrique.

La corrosion et la dégradation de la matière active sont respectivement les principales causes de défaillance des batteries, ces phénomènes étant irréversibles.

De tous les types de dégradation pouvant affecter les batteries acides-au-plomb, seule la sulfatation est réversible.

D'un point de vue pratique, une batterie au plomb est considérée en fin d'usage lorsqu'elle ne répond plus au besoin de l'utilisateur. Les fabricants considèrent qu'une batterie est en fin d'usage lorsque sa capacité atteint 80 % de la capacité nominale.

III.5.7- VIEILLISSEMENT DES BATTERIES AU PLOMB [39] :

Plusieurs processus de dégradations peuvent conduire au vieillissement de la batterie. Certains sont réversibles mais nécessitent le recours à un mode de charge adapté pour réhabiliter l'accumulateur. D'autres conduisent à la fin de vie de l'accumulateur.

III.5.7.1- STRATIFICATION DE L'ACIDE :

Dans le cas de batteries à électrolyte liquide, l'acide est souvent plus dense en bas de la batterie qu'en haut. Ceci est dû aux forces de gravité et aussi à une recharge insuffisante n'assurant pas le dégagement gazeux qui permet l'homogénéisation de l'électrolyte. La stratification n'est pas en elle-même une dégradation mais elle influe sur le comportement de la batterie en cyclage et provoque d'autres processus de vieillissement. En effet, elle conduit à une inhomogénéité de la décharge des électrodes qui sont plus déchargées en bas. Elle diminue aussi la capacité disponible et change les caractéristiques tension-courant. Toutefois, si l'accumulateur acide-au-plomb est surchargé de manière plus importante, le dégagement gazeux peut entraîner une meilleure homogénéisation de l'électrolyte qui annule les effets de la stratification.

III.5.7.2- SULFATATION DURE :

Cette dégradation a fait l'objet de nombreux travaux. Il s'agit de la croissance des cristaux de sulfate de plomb dans des conditions de faible état de charge. Les gros cristaux sont moins facilement transformables lors de la charge. Au cours d'une recharge, les petits cristaux réagissent en priorité. L'accumulation de sulfate de plomb sous forme de gros cristaux réduit la quantité de matière active disponible et donc la capacité disponible. La figure III-9 représente une image MEB (microscopie électronique à balayage) d'une électrode sulfatée avec de gros cristaux.

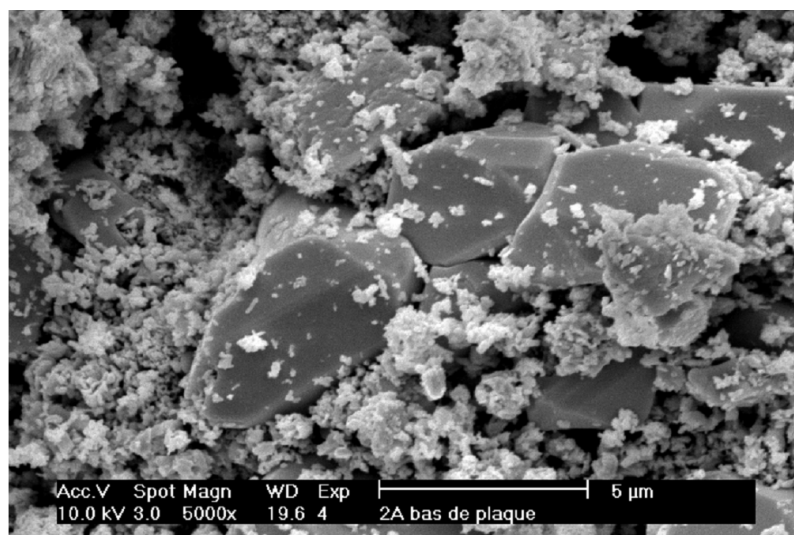


FIGURE III-9 : Micrographie d'une électrode positive insuffisamment chargée [39]

III.5.7.3- CORROSION :

La corrosion affecte essentiellement l'électrode positive à cause d'un potentiel élevé et attaque la grille collectrice de courant. Ce phénomène conduit à une augmentation de la résistance interne par la formation d'une couche passive sous forme d'oxydes de plomb mixtes PbO_{2-x} (avec $x < 1$) moins bon conducteur que le PbO_2 [39]. La corrosion dépend du potentiel de l'électrode, de la température, de la composition de la grille et de sa qualité lors de sa fabrication. La corrosion peut causer aussi la croissance de la taille des grilles. Cette croissance peut entraîner une dégradation importante de la batterie complète.

Afin de réduire l'effet de la corrosion et d'augmenter la durée de vie de la batterie dans les systèmes photovoltaïques, des plaques plus épaisses sont souvent utilisées. Une étude de la structure de la couche de corrosion, de l'influence de son interaction avec la matière active positive sur la perte de capacité de la batterie est présentée par Pavlov dans [40].

III.5.7.4- DEGAGEMENT GAZEUX ET DESSECHEMENT DES ELECTRODES :

Les réactions parasites en surcharge conduisent à des dégagements gazeux et à une consommation d'eau de l'électrolyte. Ceci engendre la nécessité de maintenance de la batterie par ajustement du niveau de l'électrolyte en ajoutant de l'eau. Si cette étape n'est pas correctement réalisée, il y a un dénoyage puis dessèchement du haut des électrodes qui conduit à une oxydation des électrodes négatives par l'air (formation de PbO), et donc à un travail non homogène des électrodes.

III.5.7.5- DECOHESION DE LA MATIERE ACTIVE :

Elle est liée au cyclage et vient de la transformation de la matière active en sulfate de plomb qui est 1.94 fois plus volumineux que le dioxyde de plomb et 2.5 fois plus que le plomb. Ces changements de volume répétés conduisent à une perte de connexion entre la matière active et le reste de l'électrode. Ce phénomène augmente avec la profondeur de décharge. Cela engendre une perte de capacité de la batterie et peut engendrer de courts circuits.

La Figure III-10 est une illustration de l'importance de la dégradation engendrée par ce phénomène.

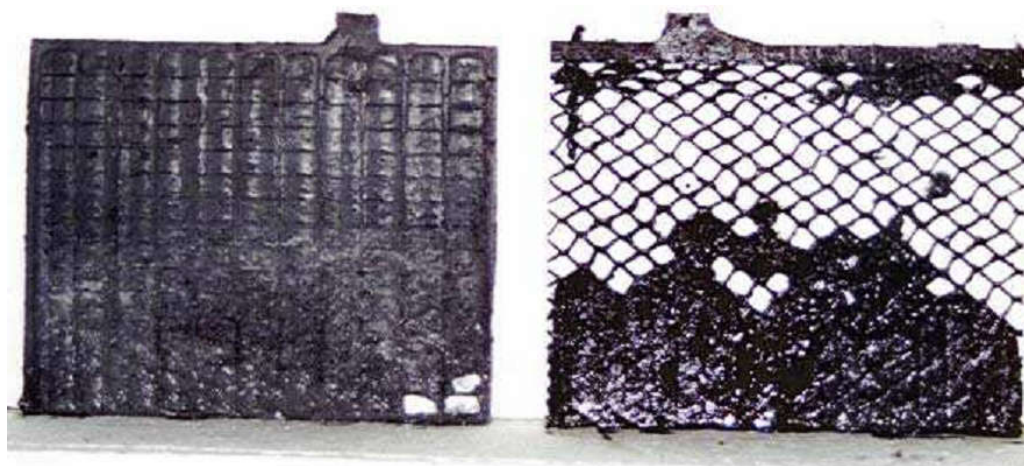


FIGURE III-10 : Electrodes négative (à gauche) et positive (à droite) issues d'une batterie ayant cyclé à 80 % de profondeur de décharge

III.5.7.6- LES COURTS CIRCUITS :

Ces courts circuits peuvent être engendrés par :

- Une croissance des dendrites de la matière active négative vers l'électrode positive à travers les séparateurs. Leur croissance augmente avec de longues périodes à faible état de charge.
- La corrosion des collecteurs de courant qui conduit au détachement de la matière qui peut tomber entre les électrodes.
- La matière active tombée au fond du bac à cause de la décohésion.
- La corrosion des grilles qui croissent de taille, ce qui augmente la pression et fait percer le séparateur. On a aussi un risque de court-circuit au-dessus du séparateur.

Les courts circuits et la corrosion sont les seuls phénomènes qui peuvent causer une panne soudaine de la batterie.

III.6- ALGORITHME DE CHARGE EN TROIS ETAPES DES BATTERIES ACIDES-AU-PLOMB :

Le principe de ces méthodes de gestion est la limitation de la tension et le courant de l'accumulateur à des valeurs prédéfinies afin d'éviter les dégradations qui pourraient avoir lieu pour des tensions très hautes ou très basses. Cette gestion peut se faire de plusieurs manières : on/off, floating, MLI.

Avant de procéder à la charge d'une batterie, il est nécessaire de préciser son type, la façon de sa décharge, le temps nécessaire pour sa charge, sa température extrême de fonctionnement et sa tension nominale.

On charge une batterie acide-au-plomb en lui appliquant un courant continu d'une valeur quelconque (sous réserve de limites technologiques liées à la batterie elle-même ou à ses connexions), pourvu qu'elle n'entraîne pas aux bornes de la batterie l'apparition d'une tension supérieure à 2.35-2.40 V/élément (valeur à 25 °C).

En pratique, on trouve plusieurs méthodes pour charger les batteries. Les utilisateurs des batteries ont remarqué qu'il existe une grande différence entre les deux méthodes de charges : courant constant et tension constante, où chacune a ses avantages et ses inconvénients. Pour aboutir aux meilleures performances, ils ont distingué qu'ils peuvent combiner ces deux méthodes en un seul algorithme dit : « Algorithme de charge en trois étapes » en anglais « Three state charge algorithm », où une phase de charge à courant constant (Bulk charge ou charge normale) est suivie par deux phases de charge à tension constante : charge d'absorption ou égalisation, et Floating charge ou fin de charge.

Cet algorithme intègre les avantages de la charge à courant constant : d'égaliser et de charger rapidement la batterie et les avantages de charge à tension constante : d'un contrôle performe de la surcharge.

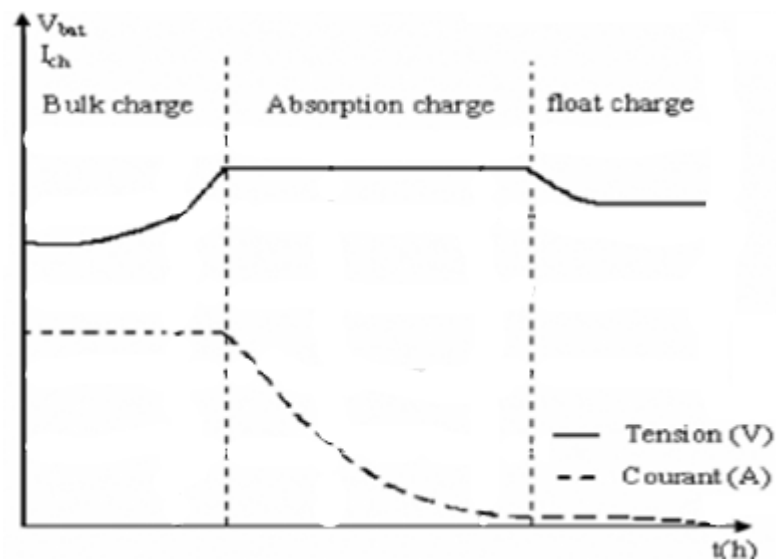


FIGURE III-11 : Evaluation de la tension et du courant au cours de charge

III.6.1- CHARGE A COURANT CONSTANT OU BULK CHARGE :

Bulk charge est un mode de charge a courant constant, il représente la première étape du cycle de charge à suivre où le panneau photovoltaïque charge une batterie déchargée par le maximum de courant permit. Ce mode de charge assure une récupération rapide de la capacité de la batterie.

Au cours de cette phase, la tension par élément est inférieure à 2.35 V malgré l'application du courant maximum dont est capable le chargeur ; le courant et la tension sont déterminés respectivement par le chargeur et la batterie. La tension aux bornes de chaque élément augmente au fur et à mesure que la batterie se recharge.

Cette méthode est très efficace surtout dans le cas où le banc batterie est grand. Dans ce cas, le régulateur fonctionne comme un interrupteur on/off, il contrôle la tension de la batterie, jusqu'à ce qu'elle atteinte une valeur prédéterminée V_R (voltage regulation) où il interrompt le courant de charge. Le module PV demeure déconnecter de la batterie jusqu'à où la tension de cette dernière diminue à une valeur V_{AR} (Array Reconnect Voltage) et le courant de charge se rétablit. Ainsi la tension de la batterie bascule entre ces deux seuils.

Cette méthode est caractérisée par une rapidité de charge avec une difficulté de charger complètement la batterie surtout dans le cas où le banc batterie est très petit par rapport à la taille du générateur photovoltaïque.

Quand la tension de la batterie atteint la valeur VR le processus de charge passe au deuxième mode de charge.

III.6.2- CHARGE A TENSION CONSTANTE, A ABSORPTION OU EGALISATION :

Cette méthode est très efficace surtout dans le cas où le banc batterie est petit.

Pendant la phase d'égalisation, le régulateur contrôle le courant de charge de telle sorte que la tension de la batterie soit maintenue à un niveau de régulation VR afin de compléter la charge de la batterie et éviter la surcharge. La fin de cette phase aura lieu quand la capacité de la batterie s'approche de sa totalité et le courant de charge se diminue.

Cette phase de charge commence dès que la tension par élément atteint la valeur de 2.35 V/élément puisque l'application de la consigne ci-dessus conduit le chargeur (son système asservi le transformant en un générateur de tension) à ajuster le courant de telle sorte que la tension reste égale à 2.35 V/élément alors que la batterie continue de se charger. Le courant au cours de cette phase est donc une fonction décroissante du temps. Il tend théoriquement vers 0 asymptotiquement. En fin de charge, le courant dans cette phase d'absorption ne s'annule pas. Il se stabilise à une valeur faible mais non nulle qui n'accroît plus l'état de charge. La tension de 2.34 volts par élément est appelée tension de gazéification et correspond à la tension où l'électrolyte sous forme liquide s'électrolyse. On préconise donc d'interrompre la charge ou de passer à la phase d'entretien.

III.6.3- PHASE D'ENTRETIEN OU DE FLOATING :

Quand le courant de charge atteint une valeur basse, le processus de charge entre dans la troisième et la dernière phase de l'algorithme de charge qui est le « float charge ». Cette étape est une étape d'entretien où la tension de la batterie est réduite à un niveau juste suffisant afin de compenser l'autodécharge des cellules, et le courant de charge devient très faible et presque constant, c'est l'état de pleine charge.

Afin de compenser le phénomène d'autodécharge, on applique une charge permanente et on baisse la tension de consigne à une valeur de l'ordre de 2.3 V/élément.

Une batterie ne doit jamais être déchargée à plus de 80 % de sa capacité nominale. La tension n'est pas une référence fiable dans le temps, puisque plus la batterie est âgée, plus la tension a tendance à baisser.

La charge CC/CV s'est généralisée, car elle seule permet de charger à fort courant (donc rapidement) sans endommager la batterie. Ce mode de charge est utilisé dans toutes les automobiles : en phase CC, le courant de charge dépend essentiellement de la vitesse de rotation de l'alternateur et donc du moteur. En phase CV, la tension de consigne est maintenue par l'asservissement que constitue le régulateur de tension. Celui-ci diminue en effet le courant d'excitation de l'alternateur, de façon à ce que le courant de sortie de l'alternateur n'ait jamais pour résultat une tension supérieure à 2.35 V/élément (avec une légère correction en fonction de la température).

III.7- ETAT DE CHARGE (STATE OF CHARGE) [41] :

En 1938, Heyer a présenté un dispositif de comptage particulier sur lequel la valeur de la capacité de charge de la batterie est indiquée. La capacité de charge de la batterie est indiquée sur la base de la tension mesurée de la batterie et d'une chute de tension mesurée à travers la résistance de mesure de courant. Quand la batterie est entièrement chargée, le dispositif indique une capacité de 100 %. Un essai simple est fait pour déterminer quand la batterie devrait être remplacée. Dans ce test, la chute de tension à travers la résistance de mesure de courant, pendant la décharge à partir de la capacité 100 %, est mesurée. Dans une batterie fraîche, on suppose que la chute de tension est petite ; alors que pour une batterie vieille, elle sera plus grande impliquant que la batterie devrait être remplacée. Le remplacement est exigé quand la capacité de la batterie décente en moins de 70 % dans l'essai de décharge.

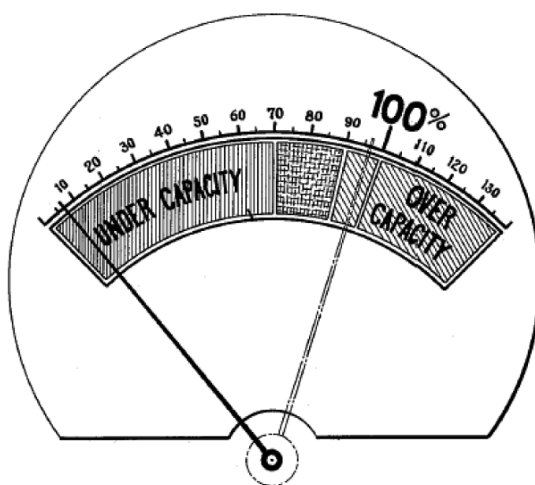


FIGURE III-12 : Indicateur de la capacité de charge d'une batterie développé par Heyer en 1938

III.7.1- LA DEFINITION DE L'ETAT-DE-CHARGE DE LA BATTERIE :

L'état-de-charge est le pourcentage de la charge maximale possible qui est présente à l'intérieur d'une batterie rechargeable. La détermination de l'état-de-charge (SOC) devient une question de plus en plus importante dans toutes les applications qui incluent une batterie.

Les anciennes stratégies de fonctionnement se sont servies des limites de tension pour protéger seulement la batterie contre la surcharge et la décharge profonde.

Actuellement, le fonctionnement avec les batteries change et s'appelle la gestion de batterie au lieu de la protection de la batterie. Pour cette commande améliorée de gestion de la batterie, l'état-de-charge est un facteur clé.

Plusieurs travaux de recherches ont été effectués ces dernières années pour améliorer la détermination de l'état-de-charge. Les conditions de fonctionnement diffèrent pour les batteries, par exemple : les applications photovoltaïques, les véhicules électriques, les télécommunications. Par conséquent, une méthode donnée pour le calcul de SOC sera plus appropriée à une certaine demande que pour d'autres. Les chercheurs présentent des méthodes utilisées généralement pour la détermination de l'état-de-charge et établissent un rapport entre les avantages des différentes méthodes et les applications les plus communes.

III.7.2- METHODES DE DETERMINATION DE L'ETAT DE CHARGE [42] :

De nombreuses méthodes peuvent être utilisées pour estimer l'état-de-charge d'une batterie. Certains sont spécifiques à une chimie particulière des éléments de cette dernière. Cependant, la plupart dépendent de la mesure d'un certain nombre de paramètres qui varient avec l'état-de-charge de la batterie.

Il y a plusieurs méthodes pour déterminer l'état-de-charge d'une batterie. La technique de contrôle de l'état-de-charge de la batterie la plus pratique et la plus utilisée consiste en la mesure et le calcul des quantités d'électricité entrant et sortant dans les deux processus de charge et de décharge en termes d'ampères-heures. Cette technique est appelée la mesure coulomb-métrique. Pour notre cas, le calcul numérique de l'état-de-charge se fait à l'aide d'un algorithme de calcul implémenté sur microcontrôleur, qui a pour fonction la commande intelligente des éléments de coupure de charge et de décharge de la batterie.

L'état de charge de la batterie à un instant donné dépend directement de l'état de charge précédent, qui doit être connu au préalable. Cette précision pose un problème lors de la mise en service du système photovoltaïque, qui nécessite la connaissance de l'état de charge initial de la batterie, et dans le cas lorsque la charge est déconnectée, la connaissance de l'état de la batterie si elle a subi une décharge excessive. Pour surmonter ce problème des deux cas extrêmes, la tension de circuit ouvert de la batterie à l'état complètement stable est également un indice, qui donne avec une précision suffisante l'état-de-charge, sachant que cette tension de circuit ouvert V_{OC} est directement proportionnelle à l'état-de-charge, et que la température de l'électrolyte a peu d'influence.

La technique de contrôle de l'état-de-charge d'une batterie appropriée repose sur la combinaison des deux méthodes de mesure mentionnées précédemment, à savoir : la mesure coulomb-métrique, et la mesure de la tension en circuit ouvert.

III.7.2.1- A LA BASE DE LA TENSION EN CIRCUIT OUVERT :

Ceci utilise la tension de la batterie comme base pour calculer l'état-de-charge ou la capacité restante. Les résultats peuvent varier considérablement selon le niveau actuel de la tension, la température, le taux de décharge et l'âge de la batterie. La compensation pour ces facteurs doit être faite pour parvenir à une précision raisonnable.

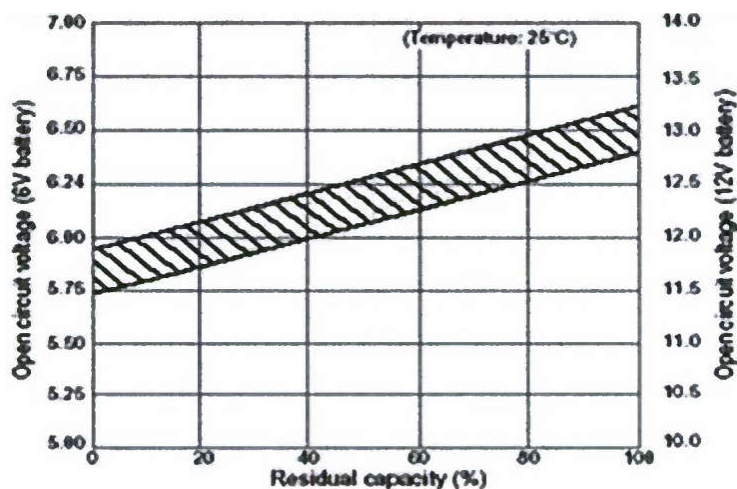


FIGURE III-13 : La relation entre la tension en circuit ouvert et la capacité restante d'une batterie de grande capacité à 25 °C [42]

Le schéma de la figure III-13 montre la relation entre la tension en circuit ouvert et la capacité restante avec une température et un taux de décharge constants pour une batterie acide-au-plomb de grande capacité. Notant que la tension de la batterie diminue proportionnellement avec la capacité restante.

III.7.2.2- MESURE DIRECTE :

Ça serait facile si la batterie pouvait être déchargée à un taux constant. La charge dans une batterie est égale au courant multiplié par le temps d'écoulement. Malheureusement, il y a deux problèmes avec ceci. Pratiquement, le courant de décharge n'est pas constant mais diminue d'une manière non linéaire lorsque la batterie devient déchargée. N'importe quel dispositif de mesure doit avoir la possibilité d'intégrer le courant avec le temps. Deuxièmement, cette méthode dépend de la décharge de la batterie pour connaître combien de charge elle a contenues.

Dans la plupart des applications exceptées peut-être dans l'essai de qualification, l'utilisateur (ou le système) a besoin de connaître combien de charge existe dans la batterie sans la décharger. De même, il n'est pas du tout possible de mesurer directement la charge dans la batterie tout en surveillant la quantité de charge injectée durant le cycle de charge. C'est en raison de l'efficacité de la batterie à cause des pertes internes, le cycle de charge/décharge montre qu'elle fournira moins de charge pendant la décharge que celle qu'a reçu durant la charge.

III.7.2.3- MESURE DE LA DENSITE DE L'ELECTROLYTE :

C'est la façon usuelle de déterminer la condition de charge des batteries acide-au-plomb. Elle dépend de la mesure des changements du poids des produits chimiques actifs. Comme la décharge de la batterie consomme l'électrolyte actif, la concentration de l'acide sulfurique dans l'eau diminue. Ceci réduit la densité de la solution en proportion directe avec l'état de charge. Donc, la densité de l'électrolyte peut être employée comme une indication de l'état de charge de la batterie. Cependant, cette technique de détermination de l'état-de-charge ne convient pas à d'autres types de batteries dont leurs chimies diffèrent des batteries acide-au-plomb.

III.7.2.4- METHODE BASEE SUR DES MESURES DE TYPE COULOMB-METRIQUE :

L'énergie contenue dans une charge électrique est mesurée en coulombs et est égale à l'intégrale en fonction du temps du courant délivré. La capacité restante peut être calculée en intégrant en fonction du temps le courant entrant (de charge) ou sortant (de décharge) de la batterie. En d'autres termes, la charge transférée dans ou hors de la batterie est obtenue en accumulant le courant en fonction du temps.

La référence de calibrage d'une batterie est obtenue à pleine charge, et non pas à une charge vide. L'état de charge est obtenu en soustrayant la charge nette délivrée d'une batterie entièrement chargée. Cette méthode, connue sous le nom de coulomb-métrique, fournit une précision plus élevée que la plupart des autres méthodes, puisqu'elle mesure directement l'écoulement de la charge.

Cependant, elle a besoin tout de même une compensation pour tenir compte des conditions de fonctionnement comme avec la méthode basée sur la mesure de la tension.

Trois méthodes de mesure du courant peuvent être employées :

- Le shunt de mesure de courant, placée entre la batterie et la charge, est la méthode la plus simple pour déterminer le courant en mesurant la chute de tension à travers une faible résistance ohmique avec une haute précision. Cette méthode de mesure de courant cause une légère perte de puissance. En plus, elle est imprécise pour les faibles courants.
- Les capteurs à effet Hall évitent ce problème, mais ils coutent cher. Malheureusement, ils ne peuvent pas supporter les forts courants et sont susceptibles du bruit.
- Les capteurs magnéto-résistances coûtent encore plus cher, mais ils ont une meilleure sensibilité et fournissent un niveau de signal plus élevé. Ils ont également une bonne stabilité thermique que les capteurs à effet Hall.

La méthode coulomb-métrique dépend du courant circulant de la batterie vers la charge externe et ne tient pas en compte l'effet de l'autodécharge, ni de l'efficacité de la batterie dans le transfert de l'énergie. Dans certaines applications telles que l'automobile, le courant continu de la batterie n'est pas surveillé. Un échantillonnage du courant est effectué, et la forme du courant continu est reconstruite à partir des échantillons prélevés. Dans ces cas, la fréquence d'échantillonnage doit être suffisamment grande pour pouvoir capter les piques et les creux du courant liés à l'accélération et au freinage correspondant à la façon de conduire du chauffeur.

L'avantage de cette méthode repose sur le fait qu'elle se base sur des mesures des grandeurs macroscopiques (tension, courant, température) disponibles. Ces mesures peuvent être réalisées en ligne par des dispositifs relativement simples et peu chers. D'autre part, une fois maîtrisée, cette méthode peut être généralisée sur tous les types d'accumulateurs électrochimiques.

III.7.2.5- MESURE DE L'IMPEDANCE INTERNE :

Pendant les cycles de charge/décharge de la batterie, la composition des produits chimiques change vu que ces derniers se transforment entre les états de charge et de décharge. Ceci se reflète sur la valeur de l'impédance interne de la batterie ; chose qu'on pourra utiliser pour déterminer l'état-de-charge de la batterie. Cependant, cette méthode n'est pas couramment employée à cause des difficultés rencontrées lors de la mesure de l'impédance interne vu que la batterie est un élément actif. En plus, l'interprétation des données mesurées n'est pas aussi évidente comme l'impédance interne est également influencée par la température. La logique floue et d'autres modèles semblables ont été employés pour surmonter ces problèmes et des circuits pour application spécifique ont été développés à cette fin.

La mesure de l'impédance interne est apparue assez récemment et présente une approche relativement différente des autres méthodes. Son principe de base est d'exciter la batterie avec une tension ou un courant spécifique et d'enregistrer sa réponse afin de déduire une image « ohmique » de son état interne.

Les recherches s'orientent actuellement vers la liaison entre l'impédance interne et l'état de charge, mais il a déjà été prouvé que cette impédance pouvait assez facilement être liée à l'état interne global de la batterie, c'est-à-dire sa durée de vie restante. L'impédance interne d'une batterie augmente en effet tout au long de sa vie, et sa valeur peut avoir doublé voire même tripler en fin de vie utile.

III.7.2.6- UTILISATION DU FILTRE DE KALMAN :

Le filtre de Kalman également connu sous le nom d'évaluation quadratique linéaire, est un algorithme qui emploie une série de mesures observées avec le temps, contenant le bruit et d'autres inexactitudes, et produit des évaluations des variables inconnues qui tendent à être plus précises que ceux basés sur une seule mesure simple. Plus formellement, le filtre de Kalman fonctionne périodiquement sur des séries des données d'entrée pour produire une estimation de l'état actuel du système fondamental.

Puisque le filtre de Kalman est spécifiquement conçu pour traiter des mesures bruyantes, c'est le procédé idéal pour estimer l'état-de-charge sur le banc d'essai de batterie et à bord du système.

En concevant l'algorithme d'estimation de l'état-de-charge par le biais du filtre de Kalman ou par les réseaux de neurones artificiels, la philosophie et la théorie devraient être compréhensibles, l'algorithme doit être aussi simple que possible pour avoir une bonne vitesse de traitement et une facilité d'exécution.

III.8- DEFINITION DE L'ETAT DE SANTE (STAT OF HEALTH) :

L'état de santé est une mesure qui reflète la capacité de fonctionnement comparée à une batterie fraîche. Il tient compte des facteurs tels que l'acceptation de charge, la résistance interne, la tension et la décharge spontanée.

Pendant la vie d'une batterie, sa santé tend à détériorer graduellement en raison des changements physiques et chimiques irréversibles qui interviennent avec l'utilisation et avec l'âge jusqu'à ce que par la suite la batterie ne soit plus utilisable ou morte.

Son but est de fournir une indication de l'exécution qui peut être prévue de la batterie en son état courant ou fournir une indication de quelle quantité de vie utile de la batterie a été consommée et combien reste avant qu'elle doive être remplacée.

À la différence de l'état de charge qui peut être déterminé en mesurant la charge réelle dans la batterie, il n'y a aucune définition absolue de l'état de santé. C'est une évaluation plutôt qu'une mesure. Les fabricants de batteries ne spécifient pas l'état de santé parce qu'ils fournissent seulement de nouvelles batteries. L'état de santé est appliqué seulement aux batteries après qu'ils aient commencé leur processus de vieillissement, ou sur l'étagère, ou une fois qu'ils sont entrés dans le service.

N'importe quel paramètre qui change de manière significative avec l'âge, tel que l'impédance interne, peut être employé comme base pour fournir une indication de l'état de santé de la cellule. Les changements à ces paramètres signifieront normalement que d'autres changements se sont produits qui peuvent avoir plus d'importance pour l'utilisateur. Ceux-ci ont pu être des changements à l'exécution externe de batterie telle que la perte de capacité évaluée, ou d'échauffement accru lors du fonctionnement, ou les changements internes tels que la corrosion.

Puisque l'indication de l'état de santé est relative à l'état d'une nouvelle batterie, le système de mesure doit retenir un dossier de conditions initiales ou au moins un ensemble d'états standard. Ainsi si l'impédance est le paramètre étant surveillé, le système doit maintenir dans la mémoire comme référence, un dossier de l'impédance initiale d'une cellule fraîche. Si le compte des cycles de charge/décharge de la batterie est employé comme mesure de

l'utilisation de batterie, la vie de cycle prévue de batterie d'une nouvelle cellule serait employée comme référence.

Dans la pratique, certains estiment l'état de santé d'une mesure simple de l'impédance de cellules ou de la conductibilité de cellules. À la poursuite de l'exactitude, d'autres préconisent mesurer plusieurs paramètres de cellules, qui varient avec l'âge de la batterie, et faire une évaluation de l'état de santé à partir d'une combinaison de ces facteurs. Les exemples sont capacité, résistance interne, décharge spontanée, acceptation de charge, capacités de décharge, la mobilité de l'électrolyte. Les relevés absolus dépendront de la chimie de cellules impliquée. La pondération est ajoutée à différents facteurs basés sur l'expérience pour laquelle la batterie est utilisée.

De telles mesures complexes ont besoin des traitements à l'aide d'un microprocesseur pour retrouver les résultats. Pour des mesures automatisées, la condition initiale et l'expérience peuvent être encapsulées dans la mémoire pour faciliter ce processus. L'expérience peut être modifiée dans un apprentissage pendant que plus de données deviennent disponibles pour raffiner les évaluations. La logique floue est employée pour combiner l'expérience avec les mesures pour améliorer l'exactitude des résultats.

III.9- CONCLUSION :

Durant le présent chapitre, nous avons donné quelques généralités relatives aux domaines de stockage de l'énergie. Nous avons présenté l'emplacement de la batterie dans un système solaire photovoltaïque. Par la suite, nous avons donné les différents types de batteries avec leurs caractéristiques. Parmi ces différents types, nous avons retenu la batterie acide-au-plomb vu qu'elle est la plus utilisée. Pour cette dernière, nous avons illustré son principe de fonctionnement durant les cycles de charge et de décharge ; ainsi que les causes de sa dégradation et les effets résultants suite à son vieillissement. Pour remédier à ces problèmes ou pour les ralentir, nous avons présenté les algorithmes de charge les plus utilisés. Ces derniers nécessitent la connaissance de facteurs très importants qui sont l'état-de-charge et l'état de santé de la batterie. A cet effet, nous avons présenté les méthodes les plus pratiques qui permettent la détermination de ces facteurs utiles.

Les connaissances acquises durant ce chapitre nous ont permis de bien savoir le fonctionnement des batteries dans un système solaire photovoltaïque, et la nécessité d'ajouter un système de supervision. Ceci nous a conduits à l'écriture du prochain chapitre pour voir la méthode de dimensionnement du régulateur de charge, tout en essayant de retrouver la meilleure architecture qui permet de préserver la batterie contre les risques de surcharge ou des décharges profondes.

Chapitre IV

Régulateur de charge des batteries
acide-au-plomb

Le régulateur de charge est un élément essentiel dans l'installation photovoltaïque, dont son prix et sa consommation électrique restent faibles relativement aux autres éléments. C'est l'élément central du système photovoltaïque, il protège la batterie pour qu'elle ait une durée de vie meilleure, ce qui est important, car cette dernière est très inférieure à celle des panneaux solaires.

La batterie doit être protégée contre les surcharges et les décharges excessives qui peuvent causer une perte d'électrolyte et endommager ses plaques. Ceci est le rôle du régulateur de charge qui maintient la tension de la batterie entre deux seuils et permet ainsi une plus longue durée de vie du système photovoltaïque.

Ce régulateur est caractérisé par un courant maximum de charge (panneaux solaires), un courant maximum de décharge (équipements consommateurs) et par la tension nominale de fonctionnement. La figure IV-1 illustre ce principe de fonctionnement :

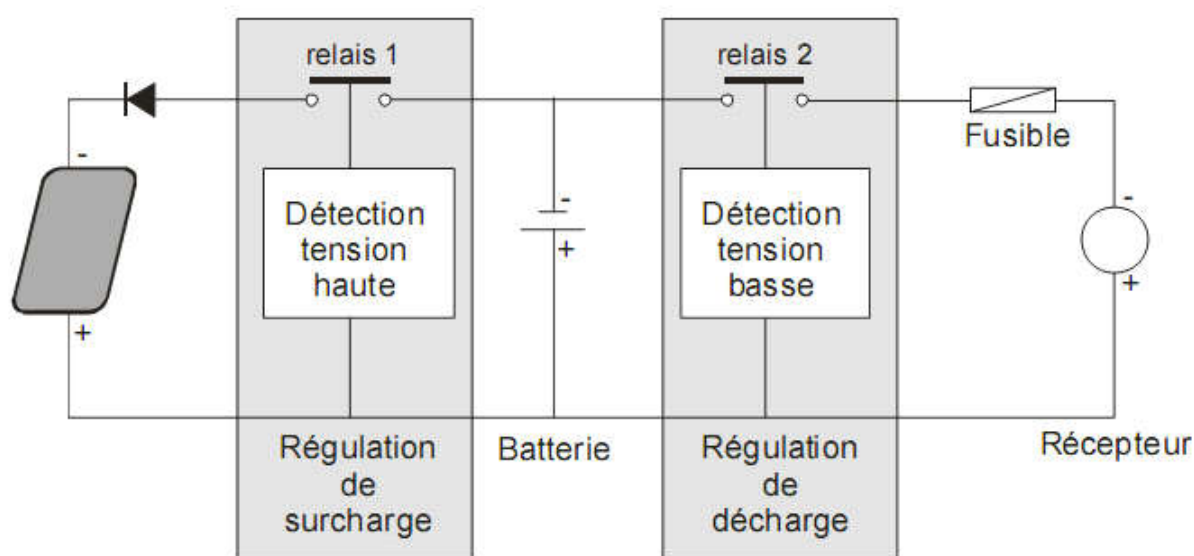


FIGURE IV-1 : Schéma fonctionnel d'un régulateur de charge

Le régulateur de charge assure deux fonctions principales :

- la protection des batteries contre les surcharges et les décharges profondes,
- l'optimisation du transfert d'énergie du champ photovoltaïque à l'utilisation.

La tension aux bornes de la batterie est l'indication sur laquelle s'appuiera le régulateur pour assurer sa fonction. Ce dernier mesure en permanence cette tension et la compare à deux seuils de tension pré-régler : seuil haut et seuil bas.

Si la batterie est chargée au maximum 13.8 V pour une tension nominale de 12 V par exemple, le régulateur met les modules hors circuit afin de ne pas détériorer la batterie en la surchargeant. Lorsque la tension retombe en dessous du seuil 13.8 V, le régulateur reconnecte automatiquement les panneaux solaires pour recharger la batterie.

Pour ne pas décharger la batterie très profondément, le régulateur interrompt la consommation à 11.4 V pour éviter la sulfatation des plaques. La consommation sera réenclenchée lorsque la recharge de la batterie atteint 12.6 V, pour ne pas démarrer avec une batterie trop peu chargée.

Afin de paramétrer le régulateur de charge, il est nécessaire d'utiliser deux valeurs caractéristiques de la batterie : la tension de fin de charge V_{FC} , et la tension de recharge V_{RE} pour laquelle le processus de charge recommence.

La plupart des régulateurs travaillent en tout ou rien et utilisent ces deux tensions pour arrêter ou recommencer la charge.

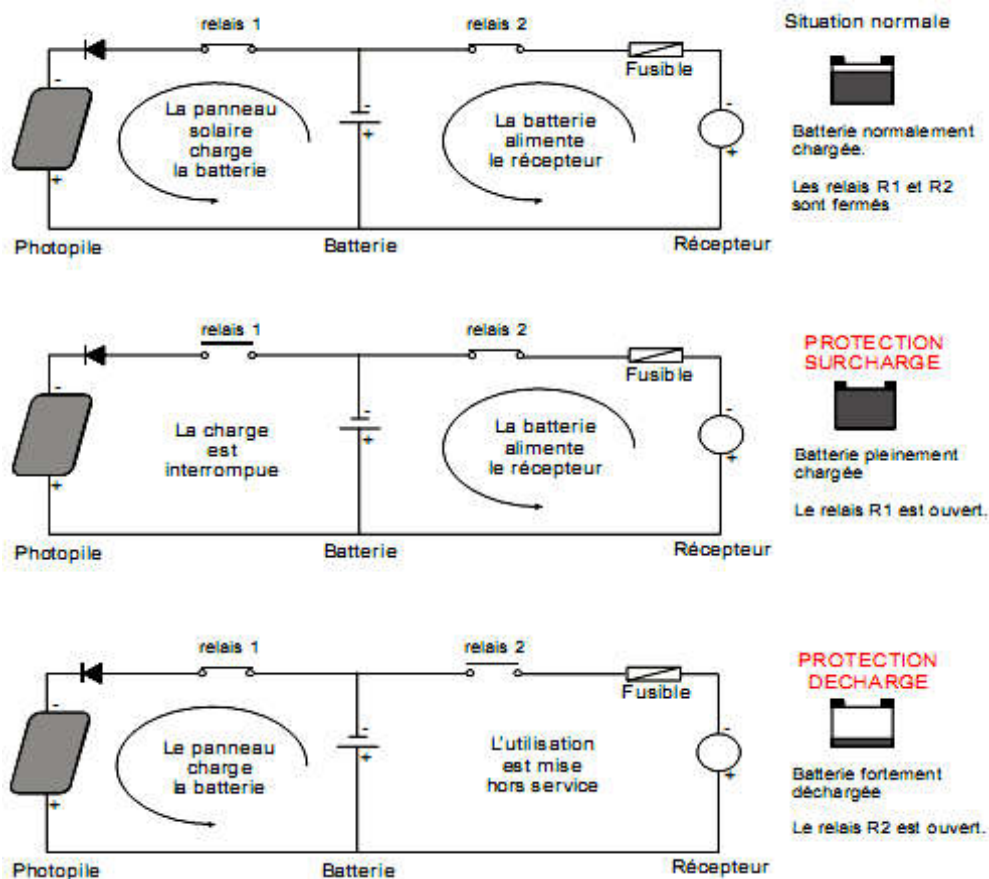


FIGURE IV-2 : Principes de fonctionnements du régulateur de charge

IV.1- DIFFERENTS TYPES DES REGULATEURS DE CHARGE :

Il existe plusieurs modèles de régulateur de charge pour les installations photovoltaïques. Mais, on distingue deux grands types de régulateurs, shunt ou série. Ces deux technologies reposent en fin de compte sur le même fondement : les modules photovoltaïques peuvent fonctionner sans que leur électricité soit utilisée, ce qui est pratique lorsque les batteries sont pleines. On peut donc court-circuiter le module (c'est la méthode shunt) ou ouvrir le circuit (c'est la méthode série).

Il existe de nombreux modèles de régulateurs à l'intérieur de ces deux technologies, allant du plus élaboré au plus rudimentaire. Les plus simples se contentent d'assurer leurs fonctions de base (anti-surcharge, obstacle au courant inverse, protection des modules, contrôle de la température), mais les plus complexes sont équipés de logiciels de gestion et intègrent de petits écrans LCD permettant à leur propriétaire d'obtenir un grand nombre d'informations sur l'installation : production en fonction du jour et de l'heure, enregistrement des données, alarmes ... Ils permettent également un entretien optimisé des batteries grâce à des charges périodiques d'égalisation (aussi appelée régénération), ou de basculer vers une autre source d'énergie (groupe électrogène ...) lorsque le système photovoltaïque ne suffit plus.

IV.1.1- REGULATEUR DE CHARGE DE TYPE SHUNT :

C'est le modèle le plus répandu, car il est simple à réaliser. Le courant des panneaux solaires est envoyé dans un interrupteur en parallèle avec la batterie lorsque celle-ci atteint sa pleine charge. Le principe de ce circuit est une simple bretelle ; tout le courant passe normalement dans la batterie et lorsque le seuil de coupure est atteint, tout le courant passe dans l'interrupteur. Il est donc nécessaire de rajouter une diode entre cet interrupteur et la batterie pour ne pas court-circuiter cette dernière. Cette diode pourra servir de diode antiretour. L'interrupteur utilisé est le plus souvent un MOSFET, car il est plus intéressant qu'un transistor bipolaire puisqu'il dissipe moins d'énergie.

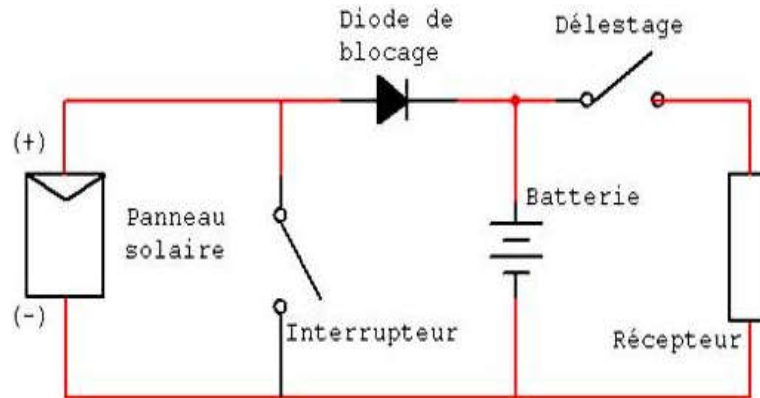


FIGURE IV-3 : Principe de fonctionnement d'un régulateur de charge de type shunt

IV.1.2- REGULATEUR DE CHARGE DE TYPE SERIE :

Ce régulateur devient de plus en plus répandu et devrait à terme supplanter le régulateur shunt. Cette fois-ci, l'interrupteur de charge est en série avec la batterie et il s'ouvre lorsque la fin de la charge est atteinte. Les mêmes interrupteurs peuvent être utilisés que pour les shunts.

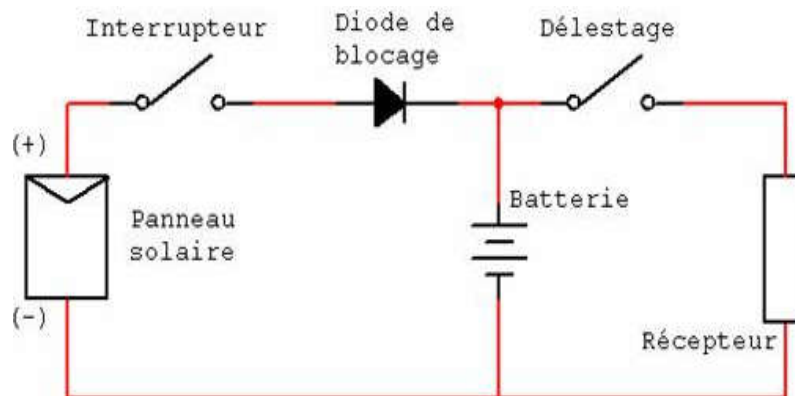


FIGURE IV-4 : Principe de fonctionnement d'un régulateur de charge de type série

IV.1.3- REGULATEUR DE CHARGE DE TYPE MLI :

Le régulateur MLI (Modulation de la Largeur d'Impulsion ou PWM : Pulse Width Modulation) gère de façon optimale les connexions et les déconnexions du module au reste du système. Selon l'état de charge de la batterie, il effectue des coupures plus ou moins longues et plus ou moins fréquentes. Cette technologie permet de charger la batterie à 100 % de sa

capacité. Ce type de régulateur devient le plus utilisé dans les installations photovoltaïques autonomes.

Pour la régulation de la charge, une réduction du courant de charge est effectuée lorsque la batterie est chargée ; autrement dit, lorsque la tension par élément dépasse la tension de surcharge. Tandis que, la régulation de décharge s'effectue par une comparaison entre la tension de la batterie et le seuil bas de la tension préétablie, pour informer le circuit de commande. Ce dernier arrête la décharge de la batterie lorsque la tension par élément devient inférieure à la tension seuil.

IV.2- PRINCIPE DE CONCEPTION DU REGULATEUR DE CHARGE :

Dans ce qui suit, nous allons décrire le principe à suivre pour développer le schéma électronique du régulateur de charge utilisé dans un système photovoltaïque. Ce régulateur aura la mission de gérer l'énergie produite par les panneaux solaires et la transmettre vers la batterie et la charge selon un algorithme bien déterminé. Cet algorithme va être implanté réellement dans sa version numérique sur un microcontrôleur. Le fameux microcontrôleur PIC16F877 de la firme MICROCHIP va être utilisé vu les performances qu'il présente. D'autres microcontrôleurs tels que : PIC18F, ATMEGA8, 68HC ... peuvent être utilisés. L'essentiel est que le microcontrôleur utilisé dispose d'un convertisseur analogique-numérique.

Pour que le développement du schéma de la carte soit clair le plus possible, nous préférons de commencer cette partie avec quelques détails essentiels que le microcontrôleur qu'on a choisi ou d'autres microcontrôleurs qui peuvent être exploités doivent les avoir :

- l'unité de traitement et de contrôle,
- l'unité d'acquisition analogique-numérique,
- la liaison RS232 pour assurer la communication entre le micro-ordinateur et la carte,
- un afficheur LCD est lié directement à la carte pour l'affichage des données.

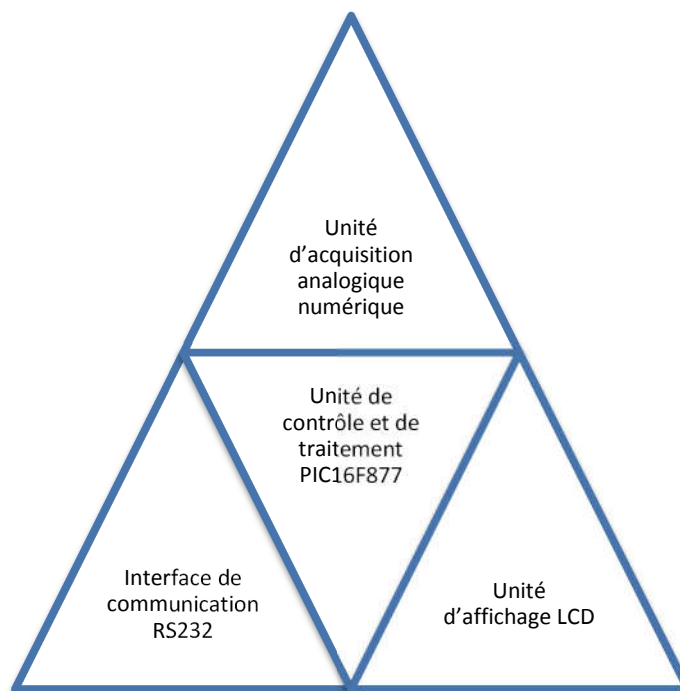


FIGURE IV-5 : Schéma synoptique du fonctionnement du régulateur à réaliser

IV.3- UTILISATION DES MICROCONTROLEURS :

Plusieurs constructeurs se partagent le marché des microcontrôleurs, citons INTEL, MOTOROLA, AMTEL, ZILOG, PHILIPS et enfin MICROCHIP avec ses PICs très populaires disponibles dans notre marché.

Les microcontrôleurs, quels que soient leurs constructeurs, ont des architectures très similaires et sont constitués de modules fondamentaux assurant les mêmes fonctions :

- un microprocesseur,
- des mémoires RAM, ROM,
- des interfaces d'entrée/sortie analogique optionnelles,
- des interfaces d'entrée/sortie numérique,
- des interfaces de communication optionnelles : RS232, I2C, SPI ...
- des temporisateurs précis pour gérer le temps,
- d'autres modules plus au moins sophistiqués selon la taille du microcontrôleur.

Il est généralement moins puissant qu'un microprocesseur en terme de rapidité ou de taille mémoire, et il se contente le plus souvent d'un bus 8 ou 16 bits. Ce composant peut être reprogrammé plusieurs fois grâce à sa mémoire permanente de type afin qu'il effectue une ou plusieurs tâches précises au sein d'un appareil électronique. Ceci en fait un composant très bon marché parfaitement adapté pour piloter les applications embarquées dans de nombreux domaines d'application. Et on ne se trompera sûrement pas si on affirme qu'aujourd'hui il y'a un microcontrôleur dans chaque équipement électronique. Ces derniers sont aujourd'hui implantés dans la plupart des applications grand public ou professionnelles.

La société américaine MICROCHIP Technologie a mis au point dans les années 90 un microcontrôleur CMOS : le PIC (**P**eripheral **I**nterface **C**ontrôler). Ce composant encore très utilisé à l'heure actuelle est un compromis entre simplicité d'emploi, rapidité et prix de revient.

IV.3.1- LE MICROCONTROLEUR PIC16F877 [43, 44] :

Un PIC16F877 n'est rien d'autre qu'un microcontrôleur, c'est-à-dire une unité de traitement de l'information de type microprocesseur à laquelle on ajoute des périphériques internes permettent de réaliser des montages sans nécessiter l'ajoute des composants externes.

La dénomination de PIC est sous copyright MICROCHIP, donc les autres fabricants ont été dans l'impossibilité d'utiliser ce terme pour leurs propres microcontrôleurs.

Les PICs sont des composants dits RISC (Réduc Instruction Construction Set), ou encore composant à jeu d'instruction réduit (35 instructions de commande), sachant que plus qu'en réduit le nombre d'instructions, plus en facilite le travail et plus en accélère le décodage ; d'où le composant fonctionne plus vite.

Il y'en a trois grandes familles de pics :

- la famille Base-Line qui utilise un jeu d'instructions codé sur 12bits,
- la famille Mid-Range qui utilise un jeu d'instructions codé sur 14 bits, dont fait partie notre PIC16F877,
- la famille High-End qui utilise un jeu d'instructions codé sur 16 bits.

Tous les PICs Mid-Range ont un jeu de 35 instructions. Ils stockent chaque instruction dans un seul mot de programme, et exécutent chaque instruction en un cycle ; sauf les sauts qui

prennent deux cycles. Notons que le cycle est le temps met pour exécuter une instruction. Ce cycle dépend de la fréquence d'horloge qu'utilise le microcontrôleur.

IV.3.2- LE CHOIX DU MICROCONTROLEUR PIC16F877 :

Le choix d'un microcontrôleur est important, car c'est de lui que dépendent en grande partie les performances, la taille, la facilité d'utilisation et le prix du montage. Le PIC16F877, possède plus de ports d'entrées-sorties que d'autres (par exemple : le PIC16F876 ou le PIC16F84), et a comme performances :

- 5 ports d'entrée-sortie : A(6 bits), B(8 bits), C(8 bits), D(8 bits), E(3 bits),
- un convertisseur analogique numérique 10 bits avec 8 entrées,
- trois TIMER 8 et 16 bits avec leur prédiviseur (TIMER0, TIMER1, TIMER2),
- deux modules CCP1 et CCP2 (comparaison, capture : 16 bits et PWM : 10 bits),
- 14 sources d'interruption,
- une horloge jusqu'à 20 MHz, soit un temps de 200 ns pour exécuter une opération,
- une faible consommation énergétique surtout en mode veille,
- la possibilité de le programmer sur place (In-Circuit Serial Programming),
- la possibilité de le programmer juste avec tension 5 V,
- un courant d'entrée-sortie des pins allant jusqu'à 25 mA,
- la possibilité de fonctionner dans différentes températures,
- un module de communication USART (Universal Synchronous Asynchronous Receiver Transmitter) qui permet d'envoyer et de recevoir des données en mode série, soit de façon synchrone, soit asynchrone,
- un module de communication MSSP (Master Synchronous Serial Port) qui permet l'échange de données du PIC avec le mode extérieur, en utilisant des transmissions série synchrone, par exemple les mémoires EEPROM, ou les puces.

IV.3.3- ARCHITECTURE INTERNE DU PIC16F877 :

Le PIC16F877 possède une mémoire programme de type flash. C'est un circuit intégré contenu le plus souvent dans un boîtier de 40 broches «DIL40 ». Les broches sont virtuellement numérotées de 1 à 40 ; dont la 1^{re} broche est indiquée soit au coin à gauche ou au milieu laissant l'encoche de repérage à gauche, ou même sur cette dernière ; c'est en fonction du package utilisé.

L'intensité du courant consommé peut aller de 1µA à 10mA. La consommation du microcontrôleur sera fonction de :

- la tension d'alimentation,
- la fréquence interne,
- le mode de fonctionnement.

Comme pour tous les circuits intégrés, chacune de ses broches à une ou plusieurs fonctions. Le schéma de la figure IV-6 présente l'emplacement et la fonction de chaque broche :

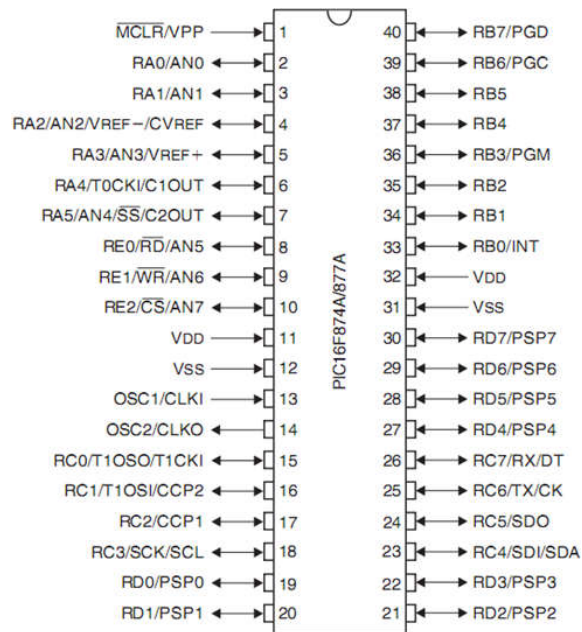


FIGURE IV-6 : Brochage du PIC16F877

Tous les ports sont pilotés par deux registres. Ces 5 ports sont des ports bidirectionnels (entrées/sorties) :

- Le port A (6 bits) I/O pure ou convertisseur analogique ou TIMER 0. La broche RA4 (T0CKI : entrée du Timer0) est de type DRAIN OUVERT.
- Le port B (8 bits) I/O pure ou programmation sur circuit ICSP/ICD, RB0 est une entrée d'interruption externe.
- Le port C (8 bits) I/O pure ou SPI/I2C ou USART.
- Le port D (8 bits) I/O pure ou port parallèle 8 bits associé au port E.
- Le port E (3 bits) I/O pure ou pilotage du port D (RE0/RD, RE1/WR et RE2/CS).

Le registre TRISx est le registre de direction. Il détermine si le PORTx ou certaines lignes du port sont des entrées ou des sorties. L'écriture d'une « 1 » logique correspond à une entrée (1 comme Input) et l'écriture d'une « 0 » logique correspond à une sortie (0 comme Output). Au RESET toutes les lignes des ports sont configurées en entrées.

IV.3.4- LES TEMPORISATEURS DU PIC16F877 :

Le PIC16F877 possède 3 temporisateurs qui sont :

- Le Timer0 (8bits) : il peut être incrémenté par des impulsions extérieures à travers la broche RA4 ou par l'horloge interne (Fosc/4).
- Le Timer1 (16 bits) : il peut être incrémenté soit par l'horloge interne par des impulsions sur la broche RC0 ou par un oscillateur (RC ou quartz) connecté sur les broches RC0 et RC1.
- Le Timer2 (8bits) : il est incrémenté par l'horloge interne, elle peut être prédivisée.

Tous ces temporisateurs peuvent déclencher une interruption interne, si cette dernière a été autorisée.

IV.3.5- LES INTERRUPTIONS :

Le programme principal se déroule normalement, mais dès qu'un événement spécifique survient, il s'interrompt. Quand il traite cet événement d'interruption, il reprend le fonctionnement à l'endroit où il a été interrompu.

Le microcontrôleur dispose de plusieurs sources d'interruptions ; parmi lesquelles peut-on citer :

- une interruption externe sur la broche RB0,
- débordement du TIMER0, TIMER1, TIMER2,
- fin de conversion analogique-numérique,
- réception d'une information sur la liaison série,
- fin d'émission d'une information sur la liaison série,
- interruption du registre de capture ou de comparaison (CCPI1E, CCPI2E).

IV.3.6- LE CONVERTISSEUR ANALOGIQUE NUMERIQUE :

Le convertisseur analogique-numérique est un périphérique intégré à l'intérieur du microcontrôleur PIC16F877 ; destiné à mesurer une tension et de la convertir en un nombre binaire qui pourra alors être utilisé par le programme.

Notre PIC16F877 possède un convertisseur analogique-numérique avec une possibilité d'échantillonnage de l'entrée sur 8 bits ou 10 bits. Cette entrée peut être connectée sur l'une des 8 entrées analogiques existantes. Ces dernières doivent être configurées en entrée à l'aide des registres TRISA et TRISE.

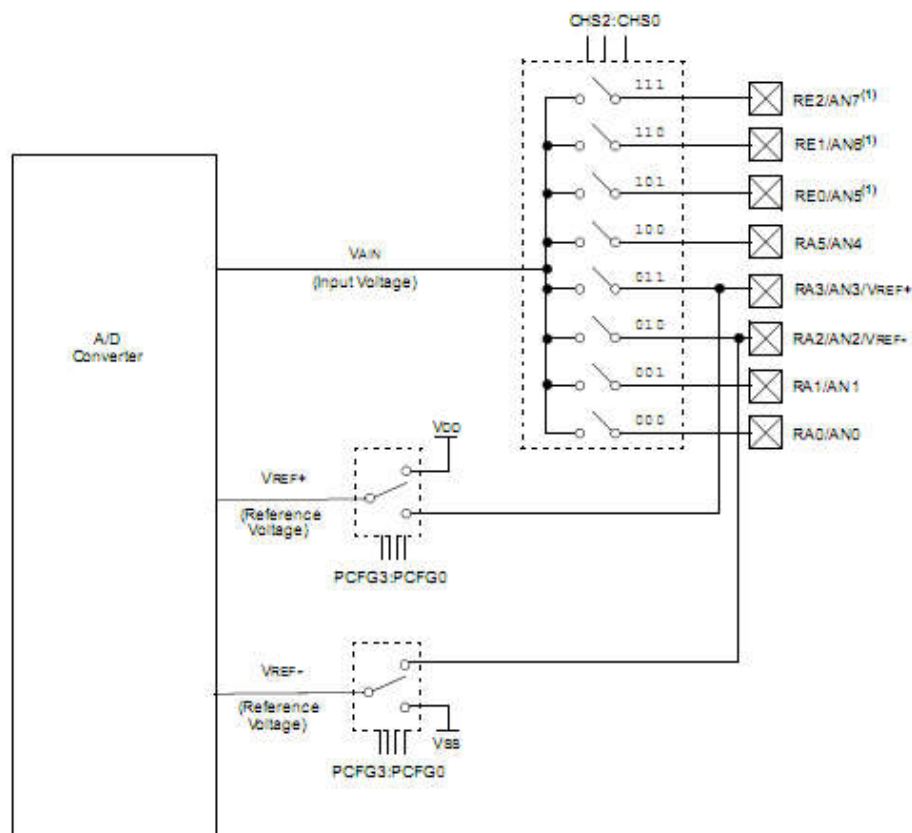


FIGURE IV-7 : Structure du convertisseur analogique-numérique

Le contrôle de la conversion se fait à l'aide de plusieurs registres. Le registre ADCON0 permet le contrôle du convertisseur ; il l'active si on place un 1 dans le bit ADOIN, autrement il le désactive. On pourra sélectionner l'entrée voulue pour faire la conversion en fonction de la valeur placée sur les bits CHS2-CHS0.

Address	Name	Bit 7	Bit 6	Bit 5	Bit 4	Bit 3	Bit 2	Bit 1	Bit 0	Value on POR, BOR	Value on MCLR, WDT
0Bh,8Bh, 10Bh,18Bh	NTCON	GIE	PEIE	TOIE	INTE	RBIE	TOIF	INTF	RBFIF	0000 000x	0000 000u
0Ch	PIR1	PSPIF ⁽¹⁾	ADIF	RCIF	TXIF	SSPIF	CCP1IF	TMR2IF	TMR1IF	0000 0000	0000 0000
8Ch	PIE1	PSPIE ⁽¹⁾	ADIE	RCIE	TXIE	SSPIE	CCP1IE	TMR2IE	TMR1IE	0000 0000	0000 0000
1Eh	ADRESH	A/D Result Register High Byte								xxxx xxxx	uuuu uuuu
9Eh	ADRESL	A/D Result Register Low Byte								xxxx xxxx	uuuu uuuu
1Fh	ADCON0	ADCS1	ADCS0	CHS2	CHS1	CHS0	GO/DONE	—	ADON	0000 00-0	0000 00-0
9Fh	ADCON1	ADFM	—	—	—	PCFG3	PCFG2	PCFG1	PCFG0	--0- 0000	--0- 0000
85h	TRISA	—	—	PORTA Data Direction Register						--11 1111	--11 1111
05h	PORTA	—	—	PORTA Data Latch when written; PORTA pins when read						--0x 0000	--0u 0000
89h ⁽¹⁾	TRISE	IBF	OBF	IBOV	PSPMODE	—	PORTE Data Direction bits			0000 -111	0000 -111
09h ⁽¹⁾	PORTE	—	—	—	—	—	RE2	RE1	RE0	--- -xxx	--- -uuu

Legend: x = unknown, u = unchanged, - = unimplemented, read as '0'. Shaded cells are not used for A/D conversion.
 Note 1: These registers/bits are not available on the 28-pin devices.

TABLEAU IV- 1 : Différents registres utilisés par le convertisseur analogique-numérique

Sachant que l'utilisation du convertisseur analogique-numérique nécessite toute une étude à part, et pour ne pas alourdir cette partie, nous nous limitons juste ici avec ce que nous avons déjà illustré.

Le régulateur de charge qu'on cherche à réaliser est partagé en plusieurs parties. Une partie d'acquisition de données (comprenant le convertisseur analogique-numérique), une partie de commande, et une autre partie d'affichage et de communication.

IV.4- PARTIE D'ACQUISITION DE DONNEES :

Pour protéger la batterie contre une surcharge ou une décharge profonde, il faut connaître la valeur exacte de sa tension à tout instant. On aura besoin donc une acquisition de la tension de la batterie pour qu'on puisse la contrôler. De même, il faut connaître la valeur exacte de la tension délivrée par le panneau solaire.

Le régulateur de charge qu'on vient de réaliser a une puissance nominale de 100 W. Le courant nominal débité est 3.5 A ; alors que la tension maximale de sortie est de 30 V. Alors que la batterie qui va être branchée à ce régulateur est une batterie acide-au-plomb standard 12 V – 75 Ah.

Le PIC16F877 admet un maximum de tension de 5 V sur ses pattes d'entrée. Mais comme les plages de la source de tension et de la batterie dépassent largement les capacités du PIC16F877, on est obligé d'utiliser un diviseur de tension pour ramener les tensions mesurées en des tensions réduites qui ne détruisent pas le microcontrôleur et qui peuvent être lues et interprétées.

La tension de sortie de la source varie entre 0 V et 30 V ; alors que la batterie peut fonctionner entre la tension de décharge profonde de 10.2 V et la tension de fin de charge de 16.2 V [38]. Ces deux plages de tension différentes doivent être converties en une plage de 0 V à 5 V pour que notre PIC16F877 puisse la lire.

Donc, le diviseur de tension utiliser pour capter la tension de la source doit ramener la tension réelle 0 V du panneau en 0 V pour le PIC, et la tension réelle de 30 V en une tension de 5 V. D'où, le rapport du diviseur de tension est :

$$\text{rapport diviseur tension source} = \frac{5V - 0V}{30V - 0V} = \frac{1}{6} = 0.167 \quad (\text{IV.1})$$

Le calcul du rapport du diviseur de tension de la source est simple ; puisque la tension réelle 0 V est lue 0 V et la tension réelle 30 V va être ramené à 5 V.

Mais le problème qu'on rencontre est celui de la batterie, le calcul du diviseur de tension avec la même formule précédente nous amène à :

$$\text{rapport diviseur tension batterie} = \frac{5V - 0V}{16.2V - 0V} = 0.31 \quad (\text{IV.2})$$

Dans ce cas-là, la tension maximale de 16.2 V est lue 5 V. Mais comme la tension de la batterie ne peut pas être inférieure à 9 V pour éviter la sulfatation, la page d'acquisition ne sera pas exploitée qu'à 44 %. D'où, une perte de 56 % de cette dernière. Pour remédier à ce problème, l'utilisation des tensions de référence s'impose.

Si on utilise une conversion analogique-numérique de 8 bits (c'est-à-dire 256 points de mesure) ou de 10 bits (1024 points), la résolution de mesure pour la tension de la batterie est respectivement de 63 mV et de 16 mV.

Pour que le PIC16F877 change ses tensions de référence, il faut utiliser le registre ADCON1 (selon le tableau IV.2) pour régler les tensions de référence à l'extérieur, et donc, ramener les tensions mesurées sur une plage bien déterminée. Cette plage de tension va permettre la numérisation complète des tensions de la source et de la batterie, et avec une meilleure résolution ; 28 mV pour une résolution de 8 bits et 7 mV pour une résolution de 10 bits.

Le registre ADCON1 nous permet de choisir les tensions de référence qui permettent de fixer la dynamique du convertisseur. Ceci se fait à l'aide des bits PCFG3-PCFG0 comme le montre le tableau suivant :

PCFG3: PCFG0	AN7 ⁽¹⁾ RE2	AN6 ⁽¹⁾ RE1	AN5 ⁽¹⁾ RE0	AN4 RA5	AN3 RA3	AN2 RA2	AN1 RA1	AN0 RA0	VREF+	VREF-	CHAN/ Refs ⁽²⁾
0000	A	A	A	A	A	A	A	A	VDD	VSS	8/0
0001	A	A	A	A	VREF+	A	A	A	RA3	VSS	7/1
0010	D	D	D	A	A	A	A	A	VDD	VSS	5/0
0011	D	D	D	A	VREF+	A	A	A	RA3	VSS	4/1
0100	D	D	D	D	A	D	A	A	VDD	VSS	3/0
0101	D	D	D	D	VREF+	D	A	A	RA3	VSS	2/1
011x	D	D	D	D	D	D	D	D	VDD	VSS	0/0
1000	A	A	A	A	VREF+	VREF-	A	A	RA3	RA2	6/2
1001	D	D	A	A	A	A	A	A	VDD	VSS	6/0
1010	D	D	A	A	VREF+	A	A	A	RA3	VSS	5/1
1011	D	D	A	A	VREF+	VREF-	A	A	RA3	RA2	4/2
1100	D	D	D	A	VREF+	VREF-	A	A	RA3	RA2	3/2
1101	D	D	D	D	VREF+	VREF-	A	A	RA3	RA2	2/2
1110	D	D	D	D	D	D	D	A	VDD	VSS	1/0
1111	D	D	D	D	VREF+	VREF-	D	A	RA3	RA2	1/2

A = Analog input D = Digital I/O

TABLEAU IV- 2 : Sélection des tensions de référence du convertisseur analogique-numérique

Nous avons vu la nécessité d'avoir une tension de référence minimale (V_{REF-}) et une tension de référence maximale (V_{REF+}). Au niveau du PIC16F877, nous avons 3 modes de fonctionnement possibles [44] :

- Utilisation de la masse du PIC V_{SS} comme tension V_{REF-} et de l'alimentation positive du PIC V_{DD} comme tension V_{REF+} . Dans ce mode, les tensions de références sont tirées en interne de la tension d'alimentation ; il n'y a pas donc nécessité de les fournir.
- Utilisation de la broche V_{REF+} pour fixer la tension de référence maximale, et la masse du PIC V_{SS} comme tension de référence V_{REF-} . Dans ce cas, la tension V_{REF+} doit donc être fournie au PIC par la broche RA3.
- Utilisation de la broche V_{REF+} pour fixer la tension de référence maximale, et la broche V_{REF-} pour fixer la tension de référence minimale. Dans ce cas, les deux tensions de références devront être fournies au PIC par RA3 et RA2.

Lors de l'utilisation d'une tension de référence V_{REF+} ou V_{REF-} , nous ne pouvons pas utiliser n'importe quelle tension. Pour un PIC16F877, nous devons respecter les contraintes suivantes :

- V_{REF+} doit être comprise dans l'intervalle de $V_{DD} - 2.5$ et $V_{DD} + 0.3$
- V_{REF-} doit être comprise dans l'intervalle $V_{SS} - 0.3$ et $V_{REF+} - 2$

Si on utilise toujours le diviseur de tension qu'on a calculé dans l'équation (IV.2), nous aurons pour la tension minimale de la batterie de 9 V une image de $V_{REF-} = 9V \times 0.31 = 2.79V$. Cette valeur vérifie les conditions précédentes puisqu'on a prit $V_{REF+} = 5V$. Avec ces deux tensions de référence, la page d'acquisition sera exploitée à 100 %, et la résolution de mesure est de 7 mV si on règle une conversion analogique-numérique sur 10 bits.

Si nous définissons V_{AN} comme tension d'entrée analogique et V_{NUM} sa valeur numérique obtenue après conversion, nous pouvons dire que pour une numérisation sur 10 bits, on obtiendra la valeur V_{NUM} à partir de V_{AN} comme suit :

$$V_{NUM} = 1023 \cdot \frac{V_{AN} - V_{REF-}}{V_{REF+} - V_{REF-}} \quad (IV.3)$$

Et réciproquement, la valeur typique qui a été numérisée correspond à une tension analogique de :

$$V_{AN} = \frac{V_{NUM}}{1023} \cdot (V_{REF+} - V_{REF-}) + V_{REF-} \quad (IV.4)$$

Comme on n'utilise pas les mêmes tensions de référence pour l'acquisition de la tension la source et de la batterie, il faut changer le réglage du registre ADCON1 pour permettre la sélection des tensions de référence voulues. Ceci se fait à l'aide des bits PCFG3-PCFG0 montrés dans tableau (IV.2).

A cet effet, la sensibilité de mesure lors de l'acquisition des tensions sur 10 bits est :

$$\begin{cases} \Delta V_{\text{Source}} = \frac{30-0}{1023} \cong 29.3 \text{ mV/bit} \\ \Delta V_{\text{Batterie}} = \frac{16.2-9}{1023} \cong 7 \text{ mV/bit} \end{cases} \quad (\text{IV.5})$$

Vu la puissance de sortie que pourra débiter le régulateur de tension LM7805, nous l'utiliserons une nouvelle fois pour stabiliser la tension d'alimentation du microcontrôleur, et une autre fois pour stabiliser les tensions de référence.

Selon les équations (IV.1) et (IV.2), les rapports des diviseurs de tension de la source de tension et de la batterie est de 0.167 et 0.31 respectivement. Pour réaliser ces diviseurs de tension avec des résistances standards, plusieurs possibilités existent. A cet effet, nous avons fait recours à la référence [45] pour effectuer les calculs et les résultats sont présentés dans l'annexe « A ».

Le schéma de branchement de la tension d'alimentation, les tensions de référence et les circuits d'acquisition des tensions de la source et de la batterie sont illustrés dans les schémas des figures IV-8, IV-9 et IV-10.

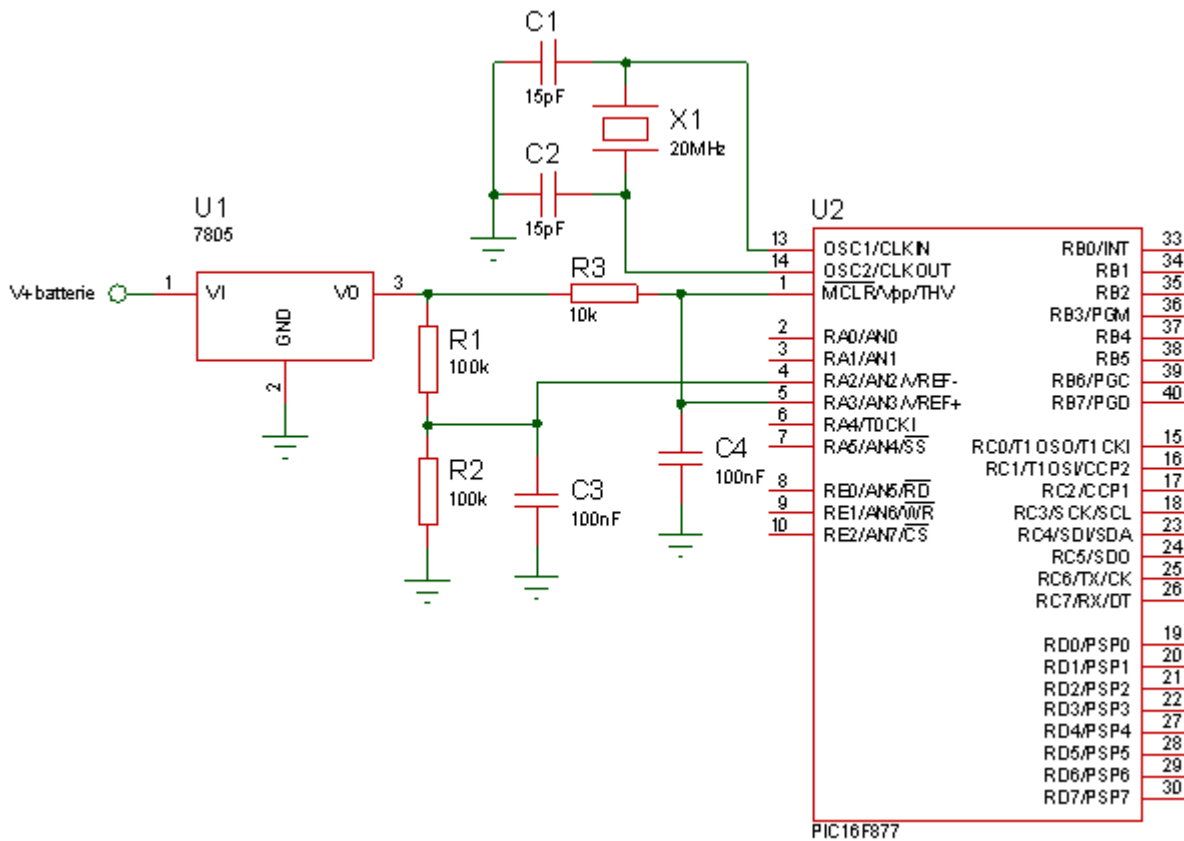


FIGURE IV-8 : Branchement des tensions de référence

Comme vous le constatez sur le schéma de la figure IV-8, l'utilisation d'un régulateur de tension nous permet d'avoir des tensions de référence qui ne variaient pas avec la fluctuation de la tension de la batterie, et rend le système autonome dans le cas où la source d'alimentation n'est pas branchée.

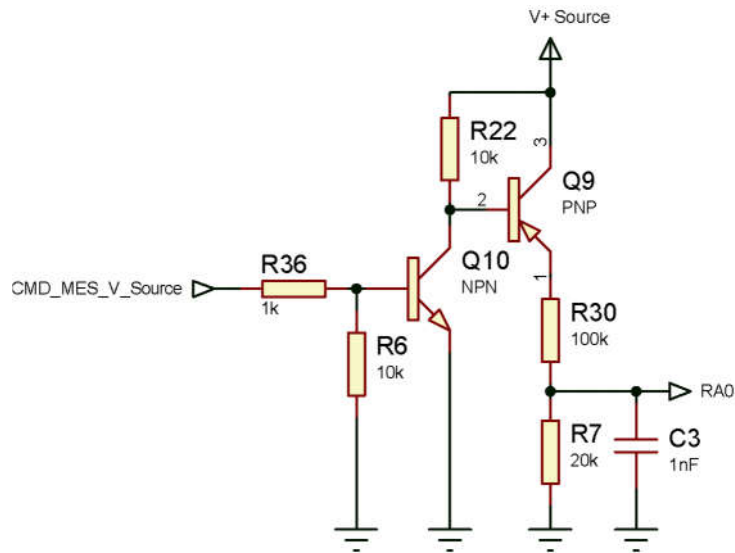


FIGURE IV-9 : Circuit d'acquisition de la tension de la source

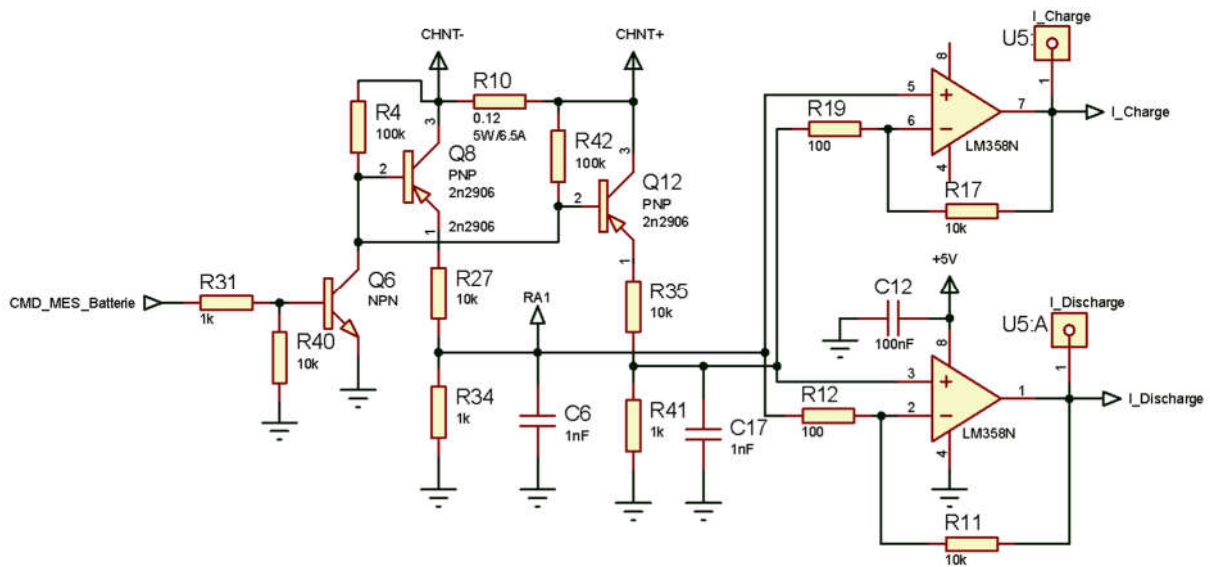


FIGURE IV-10 : Circuit d'acquisition de la tension de la batterie et des courants de charge et de décharge

Pour les circuits de mesure des tensions de la source et de la batterie, on a utilisé des transistors PNP (2n2906) et des transistors NPN (2N3904) qui étaient disponibles le moment de la réalisation des cartes électroniques. Ces types de transistors sont plus utilisés dans les basses fréquences que dans les hautes fréquences, dans les faibles puissances que dans les hautes puissances. Il existe des dizaines de milliers de références de ces transistors, mais il est tout de même possible de les classer par ordre de puissance, de fréquence, de gain tout en gardant dans l'esprit leur disponibilité.

Concernant les broches RA0 et RA1 utilisées pour acquérir les tensions de la source et de la batterie respectivement, on utilise les transistors Q9, Q8 et Q12 pour rendre la partie d'acquisition hors service le moment où elle n'est pas utilisée afin de minimiser ses pertes d'énergie.

IV.5- PARTIE COMMANDE [46] :

Dans notre carte de régulation de charge, on a besoin deux commutations. La première sert à brancher le panneau sur la batterie ou le mettre hors service. La seconde permet le branchement ou le délestage de charge client.

Un microcontrôleur peut délivrer une tension et un courant suffisant pour commander directement une LED, mais pas pour piloter un moteur électrique ou une lampe. Il est donc obligatoire d'utiliser un préactionneur qui joue le rôle d'interface de puissance entre la partie commande et la partie opérative. Le préactionneur pourra être commandé en entrée par un courant ou une tension faible et commutera en sortie une puissance électrique adaptée à la charge client.

Divers composants ou associations de composants permettent de réaliser une interface de puissance. Par exemple les transistors pour commuter des tensions et des courants continus, des thyristors et triacs (pour l'alternatif), le relai (commute du continu ou de l'alternatif).

IV.5.1- LE RELAI [46] :

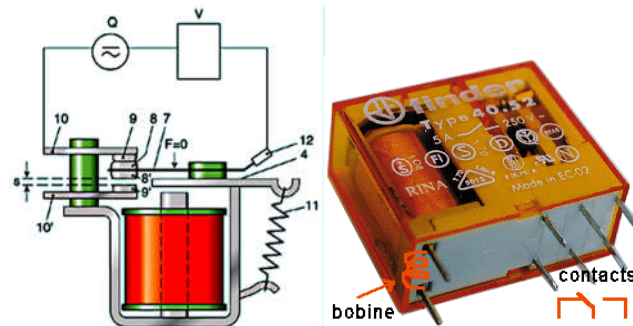


FIGURE IV-11 : Principe de fonctionnement du relai

La résistance de la bobine du relai utilisé peut aller de 20Ω pour un relai de 6 VDC à $28 \text{ k}\Omega$ en 230 VAC. La vitesse d'enclenchement se situe aux environs de 10 ms la vitesse de déclenchement étant elle de 3 ms ; c'est donc relativement lent.

Dans le cas d'un relai 6 VDC avec une résistance de la bobine de 20Ω , une puissance de 2 W (300 mA, 6VDC) permet à la bobine de commuter une puissance de 2kW (10 A, 220 V).

Malheureusement, même cette faible puissance de 2 W ne pourra pas être branchée directement sur la sortie du microcontrôleur dont la puissance maximale de sortie ne dépasse pas les 125 mW. Dans ce cas, on est obligé d'utiliser un driver en transistor pour commander ce relai qui va de son tour permettre de transiter une autre puissance plus importante.

IV.5.2- LE TRANSISTOR BIPOLAIRE (COMMANDE EN COURANT) :

Le transistor est équivalent à un interrupteur fermé ou ouvert ; lorsqu'on lui injecte un courant de base suffisant (I_{bsat}), le transistor est dit saturé, c'est-à-dire qu'il se comporte comme un interrupteur fermé ; le courant I_c de puissance va pouvoir circuler.

S'il n'y a pas de courant dans la base ($I_b=0$) alors le transistor est dit bloqué, c'est-à-dire qu'il se comporte comme un interrupteur ouvert ; le courant I_c de puissance ne peut pas circuler et vaut donc 0.

Les tensions V_{BE} et V_{CE} sont connues, on les retrouve généralement sous forme de tension de saturation V_{BE-SAT} et V_{CE-SAT} . L'ordre de grandeur est de 0.6V pour V_{BE} et 0.2V pour V_{CE} . Il reste donc juste à calculer les valeurs R_b et R_c , tout en gardant un courant I_B inférieur au courant que pourra débiter le microcontrôleur sur sa broche.

IV.5.3- LE TRANSISTOR MOS (COMMANDE EN TENSION) :

Ici, la commande se fait en tension. On agit sur la tension grille-source V_{GS} pour saturer ou bloquer le transistor. Le courant de la grille I_G en entrée est pratiquement nul (en régime continu).

Pour un fonctionnement en commutation tout ou rien et dans le cas d'un transistor MOS canal N (pour un canal P, la saturation se fait pour un $V_{GS}<0$), le transistor MOS est bloqué (interrupteur ouvert) pour une tension V_{GS} nulle ; d'où, le courant du drain I_D est nul. Pour une tension $V_{GS}>0$, le transistor MOS est saturé (interrupteur fermé) et donc $I_D>0$.

IV.6- LA PARTIE D'AFFICHAGE :

Sur notre carte électronique, nous allons brancher trois LED : rouge, vert et jaune pour indiquer l'état de charge de la batterie, ainsi que le mode de fonctionnement. De même, nous pouvons utiliser un afficheur LCD pour visualiser différentes informations.

Les afficheurs à cristaux liquides LCD sont des modules compacts intelligents et nécessitent peu de composants externes. Ils sont utilisés avec beaucoup de facilité. Ils sont capables d'afficher tous les caractères alphanumériques usuels et quelques symboles supplémentaires. Pour certains afficheurs, il est même possible de créer de propres caractères.

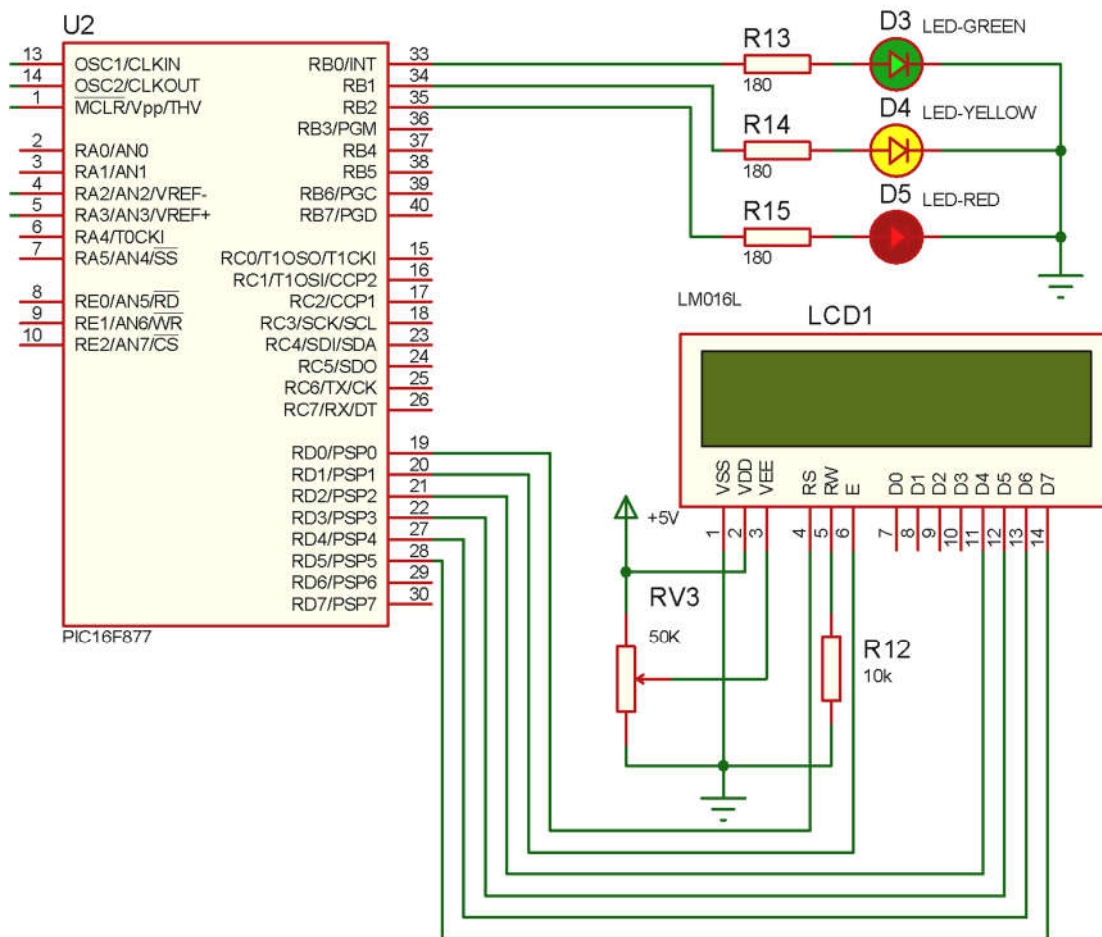


FIGURE IV-12 : Branchement de la partie d’affichage

La diode électroluminescente est un composant optoélectronique capable d’émettre de la lumière lorsqu’elle est parcourue par un courant électrique. Elle ne laisse passer le courant électrique que dans un seul sens (le sens passant, comme une diode classique, l’inverse étant le sens bloquant). Nous allons utiliser une LED verte pour indiquer une batterie totalement chargée. Une LED rouge pour indiquer l’état d’une batterie complètement déchargée. La LED jaune va être utilisée pour indiquer que la batterie est moitié chargée.

Avant de les brancher, il faut connaître leur tension de seuil. La LED rouge ou orange standard présente une tension de seuil de l’ordre de 1.6 V à 2.1 V, une tension de 2.0 V à 2.4 V pour une LED jaune ou verte, tandis que pour une LED bleue, rose ou blanche, cette tension se situe autour de 3.0 V à 3.6 V [47].

La LED rouge standard présente une tension de seuil de 1.6 V sous un courant de 20 mA. A partir d’une tension d’alimentation de 5 V, elle aura besoin une résistance de protection qui se calcul avec la formule suivante :

$$R_{\text{Protect-LED-Rouge}} = \frac{5 - 1.6}{0.020} = 170\Omega \quad (\text{IV.6})$$

En pratique, on prend une résistance normalisée de 180 Ω plus faciles à trouver qu’une résistance de 170 Ω .

Le tableau ci-dessous donne quelques valeurs typiques de résistance correspondant aux valeurs normalisées les plus proches de la série E24 ($\pm 5\%$). Ne pas utiliser la valeur trouvée par calcul ne pose absolument aucun problème si on ne s’éloigne pas trop vers le bas [47].

Tension alimentatio n	LED Standard				LED Haute Luminosité				LED Faible consommation
	Rouge 1.6V 20mA	Verte 2.1V 20mA	Jaune 2.1V 20mA	Bleue 3.6V 20mA	Rouge 2.0V 20mA	Verte 3.6V 20mA	Jaune 2.0V 20mA	Bleue 3.6V 20mA	Rouge 1.7V 2mA
5.0V	180	150	150	68	150	68	150	68	1K6
9.0V	390	330	330	270	330	270	330	270	3K9
12.0V	510	510	510	430	510	430	510	430	5K1
15.0V	680	680	680	560	680	560	680	560	6K8
24.0V	1K2	1K2	1K2	1K	1K2	1K	1K2	1K	12K

TABLEAU IV- 3 : Valeurs standards des résistances de protection des LED

Les afficheurs à cristaux liquides LCD sont des modules compacts intelligents et nécessitent peu de composants externes pour un bon fonctionnement. Ils consomment relativement peu de 1 mA à 5 mA, et ils nécessitent une alimentation de 5 V pour pouvoir alimenter leur pilote interne et ainsi permettre l’affichage des caractères sur l’écran.

Ces derniers sont un moyen pratique et efficace pour afficher des informations liées au système. Bien mieux qu’une série de LED, ça nous servira à afficher divers messages provenant d’un microcontrôleur lors de l’initialisation, des messages d’erreurs, des valeurs de variables, des mesures ... L’afficheur LCD que nous avons utilisé dans notre réalisation permet d’afficher des caractères ASCII sur 16 colonnes et de 2 lignes.

Ce dernier possède huit bits de données, mais seules quatre sont utilisées. Le composant propose en effet un mode de transmission sur 4 bits en passant les caractères en deux temps. Cela économise quatre lignes de données sur le microcontrôleur.

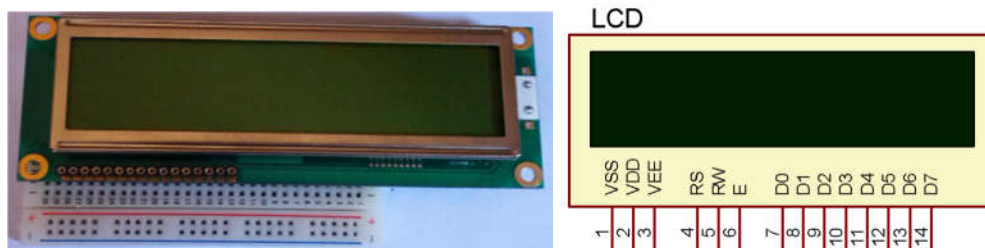


FIGURE IV-13 : Afficheur LCD à logique intégrée 02 lignes x 16 colonnes

Les différentes broches externes de l’afficheur LCD sont les suivantes :

- V_{CC} , masse : alimentation de l’afficheur LCD avec 5 V, 0V respectivement.
- Contraste : entrée permettant de régler le contraste de l’afficheur LCD. Il faut appliquer une tension continue réglable entre 0 V et 5 V à l’aide d’un potentiomètre.
- V_{LED} : différence de potentiel permettant de commander le rétro éclairage.
- E (ENABLE) : entrée de validation, elle permet de valider les données sur un front descendant.
- RS (Register Select) : cette entrée permet d’indiquer à l’afficheur si l’on souhaite réaliser une commande (RS=0) par des instructions spécifiques ou écrire une donnée sur le bus (RS=1).
- R/W : entrée de lecture (R/W=1) et d’écriture (R/W=0). Lorsqu’on commande l’afficheur LCD, il faut se placer en mode écriture.
- D7...D0 : bus de données bidirectionnel, il permet de transférer les instructions ou les données à l’afficheur LCD.

Puisque l'afficheur LCD sera commandé par un microcontrôleur. Il faut donc penser aux mises en œuvre :

- Matériel : connexion des broches du microcontrôleur à l'afficheur LCD.
- Logiciel : utilisation de sous programmes permettant de commander l'afficheur LCD (initialisation, effacement de l'afficheur, affichage d'un caractère, affichage d'une variable ...).

IV.7- L'INTERFACE DE COMMUNICATION SERIE (RS232) :

L'interfaçage permet l'échange d'informations entre deux ou plusieurs périphériques. Pour notre cas on s'intéresse à l'interfaçage entre le PC et la carte électronique du régulateur de charge, pour cela on a réalisé une carte d'interfaçage série (RS232) avec le PIC16F877.

Les liaisons séries permettent la communication entre deux systèmes numériques en limitant le nombre de fils de transmission. La liaison série aux normes de RS232 est utilisée dans tous les domaines de l'informatique. Elle est de type asynchrone, c'est-à-dire qu'elle ne transmet pas le signal de l'horloge.

La transmission série nécessite au moins 2 fils de communication, l'un pour la transmission (Tx) et l'autre pour la réception (Rx) et un fil de masse.

IV.7.1- PRINCIPE DE COMMUNICATION ENTRE PIC16F877 ET LE PC :

Passons maintenant au principe d'adaptation entre le PIC et le port série RS232. Le PIC16F877 utilise les niveaux de tension 0 V et 5 V pour définir respectivement des signaux « 0 » et « 1 ». La norme RS232 définit des niveaux de +12 V et -12 V pour établir ces mêmes niveaux. Nous aurons donc besoin d'un circuit qui permet de convertir les niveaux des signaux entre le PIC16F877 et le PC.

La broche TX du PIC16F877 émettra en 0 V/5 V et cette tension sera convertie en +12 V/-12 V quand elle arrive au PC. La broche RX du PIC16F877 recevra les signaux en provenance du PC, signaux qui seront convertis du +12 V/-12 V en 0 V/5 V par le biais de notre circuit de pilotage du bus. Nous utiliserons le célèbre circuit MAX232 pour effectuer cette adaptation de niveaux.

IV.7.2- LE CIRCUIT MAX232 :

Le MAX232 inclut deux récepteurs et deux émetteurs transformant les signaux RS232 en signaux TTL et inversement. Pour fournir les niveaux de +12 V et -12 V à partir du +5 V, ce circuit est doté d'un convertisseur de tension. Il est bien sûr évident que ce circuit intégré est muni de tout un système électronique. A travers les capacités C1 et C3, il génère une tension de +10 V à partir de 5 V (doubleur de tension), et au moyen des capacités C2 et C4, il génère une tension de -10 V à partir de la tension de 10 V (inverseur de tension).

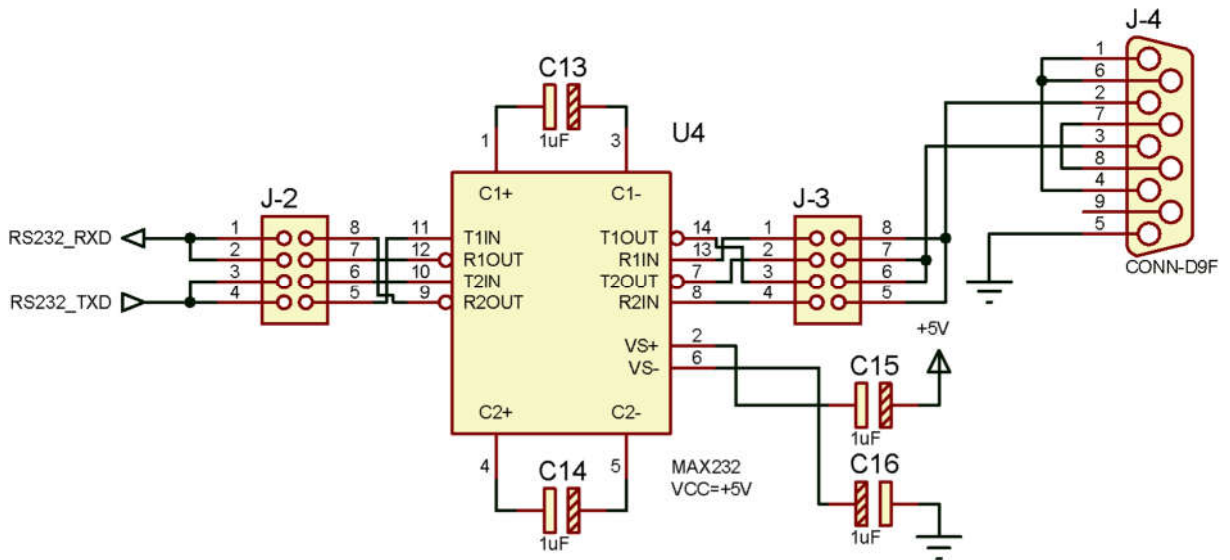


FIGURE IV-14 : Schéma de connexion du circuit intégré MAX232

La connexion avec le port série (CONN-D9F) se fait par la broche Rx (réception) Tx (émission) et les broches 6, 1 et 4 seront reliées ensemble. Nous n'oublions pas de brancher la masse (broche 5) avec la masse du PIC16F877. La broche 9 n'est pas nécessaire dans notre cas.

IV.8- LA PARTIE PUISSANCE :

Cette partie contient deux parties : circuit de charge et circuit de décharge.

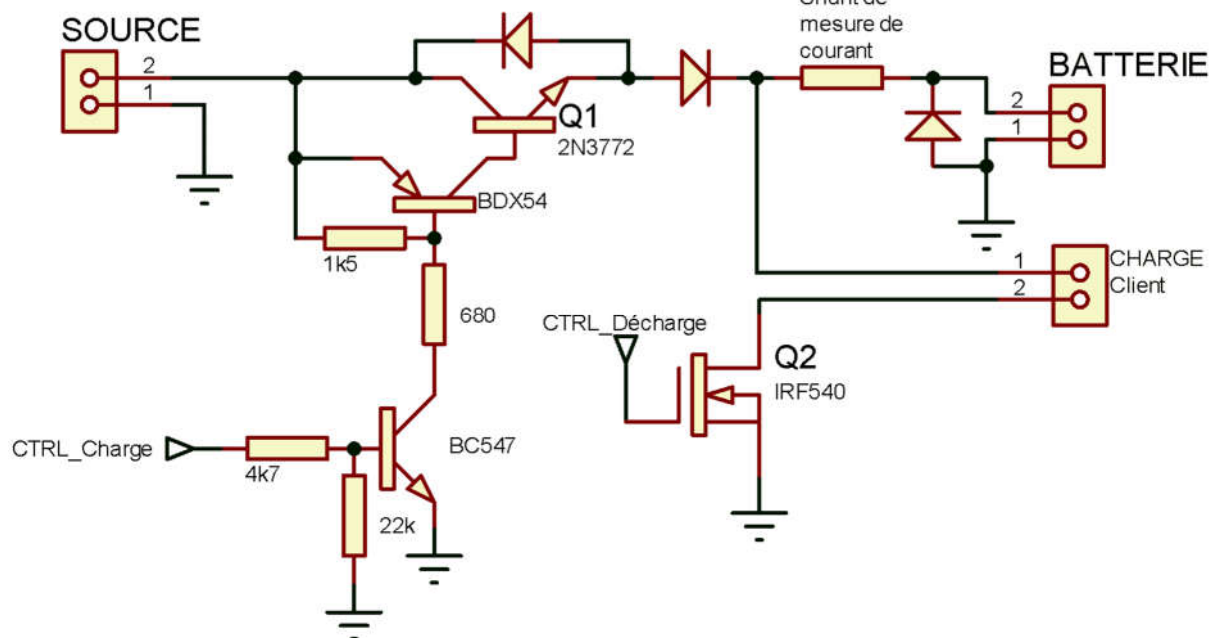


FIGURE IV-15 : Schéma de la partie puissance

La diode de protection D5 contre les inversions de polarité présente souvent une chute de tension importante quand le courant qui les traverse est important. Par exemple, la diode 1N4007 présente une chute de tension de l'ordre de 0.7 V pour un courant de 50 mA, et une chute de tension de 1.1 V pour un courant de 1 A.

Il existe des transistors MOSFET de petite puissance et de forte puissance. Ceux de forte puissance comme l'IRF540 sont capables de supporter des courants de plusieurs ampères, ce qui impose une résistance ohmique à l'état passant très faible. On ne peut en effet envisager d'utiliser un transistor dont la résistance est de 1 ohm pour faire passer 5 ampères. C'est pourquoi il n'est pas rare de trouver des transistors de cette catégorie qui affichent une résistance passante de quelques milliohms ou quelques dizaines de milliohms. Par comparaison aux transistors bipolaires, on arrive à commuter des puissances importantes avec moins de pertes et moins d'échauffement. Ce type de transistor est souvent préféré pour la commande de charges importantes ou même supprimer complètement, les encombrants dissipateurs thermiques.

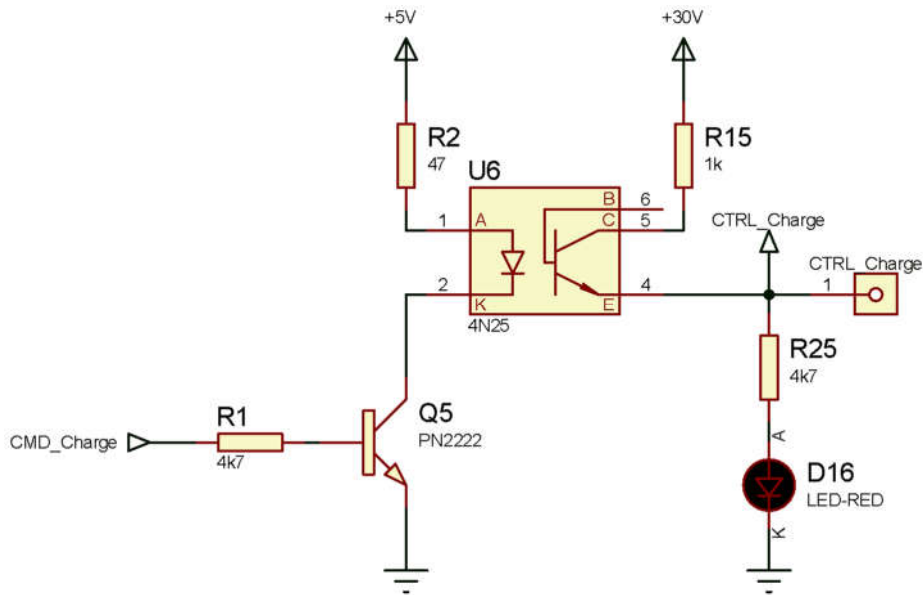


FIGURE IV-16 : Exemple de circuit d'isolation entre la commande et la puissance

Le circuit de la figure IV-16 permet d'isoler la partie puissance de la partie commande. Nous avons préféré d'utiliser une isolation optique pour bien protéger le microcontrôleur contre tout risque de retours de puissance si jamais l'un des transistors MOSFET sera grillé.

Les diodes (par exemple D16) sont utilisées comme témoins pour connaître le mode de fonctionnement instantanément.

IV.9- SCHEMA FINAL DE LA CARTE DE REGULATION :

Après assemblage des différentes parties du régulateur de charge, on va récupérer un schéma final montrant les différents branchements entre le cœur de la carte le PIC16F877 et les différents organes associés.

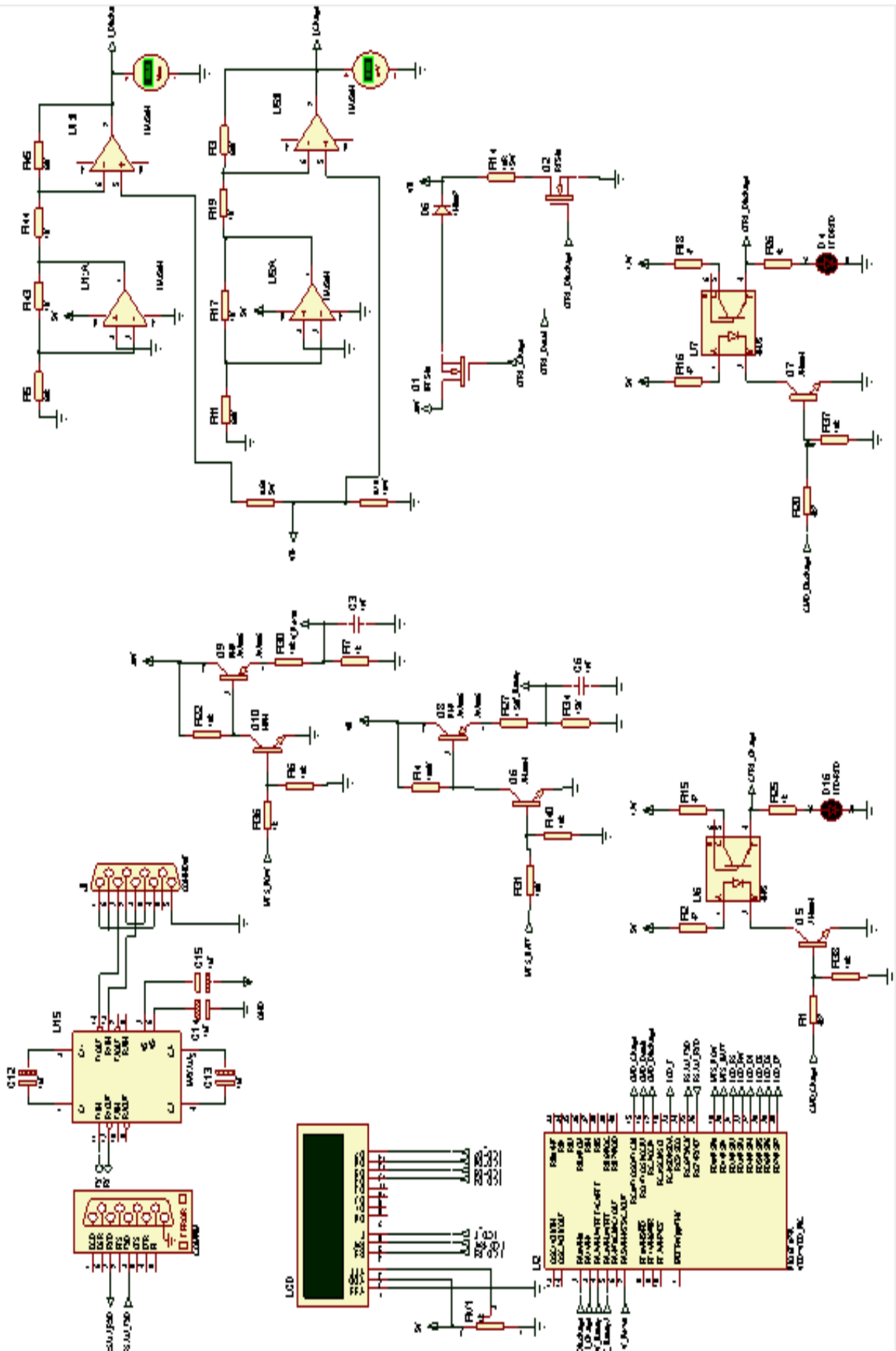


FIGURE IV-17 : Schéma final de la carte de régulation de charge

Après combinaison de toutes les parties étudiées précédemment, nous avons pu réaliser en premier lieu la carte électronique sur platine d'essais.

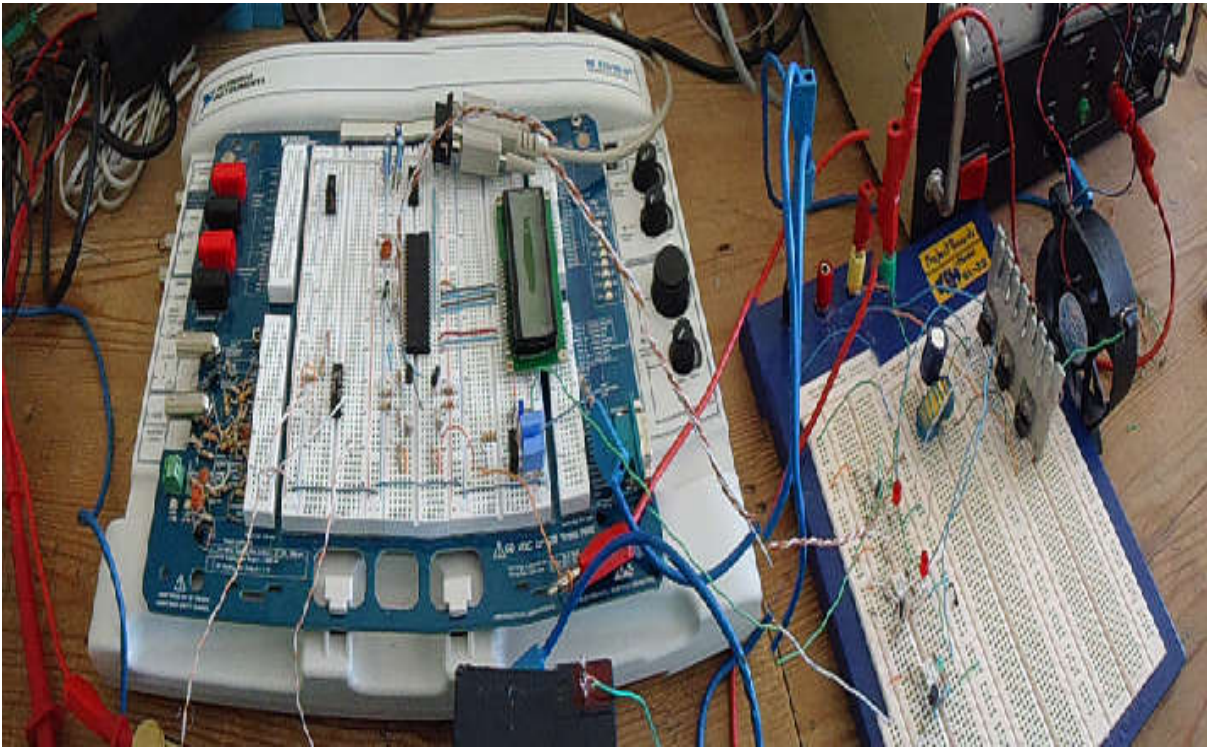


FIGURE IV-18 : Première réalisation du régulateur de charge sur platine d'essais

IV.10- LES LOGICIELS UTILISES POUR LA SIMULATION NUMERIQUE :

Pour faire la simulation numérique d'une carte électronique à base d'un microcontrôleur, il faut utiliser plusieurs logiciels ; à savoir :

- Logiciels de simulation des circuits électroniques pour la validation de la réalisation des schémas électriques tels que : ISIS, Eagle, Workbench
- Logiciels de compilation du programme à embarquer sur le microcontrôleur ; exemple : CCS compiler. Ce compilateur traduit le code source écrit dans un langage de haut niveau « C » facilement compréhensible par l'être humain, vers un langage de plus bas niveau, un langage d'assemblage ou langage machine.
- logiciels pour la programmation orientée objet; ces logiciels permettent de développer l'interfaçage logiciel utilisable sur le micro-ordinateur ; exemple : C#, LabVIEW

Alors le but de cette partie est la simulation du régulateur autour des logiciels ISIS et LabVIEW en utilisant l'émulateur de la liaison série RS232.

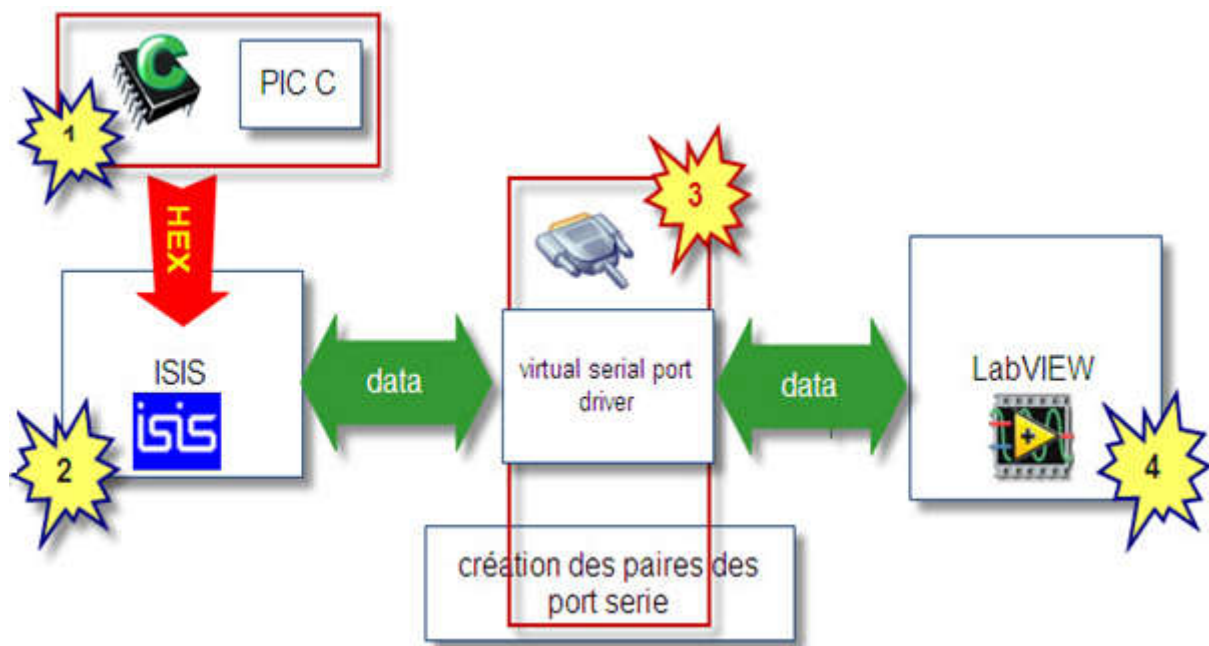


FIGURE IV-19 : Logiciels utilisés pour effectuer la simulation numérique de la carte électronique

Pour élaborer nos algorithmes de fonctionnement, nous avons utilisé le langage CCS-PICC. C'est un langage qui permet, avec moins d'effort par rapport à l'assembleur, de développer des programmes fonctionnels. Il transforme les lignes du langage C en lignes binaires directement compréhensibles par le microcontrôleur. Il a l'avantage de gérer facilement les boucles, les choix, ainsi que l'affichage.

Une fois les fonctions requises pour le bon fonctionnement de notre système sont programmées en C, le programme source ainsi obtenu est compilé en format hexadécimale et est prêt à être embarqué à l'intérieur du microcontrôleur. A l'aide du logiciel « Proteus », on pourra tester le bon fonctionnement du programme sur le microcontrôleur.

Le logiciel « Proteus ISIS » est un logiciel professionnel, utilisé dans l'électronique pour simuler des circuits et créer des typons à l'aide de son complément « Proteus ARES ». Il est également capable de simuler le fonctionnement du microcontrôleur PIC avec tous les périphériques associés. Il permet également de mieux visualiser le bon déroulement du système ainsi que d'avoir une idée claire sur la partie matérielle et la conception des circuits imprimés. Il permet en plus de déceler certaines erreurs dès l'étape de conception.

Le logiciel « Proteus ARES » est un outil de routage qui complète parfaitement ISIS. Un schéma électrique réalisé sur la partie « ISIS » peut alors être exporté facilement sur la partie « ARES » pour réaliser le circuit imprimé ou le PCB (Printed Circuit Board) de la carte électronique. Bien que l'édition d'un circuit imprimé soit plus efficace lorsqu'elle est réalisée manuellement, ce logiciel permet de placer automatiquement les composants et de réaliser le routage automatiquement.

« Virtual Serial Port Driver » offre la possibilité de créer un nombre illimité des ports série virtuels. Les ports créés sont situés dans le groupe « ports » du « gestionnaire des périphériques » de Windows, ce qui signifie qu'ils seront visibles et faciles à accéder par tout le matériel installé.

LabVIEW (Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench) est un logiciel de programmation développé par National Instrument. Ce qui différencie LabVIEW des méthodes classiques de programmation est son environnement de développement graphique. On

programme en ajoutant des objets, en les reliant, en créant des structures ; on obtient ainsi un programme sous forme de diagramme.

Contrairement aux langages de programmation textuels où les instructions sont exécutées séquentiellement, l'exécution d'un programme LabVIEW s'effectue par flux de données.

Un programme LabVIEW est appelé un VI (Virtual Instrument). Ces instruments virtuels s'apparentent à des instruments physiques et possèdent une interface utilisateur sur laquelle on vient d'ajouter les objets de commandes (boutons, commandes numériques ...) et de visualisations (LED, graphiques ...) qui constituent les mécanismes des entrées et des sorties.

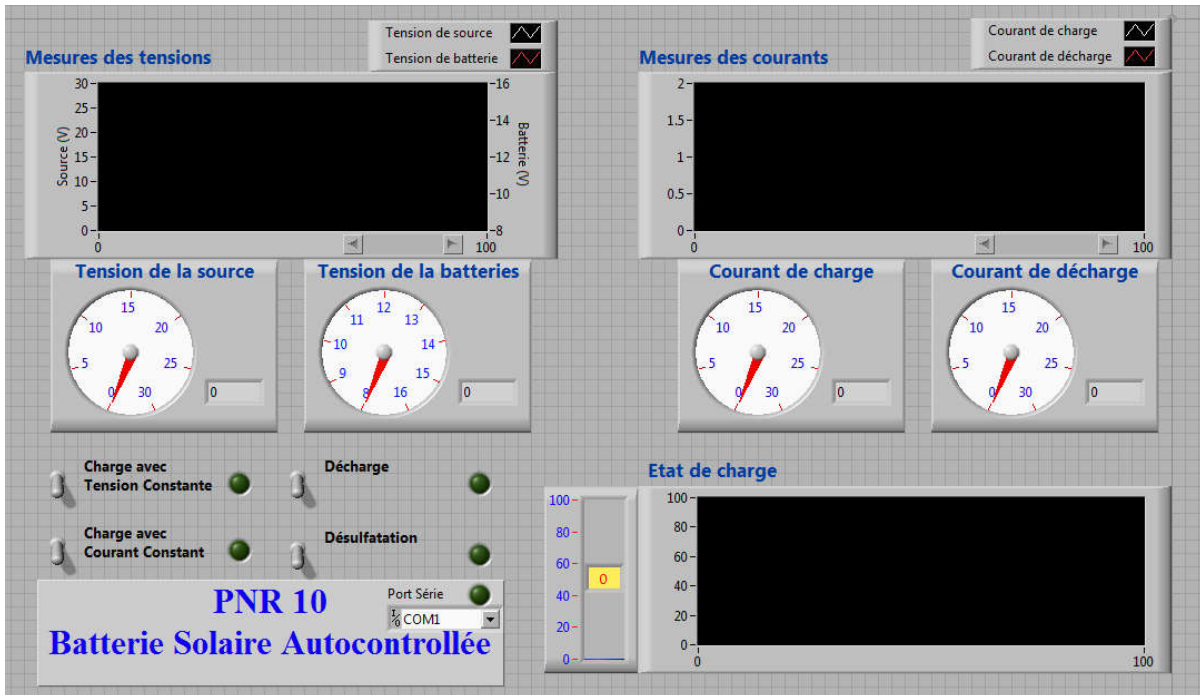


FIGURE IV-20 : Face avant du programme de contrôle développé en LabVIEW

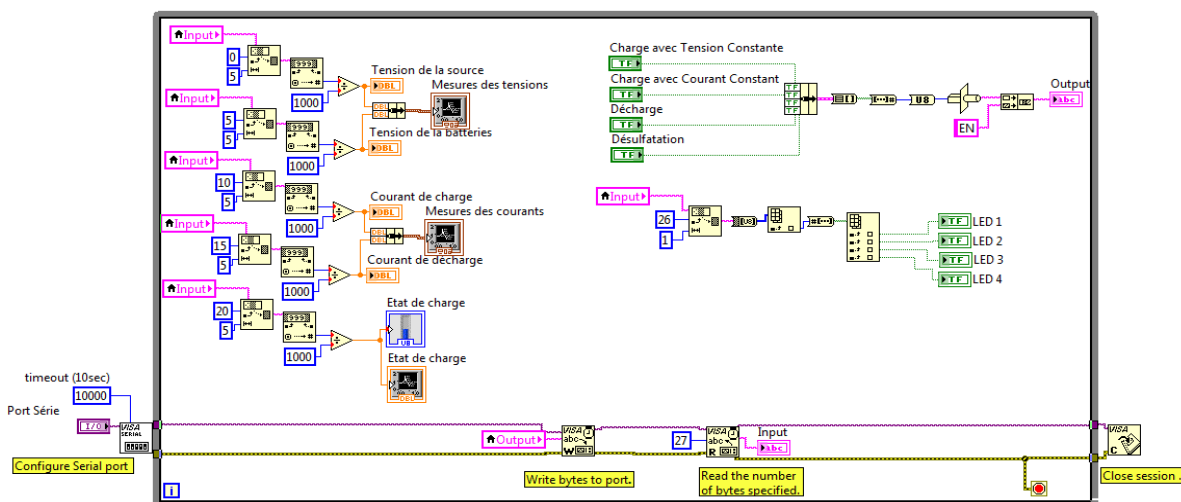


FIGURE IV-21 : Diagramme du programme de contrôle développé en LabVIEW

Ce logiciel a permis de générer les applications de contrôle et visualisation, tout en offrant la possibilité d'établir une interface utilisateur simple à manipuler. Il est particulièrement bien adapté pour la mesure, l'acquisition de données, l'instrumentation et les bancs d'essai. Il comporte, à l'instar des autres systèmes de programmation classique, des bibliothèques de

fonctions permettant d'effectuer toute tâche de programmation et contient même des fonctions spécialement conçues pour l'acquisition et le contrôle de données.

IV.11- PROGRAMMATION DU REGULATEUR DE CHARGE :

On a utilisé le logiciel « Proteus ISIS » pour concevoir notre carte de régulation de charge. À la base du schéma de la figure IV-17, nous développerons le programme du microcontrôleur pour qu'il puisse communiquer avec les différents organes qui l'entourent.

Le microcontrôleur PIC16F877 mesure les deux tensions : de la source et de la batterie. Si la tension de la source est supérieure à la tension de la batterie et la tension de cette dernière ne dépasse pas les 13.8 V, un cycle de charge commence et la LED verte clignote en indiquant que la batterie est en cycle de charge.

Quand la tension de 13.8 V est atteinte, la charge est interrompue et la LED verte s'allume en permanence indiquant une batterie totalement chargée.

Le cycle de charge reprend quand la tension de la batterie descend en dessous de 12.6 V. Si à cette tension la source n'est pas branchée, la LED jaune s'allume en permanence indiquant une batterie chargée à moitié.

En ce qui concerne la charge client reliée à la sortie, si la tension de la batterie est inférieure à 11 V, les deux LED jaune et rouge s'allument en permanence en indiquant une batterie au quart de la charge. Si la tension de la batterie descend encore en dessous de 10 V, le MOSFET responsable entre en interdiction, ce qui bloque la disponibilité de tout courant afin de préserver la batterie. À ce moment, la LED rouge s'allume en permanence.

Le cycle de charge/décharge se succède avec ces valeurs pendant 20 fois. Toutes les 20 fois, une charge profonde (ou charge d'équilibrage) est effectuée afin de régénérer la batterie, dans ce cas le régulateur arrête la charge jusqu'à avoir une tension de batterie de 14.4 V. Dans ce cycle de régénération, la LED verte clignote rapidement.

Voilà synthétiquement comment fonctionne le régulateur. Les réseaux reliés aux deux entrées A/N du microcontrôleur ont pour rôle de réduire exactement la tension à mesurer. Pour ce faire, il est nécessaire de brancher les câbles soigneusement pour éviter tout genre de perturbation pouvant causer un dysfonctionnement du régulateur et donc un arrêt du système.

Pour résumer, le tableau suivant présente le principe de fonctionnement :

F :Fixe, C : Clignote 3 fois V : LED Verte J : LED Jaune R : LED Rouge		Tension de la source				
		$<V_{BATT}$	≥ 10	≥ 11	≥ 12.6	≥ 13.8
Tension Batterie	<10	F(R)	F(R),C(V)	F(R),C(V)	F(R),C(V)	F(R),C(V)
	10-11	F(R,J)	F(R,J),C(V)	F(R,J),C(V)	F(R,J),C(V)	F(R,J),C(V)
	11-12.6	F(J)	F(J)	F(J),C(V)	F(J),C(V)	F(J),C(V)
	12.6-13.8	F(V,J)	F(V,J)	F(V,J)	F(V,J),C(V)	F(V,J),C(V)
	>13.8	F(V)	F(V)	F(V)	F(V)	C(V)

TABLEAU IV- 4 : Principe de fonctionnement des LED d'affichage

Pour simplifier la programmation du microcontrôleur, nous allons décrire le tableau précédent sous forme d'un organigramme. Ceci est illustré par le schéma de la figure IV-22.

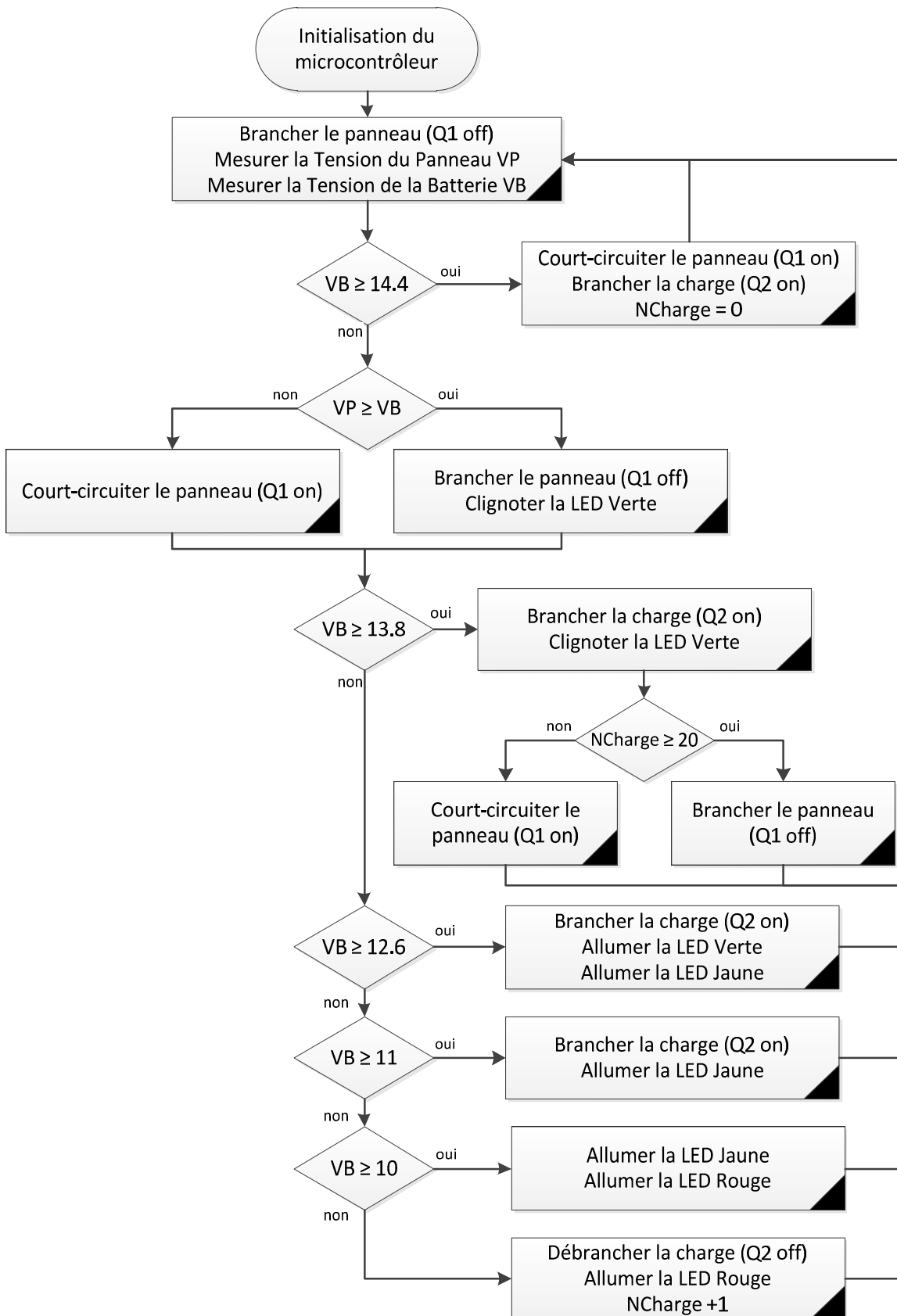


FIGURE IV-22 : Algorithme de fonctionnement de la carte de régulation

Dans cette partie, nous avons simulé le fonctionnement du régulateur de charge initialement sous l'environnement virtuel du logiciel « Proteus ISIS » afin qu'on puisse vérifier

le programme développé du microcontrôleur. Ce programme contrôle les différents états de charge de la batterie qui peuvent se produire tout en commandant deux MOSFET de liaison avec la source d'alimentation et la charge de consommation.

Pour tester le bon fonctionnement du programme avant son implantation réelle sur le microcontrôleur, nous avons effectué plusieurs tests avec le mode charge et par la suite le mode de décharge. On a supposé que la tension délivrée par la source varie en fonction du temps pour rapprocher le cas réel d'un panneau solaire qui a une tension variable en fonction de l'ensoleillement.

Dès qu'on a terminé la vérification du bon fonctionnement du programme et de la carte électronique, on passe à la réalisation pratique de la carte de régulation par le biais du logiciel « Proteus ARES ».

IV.12- REALISATION PRATIQUE DE LA CARTE DE REGULATION :

Après la validation du bon fonctionnement en simulation, on s'occupera en dernier lieu avec la réalisation pratique de la carte de régulation. Pour le faire, plusieurs étapes sont à suivre avec précaution afin de réaliser une carte électronique fiable.

En premier lieu, il faut être sûr de la partie schématique qu'elle est opérationnelle. Ensuite, on convertira le schéma obtenu en simulation en un typon. Ce dernier est le schéma d'emplacement des composants sur la carte réelle prévue pour la réalisation, ainsi que le routage entre composants ; c'est-à-dire les connexions entre composants.

Afin d'obtenir rapidement le typon et avec une bonne qualité, on a utilisé la partie « Proteus ARES ». Après un placement manuel des composants, un routage semi-automatique a été effectué pour choisir la bonne section des fils en fonction de notre besoin. A la fin, nous avons obtenu le typon représenté par les schémas des figures IV-23 et IV-24.

Ce typon est l'image de notre circuit imprimé. Nous voyons des connexions en rouge montrant les connexions de la face supérieure de la carte à réaliser, et d'autres en bleu montrant les connexions de la face arrière.

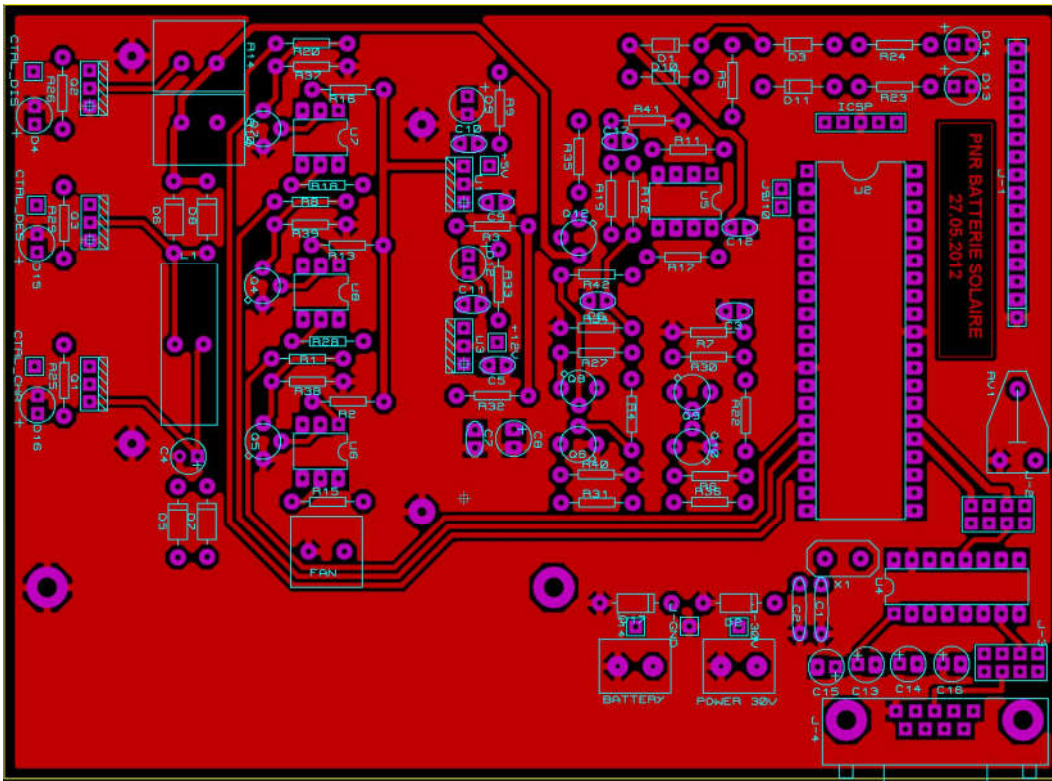


FIGURE IV-23 : Face avant de la carte électronique du régulateur de charge

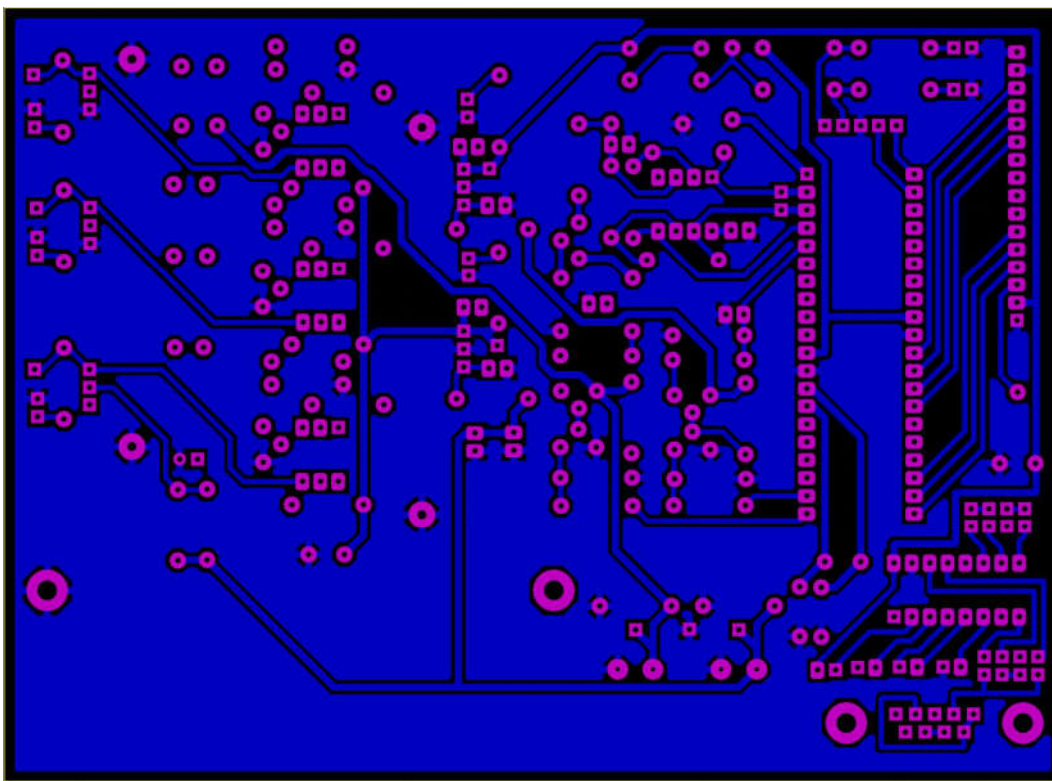


FIGURE IV-24 : Face arrière de la carte électronique du régulateur de charge

Le logiciel PROTEUS-ISIS nous donne aussi la possibilité de voir en trois dimensions la carte ainsi réalisée. La figure IV-25 nous montre la future carte qu'on cherche à réaliser.

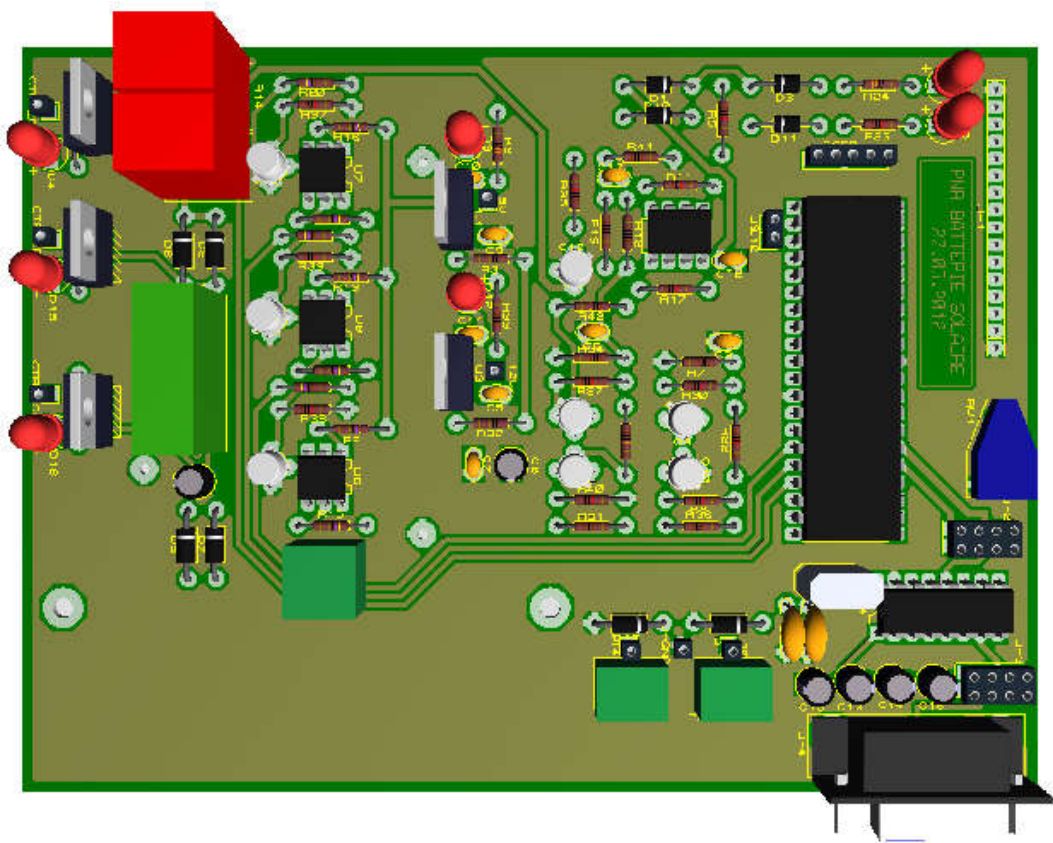


FIGURE IV-25 : Représentation en 3D de la carte électronique du régulateur de charge

À la fin de toutes les étapes de réalisation d'une carte électronique, nous avons obtenu la carte de régulation de charge suivante :

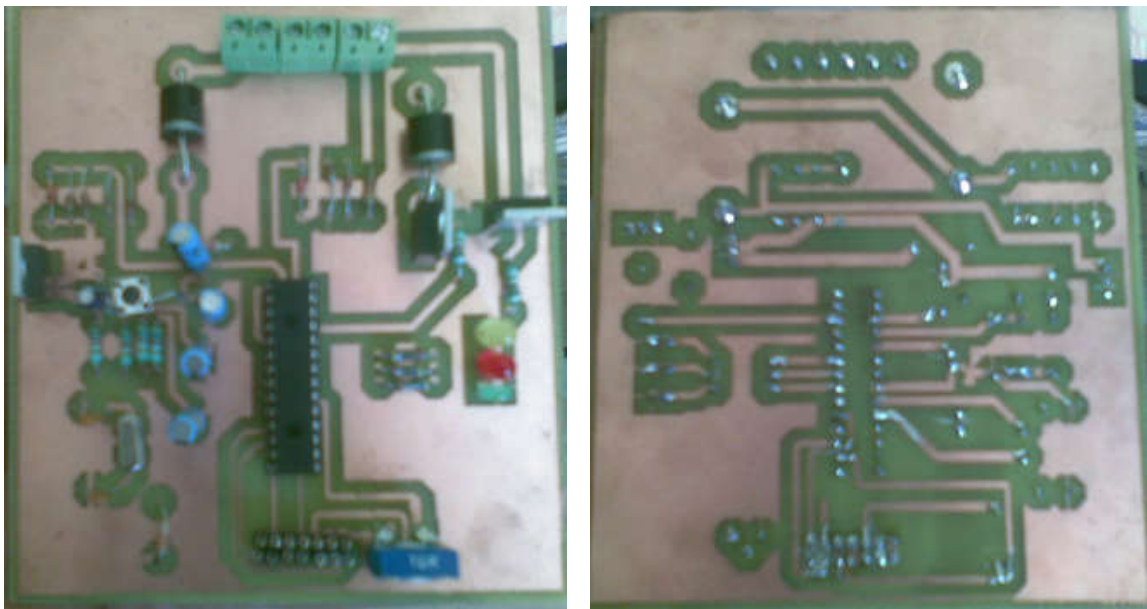


FIGURE IV-26 : Première version de la carte du régulateur de charge réaliser avec un microcontrôleur PIC16F876

Vu les limites de fonctionnement rencontrées avec la première version de la carte électronique du régulateur de charge, nous avons effectué quelques changements sur le schéma électronique en ajoutant des options nous permettant la vérification aisée du bon fonctionnement. On a amélioré la sécurité du microcontrôleur en ajoutant l'étage d'isolation

optique, et on a remplacé le PIC16F876 qui possède 28 broches par un autre PIC16F877 qui a 40 broches ; donc, plus de pattes d'entrée/sortie afin de simplifier le travail.

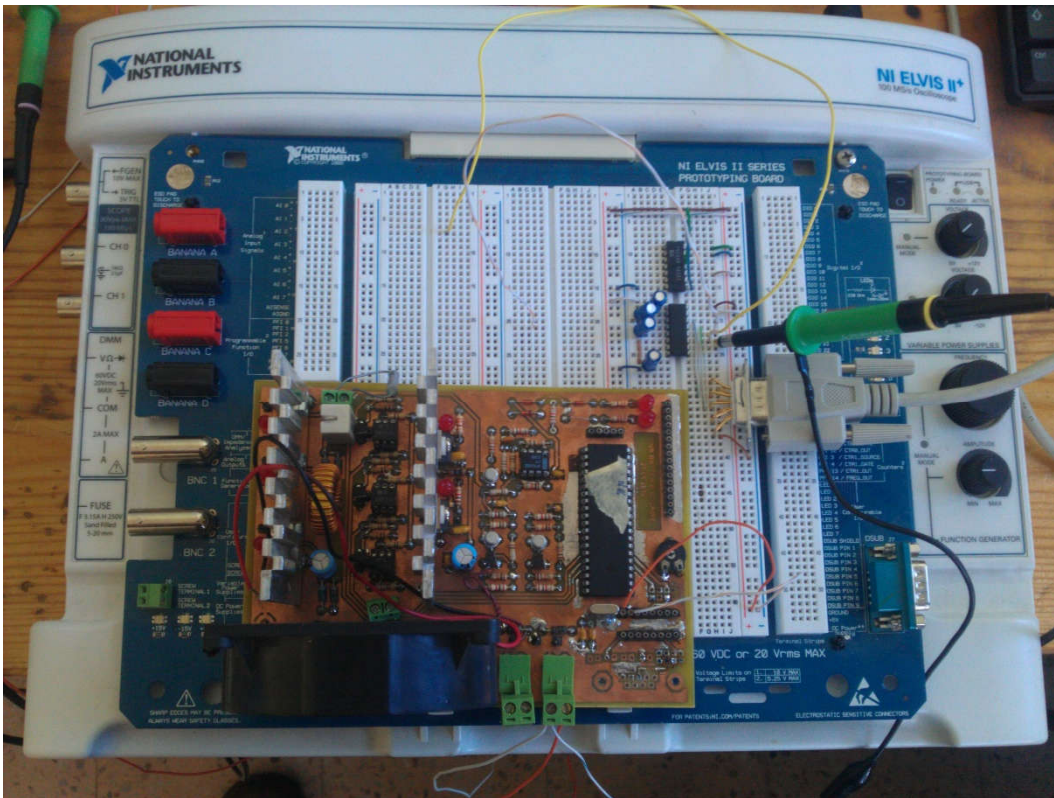


FIGURE IV-27 : Seconde version de la carte du régulateur de charge après mise à jour du schéma électronique et l'utilisation d'un microcontrôleur PIC16F877

Le schéma de la figure IV-28 montre l'expérimentation de la carte de régulation de charge ainsi réalisée avec une batterie automobile de 75Ah. Ces tests ont montré le bon fonctionnement du contrôle de la charge et de la décharge de la batterie.

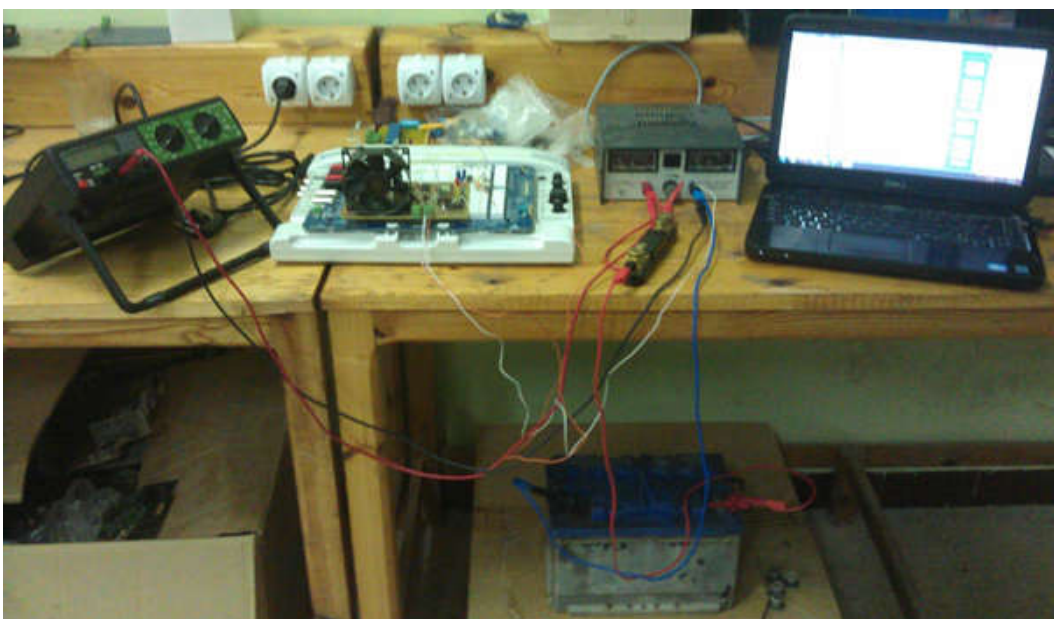


FIGURE IV-28 : Banc d'essai d'expérimentation de la charge/décharge des batteries

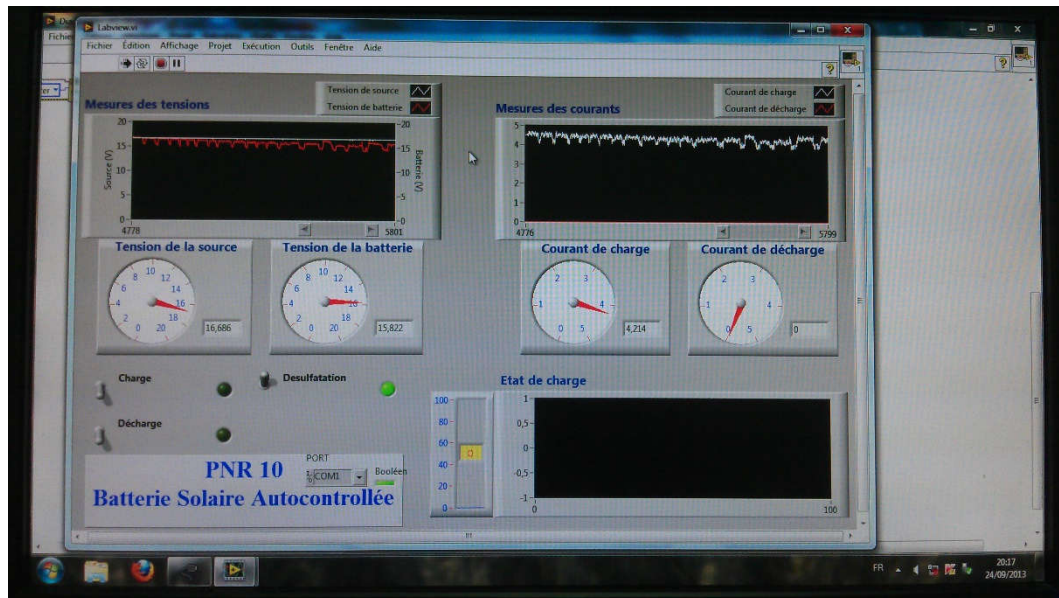


FIGURE IV-29 : Contrôle de l'état de charge et de décharge d'une batterie acide-au-plomb (75AH)

IV.13- CONCLUSION :

Dans ce chapitre, nous avons détaillé les différents points qui nous permettent de réaliser notre carte de régulation de charge. Ce régulateur permet le contrôle l'état de charge de la batterie en permanence. En premier lieu, nous avons présenté l'organigramme de fonctionnement du régulateur de charge. Par la suite, nous avons fait les simulations virtuelles afin de tester le bon fonctionnement du programme. Pour concrétiser le travail, nous avons illustré point par point les démarches à suivre pour réaliser la carte électronique du régulateur de charge.

En plus, la programmation du microcontrôleur a été effectuée en assembleur au début lors de la réalisation de la première version du régulateur de charge, chose qui était très dure à réaliser. La pratique du programme en assembleur nous a permis la compréhension de tout ce qui se passe en langage machine. Par la suite et comme le programme commence à s'agrandir, nous sommes passés forcément à la programmation en PICC, chose qui nous a permis de gagner du temps, mais en parallèle elle nous a fait perdre plus d'espace mémoire à l'intérieur du PIC.

Notant que ce montage pourra être utilisé avec des panneaux solaires dont la tension ne dépasse pas 30 V et le courant n'excède pas les 5 A. Pour faire l'extension de la carte à d'autres types de panneaux et batteries, il suffit de faire quelques modifications dans la partie puissance, et refaire les calculs de la partie d'acquisition.

On peut conclure que les résultats obtenus sont satisfaisants compte tenu des limitations des moyens dont nous disposons. Une grande partie de l'expérience acquise ne trouve pas lieu sur ce chapitre puisqu'elle s'agit de l'expérience professionnelle obtenue au niveau du laboratoire.

Le chapitre qui suit traite une deuxième mise à jour de cette carte de régulation de charge, où nous avons pensé à l'extension de la carte pour faire la maintenance préventive de la batterie contre le phénomène de la sulfatation.

Chapitre V

La désulfatation des batteries acides
aux plombs

Les batteries acide-au-plomb ont une durée de vie limitée à environ 1 500 cycles. Lors du stockage et de la restitution de l'énergie au cours de cycles d'utilisation normaux, des cristaux de sulfate s'accumulent graduellement sur les électrodes, empêchant la batterie de fournir efficacement du courant. Les cristaux étouffent en fait la batterie. Même une charge de désulfatation n'empêche pas toujours que l'on doive remplacer la batterie après quelques années.

Une entreprise française a breveté un procédé de régénération : le procédé Phoenix. Les batteries subissent un traitement qui consiste à injecter dans celles-ci des fréquences séquentielles variables et modulables pendant un certain nombre d'heures (en fonction de l'état et de la puissance de la batterie). L'effet de ce traitement est de dissoudre de façon parfaite les cristaux et les impuretés qui se sont déposés sur les plaques intérieures de la batterie. Les batteries ainsi traitées recouvrent des fonctions d'emmagasiner et de conductivité électrique identiques à celles d'une batterie neuve. Ce procédé est valable sur des batteries acide-au-plomb de type démarrage, stationnaire ou de traction.

Selon des estimations récentes, environ 80 % des batteries acide-au-plomb hors d'usage peuvent être régénérées [36]. Il est cependant impossible de restaurer la plaque positive après 4 ou 5 ans d'utilisation normale d'une batterie. En conséquence, une batterie de quelques mois peut effectivement être régénérée et l'on peut atteindre le taux de 80 % de remise en état de fonctionnement. Plus sa durée d'utilisation augmente dans le temps et moins cela est possible ; la dégradation naturelle, due à la montée en température de la batterie, est inévitable.

V.1- CHAMP DE L'ETUDE : LA DESULFATATION

Il existe un moyen d'inverser le processus de sulfatation d'une batterie. Cela consiste en l'envoi d'impulsions électriques à la fréquence de résonance de la batterie (entre 2 et 6 MHz). Durant ce processus, les ions de soufre entrent en collision avec les plaques, ce qui a pour effet de dissoudre le sulfate de plomb qui les recouvre.

Depuis quelques années, de nouveaux procédés dits de « désulfatation » des batteries acide-au-plomb ont émergé, en prestation de service ou vente d'équipements aux professionnels et aux particuliers. Ces procédés visent à prolonger l'usage d'accumulateurs initialement considérés en fin d'usage ; notamment des batteries automobiles.

Cette activité de désulfatation des batteries acide-au-plomb est un marché en cours de développement, aussi bien pour les batteries industrielles que pour les batteries automobiles.

Les industriels pratiquant la désulfatation la définissent comme un procédé permettant de prolonger la durée d'usage des batteries en fin d'usage ou dont les performances ne répondent plus au besoin de l'utilisateur, en remédiant au phénomène de sulfatation. Le même procédé peut parfois être appliqué sur des accumulateurs neufs (ou quasi neufs) afin d'agir contre le phénomène de sulfatation de façon préventive.

V.2- LES PROCEDES DE DESULFATATION [36] :

Pour la suite de l'étude, les procédés de désulfatation considérés sont ceux ayant pour objectif le prolongement d'usage des accumulateurs en luttant contre la sulfatation.

V.2.1- PROCÉDES DE DESULFATATION IDENTIFIÉS :

Trois procédés de désulfatation ont été identifiés au cours de cette étude :

- Procédé chimique.
- Procédé électrique.
- Procédé combiné électrique et chimique.

V.2.1.1- PROCÉDES DE DESULFATATION CHIMIQUE :

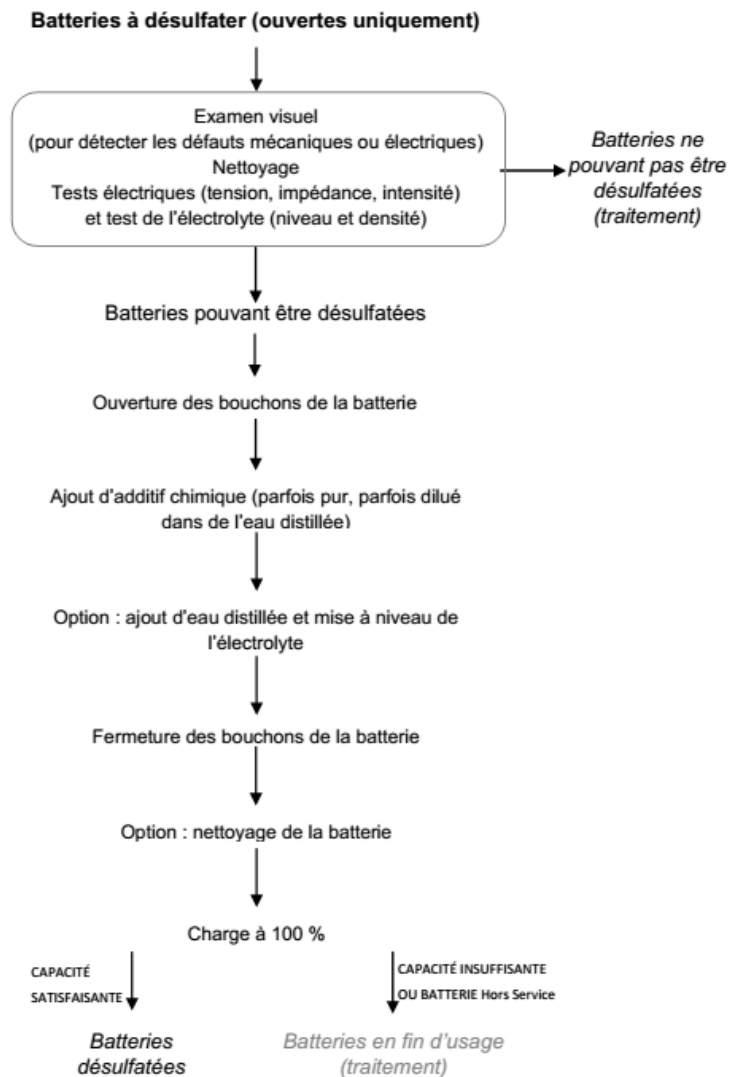


FIGURE V-1 : Procédé de désulfatation chimique

Tous les industriels réalisent en premier lieu un examen visuel de la batterie, afin de s'assurer qu'elle peut être désulfatée. Il s'agit notamment d'éliminer aussi tôt les batteries présentant des fuites, de la corrosion ou des cosses abimées, ou toute autre dégradation visible et irréversible. Selon son état, la batterie est nettoyée par certains industriels. Des tests de tension, d'impédance, d'intensité et de densité de l'électrolyte viennent clôturer cette phase préparatoire.

La désulfatation peut alors commencer : les industriels injectent un additif chimique dans l'électrolyte. La quantité versée est calculée en fonction des paramètres de la batterie

(principalement sa capacité). De l'eau distillée peut également être ajoutée pour ajuster le niveau de l'électrolyte.

Pour finaliser la désulfatation, la batterie est chargée à 100 %. Cette action permet d'activer l'additif puis de réutiliser la batterie.

L'opération de désulfatation dure quelques heures, mais le résultat final de la désulfatation (augmentation des capacités de la batterie) s'obtient après plusieurs jours, et plusieurs cycles de charge et de décharge.

Les performances du procédé constatées sont les suivantes :

- Critères de contrôle pour vérifier le succès de la désulfatation : les industriels procèdent à une vérification de la capacité de la batterie désulfatée.
- Durée d'usage et performances des batteries désulfatées : la durée d'usage peut être multipliée par deux. Alors, la capacité des batteries est améliorée de façon significative : il est possible d'atteindre une capacité identique à la capacité du constructeur.
- Taux de succès : une amélioration des capacités est constatée pour 70 à 90 % des batteries usagées acceptées en désulfatation, et pour 90 % des batteries neuves (dans le cadre d'une maintenance préventive).

V.2.1.2- PROCEDE DE DESULFATATION ELECTRIQUE :

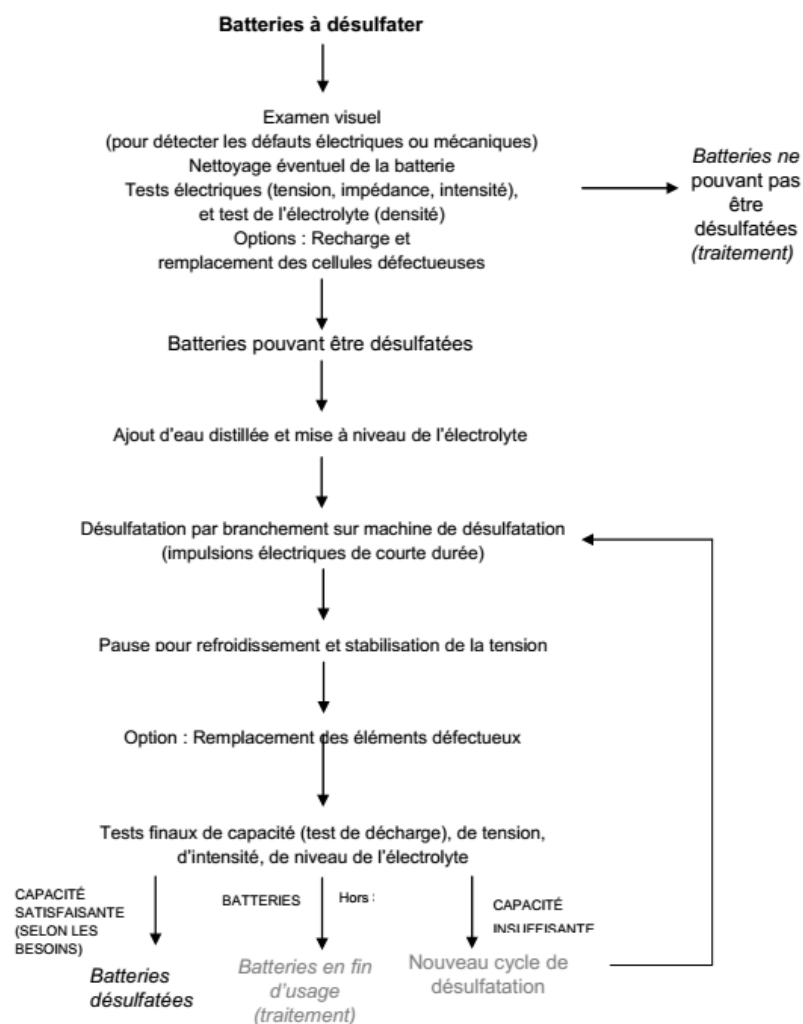


FIGURE V-2 : Procédé de désulfatation électrique

Les étapes préparatoires sont identiques à celles du procédé chimique.

Un nettoyage de la batterie est ensuite réalisé par certains industriels européens, selon l'état de la batterie. Des tests de tension, d'impédance, d'intensité et de densité de l'électrolyte sont ensuite menés (selon le type de batterie). Les cellules défectueuses peuvent être remplacées par des cellules neuves lors de la préparation pour que la batterie soit acceptée en désulfatation. De l'eau distillée et de l'électrolyte sont rajoutés en cas de besoin.

Une fois cette préparation effectuée, la batterie peut être désulfatée : la désulfatation est provoquée par l'application d'impulsions électriques. Ces impulsions sont d'intensité variable selon ces industriels : forte le plus souvent (120-300 Ampères), elle est faible pour d'autres (8 Ampères).

A l'issue de la désulfatation, la batterie est refroidie et sa tension stabilisée. Les éventuels éléments endommagés et identifiés au départ sont remplacés s'ils ne l'ont pas été au préalable. Des contrôles finaux sont ensuite réalisés, notamment un test de décharge (qui permet de vérifier la capacité de la batterie désulfatée pour les batteries industrielles) ainsi que des tests de tension, d'intensité et du niveau de l'électrolyte.

La désulfatation complète d'une batterie dure de trois heures à quatre jours selon les industriels, le type de batterie et son état initial. Selon certains industriels, une amélioration optimale de la capacité de la batterie est obtenue après plusieurs semaines d'utilisation de la batterie désulfatée (plusieurs cycles de charge et de décharge).

De même, les performances du procédé constatées par les professionnels de la désulfatation sont :

- Critères de contrôle pour vérifier le succès de la désulfatation : les acteurs procèdent à une vérification de la capacité de la batterie désulfatée.
- Durée d'usage et performances des batteries désulfatées : La durée d'usage peut être multipliée par deux. Alors, la capacité des batteries est améliorée de façon significative, mais très variable : il est possible d'augmenter la capacité pour atteindre 30 à 100 % de la capacité constructeur, mais la plupart des industriels indiquent une amélioration qui permet d'atteindre 90 à 100 % de la capacité constructeur.
- Taux de succès : Le taux de succès (amélioration de la capacité) de ce procédé attendrait 80 à 100 % des batteries acceptées en désulfatation.

V.2.1.3- PROCÉDE DE DESULFATATION COMBINÉ ELECTRIQUE ET CHIMIQUE :

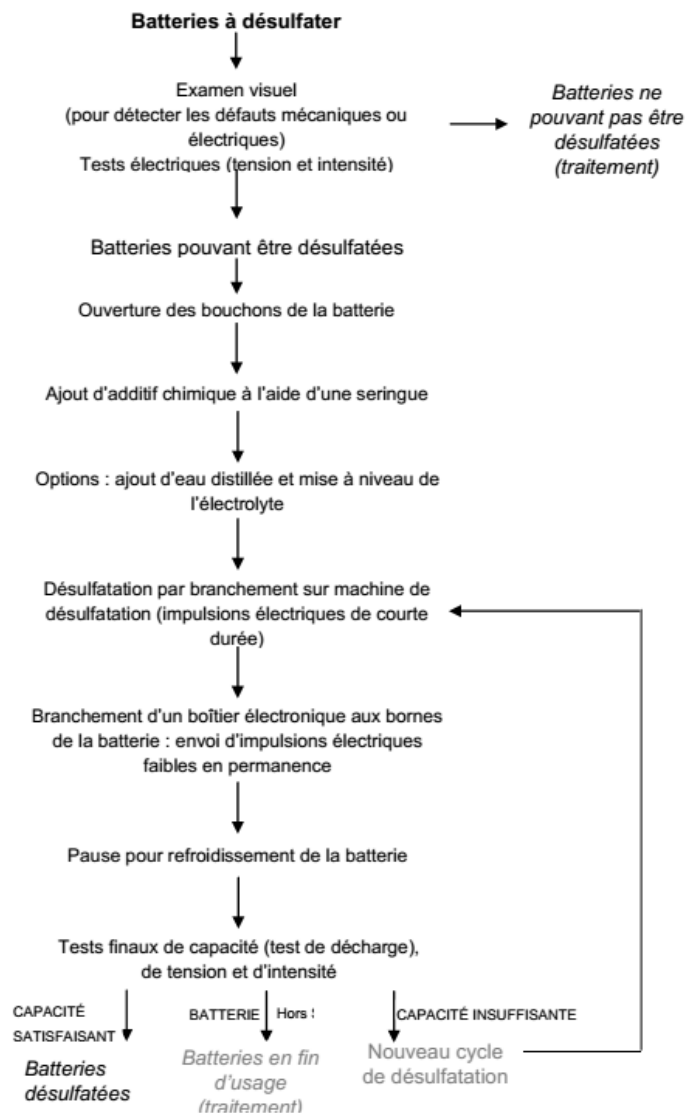


FIGURE V-3 : Procédé de désulfatation combiné

Les différentes étapes de préparation sont identiques aux procédés chimique et électrique : examen visuel, nettoyage puis tests électriques et test de densité de l'électrolyte (selon le type de batterie).

Ce procédé combiné a la particularité de proposer une désulfatation en deux, voire en trois temps (selon les industriels). Un additif chimique est d'abord injecté dans la batterie. De l'eau distillée ou de l'électrolyte est parfois ajouté suite à l'ouverture des bouchons de la batterie. Dans un second temps, la batterie est branchée sur une machine de désulfatation. Certains industriels connectent en troisième lieu un boîtier électronique aux bornes de la batterie : celui-ci envoie en permanence des impulsions électriques. Pour les professionnels qui l'utilisent, ce boîtier fait partie intégrante du procédé de désulfatation.

Suite à un temps de refroidissement, des tests identiques aux tests initiaux sont menés en fin de procédé. Un test de décharge est réalisé de façon courante pour les batteries industrielles.

Concernant la durée de ce procédé de désulfatation, la désulfatation curative complète d'une batterie dure de quatre heures à deux jours selon les industriels, et selon le type de batterie.

L'amélioration des capacités est parfois optimale après plusieurs semaines d'utilisation de la batterie désulfatée (plusieurs cycles de charge et décharge).

Les performances du procédé constatées par les professionnels de la désulfatation sont :

- Critères de contrôle pour vérifier le succès de la désulfatation : les industriels précèdent à une vérification de la capacité de la batterie désulfatée.
- Durée d'usage et performances des batteries désulfatées : la durée d'usage peut être multipliée par deux, alors que la capacité des batteries est à améliorer de façon significative : il est possible d'atteindre une capacité qui équivaut à 90 à 100 % de la capacité du constructeur.
- Taux de succès : Le taux de succès (amélioration de la capacité ou de la durée d'usage) se situe entre 80 et 95 % des batteries acceptées en désulfatation.

V.3- ANALYSE TECHNIQUE DES PROCÉDES DE DESULFATATION :

V.3.1- TYPES DE BATTERIES ACIDE-AU-PLOMB CONCERNEES :

Les trois procédés identifiés sont capables de désulfater tous les types de batteries acide-au-plomb : démarrage, traction, stationnaires. Cependant, certains industriels choisissent de désulfater uniquement des batteries industrielles pour des raisons économiques.

Au sein des batteries acide-au-plomb, on note que les procédés chimiques ne peuvent désulfater que des batteries ouvertes, c'est-à-dire à électrolyte liquide. En effet, l'additif chimique se présentant le plus souvent sous forme liquide (ou de poudre soluble), il est techniquement plus aisé de l'injecter dans la batterie si son électrolyte est également liquide.

V.3.2- DUREES DE MISE EN ŒUVRE DES PROCÉDES :

La durée de la désulfatation complète est très variable pour les procédés électriques et combinés électriques/chimiques. En effet, selon le type de batterie, son état initial et les besoins du client, la désulfatation peut durer de quelques heures (le minimum identifié se situant à trois heures) à plusieurs jours (jusqu'à quatre jours). Cette variation est liée au nombre de cycles (d'une durée variable selon les industriels) que l'appareil électrique de désulfatation doit effectuer pour parvenir à désulfater la batterie. Le procédé électrique permet dans certains cas une augmentation de la capacité au cours du premier mois d'utilisation, grâce à la succession des cycles de charge et de décharge.

Pour le procédé chimique, l'opération de désulfatation en elle-même (la réaction due à l'additif chimique) dure généralement quelques heures, mais il faut plusieurs semaines, parfois plusieurs mois, pour que la désulfatation opère de façon optimale. En effet, l'ajout de l'additif perturbe l'équilibre chimique de la batterie (en dissolvant le sulfate de plomb) ; les cycles de charge et décharge permettent un retour à l'équilibre.

V.3.3- PERFORMANCES DES PROCÉDES :

La figure V-4 présente une vue aux microscopes de cristaux de sulfate de plomb sur une grille de batterie neuve et usagée

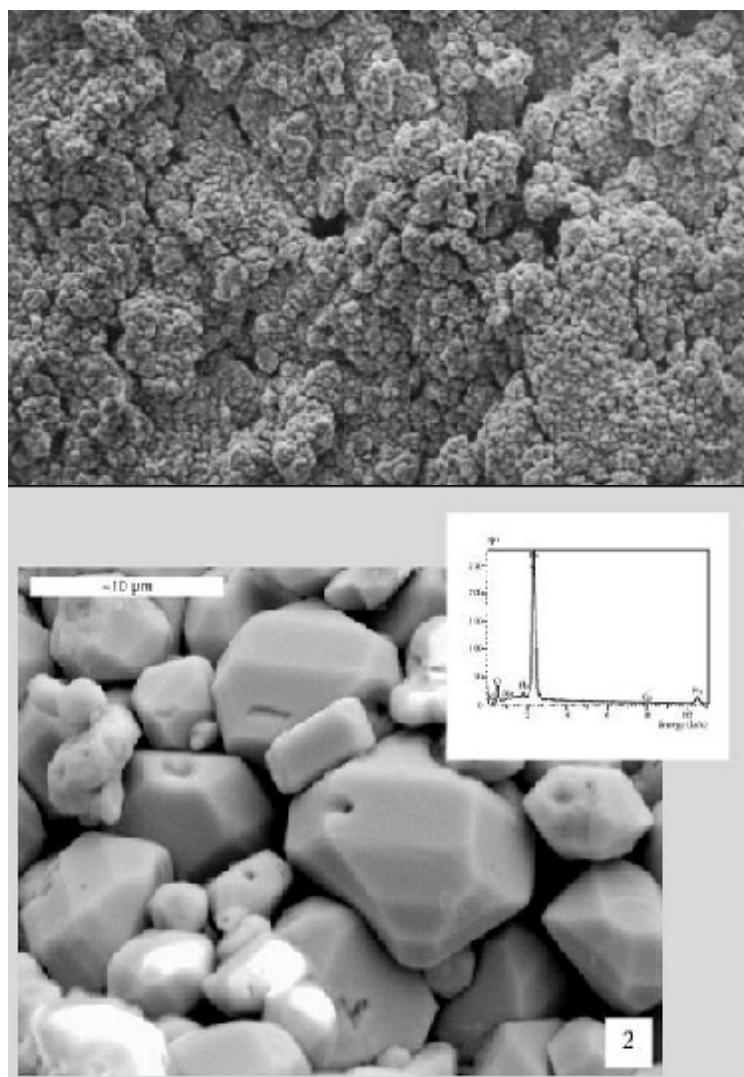


FIGURE V-4 : Vue microscopique de cristaux de sulfate de plomb sur une grille de batterie neuve et usagée [48]

V.3.3.1- CRITERES DE CONTROLE POUR VERIFIER LE SUCCES DE LA DESULFATATION :

La grande majorité des professionnels de la désulfatation (tous procédés confondus) utilisent la capacité comme mesure du succès de la désulfatation. Si la capacité est satisfaisante pour l'utilisateur, ou supérieure à un seuil défini au préalable, ils considèrent la batterie comme étant désulfatée. La capacité peut en effet être mesurée de façon immédiate ; il est donc intéressant de retenir cet indicateur pour valider la désulfatation.

Le succès de la désulfatation est donc principalement mesuré pour les trois types de procédés via la mesure de la capacité post-désulfatation.

V.3.3.2- CAPACITE ET DUREE D'USAGE DES BATTERIES DESULFATEES :

Dans la perspective de mener des opérations de désulfatation adaptées aux besoins précis du client, la plupart des industriels indiquent que les critères qui permettent d'affirmer qu'une batterie est désulfatée avec succès sont très variables. Ainsi, une capacité retrouvée équivalant

à 60 ou 70 % de la capacité du constructeur peut parfois satisfaire le client (en fonction de son besoin), et le prestataire considère alors que la désulfatation est validée.

Néanmoins, plus de la moitié des industriels considèrent que la désulfatation est validée de façon certaine lorsque la capacité retrouvée se situe entre 80 et 100 % de la capacité du constructeur. Ils notent également qu'il est parfois possible de dépasser les 100 % de la capacité du constructeur, car les fabricants annoncent généralement sur l'étiquette une capacité inférieure à la capacité réelle de la batterie.

L'augmentation de la durée d'usage des batteries désulfatées est variable, mais est en général multipliée par 1.5 à 2 par rapport à la durée d'usage d'une batterie neuve.

Il n'est pas à ce stade possible de conclure sur l'existence de performances supérieures pour l'un ou l'autre des procédés.

V.3.3.3- TAUX DE SUCCES ANNONCES :

Les industriels désulfatent uniquement des batteries industrielles, tous procédés confondus, annoncent que 80 à 100 % des batteries sont désulfatées avec succès. Les taux de succès sont légèrement plus faibles pour les industriels qui désulfatent à la fois des batteries de démarrage et des batteries industrielles, la majorité se situant entre 70 et 100 %. Une sélection rigoureuse des batteries à l'entrée de l'atelier explique en partie ces taux de succès élevés.

V.3.4- FONDEMENTS SCIENTIFIQUES DES PROCEDES :

V.3.4.1- EUDES PUBLIQUES IDENTIFIEES :

Il n'est pas évident de trouver des études publiques étudiant de façon précise les fondements scientifiques des procédés de désulfatation. Par ailleurs, les experts ne peuvent pas à ce stade se prononcer, souhaitant en effet pouvoir se baser sur des études techniques précises et indépendantes.

Une étude datant de 2004 se penche sur les pulsations électriques en lien avec le prolongement de la durée d'usage des batteries au plomb et conclut que ce type de charge peut contribuer à réduire la sulfatation. Une autre étude de 2005 propose de combiner des impulsions électriques à un additif chimique et conclut également au prolongement de la durée d'usage des batteries. Ces sources peuvent servir de base intéressante, mais méritent d'être actualisées et comparées avec tous les dispositifs réellement commercialisés à ce jour. Des études plus poussées et indépendantes évaluant les performances des procédés existants sont encore nécessaires.

V.3.4.2- MECANISMES INVOQUES :

La plupart des industriels utilisant un procédé de désulfatation électrique indiquent que les impulsions électriques appliquées à une fréquence spécifique dans la batterie provoquent la mise en résonance des cristaux de sulfate de plomb. Ceux-ci se détachent alors de la plaque sur laquelle ils se sont fixés au cours du temps (augmentant ainsi la résistance interne de la batterie). Une fois ces cristaux détachés, la surface d'échange de la batterie est alors restaurée, et la charge et la décharge de la batterie sont à nouveau possibles. Il est à noter qu'un industriel a

indiqué que son procédé électrique ne provoque pas de mise en résonance, mais une désulfatation plus douce, car elle utilise des ondes spécifiques. Le détail de ce procédé est néanmoins confidentiel, et connu de son seul inventeur.

Quant au procédé chimique, il semble s'agir d'une réaction de dissolution des cristaux de sulfate de plomb par l'additif chimique injecté dans la batterie. Le résultat est donc également une désulfatation des plaques, et une restauration de la surface d'échange.

Le procédé combiné électrique et chimique serait basé sur l'association de ces deux opérations (mise en résonance électrique et dissolution chimique des cristaux).

V.3.4.3- PROJETS DE RECHERCHE :

Pour pallier au manque de caution scientifique publique de leurs procédés, plusieurs industriels ont mis en place, ou prévoient de le faire, des projets de recherche et de développement avec des laboratoires ou des universités. Leur objectif est de faire valider scientifiquement l'efficacité des procédés de désulfatation. Il s'agit à la fois de prouver l'efficacité des procédés de désulfatation sur le plan technique, mais également de valider leur pertinence économique (économies liées à une charge de la batterie plus courte, et donc moins gourmande en énergie) ou de trouver de nouvelles applications pour ces procédés.

V.4- FONCTIONNEMENT DES REGULATEURS DANS LE SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE :

V.4.1- LA COMMANDE MPPT :

Le régulateur MPPT est encore plus performant que le régulateur PWM. Il ne permet pas de recharger la batterie au-delà de 100 %, mais il peut la recharger beaucoup plus vite en optimisant les caractéristiques de tension et de courant du module et de la batterie. En effet, pour diverses raisons liées à la température, aux chutes de tension dans les câbles électriques... Les modules photovoltaïques sont toujours conçus avec une tension supérieure à ce qui serait nécessaire. Autrement dit, un module censé produire des 12 V produira en réalité 17 V voire plus. De même, la tension d'une batterie n'est pas constante. Elle oscille entre 11.4 V quand elle est déchargée, et monte à 13.2 V une fois qu'elle est rechargée. La tension des deux appareils n'est jamais identique, et c'est la batterie qui impose la sienne au reste du système. Quand elle est déchargée, le module est donc obligé de produire 11.4 V et dans tous les cas, il ne dépassera pas 13.2 V. Pour qu'un module de 100 Wc produise 100 W, la tension du courant qu'il produit doit être de 17 V. Ceci est donc le rôle du régulateur qui devra faire l'adaptation entre la tension du panneau solaire et la tension de la batterie.

V.4.2- LE REGULATEUR DE CHARGE :

Le régulateur de charge protège toute l'installation photovoltaïque, et notamment la batterie qui est l'élément le plus sensible. Il est au cœur du système, branché à la fois sur le module solaire, la batterie et les appareils qui consomment l'électricité.

Comme son nom l'indique, le régulateur de charge régule les charges et les décharges de la batterie. Si la batterie était à pleine charge et que les modules continuaient de lui fournir de

l'énergie, il y aurait alors surcharge et la batterie se détériorerait. De même, il est recommandé de ne pas vider entièrement une batterie. Ainsi, même s'il s'agit d'une batterie à décharge profonde, il vaut mieux ne pas descendre en dessous de 50 % à 80 % de décharge pour ne pas trop la dégrader. Le régulateur augmente donc sa durée de vie en lui évitant des états extrêmes.

On distingue deux grands types de régulateurs, shunt ou série, reposant finalement sur le même fondement : les modules photovoltaïques peuvent fonctionner sans que leur électricité soit utilisée, ce qui est pratique lorsque les batteries sont pleines. On peut donc court-circuiter le module (c'est la méthode shunt) ou ouvrir le circuit (c'est la méthode série).

V.4.3- LE DESULFATEUR :

Il existe un moyen d'inverser le processus de sulfatation d'une batterie. Cela consiste en l'envoi d'impulsions électriques à la fréquence de résonance de la batterie située entre 2 et 6 MHz. Durant ce processus, les ions de soufre entrent en collision avec les plaques, ce qui a pour effet de dissoudre le sulfate de plomb qui les recouvre.

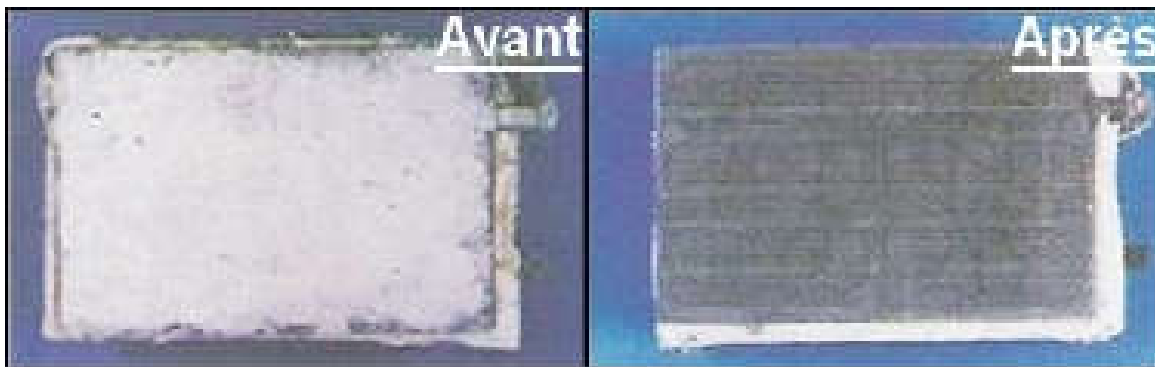


FIGURE V-5 : Grille de batterie avant et après régénération [48]

Parmi les avantages de la régénération des batteries, on peut citer :

- doubler, voire tripler la durée de vie des batteries,
- restaurer la capacité des batteries : vieille et déchargée,
- améliorer la performance et l'efficacité des batteries,
- réduire le temps de charge,
- arrêter et empêcher l'endommagement prématuré des cellules,
- réduire les coûts du parc de batterie,
- le coût de la régénération d'une batterie est inférieur au changement de celle-ci.

V.5- CIRCUIT DE DESULFATATION :

Après ajout de l'option de désulfatation dans le régulateur de charge, on remplace la partie puissance par le schéma suivant :

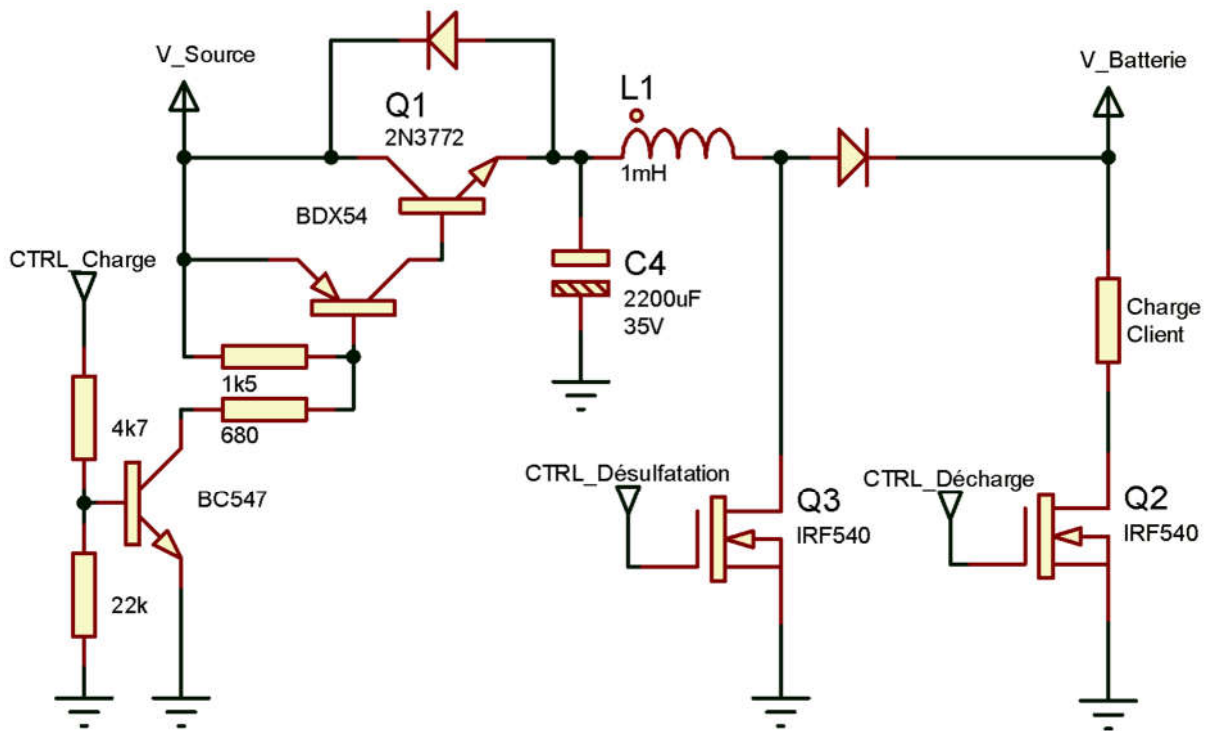


FIGURE V-6 : Schéma de la partie puissance du régulateur de charge après ajout de l'option de désulfatation

Le circuit de désulfatation est composé d'une capacité (C4), une inductance (L1) et de deux transistors mosfet (Q1, Q3). Son principe de fonctionnement est simple. On ferme le mosfet Q1, un courant de charge de la batterie s'établit. En ce moment-là, le condensateur C4 se charge et aura une tension aux bornes égale à la tension de la source d'alimentation.

L'énergie emmagasinée à l'intérieur de la bobine L1 dépend de l'état de santé de la batterie. Dans le cas d'une batterie sulfatée, sa résistance série très grande empêche la circulation du courant ; d'où, l'énergie emmagasinée est très faible.

Pour un instant très bref, on ferme le mosfet Q3 pour court-circuiter la source à travers la bobine L1. Cette dernière sera traversée par un courant très fort, et elle emmagasinerà le maximum de l'énergie ; d'où, elle se comportera comme une source de courant.

Ensuite, on ouvre les deux mosfet Q1 et Q3. Comme la bobine L1 réagit comme étant une source de courant et la circulation du courant s'est interrompue, elle deviendra une source de tension et créera une surtension aux bornes de la batterie. Cette surtension conduira à la création d'un pic de courant qui n'aura pas de direction que de pénétrer à l'intérieur de la batterie. Cette succession de pics de courant à une fréquence bien déterminée permettra la destruction de la liaison moléculaire entre le sulfate et le plomb.

Les mosfet de contrôle de la charge (Q1), la décharge (Q2) et la désulfatation (Q3) doivent être commandés en mode MLI. Malheureusement, le microcontrôleur PIC16F877 ne dispose que de deux modules MLI. Ces deux modules sont fortement liés aux TIMER1 et TIMER2.

Pour faire fonctionner notre régulateur de charge avec l'option de la désulfatation, on a besoin de trois signaux de commandes MLI alors que le PIC16F877 ne dispose que de deux seulement. Le fonctionnement du mosfet de désulfatation (Q3) est lié au fonctionnement du mosfet de charge (Q1). De même, la décharge de la batterie par le mosfet (Q2) pourra se produire en même temps avec sa charge en fermant le mosfet (Q1).

A cet effet, la présence d'un module MLI pour contrôler la charge à travers le mosfet (Q1) est obligatoire. Pour le mode de désulfatation et le mode de décharge, il faut réaliser un circuit de sélection qui permet de choisir sur quel emplacement va être branché le second module MLI.

Le circuit ainsi réalisé utilise un seul circuit intégré contenant la fonction logique « ou ». Il a besoin deux entrées : une entrée de sélection de quelle sortie qui va être utilisée, et une autre entrée qui va être branchée directement sur le deuxième module MLI du microcontrôleur.

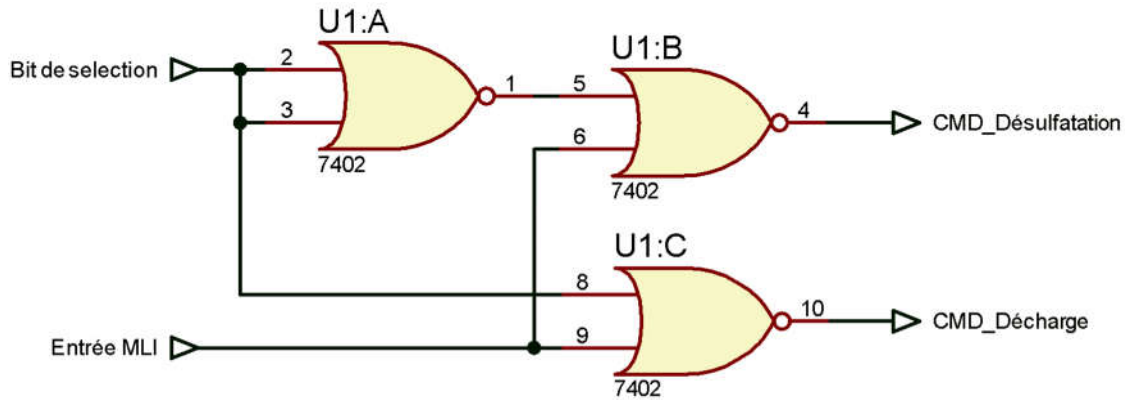


FIGURE V-7 : Circuit de sélection de la sortie MLI

Bit de sélection	Entrée MLI	CMD Désulfatation	CMD Décharge
0	0	0	1
0	1	0	0
1	0	1	0
1	1	0	0

TABLEAU V- 1 : Table logique du circuit de sélection de la sortie MLI

Un bit de sélection de « 1 » permet l'activation de la sortie de désulfatation et la désactivation de la sortie de décharge. Un bit de sélection de « 0 » permet l'état inverse. La désactivation de la décharge le moment de la désulfatation nous permet de protéger la charge client contre les pics de courants de désulfatation.

Dans l'optique d'avoir une carte électronique plus simple à vérifier, nous avons éclaté la carte électronique du régulateur de charge en éléments simples après intégration de la partie de désulfatation, où chaque petite carte est responsable d'effectuer une tâche plus précise.

Le schéma de la carte qui suit montre les différentes cartes électroniques réalisées.

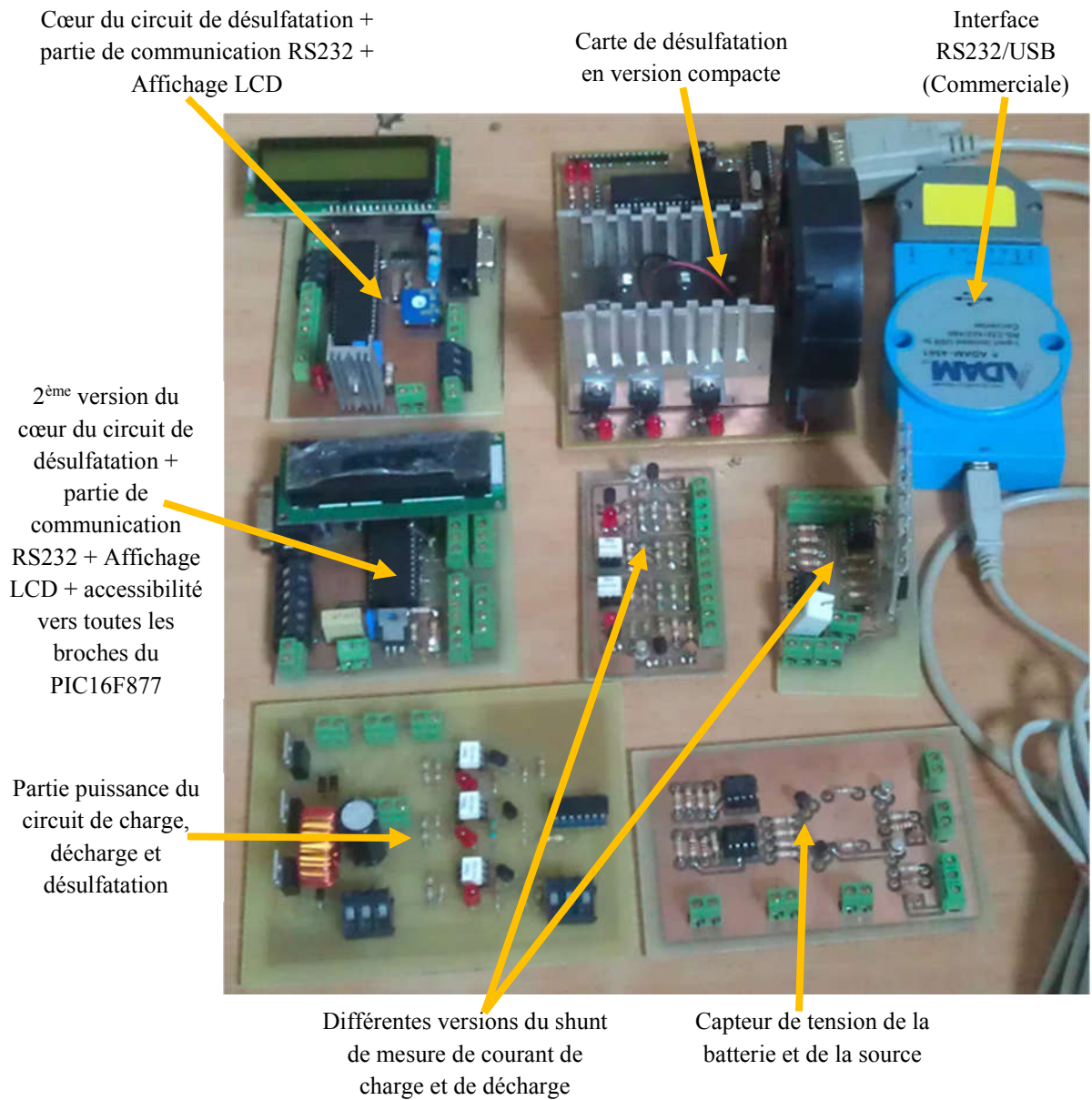


FIGURE V-8 : Différentes cartes électroniques du circuit de désulfatation



FIGURE V-9 : Différentes batteries testées avec le circuit de désulfatation

Différents types de batteries acide-au-plomb ont été testé : une batterie sulfatée 12 V – 75 Ah, deux batteries 12 V – 60 Ah l’une en bon état et l’autre sulfatée, deux batteries à gel complètement sulfatées 12 V – 7 Ah, et une batterie à gel complètement sulfatée 6 V – 3 Ah.

V.6- RESULTATS D'EXPERIMENTATION :

Les résultats d'expérience sur les différentes batteries disponibles sont montrés sur le schéma de la figure V-10.

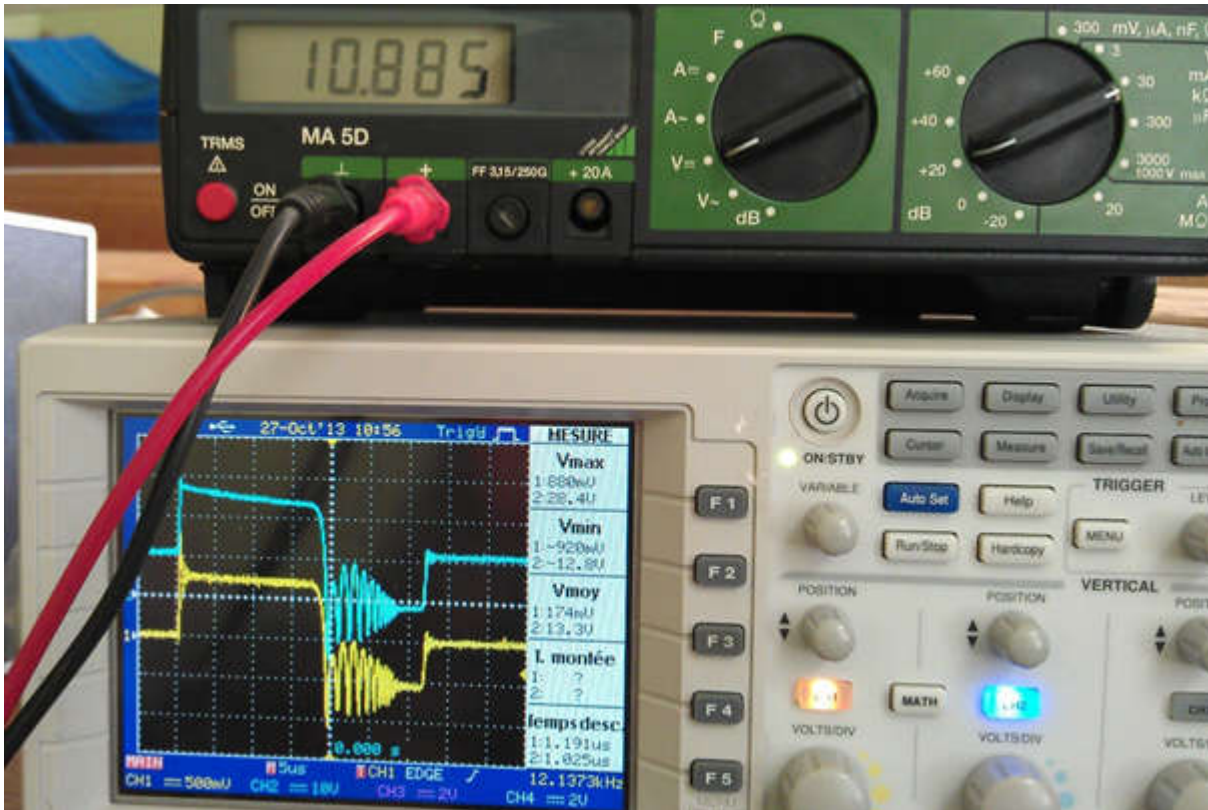


FIGURE V-10 : Test de désulfatation d'une batterie acide-au-plomb sulfaté de 75 Ah

Sur le schéma de la figure V-10, nous voyons la valeur moyenne de la tension de la batterie 12 V – 75 Ah durant la désulfatation qui est de 10.885 V. Avant de commencer, cette batterie avait une tension de 8 V. Même après une charge de 24 heures et 48 heures, la tension de cette dernière chute à 8 V après une heure.

Sur l'oscilloscope, nous avons deux allures, la première courbe (1) montre l'allure de courant ; qui est la tension mesurée aux bornes d'un shunt de mesure de courant de 0.01 Ω . La seconde courbe montre l'allure de la tension aux bornes de la batterie.

La valeur maximale du courant est de 880 mA ; c'est-à-dire 88 A, alors que la valeur minimale est de -92 A. la première partie du régime est due au court-circuit de la source à travers la bobine de désulfatation. Les oscillations de la seconde partie sont dues à l'instabilité du circuit LC (inductance de désulfatation – capacité de la batterie). Ces deux valeurs de courants sont relatives à des tensions de batterie de 28.4 V et -12.8 V.

La valeur moyenne du courant de charge est de 17.4 A, et la tension moyenne aux bornes de la batterie est de 13.3 V.

L'analyse spectrale du courant de charge a été effectuée avec un oscilloscope à mémoire d'une bande passante de 2 GHz. Nous avons retrouvé des pics dans une plage de fréquence allant de 0 Hz jusqu'à 21.5 MHz. A partir de cette dernière fréquence, aucun pic n'a été enregistré jusqu'à la fréquence limite de l'oscilloscope qui est de 2 GHz.

Selon la batterie utilisée, différentes réponses ont été enregistrées et dont la bande de fréquence varie. La première batterie de 60 Ah en bon état a donnée l'enregistrement de la

figure V-11 dont les pics se retrouvant dans la bande de fréquence 0 Hz - 21.5 MHz. En changeant la fréquence de fonctionnement du circuit de désulfatation, nous avons enregistré le pic le plus élevé à la fréquence de 146 kHz. La valeur de ce pic change en fonction de la fréquence de fonctionnement.

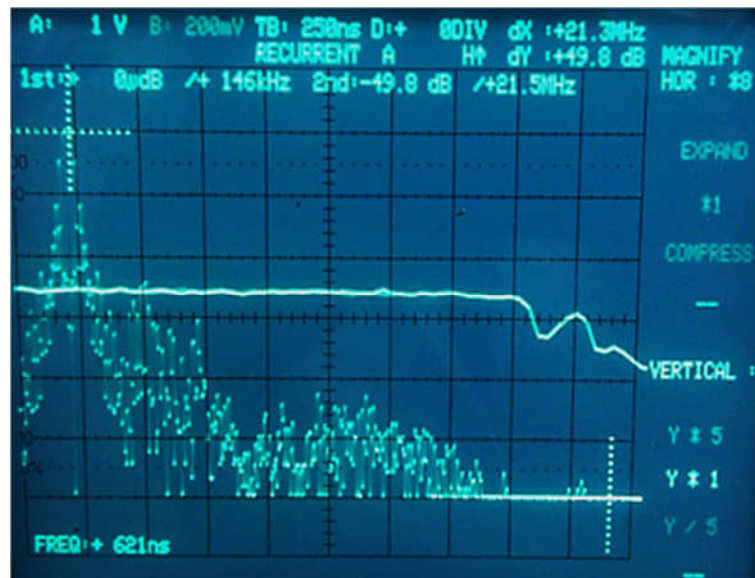


FIGURE V-11 : Analyse spectrale de la désulfatation d’une batterie acide-au-plomb 60 Ah en bon état

La seconde batterie sulfatée de 75 Ah nous a donné des pics dans la plage 2.25 MHz et 6.15 MHz. L’interprétation de ces différents pics n’était pas aussi simple, vu que leurs valeurs changent avec le changement de la fréquence de désulfatation et de la bobine de désulfatation.

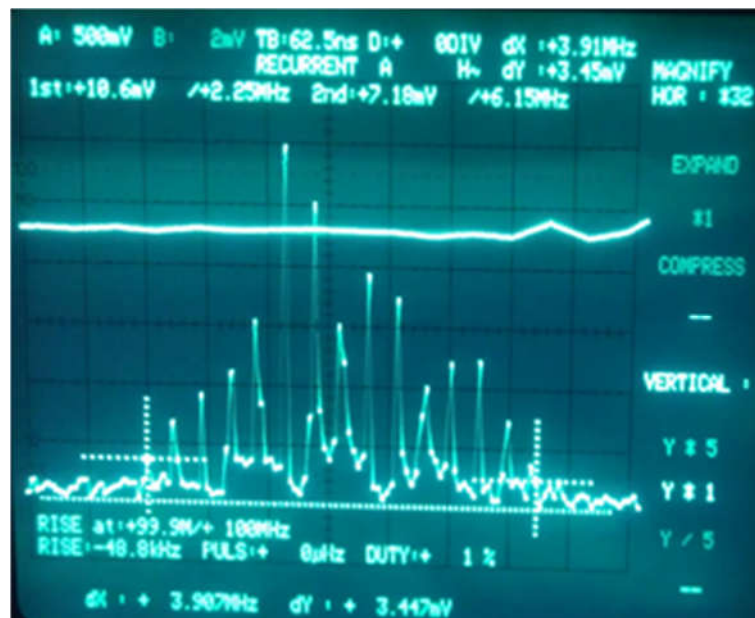


FIGURE V-12 : Analyse spectrale de la désulfatation d’une batterie acide-au-plomb 75 Ah sulfatée

En analysant le brevet de la référence [49], l’auteur mentionne que la désulfatation des batteries acide-au-plomb s’effectue à la fréquence 3.26 MHz ; mais aucune démonstration n’a été montrée. En se basant sur cette fréquence durant nos travaux, nous avons retrouvé que l’existence d’un pic à la fréquence 3.26 MHz dépend de la fréquence de fonctionnement du

circuit de désulfatation. Alors que sur le schéma de la figure V-13, nous voyons bien l'existence des pics à d'autres fréquences différentes de 3.26 MHz et dont l'amplitude est plus importante.



FIGURE V-13 : Amplitude du pic de 3.27 MHz lors de la désulfatation avec la fréquence 244 kHz

D'après l'analyse spectrale effectuée, nous n'avons pas pu retrouver de bonnes explications vu que ces pics changent l'amplitude et la fréquence en fonction de la fréquence de désulfatation.

Comme la valeur de l'inductance du circuit de désulfatation a un effet non négligeable sur les résultats de l'analyse spectrale surtout dans le cas d'une batterie très sulfatée, nous avons préféré de la remplacer vu qu'elle n'est utilisée que pour créer une surtension au niveau de la batterie. Avec une commande numérique, on peut réaliser des surtensions sur la batterie en utilisant une source de tension de haute valeur. Sachant que l'augmentation de l'écart en tension entre la source d'alimentation et la batterie conduit à une augmentation très importante du courant de charge.

Après cette modification sur le circuit de désulfatation, nous avons fait des tests sur une batterie très sulfatée dont sa tension de repos ne dépasse pas les 2 V. La tension de source était réglait sur 30 V afin d'augmenter la surtension de la batterie juste pour augmenter l'amplitude des pics de hautes fréquences. La figure V-14 montre cette situation.

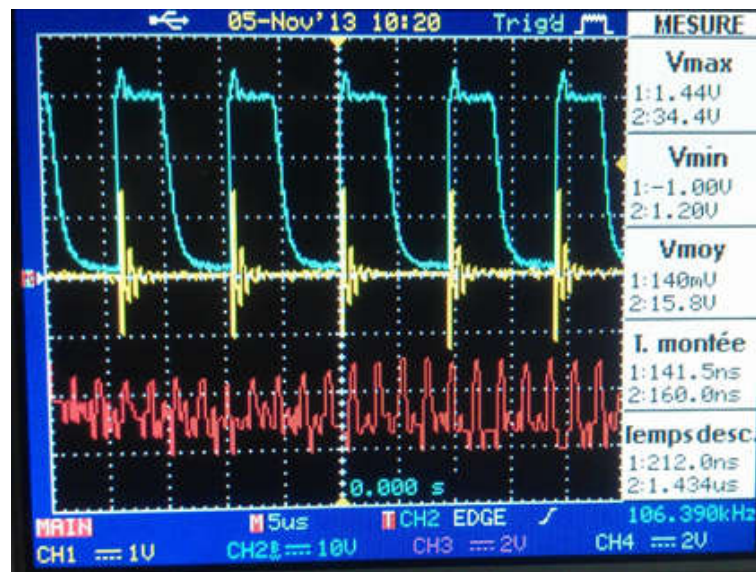


FIGURE V-14 : Désulfatation à la fréquence de 106 kHz d'une batterie très sulfatée

Sur la figure V-14, le signal (1) représente la chute de tension aux bornes du shunt de mesure de courant de 0.01 Ω. Le signal (2) représente la tension aux bornes de la batterie. Nous voyions que la valeur moyenne du courant de charge est de 14 A, et les pics du régime transitoire varient entre -100 A et 144 A. A son tour, la tension de la batterie a une valeur moyenne de 15.8 V, et varie entre 1.20 V et 34.4 V.

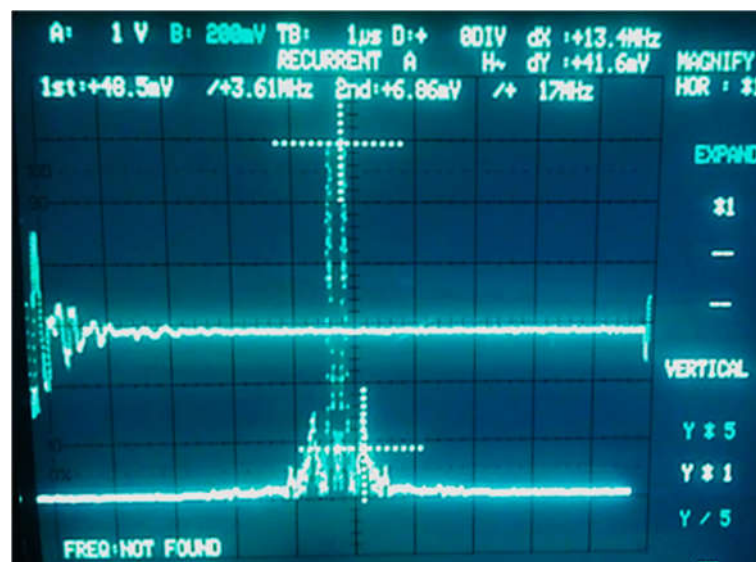


FIGURE V-15 : Analyse spectrale du courant de désulfatation à la fréquence de 106 kHz d'une batterie très sulfatée

L'analyse spectrale précédente nous montre l'existence de deux paquets de fréquences centrées entre 3.61 MHz et 17 MHz. Quand on a fait un agrandissement du spectre de fréquence sur la partie utile, nous avons retrouvé trois pics importants entre les fréquences 3.61 MHz et 5.76 MHz.



FIGURE V-16 : Agrandissement autour de la fréquence 3.61 MHz de l'analyse spectrale du courant de désulfatation à la fréquence de 106 kHz d'une batterie très sulfatée

Nous avons remarqué que lorsqu'on fait un agrandissement sur une bande limitée les amplitudes des pics changent. Ceci est dû à l'échantillonnage qui s'effectue en temps réel.

A la suite de ces travaux, nous n'avons pas pu retrouver une bonne explication de la fréquence d'emplacement des pics pour différentes batteries sulfatées ; la seule explication est qu'ils sont les harmoniques du signal fondamental. Le calcul de l'emplacement de ces harmoniques n'est pas aussi simple vu que la tension d'alimentation ne pourra pas être rapprochée à un signal carré. En plus du bruit de mesure, la séparation entre les pics utiles relatifs à la sulfatation de la batterie et les pics harmoniques n'était pas aussi simple à faire.

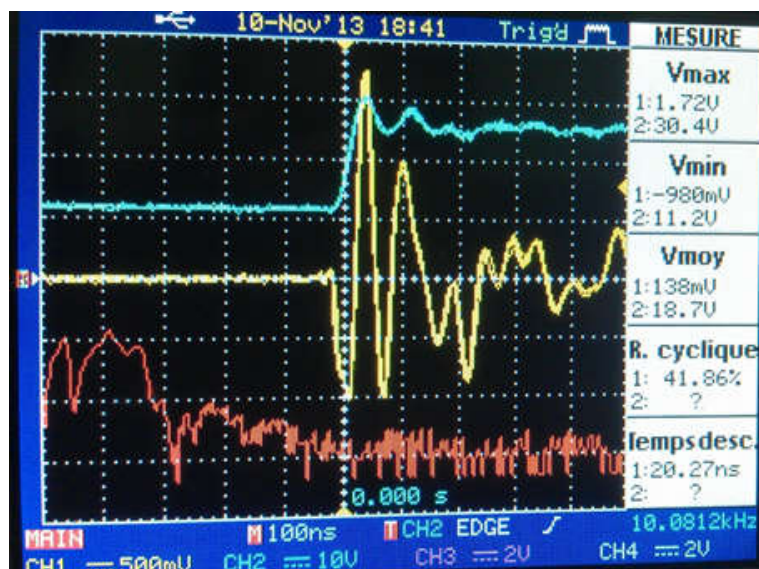


FIGURE V-17 : Régime transitoire du courant de désulfatation à la fréquence de 10 kHz

D'après la figure V-17, nous voyons l'allure du pic de courant. Selon cette dernière, le courant chute vers la valeur -98 A, puis il monte vers 172 A, soit une différence de 270 A. Cette impulsion de courant (de 270 A) a duré 60 ns. Elle a été suivie par une autre impulsion de presque 200 A pour une durée de 140 ns.

La sécession de ces pics de courant à différentes fréquences conduira normalement à la destruction de la liaison moléculaire entre la molécule de sulfate (SO_4) et le plomb (Pb).

Une autre batterie était supposée complètement sulfatée vu qu'elle présente une tension de 8 V, et un courant de charge nulle. Sous une tension de charge de 120 V, le courant de charge n'a pas excédé les 200 nA. Ceci n'était pas normal et nous a conduits à l'ouverture de la batterie pour faire un diagnostic plus profond. L'image qui suit montre l'état interne de cette dernière.



FIGURE V-18 : Ouverture d'une batterie supposée complètement sulfatée

Après ouverture de la batterie, nous avons constaté pas mal de problèmes. La séparation entre les grilles métalliques et la matière active ce qui provoque un court-circuit interne dans la chambre.



FIGURE V-19 : Court-circuit entre les grilles métalliques d'une chambre d'une batterie acide-au-plomb sur l'image de la gauche et sulfatation complète des grilles sur l'image de la droite

Non seulement la dégradation des grilles des différentes chambres, nous avons retrouvé un rivet cisailé entre le (-) de la première chambre raccordée au (+) de la batterie. Ceci a conduit à une séparation entre la 1^{re} et la 2^e chambre, ce qui explique le courant de charge qui était nul bien que la tension de charge était importante.



FIGURE V-20 : Cisaillement d'un rivet de liaison entre le (-) de la première chambre et le (+) de la seconde chambre

Après la liaison provisoire du rivet cisailé par un fil en cuivre et la charge de la batterie, la seconde chambre (chambre au milieu de la figure V-21) qui était complètement sulfatée n'a présenté aucune activité à l'inverse des autres chambres là où on voit des bulles d'air.

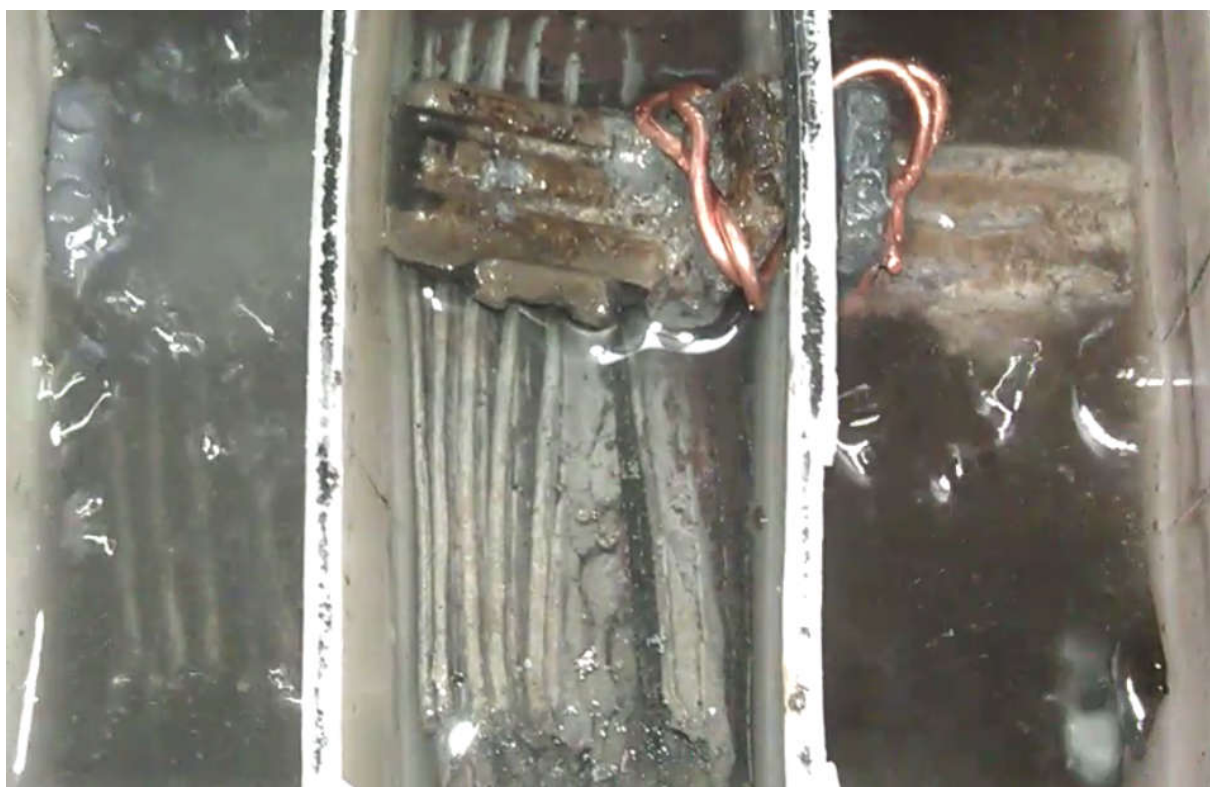


FIGURE V-21 : Inactivité de la chambre sulfatée (chambre au milieu) durant le cycle de charge

Un autre test a été effectué sur la batterie sulfatée de 75 Ah. Après ouverture de cette dernière et sa mise en charge, un courant de charge de 6 A s'est établi sous une surtension de charge de 14.5 V. La mesure de la tension de chaque rivet nous a donné le tableau suivant :

Points de mesure		Tensions mesurées
Borne positive de la 6 ^e Chambre	Borne négative de la 5 ^e Chambre	1.062 V
Borne positive de la 5 ^e Chambre	Borne négative de la 4 ^e Chambre	0.407 V
Borne positive de la 4 ^e Chambre	Borne négative de la 3 ^e Chambre	0.002 V

Borne positive de la 3 ^e Chambre	Borne négative de la 2 ^e Chambre	0.162 V
Borne positive de la 2 ^e Chambre	Borne négative de la 1 ^{ère} Chambre	0.227 V

TABLEAU V- 2 : Tension des rivets d'une batterie sulfatée

Nous voyions bien que la tension de rivet n'est pas nulle. Pour le rivet de liaison entre la chambre 3 et 4 quatre, la tension était 0.002 V puisque ce rivet était cisailé et a été remplacé par un boulon pour assurer un bon contact entre les deux chambres.

A cet effet, la désulfatation des batteries acide-au-plomb n'est pas aussi simple ; vu que la sulfatation affecte les plaques et les rivets. En plus, la sulfatation des plaques n'est pas uniforme. Sur la même chambre, on trouve des zones actives le moment de la charge et des zones inactives ; on trouve la même chose sur la même grille.

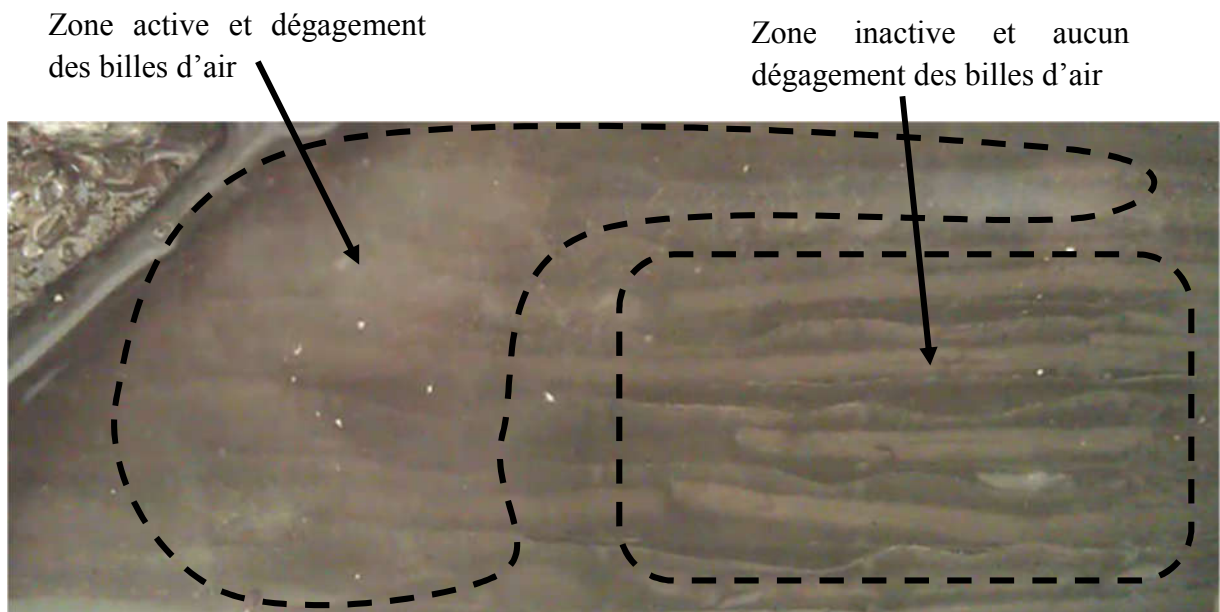


FIGURE V-22 : Zones active et inactive dans la même chambre durant le cycle de charge

V.7- CONCLUSION :

Durant ce chapitre, nous avons présenté les différents procédés de désulfatation (électrique, chimique, combiné) qui permettent de prolonger significativement la durée d'usage de tous les types de batteries acide-au-plomb. La prestation de services de désulfatation est un marché en forte croissance. Elle peut s'appliquer en tant que maintenance préventive du phénomène de sulfatation ou à titre curatif.

D'un point de vue économique, la désulfatation des accumulateurs se montre attractive pour les détenteurs de batteries. La prestation de désulfatation d'une batterie est facturée entre 30 % et 60 % du prix d'achat d'une batterie neuve. La plupart des industriels privilégient la désulfatation des accumulateurs industriels dont le coût d'achat neuf est plus élevé.

Conclusion générale

Les travaux présentés durant cette thèse ont pour objectif l'amélioration du fonctionnement des générateurs solaires photovoltaïques utilisés dans des sites autonomes. Ils comportent deux volets, l'un concerne l'amélioration du fonctionnement des panneaux solaires et l'autre concerne la maintenance des batteries de stockage d'énergie électrochimique.

En premier lieu, une nouvelle approche d'estimation des paramètres, du modèle en une seule exponentielle d'un panneau photovoltaïque en fonction de l'ensoleillement et de la température a été développée. C'est un modèle à quatre paramètres. La résolution en inverse des équations régissant le comportement de ce modèle a été effectuée à partir de trois points de fonctionnement : en court-circuit, en circuit ouvert, et à puissance maximale. Nous avons écrit les trois équations relatives à ces points de fonctionnement en fonction de la résistance série. C'est-à-dire, nous avons fait sortir trois paramètres du modèle en fonction du quatrième paramètre qui est la résistance série. Pour résoudre ce système, on était obligé de faire la dérivée de l'équation de fonctionnement au niveau de la puissance maximale. La résolution de cette dernière équation, nulle dans ce cas, par la méthode itérative de Newton-Raphson nous a permis de retrouver la valeur de la résistance série ; et donc, de retrouver les autres paramètres du modèle. Les résultats de simulation de cet algorithme ont montré la rapidité d'estimation de ses paramètres. Une maximisation de la puissance des panneaux pourra être réalisée en utilisant ce modèle en une simple exponentielle, vu qu'on pourra prédire les paramètres du modèle dès qu'on fait une seule mesure au niveau des trois points.

En second lieu, quelques méthodes de suivi de la puissance maximale ont été présentées et l'algorithme d'accroissement de la conductibilité a été retenu vu son rendement. A la suite de la limite de fonctionnement rencontrée avec les charges purement résistives de faible résistance, un nouvel algorithme a été proposé avec un nouveau mode de branchement pour résoudre ces limites de fonctionnement. La plupart des applications nécessitent un courant de démarrage de trois fois à dix fois le courant nominal, si ce courant de démarrage n'est pas satisfait, l'application ne démarre pas, et ça, c'est l'exemple des compresseurs de climatisation. Pour remédier à ce problème, nous avons présenté une nouvelle méthode de maximisation de la puissance tout en jouant sur la reconfiguration du générateur solaire. En fonction des besoins, on change d'une manière automatique le nombre de panneaux mis en série et en parallèle. Pour un démarrage qui nécessite un courant fort, nous branchons tous les panneaux en parallèle pour avoir le maximum de courant, et quand l'application démarre et commence à chercher une tension forte au lieu d'un courant fort, on rebascule les panneaux en une connexion en série. Les résultats de simulation, relatifs à cette nouvelle méthode proposée et qui est originale, ont montré son efficacité. La mise en place pratique de cette méthode pourra prendre du temps, et pour ne pas perdre les objectifs du présent travail, on s'est intéressé juste par le développement de l'algorithme, et la réalisation pratique pourra faire l'objet d'un autre travail de recherche.

Par la suite, des recherches concernant la réalisation pratique d'un système permettant la supervision des batteries acide-au-plomb ont eu lieu. Ceci avait pour objectif l'amélioration du système de stockage de l'énergie solaire photovoltaïque convertie en énergie électrochimique.

Dans un premier temps, une carte électronique permettant le contrôle de l'état de charge de la batterie a été réalisée. Cette carte utilise le protocole de communication RS232, avec une interface développée sur PC en utilisant le logiciel LabVIEW. Cette interface logicielle permet de piloter la carte électronique à partir du PC. En plus, elle permet la visualisation et

l'enregistrement des différents profils de charge et de décharge pour mieux analyser le comportement du système.

Ensuite, une mise à jour de la carte électronique a eu lieu pour remédier au problème de la sulfatation des batteries acide-au-plomb. Les résultats d'expérimentation sur les différentes batteries disponibles ont permis la mise à jour de la carte électronique. Au début, on a utilisé une bobine pour créer des surtensions. Avec le temps, on a trouvé qu'on pourra avoir mieux si on utilise directement de fortes tensions vu qu'on peut contrôler les temps de commutations. Les pics de courant réalisés par cette méthode dépassent les cent ampères.

L'analyse spectrale des réponses à ces différents pics de courant a été effectuée avec un oscilloscope à mémoire d'une bande passante de 2 GHz. Des pics ont été retrouvés dans une gamme de 0-21.5 MHz. En dehors de cette gamme, aucun pic n'a été enregistré jusqu'à la fréquence limite de l'oscilloscope qui est de 2 GHz. Selon la batterie utilisée, différentes réponses ont été enregistrées et dont l'emplacement fréquentiel des pics varie en fonction de la bobine et de la fréquence de désulfatation. En plus, l'analyse de la bibliographie, disant que la fréquence 3.26 MHz est la fréquence de désulfatation des batteries acide-au-plomb, nous a montré qu'il n'y a aucune justification qui nous permet de dire que cette fréquence est la bonne fréquence de désulfatation. L'existence d'un pic à la fréquence 3.26 MHz dépend de la fréquence de fonctionnement du circuit de désulfatation. En plus, nous avons retrouvé des pics plus importants à d'autres fréquences différentes de 3.26 MHz.

Comme la valeur de l'inductance du circuit de désulfatation a un effet non négligeable sur les résultats de l'analyse spectrale surtout dans le cas d'une batterie très sulfatée, nous avons préféré de la remplacer vu qu'elle n'est pas utilisée que pour créer une surtension au niveau de la batterie. Avec une commande numérique, on peut réaliser des surtensions sur la batterie en utilisant une source de tension de haute valeur. Sachant que l'augmentation de l'écart en tension, entre la source d'alimentation et la batterie, conduit à une augmentation très importante du courant de charge. Après cette modification sur le circuit de désulfatation, nous avons fait des tests sur une batterie très sulfatée dont sa tension de repos ne dépasse pas les 2 V. La tension de source était réglait sur 30 V afin d'augmenter la surtension de la batterie juste pour augmenter l'amplitude des pics de hautes fréquences.

A la suite de ces travaux, nous n'avons pas pu retrouver une bonne explication de la fréquence d'emplacement des pics pour différentes batteries sulfatées ; la seule explication possible est qu'ils sont les harmoniques du signal fondamental. Le calcul de l'emplacement de ces harmoniques n'est pas aussi simple vu que la tension d'alimentation ne pourra pas être rapprochée à un signal carré. En plus du bruit de mesure, la séparation entre les pics utiles relatifs à la sulfatation de la batterie et les pics harmoniques n'était pas aussi simple à le faire.

Tout ce qu'on peut dire est que la sécession des pics de courant à différentes fréquences conduira normalement à la destruction de la liaison moléculaire de la molécule sulfate au plomb.

Par la suite, un diagnostic plus poussé a été fait tout en ouvrant la batterie. Après ouverture de cette dernière, pas mal de problèmes ont été constatés. La séparation entre les grilles métalliques et la matière active ce qui provoque un court-circuit interne dans la chambre, le cisaillement des rivets qui provoque la mise en circuit ouvert de la batterie, la sulfatation des plaques, l'oxydation des bornes et des rivets. Tous ces problèmes conduisent à la fin de vie de la batterie. A cet effet, la désulfatation des batteries acide-au-plomb n'est pas aussi simple ; vu l'existence de défauts de nature différente.

Les résultats obtenus dans le cadre de cette thèse ont fait partie du bilan d'un projet de recherche valorisable de type PNR, et ils sont validés partiellement par un article reconnu, publié dans « TURKISH JOURNAL OF ELECTRICAL ENGINEERING & COMPUTER SCIENCES ».

En perspective de cette thèse, nous souhaitons faire un enregistrement automatique des différentes fréquences et amplitudes des pics de courants en fonction de la fréquence de désulfatation, afin qu'on puisse analyser le comportement de la batterie en régime impulsionnel.

Bibliographie

1. web1. Available from: <http://solar-project.pagesperso-orange.fr/historique.htm>.
2. web2. Available from: <http://www.prime-energy-cleantech.ch/histoire-photovoltaïque.php>.
3. web3. Available from: <http://www.imex-cgi.fr/nos-produits/le-solaire-photovoltaïque/presentation/historique>.
4. web4. Available from: http://www.nrel.gov/education/pdfs/educational_resources/high_school/solar_cell_history.pdf
5. BELHADJ, M. (Juin 2008). *Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome*. (Mémoire de Magister), Centre Universitaire de Bechar.
6. BENDJAMAA, I. (Juin 2012). *Modélisation et commande d'un système de stockage photovoltaïque*. (Mémoire de Magister), Université Abou-Bakr Belkaid –Tlemcen.
7. ABOURET, A., et al., *Cellules solaires : Les bases de l'énergie photovoltaïque (5e édition)*. 2010, Paris: Dunod.
8. *La conversion photovoltaïque de l'énergie solaire*, in *DÉCOUVERTE N°344-345*. Janvier-Février 2007.
9. *ETUDE DU DEVELOPPEMENT DE L'ENERGIE SOLAIRE EN RHONE-ALPES, Présentation de la filière photovoltaïque, Présentation de la filière solaire thermique, Cartographie de l'ensoleillement, Bilan des installations à fin 2009*.
10. BELARBI, M. (Juin 2006). *Modélisation et simulation d'un système de pompage photovoltaïque*. (Mémoire de Magister), Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf.
11. Protin, L. and S. Astier, *Convertisseurs photovoltaïques*. Technique de l'ingénieur, 1997: p. D3360.
12. Moraes-Duzat, R. (2000). *Analytical and experimental investigation of photovoltaic pumping systems*. (Doktors der Naturwissenschaften), University of Oldenburg - Germany.
13. Townsend, T.U. (1989). *A method for estimating the long-term performance of direct-coupled photovoltaic systems*. (Master of Science), University of Wisconsin - Madison.
14. Gow, J.A. and C.D. Manning, *Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies*. IEE Proceedings of Electric Power Applications, 1999. **146**(2): p. 193-200.
15. SARR, A. (1998). *Simulation des systèmes hybrides photovoltaïques*. (Maîtrise en technologie des systèmes M. ING), Université du Québec – Montréal.
16. Martiré, T., et al., *Pompage photovoltaïque au fil du soleil*, in *EF'2003*. 2003: Gif-sur-Yvette.
17. KAMELIA, H. (2012). *Modélisation d'une cellule photovoltaïque: étude comparative*. Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou.
18. Townsend, T.U. (1989). *Simplified Performance Modeling of a Direct-Coupled Photovoltaic Systems*. University of Wisconsin-Madison.
19. Ricaud, A., *Photopiles solaires*. 1 ed. 1997: Presses polytechniques et universitaires romandes Lausanne – Suisse.
20. Manwell, J.F., et al., *Hybrid 2- A hybrid system simulation model: Theory manual*, N.R.E. Laboratory, Editor. 1998.
21. Hohm, D.P. and M.E. Ropp, *Comparative study of maximum power point tracking algorithms*. Progress in photovoltaic : research and applications, 2003. **11**: p. 47-62.
22. Katan, R.E., V.G. Agelidis, and C.V. Nayar, *Performance analysis of a solar water pumping system*, in *IEEE International Conference on Power Electronics, Drivers, and Energy Systems for Industrial Growth (PEDES)*. 1996. p. 81-87.

23. Taha, M.S. and K. Suresh. *Maximum power point tracking inverter for photovoltaic source pumping applications*. in *IEEE International Conference on Power Electronics, Drivers, and Energy Systems for Industrial Growth (PEDES)*. 1996.
24. Koutroulis, E., K. Kalaitzakis, and N.C. Voulgaris, *Development of a microcontroller-based, photovoltaic maximum power point tracking control system*. *IEEE Transaction on Power Electronics*, 2001. **16**(1): p. 46-54.
25. Won, C.Y., et al. *A new maximum power point tracker of photovoltaic arrays using fuzzy controller*. in *24th IEEE Power Electronics Specialists Conference (PESC)*. 1994.
26. Hua, C. and C. Shen. *Comparative study of peak power point tracking techniques for solar storage system*. in *13th IEEE Annual Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*. 1998.
27. Hussein, K.H., et al., *Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions*. *IEE Proceedings of Generation, Transmission, Distribution*, 1995. **142**(1): p. 59-64.
28. Brambilla, A., et al. *New approach to photovoltaic arrays maximum power point tracking*. in *30th IEEE Power Electronics Conference*. 1998.
29. Kim, Y., H. Jo, and D. Kim, *A new peak power tracker for cost-effective photovoltaic power system*. *IEEE Proceedings*, 1996. **3**(1): p. 1673-1678.
30. Enslin, J.H.R., et al., *Integrated photovoltaic maximum power point tracking converter*. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 1997. **44**(6): p. 769-773.
31. Anderson, M. and B. Alvesten, *200 W low cost module integrated utility interface for modular photovoltaic energy systems*. *21st International Conference on Industrial Electronics, Control and Instrumentation*, 1995. **1**(1): p. 572-577.
32. Van der Merwe, L. and G.J. Van der Merwe, *Maximum power point tracking – Implementation Strategies*. *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 1998. **1**(1): p. 214-217.
33. Hua, C., J. Lin, and C. Shen, *Implementation of a DSP-controlled photovoltaic system with peak power tracking*. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 1998. **45**(1): p. 99-107.
34. web5. 26.05.2011; Available from: [HTTP://WWW.ACSAEOLICA.COM/FR/](http://www.acsaeolica.com/fr/).
35. web6. Available from: <http://www.arebor-energie.fr/encyclopedie/index.php?title=Accueil>.
36. ADEME, *ÉTAT DE L'ART DES TECHNOLOGIES DE DESULFATATION DES ACCUMULATEURS AU PLOMB*. Août 2011.
37. IZZO, P., *Notion sur les accumulateurs au plomb-acide*.
38. KIEHNE, H.A., *Battery Technology Handbook - Second Edition*. 2003.
39. Karoui, F. (Octobre 2007). *Optimisation de stratégies de gestion des batteries au plomb utilisées dans les systèmes photovoltaïques* Institut National Polytechnique de Grenoble, France.
40. Pavlov, D., *Effect of the corrosion layer on the phenomena causing premature capacity loss (PCL)*. *J. Power Sources*, 1994. **48**: p. 179 - 193.
41. Pop, V., et al., *Battery Management Systems: Accurate State-of-Charge Indication for Battery-Powered Applications*. 2008: Springer.
42. Johnson, B.K., et al., *Power Management of Small Naval Vessels*. 08-31-2011 University of Idaho, Office of Sponsored Programs
Moscow.
43. MICROCHIP *PIC16F87X DATA-SHEET - DS30292C*. 2001.
44. BIGONOFF *LA PROGRAMMATION DES PIC PAR BIGONOFF, SECONDE PARTIE REV. 21*.
45. web7. *Resistive voltage divider*. Available from: <http://mustcalculate.com/electronics/automaticresistivevoltagedivider.php?vin=30&vout=5&eser=E6&rmin=1&rmax=100k>.

46. HOAREAU, B. *FONCTION "COMMUTER LA PUISSANCE"*. GENIE ELECTRIQUE - LYCEE LOUIS PAYEN - FRANCE.
47. web8. Available from: www.sonelec-musique.com/electronique_realisations_alim_led.html.
48. web9. Available from: <http://www.flexogreen.com/garage/pages/regeneration.php>.
49. Gelbman, R.A., *Apparatus for charging and desulfating lead-acid batteries*, in <http://www.google.com/patents/US6184650>, U. B1, Editor. 02/2001.

Annexe A

Valeurs standards des résistances
pour la conception des diviseurs de
tension

Selon les équations (IV.1) et (IV.2), les rapports des diviseurs de tension de la source de tension et de la batterie est de 0.167 et 0.31 respectivement. Pour réaliser ces diviseurs avec des résistances standards, nous utiliserons le schéma de la figure A-1 :

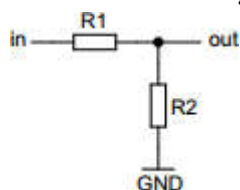


FIGURE A-1 : DIVISEUR DE TENSION UTILISE POUR L'ADAPTATION DES TENSIONS DE LA SOURCE ET DE LA BATTERIE AVEC LE MICROCONTROLEUR PIC16F877

Pour le choix des deux résistances R_1 et R_2 plusieurs possibilités existent. En utilisant la référence [web7], nous avons pu retrouver plusieurs combinaisons avec différentes consommations énergétiques et différentes précisions.

A.1- DIVISEUR DE TENSION DE 0.167 UTILISE POUR ADAPTER LA MESURE DE LA TENSION DE LA SOURCE :

A.1.1- CONCEPTION AVEC DES RESISTANCES DE LA SERIE E6 (20 %) :

Résistance R_1 (k Ω)	Résistance R_2 (k Ω)	Tension de sortie pour une entrée de 30 V (V)	Erreur d'adaptation par rapport à 0.167 (%)	Perte de la puissance dans le diviseur de tension (mW)
100	22	5.410	8.197	7.377
68	15	5.422	8.434	10.843
47	10	5.263	5.263	15.789
33	6.8	5.126	2.513	22.613
22	4.7	5.281	5.618	33.708
15	3.3	5.410	8.197	49.180
10	2.2	5.410	8.197	73.770
6.8	1.5	5.422	8.434	108.434
4.7	1	5.263	5.263	157.895
3.3	0.680	5.126	2.513	226.131
2.2	0.470	5.281	5.618	337.079
1.5	0.330	5.410	8.197	491.803
1	0.220	5.410	8.197	737.705

A.1.2- CONCEPTION AVEC DES RESISTANCES DE LA SERIE E12 (10 %) :

Résistance R ₁ (kΩ)	Résistance R ₂ (kΩ)	Tension de sortie pour une entrée de 30 V (V)	Erreur d'adaptation par rapport à 0.167 (%)	Perte de la puissance dans le diviseur de tension (mW)
100	22	5.410	8.197	7.377
82	18	5.400	8.000	9.000
82	15	4.639	7.216	9.278
56	12	5.294	5.882	13.235
47	10	5.263	5.263	15.790
39	8.2	5.212	4.237	19.068
33	6.8	5.126	2.513	22.613
27	5.6	5.153	3.067	27.607
22	4.7	5.281	5.618	33.708
18	3.9	5.342	6.849	41.096
18	3.3	4.648	7.042	42.254
12	2.2	4.648	7.042	63.380
8.2	1.8	5.400	8.000	90.000
8.2	1.5	4.639	7.216	92.784
5.6	1.2	5.294	5.882	132.353
4.7	1	5.263	5.263	157.895
3.9	0.820	5.212	4.237	190.678
3.3	0.680	5.126	2.513	226.131
2.7	0.560	5.153	3.067	276.074
2.2	0.470	5.281	5.618	337.079
1.8	0.390	5.342	6.849	410.959
1.8	0.330	4.648	7.042	422.535
1.2	0.220	4.648	7.042	633.803
0.820	0.180	5.400	8.000	900.000
0.820	0.150	4.639	7.216	927.835

A.1.3- CONCEPTION AVEC DES RESISTANCES DE LA SERIE E24 (5 %) :

Résistance R ₁ (kΩ)	Résistance R ₂ (kΩ)	Tension de sortie pour une entrée de 30 V (V)	Erreur d'adaptation par rapport à 0.167 (%)	Perte de la puissance dans le diviseur de tension (mW)
100	20	5.000	0.000	7.500
91	18	4.954	0.917	8.257
75	15	5.000	0.000	10.000
56	11	4.925	1.493	13.433
51	10	4.918	1.639	14.754
24	4.7	4.913	1.742	31.359
22	4.3	4.905	1.901	34.220
18	3.6	5.000	0.000	41.667
15	3	5.000	0.000	50.000
12	2.4	5.000	0.000	62.500
11	2.2	5.000	0.000	68.182
10	2	5.000	0.000	75.000
9.1	1.8	4.954	0.917	82.569
7.5	1.5	5.000	0.000	100.000
5.6	1.1	4.925	1.493	134.328
5.1	1	4.918	1.639	147.541
2.4	0.470	4.913	1.742	313.589
2.2	0.430	4.905	1.901	342.205
1.8	0.360	5.000	0.000	416.667
1.5	0.300	5.000	0.000	500.000
1.2	0.240	5.000	0.000	625.000
1.1	0.220	5.000	0.000	681.818
1	0.200	5.000	0.000	750.000
0.910	0.180	4.954	0.917	825.688

A.1.4- CONCEPTION AVEC DES RESISTANCES DE LA SERIE E48 (2 %) :

Résistance R ₁ (kΩ)	Résistance R ₂ (kΩ)	Tension de sortie pour une entrée de 30 V (V)	Erreur d'adaptation par rapport à 0.167 (%)	Perte de la puissance dans le diviseur de tension (mW)
100	19.6	4.916	1.672	7.525
95.3	18.7	4.921	1.579	7.895
82.5	16.2	4.924	1.520	9.119
75	14.7	4.916	1.672	10.033
30.1	5.9	4.917	1.667	25.000
21.5	4.22	4.922	1.555	34.992
20.5	4.02	4.918	1.631	36.705
16.9	3.32	4.926	1.484	44.510
13.3	2.61	4.921	1.571	56.568
12.7	2.49	4.918	1.646	59.250
11.5	2.26	4.927	1.453	65.407
10	1.96	4.916	1.672	75.251
9.53	1.87	4.921	1.579	78.947
8.25	1.62	4.924	1.520	91.185
7.5	1.47	4.916	1.672	100.334
4.42	0.866	4.915	1.703	170.261
3.01	0.590	4.917	1.667	250.000
2.15	0.422	4.922	1.555	349.922
2.05	0.402	4.918	1.631	367.047
1.69	0.332	4.926	1.484	445.104
1.33	0.261	4.921	1.571	565.682
1.27	0.249	4.918	1.646	592.495
1.15	0.226	4.927	1.453	654.070
1	0.196	4.916	1.672	752.508
0.953	0.187	4.921	1.579	789.474
0.825	0.162	4.924	1.520	911.854

A.1.5- CONCEPTION AVEC DES RESISTANCES DE LA SERIE E96 (1 %) :

Résistance R ₁ (kΩ)	Résistance R ₂ (kΩ)	Tension de sortie pour une entrée de 30 V (V)	Erreur d'adaptation par rapport à 0.167 (%)	Perte de la puissance dans le diviseur de tension (mW)
100	20	5	0	7.500
84.5	16.9	5	0	8.876
82.5	16.5	5	0	9.091
23.2	4.64	5	0	32.328
22.1	4.42	5	0	33.937
19.6	3.92	5	0	38.265
18.7	3.74	5	0	40.107
17.4	3.48	5	0	43.103
16.2	3.24	5	0	46.296
15.8	3.16	5	0	47.468
14.7	2.94	5	0	51.020
14	2.8	5	0	53.571
13.7	2.74	5	0	54.745
11.3	2.26	5	0	66.372
10.5	2.1	5	0	71.429
10	2	5	0	75.000
8.45	1.69	5	0	88.757
8.25	1.65	5	0	90.909
7.5	1.5	5	0	100.000
7.15	1.43	5	0	104.895
6.65	1.33	5	0	112.782
2.32	0.464	5	0	323.276
2.21	0.442	5	0	339.367
1.96	0.392	5	0	382.653
1.58	0.316	5	0	474.684
1.47	0.294	5	0	510.204
1.05	0.210	5	0	714.286

A.1.6- CONCEPTION AVEC DES RESISTANCES DE LA SERIE E192 (<1 %) :

Résistance R ₁ (kΩ)	Résistance R ₂ (kΩ)	Tension de sortie pour une entrée de 30 V (V)	Erreur d'adaptation par rapport à 0.167 (%)	Perte de la puissance dans le diviseur de tension (mW)
96.5	19.3	5	0	7.772
92	18.4	5	0	8.152
75	15	5	0	10.000
10.4	2.08	5	0	72.115
10	2	5	0	75.000
9.65	1.93	5	0	77.720
9.2	1.84	5	0	81.522
8.45	1.69	5	0	88.757
8.35	1.67	5	0	89.820
8.25	1.65	5	0	90.909
7.5	1.5	5	0	100.000
6.9	1.38	5	0	108.696
6.65	1.33	5	0	112.782
5.9	1.18	5	0	127.118
5.3	1.06	5	0	141.509
5.05	1.01	5	0	148.514
2.71	0.542	5	0	276.753
2.32	0.464	5	0	323.276
2.21	0.442	5	0	339.367
1.96	0.392	5	0	382.653
1.87	0.374	5	0	401.070
1.76	0.352	5	0	426.136
1.74	0.348	5	0	431.034
1.72	0.344	5	0	436.046
1.64	0.328	5	0	457.317
1.62	0.324	5	0	462.963
0.835	0.167	5	0	898.204

A.2- DIVISEUR DE TENSION DE 0.31 UTILISE POUR ADAPTER LA MESURE DE LA TENSION DE LA BATTERIE :

A.2.1- CONCEPTION AVEC DES RESISTANCES DE LA SERIE E6 (20 %) :

Résistance R ₁ (kΩ)	Résistance R ₂ (kΩ)	Tension de sortie pour une entrée de 16.2 V (V)	Erreur d'adaptation par rapport à 0.31 (%)	Perte de la puissance dans le diviseur de tension (mW)
100	47	5.180	3.592	1.785
100	33	4.020	19.609	1.973
68	33	5.293	5.861	2.598
47	22	5.165	3.304	3.803
33	15	5.063	1.250	5.468
22	10	5.063	1.250	8.201
15	6.8	5.053	1.064	12.038
10	4.7	5.180	3.592	17.853
10	3.3	4.020	19.609	19.732
6.8	3.3	5.293	5.861	25.984
4.7	2.2	5.165	3.304	38.035
3.3	1.5	5.063	1.250	54.675
2.2	1	5.063	1.250	82.013
1.5	0.680	5.053	1.064	120.385
1	0.470	5.180	3.592	178.531
1	0.330	4.020	19.609	197.323
0.680	0.330	5.293	5.861	259.842
0.470	0.220	5.165	3.304	380.348
0.330	0.150	5.063	1.250	546.750
0.220	0.100	5.063	1.250	820.125

A.2.2- CONCEPTION AVEC DES RESISTANCES DE LA SERIE E12 (10 %) :

Résistance R ₁ (kΩ)	Résistance R ₂ (kΩ)	Tension de sortie pour une entrée de 16.2 V (V)	Erreur d'adaptation par rapport à 0.31 (%)	Perte de la puissance dans le diviseur de tension (mW)
100	47	5.180	3.592	1.785
82	39	5.221	4.430	2.169
56	27	5.270	5.398	3.162
47	22	5.165	3.304	3.803
39	18	5.116	2.316	4.604
33	15	5.063	1.250	5.467
27	12	4.985	0.308	6.729
22	10	5.063	1.250	8.201
18	8.2	5.070	1.405	10.017
15	6.8	5.053	1.064	12.039
12	5.6	5.155	3.091	14.911
10	4.7	5.180	3.592	17.853
8.2	3.9	5.221	4.430	21.689
5.6	2.7	5.270	5.398	31.619
4.7	2.2	5.165	3.304	38.035
3.9	1.8	5.116	2.316	46.042
3.3	1.5	5.063	1.250	54.675
2.7	1.2	4.985	0.308	67.292
2.2	1	5.063	1.250	82.013
1.8	0.820	5.070	1.405	100.168
1.5	0.680	5.053	1.064	120.385
1.2	0.560	5.155	3.091	149.114
1	0.470	5.180	3.592	178.531
0.820	0.390	5.221	4.430	216.893
0.470	0.220	5.165	3.304	380.348
0.330	0.150	5.063	1.250	546.750
0.220	0.100	5.063	1.250	820.125

A.2.3- CONCEPTION AVEC DES RESISTANCES DE LA SERIE E24 (5 %) :

Résistance R ₁ (kΩ)	Résistance R ₂ (kΩ)	Tension de sortie pour une entrée de 16.2 V (V)	Erreur d'adaptation par rapport à 0.31 (%)	Perte de la puissance dans le diviseur de tension (mW)
82	36	4.942	1.153	2.224
75	33	4.950	1.000	2.430
68	30	4.959	0.816	2.678
62	27	4.915	1.708	2.949
36	16	4.985	0.308	5.047
33	15	5.063	1.250	5.468
27	12	4.985	0.308	6.729
22	10	5.063	1.250	8.201
20	9.1	5.066	1.320	9.019
18	8.2	5.070	1.405	10.017
15	6.8	5.053	1.064	12.039
8.2	3.6	4.942	1.153	22.241
7.5	3.3	4.950	1.000	24.300
6.8	3	4.959	0.816	26.780
3.6	1.6	4.985	0.308	50.469
3.3	1.5	5.063	1.250	54.675
2.7	1.2	4.985	0.308	67.292
2.2	1	5.063	1.250	82.013
2	0.910	5.066	1.320	90.186
1.8	0.820	5.070	1.405	100.168
1.5	0.680	5.053	1.064	120.385
0.820	0.360	4.942	1.153	222.407
0.750	0.330	4.950	1.000	243.000
0.680	0.300	4.959	0.816	267.796
0.620	0.270	4.915	1.708	294.876
0.360	0.160	4.985	0.308	504.692
0.330	0.150	5.063	1.250	546.750

A.2.4- CONCEPTION AVEC DES RESISTANCES DE LA SERIE E48 (2 %) :

Résistance R ₁ (kΩ)	Résistance R ₂ (kΩ)	Tension de sortie pour une entrée de 16.2 V (V)	Erreur d'adaptation par rapport à 0.31 (%)	Perte de la puissance dans le diviseur de tension (mW)
56.2	24.9	4.974	0.523	3.236
44.2	19.6	4.977	0.464	4.113
42.2	18.7	4.974	0.512	4.309
36.5	16.2	4.980	0.402	4.980
31.6	14	4.974	0.526	5.755
23.7	10.5	4.974	0.526	7.674
21.5	9.53	4.975	0.492	8.458
20.5	9.09	4.977	0.468	8.869
16.9	7.5	4.980	0.410	10.756
13.3	5.9	4.978	0.438	13.669
11.5	5.11	4.984	0.323	15.800
5.62	2.49	4.974	0.523	32.360
4.42	1.96	4.977	0.464	41.135
4.22	1.87	4.974	0.512	43.094
3.65	1.62	4.980	0.402	49.799
3.16	1.4	4.974	0.526	57.553
2.37	1.05	4.974	0.526	76.737
2.15	0.953	4.975	0.492	84.576
2.05	0.909	4.977	0.468	88.692
1.69	0.750	4.980	0.410	107.557
1.33	0.590	4.978	0.438	136.688
1.15	0.511	4.984	0.323	158.001
0.562	0.249	4.974	0.523	323.600
0.442	0.196	4.977	0.464	411.348
0.422	0.187	4.974	0.512	430.936
0.365	0.162	4.980	0.402	497.989

A.2.5- CONCEPTION AVEC DES RESISTANCES DE LA SERIE E96 (1 %) :

Résistance R ₁ (kΩ)	Résistance R ₂ (kΩ)	Tension de sortie pour une entrée de 16.2 V (V)	Erreur d'adaptation par rapport à 0.31 (%)	Perte de la puissance dans le diviseur de tension (mW)
52.3	23.2	4.978	0.440	3.476
44.2	19.6	4.977	0.464	4.113
39.2	17.4	4.980	0.396	4.637
36.5	16.2	4.980	0.402	4.980
20.5	9.09	4.977	0.468	8.869
20	8.87	4.977	0.454	9.090
16.9	7.5	4.980	0.410	10.756
16.5	7.32	4.978	0.433	11.018
13.3	5.9	4.978	0.438	13.669
11.5	5.11	4.984	0.323	15.800
10.7	4.75	4.981	0.388	16.986
10.2	4.53	4.982	0.358	17.817
5.23	2.32	4.978	0.440	34.760
4.42	1.96	4.977	0.464	41.135
3.92	1.74	4.980	0.396	46.367
3.65	1.62	4.980	0.402	49.799
2.05	0.909	4.977	0.468	88.692
2	0.887	4.977	0.454	90.904
1.69	0.750	4.980	0.410	107.557
1.65	0.732	4.978	0.433	110.176
1.33	0.590	4.978	0.438	136.687
1.15	0.511	4.984	0.323	158.001
1.07	0.475	4.981	0.388	169.864
1.02	0.453	4.982	0.358	178.167
0.523	0.232	4.978	0.440	347.603
0.392	0.174	4.980	0.396	463.675

A.2.6- CONCEPTION AVEC DES RESISTANCES DE LA SERIE E192 (<1 %) :

Résistance R ₁ (kΩ)	Résistance R ₂ (kΩ)	Tension de sortie pour une entrée de 16.2 V (V)	Erreur d'adaptation par rapport à 0.31 (%)	Perte de la puissance dans le diviseur de tension (mW)
44.8	20	5.000	0.000	4.050
37.4	16.7	5.001	0.015	4.851
33.6	15	5.000	0.000	5.400
29.8	13.3	4.999	0.019	6.089
27.1	12.1	5.001	0.010	6.695
18.7	8.35	5.001	0.015	9.702
17.2	7.68	5.001	0.013	10.548
16.4	7.32	4.999	0.013	11.064
14.9	6.65	4.999	0.019	12.178
14.2	6.34	5.000	0.008	12.777
12.9	5.76	5.001	0.013	14.064
12.3	5.49	4.999	0.013	14.752
4.48	2	5.000	0.000	40.500
3.74	1.67	5.001	0.015	48.510
3.36	1.5	5.000	0.000	54.000
2.98	1.33	4.999	0.019	60.891
2.71	1.21	5.001	0.010	66.949
1.87	0.835	5.001	0.015	97.020
1.72	0.768	5.001	0.013	105.482
1.64	0.732	4.999	0.013	110.641
1.49	0.665	4.999	0.019	121.782
1.42	0.634	5.000	0.008	127.770
1.29	0.576	5.001	0.013	140.643
1.23	0.549	4.999	0.013	147.521
0.448	0.200	5.000	0.000	405.000
0.336	0.150	5.000	0.000	540.000

A.3- DIVISEUR DE TENSION DE 0.56 UTILISE POUR ADAPTER LA TENSION DE REFERENCE V_{REF-} :

A.3.1- CONCEPTION AVEC DES RESISTANCES DE LA SERIE E6 (20 %) :

Résistance R_1 (k Ω)	Résistance R_2 (k Ω)	Tension de sortie pour une entrée de 5 V (V)	Erreur d'adaptation par rapport à 0.56 (%)	Perte de la puissance dans le diviseur de tension (mW)
100	100	2.500	10.714	0.125
68	100	2.976	6.293	0.149
68	68	2.500	10.714	0.184
47	68	2.957	5.590	0.217
47	47	2.500	10.714	0.266
33	47	2.938	4.911	0.313
33	33	2.500	10.714	0.379
22	33	3.000	7.143	0.455
22	22	2.500	10.714	0.568
15	22	2.973	6.178	0.676
15	15	2.500	10.714	0.833
10	15	3.000	7.143	1.000
10	10	2.500	10.714	1.250
6.8	10	2.976	6.293	1.488
6.8	6.8	2.500	10.714	1.838
4.7	6.8	2.957	5.590	2.174
3.3	4.7	2.938	4.911	3.125
2.2	3.3	3.000	7.143	4.545
1.5	2.2	2.973	6.178	6.757
1.5	1.5	2.500	10.714	8.333
1	1.5	3.000	7.143	10.000
0.680	1	2.976	6.293	14.881
0.470	0.470	2.500	10.714	26.596

A.3.2- CONCEPTION AVEC DES RESISTANCES DE LA SERIE E12 (10 %) :

Résistance R ₁ (kΩ)	Résistance R ₂ (kΩ)	Tension de sortie pour une entrée de 5 V (V)	Erreur d'adaptation par rapport à 0.56 (%)	Perte de la puissance dans le diviseur de tension (mW)
82	100	2.747	1.884	0.137
68	82	2.733	2.381	0.167
56	68	2.742	2.074	0.202
39	47	2.733	2.409	0.291
27	33	2.750	1.786	0.417
22	27	2.755	1.603	0.510
18	22	2.750	1.786	0.625
15	18	2.727	2.597	0.758
12	15	2.778	0.794	0.926
10	12	2.727	2.597	1.136
8.2	10	2.747	1.884	1.374
6.8	8.2	2.733	2.381	1.667
5.6	6.8	2.742	2.074	2.016
3.9	4.7	2.733	2.409	2.907
2.7	3.3	2.750	1.786	4.167
2.2	2.7	2.755	1.603	5.102
1.8	2.2	2.750	1.786	6.250
1.5	1.8	2.727	2.597	7.576
1.2	1.5	2.778	0.794	9.259
1	1.2	2.727	2.597	11.363
0.820	1	2.747	1.884	13.736
0.680	0.820	2.733	2.381	16.667
0.560	0.680	2.742	2.074	20.161
0.390	0.470	2.733	2.409	29.070
0.270	0.330	2.750	1.786	41.667
0.220	0.270	2.755	1.603	51.020
0.180	0.220	2.750	1.786	62.500

A.3.3- CONCEPTION AVEC DES RESISTANCES DE LA SERIE E24 (5 %) :

Résistance R ₁ (kΩ)	Résistance R ₂ (kΩ)	Tension de sortie pour une entrée de 5 V (V)	Erreur d'adaptation par rapport à 0.56 (%)	Perte de la puissance dans le diviseur de tension (mW)
43	56	2.828	1.010	0.253
39	51	2.833	1.190	0.278
36	47	2.831	1.119	0.301
33	43	2.829	1.034	0.329
30	39	2.826	0.932	0.362
24	30	2.778	0.794	0.463
16	20	2.778	0.794	0.694
13	16	2.759	1.478	0.862
12	15	2.778	0.794	0.926
10	13	2.826	0.932	1.087
4.3	5.6	2.828	1.010	2.525
3.9	5.1	2.833	1.190	2.778
3.6	4.7	2.831	1.119	3.012
3.3	4.3	2.829	1.034	3.289
3	3.9	2.826	0.932	3.623
2.4	3	2.778	0.794	4.630
1.6	2	2.778	0.794	6.944
1.3	1.6	2.759	1.478	8.621
1.2	1.5	2.778	0.794	9.259
1	1.3	2.826	0.932	10.870
0.430	0.560	2.828	1.010	25.252
0.390	0.510	2.833	1.190	27.778
0.360	0.470	2.831	1.119	30.120
0.330	0.430	2.829	1.034	32.895
0.300	0.390	2.826	0.932	36.232
0.240	0.300	2.778	0.794	46.296
0.160	0.200	2.778	0.794	69.444

A.3.4- CONCEPTION AVEC DES RESISTANCES DE LA SERIE E48 (2 %) :

Résistance R ₁ (kΩ)	Résistance R ₂ (kΩ)	Tension de sortie pour une entrée de 5 V (V)	Erreur d'adaptation par rapport à 0.56 (%)	Perte de la puissance dans le diviseur de tension (mW)
56.2	71.5	2.800	0.017	0.196
31.6	40.2	2.799	0.020	0.348
30.1	38.3	2.800	0.010	0.365
20.5	26.1	2.800	0.015	0.536
16.9	21.5	2.799	0.019	0.651
15.4	19.6	2.800	0.000	0.714
14.7	18.7	2.799	0.021	0.748
12.1	15.4	2.800	0.000	0.909
11	14	2.800	0.000	1.000
8.25	10.5	2.800	0.000	1.333
5.62	7.15	2.800	0.017	1.958
3.16	4.02	2.799	0.020	3.482
3.01	3.83	2.800	0.010	3.655
2.05	2.61	2.800	0.015	5.365
1.69	2.15	2.799	0.019	6.510
1.54	1.96	2.800	0.000	7.143
1.47	1.87	2.799	0.021	7.485
1.21	1.54	2.800	0.000	9.091
0.00121	0.00154	2.800	0.000	9.091
1.1	1.4	2.800	0.000	10.000
0.825	1.05	2.800	0.000	13.333
0.562	0.715	2.800	0.017	19.577
0.316	0.402	2.799	0.020	34.819
0.301	0.383	2.800	0.010	36.550
0.261	0.332	2.799	0.024	42.159
0.205	0.261	2.800	0.015	53.648
0.169	0.215	2.799	0.019	65.104

A.3.5- CONCEPTION AVEC DES RESISTANCES DE LA SERIE E96 (1 %) :

Résistance R ₁ (kΩ)	Résistance R ₂ (kΩ)	Tension de sortie pour une entrée de 5 V (V)	Erreur d'adaptation par rapport à 0.56 (%)	Perte de la puissance dans le diviseur de tension (mW)
39.2	49.9	2.800	0.008	0.280
30.1	38.3	2.800	0.010	0.365
20.5	26.1	2.800	0.015	0.536
19.1	24.3	2.800	0.016	0.576
16.5	21	2.800	0.000	0.667
15.4	19.6	2.800	0.000	0.714
14.3	18.2	2.800	0.000	0.769
12.1	15.4	2.800	0.000	0.909
11	14	2.800	0.000	1.000
8.25	10.5	2.800	0.000	1.333
3.92	4.99	2.800	0.008	2.809
3.01	3.83	2.800	0.010	3.655
2.05	2.61	2.800	0.015	5.365
1.91	2.43	2.800	0.016	5.760
1.65	2.1	2.800	0.000	6.667
1.54	1.96	2.800	0.000	7.143
1.43	1.82	2.800	0.000	7.692
1.21	1.54	2.800	0.000	9.091
1.1	1.4	2.800	0.000	10.000
0.825	1.05	2.800	0.000	13.333
0.392	0.499	2.800	0.008	28.058
0.301	0.383	2.800	0.010	36.550
0.205	0.261	2.800	0.015	53.648
0.191	0.243	2.800	0.016	57.604
0.165	0.210	2.800	0.000	66.667
0.154	0.196	2.800	0.000	71.429
0.143	0.182	2.800	0.000	76.923

A.3.6- CONCEPTION AVEC DES RESISTANCES DE LA SERIE E192 (<1 %) :

Résistance R ₁ (kΩ)	Résistance R ₂ (kΩ)	Tension de sortie pour une entrée de 5 V (V)	Erreur d'adaptation par rapport à 0.56 (%)	Perte de la puissance dans le diviseur de tension (mW)
39.2	49.9	2.800	0.008	0.281
35.2	44.8	2.800	0.000	0.313
26.4	33.6	2.800	0.000	0.417
19.8	25.2	2.800	0.000	0.556
16.5	21	2.800	0.000	0.667
15.4	19.6	2.800	0.000	0.714
14.3	18.2	2.800	0.000	0.769
12.1	15.4	2.800	0.000	0.909
11	14	2.800	0.000	1.000
8.25	10.5	2.800	0.000	1.333
3.92	4.99	2.800	0.008	2.806
3.52	4.48	2.800	0.000	3.125
2.64	3.36	2.800	0.000	4.167
1.98	2.52	2.800	0.000	5.556
1.65	2.1	2.800	0.000	6.667
1.54	1.96	2.800	0.000	7.143
1.43	1.82	2.800	0.000	7.692
1.21	1.54	2.800	0.000	9.091
1.1	1.4	2.800	0.000	10.000
0.825	1.05	2.800	0.000	13.333
0.392	0.499	2.800	0.008	28.058
0.352	0.448	2.800	0.000	31.250
0.264	0.336	2.800	0.000	41.667
0.198	0.252	2.800	0.000	55.556
0.165	0.210	2.800	0.000	66.667
0.154	0.196	2.800	0.000	71.429

RESUME

Les travaux de recherches présentés durant cette thèse ont pour objectif l'amélioration du fonctionnement des générateurs solaires photovoltaïques utilisés dans des sites autonomes. Ils comportent deux volets, l'un concerne l'amélioration du fonctionnement des panneaux solaires et l'autre concerne la maintenance des batteries de stockage d'énergie électrochimique.

En premier lieu, une nouvelle approche d'estimation des paramètres, du modèle en une seule exponentielle (modèle à quatre paramètres) d'un panneau photovoltaïque en fonction de l'ensoleillement et de la température, a été développée. Cette dernière est basée sur la connaissance de trois points de fonctionnement (en court-circuit, en circuit ouvert, et à puissance maximale). Une maximisation de la puissance des panneaux pourra être réalisée en utilisant le modèle identifié.

En second lieu, quelques méthodes de suivi de la puissance maximale ont été présentées. A la suite de la limite de fonctionnement rencontrée avec les charges purement résistives de faible résistance, un nouvel algorithme a été proposé tout en jouant sur la reconfiguration du générateur solaire pour résoudre ces limites de fonctionnement. En fonction des besoins, on change d'une manière automatique le nombre de panneaux mis en série et en parallèle.

Par la suite, des recherches concernant la réalisation pratique d'un système permettant la supervision des batteries acide-au-plomb ont eu lieu. Ceci avait pour objectif l'amélioration du système de stockage de l'énergie solaire photovoltaïque convertie en énergie électrochimique.

Dans un premier temps, une carte électronique permettant le contrôle de l'état de charge de la batterie a été réalisée. Cette carte est pilotée par un PC en utilisant le logiciel LabVIEW. Ce dernier permet la visualisation et l'enregistrement des différents profils de charge et de décharge pour mieux analyser le comportement du système.

Par la suite, une mise à jour de la carte électronique a eu lieu pour remédier au problème de la sulfatation des batteries acide-au-plomb. Ensuite, un diagnostic plus poussé a été fait tout en ouvrant la batterie. Vu l'existence de défauts de nature différente, la désulfatation des batteries acide-au-plomb n'est pas aussi simple.