

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université A.MIRA-BEJAIA



FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE
Laboratoire de Technologie Industrielle et de l'Information LTII

THÈSE
EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE
DOCTORAT

Domaine : Sciences et Technologies Filière : Electronique
Spécialité : Electronique

Présentée par
ZAOUCHE Faïka

Thème

**Maximisation de puissance des systèmes
photovoltaïques**

Soutenue le : 20 octobre 2018

Devant le Jury composé de :

Nom et Prénom	Grade		
Mr A. KHIRREDDINE	Professeur	Univ. de Bejaia	Président
Mme D. REKIOUA	Professeur	Univ. de Bejaia	Rapporteur
Mr H. HOUASSINE	MCA	Univ. de Bouira	Examineur
Mr A. MOHAMMEDI	MCA	Univ. de Bouira	Examineur
Mr A. ACHOUR	MCA	Univ. de Bejaia	Examineur

Année Universitaire : 2017/2018

Remerciements

Je remercie avant tout Dieu le tout puissant, le miséricordieux qui m'a donné la santé, le courage et la volonté pour réaliser ce travail.

Le présent travail, a été mené au sein de l'équipe de recherche Energies Renouvelables et Systèmes Electroénergétiques (ERSE) au Laboratoire de Technologie Industrielle et de l'Information (LTII) de l'université Abderrahmane MIRA à Béjaïa.

Pour cela, je tiens tout d'abord à remercier Mr Rekioua Toufik directeur du laboratoire LTII de m'avoir permis d'effectuer cette thèse dans ce laboratoire, pour son accueil et pour tous les moyens mis à ma disposition pour la réalisation de mes travaux.

Je tiens tout particulièrement à remercier Madame Rekioua Djamila responsable de l'équipe ERSE et ma directrice de thèse de m'avoir accueilli au sein de son équipe. Je lui exprime ma sincère reconnaissance et mon profond respect pour m'avoir permis de mener cette thèse sous sa direction. Je suis reconnaissante à sa confiance, son aide, son soutien et ses encouragements tout au long de ce travail.

J'adresse mes sincères remerciements aux membres de mon jury pour avoir accepté d'examiner ma thèse. En commençant par Mr Khireddine Abdelkrim professeur à l'université de Béjaïa de m'avoir fait honneur de présider le jury. Je tiens également à remercier Mr Achour Abdelyazid maître de conférence à l'université de Béjaïa d'avoir honoré de sa présence et d'avoir accepté de faire partie du jury.

Je suis profondément reconnaissante à Mr Houassine Hamza et Mr Mohammedi Ahmed maîtres de conférences à l'université de Bouira de s'être déplacés afin d'évaluer les travaux de cette thèse, je leur exprime tout mes remerciements pour l'honneur qu'ils me font en participant à ce jury.

Je remercie tout les membres du jury d'avoir consacré du temps à la lecture de ce manuscrit de thèse et d'avoir pris le temps nécessaire pour être présent.

Merci à toute l'équipe du laboratoire « EPC » : Dr Zahra Mokrani, Nassereddine Mébarki, Dr Djamel Ziane ainsi qu'à Adel Oubelaid. Merci à toute l'équipe ERSE particulièrement un grand merci à Dr Said Aissou pour toute son aide je le remercie infiniment. A Samia Taguelmimt ainsi qu'à Fatah Yahiaoui et toute son équipe pour leur soutien et leur gentillesse

Remerciements

et à qui je souhaite beaucoup de réussite. Je n'oublie pas Siham et Sylia qui m'ont soutenu à leur tour.

Enfin, merci à tous ceux que j'aime, sans qui certains moments m'auraient semblé bien plus difficiles : mes parents, mes sœurs : Lila et Rahima, mon frère Abderrahmane, mon beau frère Nabil, mes neveux... toute ma famille et tous mes amis.

Table des matières

Table des matières	i
Table des figures	vi
Liste des tableaux	xiii
Abréviations et nomenclature	xiv
Introduction Générale	1
Chapitre I :	
Le photovoltaïque dans le contexte des énergies renouvelables : Généralités et structure.	
I.1. Introduction.....	4
I.2. Production mondiale en énergie renouvelable	4
I.2.1. Chute des coûts de l'énergie solaire, contre une augmentation de la capacité	5
I.2.2. Energie photovoltaïque en Algérie	5
I.2.3. Projets nationaux liés au photovoltaïque	7
I.3. Conversion photovoltaïque	9
I.3.1. Principe de conversion photovoltaïque	9
I.4. Technologies des cellules solaires	10
I.5. Application d'un système photovoltaïque	12
I.5.1. Systèmes photovoltaïques autonomes	13
I.5.1.1. Systèmes autonomes sans stockage	13
I.5.1.2. Systèmes autonomes avec stockage	13
I.5.2. Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau	14

I.5.3. Systèmes photovoltaïques hybride	15
I.6. Eléments constituant une chaîne de conversion photovoltaïque avec stockage	15
1.6.1. Convertisseurs statiques	16
I.6.1.1. Convertisseur CC/CC (Hacheur)	16
I.6.1.2. Convertisseur DC/AC (Onduleur)	17
1.6.2. Extraction de la puissance maximale d'un GPV	18
1.6.3. Eléments de stockages	18
1.6.4. Gestion de puissance.....	20
I.7. Conclusion	20

Chapitre II :

Techniques de maximisation de puissance des panneaux photovoltaïques : Simulation & Implémentation.

II.1. Introduction.....	21
II.2. Caractéristique électrique d'une cellule photovoltaïque	21
II.2.1. Association de cellules photovoltaïques	22
II.3. Modélisation d'une cellule photovoltaïque	24
II.3.1. Modèle idéal	24
II.3.2. Modèle explicite.....	25
II.3.2. Modèle à une diode	25
II.3.3. Modèle à deux diodes.....	26
II.4. Validation pratique du modèle mathématique.....	27
II.4.1. Simulation et comparaison des différents modèles	28
II.4.2. Calcul d'erreurs	29
II.4.3. Discussion des résultats	32
II.5. Influence des conditions climatiques.....	33

Table des matières

II.5.1. Influence de l'ensoleillement sur les caractéristiques du GPV	34
II.5.2. Influence de la température sur les caractéristiques du GPV	34
II.6. Etage d'adaptatif dans la structure du système PV.....	36
II.6.1. Modélisation du hacheur élévateur (Boost).....	36
II.7. Synthèse des techniques MPPT rencontrées dans la littérature	37
II.7.1. Techniques MPPT Classiques	38
II.7.1.1. Technique de perturbation et d'observation P&O	38
II.7.1.2. Algorithme de la méthode de Conductance Incrémentale Inc	40
II.7.2. Techniques MPPT Numériques.....	42
II.7.1.2. Algorithme basé sur le contrôleur par logique floue (CLF)	43
II.8. Choix des commandes et comparaison des résultats	45
II.8.1. Comparaison des résultats de simulation	45
II.8.1.1. Fonctionnement aux conditions STC	45
II.8.1.2. Fonctionnement sous conditions variables	47
II.9. Implémentation des commandes MPPT sous dSPACE	52
II.9.1. Présentation de la plateforme dSPACE 1104	52
II.9.2. Application pour des conditions variables.....	54
II.9.3. Comparaison des résultats de simulation et de pratiques	58
II.10. Conclusion	60

Chapitre III :

Dimensionnement et Gestion de puissance d'un système photovoltaïque avec stockage électrochimique.

III.1. Introduction	62
---------------------------	----

Table des matières

III.2. Présentation du système	62
III.3. Modélisation de la batterie CIEMAT	62
III.4. Résultats de l'optimisation du contrôleur MPPT flou	67
III.4.1. Application pour un système de pompage	67
III.4.1.1. Dimensionnement du système de pompage photovoltaïque	68
III.4.1.2. Modélisation et contrôle de la machine asynchrone [77]	71
III.4.1.3. Structure de la commande vectorielle par orientation du flux rotorique [79]	74
III.4.1.4. Modélisation de l'onduleur	76
III.4.1.5. Stratégie de control d'un système de pompage photovoltaïque	76
III.5. Application de la gestion à un système de pompage photovoltaïque	77
III.6. Proposition d'une stratégie de supervision pour un habitat	86
III.6.1. Dimensionnement du système d'électrification	88
III.6.2. Application de la gestion au système d'électrification.....	90
III.7. Proposition d'un second scénario de supervision	94
III.7.1. Application pour alimentation et pompage d'une maison à Béjaia.....	97
III.8. Conclusion.....	101

Chapitre IV :

Implémentation en temps réel de l'algorithme de gestion sur dSPACE.

IV.1. Introduction	102
IV.2. Description du banc d'essai	102
IV.2.1. Réalisation du circuit de gestion	103
IV.2.1.1. Partie commande	104
IV.2.1.2. Partie isolation	104
IV.2.1.3. Partie puissance	105

Table des matières

IV.2.2. Source d'alimentation	106
IV.2.3. Multimètre numérique.....	106
IV.2.4. Oscilloscope Gw INSTEK	107
IV.3. Résultats expérimentaux	107
IV.3.1. Première structure	107
IV.3.2. Seconde structure	111
IV.4. Comparaison des résultats	113
IV.4.1. Première structure	113
IV.4.2. Seconde structure	114
IV.5. Conclusion	115
Conclusion Générale	116

Liste des figures

Figure I.0 : Schéma de l'organisation des chapitres du manuscrit de la thèse 3

Chapitre I

Figure I.1 : Capacité solaire PV cumulée annuelle par région 5

Figure I.2 : Potentiel économique des pays les plus actifs en puissance de concentration solaire (CSP) dans la région MENA 6

Figure I.3 : Principaux projets réalisés/ et en cours de réalisation en installation photovoltaïque 7

Figure I.4 : Usine de fabrication et de construction Rouiba Eclairage..... 7

Figure I.5 : Centrale photovoltaïque à l'Aérogare d'Oran 8

Figure I.6 : Projets de la société Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida SKTM 9

Figure I.7 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque 10

Figure I.8 : Association de cellules photovoltaïques. 11

Figure I.9 : Exemple d'une structure d'un système PV isolé et autonome..... 14

Figure I.10 : Système photovoltaïque connecté au réseau électrique.. 15

Figure I.11 : Etage d'adaptation : (a) hacheur élévateur, (b) hacheur abaisseur, (c) hacheur inverseur..... 17

Chapitre II

Figure II.1 : Schéma synoptique du système étudié.. 21

Figure II.2 : Caractéristique $I_{pv}=f(V_{pv})$ d'une cellule photovoltaïque... 22

Figure II.3 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de n_s cellules en série..... 23

Figure II. 4 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de n_p cellules en parallèle.	23
Figure. II.5 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque	25
Figure. II.6 : Montage Vol-Ampère-métrique.	27
Figure II.7 : Comparaison des différents modèles pour un couplet de température et d'ensoleillement ($E_s= 882 \text{ W/m}^2$ et $T=25,8^\circ\text{C}$)	28
Figure II.8 : Comparaison des différents modèles pour un couplet de température et d'ensoleillement ($E_s=506 \text{ W/m}^2$ et $T_a=22,4^\circ\text{C}$)... ..	29
Figure II.9 : Comparaison des différents modèles pour un couplet d'ensoleillement et de température ($E_s=210,6 \text{ W/m}^2$ et $T_a=20.7^\circ\text{C}$).	29
Figure II.10 : Histogramme représentant l'erreur sur le courant, la tension et la puissance pour les différents modèles pour un fort ensoleillement	30
Figure II.11 : Histogramme représentant l'erreur en courant, en tension et en puissance pour les différents modèles pour un moyen ensoleillement.	31
Figure II.12 : Histogramme représentant l'erreur en courant, en tension et en puissance pour les différents modèles pour un faible ensoleillement	31
Figure. II.13 : Point de puissance maximal sur les caractéristiques $P_{pv}=f(V_{pv})$ et $I_{pv}=f(V_{pv})$ aux conditions : $E_s=1000\text{w/m}^2$, $T_j=25^\circ\text{C}$	33
Figure. II.14 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique $I=f(V)$	34
Figure. II.15 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique $P=f(V)$	34
Figure. II.16 : Influence de la température sur la caractéristique $I=f(V)$	35
Figure. II.17 : Influence de la température sur la caractéristique $P=f(V)$	35
Figure. II.18 : Système PV avec étage d'adaptation.....	36
Figure. II.19 : Modèle électrique du hacheur élévateur.....	37
Figure. II.20 : Le point de puissance maximal MPP sur la caractéristique.. ..	39
Figure. II.21 : Algorithme de la commande P&O.. ..	40
Figure. II.22 : Principe de la commande conductance incrémentale Inc.....	41
Figure. II.23 : Algorithme d'incrément de conductance	42

Figure. II.24 : Schéma de principe d'un contrôleur flou	43
Figure. II. 25 : Fonction d'appartenance : a) erreur, b) variation de l'erreur et d) rapport cyclique D	44
Figure II.26 : Allure des puissances avec les techniques MPPT (P&O, Inc et CLF) aux conditions STC	46
Figure. II.27 : Temps de réponse des commandes MPPT P&O, Inc et CLF et sans MPPT aux conditions STC.....	47
Figure. II.28 : Profil d'ensoleillement variable	48
Figure. II.29 : Réponse de la commande P&O aux conditions variable d'ensoleillement.....	48
Figure. II.30 : Réponse de la commande Inc aux conditions variable d'ensoleillement	49
Figure. II.31 : Réponse de la commande CLF aux conditions variable d'ensoleillement.....	49
Figure. II.32 : Allure des puissances avec les trois commandes et sans MPPT à des conditions variables d'ensoleillement	50
Figure. II.33 : Histogramme représentant les temps de réponse aux variations des conditions climatiques pour les trois commandes MPPT et sans MPPT	51
Figure. II.34 : Histogramme représentant les rendements des trois commandes MPPT et sans MPPT en simulation.....	51
Figure. II.35 : Structure globale du banc expérimental	52
Figure. II.36 : Interface entrée-sortie de la dSPACE 1104.....	53
Figure. II.37 : Allures du courant, de la tension et de la puissance sous conditions variables sans MPPT.....	54
Figure. II.38 : Allures du courant, de la tension et de la puissance avec l'algorithme P&O sous conditions variables.....	55
Figure. II.39 : Allures du courant, de la tension et de la puissance avec l'algorithme Inc sous conditions variables.....	56
Figure. II.40 : Allures du courant, de la tension et de la puissance avec l'algorithme CLF sous conditions variables.....	57

Figure. II.41 : Allure des puissances des algorithmes MPPT sous conditions d'ensoleillement variables... 57

Figure. II.42 : Histogramme représentant les rendements des trois commandes MPPT et sans MPPT en implémentation..... 58

Figure. II.43 : Résultats de simulation et expérimental de la commande P&O..... 59

Figure. II.44 : Résultats de simulation et expérimental de la commande Inc..... 59

Figure. II.45 : Résultats de simulation et expérimental de la commande CLF.....60

Figure. II.46 : Calcul d'erreurs pour chaque MPPT sous différents ensoleillement 60

Chapitre III

Figure III.1 : Schéma d'un système photovoltaïque..... 62

Figure III.2 : Modèle de la batterie CIEMAT 63

Figure III.3: Influence de la température sur la capacité de la batterie. 64

Figure III.4 : Variation de l'état de charge en fonction de la capacité de la batterie pour différentes températures64

Figure III.5 : Influence de la température sur la batterie EDC.. 64

Figure III.6 : Influence de la température sur la tension de décharge et de charge.....65

Figure III.7 : Variation de (rd) et (rc) en fonction du (EDC) et (PDD) respectivement..... 65

Figure III.8 : Mesure d'impédance de la batterie 66

Figure III.9 : Application au pompage de l'eau pour la 1^{ère} configuration 67

Figure III.10 : Vecteur tension de l'onduleur 76

Figure III.11. Principe de gestion d'énergie du superviseur proposé 79

Figure III.12 : Schéma logique du système de gestion pour la première application	80
Figure III.13 : Structure générale du système de pompage proposé	81
Figure III.14 : Profil d'ensoleillement et de température mesurés à Béjaia	82
Figure III.15 : Profil de la charge en fonction du temps	82
Figure III.16 : Signaux des relais K_1 , K_2 et K_3 pour la première application	83
Figure III.17 : Puissance (P_{pv} , P_{ch} et $P_{disponible}$) (W)	83
Figure III.18 : Etat de charge des batteries (EDC) en %	84
Figure III.19 : Modes de fonctionnement pour l'application du pompage.....	84
Figure III.20 : Allure de la tension du bus continu V_{dc}	84
Figure III.21 : Courant statorique	85
Figure III.22 : Couple électromagnétique et couple résistant.....	85
Figure III.23 : Vitesse rotorique et vitesse de référence.....	86
Figure III.24 : Débit d'eau en fonction du temps	86
Figure III.25 : Configuration étudiée avec une charge variable pour la seconde application (électrification)... ..	87
Figure III.26 : Profile réel d'ensoleillement et de température mesurés à Béjaia	90
Figure III.27 : Profile de charge	90
Figure III.28 : Allure des différentes puissances pour la 1 ^{ère} application (électrification)	91
Figure III.29 : Signaux des relais K_1 , K_2 et K_3 pour l'application d'électrification	92
Figure III.30 : Modes de fonctionnement pour la 1 ^{ère} application (électrification)	92
Figure III.31 : Etat de charge des batteries (%)	92
Figure III.32 : Allure des puissances après la gestion pour l'application d'électrification	93
Figure III.33 : Second scénario de supervision	94

Figure III.34 : Organigramme de gestion du second scénario.....	94
Figure III.35 : Schéma logique de la seconde configuration.....	96
Figure III.36 : Configuration du second scénario de supervision l'application à l'électrification et le pompage.....	97
Figure III.37 : Signaux des relais K_1 , K_2 , K_3 et K_4 pour le second scénario.....	98
Figure III.38 : Modes de fonctionnement pour le second scénario	99
Figure III.39 : Allure du courant statorique.....	99
Figure III.40: Allure des couples.....	100
Figure III.41 : Allure de la vitesse rotorique	100
Figure III.42 : Débit d'eau en fonction du temps	100

Chapitre IV

Figure IV. 1 : Vue d'ensemble de la maquette expérimentale.. ..	102
Figure IV. 2 : Structure du circuit de gestion du système.	103
Figure IV. 3 : Schéma interne de l'optocoupleur AH3120.....	104
Figure IV. 4 : Relais DPDT à huit broches.....	105
Figure IV. 5 : Alimentation continue de type CPX400 Dual 420 watt.....	106
Figure IV. 6 : Multimètre numérique TT <i>i</i> 1604.....	106
Figure IV. 7 : Oscilloscope numérique Gw INSTEK GDS-3354 350 MHz	107
Figure IV. 8 : Banc expérimental de la structure à trois relais.....	108
Figure IV. 9 : Conditions d'ensoleillement et de température appliquées.....	109

Figure IV. 10 : Profil de charge implémenté	109
Figure IV. 11 : Etat de charge des batteries EDC (%)	110
Figure IV. 12 : Signaux de commande des relais visualisés sur oscilloscope.	110
Figure IV. 13 : Tension du bus continu.	111
Figure IV. 14 : Banc expérimental de la structure à quatre relais.....	112
Figure IV. 15 : Signaux de commande des relais visualisés sur oscilloscope	112
Figure IV. 16 : Tension du bus continu pour la seconde structure.	113
Figure IV. 17 : Comparaison des résultats de la première structure	114
Figure IV. 18 : Comparaison des résultats de la seconde structure	115

Liste des tableaux

Chapitre I

Tableau I.1 Différentes technologies de cellules photovoltaïques.....	11
Tableau I.2 Moyens de stockage d'énergie.....	19

Chapitre II

Tableau II.1. Paramètres du module PV SUNTECH STPO80S-12/Bb.	28
Tableau II.2. Différents modèles électriques pour une cellule PV	32
Tableau II. 3. Base de règles floues	45
Tableau II.4. Calcul du temps de réponse en simulation.....	46

Chapitre III

Tableau III. 1. Paramètres de la batterie Plomb- Acide (12V, 100Ah).....	67
Tableau III. 2. Dimensionnement du système de pompage	70
Tableau III. 3. Etat des différents modes de fonctionnement	78
Tableau III. 4. Paramètres de la machine.	80
Tableau III.5. Consommation journalière de l'habitat.	87
Tableau III.6. Etat des différents modes de fonctionnement pour la seconde configuration	95

Lettre	Symbole	Signification
A	A	Coefficient d'idéalité de la cellule photovoltaïque.
A	AIE	Agence Internationale de l'Energie.
C	C	Condensateur.
C	CA	Continu-Alternatif.
C	C_{bat}	Capacité de la batterie.
C	CC	Courant Continu.
C	CST	Centrales Solaire Thermodynamiques.
C	CSP	Centrales Solaire Thermodynamiques.
C	CLF	Contrôleur par logique floue.
C	CFO	Commande par orientation du flux.
D	D	Rapport cyclique.
E	Eolienne offshore	Eolienne immergée en mer ou en océan.
E	Eolienne onshore	Eolienne sur terre.
E	EDC	Etat de charge des batteries.
E	EnR	Energie Renouvelable.
E	Es	Ensoleillement.
E	eV	électron Volt.
G	GPV	Générateur Photovoltaïque.
G	GW	Giga Watts.
I	I_{bat}	Courant de la batterie
I	I_d	Courant de la diode.
I	I_{ph}	Courant produit par la photopile.
I	I_{pv}	Courant délivré par la cellule photovoltaïque.
I	I_s	Courant de saturation de la diode.

Nomenclature & Abréviation.

I	Inc	Incrémentation de la conductance.
I	I_{modele}	Courant obtenu par le modèle mathématique.
I	I_{pra}	Courant mesuré en pratique.
I	I_{pv}	Courant photovoltaïque.
N solaire.	NOCT	Température nominale de fonctionnement de la cellule
M	MPPT	Maximum power point tracking.
M	MENA	Meadle Est and North Africa (moyen orient et nord d'Afrique).
O	OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques.
P	PDD	Profondeur de décharge.
P	P&O	Perturbe et Observe.
P	PV	Photovoltaïque.
R	Rs	Résistance série.
R	Rp	Résistance parallèle.
S	SKTM	Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida.
S standard.	STC	Standard Test Condition signifie les conditions de test
T	T_j	Température de la jonction.
T	TWh	Téra Watt heures.
V	V_{co}	Tension de circuit ouvert.
V	V_{ppm}	Tension au point de puissance maximale.
V	V_{pv}	Tension aux bornes de la cellule photovoltaïque.
V	V_r	Vitesse rotorique.
V	V_{r_ref}	Vitesse rotorique de référence.

(d, q) : Axes correspondants au référentiel lié au champ tournant direct et en quadrature.

Nomenclature & Abréviation.

V	V_{sd}, V_{sq}	Tensions statoriques instantanées suivant l'axe (d, q).
W	W_c	Watt crête.

Introduction Générale

Introduction générale

Contexte et objectifs du travail à réaliser

L'intérêt porté à l'énergie photovoltaïque (PV) est évidemment lié à ses nombreux avantages. Parmi ceux-ci, le respect de l'environnement, la gratuité de la source primaire, aussi, c'est une source d'énergie renouvelable et inépuisable. Néanmoins, les fluctuations météorologiques influent sur le rendement des installations photovoltaïques, elles deviennent alors très complexes à gérer. Cette production impacte négativement sur l'énergie produite, pour que cet inconvénient ne soit pas un frein pour le développement de cette production. Il est primordial d'intégrer une commande qui puisse maximiser la puissance du générateur photovoltaïque GPV et ce à tout instant.

L'énergie solaire photovoltaïque a donc pris une part importante parmi d'autres sources d'énergie [1,2] pour sa disponibilité et les nombreux avantages liés à cette énergie. Les sources d'énergie renouvelables sont souvent combinées à d'autres sources ou à des systèmes de stockage de manière à garantir une meilleure production, et un plus grand taux de sécurité énergétique. Toutefois, les conditions extérieures qui influent sur leurs fonctionnements et leurs faibles rendements accentuent leurs challenges.

Dans le but de pallier au problème de la qualité variable de l'approvisionnement énergétique, il faudrait penser à des solutions. C'est dans ce contexte que s'inscrit la thématique de ce travail. Par conséquent, la gestion de ces sources a suscité un grand intérêt au près des chercheurs, qui dans de nombreux articles traitent la gestion de l'énergie de ces différentes combinaisons [3, 4, 5].

Cependant, il reste encore quelques progrès à faire dans le domaine de la production photovoltaïque qui dépendent fortement des conditions météorologiques variables (ensoleillement et température) ce qui engendrent une production aléatoire. La génération d'énergie est certes garantie, mais se fait avec des pertes importantes de production elle est alors plus chère que prévue. Ces différents constats ont motivé plusieurs travaux de recherche pour rendre plus viables les sources photovoltaïques. La littérature est très prolifique dans ce domaine en émergence et propose régulièrement une grande quantité de commandes spécifiques qui effectue une recherche de point de puissance maximale (MPPT) lorsque le GPV est couplé à une charge à travers un convertisseur statique. La difficulté actuelle est de

parvenir à connaître les performances exactes de ces nouvelles commandes et d'en faire le choix [6].

Contributions

Dans le présent travail, l'objectif principal est la maximisation et l'optimisation de puissance des systèmes photovoltaïques. Une étude théorique du comportement sous plusieurs conditions météorologiques a été faite par simulation, en utilisant différents algorithmes de control permettant d'atteindre le maximum de puissance à chaque instant. Au cours de l'étude expérimentale, ces algorithmes ont été implémentés en temps réel afin de justifier le choix porté sur l'une des techniques de maximisation de puissance.

Etant donné que le control de puissance maximale n'est pas souvent évident, et afin d'assurer un fonctionnement optimal. L'étude proposée inclut un générateur photovoltaïque, un système de stockage et un organe de gestion d'énergie, qui assure un fonctionnement optimal. Nous proposons alors l'application d'une gestion d'énergie intelligente conçue pour gérer toute variation de conditions climatiques et de charge mais aussi d'assurer la protection du système de stockage. Une autre application a fait l'objet d'une suite aux travaux précédents, celle-ci prend en compte le cas où il y aurait un surplus d'énergie dans le but d'éviter d'éventuelles pertes d'énergie.

La réalisation du circuit de gestion a été faite à moindre coût en utilisant des composants électroniques simples et disponibles. Les tests effectués en temps réel prouvent l'efficacité et la fiabilité de la réalisation en termes de temps de réponse et de rapidité d'exécution.

Organisation du manuscrit

Afin d'atteindre les objectifs visés par cette thèse, elle a été organisée en quatre chapitres :

Le premier chapitre comporte des généralités sur les systèmes photovoltaïques, en allant des définitions, aux différentes structures des chaînes de conversion photovoltaïque usuellement utilisées.

Dans le second chapitre, une synthèse des différentes techniques de maximisation de puissances MPPT sera faite, leurs évaluation en simulation et leurs implémentation en temps réel tout en mettant l'accent sur les différents contraintes de chacune d'entre elles.

Le troisième chapitre, résume le dimensionnement et la gestion de puissance, élaborée pour les deux différentes applications.

Enfin, sur le quatrième chapitre, la réalisation du circuit de gestion ainsi que les résultats d'implémentation de la gestion appliquée à ce système sont présentés.

Une conclusion viendra résumer la thèse et mettre en avant les résultats de nos contributions, et les perspectives de recherche.

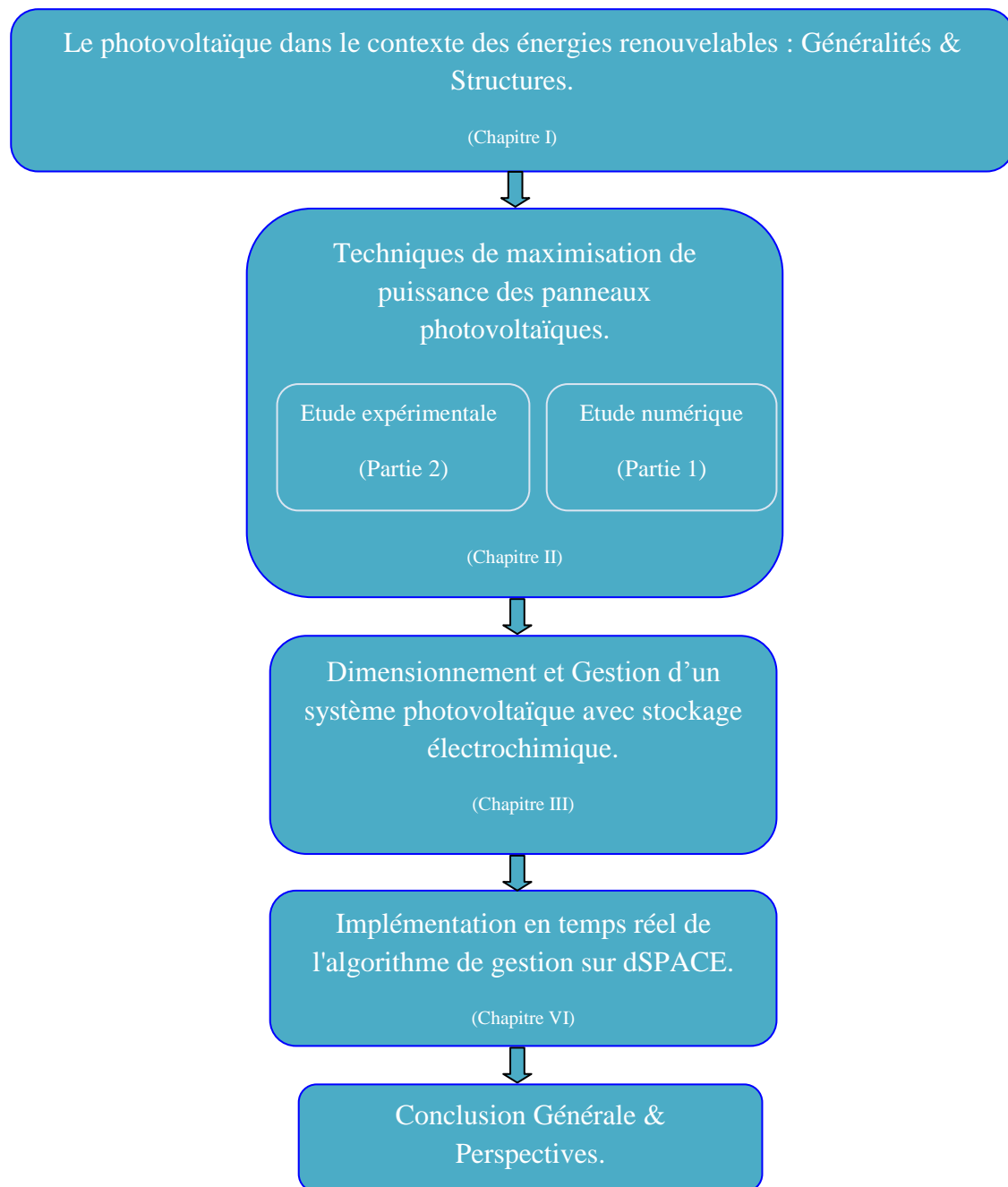


Figure I.0: Schéma de l'organisation des chapitres du manuscrit de la thèse.

Chapitre I

Le photovoltaïque dans le contexte de énergies renouvelables : Généralités et Structures.

I.1. Introduction

Les préoccupations actuelles, concernant le réchauffement climatique et l'épuisement des ressources fossiles, ont nécessité une mutation basée sur des énergies durables. Des énergies propres, inépuisables et disponibles; elles seront donc capables de couvrir nos besoins énergétiques à long terme. L'énergie renouvelable est aujourd'hui le secteur du marché énergétique mondial.

Etant une alternative économique et écologique, les énergies renouvelables représentent un enjeu important pour de nombreux pays. Dans ce contexte, l'Algérie dispose d'un potentiel solaire qui offre un avantage et une grande opportunité pour le développement économique du pays. Ainsi, le domaine du photovoltaïque s'inscrit dans de nombreux projets de recherche.

Les enjeux et les besoins qui ont motivés l'étude seront soulignés sur ce chapitre, il sera consacré à la présentation générale des systèmes photovoltaïques, les différentes structures ainsi que leurs principes de fonctionnement.

I.2. Production mondiale en énergie renouvelable

L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) prévoit que la production d'électricité à partir de sources renouvelable dépassera le gaz naturel et représentera deux fois la contribution de l'énergie nucléaire à l'échelle mondiale [2].

Selon un des rapports annuels de l'AIE [2] sur le marché des énergies renouvelables, la production d'énergie renouvelable augmentera au cours des prochaines années malgré des conditions économiques difficiles.

L'énergie renouvelable connaît, une forte croissance et représentera 25% de la production mondiale d'énergie d'ici 2018, contre 20% en 2011. En outre, la production d'électricité renouvelable devrait atteindre 6 850 térawatt heures (TWh) et la capacité renouvelable totale installée devrait atteindre 2 350 gigawatts (GW), tous deux d'ici 2018 [2].

L'énergie renouvelable non hydroélectrique passera de 4% de la production brute en 2011 à 8% en 2018. L'AIE cite deux facteurs principaux pour leur incroyable perspective: accélérer les investissements et le déploiement, et augmenter les coûts de compétitivité par rapport aux combustibles fossiles [2].

I.2.1. Chute des coûts de l'énergie solaire, contre une augmentation de la capacité

Résoudre les problèmes de pauvreté énergétique sans émissions nocives est la clé de la croissance des énergies renouvelables, mais la plus grande raison pour les perspectives de l'AIE est la baisse des coûts. Le rapport constate que les énergies renouvelables sont désormais compétitives par rapport aux combustibles fossiles dans de nombreux pays et dans un large éventail de circonstances.

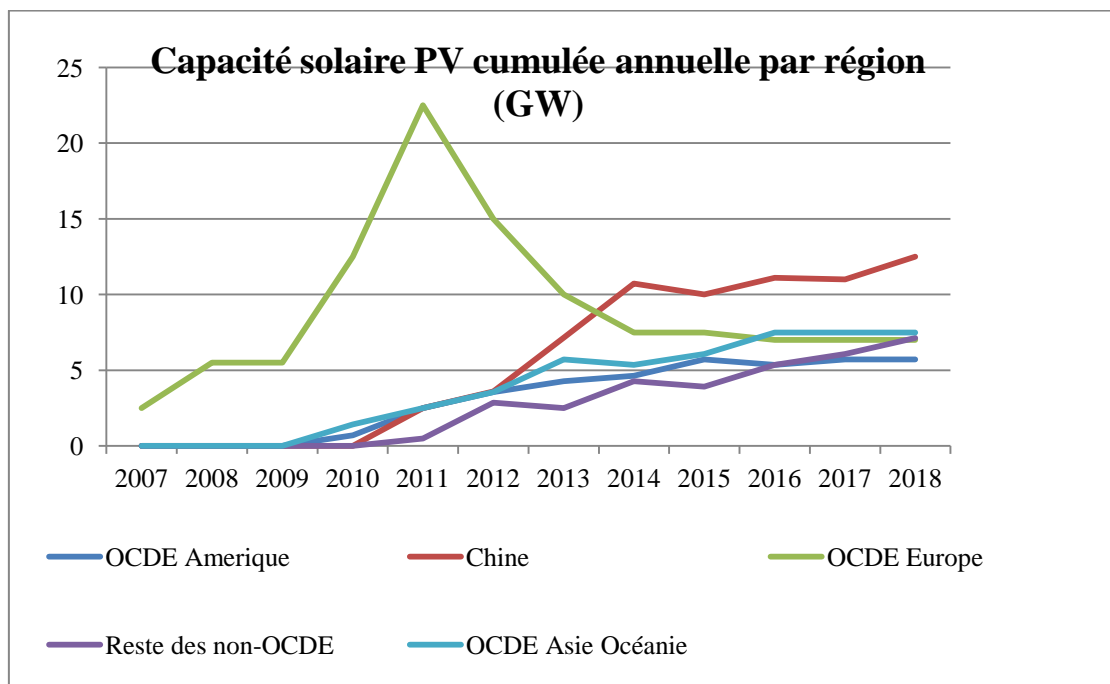


Figure I.1 : Capacité solaire PV cumulée annuelle par région [2].

L'AIE note que l'énergie solaire est compétitive sur les marchés à des prix élevés contre une augmentation de leur capacité.

I.2.2. Energie photovoltaïque en Algérie

La stratégie de développement des énergies renouvelables en Algérie s'est axée en majeure partie sur le solaire photovoltaïque. Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire. Selon une étude faite par le centre de développement des énergies renouvelable (CDER), l'Algérie dispose d'une grande concentration de potentiel solaire [7]. Autrement dit, le pays dispose d'un des gisements solaires les plus importants au monde estimé à plus de 5 milliards de GWh. Le potentiel solaire est compris entre 1 700 et 2 650 kWh/m²/an suivant la localisation, pour un ensoleillement annuel de plus de 3 500 h.

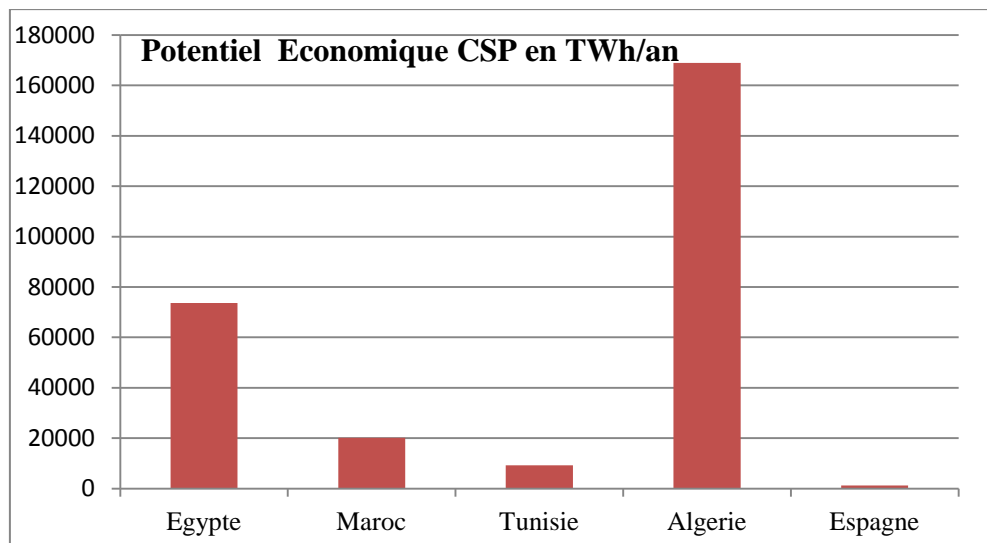


Figure I.2 : Potentiel économique des pays les plus actifs en puissance de concentration solaire (CSP) dans la région MENA [10].

De nombreux projets, ont été lancés dans le domaine du solaire. La construction de quatorze centrales électriques photovoltaïques ; d'une capacité installée de 268 MW ont été mises en service en 2015, dans les Hauts Plateaux et le sud du pays. [8]

Les centrales solaires sont implantées dans plusieurs wilayas du pays, notamment à Bechar, El Oued, Ouargla, Biskra, Djelfa et M'sila.

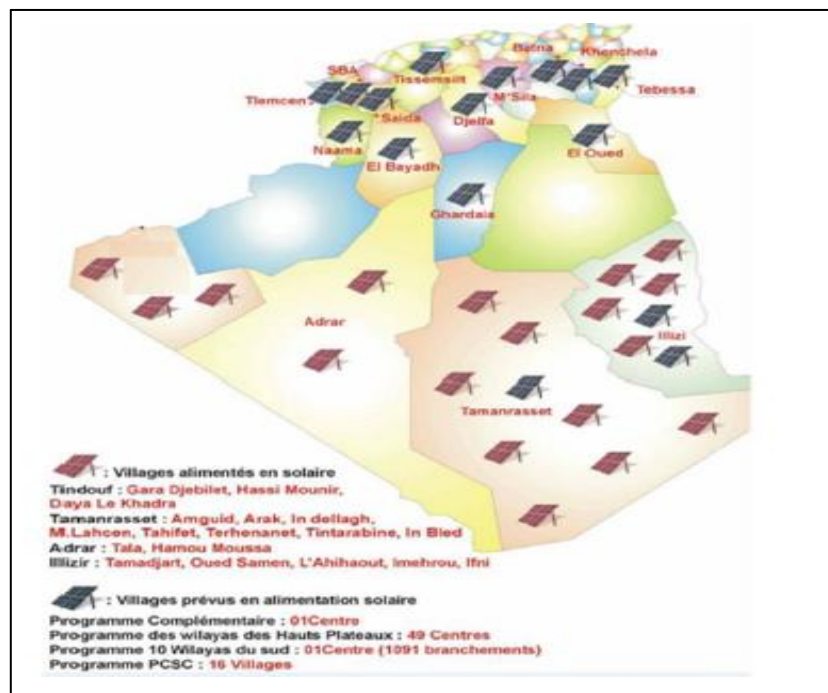


Figure I.3 : Principaux projets réalisés/ et en cours de réalisation en installation photovoltaïque [10].

D'autre part, concernant la partie industrielle du projet, il est prévu la construction d'une ou de plusieurs usines d'équipement et de composants pour la fabrication de modules photovoltaïques et le montage des panneaux solaires à la Zone Industrielle de Rouiba d'une Capacité de 41 800 modules photovoltaïques par an soit 200 MW/an [10].



Figure I.4 : Usine de fabrication et de construction Rouiba Eclairage. [10]

I.2.3. Projets nationaux liés au photovoltaïque

L'Algérie s'est lancée dans des projets d'installation photovoltaïque très ambitieux, notamment l'aérogare d'Oran. Ce projet en cours de réalisation par l'entreprise SoliWind, société algérienne basée à Alger, consiste en une centrale photovoltaïque à installer sur la toiture de la nouvelle aérogare. Dans le cadre d'un contrat EPC (Engineering, Procurement and Construction), Soliwind a fourni les études de conception et de réalisation en mettant en œuvre l'installation de 5 362 panneaux photovoltaïques. Les travaux qui mobiliseront une vingtaine de collaborateurs en période de pointe, ont démarré en septembre 2017 pour une livraison à la fin de l'année. L'Algérie souhaite ainsi avec le nouvel Aéroport International d'Oran, être à la pointe des nouvelles technologies de production d'énergies renouvelables. Le futur Aéroport International d'Oran « Ahmed BEN BELLA » se dotera d'une centrale photovoltaïque unique au monde, de part sa position sur toiture et sa puissance de production.

[11]



Figure I.5 : Centrale photovoltaïque à l'Aérogare d'Oran.

Aussi, la société Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM), suit la réalisation de nombreux projets au niveau national tels que montrés sur les images suivantes :

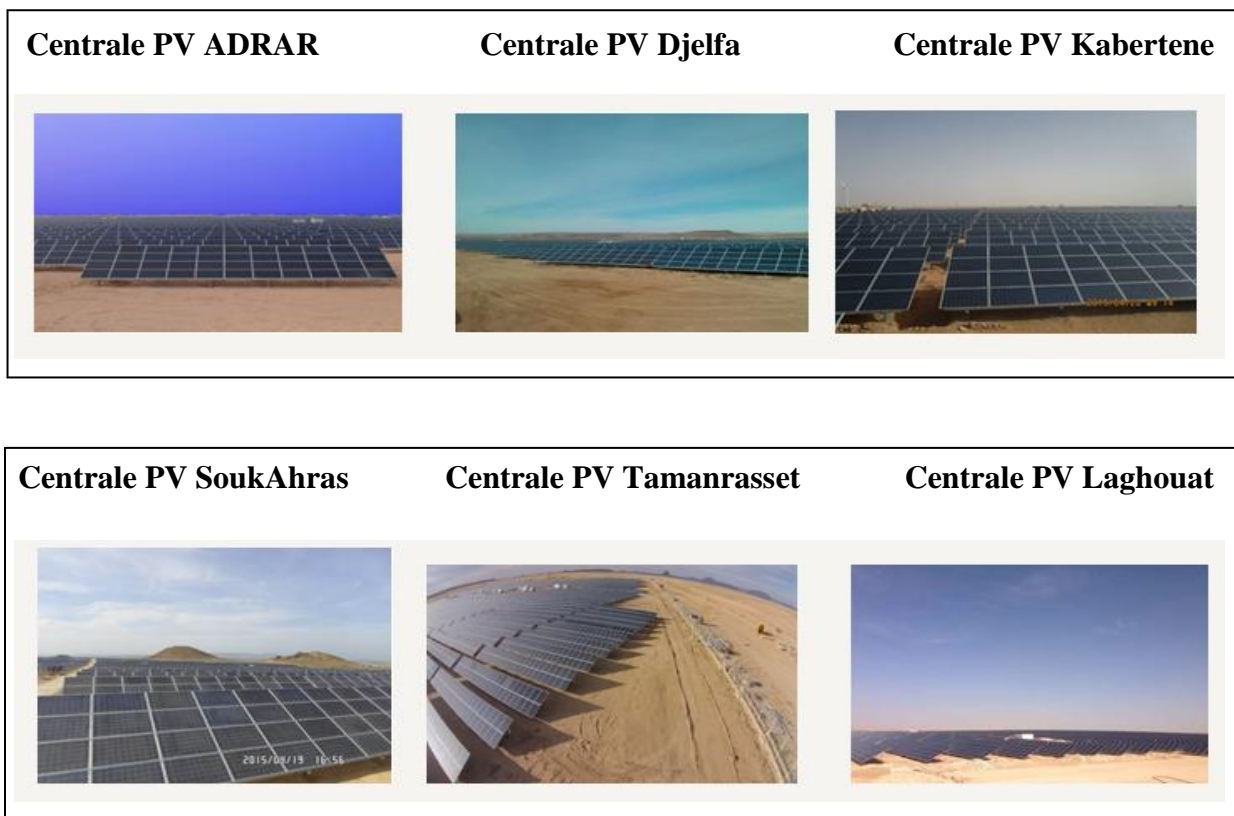


Figure I.6 : Projets de la SKTM [12].

Il faut ajouter également, que la réussite de ces premiers projets, a été le fruit d'une synergie, instaurée entre la société Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM) appuyée par le Ministère de l'Energie et la maison mère Sonelgaz, représentant le monde

industriel, et le monde de la recherche et du développement, représenté par les universités et les centres de recherche, moyennant la signature de plusieurs conventions de coopération scientifique et technologique, couronnées par des visites scientifiques d'étudiants et de chercheurs dans les ouvrages de SKTM, permettant ainsi de passer à une autre dimension de la recherche dans le domaine des énergies renouvelables [12].

I.3. Conversion photovoltaïque

I.3.1. Principe de conversion photovoltaïque

Aujourd'hui, la conversion photovoltaïque largement répandue peut être simplement définie comme l'énergie récupérée et transformée directement en électricité à partir de la lumière du soleil par des panneaux photovoltaïques. Elle résulte de la conversion directe dans un semi-conducteur. Ces dispositifs se présentent sous forme de cellules ou de modules [13-14]. La cellule photovoltaïque est généralement composée de silicium, un matériau semi conducteur, dont l'atome compte quatre électrons sur sa dernière couche dite : couche de valence. Pour parvenir à un état stable, les atomes de silicium vont se relier par des liaisons covalentes, dans ce cas là chaque atome à gagner quatre électrons pour aboutir à un total de huit électrons sur la dernière couche. Les atomes étrangers sont introduits dans le réseau cristallin pour atteindre un état instable.

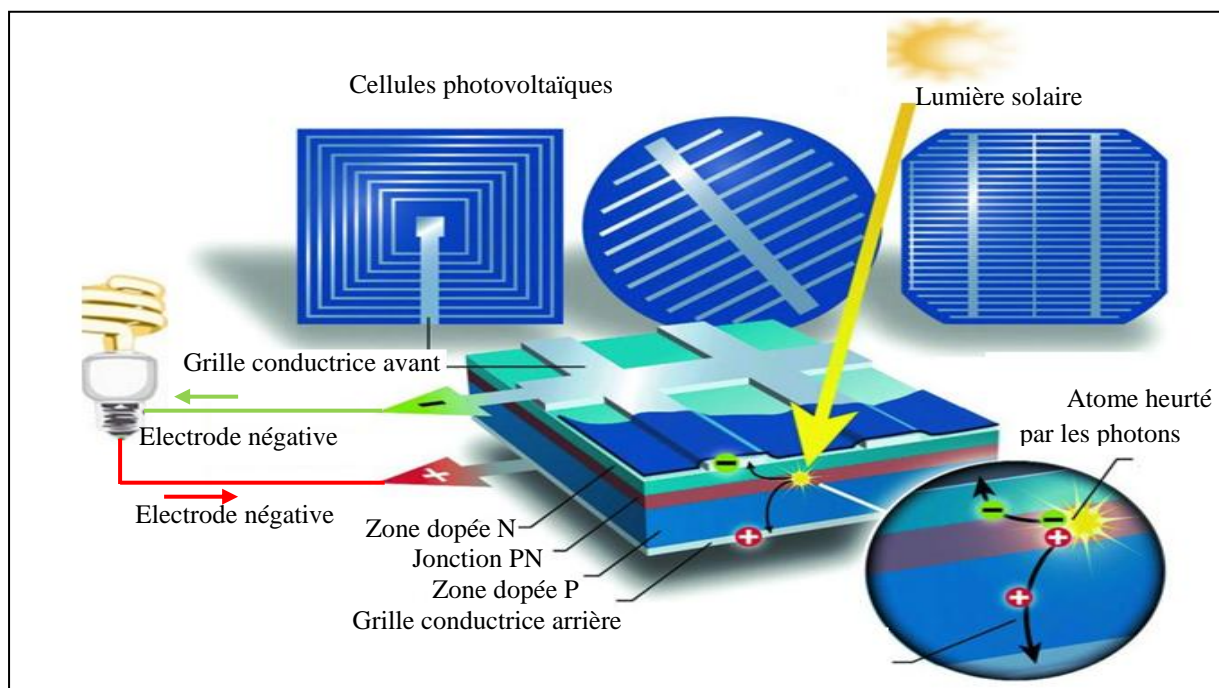


Figure 1.7 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [12].

La cellule photovoltaïque est composée de deux couches placées en contact étroit l'une avec l'autre, une couche présentant un déficit d'électrons qui sera dopée positivement P, et l'autre couche présentera un excès d'électrons elle sera dopée négativement N, une jonction PN est alors créée. A l'interface de ces deux couches, les électrons et les trous se combineront pour donner naissance à un champ électrique. Ce champ électrique empêche le déplacement des électrons libres et des trous. Dès que les rayons du soleil atteignent les couches, les photons se convertissent lors de leur passage par les couches en paires électrons-trous. Si la conversion se réalise dans le champ électrique, les électrons se déplaceront vers la région négative en revanche les trous vers la région positive. Ces diffusions provoquent un déséquilibre, les électrons et les trous veulent alors rétablir l'équilibre mais c'est le champ électrique qui fait obstacle aux combinaisons des électrons et des trous. Pour produire de l'électricité il faut alors créer une liaison entre les doigts de contact de la couche supérieure et le contact de la couche inférieure, les électrons doivent passer par le circuit extérieur pour se combiner avec les trous ce qui engendre un courant.

I.4. Technologies des cellules solaires

Une cellule est un élément fragile, dont la puissance est beaucoup trop faible pour la plupart des applications. En conséquence, l'élément de base commercialisé est un ensemble de cellules qui sont montées en série et en parallèle (figure I.8) pour donner des tensions compatibles avec les utilisations envisagées. Ces cellules sont encapsulées dans un matériau adéquat (verre, résine...) qui les protège contre les agressions dues à l'environnement.

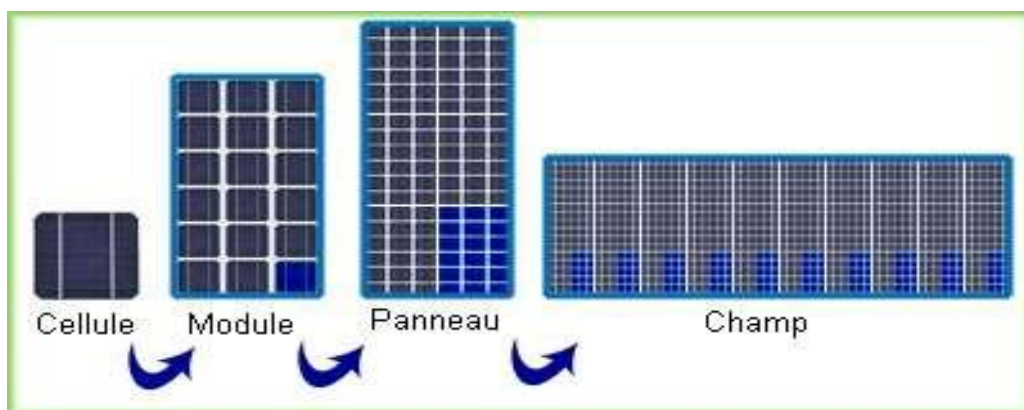


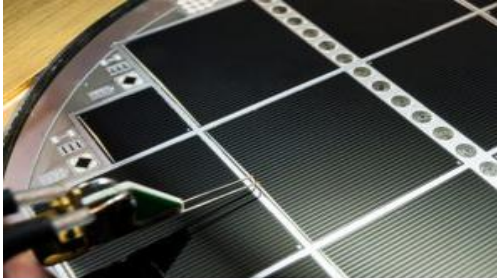
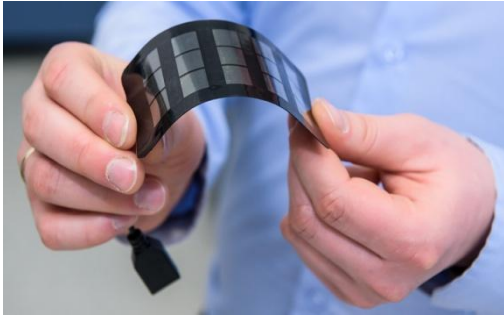


Figure I.8 : Association de cellules photovoltaïques.

Différentes technologies utilisées pour la fabrication de ces cellules photovoltaïques sont résumées sur le tableau suivant :

Tableau I.1
Différentes technologies de cellules photovoltaïques.

Technologie des cellules solaires	Caractéristiques et rendement
<p>Technologie « Flat plate ».</p> 	<p>Composées d'un agencement de cellules solaires ou de matériaux montés sur une surface plane rigide avec des cellules exposées librement à la lumière solaire entrante. En 2016, le marché du photovoltaïque est dominé par les panneaux de silicium, qui représentent 93% de la capacité installée. Les autres 7% sont des panneaux à couches minces [15, 16].</p>
<p>Technologies à couches minces.</p> 	<p>Les technologies des couches minces ne sont pas basées sur un assemblage de plaquettes mais sur des techniques de dépôt et de revêtement. Ils sont représentés par trois types de matériaux actifs: le CdTe, avec un record mondial de 21,5% d'efficacité par « First Solar », le Cu (In, Ga) Se₂, avec un record mondial de 22,6% par Solar Frontier et le silicium amorphe (Si) avec un record de 13,6% d'efficacité [16, 17, 18, 19, 20].</p>

<p>Cellules solaires III-V</p> 	<p>Les cellules solaires III-V sont les cellules solaires les plus efficaces mais aussi les plus chères, avec des processus de fabrication complexes. Les cellules solaires GaAs les plus connues ont une bande interdite théorique de 1,42 eV qui permet aux cellules solaires GaAs d'atteindre un rendement théorique maximal d'environ 30%, basé sur la limite de Shockley-Queisser [21]. Expérimentalement, un rendement de 28,8% a été atteint [16], ce qui constitue le record mondial d'une seule jonction p-n.</p>
<p>Cellules solaires organiques et perovskite</p> 	<p>Les cellules solaires organiques ont été étudiées depuis les années 1990 avec le développement des cellules solaires sensibilisées aux colorants qui ont atteint un record de 11,9% par Sharp [16]. En 2013, sur la base de cette technologie, un système hybride organique / inorganique a été développé pour les cellules solaires pérovskites. En seulement trois ans, leur efficacité est passée de 13% à plus de 20% [16].</p>

I.5. Application d'un système photovoltaïque

Les systèmes photovoltaïques sont classés en fonction de trois types :

- Systèmes photovoltaïques autonomes;
- Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau;
- Systèmes photovoltaïques hybrides.

Le type choisi dépend du besoin, de l'emplacement ainsi que du budget de l'utilisateur.

I.5.1. Systèmes photovoltaïques autonomes

L'énergie photovoltaïque répond parfaitement aux besoins des sites isolés et dont le raccordement au réseau électrique est trop onéreux [22]. Cette énergie est souvent conçue dans des systèmes autonome avec ou sans stockage.

I.5.1.1. Systèmes autonomes sans stockage

Dans cette configuration, la charge alimentée ne fonctionnera qu'en présence d'un ensoleillement suffisant. Cela est intéressant pour toutes applications ne nécessitant pas le besoin de fonctionner dans l'obscurité, et pour lesquelles le besoin en énergie coïncide avec la présence de l'éclairage solaire.

Pendant, il faut bien dimensionner le générateur photovoltaïque (GPV) de sorte qu'il ait assez de puissance pour alimenter la charge aux faibles ensoleillements [23].

I.5.1.2. Systèmes photovoltaïques avec stockage

Pour des applications d'un système PV autonome avec stockage, la présence d'un système de stockage est obligatoire pour assurer l'alimentation à chaque instant et pendant plusieurs jours en cas d'absence potentielle de la production d'électricité. Pour la chaîne électrique plusieurs configurations de conversion sont possibles pour garantir l'autonomie souhaitée en fonction des contraintes de l'habitat.

Ainsi les charges appliquées seront soit alternatives (actuellement le plus utilisé dans les installations) soit continues impliquant la présence de convertisseurs soit continu/alternatif ou continu/continu.

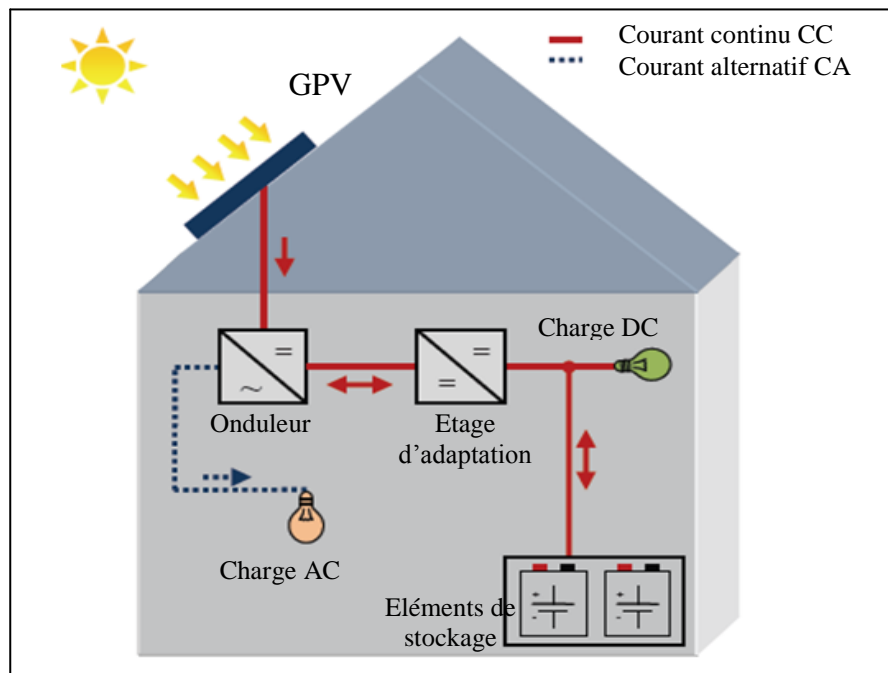


Figure I.9 : Exemple d'une structure d'un système PV isolé et autonome avec stockage.

I.5.2. Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau

Récemment, l'intégration d'élément photovoltaïque dans les structures de bâtiment a de nombreux atouts. En étant connecté au réseau, ces systèmes permettent d'éviter des problèmes de stockage et de transport de l'électricité. L'excès de production après transformation en alternatif à l'aide d'un onduleur, est injecté au réseau. En période de non production (la nuit), l'électricité est prélevée du réseau. Le compteur tourne alors dans les deux sens.

La production d'énergie de ces systèmes dépend de divers facteurs. Parmi ceux-ci, nous distinguons les points ci-dessous:

- Les composants du système PV ;
- Le dimensionnement de divers composants de l'installation ;
- L'emplacement géographique du système PV ;
- Les défauts qui se produisent pendant son fonctionnement.

La nécessité de caractériser les réseaux PVs et les onduleurs est alors devenu un aspect de plus en plus important [24]. L'interconnexion entre le réseau et les systèmes PVs est accomplie à travers un onduleur, qui convertit l'énergie à courant continu générée par le générateur PV à un courant alternatif. En raison de la nature variable des conditions de

fonctionnement dans les systèmes PVs, la caractérisation complète de ces éléments est assez difficile.

Avec la prolifération de la production et des technologies améliorées, le système nécessite d'être standardisé, assurant ainsi, les problèmes de sécurité et de qualité dans la fabrication, l'application et l'utilisation. Les normes serviront à renforcer la confiance des consommateurs, à réduire les coûts et améliorer davantage le développement du PV.

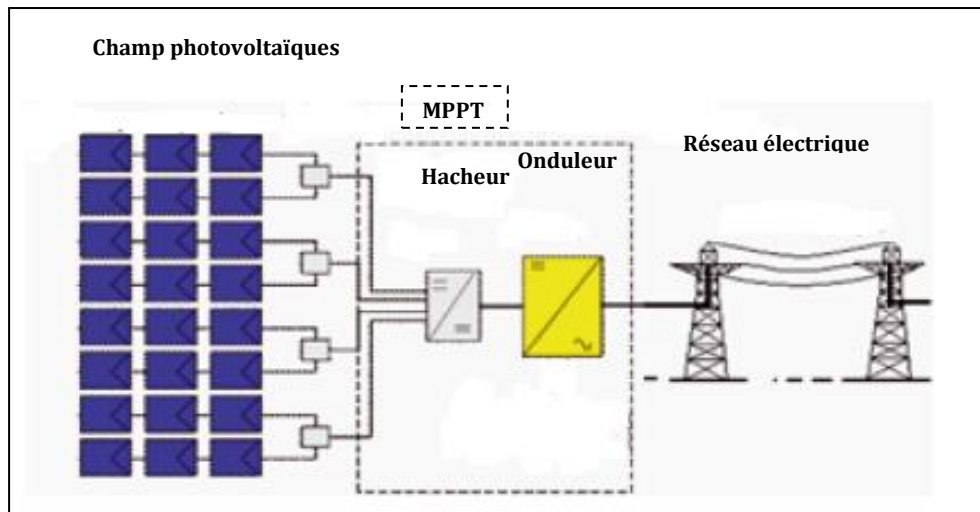


Figure I.10 : Système photovoltaïque connecté au réseau électrique.

I.5.3. Système photovoltaïques hybrides

Les systèmes photovoltaïques hybrides intègrent un autre générateur comme une éolienne, un groupe électrogène, ou un système hydroélectrique. [25] En général, un système de batteries stocke l'énergie et permet ainsi de ne pas perdre l'énergie des autres sources.

La difficulté de ce type de système est d'équilibrer les différentes sources d'énergie de façon à toutes les optimiser.

Aujourd'hui des systèmes à grande échelle intègrent une gestion des systèmes photovoltaïques, on parle souvent de "smart-grid" c'est à dire des réseaux au sein desquels une régulation intelligente et coordonnée assure l'optimisation du flux d'énergie des différentes sources d'énergie.

I.6. Eléments constituant une chaîne de conversion photovoltaïque avec stockage

Les principaux éléments qui constituent un système photovoltaïque sont notamment des composants d'électronique de puissance ou appelé l'électronique de conversion d'énergie qui est à l'origine de beaucoup d'applications.

Des éléments de stockage sont souvent présents, permettant de stocker le surplus d'énergie solaire. Il existe différentes types d'accumulateurs ou appelé aussi batterie. Ainsi, l'élément qui permet de contrôler l'énergie produite par différents générateurs et l'énergie stocker dans les batteries est un dispositif de gestion d'énergie qui assure un fonctionnement optimale.

I.6.1. Convertisseurs statiques

Afin de tenir compte des différentes applications d'un système PV et des changements de conditions de fonctionnement du GPV, et dans le souci d'optimiser son rendement, la présence d'un étage d'adaptation est nécessaire. Cet étage d'adaptation, qui n'est autre qu'un convertisseur de puissance (continu- continu CC/CC ou continu-alternatif CC/CA) permet, entre autres, de maximiser le rendement du générateur en mettant en place des algorithmes de recherche du PPM, d'adapter la puissance en fonction du besoin, d'améliorer la qualité d'énergie, etc. En effet, si la connexion entre le générateur PV et la charge est faite directement, alors le point de fonctionnement ne pourra pas être modifié.

Un convertisseur statique est un élément qui permet d'adapter la source d'énergie électrique à un récepteur donné en la convertissant. Avec l'apparition des semi-conducteurs et de l'électronique de puissance, les systèmes de conversion deviennent de plus en plus élaborés. L'étude et la conception de ces dispositifs est souvent appelée **électronique de puissance**. On distingue généralement quatre grandes fonctions de convertisseurs dans l'électronique de puissance. Dans les systèmes photovoltaïques, on utilise généralement le convertisseur CC-CC (Hacheur) et le convertisseur CC-CA (Onduleur). [26]

I.6.1.1. Convertisseur CC/CC (Hacheur)

Un convertisseur CC/CC est ajouté entre le GPV et la charge dans le but d'optimiser les niveaux des tensions et/ou des courants entre les deux éléments. Suivant les niveaux de tensions, la structure du convertisseur sera différente (convertisseur abaisseur « Buck », élévateur « Boost », ...) [26]. A ce convertisseur est associée une loi de commande lui permettant d'extraire la puissance maximale du GPV à tout instant. Nommée MPPT pour « Maximum Power Point Tracking », elle effectue en permanence une recherche du PPM (point de puissance maximale) en modifiant l'impédance d'entrée du convertisseur.

Différentes topologies d'étage d'adaptation ont été rapportées dans la littérature [27]. Les architectures de convertisseurs les plus utilisés pour les générateurs photovoltaïques sont

illustrées sur la figure I. 11. Les types de convertisseurs sont choisis en adéquation avec le fonctionnement du système et selon les objectifs que nous souhaitons atteindre.

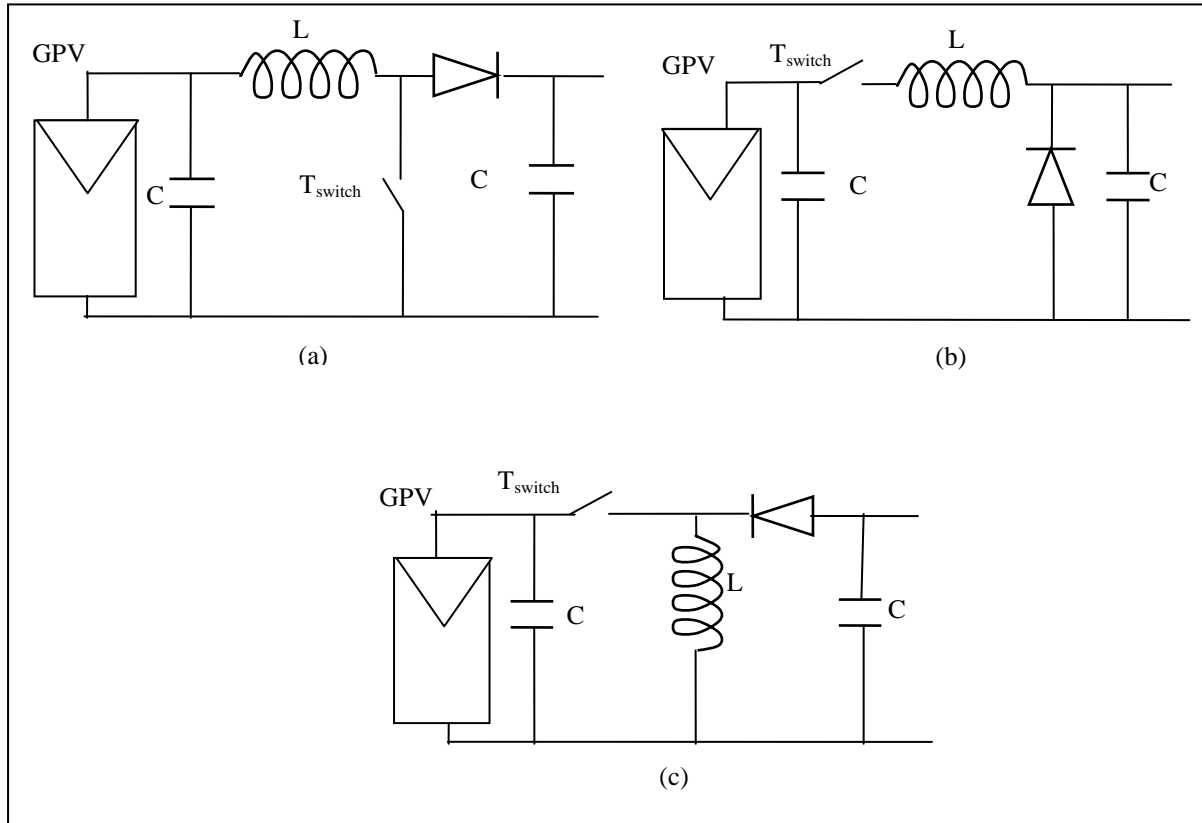


Figure I.11 : Etage d'adaptation : (a) hacheur élévateur, (b) hacheur abaisseur, (c) hacheur inverseur.

Ces différentes architectures représentent en réalité les différentes topologies d'un hacheur (convertisseur CC/CC). Le choix d'une topologie à utiliser dépendra de la tension choisie pour le bus. Selon la tension du générateur PV soit au-dessus ; au-dessous ou aux alentours de la tension du bus, il faudra utiliser respectivement, le hacheur élévateur (boost (a)), l'abaisseur (buck (b)) ou l'inverseur (buck-boost (c)).

I.6.1.2. Convertisseur DC/AC (Onduleur)

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant continu, produit par le générateur solaire, en courant alternatif monophasé ou triphasé. Un onduleur est habituellement conçu pour fonctionner sur une plage assez réduite. Il est très efficace pour des caractéristiques d'entrées et de sortie fixe. Son coût assez élevé et la nature variable de

l'ensoleillement et du couple résistant des pompes en général ont longtemps exclu l'emploi des moteurs à courant alternatif pour le pompage solaire [27].

I.6.2. Extraction de la puissance maximale d'un GPV

Vu l'importance de la maximisation de la puissance des générateurs PV, la littérature propose plusieurs travaux de recherche qui s'intéressent à l'amélioration des algorithmes de maximisation de puissance des GPVs [28-35]. Cette problématique a, notamment fait l'objet de la seconde partie de cette thèse.

L'introduction des convertisseurs statiques dans les systèmes photovoltaïques, permet d'intégrer une commande de poursuite du point de puissance maximale MPPT ce qui est essentiel dans tous les systèmes photovoltaïques pour adapter la charge aux modules photovoltaïques et assurer une meilleure extraction d'énergie quelles que soient les variations des conditions météorologiques.

La commande MPPT fait varier le rapport cyclique du convertisseur statique de telle sorte que la puissance fournie par le GPV, soit la maximale disponible à ses bornes. L'algorithme MPPT peut être plus ou moins compliqué pour rechercher le point de puissance maximale PPM, mais en général il est basé sur la variation du rapport cyclique du convertisseur statique jusqu'à le placer au PPM en fonction des évolutions des paramètres d'entrée du convertisseur statique.

I.6.3. Eléments de stockages

Pour résoudre les difficultés qu'occasionnent les intermittences de la production ou de la consommation, les structures photovoltaïques utilisent systématiquement le stockage d'énergie. Semblablement au cas d'installations photovoltaïques individuelles, le stockage est indispensable à l'échelle d'une journée pour pallier aux fluctuations quotidiennes. Sachant que l'énergie PV, est la forme d'énergie qui présente le caractère intermittent le plus marqué, avec à la fois des variations déterministes journalières et saisonnières liées au soleil et des variations aléatoires liées à la couverture nuageuse [36], pouvant induire des variations quasi-instantanées de production de 80% de la valeur maximale.

Le tableau I.2 présente les principaux procédés utilisés pour stocker de l'énergie photovoltaïque, avec les éléments relatifs aux aspects évoqués. Parmi ces techniques, on trouve le stockage thermique sous forme de chaleur, le stockage électrique à travers les condensateurs conventionnels, ou encore le stockage électrochimique à partir de batteries, de

super condensateurs et de piles à combustibles [37-38]. (Pour la pile à combustible, on peut effectivement parler de stockage si on utilise l'hydrogène produit par électrolyse pendant les périodes d'excès de production).

Tableau I.2
Moyens de stockage d'énergie [36].

Moyen de stockage	Densité énergétique (Wh/kg)	Durée du stockage	Rendement (%)	Inconvénients	Avantages
Electrochimie <i>(Plomb-acide)</i>	25 à 45	Quelques jours	60 à 98	Durée de vie	Facilité de mise en œuvre.
Electrique <i>(Super-condensateur)</i>	0.1 à 5	Quelques heures	80 à 100	Faible durée de stockage-coût	Densité de puissance élevée
Thermique <i>(Chaleur latente)</i>	5 à 50 Wh/L	Quelques heures	90	Lourd à mettre en œuvre séparément	Mise en œuvre naturelle pour une unité de production thermique
Hydraulique	0.1 à 1 Wh/L	Quelques mois	60 à 80	Gros investissement. Impact environnemental. . Risque	Faible coût pour un stockage de masse

Les batteries plomb acide souvent intégrées dans les systèmes PV pour les nombreux avantages qu'elles présentent, elles permettent le stockage de l'énergie solaire pour les systèmes isolés, et restitue la nuit où les journées nuageuses cette électricité accumulée durant le temps ensoleillé.

Le principe de fonctionnement d'un générateur électrochimique est essentiellement basé sur la conversion de l'énergie chimique en énergie électrique. Toute réaction chimique d'oxydoréduction, pourvu qu'elle soit spontanée, c'est-à-dire accompagnée d'une diminution d'énergie libre, est en effet susceptible de donner naissance à un courant électrique lorsqu'elle a lieu dans des conditions appropriées. Il existe différents types de batteries, on peut citer [36]:

- La batterie plomb acide;
- La batterie nickel cadmium;
- La batterie sodium chlorure de nickel;
- La batterie lithium-ion;
- La batterie zinc air.

I.6.4. Gestion de puissance

Dans un schéma classique d'un système de production, le problème du caractère aléatoire de la consommation pose déjà le problème de la gestion optimale des unités de production. Avec les systèmes photovoltaïques, c'est la ressource qui devient elle-même fortement aléatoire. Une installation photovoltaïque autonome souligne la nécessité de préciser un cahier des charges réaliste pour le système de stockage, selon les conditions de fonctionnement, en particulier :

- Le besoin journalier de consommation (puissance maximale demandée);
- La capacité de stockage ;
- La durée du stockage ;
- Le coût.

Dans un système PV, il est alors primordial de gérer de façon optimale le flux d'énergie entre les différents éléments. Un module de supervision a pour rôle de contrôler les échanges d'énergie entre les différents éléments du système mais aussi de réguler le processus de charge/décharge du stockage. Le choix est guidé par un cahier de charge qui tient compte de la consommation d'énergie, la fiabilité et de l'intégration de gestion de puissance [39].

I.7. Conclusion

Le choix d'utilisation d'une source photovoltaïque est justifié par ses nombreux avantages et par le fait que celle-ci est une source qui ne présente aucun danger pour l'environnement. Néanmoins elle nécessite d'être munie d'une technique de maximisation de puissance MPPT pour répondre aux exigences d'un fonctionnement optimal.

La modélisation et la simulation des différents éléments du système de conversion photovoltaïque proposé seront étudiées au chapitre suivant. Les techniques de maximisation de puissance seront appliquées en utilisant le logiciel Matlab/Simulink puis validées expérimentalement en utilisant la carte dSPACE.

Chapitre II

*Techniques de maximisation de puissance des
panneaux photovoltaïques : Simulation et
Implémentation.*

II.1. Introduction

Les inconvénients majeurs liés aux sources d'énergie renouvelables sont l'intermittence et l'incertitude sur la production énergétique. Afin d'améliorer le rendement des systèmes photovoltaïques et de satisfaire les consommateurs en terme de qualité d'énergie, il est nécessaire d'intégrer un étage d'adaptation. Cet étage d'adaptation est souvent muni d'une commande qui permet de maximiser la puissance du générateur photovoltaïque (GPV), afin d'assurer l'adaptation aux variations des conditions climatiques.

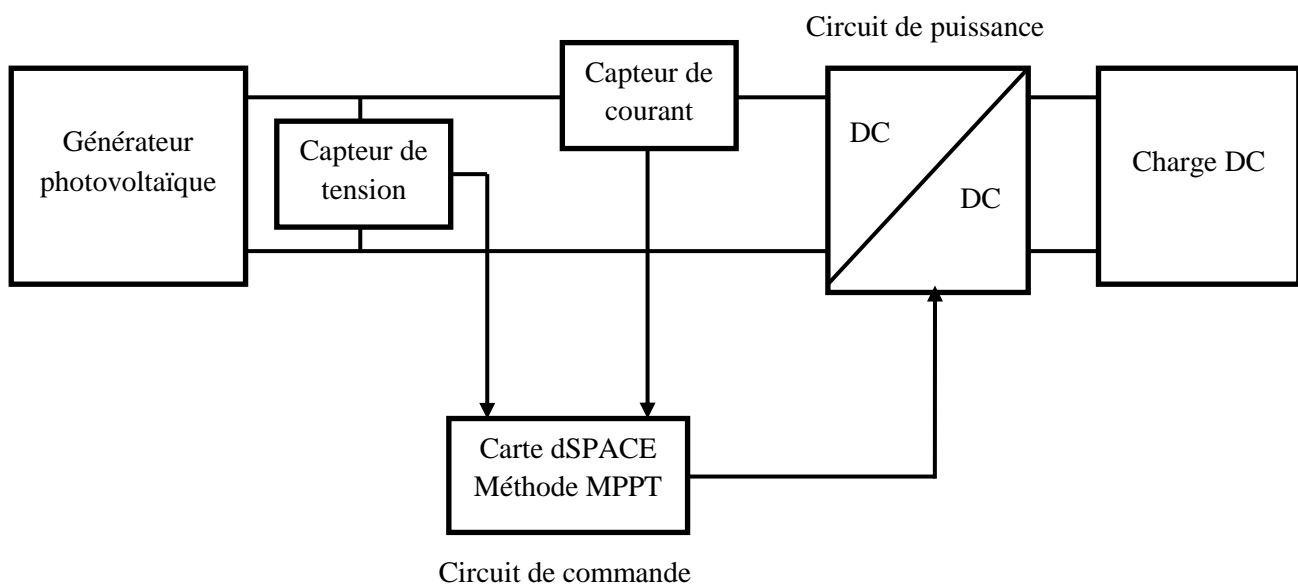


Figure II.1 : Schéma synoptique du système étudié.

Ce chapitre est consacré, à la modélisation, la simulation des commandes de poursuite du point de puissance maximal (MPPT) et leur implémentations en temps réel (figure II.1). Les commandes utilisées seront présentées et évaluées sur carte dSPACE 1104 dans le but d'assurer un fonctionnement optimal.

II.2. Caractéristique électrique d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque PV un composant électrique qui, exposé à la lumière, produit un courant électrique continu sous l'effet de photons lumineux, l'effet photovoltaïque est alors à l'origine de ce phénomène. Le courant produit est défini par une courbe dont les caractéristiques sont fortement liées à l'intensité de la lumière. La tension aux bornes d'une cellule quant à elle, dépend de l'intensité du courant produit.

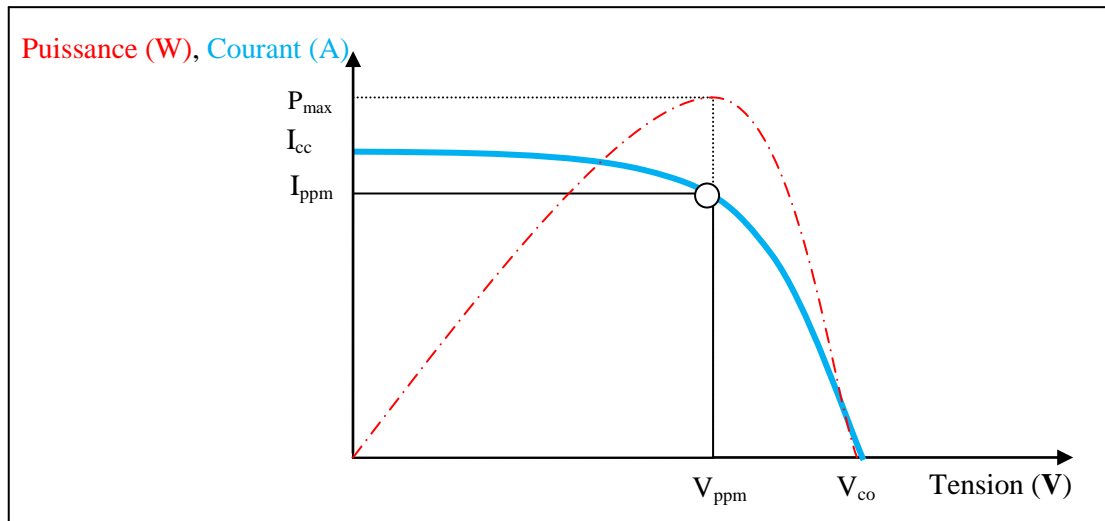


Figure II.2 : Caractéristique $I_{pv}=f(V_{pv})$ d'une cellule photovoltaïque.

Cette caractéristique est définie principalement par un courant de court circuit I_{cc} et une tension de circuit ouvert V_{co} [14]. La figure II.2 présente la caractéristique courant en fonction de la tension $I=f(V)$ d'un générateur photovoltaïque qui est la résultante du nombre de cellules mises en association. Néanmoins, cette caractéristique est très influencée par les conditions météorologiques comme l'ensoleillement, la température, l'ombrage, etc. En effet, la caractéristique $I=f(V)$ est non linéaire comme le montre la courbe bleue de la figure II.2. Quant à sa caractéristique puissance générée P en fonction de sa tension $P=f(V)$ (courbe rouge de la figure II.2), elle met en évidence le point pour lequel la puissance du générateur est maximale P_{max} . Ce point est nommé point de puissance maximale PPM associé à un courant I_{ppm} et à une tension V_{ppm} .

II.2.1. Association de cellules photovoltaïques

Lors d'une association série, les cellules n_s sont traversées par un même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par l'addition des tensions $n_s * V_{co}$, à courant donné.

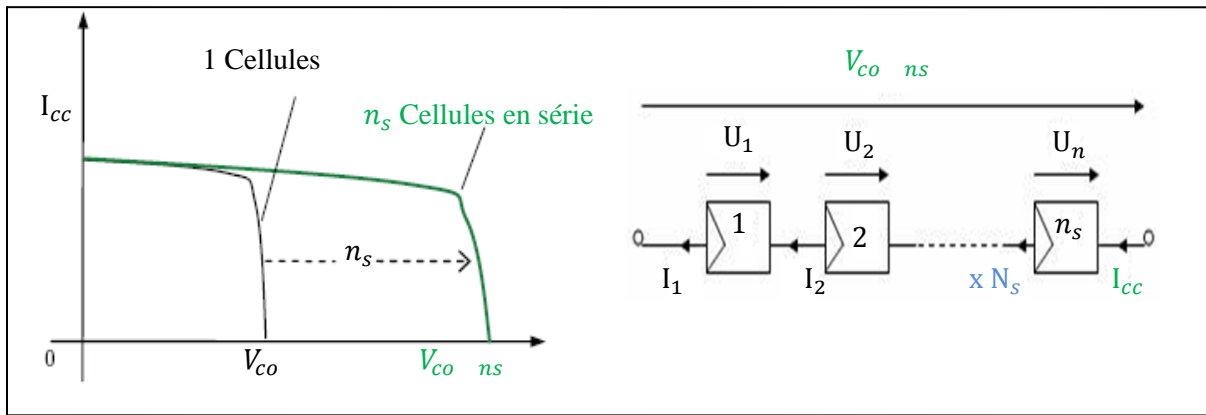


Figure II.3 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de n_s cellules en série.

En effet, l'association en série de n_s cellules permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque.

Le courant et la tension du générateur sont donnés par l'équation :

$$\begin{cases} I_{cc,n_s} = I_{cc} \\ V_{co,n_s} = n_s V_{co} \end{cases} \quad (\text{II.1})$$

Contrairement à une association parallèle ; les cellules n_p sont soumises à une même tension ; la caractéristique résultante du groupement parallèle est obtenue par l'addition des courants $n_p * I_{cc}$ à tension donnée.

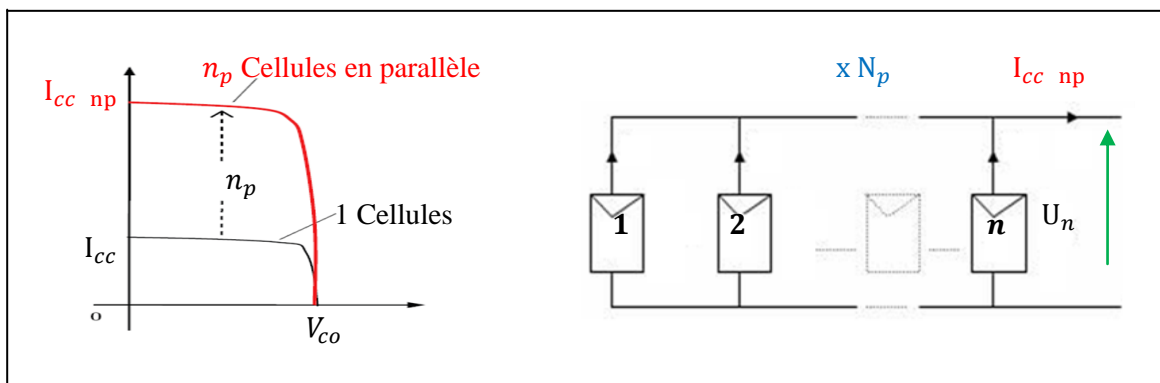


Figure II. 4 : Caractéristiques résultantes d'un groupement de n_p cellules en parallèle.

D'autre part, l'association parallèle permet alors d'augmenter le courant. Par conséquent le courant et la tension du générateur s'expriment selon l'équation II.2 :

$$\begin{cases} I_{cc,n_p} = n_p I_{cc} \\ V_{co,n_p} = V_{co} \end{cases} \quad (\text{II.2})$$

Les cellules communément associées en série-parallèle peuvent constituer un module, un panneau voir un champ photovoltaïque.

La puissance d'un générateur photovoltaïque est exprimée en Watt crête W_c , c'est une valeur donnée pour des conditions de tests standards STC : un ensoleillement de 1 000 W/m² et une température ambiante de 25°.

II.3. Modélisation d'une cellule photovoltaïque

Une jonction PN comme préalablement définie, réalisée à partir de matériaux sensible à la lumière, présente la particularité de pouvoir fonctionner en générateur d'énergie [40].

La modélisation d'un système physique donné consiste à établir son modèle mathématique. Afin de modéliser un générateur photovoltaïque GPV, de nombreux modèles mathématiques ont été proposés dans la littérature, ils ont été développés pour décrire le comportement non linéaire et le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque qui résulte de celui des jonctions semi-conductrices qui sont à la base de leur construction.

II.3.1. Modèle idéale

Une cellule photovoltaïque peut être décrite de manière simple comme une source idéale qui produit un courant (schéma électrique sur le tableau II-1). Les équations sont les suivantes [41]:

$$I_{pv} = I_{ph} + I_d \tag{II.3}$$

$$I_d = I_s \cdot \exp\left(\frac{q \cdot V_{pv}}{A \cdot K \cdot T_j} - 1\right) \tag{II.4}$$

Avec :

- T_j : température de la jonction en kelvin (K).
- K : constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23}$ (SI)).
- q : est la charge élémentaire ($1.6 \cdot 10^{-19}$ C).
- A : le coefficient d'idéalité de la cellule.
- I_{pv} : le courant délivré par la cellule (A).
- I_d : le courant de la diode (A).
- I_{ph} : le courant produit par la photopile (A).
- I_s : représente le courant de polarisation ou de saturation de la diode (A).
- V_{pv} : tension aux bornes de la cellule (V).

II.3.2. Modèle explicite

Le modèle explicite a été développé par Borowy et Salameh en (1996), dont les formules mathématiques résolvant un tel système sous conditions arbitraires sont montrées comme suit [42] :

$$I_{pv} = I_{cc} n_p \left[1 - C_1 \left(\exp \left(\frac{n_s \cdot V_{pv}}{C_2 \cdot V_{co}} \right) - 1 \right) \right] \quad (II.5)$$

Où C_1 et C_2 des paramètres calculés respectivement comme suit :

$$C_2 = \frac{\frac{V_{ppm} - 1}{V_{oc}}}{\ln \left(1 - \frac{I_{ppm}}{I_{cc}} \right)} \quad (II.6)$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{ppm}}{I_{cc}} \right) \exp \left(- \frac{V_{ppm}}{C_2 \cdot V_{co}} \right) \quad (II.7)$$

II.3.3. Modèle à une diode

Le modèle à une diode, est un modèle qui prend en compte les chutes de tension dans la zone PN représentées par une résistance série R_s , quant au courant de fuite une résistance parallèle R_p le représente [43].

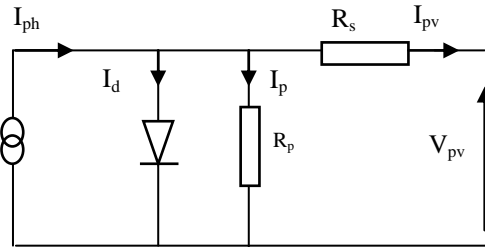


Figure. II.5 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.

Les équations qui traduisent le phénomène sont énumérées comme suit :

Le courant généré I_{pv} est donné par la loi de Kirchhoff :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_p \quad (II.8)$$

Avec :

$$I_{ph} = P_1 \cdot E_s \left(1 + P_2 (E_s - E_{sref}) + P_3 (T_j - T_{jref}) \right) \quad (II.9)$$

Avec : E_{sref} , T_{jref} : représentent l'éclairement et la température sous conditions STC.

P_1 , P_2 et P_3 sont des paramètres constants. T_j est la température de jonction de la cellule donnée par la relation suivante :

$$T_j = T_a + E_s \cdot \left(\frac{Noct - 20}{800} \right) \quad (II.10)$$

Avec : T_{oc} la température nominale de fonctionnement de la cellule solaire (Nominal operating cell temperature) et T_a est la température ambiante.

$$I_d = I_{0d} \left[\exp \left(\frac{q}{k \cdot A \cdot n_s \cdot T_j} (V_{pv} + R_s I_{pv}) \right) - 1 \right] \quad (\text{II.11})$$

Où :

- I_{0d} : représente le courant de saturation de la diode (A) calculé par la relation suivante :

$$I_{0d} = P_4 \cdot T_j^3 \cdot \exp \left(\frac{E_g}{k \cdot T_j} \right) \quad (\text{II.12})$$

- q : Est la charge élémentaire ($1.6 \cdot 10^{-19}$ C).
- K : la constante de Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23}$ (SI)).
- A : le coefficient d'idéalité de la cellule.
- n_s : le nombre de cellules connectées en série.
- E_g : énergie de gap.
- P_4 : paramètre constant.

$$I_p = \frac{V_{pv}}{R_p} \quad (\text{II.13})$$

L'équation finale qui modélise le générateur photovoltaïque est alors la suivante :

$$I_{pv} = P_1 \cdot E_s \left(1 + P_2 (E_s - E_{sref}) + P_3 (T_j - T_{jref}) \right) - P_4 \cdot T_j^3 \cdot \exp \left(\frac{E_g}{k \cdot T_j} \right) \cdot \left[\exp \left(\frac{q}{k \cdot A \cdot n_s \cdot T_j} (V_{pv} + R_s I_{pv}) \right) - 1 \right] - \frac{V_{pv}}{R_p} \quad (\text{II.14})$$

II.3.4. Modèle à deux diodes

Sur ce modèle, la cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique (tableau II-1) qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux, deux diodes pour la polarisation de la cellule, une résistance shunt et une résistance série.

Le courant généré par la cellule photovoltaïque est donné par la loi des mailles [44]:

$$I_{pv} = I_{ph} - (I_{d1} + I_{d2}) - I_p \quad (\text{II.15})$$

Le courant de la diode est donné par :

$$I_{d1} = I_{01} \left[e^{\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{AKT_j}} - 1 \right] \quad (\text{II.16})$$

$$I_{d2} = I_{02} \left[e^{\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{AKT_j}} - 1 \right] \quad (II.17)$$

Avec : I_{01} , I_{02} courant de saturation des diodes.

$$I_{pv} = I_{ph} - I_{01} \left[e^{\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{AKT_j}} - 1 \right] - I_{02} \left[e^{\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{AKT_j}} - 1 \right] - \left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_p} \right) \quad (II.18)$$

II.4. Validation pratique du modèle mathématique

Dans le but de déterminer le modèle mathématique qui s'adapte le mieux au panneau (SUNTECH STPO80S-12/Bb), une méthode pratique qui est la méthode Volt-Ampère-métrique est utilisée. Cette méthode est souvent utilisée pour valider les résultats de simulation et ceux obtenus par expérimentation. Le principe de cette méthode est de mesurer la tension et le courant à la sortie du panneau photovoltaïque en faisant varier la charge (rhéostat). Le montage réalisé est représenté sur la figure (II.6) [39].

Le banc expérimental suivant, réalisé au Laboratoire de Technologie Industrielle et de l'Information –LTII.

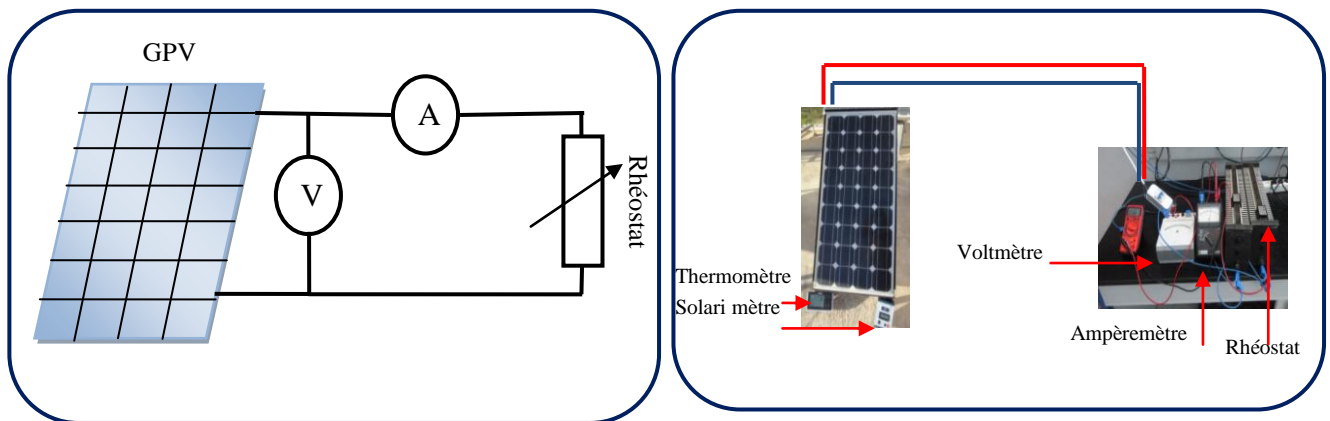


Figure. II.6 : Montage Vol-Ampère-métrique.

Les figures qui suivent montrent des comparaisons entre les résultats de simulation avec trois modèles mathématiques et ceux obtenus en expérimentation sous différentes conditions ; d'un module 80Wc SUNTECHSTPO (tableau II.1) :

Tableau II.1
Paramètres Du Module PV SUNTECH STPO80S-12/BB

Symbole	Paramètres	Valeurs
P_{pv}	Puissance Crête	80 Wc
I_{ppm}	Courant maximal au PPM	4.65 A
V_{ppm}	Tension maximale au PPM	17.5 V
I_{cc}	Courant de court circuit	4.95 A
V_{co}	Tension de circuit ouvert	21.9 V
α_{cc}	Coefficient de température du courant de court circuit	3 mA/°C
B_{oc}	Coefficient de température de tension à circuit ouvert	-150 mA/°C

Des caractéristiques courant-tension et puissance- tension ont été tracées sous différentes conditions climatiques et sont illustrées sur ce qui suit.

II.4.1. Simulation et comparaison des différents modèles

- **Fort ensoleillement :**

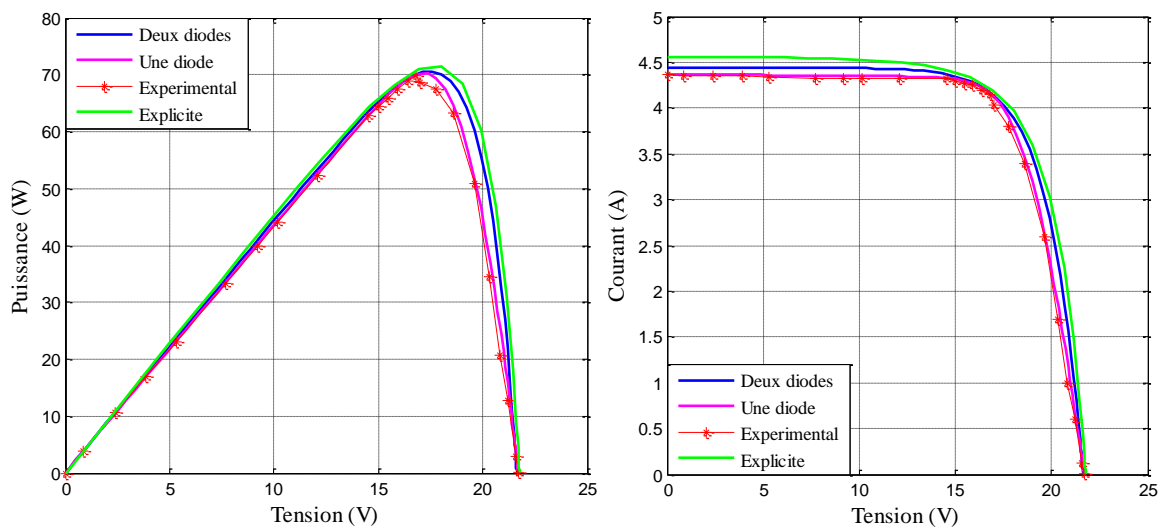


Figure II.7 : Comparaison des différents modèles pour un couplet de température et d'ensoleillement ($E_s= 882 \text{ W/m}^2$ et $T=25,8^\circ\text{C}$).

- **Moyen ensoleillement :**

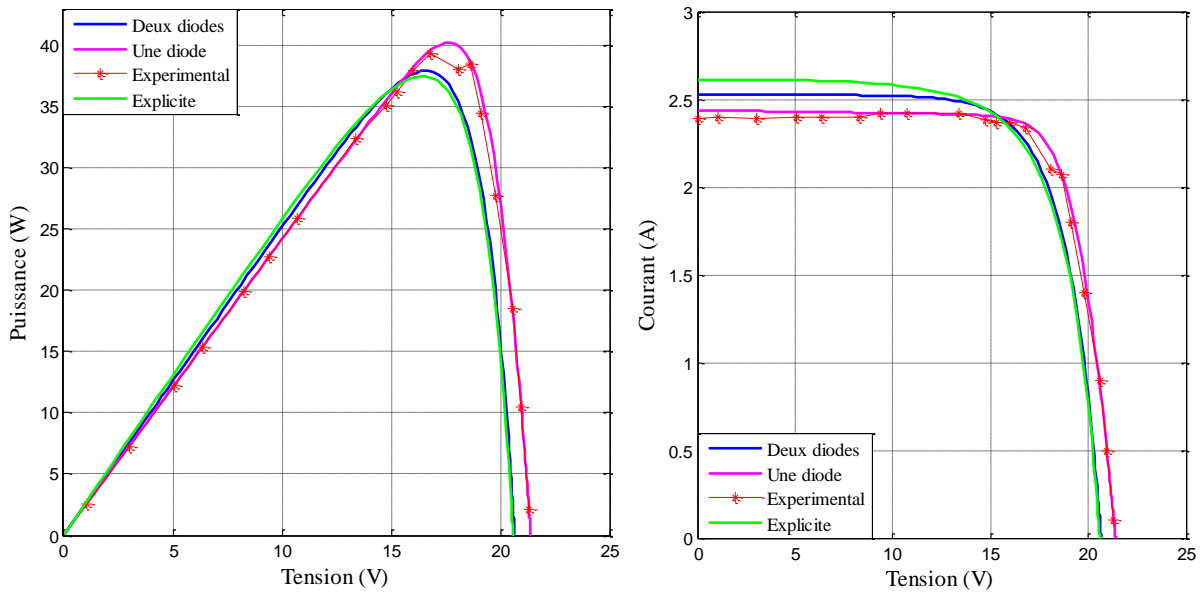


Figure II.8 : Comparaison des différents modèles pour un couplet de température et d’enseillement ($E_s=506 \text{ W/m}^2$ et $T_a=22,4^\circ\text{C}$).

• **Faible ensoleillement :**

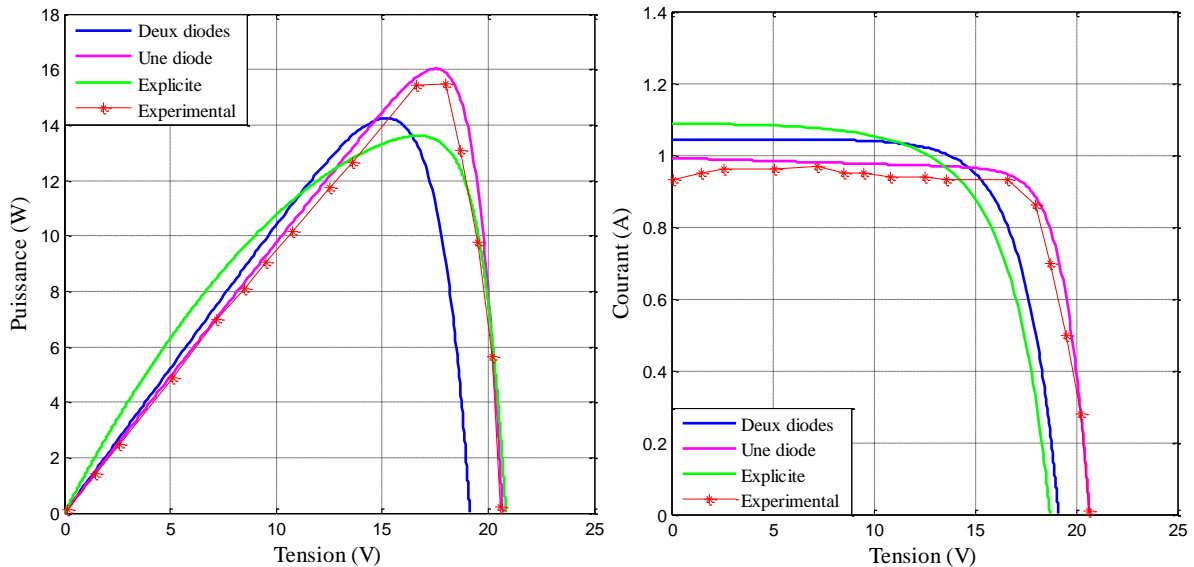


Figure II.9 : Comparaison des différents modèles pour un couplet d’enseillement et de température ($E_s=210,6 \text{ W/m}^2$ et $T_a=20.7^\circ\text{C}$).

II.4.2. Calcul d’erreurs

On distingue trois erreurs : l’erreur en puissance, l’erreur en courant et l’erreur en tension que l’on peut calculer comme suit :

$$\delta I(\%) = \left| \frac{I_{pra} - I_{modele}}{I_{pra}} \right| * 100 \tag{II.19}$$

$$\delta V(\%) = \left| \frac{V_{pra} - V_{modele}}{V_{pra}} \right| * 100 \quad (II.20)$$

$$\delta P(\%) = \left| \frac{P_{pra} - P_{modele}}{P_{pra}} \right| * 100 \quad (II.21)$$

Les erreurs calculées à partir des équations précédentes peuvent être schématisées par les histogrammes qui suivent :

- **Fort ensoleillement :**

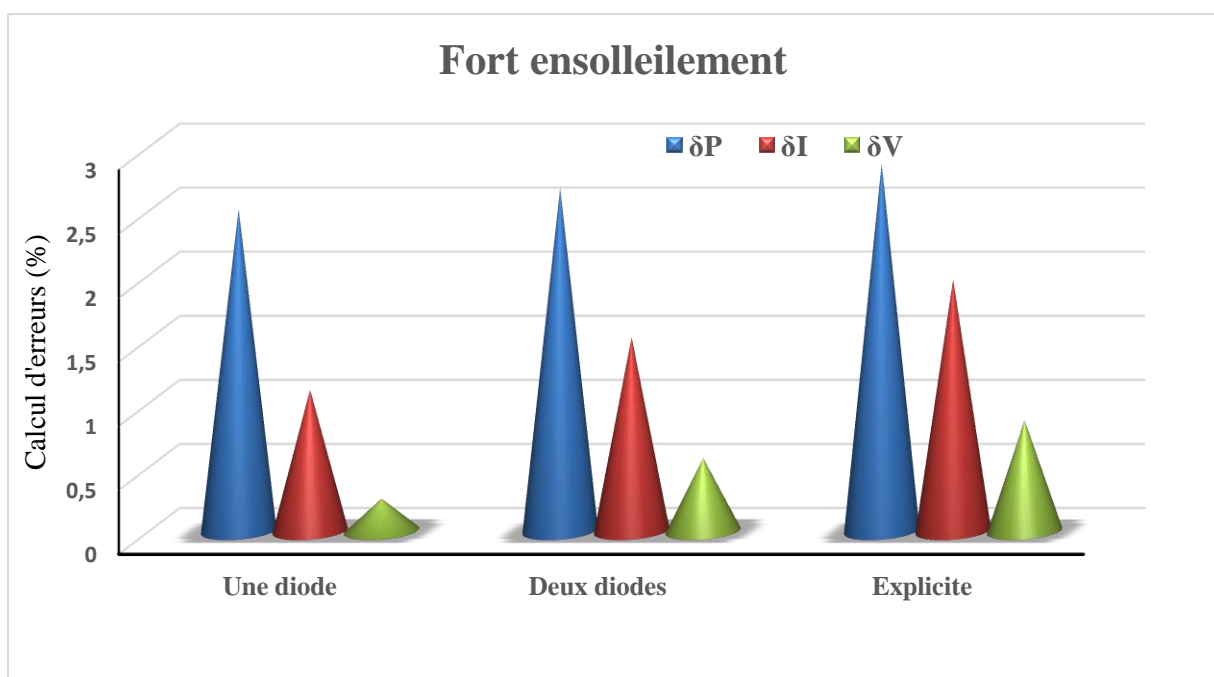


Figure II.10 : Histogramme représentant l'erreur sur le courant, la tension et la puissance pour les différents modèles pour un fort ensoleillement.

- **Moyen ensoleillement :**

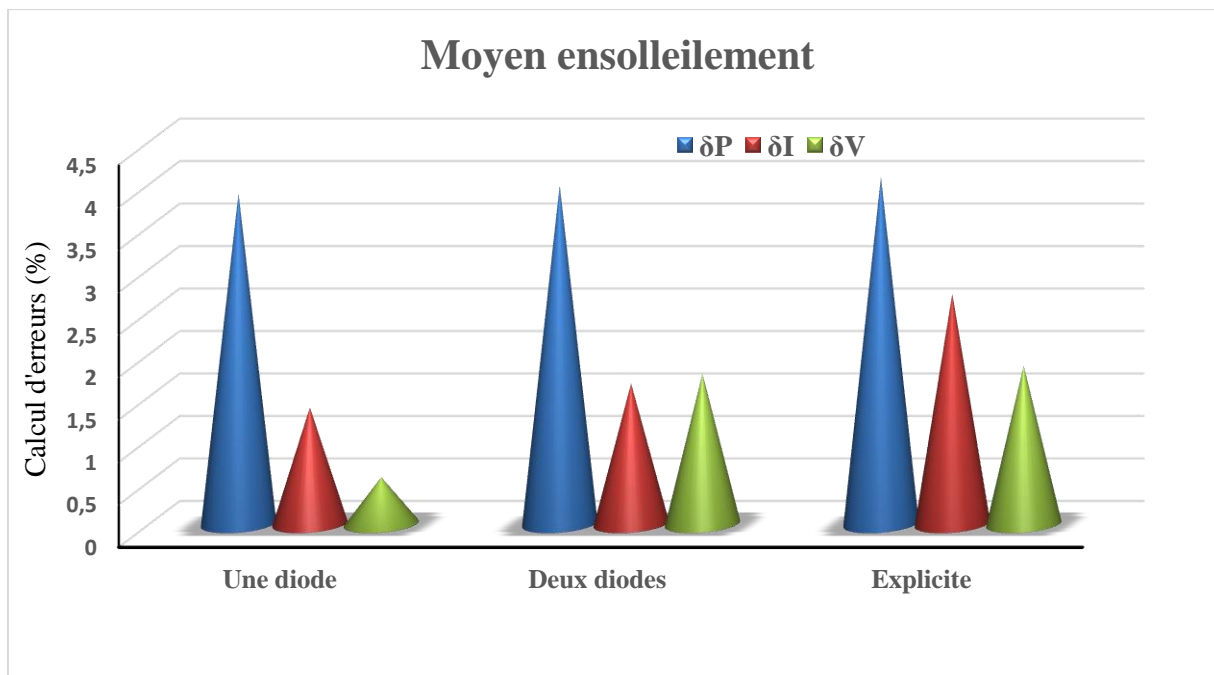


Figure II.11 : Histogramme représentant l'erreur en courant, en tension et en puissance pour les différents modèles pour un moyen ensoleillement.

- **Faible ensoleillement :**

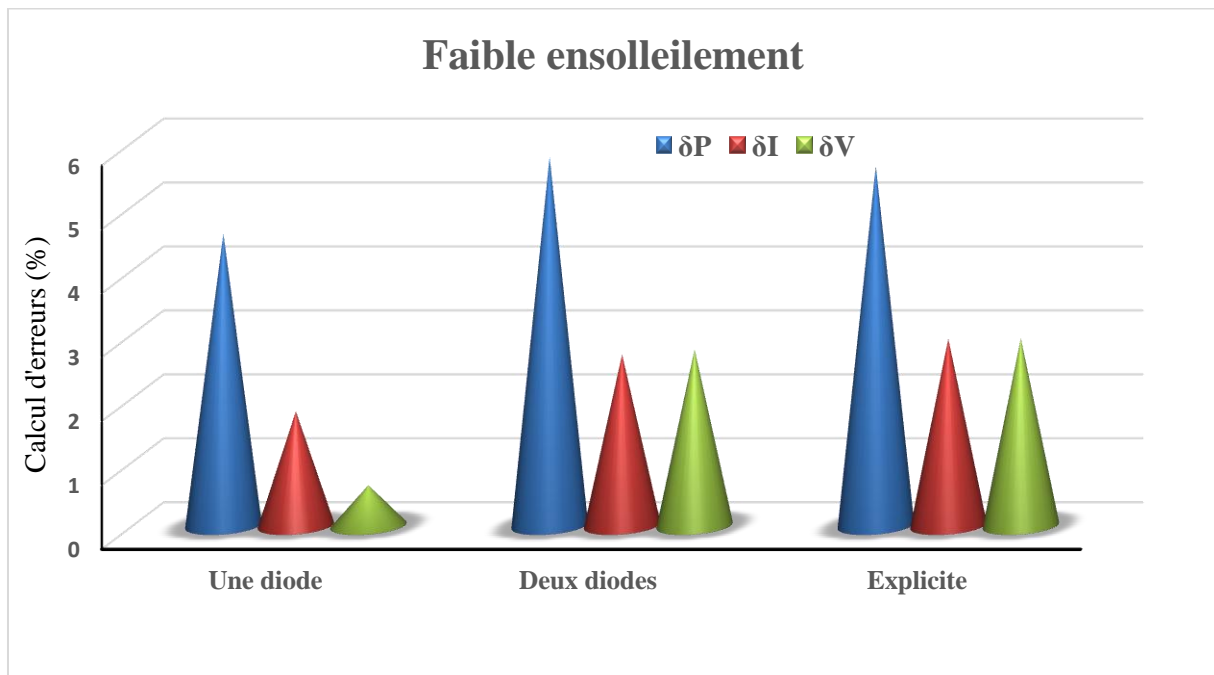


Figure II.12 : Histogramme représentant l'erreur en courant, en tension et en puissance pour les différents modèles pour un faible ensoleillement.

II.4.3. Discussion des résultats

D'après les résultats obtenus, on note que les trois modèles ne donnent pas les mêmes résultats aux différentes conditions climatiques. Les modèles : explicite, à une diode et à deux diodes présentes des erreurs acceptables et qui se rapprochent plutôt des résultats expérimentaux pour le cas d'un fort ensoleillement. Quant au moyen ensoleillement les modèles : explicite et à deux diodes présente plus d'erreurs qu'avec le modèle à une diode. Concernant le cas d'un faible ensoleillement le modèle à deux diodes présente une erreur importante en tension contrairement au modèle explicite qui présente une erreur en puissance élevée. Il est donc visiblement clair que le modèle à une diode se rapproche plus au modèle expérimental ce qui nous conduit à utiliser le modèle à une diode.

Le tableau suivant résume les différents modèles étudiés en tenant compte du nombre de paramètres et de leur précision.

Tableau II.2
Différents Modèles Electriques pour une Cellule PV.

Modèle	Circuit equivalent	Nombre de paramètre	Précision
Explicite		2	Faible
Une diode		4	Bonne*
Deux diodes		5	Moyenne

* : Bonne précision en se référant à la comparaison des résultats de simulation aux résultats expérimentaux.

Le modèle choisi dans le cadre de cette thèse est à base d'une diode. Son circuit équivalent est donné par la figure II.5 et sur le tableau II.2. Ce modèle largement utilisé dans la littérature [45], [46] dont les caractéristiques aux conditions STC, sont représentées sur la figure II.13.

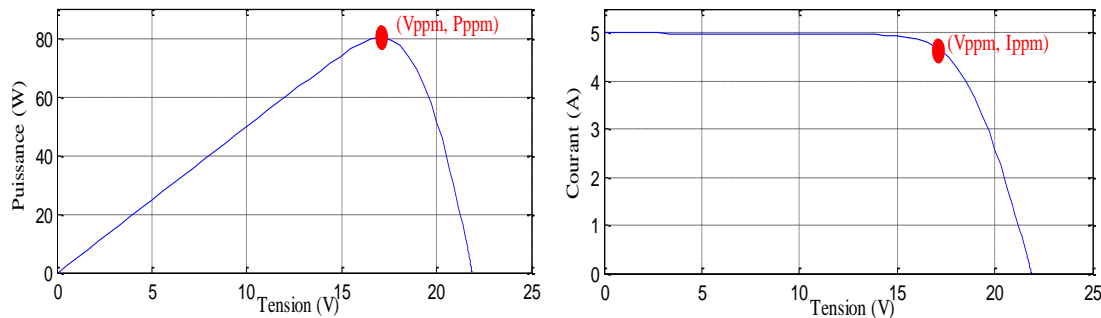


Figure. II.13 : Point de puissance maximal sur les caractéristiques $P_{pv} = f(V_{pv})$ et $I_{pv} = f(V_{pv})$ aux conditions : $E_s = 1000 \text{ w/m}^2$, $T_j = 25^\circ \text{C}$.

La nature non linéaire d'un module PV rencontrée en simulation et en pratique, conduit à la nécessité d'utilisation d'une technique de maximisation de puissance qui semble être la solution la plus appropriée pour améliorer les performances du système en le faisant constamment fonctionner autour d'un point de puissance maximale (PPM).

Sur la figure II.13, est noté un point dit point de puissance maximale PPM auquel le système PV fonctionne avec un rendement maximum et produit sa puissance maximale. Ce point de puissance maximale peut être situé par des méthodes de calcul. Par conséquent les techniques de poursuite du point maximum de puissance (MPPT) sont nécessaires pour maintenir le point de fonctionnement du panneau photovoltaïque à son PPM.

II.5. Influence des conditions climatiques

La puissance générée par un panneau photovoltaïque dépend de plusieurs paramètres notamment des conditions météorologiques (irradiation solaire, vitesse du vent, température, humidité) sous lesquelles est soumis le panneau ainsi que le type de matériaux utilisé, etc. Néanmoins elle est sensiblement influencée par l'irradiation solaire et la température des cellules. Cette influence est illustrée par les figures ci-après.

II.5.1. Influence de l'ensoleillement sur les caractéristiques du GPV

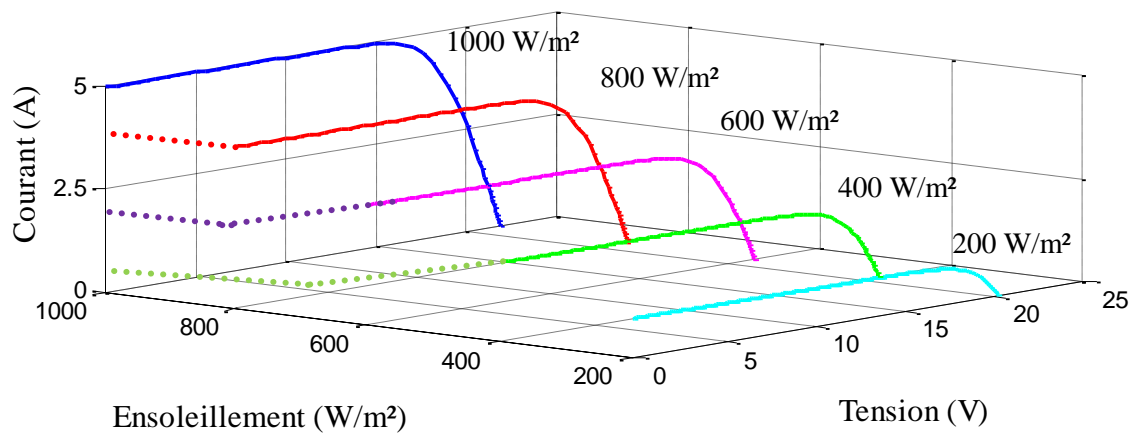


Figure. II.14 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique $I=f(V)$.

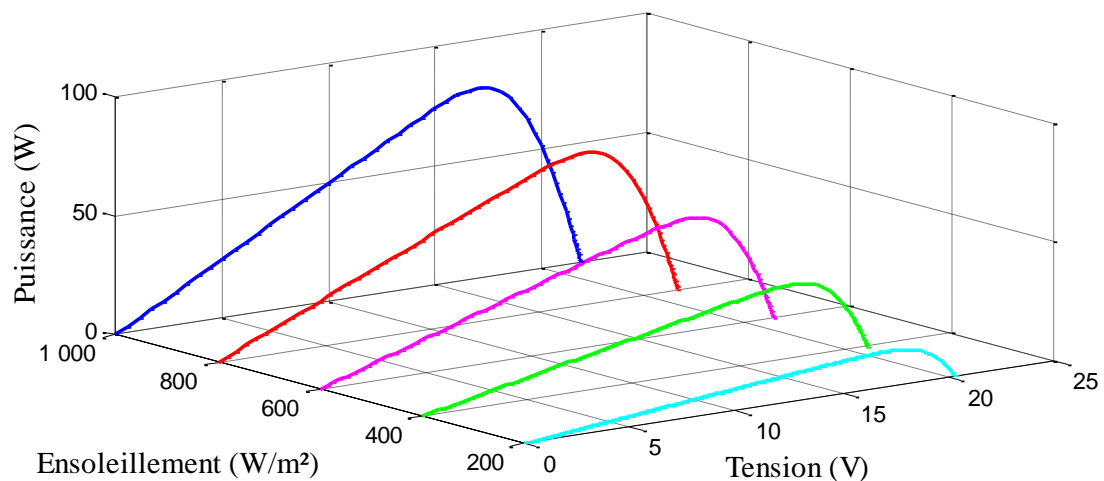


Figure. II.15 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique $P=f(V)$.

D'après la figure II.15, nous pouvons constater que la puissance générée par le panneau augmente avec l'irradiation solaire, cela se traduit par une augmentation du courant de court-circuit du GPV (figure II.14). Ce courant délivré par le panneau est proportionnel à l'intensité de l'irradiation solaire.

Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas autant, elle reste quasiment identique même à faible éclairement.

II.5.2. Influence de la température sur les caractéristiques du GPV

L'influence de la température des cellules sur la caractéristique du GPV est donnée par la figure II.16.

La température influe peu sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente. Lors du dimensionnement d'une installation PV, la variation de la température du site sera impérativement à prendre en compte.

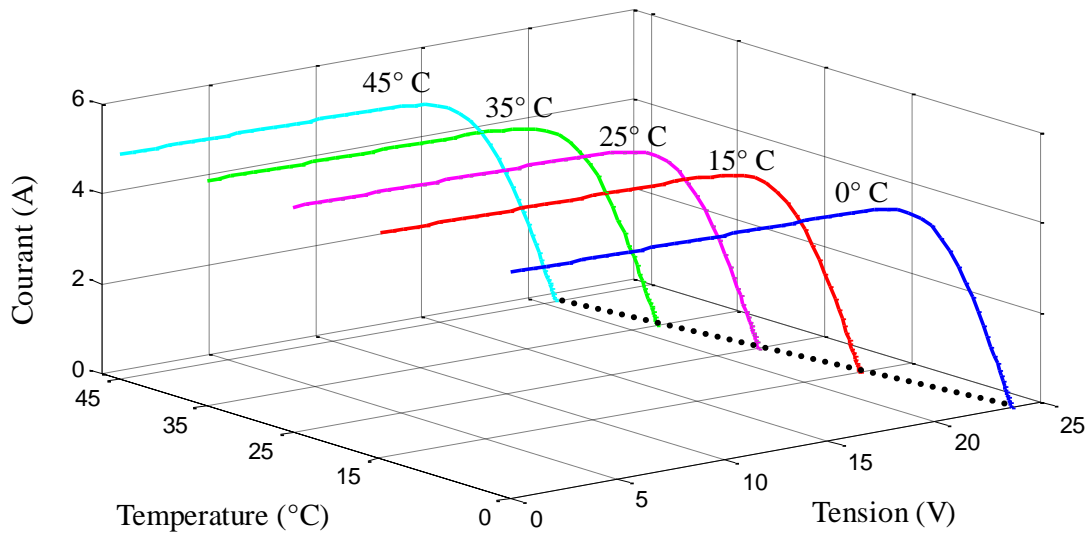


Figure. II.16 : Influence de la température sur la caractéristique $I=f(V)$.

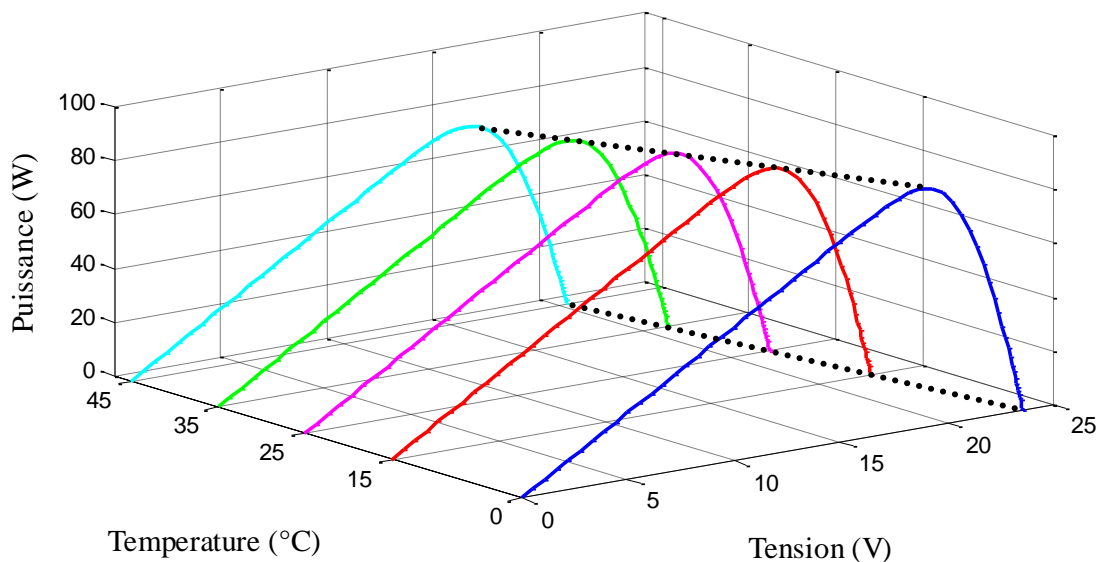


Figure. II.17 : Influence de la température sur la caractéristique $P=f(V)$.

Contrairement à l'irradiation solaire, la température des cellules agit négativement sur la puissance délivrée par le GPV (figure II.17). En effet, plus cette température augmente plus la puissance du panneau diminue, et cela se traduit par la diminution de la tension à ces bornes.

II.6. Etage d'adaptatif dans la structure du système PV

Un système photovoltaïque muni d'un étage d'adaptation est souvent constitué de module PV, d'une charge et d'un convertisseur CC/CC, ce dernier, est commandé par un signal provenant du bloc MPPT.

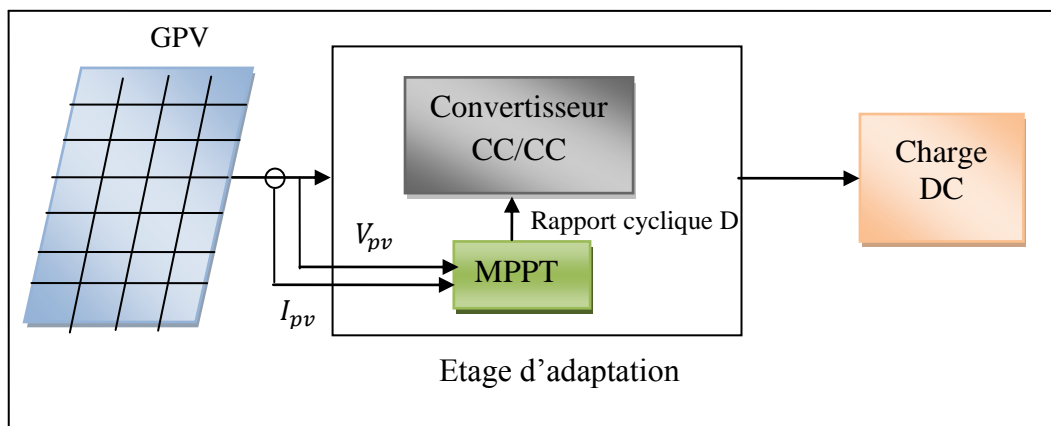


Figure. II.18 : Système PV avec étage d'adaptation.

L'alimentation de la charge est fournie par le GPV via l'étage d'adaptation constitué principalement d'un convertisseur statique de type continu-continu CC/CC, il peut être de type élévateur ou abaisseur dépendant de la charge.

La commande MPPT est introduite pour maintenir le fonctionnement optimal qui permet l'extraction d'un maximum de puissance (figure II.18).

II.6.1. Modélisation du hacheur élévateur (Boost)

Lorsque l'on souhaite augmenter la tension d'une source continue, il est possible d'utiliser le hacheur parallèle de type élévateur, également appelé hacheur de suralimentation dont le schéma de principe est représenté sur la figure II.19 [46], [47].

Le hacheur a pour but de protéger l'état de la sortie en tension dans le système photovoltaïque. En plus de réguler la tension de sortie, le convertisseur CC/CC fonctionne comme le suiveur (tracker) du point de puissance maximale (PPM). Vu que l'intensité du rayonnement change, le courant et la tension du générateur solaire fluctuent constamment et le PPM du GPV se déplace également. Avec un suiveur PPM, la puissance de sortie du GPV est presque optimale. Le hacheur peut être utilisé comme régulateur de mode de commutation pour convertir une tension continue normalement non régulée en une sortie de tension continue régulée.

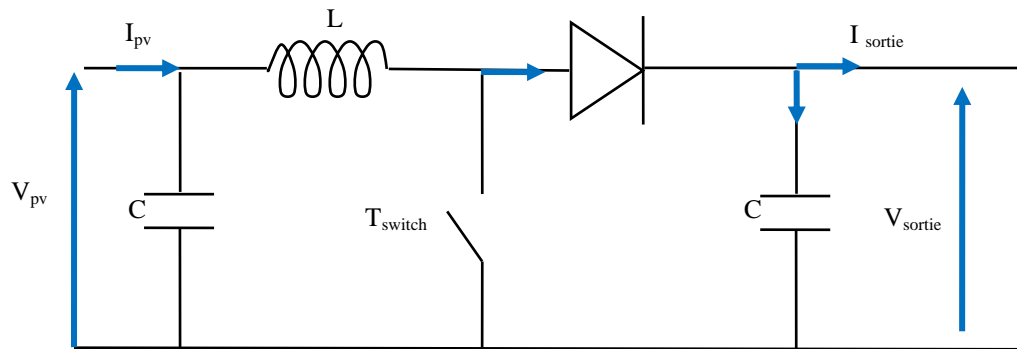


Figure. II.19 : Modèle électrique du hacheur élévateur.

Le modèle mathématique du convertisseur CC / CC est donné comme suit:

* Lorsque le commutateur T_{switch} est fermé:

$$V_{pv} = L \frac{dI_L}{dt} \quad (II.22)$$

$$0 = C \frac{dV_{sortie}}{dt} + I_{sortie} \quad (II.23)$$

* Lorsque le commutateur T_{switch} est ouvert:

$$V_{pv} = L \frac{dI_L}{dt} + V_{sortie} \quad (II.24)$$

$$I_L = C \frac{dV_{sortie}}{dt} + I_{sortie} \quad (II.25)$$

En valeurs moyennes, la tension de sortie est fonction de la tension d'entrée et du rapport cyclique D . Son expression est donnée par l'équation suivante :

$$V_{sortie} = V_{pv} \left(\frac{1}{1-D} \right) \quad (II.26)$$

$$I_{sortie} = I_L (1 - D) \quad (II.27)$$

Ce dispositif électronique de puissance qui est un convertisseur continue-continue permet d'adapter la tension au borne du panneau photovoltaïque à partir d'une stratégie de commande conduisant à un fonctionnement au point de puissance maximale.

Dans ce travail, le hacheur élévateur sera utilisé pour la commande MPPT.

II.7. Synthèse des techniques MPPT rencontrées dans la littérature

Plusieurs algorithmes de recherche du point de puissance maximale (MPPT) sont proposés dans la littérature [48- 52]. Dans ce qui suit une synthèse des algorithmes de commande MPPT sera présentée ainsi que le choix des techniques à utiliser. Les résultats de simulation ainsi que ceux réalisés expérimentalement pour les techniques choisies seront résumés.

L'algorithme mis en œuvre dans les premières techniques MPPT date de 1968 [53]. Depuis, différents types d'algorithmes effectuant la recherche du PPM ont été publiés [53, 54, 55]. Etant donné le grand nombre de publications dans ce domaine, une classification des différentes MPPT existantes a été faite en les regroupant selon leurs principes de base. La classification, en plus du principe, s'est effectuée selon des critères comme la précision de la recherche ou sa rapidité pour en faire une évaluation comparative. Seuls les algorithmes qui semblent décrire une méthode de recherche spécifique sont reportés dans ce manuscrit et brièvement analysés.

II.7.1. Techniques MPPT Classiques

Ce type de technique nécessite la connaissance de la tension (V_{pv}) et du courant (I_{pv}) aux bornes du GPV à tout instant. Pour cela, les mesures correspondantes doivent s'effectuer en permanence au cours du temps pour pouvoir détecter en particulier le moment précis où se produit un changement de conditions de fonctionnement du GPV.

Parmi les nombreuses publications, les commandes MPPT classiques les plus citées sont :

- Commande « Perturb & Observ (P&O) » [49, 56, 57];
- Commande d'incrément de conductance (Inc) [48, 58, 59].

Dans les paragraphes suivants, la présentation des principes de ces méthodes sera faite.

II.7.1.1. Technique de perturbation et d'observation P&O

La technique de P&O agit périodiquement en donnant une perturbation à la tension de fonctionnement V_{pv} et en observant la variation de puissance P_{pv} afin de déduire la direction d'évolution à donner au rapport cyclique D en tenant compte aussi du pas d'incrément ΔD . Sur la courbe caractéristique de puissance-tension $P_{pv}(V_{pv})$, le but est de suivre le point de fonctionnement au point PPM comme représenté sur la figure II.20. Cet algorithme mesure à chaque instant les variables $I_{pv}(t)$ et $V_{pv}(t)$ et calcule $P_{pv}(t)$, puis compare avec la puissance P_{pv} calculée à l'instant $(t - 1)$.

L'algorithme P&O est l'une des techniques classiques les plus utilisées. Son organigramme est donné à la figure II.21. Un convertisseur élévateur continu-continu est utilisé pour suivre le PPM afin d'augmenter la tension continue du module PV. Le rapport cyclique (D) du

commutateur est obtenu à l'aide du contrôleur MPPT basé sur la technique P&O. La tension de sortie du hacheur V_{sortie} et le courant I_{sortie} sont donnés par les équations suivantes :

$$V_{sortie} = V_{pv} \left(\frac{1}{1-D} \right) \quad (II.28)$$

$$I_{sortie} = V_{pv}(1 - D) \quad (II.29)$$

La méthode P&O est une approche largement répandue pour sa simplicité, l'algorithme exige uniquement des mesures de tension et de courant du PV, V_{pv} et I_{pv} respectivement. Le principe de recherche du MPP est comme illustré sur la figure suivante:

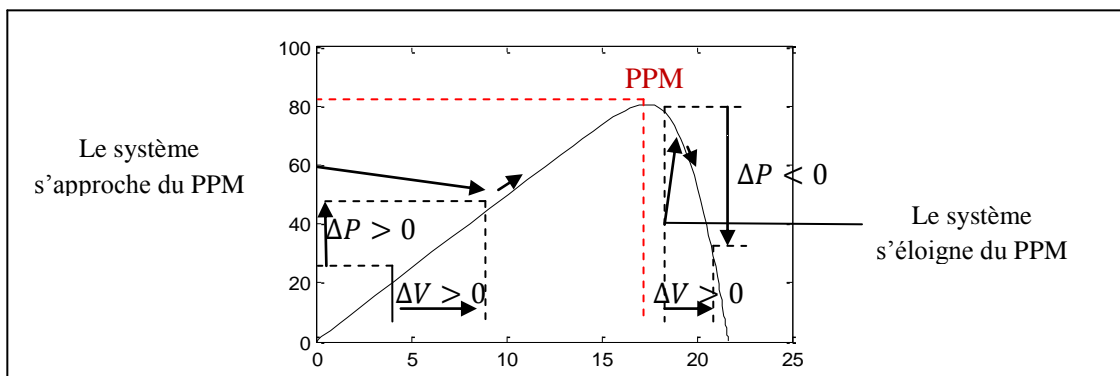


Figure. II.20 : Le point de puissance maximal MPP sur la caractéristique.

Pour tous les points de fonctionnement où les variations de puissance et de tension sont positives, l'algorithme continue à perturber le système dans le même sens (figure II.20) en augmentant le rapport cyclique D , sinon, si ces variations sont négatives, la direction de perturbation est inversée. L'augmentation ou la diminution du rapport cyclique D est faite par l'étape de suivi ΔV . L'organigramme de l'algorithme P&O est présenté à la figure II.21.

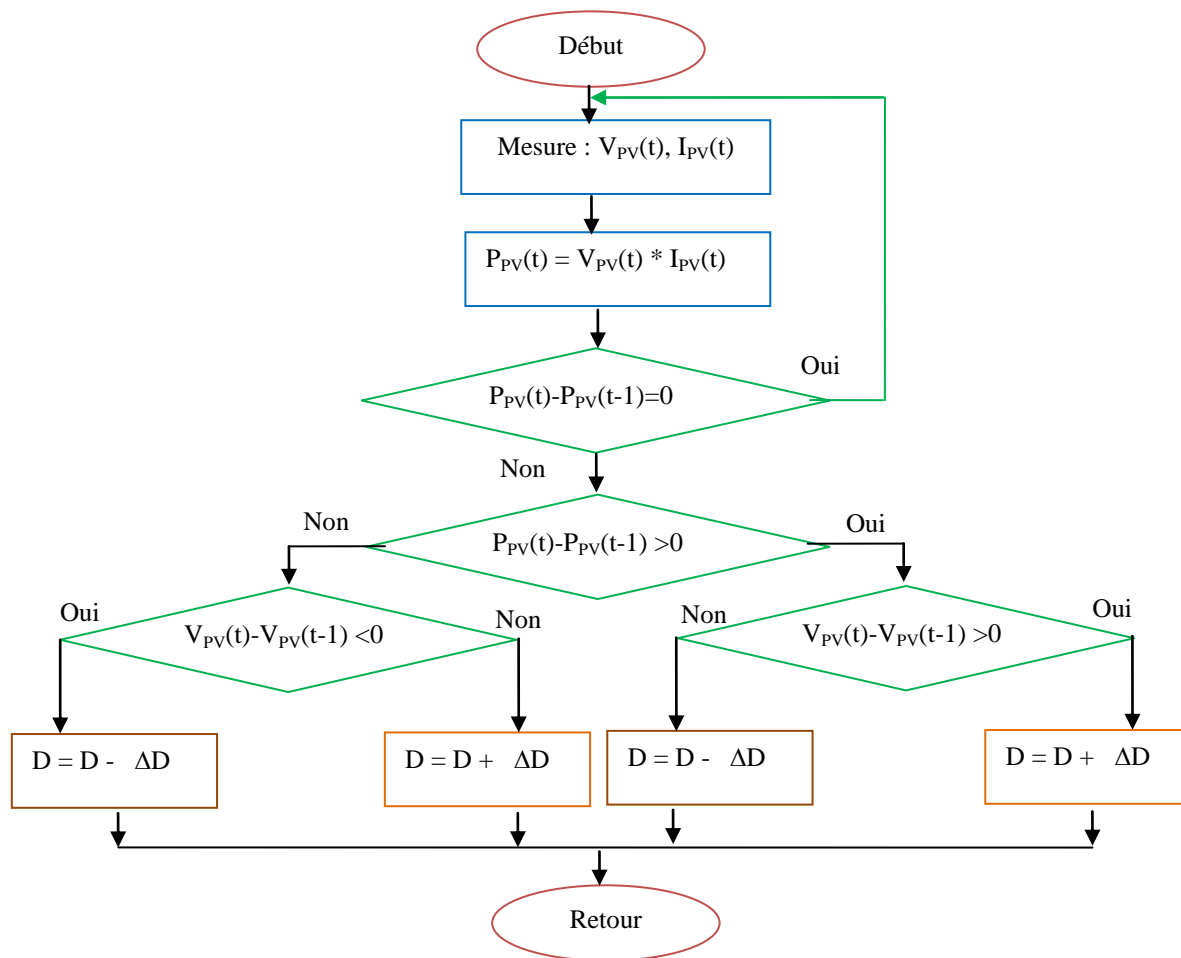


Figure. II.21 : Algorithme de la commande P&O.

Théoriquement, l'algorithme est simple à mettre en œuvre cependant, il a été remarqué des oscillations autour du PPM fonctionnement en régime permanent et ceci entraîne une perte de puissance [60]. Son fonctionnement dépend de la taille du pas de suivi appliqué au rapport cyclique D. Par conséquent, la réduction d'oscillations pourrait être minimisée si le pas d'échantillonnage est continuellement petit [61], néanmoins la réponse de l'algorithme devient plus lente.

II.7.1.2. Algorithme de la méthode de Conductance Incrémentale Inc

Afin d'atteindre le PPM, cette autre technique est basée sur la connaissance de la variation de conductance du générateur photovoltaïque et les conséquences sur la position du point de fonctionnement par rapport à une puissance maximale. Ainsi, La conductance du module PV est définie par le rapport entre le courant et la tension du générateur photovoltaïque comme indiqué ci-dessous [59] :

$$G = \frac{I_{pv}}{V_{pv}} \quad (II.30)$$

La variation élémentaire (incrément) de conductance peut être définie par :

$$dG = \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \quad (II.31)$$

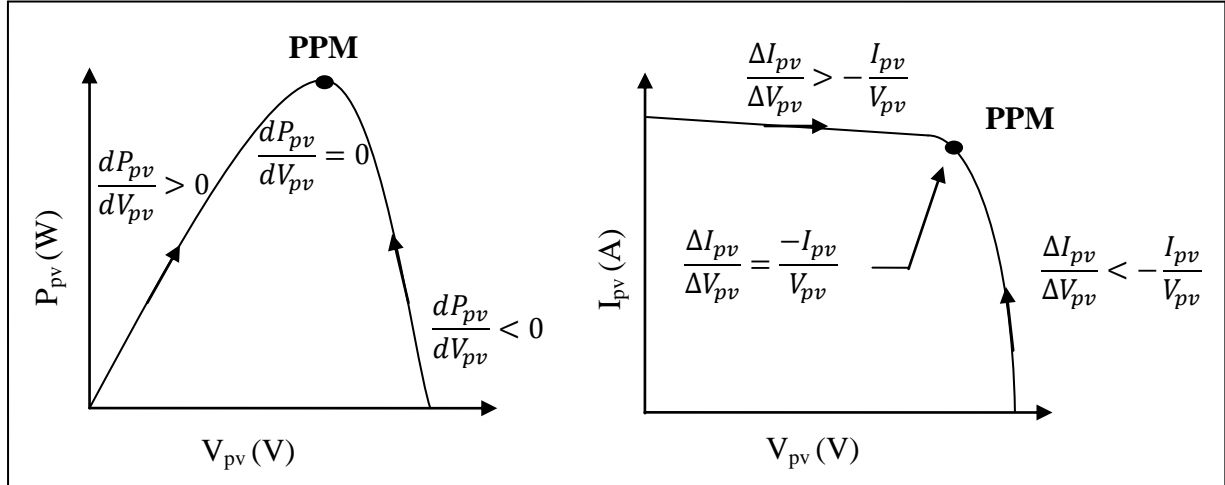


Figure. II.22 : Principe de la commande conductance incrémentale Inc.

Le principe de la méthode consiste à calculer la dérivée de puissance, si celle-ci est nulle, cela signifie que l'on est sur le PPM, si elle est positive le point d'opération se trouve à gauche du maximum, lorsqu'elle est négative, on se situe à droite.

En rassemblant les deux équations, la conductance calculée par l'équation (II.30) et la dérivée de la puissance dP_{pv}/dV_{pv} peuvent être décrites par une seule équation :

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(I_{pv} \cdot V_{pv})}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \cdot \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} \cong I_{pv} + V_{pv} \cdot \frac{\Delta I_{pv}}{\Delta V_{pv}} \quad (II.32)$$

On peut alors écrire de nouvelles conditions sur la variation de conductance :

- Si $\frac{\Delta I_{pv}}{\Delta V_{pv}} > \frac{-I_{pv}}{V_{pv}}$ le point de fonctionnement est à gauche du PPM
- Si $\frac{\Delta I_{pv}}{\Delta V_{pv}} = \frac{-I_{pv}}{V_{pv}}$ le point de fonctionnement est sur le PPM
- Si $\frac{\Delta I_{pv}}{\Delta V_{pv}} < \frac{-I_{pv}}{V_{pv}}$ le point de fonctionnement est sur la droite du PPM

Le maximum de puissance peut être alors être poursuivi en effectuant des comparaisons à chaque instant de la valeur de conductance (I_{pv}/V_{pv}) avec celle de l'incrément de conductance ($\Delta I_{pv}/\Delta V_{pv}$), comme l'illustre l'algorithme de la figure II.23 V_{ref} correspond à la tension de référence qui force le générateur photovoltaïque à fonctionner à cette valeur. Si on est au

PPM, alors la tension V_{ref} correspond bien à la tension optimale au V_{ppm} . Une fois le PPM atteint, le point de fonctionnement peut être maintenu sur cette position jusqu'à la détection d'une variation de ΔI_{pv} . Cela indique alors un changement de conditions climatiques, donc un nouveau PPM à rechercher. Pour cela, l'algorithme incrémente ou décrémente la valeur de V_{ref} jusqu'à atteindre le PPM.

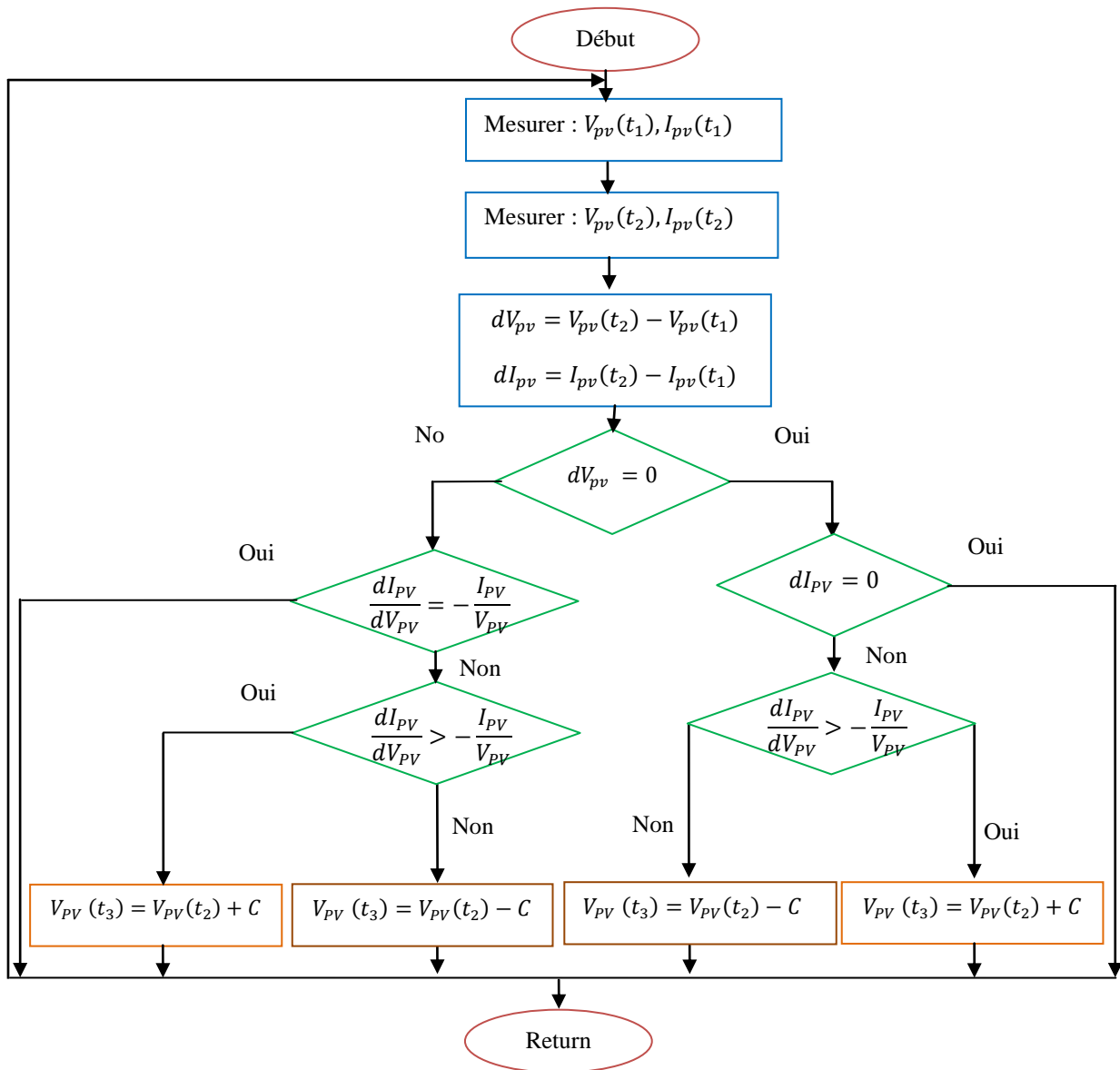


Figure. II.23 : Algorithme d'incrément de conductance.

II.7.2. Techniques MPPT Numériques

Dans les paragraphes précédents, les commandes classiques dont la méthode P&O et l'Inc ont été expliquées. Dans la plupart des articles elles sont rencontrées, par contre elles sont souvent évaluées à d'autres commandes numériques dites plus performantes, suivant des

critères d'évaluation spécifiques. Parmi les nombreuses publications les algorithmes MPPT numériques les plus rencontrés sont : réseaux de neurones artificiels [62], logique floue [51, 52, 63].

II.7.2.1. Algorithme basé sur le contrôleur par logique floue (CLF)

N'étant pas nécessairement vraies ou fausses, les informations vagues, imprécises ou approximatives sont mieux décrites avec la logique floue qu'avec la logique conventionnelle. L'utilisation de la logique floue pour les techniques MPPT semble être adéquate, par rapport à la variation de l'ensoleillement et de la température de jonction, cette variation entraîne une imprécision lors de la recherche du point de puissance maximum.

La logique floue autorise un changement graduel ou des états intermédiaires dans le passage d'un état à un autre. Elle permet aussi une appartenance partielle d'un élément dans une classe donnée ainsi qu'une infinité de niveaux comprise entre 0 et 1. La logique floue représente une généralisation de la logique booléenne.

L'algorithme CLF est principalement composé de trois étapes qui sont: la fuzzification, le moteur d'inférence et la défuzzification :

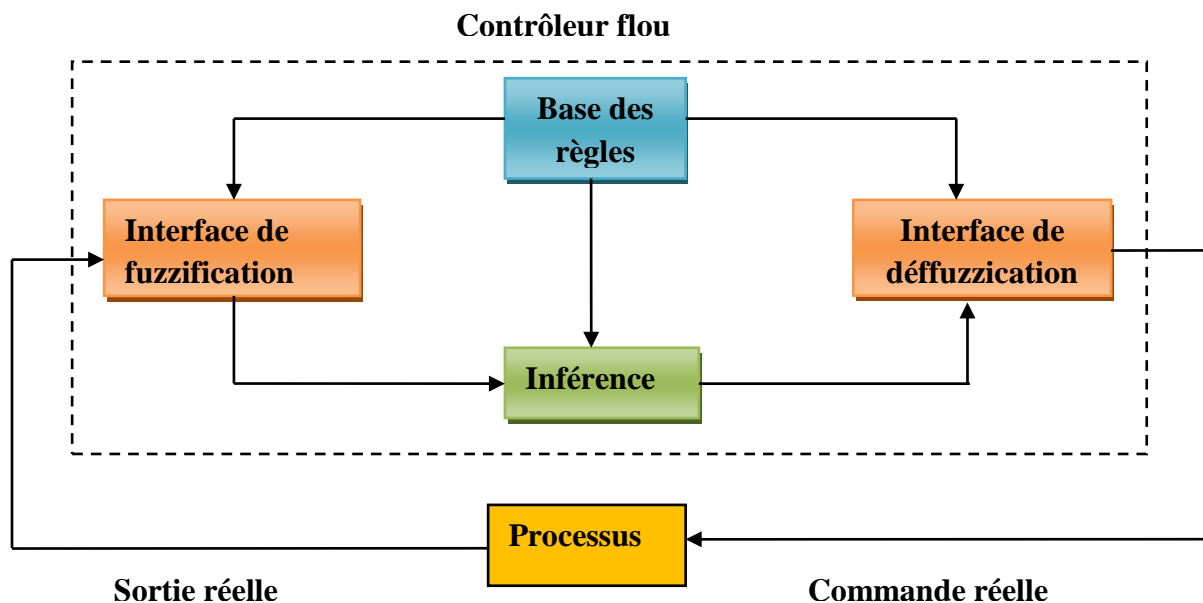


Figure. II.24 : Schéma de principe d'un contrôleur flou.

Toutefois, les systèmes flous utilisent une approche très différente des systèmes conventionnels. Un système flou vise plutôt à la modélisation du comportement d'un opérateur humain pouvant gérer le processus. Cette approche permet de simuler le comportement humain, elle est simple et très efficace. Le système du CLF basé sur la

commande MPPT est composé de deux entrées qui sont l'erreur (E) et la variation de l'erreur (CE). A tout instant k donné, l'erreur et la variation de l'erreur sont calculés par les relations suivantes :

$$E(k) = \frac{P(k) - P(k-1)}{V(k) - V(k-1)} \quad (II.33)$$

$$CE(k) = E(k) - E(k-1) \quad (II.34)$$

Le processus de fuzzification permet d'introduire des ensembles flous par rapport aux valeurs désirées à un degré d'appartenance. Selon les figures suivantes, les classes définies sont notées comme : NG : Négatif Grand, NP : Négatif Petit, ZE : Zéro Environ, PP : Positif Petit et PG : Positif Grand.

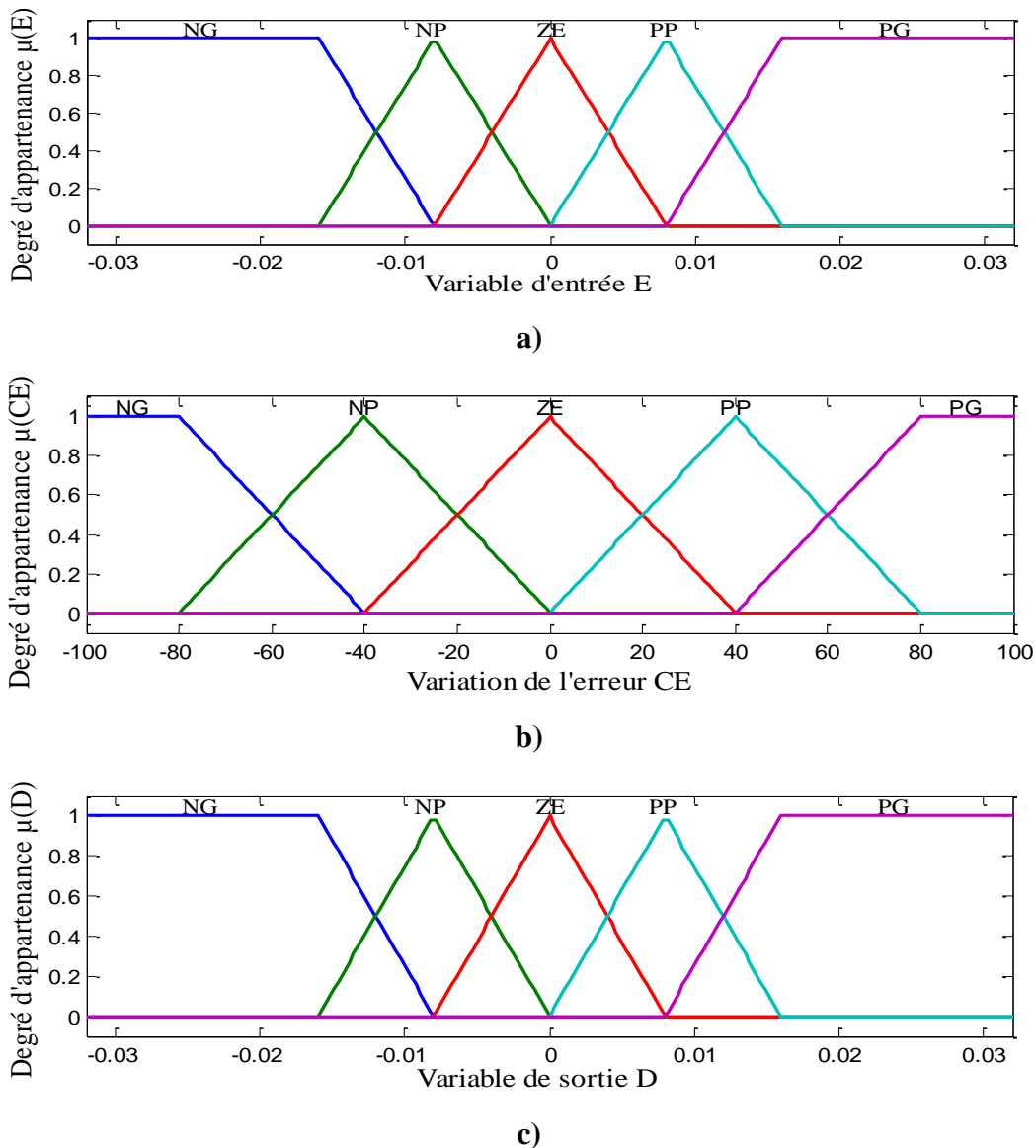


Figure. II. 25 : Fonction d'appartenance : a) erreur, b) variation de l'erreur et d) rapport cyclique D.

Le rapport cyclique (D) est la variable de sortie du système qui peut être obtenue avec les relations du centre de gravité entre les différentes règles qui lient les entrées aux décisions de sortie du contrôleur CLF regroupées dans le tableau II. 3.

Tableau II. 3
Base de Règles Floues

E \ CE	NG	NP	ZE	PP	PG
NG	ZE	ZE	PG	PG	PG
NP	ZE	ZE	PP	PP	PP
ZE	PP	ZE	ZE	ZE	NP
PP	NP	NP	NP	ZE	ZE
PG	NG	NG	NG	ZE	ZE

La defuzzification ; la dernière étape du CLF se fait par la formule suivante :

$$dD = \frac{\sum_{i=1}^n \mu(D_i) \cdot D_i}{\sum_{i=1}^n \mu(D_i)} \quad (\text{II.35})$$

II.8. Choix des commandes et comparaison des résultats

Parmi les nombreuses commandes MPPT existantes, un choix de trois commandes a été fait. Deux commandes classiques dont la méthode de perturbation et d'observation P&O et la commande incrémentale de conductance Inc ainsi qu'une commande intelligente de contrôle par logique floue CLF ont été sélectionnées.

II.8.1. Comparaison des résultats de simulation

II.8.1.1. Fonctionnement aux conditions STC

Le choix de la stratégie de commande MPPT à utiliser est important dans un système PV. Une comparaison entre les trois techniques (P&O, Inc et CLF) ainsi que sans l'utilisation d'une commande ont été effectuée en simulation dans des conditions de fonctionnement STC.

Le temps de réponse ; qui est le temps que met le système pour atteindre le régime permanent ; sera calculé dans ce qui suit.

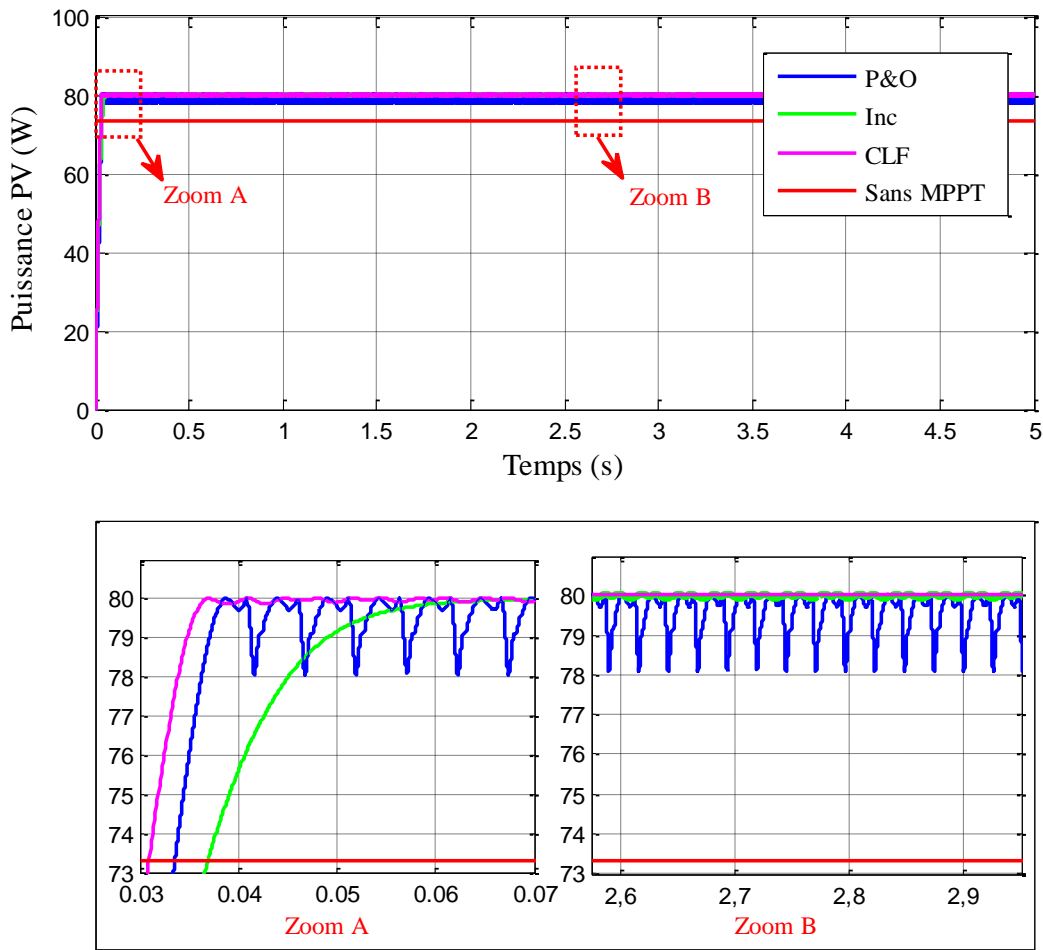


Figure II.26 : Allure des puissances avec les techniques MPPT (P&O, Inc et CLF) aux conditions STC.

La figure II.26 montre que le contrôleur CLF permet d'obtenir une réponse rapide et précise par rapport à la P&O et l'Inc. Les valeurs numériques du temps de réponse de chaque technique sont notées sur le tableau II.4.

Quant au système sans MPPT, il est le plus rapide car le temps de réponse ne dépend que des paramètres électriques du dit système, il n'y a pas d'algorithme, ni de correcteur.

Tableau II.4
Calcul du temps de réponse en simulation.

Algorithms MPPT	P&O	Inc	CLF	Sans MPPT
Temps de réponse τ_r	0.0408 s	0.0613 s	0.0364 s	0 s

Le temps de réponse des commandes MPPT et sans MPPT est représenté sur l'histogramme qui suit. En ce qui concerne le temps de réponse du système sans MPPT il est

nul, cependant il n'atteint pas la puissance maximale contrairement aux commande MPPT qui visent la maximisation de puissance à chaque instant et à toute variation climatique.

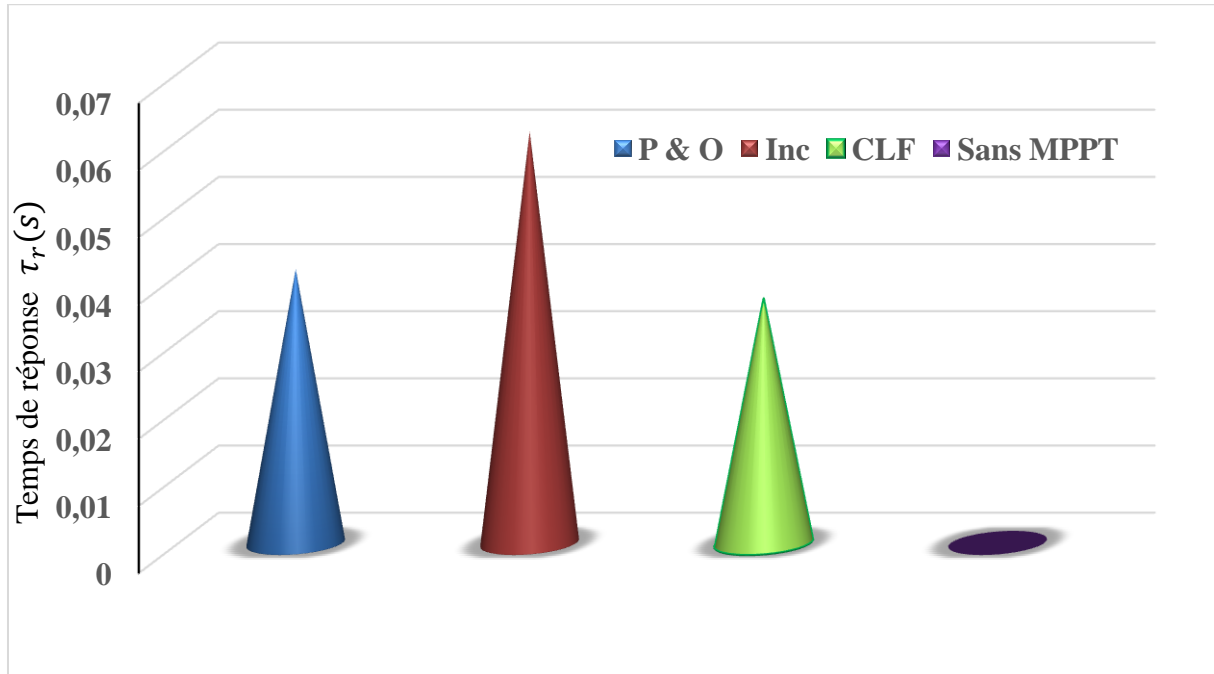


Figure. II.27 : Temps de réponse des commandes MPPT P&O, Inc et CLF et sans MPPT aux conditions STC.

Ces résultats confirment que la commande CLF présente un meilleur temps de réponse par rapport aux commandes P&O et Inc, de plus du fait qu'elle soit plus précise et d'une meilleur stabilité au régime permanent. Contrairement aux oscillations présentent sur la courbe de puissance des commandes P&O et Inc.

II.8.1.2. Fonctionnement sous conditions variables

Sur cette partie un test aux conditions variables a été effectué, afin d'évaluer la robustesse des commandes aux variations de conditions d'ensoleillement. Pour un profil présenté sur la figure suivante :

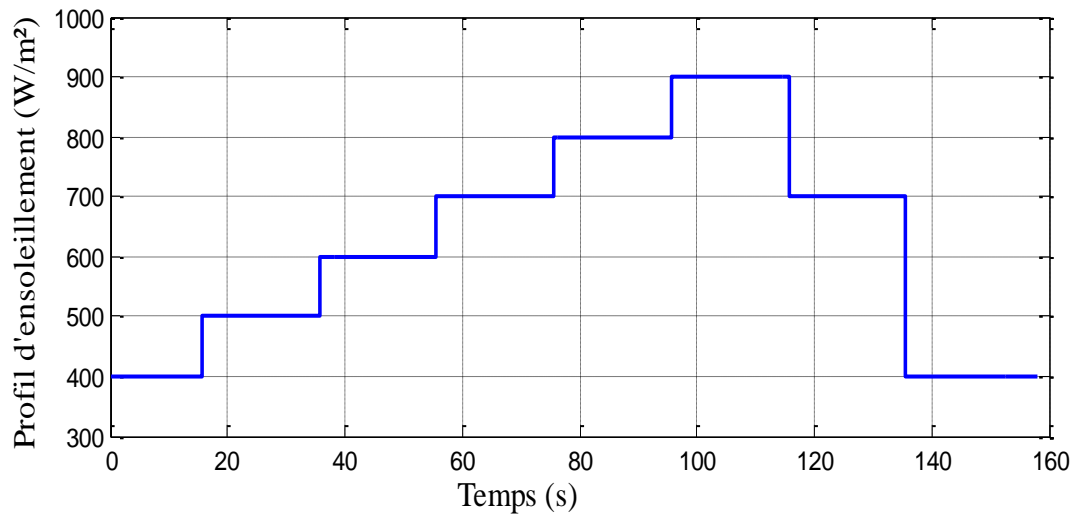


Figure. II.28 : Profil d'ensoleillement variable.

L'évaluation de la commande P&O en simulation, sous les conditions d'ensoleillement variable est représentée sur la figure suivante :

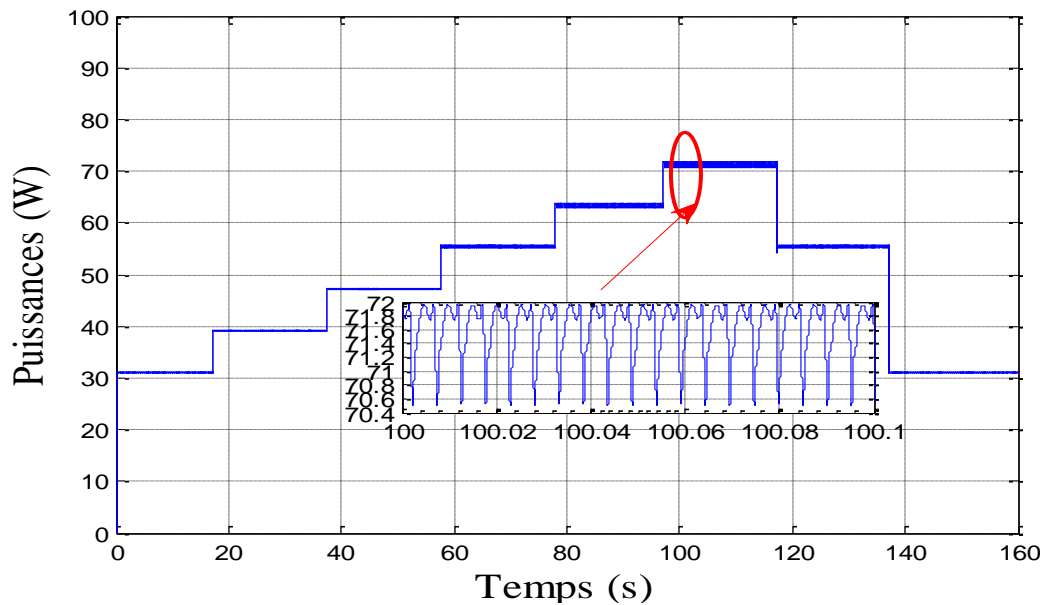


Figure. II.29 : Réponse de la commande P&O aux conditions variables d'ensoleillement.

L'évaluation de la commande Inc en simulation sous des conditions d'ensoleillement variables, est représentée sur la figure suivante :

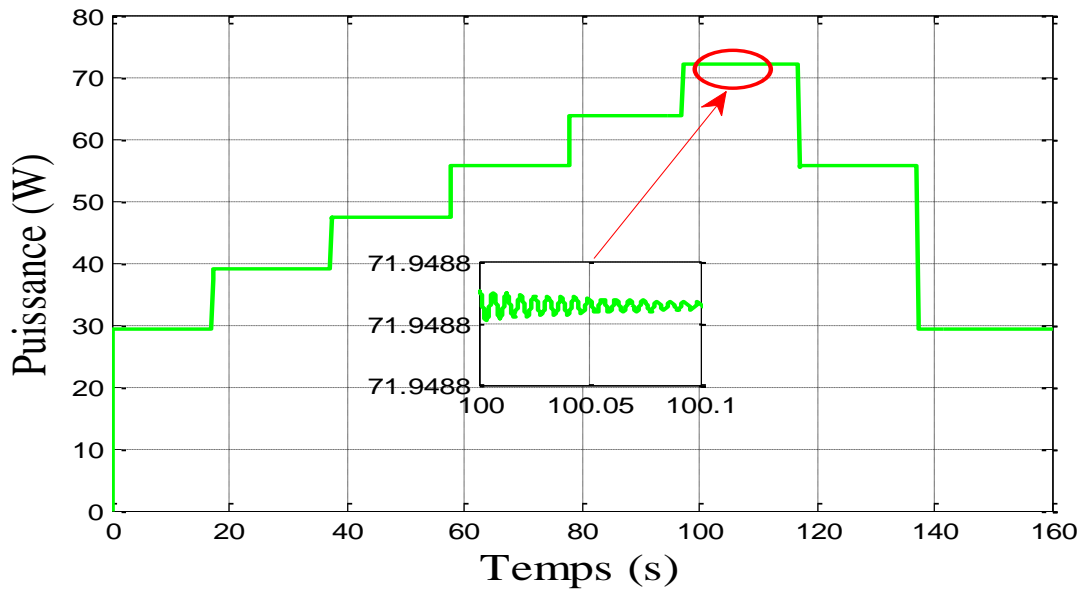


Figure. II.30 : Réponse de la commande Inc aux conditions variables d'ensoleillement.

L'évaluation de la commande CLF en simulation sous les conditions d'ensoleillement variables, est représentée sur la figure suivante :

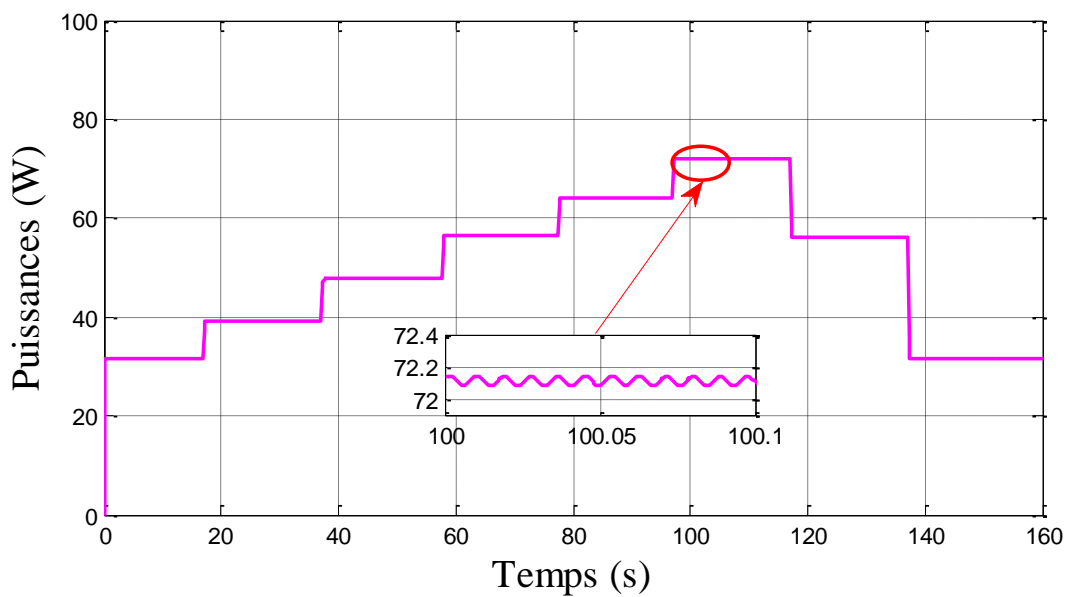


Figure. II.31 : Réponse de la commande CLF aux conditions variables d'ensoleillement.

En comparant les résultats obtenus avec le profil d'ensoleillement précédent, la figure II.32 illustre l'allure des puissances des trois commandes MPPT et sans commande MPPT:

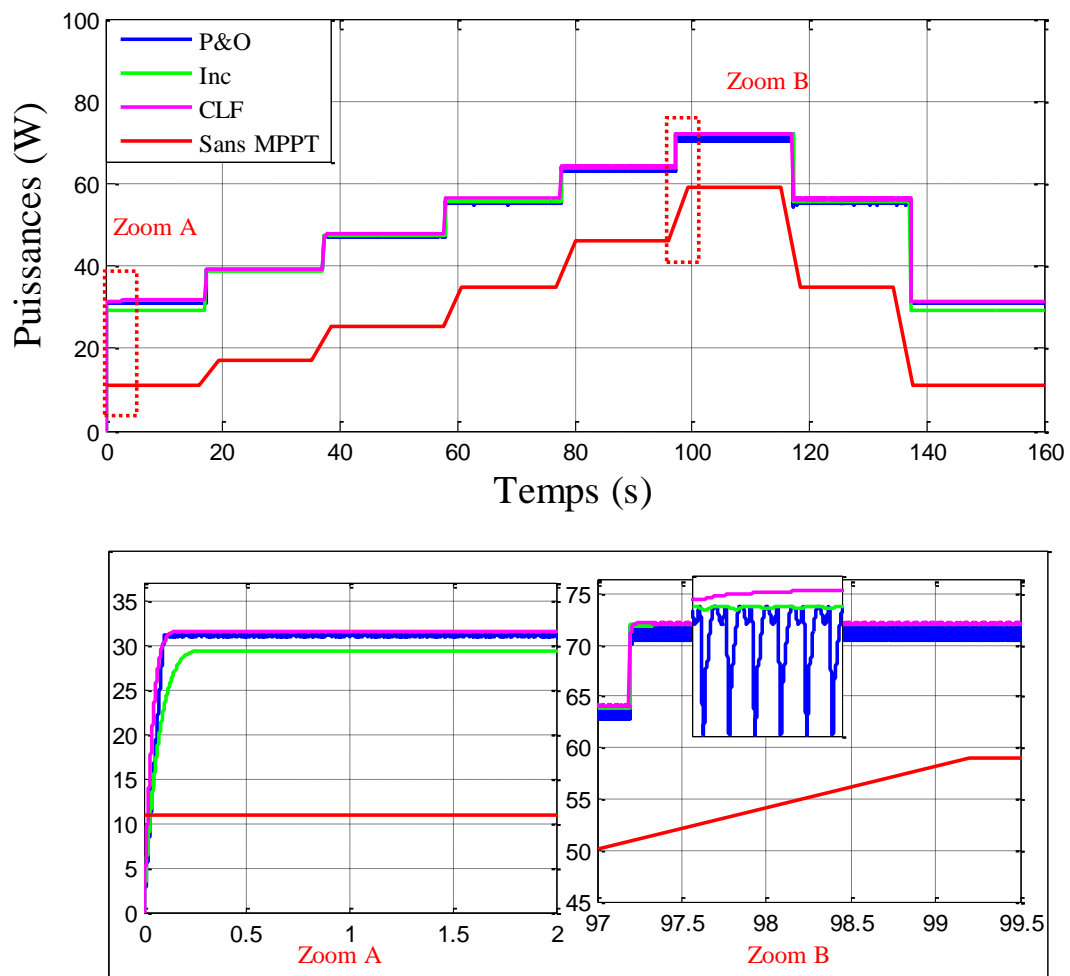


Figure. II.32 : Allure des puissances avec les trois commandes et sans MPPT à des conditions variables d'ensoleillement.

Les méthodes P&O et Inc sont toute deux des méthodes itératives, simples à élaborer, répondent aux variations des conditions climatiques, cependant elles incluent certaines imprécisions tels que la valeur de la puissance au PPM, et la présence d'oscillations importantes. Ces imprécisions sont dues aux valeurs du pas d'échantillonnage ou de l'incrément choisi, ce qui est la cause du compromis : rapidité ou précision [64,65, 66].

Contrairement au CLF qui répond beaucoup mieux aux variations climatiques, il présente des réponses plus rapide et plus précise suivant un mécanisme intelligent.

Sur l'histogramme suivant sont représentés les temps de réponse de chaque commande MPPT et sans MPPT.

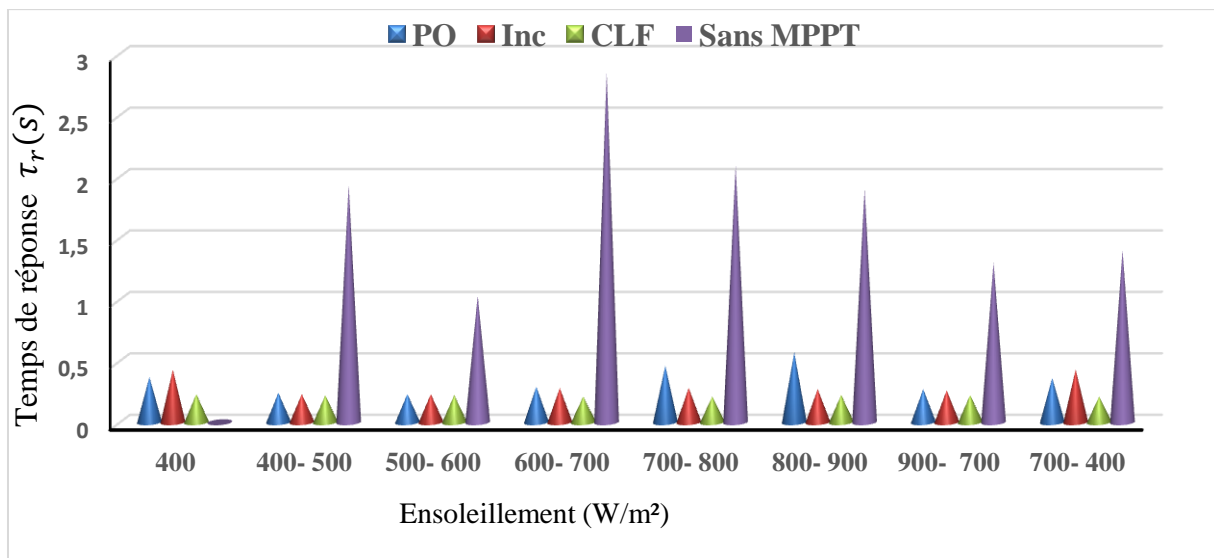


Figure. II.33 : Histogramme représentant les temps de réponse aux variations des conditions climatiques pour les trois commandes MPPT et sans MPPT.

Il est difficile de savoir si un gain est réellement apporté en raison de l'utilisation d'une commande MPPT d'un type ou d'un autre. Pour ces raisons, le critère de rendement E_{MPPT} des commandes MPPT est calculé par le rapport entre la puissance P_{PV} poursuivie obtenue avec la commande et la puissance au point de puissance maximale P_{MPP} . Ce critère va être notre référence pour la conception de la commande adéquate.

$$E_{MPPT} = \frac{P_{PV}}{P_{MPP}} * 100\% \tag{II.36}$$

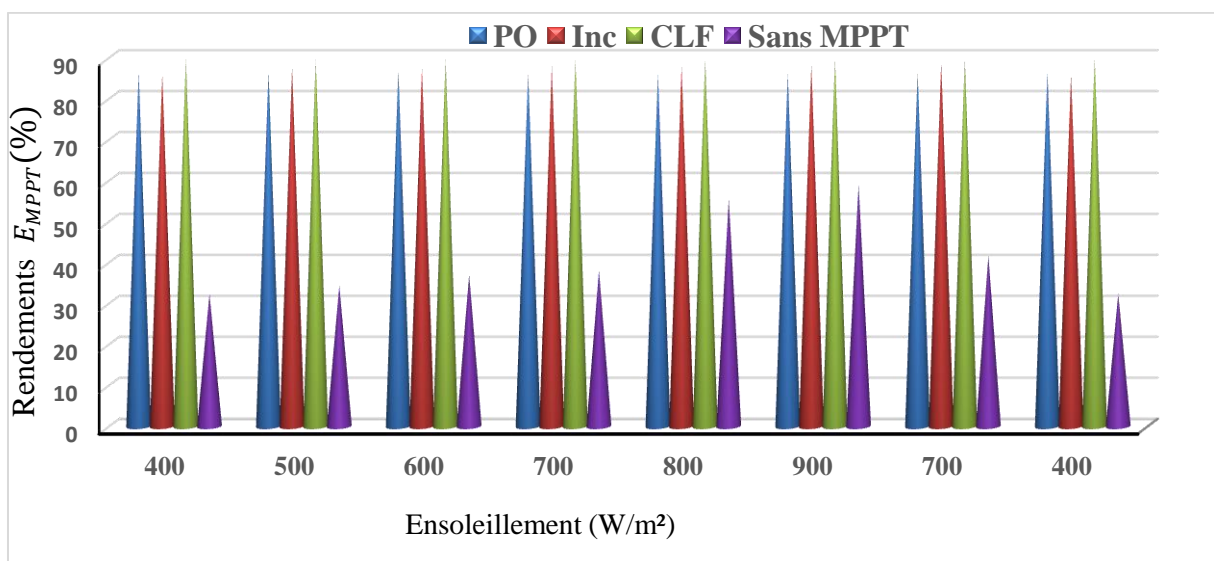


Figure. II.34 : Histogramme représentant les rendements des trois commandes MPPT et sans MPPT en simulation.

Après avoir effectué les tests des différentes commandes en simulation sous conditions d'ensoleillement variables, sur la prochaine partie les tests se feront par implémentation sous dSPACE.

II.9. Implémentation des commandes MPPT sous dSPACE

Dans cette section, les commandes MPPT établies par simulation (Simulink) seront compilées en code qui sera exécuté sur la carte dSPACE 1104 pour l'implémentation en temps réel. Une interface temps réel dSPACE est installée sur une plate-forme matérielle (ordinateur).

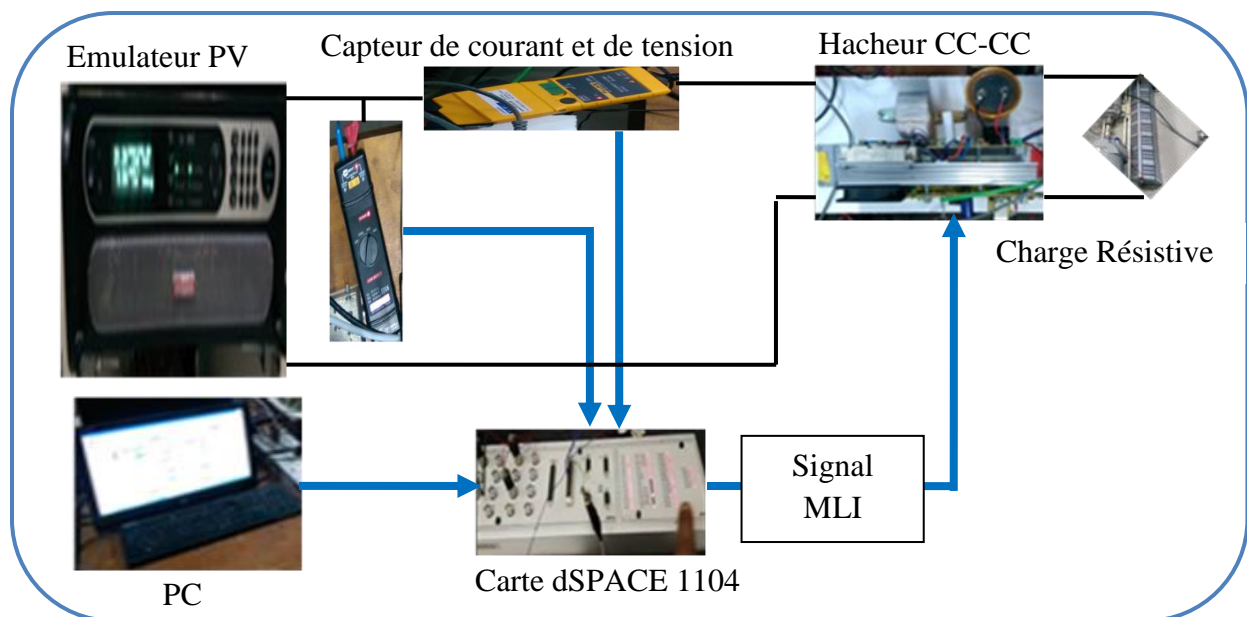


Figure. II.35 : Structure globale du banc expérimental.

II.9.1. Présentation de la plateforme dSPACE 1104

La carte dSPACE est conçue spécifiquement pour le développement des commandes numériques multi-variables de haute vitesse et des simulations en temps réel dans divers domaines. L'interface de la carte dSPACE 1104 comprend plusieurs modules d'entrées/sorties montrés sur la figure ci-dessous [67]:

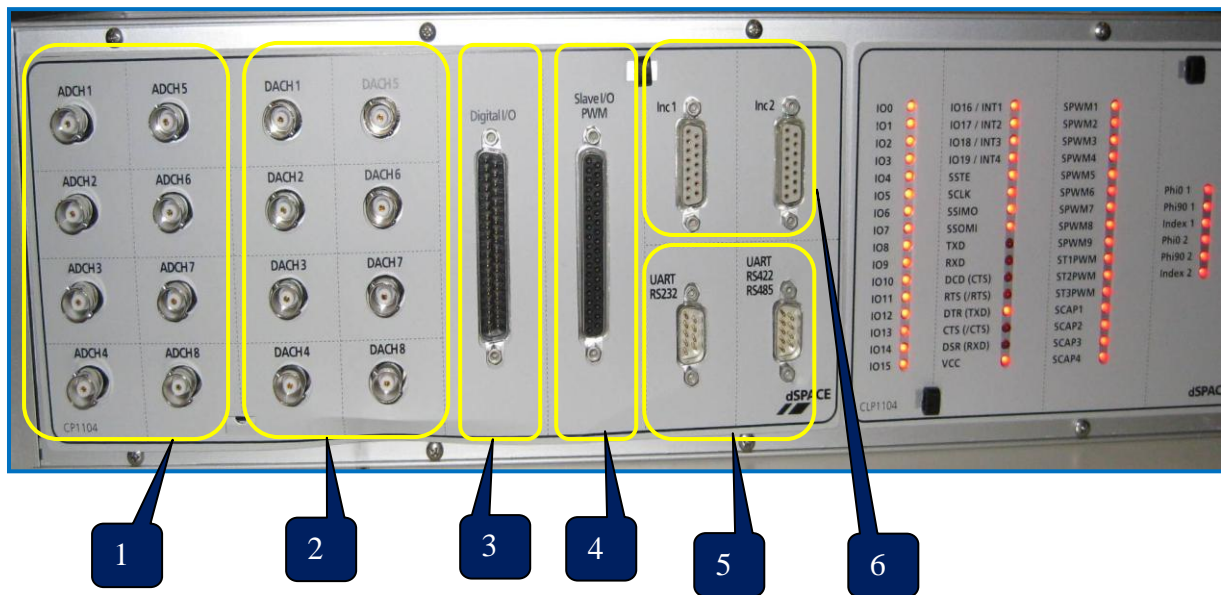


Figure. II.36 : Interface entrée-sortie de la dSPACE 1104.

- (1) 8 convertisseurs analogiques numériques (CAN), 4 en 16 bits, 4 en 12 bits : utilisés pour la récupération de données analogiques à partir d'un système puis leur conversion au numérique et leur affichage sur PC.
- (2) 8 convertisseurs numériques analogiques (CNA) de 16 bits pouvant délivrer une tension $\pm 10V$, utilisés pour la conversion de données numériques introduites à partir du PC en données analogiques, puis leur injection à un système externe.
- (3) Entrée/sortie numérique utilisée lorsque nous avons affaire à un langage de programmation.
- (4) Entrée/sortie du DSP esclave chargé de générer les signaux MLI pour la commande de l'onduleur.
- (5) Les ports séries (RS 232, RS 422 et RS 485) : utilisés pour avoir une communication série entre la dSPACE 1104 et les différents appareils électroniques (automate, appareil de mesure, etc.). ils assurent également la communication entre deux cartes dSPACE.
- (6) 2 codeurs incrémentaux pour la récupération de données à partir de capteurs (capteurs de position).

II.9.2. Application pour des conditions variables

Le premier test a été fait sans commande MPPT, le but étant d'appuyer le fait qu'une commande MPPT est primordiale dans un système photovoltaïque.

➤ Implémentation sans MPPT

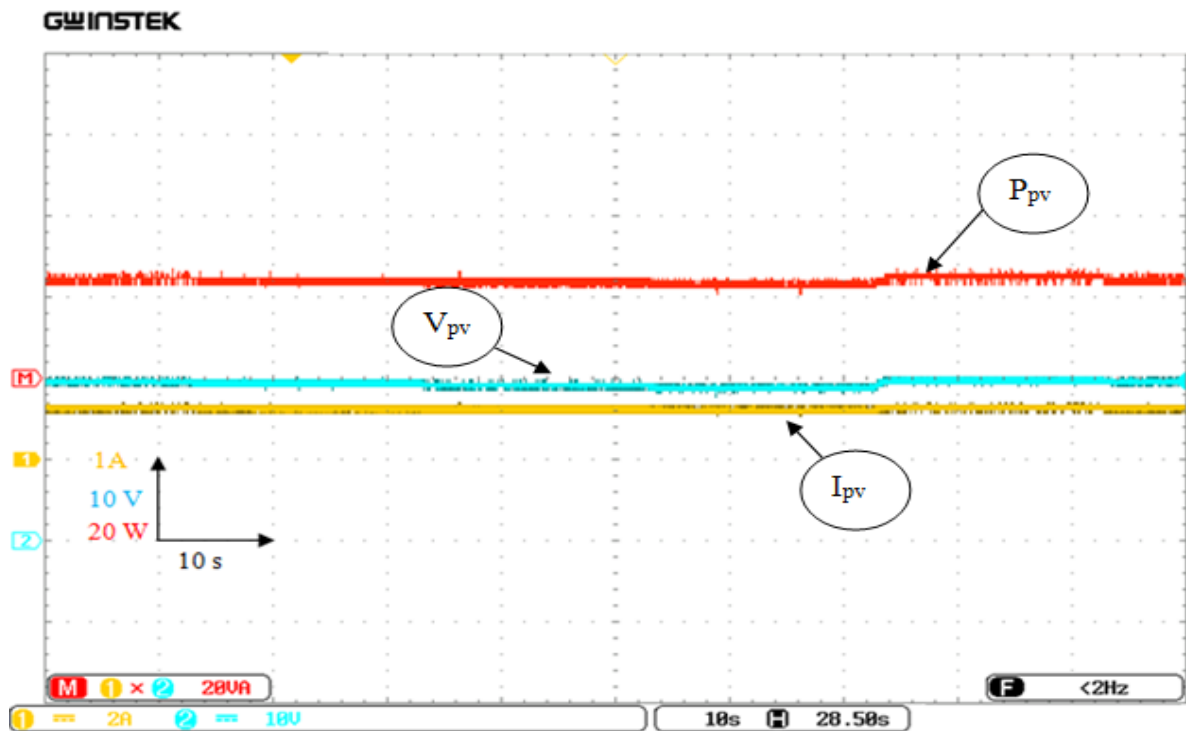


Figure. II.37 : Allures du courant, de la tension et de la puissance sous conditions variables sans commande MPPT.

Les allures présentées sur la figure II.37 sont justifiées par l'absence d'un contrôleur permettant de poursuivre le point de fonctionnement disponible sur le panneau PV. La différence sera visible sur les différentes implémentations des commandes MPPT qui seront présentées sur ce qui suit.

➤ Cas de la commande P&O

Sur ce test la commande P&O sera implémentée avec le même profile d'ensoleillement de la figure II.28 cela permettra d'évaluer les performances de cette technique par rapport aux autres techniques.

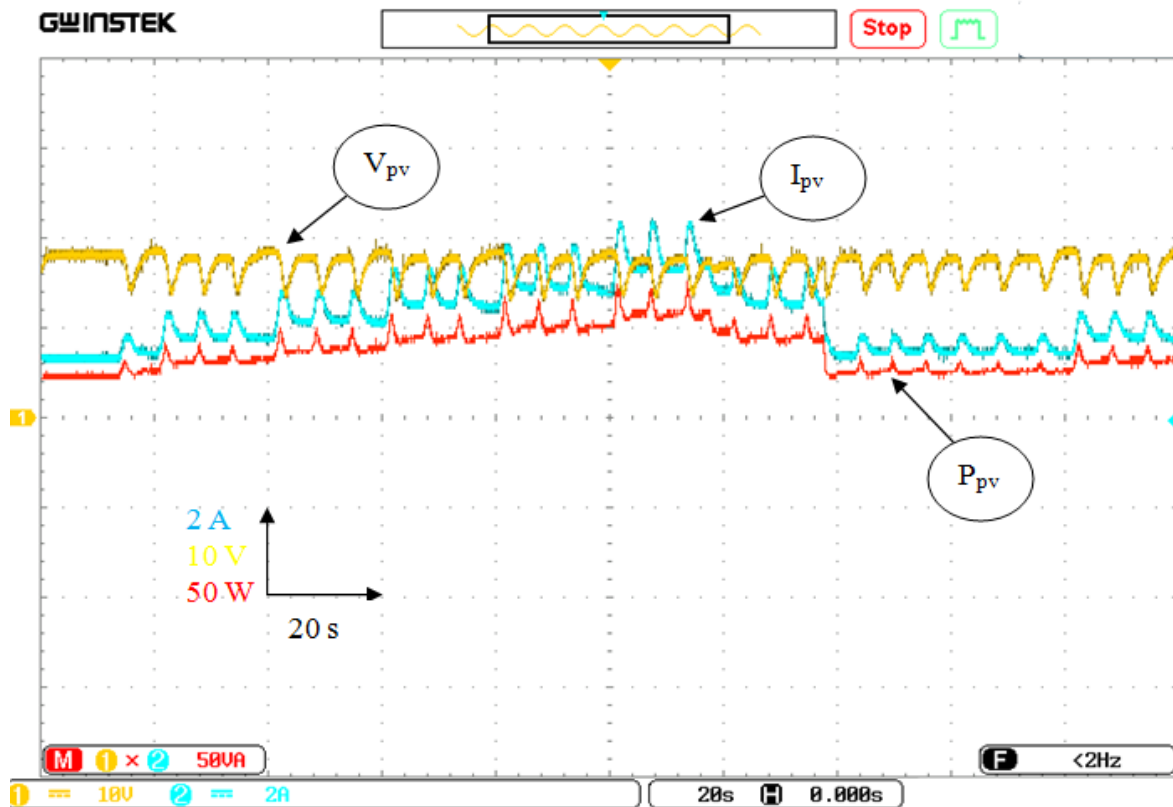


Figure. II.38 : Allures du courant, de la tension et de la puissance avec l’algorithme P&O sous conditions variables.

Sur la figure II.38, des oscillations importantes sont présentes à chaque variation d’ensoleillement. Il est à noter que la commande P&O répond à chaque variation. Par contre, la réponse du système à la commande au régime permanent ne se stabilise pas et maintient un comportement oscillatoire autour du point de fonctionnement.

➤ **Cas de la commande Inc**

La commande Inc sera implémentée sur ce test avec le même profil d’ensoleillement (figure II.28) afin d’évaluer les performances de cette autre technique.

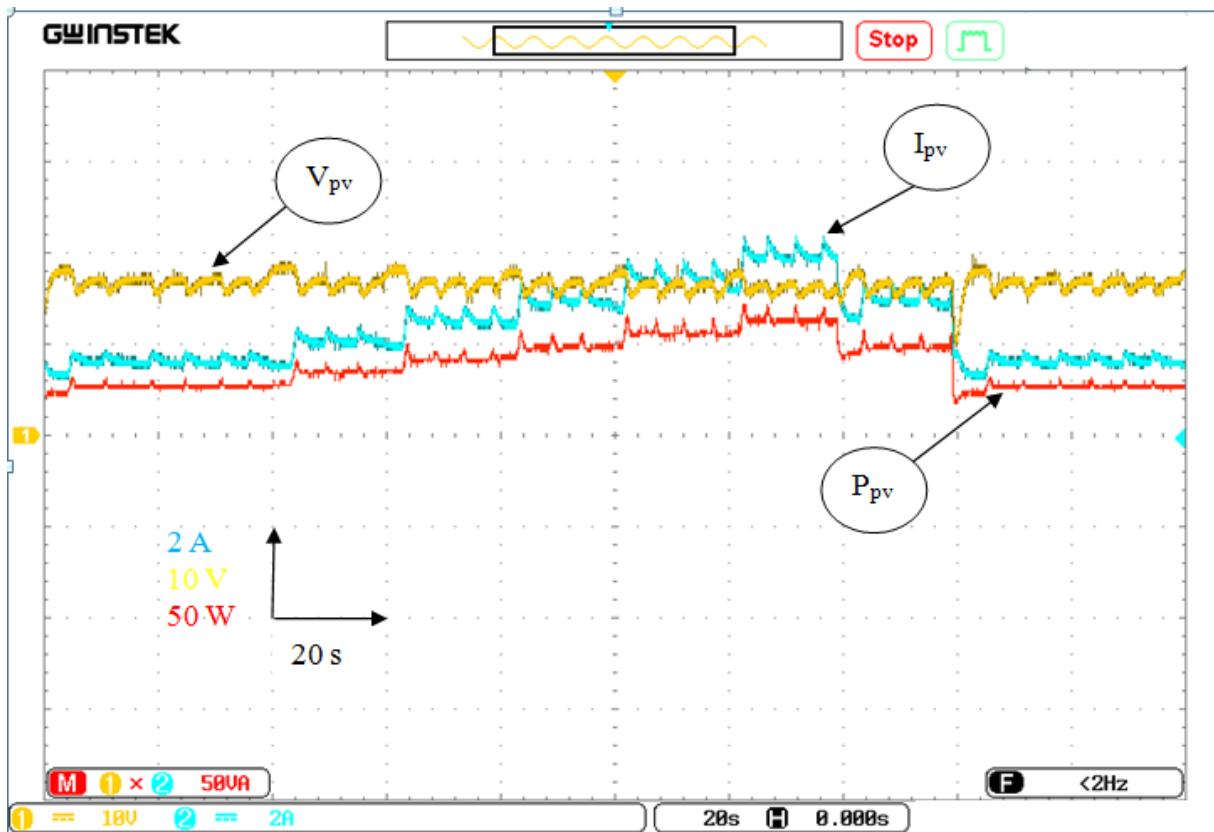


Figure. II.39 : Allures du courant, de la tension et de la puissance avec l’algorithme Inc sous conditions variables.

Tout comme la P&O, la commande Inc présente des oscillations au régime permanent. Néanmoins ces oscillations sont moins importantes qu’avec la commande P&O. La commande Inc répond d’une meilleure manière aux brusques variations assimilées à des variations brusques des conditions climatiques.

➤ Cas de la commande CLF

Les commandes P&O et Inc vu leurs réponses oscillatoires, la commande numérique CLF sera aussi implémentée sous les même conditions d’ensoleillement afin d’évaluer ses performances et les comparer à ceux des deux autres.

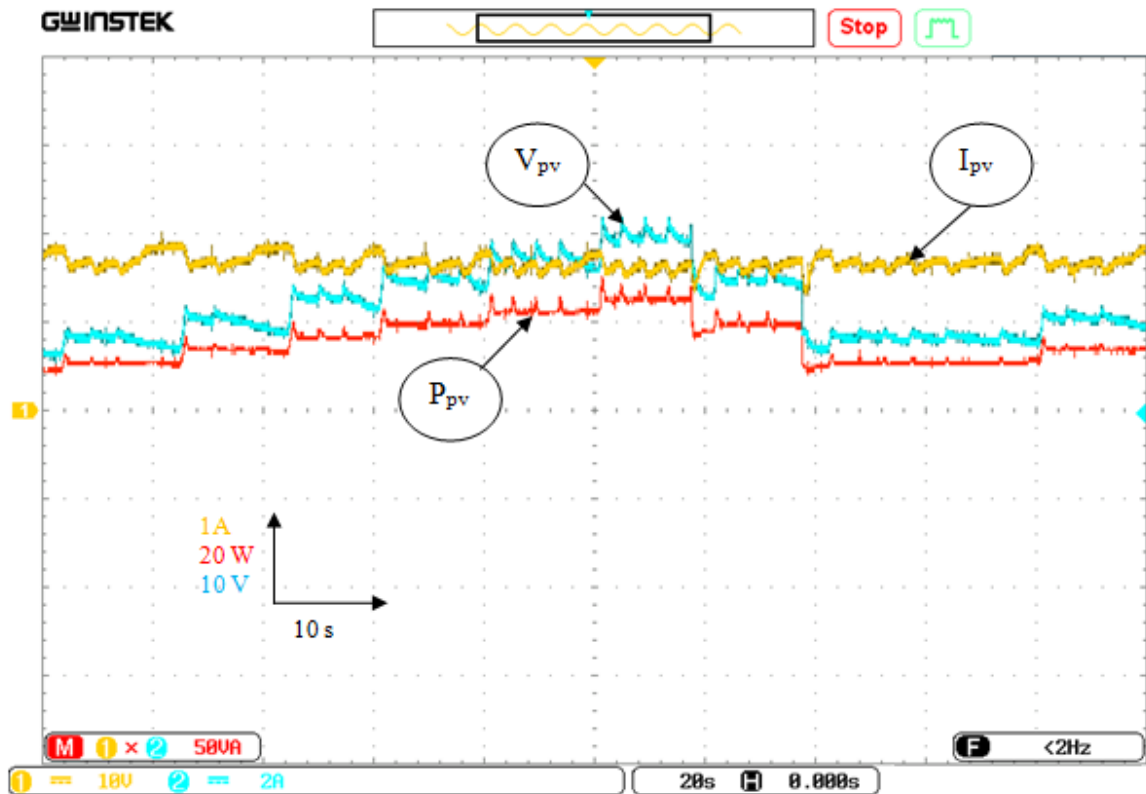


Figure. II.40 : Allures du courant, de la tension et de la puissance avec l’algorithme CLF sous conditions variables.

Les courbes d’implémentation sous dSPACE sont les suivantes :

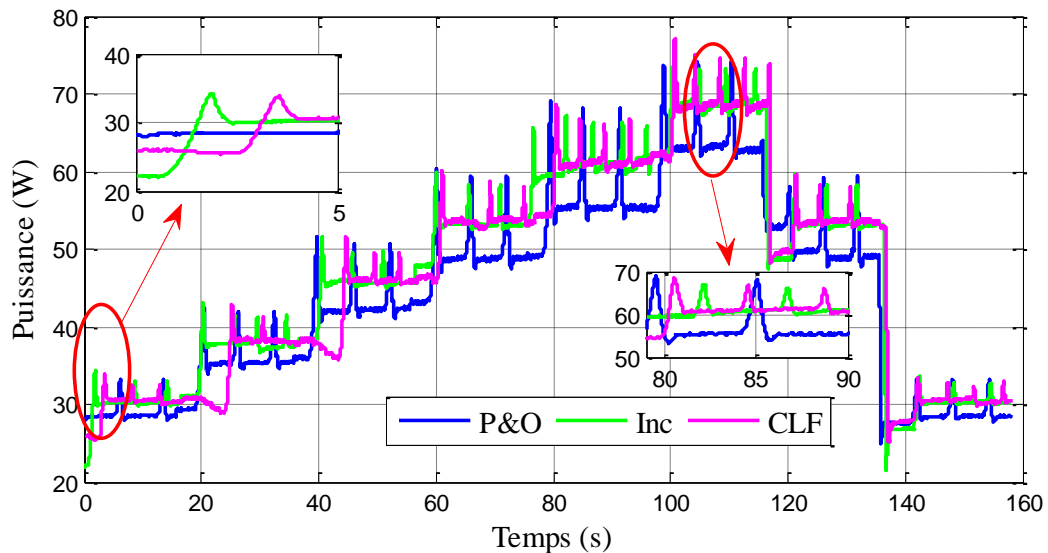


Figure. II.41 : Allure des puissances des algorithmes MPPT sous conditions d’ensoleillement variables.

La figure suivante représente le rendement calculé par la formule II.36, de chaque commande MPPT sous conditions variables par implémentation.

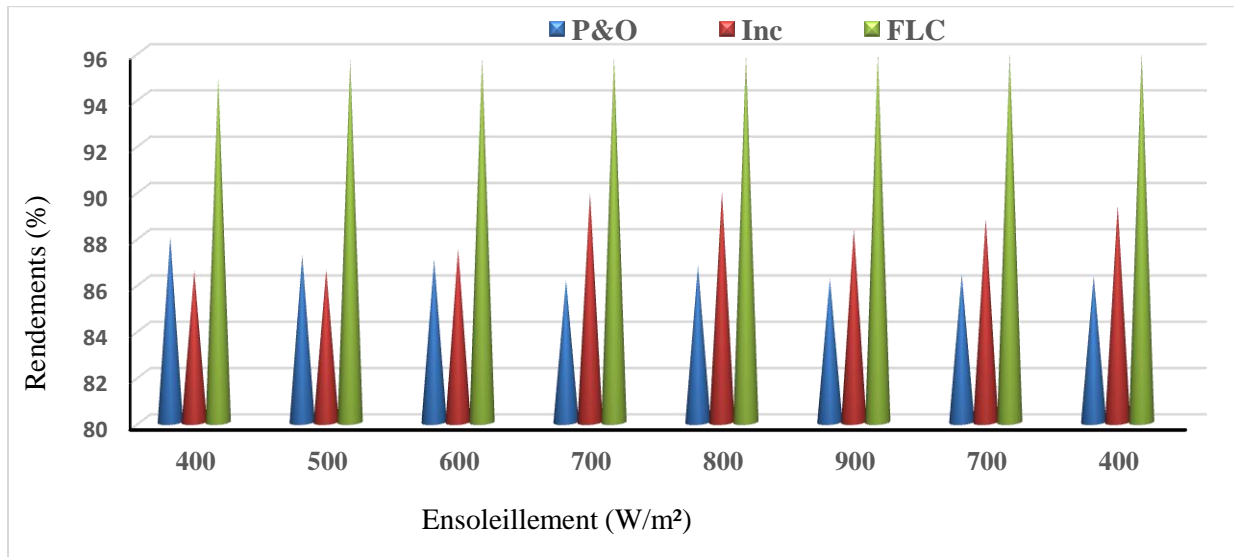


Figure. II.42 : Histogramme représentant les rendements des trois commandes MPPT en implémentation.

Il est visiblement remarqué sur la figure II.41 que la réponse du système à la commande CLF présente moins d'oscillations comparée aux deux autres techniques classiques (P&O, Inc). D'après les rendements obtenus des trois commandes, la commande CLF représente le meilleur rendement comparé aux deux autres commandes.

II.9.3. Comparaison des résultats de simulation et de pratiques

Sur cette partie, une comparaison des résultats des trois commandes MPPT effectuées en simulation et en pratique sera présentée.

➤ Commande P&O

La comparaison entre les résultats obtenus par la commande P&O en simulation et en pratique sont représentés sur la figure qui suit :

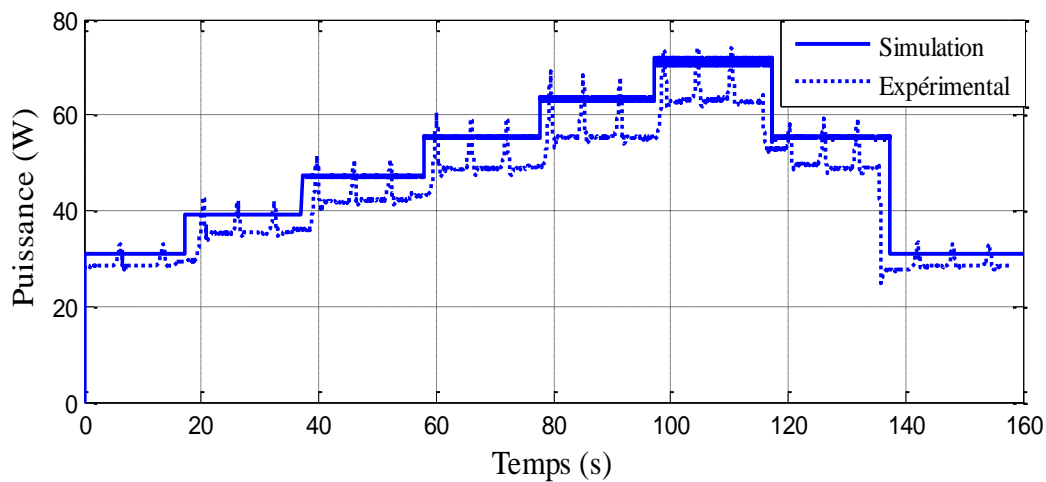


Figure. II.43 : Résultats de simulation et expérimental de la commande P&O.

➤ **Commande Inc**

La comparaison entre les résultats obtenus par la commande Inc en simulation et en pratique sont représentés sur la figure qui suit :

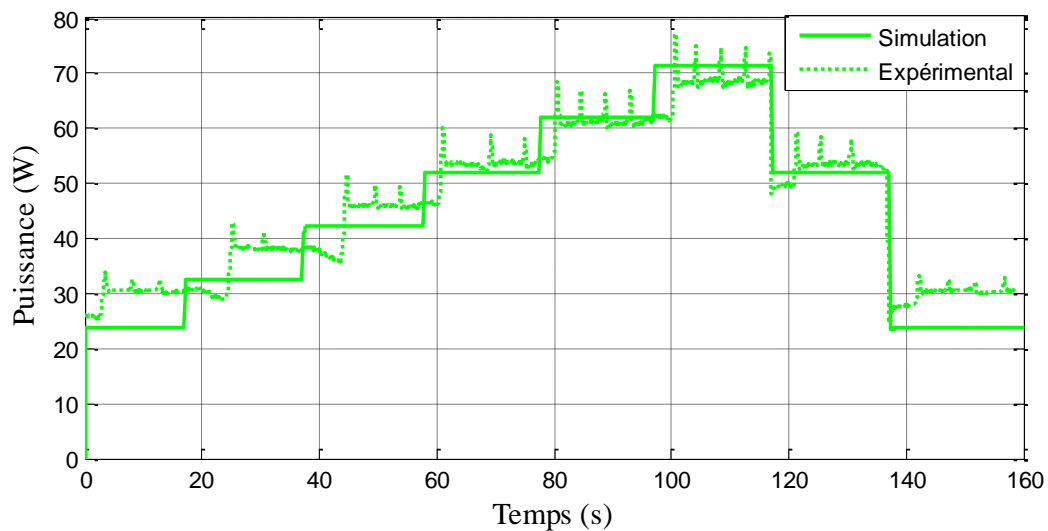


Figure. II.44 : Résultats de simulation et expérimental de la commande Inc.

➤ **Commande CLF**

La comparaison entre les résultats obtenus par la commande FLC en simulation et en pratique sont représentés sur la figure qui suit :

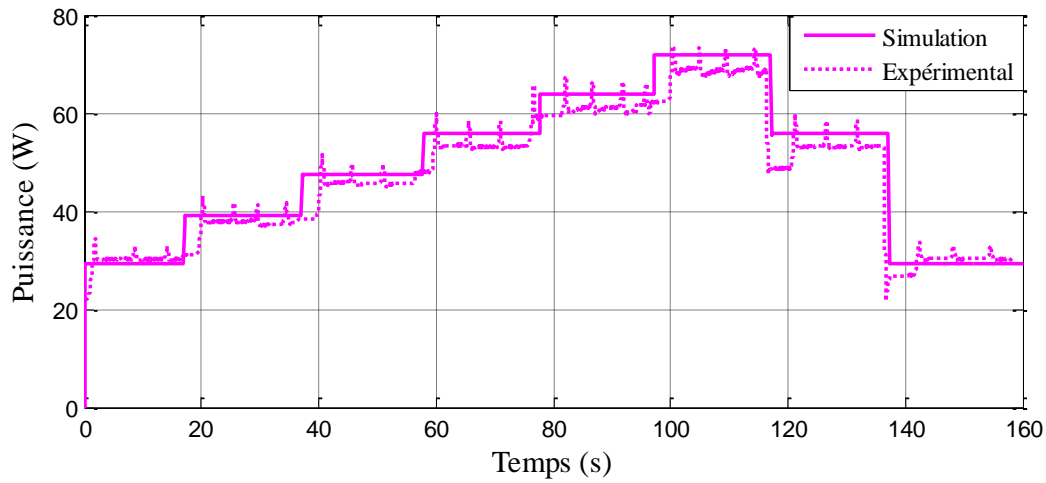


Figure. II.45 : Résultats de simulation et expérimental de la commande CLF.

Avec l'équation de calcul d'erreur suivante, l'historique de la figure II.46 a été tracé :

$$\epsilon_p(\%) = \left| \frac{P_{pra} - P_{th}}{P_{pra}} \right| * 100 \tag{II.37}$$

Les résultats obtenus par implémentation ont été évalués par le critère d'erreur (équation II.37) entre les résultats de simulation et ceux en pratique de chaque commande, l'historique suivant résume les résultats obtenus :

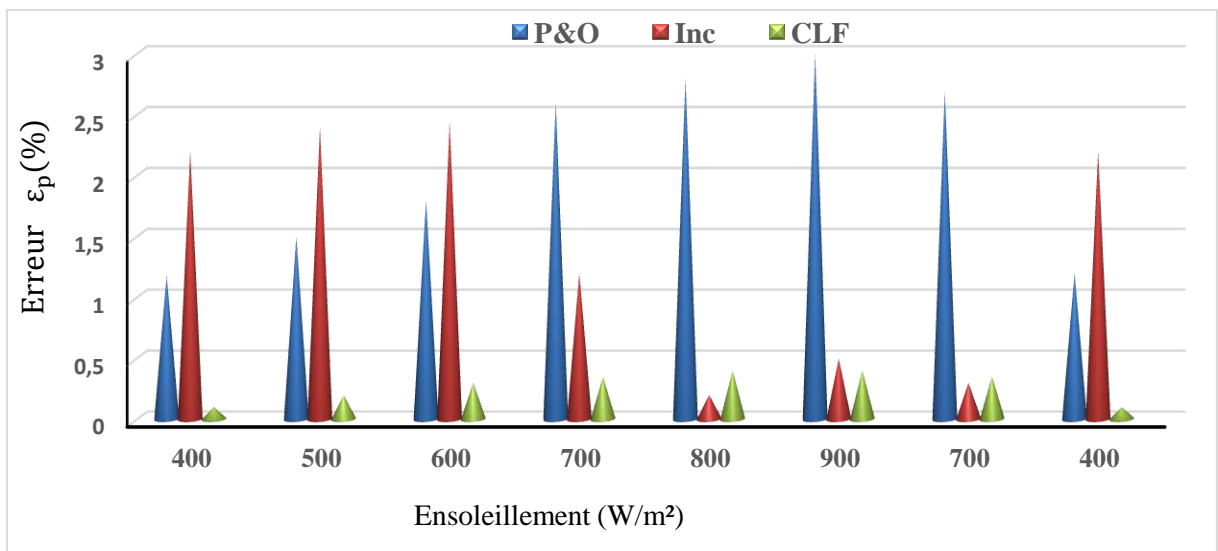


Figure. II.46 : Calcul d'erreurs pour chaque MPPT sous différents ensoleillement.

II.10. Conclusion

Sur ce chapitre, trois commandes des plus utilisées ont été évaluées en simulation et en pratique. Des comparaisons, sous des conditions STC ainsi que pour des conditions variables ont été illustrées. Leur implémentations à temps réel ont été réalisées sous la carte dSPACE 1104.

La maquette proposée pour l'implémentation des techniques de maximisation de puissance a été présentée. Plusieurs tests ont été effectués pour chacune des commandes.

A la différence des résultats obtenus avec les différentes commandes MPPT, le test pratique réalisé sans commande illustre parfaitement qu'il n'y a pas eu d'optimisation aux variations de conditions climatiques.

Les résultats des différentes commandes sont à chacune sa particularité, le temps de réponse du système à la commande Inc est long comparé à celui de la commande P&O. Par contre il présente moins d'oscillations et donc plus de précision. Il faut alors répondre à un compromis entre précision ou rapidité selon l'application visée.

Vu les performances de la commande CLF, nous avons opté à l'appliquer dans la suite du travail.

Chapitre III

Dimensionnement et Gestion d'énergie d'un système photovoltaïque avec stockage électrochimique.

III.1. Introduction

Afin de surmonter le problème d'intermittence des flux d'énergie produite par les systèmes photovoltaïques, l'hybridation semble être la solution adéquate. Cependant, il est difficile de combiner entre différentes sources aisément. Par conséquent, il est essentiel d'intégrer une forme de surveillance et de gestion du flux d'énergie.

L'objectif principal de ce chapitre est de présenter la supervision d'un système composé d'un générateur photovoltaïque (GPV) avec banc de batterie. Des applications seront présentées afin d'appuyer l'efficacité de la gestion proposée et de garantir leurs fonctionnement. Une nouvelle approche est aussi définie afin de récupérer l'excès en énergie, et de permettre une meilleure exploitation de l'énergie produite.

III.2. Présentation du système étudié

Le système à étudier est un système photovoltaïque avec batterie relié à un bus continu CC pour l'alimentation d'une charge continue ou alternative suivant l'application.

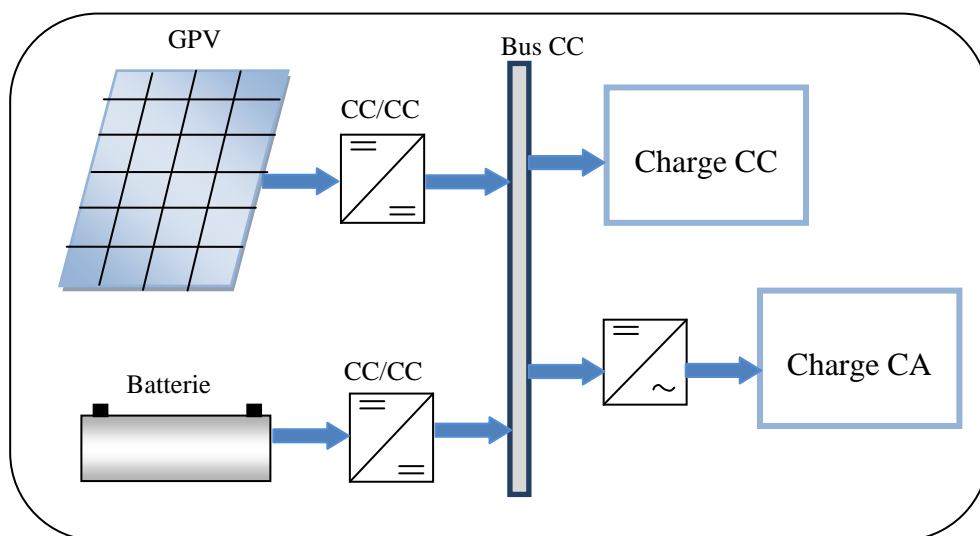


Figure III.1 : Schéma d'un système photovoltaïque.

III.3. Modélisation de la batterie CIEMAT

Les conditions de fonctionnement d'une installation PV dépendent fortement de l'état du système de stockage. L'équilibre du système est assuré par la précision et la simplicité d'un modèle décrivant le phénomène physio-chimique de la charge et de la décharge du système de stockage.

Le modèle utilisé dans ce travail, porté sur la figure II.2 contient deux éléments électriques: une source de tension et une résistance interne [68-71].

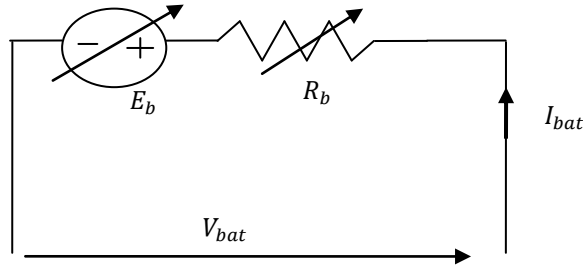


Figure III.2 : Modèle de la batterie CIEMAT.

Ce modèle est basé sur le schéma électrique de la figure III.2, où la batterie est décrite par deux éléments dont les caractéristiques dépendent d'un certain nombre de paramètres : tension à vide E_b et résistance interne R_b .

$$V_{bat} = n_b E_b \pm n_b R_b I_{bat} \quad (III.1)$$

Avec:

E_b : source de tension ; R_b : résistance interne et n_b : nombre d'accumulateurs électrochimiques.

La capacité de la batterie C_{bat} est donnée par:

$$\frac{C_{bat}}{C_{10}} = \frac{1.67}{1 + 0.67 \cdot \left(\frac{I_{bat}}{I_{10}}\right)^{0.9}} * (1 + 0.005 * \Delta T) \quad (III.2)$$

Où :

ΔT : est l'écart de température et C_{10} est la capacité nominale (I10).

L'état de charge (EDC) de la batterie peut être écrit comme:

$$EDC = 100 * \left(1 - \frac{Q_d}{C_{bat}}\right) \quad (III.3)$$

La capacité C_{bat} sert de référence pour déterminer l'état de charge (EDC) de la batterie. Ce dernier sera formulé en fonction de la quantité de charge manquante à la batterie, Q_d .

$$\text{Avec : } Q_d = I_{bat} * t \quad (III.4)$$

Où

t : est la durée de fonctionnement de la batterie avec un courant I_{bat} .

Les simulations sont réalisées pour étudier l'influence de la température sur le comportement du système de stockage du modèle CIEMAT développé avec Matlab-Simulink.

V_d , V_c sont respectivement la tension de décharge et de charge. Quant à r_d et r_c elles sont respectivement les résistances de décharge et de charge de la batterie.

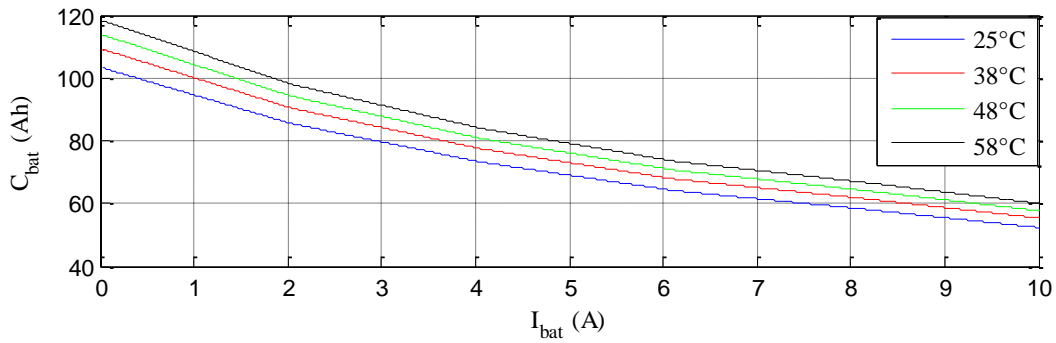


Figure III.3 : Influence de la température sur la capacité de la batterie.

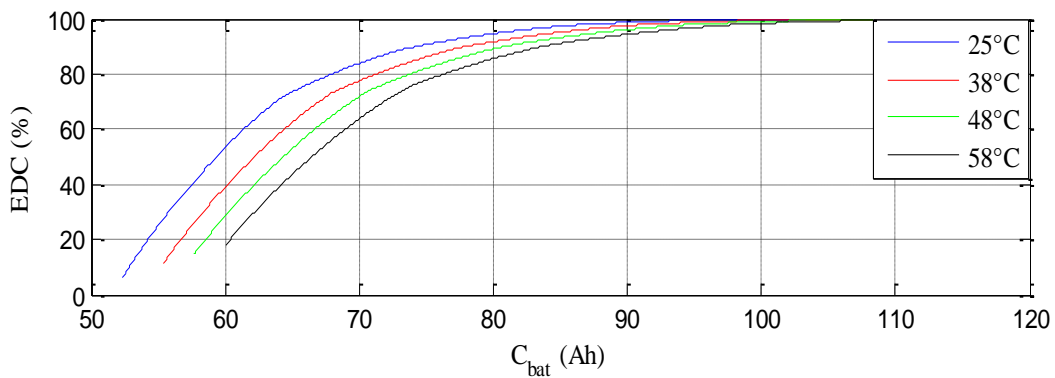


Figure III.4 : Variation de l'état de charge en fonction de la capacité de la batterie pour différentes températures.

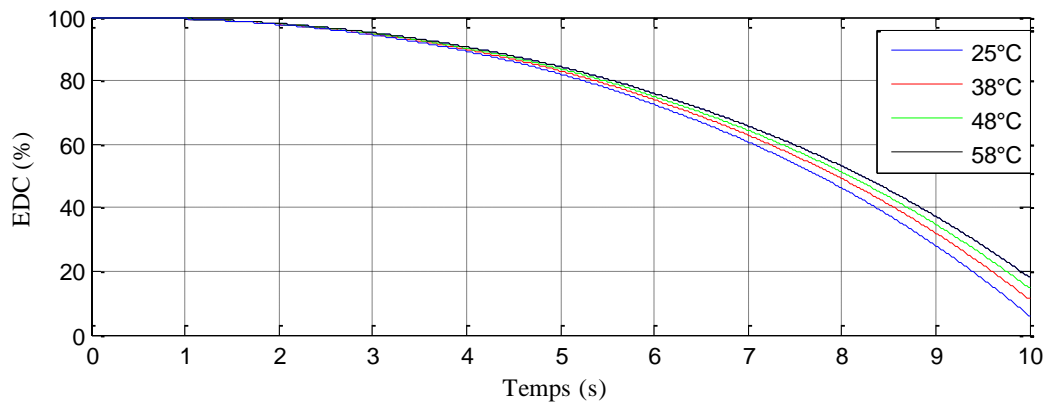


Figure III.5 : Influence de la température sur l'état de charge la batterie EDC.

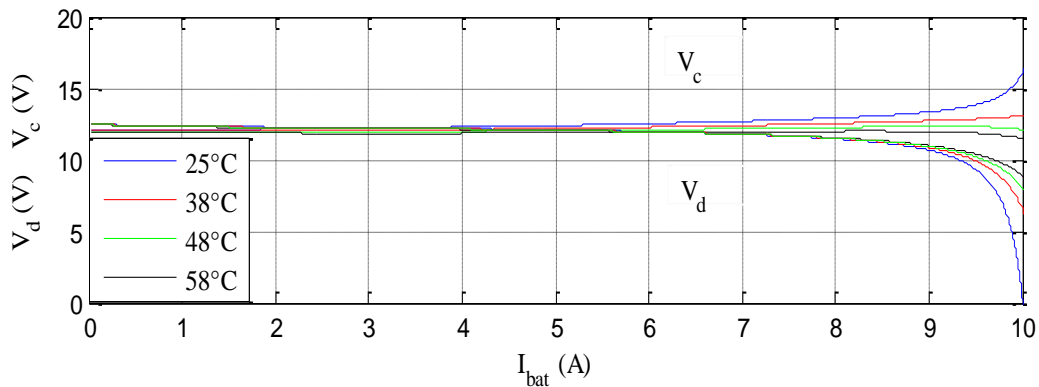


Figure III.6 : Influence de la température sur la tension de charge et de décharge.

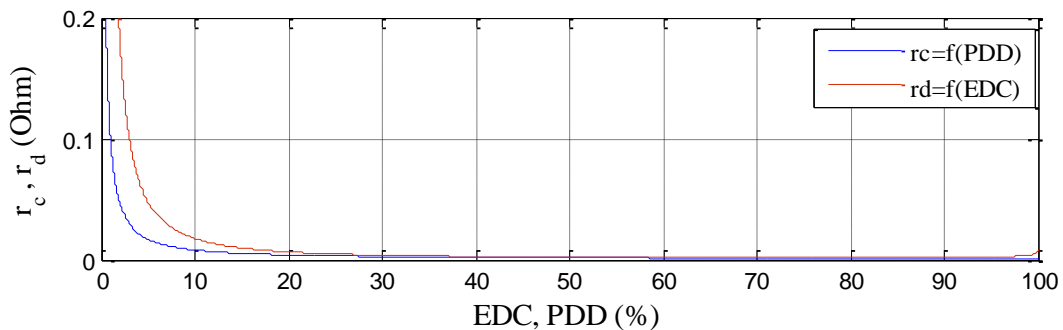


Figure III.7 : Variation de (r_d) et (r_c) en fonction de l'(EDC) et la (PDD) respectivement.

En pratique, la détermination de l'impédance d'une batterie est souvent faite sur un comportement stationnaire. Le principe de base est d'imposer à la batterie une excitation en tension ou en courant afin de déduire la réponse à cette excitation et une représentation d'Ohm de son état interne.

La mesure à fréquence faible donne plus d'informations sur le fonctionnement électrochimique car la cinétique interne de la batterie a donc le temps de réagir à la perturbation imposée. Afin de déterminer l'impédance interne de la batterie choisie dans notre travail (12 V, 100 Ah) pour un état de charge de la batterie, un signal alternatif sinusoïdal de fréquence 50 Hz est superposé à la composante continue de la batterie, puis la batterie est fermée sur un circuit comprenant une résistance variable, une limitation de (15,8 Ω , 10 A), un shunt à (250 V, 10 A), un capteur de courant qui est composé d'une résistance série (250 V, 10 A) et d'une source de tension alternative (0 -36 V, 20 A). Le système de mesure est développé sur la figure II.8.

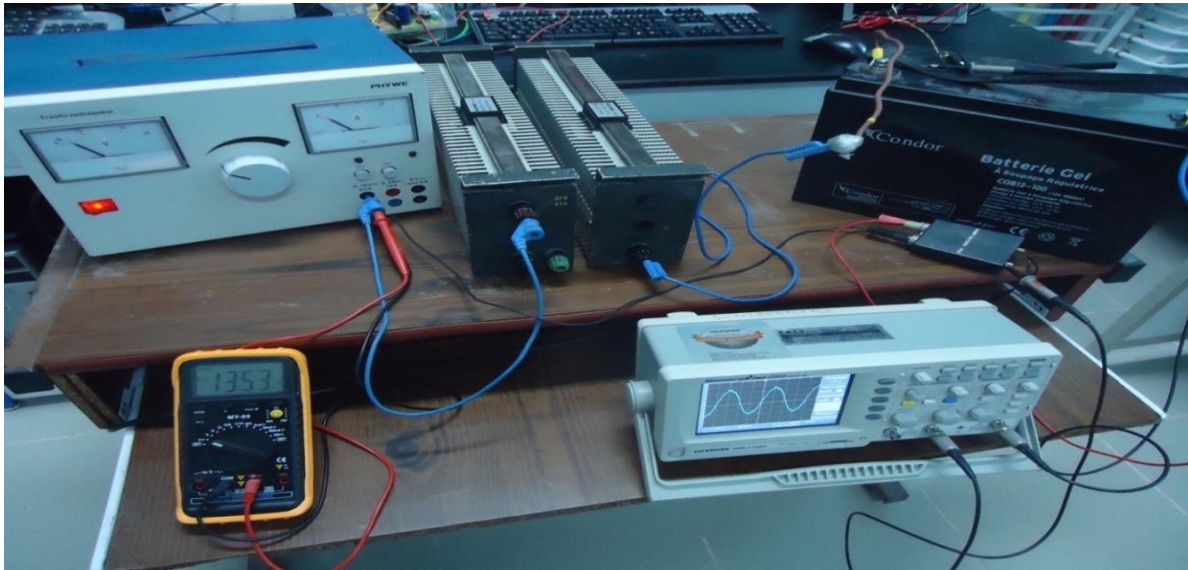


Figure III.8 : Mesure d'impédance de la batterie.

Les deux tensions sont mesurées à l'aide d'un oscilloscope: la tension aux bornes de la dérivation qui est une image directe du courant circulant dans le circuit et ainsi que la tension de la batterie. Le rapport de ces deux tensions et leur déphasage fournit la valeur absolue de l'impédance interne de la batterie. Les mesures sont effectuées par un oscilloscope à mémoire numérique (GWinstek GDS-1152A, 150 MHz). Ces mesures numériques sont ensuite transférées à un ordinateur pour analyse. La batterie se comporte comme une impédance complexe Z_{bat} avec une résistance R_{bat} et une réactance X_{bat} à cette perturbation.

$$|Z_{bat}| = \frac{V_{bat}}{I_{bat}} \quad (III.5)$$

A partir du module de déphasage Z_{bat} , on déduit la partie réelle R_{bat} et la partie imaginaire X_{bat} et on déduit l'impédance pour un état de charge.

$$R_{bat} = |Z_{bat}| * \cos \rho \quad (III.6)$$

$$X_{bat} = |Z_{bat}| * \sin \rho \quad (III.7)$$

$$C_{bat} = \frac{1}{X_{bat} * 2 * \pi * f} \quad (III.8)$$

Avec: $f = 50$ Hz, ρ : déphasage entre le courant et la tension, C_{bat} : capacité de la batterie.

Les valeurs obtenues sont résumées sur le tableau III.1. Ces valeurs changent en fonction de l'état de charge de la batterie.

Tableau III. 1
Paramètres de la batterie Plomb- Acide (12V, 100Ah)

Paramètres	Valeurs
R_{bat}	0.704 Ω
X_{bat}	0.069 Ω
C_{bat}	45.6 mF

III.4. Proposition d'une stratégie de supervision

III.4.1. Application pour un système de pompage

Une application pour un système de pompage photovoltaïque a été faite. Le système comprendra : un GPV, deux convertisseurs CC/CC, un banc de batterie, un superviseur à trois relais et un onduleur CC/CA alimentant une pompe. Afin de maximiser la puissance photovoltaïque, le CLF a été choisi. Concernant le contrôle du système motopompe, la technique de contrôle par flux orienté sera appliquée.

La structure du système global est présentée, les différentes étapes de dimensionnement seront énumérées. Les résultats seront présentés et discutés.

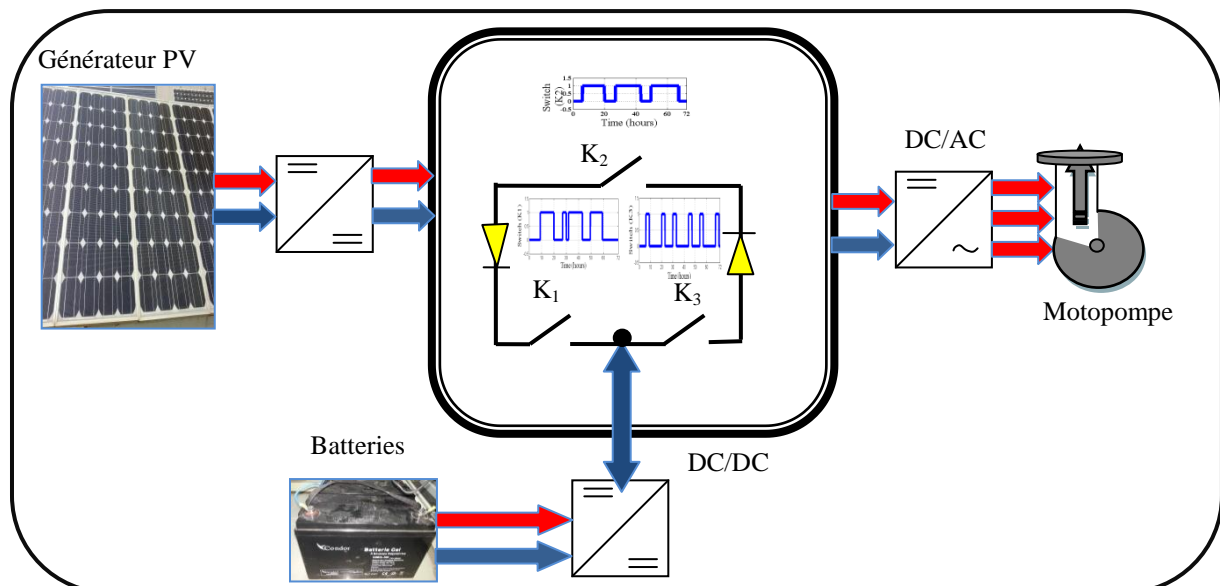


Figure III.9 : Application au pompage de l'eau pour la 1^{ère} configuration.

Les différentes étapes de modélisation et de dimensionnement pour cette application seront détaillées sur ce qui suit.

III.4.1.1 Dimensionnement du système de pompage photovoltaïque

➤ Caractéristiques d'une pompe

Les pompes sont des machines qui réalisent l'écoulement d'un fluide (liquide ou gaz) dans un système déterminé en utilisant certaines quantités d'énergie fournies par un moteur.

- **Débit**

Exprimé en litres par heure (l/h) ou gallons par heures, le débit en pompage détermine la quantité d'eau pompée durant une durée précise. En pompage solaire cette quantité est souvent exprimée en mètre cube par jour (m³/j).

- **Hauteur manométrique**

La hauteur manométrique totale (HMT) d'une pompe correspond à la **hauteur** entre le niveau de l'eau de la source et le point le plus bas de l'installation. Exprimé comme suit :

$$h = H_g + P_c \quad (\text{III.9})$$

Avec :

H_g : Hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée et le plan d'utilisation.

P_c : Pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites.

Ces pertes de charge correspondent à plus de 10% de la hauteur géométrique totale.

- **Evaluation des besoins en eau**

Les besoins en eau estimés pour les zones rurales des pays pauvres sont de l'ordre de 20 litres par personne et 30 litres par tête de bétail. Cependant, il est important de déterminer les besoins journaliers en eau et l'autonomie nécessaire.

- **Energie hydraulique nécessaire**

Le calcul de l'énergie hydraulique est nécessaire pour le dimensionnement de la pompe, ce calcul doit tenir compte de la quantité d'eau requise et de la hauteur qui convient à la pompe. La formule est donné par :

$$P_h = \rho * g * h * Q \quad (\text{III.10})$$

Avec :

ρ : Masse volumique d'eau (1000kg/m³).

g : Accélération de la pesanteur (9.81m/s²).

h : Hauteur manométrique totale (m).

Q : Débit volumique (m³/s).

- **Dimensionnement des panneaux**

La puissance (P_{pv}) du GPV à installer dépend principalement du besoin journalier en eau, et de l'énergie demandée par la charge (E_c), de la durée de pompage nécessaire (τ_p) ainsi que des pertes associées à l'application.

$$P_{pv} = \frac{E_c}{\tau_p(1-\sum P_{pertes})} \quad (\text{III.11})$$

Le nombre de panneaux nécessaire est alors déduit par la relation suivante :

$$N_p = Ent\left[\frac{P_{pv}}{P_c}\right] \quad (\text{III.12})$$

Où P_c est la puissance crête du panneau unitaire. Pour cette application la puissance P_c est de 80Wc.

Afin de satisfaire les besoins domestiques et agricoles d'une famille, un dimensionnement des différents composants du système étudié a été effectué afin de disposer d'un réservoir d'eau de 77 m³, d'une hauteur de 11,5 m et d'un débit nominal de 22 m³ / h. Le tableau III.2 résume les résultats de dimensionnement du système.

Tableau III. 2

Dimensionnement du système de pompage.

Symboles	Expressions	Résultats
Puissance hydraulique P_h	$P_h = \rho \cdot g \cdot h \cdot Q$	701W
Puissance mécanique requise par la pompe P_{mec}	$P_{mec} = \frac{P_{hyd}}{\eta_p}$	1275W
Puissance électrique de la machine P_{ele}	$P_{ele} = \frac{P_{mec}}{\eta_{IM}}$	1500W
Puissance de l'entrée de l'onduleur P_{dc}	$P_{dc} = \frac{P_{ele}}{\eta_{ond}}$	1578W
Temps de pompage nécessaire τ_p	$\tau_p = \frac{V}{Q}$	3.5h
Energie électrique quotidienne requise par la charge E_c	$E_c = \tau_p \cdot P_{dc}$	4736 Wh/jour

$$C_{bat_tot} = \frac{E_c \cdot N_{jaut}}{V_{bat} \cdot PDD \cdot R_{bb}} \quad (III. 13)$$

Avec :

N_{jaut} Le nombre de jour d'autonomie.

V_{bat} La tension de la batterie.

R_{bb} Le rendement de la batterie

PDD Profondeur de décharge de la batterie

$$C_{fbat} = \frac{C_{bat}}{f_p} \quad (III.14)$$

$$N_b \geq \frac{C_{f.bat}}{C_n} \quad (III.15)$$

Avec :

$C_{f.bat}$: Capacité de la batterie avec les pertes.

f_p : Coefficient de pertes.

C_n : La capacité normalisée de la batterie.

N_b : Nombre des batteries.

Après dimensionnement, vingt quatre (24) panneaux de 80W_c ont été utilisés et dix (10) batteries.

III.4.1.2. Modélisation et contrôle de la machine asynchrone [77]

Le principe de fonctionnement du moteur asynchrone (MAS) est basé sur l'interaction électromagnétique du champ tournant créé par le courant triphasé fourni à l'enroulement statorique par le réseau, et des courants induits dans l'enroulement rotorique lorsque les conducteurs du rotor sont coupés par le champ tournant. Cette interaction électromagnétique du stator et du rotor de la machine n'est possible que lorsque la vitesse du champ tournant diffère de celle du rotor.

A- Modèle dynamique du moteur asynchrone [78]

Le moteur asynchrone (MAS) triphasé est muni de six enroulements :

- Le rotor peut être modélisé par trois enroulements identiques décalés dans l'espace de 120°. Ces enroulements sont en court-circuit et la tension à leurs bornes est nulle.
- Le stator de la machine est formé de trois enroulements fixes identiques décalés de 120° dans l'espace et traversés par trois courants variables.

* Equations électriques :

Les équations des tensions régissant le fonctionnement d'une machine asynchrone s'écrivent sous forme matricielle suivante :

$$\begin{cases} [V_{sabc}] = [R_s][i_{sabc}] + \frac{d}{dt} [\Phi_{sabc}] \\ [V_{rabc}] = [R_r][i_{rabc}] + \frac{d}{dt} [\Phi_{rabc}] \end{cases} \quad \text{(III. 16)}$$

Où :

Les vecteurs $[V]$, $[i]$ et $[\Phi]$ sont des vecteurs tensions, courant et flux respectivement. On différencie les vecteurs statoriques par l'indice 's' et les vecteurs rotoriques par 'r'.

Avec :

$$[V_s] = \begin{bmatrix} V_{as} \\ V_{bs} \\ V_{cs} \end{bmatrix}, \quad [i_s] = \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \end{bmatrix}, \quad [\Phi_s] = \begin{bmatrix} \Phi_{as} \\ \Phi_{bs} \\ \Phi_{cs} \end{bmatrix}, \quad R_s = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix}$$

$$[V_r] = \begin{bmatrix} V_{ar} \\ V_{br} \\ V_{cr} \end{bmatrix}, \quad [i_r] = \begin{bmatrix} i_{ar} \\ i_{br} \\ i_{cr} \end{bmatrix}, \quad [\Phi_r] = \begin{bmatrix} \Phi_{ar} \\ \Phi_{br} \\ \Phi_{cr} \end{bmatrix}, \quad R_r = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix}$$

Où :

$[V_s], [V_r]$: Représentent les vecteurs de tensions statoriques et rotoriques.

$[i_s], [i_r]$: Représentent les vecteurs de courants statoriques et rotoriques.

$[\Phi_s], [\Phi_r]$: Représentent les vecteurs des flux statoriques et rotoriques.

$[R_s], [R_r]$: Représentent les matrices des résistances statoriques et rotoriques.

*** Equations magnétiques :**

Les flux totalisés des phases ϕ_s et ϕ_r statoriques et rotoriques s'expriment sous forme :

$$\begin{cases} [\Phi_s] = [L_s][I_s] + [M][i_r] \\ [\Phi_r] = [L_r][I_r] + [M][i_s] \end{cases} \quad (\text{III. 17})$$

La symétrie de la matrice fait que les inductances propres des phases statoriques sont égales et de même pour celles du rotor. Les matrices $[L_s]$ et $[L_r]$ deviennent :

$$[L_s] = \begin{bmatrix} L_s & M_s & M_s \\ M_s & L_s & M_s \\ M_s & M_s & L_s \end{bmatrix} \quad \text{Et} \quad [L_r] = \begin{bmatrix} L_r & M_r & M_r \\ M_r & L_r & M_r \\ M_r & M_r & L_r \end{bmatrix}$$

Avec :

L_s, L_r : Inductances propres statorique et rotorique.

M_s : Inductance mutuelle entre phases statorique.

M_r : Inductance mutuelle entre phases rotorique.

Chaque flux comporte une interaction avec les courants de toutes les phases y compris la sienne (notion de flux/inductance propre).

Exemple de la phase a statorique :

$$\Phi_{as} = L_s i_{as} + M_s i_{bs} + M_s i_{cs} + m_1 i_{ar} + m_3 i_{br} + m_2 i_{cr} \quad (\text{III. 18})$$

En matriciel :

$$\begin{bmatrix} \Phi_{as} \\ \Phi_{bs} \\ \Phi_{cs} \\ \Phi_{ar} \\ \Phi_{br} \\ \Phi_{cr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & M_s & M_s & m_1 & m_3 & m_2 \\ M_s & L_s & M_s & m_2 & m_2 & m_3 \\ M_s & M_s & L_s & m_3 & m_1 & m_1 \\ m_1 & m_1 & m_3 & l_r & m_r & m_r \\ m_2 & m_2 & m_2 & m_r & l_r & m_r \\ m_3 & m_3 & m_1 & m_r & m_r & l_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \\ i_{ar} \\ i_{br} \\ i_{cr} \end{bmatrix} \quad (\text{III. 19})$$

La matrice des inductances mutuelles entre les phases du stator et du rotor dépend de la position angulaire θ entre l'axe du stator et celui du rotor :

$$\text{Avec } \begin{cases} m_1 = m_{sr} \cos \theta \\ m_2 = m_{sr} \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ m_3 = m_{sr} \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{cases}$$

m_{sr} : Inductance mutuelle maximale entre une phase statorique et une phase rotorique

*** Equations mécaniques :**

Pour étudier les phénomènes transitoires électromécaniques avec une vitesse rotorique variable (par exemple le démarrage, arrêt ou variation de la charge), il faut ajouter l'équation de mouvement du système

$$J \frac{d\omega}{dt} = C_{em} - C_r - f_r \Omega \quad (\text{III. 20})$$

Avec :

Ω : Vitesse mécanique du rotor ;

f_r : Coefficient de frottement visqueux ;

J : Inertie des masses tournantes.

B- Modèle de la machine sur l'axe d,q

Chaque flux comporte une interaction avec les courants de toutes les phases y compris la sienne (notion de flux/inductance propre).

On peut résumer les résultats obtenus après l'application de la transformation de Park pour les deux grandeurs ; flux et tension par :

➤ **Equations électriques :**

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d\Phi_{ds}}{dt} - \omega_s \Phi_{qs} \\ V_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d\Phi_{qs}}{dt} + \omega_s \Phi_{ds} \\ V_{dr} = 0 = R_r i_{dr} + \frac{d\Phi_{dr}}{dt} - \omega_r \Phi_{qr} \\ V_{qr} = 0 = R_r i_{qr} + \frac{d\Phi_{qr}}{dt} + \omega_r \Phi_{dr} \end{array} \right. \quad (\text{III. 21})$$

Avec :

ω_s : Pulsation statorique ;

ω_r : Pulsation rotorique.

➤ **Equations magnétiques :**

Les composantes des flux statoriques et rotoriques sont exprimées par :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Phi_{ds} = L_s i_{ds} + M i_{dr} \\ \Phi_{qs} = L_s i_{qs} + M i_{qr} \\ \Phi_{dr} = L_r i_{dr} + M i_{ds} \\ \Phi_{qr} = L_r i_{qr} + M i_{qs} \end{array} \right. \quad (\text{III. 22})$$

➤ **Equations mécaniques :**

Afin d'élaborer le modèle complet de la machine asynchrone, il faut ajouter nécessairement l'équation mécanique. Le couple électromagnétique développé s'exprime par :

$$C_{em} = p \cdot \frac{M}{L_r} (\Phi_{dr} i_{qs} - \Phi_{qr} i_{ds}) \quad (\text{III. 23})$$

III.4.1.2. Structure de la commande vectorielle par orientation du flux rotorique [79]

➤ **Contrôle directe de flux**

Dans ce chapitre nous appliquons la commande vectorielle directe à la machine asynchrone.

Les équations munies de la contrainte $\Phi_{qr} = 0$ et $\Phi_{dr} = \Phi_r$ se simplifient donc comme:

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{ds} = \sigma L_s \frac{di_{ds}}{dt} + \left(R_s + \frac{M^2}{L_r^2} R_r \right) i_{ds} - \sigma L_s \omega_s i_{qs} - \frac{M R_r}{L_r^2} \Phi_r \\ V_{qs} = \sigma L_s \frac{di_{qs}}{dt} + \left(R_s + \frac{M^2}{L_r^2} R_r \right) i_{qs} - \sigma L_s \omega_s i_{ds} - \frac{M_r}{L_r^2} \omega \Phi_r \\ \frac{d\Phi_r}{dt} = \frac{M}{T_r} i_{ds} - \frac{1}{T_r} \Phi_r \\ \omega_r = \frac{M i_{qs}}{T_r \Phi_r} \\ P_{em} = \frac{C_{em} \omega_s}{P} \\ C_{em} = \frac{PM}{L_r} \Phi_r i_{qs} \end{array} \right. \quad (III. 24)$$

Tr : Constant de temps rotorique ;

σ : Coefficient de dispersion total.

➤ **Découplage entrée - sortie [80]**

Le bloc de découplage permet de contrôler de manière indépendante le couple par la composante (i_{qs}) et le flux rotorique par la composante (i_{ds}).

$$\left\{ \begin{array}{l} \sigma T_s \frac{di_{ds}}{dt} + R_s i_{ds} = V_{ds} + \sigma L_s \omega_s i_{qs} - \frac{M}{L_r} \frac{d}{dt} \frac{d\Phi_r}{dt} \\ \sigma L_s \frac{di_{qs}}{dt} + R_s i_{qs} = V_{qs} - \omega_s \left[\sigma L_s i_{ds} + \frac{M}{L_r} \Phi_r \right] \end{array} \right. \quad (III. 25)$$

Ou encore :

$$\left\{ \begin{array}{l} \left(\sigma T_s + \frac{M^2}{L_r L_s} \right) \frac{di_{ds}}{dt} + R_s i_{ds} = V_{ds} + \sigma L_s \omega_s i_{qs} \\ \sigma L_s \frac{di_{qs}}{dt} + R_s i_{qs} = V_{qs} - \omega_s \left(\sigma L_s i_{ds} + \frac{M}{L_r} \Phi_r \right) \end{array} \right. \quad (III. 26)$$

Les tensions V_{ds}, V_{qs} sont définies par le système :

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{ds} = \left(\sigma T_s + \frac{M^2}{L_r L_s} \right) \frac{di_{ds}}{dt} + R_s i_{ds} \\ V_{qs} = \sigma L_s \frac{di_{qs}}{dt} + R_s i_{qs} \end{array} \right. \quad (III. 27)$$

Ce qui nous donne :

$$\begin{cases} V_{ds}^* = V_{ds} - e_s \\ V_{qs}^* = V_{qs} - e_q \end{cases} \quad (III.28)$$

Avec :

$$\begin{cases} e_d = -\sigma L_s \omega_s i_{qs} \\ e_q = w_s \left(\sigma L_s i_{ds} + \frac{M}{L_r} \phi_r \right) \end{cases} \quad (III.29)$$

III.4.2. Modélisation de l'onduleur

Un onduleur triphasé est inséré dans le système proposé pour entraîner le moteur asynchrone. L'équation suivante exprime le vecteur de tension alimentant le moteur.

$$V_s = \sqrt{\frac{2}{3}} (S_a + S_b j^{\frac{2\pi}{3}} + S_c j^{\frac{4\pi}{3}}) \quad (III.30)$$

Où S_a , S_b et S_c sont les fonctions de commutation de l'onduleur. Leurs états peuvent prendre la logique 1 ou la logique 0.

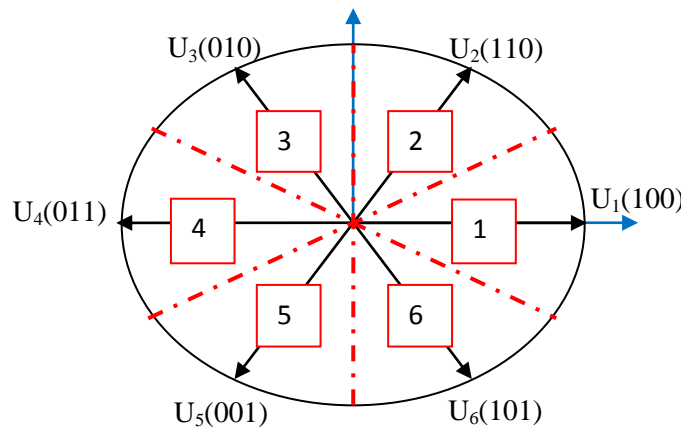


Figure III.10 : Vecteur tension de l'onduleur.

III.4.1.4. Stratégie de control d'un système de pompage photovoltaïque

Dans ce travail, la commande par orientation du flux rotorique est appliquée. L'orientation du flux rotorique est: $\phi_{dr} = \phi_r$ et $\Phi_{qr} = 0$. Cela signifie que le flux est aligné de façon permanente le long de l'axe d. Enfin, comme le cadre choisi implique $\Phi_{qr} = 0$ alors l'expression du couple électromagnétique devient:

$$C_{em} = p \frac{M}{L_r} \Phi_r i_{qs} \quad (III.31)$$

Avec :

i_{qs} : le courant du stator de l'axe q.

p : nombre de paires de pôles et M la mutuelle.

Le flux du rotor en fonction du courant I_{ds} et de la constante de temps du rotor $T_r = L_r / R_r$ est donné par l'expression suivante:

$$\Phi_r = \frac{M.i_{ds}}{1+T_r.s} \quad (\text{III.32})$$

Avec :

s : L'opérateur dérivé.

i_{ds} : Courant du stator sur l'axe d.

La vitesse du stator ω_s est calculée comme suit: $\omega_s = \omega_r + p.\Omega$,

Ω : vitesse mécanique de la machine mesurée en continu.

La vitesse du rotor est estimée par l'expression suivante :

$$\omega_r = \frac{M.i_{qs}}{T_r.\Phi_r} \quad (\text{III. 33})$$

Alors, ω_s peut être écrite de la façon suivante :

$$\omega_s = \frac{M.i_{qs}}{T_r.\Phi_r} + p.\Omega \quad (\text{III.34})$$

La puissance de sortie P_{pv} du panneau PV sera fournie à la pompe du moteur asynchrone.

Le couple et la puissance mécanique de sortie de la motopompe sont liés par la formule suivante:

$$P_{mec} = K.\omega^3 \quad (\text{III.35})$$

Avec : K : constante de la pompe.

$$\omega = \sqrt[3]{\frac{P_{pv}}{K}} \quad (\text{III.36})$$

Le couple mécanique de la pompe asynchrone peut être écrit comme:

$$C_{em} = \sqrt[3]{K.P_{pv}^2} \quad (\text{III.37})$$

III.5. Application de la gestion proposée à un système de pompage photovoltaïque

Les principaux facteurs de décision pour la stratégie de supervision sont le taux de puissance fournie (P_{pv}) par le GPV et l'état de charge des batteries (EDC). L'utilisation du

superviseur permet de produire une puissance maximale à partir du GPV, de protéger les batteries contre les surcharges et les décharges profondes et essentiellement de satisfaire les besoins énergétiques [72-76].

Selon les différents cas possibles, le système fonctionnera dans l'un des modes suivants :

Mode 1: Dans ce mode la puissance disponible au générateur PV ($P_{\text{disponible}} \geq 0$) est totalement suffisante pour alimenter la charge et charger les batteries.

Mode 2: L'alimentation fournie par le générateur PV est insuffisante ($0 < P_{\text{pv}} < P_{\text{ch}}$); dans ce cas, la puissance des batteries est ajoutée pour satisfaire la demande de puissance. C'est le mode de compensation.

Mode 3: Ce mode intervient lorsqu'aucune énergie n'est fournie par le générateur PV ($P_{\text{av}} < 0$), alors les batteries alimentent seules la charge.

Mode 4: La puissance PV est suffisante et les batteries sont complètement chargées, la déconnexion des batteries est alors nécessaire pour leur protection.

Mode 5: Dans ce mode, il n'y a pas de production du générateur PV et les batteries sont déchargées. La charge est alors déconnectée.

Les différents modes sont représentés selon l'état des trois relais (K_1 , K_2 et K_3) sur le tableau III.3 :

Tableau III. 3
Etat des différents modes de fonctionnement.

Modes	Etat des relais		
	K_1	K_2	K_3
Mode1	Ouvert	Ouvert	Fermé
Mode2	Fermé	Ouvert	Ouvert
Mode3	Fermé	Fermé	Ouvert
Mode4	Fermé	Ouvert	Fermé
Mode5	Ouvert	Ouvert	Ouvert

L'algorithme de supervision proposé est présenté avec les modes de fonctionnement qui agissent selon les conditions introduites pour l'ouverture ou la fermeture des différents relais.

L'organigramme de la gestion proposé est le suivant :

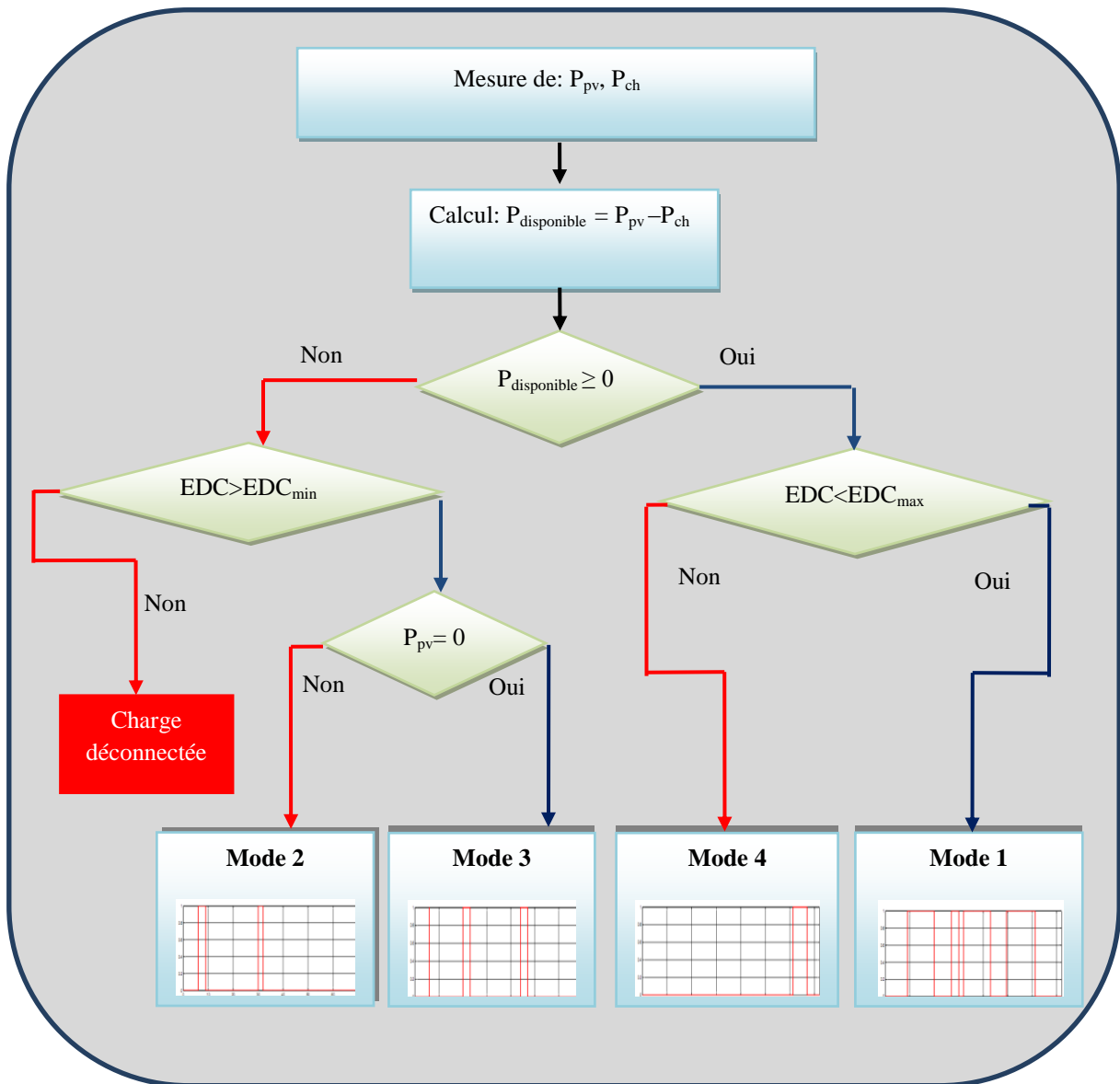


Figure III.11. Principe de gestion d'énergie du superviseur proposé.

Les différentes puissances peuvent être exprimées en termes de différents commutateurs considérés comme des valeurs booléennes (0 ou 1) :

$$P_{pv_sortie} = (K_1 + K_2) * P_{pv_entrée} \quad (III.38)$$

$$P_{bat_sortie} = K_3 * P_{bat_entrée} \quad (III.39)$$

Par conséquent, la puissance de charge est donnée comme suit:

$$P_{charge} = K_2 * P_{pv_sortie} + K_3 * P_{bat_sortie} \tag{III.40}$$

Le circuit logique peut être donné comme :

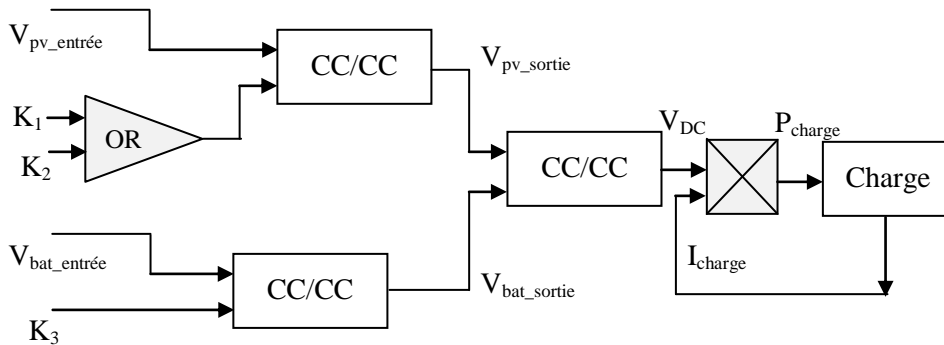


Figure III.12 : Schéma logique du système de gestion pour la première application.

Les résultats de la simulation sont obtenus à partir du système global représenté sur la figure III.13. La puissance est fixée à 1500W et le système est testé pendant deux jours. Les paramètres de la machine sont donnés sur le tableau III. 4 :

Tableau III. 4
Paramètres de la machine

Puissance nominale P_N	1.5 (kW)
Courant nominal I_N	5.2/3 (A)
Tension nominale V_N	220/380 (V)
Fréquence f	50 (Hz)
Nombre de paires pôles p	2
Vitesse nominale N_N	$N=1460(\text{tr}/\text{mn})$

Le CLF a été choisi pour la commande MPPT du GPV, quant à la commande par orientation du flux COF est la méthode adoptée pour l'entraînement de la machine asynchrone utilisée.

La figure qui suit représente le schéma de la structure générale du système de gestion proposé pour l'application au pompage. Suivi par des résultats de simulation effectués pour un profil de consommation et des conditions météorologiques mesurées.

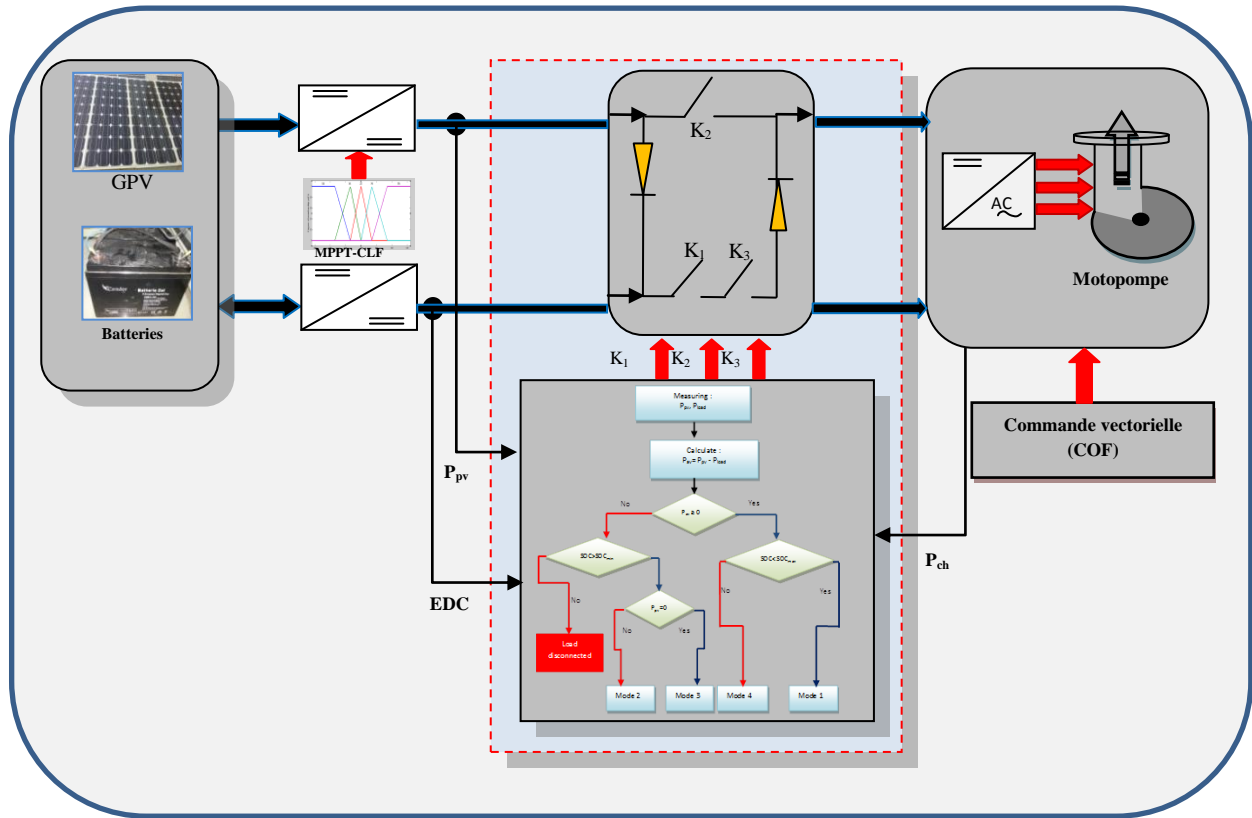


Figure III.13 : Structure générale du système de pompage proposée.

Les résultats de la simulation sont effectués sous un profil de deux jours (figure III.14) afin de vérifier la capacité du système de pompage photovoltaïque à donner le débit d'eau souhaité en fonction des besoins de l'utilisateur. La vitesse de référence est calculée à partir d'une puissance de référence qui est fonction du débit d'eau. La puissance de référence est obtenue à partir de la puissance photovoltaïque maximale disponible et des batteries qui compensent le déficit de puissance pour fournir une alimentation continue en énergie à la motopompe. Les résultats de simulation utilisant la stratégie de commande par orientation du flux rotorique sont donnés.

Sous des conditions réelles d'ensoleillement et de température mesurées (en été et en hiver), sur le site étudié (Béjaia) et pour un profil de consommation durant deux jours différents, les résultats obtenus sont présentés ci-dessous :

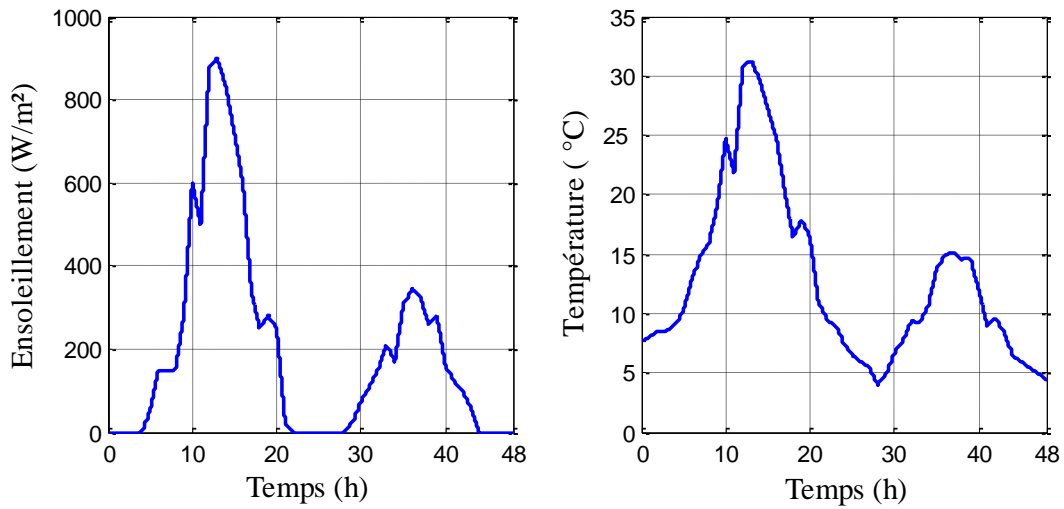


Figure III.14: Profil d'ensoleillement et de température mesurés à Béjaia.

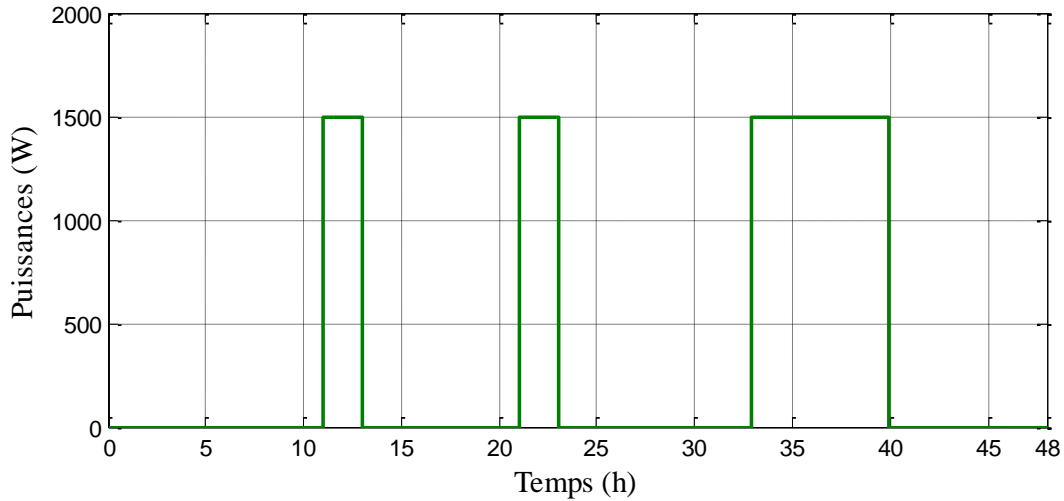


Figure III.15 : Profil de la charge en fonction du temps.

Pour le profil d'ensoleillement et de température en figure III.14 et le profil de charge en figure III.15, nous obtenons les états de commutations des différents interrupteurs représentés sur la figure III.16. Quant aux puissances photovoltaïques, disponibles et de charge, sont représentées sur la figure III.17.

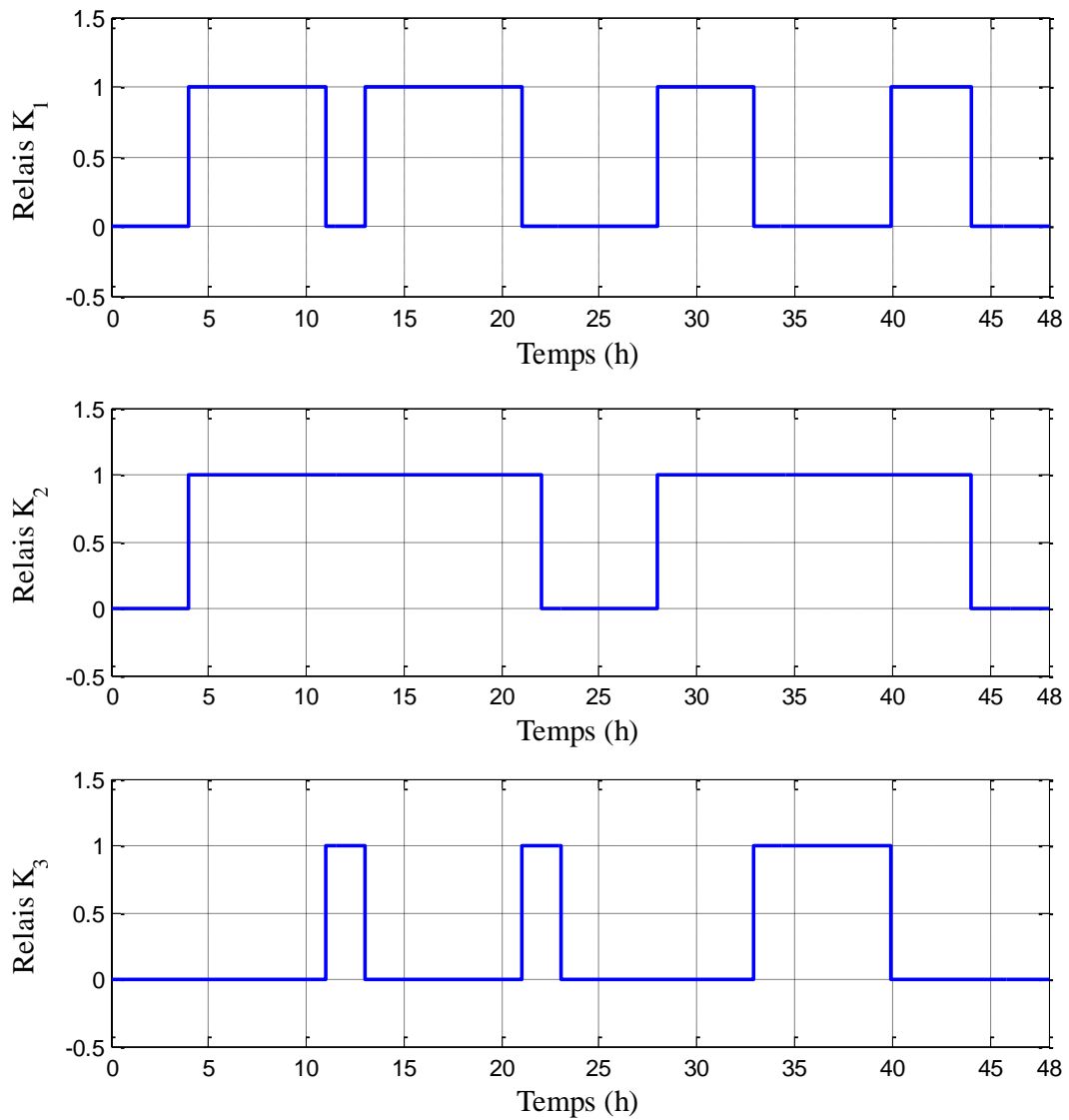


Figure III.16 : Signaux des relais K_1 , K_2 et K_3 pour la première application.

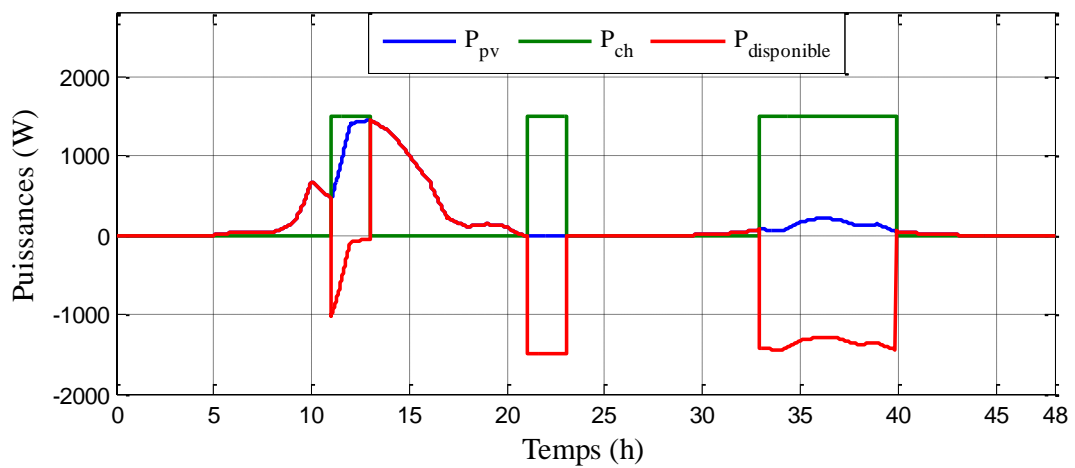


Figure III.17: Puissance (P_{pv} , P_{ch} et $P_{disponible}$) (W).

Comme illustrer sur la figure III.18, la stratégie de gestion proposée permet la protection des batteries, où EDC est maintenu entre EDC_{max} et EDC_{min} .

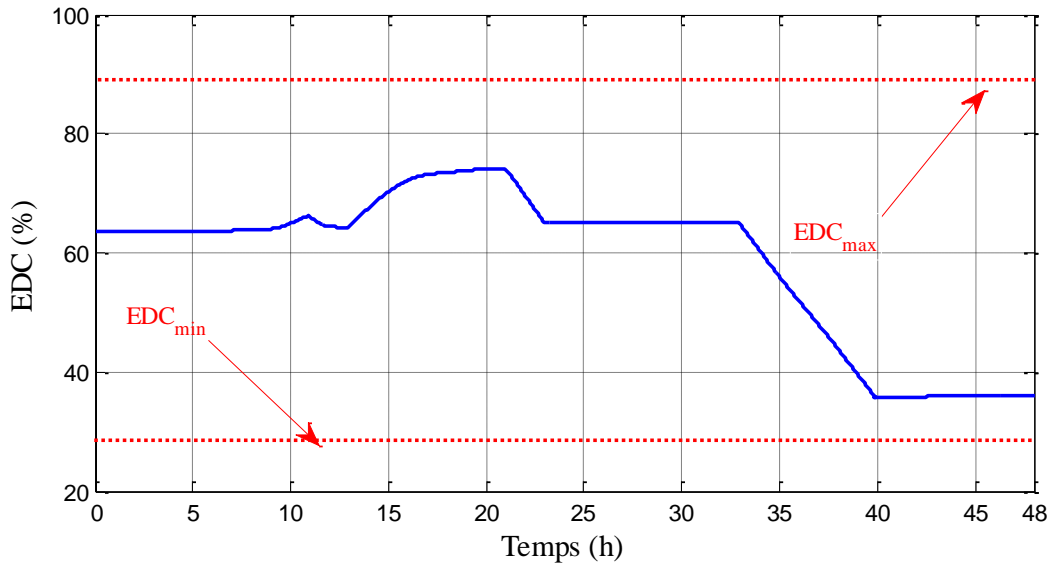


Figure III.18 : Etat de charge des batteries (EDC) en %.

Les modes de fonctionnement sont représentés sur la figure III.19.

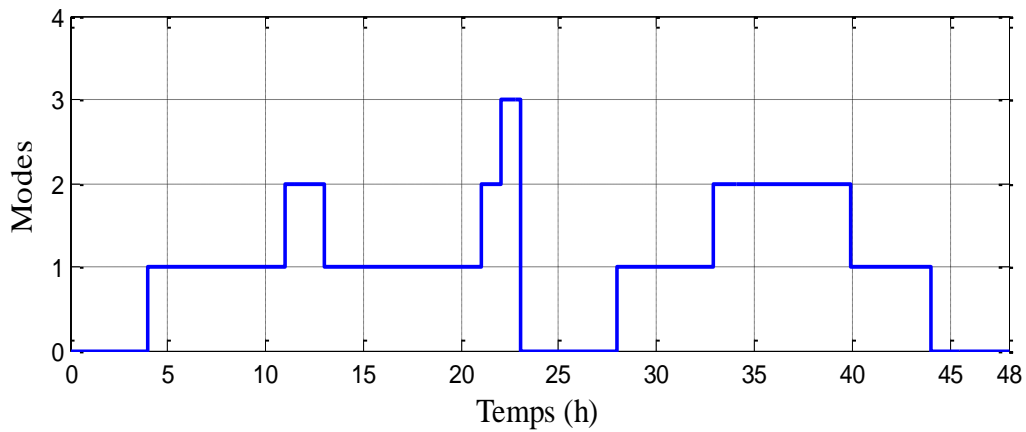


Figure III.19 : Modes de fonctionnement pour l'application du pompage.

La tension du bus continu V_{dc} (figure III.20) est maintenue constante à sa référence, à l'exception de quelques fluctuations durant l'application de la charge.

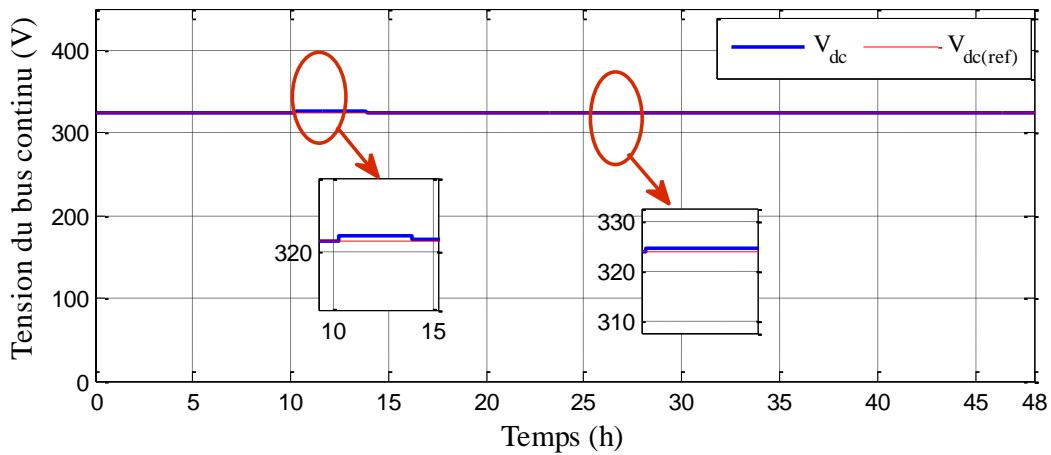


Figure III.20 : Allure de la tension du bus continu V_{dc} .

Le courant statorique a une forme sinusoïdale (figure III.21) et il est clair que le couple électromagnétique (figure III.22) suit le couple résistant.

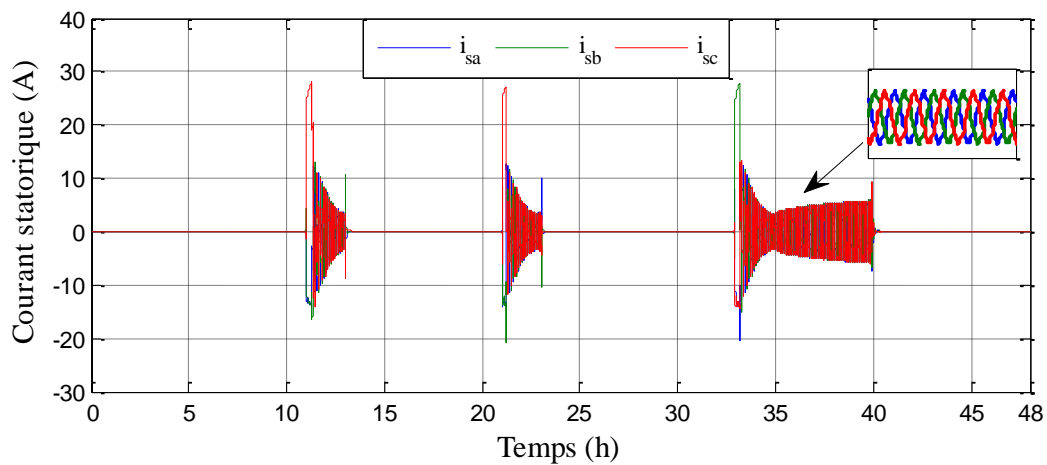


Figure III.21 : Courant statorique.

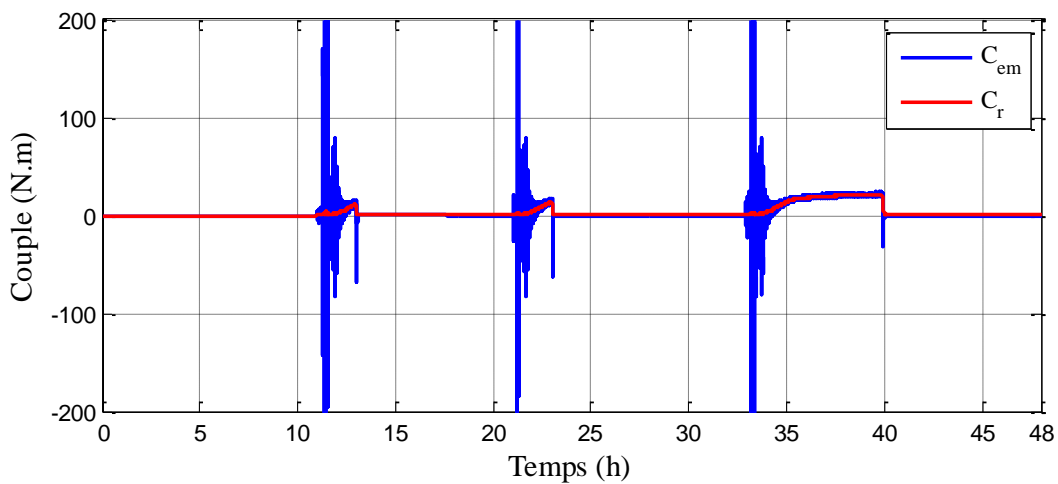


Figure III.22 : Couple électromagnétique et couple résistant.

La vitesse du rotor est illustrée sur la figure qui suit, il est à noter que la différence entre les deux courbes superposées est due aux erreurs d'estimation de la COF. Il est également important de montrer l'efficacité du contrôle de puissance.

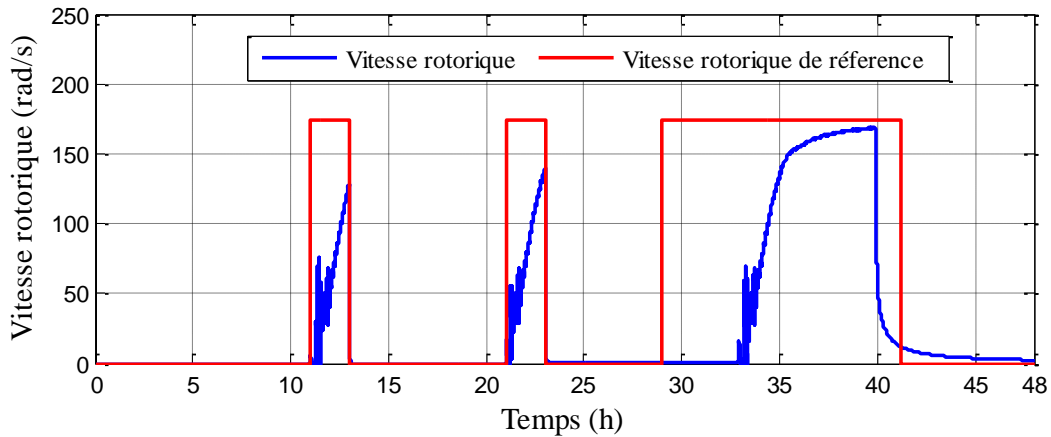


Figure III.23 : Vitesse rotorique et vitesse de référence.

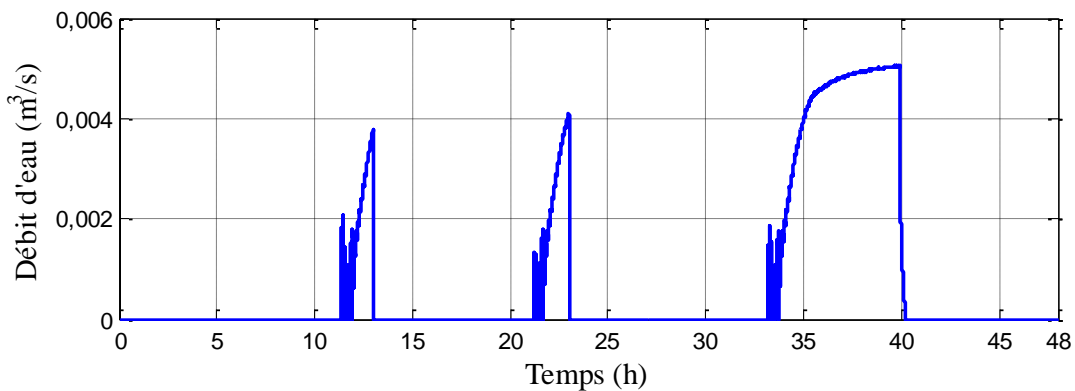


Figure III.24 : Débit d'eau en fonction du temps.

Le système de gestion proposé a été appliqué au pompage et a parfaitement répondu à nos contraintes. Nous nous proposons d'utiliser cette même gestion et l'appliquer à un système d'électrification.

III.6. Proposition d'une stratégie de supervision pour un habitat

➤ Application à l'électrification

Dans cette partie, une maison non raccordé au réseau de distribution d'énergie ; a été choisie dans la région de Béjaia.

Nous proposons le schéma de supervision suivant :

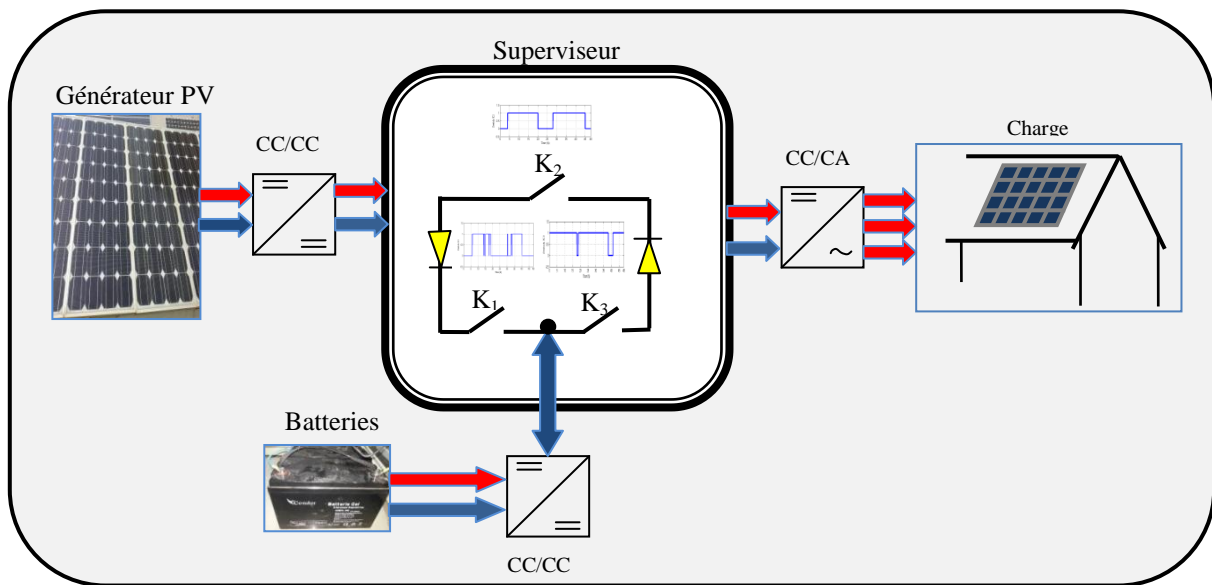


Figure III.25 : Configuration étudiée avec une charge variable pour la seconde application (électrification).

Un dimensionnement ; basé sur la consommation quotidienne moyenne (tableau III.5) a été effectué afin de déterminer le nombre de panneaux photovoltaïque et de batteries nécessaire pour alimenter ce foyer autonome. Le tableau résume la consommation quotidienne en énergie d'une famille de cinq personnes :

Tableau III.5
Consommation journalière de l'habitat.

Appareils	Nombre	Puissance unitaire [w]	Durée [h]	Energie [wh/j]
Lampe	8	3	3	72
PC portable	1	89.65	3.5	313.775
PC bureau	1	724.5	1.5	1086.75
Modem wifi	1	6	6	36
Téléviseur	1	105	6	630
Réfrigérateur	1	100	24	2400
Machine à laver	1	200	1	200
Chargeur téléphone	2	5	½	5.5
Besoin journalier total (Wh/j)				4730

Parmi les différentes méthodes de dimensionnement existantes, le dimensionnement du mois le plus défavorable a été choisi, sur ce qui suit seront présentées les étapes de calcul pour cette méthode.

III.6.1. Dimensionnement du système d'électrification

La méthode du mois le plus défavorable, dépend principalement sur l'estimation de l'énergie consommée pour une période critique d'un mois, appelé le mois le plus défavorable. Ce mois correspond au mois pendant lequel la valeur de l'irradiation moyenne mensuelle est la plus faible de l'année. Concernant cette application, le mois de décembre est considéré comme le mois le plus défavorable à Béjaïa (Algérie). Le dimensionnement devra suivre les étapes suivantes :

- Evaluation du besoin journalier ;
- Dimensionnement des panneaux photovoltaïques PV ;
- Dimensionnement des batteries de stockage.

- **Dimensionnement du générateur photovoltaïque GPV**

1^{ère} Etape : Estimation du besoin journalier

Le besoin journalier est calculé par la relation suivante :

$$B_j = \sum_1^n P_{ch} * \Delta t \quad \text{(III.41)}$$

B_j représente la consommation électrique journalière, P_{ch} est la puissance de l'appareil et Δt est la durée de fonctionnement de l'appareil.

2^{ème} Etape : Estimation de l'énergie solaire reçue sur un site donné

Cette estimation doit tenir compte à la fois :

- Des données statistiques concernant l'énergie solaire reçue sur la région d'installation (pour notre cas le site de Béjaïa est considéré) ;
- Des caractéristiques propres au site et susceptibles d'empêcher le panneau photovoltaïque de recevoir toute l'énergie possible (du fait des masques, neige, poussière...).

La détermination de l'énergie solaire disponible est basée sur les calculs des valeurs moyennes journalières mensuelles de l'irradiation solaire disponible.

$$\begin{aligned} 1 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{jour} &= 1 \text{ heure de soleil maximum soit } 1000 \text{ W/m}^2 \text{ par jour.} \\ &= 3,6 \text{ MJ/m}^2 \cdot \text{jour.} \end{aligned}$$

$E_s = N_e * 1000$; E_s représente la valeur de l'ensoleillement moyen mensuel du mois le plus défavorable pour le site de Bejaïa le mois de décembre ($E_s = 2.3 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{j}$) et N_e nombre d'heures équivalent

3^{ème} Etape : Calcul de la taille du générateur photovoltaïque

L'énergie journalière du panneau est calculée par la relation :

$$E_{pv/j} = P_c * N_e \quad \text{(III.42)}$$

Avec : P_c la puissance crête du panneau à utiliser.

Des pertes aux conditions réelles d'une installation électrique photovoltaïque sont estimées à 20%. L'énergie réelle se calcule donc :

$$E_{pv/réelle} = E_{pv/j} * (1 - 0.2) \quad \text{(III.43)}$$

Le nombre de panneaux se calcule avec la formule :

$$N_{pv} = Ent \left[\frac{B_j}{P_{pv/jr\acute{e}elle}} \right] \quad \text{(III.44)}$$

➤ Dimensionnement des batteries

Les batteries utilisées sont d'une autonomie choisie de deux jours J_{aut} , d'une capacité de 100Ah et d'une tension de 12 Volt. La capacité totale des batteries se calcule comme suit :

$$C_{batt} = \frac{B_j * J_{aut}}{V_{batt} * DOD} * \eta_{bat} \quad \text{(III.45)}$$

$$\text{Nombre de batteries : } N_{bat} = Ent \left[\frac{C_{bat}}{C_{bat,u}} \right] \quad \text{(III.46)}$$

Après dimensionnement et calcul, le système nécessite 22 panneaux de 80W_c d'une surface de 14 m² et 10 batteries au plomb de (12V, 100Ah). Pour une consommation au profil réel d'ensoleillement et de température atteignant la valeur de 4730 Wh/ jour. Deux tests au système proposé seront présentés afin de mieux évaluer le fonctionnement du superviseur proposé.

III.6.2. Application de la gestion au système d'électrification

Pour cette seconde application, les mêmes profils d'ensoleillement et de température mesurées sur le site étudié (Béjaia) sont identiques à ceux de la première application de pompage, ceci afin d'évaluer la capacité de contrôle de la stratégie de supervision proposée,

appliquée à un système d'électrification. Et pour un profil régulier de consommation durant deux jours différents.

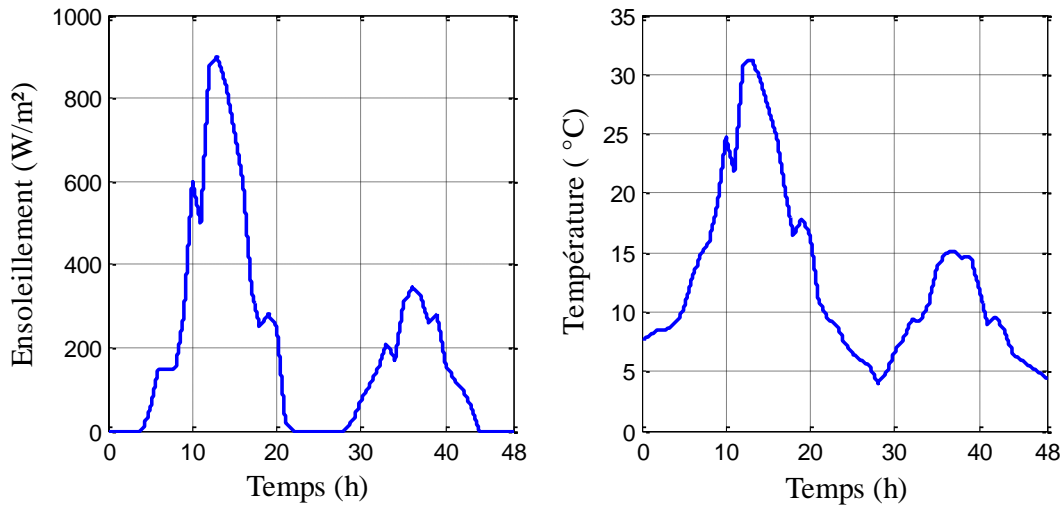


Figure III.26 : Profil réel d'ensoleillement et de température mesurés à Béjaia.

Le profil de charge pour ce test est de 4730 Wh/ jour. Il est représenté par la figure suivante :

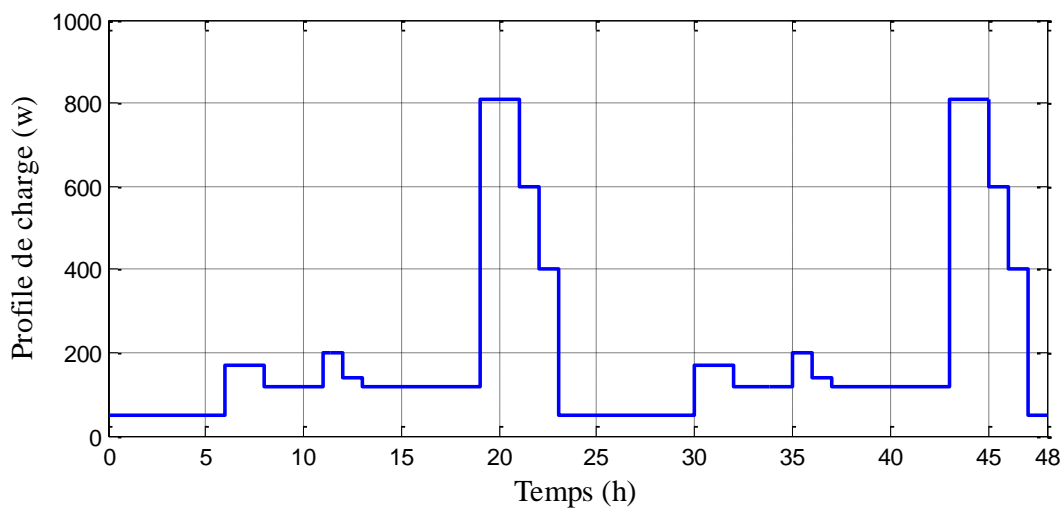


Figure III.27 : Profil de charge.

Les différentes puissances sont comme suit, avec P_{disp} la puissance disponible, P_{ch} la puissance de la charge, P_{pv} la puissance photovoltaïque :

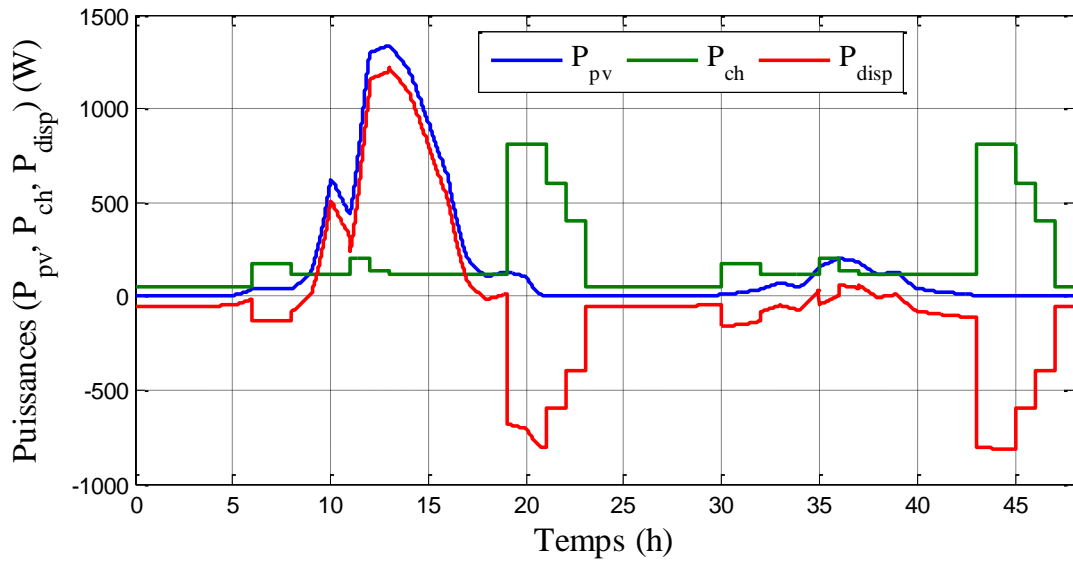
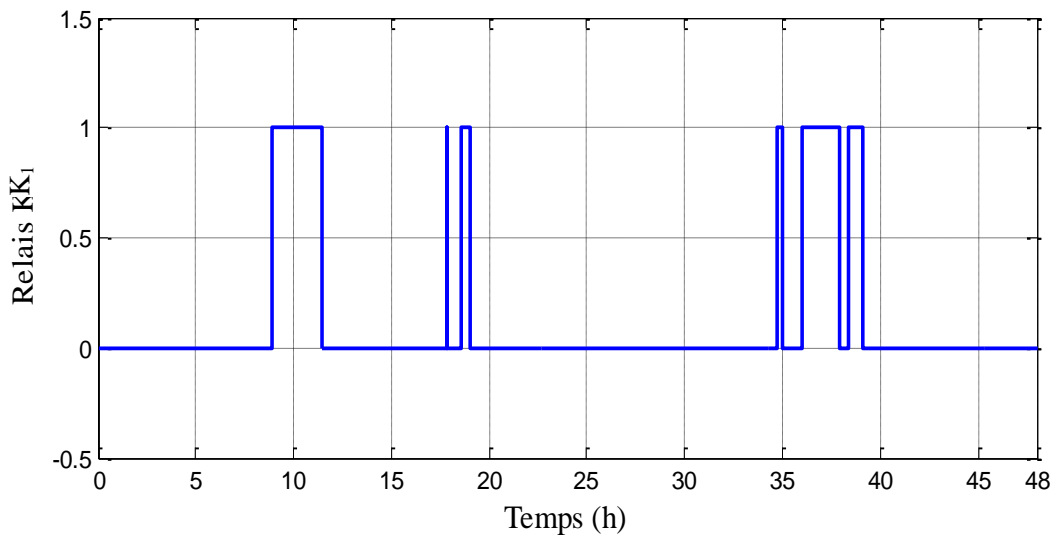


Figure III.28 : Allure des différentes puissances pour l'application à l'électrification.

L'application de la gestion pour ce test présente l'état des relais K_1 , K_2 et K_3 (figure III.30) ainsi que les modes de fonctionnement qui correspondent (figure III.31), suivie de l'état de charge des batteries pour cette application (figure III.32) :



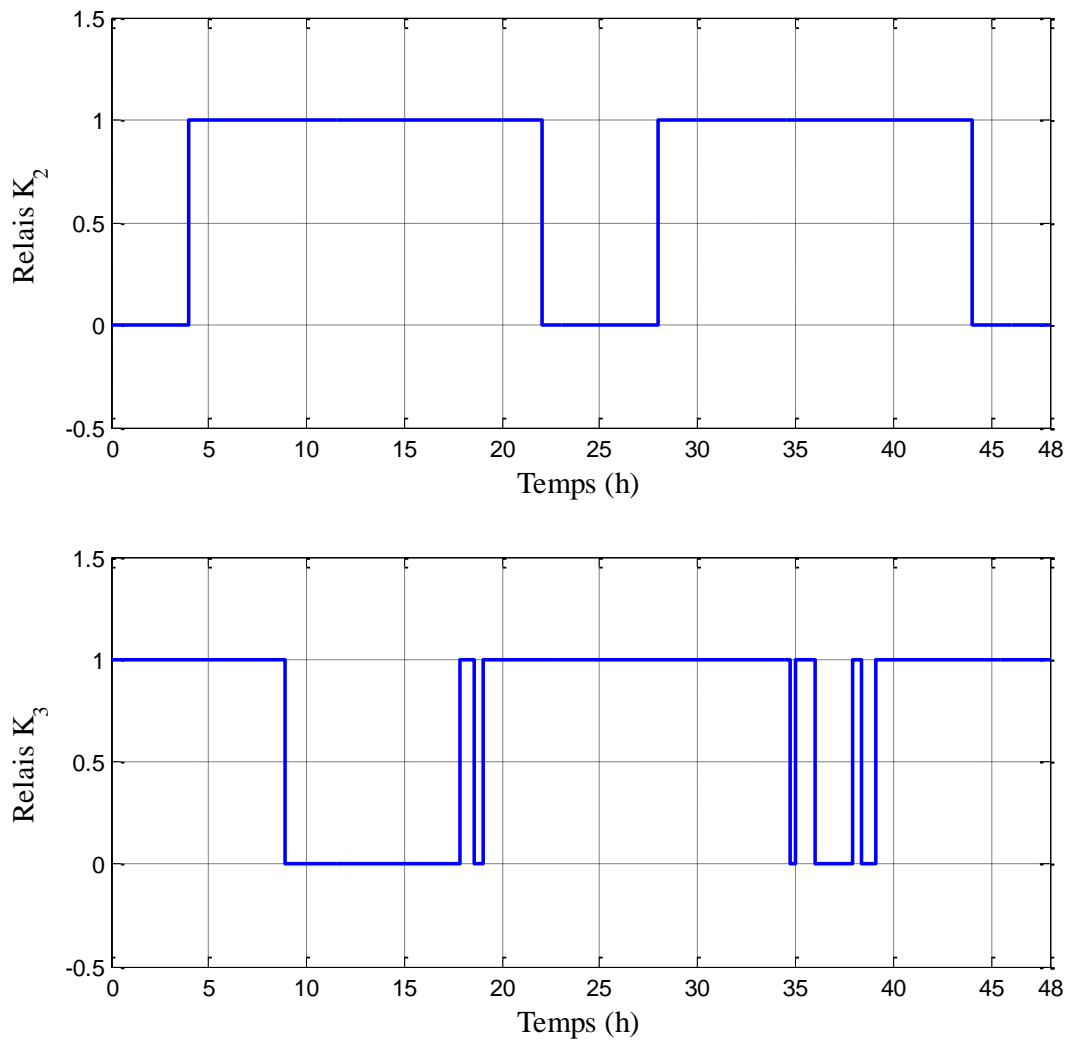


Figure III.29 : Signaux des relais K₁, K₂ et K₃ obtenus pour l'application à l'électrification.

Les modes de fonctionnement pour les conditions de test sont comme suit :

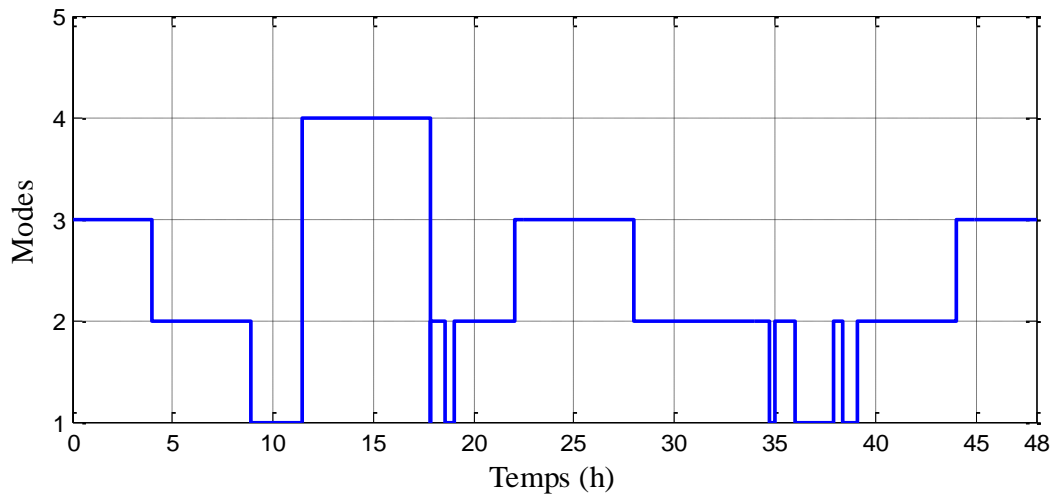


Figure III.30 : Modes de fonctionnement pour l'application à l'électrification.

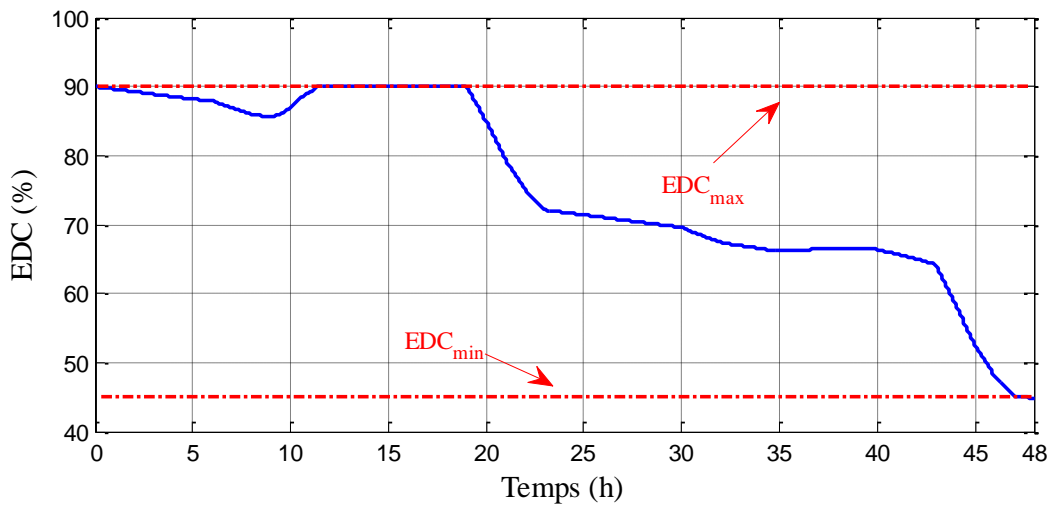


Figure III.31 : Etat de charge des batteries (%).

Les batteries étant initialement chargées à 90%. Au cours du fonctionnement l'allure de l'état de charge (EDC) est illustrée sur la figure III.31.

Les puissances résultantes de l'application de la gestion précédente sont représentées sur la figure suivante :

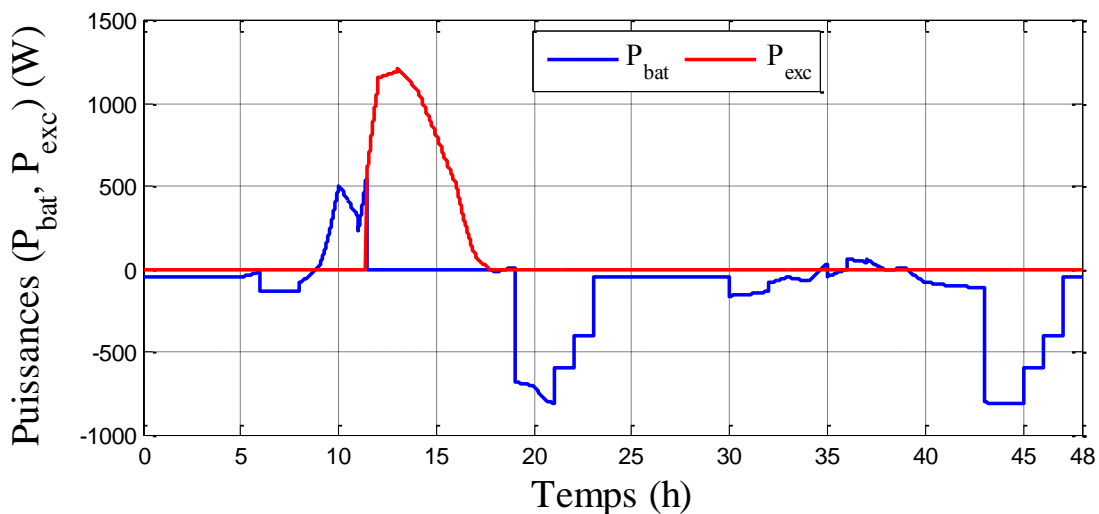


Figure III.32 : Allure des puissances après la gestion pour l'application à l'électrification.

Après l'application de la gestion proposée sur le système d'électrification, on note sur la figure III.32 un excès de puissance au cours de la première journée d'été à fort ensoleillement. Nous proposons ainsi une autre configuration, afin de tirer profit du surplus de cette puissance.

III.7. Proposition d'un second scénario de supervision

Dans cette partie, une stratégie de gestion d'énergie sera présentée. Celle-ci, a pour avantage de récupérer le surplus d'énergie de plus que la première stratégie, qui ne s'occupe que d'alimenter la charge, de charger et de protéger les batteries. Une autre condition sera ajoutée pour tenir compte du cas où se présente un excès d'énergie.

La structure du système de gestion est illustrée sur la figure qui suit, un autre étage de commande est consacré à une charge auxiliaire :

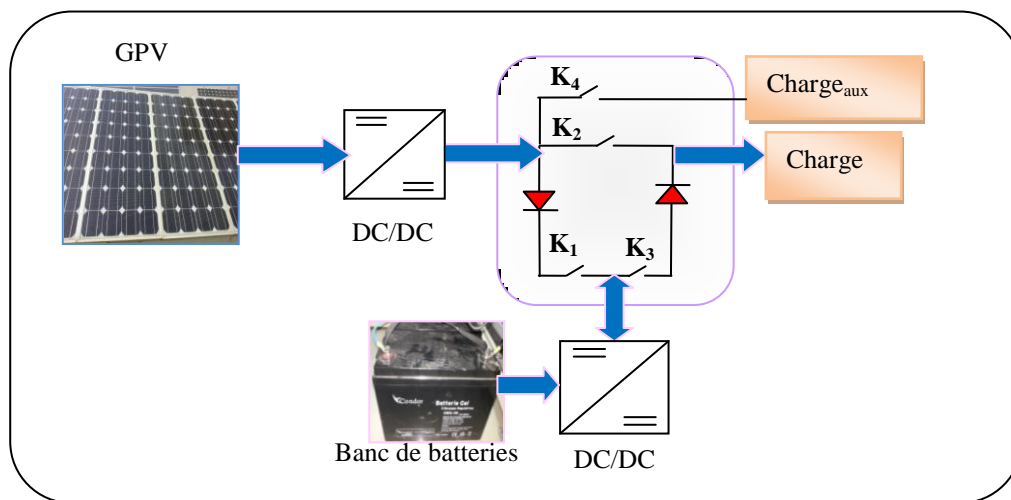


Figure III.33 : Second scénario de supervision.

Le système est évalué avec l'ajout d'un quatrième interrupteur K_4 pour mettre en évidence l'avantage d'une charge auxiliaire sur cette configuration.

L'organigramme de gestion du second scénario est représenté sur la figure III.34 :

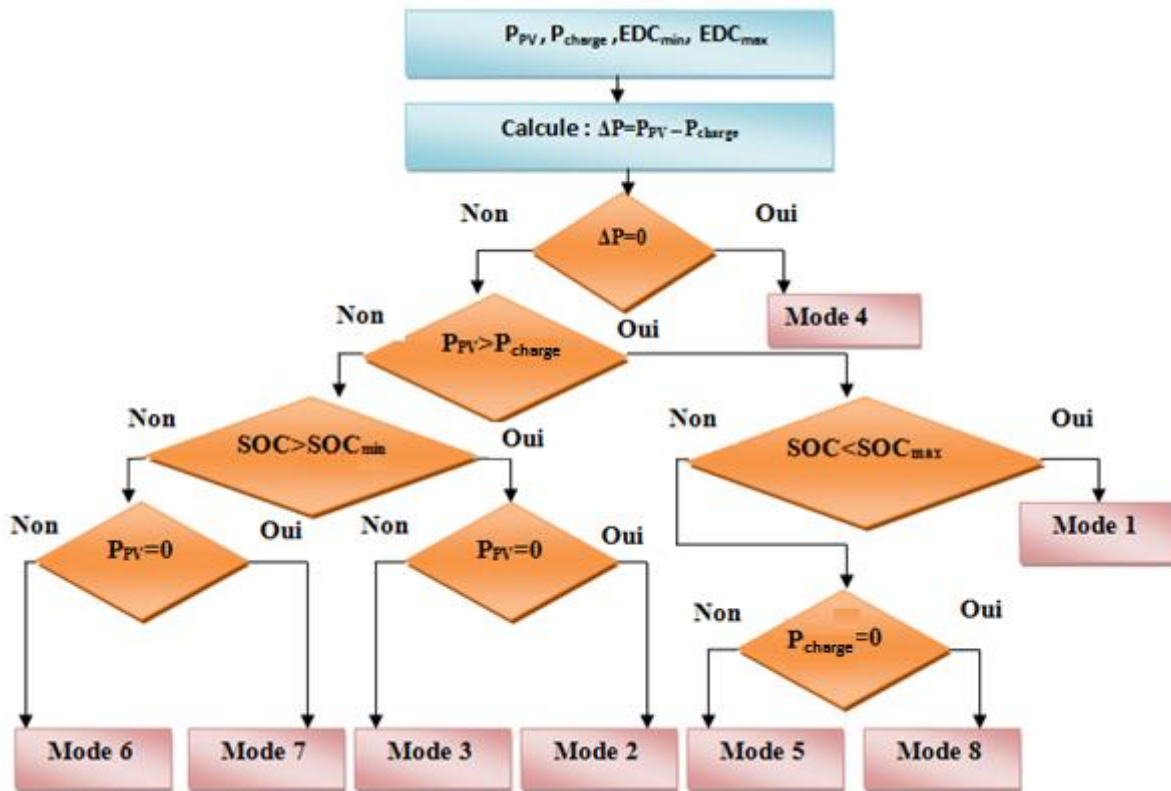


Figure III.34 : Organigramme de gestion du second scénario.

Tableau III.6

Etat des Différents modes de fonctionnement pour la seconde configuration.

Modes	Etat des quatre interrupteurs			
	K_1	K_2	K_3	K_4
Mode1	Ouvert	Ouvert	Fermé	Fermé
Mode2	Fermé	Ouvert	Ouvert	Fermé
Mode3	Fermé	Fermé	Ouvert	Fermé
Mode4	Fermé	Ouvert	Fermé	Fermé
Mode5	Fermé	Ouvert	Fermé	Ouvert
Mode6	Ouvert	Fermé	Fermé	Fermé
Mode7	Fermé	Fermé	Fermé	Fermé
Mode8	Fermé	Fermé	Fermé	Ouvert

Les modes dépendent des quatre interrupteurs K1, K2, K3 et K4. Le tableau précédent résume l'état des commutateurs selon les modes de fonctionnement.

Les différentes puissances peuvent être exprimées en termes d'états des différents commutateurs, considérés comme des valeurs booléennes (0 ou 1) :

$$P_{pv\ sortie} = (K_1 + K_2 + K_4) * P_{pv\ entrée} \quad (III.47)$$

$$P_{bat\ sortie} = K_3 * P_{bat\ entrée} \quad (III.48)$$

Par conséquent la puissance de la charge est donné par :

$$P_{charge} = K_2 * P_{pv_sortie} + K_3 * P_{bat_sortie} \quad (III.49)$$

Le circuit logique peut être donné comme suit:

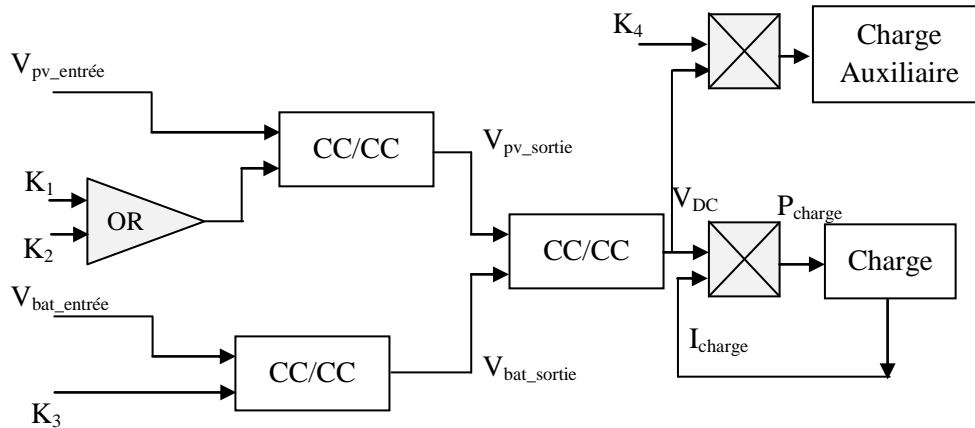


Figure III.35 : Schéma logique de la seconde configuration.

Les modes de la stratégie de gestion du second scénario sont présentés comme suit:

- **Mode 1:** La puissance PV produite est supérieure à la puissance de la charge ($P_{pv} > P_{charge}$) et l'état de charge de la batterie est inférieur à EDC_{max} , dans ce cas, l'énergie excédentaire est stockée dans des batteries.
- **Mode 2:** L'alimentation fournie par le PV est insuffisante ($0 < P_{pv} < P_{charge}$); dans ce cas, la puissance des batteries est ajoutée pour satisfaire la demande de puissance. C'est le mode de compensation.
- **Mode 3:** Ce mode fonctionne lorsqu'aucune énergie n'est fournie par le PV, donc les batteries alimentent seules la charge.
- **Mode 4:** La puissance PV est suffisante en tant que $P_{pv} = P_{charge}$.
- **Mode 5:** Dans ce mode, la puissance photovoltaïque ($P_{pv} > P_{charge}$) est tout à fait suffisante pour alimenter la charge et le surplus d'énergie sera stocké dans une charge auxiliaire.

- **Mode 6:** La puissance PV produite est insuffisante pour alimenter la charge et les batteries sont déchargées ($EDC < EDC_{min}$); dans ce cas, les batteries se chargent.
- **Mode 7:** Dans ce cas, il n'y a pas de production d'énergie PV et les batteries sont déchargées, la charge sera donc déconnectée.
- **Mode 8:** La charge est déconnectée ($P_{charge} = 0$) et le $EDC = EDC_{max}$, l'énergie PV sera alors stockée dans la charge auxiliaire.

Afin de comparer les résultats obtenus en appliquant les deux configurations (premier et deuxième scénario), la même charge variable est appliquée sous les mêmes conditions climatiques.

III.7.1. Application pour alimentation et pompage d'une maison à Béjaïa

Il s'agit à présent de proposer une stratégie de supervision à quatre relais pour deux applications.

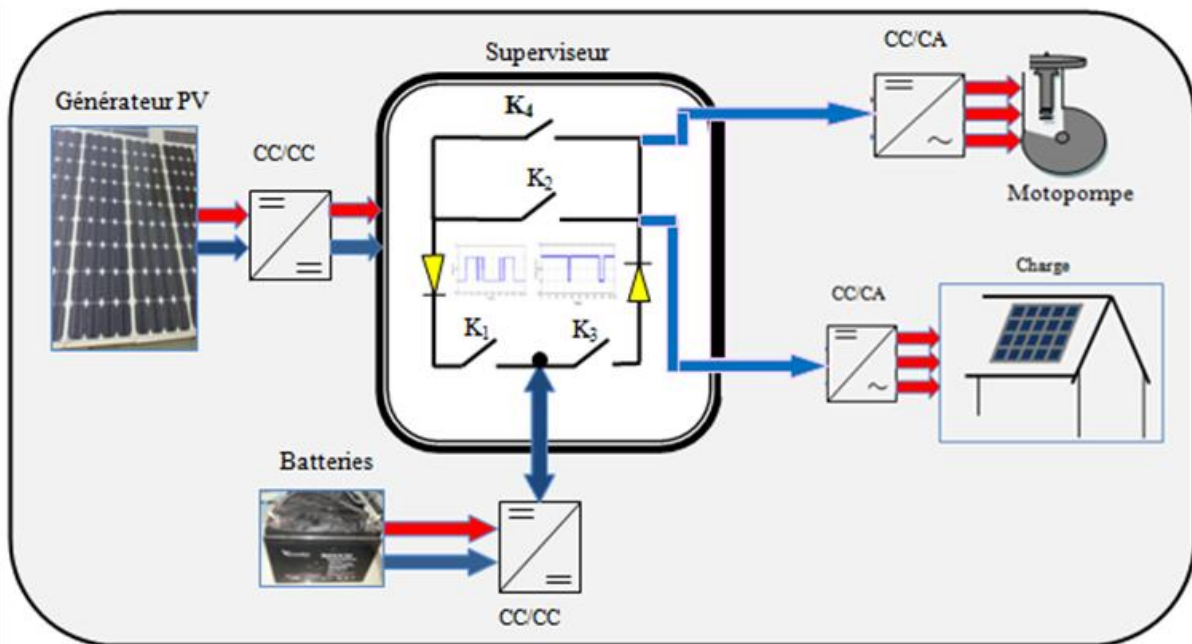
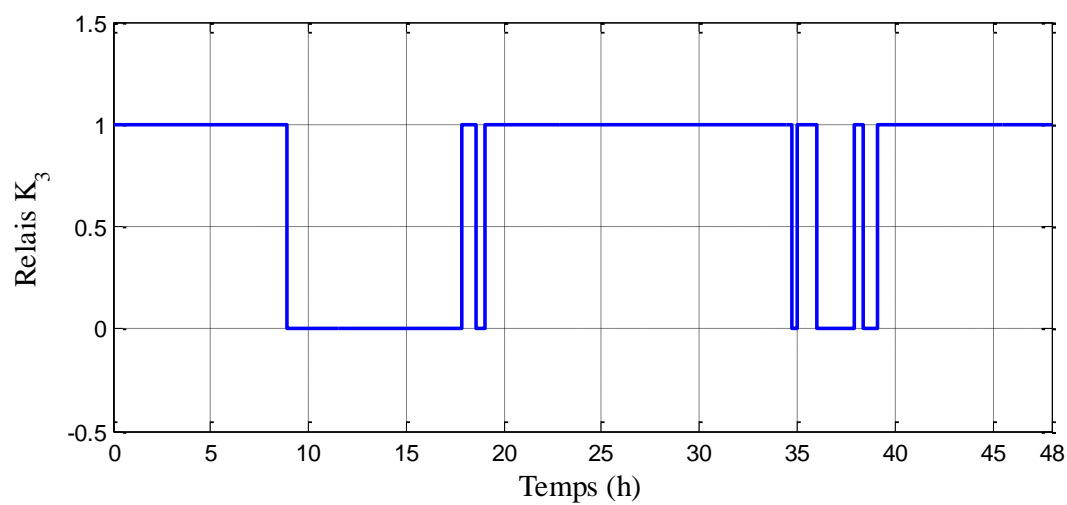
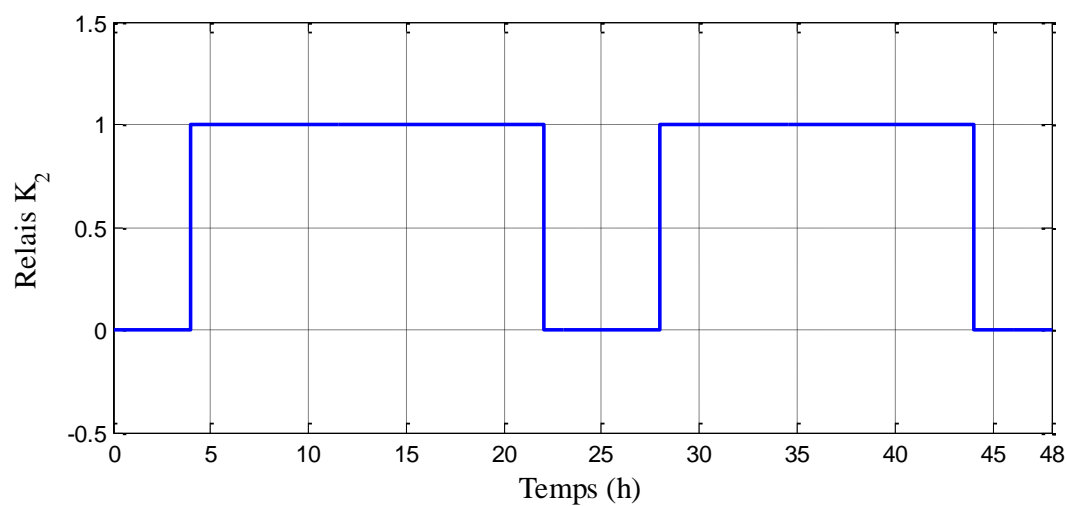
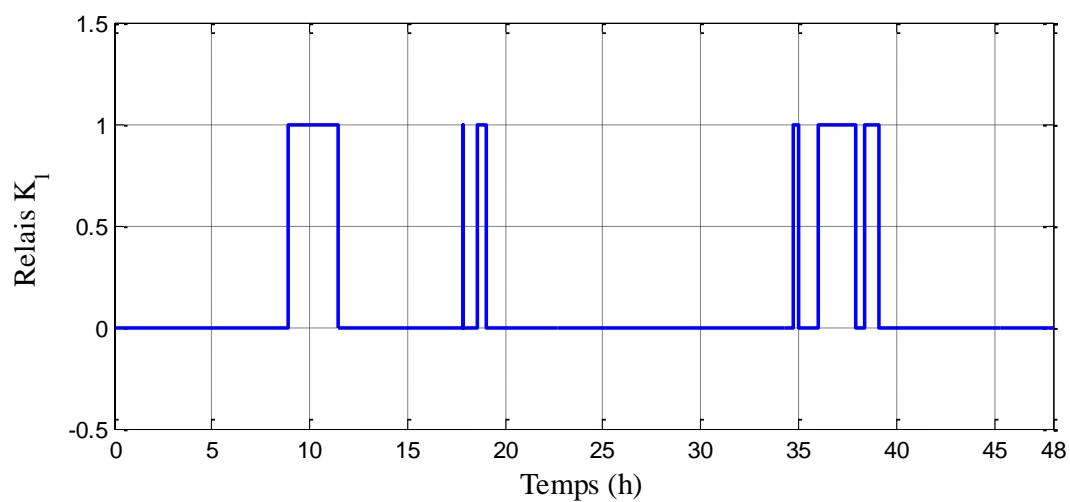


Figure III.36 : Configuration du second scénario de supervision : application à l'électrification et au pompage.

L'avantage présenté sur cette seconde configuration est que l'excès de puissance montré sur la figure III.32 sera récupéré pour alimenter une charge auxiliaire. Les signaux des relais pour cette seconde configuration sont :



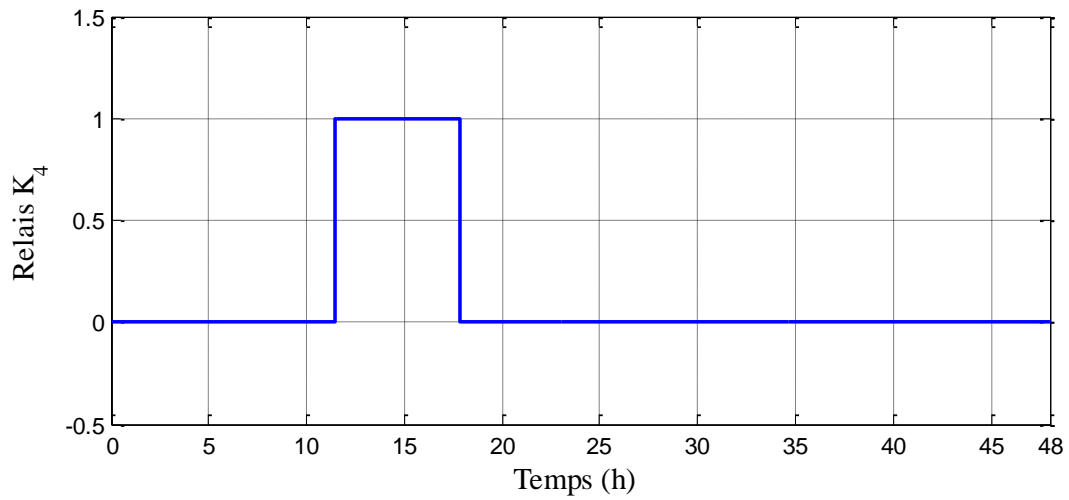


Figure III.37 : Signaux des relais K_1 , K_2 , K_3 et K_4 pour le second scénario.

Les modes qui résultent de cette application, sont présentés sur la figure suivante :

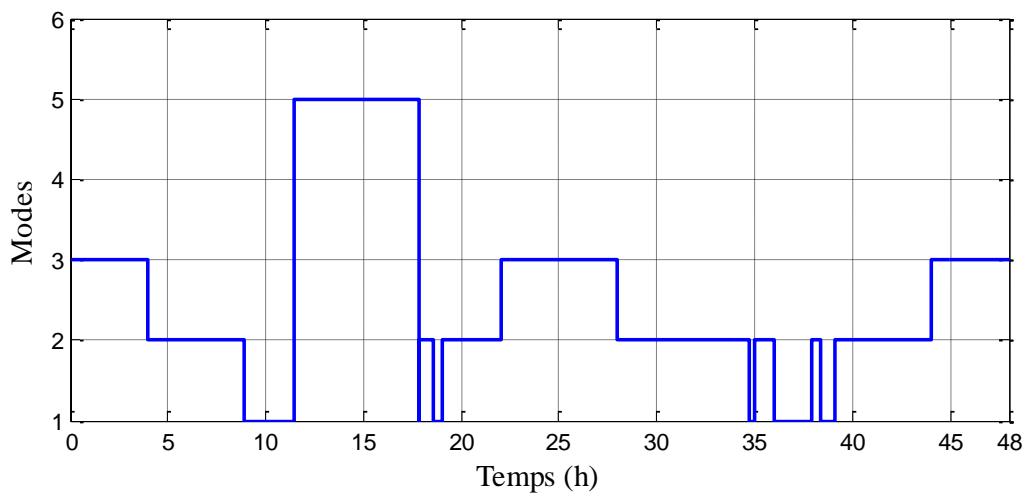


Figure III.38 : Modes de fonctionnement pour le second scénario.

La configuration du deuxième scénario, permet entre autre de satisfaire les conditions de charge et de protection des batteries mais aussi d'emmagasiner le surplus d'énergie sur une charge auxiliaire.

Pour cette application, le surplus de puissance noté sur la figure III.32 sera récupérer pour alimenter un système de pompage. Les résultats sont présentés comme suit :

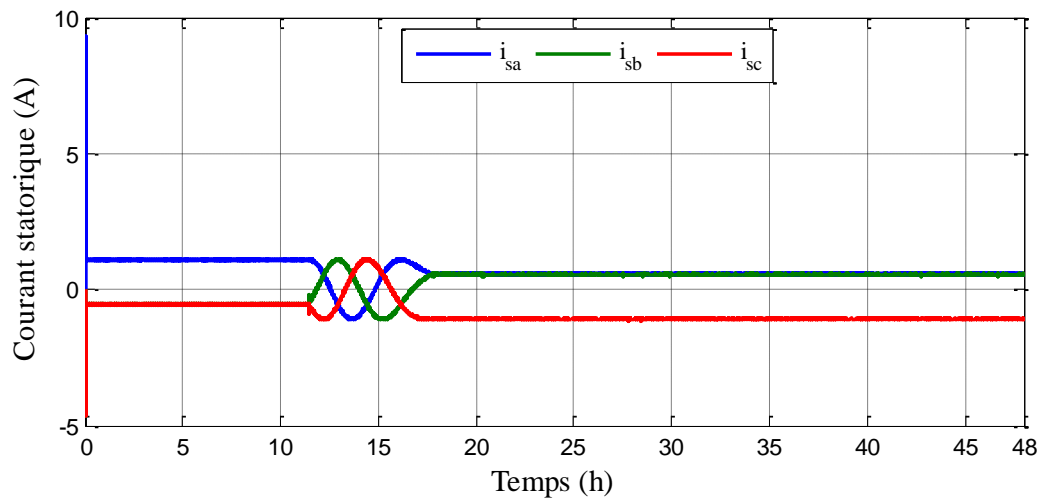


Figure III.39 : Allure du courant statorique.

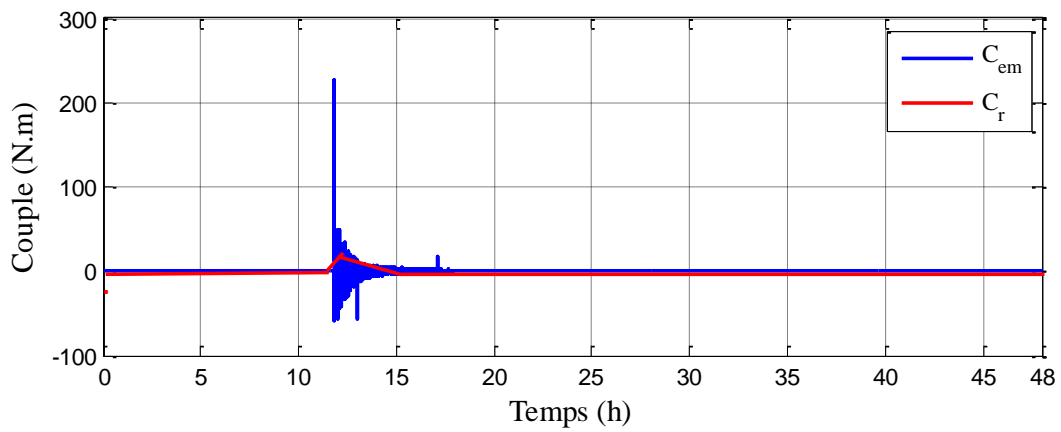


Figure III.40: Allure des couples.

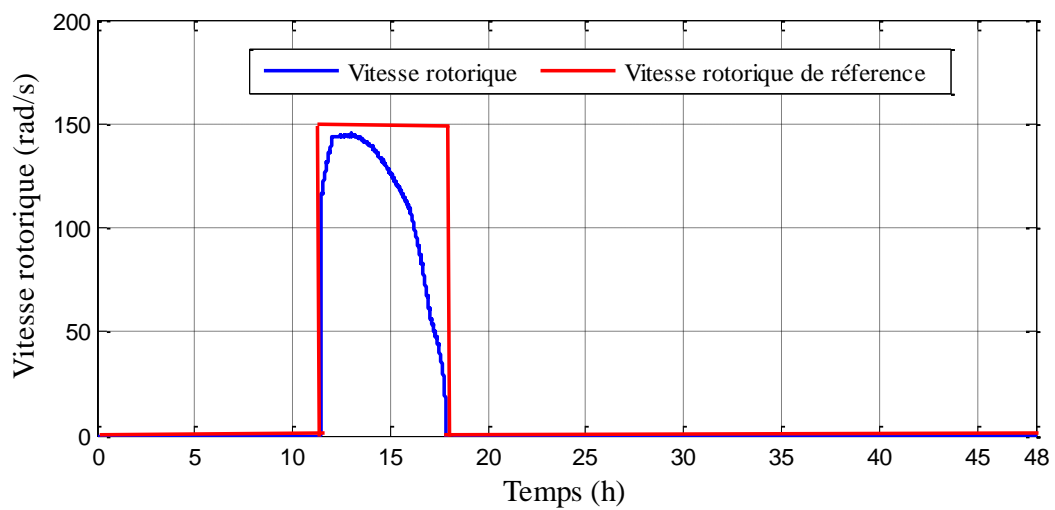


Figure III.41 : Allure de la vitesse rotorique.

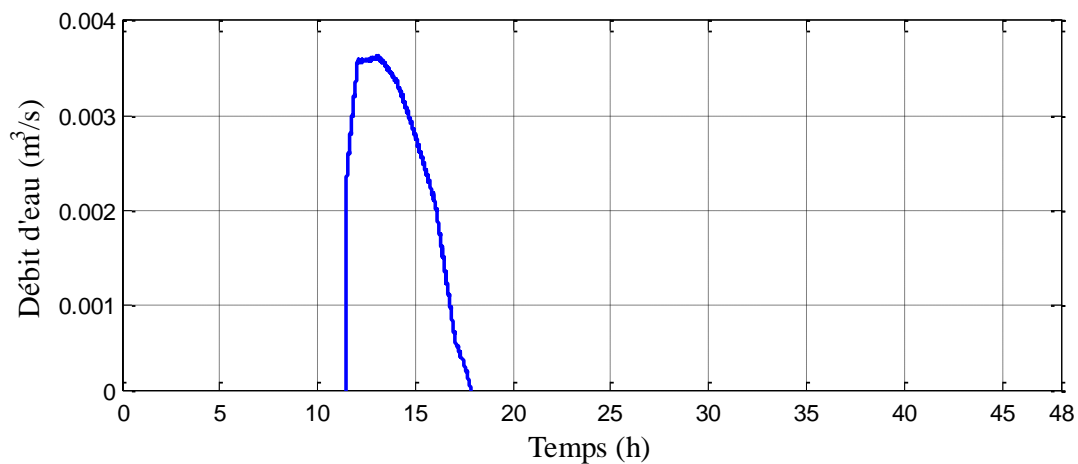


Figure III.42 : Débit d'eau en fonction du temps.

III.8. Conclusion

Sur ce chapitre, les stratégies de gestion de puissance pour les deux scénarios ont été présentées. Le premier scénario assure l'alimentation de la charge et protège les batteries. Alors que dans le second, le surplus d'énergie est également pris en compte. Les résultats de l'évaluation montrent que le surplus d'énergie est immédiatement récupéré pour permettre l'alimentation d'une charge auxiliaire.

Sur le prochain chapitre l'implémentation à temps réel se fera pour valider les résultats obtenus en simulation.

Chapitre IV

*Implémentation en temps réel de l'algorithme
de gestion sur dSPACE.*

IV.1. Introduction

La mise en pratique d'une application est une étape cruciale, un système à temps réel est une association logiciel-matériel où le logiciel permet, entre autre, une gestion adéquate des ressources matérielles en vue de remplir certaines tâches ou fonctions dans des limites temporelles bien précises.

Ce chapitre décrit brièvement la mise en pratique du système de gestion d'énergie appliqué à un système réel. La présentation des résultats expérimentaux a été faite afin de valider le modèle élaboré en simulation et la possibilité d'implémentation des techniques étudiées dans ce travail. Les programmes ont été implémentés via Matlab/Simulink par le biais de l'interface de la boîte à outils en temps réel dSPACE 1104.

Le banc d'essai sera présenté et le système de gestion a été évalué pour les conditions de fonctionnement présentées au précédent chapitre pour des tests au profil réel d'ensoleillement, de température et de charge. Enfin les résultats obtenus seront commentés et discutés.

IV.2. Description du banc d'essai

La figure IV.1 illustre le banc d'essai expérimental réalisé au laboratoire ERSE. Les caractéristiques principales de chaque composant seront fournies dans ce qui suit.

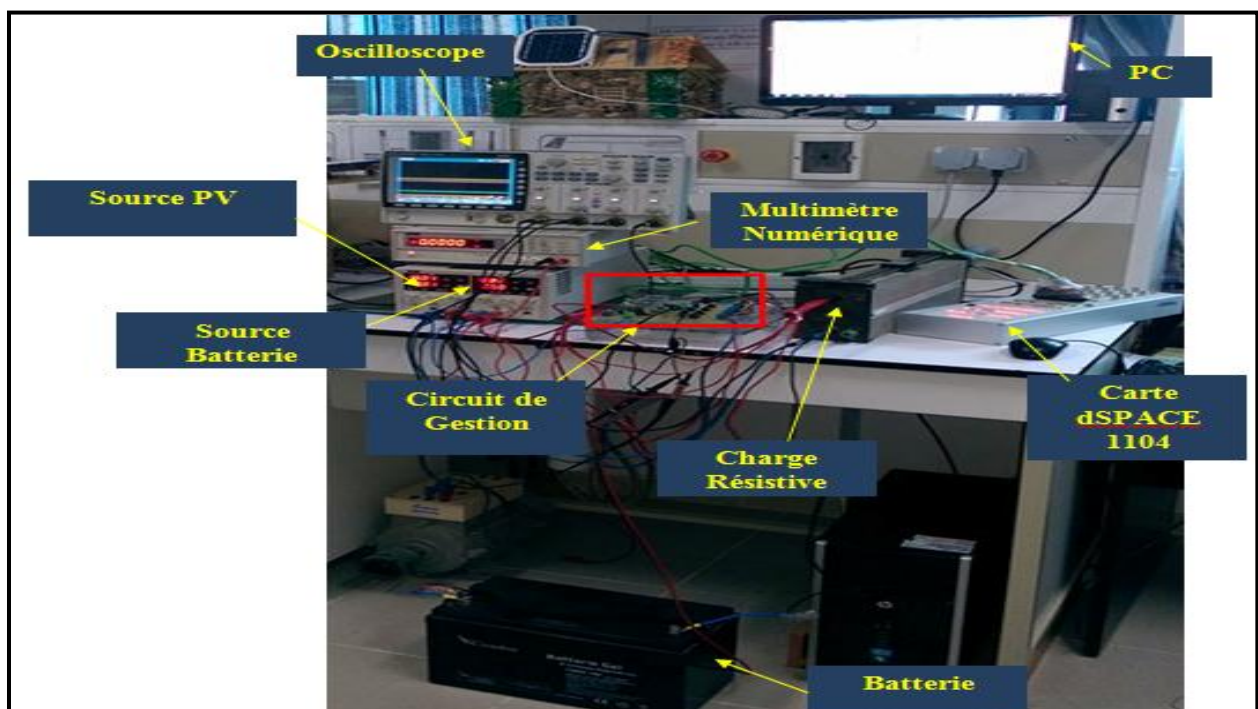


Figure IV. 1 : Vue d'ensemble de la maquette expérimentale.

La maquette se compose d'une unité de contrôle qui regroupe : une carte dSPACE, deux sources : photovoltaïque et batterie ainsi qu'une charge résistive. Un ordinateur équipé du logiciel nécessaire Matlab/Simulink, le circuit de gestion proposé et un oscilloscope pour la visualisation des signaux de commande des relais. Un multimètre a été ajouté afin de vérifier la continuité de fonctionnement de tout le système.

IV.2.1. Réalisation du circuit de gestion

Composé principalement de deux parties, la structure du circuit de gestion comprend une partie de commande et une partie puissance, séparées par un dispositif d'isolation.

Sachant que la carte dSPACE 1104 compte 8 convertisseurs numériques analogiques (CNA) de 16 bits pouvant délivrer une tension $\pm 10V$, un optocoupleur AH 3120 est mis au circuit (Figure IV.2) pour permettre à la fois d'amplifier le signal provenant de la carte dSPACE et d'isoler la tension fournie par la partie commande vers la partie puissance ceci permet d'exciter la bobine du relais de commutation continu.

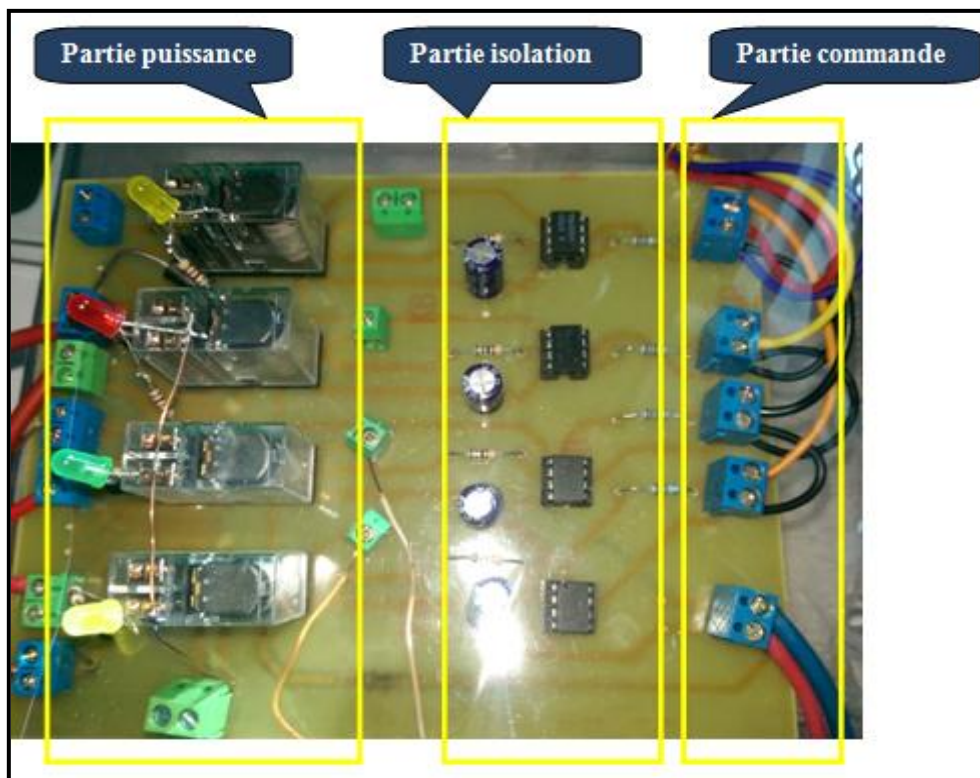


Figure IV. 2. Structure du circuit de gestion du système.

IV.2.1.1. Partie commande

La partie commande de tout le système est fondée sur la carte de commande dSPACE « DSP DS1104 » implantée sur le P.C. La programmation se fait à l'aide de l'outil de modélisation SIMULINK, qui aide à poser le problème d'une manière graphique en utilisant des blocs interconnectés. En effet, beaucoup de systèmes de développement en temps réel à base de DSP sont munis d'une interface SIMULINK par laquelle se fait la conversion des blocs SIMULINK en un code machine qui peut être exécuté sur un système à base de DSP. Ceci réduit considérablement le temps de développement et de prototypage pour le control des systèmes. Ce prototypage passe alors par les trois étapes suivantes:

1. Construction du système de commande en utilisant des blocs SIMULINK.
2. Simulation du système pour obtenir les résultats des différents scénarios.
3. Exécution du modèle en temps réel à travers la carte dSPACE 1104.

IV.2.1.2. Partie isolation

Les signaux générés à la sortie de la carte dSPACE sont d'une faible tension avoisinant les 5V en amplitude, ce qui ne permet pas leur exploitation directe vers les relais de commutation continu. Les signaux sont amplifiés, isolés et mis en forme par la partie de commande.

La partie isolation comprend alors un optocoupleur AH 3120 qui assure l'isolation galvanique, ce qui permet la protection du circuit de commande contre les courts circuits ou les variations brusques de courant. L'optocoupleur AH 3120 a aussi servi à l'amplification du signal généré par la carte dSPACE.

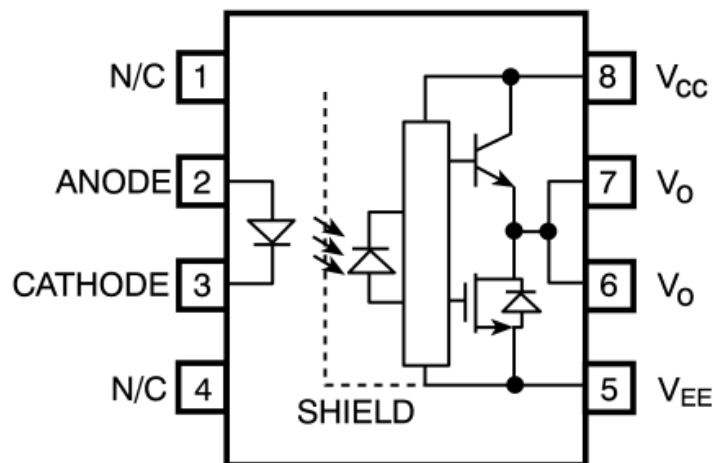
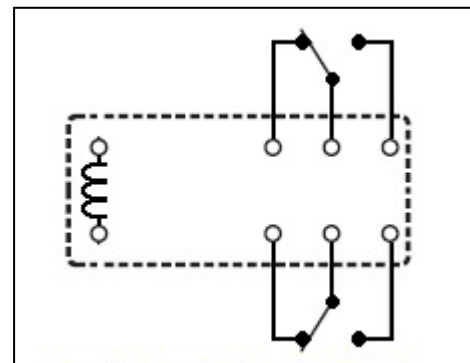
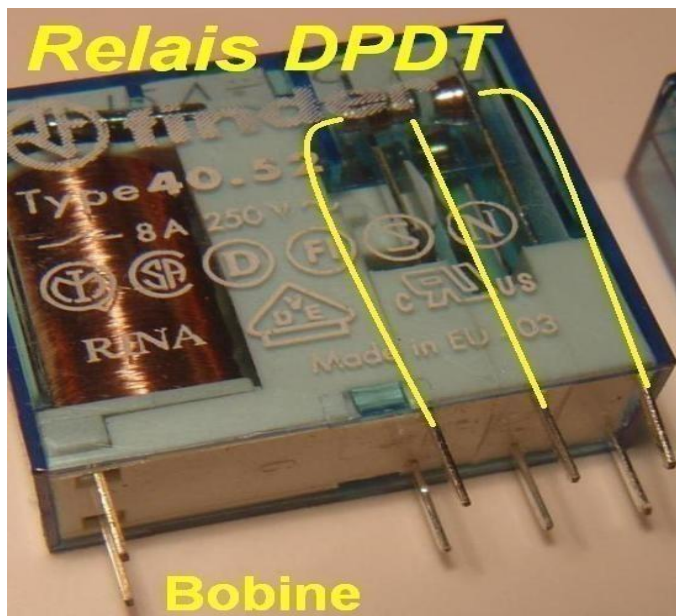


Figure IV. 3. Schéma interne de l'optocoupleur AH3120.

IV.2.1.3. Partie puissance

Un relais électronique est un interrupteur qui se commande avec une tension continue de faible puissance. La partie d'interrupteur sert à piloter des charges de forte puissance.

L'interrupteur DPDT (Double Pole Double Throw : bipolaire double lancer) a été utilisé pour la réalisation du circuit de gestion. Le relais DPDT est équivalent à 2 relais qui fonctionnent ensemble, pilotés par la même bobine. Le relais DPDT possède 8 broches au total : 2x3 pour les contacts, 2 pour la bobine.



Symbole du relais

Figure IV. 4. Relais DPDT à huit broches.

La partie puissance compte alors des relais à courant continu activés par les deux sources d'alimentation : PV et batterie, les signaux sont reproduits par le modèle Simulink utilisé qui a été d'abord testé en simulation puis implémenté en temps réel à l'aide de la carte dSPACE ceci de façon reproductible.

Le principe consiste à utiliser une source d'alimentation CC (figure IV.1) pour les deux sources et une charge résistive comme la charge continue à alimenter. Les leds sont placées comme pour un panel de contrôle ce qui permet entre autre de visualiser l'allumage de celles-ci quand la source est en fonctionnement.

IV.2.2. Source d'alimentation

La source utilisée dans le banc expérimental présenté est de type CPX400D elle est dotée de sortie double. Elle permet la génération de courants plus élevés à des tensions plus basses dans un capot de puissance donné.

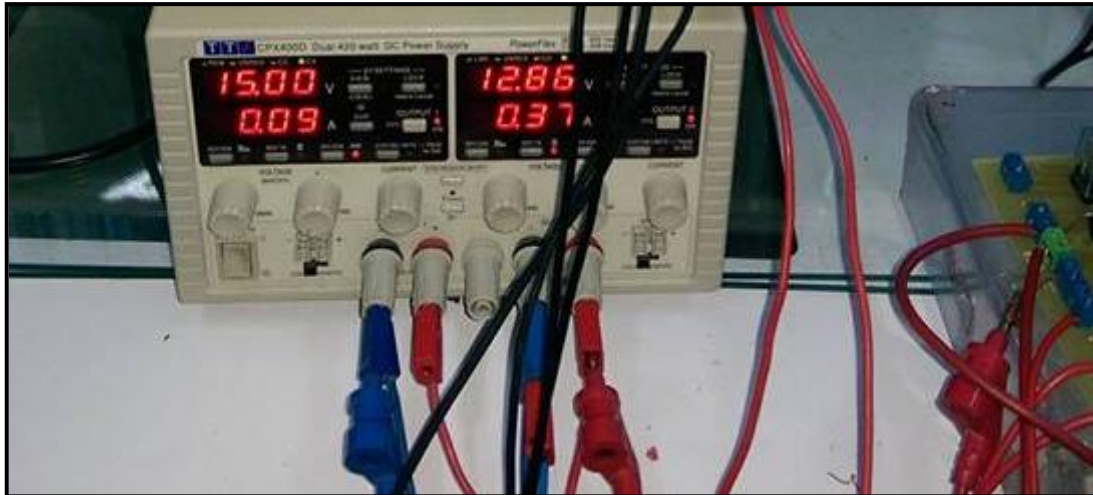


Figure IV. 5. Alimentation continue de type CPX400 Dual 420 watt.

Comme sur la figure IV. 1 la source a été câblée de manière à mettre une source pour le PV et une autre pour la batterie.

IV.2.3. Multimètre numérique

Un multimètre numérique de type TTi 1604 a été placé pour la mesure de la tension du bus continu de ce système.



Figure IV. 6. Multimètre numérique TTi 1604.

Après implémentation sur dSPACE la valeur obtenue de la tension a été visualisée comme sur la figure IV. 5 et le signal du bus continu sur l'oscilloscope.

IV.2.4. Oscilloscope Gw INSTEK

Présenté sur la figure IV. 6 l'oscilloscope à 4 voies a été choisi pour permettre la visualisation des signaux de commande des différents relais à la fois pour chacune des deux structures.

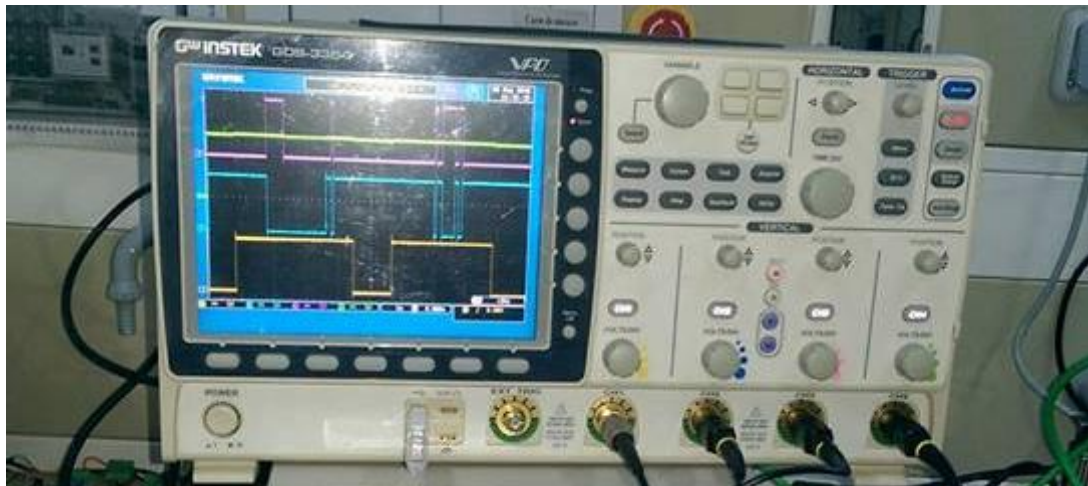


Figure IV. 7. Oscilloscope numérique Gw INSTEK GDS-3354 350 MHz.

Les résultats d'implémentation seront présentés dans ce qui suit, ils seront comparés aux résultats de simulation obtenus.

IV.3. Résultats expérimentaux

Les expérimentations ont été portées sur la structure faite pour les deux scénarios présentés sur le précédent chapitre.

IV.3.1. Première structure

Le banc d'implémentation du circuit de gestion de la première structure à trois relais est présenté ci-dessous :

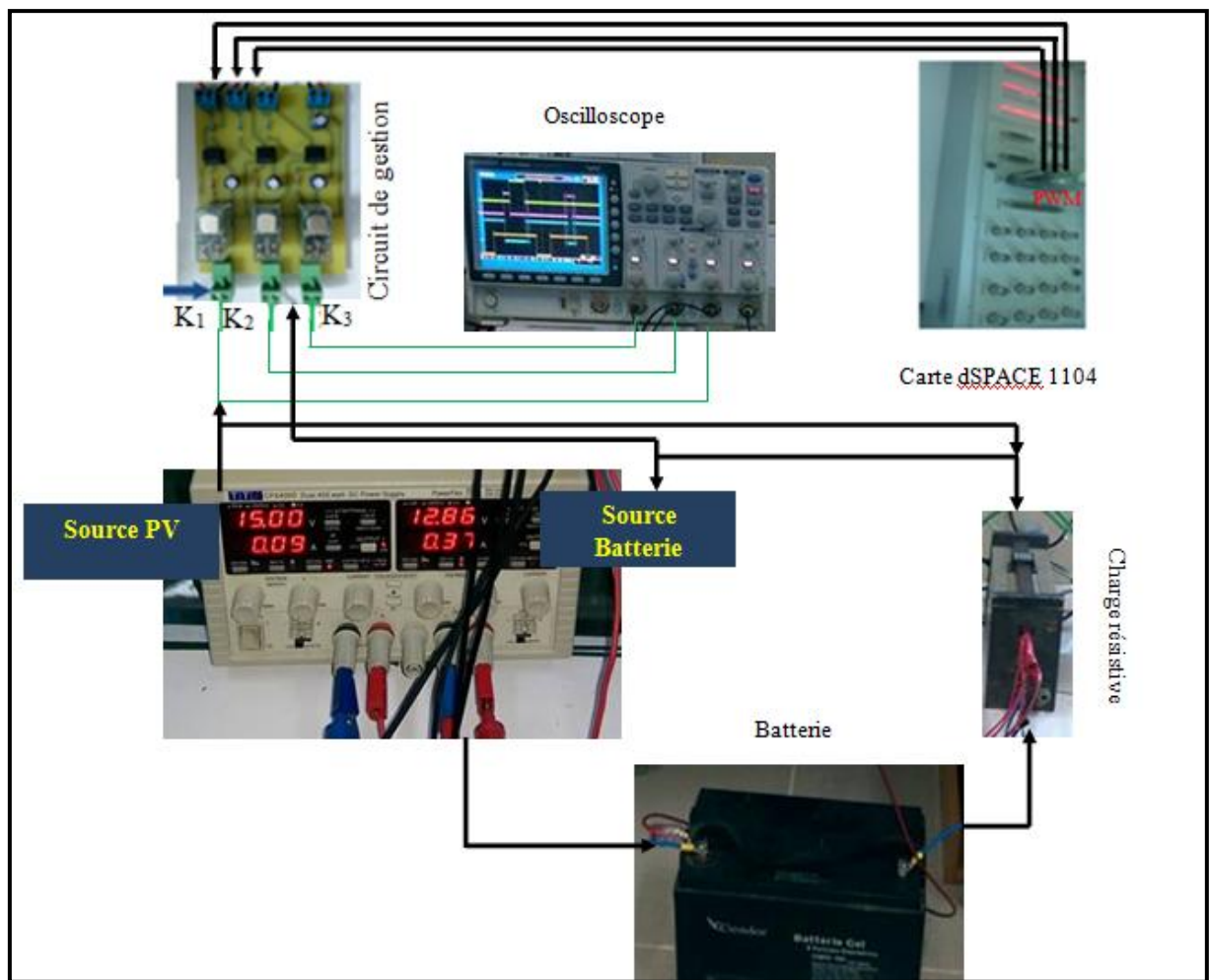


Figure IV. 8. Banc expérimental de la structure à trois relais.

Le relais K_1 relie la source photovoltaïque à la charge, le relais K_2 relie la batterie à la charge quant au relais K_3 il est relié à la source photovoltaïque pour permettre la charge de la batterie ou l'activation des deux sources à la fois.

Les résultats obtenus au premier test de simulation effectué au chapitre précédent ont été implémenté afin d'agir sur les différents relais.

Le programme de gestion implémenté sur la carte dSPACE permet d'actionner l'ouverture ou la fermeture des relais suivant les conditions d'ensoleillement, de température et de charge suivant :

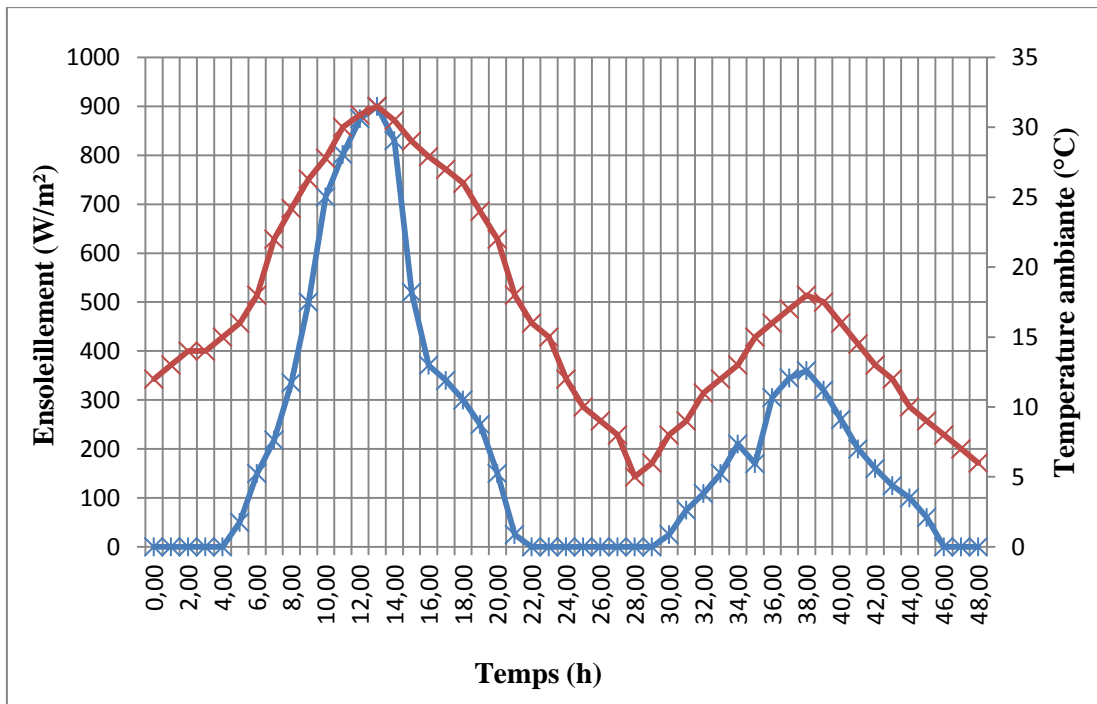


Figure IV. 9. Conditions d'insolation et de température appliquées.

Le profil de charge est similaire au profil de simulation du chapitre précédent :

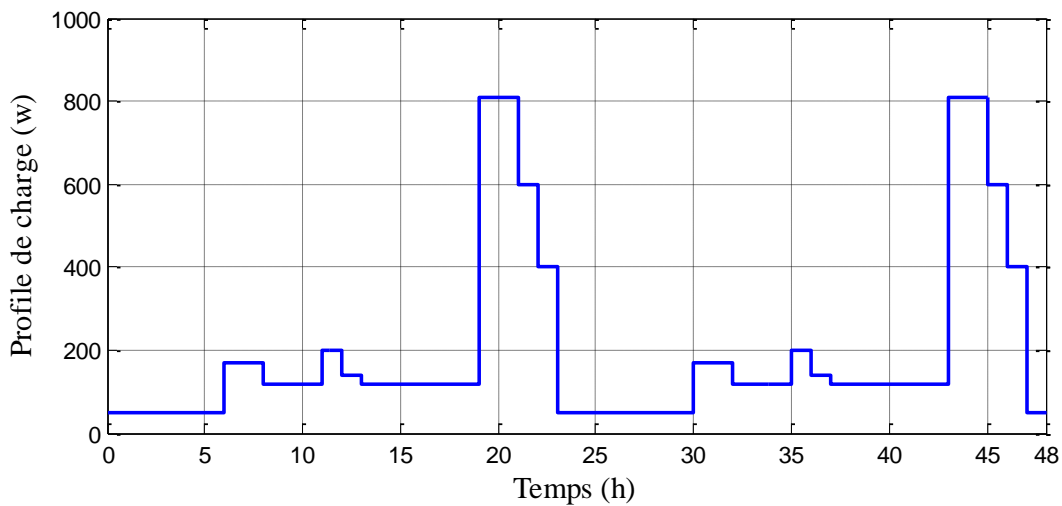


Figure IV. 10. Profil de charge implémenté.

Les batteries supposées initialement chargées à 90% représenter sur la figure suivante :

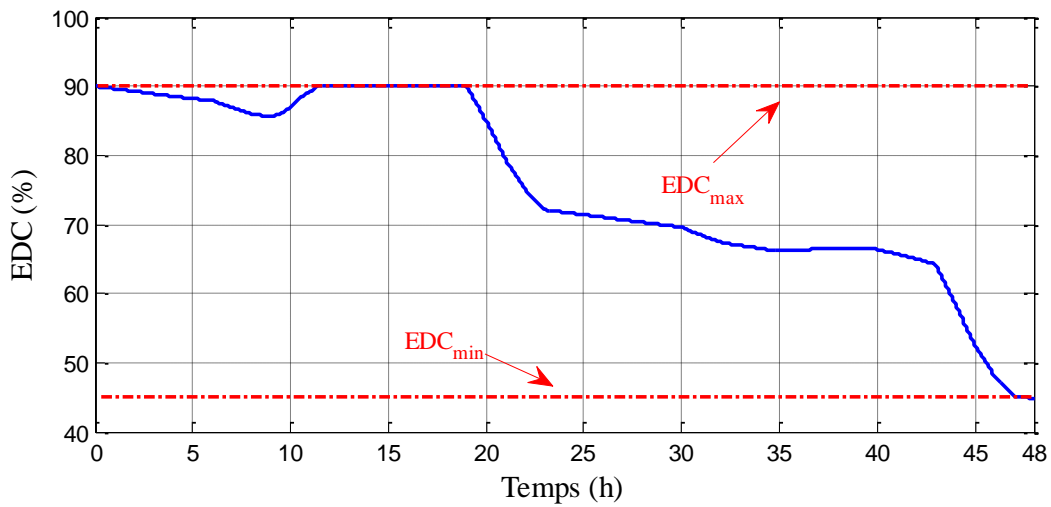


Figure IV. 11. Etat de charge des batteries EDC (%).

Les signaux de commandes des trois relais ainsi que le signal de la tension du bus continu visualisé sur oscilloscope sont :

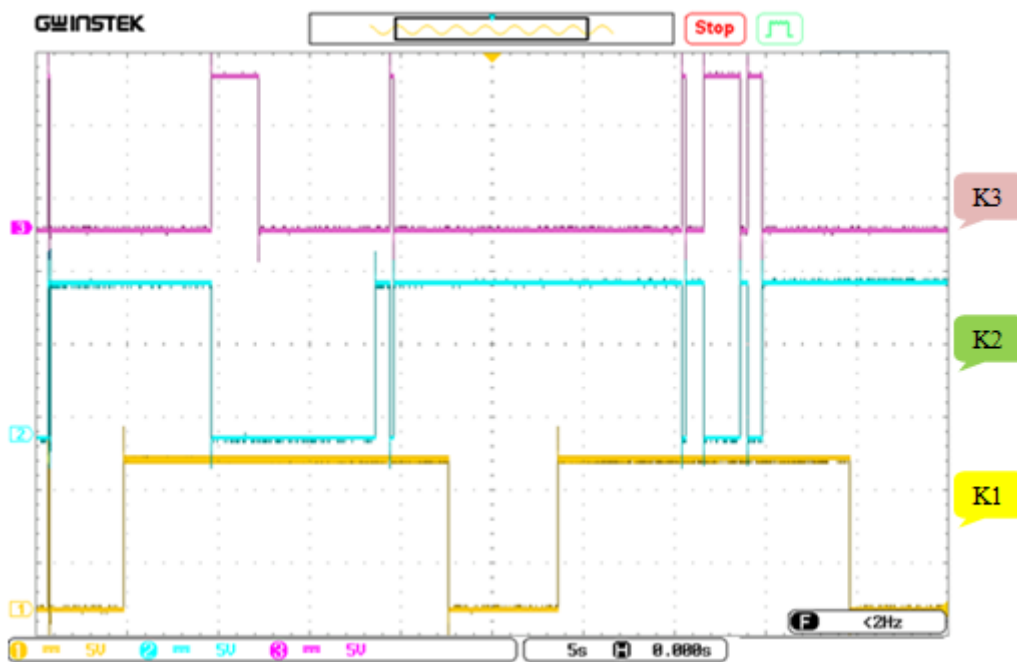


Figure IV. 12 : Signaux de commande des relais visualisés sur oscilloscope.

Les signaux obtenus en implémentation confirment les résultats obtenus en simulation ce qui prouve la fiabilité de fonctionnement du système élaboré. La figure IV.12 illustre le résultat de la tension du bus continu visualisé par oscilloscope et mesuré par un multimètre numérique. Cette tension présente de petites fluctuations dues aux états de commutation des relais, néanmoins elle assure la continuité de fonctionnement du système.

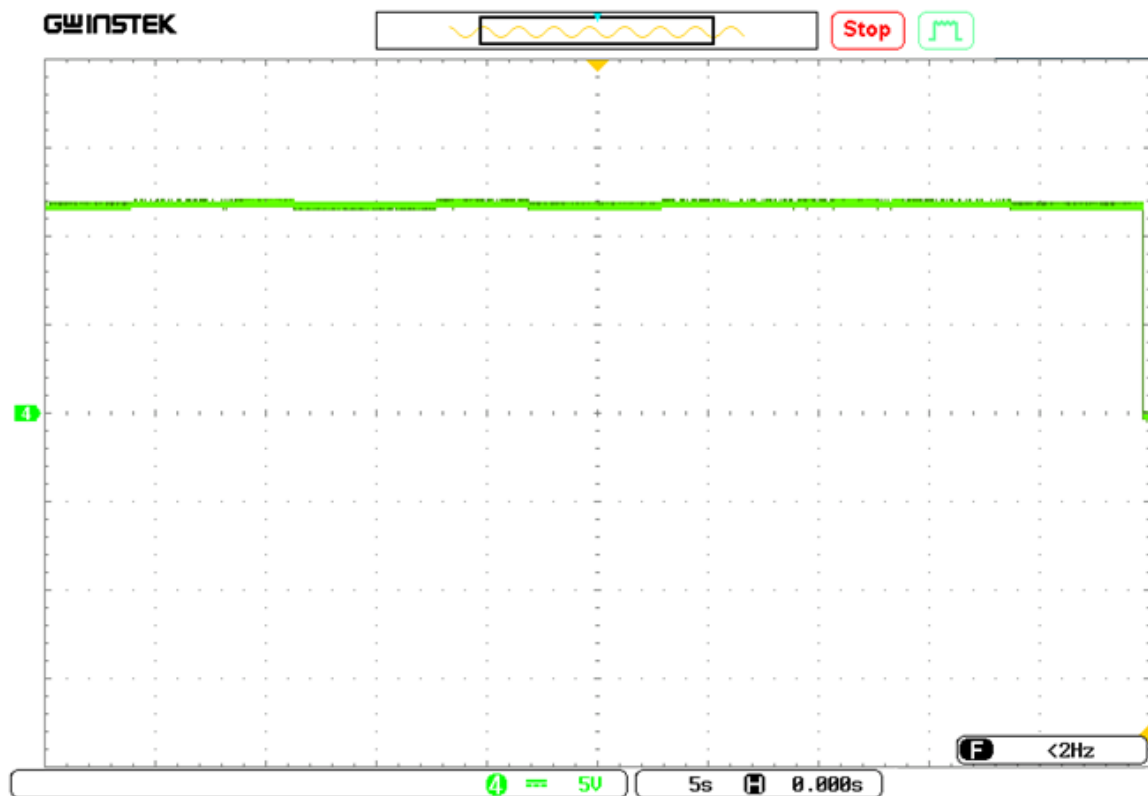


Figure IV. 13. Tension du bus continu.

Les mesures prises par le multimètre numérique sont légèrement différentes mais de valeurs rapprochées traduisant la transition d'un fonctionnement continu des deux différentes sources utilisées.

IV.3.2. Seconde structure

Le banc de test du circuit de gestion de la seconde structure à quatre relais est présenté ci-dessous. Le programme de gestion de la structure à quatre relais permettra d'actionner l'ouverture d'un quatrième relais lors d'un excès de puissance en vue d'être utiliser pour une charge dissipative.

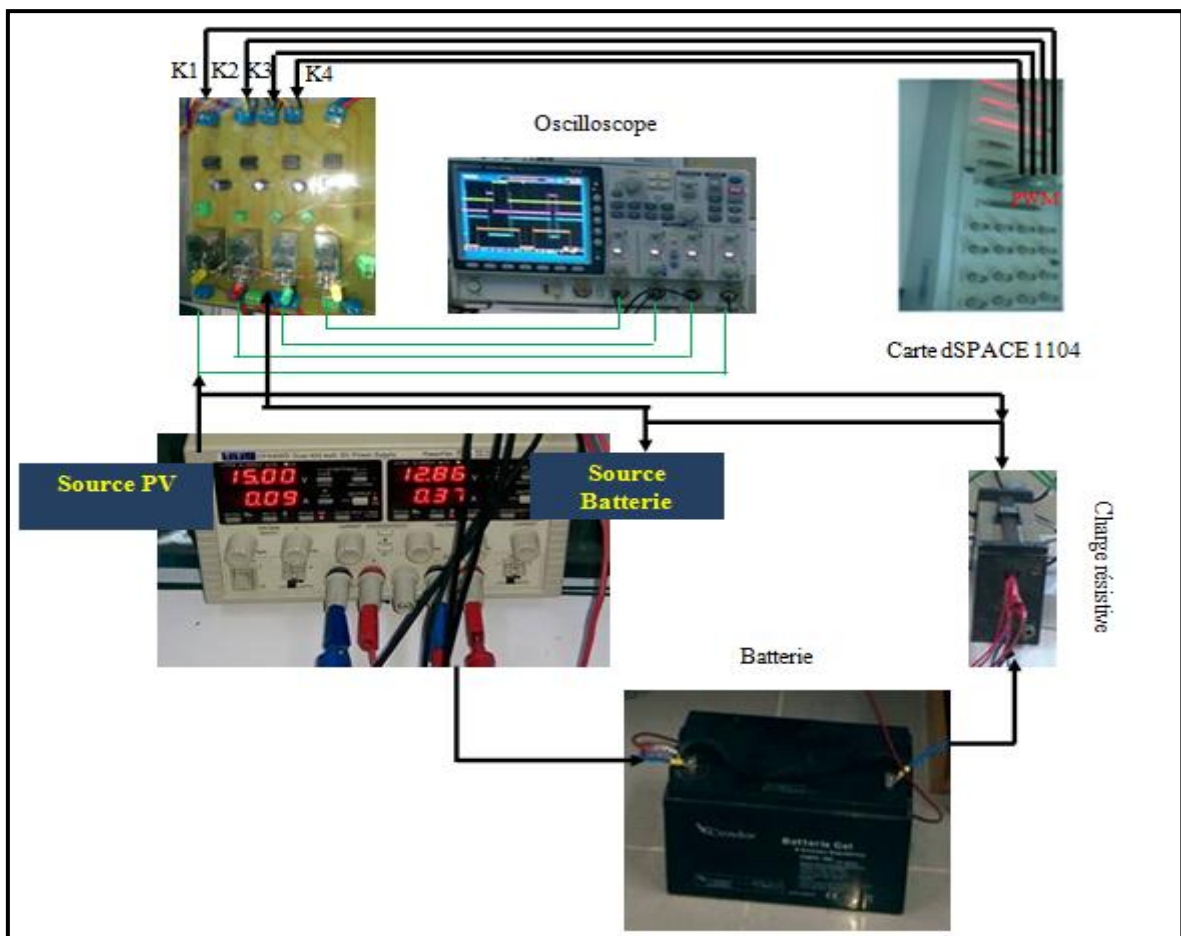


Figure IV. 14. Banc expérimental de la structure à quatre relais.

Les résultats des signaux de commande des quatre relais sont illustrés sur la figure IV.15.

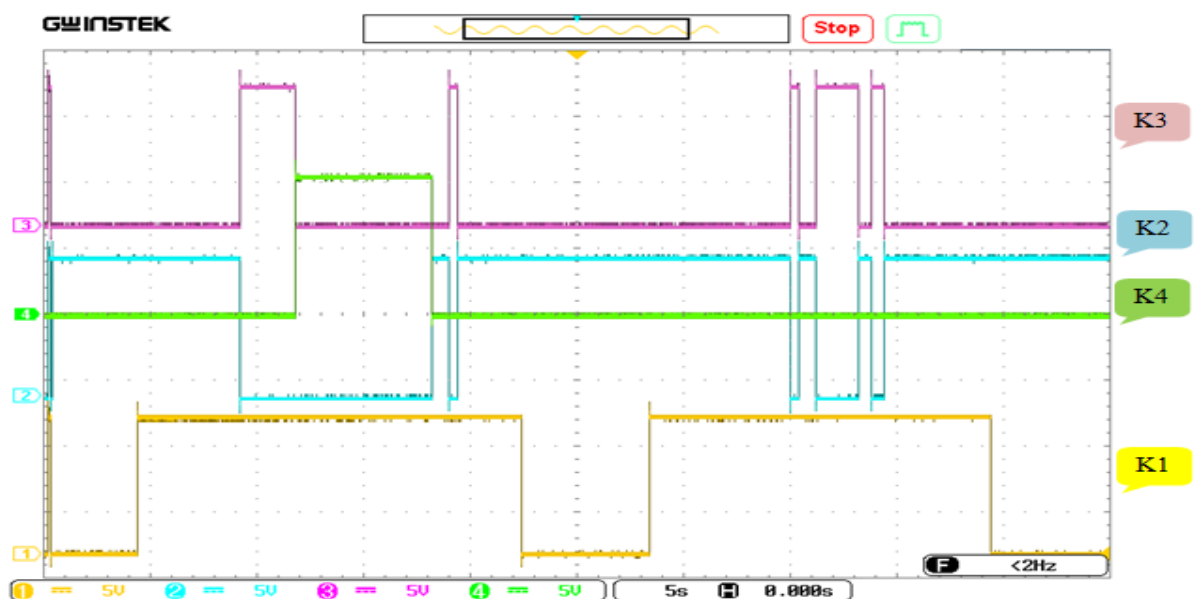


Figure IV. 15. Signaux de commande des relais visualisés sur oscilloscope.

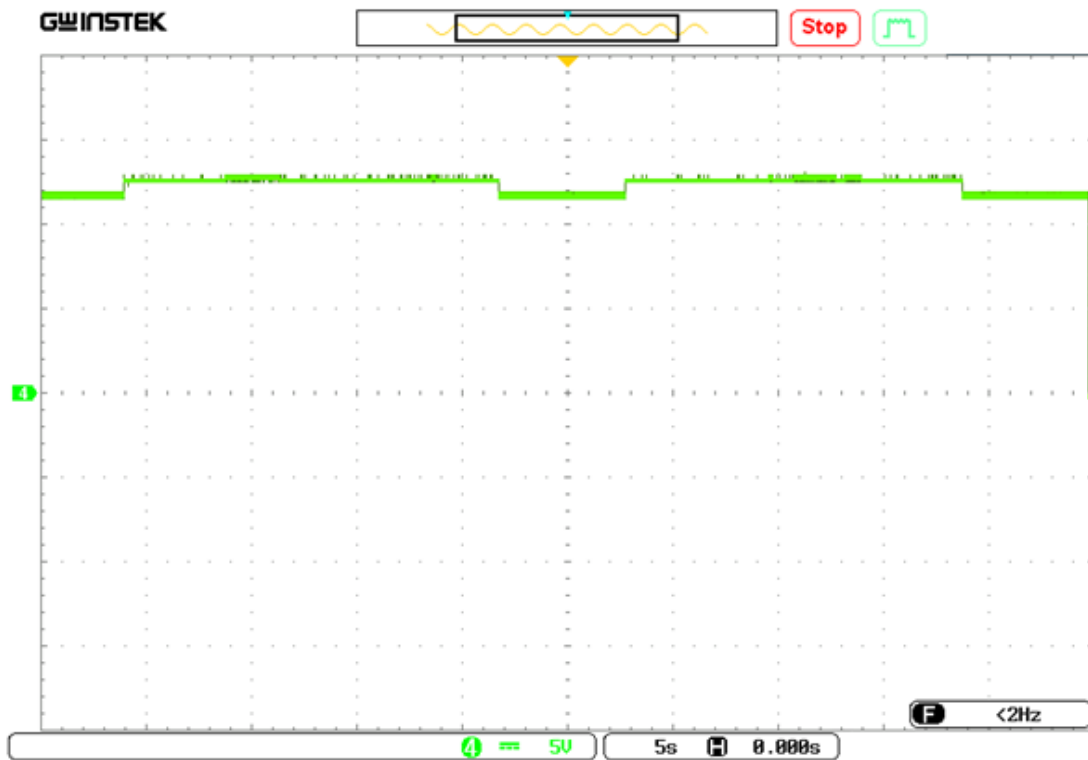


Figure IV. 16 : Tension du bus continu pour la seconde structure.

Sur la figure IV.16 des fluctuations sont aussi présentes sur ce signal de tension continue, ceci n'a pas agit sur la continuité de fonctionnement du système.

IV.4. Comparaison des résultats

IV.4.1 Première structure

Dans ce qui suit une comparaison a été faite entre les résultats obtenus par simulation et ceux obtenus par implémentation.

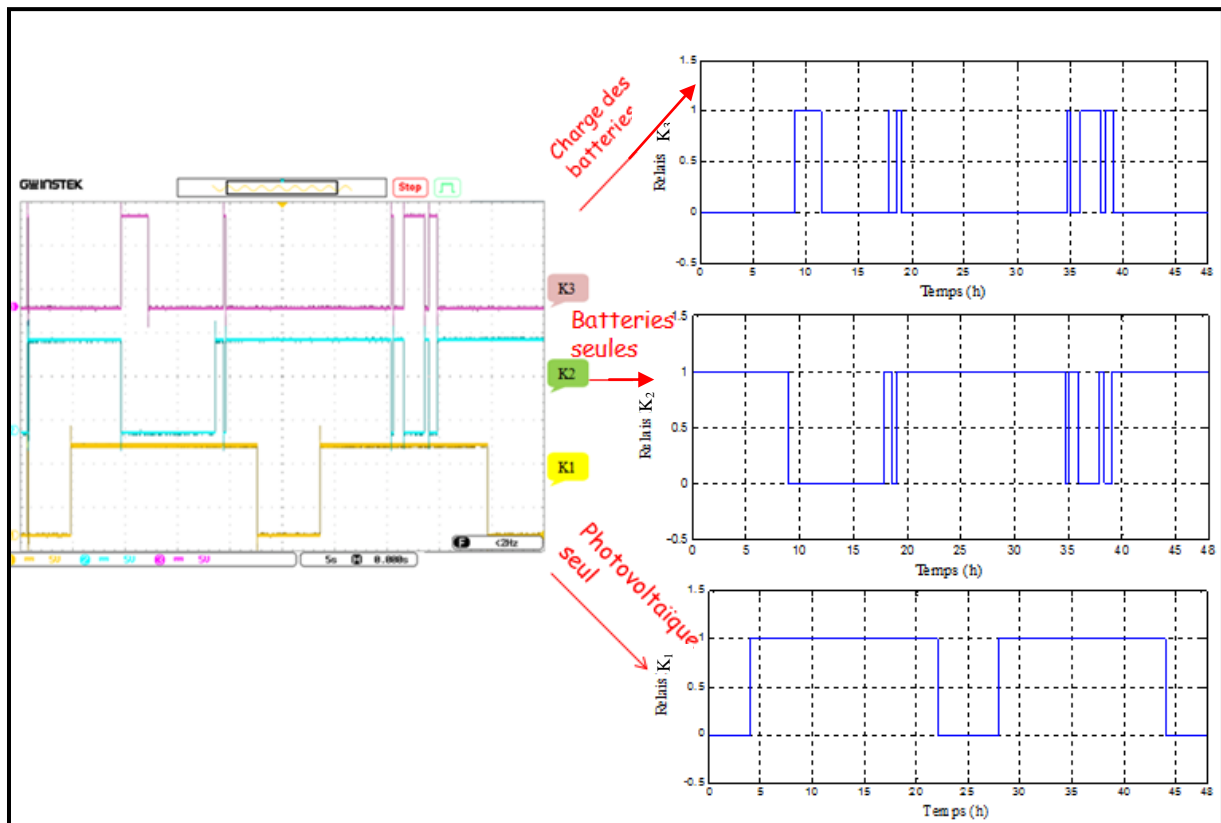


Figure IV. 17 : Comparaison des résultats de la première structure.

Les résultats d'implémentation de l'algorithme de gestion proposé pour la première structure sont similaires aux résultats de simulation.

IV.4.2. Seconde structure

Pour les mêmes conditions d'ensoleillement, état de charge des batteries et de charge un second algorithme de gestion est proposé. La comparaison des résultats est la suivante :

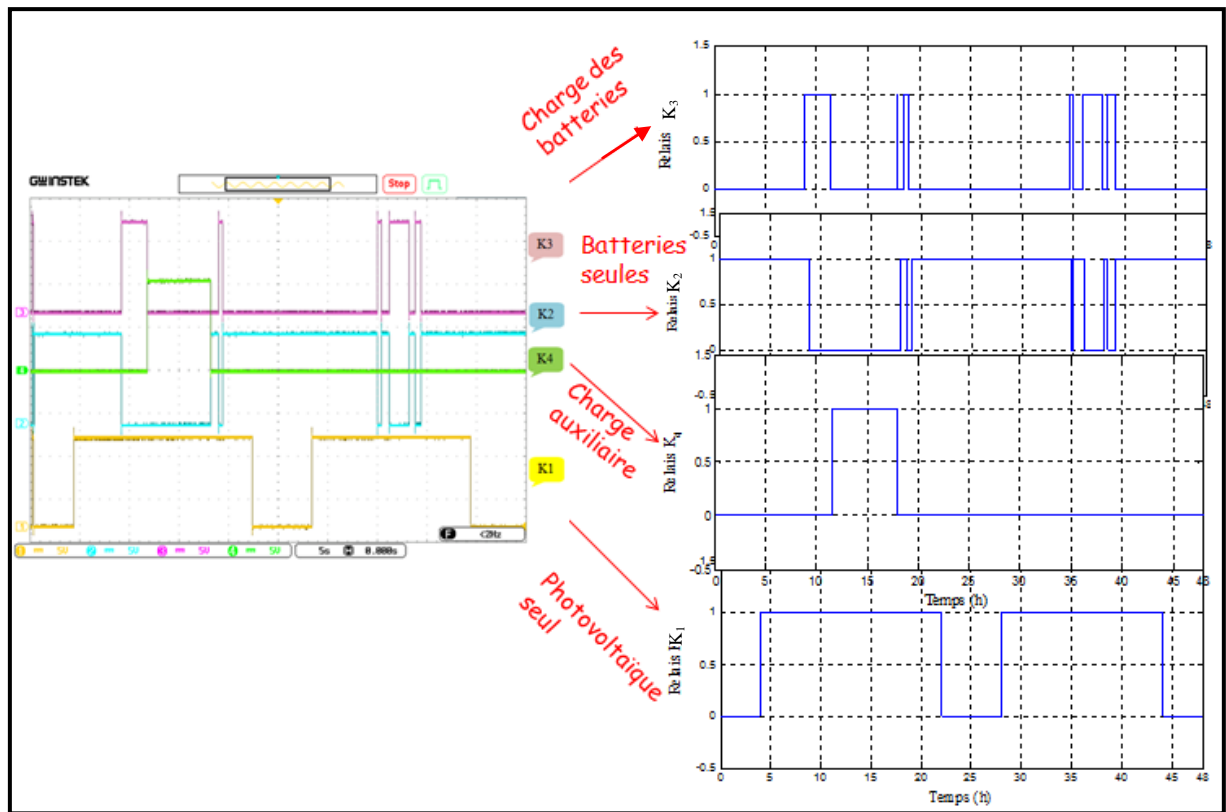


Figure IV. 18 : Comparaison des résultats de la seconde structure.

Tout comme pour la première structure les résultats d'implémentation du second algorithme de gestion proposé pour la seconde structure sont similaires aux résultats de simulation.

IV.5. Conclusion

Sur ce chapitre, les performances des deux systèmes de gestion d'énergie considérés dans cette étude ont été validées expérimentalement. La configuration du banc d'essai a été brièvement décrite ainsi que la mise en œuvre de ces programmes dans un système réel en utilisant le logiciel Matlab.

Les mêmes conditions de simulation ont été maintenues pour les deux configurations ainsi qu'en implémentation afin d'assurer une comparaison équitable. Les résultats obtenus à partir des implémentations en temps réel étaient comparables au comportement des deux stratégies en simulation.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Il n'est pas difficile de justifier notre choix de problématique, car l'amélioration de la production d'énergie dans les systèmes à énergies renouvelables en général et aux systèmes photovoltaïques en particulier reste un enjeu important, qui représente un large espace de recherche.

Le travail effectué dans cette thèse se situe autour de la maximisation de puissance des systèmes photovoltaïques. La thèse a été entamée par une introduction générale qui a justifié nos motivations de recherche et a identifié la problématique de ce travail. En effet, les conditions extérieures influent fortement sur le fonctionnement des systèmes photovoltaïques et engendrent des problèmes de génération d'énergie et de production aléatoires. Face à cet effet nous avons visé à l'optimisation de cette production. Notre approche a été de lier le générateur photovoltaïque à un étage d'adaptation et à un organe de contrôle visant à l'amélioration permanente de la puissance produite.

Pour un système de conversion photovoltaïque, nous avons abordé dans le premier chapitre le contexte de l'énergie photovoltaïque. Ainsi que l'aspect global d'une structure photovoltaïque et de ses différents composants.

L'objectif du deuxième chapitre était d'établir des modèles pour les différentes parties d'une chaîne de conversion photovoltaïque. En commençant par un modèle mathématique imitant le comportement d'un générateur photovoltaïque. Plusieurs modèles ont été conçus et comparés aux résultats expérimentaux. La commande de maximisation de puissance MPPT a été abordée pour un générateur photovoltaïque en simulation. Cette partie a été validée expérimentalement. La stratégie MPPT a été adoptée afin d'atteindre l'objectif attendu pour un meilleur rendement. Pour cela trois différentes techniques MPPT ont été étudiées, simulées puis implémentées sur carte dSPACE. Les résultats obtenus ont montré l'efficacité de la commande par logique floue CLF par rapport aux techniques classiques.

Une gestion de puissance a été proposée, au troisième chapitre, avec deux configurations. La première tient compte uniquement de la gestion de puissance et de la protection des batteries. La seconde, basée sur le même principe mais permet aussi de récupérer la puissance en excès et alimenter une charge auxiliaire.

Afin de valider les résultats de simulation des deux méthodes de gestion, la réalisation d'un circuit de gestion et la validation des résultats ont été faites. L'implémentation sous dSPACE a été faite et présentée au quatrième chapitre.

En perspectives à ce travail, il serait intéressant de faire une gestion en utilisant la logique floue. Aussi d'autres techniques MPPT comme la logique floue adaptative, les réseaux de neurones ou autres technique d'intelligence artificielle peuvent être envisagées.

Bibliographie

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Z. Sen, «L'énergie solaire en cours et les tendances futures de la recherche ». Progress in Energy and Combustion Science, 30, pp. 367-416, 2004.
- [2] Extrait du site: <https://www.consoglobe.com/nouveau-record-energies-renouvelables-monde-cg>
- [3] S. Koohi-Kamali, N.A. Rahim, H. Mokhlis, Smart power management algorithm in microgrid consisting of photovoltaic, diesel, and battery storage plants considering variations in sunlight, temperature, and load, Energy Conversion and Management, 84, pp. 562-582, 2014.
- [4] M. Sarvi, I.N. Avanaki, An optimized Fuzzy Logic Controller by Water Cycle Algorithm for power management of Stand-alone Hybrid Green Power generation, Energy Conversion and Management, 106, pp.118-126, 2015.
- [5] S. N. Singh, A. K. Singh, Rural Home Energy Management by Fuzzy Control Model for Solar (PV)-Grid/ DG Power System in India Journal of Electrical and Control Engineering (JECE), 2(1), pp. 29-33, 2012.
- [6] M. Amarouyache, « Contribution à l'optimisation d'une chaîne de conversion d'énergie photovoltaïque », thèse de doctorat en Electrotechnique de l'université de Constantine, 2014, Algérie.
- [7] Extrait du portail algérien des énergies renouvelable, Programme national de développement des énergies renouvelables (2015- 2030), dernière consultation, le 15/11/2017 : <http://portail.cder.dz/spip.php?article4446>
- [8] Extrait du site : <https://www.energies-renouvelables-afrique.com/fiche-pays-algerie/>
- [9] Extrait du site : <http://www.sonelgaz.dz/?page=article&id=34> , dernière consultation, le 15/11/2017.
- [10] Tiré du document : <http://better-project.net/sites/default/files/9.%20CDER.pdf>.
- [11] Extrait du site <http://www.soliwind.com/soliwind-realise-premiere-centrale-photovoltaique-dafrique-toit-dun-aeroport-a-oran-algerie-2/>, dernière consultation, le 15/11/2017.
- [12] Extrait du site : <http://www.sktm.dz/>, dernière consultation, le 10/04/2018.

BIBLIOGRAPHIE

- [13] K. Rahrah, « Dimensionnement et optimisation d'un système de pompage photovoltaïque destiné pour l'alimentation en eau potable », thèse de doctorat en sciences à l'université de Béjaïa, 2015, Algérie.
- [14] A. Mohammadi, « Contrôle par MPPT des systèmes de pompage photovoltaïque », thèse de doctorat en génie électrique à l'université de Bejaïa, 2015, Algérie.
- [15] Rapport de l'Institut Fraunhofer, (Fraunhofer Institute for Manufacturing Technology and Advanced Materials), intitulé «Rapport photovoltaïque 2016», 2016, Munich Allemagne.
- [16] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta et E. D. Dunlop, «Tables d'efficacité des cellules solaires (version 48): Tables d'efficacité des cellules solaires (version 48)», Prog. Photovolt. Res. Appl., Vol. 24, no 7, p. 905-913, juill. 2016.
- [17] D. Abou-Ras et al., « Formation and characterisation of MoSe₂ for Cu(In,Ga)Se₂ based solar cells », Thin Solid Films, vol. 480-481, p. 433-438, juin 2005.
- [18] R. Sheer et H.-W. Schock, Chalcogenide Photovoltaics: Physics, Technologies, and Thin Film Devices. 2011.
- [19] N. Naghavi et al., « Buffer layers and transparent conducting oxides for chalcopyrite Cu(In,Ga)(S,Se)₂ based thin film photovoltaics: present status and current developments », Prog. Photovolt. Res. Appl., vol. 18, no 6, p.411-433, sept. 2010.
- [20] A. Chirilă et al., « Highly efficient Cu(In,Ga)Se₂ solar cells grown on flexible polymer films », Nat. Mater., vol. 10, no 11, p. 857-861, sept. 2011.
- [21] W. Shockley et H. J. Queisser, « Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells », *J. Appl. Phys.*, vol. 32, no 3, p. 510, 1961.
- [22] Extrait du site: <https://portail.cder.dz/spip.php?article1173>, dernière consultation 30/01/2018.
- [23] A. Mohammedi, N. Mezzai, D. Rekioua, T. Rekioua, « Impact of shadow on the performances of a domestic photovoltaic pumping system incorporating an MPPT control: A case study in Bejaïa, North Algeria», Energy Conversion and Management 84 (2014) 20–29.
- [24] M.A. Eltawil, Z. Zhao, Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (2010) 112–129.

BIBLIOGRAPHIE

- [25] D. Abbes, A. Martine, G. Champenois, B. Robyns, Real time supervision for a hybrid renewable power system emulator, *Simulation Modelling Practice and Theory* 42 (2014) 53–72.
- [26] N.A. Ahmed, «Modeling and simulation of ac–dc buck-boost converter fed dc motor with uniform PWM technique», *Electric Power Systems Research*, 73 (2005) 363–372.
- [27] L. Croci, Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/super condensateurs. Thèse de Doctorat, Université de Poitiers, France, 2014.
- [28] K.H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, and M. Osakada. Maximum photovoltaic power tracking : an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions. *IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 142(1) :59–64, 1995.
- [29] A. Medeiros Torres, F.L.M. Antunes, and F.S. dos Reis. An artificial neural network-based real time maximum power tracking controller for connecting a PV system to the grid. In *Industrial Electronics Society, IECON '98. Proceedings of the 24th Annual Conference of the IEEE*, volume 1, pages 554–558, 1998.
- [30] C. Liu, B. Wu, and R. Cheung. Advanced algorithm for mppt control of photovoltaic systems. In *In Canadian Solar Buildings Conference Montreal*, pages 20–24, 2004.
- [31] A. El Shahat. Maximum power point genetic identification function for photovoltaic system. *International Journal of Research and Reviews in Applied Sciences*, 3(3) : 264–273, 2010.
- [32] F. Liu, S. Duan, F. Liu, B. Liu, and Y. Kang. A variable step size inc mppt method for pv systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 55(7) : 2622–2628, 2008.
- [33] M. Dahmane, J. Bosche, A. El-Hajjaji, and X. Pierre. Mppt for photovoltaic conversion systems using genetic algorithm and robust control. In *American Control Conference (ACC)*, 2013.
- [34] M. Dahmane, J. Bosche, A. El-Hajjaji, and M. Davarifar. T-s implementation of an mppt algorithm for photovoltaic conversion system using poles placement and h infinity performances. In *International Conference on Systems and Control (ICSC)*, pages 1116–1121, 2013.
- [35] Issam Houssamo, Fabrice Locment, and Manuela Sechilariu. Experimental analysis of impact of {MPPT} methods on energy efficiency for photovoltaic power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 46 : 98 – 107, 2013. ISSN 0142-

BIBLIOGRAPHIE

0615. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.10.048>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061512006114>.

[36] I. Marie-Joseph, « Méthode de diagnostic appliquée à des unités de maintenance préventive de la production d'électricité dans des sites isolés », Thèse de Doctorat, Université des Antilles Guyane, 2004.

[37] F. B. Y. Riffonneau et S. Bacha, « Problématique du stockage associé aux systèmes photovoltaïques connectés au réseau. », *Rev Energ Ren*, vol. 11, no 3, p. 407–422, 2008.

[38] Virgine Schwarz et B. Gindroz, « Le stockage électrochimique », *Doss. Stock. Lénergie ADEME*.

[39] F. Zaouche, D. Rekioua, J-P. Gaubert, Z. Mokrani, “Supervision and control strategy for photovoltaic generators with battery storage”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 4 Juillet 2017) 1-20.

[40] M. PETIBON Stéphane, « Nouvelle architecture distribuée de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », thèse de doctorat à l'université de Toulouse, 2009, France.

[41] A. L. Fahrenbruch, R.H. Bube, « Fundamentals of solar cells : Photovoltaic solar energy conversion », Department of Materials Science and Engineering, Stanford University, California, Academic press, 1983.

[42] M. Buresh, « Photovoltaic energy systems », New York : McGraw-Hill Book Company ; 1983.

[43] A. Mohammedi, « Contrôle par MPPT des systèmes de pompage photovoltaïques », Thèse de Doctorat, Université A.Mira Béjaïa, 2015.

[44] O. Breitenstein, S. Rißland, « A two-diode model regarding the distributed series resistance », *Solar Energy Materials & Solar Cells* 110 (2013) 77–86..

[45] S. Aissou, « Caractérisation et optimisation de puissance des systèmes photovoltaïques », Thèse de Doctorat. Université A. Mira-Bejaïa, 2016.

[46] D. Rekioua, E. Matagne, « Optimization of Photovoltaic Power Systems, Modelization, Simulation and Control », Livre Edition Springer, 2012.

[47] R. Bausiere, F. Labrique, G. Segurier, « Les convertisseurs de l'électronique de puissance : La conversion continu – continu ». Volume 3, Edition 2, chapitre 3, pp. 131-137, Lavoisier TEC & DOC, July 1997.

BIBLIOGRAPHIE

- [48] R. Ika Putri, S. Wibowo, M. Rifa, « Maximum power point tracking for photovoltaic using incremental conductance method », *Energy Procedia* 68 (2015) 22 – 30.
- [49] G. Dilee, S.N. Singh, « Maximum power point tracking of solar photovoltaic system using modified perturbation and observation method », *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 50 (2015) 109–129.
- [50] C. Boonmee, Y. Kumsuwan, « Modified Maximum Power Point Tracking Based-on Ripple Correlation Control Application for Single-Phase VSI Grid-Connected PV Systems », *IEEE Conference Publications* (2013) 1-6.
- [51] L. Suganthi, S. Iniyan, Anand A. Samuel, « Applications of fuzzy logic in renewable energy systems – A review », *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 48 (2015) 585–607.
- [52] M.M. Algazar, AL-M. Hamdy, Abd EL-H. Hamdy, Mohamed Ezzat El Kotb Salem, « Maximum power point tracking using fuzzy logic control », *Electrical Power and Energy Systems* 39 (2012) 21–28.
- [53] T. Eswam and P.L. Chapman, « Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques », *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 22(2): p. 439-449, Juin 2007.
- [54] C. Cabal, « Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque », Thèse de doctorat en Génie Electrique, Université Toulouse III – Paul Sabatier: Toulouse, 15 Décembre 2008.
- [55] W. Xiao, W.G. Dunford, « A modified adaptive hill climbing MPPT method for photovoltaic power systems, In: 35th Annual IEEE Power Electronics, Specialists Conference, Aachen, Germany, (2004) 1957–63.
- [56] T.H. Kwan, X. Wu, « High performance P&O based lock-on mechanism MPPT algorithm with smooth tracking », *Sol Energy* 155 (2017) 816–828.
- [57] G. Dileep, S.N. Singh, « Maximum power point tracking of solar photovoltaic system using modified perturbation and observation method », *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 50 (2015) 109–129.

BIBLIOGRAPHIE

- [58] P. Sivakumar, A. Abdul Kader, Y. Kaliavaradhan, M. Arutchelvi, « Analysis and enhancement of PV efficiency with incremental conductance MPPT technique under non-linear loading conditions », *Renewable Energy* 81 (2015) 543-550.
- [59] J.H. Lee, H. B. Bo, H. Cho, « Advanced incremental conductance MPPT algorithm with a variable step size », *Power Electronics and Motion Control Conference, 2006, EPE-PEMC 2006. 12th International*, pp. 603-607, Aug. 2006.
- [60] T. Tafticht, K. Agbossou, M.L. Dombia, A. Chériti, « An improved maximum power point tracking method for photovoltaic systems, *Renew Energy* 2008; 33(7), 1508–16.
- [61] F. Locment, M. Sechilariu, I. Houssamo, « Energy efficiency experimental tests comparison of P&O algorithm for PV power system », In: *Proceedings of international power electronics and motion control conference*; 2010.
- [62] M. Karamirad, M. Omid, R. Alimardani, H. Mousazadeh , Seyyed Navid Heidari, « ANN based simulation and experimental verification of analytical four- and five-parameters models of PV modules », *Simulation Modelling Practice and Theory* 34 (2013) 86–98.
- [63] B. Bendib, F. Krim, H. Belmili, M. F. Almi, S. Boulouma, « Advanced Fuzzy MPPT Controller for a stand-alone PV system », *The International Conference on Technologies and Materials for Renewable Energy, Environment and Sustainability, TMREES14*.
- [64] T. Esum and P.L. Chapman, « Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques », *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 22(2): p. 439-449, Juin 2007.
- [65] B. Bendib, H. Belmili and F. Krim, « A survey of the most use MPPT methods: Conventional and advanced algorithms applied for photovoltaic systems », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, pp. 637- 648, 2015.
- [66] V. Salas, E. Olias, A. Barrado, A. Lazaro, « Review of maximum power point tracking algorithms for stand alone photovoltaic systems », *Solar Energy Materials & Solar cells*, 90 (2006) 1555-1578.
- [67] dSPACE GmbH “ DS1104 R&D Controller Board ”.
- [68] O. Gergaud, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », Thèse de doctorat de l'école normale supérieure de Cachan, 9 décembre 2002.
- [69] D. Rekioua, S. Bensmail, N. Bettar, « Development of hybrid photovoltaic-fuel cell system stand-alone application », *Int J Hydrogen Energy* 2014; 9(3):1604-15.

BIBLIOGRAPHIE

- [70] S. Aissou, D. Rekioua, N. Mezzai, T. Rekioua, S. Bacha, « Modeling and control of hybride photovoltaic wind power system with battery storage », *Energy Convers Manag* 2015; 89:615-25.
- [71] F. Tazerart, Z. Mokrani, D. Rekioua, T. Rekioua, « Direct torque control implementation with loss minimization of induction motor for electric vehicles with battery storage », *Int J Hydrogen Energy* 2015; 40(39):13827-38.
- [72] GM. Tina, C. Ventura, « Simulation tool for energy management of photovoltaic systems in electric vehicles », *Energy Convers Manag* 2014; 78: 851-61.
- [73] A. Rabhi, J. Bosch, A. Elhajjaji, « Energy management for an autonomous renewable energy system », *Energy Procedia* 2015; 83:299-309.
- [74] SN. Singh, Snehlata, Intelligent home energy management by fuzzy adaptive control model for solar (pv)-grid/DG power system in India », *Int J Power Control Signal Comput (IJPCSC)* 2011;2(2):60-5.
- [75] M. Benaouadj, A. Aboubou, MY. Ayad, M. Becherif, O. Akhrif, « Performance evaluation of an autonomous photovoltaic system for recharging electrical vehicle batteries », *Balkan J Electr Comput Eng* 2015; 3(1):36-41.
- [76] S. Taraft, D. Rekioua, D. Aouzellag, S. Bacha, « A proposed strategy for power optimization of a wind energy conversion system connected to the grid », *Energy Convers Manag* 2015;101: 489-502.
- [77] K. Amokrane, Etude des performances des systèmes de pompage photovoltaïque destinés pour l'alimentation en eau potable, Mémoire de Magister de l'université de Bejaia, Algérie, 2008.
- [78] A. Taufik, A. Oi, M. Anwari, M. Taufik, Modeling and simulation of photovoltaic water pumping system, In IEEE, third asia intenational conference on modelin and simulation, pp.497-502, 2009.
- [79] C. Serir, D. Rekioua, Control of photovoltaic water pumping system, *Journal of Electrical Engineering*, 15(2), pp.339-344, 2015.
- [80] C. Serir, Optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque, Mémoire de Magister de de l'université de Bejaia, Algérie, 2012.

Publication internationale

“Supervision and Control Strategy for Photovoltaic Generators with Battery Storage”, **Faika ZAOUCHE**, Djamilia Rekioua, Jean-Paul Gaubert , Zahra Mokrani, international journal of hydrogen energy 42 (2017) 19536- 19555.

Conférences internationales et nationales

“Proposed power management strategy for off grid solar PV/Hydrogen fuel cells/ batteries”, **Faika ZAOUCHE**, Djamilia Rekioua, Ecole d’été 08-14 juillet 2018- Université des sciences et de la technologie Houari-Boumediène – Alger.

“Efficient Power Flow Control Algorithm for a Standalone PV System with Batteries ”, **Faika ZAOUCHE**, Djamilia REKIOUA, Zahra MOKRANI, Ahmed MOHAMMEDI, Nassereddine MEBARKI , 14 Mars 2018, workshop des énergies renouvelables et de leurs application « WERA’18 »- Université Abderrahmane MIRA- Béjaia.

“Modeling, Control and Power Management of PV/battery System under two scenarios”, **Faika ZAOUCHE**, Djamilia REKIOUA, Zahra MOKRANI, 5th International Renewable and Sustainable Energy Conference IRSEC’17, 4-7 Décembre 2017, Tanger-Maroc.

“Control and Energy Management of Photovoltaic Pumping System with Battery storage”, **Faika ZAOUCHE**, Zahra MOKRANI, Djamilia REKIOUA, 4th International Renewable and Sustainable Energy Conference IRSEC’16 on IEEE, 14-17 Novembre 2016, Marrakeche-Maroc.

Résumé

La maximisation de puissance des systèmes photovoltaïques, est le sujet de ce manuscrit de thèse de doctorat. On traitera en premier lieu une synthèse des commandes de maximisation de puissance (MPPT), la simulation sur Matlab/Simulink et l'implémentation de certaines de ces commandes se fera à temps réel sur une carte d'acquisition de type dSPACE suivie d'une comparaison de celles-ci. En deuxième lieu, une gestion d'énergie est proposée pour deux applications autonomes avec stockage en utilisant la commande CLF. Les résultats de simulation obtenus dans cette thèse ont été validés avec des expérimentations sous carte dSPACE. Le travail est finalisé par une réalisation du circuit de gestion proposé.

Mots clés : maximisation de puissance, systèmes photovoltaïques.

Abstract

The power maximization of photovoltaic systems is the subject of this thesis. First of all, a synthesis of the power maximization algorithms (MPPT) has been made, the simulation on Matlab / Simulink and the implementation of some of these algorithms are done on real time using a dSPACE acquisition board followed by a comparison of them. Secondly, energy management method is proposed for two applications of a stand-alone photovoltaic system with a MPPT control with storage. The simulation results obtained have been validated with dSPACE experiments. The work is finalized by a realization of the proposed management circuit.

Key words: power maximization, photovoltaic systems.

ملخص

تعظيم الطاقة في الأنظمة الكهروضوئية موضوع هذه الأطروحة. سنعالج أولاً خلاصة برامج توليد تعظيم الطاقة (MPPT)، تمت المحاكاة على Matlab/Simulink ثم تنفيذها في الوقت الحقيقي على بطاقة الإكتساب dSPACE، متبوعة بمقارنة بينها. ثانياً تقترح إدارة الطاقة لتطبيقات لنظام فوتوضوئي بالتخزين قائم بذاته وباستعمال برنامج المنطق الغامض CLF. النتائج المتحصل عليها بالمحاكاة تحققت بنتائج تجريبية بإستعمال البطاقة dSPACE. إختتمت الأعمال بإنجاز دارة تسيير الطاقة.

كلمات البحث: تعظيم الطاقة، أنظمة الضوئية.