

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

BADJI MOKHTAR - ANNABA UNIVERSITY
UNIVERSITE BADJI MOKHTAR - ANNABA



جامعة باجي مختار - عنابة

Faculté des Sciences de l'Ingéniorat

Année 2016/2017

Département d'Electronique

THESE

Présentée en vue de l'obtention du diplôme de DOCTORAT

Intitulé

**Optimisation de la gestion de l'énergie
photovoltaïque utilisée dans une zone agricole.**

Option

Automatique

Par

Mr. Saad Saoud Merwan

DEVANT LE JURY

DIRECTEUR DE THESE : Hadj Ahmed ABBASSI	Prof	Université d'Annaba
CO-DIRECTEUR DE THESE : Salah KERMICHE	MCA	Université d'Annaba
PRESIDENT : Messaoud RAMDANI	Prof	Université d'Annaba
EXAMINATEURS : Nadir BOUARISSA	Prof	Université de M'sila
Zahir ROUABAH	MCA	Université de Bordj B.A

المخلص

ترشيد استهلاك الطاقة التي تولدها الوحدة الكهروضوئية لا يزال موضوع دراسة جذابة للباحثين، حيث ان البحوث المقدمة في هذه الأطروحة تدخل في إطار ترشيد الطاقة الكهروضوئية المستخدمة في المناطق الفلاحية.

التكيف بين مولد الطاقة الشمسية ذو السلوك غير الخطي والمقاومة المستهلكة ذات التيار المستمر هو مشكلة تقنية تتطلب استخدام محول التيار مستمر - مستمر مزود بنظام تتبع الطاقة القصوى لمولد الطاقة .

مساهمتنا في هذه الأطروحة تكمن من جهة في تطوير طريقة التزايد الموصلية INCCCond مع استعمال محول طاقة (CUK) بنظام تتبع الطاقة القصوى المنتجة بتقنية التحكم المباشر لتحسين نظام الضخ الكهروضوئي.

وقد تم في هذا العمل تطوير طريقة تتناسب مع ظروف التغيرات المفاجئة والسريعة لأشعة الشمس و ايضا تحت ظروف التظليل الجزئي (PSC) .

من خلال نتائج الفحص باستعمال المحاكاة المستخدمة لبيئة (Simulink / Matlab) بتنفيذ الخوارزمية المقترحة يتضح جليا وجود الكفاءة المطلوبة في تتبع الطاقة القصوى المنتجة بالمولد الكهروضوئي لتغذية نظام الضخ بالطاقة و مدى اهمية ذلك.

و من ناحية أخرى تمت النمذجة الضبابية من نوع Takagi Sugeno مزود بملاحظ غير خطي لنظام يتكون من مولد كهروضوئي ، محول تيار (Back) ومقاومة. وتبين نتائج المحاكاة أن النموذج يستنسخ سلوك النظام غير الخطي بأمانة و بأنه مستقر.

الكلمات المفتاحية : محول تيار (Back)-طريقة التزايد الموصلية INCCCond - الطاقة القصوى المنتجة- محول التيار

مستمر / مستمر (CUK) - ظروف التظليل الجزئي (PSC)- ظروف التغيرات المفاجئة- النمذجة الضبابية من نوع Takagi Sugeno -نظام التحكم الذاتي- نظام الضخ بالطاقة.

Abstract

The energy optimization generated by a photovoltaic module is still a subject of study attractive to researchers, the research presented in this thesis are within the framework of optimization of photovoltaic energy used in agricultural areas.

The adaptation between a PV generator that has a nonlinear behavior and a continuous load is a technical problem that requires the use of a DC-DC converter with MPPT control for granted maximum PV generator power to the load.

Our contribution in this thesis is firstly a improve method of incremental conductance INC Cond using Cuk converter with a direct MPPT control to optimize the photovoltaic pumping system.

The improved method in this work has been done for PV generators under the conditions of fast changes of irradiation and under partial shading conditions; the PSC conditions.

Evaluate results from simulations used Matlab / Simulink environment of implementing the proposed algorithm have shown the presence of efficiency and magnitudes of Maximum Power Point Tracking for optimized energy supplied by a photovoltaic generator, supplied to a pumping system.

On the other hand is Takagi Sugeno fuzzy modeling with observer system composed of photovoltaic generator, a buck converter and a load. The simulation results show that the model reproduces the behavior of the non-linear system and it is stable.

Key-Words: Improved incremental conductance, MPPT, cuk converter, rapidly changing Atmospheric conditions, autonomous system, Takagi Sugeno fuzzy modeling, buck converter, partial shading conditions, pumping system.

Résumé

L'optimisation d'énergie générée par un module photovoltaïque reste encore un sujet d'étude attrayant pour les chercheurs, les travaux de recherche présentés dans cette thèse s'inscrivent dans le cadre d'optimisation d'énergie photovoltaïque utilisé dans les zones agricoles.

L'adaptation entre un générateur PV qui a un comportement non linéaire et une charge continue est un problème technique qui nécessite l'utilisation d'un convertisseur DC-DC avec une commande MPPT pour assurer maximum de puissance du générateur PV à la charge .

Notre contribution dans cette thèse d'une part est l'amélioration de l'incrémentation de la conductibilité INC Cond avec le convertisseur Cuk et une commande MPPT directe utilisé pour optimiser un système de photovoltaïque autonome.

La méthode INC Cond améliorée dans ce travail a été consacrée pour les générateurs PV sous les conditions des changements d'ensoleillement brusque et rapide ainsi sous les conditions d'ombrage partiel, PSC conditions.

Les résultats d'analyse par simulations utilisé l'environnement Matlab/Simulink de la mise en œuvre l'algorithme proposé ont montrés la présence d'efficacité et d'importances de Suivi de Point de Puissance Maximale pour optimiser l'énergie fournie par un générateur photovoltaïque, pour alimenter un système de pompage.

D'autre part est la modélisation floue de type Takagi Sugeno avec observateur du système composé de générateur photovoltaïque, un convertisseur abaisseur Buck et une charge. Les résultats de simulation montrent que le modèle reproduit fidèlement le comportement du système non-linéaire et il est stable.

Mots clés : l'incrémentation de la conductibilité, MPPT, convertisseur cuk, changements d'ensoleillement brusque, conditions d'ombrage partiel, convertisseur Buck, modélisation floue de type Takagi Sugeno avec observateur, système autonome, système de pompage.

DÉDICACES

À mes parents

*À ma très chère épouse Nadjwa, à ma chère fille Tasnime, À mes frères et
sœurs, À ma famille, À tous ceux qui m'ont aimé, m'aiment et m'aimeront*

pour moi-même,

je dédie ce présent travail.

Merwan Saad Saoud.

REMERCIEMENTS

Ce travail a été réalisé au sein du Laboratoire d'Automatique et des Signaux ANNABA.

Je remercie le Bon Dieu de m'avoir donné le courage, la force, la volonté et surtout la patience qui ma permit d'accomplir ce travail.

Je souhaite témoigner ma reconnaissance envers les personnes qui m'ont accompagné durant cette période, et qui pour certaines sont activement intervenues dans le déroulement de ces travaux de thèse.

Je tiens d'abord, à remercier la personne qui m'a orienté durant ce travail, et qui m'a motivé par sa patience Pr ABBASSI Hadj Ahmed directeur de cette thèse.

J'exprime ma profonde gratitude et mes remerciements les plus sincères à mon Co-encadreur Dr KERMICHE Salah, pour son soutien, encouragements, gentillesse et précieux conseils.

J'exprime ma profonde reconnaissance au Pr. RAMDANI Messaoud , qui m'a fait l'honneur de présider le jury.

Je tiens aussi à exprimer mes remerciements et ma plus vive gratitude au Pr BOUARISSA Nadir et au Dr ROUABEH Zahir, qui ont accepté d'examiner et de juger ce travail.

Je tiens également à remercier tous les autres enseignants du Laboratoire LASA et à tous mes collègues.

Liste Des Tableaux

Tableau I. 1 Avantages et inconvénients des cellules solaires à base de silicium [3,4].	5
Tableau I. 2 Principales comparaisons des 2 familles de la batterie au plomb.	21
Tableau II . 1 Pertes de puissances en fonctions d'augmentation de température.	43
Tableau II . 2 Tableau des classes de protection.	43
Tableau III. 1 Les modes de perturbation de la méthode P&O.	53
Tableau III. 2 Tableau des règles d'inférence [46].	57
Tableau III. 3 Caractéristiques principales des techniques MPPT.	60
Tableau III. 4 Comparaisons entre les différentes topologies des convertisseurs DC-DC [86].	71
Tableau IV. 1 Comparaison entre les pompes centrifuges et les pompes volumétriques.	74
Tableau IV. 2 valeurs du rendement global en fonction des puissances des pompes solaires [114].	80
Tableau V. 1 Tableau des règles floues.	96

Liste des Figures

Figure I. 1 Cellules solaires à base de silicium.	4
Figure I. 2 Circuit équivalent ‘Modèle Shockley’	5
Figure I. 3 Circuit équivalent ‘Modèle de Rajkanan et Showchun’	6
Figure I. 4 Modèle simplifié.....	6
Figure I. 5 Schéma équivalent du modèle à une diode.....	7
Figure I. 6 Modèle à deux diodes.....	8
Figure I. 7 Caractéristique typique I-V d’une cellule solaire.....	10
Figure I. 8 Caractéristique P-V d’une cellule solaire.....	11
Figure I. 9 Panneau photovoltaïque Condor Electronics CEM200M-72.....	12
Figure I. 10 Roche métamorphique.....	13
Figure I. 11 Etapes de traitement du Silicium pour la production d'une cellule PV.....	14
Figure I. 12 Chaîne d'assemblage des modules photovoltaïques Condors Electronics.....	15
Figure I. 13 Cadrage et Fixation de la boîte de jonction d'un module PV [8].....	15
Figure I. 14 Caractéristique $I = f(V)$ et $P = f(V)$ du panneau solaire CEM200M-72 pour différentes ensoleillements G à une température $T = 25^{\circ}\text{C}$	16
Figure I. 15 Caractéristique $I = f(V)$ et $P = f(V)$ du panneau solaire CEM200M-72 pour différents températures T à un ensoleillement $G = 1000 \text{ w/m}^2$	16
Figure I. 16 Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle de n_p cellules identiques.....	17
Figure I. 17 Caractéristique résultante d'un groupement en série de n_s cellules identiques.....	17
Figure I. 18 Effet d'ombrage sur des cellules.	18
Figure I. 19 Défaut de points chauds.....	18
Figure I. 20 Dessin schématique expliquant le mode de calcul de la distance entre les rangées des panneaux solaires.....	18
Figure I. 21 Dessin schématique expliquant l'angle d'azimut du soleil.....	19
Figure I. 22 Batterie au Plomb- Acide destinée aux applications photovoltaïques [11].....	19
Figure I. 23 Modélisation du circuit électrique de la batterie acide- plomb.....	20
Figure I. 24 Constitution d’un accumulateur Acide- Plomb.....	22
Figure I. 25 Enchaînement d’un système autonome.....	23
Figure I. 26 Caractéristique de fonctionnement.....	24
Figure I. 27 Déconnexion de la charge.....	24
Figure I. 28 Excédent de courant.....	24
Figure I. 29 Courant nul.....	24
Figure I. 30 Mode de nuit.....	25
Figure II. 1 Modèles Matlab/Simulink du générateur PV.....	27
Figure II. 2 Représentation comparative de la caractéristique courant –tension des trois modèles.....	28
Figure II. 3 Schéma bloque d’une batterie.....	29
Figure II. 4 Le modèle Simulink développé pour la capacité d’une batterie.....	29
Figure II. 5 Le modèle Simulink développé pour l’état de charge d’une batterie.....	30
Figure II. 6 Le modèle Simulink développé pour la tension d’une batterie.....	32
Figure II. 7 Modèle Simulink développé pour une batterie.....	32
Figure II. 8 Tension d’une batterie pour différentes valeurs du courant de décharge ($T=25^{\circ}\text{C}$).....	32
Figure II. 9 Etat de charge (SOC) d’une batterie pour différents courants de décharge ($T=25^{\circ}\text{C}$).....	33
Figure II. 10 Tension de charge d’une batterie pour différentes valeurs du courant de charge.....	33
Figure II. 11 Etat de charge d’une batterie pour différentes valeurs du courant de charge ($T=25^{\circ}\text{C}$).....	34
Figure II. 12 Modèle Simulink développé pour un régulateur de Charge/décharge.....	35
Figure II. 13 Résultats de fonctionnement du régulateur.....	36
Figure II. 14 Modèle Simulink développé pour un système photovoltaïque autonome.....	36
Figure II. 15 Variation de la température au cours d’une journée.....	37
Figure II. 16 Variation de l’ensoleillement au cours d’une journée.....	37
Figure II. 17 Résultats de fonctionnement du système.....	38
Figure II. 18 Méthode de calcul de l'angle d'inclinaison du module [28].....	41
Figure II. 19 Le modèle d'un conducteur.....	46

Figure II. 20 Schéma électrique de principe d'une installation PV [36].	49
Figure III. 1 Principe de la première commande MPPT [38].	52
Figure III. 2 La caractéristique P-V d'un module photovoltaïque [41].	53
Figure III. 3 L'organigramme de la méthode P&O.	54
Figure III. 4 Organigramme de la commande Hill Climbing.	54
Figure III. 5 la variation de la conductance instantanée.	55
Figure III. 7 Contrôleur MPPT a la base de réseau de neurone.	58
Figure III. 8 Représentation d'un neurone mathématique [61].	58
Figure III. 9 Le mouvement des particules dans le processus d'optimisation.	59
Figure III. 10 La représentation symbolique d'un convertisseur DC/DC.	61
Figure III. 11 Allure de la tension de commande de l'interrupteur.	61
Figure III. 12 Système PV avec un hacheur Buck.	62
Figure III. 13 La modélisation en boucle ouverte du convertisseur Buck.	63
Figure III. 14 Système PV avec un hacheur Boost.	64
Figure III. 15 Tension aux bornes de l'inductance.	65
Figure III. 16 La modélisation en boucle ouverte du convertisseur Boost.	66
Figure III. 17 Système PV conçu autour d'un hacheur Buck-Boost.	66
Figure III. 18 La modélisation en boucle ouverte du convertisseur Buck-Boost.	68
Figure III. 19 Structure du convertisseur Cuk.	68
Figure III. 20 Convertisseur Cuk avec interrupteur ON.	69
Figure III. 21 Convertisseur Cuk avec interrupteur OFF.	70
Figure III. 22 La modélisation en boucle ouverte du convertisseur Cuk.	70
Figure IV.1 Schéma synoptique de l'ensemble du système de pompage PV.	73
Figure IV.2 Pompage photovoltaïque avec pompe volumétrique [92].	73
Figure IV.3 Principe de fonctionnement d'une pompe centrifuge.	74
Figure IV.4 Courbe H (Q) de la pompe centrifuge et la caractéristique de canalisation.	76
Figure IV.5 Moteur à courant continu avec balais.	78
Figure IV.6 Exemples des moteurs BLDC.	78
Figure V. 1 Caractéristique P-V du module KC85T.	83
Figure V. 2 Caractéristique I-V pour des différentes valeurs de l'ensoleillement (à T=25 °C).	83
Figure V. 3 Caractéristique I-V pour des différentes valeurs de la température (à G=1000W/m ²).	84
Figure V. 4 Organigramme de la méthode IncCond améliorée avec contrôle direct.	85
Figure V. 5 IncCond algorithme MPPT avec les différentes valeurs de l'ensoleillement.	86
Figure V. 6 Le comportement du rapport cyclique avec la méthode proposée.	86
Figure V. 7 La conception du système MPPT proposée avec le Cuk sous Matlab / Simulink.	87
Figure V. 8 Secteur non linéaire global [127].	90
Figure V. 9 Variation des variables d'états du système photovoltaïque, et Variation des variables d'états du système TS lors de la simulation (iL, vpv et vb).	98
Figure V. 10 Comparaison entre la 1ère, (iL(sys)), (iL(TS)) et 2ème(vpv(sys)), (vpv(TS)) variables d'états du système photovoltaïque et du système TS.	98
Figure V. 11 Comparaison entre la 3ème variable d'état du système photovoltaïque et le système TS, (vb(sys)) et (vb(TS)).	99
Figure V. 12 Variation des variables d'états de l'observateur (iL, vpv et vb).	99
Figure V. 13 La différence entre les variables d'états x1 (iL(sys)-iL(Obs)) et x2 (vpv(sys)-vpv(Obs)) du modèle NL et l'observateur.	100
Figure V. 14 La différence entre les deux 3ème variables d'états x3 du modèle NL et l'observateur, (vb(sys)-vb(Obs)).	100
Figure V. 15 La différence entre les deux 1ère variables d'états x1 du système TS et l'observateur, (iL(TS)-iL(Obs)).	101

Figure V. 16 La différence entre les deux 2ème variables d'états x_2 du système TS et l'observateur ($vpv(TS) - vpv(Obs)$).....	101
Figure V. 17 La différence entre les deux 3ème variables d'états x_3 du système TS et l'observateur, ($vb(TS) - vb(Obs)$).....	102
Figure V. 18 Variation des variables d'états du système photovoltaïque et du système TS (iL , vpv et vb)...102	
Figure V. 19 Comparaison entre la 1ère variable d'état du système photovoltaïque et le système TS ($iL(sys)$ et ($iL(TS)$)	103
Figure V. 20 Comparaison entre la 2ème variable d'état du système photovoltaïque et le système TS ($vpv(sys)$) et ($vpv(TS)$)	103
Figure V. 21 Comparaison entre la 3ème variable d'état du système photovoltaïque et le système TS ($vb(sys)$) et ($vb(TS)$).....	104
Figure V. 22 Variation des variables d'états de l'observateur (iL , vpv et vb).....	104
Figure V. 23 La différence entre les deux 1ère variables d'états x_1 du modèle NL et l'observateur, ($iL(sys) - iL(Obs)$).....	105
Figure V. 24 La différence entre les deux 2ème variables d'états x_2 du modèle NL et l'observateur, ($vpv(sys) - vpv(Obs)$).....	105
Figure V. 25 La différence entre les deux 3ème variables d'états x_3 du modèle NL et l'observateur, ($vb(sys) - vb(Obs)$).....	106
Figure V. 26 La différence entre les variables d'états x_1, x_2, x_3 du modèle NL et l'observateur, et l'image du scope donnant cette différence lors de la simulation.....	106
Figure V. 27 Organigramme de la méthode MPPT proposée sous les différentes conditions d'ensoleillement [135].	108
Figure V. 28 L'interface graphique du simulateur proposée avec l'ajustement des paramètres [135].....	109
Figure V. 29 Recherche de GMPP sous ombrage partiel.....	109
Figure V. 30 Système PVP proposé [137].	110
Figure V. 31 Modèle du moteur brushless.	110
Figure V. 32 Résultats de simulation	111
Figure V. 33 Vue d'ensemble du système photovoltaïque installé.	113
Figure Annexe 1 Le modèle Simulink d'algorithme P&O	ii
Figure Annexe 2 Le modèle Simulink du système PV avec d'algorithme P&O.	ii
Figure Annexe 3 P&O ALGORITHME AVEC DIFFERENTES IRRADIATIONS.	iii
Figure Annexe 4 Le modèle Simulink d'algorithme INCCond	iv
Figure Annexe 5 INC Cond Algorithme Avec Différentes Irradiations.....	v

Liste des matières

INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	1
<u>CHAPITRE 01 :L'énergie Photovoltaïque Description Et Problématique</u>	
I.1 Introduction.....	3
I.2. Les cellules photovoltaïques	3
I.2.1. L'effet photoélectrique.....	3
I.2.2. Description d'une cellule photovoltaïque	3
I.2.3. Les technologies des cellules solaires en Silicium.....	3
I.2.3.1 La cellule monocristalline	4
I.2.3.2 La cellule poly cristalline	4
I.2.3.3 La cellule amorphe à couche mince	4
I.2.3.4 La cellule solaire HIT	4
I.2.4. Circuits équivalents et modèles mathématiques	5
I.2.4.1. Modèles primitifs	5
I.2.4.2. Modèle simplifié	6
I.2.4.3. Modèle à une diode	7
I.2.4.4. Modèle à deux diodes	7
I.2.4.5. Modèles mathématiques d'un générateur photovoltaïque.....	8
I.2.4.6. Paramètres électriques de la cellule photovoltaïque	10
I.3. Module photovoltaïque	12
I.3.1. Description.....	12
I.3.2. Processus de fabrication d'un module photovoltaïque.....	13
I.3.2. 1. La fabrication des cellules photovoltaïques	13
I.3.2. 2. Assemblage des cellules photovoltaïques	14
I.3.2. 3. Cadrage et boîte de jonction des modules photovoltaïques	15
I.3.3. Effet de l'ensoleillement sur les caractéristiques électriques du module PV	15
I.3.4. Effet de la température sur les caractéristiques électriques du module PV.....	16
I.3.5. Modules en parallèle	16
I.3.6. Modules en série	17
I.3.7. Groupement mixte.....	17
I.3.8. Effet d'ombrage sur les modules.....	17
I.3.9. Effet d'ombrage sur l'énergie totale d'un champ PV	18
I.5. Stockage d'énergie	19
I.5.1. Description.....	19
I.5.2. Définition des accumulateurs électrochimiques.....	19
I.5.3. Caractéristiques des accumulateurs.....	20
I.5.3.1 Capacité en Ampère heure	20
I.5.3.2 La tension en volt.....	20
I.5.3.3 Tension d'utilisation	20
I.5.3.4 L'énergie en Watts-heure.....	20
I.5.3.5 Rapports de chargement et déchargement.....	20
I.5.3.6 Durée de vie	20
I.5.3.7 Rendement	20
I.5.3.8 Taux d'autodécharge.....	20
I.5.3.9 La densité volumique	20
I.5.4 Différentes technologies	21
I.5.4.1 Accumulateur Plomb-Acide.....	21
I.5.3.2 Accumulateur Plomb-Acide Etanche.....	21
I.5.5 Constitution d'accumulateur Plomb-Acide	21
I.6 Systèmes photovoltaïques avec stockage électrochimique	22
I.6.1 Description.....	22
I.6.2 Système de stockage	22

I.6.3	Système de régulation	22
I.6.4	Convertisseurs	22
I.6.4.1	Convertisseur CC/CC (Hacheurs)	23
I.6.4.2	Convertisseur CC/AC (Onduleurs)	23
I.6.5	Principe de fonctionnement	23
I.6.5.1	Caractéristique de fonctionnement.....	23
I.6.5.2	Mode de fonctionnement	24
I.6.6	Régulation électronique	25
	Conclusion.....	25
<u>CHAPITRE 02 : Modélisation et Dimensionnement d'un Système Photovoltaïque Autonome</u>		
II.1	Introduction	26
II. 2.	Modélisation du système SPA	26
II.2.1.	Modélisation du générateur photovoltaïque	26
II.2.1.1	Description.....	26
II.2.1.2	Modèles Matlab/Simulink proposés	27
II.2.1.3	Caractéristique courant tension.....	27
	28
II.2.2.	Modélisation du stockage	28
II.2.2.1	Description.....	28
II.2.2.2	Modèles mathématiques	29
II.2.2.3	Comportement du modèle.....	32
II.2.3.	Modélisation de régulation	34
II.2.3.1	Description.....	34
II.2.3.2	Comportement du modèle.....	35
II.3.	Simulation du système SPA complet sous Matlab-Simulink	35
II.3. 1	Description.....	35
II.3. 2.	Données météorologique	37
II.3. 3.	Résultats et interprétation	37
II.4.	Dimensionnement du système SPA	39
II.4. 1.	Le besoin énergétique	39
II.4. 1.1	Description.....	39
II.4.1.2	Calculs	39
II.4. 2.	Influence de localisation	40
II.4. 2.1	Angle d'inclinaison optimale	40
II.4. 3.	Dimensionnement d'un système PVA	42
II.4. 3.1	Dimensionnement du champ photovoltaïque	42
II.4. 3.2	Dimensionnement du parc de batteries	44
II.4. 3.3	Dimensionnement du régulateur.....	45
II.4. 3.4	Dimensionnement de l'onduleur	46
II.4. 3.5	Dimensionnement des câbles.....	46
II.5.	Protection du système SPA.....	47
II.5.1	Protection de la partie continue	48
II.5.1.1	Protection du générateur PV	48
II.5.1.2	Le coffret de protection DC.....	48
II.5.1.3	Parafoudre DC	48
II.5.2	Protection de la partie alternative	48
II.5.2.1	L'interrupteur-sectionneur AC	48
II.5.2.2	Parafoudre AC	48
	Conclusion.....	49
<u>CHAPITRE 03 : Techniques de poursuite du point de puissance maximale & Convertisseurs DC-DC</u>		
III.1	Introduction	51
III.2	Synthèse des différentes MPPT rencontrées dans la littérature.....	51
III. 2.1.	Principe du MPPT	51

III.2.2.Les premiers types de commande MPPT	51
III. 2.3.Critères d'évaluation d'une commande MPPT	52
III. 2.4.Technique de la perturbation puis observation (P&O).....	52
III. 2.5.Technique de Hill-Climbing HC	54
III. 2.6.Technique de l'incrémentation de la conductibilité	55
III. 2.7.Technique de logique floue	56
1-La fuzzification	56
2-L'inférence :	57
3-Défuzzification:.....	57
III. 2.8.Technique de Réseaux neuronaux	57
III. 2.9.Technique de neuronaux floue	58
III. 2.10.Technique d'optimisation par essaim de particules (PSO)	59
III.3. Convertisseur DC-DC	61
III.3.1. Description	61
III.3.2. Hacheurs de type abaisseur (Buck ou step-down converter).....	62
III.3.2.1.Courant i_S dans l'inductance.....	62
III.3.2.2.La valeur moyenne de V_s	62
III.3.2.3.Conditions d'adaptation pour un hacheur de type Buck.....	62
III.3.2.4.Simulation du comportement du convertisseur Buck.....	63
III.3.3. Hacheurs de type élévateur (Boost ou step-up converter)	63
III.3.3. 1.Valeur moyenne de la tension de sortie V_s	64
III.3.3. 2.Le courant en sortie	64
III.3.3.3.Condition d'adaptation du hacheur Boost	65
III.3.3.4.Modèle mathématique équivalent du hacheur élévateur	65
III.3.4.Convertisseur Buck-Boost.....	66
III.3.4.1.Valeur moyenne de ta tension de sortie du hacheur	66
III.3.4.2.Condition d'adaptation pour un hacheur de type Buck-Boost	67
III.3.4.3.Modèle mathématique équivalent du hacheur Buck-Boost.....	67
III.3.5.Convertisseur DC/DC de type Cuk	68
III.3.5.1. Les modes de fonctionnement	68
III.3.5.2. Gain idéal d'un convertisseur de Cuk	70
III.3.5.3. Comparaisons entre les différentes topologies des convertisseurs DC-DC	70
Conclusion.....	71
<u>CHAPITRE 04 : Dimensionnement du Système de Pompage Photovoltaïque</u>	
VI.1 Introduction.....	72
IV.2 Composants d'une pompe photovoltaïque	72
IV.2.1.Généralités	72
IV.2.2.Technologie de pompes.....	73
IV.2.2.1.la pompe volumétrique [90-92].....	73
IV.2.2.2. La pompe centrifuge	74
IV.2.2.3. Comparaisons entre les pompes centrifuges et les pompes volumétriques	74
IV.2.3. Modélisation de la pompe centrifuge	75
IV.2.3.1 caractéristiques générales de la pompe centrifuge	75
IV.2.3.2 La caractéristique hauteur - débit	75
IV.2.3.3 La caractéristique couple – vitesse.....	76
IV.2.3.4 Caractéristique de la puissance	77
IV.2.4. Les types de moteurs	77
IV.2.4.1. Moteur à courant continu	77
IV.3. Rendement du groupe motopompe – générateur PV.....	78
IV.4. Dimensionnement d'une pompe photovoltaïque.....	79
IV.3.1. Analyse des besoins en eau	79
IV.3.2. Dimensionnement de l'énergie hydraulique	79
IV.3.3. Dimensionnement de l'énergie électrique.....	79
IV.3.4. Dimensionnement de la motopompe.....	80

IV.3.5. Dimensionnement des Tuyauteries	80
IV.3.6. Dimensionnement du réservoir	80
IV.4.Critères technico-économiques du choix d'un système de pompage PV	80
Conclusion.....	81
<u>CHAPITRE 05 : Simulations Et Evaluation Des Résultats</u>	
V.1 Introduction	82
V.2.Optimisation d'un générateur photovoltaïque sous conditions environnementales	82
V.2.1. Optimisation d'un système Photovoltaïque sous conditions uniformes	82
V.2.1.1. Choix et Modélisation du générateur PV	82
V.2.1.2. Influence de l'ensoleillement	83
V.2.1.3. Influence de la température	84
V.2.2. Choix et Modélisation du convertisseur DC/DC.....	84
V.2.3. Technique de l'incrémentation de la conductibilité proposée	85
V.2.4. Le comportement du convertisseur Cuk avec la méthode proposée.....	86
V.2.5. La Modélisation floue de Type Takagi Sugeno TS d'un système photovoltaïque (Panneau PV + Convertisseur Abaisseur (Dc/Dc Buck Converter)).....	87
V.2.5.1. Concepts de base et formulations de la méthode Takagi Sugeno Floue.....	87
V.2.5.2. Stabilité Des Modèles Takagi-Sugeno (T-S).....	90
V.2.5.3. Observateurs Pour Les Systèmes De Takagi-Sugeno.....	91
V.2.5.4. Variables De Décision Mesurables (VDM).....	92
V.2.5.5. Variables De Décision Non Mesurables (VDNM).....	93
V.2.5.6. Observateur a variables de décision mesurables (VDM)	97
V.2.5 Résultats de simulation.....	97
V.3. Optimisation D'un Système Photovoltaïque sous conditions d'ombrage partiel	107
V.3.1 Influence d'ombrage partiel sur l'MPP des modules PV.....	107
V.3.2. Méthode proposé	107
V.4.Optimisation du système de pompage photovoltaïque PVP.....	109
V.4.1.Méthode proposé	109
V.4.1.1 Modélisation des différents éléments de la PVP	110
V.5.Réalisation de 155 kits photovoltaïques individuels pour les familles nomades (foyers ou kheima) des wilayas de Tiaret et Tlemcen.....	112
V.5.1.Fiche technique du projet	112
V.5.1.1 Intitulé	112
V.5.1.2 Type.....	112
V.5.1.3 Résumé.....	112
V.5.1.4 Notre Objectifs	112
V.5.1.5 Fonctions	112
V.5.1.6 Descriptif	112
V.5.2. Etude technico-économique	113
V.5.2.1.Cout de l'installation	113
Conclusion.....	113
CONCLUSION GÉNÉRALE	114
Bibliographie	- 1 -
ANNEXE I	i
Les ALGORITHMES MPPT :	i
L'Algorithme P&O :	i
L'Algorithme INC CON :	iii
ANNEXE II.....	v
Les matrices d'états du système TS	v
Produit scientifique	1
Study of Partial shading Effects on Photovoltaic Arrays with Comprehensive Simulator for Global MPPT control.....	1
Improved incremental conductance method for maximum power point tracking using cuk converter	2
ANNEXE III	

Liste des matières

Communications Internationalesii
Publications Internationalesii

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Depuis les crises successives du pétrole des années soixante-dix et la dernière d'année 2016, la guerre en Irak, la guerre de Lybie, face aux prévisions d'épuisement inéluctable des ressources mondiales en énergie fossile (Pétrole, gaz, charbon...), le débat sur l'énergie nucléaire et le réchauffement climatique, Les notions de diversification énergétique, de sécurisation des approvisionnements et l'impact écologique sont devenues communes et nous nous en réjouissons. Aucune activité humaine ne serait possible sans énergie et encore moins la civilisation industrielle et technologique. Cette situation a conduit à la recherche d'autres ressources d'énergie de remplacement.

Les énergies renouvelables et notamment vers la plus ancienne, le soleil. Capter l'énergie solaire et la transformer en électricité par un principe électro lumineux c'est la technologie photovoltaïque (PV) qui représente une solution de remplacement par excellence et elle est de plus en plus utilisée dans nos jours. Ce type d'énergie n'est pas seulement gratuit et inépuisable, mais aussi très propre pour l'environnement. D'ailleurs, on parle souvent d'une « énergie verte », puisqu'elle permet d'éviter totalement la pollution produite par les sources traditionnelles. Elle présente l'avantage de s'intégrer facilement à l'habitat (façades de bâtiments, toits). L'absence de pièces mécaniques mouvantes réduit l'entretien de ces systèmes à un minimum et maximiser leur fiabilité (durée de vie d'environ 25 ans)

Son exploitation permettrait de fournir en électricité des sites isolés des réseaux électriques et les zones agricoles et éviterait la création de nouvelles lignes électriques qui demandent généralement un lourd investissement, et elle est polyvalente et peut être ajustée selon les besoins. En conséquence une question de grande importance se pose : Quels sont les méthodes les plus efficaces d'optimiser l'utilisation d'énergie photovoltaïque ?

Dans cet ordre d'idées, nous sommes intéressés de travailler dans cette thèse sur l'optimisation d'énergie photovoltaïque utilisé dans les zones agricoles.

Cette thèse comprend cinq chapitres, dans le premier chapitre, nous présenterons une synthèse de l'état de l'art actuel sur l'énergie photovoltaïque, sur les différentes technologies des cellules solaires, leur principe de fonctionnement, ces modèles mathématiques et leur comportement ainsi que la technique de fabrication des modules photovoltaïques.

Dans le deuxième chapitre on a présenté la modélisation et le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome, afin de mieux comprendre le comportement du modèle, ainsi que la méthode optimale de dimensionnement.

L'objectif du troisième chapitre est réservé aux techniques de poursuite du point de puissance maximale conventionnelles, ainsi que d'autres algorithmes qui sont cités dans la littérature, ainsi que les différentes topologies des convertisseurs DC/DC.

Nous étudierons, au chapitre VI la modélisation du système de pompage photovoltaïque avec son comportement dans les conditions d'ensoleillement normales, aussi sous les conditions d'ombrage partiel, et l'impact de ces situations sur le rendement de la pompe.

Enfin, dans la dernière partie du chapitre V, nous présentons, la synthèse et le contexte des travaux effectués durant cette étude ainsi que l'ensemble des principaux résultats de simulation obtenus au cours de ce travail.

Nous analyserons dans ce chapitre les différents résultats de simulation où nous allons expliquer en détail les différents résultats obtenus des méthodes MPPT proposées ainsi qu'un simulateur MPPT des modules photovoltaïques sous ombrage partiel et sous conditions des changements rapides d'ensoleillement développé sous l'environnement de simulation Matlab / Simulink. Nous terminons ce chapitre par la réalisation de 155 kits photovoltaïques autonomes pour l'alimentation des maisons agricoles.

CHAPITRE 01

L'énergie Photovoltaïque Description Et Problématique

« Savoir ce que tout le monde sait, c'est ne rien savoir ».

Remy de Gourmont.

I.1 Introduction

Face aux prévisions d'épuisement inéluctable des ressources mondiales en énergie fossile (pétrole, gaz, charbon...), en énergie d'origine thermonucléaire (uranium, plutonium...), face aux multiples crises pétrolières, économiques, aux changements climatiques dus à l'effet de serre, le problème de la conversion et du stockage de l'énergie a conduit à la recherche d'autres ressources d'énergie de remplacement. Les énergies renouvelables surtout la technologie photovoltaïque (PV) qui représente une solution de remplacement par excellence et elle est de plus en plus utilisée dans nos jours. Ce type d'énergie n'est pas seulement gratuit et inépuisable, mais aussi très propre pour l'environnement.

I.2. Les cellules photovoltaïques

I.2.1. L'effet photoélectrique

Lorsqu'un matériau est exposé au rayonnement du soleil, ses atomes sont " bombardés " par les photons constituant la lumière. Sous l'action de ce bombardement, les électrons de valence (électrons des couches électroniques externes) ont tendance à être " arrachés / décrochés " : dans les cellules photovoltaïques, une partie des électrons ne revient pas à son état initial. Les électrons " décrochés " créent une tension électrique continue faible. Une partie de l'énergie cinétique des photons est directement transformée en énergie électrique : ce phénomène physique est appelé *effet photovoltaïque* où *photoélectrique*.

Le terme photovoltaïque vient du mot grec *photos* qui désigne la lumière et de voltaïque mot dérivé du physicien italien *Alessandro VOLTA*.

I.2.2. Description d'une cellule photovoltaïque

La conversion directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique est appelée *conversion photovoltaïque* qui est faite au niveau de la cellule photovoltaïque.

Une cellule photovoltaïque, appelée aussi photopile puisque elle génère un courant électrique continu à ses bornes, sous une tension électrique qui varie entre *0.4 volt* à *0.6 volt* et une puissance de *2 watt* à *5watt* avec deux surfaces standard *156*156 mm²* et *125*125 mm²*, cette dernière présente l'élément de base d'un système photovoltaïque.

Jusqu'à présent, le silicium est le matériau le plus utilisé pour la fabrication des cellules photovoltaïques, Il est classé parmi les éléments les plus abondants sur notre planète, il représente 28 % de la croûte terrestre. Il est non toxique, n'est pas présent à l'état pur mais sous forme de sable siliceux. Notamment pour le terrestre reste le silicium (Si) (98% des modules photovoltaïques fabriqués à base des cellules Si), sous formes cristallin, multi cristallin, amorphe et en couche mince.

I.2.3. Les technologies des cellules solaires en Silicium

Il existe trois technologies principales des cellules solaires à base de silicium : cellule en silicium monocristallin, multi cristallin et cellule en silicium amorphe avec une quatrième technologie qui consiste à la mise en contact des deux matériaux, appelé cellule hétérojonction, elle est reçue par dépôt de silicium amorphe hydrogéné ultrafines sur le substrat cristallin (mono et poly), chaque type de cellules a un rendement et un coût.

I.2.3.1 La cellule monocristalline

Cette cellule est composée d'un seul cristal partagé en deux couches. C'est la cellule qui a le meilleur rendement (12- 16% ; jusqu'à 23% en laboratoire), la cellule qui s'approche le plus du modèle théorique mais aussi celle qui a le coup le plus élevé, du fait d'une fabrication compliquée, elle est identifiée par leur forme carrée avec 4 côtés coupés.

I.2.3.2 La cellule poly cristalline

La conception de la cellule multi cristallines étant la plus facile, elle est composée d'une accumulation de cristaux. Elles proviennent également du sciage de blocs de cristaux, mais ces blocs sont coulés, leur coût de fabrication est moins important, cependant leur rendement est plus faible : 11% - 14% (18% en laboratoire). Elle est identifiée par leur forme carrée.

I.2.3.3 La cellule amorphe à couche mince

Cette catégorie a un faible rendement (8% - 10% ; 13% en laboratoire), mais ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium déposé sur un support généralement flexible. Elle est utilisée couramment dans de petits produits de consommation tel que des calculatrices solaires ou encore des montres.

I.2.3.4 La cellule solaire HIT

La cellule photovoltaïque HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin-layer - hétérojonction à couche mince intrinsèque) est une cellule hybride qui combine des couches de silicium amorphe ultrafin et de silicium monocristallin à haut rendement. Elle est fabriquée selon la technologie développée en interne par Panasonic (SANYO avant) et sont commercialisées depuis 1997. Les couches de silicium amorphe sont intégrées à la cellule solaire HIT, entre le wafer de silicium monocristallin et les couches de silicium amorphe de types P et N. Par rapport aux cellules solaires à silicium cristallin conventionnelles, la structure des cellules HIT permet de réduire considérablement la zone de faible rendement et donc les pertes d'énergie.

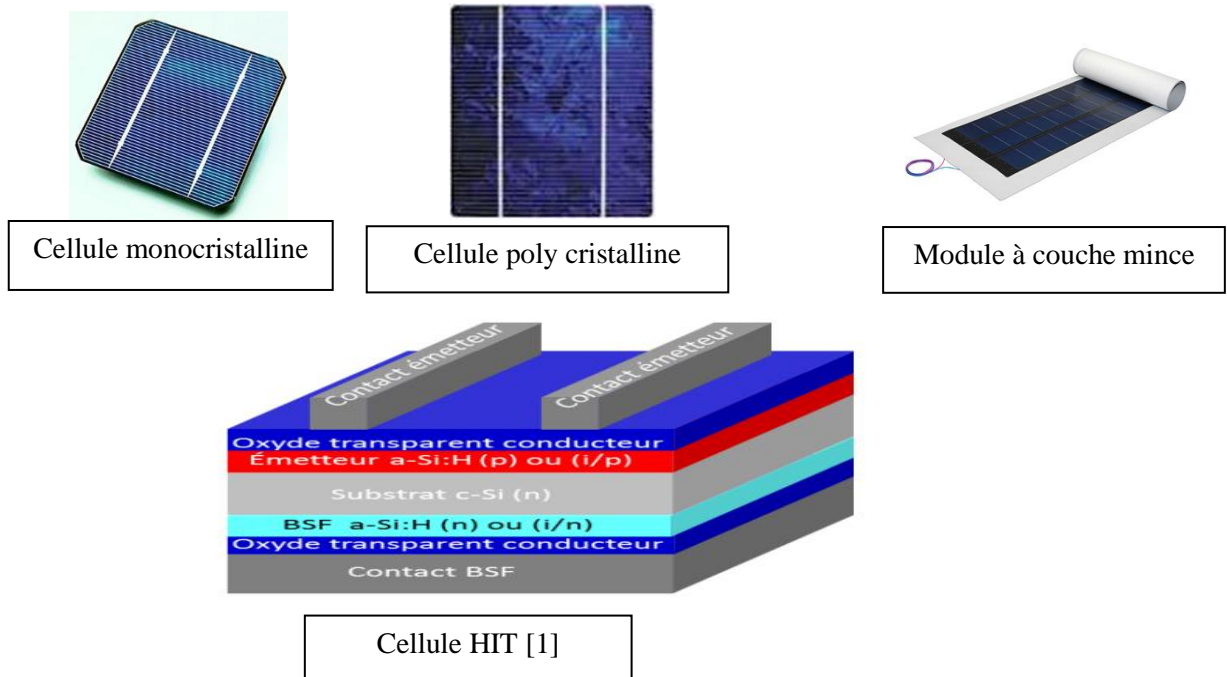


Figure I. 1 Cellules solaires à base de silicium.

Le tableau suivant résume les principaux avantages et inconvénients de différentes catégories des cellules :

Matériau de cellule	Avantages	Inconvénients	Principales utilisations
Cellule en silicium amorphe	Très faibles épaisseurs. Fonctionne avec un faible éclaircissement et sous ombrage Partiel. Moins sensible aux températures élevées.	Rendement faible en plein soleil. Dégradation sous lumière (instabilité dite de Staebler- Wronski [2]).	Appareils électroniques intégration dans le bâtiment
Cellule en silicium monocristallin	Très bon rendement. Le plus retrouvé sur le marché mondial	Coût élevé. Sensible à la température élevée.	Aérospatiale, modules toits, façades
Cellule en silicium multi cristallin	Bon rendement de conversion, environ 100 w/m ² . Lingot moins cher à produire. Le moins sensible à la température élevée. Adapté à la production à grande échelle.	Rendement faible sous un faible éclaircissement.	Dans les zones chaudes toits, façades et générateurs.
Cellule HIT	Meilleurs rendements, avec plus 21,6 %. - Modules HIT peuvent Produire jusqu'à 10% d'électricité (en kWh) de plus que les modules normaux à la température élevée.	Méthode de production coûteuse et laborieuse.	Intégration dans le bâtiment.

Tableau I. 1 Avantages et inconvénients des cellules solaires à base de silicium [3,4].

I.2.4. Circuits équivalents et modèles mathématiques

I.2.4.1. Modèles primitifs

Avant d'obtenir le modèle électrique actuel qui modélise la cellule solaire, les physiciens ont proposé des modèles qui peuvent décrire les phénomènes mis en jeu dans la cellule solaire, principalement présentés par le modèle de Shockley et le modèle de *Rajkanan* et *Showchun*.

a- Modèle de Shockley

Ce modèle avait été développé pour les premières diodes à redressement.

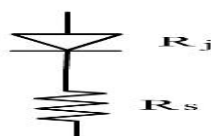


Figure I. 2 Circuit équivalent 'Modèle Shockley'

b- Modèle de Rajkanan et Showchun (1979)

Il est résulté du précédent et adapté aux cellules solaires. La résistance série est remplacée par la résistance du contact métallique, la résistance superficielle du semi-conducteur, la résistance de substrat (résistance de base) et la résistance shunt qui modélise les courants de fuite dans la jonction. **Figure (I.3)**

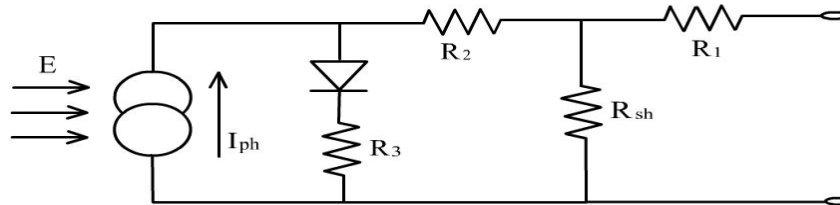


Figure I. 3 Circuit équivalent 'Modèle de Rajkanan et Showchun'.

R_1 : Résistance contact métallique. R_2 : Résistance couche superficielle.

R_3 : Résistance du substrat. R_{Sh} : Résistance shunt qui modélise les courants de fuite dans la jonction.

I.2.4.2. Modèle simplifié

La cellule sera modélisée par une source de courant (I_{ph}) en parallèle avec une diode et pour optimiser la modélisation de quelques phénomènes au niveau de la cellule, le modèle comme le montre la figure (**Figure I.4**) est enrichi par une résistance série (R_s) qui modélise les pertes ohmiques des contacts.

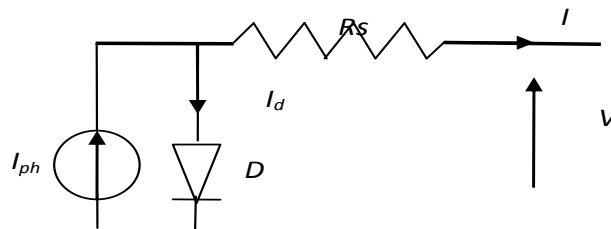


Figure I. 4 Modèle simplifié

Ce modèle électrique modélise la cellule par un générateur de courant idéal, selon la loi des nœuds, le courant résultant (I) est donné par :

$$I = I_{ph} - I_d \quad (\text{I.1})$$

$$I_d = I_s \left[e^{\frac{q(v+IR_s)}{nKT}} - 1 \right] \quad (\text{I.2})$$

I_{ph} : le photo courant qui est constant pour un ensoleillement donné. I_d le courant traversant la diode.

Le courant fournit par ce modèle est donc donné par :

$$I_d = I_{ph} - I_S \left[e^{\frac{q(v+IR_s)}{nKT}} - 1 \right] \quad (\text{I.3})$$

Avec : q : la charge électrique élémentaire (charge d'électron) (1.6×10^{-19} C)

K : la constante de Boltzmann (1.38×10^{-23}) ; V : la tension aux bornes de la cellule

n : Facteurs d'idéalité ($1 < n < 3$) ; T : la température ambiante ($^{\circ}\text{K}$).

I.2.4.3. Modèle à une diode

Ce modèle semblable au premier modèle (modèle simplifié), une source de courant qui modélise la conversion du flux lumineux en énergie électrique et une diode en parallèle avec une résistance en série, sauf l'exception de la résistance shunt (R_{sh}).

Physiquement, la résistance shunt sert à la modélisation des courants de fuite dans la jonction, elle a une grande influence sur le courant généré par le modèle et qui est proche du courant d'une cellule.

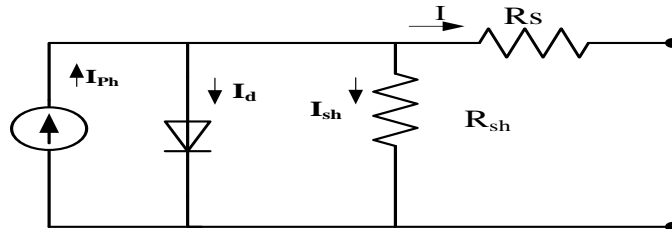


Figure I. 5 Schéma équivalent du modèle à une diode.

Le courant généré par ce modèle est donné par :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (\text{I.4})$$

Avec: $I_{sh} = (V + IR_s)/R_{sh}$: Le courant qui traverse la résistance parallèle.

$$I = I_{ph} - I_S \left[e^{\frac{q(v+I_0R_s)}{nKT}} - 1 \right] - \frac{V + I_0R_s}{R_{sh}} \quad (\text{I.5})$$

I_{ph} : Photo-courant [A]; I_s : Courant de saturation de la diode [A], dépendant de la température.

R_s : Résistance série [Ω].

R_{sh} : Résistance shunt (ou parallèle) [Ω]. Les paramètres du circuit équivalent sont I_s , n , I_{ph} , R_s et R_{sh} .

I.2.4.4. Modèle à deux diodes

Ce modèle présente des difficultés de calcul et de développement mathématique, mais il donne un courant semblable au courant d'une cellule PV selon la relation suivante [5] :

$$I = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \quad (\text{I.6})$$

$$I = I_{ph} - I_{S1} \left[e^{\frac{q(v+IR_s)}{n_1KT}} - 1 \right] - I_{S2} \left[e^{\frac{q(v+IR_s)}{n_2KT}} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (\text{I.7})$$

Où : n_1 est le facteur d'idéalité de la diode 1 ; le n_2 pour la diode 2 ; I_{s1} est le courant de saturation de la diode 1 ; I_{s2} pour la diode 2.

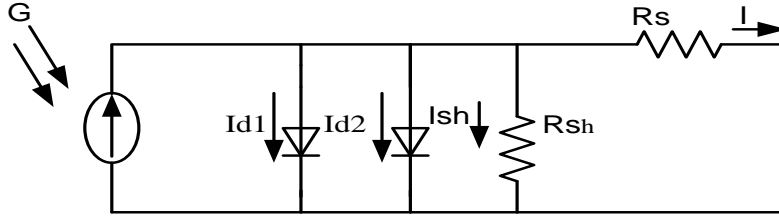


Figure I. 6 Modèle à deux diodes.

I.2.4.5. Modèles mathématiques d'un générateur photovoltaïque

A partir des équations (I.1, I.4 et I.6) donnant le courant fourni par une cellule, on peut obtenir les modèles mathématiques donnant le courant fourni par un générateur de n cellules identiques, soit :

$$n = n_p * n_s \quad (\text{I.8})$$

n_s : nombre des cellules montées en série ; n_p : nombre des cellules en parallèle.

Le courant fourni peut s'écrire comme suit :

$$\text{Le modèle simplifié : } I = I_{ph} - I_d \quad (\text{I.9})$$

$$\text{Le modèle à une diode : } I_g = I_{gph} - I_{gd} - I_{gsh} \quad (\text{I.10})$$

$$\text{Le modèle à deux diodes : } I_g = I_{gph} - I_{gd1} - I_{gd2} - I_{gsh} \quad (\text{I.11})$$

Où :

$I_d = n_p * I_d$: Le courant qui traverse les diodes ; $I_{gsh} = n_p * I_{sh}$: Le courant qui traverse les résistances montées en parallèle :

$$I_g = I_{gsh} - I_{gs} \left[e^{\frac{q(v_g + I_g R_{gs})}{nKT}} - 1 \right] \quad (\text{I.12})$$

$$I_g = I_{gsh} - I_{gs} \left[e^{\frac{q(v_g + I_g R_{gs})}{nKT}} - 1 \right] - \frac{V_g + I_g R_{gs}}{R_{gsh}} \quad (\text{I.13})$$

$$I_g = I_{gsh} - I_{gs1} \left[e^{\frac{q(v_g + I_g R_{gs})}{n_1KT}} - 1 \right] - I_{gs2} \left[e^{\frac{q(v_g + I_g R_{gs})}{n_2KT}} - 1 \right] - \frac{V_g + I_g R_{gs}}{R_{gsh}} \quad (\text{I.14})$$

$V_g = n_s * V$: La tension aux bornes du générateur.

$I_{gs1} = n_p * I_{s1}$: Courant de saturation résultant des diodes identiques à d_1 (courant de saturation I_{s1} , facteur d'idéalité n_1).

$I_{gs2} = n_p * I_{s2}$: Courant de saturation résultant des diodes identiques à d_2 (courant de saturation I_{s2} , facteur d'idéalité n_2).

Pratiquement, la valeur de la résistance série (R_s) est très faible, la tension à ses bornes est très faible comparativement avec la tension aux bornes du générateurs ($V_g + I_g R_s \approx V_g$). Donc, les trois équations résultantes des trois modèles deviennent :

$$I_g = I_{gph} - I_{gs} \left[e^{\frac{q(v_g)}{nKT}} - 1 \right] \quad (\text{Modèle simplifié}) \quad (\text{I.15})$$

$$I_g = I_{gph} - I_{gs} \left[e^{\frac{q(v_g)}{nKT}} - 1 \right] - \frac{V_g}{R_{gsh}} \quad (\text{Modèle à une diode}) \quad (\text{I.16})$$

$$I_g = I_{gph} - I_{gs1} \left[e^{\frac{q(v_g)}{n_1KT}} - 1 \right] - I_{gs2} \left[e^{\frac{q(v_g)}{n_2KT}} - 1 \right] - \frac{V_g}{R_{gsh}} \quad (\text{Modèle à deux diodes}) \quad (\text{I.17})$$

Le photocourant (I_{ph}) varie fortement avec l'ensoleillement (E) et faiblement avec la température (T), il est déterminé par rapport à des valeurs données aux conditions de référence :

$$I_{ph} = I_{ph0} * (E / E_0) * \left[1 + (T - T_0)(5 * 10^{-4}) \right] \quad (\text{I.18})$$

Avec : E: l'éclairement: ($E_0=1000\text{W/m}^2$), T : température en °K ($T_0=298 \text{°K}=25 \text{°C}$) ;

I_{ph0} : le photocourant généré par la diode à T_0 et E_0 .

Le courant de saturation d'une diode est supposé variable avec la température selon l'expression suivante [6] :

$$\begin{aligned} I_g &= I_{g0} * I_s (T - T_0)^3 e^{\frac{E_g(1/T_0 - 1/T)}{nK}} \\ &= C_1 (T - T_0)^3 e^{\frac{E_g(1/T_0 - 1/T)}{nK}} \end{aligned} \quad (\text{I.19})$$

Donc le courant qui traverse la diode (I_d) est donné en fonction de la tension (V) aux bornes de la diode, la température de sa jonction (T) et son courant de saturation (I_s) selon la formule :

$$I_d = I_s \left[e^{\frac{qV}{nKT}} - 1 \right] \quad (\text{I.20})$$

La résistance interne d'un semi-conducteur est donnée par la relation :

$$R_{sh} = R_{osh} + (\alpha - 1) R_{osh} \left(e^{-\frac{5.5E}{E_0}} \right) \quad (\text{I.21})$$

Avec : R_{osh} : valeur de référence donnée par le constructeur, $\alpha=12$ pour une cellule au silicium amorphe, $\alpha=4$ pour une cellule au silicium cristalline et autre. Ainsi que le courant (I_{sh}) qui traverse une résistance (R_{sh}) dont la tension à ses bornes V_g , est donnée selon la loi d'Ohm par :

$$I_{sh} = \frac{V_g}{R_{sh}} \quad (\text{I.22})$$

I.2.4.6. Paramètres électriques de la cellule photovoltaïque

I.2.4.6.1. Le courant de court-circuit I_{cc} (pour $V_{oc}=0$)

Le courant de court-circuit I_{cc} : c'est le courant maximal généré par la cellule lorsqu'elle est soumise à un court-circuit $V = 0$ pour un éclairage " plein soleil ", Il est directement proportionnel à l'énergie rayonnante reçue sur la surface de la cellule. On obtient sa valeur en branchant un ampèremètre aux bornes de la cellule. Puisque $R_s \ll R_{sh}$ on peut mettre $I_{sc} \approx I_{ph}$.

I.2.4.6.2. La tension de circuit ouvert V_{oc} (pour $I_{cc} = 0$)

La tension de circuit ouvert V_{oc} : c'est la tension aux bornes de la cellule sans charge où le courant généré $I = 0$. En négligeant le courant qui passe dans la résistance parallèle R_{sh} , le V_{oc} , s'obtient en branchant directement un voltmètre aux bornes de la cellule.

I.2.4.6.3. La courbe courant-tension

La caractéristique I-V est la caractéristique essentielle de la cellule solaire qui répondra à toutes les charges possibles sous un ensemble particulier des conditions d'ensoleillement et de température. Il y a trois points importants dans cette courbe:

- Le point E c'est le point de fonctionnement optimal auquel la cellule fournit sa puissance maximale.
- Le point D où la tension est égale à zéro et le courant est maximum (courant de court-circuit I_{cc}).
- Le point A où le courant est égal à zéro et la tension est maximale (tension de circuit ouvert, V_{oc}).

Pratiquement la caractéristique I-V peut être divisée en trois zones :

- Une zone où la cellule est considérée comme une source de courant (D-C).
- Une zone où la cellule est considérée comme une source de tension (B-A).
- Une zone où ni la tension ni le courant sont constants, peut être une source de puissance (C-B).

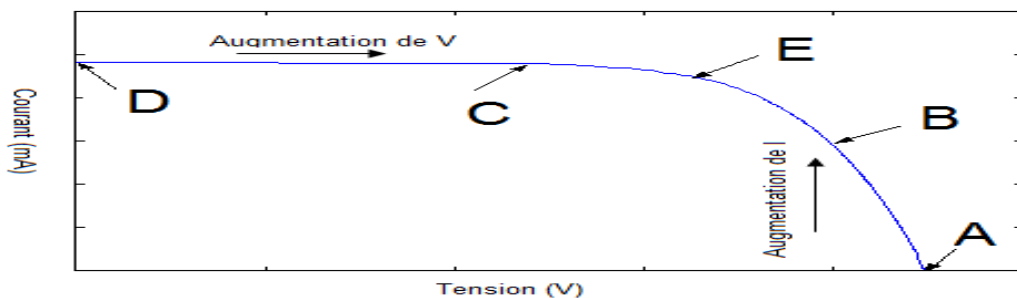


Figure I. 7 Caractéristique typique I-V d'une cellule solaire.

I.2.4.6.4. La courbe puissance-tension

La courbe de la puissance est capable de donner la valeur de puissance maximale à des conditions d'ensoleillement et de température bien définie.

Puissance STC

On appelle puissance crête aussi nommée puissance "catalogue" la puissance délivrée par une cellule est sous conditions standard STC, notée W_C (Watt crête) ou W_P (Watt peak).

Puissance NOCT

La puissance NOCT (Nominal Operating Cell Temperature TUC en français) d'un module photovoltaïque s'exprime en Watt: c'est la puissance qu'il peut fournir s'il est fermé sur sa charge optimale et soumis à une irradiance de 800 W / m^2 (spectre AM 1.5) alors que la température ambiante est de 20°C , son inclinaison de 45° , ses deux faces libres, un vent de face de 1 m/s dans les conditions de circuit ouvert.

Normalisation

Les conditions standard de qualification des modules photovoltaïques sont :

- Un spectre AM1.5 ;
- Un éclairage de 1000W/m^2 ;
- Une température de 25°C .

Les constructeurs de panneaux solaires spécifient les performances de leur matériel dans les conditions normalisées citées ci-dessus (S.T.C. : Standard Test Conditions)..

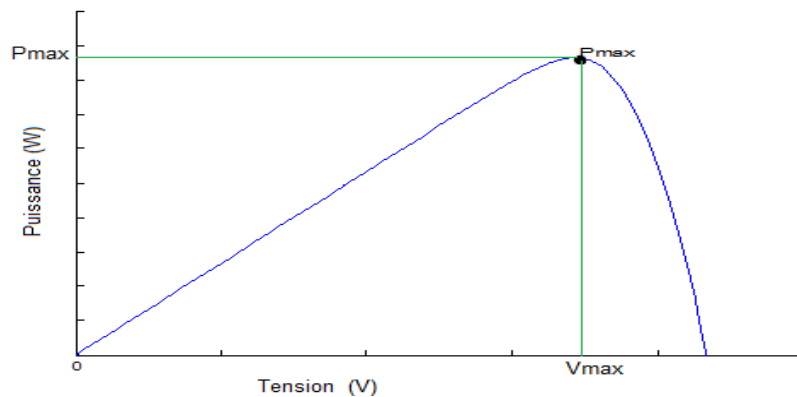


Figure I. 8 Caractéristique P-V d'une cellule solaire.

Energie fournie par la cellule

L'énergie disponible aux bornes d'une cellule PV est fonction de l'énergie absorbait et des pertes thermiques, ce que l'on peut écrire de la manière suivante :

$$E_{\text{électrique}} = E_{\text{lumière}} - E_{\text{Thermique}} \quad (\text{I.23})$$

$E_{\text{électrique}}$: L'énergie produite aux bornes de la cellule PV (tension-courant).

$E_{\text{lumineuse}}$: L'énergie incidente (flux lumineux).

$E_{\text{thermique}}$: Les pertes thermiques (par convection, rayonnement et conduction).

Le rendement de conversion d'une cellule PV

Le rendement d'une cellule est le rapport entre l'énergie électrique produite par cette cellule et l'énergie lumineuse (l'énergie du rayonnement) reçue sur la surface correspondante, c'est à dire le rapport :

$\eta = (\text{Puissance électrique maximale fournie}) / (\text{puissance solaire incidente})$:

$$\eta[\%] = P_{\text{produite}}[\text{Kw}] / P_{\text{incidente}}[\text{Kw}] \quad (\text{I.24})$$

$$\eta = \frac{V_{\text{max}} I_{\text{max}}}{P_i S} = \frac{FF * V_{oc} I_{CC}}{P_i S} \quad (\text{I.25})$$

P_i : puissance d'éclairage reçue par unité de surface; S : surface de la cellule photovoltaïque.

Facteur de forme, FF

Le facteur de remplissage (FF), (ou fill factor en Anglais) représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée P_{max} et la puissance formée par le rectangle $I_{cc} \cdot V_{oc}$, dans des conditions d'éclairement et de température donnés. Il est de l'ordre de 0.7 pour les cellules performantes, et il diminue avec la température [7], son expression est donné par :

$FF = (\text{puissance maximale délivrée sur la charge}) / (V_{co} * I_{cc})$ [6]:

$$FF = \frac{V_m I_m}{V_{co} I_{cc}} \quad (I.26)$$

I.3. Module photovoltaïque

I.3.1. Description

Un module photovoltaïque est l'ensemble des cellules choisies théoriquement identiques branchée en série ou en parallèle. Cette association doit être réalisée en respectant des critères précis, en raison des déséquilibres existant dans un ensemble de photopiles en fonctionnement. La puissance d'un module photovoltaïque est exprimée en Watt crête, c'est une valeur donnée pour les conditions STC. Les connexions en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant pour une même tension.

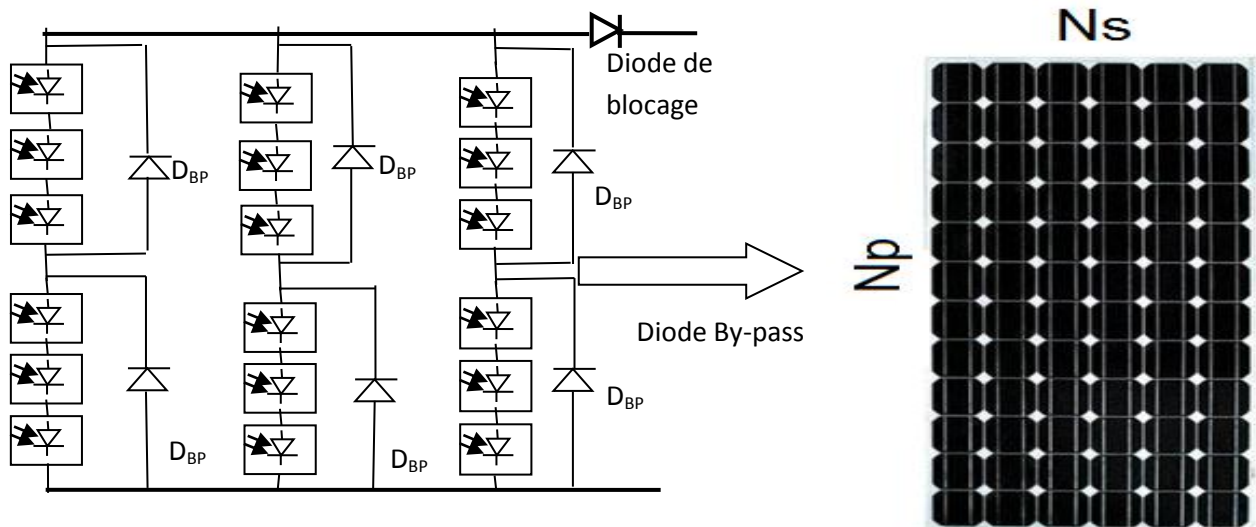


Figure I. 9 Panneau photovoltaïque Condor Electronics CEM200M-72.

Généralement le groupement des cellules dans un panneau solaire se fait en série, puisque chaque cellule donne un courant important entre 5 A à 10 A, mais elle ne donne que 0.5 V à 0.8V donc la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par l'addition des tensions pour obtenir une tension importante pour un courant donné :

$$I_{cc,1} = I_{cc,n} \quad (I.27)$$

$$V_{oc} = n_s * V_{oc} \quad (I.28)$$

Note : il y'a des cas spéciaux qui nécessite une faible tension avec un courant très important donc le regroupement sera en parallèle.

$$I_{cc} = n_p * I_{cc} \quad (\text{I.29})$$

I.3.2. Processus de fabrication d'un module photovoltaïque

Un module photovoltaïque se compose généralement d'un circuit de 18 jusqu'à 72 cellules en série encapsulées entre une ou deux plaques de verre à l'avant et une base à l'arrière en matériau composite. Un cadre en aluminium permet la fixation de ce module sur différents types de supports et une boîte de jonction en arrière. Le processus de fabrication d'un panneau photovoltaïque est très simple mais il demande une grande précision et une large finesse, il se démarque par la fabrication de la cellule et se termine par le cadrage en aluminium :

I.3.2. 1. La fabrication des cellules photovoltaïques

Le semi-conducteur le plus utilisé aujourd'hui est le silicium. Nous entamons donc uniquement le silicium comme élément de base pour la fabrication des cellules solaires.

La silice est la matière première du silicium elle est la deuxième après le carbone dans la nature, la silice n'existe pas à l'état pur mais elle est un composé chimique SiO_2 , elle se présente sous la forme de roches sédimentaires détritiques (sables, grès), des roches métamorphiques, (schistes, quartzites) ou de roches magmatiques.



Figure I. 10 Roche métamorphique.

Le silicium (Si) est donc extrait de la silice (SiO_2) grâce à la réaction chimique simplifiée suivante, celui-ci est chauffé dans un four électrique à une température de 1430°C à 1700°C , le produit obtenu est un silicium dit *métallurgique*



Ce silicium est ensuite purifié chimiquement et aboutit au silicium de qualité électronique qui se présente sous forme liquide, puis coulé sous forme de *lingot* suivant le processus pour la cristallisation du silicium, et découpé sous forme de fines plaquettes qui s'appelle *wafers*, de 200 micromètres d'épaisseur.

Ces wafers de silicium qui vont se transformer en cellules sensibles à la lumière sont alors introduits dans un réacteur de croissance dans lequel va se dérouler l'étape de dopage pour réaliser la jonction P-N.

Cela consiste à introduire des impuretés dans le cristal intrinsèque pour améliorer ces propriétés électriques. Le semi-conducteur dopé est alors appelé "*semi-conducteur extrinsèque*".

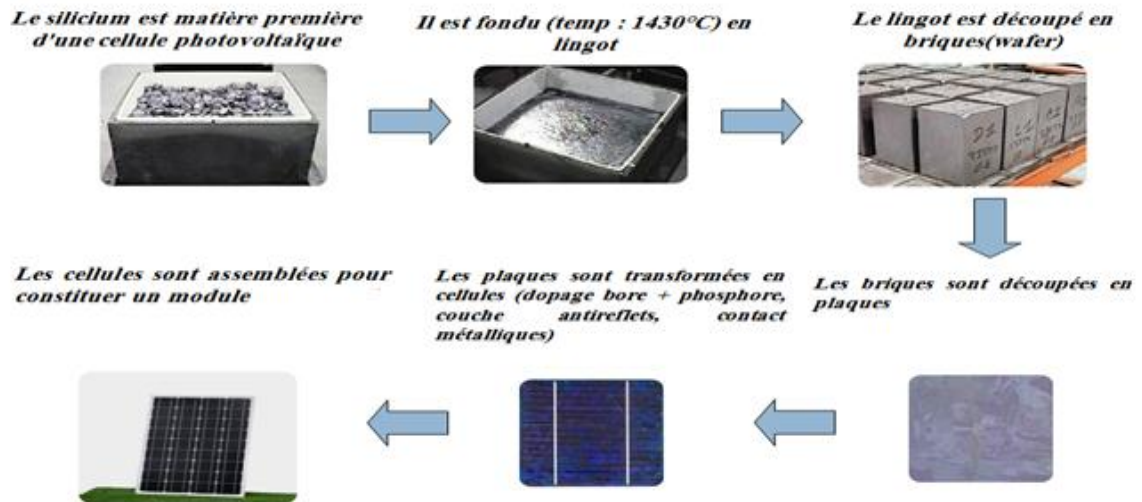
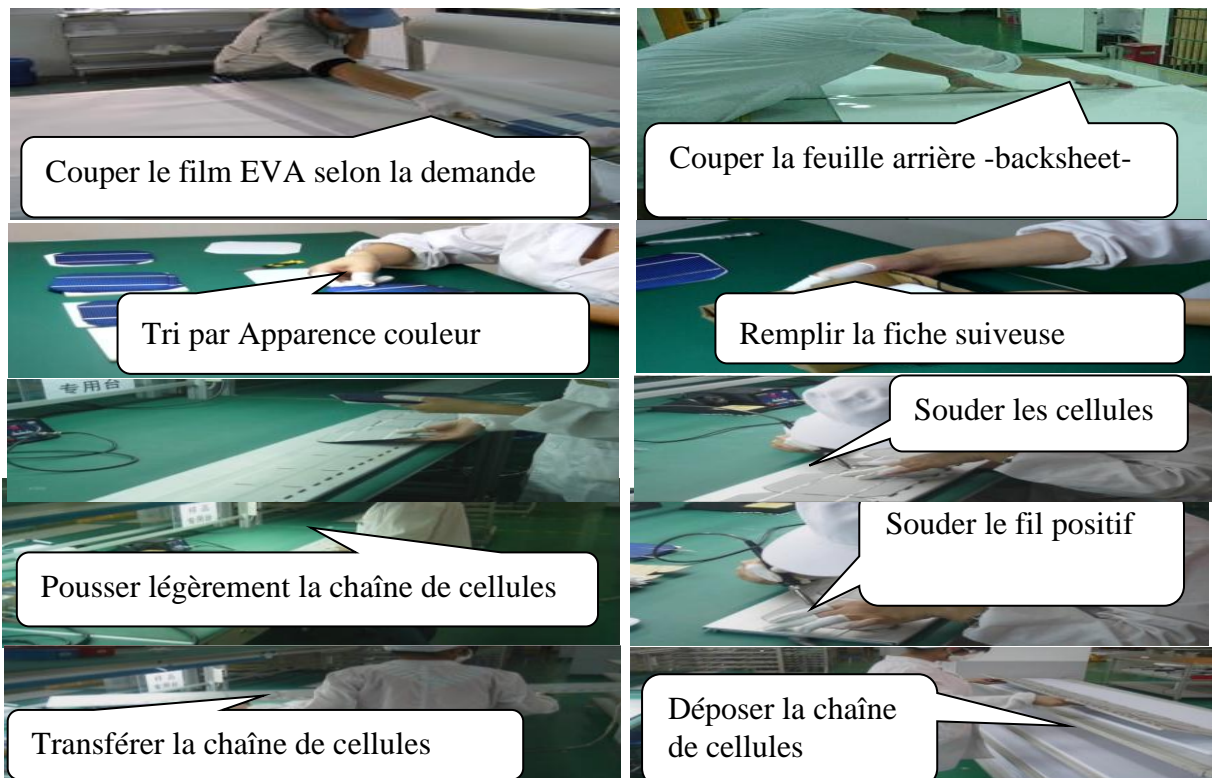


Figure I. 11 Etapes de traitement du Silicium pour la production d'une cellule PV.

I.3.2. 2. Assemblage des cellules photovoltaïques

Les cellules mise en série par un soudage du *Ruban métallique* (cuivre étamé), sont encapsulées entre de films thermoplastiques transparents (colle 100% transparente) appelé *VEA* (*Ethylène Acétate de Vinyle*), en présence d'un verre trempé en face avant pour protéger les cellules sur le plan mécanique en laissant passer la lumière et une face arrière qui est construite d'une feuille *Tedlar* (*Back sheet*). L'ensemble s'agit d'un processus de laminage sous vide et sous une température de 45° qui permettront de transformer *EVA* en une colle.



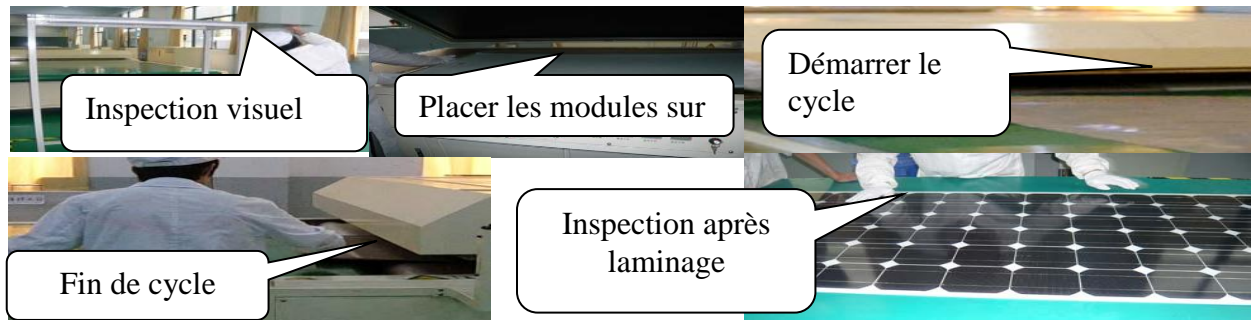


Figure I. 12 Chaîne d'assemblage des modules photovoltaïques Condors Electronics.

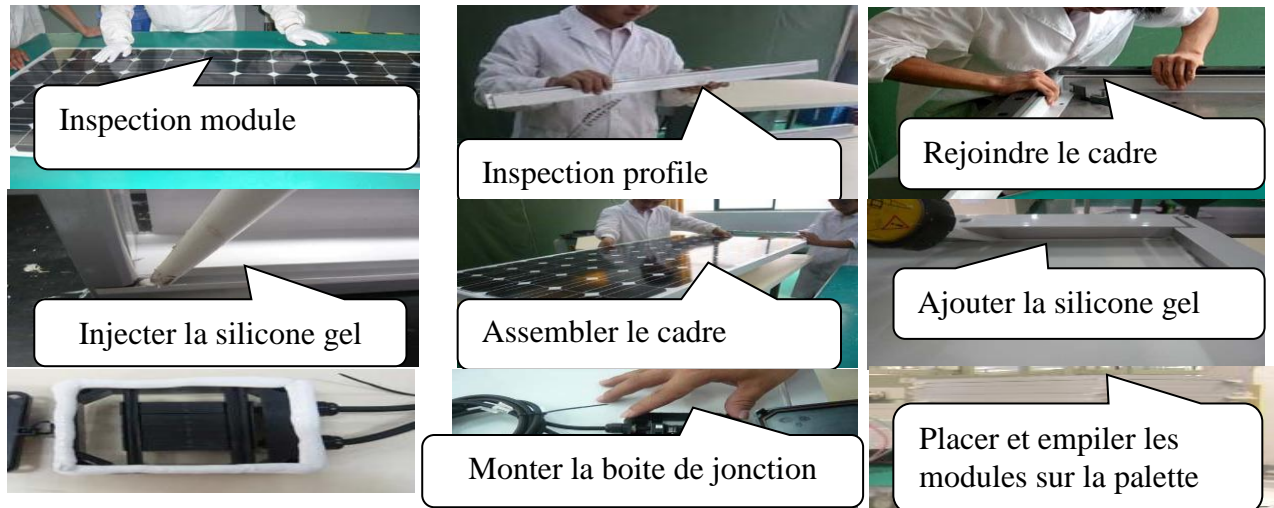


Figure I. 13 Cadrage et Fixation de la boîte de jonction d'un module PV [8].

I.3.2. 3. Cadrage et boîte de jonction des modules photovoltaïques

La boîte de jonction regroupe les diodes by-pass, les bornes de raccordement et les câbles inter-modules. Cette dernière est placée sur un cadre en l'aluminium avec un joint périphérique en silicone.

Note : j'ai fait cette étude sur le premier module fabriqué en Algérie par SPA Condor Electronics, où j'avais participé à cette opération durant mon stage.

I.3.3. Effet de l'ensoleillement sur les caractéristiques électriques du module PV

La puissance produite par une cellule photovoltaïque est proportionnelle par approximation avec l'éclairement qu'elle reçoit sur sa surface. Pour des ensoleillements variables et une température constante le courant I_{cc} est très influencé par le changement de l'ensoleillement alors que la tension V_{oc} est quasiment identique même à faible éclairement. La figure suivante représente la caractéristique courant-tension et puissance-tension du premier panneau solaire fabriqué en Algérie **CEM200M-72** en fonction de l'éclairement :

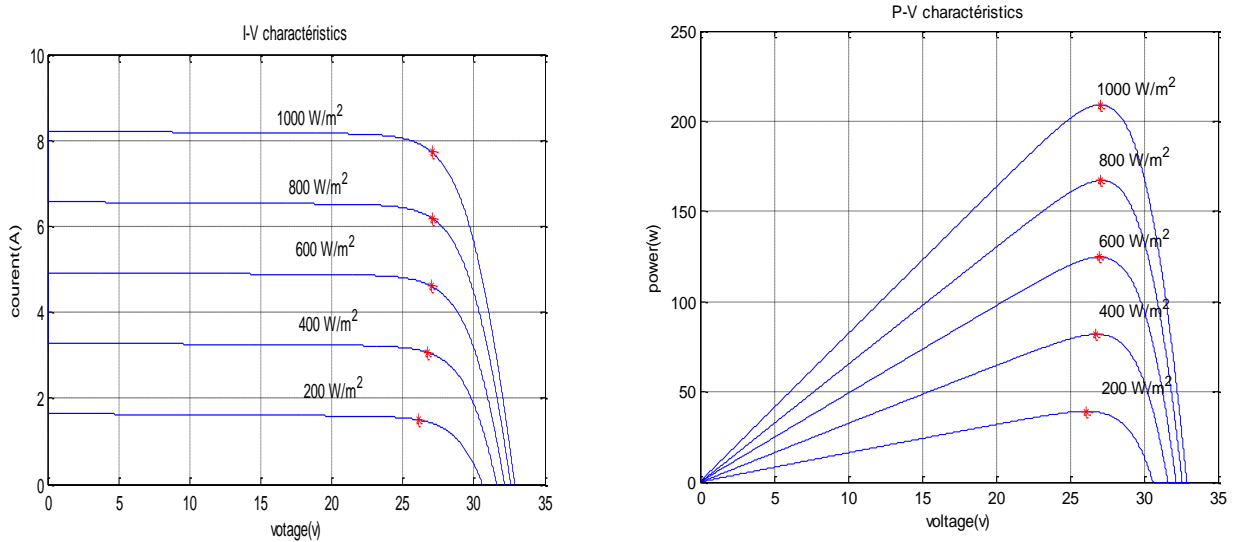


Figure I. 14 Caractéristique $I = f(V)$ et $P = f(V)$ du panneau solaire CEM200M-72 pour différents ensoleillements G à une température $T = 25^\circ\text{C}$.

I.3.4. Effet de la température sur les caractéristiques électriques du module PV

La température du module est un paramètre important qui a une forte influence sur la tension à vide du module. La tension à vide diminue lorsque la température augmente, par contre, la variation de la température du module est beaucoup plus affectée d'un point de vue tension que courant.

Les courbes suivantes présentent les caractéristiques I-V et P-V pour un ensoleillement constant et différentes températures :

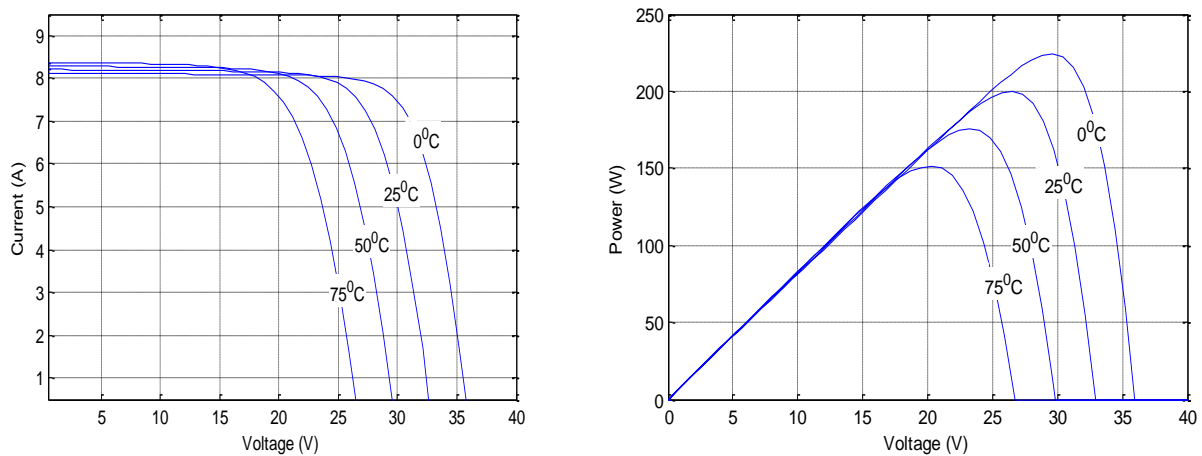


Figure I. 15 Caractéristique $I = f(V)$ et $P = f(V)$ du panneau solaire CEM200M-72 pour différentes températures T à un ensoleillement $G = 1000\text{w/m}^2$.

I.3.5. Modules en parallèle

Dans un groupement de modules connectés en parallèle, ils sont soumis à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à une tension constante (l'inverse du regroupement en série).

$$I_{pcc} = N_p \cdot I_{cc} \text{ et } V_{pco} = V_{co} \tag{I.31}$$

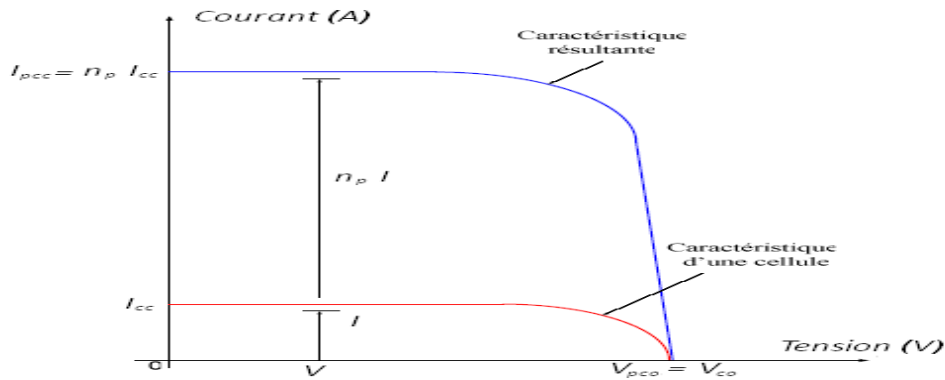


Figure I. 16 Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle de n_p cellules identiques.

I.3.6. Modules en série

L'association en série des modules pour obtenir une tension plus élevée que celle d'un seul module, par l'addition des tensions à courant constant. Si N_s modules sont connectés en série la borne positive (+) du premier et la borne négative (-) du module N sont les sorties.

La caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des tensions pour N_s modules. La figure I.19 montre la caractéristique résultante

$$I_{scc} = I_{cc} \quad \text{et} \quad V_{sco} = N_s \cdot V_{co} \quad (\text{I.32})$$

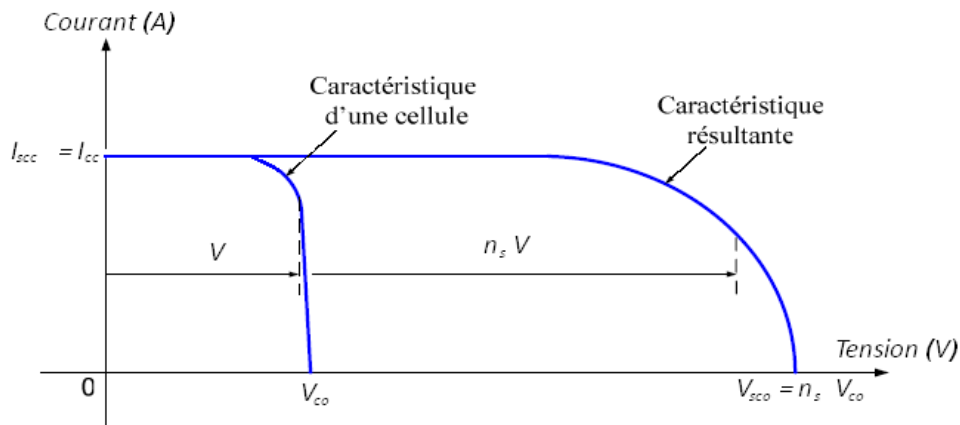


Figure I. 17 Caractéristique résultante d'un groupement en série de n_s cellules identiques.

I.3.7. Groupement mixte

Généralement en pratique les générateurs photovoltaïques GPV sont constitués d'un champ série-parallèle sous obligation des besoins énergétiques spéciaux.

I.3.8. Effet d'ombrage sur les modules

Le problème majeur de mise en série est l'ombrage partiel, lorsque l'un des panneaux se retrouve à l'ombre, cette partie sous-irradiée du module peut se trouver polarisée en inverse et devenir réceptrice. Cet échauffement local peut donner lieu à des « points chauds » (hot spot en anglais) elle va s'échauffer ceci provoque l'augmentation de la tension avec un blocage de la circulation du courant produit par les autres modules et risque de se détruire. Ce phénomène est appelée le "Hot spot". Pour éviter ce problème et protéger les cellules, on place des diodes en série appelé diode « by-pass » de façon à court-circuiter les cellules ombrées.

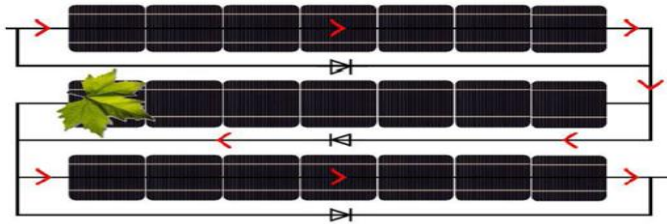


Figure I. 18 Effet d'ombrage sur des cellules.



Figure I. 19 Défaut de points chauds.

A titre d'exemple la figure I.18 illustre un string des cellules PV ombragées, dans la deuxième rangée le courant passe par la diode by-pass à cause du phénomène d'ombrage.

I.3.9. Effet d'ombrage sur l'énergie totale d'un champ PV

Par exemple sur la figure I.18 la 2^{ème} rangée est ombragée donc le module fournit une énergie de 75% seulement d'énergie maximale produite, mais en absence des diodes by-pass le module risquera d'être endommagé (problème des points chauds figure I.19).

Dans la conception des projets de panneaux photovoltaïques pour produire l'électricité, l'ombre est le plus grand ennemi. Si un coin du panneau solaire est ombragé, ce problème peut perdre de l'énergie, et peut même diminuer cette énergie à la moitié. Donc, il faut calculer la distance entre les panneaux avec soin afin de s'assurer que dans les pires conditions les panneaux ne seront pas couverts les uns des autres.

Avant de commencer à expliquer le mode de calcul de la distance entre les rangées des panneaux solaires, devrions-nous mener des calculs basés sur le moment le plus défavorable de l'année qui est l'hiver, en particulier le 21 décembre, où l'angle d'inclinaison du soleil a la valeur la plus faible, Cet angle est indiqué sur le graphique ci-dessous par le symbole Alpha α , appelé *l'angle solaire d'altitude minimum* :

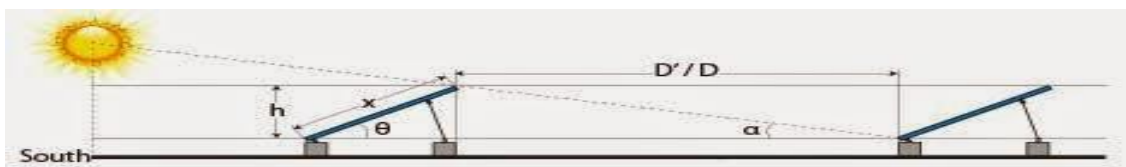


Figure I. 20 Dessin schématique expliquant le mode de calcul de la distance entre les rangées des panneaux solaires.

- Premièrement, on calcule la valeur h par la formule suivante :

$$h = x * \sin \theta \quad (\text{I.33})$$

Avec x la valeur de la largeur du module, et θ est l'angle d'inclinaison.

- Deuxièmement, on calcule la distance de l'ombre oblique D' :

$$D' = h * \tan \alpha \quad (\text{I.34})$$

Aussi parce que l'ombre n'est pas seulement dans un seul sens, donc il faut tenir compte qu'il y a un autre angle d'inclinaison du soleil à l'est ou à l'ouest :

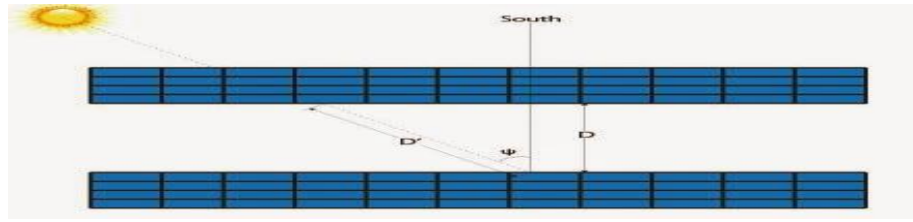


Figure I. 21 Dessin schématique expliquant l'angle d'azimut du soleil.

L'angle ψ est appelé *l'angle d'azimut du soleil*

- Finalement, la distance entre les panneaux sera calculée par :

$$D = D' * \cos(180 - \psi) \quad (\text{I.35})$$

I.4. Les systèmes solaires autonomes, isolés

Les systèmes autonomes sont des unités de production d'électricité à partir des champs solaires généralement de petites tailles (ne dépassant pas 100 kW) qui ne sont reliées à aucun réseau de distribution [9].

I.5. Stockage d'énergie

I.5.1. Description

Parmi les solutions disponibles, les accumulateurs électrochimiques offre une bonne réversibilité entre la charge et la décharge. La valeur usuelle de la tension d'une batterie de démarrage est de 12 V, soient six éléments intégrés dans un même bac, mais dans les systèmes de télécommunication la tension de batterie peut-être de 24 Volts ou 48 Volts. [10]



Figure I. 22 Batterie au Plomb- Acide destinée aux applications photovoltaïques [11].

I.5.2. Définition des accumulateurs électrochimiques

Les accumulateurs électriques ou les batteries sont des générateurs « réversible », pouvant stocker l'énergie électrique sous forme chimique, puis la restituer à tout moment sur demande grâce à la réversibilité de la transformation. Généralement une batterie est constituée d'un ensemble d'éléments de 2 V connectés en série pour obtenir la tension d'utilisation désirée[5]. La valeur usuelle de la tension de démarrage d'une batterie solaire est de 12 V.

Une modélisation du circuit électrique de la batterie acide- plomb qui a été proposée dans la littérature [12], est la suivante :

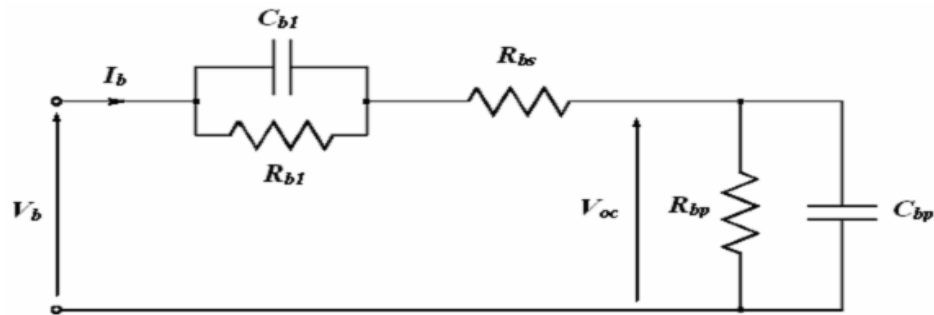


Figure I. 23 Modélisation du circuit électrique de la batterie acide- plomb.

I.5.3. Caractéristiques des accumulateurs

I.5.3.1 Capacité en Ampère heure

La capacité électrique en Ampère heures d'une batterie est pratiquement le nombre d'Ampères qu'elle fournit multiplié par le nombre d'heures pendant lesquelles circule ce courant. Elle se mesure en pratique par référence au temps de charge/décharge.

I.5.3.2 La tension en volt

La tension d'une batterie est un paramètre important, elle est de l'ordre de 2 volts, en effet, elle varie entre 1.7 et 2.4 V suivant l'état de charge en condition standard de fonctionnement pour un élément. La pratique demande des tensions plus élevées, on raccorde des éléments en série dans un accumulateur.

I.5.3.3 Tension d'utilisation

C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge.

I.5.3.4 L'énergie en Watts-heure

L'énergie stockée se mesure usuellement en Wh (Watts-heure) mais l'unité officielle est le Joule.

I.5.3.5 Rapports de chargement et déchargement

Si la batterie est déchargée à un rythme plus lent, sa capacité augmentera légèrement. Si le rythme est plus rapide, la capacité sera réduite.

I.5.3.6 Durée de vie

La durée de vie d'une batterie totale exprimée par nombre de cycles, où le cycle présente le chargement puis le déchargement complet.

I.5.3.7 Rendement

C'est le rapport entre l'énergie électrique mise par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.

I.5.3.8 Taux d'autodécharge

L'autodécharge correspond à la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos.

I.5.3.9 La densité volumique

La densité volumique est la quantité d'énergie qu'il peut restituer par rapport à son volume.

I.5.4 Différentes technologies

I.5.4.1 Accumulateur Plomb-Acide

Le type le plus ancien et le plus utilisé aujourd'hui pour les systèmes solaires. Ces batteries sont généralement 'ouvertes' et elles contiennent de l'électrolyte liquidée. Le problème majeur de ce modèle est l'entretien périodique par ajout d'eau distillée plus la courte durée de vie. Ce type pendant son fonctionnement dégage d'hydrogène qui est un gaz explosif.

I.5.3.2 Accumulateur Plomb-Acide Etanche

La technologie des batteries plomb - acide étanche ou "gel" est découverte dans les années 1950. Dans la batterie étanche, l'électrolyte est généralement gélifié figé par l'addition de gel de silice (la batterie gel) ou absorbé en matière microporeuse (la batterie AGM, Absorbent Glass Mat) [13]. Dans certaines batteries, de l'acide phosphorique est additionnée afin d'améliorer la durée de vie en cyclage profond.

L'oxygène gazeux qui se forme sur les plaques positives, se déplace vers les plaques négatives, il se combine à nouveau à l'hydrogène pour redevenir de l'eau avec recombinaison de gaz où, après une réaction chimique compliquée. Si la tension et le courant de charge sont trop élevés un gaz s'échappe, ce dernier est absorbé par une soupape de sécurité. C'est pour cela les batteries étanches sont aussi appelées *VRLA (Valve Regulated Lead Acid)*. D'une part ce modèle à une très bonne durée de vie en cyclage adaptatif aux systèmes photovoltaïques. D'autre part, cependant que ce type d'accumulateurs supporte des pointes de courant en décharge très importantes, sa décharge naturelle est beaucoup plus rapide que les autres types, compte tenu qu'il est non polluant.

Le Tableau suivant donne plus de détail sur ces deux grandes familles [14] :

Type de Batterie au Plomb	Ouverte	À recombinaison de gaz	
Électrolyte	Liquide	Gélifié	Absorbé (par le séparateur)
Appellation Anglo-saxonne	Flooded (ou vented) battery	GEL VRLA (ou sealed) Battery	VRLA (ou sealed) AGM separator Battery
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> • durée de vie pouvant être importante (5 à 15 ans) • technologie la moins chère 	<ul style="list-style-type: none"> • recombinaison (pas de perte en eau-pas d'entretien) • très faible taux de dégagement de gaz(sécurité) 	
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> • consommation d'eau (maintenance) • installation en locaux spécifiques (dégagements gazeux) 	<ul style="list-style-type: none"> • plus faible durée de vie (modes de défaillance spécifiques) • plus sensible à la température 	

Tableau I. 2 Principales comparaisons des 2 familles de la batterie au plomb.

I.5.5 Constitution d'accumulateur Plomb-Acide

Plusieurs plaques de même type sont montées en parallèle dans un même élément pour diminuer la résistance interne, les constituants les plus importants d'un accumulateur au plomb sont illustrés par la figure I.24:

- **Electrode négative** : grille en alliage Pb/SPb dont les alvéoles sont remplies de Pb spongieux.

- **Electrode positive** : grille identique à la précédente, remplie en dioxyde de Plomb PbO_2 .
- **Solution électrolyte** : solution d'acide sulfurique concentré (6 à 7 mol/L).
- **Séparateur d'élément** : non conducteur pour éviter le court-circuit entre plaque, laine de verre ou plastique perforé pour permettre la migration d'ions.
- **Bande de connexion** : un métal conducteur d'une résistance minimale qui relie les plaques d'une même électrode entre eux.

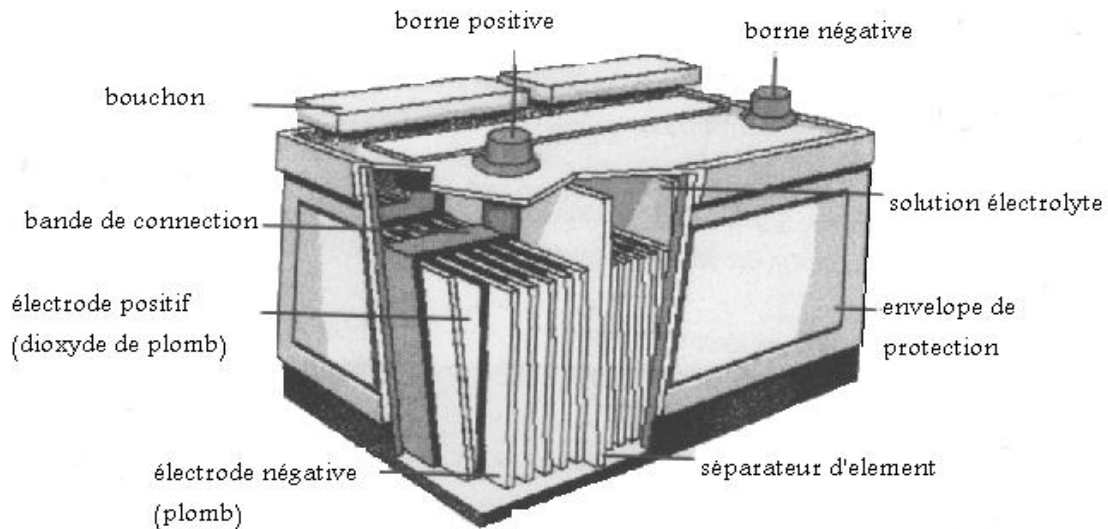


Figure I. 24 Constitution d'un accumulateur Acide- Plomb.

I.6 Systèmes photovoltaïques avec stockage électrochimique

Parmi les solutions disponibles, le stockage électrochimique par batterie d'accumulateur offre une bonne réversibilité entre la décharge et la recharge, les batteries au Plomb-Acide offrant actuellement des meilleurs compromis entre service rendu et coût exploitable.

I.6.1 Description

Les systèmes photovoltaïques autonomes les plus souvent utilisés sont en général l'assemblage de quatre sous-systèmes. Chaque composante de chaque sous-système doit être choisie en fonction des contraintes techniques et économiques (dimensionnement).

I.6.2 Système de stockage

Pratiquement c'est le regroupement d'un ensemble des batteries.

I.6.3 Système de régulation

Le régulateur sert à la protection du système de stockage d'une part, et de la régulation de charge et décharge de ce dernier d'autre part, donc il s'agit de la commande et le contrôle de fonctionnement des autres sous-systèmes.

I.6.4 Convertisseurs

Les convertisseurs dans un système photovoltaïque sont les appareils servant à transformer le courant continu fourni par les modules solaires ou les batteries pour l'adapter aux récepteurs fonctionnant soit à un courant continu différent, soit à un courant alternatif :

I.6.4.1 Convertisseur CC/CC (Hacheurs)

Ce type de convertisseur est utilisé pour transformer le courant de la batterie en un courant continu différent pour alimenter un appareil spécial. Il est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximal [15].

I.6.4.2 Convertisseur CC/AC (Onduleurs)

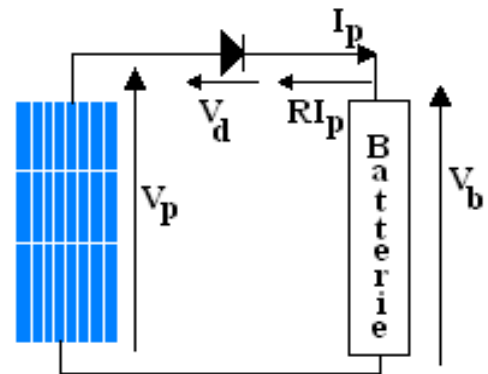
Un onduleur photovoltaïque est un dispositif permettant de transformer le courant électrique de type continu (Les panneaux solaires produisent du courant continu) en courant alternatif monophasé ou triphasé (Le courant du réseau public est un courant alternatif de 220 volts). La taille du champ photovoltaïque est le facteur qui définit la puissance et le nombre d'onduleurs.

I.6.5 Principe de fonctionnement

Un système photovoltaïque avec batterie comprend généralement différents composants :

- Un panneau solaire qui assure le chargement de la batterie en période d'ensoleillement.
- Une batterie d'accumulateur qui assure le stockage (journalier/ saisonnier) de l'énergie électrique.
- Une diode anti-retour qui évite la décharge des accumulateurs à travers les panneaux solaires en période de l'obscurité.
- Un régulateur de charge qui protège la batterie contre les surcharges et éventuellement les décharges profondes occasionnelles.

Figure I. 25 Enchaînement d'un système autonome.



I.6.5.1 Caractéristique de fonctionnement

L'étude d'adaptation d'un module PV connecté à une batterie revient à superposer les caractéristiques courant-tension d'un module PV et d'une batterie en charge.

Dans la première approximation, on peut considérer qu'un accumulateur se charge à une tension presque constante en dehors des courtes périodes du début et fin de charge. On peut exprimer la tension de la batterie (V_b) en fonction de deux paramètres : la force contre électromotrice (E_0) et la résistance interne (r) qui est très faible, selon la relation : $V_b = E_0 + rI$.

En réalisant la liaison batterie /panneau solaire, le point de fonctionnement sera déterminé par l'intersection des deux courbes :

$I_p = f(V_p)$: caractéristique du panneau solaire.

$$V_p = V_b + RI_p + V_d = E_0 + (r + R)I_p + V_d \quad (I.36)$$

V_d : la tension aux bornes de la diode, r : résistance interne de la batterie, R : résistance électrique des câbles.

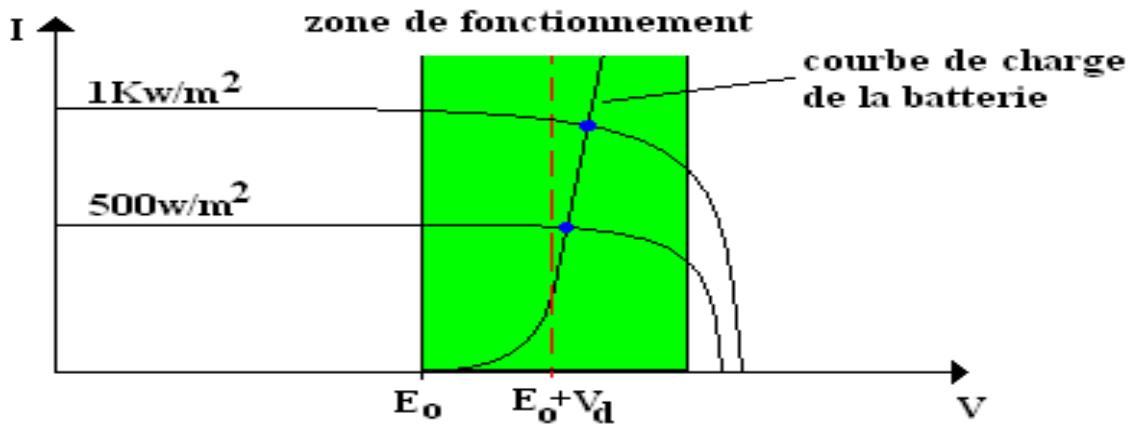


Figure I. 26 Caractéristique de fonctionnement.

Une bonne adaptation est obtenue lorsque la caractéristique de charge de la batterie est perpendiculaire à l'axe des tensions dans la zone des puissances optimales.

I.6.5.2 Mode de fonctionnement

Pour un système donné, 5 modes de fonctionnement peuvent exister en fonction de l'ensoleillement et du courant de l'utilisation :

I.6.5.2.1 Déconnexion de la charge

La charge est déconnectée, la diode anti-retour est passante, donc le courant du panneau est

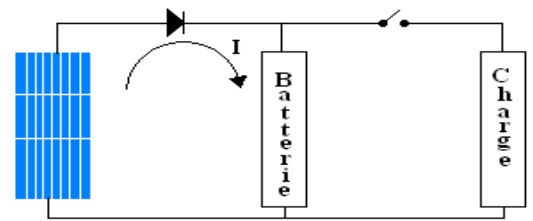


Figure I. 27 Déconnexion de la charge.

fonction de l'ensoleillement charge la batterie.

I.6.5.2.2 Excédent de courant

La charge est connectée, la diode anti-retour est passante, le courant provenant du panneau solaire est supérieur au courant de consommation ($I > I_c$), le courant excédentaire charge la batterie.

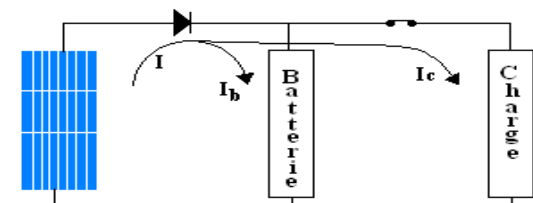


Figure I. 28 Excédent de courant.

$$I = I_b + I_c$$

I.6.5.2.3 Courant nul

La charge est connectée, la diode anti-retour est passante, le courant provenant du panneau solaire est égal au courant de consommation ($I = I_c$) à un ensoleillement particulier, aucun courant traverse la batterie. $I_b = 0$.

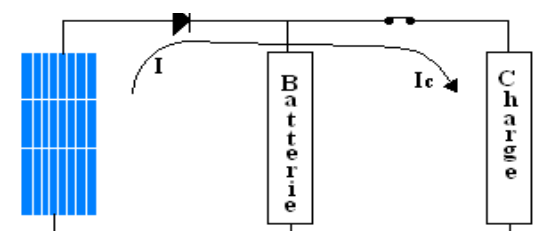


Figure I. 29 Courant nul.

I.6.5.2.4 Déficit de courant

La charge est connectée, la diode anti-retour est passante, le courant provenant du panneau solaire est inférieur au courant de consommation ($I < I_c$), la batterie se décharge en fournissant un courant déficitaire I_b .

I.6.5.2.5 Mode de nuit

La charge est connectée, la diode anti-retour est bloquée, le courant provenant du panneau est nul ($I=0$) à cause de l'obscurité, la batterie se décharge fournissant le courant de consommation $I_c = I_b$.

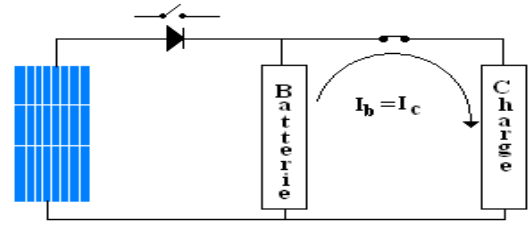


Figure I. 30 Mode de nuit.

I.6.6 Régulation électronique

Les systèmes de stockage sont sensibles à quelques phénomènes physiques (telles que la sulfatation et le gazage dans les accumulateurs Plomb-Acide) qui sont dues généralement par une utilisation particulière (surcharge ou décharge profonde). Pour cela, un système de stockage nécessite un dispositif qui sert à le protéger et contrôler son fonctionnement, afin d'optimiser ses performances et élargir sa durée de vie.

Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre, les bases indispensables à la compréhension du notre sujet. Nous avons rappelé quelques notions sur le rayonnement solaire et son application dans le domaine photovoltaïque. Nous avons ensuite donné des généralités sur différentes notions relatives à la constitution d'un système photovoltaïque autonome, commençons par les différentes technologies de fabrication des cellules solaires.

Ensuite nous avons expliqué leur principe de fonctionnement de la chaîne de fabrication des panneaux solaires de Condor Electronics. Nous avons terminé avec la partie stockage et conversion d'énergie.

CHAPITRE 02

Modélisation et Dimensionnement d'un Système Photovoltaïque Autonome

« Théorie, c'est quand on sait tout et que rien ne fonctionne. - La pratique, c'est quand tout fonctionne et que personne ne sait pourquoi. - Si la pratique et la théorie sont réunies, rien ne fonctionne et on ne sait pas pourquoi. »

Albert Einstein.

II.1 Introduction

Comme c'est décrit dans le chapitre I que le Système Photovoltaïque Autonome (SPA) est l'ensemble de composants interconnectés pour convertir l'énergie solaire directement en électricité sans intervention d'aucune autre source d'énergie. En général l'SPA se compose d'un générateur PV, une banque de batteries, des régulateurs de charge, des onduleurs, des dispositifs de protection et une partie consommateur (la charge du système).

La première et l'essentielle étape de la conception d'un système photovoltaïque (PV) autonome est de déterminer le besoin énergétique, en autres termes déterminer la puissance totale du système PV et l'énergie des batteries pour que le système devient capable de satisfaire la charge (la demande), en tenant compte du niveau de fiabilité et du coût minimum.

Le dimensionnement d'un système PV autonome est un problème assez complexe parce que plusieurs paramètres sont impliqués ayant une contribution significative, par exemple, les données météorologiques, la variation de la demande énergétique quotidienne et saisonnière, les obligations du site d'installation et les considérations économiques.

Comme tous les systèmes physiques, la modélisation d'un système photovoltaïque autonome est primordiale pour toutes opérations d'optimisation du rendement de ce système[16]. La modélisation et la caractérisation électrique des panneaux actuellement commercialisés sont nécessaires afin d'optimiser le fonctionnement des systèmes photovoltaïques[17]. Ceci peut réduire d'une manière considérable le coût de l'installation et augmenter le rendement des générateurs PV.

Dans ce contexte, l'objectif de ce chapitre est de présenter un état des lieux modélisation et dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome, afin de mieux comprendre le comportement du modèle, ainsi la méthode optimale de dimensionnement.

Nous développons dans la première partie par simulation, utilisant l'environnement de simulation Matlab/Simulink, les caractéristiques et le comportement d'un système photovoltaïque autonome. L'idée consiste à assembler le modèle d'un générateur PV, une batterie et un régulateur charge/décharge, qui a le rôle de protection de la batterie et la gestion du fonctionnement du système.

La deuxième partie sera consacrée au dimensionnement du système, nous commencerons par une description du besoin énergétique. On citera les différentes étapes pour dimensionner un système solaire autonome allant de la taille du générateur PV et ces paramètres jusqu'au dimensionnement de la partie câblage et on terminera par les modes de protection d'un système autonome.

Note : Les points essentiels de ce chapitre est le fruit de notre article présenté dans[16].

II. 2. Modélisation du système SPA

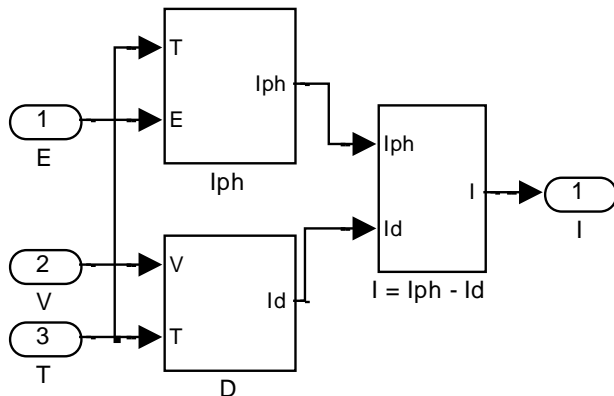
II.2.1. Modélisation du générateur photovoltaïque

II.2.1.1 Description

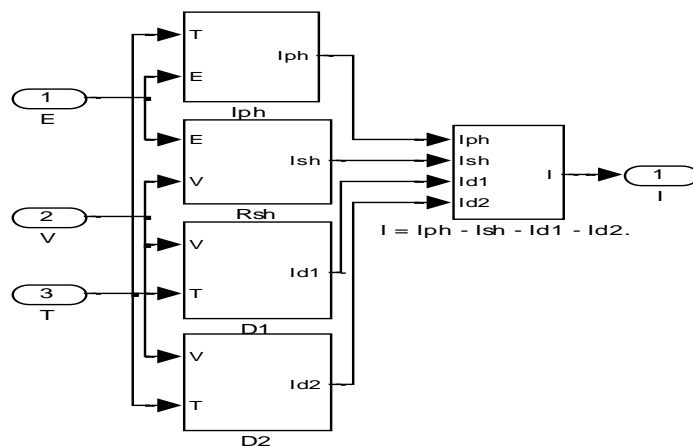
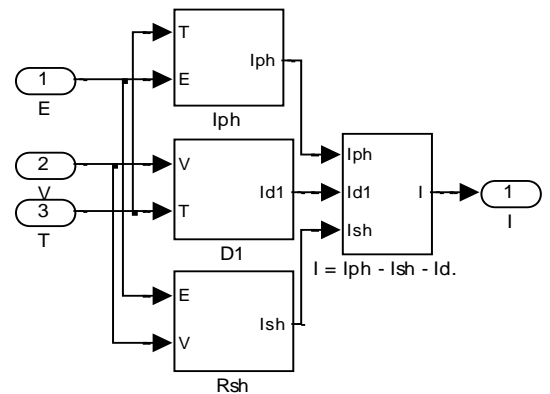
La modélisation d'un générateur PV est la modélisation des modèles présentés dans le chapitre I : le modèle simplifié, le modèle à une diode et le modèle à deux diodes. Il est indispensable de tirer à partir des trois modèles, celui qui donne une caractéristique courant/tension plus proche que possible à la caractéristique d'un générateur photovoltaïque en faisant une comparaison entre les résultats des trois modèles.

II.2.1.2 Modèles Matlab/Simulink proposés

Modèle simplifié



Modèle à une diode



Modèle à deux diodes.

Figure II. 1 Modèles Matlab/Simulink du générateur PV.

II.1.1.3 Caractéristique courant tension

Pour le modèle simplifié (en rouge), le courant reste inchangé durant le premier régime et c'est pour cette raison que ce modèle est parfois appelé modèle idéal car le générateur se comporte dans ce cas comme une source idéale de courant, l'introduction de la résistance shunt (R_{sh}) dans le modèle à une diode (en bleu) donne un courant de fonctionnement meilleur que celui du modèle simplifié au coude de fonctionnement, la caractéristique donnée par le modèle à deux diodes (en marron) est différente aux autres caractéristiques et elle est plus proche à celle d'un générateur (testé aux laboratoires).

Donc, et dans tout ce qui suit, le modèle adapté pour la modélisation du générateur dans ce travail c'est le modèle à deux diodes, qui a donné comme le montre la figure (Figure II. 2) le résultat le plus proche au modèle théorique.

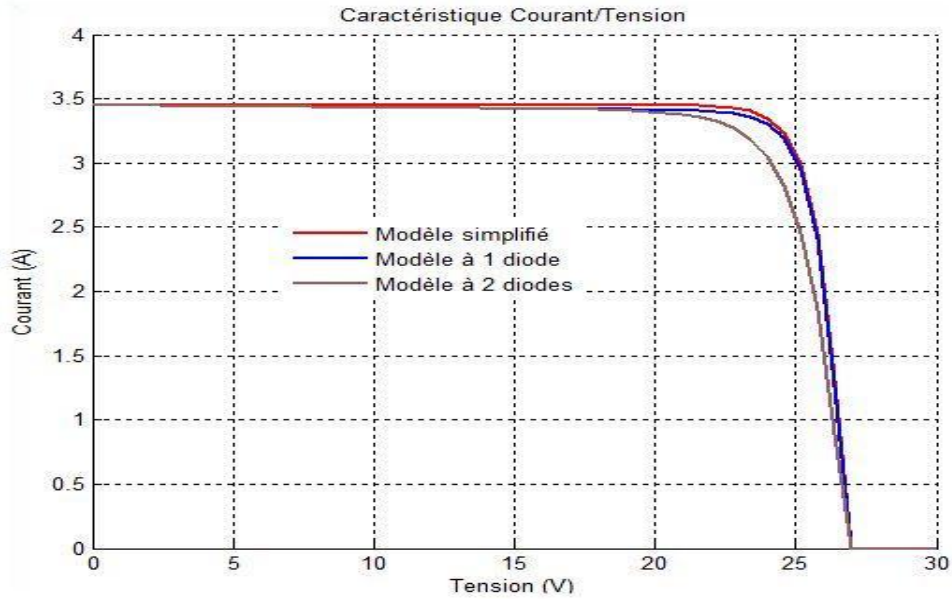


Figure II. 2 Représentation comparative de la caractéristique courant –tension des trois modèles.

II.2.2. Modélisation du stockage

Contrairement aux générateurs photovoltaïques, les batteries ne sont plus des composants électriques simples dont le nombre des modèles développés est réduit, alors il n'est pas simple de modéliser les interactions électrochimiques d'une batterie par des circuits électriques simples comme dans le générateur PV. Le choix du modèle est en fonction du domaine soit de conception d'une batterie, soit de la compréhension de ses phénomènes physiques, soit de l'insertion d'un modèle reproduisant le comportement d'une batterie lors de son usage [18]. Donc et vue la grande diversité de type d'éléments de batterie ainsi que le nombre très varié de paramètres qui interviennent, une représentation très empirique du comportement de la batterie peut être établie.

II.2.2.1 Description

Parmi les paramètres d'une batterie (décrits dans le chapitre I.) les plus importants, c'est à dire, ceux qui influent fortement sur le fonctionnement de la batterie, on trouve le SOC (State Of Charge, en Anglais) ou EDC (Etat De Charge, en Français) qui influe fortement sur la tension aux bornes de la batterie, la capacité qui a de sa part une influence très importante sur le rendement de la batterie (donc sur sa tension) ainsi que son état de charge. Les exigences pour modéliser une batterie peuvent être résumées à travers quelques paramètres essentiels comme [19] :

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

$$\langle V_{bat} \rangle = \frac{1}{t_D} \int_0^{t_D} V_{bat} dt \quad (II.1)$$

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

- ✓ l'énergie notée W_{bat_DCH} , exprimée en Wattheure (Wh), correspond au produit de la capacité Q_{DCH} par le potentiel moyen $\langle V_{bat} \rangle$, et définie par [19]:

$$W_{batDCH} = \int_0^{t_D} \langle V_{bat} \rangle (t) * I_{bat} (t) dt \tag{II.2}$$

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

La puissance (P) est l'énergie fournie par unité de temps représentant l'aptitude d'une batterie à fournir rapidement de l'énergie et définie par [19]:

$$P_{bat} = \frac{W_{batDCH}}{t_D} \tag{II.3}$$

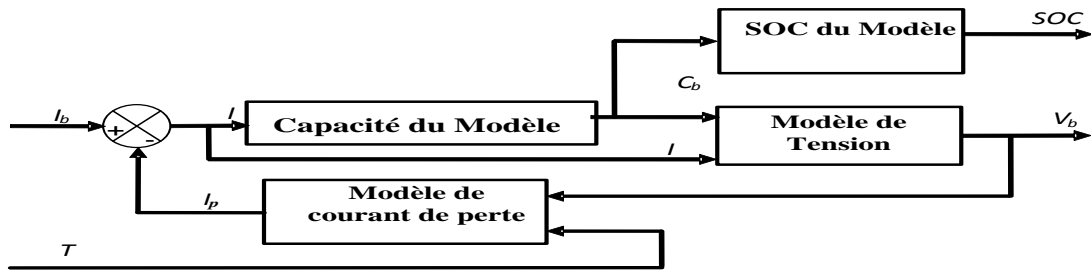


Figure II. 3 Schéma bloc d'une batterie.

Donc, le modèle choisi (Figure II.3) de la batterie plomb-acide a été proposée par *B. Wichert* [20], il comprend deux blocs qui servent à la modélisation des deux paramètres (la capacité et l'état de charge) et un bloc qui modélise la tension de la batterie, pour tenir compte des différentes pertes du courant au sein de la batterie (dus essentiellement par la gazéification) le modèle est complété par un autre bloc qui sert à la modélisation des ces pertes du courant.

I_b : le courant incident à de la batterie; I : le courant à l'intérieure de la batterie; I_p : le courant des pertes; T : la température; V_b : la tension aux bornes de la batterie; C_b : la capacité de la batterie.

II.2.2.2 Modèles mathématiques

a-Modèle de la capacité

Le modèle de la capacité est décrit par l'intégrale du courant $I_b(t)$ pendant un temps déterminé :

$$C_b(t) = \int_0^{t_D} I_b(t) dt + C_{b0}(t) \tag{II.4}$$

$C_b(t)$: Capacité de batterie (Ah). C_{b0} : Capacité initiale de batterie (Ah).

Le programme développé par Matlab/Simulink pour la capacité d'une batterie est donnée par :

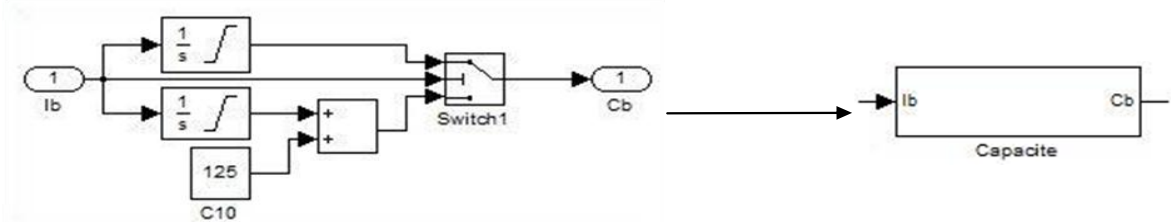


Figure II. 4 Le modèle Simulink développé pour la capacité d'une batterie.

b-Modèle du SOC

L'état de charge de la batterie est décrit comme étant le rapport entre la valeur de la capacité de la batterie $C_b(t)$ et la valeur de la capacité de la batterie après un temps de décharge de dix heures C_{10} .

$$SOC = \frac{C_b}{C_{10}} * 100\% \quad (\text{II.5})$$

C_{10} : Capacité de batterie au taux de dix heures de décharge (Ah);

Le programme développé par Matlab/Simulink pour l'état de charge d'une batterie est le suivant :

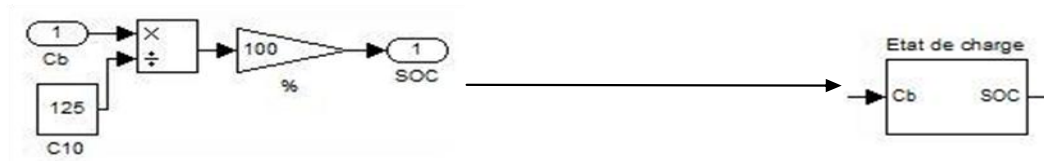


Figure II. 5 Le modèle Simulink développé pour l'état de charge d'une batterie.

c-Modèle du courant des pertes

L'équation (II.6) donne la formule du courant de gazéification de la batterie :

$$I_{pe} = \frac{C_{10}}{100} * I_0 * e^{C_V * (V_\epsilon(t) - C_T * (T(t) - 20))} \quad (\text{II.6})$$

Les paramètres suivants, sont relatifs à la batterie :

I_{pe} : Courant des pertes ; $T(t)$: Température de la batterie (K).

I_0 : Courant normalisée de gazéification (A) ; $V_\epsilon(t)$: Tension d'un élément de la batterie (V)

C_V : Coefficient de tension ; C_T : Coefficient de température ;

d-Modèle de la tension

La tension est caractérisée par deux processus, la tension de charge et la tension de décharge de la batterie. Pour les distinguer nous utiliserons le C comme indice de charge et D pour la décharge.

Charge : $I_b > 0$

La tension de charge de la batterie est décrite par l'équation suivante :

$$V_b(t) = E_b(t) - R_{0C} * I_b \quad (\text{II.7})$$

R_{0C} : la résistance interne de chargement (Ω) (Donnée par fabricant)

La tension interne de la batterie $E_b(t)$ elle est décrite par :

$$E_b(t) = E_{0c} + A_c X(t) + \frac{C_c * X(t)}{(D_c - X(t))^{EFC}} \quad (\text{II.8})$$

E_{0c} : Limite de la tension interne de la batterie pour un courant nul et la batterie complètement déchargée.

$X(t)$: capacité maximum normalisée de charge/décharge.

$$X(t) = \frac{C_{m.c} * X(t)}{C_m(I_b(t))} * C_b(t) \quad (\text{II.9})$$

Avec :

C_{mc} : Capacité maximale de charge (Ah). (Donnée par fabricant)

La capacité maximale de la batterie $C_m(I_b(t))$ est donnée par :

$$C_m(I_b(t)) = C_1 I_b^3(t) + C_2 I_b^2(t) + C_3 I_b(t) + C_4 \quad (\text{II.10})$$

Les coefficients C_1 , C_2 , C_3 et C_4 sont donnés par le fabricant

Décharge : $I_b < 0$

La tension de décharge de la batterie est décrite par l'équation suivante :

$$V_b(t) = E_b(t) - R_{0d} * I_b \quad (\text{II.11})$$

R_{0d} : Résistance interne de déchargement (Ω).

La tension interne de la batterie $E_B(t)$ elle est décrite par

$$E_b(t) = E_{0d} + A_d X(t) + \frac{C_d * X(t)}{(D_d - X(t))^{EFD}} \quad (\text{II.12})$$

$E_{0,d}$: Limite de la tension interne de batterie pour un courant nul et la batterie complètement chargée est donnée par :

$$X(t) = \frac{C_{m.d}(C_{m.d} - C_b(t))}{C_m(I_b(t))} \quad (\text{II.13})$$

$C_{m,d}$: Capacité maximale de décharge (Ah). (Donnée par le fabricant)

$$C_m(I_b(t)) = D_1 I_b^3(t) + D_2 I_b^2(t) + D_3 I_b(t) + D_4 \quad (\text{II.14})$$

Les coefficients D_1 , D_2 , D_3 et D_4 sont données par le fabricant, ainsi que le programme développé pour la tension d'une batterie est donnée par :

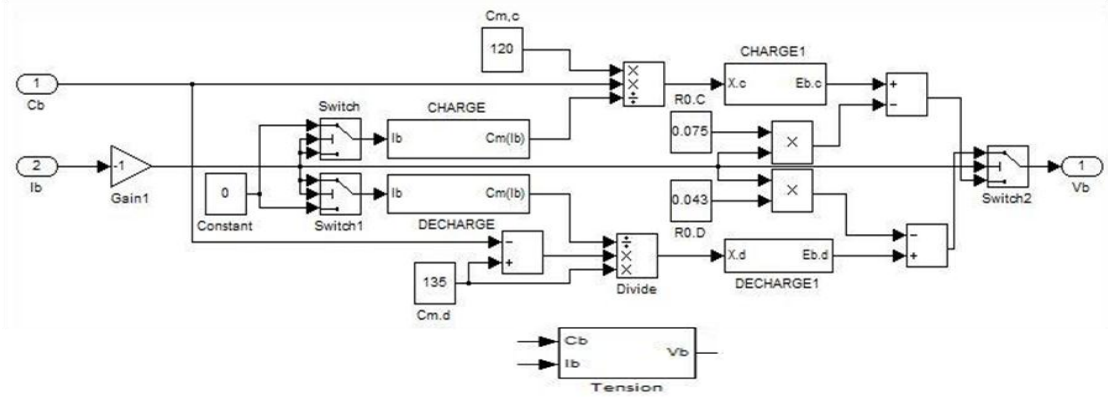


Figure II. 6 Le modèle Simulink développé pour la tension d'une batterie.

II.2.2.3 Comportement du modèle

La figure II.6 illustre le modèle d'une batterie basé sur les modèles mathématiques précédents. À partir des équations (II.8 et II.12) la tension d'une batterie et son état de charge varient en fonction du courant incident, c'est pour cela qu'on va varier le courant (I_b) entre différentes valeurs (positives et négatives) afin de pouvoir visualiser le comportement dans les deux cas de la charge (figures II.10 et II.11) et la décharge (figures II.8 et II.9).

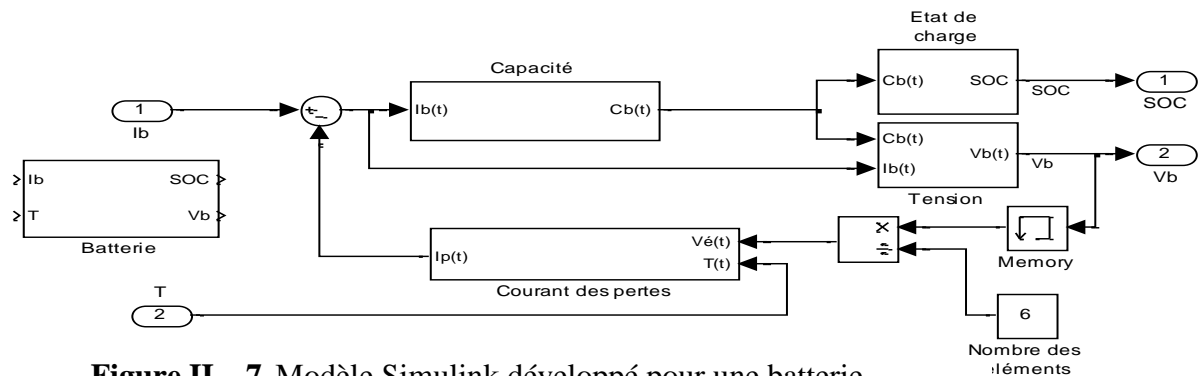


Figure II. 7 Modèle Simulink développé pour une batterie.

Comportement en décharge ($I_b < 0$)

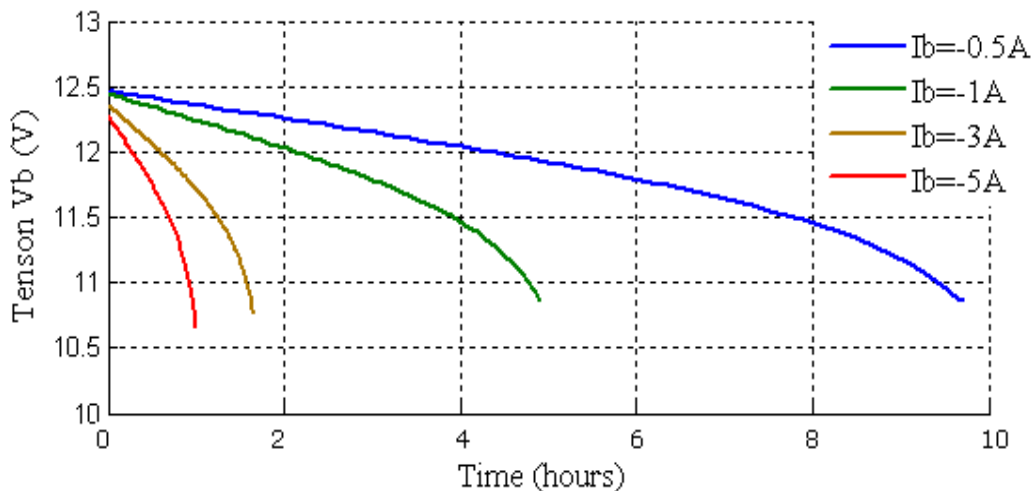


Figure II. 8 Tension d'une batterie pour différentes valeurs du courant de décharge ($T=25^{\circ}C$).

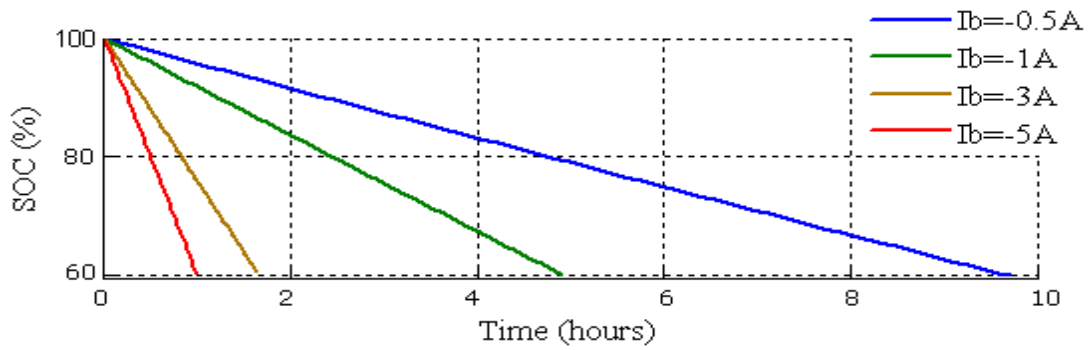


Figure II. 9 Etat de charge (SOC) d'une batterie pour différents courants de décharge ($T=25^\circ\text{C}$).

Pour le processus de la décharge, on observe un comportement presque identique, sauf qu'il semblerait présentait un petit changement dans la forme de l'allure de la courbe.

L'état de charge de la batterie (SOC) varie entre 60 et 100 %, la gamme de fonctionnement recommandée. Quand l'état de charge de la batterie atteint 60%, on dit qu'elle est déchargée et nécessite une recharge avant la remise en fonctionnement (ce point change suivant le type et le modèle de la batterie).

La figure II.8 montre l'importante de l'influence du courant de décharge sur la tension d'une batterie, elle décroît proportionnellement avec ce courant de décharge. Quand le courant de décharge est faible par exemple (-0.5 A), la tension à la fin de décharge atteint une valeur proche à celle nominale, après une durée importante (environ 10 heures). Quand le courant de décharge atteint par exemple (-5 A), la tension de la batterie atteint rapidement des valeurs trop faible par rapport à la tension nominale environ une heure et demi.

La figure II.9 montre l'autre influence du courant de décharge sur l'état de charge de la batterie. Quand le courant de décharge atteint (-5 A), la batterie se décharge rapidement (une heure de temps) et nécessite une recharge, et quand ce courant atteint (-0.5 A) la batterie se décharge pendant une durée importante environ 10 heures. Ceci montre l'importance de l'assemblage en série de plusieurs batteries, en vue d'avoir un courant important pendant une durée optimale.

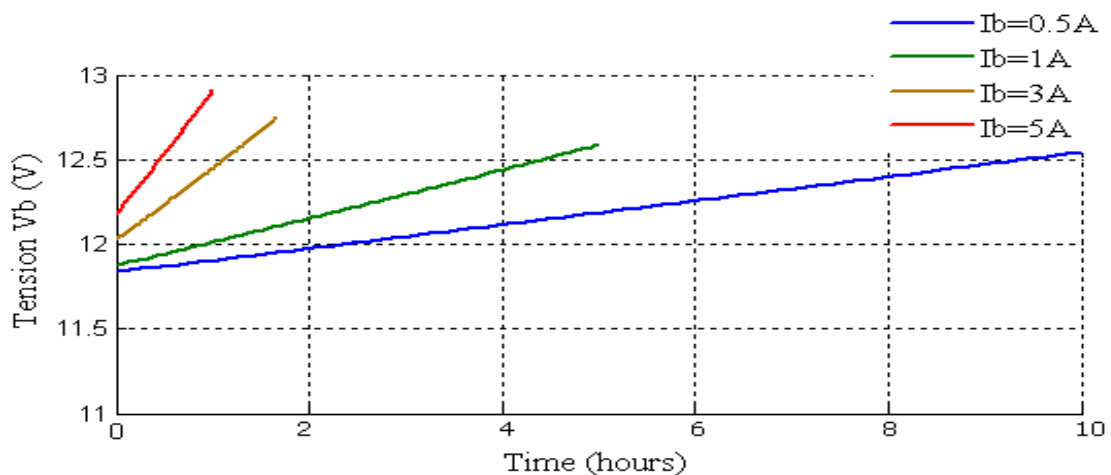


Figure II. 10 Tension de charge d'une batterie pour différentes valeurs du courant de charge.

Comportement en charge ($I_b > 0$)

Les figures II.10 et II.11 montrent bien l'effet de l'importance du courant sur le temps de charge de la batterie. On observe aussi que lorsque le courant est faible, la tension finale de charge est relativement faible est qu'elle n'atteint pas sa valeur nominale. Les courbes montrent aussi l'effet de la capacité initiale de la batterie.

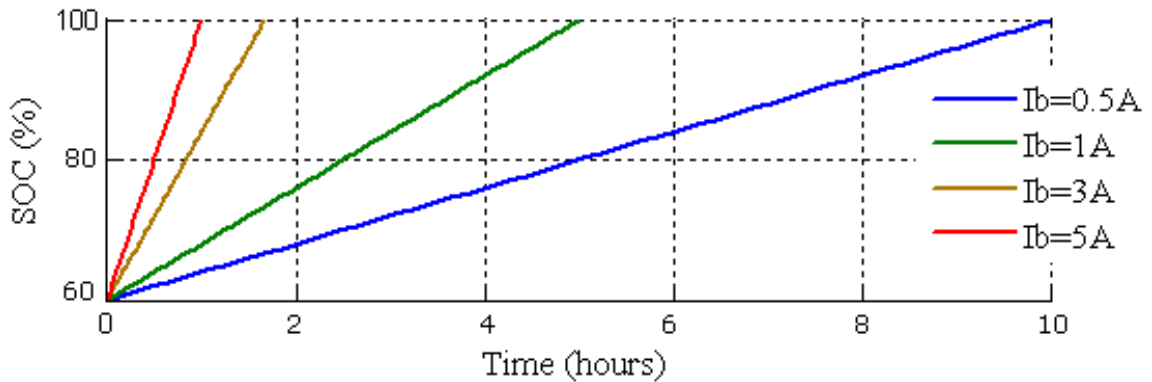


Figure II. 11 Etat de charge d'une batterie pour différentes valeurs du courant de charge ($T=25^{\circ}C$).

II.2.3. Modélisation de la régulation

Comme c'est décrit dans le chapitre I, un régulateur dans un système PV a deux rôles : la commande du fonctionnement du système (sélection du mode) et la protection de la batterie. La régulation de charge/décharge est la fonction primordiale pour une batterie d'accumulation dans un système photovoltaïque. Cette fonction peut être basée sur la tension de la batterie, où le régulateur doit limiter cette tension entre deux seuils, afin d'éviter les effets indésirables de la surcharge et la décharge profonde.

II.2.3.1 Description

Dans cette simulation et en vue d'augmenter la durée de vie de la batterie, puisqu'elle possède un nombre fini de cycles de recharge, notre étude sera basée sur le régulateur de l'état de charge de la batterie (SOC). La batterie doit être pleinement chargée avant la mise en décharge, et complètement déchargée avant la recharge. De cette manière, la tension de la batterie sera automatiquement limitée entre, un seuil haut correspond à l'état de pleine charge, et un seuil bas correspond à l'état de décharge autorisée. Donc, on peut assurer par ce régulateur un fonctionnement optimisé de la batterie, une durée de vie maximale d'une part et une protection parfaite d'autre part.

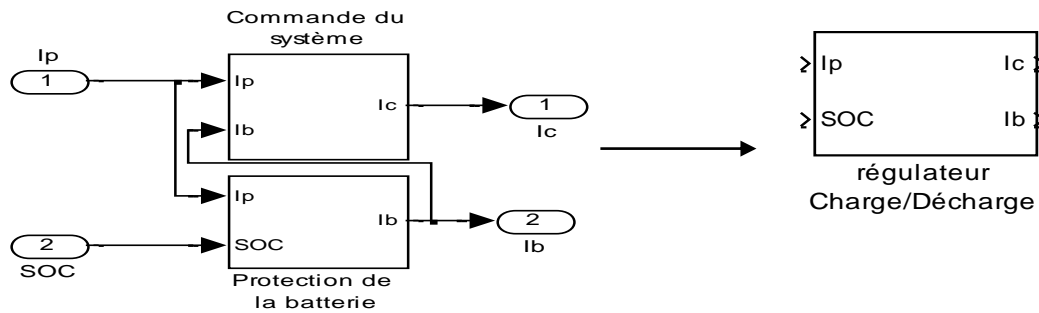


Figure II. 12 Modèle Simulink développé pour un régulateur de Charge/décharge.

Pour la protection, ce régulateur contrôle le courant de la batterie (I_b) avec des commutations *Tout-Ou-Rien (TOR)*. Quand la batterie atteint le seuil bas de la décharge profonde ($SOC \leq 60\%$), le régulateur permet à la batterie après une durée (D : représentant la durée de stockage) de se recharger par le courant du générateur PV (I_p), et quand la batterie atteint son état de pleine charge ($SOC = 100\%$), le régulateur déconnecte la batterie après la même durée (D) qui va se décharger avec un courant de décharge supposé constant dans cette simulation.

II.2.3.2 Comportement du modèle

Dans cette simulation, le modèle développé pour le régulateur prend la tâche de réguler la charge et la décharge d'une batterie (Courant I_b) par un courant variable similaire à ce d'un panneau (Courant I_p). Les résultats du comportement seront visualisés dans la tension de la batterie (Tension V_b) sur la figure II.13 :

Il apparaît sur la figure II.13 et sur le graphe du (SOC) que la batterie se charge jusqu'elle atteint son état de pleine charge, puis elle se maintient à cet état pendant la durée (D) avant qu'elle se décharge. L'état de charge de la batterie (SOC) est limité entre deux seuils (60 et 100%), ainsi que sa tension est aussi limitée, ce qui sert à la protection de la batterie.

Le basculement qui apparaît sur le courant de la batterie (I_b), représente l'intervention du régulateur qui charge ou décharge la batterie à savoir son état de charge (SOC). Dans les phases de charge Figure II.13, et quand l'état de charge reste inférieur à sa valeur maximale (100%), le régulateur connecte la batterie avec le panneau afin de la charger, le courant de la batterie (I_b) est donc positif et égale au courant du panneau (I_p). Dans la phase de décharges, et quand l'état de charge reste supérieure à sa valeur minimale (60%), le régulateur déconnecte la batterie, le courant (I_b) est donc négatif et constant (le cas de l'alimentation d'une charge à tension constante).

II.3. Simulation du système SPA complet sous Matlab-Simulink

L'idée de cette simulation consiste à assembler les modèles des différents éléments du système PV développés ci-dessus [16] (générateur PV, régulateur et batterie). Afin de visualiser le comportement de cette configuration, aux entrées du système des conditions météorologiques (ensoleillement et température) similaires à celle d'une journée ordinaire sont introduites, et on relève à la sortie les résultats du courant fournit.

II.3. 1 Description

La figure II.14 illustre le modèle Simulink développé, qui modélise le comportement d'un système PV autonome pour des valeurs différentes de données météorologiques (ensoleillement et

température). Ces données influent sur le courant du générateur photovoltaïque, ainsi que la température qui influe aussi sur la batterie. Le courant du générateur compose avec l'état de charge de la batterie les entrées du régulateur de charge/décharge, ce qui lui permet de protéger la batterie et de gérer le fonctionnement du système. Dans ce système la batterie le générateur et le régulateur ont la même tension. Pendant la phase de décharge, le courant de la batterie s'ajoute au courant du générateur, le cas où le courant du générateur n'est pas suffisant à l'alimentation de la charge. Pendant la phase de charge ce courant se soustrait du courant du générateur, quand le courant du générateur dépasse le courant nécessaire à l'alimentation, le courant excédent sera réservé à la recharge de la batterie. Pour cette raison, et afin de pouvoir distinguer les phases de charge et décharge, on va représenter le courant de la batterie en valeurs négatives et positives.

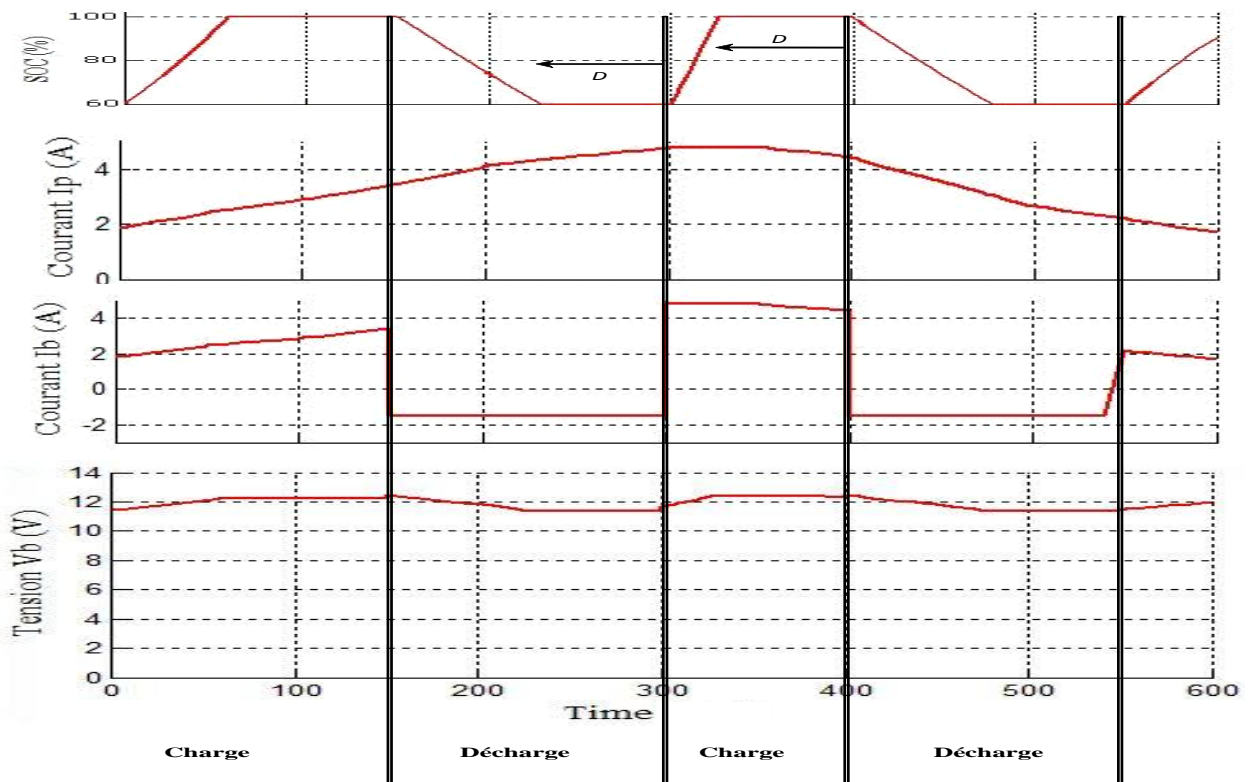


Figure II. 13 Résultats de fonctionnement du régulateur.

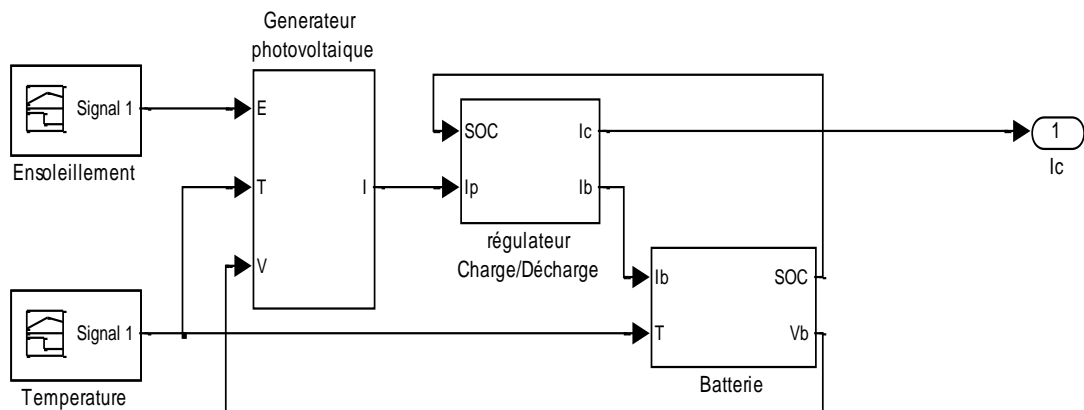


Figure II. 14 Modèle Simulink développé pour un système photovoltaïque autonome.

II.3. 2. Données météorologique

Les données météorologiques sont choisies pour un jour moyen [21] pour permettre de faire une simulation plus claire :

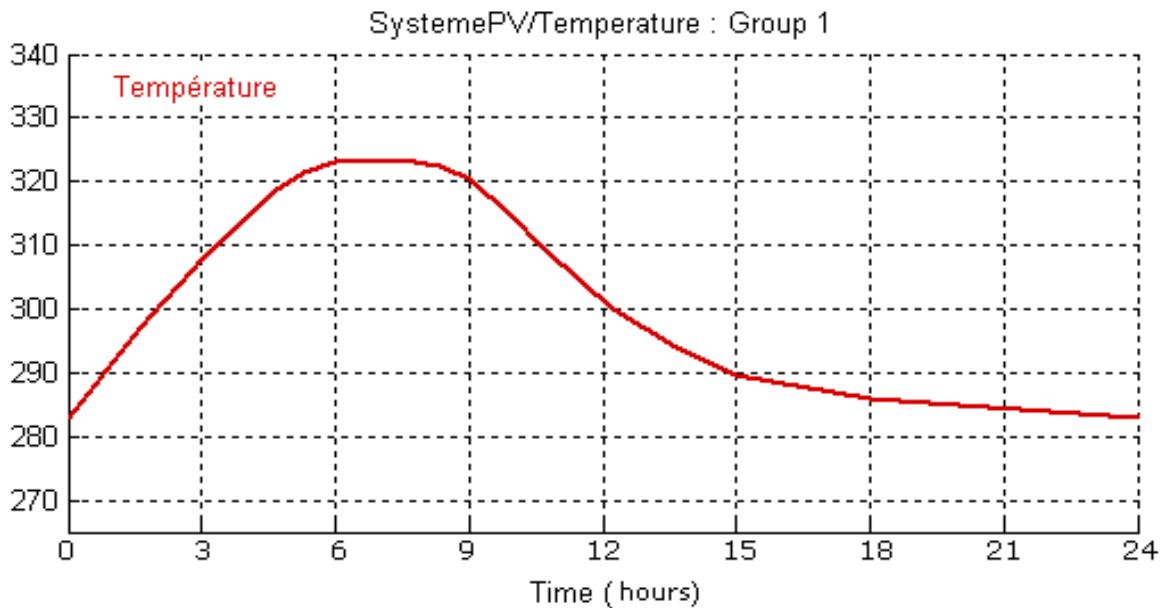


Figure II. 15 Variation de la température au cours d'une journée.

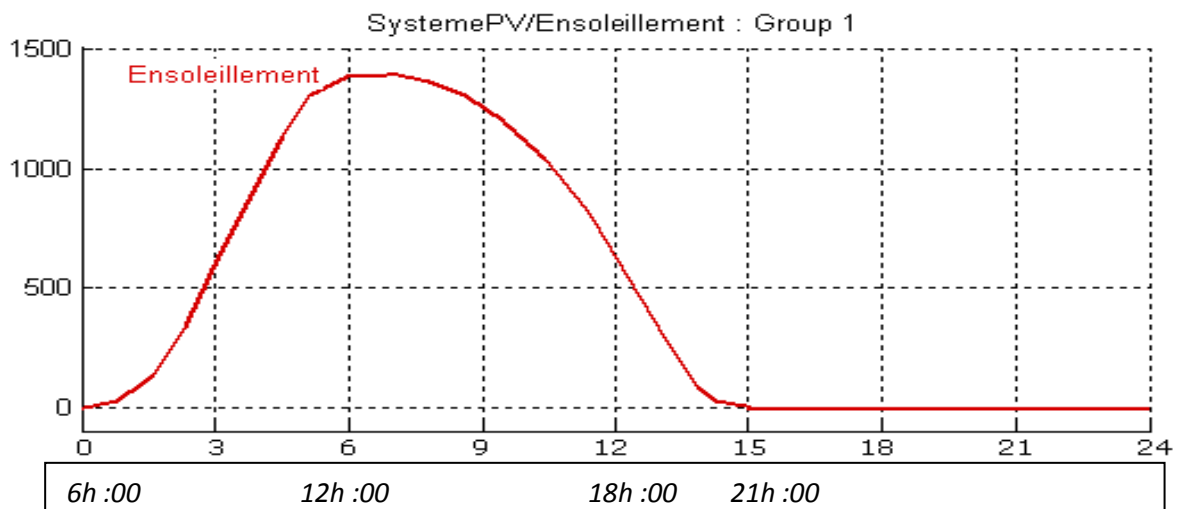


Figure II. 16 Variation de l'ensoleillement au cours d'une journée.

II.3. 3. Résultats et interprétation

Dans cette simulation, on a supposé que la charge a une tension constante, et on va définir une valeur du courant de la charge (I_c) pour laquelle le régulateur intervient et gère le fonctionnement du système (avec une valeur égale à 2A). Les résultats obtenus par le modèle Simulink développé pour un système PV autonome sont illustrés ci-dessus.

Le graphe du courant du générateur (I_p) (Fig : II.17) prend la même allure du graphe de l'ensoleillement (Fig : II.16). Ces résultats montrent l'influence des conditions météorologique sur le fonctionnement des systèmes PV.

De 0 à 3 heures, le courant du générateur montre un déficit de couvrir l'alimentation ($I_p < 2$ A), et il est compensé par le courant de la batterie ($I_c = I_p + I_b$). Le 4ème mode de fonctionnement «déficit de courant».

De 3 à 6 heures, le courant du générateur montre un excédent ($I_p > 2$ A), il peut alimenter la charge et recharger la batterie ($I_c = I_p - I_b$). Le 2ème mode de fonctionnement «excédent de courant».

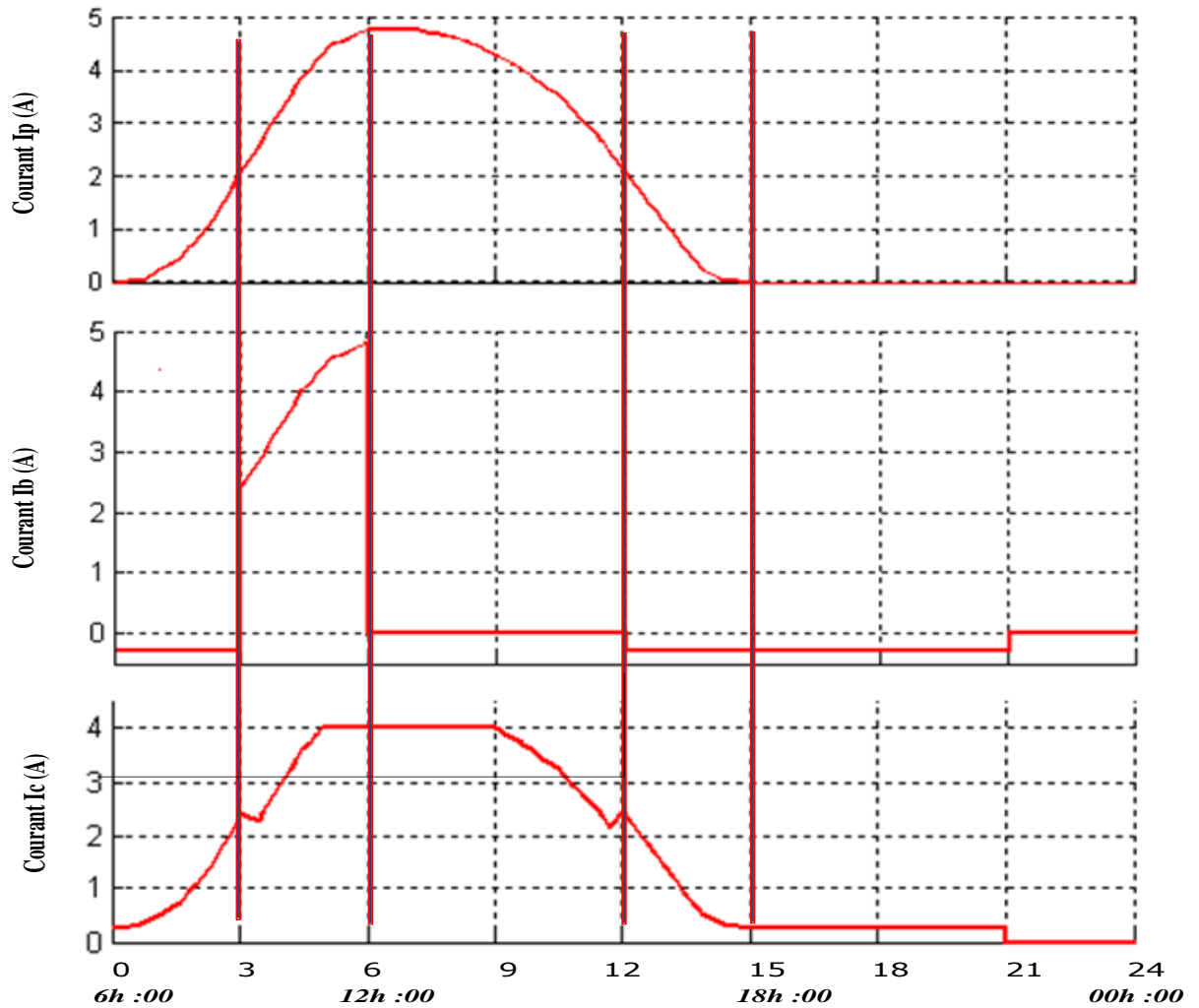


Figure II. 17 Résultats de fonctionnement du système.

De 6 à 12 heures, la batterie atteint son état de pleine charge, donc le régulateur doit la déconnecter ($I_b=0$), tout le courant du générateur alimente la charge ($I_c = I_p$). Le 3ème mode de fonctionnement «courant nul».

De 12 à 15 heures, le courant diminue et devient inférieur à 2 A et revient au premier cas de déficit.

De 15 à 21 heures, l'ensoleillement est trop faible et insuffisant pour produire un courant au niveau du générateur ($I_p=0$), la charge s'alimente à partir de la batterie ($I_c = I_b$). Le 5ème mode de fonctionnement «mode de nuit».

De 21 à 24 heures, le générateur est à l'obscurité et il ne peut générer aucun courant, ainsi que la batterie atteint le seuil de décharge profonde, où elle ne peut générer encore de courant. C'est le mode inopiné donc le système montre son déficit de couvrir la demande.

Le dernier mode de fonctionnement, montre l'incompatibilité entre la batterie et le panneau choisi. Ce mode peut être évité en faisant quelques calculs techniques dites dimensionnement (voir la partie dimensionnement), en tenant compte de tous les paramètres d'un système PV étudié et modélisée dans ce travail (la tension et le courant maximal du panneau, la tension nominale de la batterie, sa capacité nominale, sa durée de vie, ces conditions de fonctionnement et le choix du régulateur).

Note : il est à noter que le courant fourni à la charge (I_c) n'est pas convenable à une charge de tension constante, ce qui montre la nécessité d'avoir un étage d'adaptation dans un système photovoltaïque.)

II.4. Dimensionnement du système SPA

II.4. 1. Le besoin énergétique

II.4. 1.1 Description

Dimensionner, c'est calculer la taille, le dimensionnement énergétique, le besoin énergétique ou le bilan énergétique et la quantité d'énergie nécessaire pour assurer les dépenses énergétiques de la charge. La charge peut être simple comme une machine électrique, le système de pompage et le système d'éclairage, ou complexe comme l'ensemble des machines électriques qui appartiennent à un système. En d'autres termes le dimensionnement d'un générateur PV a pour but de déterminer l'optimum technico-économique entre la puissance crête du champ des panneaux solaires et la capacité des batteries associée à partir des besoins électriques de l'utilisateur d'une part, des données d'ensoleillement du site d'autre part, du prix et de la qualité des composants dont on peut disposer sur le marché [22].

II.4.1.2 Calculs

Avant de faire un calcul d'énergie nécessaire à un système, il faut bien rappeler la différence entre la puissance et l'énergie. L'exemple suivant peut expliquer la différence par une idée simple :

Une lampe consomme 20 WC (crête), elle consomme 20 w à chaque moment, c'est-à-dire sa puissance instantanée est de 20 w.

Si mon compteur électrique indique que j'ai consommé 550 kWh en un mois. C'est-à-dire la puissance consommée par les machines de ma maison pour une durée d'un mois est de 550 kW. Cela signifie que les deux grandeurs (énergie et puissance) sont donc reliées par le facteur temps.

Par définition l'énergie consommée d'un équipement est la multiplication de la puissance consommée par la durée d'utilisation de cet équipement [23].

La quantité totale d'énergie consommée par un système est la somme de chaque puissance consommée par chaque élément multipliée par la quantité de temps pendant lequel il a été utilisé [24]; Cette énergie peut être exprimée en unités de watts-heure (ou, plus couramment, le kilowattheures). L'objectif de dimensionnement est d'obtenir la consommation totale moyenne d'un système électrique pour une journée et par une période. La durée d'utilisation choisie généralement pour une étude de dimensionnement est plus délicate à cerner pour chaque équipement.

II.4. 2 Influence de localisation

L'influence de la localisation présente l'impact de l'ensemble des données météorologiques d'une zone sur le fonctionnement d'un système PV (Température, éclairage, vent et humidité). Elles sont généralement disponibles mois par mois dans les atlas solaires [25]. En plus l'angle d'inclinaison et l'orientation du générateur PV ont une influence directe sur le rendement du système.

Si le module est exposé dans ces conditions standard STC, il se caractérise par la puissance crête P_c produisant pour une durée de N heures d'exposition, l'énergie électrique produite E_{prod} en Wh est égale au produit de la puissance crête par le nombre d'heures N [26].

$$E_{prod} = N * P_c \quad (\text{II.15})$$

A cause de l'instabilité journalière du rayonnement solaire, les heures optimales de production d'énergie par les modules PV sont appelées **heures équivalentes** N_e . La formule la plus utilisée pour calculer les heures équivalentes est la division de l'énergie solaire journalière E_{sol} par unité de surface ($Wh/m^2.j$) par l'ensoleillement de référence $1000 w/m^2$ [27]

$$N_e = \frac{E_{sol}(wh / m^2)}{1000(w / m^2)} \quad (\text{II.16})$$

Avec : N_e nombre d'heures équivalentes en h/j.

La puissance du panneau étant directement proportionnelle au rayonnement instantané, on peut alors multiplier la puissance crête du panneau par le nombre d'heures équivalentes pour obtenir la production du module photovoltaïque pendant une journée [27].

$$E_{prod} = N_e * P_c \quad (\text{II.17})$$

II.4. 2.1 Angle d'inclinaison optimale

La puissance du module PV dépend non seulement de la puissance contenue dans le rayonnement solaire, mais aussi de l'angle entre le module et le soleil. Lorsque la surface absorbante et la lumière du soleil sont perpendiculaires l'une à l'autre, la densité de puissance sera toujours à son maximum.

La quantité de rayonnement solaire incidente sur une surface inclinée du module est la composante du rayonnement solaire incident qui est perpendiculaire à la surface du module. La figure suivante Figure II.18 montre comment calculer le rayonnement incident sur une surface inclinée (notre cas le module PV S_{module}) donné, soit le rayonnement solaire mesurée sur une surface horizontale (S_{horiz}) ou le rayonnement solaire mesurée perpendiculairement au soleil ($S_{incident}$) [28] :

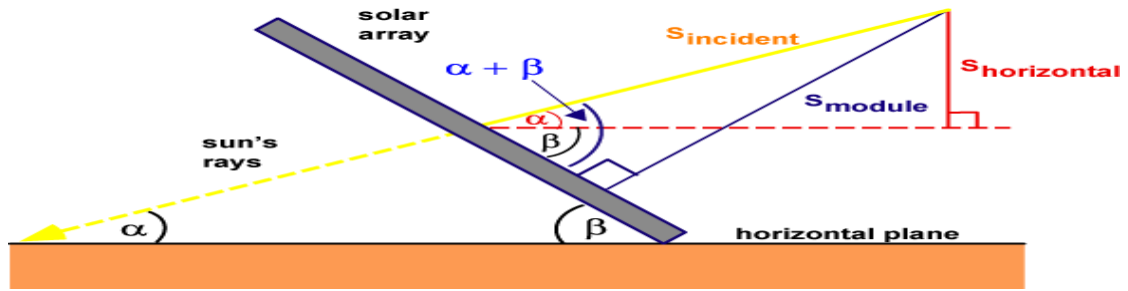


Figure II. 18 Méthode de calcul de l'angle d'inclinaison du module [28].

Les équations relatives à S_{module} , S_{horiz} et S_{incident} sont :

$$S_{\text{horizontal}} = S_{\text{incident}} * \sin\alpha \quad (\text{II.18})$$

$$S_{\text{module}} = S_{\text{incident}} * \sin(\alpha + \beta) \quad (\text{II.19})$$

$$\frac{S_{\text{module}}}{S_{\text{incident}}} = \sin(\alpha + \beta) \quad (\text{II.20})$$

$$(\alpha + \beta) = \sin^{-1}\left(\frac{S_{\text{module}}}{S_{\text{incident}}}\right) \quad (\text{II.21})$$

$$\beta = \sin^{-1}\left(\frac{S_{\text{module}}}{S_{\text{incident}}}\right) - \alpha \quad (\text{II.22})$$

α est l'angle d'élévation est donnée par :

$$\alpha = 90 - L + \delta \quad (\text{II.23})$$

δ est l'angle de déclinaison, varie selon la saison en raison de l'inclinaison de la Terre sur son axe de rotation et la rotation de la terre autour du soleil. La terre est inclinée de $23,45^\circ$, et δ est donnée par l'équation (II.24) [29-30]

$$\delta = 23,45^\circ \sin\left[\frac{360}{365}(284 + d)\right] \quad (\text{II.24})$$

β : est l'angle d'inclinaison du module mesuré à partir de l'horizontale. L : et la latitude du lieu

Où d est le jour de l'année ($d=1$ pour le premier janvier). On trouve dans la littérature ($d-81$) puisque par calcul mathématique simple ($284 + d$) est équivalent à ($d-81$). Pour un dimensionnement optimal $d=355$ (le 21 décembre la plus courte journée de l'année).

Donc $\delta = -23.44^\circ$

L'angle d'inclinaison β d'un module photovoltaïque par rapport à l'horizontale est donné par la relation suivante :

$$\beta = \sin^{-1}\left(\frac{S_{\text{module}}}{S_{\text{incident}}}\right) - (90 - L + \delta) \quad (\text{II.25})$$

II.4. 2.2 Orientation

Il est essentiel de tenir compte que l'orientation optimale du module est proportionnelle à la quantité d'énergie produite. Pour les systèmes PV fixes il a été convenu que, l'orientation du panneau solaire sera vers le sud si le positionnement est dans l'hémisphère nord et vers le nord si le positionnement est dans l'hémisphère sud.

II.4. 3 Dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome SPA

II.4. 3.1 Dimensionnement du champ photovoltaïque

Le champ photovoltaïque est dimensionné pour satisfaire aux besoins journaliers de consommation.

Le dimensionnement des panneaux PV se fait suivant la formule suivante [31] :

$$P_c = \left(\frac{B_j}{G_j * \eta_b * \eta_i} \right) - (90 - L + \delta) \quad (\text{II.26})$$

B_j : les besoins énergétiques journaliers [Wh] P_c : puissance crête des panneaux PV [W],

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

η_b : rendement électrique des batteries, η_i : rendement électrique de l'installation (en tenant compte des différentes pertes et les pertes des convertisseurs).

Les paramètres de dimensionnement du module PV sur la fiche technique

Chaque fiche technique d'un produit donne une synthèse sur les caractéristiques techniques et commerciales, qui regroupe les informations relatives au fonctionnement sur terrain ; forme, coupe, description, dimension, matière, composition, puissance, garantie, durée de vie, entretien et nettoyage.

Pour un système PV (module PV, régulateur, onduleur, batterie et charge) la lecture profonde d'une fiche technique évite des problèmes dramatiques dans les installations, par exemple la tension maximale du régulateur, la température max, mode de protection,

Sur la fiche technique d'un module PV la signification et l'utilité des facteurs suivants sont indispensable pour arriver à un dimensionnement adéquat :

Coefficient de température

C'est la variation de la valeur par unité de variation de température dans les cas où la température du milieu est supérieure à la température **NOCT(45°)**, on trouve 3 coefficients de température, pour la puissance, la tension et le courant:

- ✓ **coefficient courant-température** : variation de la valeur du courant de court-circuit par unité de variation de température.
- ✓ **coefficient puissance-température** : variation de la puissance d'un module photovoltaïque par unité de variation de température.
- ✓ **coefficient tension-température** : variation de la tension en circuit ouvert d'un module photovoltaïque par rapport à une variation de température de ce dispositif.

Exemple de calcul

La fiche technique du module **CEM100M-36** fabriqué par l'entreprise Algérienne **Condor electronics** indique que le coefficient courant-température = +0,03 %/°C, le coefficient puissance-température = -0,41 %/°C et le coefficient tension-température = -0,32 %/°C

L'été dans la zone saharienne est connu par ses pics de températures généralement supérieurs à 45° C, par exemple à T= 48° C (3 °> NOCT) : Les paramètres électriques du 4 modules **CEM100M-36** connecté en série sont indiqués dans le tableau suivant :

	Paramètres fiche technique à T≤NOCT	Paramètres à T= 48° C pour un module	Paramètres à T≤ NOCT pour 4 modules en série	Paramètres à T= 48° C Pour 4 modules en série
V _{OC} (V)	20.68	20.68	86.56	85.6
I _{CC} (A)	5.8	5.89	5.89	5.89
P(W)	100	98.77	400	395.08

Tableau II . 1 Pertes de puissances en fonctions d'augmentation de température.

A partir du tableau II.1, une perte de 5 W pour une petite installation de 400 W (1.25 % de pertes) peut convergée à un mauvais dimensionnement si ces fluctuations ne sont pas prises en considération [32].

Indice de Protection IP

Le code **IP**, pour *Ingres Protection*, est décrit dans la norme internationale CEI 60529. La CEI (Commission Électronique Internationale), considère que le code IP correspond au degré de protection de l'appareil électrique. L'IP se décompose en deux nombres signifiants deux modes de protections, le premier chiffre à droite signifie la protection contre les corps étrangers et le deuxième à gauche signifie la résistance à l'eau comme le montre le tableau II.2.

Premier chiffre	Signification	Deuxième chiffre	Signification
0	Sans protection	0	Sans protection
1	Protection contre les corps étrangers > 50 mm	1	Protection contre les gouttes verticales
2	Protection contre les corps étrangers > 12,5 mm	2	Protection contre les gouttes obliques (inclinaison maximale 15°)
3	Protection contre les corps étrangers > 2,5 mm	3	Protection contre l'eau « de pluie »
4	Protection contre les corps étrangers > 1 mm	4	Protection contre les éclabousses
5	Protection contre les dépôts de poussière	5	Protection contre les jets d'eau
		6	Protection contre les paquets d'eau
		7	Protection contre l'immersion
		8	Protection contre l'immersion permanente

Tableau II . 2 Tableau des classes de protection.

Généralement le module photovoltaïque a un IP égal à 65 (le premier chiffre = 5 et le deuxième chiffre = 6).

Charge maximale de la diode by-pass (A)

Quand le courant du panneau solaire dépasse le courant maximal de la diode, cette dernière sera claquée et le module se dégrade rapidement jusqu'à la défaillance. En général la charge maximale de la diode by-pass est supérieure au courant court-circuit du module de 5 A.

Tolérance de puissance

Par exemple, si la puissance du panneau solaire de 245 watts et la tolérance est +/- 5 cela signifie que la valeur de production allant de 240 à 250 watts.

II.4. 3.2 Dimensionnement du parc de batteries

Le parc de batteries est le poumon du système PV autonome qui assure la fourniture d'énergie compatible avec la demande de la charge, quelle que soit la qualité de l'ensoleillement. Le dimensionnement du parc de batteries repose sur la contrainte du choix de la tension de batteries avec sa capacité.

Choix de la tension du parc de batteries

Pour donner une tension stable (constante) d'une batterie il doit être pris en compte la minimisation de la chute de tension dans les câbles (contrainte de performance) et l'évitement total les échauffements de

$$V_{bat} = \left(\frac{\rho * 2L * I}{S * \varepsilon} \right) \quad (\text{II.27})$$

Avec :

- ε la chute de tension, en %
- V_{bat} : tension au départ des câbles, en l'occurrence dans ce cas précis, la tension du parc de batteries V_{bat} .
- ρ : résistivité du matériau conducteur (cuivre ou aluminium) dans les conditions de température d'exploitation, exprimée en $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.
- $2L$: Longueur des câbles (aller et retour), exprimée en m.
- S : Section des câbles, exprimée en mm^2 .
- I : l'intensité du courant.

La capacité totale des batteries peut être approchée par la formule suivante [33]:

$$C_{bat} = \frac{B_j * N}{V_{bat} * \eta_b * D_b} \quad (\text{II.28})$$

C_{bat} : la capacité nominale des batteries [Ah] .

B_j : les besoins énergétiques journaliers [Wh]

N : le nombre de jour d'autonomie.

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

η_b : le rendement énergétique des batteries est de 0.8 à 0.85.

D_b : le Profondeur de décharge des batteries.

Autonomie d'une batterie

C'est le nombre de jours pendant lequel le système peut fonctionner en absence d'énergie produite par les panneaux PV. Généralement l'autonomie est fixée entre (2 et 5) jours suivant le degré d'importance du système d'alimentation. Cette durée influe directement sur la taille du parc de batteries ainsi que sur le budget d'installation.

Les paramètres de dimensionnement d'une batterie sur la fiche technique

Des éléments fondamentaux qui peuvent être tirées à partir d'une fiche technique et qui assurent une protection de la batterie sont :

- ❖ Courant de charge maximale : suivant la taille de la batterie et le type, pour les batteries étanches est entre 20 A et 40 A.
- ❖ Autodécharge : Suivant la norme *NF EN 50272*, la batterie dite solaire si la facteur de autodécharge est 3% par mois de la capacité totale .
- ❖ **Durée de vie** : c'est le nombre de cycles charge-décharge, sachant que le cycle charge-décharge correspond à une décharge de 80 % de la capacité et à une recharge à 100 %. Entre 100 et 1000 cycles qui dépend de la technologie.
- ❖ Température de fonctionnement en charge et en décharge : de -20°C à $+60^{\circ}\text{C}$.

II.3. 3.3 Dimensionnement du régulateur

Les régulateurs commercialisés aujourd'hui sont des hacheurs MPPT avec l'option de régulation de charge SOC. Les installateurs des systèmes PV doivent connaître les spécifications techniques qui permettent de faire un bon choix et bien adapter ou système complet.

Les paramètres de dimensionnement

Le dimensionnement d'un régulateur se résume dans la sélection de 2 contraintes ; le courant maximal du module PV et la tension nominale de la batterie. Habituellement, il est mentionné sur le nom. Par exemple le régulateur **GSC-F1224-10M** fabriqué par CONDOR ELECTRONICS peut supporter un courant de **10 A** à partir du module et il a la possibilité de communiquer avec les batteries de **12 V** et **24 V**.

Les paramètres de dimensionnement sur la fiche technique

Le régulateur est le pilier d'un système PV, car c'est l'élément qui permet de protéger tous les équipements de la chaîne PV. Il assure les protections suivantes :

Protection contre les surcharges; protection contre les décharges profondes; protection contre le court-circuit de la charge et du module PV; protection contre la sur température ; la surcharge et la protection contre le courant d'inversion de la polarité de la batterie, de la charge et du module PV.

II.3. 3.4 Dimensionnement de l'onduleur

Souvent, on devra utiliser un onduleur pour adapter la puissance générée à la charge alternative. La puissance nominale d'un onduleur est la puissance exprimée en VA que le convertisseur est capable de la délivrer en fonctionnement permanent.

Les paramètres de dimensionnement

Le rendement est le critère le plus important, car il influe directement sur le dimensionnement du champ PV et des batteries. Celui-ci varie en fonction du taux de charge (rapport de la puissance de sortie et de la puissance nominale). Le rendement de l'onduleur est le rapport entre l'énergie de sortie et l'énergie fournie par le générateur PV, il est exprimé en pourcentage. Aujourd'hui, les meilleurs onduleurs atteignent des pics de rendement de 98% et la moyenne des pics de rendement est de 95,2% [34]. Pratiquement le dimensionnement de la puissance d'onduleur est placé en deuxième position après la détermination du besoin énergétique B_j . Elle est donnée par [35] :

$$P = \frac{E_c}{0,8} = 1,25 * E_c \quad (\text{II.29})$$

E_c : l'énergie alternative consommée.

Les paramètres de dimensionnement sur la fiche technique

Parmis les paramètres indispensables sur la fiche technique de l'onduleur : le rendement ou le facteur de puissance de sortie, la température ambiante qui doit être compatible aux zones sahariennes), la puissance, IP et les modes de protections (les mêmes modes du régulateur).

Exemple de calcul

Le besoin énergétique de 2kw (sous 220 v) avec un onduleur qui a un rendement de 0.8, exige un champ photovoltaïque de 2.5 kw.

II.3. 3.5 Dimensionnement des câbles

En pratique, un câble n'est pas un conducteur parfait : il se comporte comme une résistance.

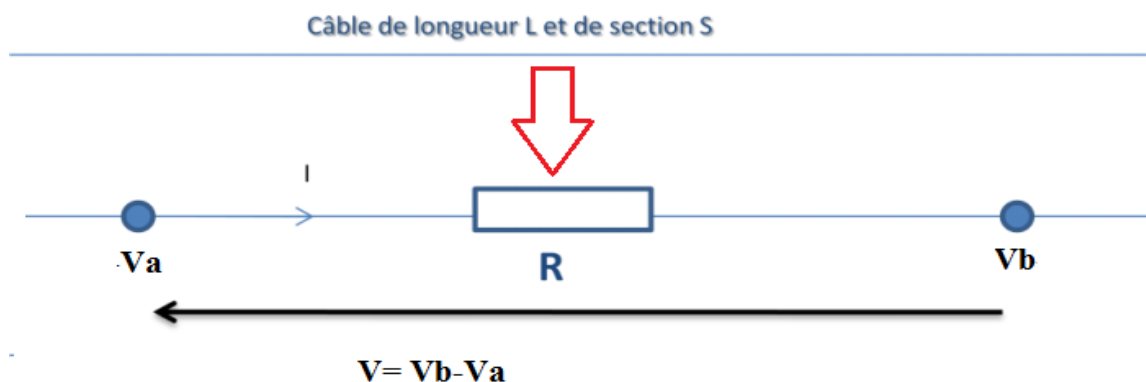


Figure II. 19 Le modèle d'un conducteur.

La résistance R du câble va provoquer une chute de potentiel entre les deux points A et B du câble, et d'après la loi d'Ohm :

$$V = V_a - V_b = R * I \quad (\text{II.30})$$

Chute de tension

Théoriquement le câble était parfaitement conducteur, on aurait :

$$R=0 \implies V=0 \text{ donc } V_a=V_b$$

Mais pratiquement le câble a une résistance $R>0$, ce qui implique : $V_a>V_b$ ce qui provoque une chute de tension. Cette chute correspond physiquement par effet Joule, c'est-à-dire à un échauffement du câble. Ce dernier induit des pertes de puissance dans les installations photovoltaïques. C'est pourquoi, le dimensionnement optimal d'un système PV conduit à réduire au maximum ces chutes de tension. La chute de tension est donnée par la formule suivante :

$$\varepsilon = \frac{V_a - V_b}{V_a} \quad (\text{II.31})$$

Formule de calcul

La norme **UTE C15-712** relative aux installations PV oblige que la chute de tension dans un câble DC doit être inférieure à 3% et par définition la résistance d'un câble est définie par :

$$R = \frac{\rho * L}{S_a} \quad (\text{II.32})$$

L est la longueur du câble (m), S est la section du câble (mm^2) et ρ ($\Omega \cdot \text{m}$) est la résistivité du câble. Pour un câble en cuivre $\rho = 1.7 \times 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$

$$\varepsilon = \frac{R * I}{V_a} = \frac{\rho * L * I}{S * V_a} \quad (\text{II.33})$$

La longueur du câble est connue et la section du câble qui doit être calculée, à partir de l'équation (II.33) on obtient :

$$S = \frac{\rho * L * I}{\varepsilon * V_a} \quad (\text{II.34})$$

Le courant et la tension admissibles des câbles

Le dimensionnement de la section du câble est fonction du courant et de la tension qui circulent dans ce câble. Ces deux grandeurs sont la tension V_{oc} et le courant I_{cc} . Par ailleurs la norme solaire **UTE C15-712** impose, des coefficients de sécurité sur ces valeurs : $V=1,15 * V_{oc}$ et $I= 1,25 * I_{cc}$.

Les câbles module –régulateur, régulateur – batterie, régulateur –onduleur et Onduleur-charge seront choisis par la même méthode.

II.5. Protection du système SPA

La protection peut être ordonnée en deux parties : protection de la partie continue et de la partie alternative, la norme **UTE C15-712** énoncée précédemment impose les règles de prévention suivantes :

II.5.1 Protection de la partie continue

II.5.1.1 Protection du générateur PV

✚ **La protection par diodes by-pass (ou parallèles)** installée dans la boîte de jonction du module PV, elle a pour but de protéger les cellules en série dans le cas d'un écart dans le courant entre les cellules provoquée par un ombrage partiel sur certaines cellules.

✚ **La protection par diodes série (ou anti-retour) :** On dispose pour cela de diodes anti-retour mises en série avec le GPV (de blocage). Cette diode est indispensable quand la charge du module PV est une batterie. En fait, cette diode évite que la batterie ne débite sur le module PV pendant la nuit. Elle est placée entre le module et le régulateur

II.5.1.2 Le coffret de protection DC

Le coffret comprend des fusibles, ils ont pour rôle d'élément de coupure pour protéger les modules PV et le régulateur contre le courant de retour d'onduleur et contre les risques de surintensité causée par un défaut électrique. La norme précédente nous oblige à choisir le courant du fusible qui doit être compris entre 1,5 et 2 fois le courant de court-circuit I_{cc} et la tension doit être égale à 1,15 V_{oc} fois la tension circuit ouvert de la chaîne PV dans les conditions *STC*. Le coffret est placé entre le régulateur et l'onduleur.

Le coffret comprend aussi *un interrupteur-sectionneur*, la norme *UTE C15-712* conseille que le courant et la tension d'interrupteur doivent être dimensionné selon la règle suivante : $V = V_{oc} * 1,15$ et $I = I_{cc} * 1,25$.

II.5.1.3 Parafoudre DC

Les parafoudres sont utilisés dans les installations où le risque de foudre est très important. Les normes *NF EN 61643-11* et *UTE C15-712* réglementent l'utilisation des parafoudres suivant la localisation du champ PV.

II.5.2 Protection de la partie alternative

II.5.2.1 L'interrupteur-sectionneur AC

Il est placé après l'onduleur, le dimensionnement d'interrupteur AC est espéré pour supporter le courant global généré à la sortie de l'onduleur. Donc il consiste à choisir le calibre normalisé directement supérieur.

II.5.2.2 Parafoudre AC

Il est choisi de la même méthode d'un parafoudre DC sous les mêmes obligations des normes précédentes. La figure II.20 donne une vision globale sur la protection d'un système SPA.

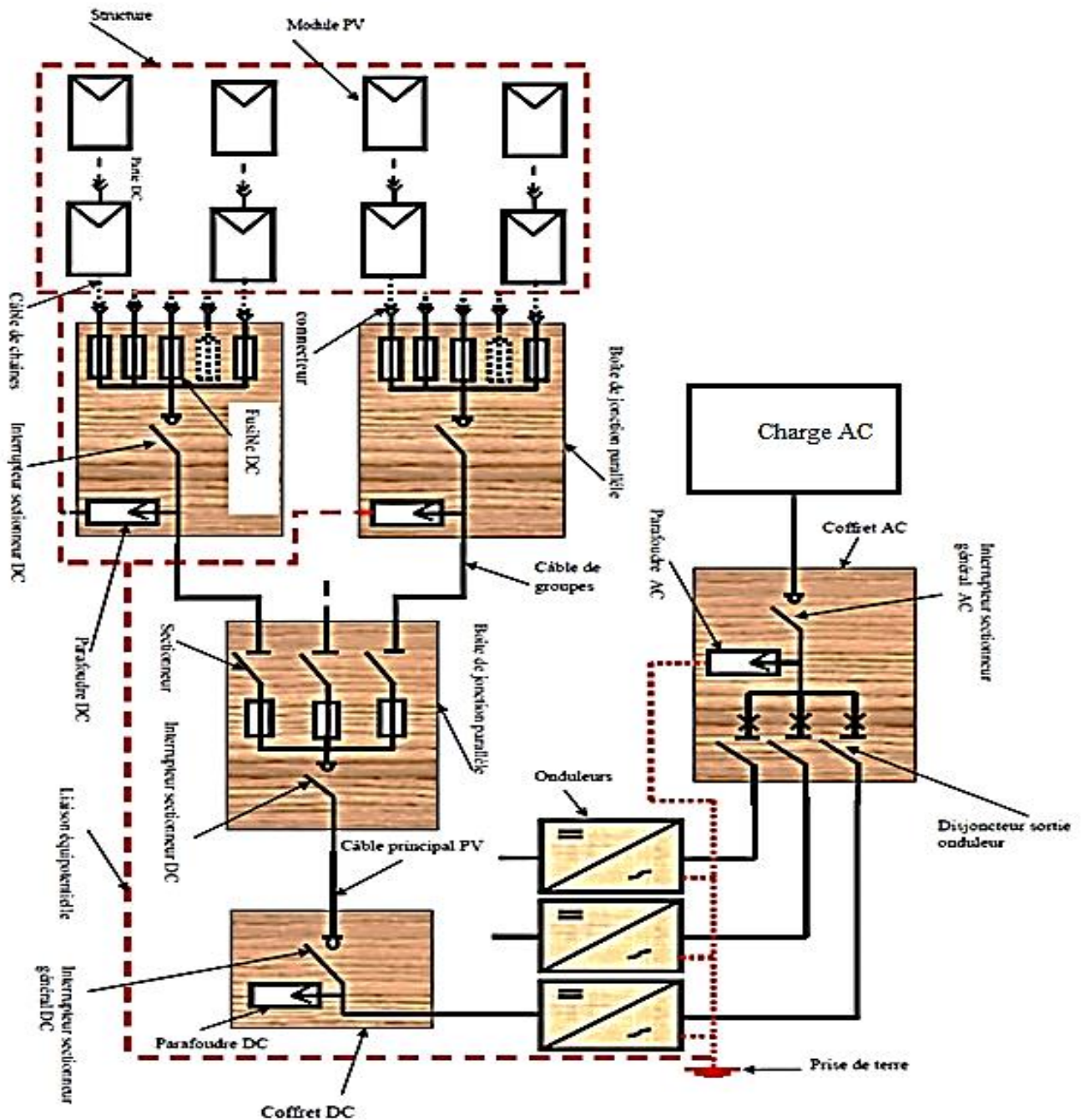


Figure II. 20 Schéma électrique de principe d'une installation PV [36].

Conclusion

Le travail effectué dans ce chapitre est réservé à la modélisation et le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome SPA : il comprend :

- La modélisation de chaque composant de ce système, en tenant compte de tous les paramètres influents sur chaque composant.
- L'assemblage des modèles de ces composants dans un même programme en vue de modéliser le système complet.

- Proposition d'une méthode de dimensionnement optimale pour l'ensemble du système SPA, en tenant compte des conditions imposées dans la pratique et les normes internationales du domaine photovoltaïque et électrotechnique.

Pour le générateur PV, on a présenté les trois différents modèles cités dans la littérature (simplifié, à une diode et à deux diodes), et les programmes développés pour chaque modèle. Une comparaison entre les résultats de ces trois modèles a permis d'extraire le modèle le plus adapté, et qui est dans cette étude le modèle à deux diode.

Pour la batterie, le choix dans cette étude, est un modèle conforme aux applications photovoltaïques, qui donne la tension et l'état de charge d'une batterie au plomb de 12 V. Un programme a été développé pour ce modèle donnant des résultats en tension et état de charge.

Pour le régulateur chargé de la protection de la batterie et la gestion du fonctionnement du système complet. Le modèle et le programme développés, donnent des résultats dans le cadre des tâches de ce circuit ; mettre la batterie en charge ou décharge selon son état de charge, et changer le mode de fonctionnement selon l'état du système. Par l'association de trois programmes développés, on est arrivé à un programme qui modélise le système photovoltaïque autonome.

La deuxième partie traite les différentes étapes pour dimensionner un système photovoltaïque autonome. Qui peuvent être résumées par les points suivants :

- ✚ Bilan énergétique nécessaire pour assurer les dépenses énergétiques de la charge.
- ✚ La taille du champ PV qui dépend du lieu d'installation (le niveau d'ensoleillement, la température), l'orientation et l'angle d'inclinaison optimal. Avec l'identification de l'ensemble des paramètres et règles nécessaires.
- ✚ Le parc de batteries sous contraintes : le choix de la tension des batteries, le choix de la capacité, autonomie du système, les modes de protections avec un exemple concret.
- ✚ La taille de l'onduleur avec ces différents paramètres.
- ✚ La section du câble suivant la norme dans le domaine solaire concernant la chute de tension et le mode de protection.
- ✚ Finalement on a donné les principaux modes de protection primordiale pour une installation SPA.

CHAPITRE 03

Techniques de poursuite du point de puissance maximale & Convertisseurs DC-DC

« Une personne qui n'a jamais commis d'erreurs n'a jamais tenté d'innover ».

Albert Einstein.

Techniques de poursuite du point de puissance maximale

III.1 Introduction

Comme on a vu dans les chapitres précédents, les caractéristiques d'un générateur photovoltaïque sont affectées fortement par les changements atmosphériques de la radiation solaire de la température ainsi que l'ombrage partiel, qui demande une adaptation permanente de la charge pour générer sa puissance maximale. Cette adaptation pourra être réalisée par l'insertion d'un convertisseur DC-DC (les hacheurs), Il est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV et il est contrôlé par un mécanisme de poursuite MPPT (Maximum Power Point Tracking).

Au cours des dernières décennies, de nombreuses méthodes pour trouver le MPP ont été élaborées et publiées. Ces techniques diffèrent dans de nombreux aspects tels que les capteurs nécessaires, la complexité, le coût, la gamme de l'efficacité, la vitesse de convergence, le suivi correct lorsque l'irradiation et / ou la température changent, le matériel nécessaire pour la mise en œuvre.

Dans ce chapitre, on abordera les différentes méthodes MPPT les plus fréquentes dans la littérature, on donne en détails les différents types de convertisseurs DC-DC, utilisés dans les systèmes photovoltaïques et on discute les modèles mathématiques de ces derniers.

III. 2 Synthèse des différentes MPPT rencontrées dans la littérature

III. 2.1.Principe du MPPT

Le principe MPPT est l'utilisation d'un circuit qui mesure la tension et le courant du panneau pour tirer l'énergie au point de puissance maximale. Ceci permet de garantir que le maximum d'énergie est fourni à la sortie. Le MPP varie avec les conditions changeantes telles que les niveaux d'éclairement et de la température. Pour tirer en permanence du champ photovoltaïque sa puissance maximale, il est essentiel de fonctionner toujours au MPP [37].

Une MPPT, en anglais Maximum Power Point Tracking est une loi de commande spécifique permet de suivre, comme son nom l'indique, le point de puissance maximale d'un générateur électrique non linéaire, dans notre cas un générateur photovoltaïque.

III.2.2.Les premiers types de commande MPPT

Depuis 1968, la naissance de la première méthode MPPT [38], un étendu nombre de publications dans ce domaine sont abreuvés. La première méthode mise en œuvre, décrit par *A.F. Boehringer* est basée sur un algorithme de contrôle adaptatif, qui consiste à calculer la puissance instantanée à chaque instant t , à partir de la tension et le courant instantanés, et faire une comparaison à celle mémorisée à $t-1$. Ce processus est lié à un calcul bouclé du rapport cyclique δ qui sera appliqué au convertisseur DC-DC. Le principe de fonctionnement de cette commande est présenté par la figure III.1. Ce principe reste toujours la base des algorithmes développés.

L'article publié par *Trishan Esrām et al* [39] décrit plus de 19 méthodes de recherche MPPT existant dans la littérature.

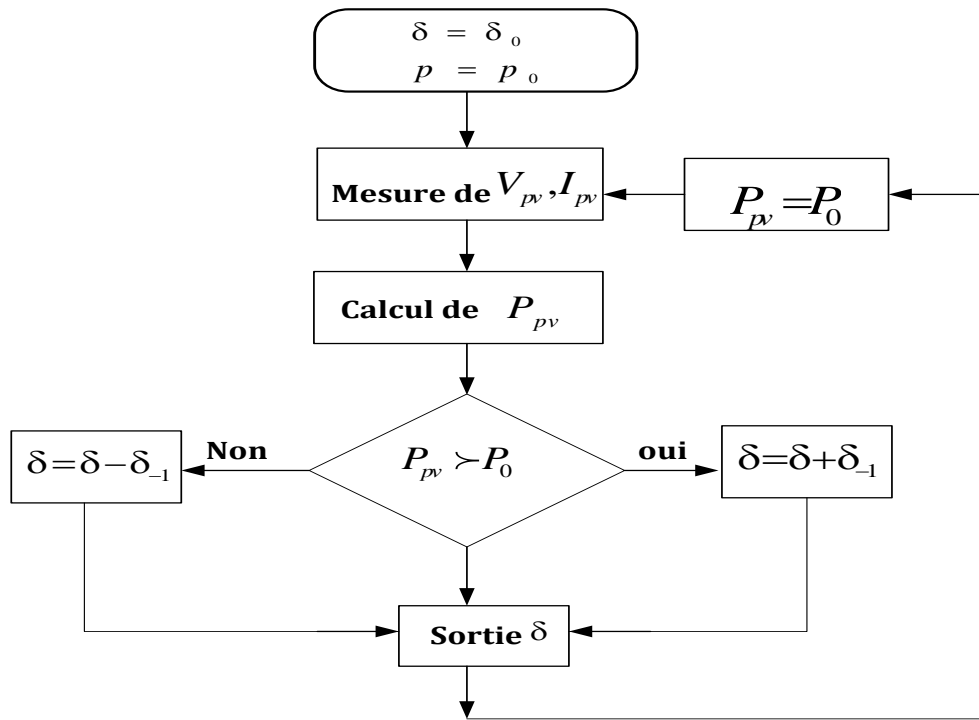


Figure III. 1 Principe de la première commande MPPT [38]

III. 2.3. Critères d'évaluation d'une commande MPPT

L'efficacité d'une commande MPPT peut être définie par la classification effectuée selon de nombreux critères tels que : la précision de la recherche, la rapidité, le temps de réponse, la complexité, les capteurs nécessaires, la flexibilité et le coût. L'efficacité des algorithmes MPPT n'ont pas été normalisée jusqu'à ce que la norme européenne *EN 50530* ait été publiée en 2010[40].

L'évaluation d'efficacité de la méthode MPPT dans cette norme est basée sur le rendement du point de fonctionnement noté η_{MPPT} , par définition c'est le % de pertes de puissance d'un module PV par rapport à la fourniture de la puissance maximale qu'il pourrait produire [41-42].

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{in}}{P_{max}} \quad (III.1)$$

Simplicité : le niveau de complexité d'un algorithme influe proportionnellement sur la difficulté d'implémentation et sur la quantité des pertes liées directement au temps de calculs nécessaires.

- ❖ **Temps de réponse** : Un système est rapide si son temps de réponse est jugé satisfaisant.
- ❖ **Flexibilité** : Une commande MPPT est flexible si elle est capable de suivre le MMP sous les changements des conditions atmosphériques et elle doit être conçue pour fonctionner avec tous les types des panneaux et avec le même taux de précision.
- ❖ **Coût** : le coût est lié directement avec le niveau de complexité de l'algorithme entraînant, le nombre de capteurs et les modes de calcul nécessaire des difficultés d'implémentation.

III. 2.4. Technique de la perturbation et observation (P&O)

La méthode de perturbation et observation est une approche largement répandue dans la recherche du MPPT parce qu'elle est simple et exige seulement des mesures de la tension et du courant du panneau photovoltaïque V_{pv} et I_{pv} respectivement. Le principe des commandes MPPT

de type *P&O* consiste à perturber la tension V_{PV} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{PV} qui en résulte [43-44]. Le principe de cet algorithme est d'effectuer une perturbation sur la tension du panneau PV tout en agissant sur le rapport cyclique δ du hacheur. On peut en déduire que si une incrémentation positive de la tension V_{PV} engendre un accroissement de la puissance P_{PV} , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du *PPM*. Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le *PPM*. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. Le tableau III.1 et la figure III.2 résume le principe de fonctionnement de cette méthode.

Perturbation	Changement de la puissance	Perturbation Suivante
Positive	Positive	Positive
Positive	Négative	Négative
Négative	Positive	Négative
Négative	Négative	Positive

Tableau III. 1 Les modes de perturbation de la méthode P&O.

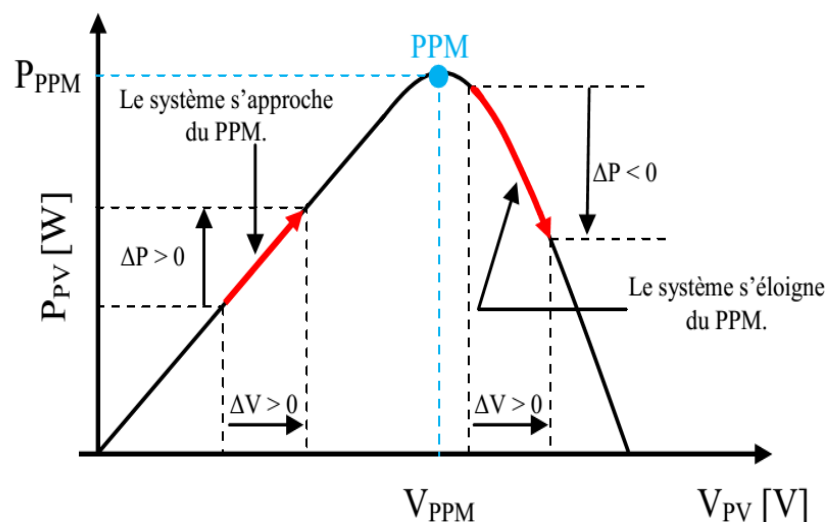


Figure III. 2 La caractéristique P-V d'un module photovoltaïque [41].

La figure III.3 montre l'organigramme de l'algorithme de la méthode 'P& O', tel qu'il doit être implémenté dans un microprocesseur de contrôle [45].

L'algorithme "P& O" a des limitations qui réduisent son efficacité, par exemple : le changement brusque du niveau d'ensoleillement [46] et l'ombrage partiel [37-47-48], il est difficile au MPPT de discerner l'emplacement du MPP.

Un autre inconvénient de l'algorithme "P& O" quand il atteint le point MPP, le point de fonctionnement oscille autour de ce dernier. En outre, il a été montré que l'algorithme "P&O" peut avoir un comportement erratique sous un changement rapide [47] du niveau de l'ensoleillement.

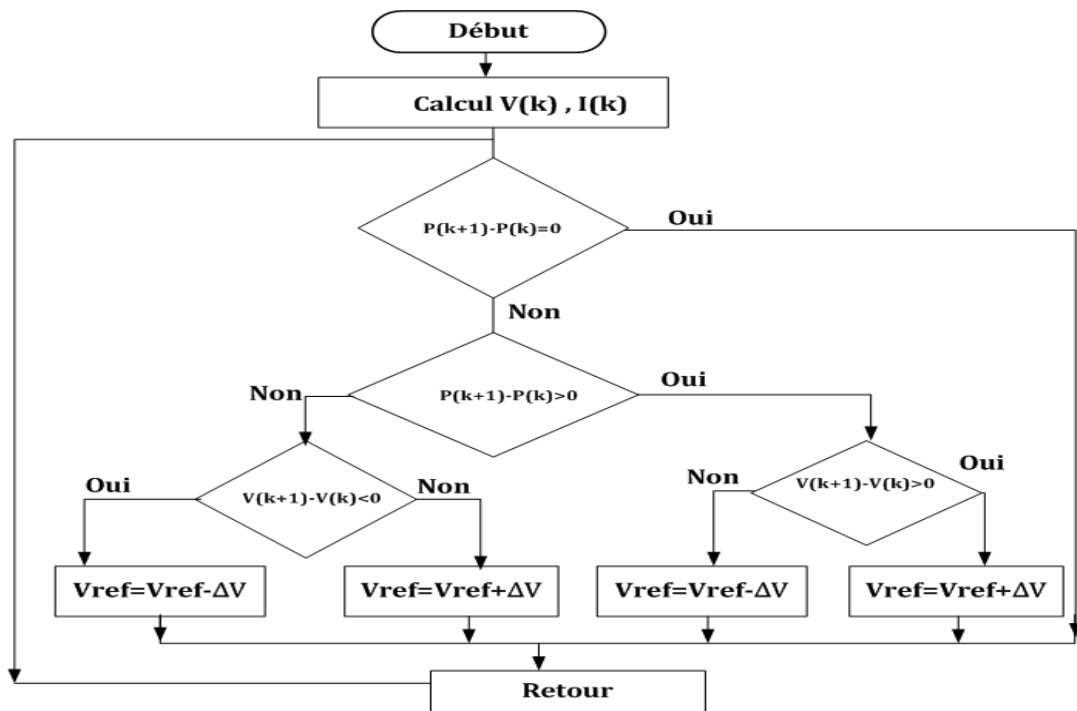


Figure III. 3 L'organigramme de la méthode de P&O.

III. 2.5. Technique de Hill-Climbing HC

La technique de contrôle nommée Hill Climbing fonctionne sur le même concept que P & O, mais au lieu de perturber les tensions ou les courants, elle met à jour le point de fonctionnement, la technique HC est basée sur le contrôle de rapport cyclique [49]. Elle consiste à faire « monter » le point de fonctionnement le long de la caractéristique du générateur présentant un maximum. Pour cela, deux pentes sont possibles. La mise en œuvre de HC est simple. Par conséquent, cette méthode est largement utilisée dans les systèmes PV. Le principe de cette méthode est illustré sur la figure III.4.

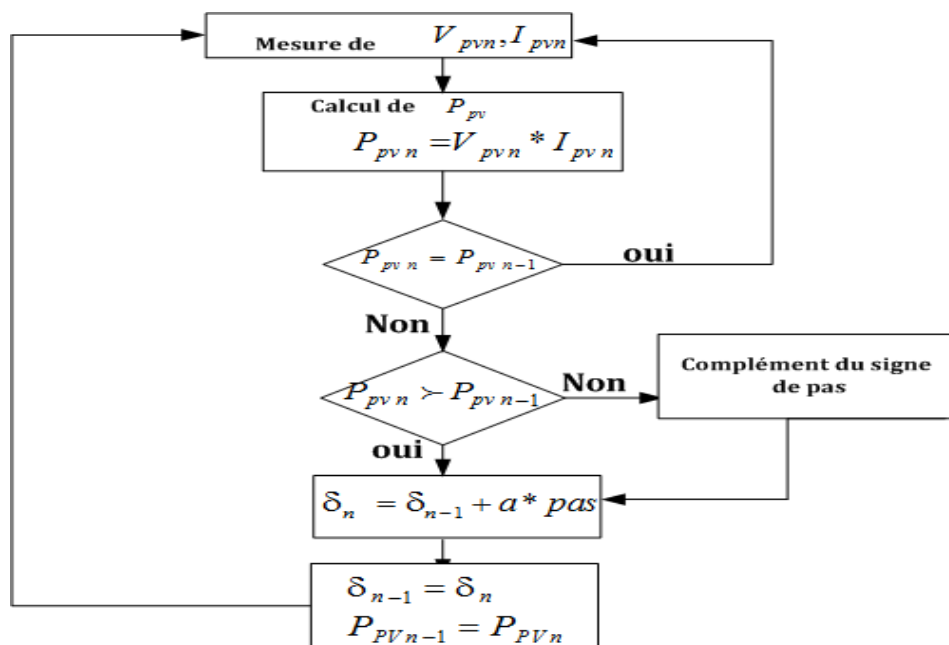


Figure III. 4 Organigramme de la commande Hill Climbing.

L'avantage majeur de cette dernière technique est qu'elle est simple à mettre en œuvre avec faible coût (deux capteurs seulement). Par contre, elle possède les mêmes inconvénients que la méthode P&O concernant le changement rapide des conditions climatiques et sous l'ombrage partiel.

III. 2.6. Technique de l'incrémentation de la conductibilité

Cette technique s'intéresse directement aux variations de la puissance en fonction de la tension. La conductance est une grandeur physique relativement connue : elle se base sur la connaissance de la variation de cette grandeur du GPV et des conséquences sur la position du point de fonctionnement par rapport à un PPM [50]. Le MPP peut être suivi en comparant la conductance instantanée (I/V) à la conductance incrémentale (dI/dV), car au MPP : $dp/dv = 0$, comme illustre la figure III.5.

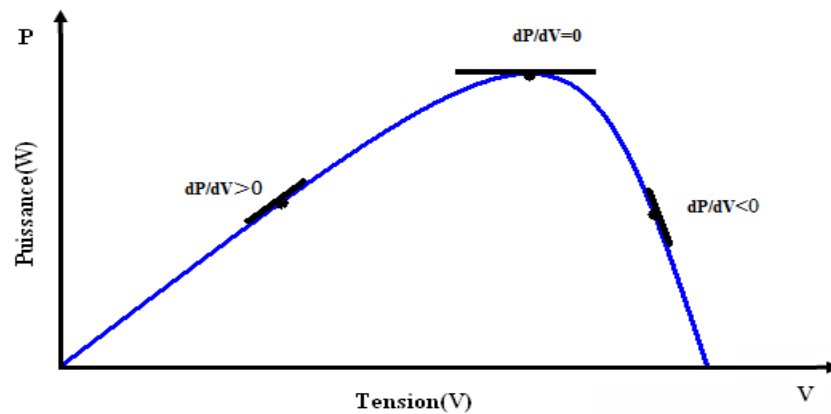


Figure III. 5 la variation de la conductance instantanée.

Selon [50], et [51] on peut écrire les équations suivantes :

$$P = V \cdot I \quad (\text{III.2})$$

D'où en écrivant la dérivée :

$$\frac{dP}{dV} = V \cdot \frac{dI}{dV} + I \cdot \frac{dV}{dV} \quad (\text{III.3})$$

$$\frac{dP}{dV} = V \cdot \frac{dI}{dV} + I \quad (\text{III.4})$$

Donc :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Au point MPP : } \frac{dP}{dV} = 0 \\ \text{À gauche du MPP : } \frac{dP}{dV} > 0 \\ \text{À droite du MPP : } \frac{dP}{dV} < 0 \end{array} \right. \quad (\text{III.5})$$

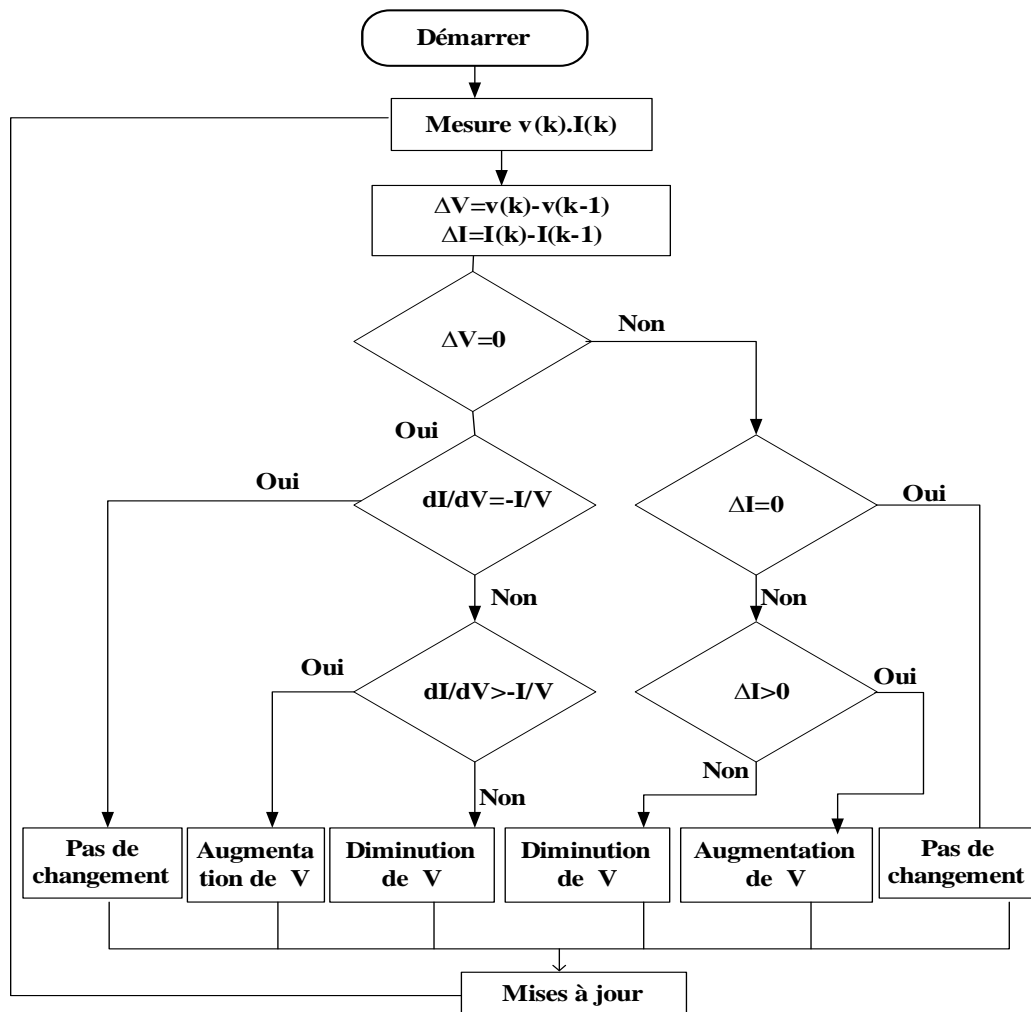


Figure III. 6 Organigramme de l'algorithme de l'incrément de la conductibilité.

En réalité, cet algorithme est une correction intéressante par rapport aux deux types de MPPT précédents. Cette méthode ne présente pas de risques de divergence par rapport au PPM, de plus, dans les conditions de changement rapide de l'ensoleillement, l'algorithme ne devrait pas prendre la mauvaise direction comme c'est le cas avec l'algorithme "P&O", et d'ailleurs, il n'oscille pas autour du MPP une fois qu'il l'atteint [52], mais l'algorithme IncCond est plus complexe que celui du P&O, ce qui génère un temps d'exécution plus long.

III. 2.7. Technique de logique floue

La logique floue (*LF*) a été développée par le mathématicien Iranien *Lotfi Zadeh* en 1965. Son travail intitulé "*Fuzzy Sets*" [53] crée une révolution dans le domaine de contrôle industriel utilisé suite à l'évolution des microcontrôleurs. Cette commande a résolu le problème de la commande des systèmes non linéaires. La logique floue repose sur la théorie des ensembles flous, le fonctionnement de cet algorithme se fait en trois blocs : la fuzzification, l'inférence et la défuzzification [46- 54] :

1- **La fuzzification** : (la quantification floue) permet la conversion des variables physiques d'entrée en ensembles flous. Dans notre cas, on a deux entrées l'erreur E et la variation de l'erreur dE entre deux instants i et $i-1$ définies comme suit :

$$E = \frac{P(i) - P(i-1)}{I(i) - I(i-1)} \quad (\text{III.6})$$

$$dE = E(i) - E(i-1) \quad (\text{III.7})$$

On attribue à ces grandeurs des variables linguistiques : *NG* (Négative Grand), *NM* (Négative Moyen), *NP* (Négative Petit), *Z* (Zéro), *PP* (Positive Petit), *PM* (Positive Moyen) et *PG* (Positive Grand) .

2- **L'inférence** : La méthode d'inférence la plus couramment utilisée est l'inférence "Mamdani"[55]. Elle utilise l'opération *MIN* pour l'opérateur "AND" et *MAX* pour le «OU». Dans la partie suivante de cette étape on prend des décisions on utilisant des règles d'inférence, où on établit des relations logiques entre les entrées *E* et *dE* et la sortie $\Delta\delta$ qui représente la variation du rapport cyclique servant à piloter le convertisseur statique pour chercher le *PPM*. Par exemple dans le travail [46], l'auteur choisi les règles présentées dans le (tableau III.2):

E \ CE	NG	NM	NP	Z	PP	PM	PG
NG	NG	NG	NG	NM	NM	NP	Z
NM	NG	NG	NM	NM	NP	Z	PP
NP	NG	NM	NM	NP	Z	PP	PM
Z	NM	NM	NP	Z	PP	PM	PM
PP	NM	NP	Z	PP	PM	PM	PG
PM	NP	Z	PP	PM	PM	PG	PG
PG	Z	PP	PM	PM	PG	PG	PG

Tableau III. 2 Tableau des règles d'inférence [46].

3- **Défuzzification**: C'est l'étape qui permet de fusionner les différentes commandes générés par le moteur d'inférence pour lui donner une seule commande de sortie et de transformer cette variable linguistique qualitative de sortie en donnée numérique quantitative[56] , c'est-à-dire on convertit les sous-ensembles flous de sortie en une valeur numérique. Ce qui revient donc à trouver la meilleure valeur quantitative en fonction des fonctions d'appartenances des variables linguistiques. La littérature compte sept méthodes de défuzzification possibles, où la méthode du *centre de gravité* est la plus utilisée [57].

Finalement, nous pouvons dire que la logique floue est une des méthodes numériques la plus performante surtout pour les systèmes sans modèle mathématique ou avec un modèle non linéaire complexe, par conséquent, elle a une conception spéciale qui demande une plateforme d'exécution performante, couteuse et non familiarisé avec tous sujets spécifiques.

III. 2.8. Technique de Réseaux neuronaux

Les origines de cette discipline sont très diversifiées. En 1943, *McCulloch et Pitts* [58] étudièrent un ensemble de neurones formels interconnectés et montrèrent leurs capacités à calculer certaines fonctions logiques. Les réseaux neuronaux artificiels *RNA* constituent une méthode d'approximation des systèmes complexes, particulièrement utile lorsque ces systèmes sont difficiles à modéliser à l'aide des méthodes statistiques classiques [59].

Un réseau neuronal est composé de trois couches : les couches d'entrée, les couches masquées et les couches de sortie. Les entrées d'un réseau peuvent être la tension aux bornes du hacheur et le niveau de rayonnement solaire ou d'autres mesures requises par l'algorithme MPPT. Le signal de sortie est utilisé pour commander le rapport cyclique, pour piloter le convertisseur. Les i et les j sont les nœuds des poids w_{ij} [60], comme il est représenté sur la figure III.7.

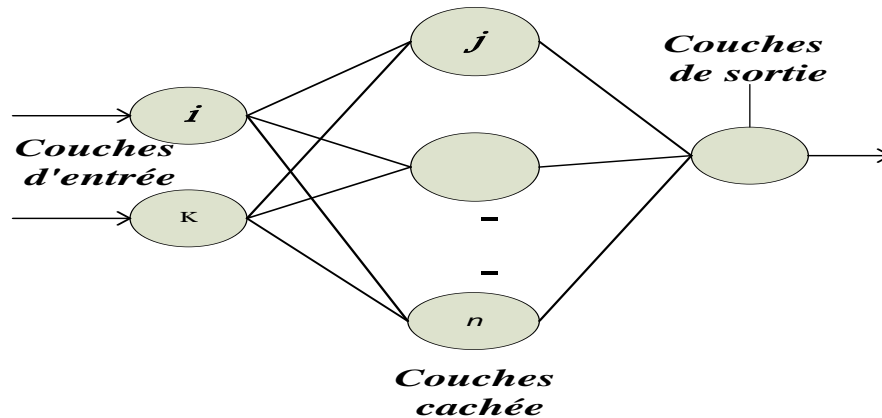


Figure III. 7 Contrôleur MPPT a base de réseau de neurone.

Un réseau de neurones peut être considéré comme un modèle mathématique de traitement réparti, composé de plusieurs éléments de calcul non linéaire (*neurones*), opérant en parallèle et connectés entre eux par des *poids*, et les calculs sont fait à base d'une fonction algébrique non linéaire, c'est *fonction de transfert* ou *la fonction d'activation* par le principe d'apprentissage [61], ce principe est représenté par la figure III 8.

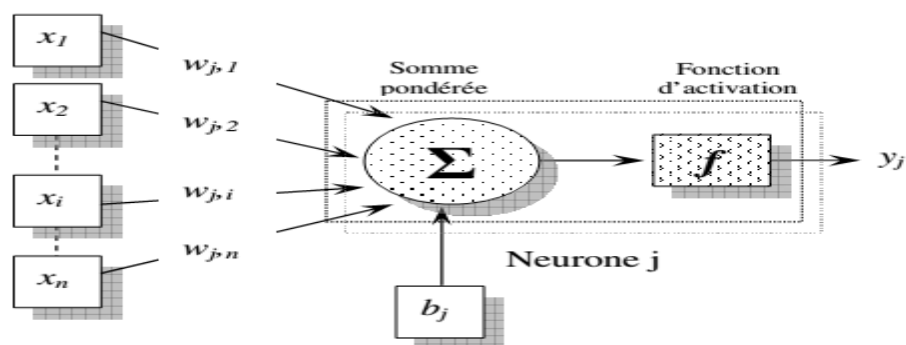


Figure III. 8 Représentation d'un neurone mathématique [61].

L'efficacité de cette technique de MPPT est principalement déterminée par la couche cachée et la quantité de formation du réseau reçu. Les coefficients de pondération entre les neurones sont accordés pour générer la puissance requise qui peut être une commande pour changer un rapport cyclique du convertisseur à courant continu. Les RNA peuvent détecter les interactions multiples non linéaires parmi une série de variables d'entrée, ils peuvent donc gérer des relations complexes entre les variables indépendantes et les variables dépendantes [59-62].

III. 2.9. Technique neuronale floue

Les réseaux neuronaux sont incapables d'expliquer comment ils atteignent leurs décisions, et la logique floue ne peut pas acquérir automatiquement les règles qu'ils l'utilisent pour prendre

ces décisions [63]. Le neurone flou est un système hybride qui combine la logique floue (*NF*) et les réseaux neuronaux pour surmonter ces limites.

Par définition un système neuro-flou est un réseau de neurone avec un signal flou, des poids flous, une fonction de transfert floue et un module d'adaptation de la structure du RNF par un apprentissage d'un ensemble de données [64].

III. 2.10. Technique d'optimisation par essaim de particules (PSO)

Parmi les méthodes MPPT efficaces proposée récemment surtout si le champ photovoltaïque est partiellement ombragé, le *PSO* ou l'algorithme d'optimisation par essaim de particules, cette technique basée sur la population d'optimisation stochastique et il a été présenté par *Eberhart et Kennedy en 1995* [65], l'idée de base de cette technique est de stimuler l'action des comportements sociaux du groupe d'oiseaux ou de essaim des poissons. PSO est basé sur l'optimisation de recherche où une population de solutions aléatoires est utilisée pour initialiser le système et suivre la recherche de solution optimum en mettant à jour les générations.

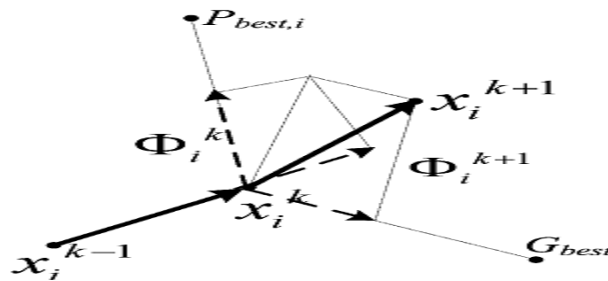


Figure III. 9 Le mouvement des particules dans le processus d'optimisation.

Un nombre important de chercheurs sont très intéressés par cette approche [66-67], le principal avantage de cette technique [68] est l'utilisation du contrôle direct du rapport cyclique pour éliminer la complexité des boucles de régulation. L'algorithme de PSO maintient la position d'une particule P_i en relation avec les positions des autres particules de son groupe, où chaque particule représente une solution candidate. La position d'une particule x_i est donc influencée par la meilleure particule voisine P_{best} ainsi que la meilleure solution trouvée par toutes les particules de groupe est la position g_{best} [69]. La position des particules x_i est ajustée par la formule suivante [70]

$$x_i^{k+1} = x_i^k + \psi_i^{k+1} \quad (\text{III.8})$$

Où la composante ψ_i^{k+1} représente la taille du pas, elle est calculée par :

$$\psi_i^{k+1} = w\psi_i^k + c_1r_1 \{P_{best,i} - x_i^k\} + c_2r_2 \{G_{best} - x_i^k\} \quad (\text{III.9})$$

Dans notre cas la position x_i présente le changement du rapport cyclique

$$d_i^{k+1} = dx_i^k + \Psi_i^{k+1} \quad (\text{III.10})$$

III. 2.11. Tableau de comparaison

Le tableau suivant résume les principales spécifications des différents algorithmes MPPT précédemment étudiés. Nous avons évalué et comparé ces algorithmes en termes de connaissance technique des paramètres du panneau PV [67-68-69].

Algorithmes	Cout	Fiabilité Dans les Conditions STC	Suivie sous Ombrage partiel	Suivie avec Variation brusque d'ensoleillement	Oscillation	Modèle mathématique	Précision	Vitesse de convergence	Implémentation et Complexité	Capteurs utilisés
MPPT										
IncCond Améliorée	Couteuse	Fiable	Incapable	Capable	presque zéro	Sans modèle	98%	Rapide	Basse	V et I
PSO	Couteuse	Fiable	La plus fréquente	Sans problème	Sans Oscillation	Sans modèle	>99%	Très rapide	Haute	V ou I
NF	Couteuse	Fiable	Capable	Sans problème	Presque zéro	Sans modèle	>98%	Très rapide	Haute	I
LF	Couteuse	Fiable	Capable	Sans problème	presque	Sans modèle	>98%	Rapide	Complexe	I
RNA	Couteuse	Fiable	Capable	Sans problème	presque zéro	Sans modèle	>98%	Très rapide	Haute	V
IncCond Conventionnel	Moyen	Fiable	Incapable	Capable	Petite Oscillation	Avec modèle	98%	Moyenne	Moyenne	V et I
HC	Moyen	Fiable	Incapable	Incapable	Grande	Avec modèle	94%	Moyenne	Basse	V et I
P&O	Moyen	Fiable	Incapable	Incapable	Grande	Avec modèle	95%	Moyenne	Basse	V et I

Tableau III. 3 Comparaison des principales techniques MPPT.

III.3. Convertisseur DC-DC

III.3.1. Description

Le but de la conversion DC/DC est d'assurer l'adaptation d'énergie entre une source de tension continue et une source de courant continu [71]. Dans le présent travail l'intérêt sera porté sur les convertisseurs de types continus appelés "*hacheurs*", qu'ils soient abaisseurs, élévateurs ou bien dévolteurs/survolteurs, qui correspondent aux applications moyennes et forte puissance. La représentation symbolique la plus couramment utilisée est donnée par la figure suivante :

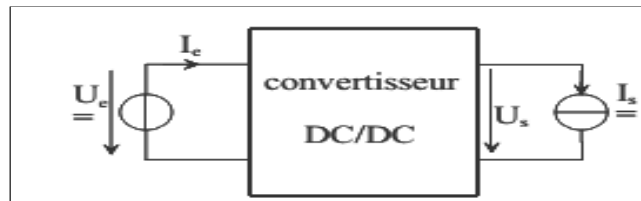


Figure III. 10 La représentation symbolique d'un convertisseur DC/DC.

Les hacheurs sont les convertisseurs statiques continu-continu permettant de donner une source d'énergie continue à un niveau donné de tension (ou de courant) à partir d'une source continue fixe [72]. Ils sont généralement utilisés dans les systèmes photovoltaïques comme interface d'adaptation entre le générateur photovoltaïque et l'alimentation d'une charge continue et pour le stockage d'énergie dans des batteries. Ils permettent aussi de commander la poursuite du point de puissance maximale d'un système PV en suivant des stratégies de contrôle spécifiques. La conversion d'énergie se fait par commutation.

La commutation se fait à base des interrupteurs réalisés généralement par des transistors *MOSFET* [73] qui sont attaqués par un signal *MLI* (Modulation Large Impulsion (Modulation de Largeur d'Impulsion [74])).

Pour le fonctionnement du hacheur, on ferme le commutateur avec un temps de fermeture δT et on l'ouvre dans un temps d'ouverture $(1-\delta)T$

T : est la période de la commutation qui est égale à $\frac{1}{f}$ (f est la fréquence).

$\delta \in [0,1]$: est le rapport cyclique.

L'interrupteur Tr (schématisé par un transistor MOS) est un interrupteur commandé à deux segments, unidirectionnel en tension et en courant.

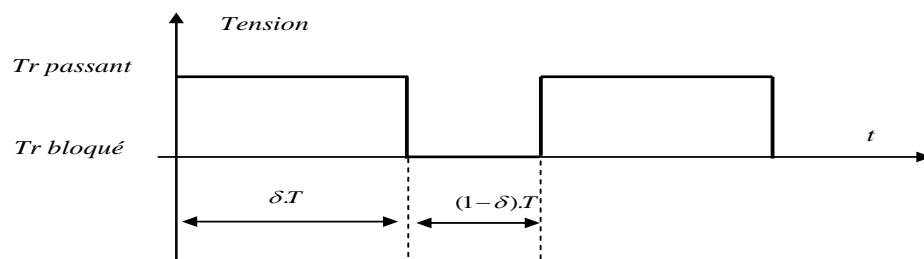


Figure III. 11 Allure de la tension de commande de l'interrupteur.

Dans cette partie nous présentons les topologies des hacheurs souvent utilisées dans les systèmes PV qui sont :

III.3.2. Hacheurs de type abaisseur (Buck ou step-down converter)

Ces convertisseurs servent à produire en sortie une tension plus basse que celle de l'entrée du convertisseur, Dans les applications photovoltaïques, un convertisseur Buck est habituellement utilisé pour charger les batteries et alimenter les systèmes de pompage d'eau [75]. Ce convertisseur est connu sous le nom *Hacheur dévolteur* ou encore en anglais par « *Buck Converter ou step-down converter* ». Un système photovoltaïque adapté par un hacheur de type Buck alimentant une charge résistive R_L est représenté sur la figure III.12.

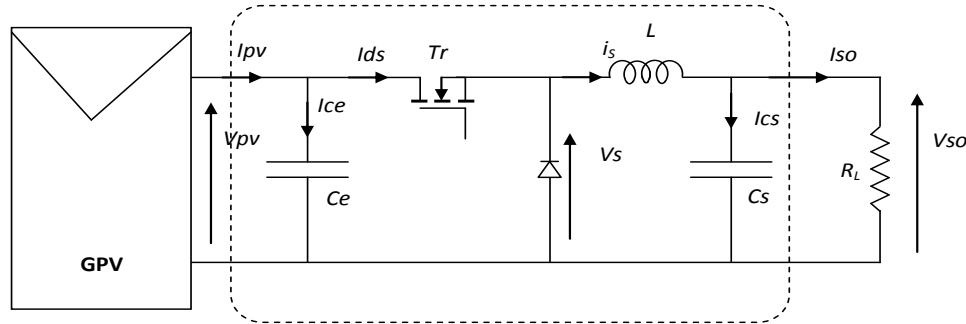


Figure III. 12 Système PV avec un hacheur Buck.

Lorsque l'interrupteur est fermé, le courant circule de l'entrée vers la sortie à travers l'inductance et lorsque l'interrupteur s'ouvre, la tension aux bornes de l'inductance s'inverse, dans ce cas la diode devient passante. Le rendement typique est en général de 80 à 90 % [76].

III.3.2.1. Courant i_s dans l'inductance

Le courant dans l'inductance est constitué d'une valeur moyenne $\langle I_s \rangle$ et d'une ondulation triangulaire \tilde{i}_s , autour de cette valeur moyenne [77] :

$$i_s = \langle I_s \rangle + \tilde{i}_s \quad (\text{III.11})$$

En outre, l'application de la loi des nœuds au schéma électrique de la figure III.12 donne :

$$i_s = I_{cs} + I_{so} \quad (\text{III.12})$$

III.3.2.2. La valeur moyenne de V_s

La tension V_s vaut V_{PV} lorsque le transistor Tr est passant et 0 Volts lors de la phase de roue libre. Le calcul de $\langle V_s \rangle$ donne :

$$\langle V_s \rangle = \frac{1}{T} \int_0^T V_{PV}(t) \cdot dt = \frac{1}{T} \int_0^{\delta T} V_{PV}(t) \cdot dt = \delta \cdot V_{PV} \quad (\text{III.13})$$

δ Rapport cyclique du hacheur, défini comme le rapport entre la durée de conduction du transistor et la période de commutation T : $\delta = \frac{t}{T}$ [77-78].

III.3.2.3. Conditions d'adaptation pour un hacheur de type Buck

Déterminons à présent la plage de variation de R_i , résistance d'entrée du convertisseur Buck implantée dans le système de la figure III.12.

$$R_i = R_{pv} = \frac{V_{pv}}{I_{pv}} \tag{III.14}$$

A partir des équations précédentes la résistance d'entrée du convertisseur devient

$$R_i = \frac{1}{\delta^2} \cdot R_L \tag{III.15}$$

D'où : $\lim_{\delta \rightarrow 0} R_i = +\infty$ et $\lim_{\delta \rightarrow 1} R_i = R_L$ (III.16)

La résistance d'entrée du hacheur Buck varie donc dans l'intervalle $[R_L \quad \infty[$.

III.3.2.4. Simulation du comportement du convertisseur Buck

Pour étudier le comportement de ce convertisseur on utilise la modélisation par équations d'état correspondant au convertisseur en mode de conduction continue (CCM).

Pour : $t \in [0, \delta T]$, T_r fermé, D bloquée et l'interrupteur fermé, mode ON (voir figure III.12):

$$\begin{cases} \frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L}(V_{pv} - v_{so}) \\ \frac{dv_{so}}{dt} = \frac{1}{C}(i_L - \frac{v_{so}}{R}) \end{cases}, \quad 0 < t < \delta T, \quad ON \tag{III.17}$$

Et lorsque l'interrupteur est ouvert mode OFF:

$$\begin{cases} \frac{di_L}{dt} = \frac{1}{L}(-v_{so}) \\ \frac{dv_{so}}{dt} = \frac{1}{C}(i_L - \frac{v_{so}}{R}) \end{cases}, \quad \delta T < t < T, \quad OFF \tag{III.18}$$

Ces équations sont mises en œuvre dans Simulink comme représenté sur la Figure III.13 :

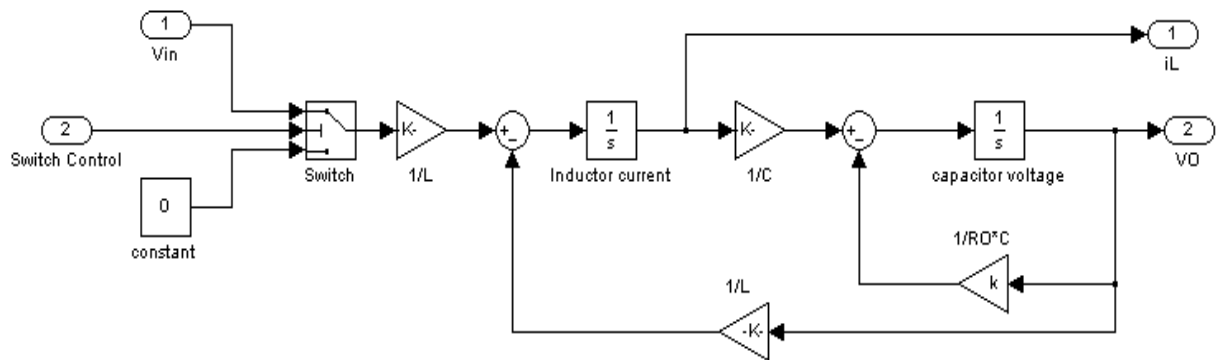


Figure III. 13 La modélisation en boucle ouverte du convertisseur Buck.

III.3.3. Hacheurs de type élévateur (Boost ou step-up convertter)

Le convertisseur **Boost** est un élévateur de tension, la tension de sortie est toujours supérieure à la tension d'entrée, peut être souvent trouvé dans la littérature sous le nom hacheur parallèle ou survolteur. La figure III.14 représente la structure de ce type :

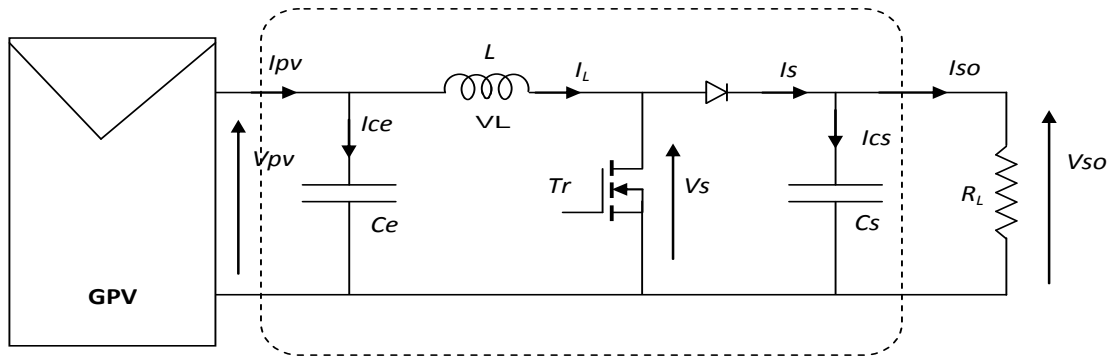


Figure III. 14 Système PV avec un hacheur Boost.

Dans la première phase Tr est fermé, la tension aux bornes de l'inductance vaut $V_L = V_{pv}$, le courant traversant l'inductance augmente linéairement.

Dans la deuxième phase le transistor est ouvert la diode devient passante. La tension aux bornes de l'inductance vaut $V_L = V_{pv} - V_{so}$. Dans cette phase le condensateur C_s se charge en même temps par le courant stocké dans l'inductance et par le générateur.

Le rendement typique dépasse en général 70 % et peut atteindre 85 à 90 % pour les meilleurs convertisseurs [76].

III.3.3. 1 Valeur moyenne de la tension de sortie V_s

On se référant au schéma de la figure III 14, on calcule l'expression de la valeur moyenne de la tension aux bornes de L .

$$\langle V_L \rangle = \frac{1}{T} \int_0^T V_L(t) dt \quad (\text{III.19})$$

$$\langle V_L \rangle = \frac{1}{T} \int_0^{\delta T} V_{pv} dt + \frac{1}{T} \int_{\delta T}^T (V_{pv} - V_{so}) dt \quad (\text{III.20})$$

$$\langle V_L \rangle = \delta * V_{pv} + (1 - \delta) * (V_{pv} - V_{so}) \quad (\text{III.21})$$

En régime permanent, la tension moyenne aux bornes de l'inductance L est nulle, par conséquent :

$$V_{so} = V_{pv} \cdot \frac{1}{1 - \delta} \quad (\text{III.22})$$

III.3.3. 2. Le courant en sortie

En admettant que la puissance échangée entre le générateur photovoltaïque et la charge se conserve, nous pouvons écrire :

$$V_{pv} \cdot I_{pv} = V_{so} \cdot I_{so} \quad (\text{III.23})$$

$$I_{so} = (1 - \delta) \cdot I_{pv} \quad (\text{III.24})$$

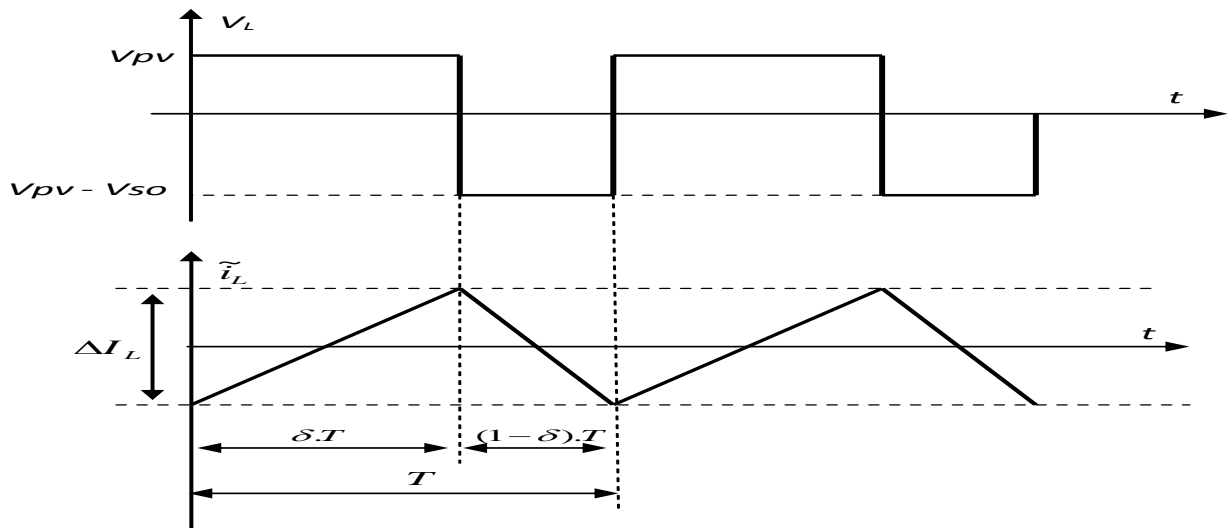


Figure III. 15 Tension aux bornes de l'inductance.

III.3.3.3. Conditions d'adaptation du hacheur Boost

Dans ce qui suit nous allons déterminer la plage de variation de la résistance d'entrée du convertisseur Boost. En régime continu nous avons :

$$R_i = R_{pv} = \frac{V_{pv}}{I_{pv}} \quad (\text{III.25})$$

à partir des équations (III.24 et III.25) nous déduisons

$$R_i = (1 - \delta)^2 \cdot R_L \quad (\text{III.26})$$

$$\text{d'où } \lim_{\delta \rightarrow 0} R_i = R_L \quad \text{et} \quad \lim_{\delta \rightarrow 1} R_i = 0 \quad (\text{III.27})$$

La résistance d'entrée varie donc dans l'intervalle $[0 \quad R_L]$.

III.3.3.4. Modèle mathématique équivalent du hacheur élévateur

Comme pour le convertisseur Buck, nous considérons les variables dynamiques i_s , V_s et V_{so} . En mode de fonctionnement continu, les deux systèmes d'équations différentielles (III.28) et (III.29) régissent le fonctionnement du hacheur Boost.

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{ce} = C_e \cdot \frac{dV_{pv}}{dt} = I_{pv} - I_L \\ I_{cs} = C_s \cdot \frac{dV_{so}}{dt} = -I_{so} \\ V_L = L \cdot \frac{dI_L}{dt} = V_{pv} \end{array} \right. \quad 0 < t < \delta T \quad (\text{III.28})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{ce} = C_e \cdot \frac{dV_{pv}}{dt} = I_{pv} - I_L \\ I_{cs} = C_s \cdot \frac{dV_{so}}{dt} = I_L - I_{so} \\ V_L = L \cdot \frac{dI_L}{dt} = V_{pv} - V_{so} \end{array} \right. \quad \delta T < t < (1 - \delta)T \quad (\text{III.29})$$

Le convertisseur élévateur de la figure III.15 avec une période de commutation T et un rapport cyclique δ est simulé sur la figure III.16.

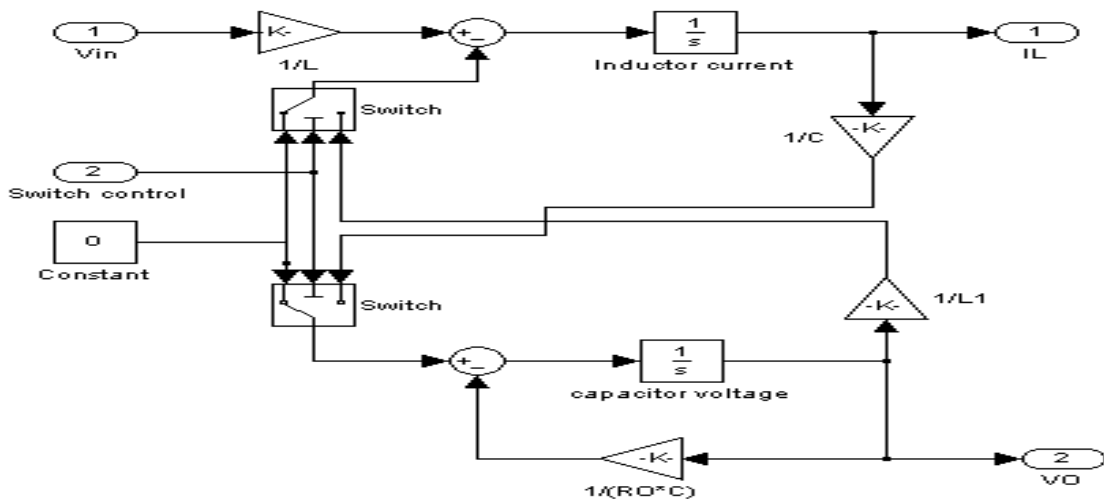


Figure III. 16 La modélisation en boucle ouverte du convertisseur Boost.

III.3.4. Convertisseur Buck-Boost

Le convertisseur *Buck-Boost* est un inverseur de tension à stockage inductif, la tension en sortie est toujours de signe contraire à la tension en entrée [79]. Le hacheur Buck-Boost est caractérisé par une fonction de transfert qui peut être soit supérieure soit inférieure à l'unité [80]. Nous représentons en (Figure III.17) un système photovoltaïque constitué d'un GPV, un hacheur Buck-Boost et une charge résistive R_L .

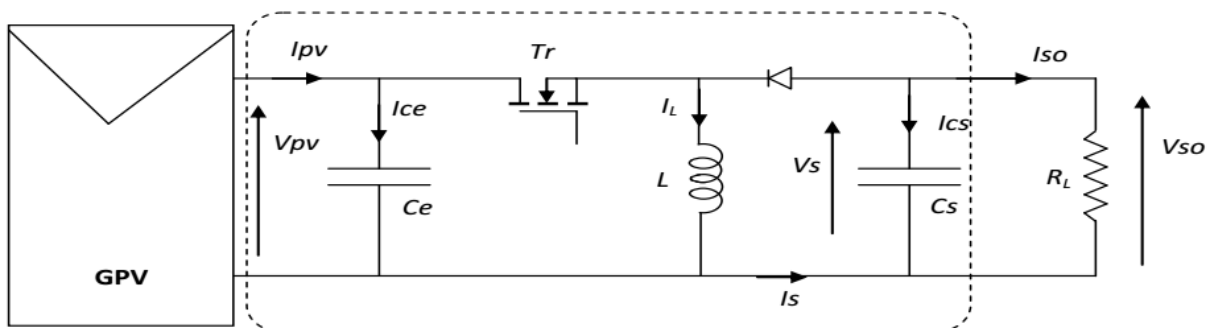


Figure III. 17 Système PV conçu autour d'un hacheur Buck-Boost.

III.3.4.1. Valeur moyenne de la tension de sortie du hacheur

Afin de déterminer l'expression de V_{so} nous commençons par calculer la valeur moyenne de la tension aux bornes de l'inductance L , nous avons pour :

$$0 < t < \delta T \quad V_L = V_{pv} \tag{III.30}$$

$$\text{et pour : } \delta T < t < T \quad V_L = V_{so} \tag{III.31}$$

$$\text{Il vient : } \langle V_L \rangle = \frac{1}{T} \int_0^T V_L(t) dt \tag{III.32}$$

$$\langle V_L \rangle = \frac{1}{T} \int_0^{\delta T} V_{pv} dt + \frac{1}{T} \int_{\delta T}^T V_{so} dt \tag{III.33}$$

Le calcul donne :

$$\langle V_L \rangle = \delta \cdot V_{pv} + (1 - \delta) V_{so} \quad (\text{III.34})$$

En régime permanent la valeur moyenne aux bornes de l'inductance est nulle, ce qui donne

$$V_{so} = -\frac{\delta}{(1-\delta)} V_{pv} \quad (\text{III.35})$$

Si nous admettons que la puissance échangée entre le générateur et sa charge se conserve, alors nous pouvons écrire :

$$I_{so} = -\frac{(1-\delta)}{\delta} \cdot I_{pv} \quad (\text{III.36})$$

III.3.4.2. Conditions d'adaptation pour un hacheur de type Buck-Boost

Comme les deux convertisseurs Buck et Boost nous allons déterminer dans ce qui suit la plage de variation de la résistance d'entrée d'un hacheur Buck-Boost connecté à un générateur photovoltaïque.

$$\text{En régime continu nous avons } R_i = R_{pv} = \frac{V_{pv}}{I_{pv}} \quad (\text{III.37})$$

$$R_i = \left(\frac{1-\delta}{\delta} \right)^2 \cdot R_L \quad (\text{III.38})$$

$$\text{d'où } \lim_{\delta \rightarrow 0} R_i = +\infty \quad \text{et} \quad \lim_{\delta \rightarrow 1} R_i = 0 \quad (\text{III.39})$$

La résistance d'entrée du hacheur Buck-Boost peut donc prendre n'importe quelle valeur entre $[0 \quad \infty[$. Le point de puissance maximale peut donc être atteint quel que soit la valeur de la charge.

III.3.4.3. Modèle mathématique équivalent du hacheur Buck-Boost

Dans ce qui suit nous élaborerons le modèle mathématique du hacheur Buck-Boost fonctionnant en mode continu. Les variables dynamiques I_L , V_{so} et V_{pv} sont associées aux composants L , C_e et C_s .

Les deux systèmes d'équations différentielles (III.40) et (III.41) régissent le fonctionnement du hacheur Buck-Boost.

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{ce} = C_e \cdot \frac{dV_{pv}}{dt} = I_{pv} - I_L \\ I_{cs} = C_s \cdot \frac{dV_{so}}{dt} = -I_{so} \\ V_L = L \cdot \frac{dI_L}{dt} = V_{pv} \end{array} \right. \quad 0 < t < \delta T \quad (\text{III.40})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{ce} = C_e \cdot \frac{dV_{pv}}{dt} = I_{pv} \\ I_{cs} = C_s \cdot \frac{dV_{so}}{dt} = -I_L - I_{so} \\ V_L = L \cdot \frac{dI_L}{dt} = V_{so} \end{array} \right. \quad \delta.T < t < T \quad \text{(III.41)}$$

Ces équations sont mises en œuvre dans Simulink comme représenté sur la Figure III.18 :

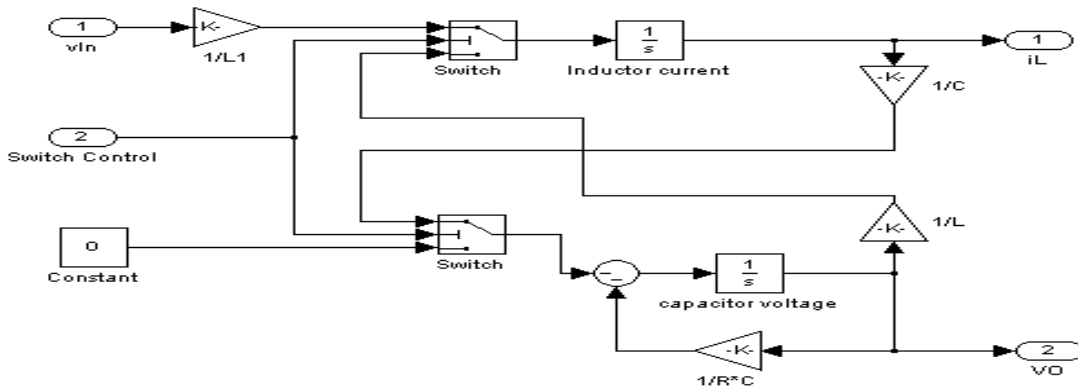


Figure III. 18 La modélisation en boucle ouverte du convertisseur Buck-Boost

III.3.5. Convertisseur DC/DC de type Cuk

Le Cuk ou le hacheur à stockage capacitif, son inventeur l'américain **Slobodan Ćuk** [81], est un des types les plus populaires des convertisseurs continu-continu, la tension de sortie peut être soit inférieure ou supérieure à la tension d'entrée [82] ; Il est capable d'inverser le signal de sortie du positif au négatif et vice versa [83]. Le Cuk a une faible perte de commutation et une plus grande efficacité par comparaison avec d'autres convertisseurs DC-DC [84].

III.3.5.1. Les modes de fonctionnement

Le convertisseur cuk transfère l'énergie à travers le condensateur, ainsi l'analyse est basée sur le courant traversant le condensateur. La sortie est inversée comme dans le convertisseur abaisseur-élevateur alors que la configuration du circuit est une combinaison de convertisseurs buck et boost (figure III.19).

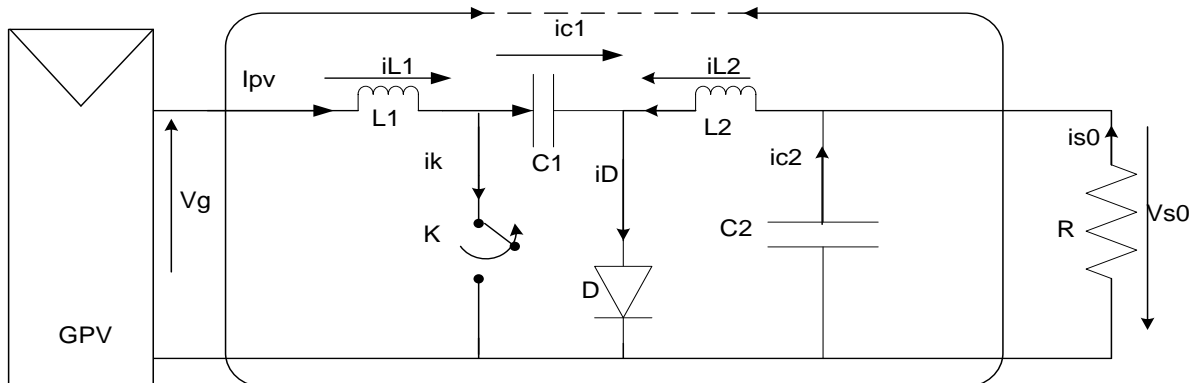


Figure III. 19 Structure du convertisseur Cuk.

K : interrupteur, D : diode de retour, L_i : inductance, C_i : condensateur.

Le cuk a un mode de commutation non-isolé à deux capacités dans laquelle la transmission de puissance est réalisée en utilisant un commutateur idéal. Ce convertisseur possède deux modes de fonctionnement :

Le premier mode est lorsque l'interrupteur est fermé (ON) : Il effectue ainsi un court-circuit. Dans ce mode, le condensateur libère l'énergie à la sortie. Les équations pour ce mode de conduction du commutateur sont les suivantes :

$$I_{c1} = I_{L2} \quad (\text{III.42})$$

$$V_{L1} = V_g \quad (\text{III.43})$$

$$V_{L2} = -V_{c1} - V_{c2} \quad (\text{III.44})$$

$$I_{c2} = I_{L2} - \frac{V_{c2}}{R} \quad (\text{III.45})$$

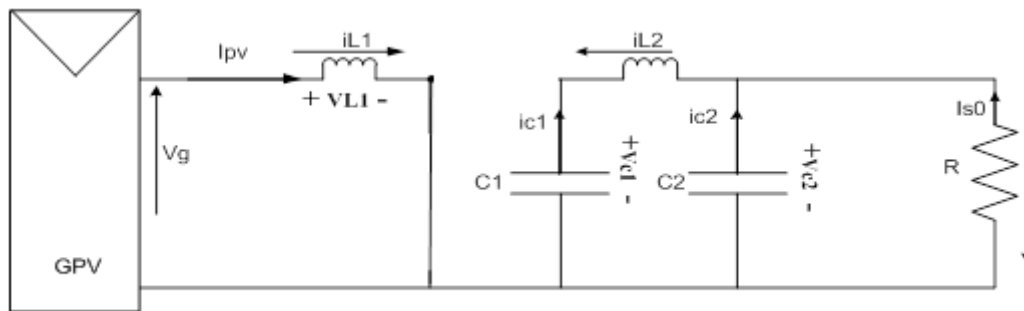


Figure III. 20 Convertisseur Cuk avec interrupteur ON.

Dans le deuxième mode de fonctionnement lorsque l'interrupteur est ouvert (OFF):

La diode est polarisée en direct et conduit l'énergie à la sortie. Le courant circule à travers les inductances L_1 et L_2 car la diode est passante, Les équations pour ce mode de fonctionnement sont les suivantes :

$$V_{L1} = V_g - V_{c1} \quad (\text{III.46})$$

$$V_{L2} = -V_{c2} \quad (\text{III.47})$$

$$I_{c2} = I_{L2} - \frac{V_{c2}}{R} \quad (\text{III.48})$$

$$I_{c1} = I_{L1} \quad (\text{III.49})$$

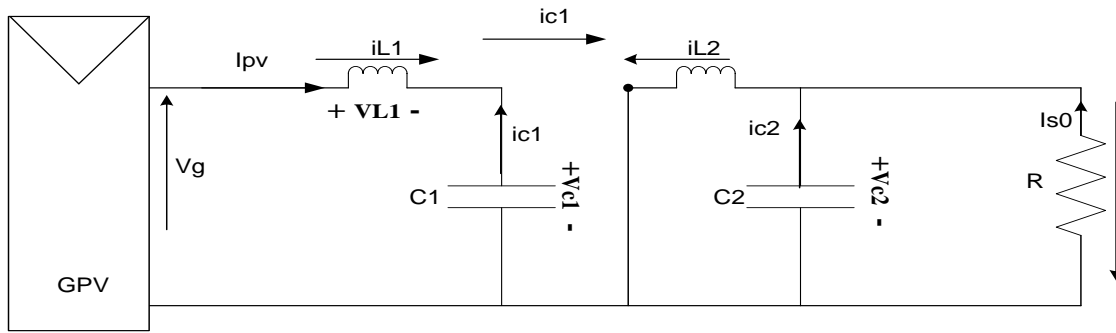


Figure III. 21 Convertisseur Cuk avec interrupteur OFF.

III.3.5.2. Gain idéal d'un convertisseur Cuk

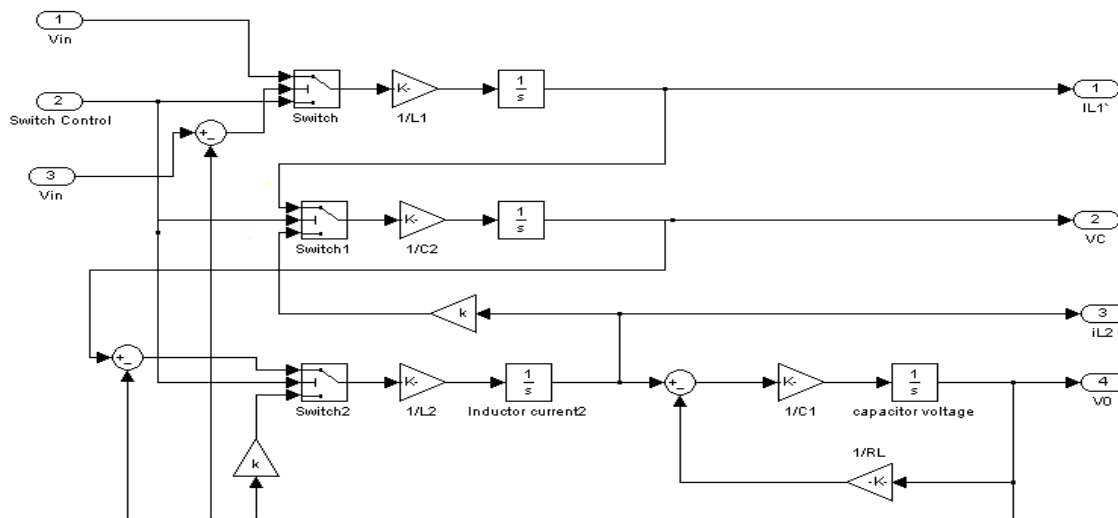
Le gain d'une telle topologie est donné par l'équation suivante [84-85] :

$$V_s = V_{pv} * \frac{\delta}{1-\delta} \tag{III.50}$$

$$Gain = \frac{V_s}{V_{pv}} = \frac{-\delta}{1-\delta} \tag{III.51}$$

On déduit que pour un gain spécifique le rapport cyclique est comme suit :

$$\delta = \frac{Gain}{Gain - 1} \tag{III.52}$$



Ces équations sont mises en œuvre dans Simulink comme représenté sur la Figure III.22

Figure III. 22 La modélisation en boucle ouverte du convertisseur Cuk.

III.3.5.3. Comparaisons entre les différentes topologies des convertisseurs DC-DC

Le tableau suivant donne une synthèse sur les différentes topologies mentionné précédemment [86].

Topologie du convertisseur	Avantage	inconvénients
Buck	Haute efficacité, simplicité, facile à se stabiliser, la limitation de courant, protection de la sortie contre court-circuit et facile à mettre en œuvre.	Courant d'entrée discontinue, lissage filtre d'entrée normalement requis,
Boost	Fournit une sortie tension supérieure à la tension d'entrée sans transformateur, haute efficacité, le courant d'entrée continu	Courants de pic élevés dans composants de puissance, pauvres réponse transitoire, difficiles à stabiliser, protection de sortie contre court-circuit nécessite un dispositif supplémentaire à l'entrée série
Buck-Boost	Fournit une tension de sortie inversée Sans transformateur, haute efficacité, protection de sortie contre court-circuit et facile à exécuter.	Courant d'entrée discontinue, pic du courants élevé dans les composants.
Cuk	Grande efficacité d'entrée, le courant de sortie continue, faible pertes de commutation [48].	pic du courants élevé dans les composants, haute ondulation du courant des condensateurs.

Tableau III. 4 Comparaisons entre les différentes topologies des convertisseurs DC-DC [86].

Conclusion

Dans ce chapitre, la plupart des algorithmes MPPT qui peuvent trouver le vrai MPP et leurs performances étaient examinées dans la première partie et dans la deuxième partie, nous avons abordé l'analyse des convertisseurs DC-DC utilisés dans les systèmes photovoltaïques et les différentes topologies et ces modes de fonctionnement.

Pour la première partie une synthèse sur la commande MPPT est donnée. Les méthodes HC, P & O, InCond, LF, RNA, NF et PSO étaient sélectionnés pour une analyse plus approfondie et leurs efficacités étaient étudiées selon les critères d'évaluation d'une commande MPPT mentionnés dans la littérature. Nous avons finalisé cette partie par une méthode InCond améliorée avec une comparaison avec les méthodes précédemment citées.

Dans la deuxième partie de ce chapitre les topologies et les circuits des hacheurs Buck, Boost, Buck-Boost et Cuk ont été examinées. Nous avons ensuite développé la modélisation mathématique de chaque type avec une analyse comparative entre eux.

Finalement, nous avons procédé à la simulation des différentes topologies des convertisseurs sous Matlab.

CHAPITRE 04

Dimensionnement du Système de Pompage Photovoltaïque

«La folie est de toujours se comporter de la même manière et de s'attendre à un résultat différent. ».

Albert Einstein.

VI.1 Introduction

"Ensuite Nous les avons séparés et fait de l'eau toute chose vivante [87] وَجَعَلْنَا مِنْ الْمَاءِ كُلَّ شَيْءٍ حَيٍّ", L'évolution de la vie a été possible grâce à la présence de l'eau". Il est déraisonnable de penser au développement d'un pays, sans réfléchir sur leur potentiel de l'eau et d'énergie. Particulièrement dans les pays en voie de développement, comme Algérie et plus particulièrement dans les zones rurales les systèmes d'alimentation en eau potable et l'eau destinée pour l'irrigation décentralisés restent la solution unique pour améliorer leur situation sociale et économique.

Le problème d'alimentation électrique est aussi posé, pour la réalisation d'un projet d'alimentation des systèmes de pompes d'eau. A priori, les solutions d'alimentation en énergie électrique des équipements d'eau potable destinés à ces agglomérations les plus utilisées sont : les groupes électrogènes ou l'énergie solaire. Les systèmes de pompage photovoltaïques sont aujourd'hui une technologie en développement, caractérisée par des coûts graduellement en baisse, une fiabilité et une longue durée de vie par rapport à l'autre choix.

Le pompage au fil du soleil permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple, plus fiable et moins coûteux qu'un système avec batterie. Le stockage se fait de manière hydraulique dans un réservoir.

Dans ce chapitre nous allons donner un aperçu sur le dimensionnement du système de pompage photovoltaïque. Dans la première partie nous donnons les notions de base et les composants d'une pompe photovoltaïque, nous présenterons la technologie des pompes où nous nous sommes concentrés sur les deux types les plus populaires : la pompe volumétrique et la pompe centrifuge, avec une comparaison entre les deux types. Ensuite nous traitons plus en détail la modélisation et les caractéristiques d'une pompe centrifuge qui sera une partie de notre travail. Dans la partie suivante nous rappelons les deux types des moteurs (moteur AC et moteur DC) qui existent dans le domaine, où notre choix a été porté sur le moteur à courant continu. Dans la dernière partie, nous abordons une méthode de dimensionnement d'une pompe solaire ainsi que les différents éléments et quelques critères technico-économiques à considérer lors du choix d'un système de pompage photovoltaïque. Une conclusion sur les résultats obtenus de ce travail clôture ce chapitre.

IV.2 Composants d'une pompe photovoltaïque

IV.2.1. Généralités

Depuis les premières installations en 1978[88], le marché de pompage PV a été constamment en croissance ; certaines études indiquent que plus de 10000 pompes photovoltaïques en fonctionnement jusqu'à 1994 et le chiffre est doublé cinquante de fois en 2010[89].

Un système de pompage de l'eau par énergie solaire photovoltaïque est un système autonome, qui fonctionne avec ou sans batteries de stockage d'énergie. L'absence des batteries impose l'existence des réservoirs pour stocker l'eau jusqu'au moment de son utilisation. Ce dernier est le plus utilisé, plus fiable et moins coûteux qu'un système avec batterie [90]. Souvent appelée 'système de pompage au fil du soleil' [91]. La configuration générale d'un système de pompage photovoltaïque se compose généralement des éléments suivants :

- Un générateur composé de modules photovoltaïques.
- Un convertisseur continu- continu, c'est le contrôleur MPPT.
- Un convertisseur continu-alternatif généralement appelé onduleur pour alimenter correctement le groupe électropompe (le cas du moteur AC).
- Un groupe électropompe.

Le système de pompage photovoltaïque de débits de 30 à 100 m³ par jour est le plus rentable pour des demandes en eau de type domestique [92]. La figure IV.1 montre le schéma synoptique de l'ensemble composé d'un générateur photovoltaïque, suiveur du point puissance maximal, onduleur, moteur asynchrone et pompe.

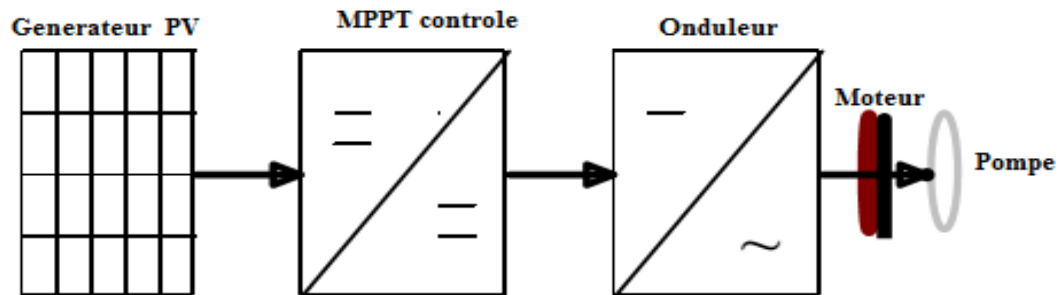


Figure IV.1 Schéma synoptique de l'ensemble du système de pompage PV.

IV.2.2. Technologie des pompes

L'hydraulique en général se compose de deux grandes familles de pompes [93-94]; les pompes volumétriques et les pompes centrifuges, dans la partie suivante on va détailler les deux technologies.

IV.2.2.1. La pompe volumétrique [90-92]

La pompe volumétrique transmet l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et-vient permettant de mettre le fluide en mouvement par une variation du volume qui le contient. Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse du moteur et la puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à petits débits d'eau (voir figure IV.2).

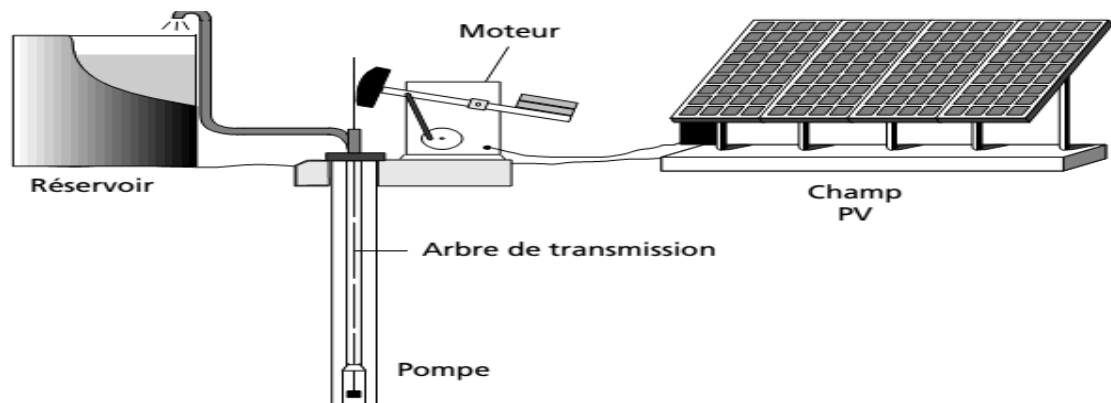
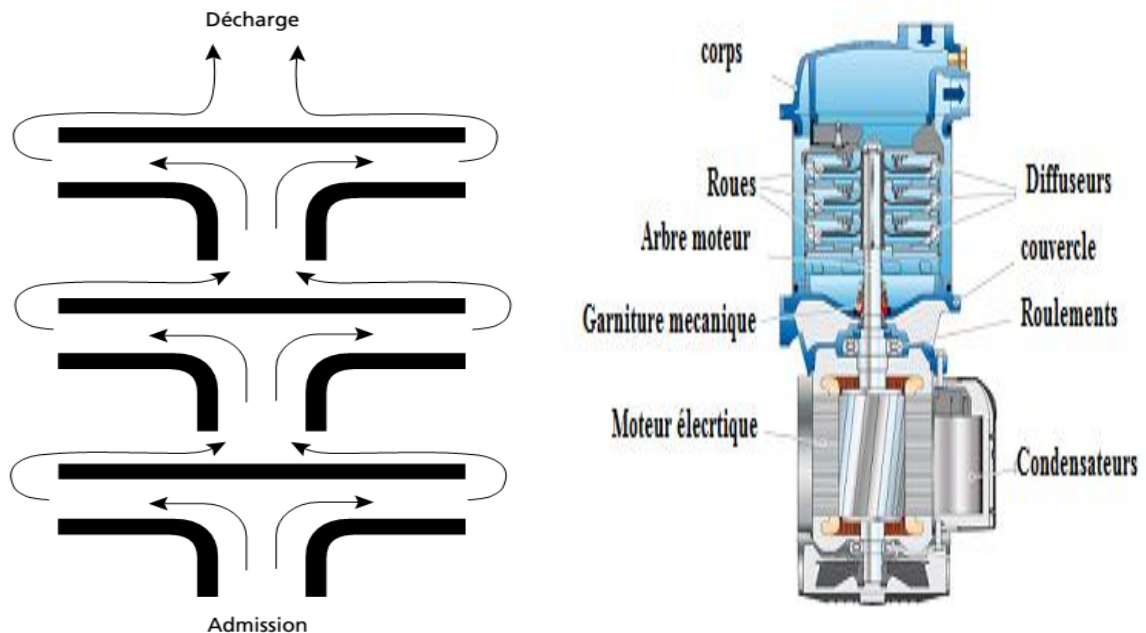


Figure IV. 2 Pompage photovoltaïque avec pompe volumétrique [92].

IV.2.2.2. La pompe centrifuge

Elles utilisent les variations de vitesse du fluide pompé combinées avec l'effet de la force centrifuge pour obtenir un accroissement de pression (Figure IV. 3). Le liquide arrive dans l'axe de l'appareil par le distributeur et la force centrifuge le projette vers l'extérieur de la turbine. L'eau entre au centre de la pompe et est poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubages. Afin d'augmenter la pression, donc la hauteur de refoulement, plusieurs étages d'aubages peuvent être juxtaposés sur le même arbre de transmission. Chaque étage fait passer l'eau à l'étage suivant en relevant la pression jusqu'à l'étage final.



Principe de fonctionnement [92]

Composition Interne [95]

Figure IV. 3 Principe de fonctionnement d'une pompe centrifuge.

IV.2.2.3. Comparaisons entre les pompes centrifuges et les pompes volumétriques

	Pompe volumétrique	Pompe centrifuge
Mécanique	Ecoulement résulte de la variation d'une capacité occupée par le liquide	le mouvement du liquide résulte de l'accroissement d'énergie qui lui est communiqué par la force centrifuge.
Performance	Débit est constant quelle que soit la pression.	Débit variable en fonction de la pression.
Viscosité	Rendement augmente avec la viscosité [96].	Rendement diminue avec l'augmentation de la viscosité du fait des pertes par frottement dans la pompe [96].
Rendement	Le rendement augmente avec la pression.	Rendement optimal en un point. À des pressions différentes, le rendement diminue.

Tableau IV. 1 Comparaison entre les pompes centrifuges et les pompes volumétriques

IV.2.3. Modélisation de la pompe centrifuge

IV.2.3.1 La caractéristiques générales de la pompe centrifuge

Généralement la pompe centrifuge est la plus utilisée dans les systèmes de pompage photovoltaïque parce qu'elle tourne même pour de très faibles ensoleillements, le moteur peut fournir une grande vitesse de rotation constante, le couple d'entraînement de la pompe est pratiquement nul au démarrage et la capacité augmente avec la vitesse de rotation.

IV.2.3.2 La caractéristique hauteur - débit

Les pompes sont généralement décrites par leur caractéristiques hauteur-débit : $H(Q)$. H est la hauteur totale créée par la pompe et Q est le débit de la pompe [97]. Les constructeurs sont en mesure de fournir au client les courbes Q - H maximale et minimale correspondant au diamètre maximal et minimal possibles de la roue.

Le fonctionnement d'une pompe centrifuge est basé sur trois (03) paramètres, la hauteur, le débit et la vitesse. La hauteur manométrique totale (HMT) du pompage est la somme de la hauteur statique (géométrique) et la hauteur dynamique (l'ensemble des pertes) pour une vitesse constante [98].

$$HMT = H_s + \Delta H \quad (IV.1)$$

H_s : Hauteur statique qui est la distance entre le niveau statique de l'eau dans le puits jusqu'au point le plus élevé depuis lequel on doit pomper l'eau ;

ΔH : La somme des pertes linéaires $\Delta H1$ (pertes d'eau dans la tuyauterie) et singulières $\Delta H2$ (dus aux divers changements de section des conduites) [99].

$$\Delta H1 = \lambda \frac{L}{D} \left(\frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g} \right) \text{ et } \Delta H2 = \varepsilon \frac{L}{D} \left(\frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g} \right) \quad (IV.2)$$

λ : Coefficient des pertes de charge linéaires $\lambda = \frac{0.309}{\log\left(\frac{R_e}{7}\right)^2}$, R_e nombre de Reynolds.

ε : Coefficient de pertes de charges locales. g : l'accélération de la gravité m/s^2)

$$\Delta H = \left(\lambda \frac{L}{D} + \varepsilon \right) \left(\frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g} \right) = Q^2 * k_{fr} \quad (IV.3)$$

k_{fr} : Constante de la canalisation. L et D : la longueur et le diamètre de la tuyauterie (m).

La hauteur manométrique totale de pompage est :

$$HMT = H_s + Q^2 * K_{fr} \quad (IV.4)$$

La relation liant la hauteur d'eau H avec le débit de la pompe Q est donnée par le modèle de « Peleider-Peterman » [100]:

$$HMT = a_0 + w^2 - a_1 * w * Q - a_2 * Q^2 \quad (IV.5)$$

Avec : $a_0; a_1; a_2$ sont des constantes de la pompe donnée par le constructeur, w : la vitesse

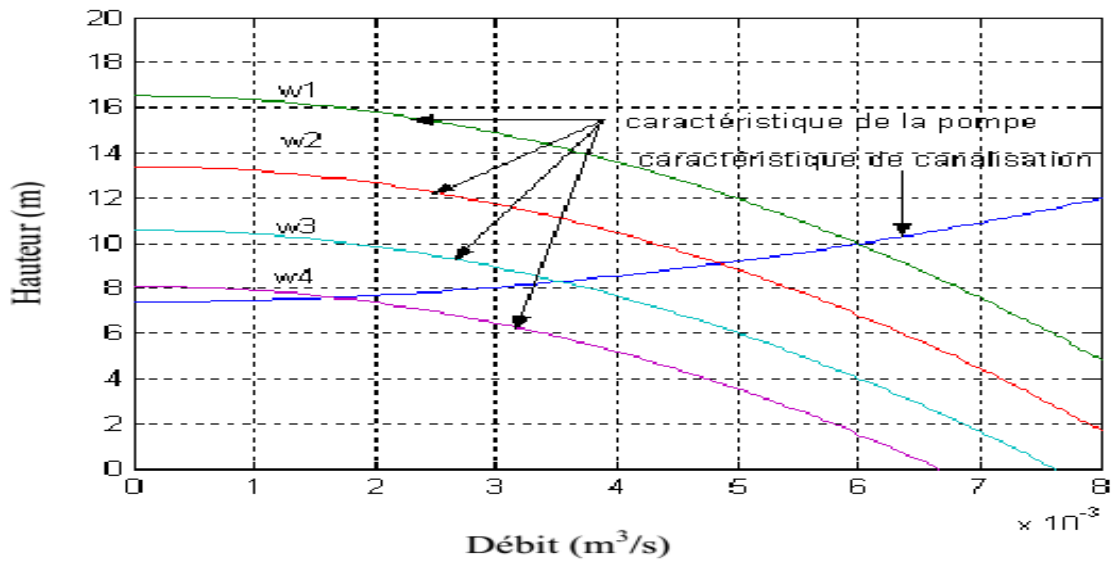


Figure IV. 4 Courbe H (Q) de la pompe centrifuge et la caractéristique de canalisation.

Le point de fonctionnement est l'intersection de ces deux caractéristiques. Alors pour une vitesse donnée, il y a seulement un point de fonctionnement qui dépend fortement des caractéristiques de tuyauterie d'une pompe indiquée. Par conséquent une bonne conception et une tuyauterie de bon choix donnent de bons résultats dans le système de pompage [101].

IV.2.3.3 La caractéristique couple – vitesse

Dans les systèmes de pompage photovoltaïque la vitesse de la pompe varie avec l'éclairement. Cependant les caractéristiques de la pompe centrifuge sont souvent définies seulement pour une vitesse constante. Les lois de similitude peuvent être utilisées pour étendre l'information donnée par le constructeur et déterminer les performances de la pompe pour le fonctionnement à vitesse variable [102].

Ces lois dites de « Rateau » [103] concernent les débits, les hauteurs et les puissances absorbées en supposant une variation minimale du rendement. On montre que le débit est une fonction linéaire de la vitesse, alors que la hauteur et la puissance mécanique absorbée sont respectivement des fonctions quadratiques et cubiques.

$$\begin{aligned}
 Q &= f(w) & Q &= Q_{réf} \left(\frac{w}{w_{réf}} \right) \\
 H &= f(w^2) & H &= H_{réf} \left(\frac{w}{w_{réf}} \right)^2 \\
 P &= f(w^3) & P &= P_{réf} \left(\frac{w}{w_{réf}} \right)^3
 \end{aligned}
 \tag{IV.6}$$

Où Q, H, w, P représentent respectivement le débit, la hauteur, la vitesse et la puissance à l'entrée de la pompe.

IV.2.3.4 Caractéristique de la puissance

Une pompe est une machine qui fournit de l'énergie à un fluide pour permettre de le déplacer d'un niveau de pression à un autre supérieur. L'expression générale de la puissance hydraulique est donnée par [102] :

$$P_H = \rho g Q H M T (w) \quad (\text{IV.7})$$

$$E_H^j = \rho g Q \frac{H M T}{3600} w h / j \quad (\text{IV.8})$$

ρ : La masse volumique de l'eau étant de 1000kg/m^3 , g : Accélération de la pesanteur ($9,81 \text{m}^2/\text{s}$).

E^{Hj} : La puissance hydraulique journalière.

La puissance nécessaire pour son entraînement mécanique, c'est la puissance hydraulique sur le rendement de la pompe qui est exprimé par la relation suivante :

$$P_m = \rho g Q H M T / \eta \quad (\text{IV.9})$$

$$\eta = \frac{P_H}{P_m} : \text{Le rendement de la pompe, pour les groupes électropompes (pompe + moteur), les}$$

fabricants donnent généralement la courbe du rendement globale.

P_m : Puissance mécanique du moteur.

IV.2.4. Les types de moteurs

Le moteur d'un groupe motopompe peut être à courant continu ou alternatif. Dans ce dernier cas, un onduleur est nécessaire pour convertir le courant continu provenant d'un générateur photovoltaïque en courant alternatif. Pour cette raison, le choix d'un moteur à courant continu est le plus attractif.

IV.2.4.1. Moteur à courant continu

Une machine à courant continu comprend deux parties principales :

- Une partie fixe appelée inducteur ou stator, destinée à créer un flux magnétique.
- Une partie mobile appelée induit ou rotor, dans laquelle a lieu la transformation de l'énergie mécanique en énergie électrique (génératrice électrique) ou inversement, de l'énergie électrique en énergie mécanique (moteur électrique). Les parties fixes et mobiles sont séparées l'une à l'autre par un entrefer [104].

La commutation du courant dans le rotor d'un moteur à courant continu est effectuée à l'aide de balais composés de charbon et de graphite ou par commutation électronique. C'est donc la bobine de cuivre qui tourne. Il existe des aimants permanents sur l'extérieur et une armature de filage à l'intérieur. Les aimants permanents sont fixes, de sorte qu'ils sont appelés stator. L'armature tourne, de sorte qu'il est appelé rotor (voir figure IV.5).

IV.2.4.1.1. Moteurs à balais

Les moteurs à balais sont les plus utilisés dans les groupes motopompes, car la pompe à eau est couplée directement avec convertisseur DC – DC, mais leurs balais doivent être changés périodiquement [92], Il faut donc alimenter une partie du moteur en mouvement. On utilise pour

cela un système de commutation du courant électrique appelé "balais", ou "charbons", ou "brush" en anglais [105]. Les grands inconvénients liés à la présence du contact mobile entre balais et collecteur sont l'entretien et le problème de commutation (changement périodique des balais) [106].

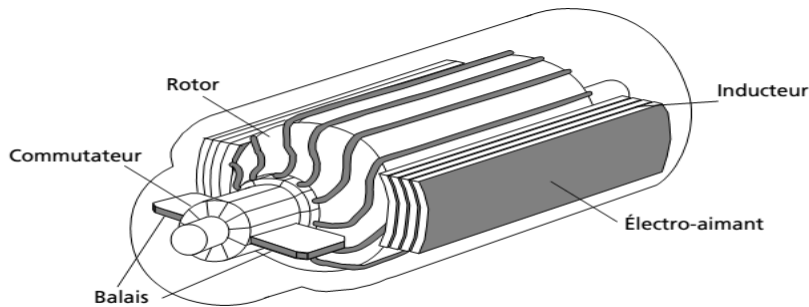


Figure IV. 5 Moteur à courant continu avec balais.

IV.2.4.1.2. Moteurs sans balais BLDC

Pour éviter le problème de commutations mécanique qui utilisent un commutateur électronique à la place du commutateur mécanique : ce sont les moteurs à courant continu sans balais [107] "BrushLess DC Motor en anglais" BLDC.

Ces dernières années, les moteurs à courant continu sans balais ont commencé à remplacer les moteurs à courant continu à balais pour les petites applications de pompage à grande échelle [54], ce type caractérisé par des meilleures caractéristiques mécaniques, haute efficacité, réponse dynamique élevée, et construction de petite taille [108].



Figure IV. 6 Exemples des moteurs BLDC.

IV.3. Rendement du groupe motopompe – générateur PV

Le rendement d'un moteur DC est de 80% à 85%, sur une plage de fonctionnement importante [92]. Le rendement hydraulique des pompes solaires est de l'ordre de 45% à 60%, mais ce rendement décroît beaucoup hors du point de fonctionnement nominal et est particulièrement évident pour une pompe centrifuge [109].

IV.4. Dimensionnement d'une pompe photovoltaïque

Les principales alternatives technologiques utilisées pour le pompage de l'eau dans les zones hors réseau sont le PV, les groupes diesel et l'éolienne. Cependant le pompage PV est le plus largement utilisé en Algérie et il remplacera progressivement le système traditionnel à base des groupes électrogènes. Plusieurs configurations de mise en page du système existent et plusieurs techniques du choix de composants sont disponibles, en fonction de la fiabilité, la performance et les aspects économiques [110].

De même, la méthode de dimensionnement d'un système PV autonome (SPA) expliqué dans le chapitre II, le pompage PV sera dimensionné en considérant que le moteur DC-DC est une charge électrique. Avec l'estimation des besoins en eau. En général le dimensionnement d'un système de pompage est fondée sur quatre points : l'analyse des besoins en eau, le calcul de l'énergie hydraulique nécessaire, la détermination de l'énergie photovoltaïque nécessaire et le choix des composants du système de pompage PV (suivant les données d'ensoleillement et le rendement du groupe motopompe).

IV.3.1. Analyse des besoins en eau

Pour notre cas l'estimation sera orientée à l'étude des besoins d'eau des zones agricoles en Afrique, et particulièrement en Algérie.

Les besoins en eau que l'on estime nécessaires pour les zones rurales des pays Africains sont de l'ordre de 20 litres par personne et 30 litres par tête de bétail [111]. Pour l'irrigation dépendent du type de culture, des facteurs météorologiques comme la température, l'humidité, la vitesse du vent, l'évapotranspiration du sol, la saison de l'année considérée et de la méthode d'irrigation [112-113-114]. Mais, il est important de se baser sur la pratique et l'expérience locale. Le but de déterminer les besoins journaliers en eau durant la période de besoin est de calculer le débit.

IV.3.2. Dimensionnement de l'énergie hydraulique

On utilise l'expression de la puissance hydraulique donnée par les équations (IV.7),(IV.8) et (IV.9) pour estimer la charge, c'est-à-dire déterminer le débit requis et la HTM.

IV.3.3. Dimensionnement de l'énergie électrique

L'énergie électrique requise exprimée en Wattheure pour une pompe calculée est fonction d'une constante hydraulique (C_H) et elle est inversement proportionnelle au rendement [92]

$$E_{elec} = \frac{\text{Constante hydraulique} \times \text{Débit journalier} \times \text{HMT}}{\text{Rendement du groupe motopompe}} \text{ (wh)}$$

$$E_{elec} = \frac{CH * Q \left(\frac{m^3}{j} \right) * HMT}{\eta} = \frac{E_H}{\eta} \quad \text{(IV.10)}$$

$$C_H = g * \rho = 2.725 \quad \text{(IV.11)}$$

La puissance crête du champ photovoltaïque nécessaire est déterminée par l'énergie électrique en fonction de la moyenne des heures du soleil et les pertes d'énergie PV résultant par l'influence d'inclinaison, localisation, la température et d'ombrage :

$$P_c = \frac{E_{elec}}{H_{soleil} (1 - \text{pertes})} \text{ (wc)} \quad \text{(IV.12)}$$

Le facteur (1- pertes) signifie le rendement global η_g de la pompe et du générateur PV (incluant l'effet de la température). On peut alors appliquer la formule de définition du watt crête, on trouve donc la formule (IV.13) donnant la puissance théorique de la pompe en watt crête en fonction d'ensoleillement journalier G , le volume journalier d'eau V et le rendement global η_g

$$P_c = \frac{V * HMT * 2.725}{G * \eta_g} (wc) \quad (IV.13)$$

Le tableau IV.2 décrit les valeurs de η_g en fonction des puissances des pompes solaires [114].

Rendement en fonction de la puissance				
WC		KWC		
800	800 à 1200	2 à 3	3 à 5	5 à 10
40%	20% ou 40%	30%	35%	40%

Tableau IV. 1 valeurs du rendement global en fonction des puissances des pompes solaires [114].

IV.3.4. Dimensionnement de la motopompe

Le moteur doit supporter la puissance crête du générateur photovoltaïque et la pompe est déterminée par le débit nécessaire.

IV.3.5. Dimensionnement des Tuyauteries

Il est possible d'obtenir analytiquement les diamètres des tuyauteries de pompage qui s'approximent à ceux qui minimisent les coûts des installations par la formule de Bresse [112-114]

$$D = K \sqrt{Q} \quad (IV.14)$$

D: diamètre de la tuyauterie (m), Q: débit crête de la pompe (m³/s), K: Coefficient qui de 0.75 à 1.40

IV.3.6. Dimensionnement du réservoir

L'énergie solaire est au maximum au milieu de la journée où les besoins en eau ne sont pas très élevés en cette période pour la pompe au fil du soleil. Pour cette raison, il est nécessaire de stocker l'eau dans un réservoir, de telle sorte qu'elle peut y être couvrir les besoins, tenant compte de l'autonomie de réservoir. C'est à dire son dimensionnement devra prendre en compte le nombre d'heures d'alimentation en eau sans la nécessité de la pompe.

IV.4. Critères technico-économiques du choix d'un système de pompage PV

- Afin d'augmenter le rendement de la pompe solaire fonctionnant au fil du soleil il est recommandé d'ajouter un adaptateur MPPT (maximum power point tracking).
- Le débit doit être compatible avec la capacité de la nappe.
- Tous les matériaux du groupe motopompe doivent être résistants à la corrosion de l'eau.
- La pompe doit être munie d'une protection manque d'eau et contre la perte de l'eau dans le puits devra inclure une temporisation qui assure la récupération du niveau de l'eau, avant de redémarrer le pompage [115].
- Le système de pompage doit être protégé contre le blocage mécanique de la pompe.
- Le système de pompage doit supporter sans dommage aucun, au moins 5000 cycles démarrage - arrêt, dans les conditions d'opération définies par : une hauteur maximale de

pompage, et un générateur photovoltaïque fonctionnant en conditions standards de test suivant la norme IEC 62253(Annexe chapitre IV).

- Les modules photovoltaïques doivent être certifiés selon la norme internationale IEC-61215

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les principales notions de dimensionnement du système de pompage photovoltaïque de type fil du soleil.

Dans ce contexte, nous avons décrit les différents modèles possibles de pompes photovoltaïques pour des applications domestiques et agricoles. Nous avons également montré l'utilité d'utiliser un moteur DC-DC pour éviter l'onduleur. Nous avons aussi vu la modélisation et les caractéristiques d'une pompe centrifuge qui sera une partie de notre travail.

Nous avons proposé une méthode simple et d'optimisation pour le dimensionnement d'un système de pompage PV avec réservoir ainsi que les différentes parties de dimensionnement sont détaillées dans cette partie. Ce chapitre est conclu par des critères technico-économiques à considérer lors du choix d'un système de pompage photovoltaïque.

Nous présenterons une méthode d'optimisation du système de pompage photovoltaïque à base d'un moteur DC-DC dans le chapitre V.

CHAPITRE 05

Simulations Et Evaluation Des Résultats

« La connaissance s'acquiert par l'expérience, tout le reste n'est que de l'information. »

Albert Einstein.

V.1 Introduction

Les travaux engagés dans ce chapitre de la thèse ont pour objectif d'évaluer les différents résultats obtenus des travaux réalisés, concernant l'optimisation d'énergie photovoltaïque particulièrement les systèmes photovoltaïques autonomes SPA sous l'effet de changement d'ensoleillement.

L'optimisation dans cet axe a été choisie pour les raisons techniques et économiques suivantes :

- ❖ La stratégie économique du pays concernant la diversification économique des sources de revenu .Quel incarné par le grand nombre de projets nationaux de développement agricoles et dans le domaine de développement des énergies renouvelables surtout l'énergie solaire.
- ❖ Les zones agricoles dans notre pays généralement rurales imposent l'électrification à base des systèmes SPA.
- ❖ L'électrification des maisons et des systèmes de pompages d'eau sont les deux éléments pour vivre dans ces zones.
- ❖ Ces zones forestières dans l'ensemble, les plus touchés par les problèmes de l'ombre partielle et de changement climatique rapide.
- ❖ Les moyens financiers et matériels disponibles nous obligent à choisir les techniques proposées.

Comme nous l'avons expliqué dans les chapitres précédents, l'optimisation, le dimensionnement et la simulation des systèmes SPA est inévitable, notamment celles impactées par les changements des conditions environnementales.

Nous allons présenter dans un premier temps, le comportement d'un générateur photovoltaïque on utilisant Matlab/Simulink. Nous présentons ensuite notre approche concernant l'optimisation des générateurs PV en utilisant les commandes MPPT, pour cela on propose les deux méthodes MPPT, sous changement rapide d'ensoleillement avec les différentes étapes de la mise en œuvre de ces commandes. Premièrement nous abordons l'architecture de l'incrémentale conductance améliorée et son comportement.

Par la suite on donne le principe de la deuxième méthode proposée, qui est la méthode *TAKAGI SUGENO* floue, où nous présentant par simulation les différentes réponses.

Dans la partie suivante la méthode MPPT améliorée sous l'impact d'ombrage partiel sera présentée et elle sera analysée en détails.

La partie finale de ce chapitre inclut les principales étapes de réalisation de 155 kits photovoltaïques autonomes pour l'alimentation des maisons agricoles dans le cadre du projet de collaboration entre notre laboratoire de recherche LASA, Condor Electronics et le Ministère de l'Agriculture présenté par la Direction de Steppe de Djelfa" fourniture et pose de 360 kits photovoltaïques pour l'alimentation de 360 maisons dans les zones rurales".

V.2.Optimisation d'un générateur photovoltaïque sous des conditions environnementales

V.2.1. Optimisation d'un système Photovoltaïque sous conditions uniformes

V.2.1.1. Choix et Modélisation du générateur PV

Le générateur PV utilisé dans cette partie est une combinaison de 4 modules en séries *KC85T* [116]. La combinaison en série des modules a été choisie pour obtenir une tension de sortie plus élevée du générateur photovoltaïque. Le module de *KC85T* est composé de 36 cellules de

silicium connectées en série. Chaque module peut générer un courant jusqu'à $5.34A$ et une tension de $21,7 Volts$ et donner une puissance maximale de $87W$ à des conditions de test standard ($25 \text{ }^\circ C$, $1000W / m^2$ et $AM = 1.5$). La cellule solaire peut être représentée par le modèle électrique de deux diodes représenté sur la "figure II.2" du chapitre II. Sa caractéristique tension -courant est exprimée par l'équation (I.7) du chapitre I. Dans la simulation montrée dans la figure V.1, un seul module est considéré et la simulation pour le générateur complet est la même sauf que la tension sera augmentée.

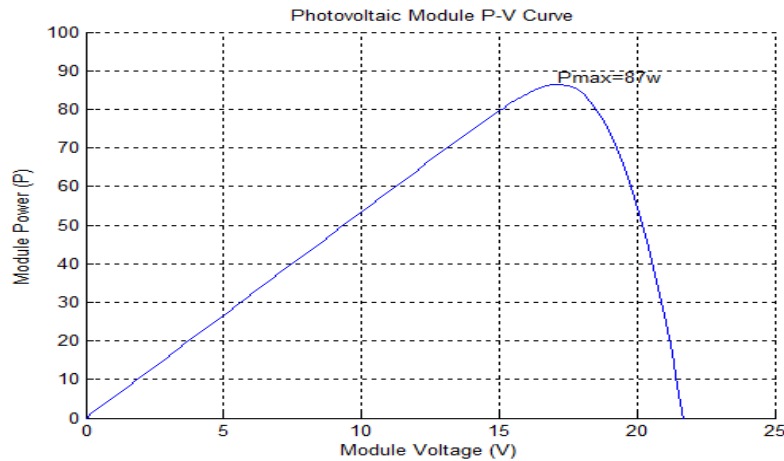


Figure V. 1 Caractéristique P-V du module KC85T.

La courbe de la caractéristique puissance –tension indiquée sur la figure V.1 représente une caractéristique identique de celle de fiche technique. Le modèle donne des résultats corrects [117], voilà pourquoi nous l'avons choisi pour l'utiliser comme un modèle de référence dans les parties suivantes.

V.2.1.2. Influence de l'ensoleillement

Il est connu que les conditions standards pour les mesures météorologiques sont $G=1000 W/m^2$ pour l'ensoleillement et $T = 25 \text{ }^\circ C$ pour la température, à partir de ça et pour visualiser l'influence de l'ensoleillement sur le comportement du modèle proposé, on fixe la température à sa valeur standard et on fait varier la valeur de l'ensoleillement entre 200 et $1000W/m^2$ qui sont les limites (basse et haute) de l'ensoleillement comme le montre la figure (Figure : V.2)

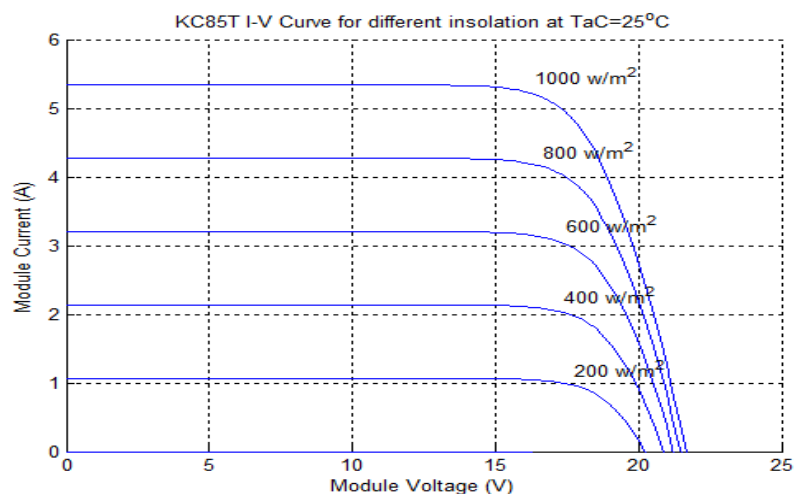


Figure V. 2 Caractéristique I-V pour des différentes valeurs de l'ensoleillement (à $T=25 \text{ }^\circ C$).

A partir des résultats obtenus, on peut remarquer que le courant (ainsi que la photo courant) est directement proportionnel à l'ensoleillement où le courant de court-circuit (I_{cc}) est clairement sensible à l'ensoleillement. Par contre, la tension est relativement peu dégradée. On en déduit donc que la cellule peut fournir une tension près de l'idéale, même à faible éclairage.

Enfin, quand l'ensoleillement croît, l'intensité de court-circuit augmente, les courbes caractéristiques se décalent vers des valeurs croissantes, permettant au module de produire une puissance électrique plus importante.

V.2.1.3. Influence de la température

De la même manière que pour l'ensoleillement, la procédure consiste à fixer l'ensoleillement à sa valeur standard (1000 W/m^2) et faire varier la température afin de visualiser l'influence de cette dernière sur le comportement du modèle (figure V.3).

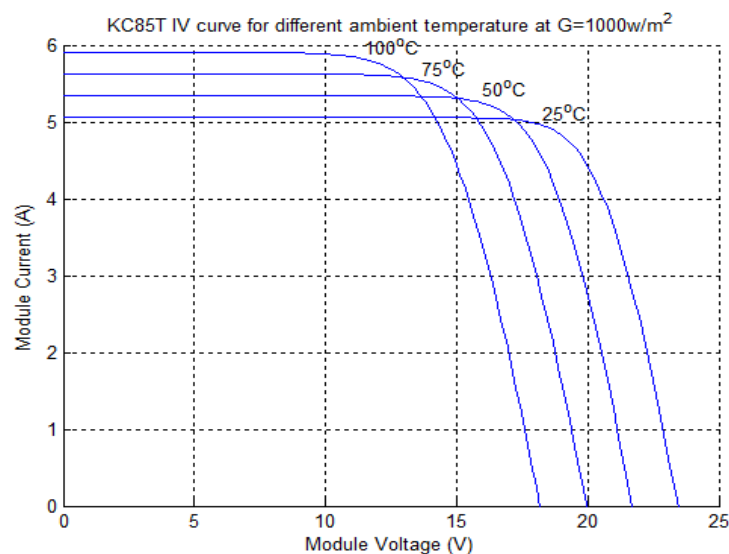


Figure V. 3 Caractéristique I-V pour des différentes valeurs de la température (à $G=1000\text{W/m}^2$).

A partir des résultats ci-dessus, il est évident que l'influence de la température est plus réduite par rapport à celle de l'ensoleillement, mais elle n'est plus négligeable sur la caractéristique courant/tension d'un générateur. Pour une température qui change de 25 à 100 °C, on peut voir que la variation de la tension varie plus que le courant.

Contrairement à la tension, le courant de court-circuit, quant à lui, augmente avec une hausse de la température. Ceci s'explique par une meilleure absorption de la lumière, le gap optique baissant avec cette hausse. Toutefois, cet accroissement d'intensité étant très faible, il peut être négligé au point de puissance maximale.

V.2.2. Choix et Modélisation du convertisseur DC/DC

Les convertisseurs DC / DC sont utilisés dans une grande variété d'applications, y compris l'adaptation des générateurs PV, leurs topologies les plus utilisés sont : convertisseur Boost, Buck, Buck-Boost et le convertisseur Cuk, ce dernier a faibles pertes de commutation et la plus grande efficacité entre les convertisseurs DC-DC [118]. Il a un mode de commutation non isolé, dans lequel la transmission de puissance est réalisée au moyen d'un commutateur idéal. Il a été aussi choisi en raison de leur faible ondulation comparé à d'autres topologies [117]. L'architecture et le modèle mathématique du convertisseur Cuk sont présentés déjà dans la partie (III.3.5).

V.2.3. Technique de l'incrémentation de la conductivité proposée

La méthode incrémentale conductance (IncCond) conventionnel est basée sur l'algorithme illustré dans l'organigramme Figure III.6 du chapitre III. Le MPP peut donc être suivie en comparant la conductance instantanée (I/V) à la conductance incrémentale ($\Delta I/\Delta V$). L'algorithme augmente ou diminue V_{ref} pour suivre le MPP mais nécessite deux contrôle indépendant. La première boucle de commande contient l'algorithme MPPT, et le deuxième est généralement un intégrateur (P) ou intégrateur proportionnel (PI). Cette méthode nécessite un temps de réponse important avec une oscillation près du MPP.

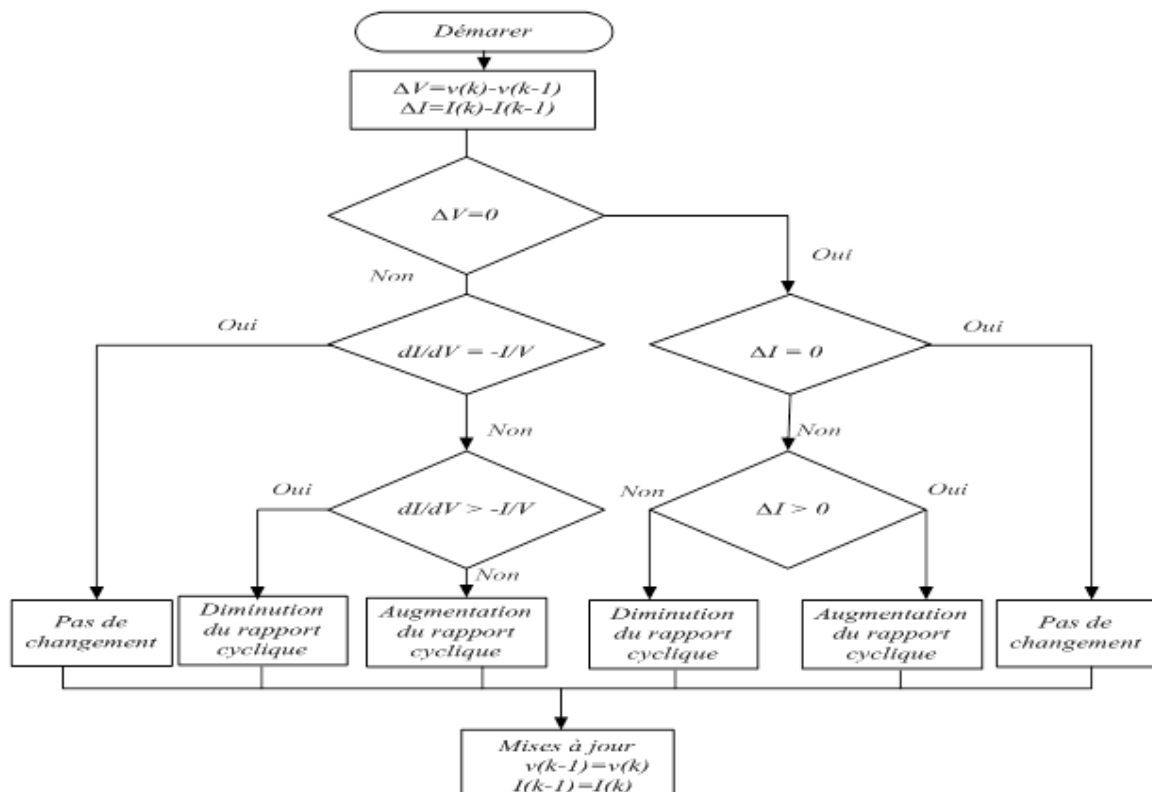


Figure V. 4 Organigramme de la méthode IncCond améliorée avec contrôle direct.

Notre méthode développée donne une amélioration sur l'algorithme conventionnel où le rapport cyclique est réglé directement dans l'algorithme par un contrôle directe. où la boucle de régulation PI est éliminé et l'algorithme peut être calculé très rapidement. Mais au lieu de perturber les tensions ou les courants instantanés, il met à jour le point de fonctionnement du générateur photovoltaïque en perturbant le rapport cyclique directement. L'essentielle de cet algorithme est présenté dans la figure V.4 et la simulation de la méthode proposée est illustré dans la figure V.5.

Il apparaît clairement de la figure V.5 l'algorithme proposé suit le MPP rapidement et avec une précision élevée. D'autre part, l'algorithme suit le MPP dans tous les cas, son oscillation au MPP, avec une petite perturbation dans le cas où l'ensoleillement est inférieur à $200 \text{ w} / \text{m}^2$. Ceci est dû au type de cellules du module KC85T parce que le silicium cristallin a ce défaut optique.

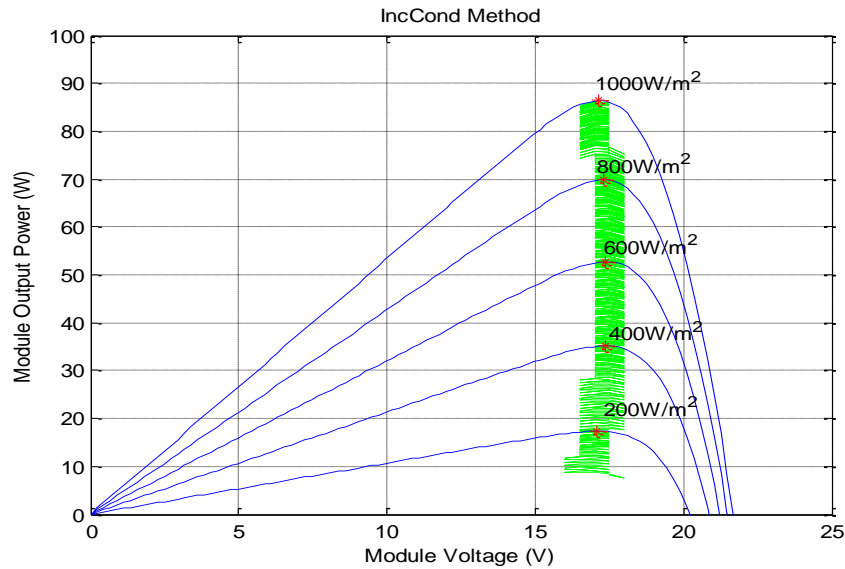


Figure V. 5 IncCond algorithme MPPT avec des différentes valeurs de l'enseillement.

V.2.4. Le comportement du convertisseur Cuk avec la méthode proposée

La relation entre le gain de tension du convertisseur et le rapport cyclique est non linéaire. Les augmentations ou les diminutions de tension ont conduit à l'augmentation ou la diminution du rapport cyclique du convertisseur. L'augmentation ou la diminution du rapport cyclique du convertisseur est faite par le déplacement du point de fonctionnement à droite ou à gauche de la caractéristique I(V).

La figure V.6 montre le changement du rapport cyclique ajusté par l'algorithme proposé pour extraire la puissance maximale à partir du module KC85T.

A $t = 0,4$ un changement rapide et brusque d'enseillement (de $1000 \text{ w} / \text{m}^2$ à $400 \text{ w} / \text{m}^2$) est appliqué pour tester la performance de notre algorithme dans les variations rapides des conditions atmosphériques, où l'adaptation du nouveau rapport cyclique est rapidement.

A $t = 0,6$ une autre variation d'enseillement est appliquée à partir de $400 \text{ w} / \text{m}^2$ à $1000 \text{ w} / \text{m}^2$, c'est-à-dire deux changements brusques sont faites dans une courte période où l'algorithme répond avec succès pour ajuster le rapport cyclique et suivre le point MPP.

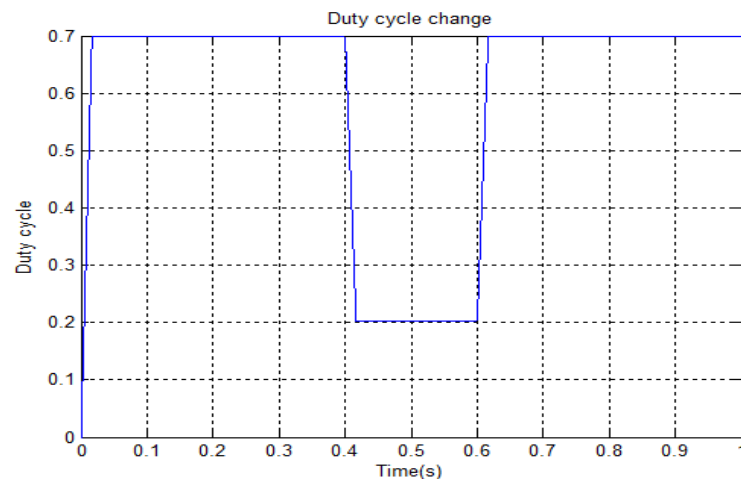


Figure V. 6 Le comportement du rapport cyclique avec la méthode proposée.

L'algorithme proposé a été simulé par Matlab/Simulink et le modèle Simulink est présenté sur la figure V.7. Les résultats acquis au cours des simulations indiquent que le système de contrôle proposé est capable de suivre le MPP avec performance, une grande simplicité, sans ondulation et avec un temps de réponse rapide.

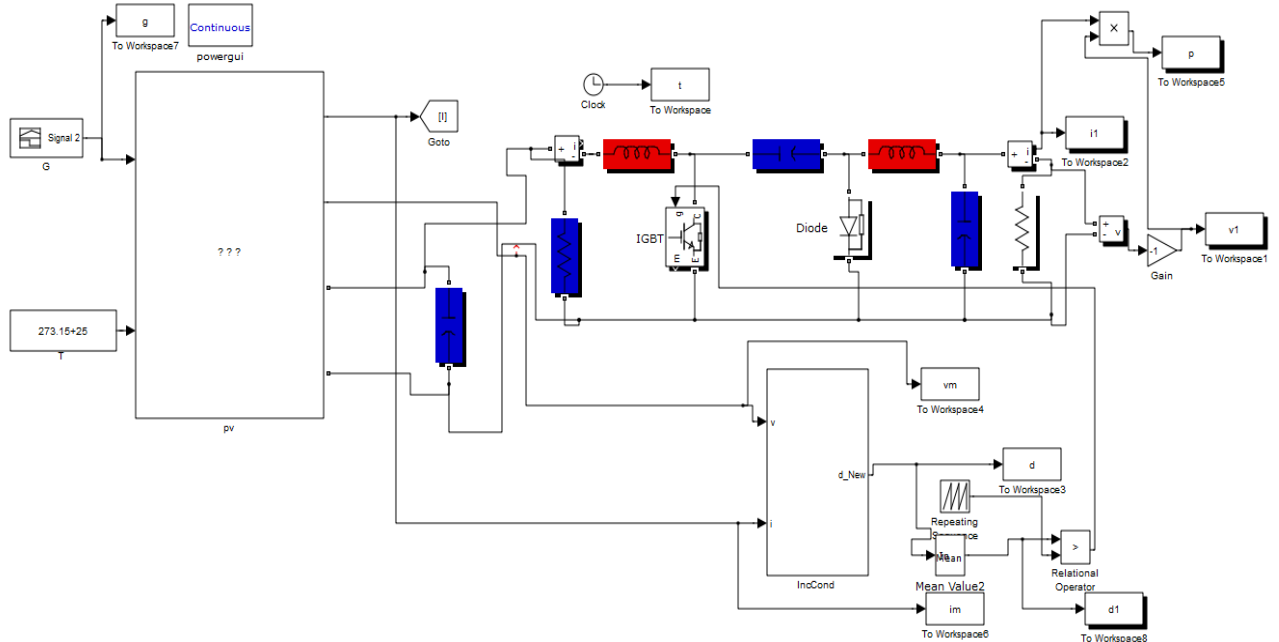


Figure V. 7 La conception du système MPPT proposée avec le Cuk sous Matlab / Simulink.

V.2.5. La Modélisation floue de Type Takagi Sugeno (TS) d'un système photovoltaïque (Panneau PV + Convertisseur Abaisseur (Dc/Dc Buck Converter))

V.2.5.1. Concepts de base et formulation de la méthode Takagi Sugeno Floue

La principale contribution de la théorie de la commande floue est sa capacité à gérer de nombreux problèmes pratiques qui ne peuvent pas être traités par des méthodes de contrôle classiques [119]. La structure d'un modèle flou est décrite par un ensemble de règles où chacune est constituée par une prémisse et une conclusion. Deux grandes classes de modèles flous sont répertoriées selon la nature des conclusions de leurs règles : Les modèles flous de *Mamdani* qui utilisent une conclusion symbolique et les modèles flous de *Takagi-Sugeno* où les conclusions sont numériques [120].

Le modèle TS est un du modèle flou plus fréquent pour la linéarisation des modèles. Il est inventé par les deux chercheurs **TOMOHIRO TAKAGI et MICHIO SUGENO** en 1985[121]. Les modèles de Takagi-Sugeno (T-S) constituent une représentation mathématique très intéressante des systèmes non linéaires car ils permettent de représenter tout système non linéaire, quelle que soit sa complexité, par une structure simple en s'appuyant sur des modèles linéaires interpolés par des fonctions non linéaires positives ou nulles et bornées [122]. L'approche T-S permet de représenter le comportement d'un système sous forme de plusieurs modèles linéaires [121-122-123]. Avec les notations \mathbf{R}^i : ($i = 1, 2, \dots, r$) la $i^{\text{ème}}$ règle, r étant le nombre de règles "Si ... alors", F_j^i : ($j = 1, 2, \dots, r$) les sous-ensembles flous des prémisses, $x(t) \in \mathbb{R}^n$ le vecteur d'état, $u(t) \in \mathbb{R}^m$ le vecteur des entrées, $y(t) \in \mathbb{R}^q$ le vecteur des sorties, $A_i \in \mathbb{R}^{n \times n}$, $B_i \in \mathbb{R}^{n \times m}$, $C_i \in \mathbb{R}^{q \times n}$ et $z_1(t) \sim z_p(t)$

les variables des prémisses (variables dépendant de l'état et/ou des entrées), les modèles flous TS sont représentés sous la forme suivante, où MFC et MFD indiquent, respectivement, les modèles flous continus et les modèles flous discrets[124].

Modèles Flous Continus (MFC)[125]

Règle R^i du modèle :

Si $z_1(t)$ est F_1^i et $z_2(t)$ est F_2^i ... et $z_p(t)$ est F_p^i

$$\text{Alors} \begin{cases} \dot{x}(t) = A_i x(t) + B_i u(t) \\ y(t) = C_i x(t) \end{cases} \quad i = 1, 2, 3, \dots, r \quad (\text{V.1})$$

Chaque conséquence de la règle est représentée par des relations dans l'espace d'état $\dot{x}(t) = A_i x(t) + B_i u(t)$ est appelée un *sous-modèle*. A chaque règle R^i est attribué un poids $w_i(z_1(t))$ qui dépend de la valeur de vérité (ou du degré d'appartenance) des $z_j(t)$ aux sous-ensembles flous F_i^j , notée $F_i^j(z_j(t))$, et du choix de la modélisation du connecteur (opérateur) "et" reliant les prémisses. Le connecteur "et" est souvent choisi comme étant le produit, d'où :

$$w_i(z(t)) = \prod_{j=1}^p F_j^i(z_j(t)) \quad i = 1, 2, 3, \dots, r \quad \text{avec} \quad \forall t, w_i(z(t)) \geq 0 \quad (\text{V.2})$$

Car les fonctions d'appartenances prennent leurs valeurs $[0 \ 1]$.

Les sorties finales du modèle flou sont inférées par la défuzzification.

$$\dot{x}(t) = \frac{\sum_{i=1}^r w_i(z(t)) \{A_i x(t) + B_i u(t)\}}{\sum_{i=1}^r w_i(z(t))}, \quad y(t) = \frac{\sum_{i=1}^r w_i(z(t)) C_i x(t)}{\sum_{i=1}^r w_i(z(t))} \quad (\text{V.3})$$

En posant :

$$\text{Avec} \quad h_i(z(t)) = \frac{w_i(z(t))}{\sum_{i=1}^r w_i(z(t))}, \quad \text{Avec} \quad \forall t, \sum_{i=1}^r h_i(z(t)) = 1 \quad (\text{V.4})$$

$$\text{Elles peuvent être réécrites} \begin{cases} \dot{x}(t) = \sum_{i=1}^r h_i(z(t)) \{A_i x(t) + B_i u(t)\} \\ y(t) = \sum_{i=1}^r h_i(z(t)) C_i x(t) \end{cases} \quad (\text{V.5})$$

De la même manière, les modèles flous discrets sont définis par :

Modèles Flous Discrets (MFD)[125]

Règle F^j , $i = 1, 2, \dots, r$ du modèle :

Si $z_1(t)$ est F_1^i et $z_2(t)$ est F_2^i ... et $z_p(t)$ est F_p^i

$$\text{Alors } \begin{cases} x(t+1) = A_i x(t) + B_i u(t) \\ y(t) = C_i x(t) \end{cases} \quad (\text{V.6})$$

Et les sorties finales du modèles flous sont définies par :

$$x(t+1) = \frac{\sum_{i=1}^r w_i(z(t)) \{A_i x(t) + B_i u(t)\}}{\sum_{i=1}^r w_i(z(t))}, y(t) = \frac{\sum_{i=1}^r w_i(z(t)) C_i x(t)}{\sum_{i=1}^r w_i(z(t))} \quad (\text{V.7})$$

Elles peuvent être réécrites [118]

$$x(t+1) = \sum_{i=1}^r h_i(z(t)) \{A_i x(t) + B_i u(t)\}, y(t) = \sum_{i=1}^r h_i(z(t)) C_i x(t) \quad (\text{V.8})$$

Généralement pour obtenir un modèle TS flou, deux approches existent, la première est basée sur l'utilisation des méthodes d'identification à partir des signaux d'entrées/sorties [123]. Cette approche se justifie principalement lorsqu'une représentation analytique du système à partir des lois physique sont inconnues ou complexes.

La deuxième famille d'approche suppose l'existence d'un modèle analytique non linéaire à partir duquel est déduit un modèle TS. Ce dernier peut être obtenu soit par linéarisation autour de différents points de fonctionnement, comme dans le cas des approches multi-modèles, soit en utilisant une méthode appelée secteur non linéaire (*Nonlinearity Sector*)[126].Le secteur de non-linéarité est basé sur l'idée suivante:

Considérons un système non linéaire simple décrit par :

$$\dot{x}(t) = f(x(t)) \quad , f(0) = 0 \quad (\text{V.9})$$

L'objectif est de trouver le secteur global tel que :

$$\dot{x}(t) = f(x(t)) \in [a_1 a_2] \quad (\text{V.10})$$

La figure (V. 8) illustre l'approche par secteurs non linéaires.

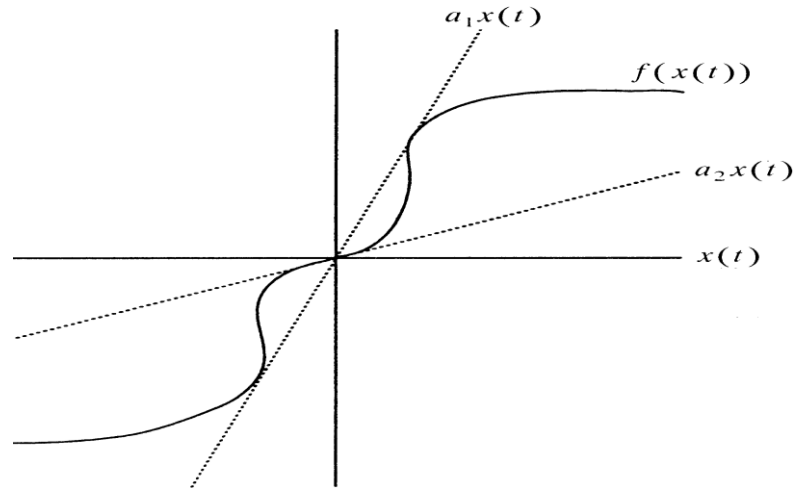


Figure V. 8 Secteur non linéaire global [127].

Cette approche consiste à partir d'un modèle non linéaire à obtenir un modèle TS qui représente exactement le comportement du modèle non linéaire dans un compact de l'espace d'état. Le principe est le suivant, considérons un modèle non linéaire, affine en la commande, donné par l'équation suivante :

$$\dot{x}(t) = F(x(t))x(t) + G(x(t))u(t) \quad (\text{V.11})$$

Avec $x(t) \in \mathbb{R}^n$, $u(t) \in \mathbb{R}^n$ et $F(x(t)), G(x(t))$ sont des fonctions bornées. Le modèle flou TS du modèle non linéaire décrit par l'équation (V.11) peut être calculé par l'utilisation du lemme suivant :

Lemme [124-127]:

Si $x(t) \in [a, b]$, avec $a, b \in \mathbb{R}^+$ et $f(x(t)): \mathbb{R} \rightarrow \mathbb{R}$ une fonction bornée sur $[a, b]$, alors il existe deux fonctions $\omega_1(x(t))$ et $\omega_2(x(t))$ ainsi que deux réels f_{\min} et f_{\max} tels que $f_{\min} \leq f(x(t)) \leq f_{\max}$ et $f(x(t)) = f_{\min} \cdot \omega_1(x(t)) + f_{\max} \cdot \omega_2(x(t))$

$$\omega_1(x(t)) + \omega_2(x(t)) = 1, \quad \omega_1(x(t)) \geq 0, \omega_2(x(t)) \geq 0 \quad (\text{V.12})$$

Pour assurer que $\omega_1(x(t))$ et $\omega_2(x(t))$ vérifient la propriété de somme convexe, il suffit de

$$\text{prendre } \omega_1(x(t)) = \frac{f_{\max} - f(x(t))}{f_{\max} - f_{\min}} \quad (\text{V.13})$$

et
$$\omega_2(x(t)) = \frac{f(x(t)) - f_{\min}}{f_{\max} - f_{\min}}$$

Ce type de présentation permet de traiter les problèmes multi-variables et d'aborder l'étude de la stabilité grâce à la méthode de *Lyapunov*.

V.2.5.2. Stabilité Des Modèles Takagi-Sugeno (T-S)

L'étude de la stabilité et la synthèse des contrôleurs flous pour les modèles T-S sont généralement basées sur la théorie de *Lyapunov* [128-129]. Le principe de cette dernière est inspiré

d'une réalité physique. En effet, si l'énergie d'un système est continûment dissipée, au final le système va atteindre un point d'équilibre. Dans la suite, sans perte de généralité, on suppose que le point d'équilibre est l'origine.

L'étude de la stabilité des modèles TS standards **MTSS** autonomes permet d'établir si sa dynamique est intrinsèquement stable lorsqu'il n'est soumis à aucune excitation externe ($u(t) = 0$). Les résultats de nombreux travaux sur la stabilité des MTSS sont donnés sous forme **d'Inégalités Matricielles Linéaires (LMI)**. Le résultat suivant traite de la stabilité des MTSS décrits en temps continu :

Théorème V.1 [122] : Le modèle TS standard MTSS continu autonome ($u(t) = 0$) (V.4) (respectivement (V.8) dans le cas discret) est asymptotiquement stable s'il existe une matrice $P=P^T$, telles que les LMI suivantes sont vérifiées pour $i = 1, \dots, r$:

$$\begin{aligned} A_i^T P + P A_i < 0 & \quad (\text{cas continu}) \\ A_i^T P A_i - P < 0 & \quad (\text{cas discret}) \end{aligned} \quad (\text{V.14})$$

Preuve : (cas continu) En considérant la fonction candidate quadratique de Lyapunov

$$V(x(t)) = x^T(t) P x(t) \quad (\text{V.15})$$

Le modèle TS standard MTSS autonome (V.4) ($u(t) = 0$) est stable si:

$$\dot{V}(x(t)) = \dot{x}^T(t) P x(t) + x^T(t) P \dot{x}(t) < 0 \quad (\text{V.16})$$

C'est-à-dire si :

$$\dot{V}(x(t)) = \dot{x}^T(t) \left(\sum_{i=1}^r h_i(z(t)) (A_i^T P + P A_i) \right) x(t) < 0 \quad (\text{V.17})$$

est vérifiée si les conditions suffisantes du théorème V.1.

V.2.5.3. Observateurs Pour Les Systèmes De Takagi-Sugeno

Il est fréquemment nécessaire d'estimer certaines variables décrivant l'état d'un système qui ne sont pas directement mesurables pour des raisons techniques ou économiques. Ce problème trouve une solution par l'utilisation de "capteurs logiciels" appelés généralement **observateurs** [122-123]. La construction d'un observateur, afin d'estimer ces variables, s'appuie sur un modèle mathématique représentant le comportement du système. La structure d'observateur basée sur la structure multi-modèle la plus utilisée dans la littérature est une extension de celle de l'observateur de **Luenberger** [128] proposée pour les systèmes linéaires. Ce choix s'avère naturel sachant que la structure multi-modèle est une combinaison linéaire de sous-modèles linéaires.

Considérons le modèle T-S suivant pour lequel la sortie est une fonction d'état linéaire :

$$\begin{aligned} \dot{x}(t) &= \sum_{i=1}^r \mu_i(\xi(t)) (A_i x(t) + B_i u(t)) \\ y(t) &= C x(t) \end{aligned} \quad (\text{V.18})$$

L'observateur proposé, inspiré de celui construit pour le cas linéaire à la forme suivante :

$$\begin{aligned}\dot{\hat{x}}(t) &= \sum_{i=1}^r \mu_i (\xi(t)) (A_i \hat{x}(t) + B_i u(t) + L_i (y(t) - \hat{y}(t))) \\ \hat{y}(t) &= C \hat{x}(t)\end{aligned}\tag{V.19}$$

Afin de déterminer les gains L_i de l'observateur (V.19), la stabilité du système générant l'erreur d'estimation d'état étant définie par :

$$e(t) = x(t) - \hat{x}(t)\tag{V.20}$$

Sa dynamique est régie par une équation différentielle qui dépend de la connaissance ou non des variables de décision intervenant dans les fonctions d'activation. On définit alors deux cas selon que les variables de décision sont mesurables ou non mesurables.

V.2.5.4. Variables De Décision Mesurables (VDM)

Il est fréquemment nécessaire d'estimer certaines variables décrivant l'état d'un système qui ne sont pas directement mesurables pour des raisons techniques ou économiques. Ce problème trouve une solution par l'utilisation de "capteurs logiciels" appelés généralement observateurs. La construction d'un observateur, afin d'estimer ces variables, s'appuie sur un modèle mathématique représentant le comportement du système.

La majeure partie des travaux effectués sur la conception d'observateurs d'état pour les systèmes TS s'appuie sur l'hypothèse de disponibilité des variables de décision. De ce fait, l'observateur utilise les mêmes variables de décision que le modèle du système ce qui permet une factorisation par les fonctions d'activation lors de l'évaluation de la dynamique de l'erreur d'estimation d'état. Plus précisément, cette dernière s'écrit :

$$\dot{e}(t) = \sum_{i=1}^r \mu_i (\xi(t)) (A_i - L_i C) e(t)\tag{V.21}$$

Les gains L_i de l'observateur sont déterminés par analyse de la stabilité du système TS (V.21).

L'analyse de la stabilité via une fonction de Lyapunov quadratique a permis l'obtention de conditions LMIs pour la synthèse de l'observateur :

Théorème V.2. [129]

L'erreur d'estimation d'état converge asymptotiquement vers zéro s'il existe une matrice $P = P^T > 0 \in \mathbb{R}^{n \times n}$ et des matrices $K_i \in \mathbb{R}^{n \times n y}$ telles que les conditions suivantes soient satisfaites :

$$P A_i + A_i^T P - K_i C - C^T K_i^T < 0 \quad i = 1, \dots, r\tag{V.22}$$

Les gains de l'observateur sont obtenus à partir de l'équation :

$$L_i = P^{-1} K_i\tag{V.23}$$

Preuve. Elle s'appuie sur l'étude de la stabilité par la théorie de Lyapunov en utilisant une fonction de Lyapunov quadratique $(x(t)) = e^T(t)Pe(t) \geq 0$. L'importante propriété de somme convexe des fonctions d'activation a permis l'obtention de conditions suffisantes de stabilité du système (V.21) générant l'erreur d'estimation d'état. Afin d'obtenir des inégalités linéaires, le changement de variable $K_i = PL_i$ est utilisé.

La stabilité a été étudiée par la théorie de Lyapunov et les conditions obtenues sont formulées en utilisant des LMIs.

V.2.5.5. Variables De Décision Non Mesurables (VDNM)

Dans le cas où les variables de décision ne sont pas connues, leur factorisation n'est plus possible et la dynamique de l'erreur d'estimation d'état s'écrit alors sous la forme :

$$\dot{e}(t) = \sum_{i=1}^r \mu_i(\xi(t))(A_i x(t) + B_i u(t)) - \sum_{i=1}^r \mu_i(\hat{\xi}(t))(A_i \hat{x}(t) + B_i u(t) + L_i C e(t)) \quad (\text{V.24})$$

En analysant la forme de l'équation d'état (V.24), on conclut que les résultats obtenus dans le cas des systèmes TS à VDM ne sont pas applicables pour la détermination des gains L_i de l'observateur. Dans ce cas des résultats classiques de stabilité des multi-modèles à variables de prémisses non mesurables peuvent être appliqués. Des résultats proposent des conditions de convergence d'estimation d'état vers zéro en se basant sur l'observateur de Thau-Luenberger [129]

Théorème V.3. [130] *L'erreur d'estimation d'état entre le modèle T-S et l'observateur converge asymptotiquement vers zéro, s'il existe des matrices symétriques et définies positives $P \in \mathbb{R}^{n \times n}$ et $Q \in \mathbb{R}^{n \times ny}$ ainsi qu'un scalaire positif γ tels que:*

$$A_i^T P + P A_i - C^T K_i^T - K_i C < -Q \quad i = 1, \dots, r \quad (\text{V.25})$$

$$\begin{bmatrix} -Q + \gamma^2 & P \\ P & -I \end{bmatrix} < 0 \quad (\text{V.26})$$

V.2.5.6. Construction du modèle flou pour système proposé

Pour concevoir un contrôleur flou, nous avons besoin d'un modèle flou TS pour un système non-linéaire [131]. Par conséquent, la construction d'un modèle flou représente une procédure importante et fondamentale dans cette approche. On peut décrire le générateur PV par le modèle mathématique (le modèle simplifié présentée dans le chapitre I) suivant :

$$i_{pv} = n_p I_{ph} - n_p I_{rs} (e^{k_{pv} v_{pv}/n_s} - 1) \quad (\text{V.27})$$

Où $K_{pv} = q/pKT$,

$$\text{Avec [4]} I_{rs} = T_{rr} \left(\frac{T}{T_r}\right)^3 e^{\frac{qE_{gp}(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T})}{pK}} \quad (\text{V.28})$$

$$I_{ph} = (I_{sc} + K_I(T - T_r)) \frac{\lambda}{100} \quad (\text{V.29})$$

Où $I_{rr} = 2 \cdot 10^{-7} A$, $T_r = 298 \text{ kelvin}$, $E_{gp} = 1,1 eV$, $K_I = 2,06 mA/^{\circ}K$, $\lambda = 100 mW/cm^2$

De la figure (III.12), du convertisseur Buck on obtient, avec changement du paramètres C_e et C_s par C_a et C_b respectivement, les équations d'état suivantes :

$$i = \frac{1}{L} (R_b i_0 - (R_b + R_L) i_L - V_b + (V_D + v_{pv}) \delta - V_D) \quad (V.30)$$

$$\dot{v}_{pv} = \frac{1}{C_a} (i_{pv} - i_L \delta) \quad (V.31)$$

$$\dot{v}_b = \frac{1}{C_b} (i_L - i_0) \quad (V.32)$$

Où V_{pv} est la tension de sortie du PV est en même temps la tension aux bornes du condensateur C_a , i_L et v_b sont respectivement le courant qui traverse la bobine L et la tension aux bornes du condensateur C_b , δ est le rapport cyclique du MOSFET, R_b et R_L sont respectivement les résistances de la capacité C_b et l'inductance L , V_D est la tension direct de la diode et i_0 est le courant mesuré de la charge [119] $0.8i_L \leq i_0 \leq 0.9i_L$; $-5 \leq i_L \leq 5$.

Le modèle flou de Takagi Sugeno est :

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_L \\ \dot{v}_{pv} \\ \dot{v}_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{L}(R_L + R_b I_b) & 0 & -\frac{1}{L} \\ 0 & \frac{1}{C_a} G_a & 0 \\ \frac{1}{C_b} I_b & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_L \\ v_{pv} \\ v_b \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L}(V_D + v_{pv}) \\ -\frac{1}{C_a} i_L \\ 0 \end{bmatrix} u + \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \left(-\frac{V_D}{L} \right) \quad (V.33)$$

$$\dot{x}(t) = A(x)x + B(x)u + B_0 b_d$$

$$y = \begin{bmatrix} 0 & \left(G_a - \frac{n_p k_{pv}}{n_s} I_{rs} e^{k_{pv} v_{pv} / n_s} \right) & 0 \end{bmatrix} x \equiv C(x)x \quad (V.34)$$

$$\text{Où } I_b = 1 - i_0 / i_L ; \quad G_a = i_{pv} / v_{pv} ; \quad b_d = -V_D / L$$

Le vecteur d'état est défini comme suit : $x = [i_L \quad v_{pv} \quad v_b]^T$ et $h(t)$ est le vecteur de sortie mesurable composé du courant de l'inductance et la tension de sortie du PV.

Les prémisses sont choisies comme suit :

$$z_1 = I_b, \quad z_2 = i_L, \quad z_3 = G_a, \quad z_4 = v_{pv} \quad \text{et} \quad z_5 = \left(\frac{n_p k_{pv}}{n_s} \right) I_{rs} e^{k_{pv} v_{pv} / n_s}.$$

Alors le système (V.7) et (V.8) peut être représenté par :

Règle i) : IF $z_1(t)$ is F_{i1} and $z_2(t)$ is F_{i2} and ... and $z_5(t)$ is F_{i5} THEN

$$\dot{x}(t) = A_i x(t) + B_i u(t) + B_0 b_d$$

$$y(t) = C_i(t) \quad i = 1, 2, \dots, r$$

Où F_{ji} ($j = 1, 2, \dots, 5$), sont les ensembles flous, r est le nombre de règles.

Par l'utilisation de la défuzzification, le modèle flou résultant de l'agrégation des règles s'écrit sous la forme suivante :

$$\dot{x}(t) = \sum_{i=1}^r \mu_i(z(t)) \{A_i x(t) + B_i u(t) + B_0 b_d\} \tag{V.35}$$

$$y(t) = \sum_{i=1}^r \mu_i(z(t)) C_i x(t)$$

$$z(t) = [z_1(t) \ z_2(t) \ \dots \ z_5(t)]^T, \quad \mu_i(z(t)) = \frac{\omega_i(z(t))}{\sum_{i=1}^r \omega_i(z(t))} \geq 0, \quad \text{avec } \omega_i(z(t)) = \prod_{j=1}^5 F_{ji}(z_j(t)) \tag{V.36}$$

Et.
$$\sum_{i=1}^r \mu_i(z(t)) = 1 \tag{V.37}$$

Pour obtenir la représentation exacte de notre système, les fonctions d'appartenance de $z_1(t) - z_5(t)$ peuvent être choisis comme suit :

$$A(x) = \sum_{i=1}^r \mu_i(z(t)) A_i; \quad B(x) = \sum_{i=1}^r \mu_i(z(t)) B_i \quad \text{et} \quad C(x) = \sum_{i=1}^r \mu_i(z(t)) C_i$$

Pour des raisons de simplification, les fonctions d'appartenance sont écrites sous la forme générale :

$$S_{aj} = \frac{-d_j}{D_j - d_j} + \left(\frac{1}{D_j - d_j} \right) z_j(t) \quad \text{et} \quad S_{bj} = 1 - S_{aj}; \quad \text{où } D_j = \max \quad \text{et} \quad d_j = \min \quad \text{pour } j=1-5$$

Tableau des règles floues

Les règles	Les ensembles flous					Les paramètres de la partie ALORS				
	$(F_{1i},$	$F_{2i},$	$F_{3i},$	$F_{4i},$	$F_{5i})$	$(\theta_{1i},$	$\theta_{2i},$	$\theta_{3i},$	$\theta_{4i},$	$\theta_{5i})$
1	$(S_{a1},$	$S_{a2},$	$S_{a3},$	$S_{a4},$	$S_{a5})$	$(D_1,$	$D_2,$	$D_3,$	$D_4,$	$D_3 - D_5)$
2	$(S_{a1},$	$S_{a2},$	$S_{a3},$	$S_{b4},$	$S_{a5})$	$(D_1,$	$D_2,$	$D_3,$	$d_4,$	$D_3 - D_5)$
3	$(S_{a1},$	$S_{a2},$	$S_{b3},$	$S_{a4},$	$S_{a5})$	$(D_1,$	$D_2,$	$d_3,$	$D_4,$	$d_3 - D_5)$
4	$(S_{a1},$	$S_{a2},$	$S_{b3},$	$S_{b4},$	$S_{a5})$	$(D_1,$	$D_2,$	$d_3,$	$d_4,$	$d_3 - D_5)$
5	$(S_{a1},$	$S_{b2},$	$S_{a3},$	$S_{a4},$	$S_{a5})$	$(D_1,$	$d_2,$	$D_3,$	$D_4,$	$D_3 - D_5)$
6	$(S_{a1},$	$S_{b2},$	$S_{a3},$	$S_{b4},$	$S_{a5})$	$(D_1,$	$d_2,$	$D_3,$	$d_4,$	$D_3 - D_5)$
7	$(S_{a1},$	$S_{b2},$	$S_{b3},$	$S_{a4},$	$S_{a5})$	$(D_1,$	$d_2,$	$d_3,$	$D_4,$	$d_3 - D_5)$
8	$(S_{a1},$	$S_{b2},$	$S_{b3},$	$S_{b4},$	$S_{a5})$	$(D_1,$	$d_2,$	$d_3,$	$d_4,$	$d_3 - D_5)$
9	$(S_{b1},$	$S_{a2},$	$S_{a3},$	$S_{a4},$	$S_{a5})$	$(d_1,$	$D_2,$	$D_3,$	$D_4,$	$D_3 - D_5)$
10	$(S_{b1},$	$S_{a2},$	$S_{a3},$	$S_{b4},$	$S_{a5})$	$(d_1,$	$D_2,$	$D_3,$	$d_4,$	$D_3 - D_5)$
11	$(S_{b1},$	$S_{a2},$	$S_{b3},$	$S_{a4},$	$S_{a5})$	$(d_1,$	$D_2,$	$d_3,$	$D_4,$	$d_3 - D_5)$
12	$(S_{b1},$	$S_{a2},$	$S_{b3},$	$S_{b4},$	$S_{a5})$	$(d_1,$	$D_2,$	$d_3,$	$d_4,$	$d_3 - D_5)$
13	$(S_{b1},$	$S_{b2},$	$S_{a3},$	$S_{a4},$	$S_{a5})$	$(d_1,$	$d_2,$	$D_3,$	$D_4,$	$D_3 - D_5)$
14	$(S_{b1},$	$S_{b2},$	$S_{a3},$	$S_{b4},$	$S_{a5})$	$(d_1,$	$d_2,$	$D_3,$	$d_4,$	$D_3 - D_5)$
15	$(S_{b1},$	$S_{b2},$	$S_{b3},$	$S_{a4},$	$S_{a5})$	$(d_1,$	$d_2,$	$d_3,$	$D_4,$	$d_3 - D_5)$
16	$(S_{b1},$	$S_{b2},$	$S_{b3},$	$S_{b4},$	$S_{a5})$	$(d_1,$	$d_2,$	$d_3,$	$d_4,$	$d_3 - D_5)$
17	$(S_{a1},$	$S_{a2},$	$S_{a3},$	$S_{a4},$	$S_{b5})$	$(D_1,$	$D_2,$	$D_3,$	$D_4,$	$D_3 - d_5)$

18	$(S_{a1}, S_{a2}, S_{a3}, S_{b4}, S_{b5})$	$(D_1, D_2, D_3, d_4, D_3 - d_5)$
19	$(S_{a1}, S_{a2}, S_{b3}, S_{a4}, S_{b5})$	$(D_1, D_2, d_3, D_4, d_3 - d_5)$
20	$(S_{a1}, S_{a2}, S_{b3}, S_{b4}, S_{b5})$	$(D_1, D_2, d_3, d_4, d_3 - d_5)$
21	$(S_{a1}, S_{b2}, S_{a3}, S_{a4}, S_{b5})$	$(D_1, d_2, D_3, D_4, D_3 - d_5)$
22	$(S_{a1}, S_{b2}, S_{a3}, S_{b4}, S_{b5})$	$(D_1, d_2, D_3, d_4, D_3 - d_5)$
23	$(S_{a1}, S_{b2}, S_{b3}, S_{a4}, S_{b5})$	$(D_1, d_2, d_3, D_4, d_3 - d_5)$
24	$(S_{a1}, S_{b2}, S_{b3}, S_{b4}, S_{b5})$	$(D_1, d_2, d_3, d_4, d_3 - d_5)$
25	$(S_{b1}, S_{a2}, S_{a3}, S_{a4}, S_{b5})$	$(d_1, D_2, D_3, D_4, D_3 - d_5)$
26	$(S_{b1}, S_{a2}, S_{a3}, S_{b4}, S_{b5})$	$(d_1, D_2, D_3, d_4, D_3 - d_5)$
27	$(S_{b1}, S_{a2}, S_{b3}, S_{a4}, S_{b5})$	$(d_1, D_2, d_3, D_4, d_3 - d_5)$
28	$(S_{b1}, S_{a2}, S_{b3}, S_{b4}, S_{b5})$	$(d_1, D_2, d_3, d_4, d_3 - d_5)$
29	$(S_{b1}, S_{b2}, S_{a3}, S_{a4}, S_{b5})$	$(d_1, d_2, D_3, D_4, D_3 - d_5)$
30	$(S_{b1}, S_{b2}, S_{a3}, S_{b4}, S_{b5})$	$(d_1, d_2, D_3, d_4, D_3 - d_5)$
31	$(S_{b1}, S_{b2}, S_{b3}, S_{a4}, S_{b5})$	$(d_1, d_2, d_3, D_4, d_3 - d_5)$
32	$(S_{b1}, S_{b2}, S_{b3}, S_{b4}, S_{b5})$	$(d_1, d_2, d_3, d_4, d_3 - d_5)$

Tableau V. 1 Tableau des règles floues

$$A_i = \begin{bmatrix} -\frac{1}{L}(R_L + R_b\theta_{1i}) & 0 & -\frac{1}{L} \\ 0 & \frac{1}{C_a}\theta_{3i} & 0 \\ \frac{1}{C_b}\theta_{1i} & 0 & 0 \end{bmatrix} B_i = \begin{bmatrix} \frac{1}{L}(V_D + \theta_{4i}) \\ -\frac{1}{C_a}\theta_{2i} \\ 0 \end{bmatrix}; C_i = [0 \quad \theta_{5i} \quad 0] \quad (\text{V.38})$$

$$-5 \leq i_L \leq 5; \quad 8 \leq v_{pv} \leq 22; \quad 2 \leq v_b \leq 22; \quad 0.8i_L \leq i_0 \leq 0.9i_L; \quad 288.18K \leq T \leq 363.18K$$

Les paramètres flous du tableau des règles floues sont choisis comme suit :

$$D_1 = 0.2; \quad d_1 = 0.1; D_2 = 5; \quad d_2 = -5; D_3 = 0.25; \quad d_3 = 0.1; D_4 = 22; \quad d_4 = 8; D_5 = 2; \quad d_5 = 0.3;$$

Les valeurs des paramètres du convertisseur sont :

$$L = 150\mu H; \quad R_b = 162m\Omega; \quad R_L = 1\Omega; \quad C_a = C_b = 1000\mu F; \quad V_D = 0.57V$$

et la fréquence opérationnelle du convertisseur est de 100000Hz.

$$n_s = 36; \quad n_p = 1;$$

$$k_{pv} = \frac{q}{pKT}; \quad q = 1.3805 \cdot 10^{-23}; \quad p = 1 - 5; \quad T : \text{température}$$

$$A_1 = \begin{bmatrix} -6882.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 250 & 0 \\ 200 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_1 = \begin{bmatrix} 1.5047 * 10^5 \\ -5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_1 = [0 \quad -1.750 \quad 0]$$

Note pour les matrices : de A_2 à A_{32} et de B_2 à B_{32} voir l'annexe V.

V.2.5.6. Observateur a variables de décision mesurables (VDM)

Observateur :

$$\begin{cases} \dot{\hat{x}}(t) = \sum_{i=1}^r \mu_i(\xi(t)) (A_i \hat{x}(t) + B_i u(t) + L_i (y(t) - \hat{y}(t))) \\ \hat{y}(t) = C \hat{x}(t) \end{cases} \quad (\text{V.39})$$

Erreur d'estimation d'état :

$$\dot{e}(t) = \sum_{i=1}^r \mu_i(\xi(t)) (A_i - L_i C) e(t) \quad (\text{V.40})$$

Les gains L_i sont facilement obtenus.

Analyse de la convergence - théorie de Lyapunov :

Fonction de Lyapunov quadratique

$$V(e(t)) = e^T(t) P e(t), \quad P = P^T > 0 \quad (\text{V.41})$$

L'erreur d'estimation d'état $e(t)$ converge asymptotiquement vers zéro (i.e. $\lim_{t \rightarrow \infty} \|e(t)\| = 0$) Si $\dot{V}(e(t)) < 0$

$$\dot{V}(e(t)) = e^T(t) \sum_{i=1}^r \mu_i(\xi(t)) ((A_i - L_i C)^T P + P(A_i - L_i C)) e(t) < 0 \quad (\text{V.42})$$

Conditions suffisantes de convergence :

La propriété de somme convexe des fonctions μ_i conduit à $\dot{V}(e(t)) < 0$ si

$$(A_i - L_i C)^T P + P(A_i - L_i C) < 0, \forall i, \quad (\text{V.43})$$

Ces conditions sont exprimées sous forme d'inégalités matricielles bilinéaires.

Transformation sous forme LMI :

$$\text{Avec un changement de variable bijectif } K_i = P L_i \text{ (i.e. } L_i = P^{-1} K_i) \quad (\text{V.44})$$

$$A_i^T P + P A_i - C^T K_i^T - K_i C < 0, \forall i \quad [131]. \quad (\text{V.45})$$

V.2.5 Résultats de simulation

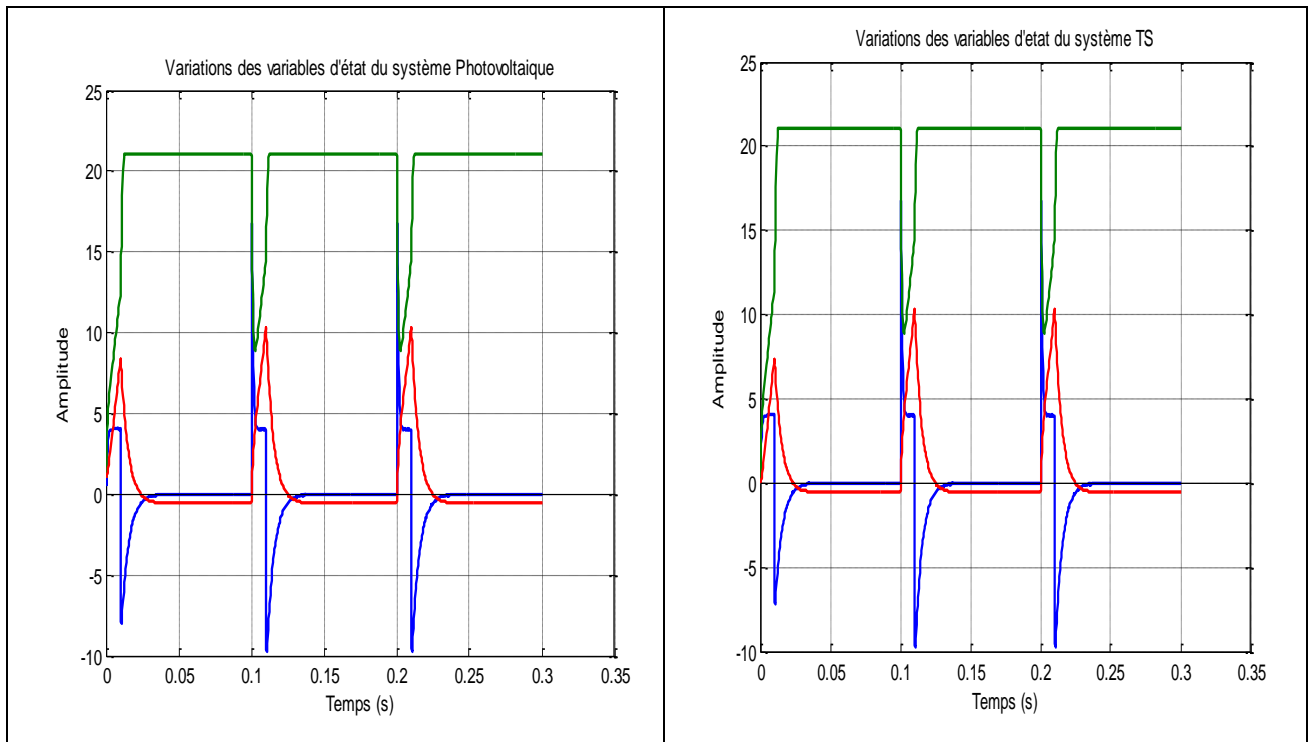


Figure V. 9 Variation des variables d'états du système photovoltaïque, et Variation des variables d'états du système TS lors de la simulation (i_L , v_{pv} et v_b).

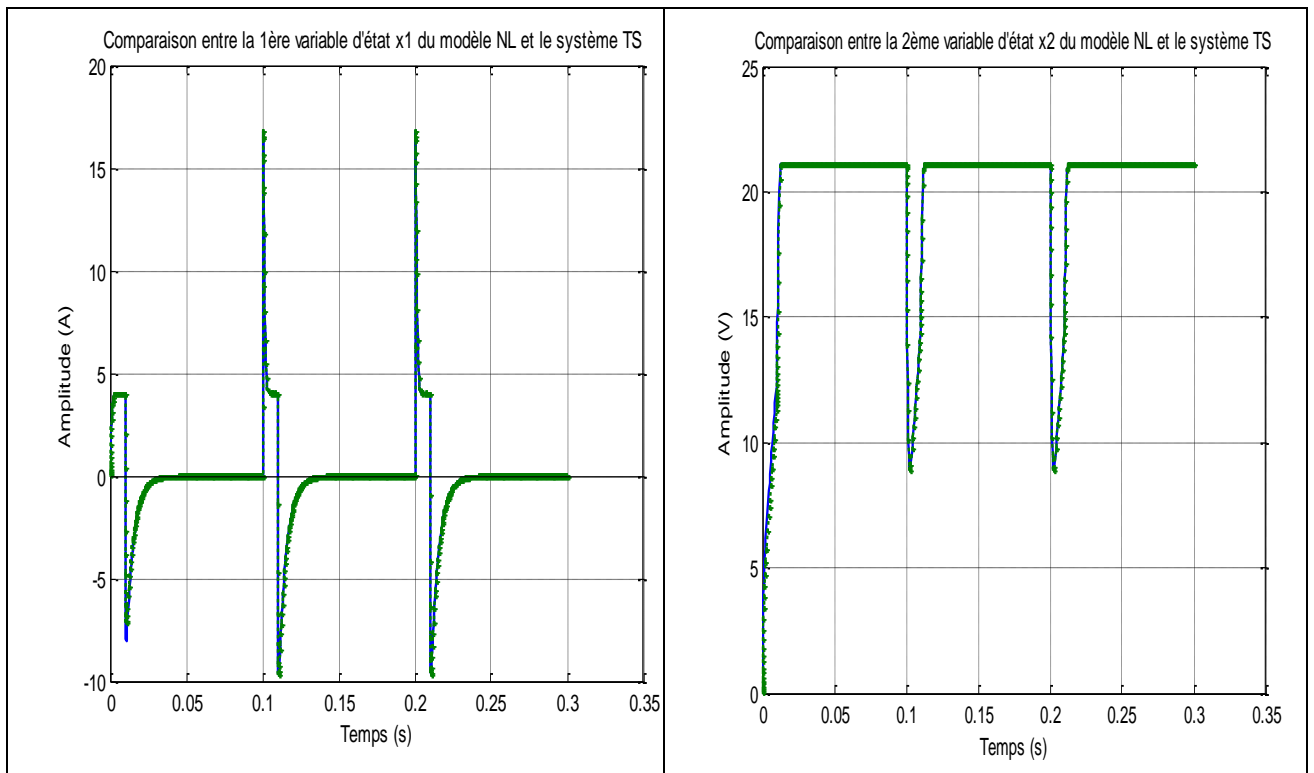


Figure V. 10 Comparaison entre la 1ère, ($i_L(\text{sys})$), ($i_L(\text{TS})$) et 2ème($v_{pv}(\text{sys})$), ($v_{pv}(\text{TS})$) variables d'états du système photovoltaïque et du système TS.

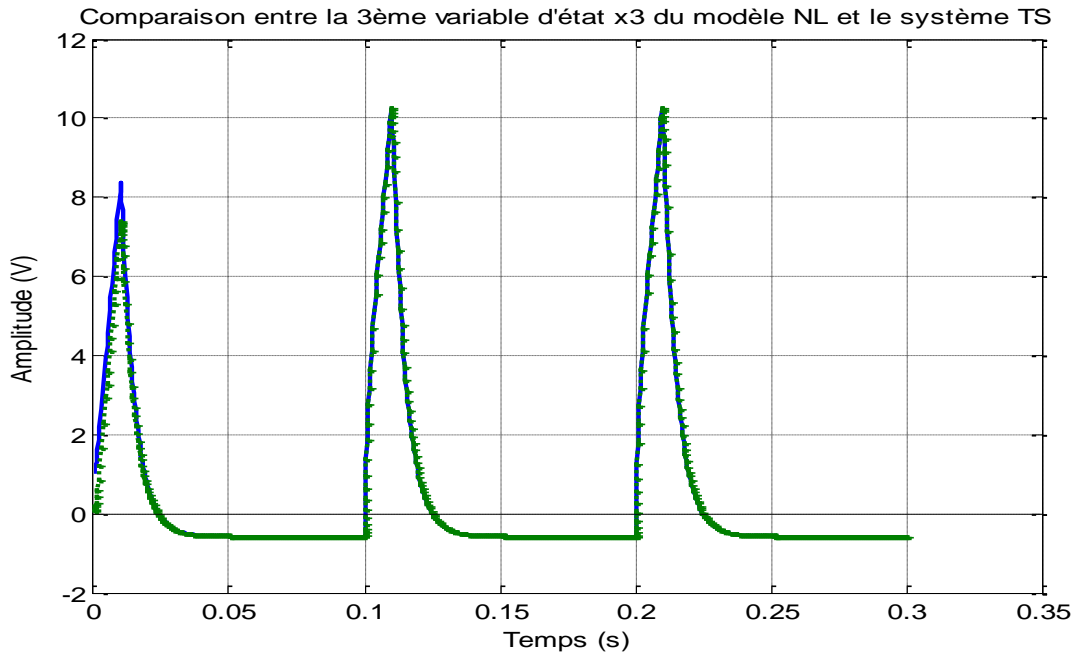


Figure V. 11 Comparaison entre la 3ème variable d'état du système photovoltaïque et le système TS, (vb(sys)) et (vb(TS)).

Les résultats de simulation de l'observateur :

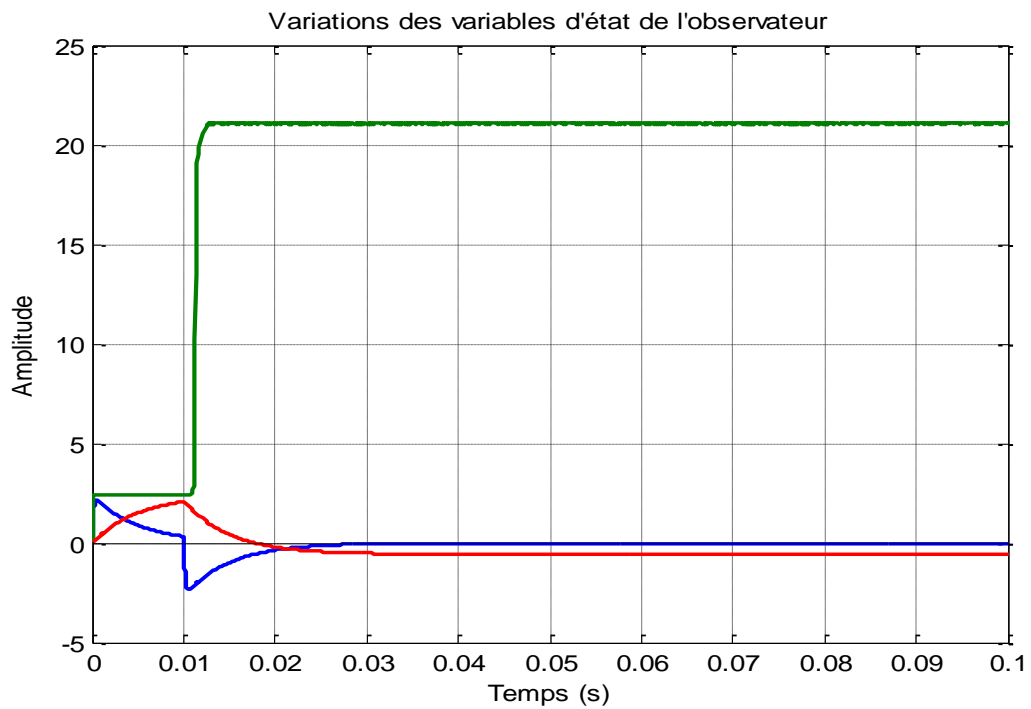


Figure V. 12 Variation des variables d'états de l'observateur (iL, vpv et vb).

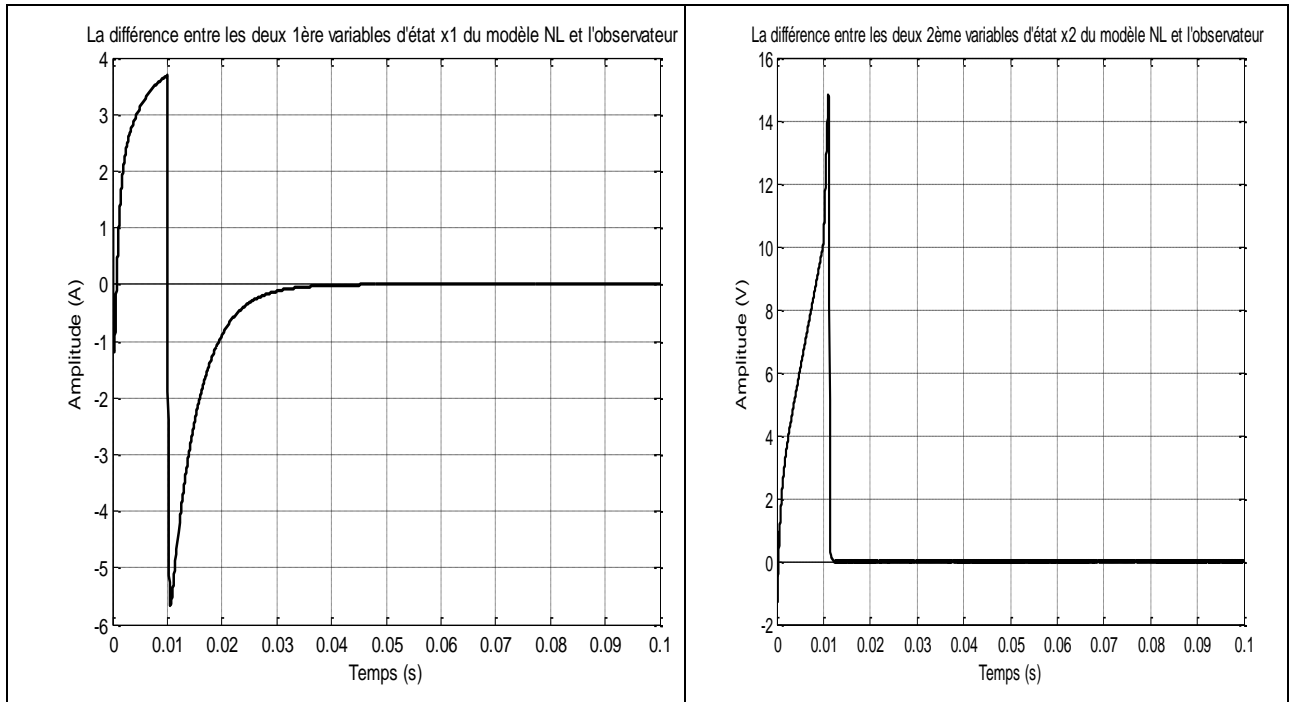


Figure V. 13 La différence entre les variables d'états x_1 ($i_L(\text{sys})-i_L(\text{Obs})$) et x_2 ($v_{pv}(\text{sys})-v_{pv}(\text{Obs})$) du modèle NL et l'observateur.

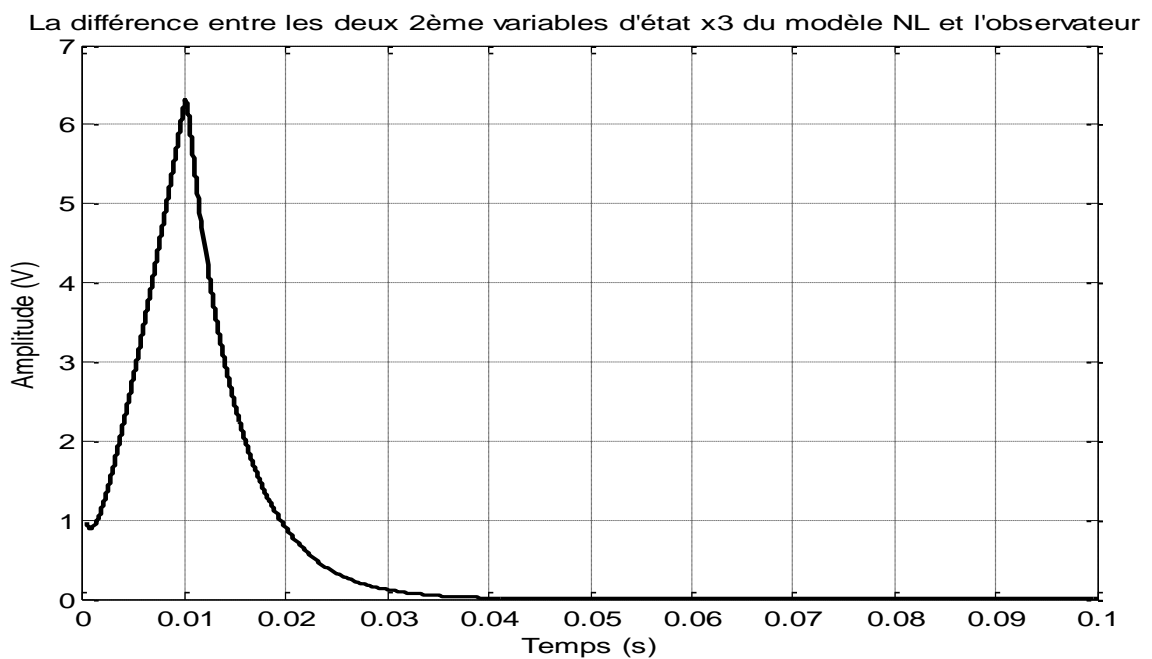


Figure V. 14 La différence entre les deux 3ème variables d'états x_3 du modèle NL et l'observateur, ($v_b(\text{sys})-v_b(\text{Obs})$).

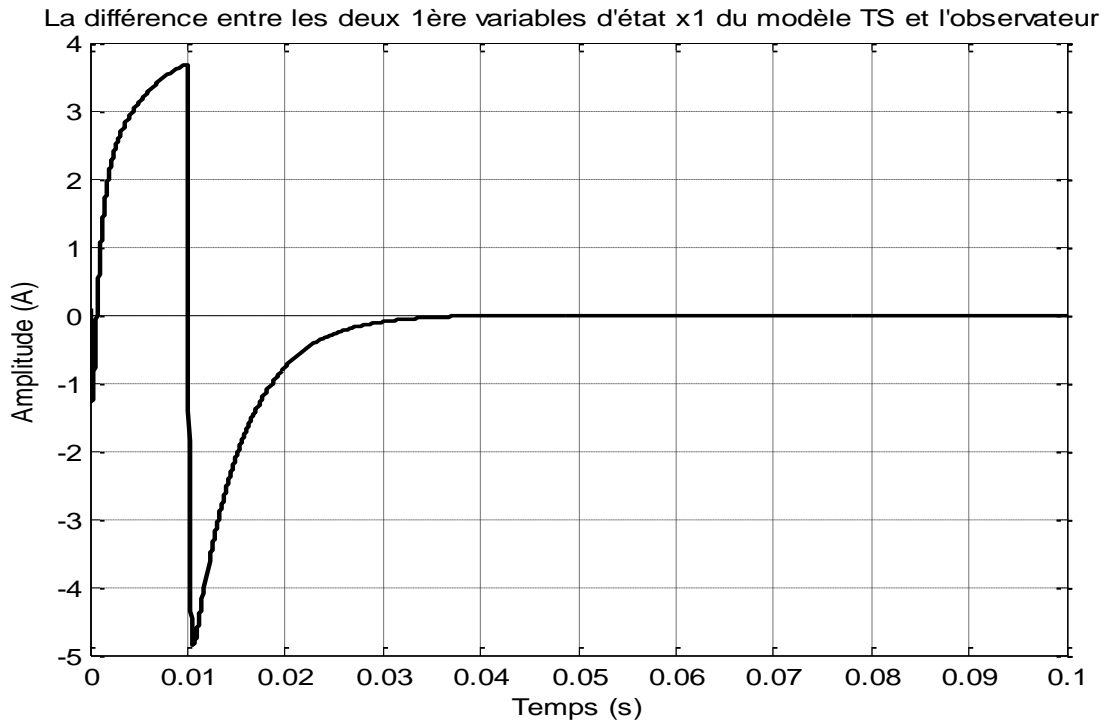


Figure V. 15 La différence entre les deux 1ère variables d'états x_1 du système TS et l'observateur, $(iL(TS)-iL(Obs))$

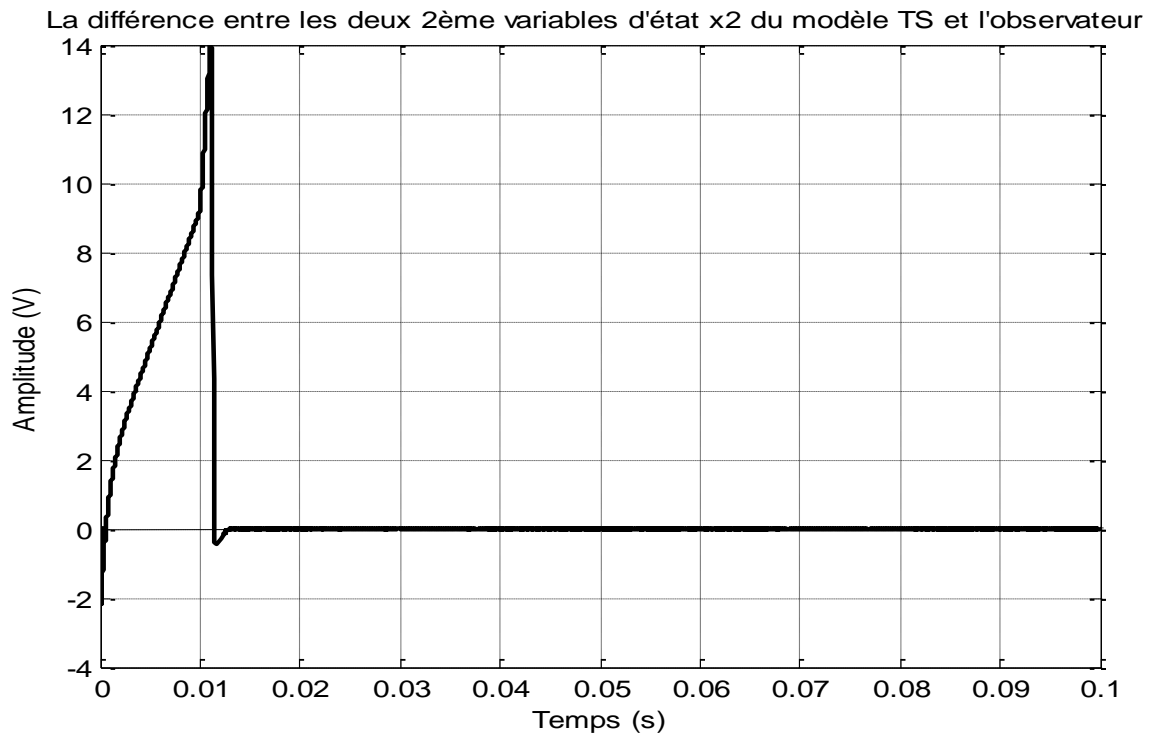


Figure V. 16 La différence entre les deux 2ème variables d'états x_2 du système TS et l'observateur $(vpv(TS)-vpv(Obs))$.

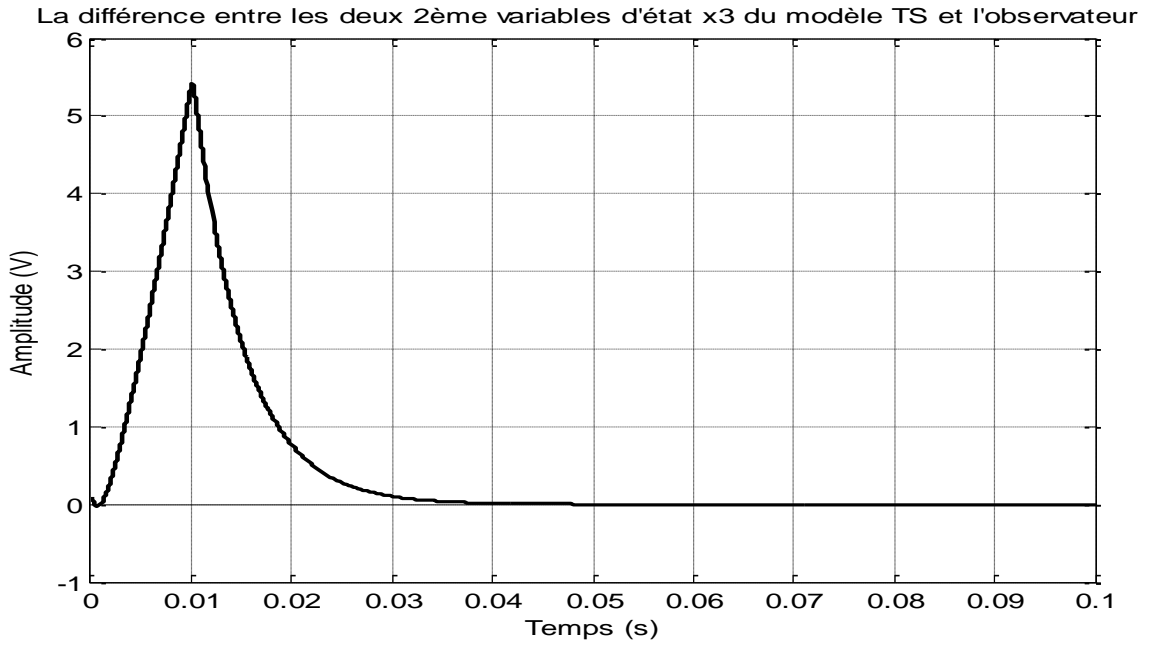


Figure V. 17 La différence entre les deux 3ème variables d'états x_3 du système TS et l'observateur, $(v_b(TS)-v_b(Obs))$.

Pour la fréquence opérationnelle du convertisseur ($f=100000\text{Hz}$) :

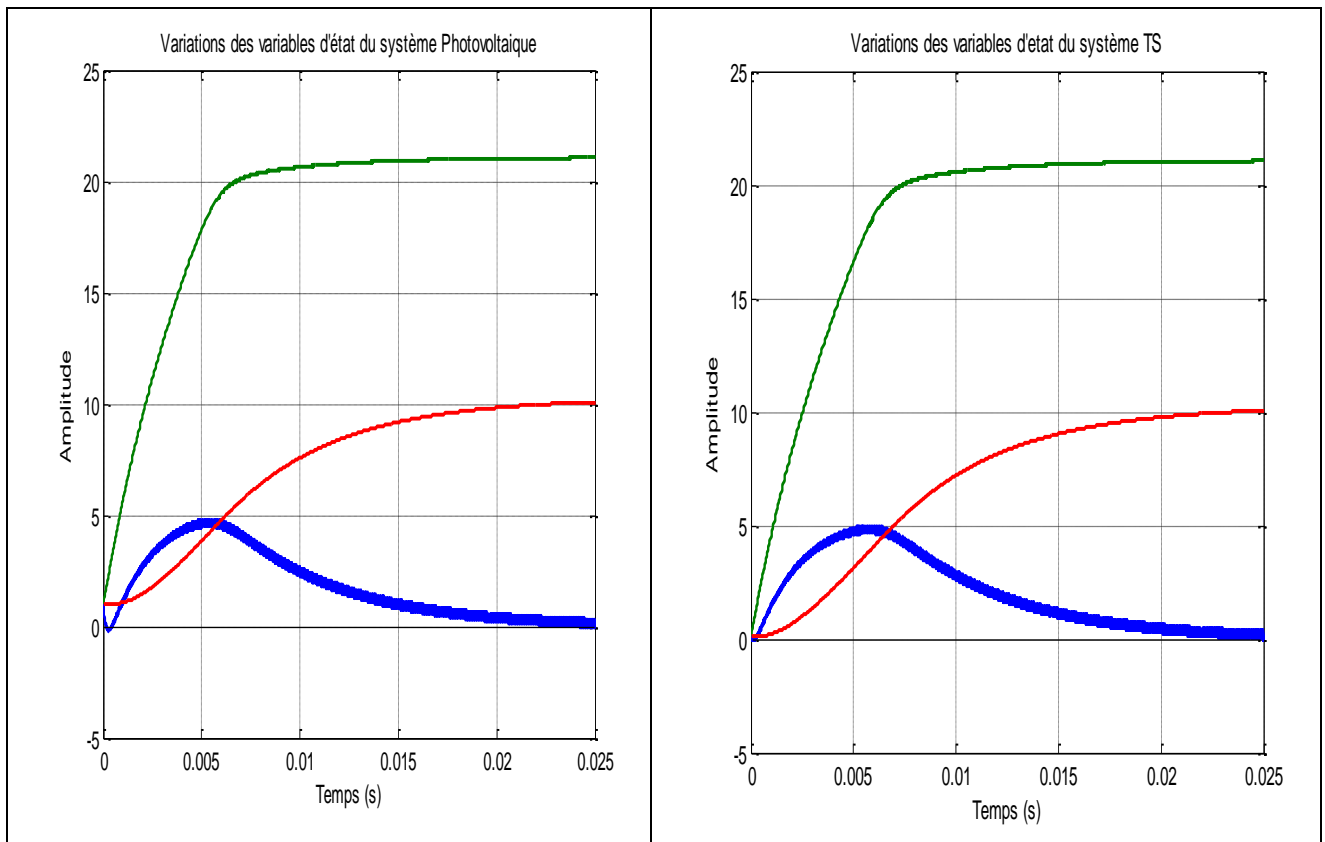


Figure V. 18 Variation des variables d'états du système photovoltaïque et du système TS (i_L , v_{pv} et v_b).

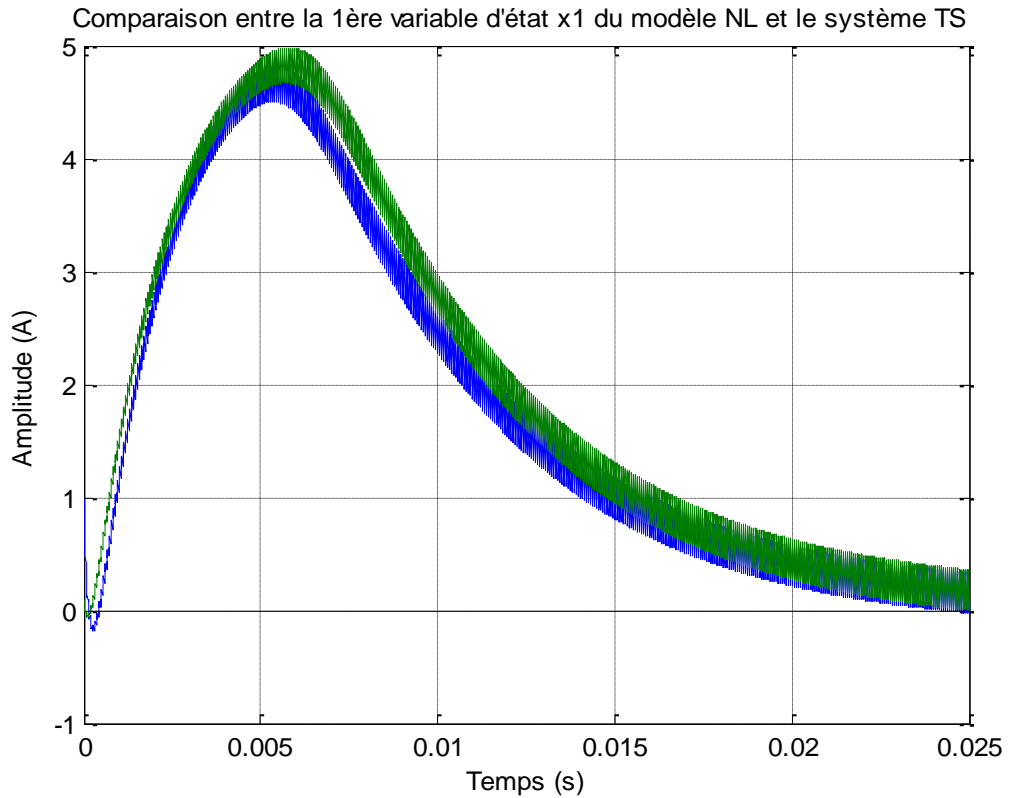


Figure V. 19 Comparaison entre la 1ère variable d'état du système photovoltaïque et le système TS ($iL(sys)$) et ($iL(TS)$) .

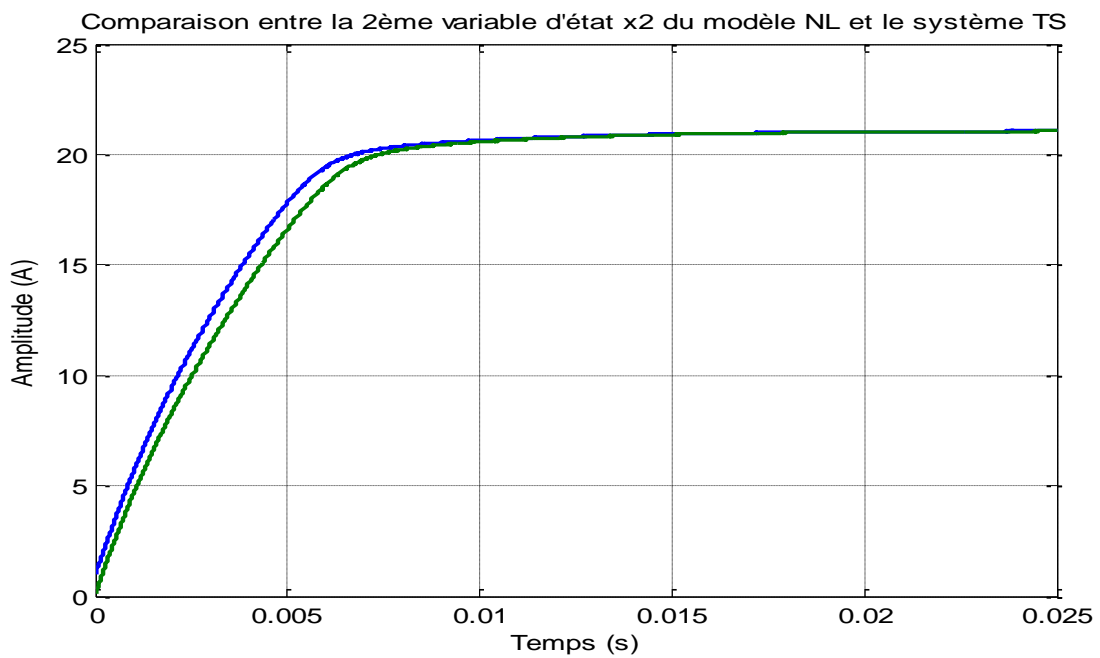


Figure V. 20 Comparaison entre la 2ème variable d'état du système photovoltaïque et le système TS ($vpv(sys)$) et ($vpv(TS)$) .

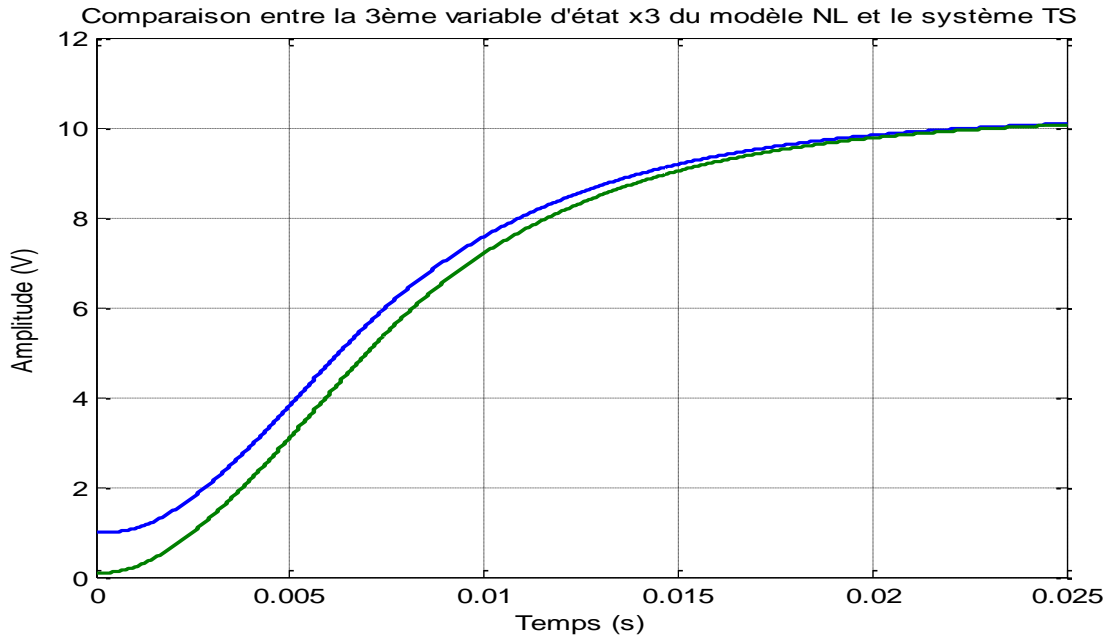


Figure V. 21 Comparaison entre la 3ème variable d'état du système photovoltaïque et le système TS ($v_b(\text{sys})$) et ($v_b(\text{TS})$).

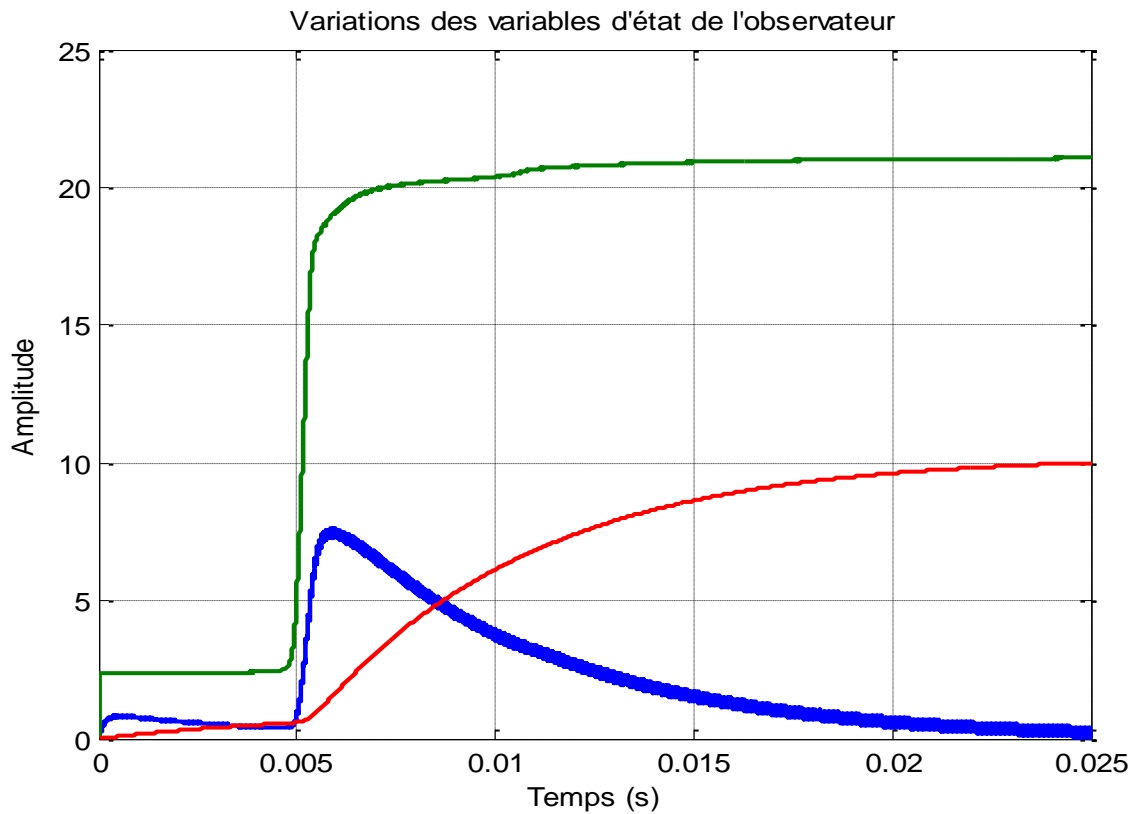


Figure V. 22 Variation des variables d'états de l'observateur (i_L , v_{pv} et v_b).

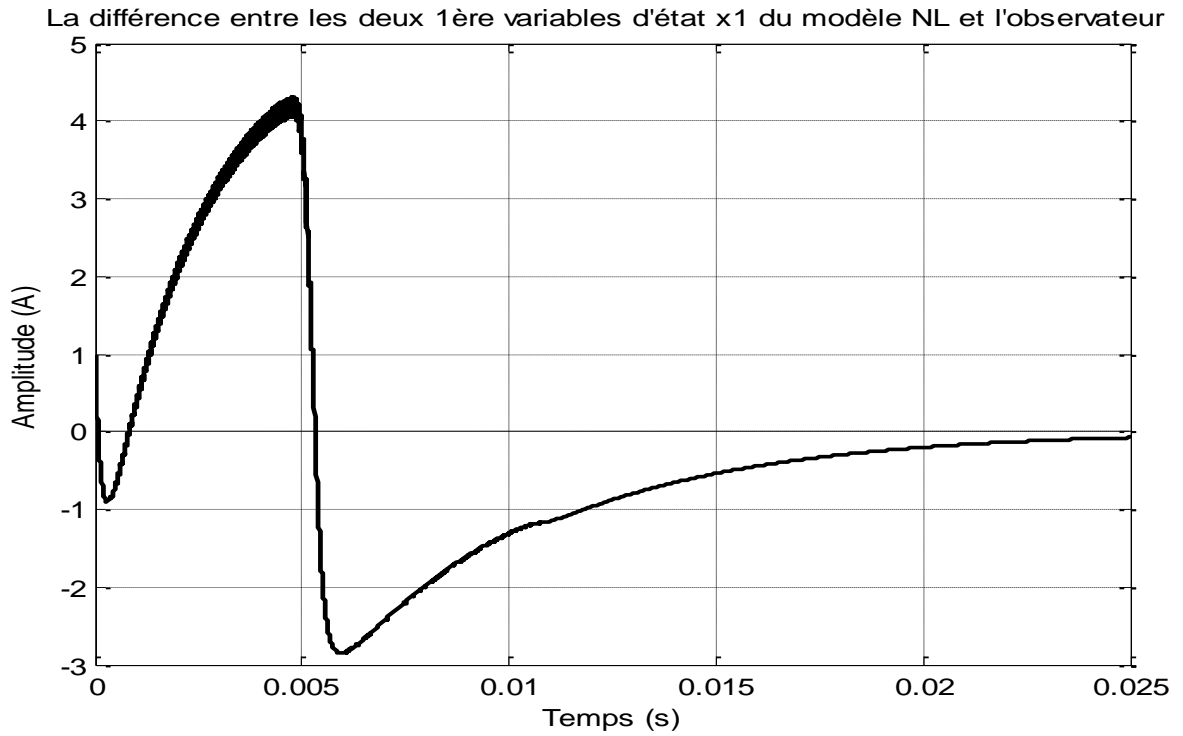


Figure V. 23 La différence entre les deux 1ère variables d'états x_1 du modèle NL et l'observateur, $(iL(sys)-iL(Obs))$.

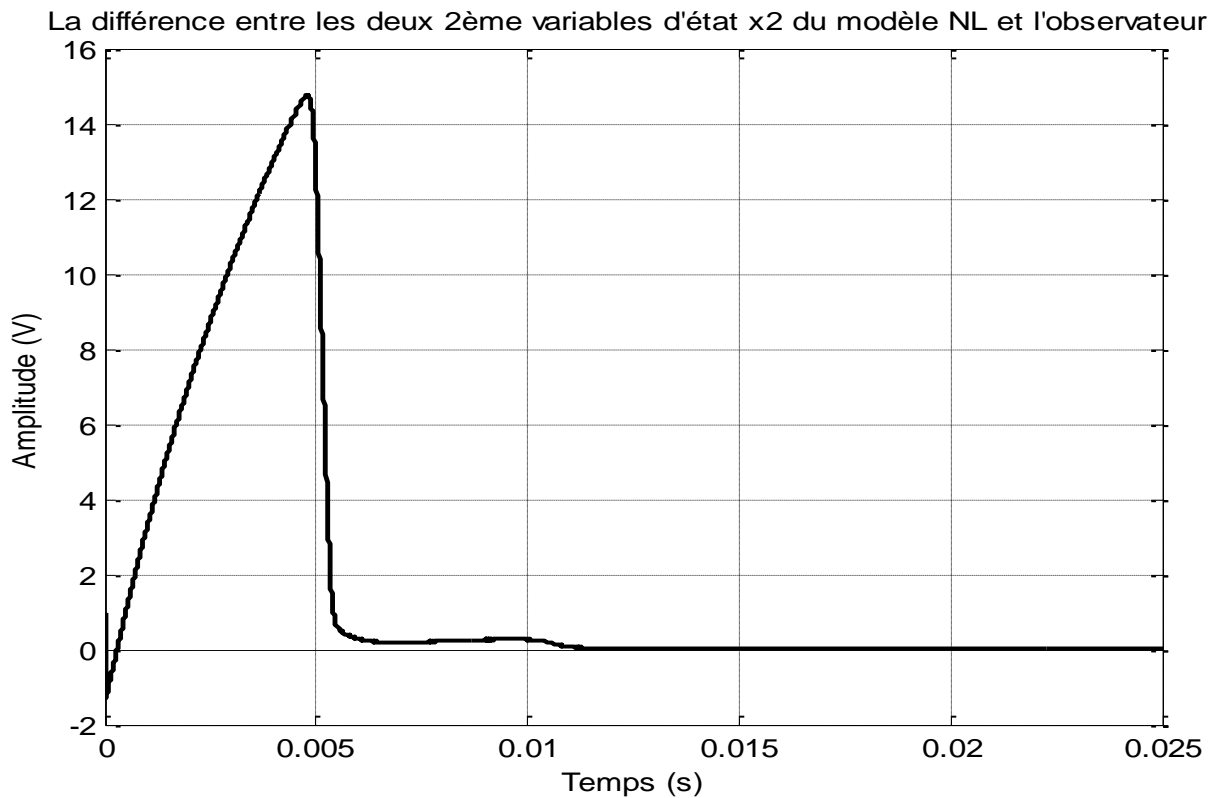


Figure V. 24 La différence entre les deux 2ème variables d'états x_2 du modèle NL et l'observateur, $(vpv(sys)-vpv(Obs))$.

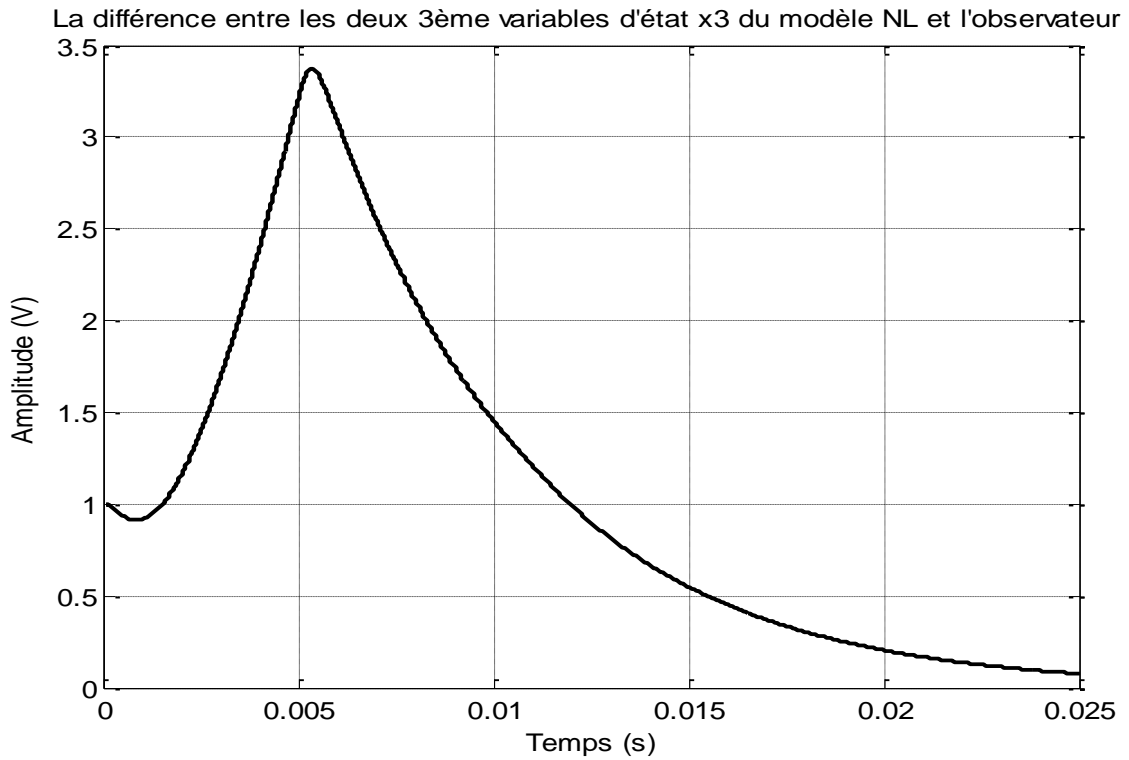


Figure V. 25 La différence entre les deux 3ème variables d'états x_3 du modèle NL et l'observateur, ($vb(sys)-vb(Obs)$).

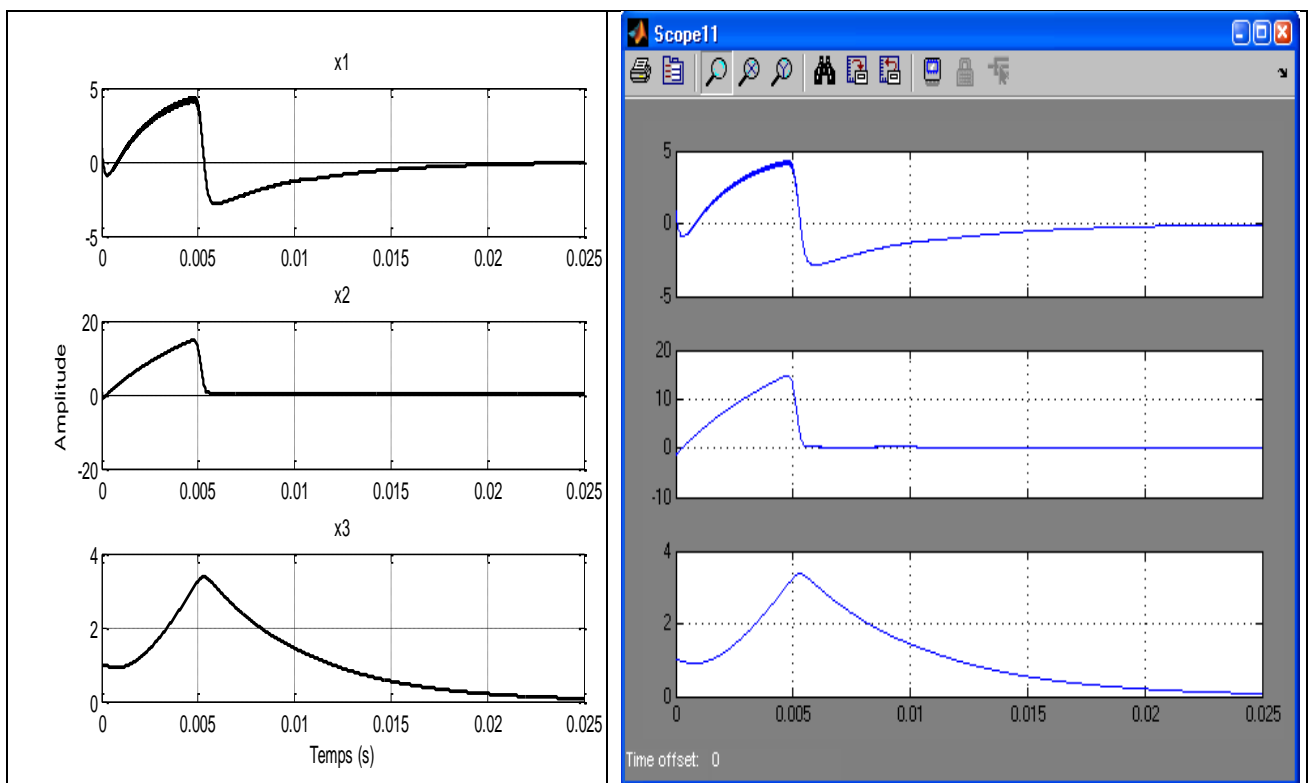


Figure V. 26 La différence entre les variables d'états x_1, x_2, x_3 du modèle NL et l'observateur, et l'image du scope donnant cette différence lors de la simulation.

Les résultats de la simulation montrent que le modèle TS trouver reproduit exactement le comportement du système non-linéaire (PV + convertisseur), c'est à dire que la variation des trois variables d'état du système et du modèle TS et la même comme le montre les résultats de simulations pour différentes valeurs de la fréquence du convertisseur, même en utilisant la fréquence opérationnelle donnée par le constructeur.

Les gains de l'observateur calculé par l'utilisation de l'équation quadratique de Lyapunov ont permis d'assurer la stabilité du système non-linéaire et du système TS.

Les résultats obtenus sont très satisfaisants, une continuité sur ce travail est possible pour déterminer une commande adéquate pour garantir une puissance maximale du système.

V.3. Optimisation D'un Système Photovoltaïque sous conditions d'ombrage partiel

V.3.1 Influence d'ombrage partiel sur l'MPP des modules PV

Normalement, le point de puissance maximal MPP du générateur photovoltaïque, sous insolation uniforme, a un pic unique de puissance. Cependant, souvent les panneaux photovoltaïques s'assombrissent partiellement et la caractéristique P-V présente des maxima locaux, un seul d'entre eux correspond à la MPP global (GMPP)[132], alors que les méthodes MPPT conventionnelles ne peuvent pas suivre le GMPP (voir la partie I.3.8).

V.3.2. Méthode proposée

L'idée de base est de créer un simulateur PV congruent pour les différents modèles PV. C'est à dire il a la possibilité de tester différents cellules PV ; les couches minces, multi-cristallin et monocristallin.

L'un des plus grands avantages de cet algorithme est la capacité de suivre le point MPP dans toutes les positions d'ensoleillement, dans les conditions uniformes et dans les conditions ombrées. Et ça veut dire la possibilité de suivre le MPP et le GMPP [133].

Le simulateur proposé est basé sur un algorithme qui définit le mode d'ensoleillement en fonction du nombre des pics de puissance, utilisant la méthode de rétroaction ($P = V * I$ et $dV / dI = 0$). Si le nombre de pics (π) égal à 1, le commutateur 1 est activé, c'est le cas de conditions uniformes. Dans ce cas la méthode de conductance incrémentale présentée dans [117] est utilisée. Sinon si $\pi > 1$, le Switch 2 est activé; où l'algorithme détecte que le système photovoltaïque est sous les conditions d'ombrage partiel. Donc, les pics sont comparés afin de trouver le pic de puissance maximal global GMPP. Les étapes de notre algorithme sont présentées dans l'organigramme de la figure V.28.

L'utilisateur peut communiquer avec le simulateur par une interface graphique qui donne la possibilité de charger des paramètres de modules photovoltaïques sélectionnés directement à partir de la fiche technique, (V_{oc} , I_{sc} , V_{mp} , I_{mp} , K_v , K_i et N_s).

L'objectif de cette étape serait pour ajuster les résistances R_s et R_{sh} en utilisant la méthode présentée dans [134] comme le montre la Figure V.28(a). Ensuite l'utilisateur clique sur le bouton "run" pour simuler la courbe de la caractéristique P-V sous les conditions STC comme le montre la figure V.28(b). L'étape suivante l'utilisateur clique sur le bouton "Next", puis il introduit les différentes irradiations proposées.

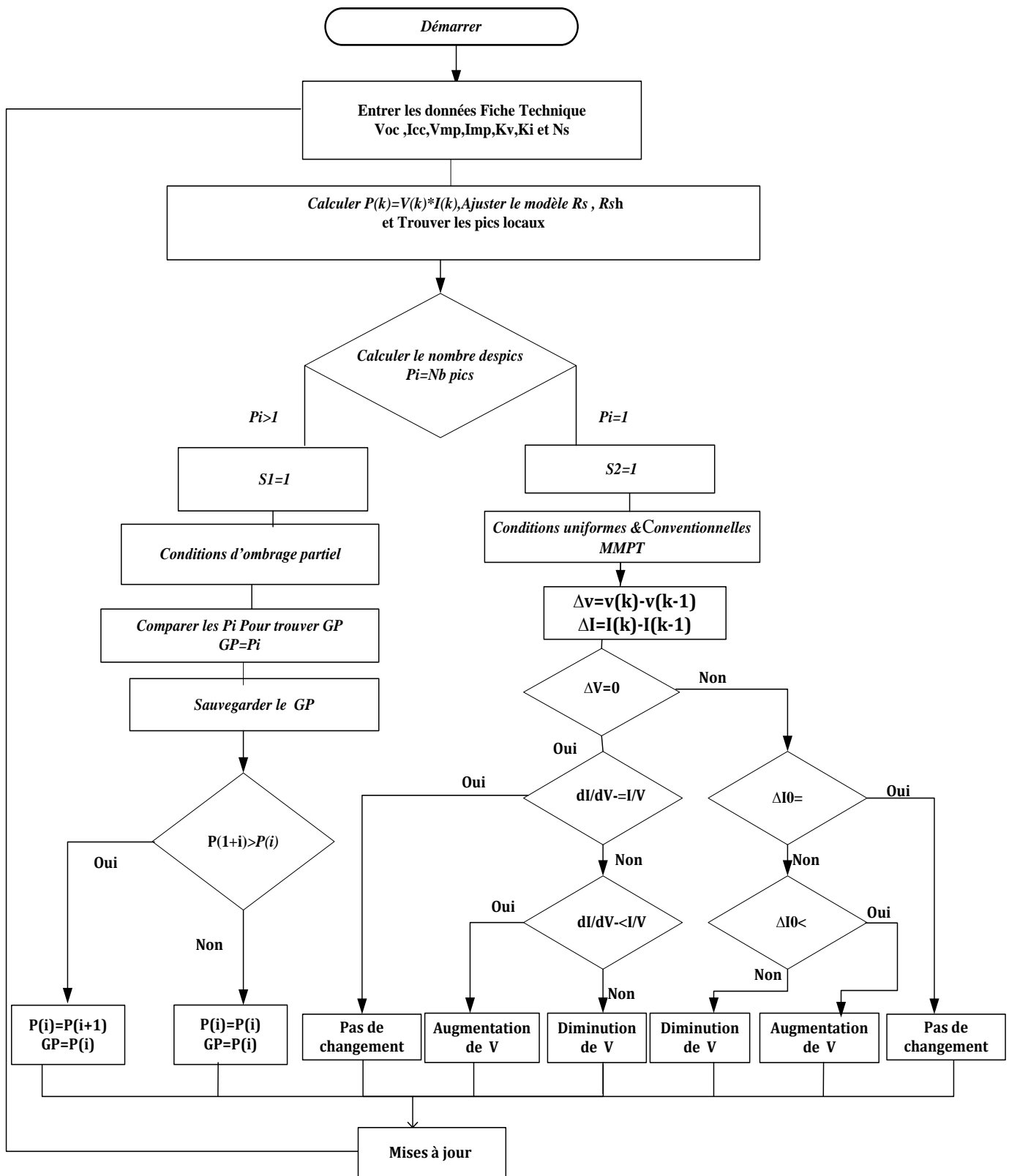


Figure V. 27 Organigramme de la méthode MPPT proposée sous les différentes conditions d'ensoleillement [135].

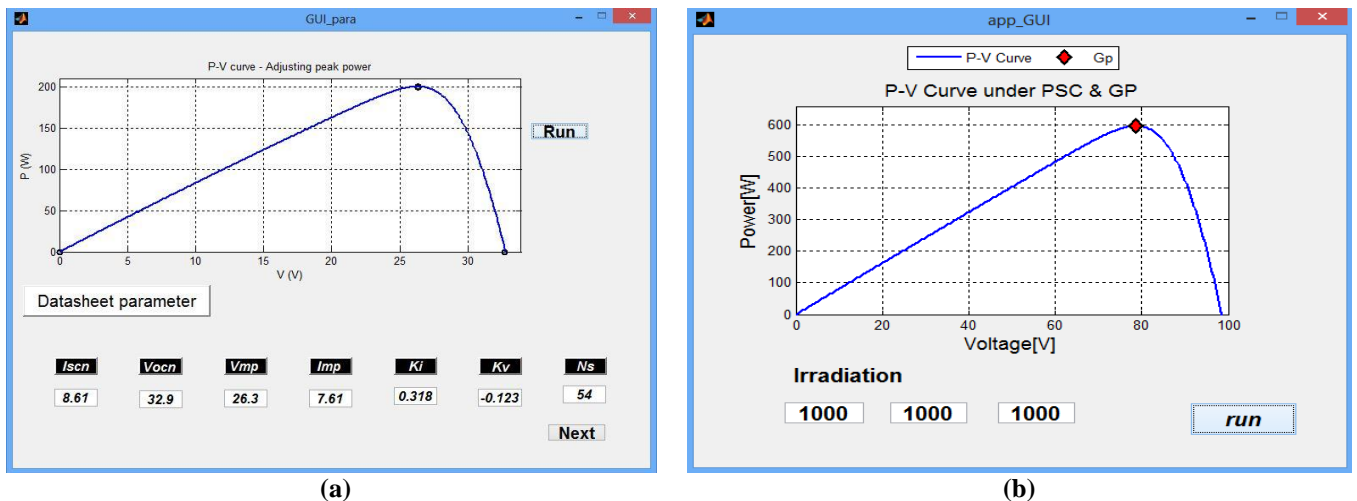


Figure V. 28 L'interface graphique du simulateur proposé avec l'ajustement des paramètres [135].

La partie suivante est destinée à simuler la caractéristique de la puissance maximale globale en 2 parties, la première partie vérifier les pics locaux, dans lequel le système analyse les valeurs de puissance en temps réel pour trouver tous les pics, puis, l'algorithme sélectionne le GMPP entre les pics locaux.

Pour tester l'efficacité de notre simulateur on a choisi 3 modules KC200GT [135] connectés en série, où les paramètres de tests choisis sont, $G_1 = 1 \text{ kW} / \text{m}^2$ pour le premier panneau, qui est sous irradiation uniforme, $G_2 = 0.25 \text{ kW} / \text{m}^2$ pour la deuxième et $G_3 = 0.5 \text{ kW} / \text{m}^2$ pour les troisièmes panneaux. Les résultats de la simulation sont représentés sur la figure V.28.

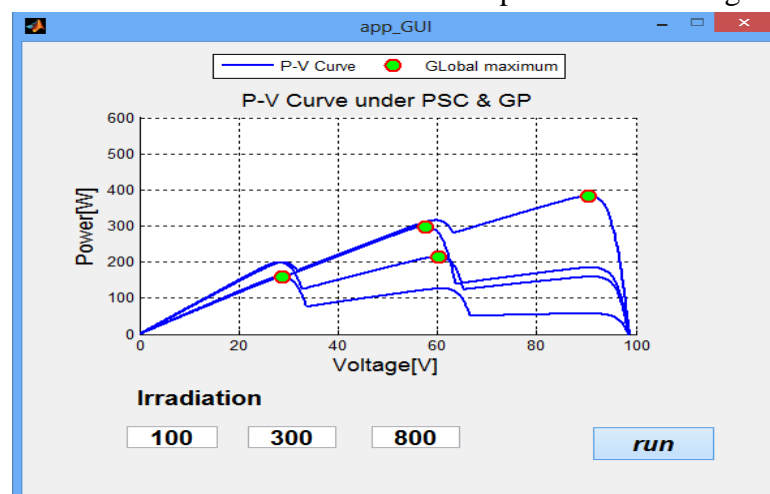


Figure V. 29 Recherche de GMPP sous ombrage partiel.

L'avantage principal du simulateur proposé réside dans la possibilité d'exécuter une simulation séquentielle avec seulement une seule initialisation des paramètres, qui permettent de donner une vision prédictive sur des différents niveaux d'énergie produites sous l'influence d'ombrage partiel.

V.4.Optimisation du système de pompage photovoltaïque PVP

V.4.1.Méthode proposée

En général, l'efficacité du système de pompage photovoltaïque connecté directement est comprise entre 50% et 60%, mais la gestion du système par le contrôle MPPT peut augmenter le rendement jusqu'à 90% [136].

Nous présentons dans cette partie une méthode simple de modélisation et de contrôle MPPT du système de pompage photovoltaïque à base d'une pompe centrifuge et un DC moteur sans balais BLDC ou "*DC Brushless motor*". On utilise notre méthode MPPT détaillé dans la partie (V.1.3) comme il est indiqué dans la figure V.30.

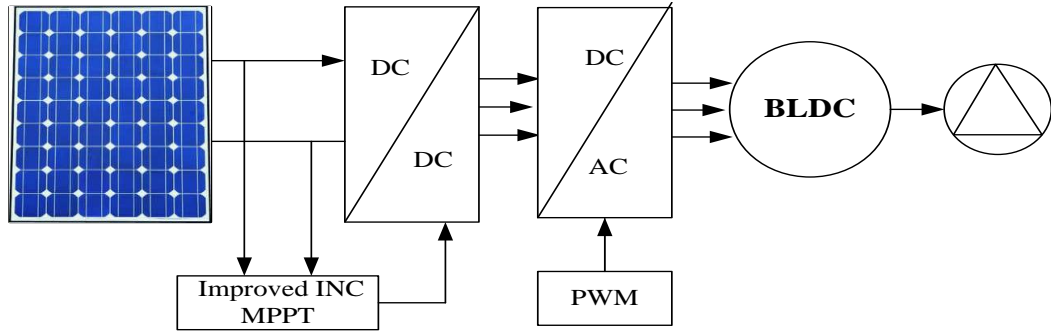


Figure V. 30 Système PVP proposé [137].

V.4.1.1 Modélisation des différents éléments de la PVP

Pour la modélisation on utilise le générateur PV, le convertisseur DC-DC et la méthode MPPT proposés dans les parties V.1.1 , V.1.2 et V.1.3 successivement .Cependant pour le groupe motopompe on utilise le modèle à trois phases du moteur BLDC(figure V.30) défini dans [54-138] par les équations des tensions du stator et du rotor suivantes:

$$\begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_a & 0 & 0 \\ 0 & R_b & 0 \\ 0 & 0 & R_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_a & M_{ab} & M_{ac} \\ M_{ba} & L_b & M_{bc} \\ M_{ca} & M_{cb} & L_c \end{bmatrix} P \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} + U_n \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (V.46)$$

L'équation (V.46) peut être écrite comme suit [138]:

$$\begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R & 0 & 0 \\ 0 & R & 0 \\ 0 & 0 & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L-M & 0 & 0 \\ 0 & L-M & 0 \\ 0 & 0 & L-M \end{bmatrix} P \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} + U_n \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (V.47)$$

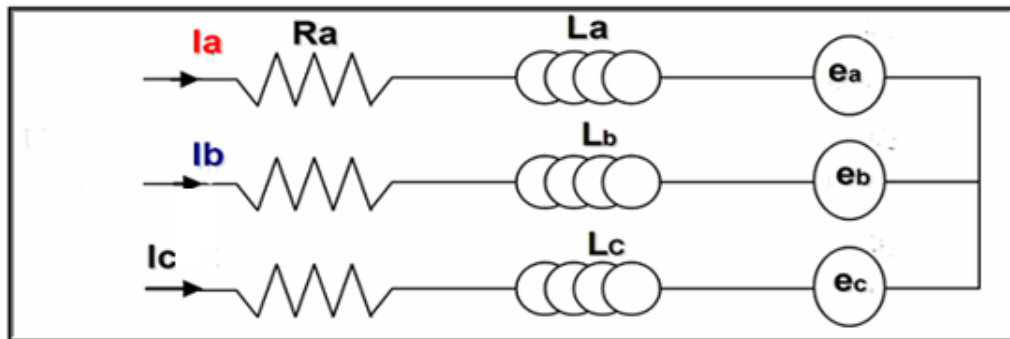


Figure V. 31 Modèle du moteur brushless.

L'expression du couple électromagnétique produit par les enroulements du stator est

$$T_e = \frac{1}{w}(e_a i_a + e_b i_b + e_c i_c) \quad (\text{V.48})$$

L'expression du moment d'inertie de la partie tournante (rotor est chargé) est

$$J \frac{dw}{dt} = T_e - T_L - Bw \quad (\text{V.49})$$

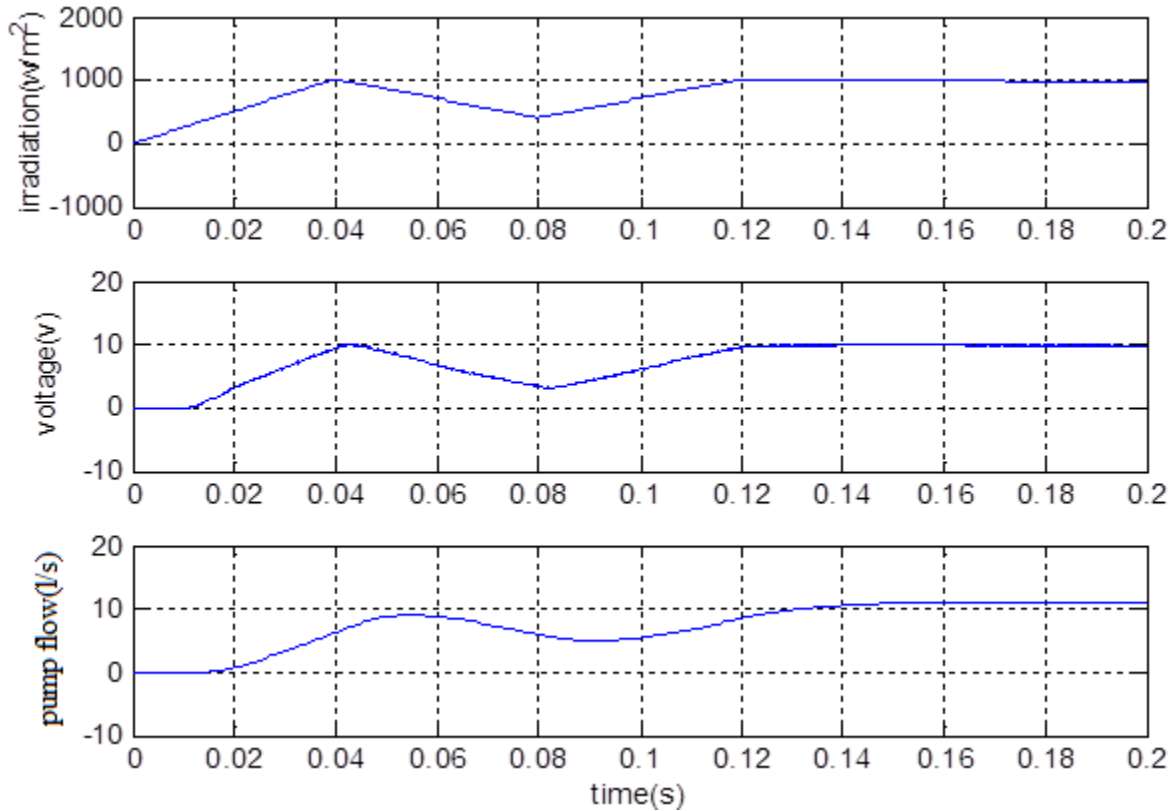


Figure V. 32 Résultats de simulation

Les préférences de la pompe centrifuge : le débit est une fonction linéaire de la vitesse, alors que la hauteur et la puissance mécanique absorbée sont respectivement des fonctions quadratiques et cubiques (voir l'équation (IV.6) chapitre IV).

Les modèles des différents composants sont mis en œuvre par Matlab / Simulink, les résultats de simulation sont présentés dans la figure (V.32), respectivement le niveau d'irradiation, la tension et débit de la pompe.

La figure V. 32 montre le fonctionnement du système dans différentes variations de niveau d'ensoleillement, nous pouvons voir que le système suit le changement d'irradiation solaire correctement. Mais pendant la phase de départ peut remarquer un retard par rapport à du système inertielle, Cela signifie que la méthode MPPT utilisé est très efficace. On peut aussi remarquer la stabilité du système (débit de niveau et la vitesse de la pompe à eau), ou il n'y a pas d'oscillation, et un bon temps de réponse.

V.5.Réalisation de 155 kits photovoltaïques individuels pour les familles nomades (foyers ou kheima) des wilayas de Tiaret et Tlemcen

V.5.1.Fiche technique du projet

V.5.1.1 Intitulé

Réalisation de 155 kits photovoltaïques individuels pour les familles nomades (foyers ou kheima) des wilayas de Tiaret et Tlemcen.

V.5.1.2 Type

Electrification rurale par énergie photovoltaïque (système off-grid).

V.5.1.3 Résumé

" La fourniture et pose de 360 kits photovoltaïques pour l'alimentation de 360 maisons dans les zones rurales", financé par les ministères d'agriculture et d'énergie, dirigé par la direction de steppe de Djelfa. Dans ce concept on a réalisé 155 kits photovoltaïques autonomes individuels pour les familles nomades des wilayas de Tiaret Tlemcen. Dans le cadre du projet signer entre LASA, Condor Electronics (l'Entreprise responsable de l'exécution du projet) et la direction de Steppe de Djelfa.

V.5.1.4 Notre Objectif

- ❖ L'étude et l'installation des systèmes autonomes avec batteries qui sont une partie importante de notre travail.
- ❖ L'étude du comportement des systèmes PV dans des situations climatiques dures (Les lieux d'installations sont partagés sur 2 régions climatiques différentes : Steppe avec un pic de température de 46 ° et zone côtière avec un pic de température de 38 °).
- ❖ L'étude de la valeur des systèmes photovoltaïque pour le remplacement des groupes électrogènes diesels. Le projet permettra de réduire l'émission de CO₂.

V.5.1.5 Fonctions

Alimentation en énergie électrique des maisons agricoles par voie solaire photovoltaïque. Puissance individuel de 160 W et une puissance totale 24.8 kw, mode d'alimentation type monophasé (230Vac, Hz).

V.5.1.6 Descriptif

Le kit photovoltaïque est constituée de :

- Un module photovoltaïque de 160wc chacun de type Condor Electronics.
- Un régulateur de charge de type Condor Electronics GSC-F12 10A (12 V 10 A).
- Un onduleur de 300w, 12Vdc/230Vac.
- Un parc de batteries (2 éléments de 12V/120 Ah chacun).
- 3 lampes de type 18 W AC+ TV



Figure V. 33 Vue d'ensemble du système photovoltaïque installé.

V.5.2. Etude technico-économique

V.5.2.1. Cout de l'installation

L'aspect économique, permet d'étudier la rentabilité des projets photovoltaïques. Le cout d'installation du kit est 155000 DA pour une durée de vie de 20 ans par conséquence les groupes électrogènes utilisés dans la zone sont de marque chinois "Super Star", avec une garantie d'une année et une durée de vie de 4 ans (suivant les habitants) , un prix d'achat de 28000 DA , un moyen d'entretien de 1000 DA et frais de 24090 DA annuel(en totalité des frais annuel de 43090 DA).

Conclusion

Dans ce chapitre on a exposé notre produit scientifique dans cette thèse où on a expliqué en détail les différents résultats obtenus de la méthode MPPT proposée, la modélisation du générateur PV avec le modèle flou de type Takagi Seguno ainsi qu'un simulateur MPPT des modules photovoltaïques sous ombrage partiel et sous conditions des changements rapides d'ensoleillement est développé sous l'environnement de simulation Matlab / Simulink.

On a finalisé ce chapitre par une réalisation des 155 kits photovoltaïques autonomes pour l'alimentation des maisons agricoles.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Le travail présenté dans ce mémoire a été consacré à présenter notre contribution dans la modélisation d'un système photovoltaïque optimisé pour les zones agricoles.

Plusieurs méthodes MPPT existantes en littérature sont utilisées pour optimiser l'énergie d'un panneau solaire sous l'effet des paramètres météorologique, l'avantage de notre méthode par rapport aux autres, réside dans sa capacité de suivi de MPP sous les changements rapides d'ensoleillement et sous l'impact d'ombrage partiel, les différents travaux effectués antérieurs ont bien montré l'efficacité de notre travail suivant les résultats obtenus.

Notre travail a été basé sur l'utilisation de l'algorithme d'incrémentement de la conductibilité INC CON amélioré avec la commande directe pour faire le suivi du MPP.

La précision et l'efficacité des résultats obtenus par cet algorithme ont été vérifiées en utilisant la simulation sous l'environnement Matlab/Simulink ; en effet, en plus on a développé un simulateur basé sur une méthode GMPPT capable de suivre le MPP sous l'ombrage partiel.

Dans le premier chapitre, une étude bibliographique a permis de faire connaître l'énergie photovoltaïque, qui occupe ces dernières années, un pourcentage de production d'énergie mondiale, un état de l'art sur l'actualité et un constat sur la situation d'énergie photovoltaïque était effectué.

Par suite dans le chapitre II on a présenté un état des lieux de la modélisation et du dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome, afin de mieux comprendre le comportement du modèle, ainsi que la méthode optimale de dimensionnement. Les techniques de poursuite du point maximum de la puissance des panneaux solaires sont exposées dans le chapitre III, ces techniques se différencient entre elles par leurs domaines d'applications, le coût, le type d'implémentation et la vitesse de convergence.

Dans notre étude, on a analysé les différentes techniques telles que : la technique de fraction de la tension du circuit ouvert, la technique de la perturbation puis observation (P&O), la technique de l'incrémentement de la conductibilité, la logique floue, le réseau neurologique, la PSO et la commande non linéaire de type Takagi Seguno.

Pour adapter le panneau avec la charge, il est nécessaire d'introduire un convertisseur DC-DC d'adaptation, ceci pour déplacer le point de fonctionnement aux points optimaux.

Une étude théorique sur les principaux types de ces convertisseurs DC-DC (le Boost, Buck, Buck-Boost et Cuk) a été présentée, cette étude nécessite une simulation du comportement de chaque modèle de convertisseur DC-DC.

Dans beaucoup de régions éloignées, les systèmes de pompage décentralisés que ce soit pour l'eau potable ou la petite irrigation restent la solution unique. En effet, la majorité de ces localités se situent dans des zones agricoles rurales enclavées dispersées et lointaines du réseau d'électricité conventionnelle (rural profond) et auxquels le problème d'alimentation en énergie électrique est posé. Le choix technico économique d'un type de pompage photovoltaïque dans le quatrième chapitre est tributaire de plusieurs facteurs dont notamment, la puissance électrique requise pour

l'installation, le coût d'investissement et les conditions météorologiques. De ce point de vue, les systèmes de pompage de l'eau par énergie solaire sont relativement compétitifs si les éléments sont sélectionnés correctement d'une part, et d'autre part si le site d'installation convient parfaitement.

L'essentiel de notre travail et notre production scientifique sur le sujet de la thèse sont exposés dans le chapitre V.

« Une conclusion, c'est quand vous en avez assez de penser. »

Herbert Albert Fisher .

Bibliographie

- [1] **De Vecchi, Sylvain.** "Développement de cellules photovoltaïques à hétérojonction de silicium et contacts inter digités en face arrière".. Diss. Lyon, INSA, 2013.
- [2] **Koyo Thermo Systems.**" Crystec Technology Trading GmbH. Matériel pour l'industrie du semi-conducteur".
- [3] **Henry Mathieu**" Physique des semi-conducteurs et des composants électroniques, cours», livre, 5ème édition, Dunod, 2001.
- [4] **Benahmed Benabdallah Nadia**" Propriétés physiques des semi-conducteurs (Si monocristallin et Ge) et Simulation des cellules solaires à base de Si et SiGe» Mémoire de Magister, Université Abou Bekr Belkaid-Telemcen, 2006.
- [5] **M.SaadSaoud, H Abbassi, M kermiche** " Modélisation D'un Système Photovoltaïque Autonome" The International Conference On Electronics & Oil: From Theory To Applications March 05-06, 2013, Ouargla, Alegria.
- [6] **N. Achaïbou** " Introduction à l'Etude de Stockage dans un Système Photovoltaïque ", Revue des Energies Renouvelables, valorisation (1999) I-6.
- [7] **S. R. Wenham and M. A. Green**" Silicon Solar Cells ", John Wiley& Sons, Ltd, 1062-7995/96/010003, 1995.
- [8] <http://www.condor.dz/fr/les-panneaux-solaires> dernier visite le 14/04/2013 à 23 :44 m.
- [9] **A. Labouret et M. Viloz,** "Energie solaire photovoltaïque", DUNOD, 3ème Edition, ISBN : 2-10-049945-9, France, 2006
- [10] **Julien LABBÉ** " l'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour systèmes photovoltaïques isolés" T h e s e pour obtenir le grade de Docteur de l'Ecole des Mines de Paris Spécialité "Énergétique" 21 décembre 2006.
- [11] **K. Kassmi, M. Hamdaoui et F. Olivié,** " Conception, Optimisation et Réalisation des Systèmes Photovoltaïques pour une Meilleure Exploitation de l'Energie Solaire", Maîtrise de l'Energie dans la Construction et la Rénovation des Bâtiments, Centre d'Etudes Supérieures Industrielles, 'CESI', Rouen, France, 8 Novembre 2007.
- [12] 4 ème Salon ERA des énergies renouvelables au centre des conventions Oran 28, 29 et 30 Octobre 2013.
- [13] **M.S. Imamura and J.I. Portscheller, Year** " Evaluation of the Methods of Determining Solar Cell Series Resistance", Proc. 8 HT Photovoltaic Specialists' Conf., Seattle, WA, pp 102-107, 1970.
- [14] **Reinout Vader** "Energie sans limites " L'électricité à bord (et l'électricité autonome en général) "livre Version 9 Juin 2011
- [15] **Guillaume Dillenseger** "Caractérisation De Nouveaux Modes De maintien En Charge Pour batteries Stationnaires De Secours" Thèse pour obtenir le grade de Docteur de l'Université Montpellier II, France 14 décembre 2004.
- [16] **M.SaadSaoud, H Abbassi, S kermiche** "Modélisation d'un Système Photovoltaïque Autonome" The International Conference On Electronics & Oil: From Theory To Applications March 05-06, 2013, Ouargla, Alegria
- [17] **REYNAUD Jean-François,** "Amélioration du fonctionnement des systèmes photovoltaïques suite aux brusques variations des conditions météorologiques et de la charge," 2008.

- [18] **F. Reynaud**, "Recherches d'optimums d'énergies pour charge/décharge d'une batterie à technologie avancée dédiée à des applications photovoltaïques," Université de Toulouse, Université Toulouse III-Paul Sabatier, 2011.
- [19] **D. Guyomard**, " Stockage de l'énergie ", cours de DEA de Chimie Avancée de l'Etat Solide, 1998.
- [20] **Wichert, Benjamin**. "Control of photovoltaic-diesel hybrid energy systems". Curtin University of Technology , 2000.
- [21] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>
- [22] **Alain Ricaud**, "Modules et systèmes photovoltaïques" livre Sept 2008.
- [23] **Fogelman & Régis Montloin**, " Installations Photovoltaïques dans l'habitat isolé " livre édité par : EDISUD, 1983.
- [24] **Von Meier, A.** "Electric power systems: a conceptual introduction. " John Wiley & Sons ,(2006). .
- [25] **YAICHE, M. R., & BOUHANIK, A.** "Atlas solaire algérien". Portail des Energies Renouvelables, (2002).
- [26] www.techno-science.net, consulté le (3 /7/2013 à 22h).
- [27] **Christian Matulu**, " Etude et dimensionnement d'un système photovoltaïques autonome pour une alimentation permanent" Université de Lubumbashi - Graduat en sciences appliquées 2010
- [28] PV education. org <http://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/solar-radiation-on-tilted-surface> consulté le (11 /04/2016 à 16.29 h).
- [29] **Mondol, Jayanta Deb, Yigzaw G. Yohanis, and Brian Norton**. "Solar radiation modelling for the simulation of photovoltaic systems." Renewable Energy 33.5 (2008): 1109-1120.
- [30] **Cooper, P. I.** "The absorption of radiation in solar stills. " Solar energy,12(3), 333-346. (1969).
- [31] **SINGO, Akassewa Tchapo**, "Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome". 2010. Thèse de doctorat. Nancy 1.
- [32] **James D. Maclay, Jacob Brouwer, G. Scott Samuelson** ,"Dynamic modeling of hybrid energy storage systems coupled to photovoltaic generation in residential applications" Journal of Power Sources n°163 (2007), pp. 916–925.
- [33] **Singo, Akassewa Tchapo**, "Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome". Diss. Nancy 1, 2010.
- [34] <http://www.photovoltaique.info/Le-rendement-des-onduleurs.html> consulté le (10 /04/2016 à 20.25 h).
- [35] **Falk Antony, Christian Dühner Et Karlheinz Remmers**, " Le photovoltaïque pour tous Conception et réalisation d'installation ", livre édité par : INES), 2006.
- [36] <http://www.institut-numerique.org> consulté le (06 /04/2016 à 12.36 h).
- [37] **M, Saoud. Saad, Abbassi, H. A., S , Kermiche**, "Improved incremental conductance method for maximum power point tracking using cuk converter". MJMS, 2014, vol. 1, p. 057-065.
- [38] **A. F. Boehinger**, "Self-adaptive DC converter for solar spacecraft power supply", IEEE Transactions On Aerospace and Electronic Systems, pp. 102-111, 1968.
- [39] **Esrām, Trishan, and Patrick L. Chapman**, "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques." IEEE Transactions on Energy Conversion EC 22.2 (2007): 439.
- [40] "Overall efficiency of grid connected photovoltaic inverters," European Standard EN 50530, 2010.

- [41] **Cabal, C.** "Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque" (Doctoral dissertation, Université de Toulouse, Université Toulouse III-Paul Sabatier). (2008).
- [42] **T. Y. Kim, H. G. Ahn, S. K. Park, Y. K. Le,** "A novel maximum power point tracking control for photovoltaic power system under rapidly changing solar radiation", IEEE International Symposium on, Vol. 2, pp. 1011-1014, Jun. 2001.
- [43] **N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo and M. Vitelli,** "Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method", IEEE Transactions On Power Electronics, Vol.20, No. 4, pp. 16-19, Mar. 2004.
- [44] **K. Noppadol, W. Theerayod, S. Phaophak,** "FPGA Implementation of MPPT using variable step-size P&O algorithm for PV applications", Communication and Information Technologies, ISCIT'06, IEEE International Symposium On, pp. 212- 215, Sept. 2006.
- [45] **Hussein, K. H., Muta, I., Hoshino, T., & Osakada, M.** "Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions". In Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings- (Vol. 142, No. 1, pp. 59-64). IET(1995, January)..
- [46] **Abbes, H., Abid, H., Loukil, K., Toumi, A., & Abid, M,** "Etude comparative de cinq algorithmes de commande MPPT pour un système photovoltaïque. Revue des Energies Renouvelables, 17(3), 435-445. (2014).
- [47] **Hohm, D. P., & Ropp, M. E,** "Comparative study of maximum power point tracking algorithms". Progress in photovoltaics: Research and Applications, 11(1), 47-62. (2003).
- [48] **Salas, V., Olias, E., Barrado, A., & Lazaro, A.** "Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems". Solar energy materials and solar cells, 90(11), 1555-1578. (2006).
- [49] **Teulings, W. J. A., Marpinard, J. C., Capel, A., & O'Sullivan, D,** "A new maximum power point tracking system". In Power Electronics Specialists Conference, 1993. PESC'93 Record., 24th Annual IEEE (pp. 833-838). IEEE. (1993, June).
- [50] **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.
- [51] **Nissah and Mekhilef S,** "Comparison Study of Maximum Power Point Tracker Techniques for PV Systems", Proceedings of the 14 the International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10), Cairo University, Egypt, December 19-21, 2010.
- [52] **Safari, Azadeh, and Saad Mekhilef,** "Simulation and hardware implementation of incremental conductance MPPT with direct control method using cuk converter." Industrial Electronics, IEEE Transactions on 58.4 (2011): 1154-1161.
- [53] **Zadeh, Lotfi A,** "Fuzzy sets." Information and control 8.3 (1965): 338-353.
- [54] **Ouada, M., Meridjet, M. S., M, Saoud. Saad ,Derradji, N.** "Study of new configuration photovoltaic pumping system". In Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM), 2014 International Conference on (pp. 1-5). IEEE. (2014, November).
- [55] **Mamdani, Ebrahim H., and Sedrak Assilian,** "An experiment in linguistic synthesis with a fuzzy logic controller." International journal of man-machine studies 7.1 (1975): 1-13.
- [56] **Bencherif, Farah Nezha,** "Evaluation du risque d'accident vasculaire cérébral à l'aide de la logique floue. Diss. 2015.

- [57] **Sivanandam, S. N., Sai Sumathi, and S. N. Deepa**, "Introduction to fuzzy logic using MATLAB". Vol. 1. Berlin: Springer, 2007.
- [58] **McCulloch, Warren S., and Walter Pitts**, "A logical calculus of the ideas immanent in nervous activity." *The bulletin of mathematical biophysics* 5.4 (1943): 115-133.
- [59] **Hadjab, Moufdi**, "Développement des performances d'un système photovoltaïque". 2011. Thèse de doctorat. Université El Djilali Liabès de Sidi Bel Abbés.
- [60] **A. Schmitt et al**, "Les réseaux de neurones artificiels un outil de traitement de données prometteur pour l'anthropologie", *Bull. et Mém. de la société d'anthropologie de Paris*, n. s., t. 13, 2001, 1-2, p. 143-150.
- [61] **N. Valentin**, "Construction d'un capteur logiciel pour le contrôle automatique du procédés de coagulation en traitement d'eau potable", thèse de doctorat, laboratoire des eaux, UTC, Paris XIII, 2000
- [62] **M. Y. Ammar**, "Mise en œuvre de réseaux de neurones pour la modélisation de cinétiques réactionnelles en vue de la transposition batch/continu", thèse de doctorat, l'institut national polytechnique de Toulouse, 2007.
- [63] **Rafik Jr, Mahdaoui**, "Contribution à la surveillance dynamique des systèmes de production évolutifs par les systèmes Neuro-Flous Temporels". 2013. Thèse de doctorat.
- [64] **D. Nauck** "Neuro-fuzzy systems: review and prospects" *European congress on intelligent technique and sift computing (EUFIT'97)*, Aachen, sep.8.11, (1997), bpp.1044-1053.
- [65] **Eberhart, Russ C., and James Kennedy**. "A new optimizer using particle swarm theory." *Proceedings of the sixth international symposium on micro machine and human science*. Vol. 1. 1995.
- [66] **K. Ishaque et al**. "A direct control based maximum power point tracking method for photovoltaic system under partial shading conditions using particle swarm optimization algorithm" , *Applied Energy* 99 (2012) 414–422
- [67] **Miyatake M, Veerachary M, Toriumi F, Fujii N, Ko H**. "Maximum power point tracking of multiple photovoltaic arrays: a particle swarm optimization approach". *Aerosp Electron Syst IEEE Trans* 2011;47:367–80..
- [68] **Kuei-Hsiang Chao et al**, "Maximum Power Point Tracking Method Based on Modified Particle Swarm Optimization for Photovoltaic Systems", *International Journal of Photoenergy* Volume 2013, Article ID 583163,6pages.
- [69] **Ishaque, Kashif, et al**, "An improved Particle Swarm Optimization (PSO)–based MPPT for PV with reduced steady-state oscillation." *Power Electronics, IEEE Transactions on* 27.8 (2012): 3627-3638.
- [70] **De Brito, Moacyr AG, et al**, "Evaluation of MPPT techniques for photovoltaic applications." *Industrial Electronics (ISIE)*, 2011 IEEE International Symposium on. IEEE, 2011.
- [71] **Rufer, A., and P. Barrade**, "Cours d'électronique de puissance-Conversion DC/DC." *Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL)*, Lausanne, Suisse.
- [72] **Seguier, Guy, Robert Bausiere, And Francis Labrique**, " *L'électronique de puissance*". Dunod, 1985.
- [73] **Suzuki, Kunihiro, et al**, "Scaling theory for double-gate SOI MOSFET's." *IEEE Transactions on Electron Devices* 40.12 (1993): 2326-2329.

- [74] **Prajoux, R., J. C. Marpinard, and J. Jalade**, "Etablissement de modèles mathématiques pour régulateurs de puissance a modulation de largeur d'impulsions (pwm)." *ESA Sci. Tech. Rev* 2 (1976): 25-42.
- [75] **Djeriou.S** "Simulation d'un système photovoltaïque alimentant une machine asynchrone" Mémoire Magister, Université Ferhat Abbas De Sétif 2011.
- [76] **Deleage, Olivier**, "Conception, réalisation et mise en œuvre d'un micro-convertisseur intégré pour la conversion DC/DC". Diss. Université Joseph-Fourier-Grenoble I, 2009.
- [77] **Kjær, Søren Bækhoj**, "Design and control of an inverter for photovoltaic applications". Institute of Energy Technology, Aalborg University, 2005.
- [78] **Nasrudin Abd Rahim C.Eng**, "DC power supplies", Advanced Power electronic lecture notes, Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, University of Malaya.
- [79] https://fr.wikipedia.org/wiki/Convertisseur_Buck-Boost.
- [80] **Ishii, Takuya, et al**, "Buck-boost converter." U.S. Patent No. 7,268,525. 11 Sep. 2007.
- [81] Cuk, Slobodan, "Modeling, analysis, and design of switching converters". Dissertation (Ph.D.) (1977), California Institute of Technology.
- [82] **Azadeh S**, " Optimization and Control of MPPT for different ambient conditions", Thesis-university of Malay, Malaysia, July 2009.
- [83] **A. Labouret, M. Viloz**, "Énergie solaire photovoltaïque" 3^e édition, Le moniteur, Dunod 2006.
- [84] **Merwan Saad Saoud, Hadj Ahmed Abbassi Saleh Kermiche, Mahdi Ouada** "Improved incremental conductance method for maximum power point tracking using cuk convert" *WSEAS TRANSACTIONS on POWER SYSTEMS* Issue 3, Volume 8, July 2013.
- [85] **Lyes Aït Oubelli**, "Mise En Œuvre D'Un Modèle Générique Du Convertisseur Matriciel Dans Les Environnements Emtp-Rv Et Matlab Simulink" Thèse du Diplôme de Maîtrise Ès Sciences Appliquées (Génie Électrique) École Polytechnique De Montréal Décembre 2011.
- [86] **Nissah and Mekhilef S**, "Comparison Study of Maximum Power Point Tracker Techniques for PV Systems", *Proceedings of the 14 the International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10)*, Cairo University, Egypt, December 19-21, 2010.
- [87] Coran, Sourate AL-ANBIYA, verset 30.
- [88] **Mehdaoui, A., et al**. "Caractérisation des électropompes solaires à fréquence variable au sein de L'URERMS Adrar."
- [89] **Narvarte, L., E. Lorenzo, and E. Caamaño**, "PV pumping analytical design and characteristics of boreholes." *Solar Energy* 68.1 (2000) : 49-56.
- [90] **Chenni, R.** "Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque dans un village solaire". Thèse de Doctorat Université de Constantine, 2007.
- [91] **Barlow, R., McNelis, B., & Derrick, A**, "Status and experience of solar PV pumping in developing countries". *Tenth EC Photovoltaic Solar Energy Conference* (pp. 1143-1146). Springer Netherlands. (1991).
- [92] **Jimmy.R, and Eric J. S.** "Le pompage photovoltaïque : manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens". Québec : Institut de l'énergie des pays ayant en commun l'usage du français, 1998.
- [93] **Fraidenraich, N., and O. C. Vilela**, "Performance of solar systems with non-linear behavior calculated by the utilizability method: application to PV solar pumps." *Solar Energy* 69.2 (2000) : 131-137.

- [94] **Krivchenko, Grigori I**, "Hydraulic machines: turbines and pumps". CRC, 1994.
- [95] <http://www.pompesphc.be> consulté le 26/05/2015 à 15.30 h.
- [96] <http://www.blackmersmartenergy.com/fr/comparativedata/centrifugal-pumps-vs-positive-displacement-pumps.html> consulté le 15/06/2016 à 13.30 h.
- [97] **Mohamed, Arrouf**, "Optimisation de l'ensemble onduleur, moteur et pompe branché sur un générateur photovoltaïque." Master of Sciences in Power Electronics, U. Bradford, Université Mentouri de Constantine (2007).
- [98] **Euler, Leonitard**, "Du mouvement de rotation des corps solides autour d'un axe variable." Histoire de l'Académie Royale des Sciences et Belles Lettres. Berlin (1758).
- [99] **Kalaidji, Farah**, "Commande d'un générateur photovoltaïque débitant sur une pompe (MPPT)". 2014. Thèse de Magister. Université de Tlemcen.
- [100] **Narimene, Debili**, " Etude et optimisation en environnement Matlab/Simulink d'un système de pompage Photovoltaïque ". Thèse de Magister. Université de Constantine I. 2015.
- [101] **R. Chenni, T. Kerbache**, "Optimisation d'une motopompe associée à un générateur photovoltaïque". Communication internationale CIMA'04, Université de Boumerdes, 2004.
- [102] **Rachid, Maouedj**, "Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah." Mémoire de magister, université de Tlemcen (2005).
- [103] **Gindroz, Bernard**, "Lois de similitude dans les essais de cavitation des turbines Francis". Thèse de doctorat - GINDROZ, Bernard. Lausanne: EPFL, . (1991).
- [104] **Anouar, Halila**, "Etude des machines à courant continu" Thèse de doctorat 'Université Laval 2001.
- [105] <http://www.pobot.org/Moteurs-pour-la-robotique.html> consulté le 28/02/2014 à 8.30 h.
- [106] <http://www.electromecanique.net/2015/01/principe-de-fonctionnement-dun-moteur.html> consulté le 27/06/2016 à 12.10 h .
- [107] **L. Gasc**, "Conception d'un actionneur à aimants permanents à faibles ondulations de couple pour assistance de direction automobile Approches par la structure et par la commande". Thèse de l'Institut national polytechnique de Toulouse, 2004.
- [108] **Masoum, Mohamad AS, Seyed Mahdi Mousavi Badejani, and Ewald F. Fuchs**, "Microprocessor-controlled new class of optimal battery chargers for photovoltaic applications." IEEE Transactions on énergie conversion 19.3 (2004): 599-606.
- [109] **P.A. Lynn**, "Electricity from sunlight .An Introduction to Photovoltaics", Wiley, 2010.
- [110] **Thomas, Michael G**, "Water pumping: the solar alternative". No. SAND 87-0804; ALSNL 199600000193. Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM (United States), 1987.
- [111] **Arab, A. Hadj, Mohamed Benghanem, and A. Gharbi**, "Dimensionnement de systèmes de pompage photovoltaïque." Revue des énergies renouvelables 8.1 (2005): 19-26.
- [112] **Campana, Pietro Elia**, "PV water pumping systems for agricultural applications." (2015).
- [113] **Silvestre, Paschoal, and Paschoal Silvestre**, "Fundamentos de hidráulica general". 1983.
- [114] Fondation Énergies pour le Monde "Technologies européennes du pompage solaire photovoltaïque" publié en 2015.
- [115] **Egido, Miguel A., Eduardo Lorenzo, and Luís Narvarte**, "Universal technical standard for solar home systems." Progress in Photovoltaics: Research and Applications 6.5 (1998): 315-324.
- [116] <http://www.kyocerasolar.com> consulté le 22/03/2012 à 8.25 m.

- [117] **M Saad Saoud, HA Abbassi, S Kermiche, D Nada**, "Improved incremental conductance method for maximum power point tracking using cuk converter" WSEAS Trans Power Syst, 2013.
- [118] **Safari, Azadeh, and Saad Mekhilef**, "Simulation and hardware implementation of incremental conductance MPPT with direct control method using cuk converter." Industrial Electronics, IEEE Transactions on 58.4 (2011): 1154-1161.
- [119] **Eksin, İbrahim, And Osman Kaan Erol**, "A fuzzy identification method for nonlinear systems." Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences 8.2 (2000): 125-135.
- [120] **El Ougli, Abdelghani**, "Intégration des techniques floues à la synthèse de contrôleurs adaptatifs."Thèse de doctorat , Université Sidi Mohamed Ben Abdellah,Fès (2009).
- [121] **Takagi, Tomohiro, and Michio Sugeno**, "Fuzzy identification of systems and its applications to modeling and control." Systems, Man and Cybernetics, IEEE Transactions on 1 (1985): 116-132.
- [122] **Ichalal, Dalil**, "Estimation et diagnostic de systèmes non linéaires décrits par un modèle de Takagi-Sugeno". These doctorat . Institut National Polytechnique de Lorraine-INPL, 2009.
- [123] **Ichalal, Dalil, et al**, "Estimation d'état des systèmes non linéaires incertains sous forme multi modèle de type Takagi-Sugeno." 1er Colloque International Francophone, Ingénierie et Environnement, CIFIE'2010. 2010.
- [124] **Kruszewski, Alexandre**, "Lois de commande pour une classe de modèles non linéaires sous la forme Takagi-Sugeno: Mise sous forme LMI". Thèse de doctorat Université de Valenciennes et du Hainaut-Cambresis, 2006.
- [125] **Morère, Yann**, "Mise en œuvre de loi de commandes pour les modèles flous de type Takagi-Sugeno". 2001. Thèse de doctorat.
- [126] Ohtake, Hiroshi, Kazuo Tanaka, and Hua O. Wang. "Fuzzy modeling via sector nonlinearity concept." Integrated Computer-Aided Engineering 10.4 (2003): 333-341.
- [127] **Tanaka, Kazuo, and Hua O. Wang**, "Fuzzy control systems design and analysis: a linear matrix inequality approach". Livre John Wiley & Sons, 2004.
- [128] **Zeitz, M**, "The extended Luenberger observer for nonlinear systems." Systems & Control Letters 9.2 (1987): 149-156.
- [129] **Bylov, B. F., et al**, "The theory of Lyapunov exponents and its applications to problems of stability." Nauka, Moscow (1966).
- [130] **Pesin, Yakov Borisovich**, "Characteristic Lyapunov exponents and smooth ergodic theory." Russian Mathematical Surveys 32.4 (1977): 55-114.
- [131] **Chiu, Chian-Song, and Ya-Lun Ouyang**, "Robust maximum power tracking control of uncertain photovoltaic systems: A unified TS fuzzy model-based approach." Control Systems Technology, IEEE Transactions on 19.6 (2011): 1516-1526.
- [132] **M. Saad Saoud et al**, "Simple Method of Modeling and Search of Global Power Peak Under Mismatching Conditions on PV Array" International Conference on Power Electronics and their Applications , ICPEA 2013 , Djelfa University , Algeria
- [133] **M Saad Saoud et al**, "Modeling and Search of Global Power Peak Under Partial Shading Conditions on PV Array" International Conference on Electro-Energy ICEE 2014 , November, 10-11, 2014, Skikda, Algeria .
- [134] <http://www.kyocerasolar.com> consulté le 05/02/2014.
- [135] **Merwan, Saad Saoud, et al**, "Study of Partial shading Effects on Photovoltaic Arrays with Comprehensive Simulator for Global MPPT control". International Journal of Renewable Energy Research (IJRER), 2016, vol. 6, no 2, p. 413-420.
- [136] **Elgendy, M.A.; Zahawi, B.; Atkinson, D.J.**, "Comparison of Directly Connected and Constant Voltage Controlled Photovoltaic Pumping Systems," Sustainable Energy, IEEE Transactions, vol.1, no.3, pp.184,192, Oct. 2010.
- [137] **Ouada, M., Meridjet, M. S. & M. Saad Saoud** "Study of new configuration photovoltaic pumping system." In Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM), International Conference on (pp. 1-5). IEEE 2014.
- [138] **Yiming. Li, Jun .Rong**, "The Study of New Modeling Method for Permanent Magnet Brushless DC moto" International Conference on Electronic & Mechanical Engineering and Information 12 -14 August china, 2011, pp -4713 4716.

ANNEXE I**Les ALGORITHMES MPPT :****L'Algorithme P&O :**

Voici le programme développé :

```

clear;
TaC = 25; C = 0.5;
power=0;
G = 0.011;
Va = 26.0;
Ia = bp_sx150s1(Va,G,TaC);
Pa = Va * Ia;
Vref_new = Va + C;
Va_array = [];
Pa_array = [];
x=5.63:0.25:18.38;
y=[0.011 0.024 0.039 0.08 0.130 0.187 0.249 0.312 0.377 0.442 0.506 0.569 0.629
0.687 0.742 0.797 0.841 0.884 0.923 0.958 0.988 1.013 1.034 1.049 1.059 1.064
1.064 1.059 1.049 1.034 1.013 0.988 0.958 0.923 0.884 0.841 0.793 0.742 0.687
0.629 0.569 0.506 0.442 0.377 0.312 0.249 0.187 0.130 0.08 0.039 0.024 0.011];
xi=0:24/40000:24;
yi=interp1(x,y,xi,'cubic');
for Sample =1:40001
    G = yi(Sample);
    Va_new = Vref_new;
    Ia_new = bp_sx150s1(Vref_new,G,TaC);
    Pa_new = Va_new * Ia_new;
    deltaPa = Pa_new - Pa;
    power=power+Pa_new % P&O Algorithm starts here
    if deltaPa > 0
        if Va_new > Va
            Vref_new = Va_new + C; % Increase Vref
        else
            Vref_new = Va_new - C; % Decrease Vref
        end
    elseif deltaPa < 0
        if Va_new > Va
            Vref_new = Va_new - C; % Decrease Vref
        else
            Vref_new = Va_new + C; %Increase Vref
        end
    else
        Vref_new = Va_new; % No change
    end
    Va = Va_new;
    Pa = Pa_new;
    Va_array = [Va_array Va];
    Pa_array = [Pa_array Pa];
end
% Plot result
figure
plot (Va_array, Pa_array, 'g')
Va = linspace (0, 45, 200);
hold on
for G=.2:.2:1
    Ia = bp_sx150s1(Va, G, TaC);
    Pa = Ia.*Va;
    plot(Va, Pa)
    [Pa_max, Imp, Vmp] = find_mpp(G, TaC);

```

```

plot(Vmp, Pa_max, 'r*')
end
title('P&O Algorithm')
xlabel('Module Voltage (V)')
ylabel('Module Output Power (W)')
axis([0 50 0 160])
gtext('1000W/m^2')
gtext('800W/m^2')
gtext('600W/m^2')
gtext('400W/m^2')
gtext('200W/m^2')
hold off

```

et aussi la modélisation sous simulink :

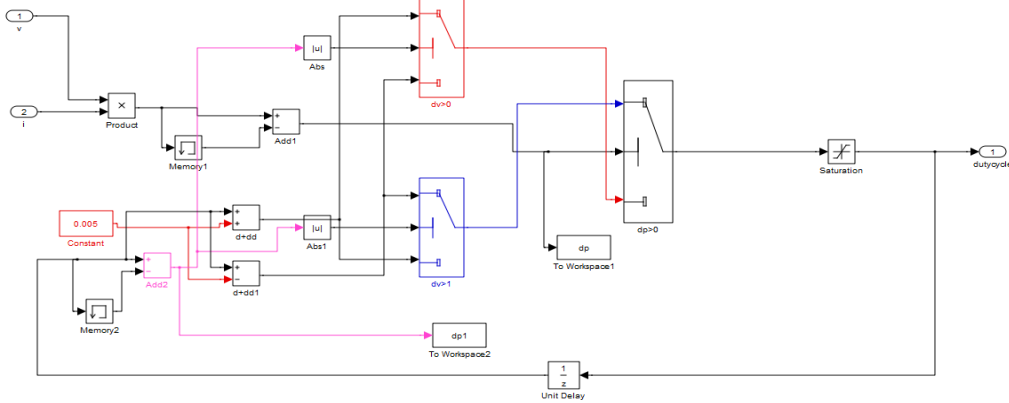


Figure Annexe 1 Le modèle Simulink d'algorithm P&O.

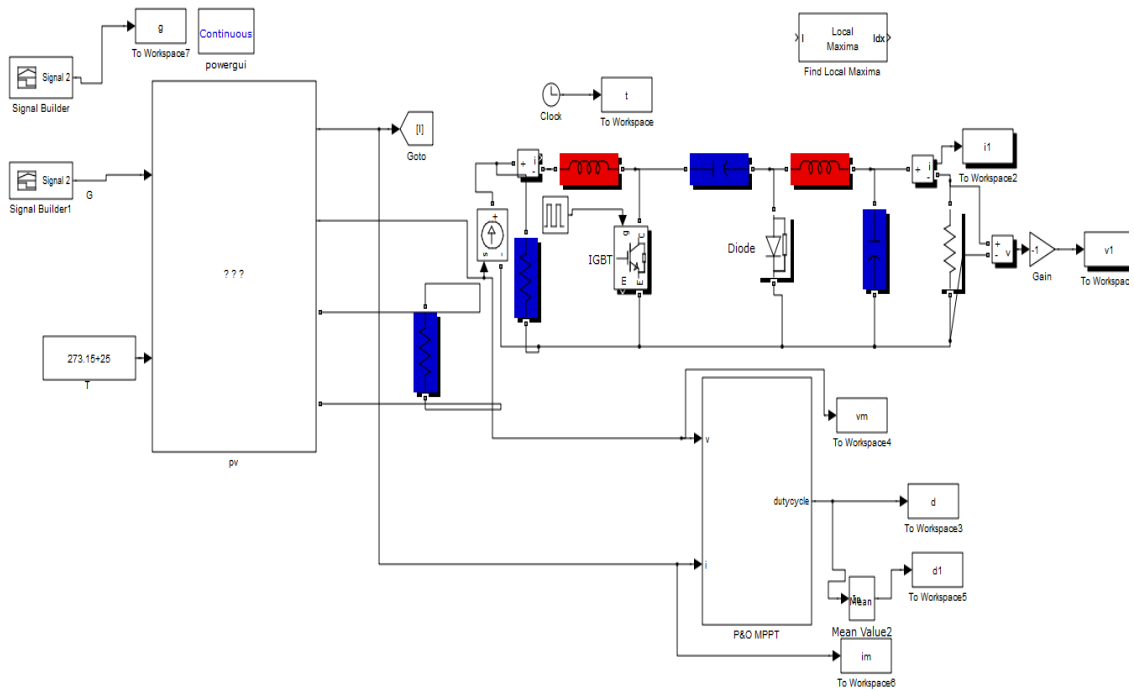


Figure Annexe 2 Le modèle Simulink du système PV avec de l'algorithm P&O.

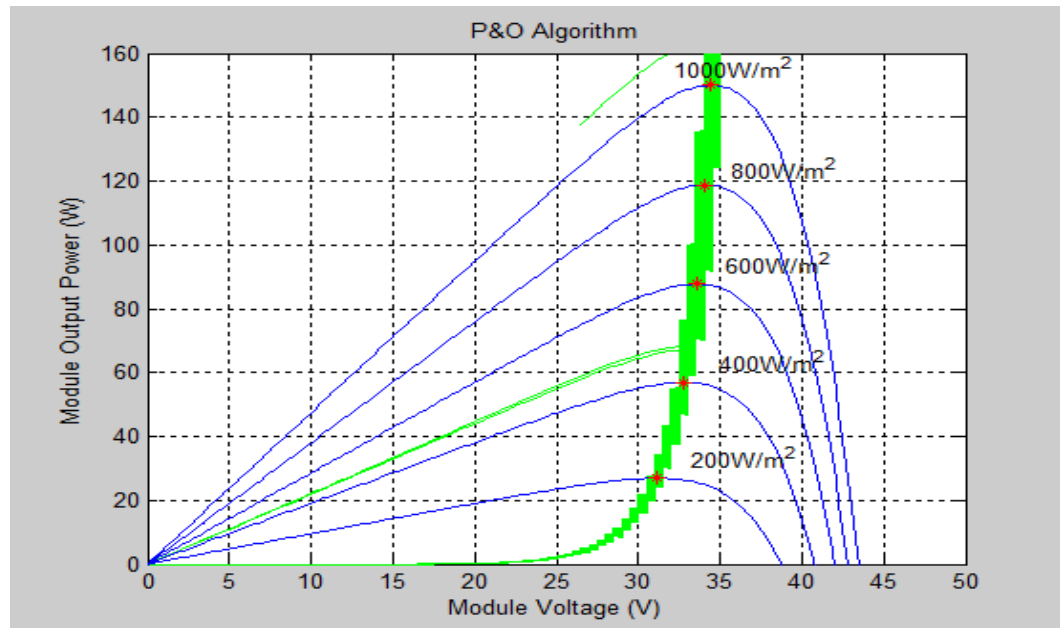


Figure Annexe 3 P&O Algorithme Avec Différentes Irradiations.

L'Algorithme INC CON :

Voici le programme développé :

```

TaC = 25;
C = 0.5;
E = 0.002;
G = 0.045;
Va =17;
Ia = KC85T (Va, G, TaC) ;
Pa = Va * Ia;
Vref_new = Va + C;
Va_array = [];
Pa_array = [];
Pmax_array =[];
for G = 0.1:0.001:1
Va_new = Vref_new;
Ia_new = KC85T (Vref_new, G, TaC) ;
deltaVa = Va_new - Va;
deltaIa = Ia_new - Ia;
if deltaVa == 0
if deltaIa == 0
Vref_new = Va_new;
elseif deltaIa > 0
Vref_new = Va_new + C;
else
Vref_new = Va_new - C;
end
else
if abs(deltaIa/deltaVa + Ia_new/Va_new) <= E
Vref_new = Va_new;
else
if deltaIa/deltaVa > -Ia_new/Va_new + E
Vref_new = Va_new + C;
else
Vref_new = Va_new - C;
end
end
end
end
end

```

```

[Pa_max, Imp, Vmp] = find_mpp(G, TaC);
Va = Va_new;
Ia = Ia_new;
Pa = Va_new * Ia_new;
Va_array = [Va_array Va];
Pa_array = [Pa_array Pa];
Pmax_array = [Pmax_array Pa_max];
end
Pth = sum(Pmax_array)/3600
Pact = sum(Pa_array)/3600
figure
plot (Va_array, Pa_array, 'g')
Va = linspace (0, 45, 200);
hold on
for G=.2:.2:1
Ia = KC85T(Va, G, TaC);
Va = linspace(0,45,200);
Pa = Ia.*Va;
plot(Va, Pa)
[Pa_max, Imp, Vmp] = find_mpp(G, TaC);
plot(Vmp, Pa_max, 'r*')
end
title('IncCond Method')
xlabel('Module Voltage (V)')
ylabel('Module Output Power (W)')
axis([0 25 0 100])
gtext('1000W/m^2')
gtext('800W/m^2')
gtext('600W/m^2')
gtext('400W/m^2')
gtext('200W/m^2')
hold off

```

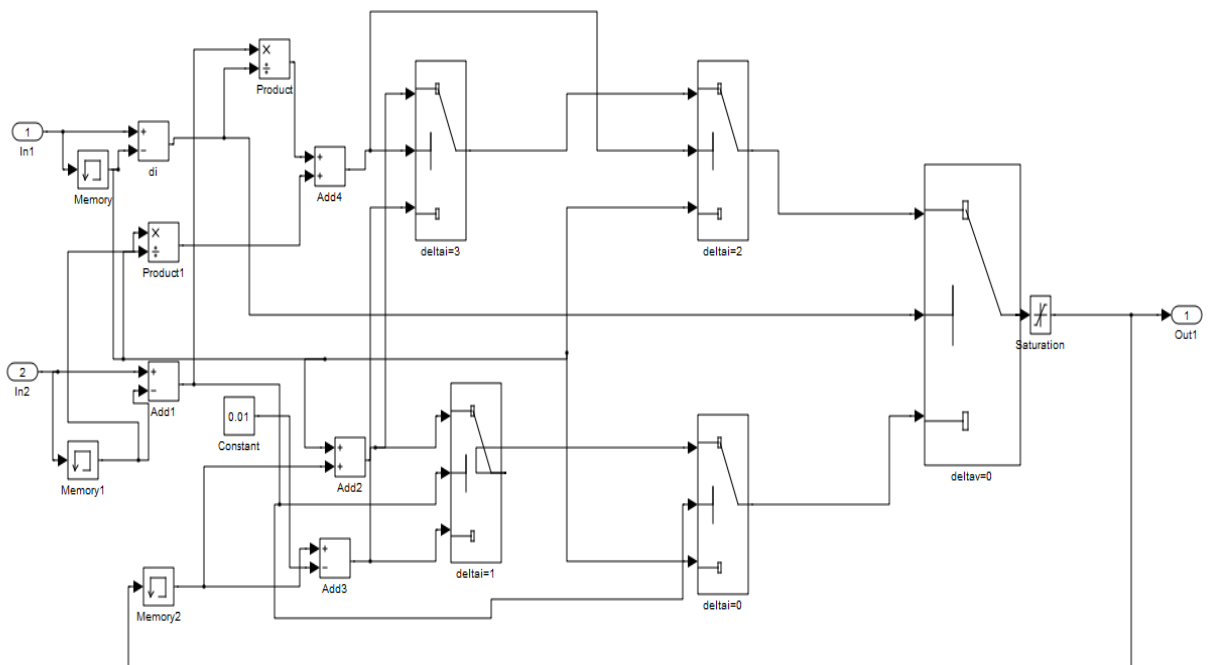


Figure Annexe 4 Le modèle Simulink de l'algorithme INCCCond

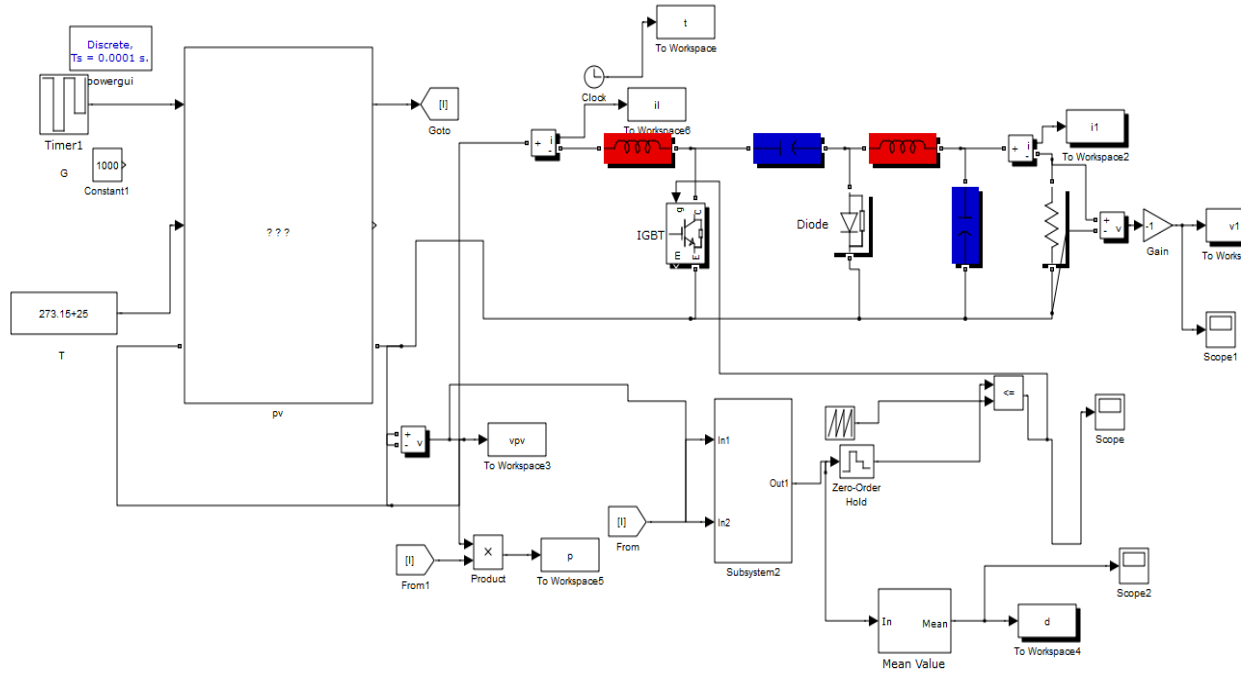


Figure Annexe 5 INC Cond Algorithme Avec Différentes Irradiations.

ANNEXE II

Les matrices d'états du système TS

$$A_2 = \begin{bmatrix} -6882.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 250 & 0 \\ 200 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_2 = \begin{bmatrix} 57133 \\ -5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_2 = [0 \quad -1.750 \quad 0]$$

$$A_3 = \begin{bmatrix} -6882.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 100 & 0 \\ 200 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_3 = \begin{bmatrix} 1.5047 * 10^5 \\ -5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_3 = [0 \quad -1.9 \quad 0]$$

$$A_4 = \begin{bmatrix} -6882.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 100 & 0 \\ 200 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_4 = \begin{bmatrix} 57133 \\ -5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_4 = [0 \quad -1.9 \quad 0]$$

$$A_5 = \begin{bmatrix} -6882.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 250 & 0 \\ 200 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_5 = \begin{bmatrix} 1.5047 * 10^5 \\ 5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_5 = [0 \quad -1.750 \quad 0]$$

$$A_6 = \begin{bmatrix} -6882.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 250 & 0 \\ 200 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_6 = \begin{bmatrix} 57133 \\ 5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_6 = [0 \quad -1.750 \quad 0]$$

$$A_7 = \begin{bmatrix} -6882.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 100 & 0 \\ 200 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_7 = \begin{bmatrix} 1.5047 * 10^5 \\ 5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_7 = [0 \quad -1.9 \quad 0]$$

$$A_8 = \begin{bmatrix} -6882.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 100 & 0 \\ 200 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_8 = \begin{bmatrix} 57133 \\ 5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_8 = [0 \quad -1.9 \quad 0]$$

$$A_9 = \begin{bmatrix} -6774.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 250 & 0 \\ 100 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_9 = \begin{bmatrix} 1.5047 * 10^5 \\ -5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_9 = [0 \quad -1.750 \quad 0]$$

$$A_{10} = \begin{bmatrix} -6774.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 250 & 0 \\ 100 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{10} = \begin{bmatrix} 57133 \\ -5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{10} = [0 \quad -1.750 \quad 0]$$

$$A_{11} = \begin{bmatrix} -6774.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 100 & 0 \\ 100 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{11} = \begin{bmatrix} 1.5047 * 10^5 \\ -5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{11} = [0 \quad -1.9 \quad 0]$$

$$A_{12} = \begin{bmatrix} -6774.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 100 & 0 \\ 100 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{12} = \begin{bmatrix} 57133 \\ -5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{12} = [0 \quad -1.9 \quad 0]$$

$$A_{13} = \begin{bmatrix} -6774.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 250 & 0 \\ 100 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{13} = \begin{bmatrix} 1.5047 * 10^5 \\ 5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{13} = [0 \quad -1.750 \quad 0]$$

$$A_{14} = \begin{bmatrix} -6774.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 250 & 0 \\ 100 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{14} = \begin{bmatrix} 57133 \\ 5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{14} = [0 \quad -1.750 \quad 0]$$

$$A_{15} = \begin{bmatrix} -6774.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 100 & 0 \\ 100 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{15} = \begin{bmatrix} 1.5047 * 10^5 \\ 5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{15} = [0 \quad -1.9 \quad 0]$$

$$A_{16} = \begin{bmatrix} -6774.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 100 & 0 \\ 100 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{16} = \begin{bmatrix} 57133 \\ 5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{16} = [0 \quad -1.9 \quad 0]$$

$$A_{17} = \begin{bmatrix} -6882.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 250 & 0 \\ 200 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{17} = \begin{bmatrix} 1.5047 * 10^5 \\ -5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{17} = [0 \quad -0.05 \quad 0]$$

$$A_{18} = \begin{bmatrix} -6882.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 250 & 0 \\ 200 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{18} = \begin{bmatrix} 57133 \\ -5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{18} = [0 \quad -0.05 \quad 0]$$

$$A_{19} = \begin{bmatrix} -6882.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 100 & 0 \\ 200 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{19} = \begin{bmatrix} 1.5047 * 10^5 \\ -5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{19} = [0 \quad -0.2 \quad 0]$$

$$A_{20} = \begin{bmatrix} -6882.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 100 & 0 \\ 200 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{20} = \begin{bmatrix} 57133 \\ -5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{20} = [0 \quad -0.2 \quad 0]$$

$$A_{21} = \begin{bmatrix} -6882.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 250 & 0 \\ 200 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{21} = \begin{bmatrix} 1.5047 * 10^5 \\ -5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{21} = [0 \quad -0.05 \quad 0]$$

$$A_{22} = \begin{bmatrix} -6882.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 250 & 0 \\ 200 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{22} = \begin{bmatrix} 57133 \\ 5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{22} = [0 \quad -0.05 \quad 0]$$

$$A_{23} = \begin{bmatrix} -6882.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 100 & 0 \\ 200 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{23} = \begin{bmatrix} 1.5047 * 10^5 \\ 5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{23} = [0 \quad -0.2 \quad 0]$$

$$A_{24} = \begin{bmatrix} -6882.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 100 & 0 \\ 200 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{24} = \begin{bmatrix} 57133 \\ 5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{24} = [0 \quad -0.2 \quad 0]$$

$$A_{25} = \begin{bmatrix} -6774.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 250 & 0 \\ 100 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{25} = \begin{bmatrix} 1.5047 * 10^5 \\ -5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{25} = [0 \quad -0.05 \quad 0]$$

$$A_{26} = \begin{bmatrix} -6774.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 250 & 0 \\ 100 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{26} = \begin{bmatrix} 57133 \\ -5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{26} = [0 \quad -0.05 \quad 0]$$

$$A_{27} = \begin{bmatrix} -6774.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 100 & 0 \\ 100 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{27} = \begin{bmatrix} 1.5047 * 10^5 \\ -5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{27} = [0 \quad -0.2 \quad 0]$$

$$A_{28} = \begin{bmatrix} -6774.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 100 & 0 \\ 100 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{28} = \begin{bmatrix} 57133 \\ -5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{28} = [0 \quad -0.2 \quad 0]$$

$$A_{29} = \begin{bmatrix} -6774.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 250 & 0 \\ 100 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{29} = \begin{bmatrix} 1.5047 * 10^5 \\ 5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{29} = [0 \quad -0.2 \quad 0]$$

$$A_{30} = \begin{bmatrix} -6774.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 250 & 0 \\ 100 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{30} = \begin{bmatrix} 57133 \\ 5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{30} = [0 \quad -0.2 \quad 0]$$

$$A_{31} = \begin{bmatrix} -6774.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 100 & 0 \\ 100 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{31} = \begin{bmatrix} 1.5047 * 10^5 \\ 5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{31} = [0 \quad -0.2 \quad 0]$$

$$A_{32} = \begin{bmatrix} -6774.7 & 0 & -6666.7 \\ 0 & 100 & 0 \\ 100 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad B_{32} = \begin{bmatrix} 57133 \\ 5000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_{32} = [0 \quad -0.2 \quad 0]$$

Annexe III**Produit scientifique**

INTERNATIONAL JOURNAL of RENEWABLE ENERGY RESEARCH

M.Saadsaoud et al., Vol.6, No.2, 2016

Study of Partial shading Effects on Photovoltaic Arrays with Comprehensive Simulator for Global MPPT controlM.Saadsaoud *, H A.Abbassi **[‡], S.Kermiche *** M.Ouada****

*Department of electronic, Laboratory of Automatic and Signals Annaba, 23000

** Department of electronic, Laboratory of Automatic and Signals Annaba, 23000

*** Department of electronic, Laboratory of Automatic and Signals Annaba, 23000

****Departement of Electromechanical , Faculty of engineering science Annaba , 23000

(maro34ss@gmail.com, hadj-Ahmed.abbassi@univ-annaba.dz, salah.kermiche@univ-annaba.dz, ouadamehdi@gmail.com)

[‡] M.Saadsaoud; H A.Abbassi, 23000, Tel: +21 3660 171 599, maro34ss@gmail.com*Received: 26.01.2016 Accepted: 02.04.2016*

Abstract- The partial shading is one of the major problems that exist in the photovoltaic farm installations. This is due to the presence of multi peaks in the power curves characteristics where the conventional methods of maximum power point tracking were not able to solve the problem. To overcome this shortcoming, in the present contribution we suggest a simulator based on a tracker algorithm which is able to track the global maximum GP in three cases , namely uniform irradiance ,sudden irradiance , and the partial shade conditions. The obtained results are compared to the data reported in the literature and showed good agreement. Thus, our simulator has been extended to include not only uniform irradiance case, but also the other mentioned cases.

Keywords Shaded conditions; maximum power point tracking; global maximum GP; PV system; simulator.

Nomenclature

Symbol	Description	Symbol	Description
I, V	Current & Voltage	G	Irradiation on the device surface[w/m2]
I _{ph}	Photovoltaic Current	G _n	Nominal irradiation [w/m2]
q	Charge of an electron	I ₀₁ , I ₀₂	Reverse saturation currents of diode 1 & diode 2
N	Diode ideality factor	V _{T1} , V _{T2}	Thermal voltages of respective diodes
R _s , R _{sh}	Series , Shunt resistors	a ₁ , a ₂	Diode ideality constants
I _{d1} ,I _{d2}	Currents of diode 1 & diode 2	I _{sc}	Short circuit current [A]
I _{sh}	Shunt resistor current	V _{oc}	Open circuit voltage
k	Boltzmann constant	K _i ,K _v	Cell's short-circuit current , Cell's open circuit voltage Temperature coefficients
T , T _n	Actual & Nominal temperatures [K]	A	Ideal factor

1. Introduction

Nowadays, the increase in global energy demand and the pursuit of most countries to ensure their energy security through the development of alternative energies, come in the forefront the solar energy. Photovoltaic system represents one of the best alternative resources in the field of electricity generation due to its increasing use. Moreover, the use of

such kind of energy is not only economical and inexhaustible, but also its maintenance is low, noiseless, and lesser hazardous for environment in comparison to other types of energy. it is "green energy" by excellence.

The total installed capacity of photovoltaic (PV) is over 31 GW in 2012, as a tangible target increase to 84 GW by 2017 according to the aggressive projections following the

technical reports of the European Photovoltaic Industry Association (EPIA) [2]. Photovoltaic effect is the production of electricity by conversion of solar photons into electricity by semiconductors such as silicon. Among the factors that have a significant impact on the operation of photovoltaic system the most notably are ;temperature, solar intensity, partial shade, and configuration of PV strings. Therefore, the MPPT method is required to guarantee the generation of the highest power from PV modules. In recent years, various methods have been proposed for tracking MPPT, such as perturb and observe (P&O) [3], the linear reoriented coordinates (LRC) method [4], neural network [5] and fuzzy logic [4].

Normally the maximum power point MPP of the PV array under uniform insolation is only single power peak. However, frequently the PV arrays gets shadowed partially and the p-v characteristic exhibits multiple local maxima, only one of them corresponds to the global MPP (GMPP), whereas the MPPT methods mentioned above may fail to track the GMPP. In order to overcome this problem, it is necessary to develop a special GMPPT method able to track the global MPP under partial shading conditions (PSC). During last years some researchers are working with MPP under partial shading conditions . [6]. Choudhury and Rout [7] proposed a Fuzzy Logic MPPT under PSC for the control of a photovoltaic power generator that produce 104 kilowatts , Miyatake et al [8] have been detailed a GMPPT method using sequence of Fibonacci to track the GP under partially shaded conditions. Recently, the PSO or the Particle swarm optimization algorithm is among the effective methods for GMPP tracking under partially shaded. This technique is based on stochastic optimization population and it was created by Eberhart and Kennedy in 1995 [9], stimulated by social behavioural action of bird group or fish swarm. PSO is based on a search optimization where a population of random solutions is employed to initialize the system and seeking for optima by updating generations. The exceptional characteristic of particle swarm optimization is that .it can be worked in continuous number space and in real time [10]. A significant number of investigators are interested by this approach [12]. The key advantage of this technique in [11], is using direct control of the duty cycle method to eliminate the complexity of control loops. In [13] authors can give successfully study that is the modified PSO-based MPPT method. In This study is a novel algorithm based on conventional PSO is presented.

The major drawbacks of the PV generation system are low efficiency of energy conversion and very high installation investment cost [14,15]. Besides, o the possibility of evaluating the behavior of the PV system in existence of shading conditions is included in some commercial programs, for example PVSyst [16]. However, these programs work only by approximate data, in very limited positions and with expensive nature. Hence, It is very important to develop a simulator for techno economic purposes in design and conception of photovoltaic systems, because it will provide an ideal vision before the installations, where it will reduce to a considerable extent of the cost installation and the augmentation of generators PV efficiency. For this reason, the present article proposes a

simplified soft simulator that can achieve this operation. Additionally, the Value-added in this research paper is a developed Matlab/Simulink PV simulator using an improved global power peak tracking method under partially shaded conditions using PV cell model of two diodes, founded on an analytical study of PV panels under no uniform weather conditions. A different simulation cases are presented with results to test the accuracy and consistency of this simulator, in the context to improve the performance of proposed model; these results are tested by the comparison method of the simulation and experimental results of P-V Characteristics under partial shaded conditions of PSO MPPT proposed in [11].

The present paper is organized as follows:

Section 2 introduces the PV system under normally conditions with the impact of various temperatures and irradiancies. Then, In Section 3 the study of PV array's responses in partial shading weather is shown and the effect of these conditions is simulated. Sections 4 and 5 describe the algorithm and the response of the proposed application. In order to prove the performance of the proposed model, the section 6 offers a comparative study with literature work presented in [11]. Finally, our work is achieved by a conclusion.

2. PV array Mathematical model design and their characteristics under uniform conditions

The electrical model can represent the solar cell with two diodes exposed in" Figure 1"[1]. Its current-voltage properties is calculated by the next formulas (1):

$$I = I_{ph} - I_{d1} - I_{d2} - I_{sh} \quad (1)$$

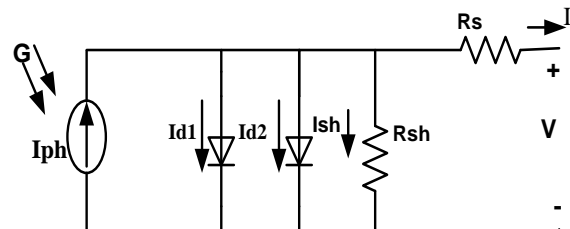


Fig.1. The circuit model of a photovoltaic cell.

When the photocurrent is calculated by expression (2), the current diodes are calculated by the following expressions (3) and (4) successively:

$$I_{ph} = (I_{ph,n} + K_i D T) \frac{G}{G_n} \quad (2)$$

$$I_{d1} = I_{01} \left[\exp\left(\frac{V + I R_s}{a_1 V T_1}\right) - 1 \right] \quad (3)$$

$$I_{d2} = I_{02} \left[\exp\left(\frac{V + I R_s}{a_2 V T_2}\right) - 1 \right] \quad (4)$$

$$I_{01} = I_{02} - \frac{I_{sc}n + KiDT}{\exp\left[V_{oc}n + \frac{KvDT}{Vt}\right] - 1} \tag{5}$$

To calculate the shunt current and the panel voltage the formulas (6) and (7) are used:

$$I_{sh} = \frac{V + R_{sI}}{R_{sh}} \tag{6}$$

$$V_m = N_s * V \tag{7}$$

"Figure 2" shows the I-V and P-V curves obtained at various temperatures, while "Figure 3" shows the I-V and P-V curves obtained at divers irradianations.

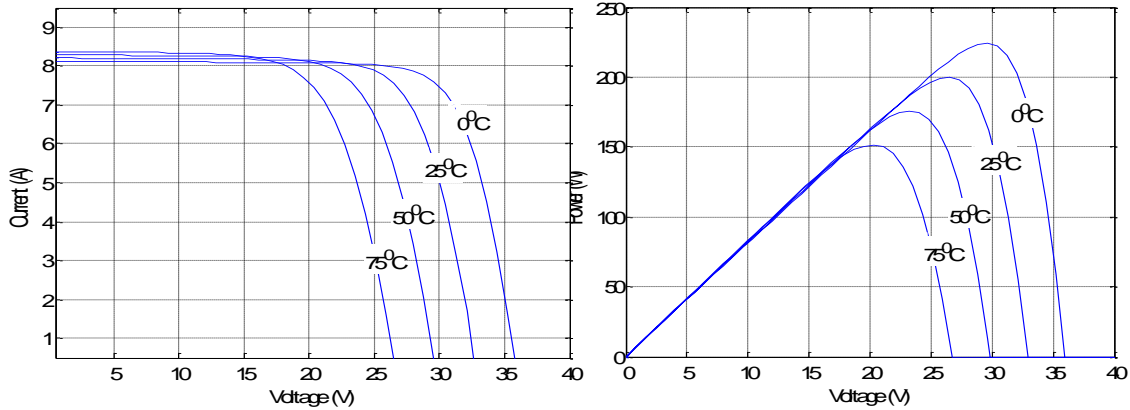


Fig.2. I-V and P-V characteristics under diverse temperatures.

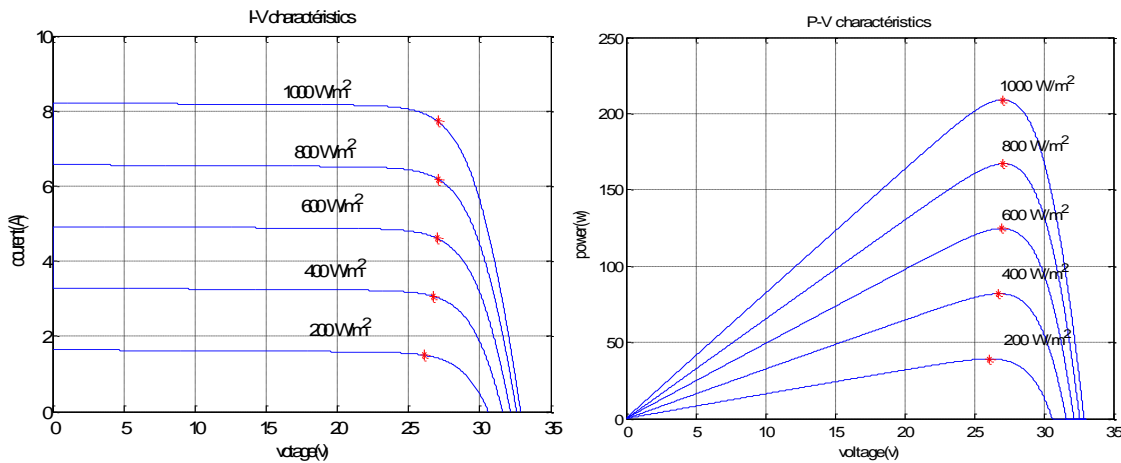


Fig.3. I-V and P-V curves under diverse irradianations.

3. PV array properties under the impact of Partial shade

The significant improvement of our study is to cover the diverse behaviour of PV power characteristics under both ordinary and mismatching weather conditions without diving in the physical and internal analysis of semiconductors characteristics of solar cells [18]. The hot-spot is a physical phenomenon appears when one of panel string is shaded; it can then act as an electric load. The shaded photovoltaic cells absorb an important quantity of electrical energy generated by other photovoltaic cells receiving high irradiation and converting it to heat. Further, the addition of bypass diode

between specific numbers of cells in the series circuit is given as a good solution in this case [19].

In the case of the shaded cells, the anti-parallel connection of bypass diodes with each chain of cells let the current flows through the bypass diode in a single direction. [20].

In the present paper, the string of photovoltaic panels connected with non-uniform irradiation has been measured and "Figure 4", shows the connection series of modules with three bypasses diodes where Matlab / Simulink is employed for the simulation. Figure 5, shows the I-V and P-V responses under uniform conditions and under shaded

conditions, where 3 peaks are created, with GP is the global maximum peak and are local maximum peaks.

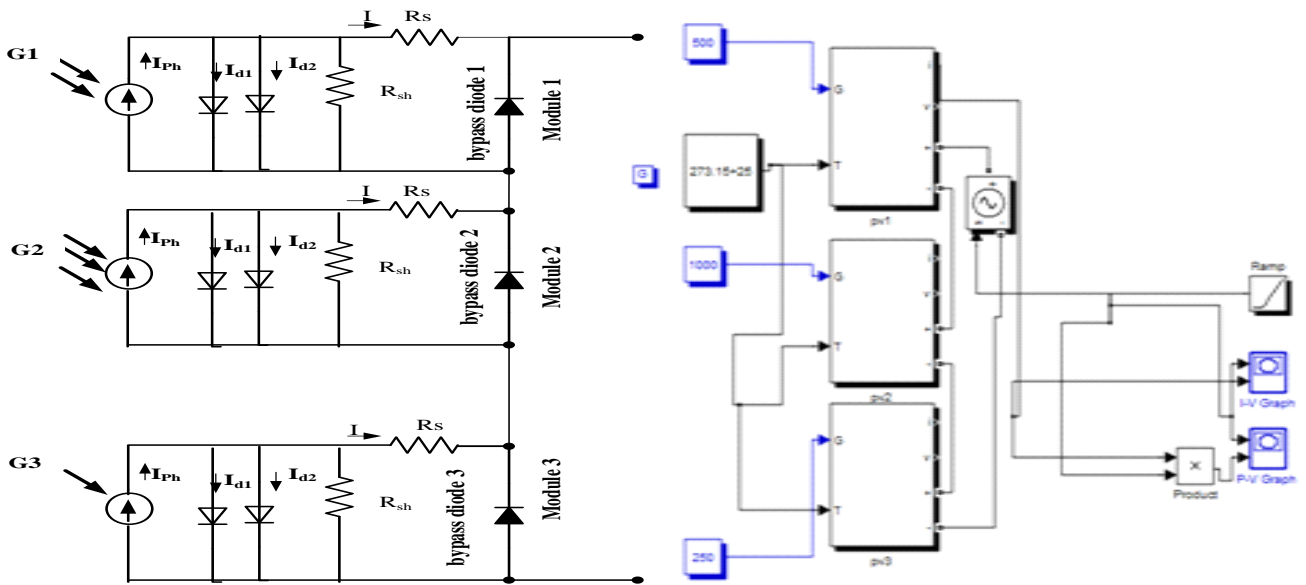


Fig.4. Simulation of 3 serial PV panels under partial shading conditions with bypass diodes using Matlab / Simulink.

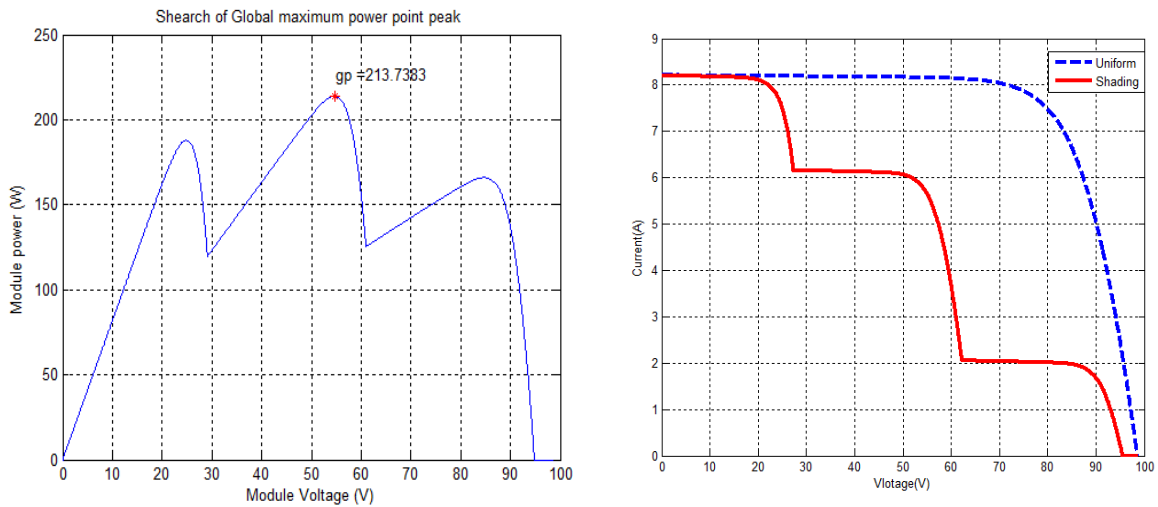


Fig.5. The resulting simulation of power-voltage and current-voltage curves.

The multiple peaks established in the characteristic curves I-V and P-V in partially shaded conditions are caused by bypass diodes as given in "Figure 5" .

4. Proposed simulator

The basic idea is to create a congruent PV simulator for all kinds with the possibility of testing different types of thin-film, multi-crystalline and mono-crystalline. One of the most advantages of this algorithm is that it is capable to track the MPP in all cases, under uniform conditions and under shaded conditions. That is to say, it has the possibility to track the MPP and to keep track of the maximum power point

(GMPP). The offered simulator is based on proposed global maximum tracking algorithm, where the use of current and voltage is the main idea to find the power local maximum peaks in function of feedback method ($P=V*I$ and $dV/dI=0$). Then, we calculate the number of peaks (π). If this number equal to 1 the switch 1 is activated which is the case of uniform conditions irradiations. Where the incremental conductance method presented in [1] is used. If $\pi > 1$ the

switch 2 is activated; In this case the algorithm detect that the PV panels are under partially shaded conditions. In this respect, the peaks are compared in order to find the global

maximum power peak GMPP. The steps of our algorithm are presented in the organizational chart, Figure 6.

3.1.The simulator user interface

The user can communicate with the proposed simulator through a graphical interface that allows the possibility to load data sheet parameters of selected PV modules directly, (Voc, Isc, Vmp, Imp, Kv, Ki and Ns).This step would be by

calculating Rs and Rsh using the method presented in [20] as shown in Figure 7.Then the user clicks the button "run" to simulate the adjusting power peak. Following the user click the button "Next" then input the different proposed irradiances.

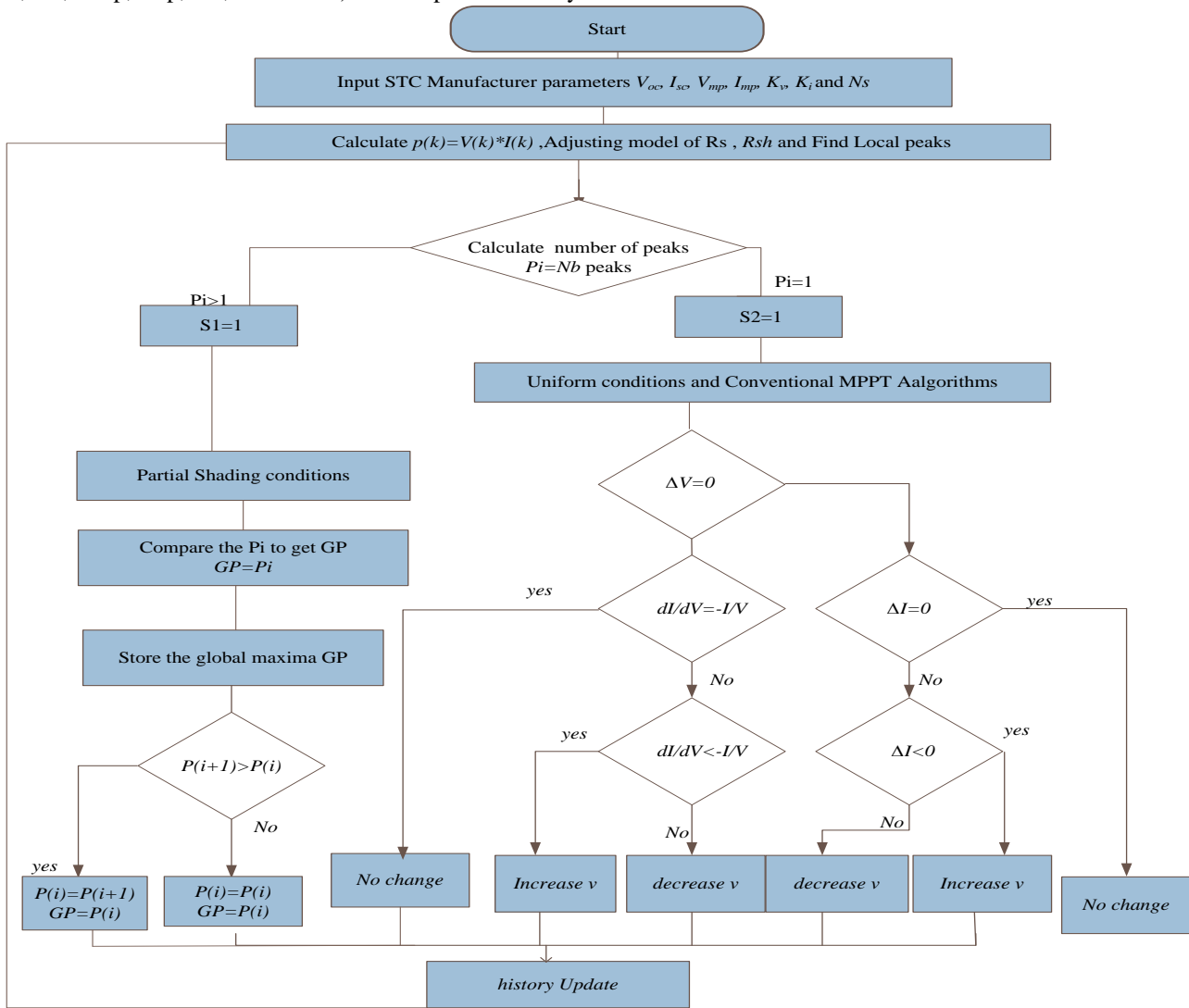


Fig.6. Flowchart for the GMPPT algorithm.

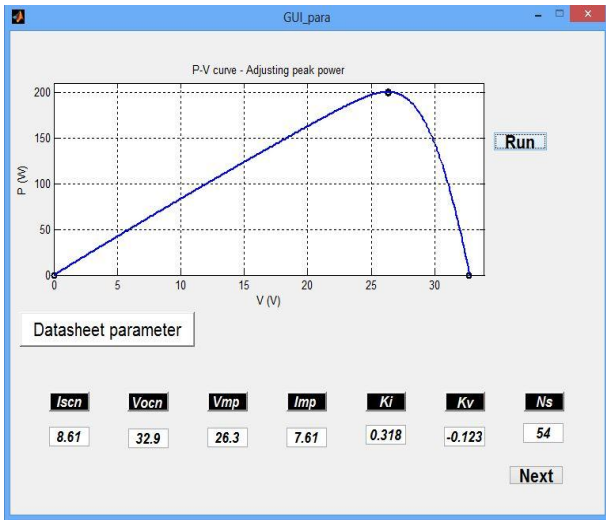


Fig.7. Adjusting of parameter values.

5. Results And Discussion

This section is intended to simulate the characteristic. The next action is the track of global maximum power in 2 parts, firstly check the local peaks, in which the system scanned the power values in real time to find all peaks, then, the algorithm selects the GMPP between the maximum local peaks. The obtained parameter will be called the global peak; the simulation result is shown in Figure 8.

The response of 3 KC200GT modules connected in series during PSC conditions, where the chosen parameters for testing are, G1= 1 kw/m² for first panel which is under uniform irradiation, G2=0.25 kw/m² for the second and G3=0.5 kw/m² for the third panels.

The most advantage of proposed simulator provides the possibility to execute a sequential simulation with only initialization parameters, which allowing to give the opportunity to see the different energy levels produced in function of level shading panels.

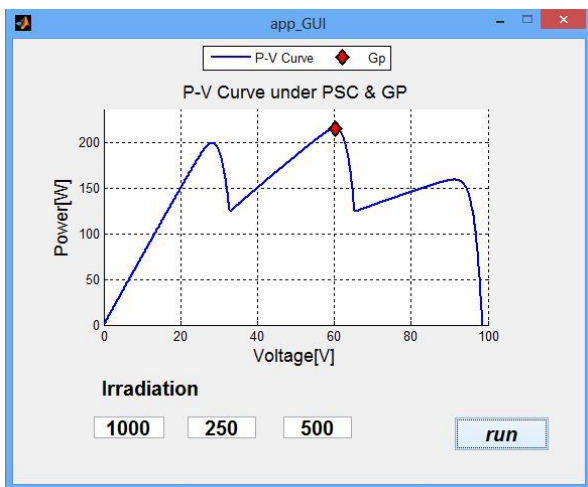
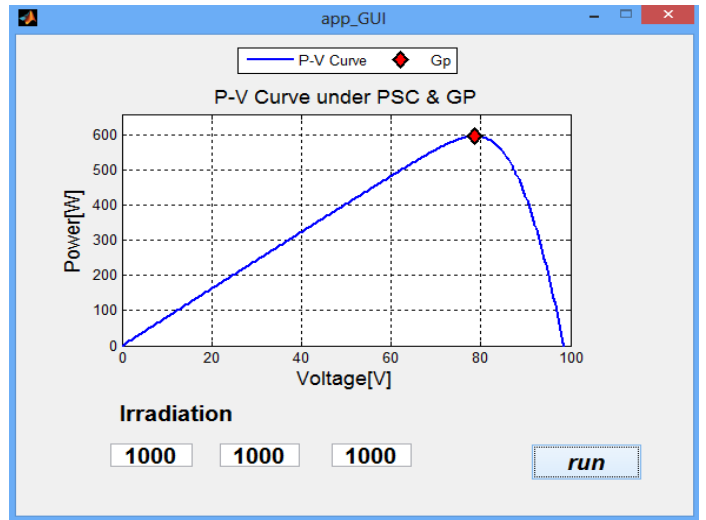


Fig.8. Search of maximum global power peak.



This clears the impact of partial shading and it provides a predictive study before doing the practical installation of solar panels. Figure 9 explains this advantage when the following test parameters are successively used: G1= [100 500 250], G2= [750 600 1000], G3= [750 300 800], and G4= [100 300 800] (w/m²).

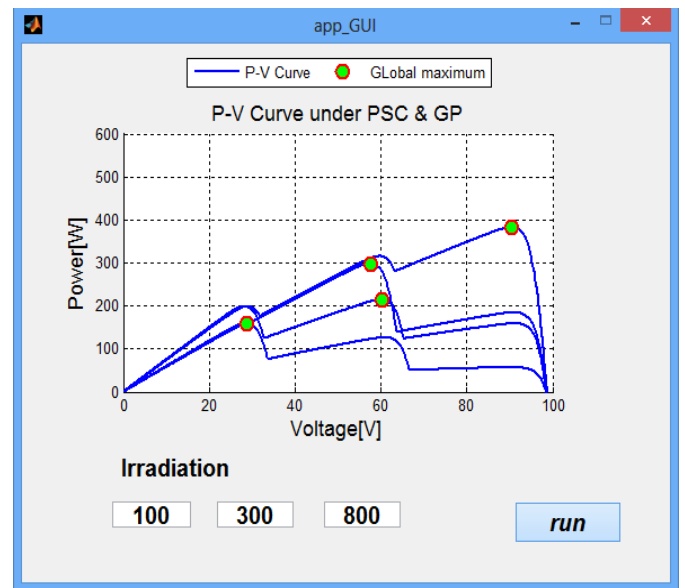


Fig.9. Search of maximum global power peak in different cases of irradiance.

6. A comparative Search of maximum global peak power simulation

To prove the program efficiency and accuracy in the calculation process of GP, we compared its responses with the simulation and experimental results P-V Characteristics under partially shaded conditions in

comparison with the same initialization parameters of PV systems has been made. The generator consists of 8 panels KC200GT which are connected by the following connection method shown in "Figure 10".

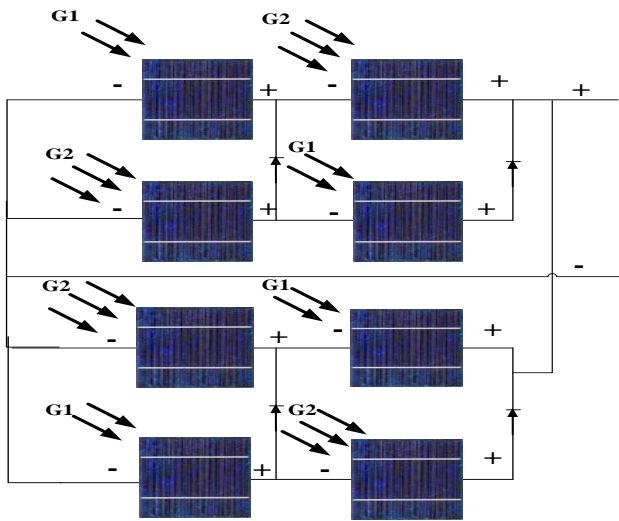


Fig.10. Schematic of 8 panels with bypass diodes in mismatching conditions.

Results in figure 11 shows the comparison of voltage-power characteristics of PV system at constant temperature $T = 25^{\circ}\text{C}$ and irradiance, $G1= 500 \text{ w/m}^2$ and $G2= 800 \text{ w/m}^2$. The obtained results from this study confirm that the proposed method can avoid the negative consequences of the partial shading problem successfully, without complexity. And the table 1 summarizes the positive points of the proposed method compared to method of literature.

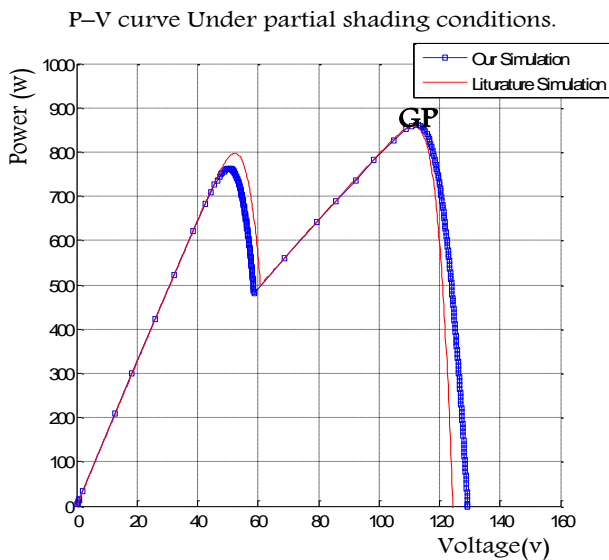


Fig.11. Simulation results of P–V curve at shading conditions.

Table 1. Comparison of MPPT our method and literature method.

Comparison operators	PSO MPPT proposed in [11],	Our method
Initialization parameters	Reset for each test.	One initialization for several tests.
Adjusting of R_s and R_{sh} model	Reset for each test.	One step using datasheet parameters.
Complexity	High (based on stochastic optimization population).	Low (based on an algorithmic method).
Reliability	High	High
Specialization use	Limited use (partially shaded conditions only).	Uniform irradiance, sudden irradiance, and the partial shade conditions.

7. CONCLUSIONS

In the present research work an adaptable and flexible simulator with simple techniques to track the global maximum power under mismatching conditions using Matlab/Simulink was developed. The mathematical model and output characteristics of the PV panels were analyzed, and the effects of partial shaded phenomena in PV arrays were examined in detail. The simulation results confirm the efficiency and the feasibility of the proposed simulator under influence of this condition and it was proven that the system is capable to track the GMPP with simplicity and fast response. As a conclusion, the proposed work can be an appropriate field for simulator developers and it is able to validate the effectiveness of existing and new MPPT techniques.

Acknowledgements

Authors express the deep gratitude and sincere thanks to Prof Nadir Bouarissathat for his help in this work.

References

- [1] Merwan, Saadsaoud et al. "Improved incremental conductance method for maximum power point tracking using cuk converter," WSEAS Transactions on Power Systems. Issue 3, Volume 8, July 2013.

- [2] Gaëtan, M., Marie, L., Manoël, R., “Theologitis IT, Myrto P. Global Market Outlook For Photovoltaics 2013-2017”, In: Proceedings of the European Photovoltaic Industry Association, Belgium; 2013. p.1–60.
- [3] Amine Attou, Ahmed Massoum, Mohammed Chadli “Comparison of two tracking methods for photovoltaic system” *Rev. Roum. Sci. Techn. – Électrotechn. et Énerg.*, 60, 2, p. 205–214, Bucarest, 2015.
- [4] Salim Bouchakour et al. “Direct power control of grid connected photovoltaic system”, *Rev. Roum. Sci. Techn. – Électrotechn. et Énerg.*, 59, 1, p. 57–66, Bucarest, 2014
- [5] A. Mohamed and H. Shareef, “Hopfield neural network optimized fuzzy logic controller for maximum power point tracking in a photovoltaic system,” *International Journal of Photoenergy*, vol.2012.
- [6] L. Nguyen and Kay-Soon Low, “Global maximum power point tracking scheme employing direct search algorithm for photovoltaic systems,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 57, no. 10, p. 3456–3467, October. 2010.
- [7] S.Choudhury and P.K.Rout “Adaptive Fuzzy Logic Based MPPT Control for PV System under Partial Shading Condition,” *International Journal of Energy Research*, Wiley Interscience, DOI: 10.1002/er.1770, Vol.5, No.4, pp. 1252-1263.2015.
- [8] M. Taherbaneh, A. H. Rezaie, H. Ghafoorifard, K. Rahimi, and M. B. Menhaj, “Maximizing output power of a solar panel via combination of sun tracking and maximum power point tracking by fuzzy controllers,” *International Journal of Photoenergy*, vol. 2010, Article ID 312580, 13 pages, 2010.
- [9] J. Kennedy and R. C. Eberhart, “Particle swarm optimization”, in *Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks*, Vol. 4, pp. 1942–1948, December 1995.
- [10] A. Khare, S. Rangnekar. “A review of particle swarm optimization and its applications in Solar Photovoltaic system”. *Applied Soft Computing* 13 (2013) 2997–3006 .
- [11] K. Ishaque et al. “A direct control based maximum power point tracking method for photovoltaic system under partial shading conditions using particle swarm optimization algorithm” , *Applied Energy* 99 (2012) 414–422.
- [12] Miyatake M, Veerachary M, Toriumi F, Fujii N, Ko H. “Maximum power point tracking of multiple photovoltaic arrays: a particle swarm optimization approach”. *Aerosp Electron Syst IEEE Trans* 2011;47:367–80..
- [13] Kuei-Hsiang Chao et al, “Maximum Power Point Tracking Method Based on Modified Particle Swarm Optimization for Photovoltaic Systems”, *International Journal of Photoenergy* Volume 2013, Article ID 583163, 6 pages.
- [14] Moradi, M.H., Reza Tousi, S.M., Nemati, M., Saadat Basir, N., Shalavi, N., (2013) “A robust hybrid method for maximum power point tracking in photovoltaic systems”, *Sol. Energy* 94, 266–276.
- [15] Tey, K.S., Mekhilef, S., (2014) “Modified incremental conductance MPPT algorithm to mitigate inaccurate responses under fast-changing solar irradiation level”, *Sol. Energy* 101, 333–342.
- [16] Mermoud A, Roecker C, Bonvin J, Muller A. “PVSYS 3.0 software: ergonomics & accessibility”. *Proceedings of the second world conference on photovoltaic solar energy conversion 1998*:2214–7.
- [17] KC200GT High Efficiency Multicrystal Photovoltaic Module Datasheet Kyocera. [Online]. Available: <http://www.kyocera.com.sg/products/solar/pdf/kc200gt.pdf>
- [18] M.Seyedmahmoudian, S.Mekhilef, R.Rahmani, R.Yusof and E.Taslimi Renani “Analytical Modeling of Partially Shaded Photovoltaic Systems”. *Energies* January 2013, 6, 128-144.
- [19] S.Silvestre, A.Boronat and A.Chouder. “Study of bypass diodes configuration on PV modules”. *Appl. Energy* 2009, 86, 1632–1640.
- [20] M. G. VILLALVA, J. R. GAZOLI, E. RUPPERT F., “Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays Power” *Electronics Conference, COBEP '09, 2009.. Brazilian*.

Improved incremental conductance method for maximum power point tracking using cuk converter

MERWAN SAAD SAOUD, HADJ AHMED ABBASSI, SALEH KERMICHE, MEHDI OUADA
Department of Electronic, Department of Electromechanical
University of Badji Mokhtar Annaba
University Badji Mokhtar-Annaba, B.P. 12, Annaba, 23000
ALGERIA

maro34ss@gmail abbassi@univ-annaba.org mskermiche@yahoo.fr, ouadamehdi@gmail.com

Abstract: - The Algerian government relies on a strategy focused on the development of inexhaustible resources such as solar and uses to diversify energy sources and prepare the Algeria of tomorrow: about 40% of the production of electricity for domestic consumption will be from renewable sources by 2030, Therefore it is necessary to concentrate our forces in order to reduce the application costs and to increment their performances, Their performance is evaluated and compared through theoretical analysis and digital simulation. This paper presents simulation of improved incremental conductance method for maximum power point tracking (MPPT) using DC-DC cuk converter. This improved algorithm is used to track MPPs because it performs precise control under rapidly changing Atmospheric conditions, Matlab/ Simulink were employed for simulation studies.

Key-Words: - Improved incremental conductance, MPPT, cuk converter, rapidly changing Atmospheric conditions, Matlab

1 Introduction

The renewable energies especially photovoltaic technology (PV) represents an alternative by excellence and it is increasingly used in today[1]. This type of energy is not only free and inexhaustible, but also cleans the environment. Moreover, we often speak of a "green energy", as totally avoids the pollution produced by traditional sources.

Photovoltaic (PV) is a method of generating electrical power by converting solar radiation into direct current electricity using semiconductors that exhibit the photovoltaic effect.

The maximum power point (MPP) is the point on the I-V curve at which the PV module operates with maximum output power, The MPP varies with changing conditions such as irradiance levels and temperature. To make best use of PV sources, it is essential to always operate at the MPP. The main job for the MPPT is to control the PV system and run it near its Maximum Power Point. There are a large number of algorithms that are able to track MPPs. Some of them are simple and some are more

complicated, In general MPPT methods can be classified as [2]:

The first category is Voltage feedback based methods which compare the PV operating voltage with a reference voltage in order to generate the PWM control signal of the DC-DC converter.

The second category - Current feedback based methods which use the PV module short circuit current as a feedback in order to estimate the optimal current corresponding to the maximum power.

The third category is Power based methods which are based on iterative algorithms to track continuously the MPP through current and voltage measurement of the PV module. In this category, one of the most successful and used method is perturbation and observation [3].

Each PV module can be characterized by its I-V curve. Three points on the I-V curve are important in defining the performance of a PV module; the maximum power point, the short-circuit current and the open-circuit voltage [4].

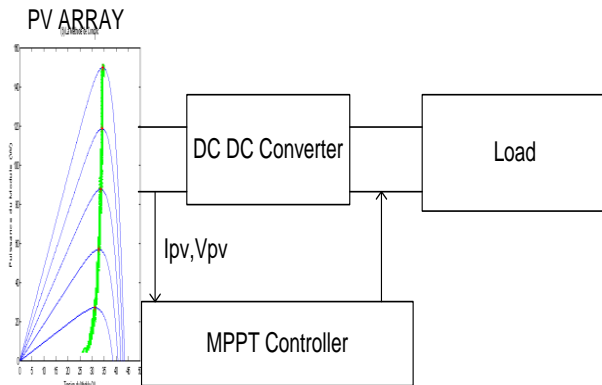


Fig. 1 Photovoltaic system with MPPT

2 MPPT methods

There are a large number of algorithms that are able to track MPPs

1) P&O: The principle of P&O is to send perturbations in the operating voltage of the PV array which makes the output power is approaching to maximum [5]. To be specific, the array terminal voltage is perturbed periodically. The perturbation is incrementing or decrementing. Then the P&O algorithms operate by comparing the PV output power with that of the previous perturbation cycle. If the PV array operating voltage changes and power increases ($dP/dV > 0$), the MPPT controller moves the PV array operating point in that direction; otherwise the operating point is moved in the opposite direction. In the next perturbation cycle the algorithm continues in the same way. Thus, there are some disadvantages with these methods, where they fail under rapidly changing atmospheric conditions, In other words, P&O algorithm cannot compare array terminal voltage with the actual MPP voltage, since the change in power is only considered to be a result of the array terminal voltage perturbation [6].

2) Hill Escalade (HC): The most common types of algorithms are Hill Climbing algorithms [6]. it is based on the duty cycle control, HC works on the same concept as P & O, but instead of disturbing voltages or current, it updates the operating point of the PV generator disrupting the duty cycle. HC conventional method is interesting that the duty cycle of the power converter can be varied directly; implementation of HC is greatly simplified. Therefore, this method is widely used in PV systems.

3) fuzzy logic and neural network MPPTs: are more rapid and accurate and, thus, more impressive, which need special design and familiarity with specific subjects, Fuzzy logic was introduced in 19 65 with the work of L .Zadeh [7] .The fuzzy system is a system based on the concepts of approximate reasoning[8], currently this concept is apply in different domain of technology like design regulator for process control difficulty modeling and improvement of performance of system and regulation[9] .Fuzzy logic control generally consists of three stages: fuzzification, rule base table lookup, and defuzzification [10] (figure 2)The inputs of the fuzzy controller are usually an error, E , and the change in the error, ΔE . The error can be chosen by the designer, but usually it is chosen as $\Delta P/\Delta V$ because it is zero at the MPP. Then E and ΔE are defined as follows: ,this method have good performance under varying atmospheric conditions and exhibit better performance than the P&O control method[11]; however the main disadvantage of this method is that their effectiveness is greatly dependent on technical knowledge of the engineer in computing the error and coming up with the rule base table [12]. It is greatly dependent on how a designer arranges the system that requires skill and experience.

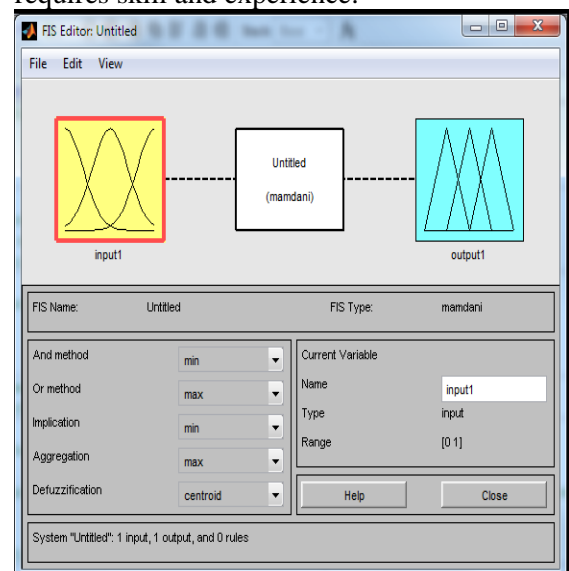


Fig. 2 Fuzzy logic control with Matlab

A neural network is composed of three layers: the input, hidden and output layers. Inputs to a network can be the array terminal voltage and the solar irradiation level or any other measurements needed by the MPPT algorithm. The output is usually one or several reference signal(s) like a duty cycle signal

used to drive the power converter to operate at or close to the MPP. The link between nodes i and j is labeled as having a weight of w_{ij} . The effectiveness of this MPPT technique is mainly determined by the hidden layer and the amount of training the network received. The weights between the neurons are tuned to generate the required output which could be a command to change a DC converter duty cycle.

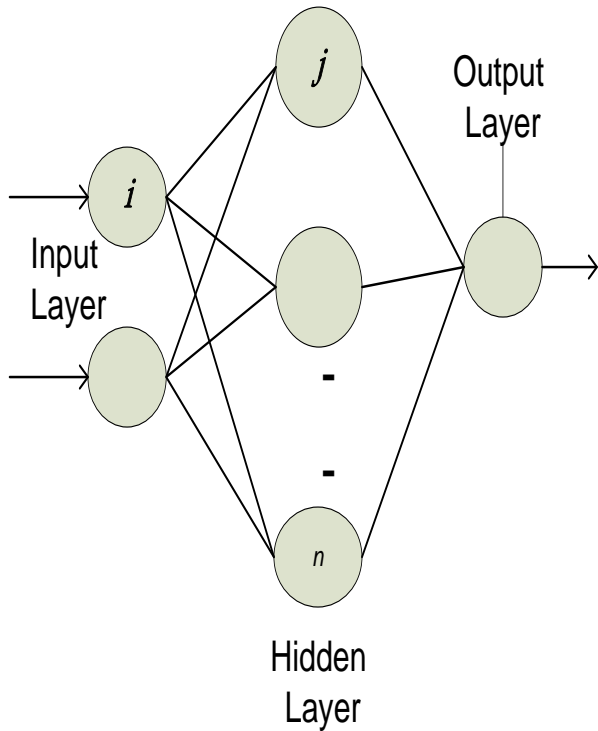


Fig. 3 Neural network MPPT controller

A disadvantage of this technique is the complexity of processing, in addition to its dependency on the characteristics of the PV array to which it is connected.

4) Particle swarm optimization (PSO): Artificial Intelligence techniques such as neural networks, fuzzy logic and genetic algorithms [13] are gaining increased interest nowadays [14]. Among the environmental valuation techniques, particle swarm optimization (PSO) is a high potential due to its simplicity structure, its ability to handle non-linear functions and they are expected to be very effective in treating the problem MPPT [15], easy implementation and fast computation capacity. Particle swarm optimization (PSO) is a technique based on the population stochastic optimization developed by Dr. Eberhart and Dr. Kennedy in 1995, inspired by social behavior of flocking birds or schooling fish. The system is initialized with a population of random solutions and searches for optima by updating generations. However, unlike

EA, PSO has no evolution operators such as crossover and mutation. In PSO, the potential solutions, called particles, fly through the problem space by following the current optimum particles.

Particle swarm optimization (PSO) is a stochastic, population based search method, modeled after the behavior of bird flocks [15], method yields 99.5% efficiency. Furthermore, the algorithm is tested using a 10 h irradiance and temperature profile of Malaysia by [16].

5) Traditional Incremental Conductance (INC) Method: is also widely applied in the MPPT controllers [17] It is the one which overrides over the aforementioned drawbacks. In this method, the array terminal voltage is always adjusted according to the MPP voltage, the following set of rules is found:

$$\frac{dp}{dv} = \frac{d(I \cdot V)}{dv} = I + V \frac{di}{dv} \quad (1)$$

The MPP can be tracked by comparing the instantaneous conductance (I/V) to the incremental conductance (dI/dV), because at MPP $dp/dv=0$, According to [12], [18] and [3] above equations can be rewritten as:

$$\frac{di}{dv} = -\frac{I}{V} \quad \text{At MPP}$$

$$\frac{di}{dv} < -\frac{I}{V} \quad \text{Right of MPP}$$

$$\frac{di}{dv} > -\frac{I}{V} \quad \text{Left of MPP (2)}$$

Efficiency of each method MPPT is identified by three parameters:

One is a physical parameter which is quickness or speed, where the response time is the most critical element, the second is a algorithmic factor is complexity which affects on implementation of method in Microprocessor and DSP, the last is economic parameter which is the reliability of system. Table 2 indicates the presence of these parameters on each MPPT method:

Table 1 Comparison of MPPT Methods

MPPT technique	Speed	Complexity	Reliability
Hill climbing	Varies	Low	Low
IncCond	Varies	Medium	Medium
P and O	Medium	Low	Low
Fuzzy Logic	Medium	Digital	Medium
Neural Network	Medium	Digital	Medium
PSO	Medium	Digital	high

DC/DC converters are used in a wide variety of applications including power supplies, there are four topologies: boost converter, buck converter, buck-boost converter and cuk converter, this last is the most expensive but On the other hand, the Cuk converter has low switching losses and the highest efficiency among no isolated dc–dc converters. It is a two-inductor non-isolated switch mode DC-DC converter in which power transmission is accomplished using an ideal switch.

The relationship between the voltage gain of the converter and the duty cycle is not linear. The voltage increases or decreases if the duty cycle of the converter increase or decrease. Increase or decrease duty cycle of the converter is getting by the displacement of operating point to the right or left of the IV characteristic.

The cuk converter will responsible to invert the output signal from positive to negative or vise versa [3].

3 Choose of DC DC converter

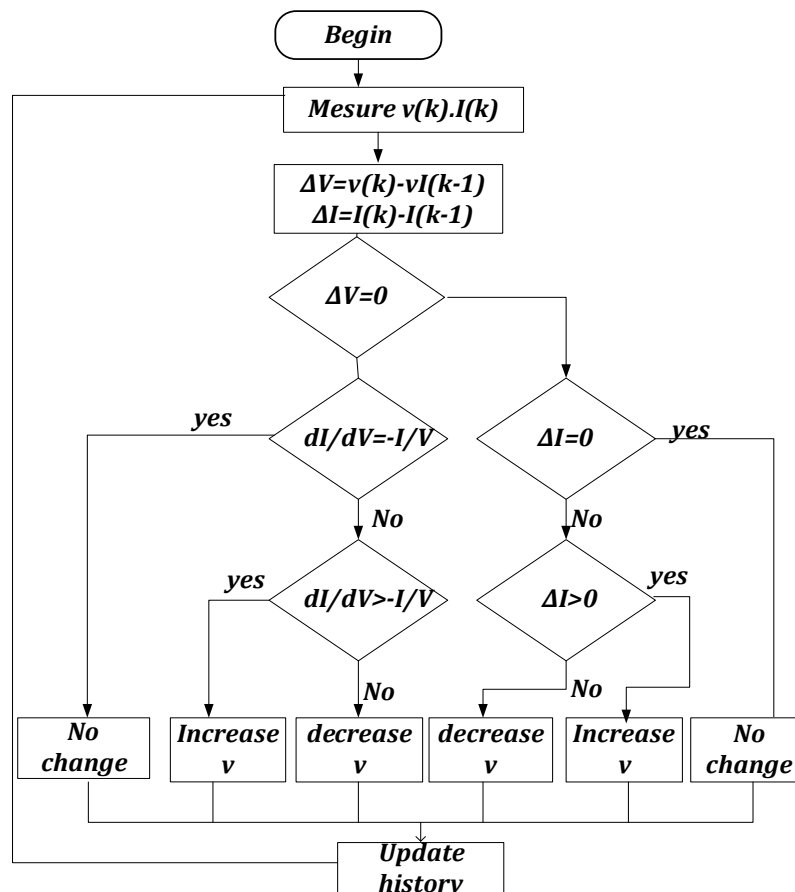


Fig. 4 the flowchart of the InCon method

This converter has two modes of operation. The first mode of operation is when the switch is closed (ON), and it is conducting as a short circuit. In this

mode, the capacitor releases energy to the output. The equations for the switch conduction mode are as follows:

$$I_{c_1} = I_2 \quad (3)$$

$$V_{L_1} = V_g \quad (4)$$

$$V_{L_2} = -V_1 - V_2 \quad (5)$$

$$I_{c_2} = I_2 - \frac{V_2}{R} \quad (6)$$

On the second operating mode when the switch is open (OFF), the diode is forward-biased and conducting energy to the output. Capacitor C1 is charging from the input. The equations for this mode of operation are as follows:

$$V_{L_1} = V_g - V_1 \quad (7)$$

$$V_{L_2} = -V_2 \quad (8)$$

$$I_{c_2} = I_2 - \frac{V_2}{R} \quad (9)$$

$$I_{c_1} = I_1 \quad (10)$$

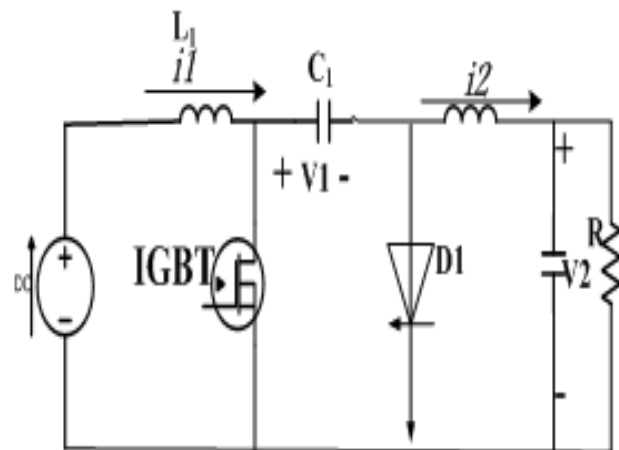


Fig. 5 Electrical circuit of the Cuk converter used as the PV power-stage interface.

The components for the Cuk converter used in simulation were selected as follows:

- 1) Input inductor $L_1 = 5 \text{ mH}$;
- 2) Capacitor C_1 (PV side) = $47 \text{ } \mu\text{F}$;
- 3) Filter inductor $L_2 = 5 \text{ mH}$;

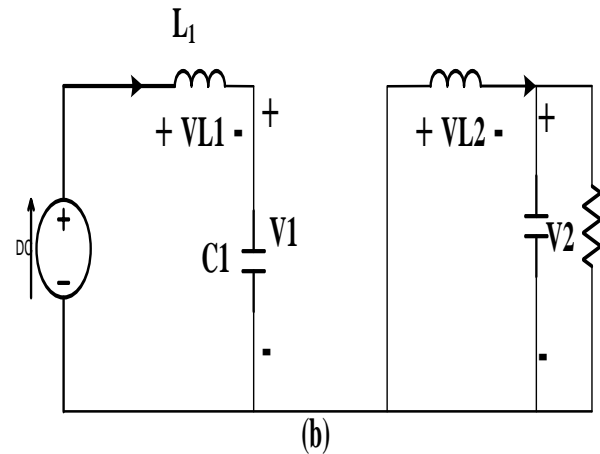


Fig. 6 Cuk converter with switch OFF

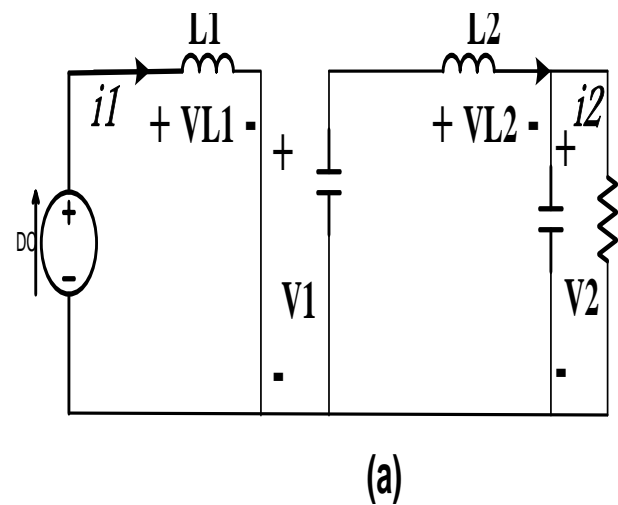


Fig. 7 Cuk converter with switch ON

- 4) Switch: insulated-gate bipolar transistor [(IGBT)];
- 5) Freewheeling diode;
- 6) Capacitor C_2 (filter side) = $1 \text{ } \mu\text{F}$;
- 7) Resistive load = $10 \text{ } \Omega$;
- 8) Switching frequency = 10 kHz ;

4 Improved InCon MPPT algorithm

The Incremental Conductance (IncCond) method is based on above algorithm as shown in the flowchart Fig4. The MPP can thus be tracked by comparing the instantaneous conductance (I/V) to the incremental conductance ($\Delta I/\Delta V$). V_{ref} is the reference voltage at which the PV array is forced to operate. At the MPP, V_{ref} equals to V_{MPP} .

The algorithm decreases or increases Vref only to track the new MPP .this case require two independent control loops to control the MPPT.

The first control loop contains the MPPT algorithm, and the second one is usually a proportional (P) or P–integral (PI) controller.

But in this paper the duty cycle is adjusted directly in the algorithm i.e. a direct control is selected, where the PI control loop is eliminated and the algorithm can be computed very rapidly.

5 SIMULATION RESULTS

5.1 Modeling a PV Module

The PV array used in this paper is a combination of 4 series of KC85T modules. Series combination of modules was chosen to obtain higher output voltage of PV module.

The KC85T module itself is composed of 36 silicon cells connected in series. Each module can generate current up to 5.34A and a voltage of 21.7 volts and give rise to the maximum power of 87W peak at standard testing conditions (25 °C, 1000W/m² and AM=1.5). In the following simulations a single module is considered and the simulations for the full array are the same.

The characteristics curves shown in figure 10 depict KC85T solar PV module characteristics. The model gives proper results on the MPPT systems and will be used in the following simulations as the PV module.

The solar cell can be represented by the electrical model shown in" Figure 1". Its current voltage characteristic is expressed by the following equation (1):

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp\left(\frac{q(v + IR_s)}{nKT}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (11)$$

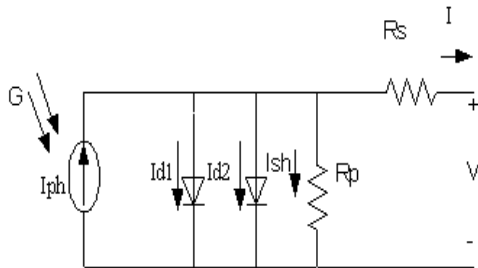


Fig. 8 Equivalent circuit of a solar cell.

where I and V are the solar cell output current and voltage respectively, I_s is the dark saturation current, I_{ph} represents the

photovoltaic current, q is the charge of an electron, N is the diode quality (ideality) factor, k is the Boltzmann constant, and R_s and R_{sh} are the series and shunt resistances of the solar cell.

Where I_{ph} is a light-generated current or photocurrent, I_{d1}, I_{d2}, are the currents of diode 1 and diode 2, I_{sh} is the shunt resistance current. When the photocurrent equal:

$$I_{ph} = (I_{ph,n} + K_I \Delta T) \frac{G}{G_n} \quad (12)$$

Where I_{ph,n} [A] is the light-generated current at the nominal condition (usually 25 °C and 1000W/m²), ΔT = T – T_n (being T and T_n the actual and nominal temperatures [K]), G, [W/m²] is the irradiation on the device surface, and G_n is the nominal irradiation. And currents diodes:

$$I_{d1} = I_{01} \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{a_1 V_{T1}}\right) - 1 \right] \quad (13)$$

$$I_{d2} = I_{02} \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{a_2 V_{T2}}\right) - 1 \right] \quad (14)$$

Where I₀₁ and I₀₂ are the reverse saturation currents of diode 1 and diode 2, V_{T1} and V_{T2} are the thermal voltages of respective diodes. a₁ and a₂ represent the diode ideality constants[19].

$$I_{01} = I_{02} = \frac{(I_{sc} - n + K_I \Delta T)}{\exp[(V_{oc,n} + K_V \Delta T) / V_T] - 1} \quad (15)$$

I_{sc} :short circuit current [A].

K_i : cell's short-circuit current temperature coefficient.

V_{oc} ; open circuit voltage .

A : ideal factor.

Shunt current equal :

$$I_{sh} = \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (16)$$

Table 2 describe Electrical parameters of the KC85T module, we note that these values these

the same values found by simulation shows in figure 10.

5.2 PV MODULE WITH CUK CONVERTER AND MPPT

Cuk converter has been chosen in this study because of the low switching losses and high efficiency, lowest ripple content in output and smallest inductance volume comparing with transformer isolation converters such as fly back or forward.

The aim of employing MPPT is to ensure that at any environmental condition (particularly solar insolation and temperature), maximum power is extracted from the PV modules [20], A more efficient method to solve this problem becomes crucially important [21].

Each current and voltage point on the I-V curve coordinates to a power point on the P-V curve, but there is only a unique operating point which extracts the maximum power from the PV module (MPP).

At standard conditions (T=25 C°, G=1000 w/m²)	
Open Circuit Voltage	21.7 V
Short Circuit Current	5.34 A
Voltage at max power	17.4 V
Current at max power	5.02 A
Maximum Power	87 W

Table. 2 Electrical parameters of the KC85T module.

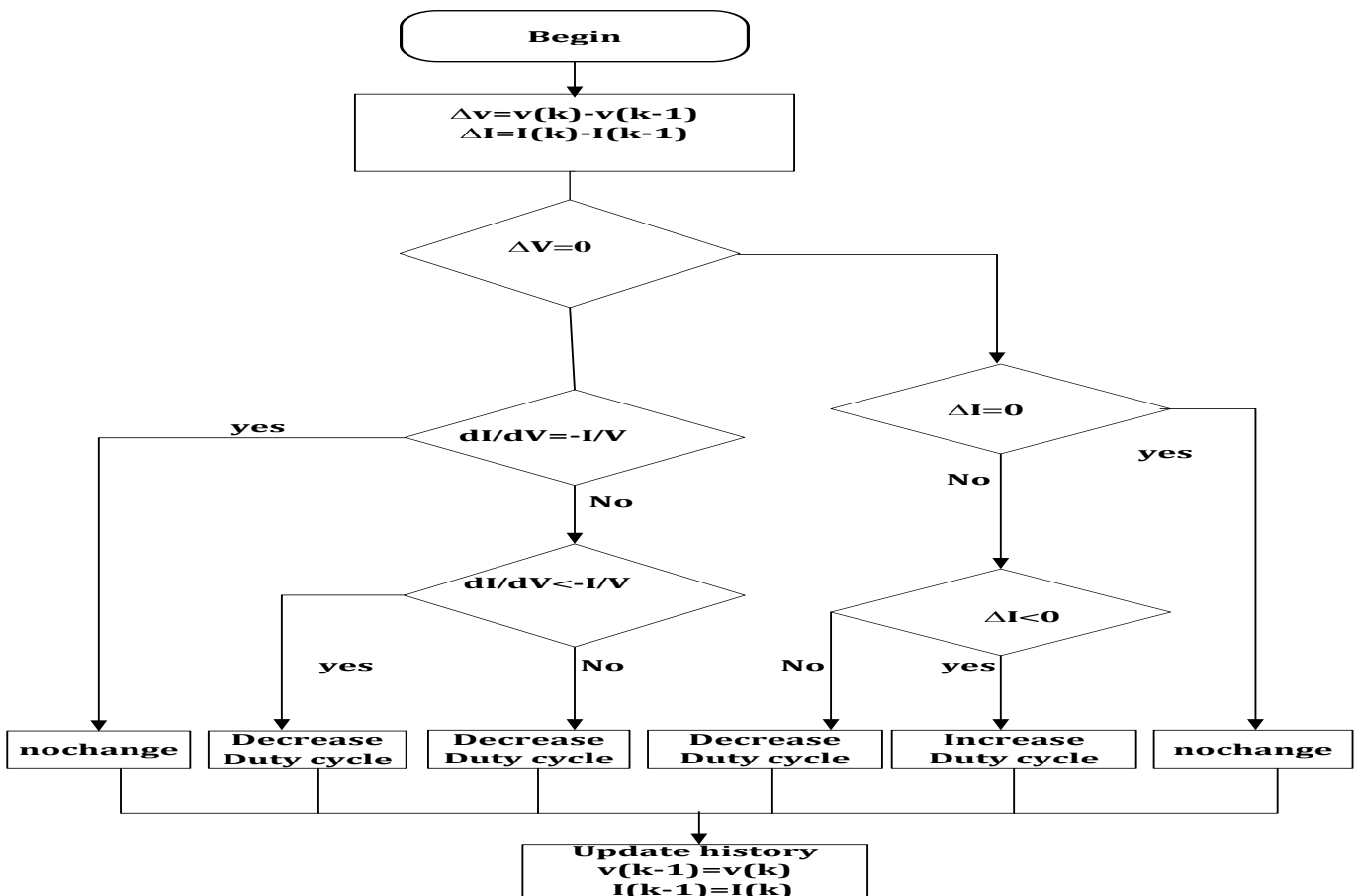


Fig. 9 Flowchart of the IncCond method with direct control

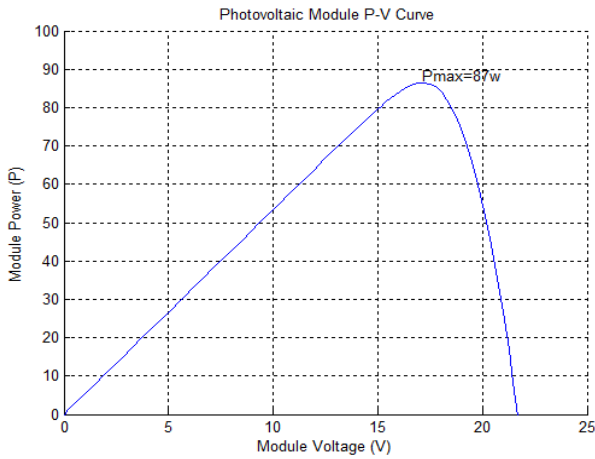


Fig. 10 KC85T P-V curve

The figure 10 shows that MPP of the KC85T module is 87w under uniform conditions (insolation= $1000w/m^2$ and temperature= 25^0C).

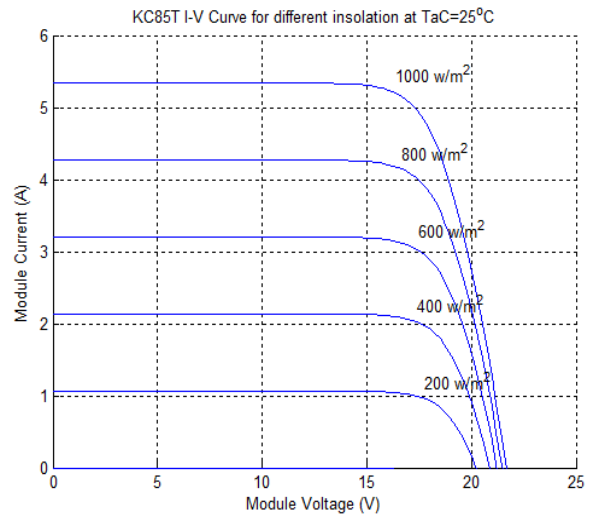


Fig.12 KC85T module I-V curve at various insolations.

The PV module electrical model designed is used to generate voltage and current of the module at each sampling time. MATLAB embedded function contains the IncCond algorithm with direct control method, so it will directly calculate the new duty cycle. The algorithm determines the new duty cycle where the system should move next and also replaces old values with the new(Figure. 9),the simulation of proposed control of MPP with Matlab/Simulink is showed in Figure 15.

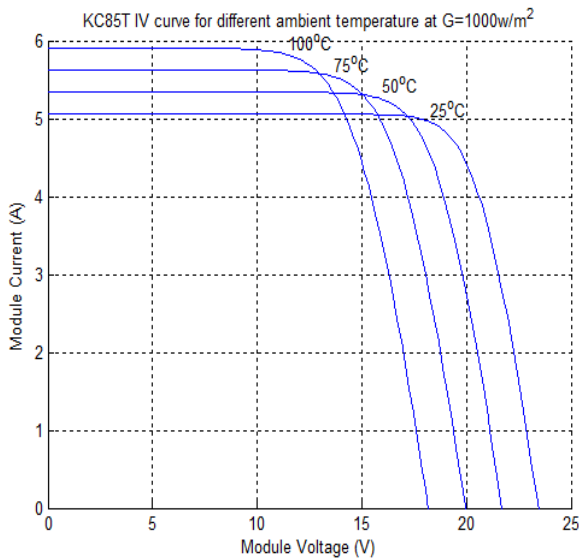


Fig.11 KC85T module I-V curve at various temperatures.

The solar irradiation and temperature change according to the operating condition, the effect of the irradiance on the voltage-current (V-I) characteristics is shows in Figure 12 and the effect of temperature on the voltage-current (V-I) characteristics is depicted in Figure 11.

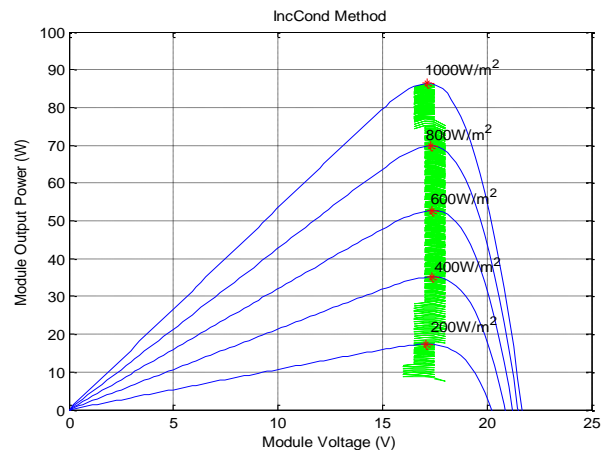


Fig. 13 IncCond MPPT algorithm with various irradiances.

The provided current and voltage are fed to the converter and the controller simultaneously, the PI control loop is eliminated, and the algorithm proposed follows MPP quickly and with high precision (Fig.13). On the other hand the algorithm tracks the MPP In all case if we make a disturbance on insolation between $200 w/m^2$ at $1000 w/m^2$.

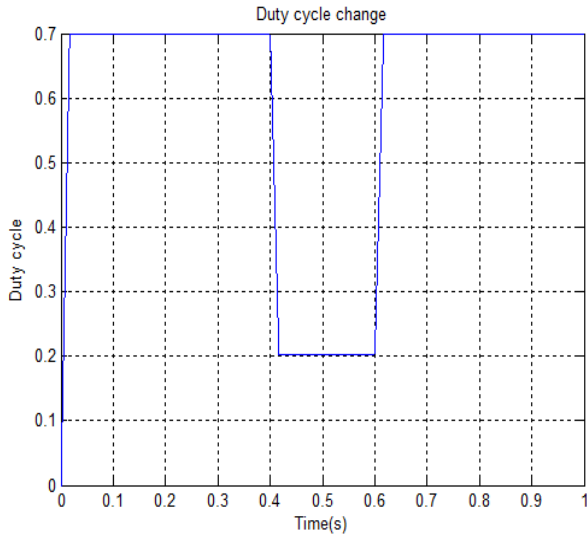


Fig. 14 Duty cycle response curve with the proposed method.

Figure 14 shows the change in duty cycle adjusted by algorithm to extract maximum power from the module KC85T.

At $t=0.4$ s rapid change in insolation (from 1000 w/m^2 to 400 w/m^2) is applied to test the performance of our algorithm under rapidly changing atmospheric conditions, where we observe that a new duty cycle is calculate quickly and at $t=0.6$ s another value of insolation is applied from 400 w/m^2 to 1000 w/m^2 , that is to say two abrupt changes are made in a short period and duty cycle adjusted to go well with MPP.

So we can see that the proposed algorithm follow MPP high precision and it is capable to give the response in short time.

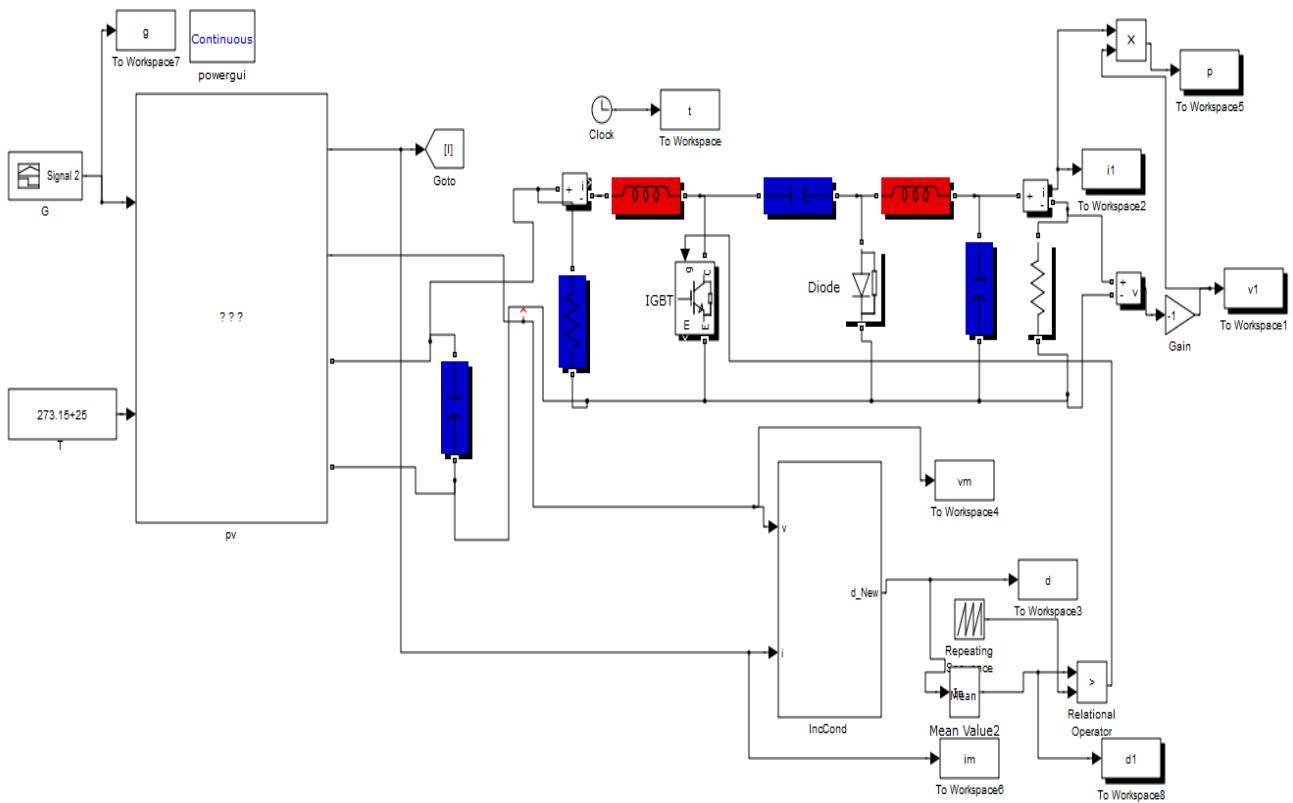


Fig. 15 MPPT system with Cuk converter designed in Matlab/Simulink.

6 Conclusion

In this paper an improved incremental conductance algorithm under rapidly changing Atmospheric conditions is proposed for PV array applications. It automatically adjusts the duty cycle according to the operating point of the PV array.

The proposed algorithm has been simulated in Matlab. The results acquired during the simulations it indicate that the proposed control system is capable to track MPP with performance, simplicity and fast response.

7 References:

- [1] M Saad Saoud, H Abbassi, M kermiche, and M Ouada " Modeling of a photovoltaic storage system "The International Conference On Electronics And Oil: From Theory To Applications , March 05-06, 2013, Ouargla, Algeria.
- [2] A. SAFARI "Optimization and control of MPPT for different ambient conditions", Faculty of Engineering University of Malaya Kuala Lumpur July 2009.
- [3] H. Nissah and S. Mekhilef "Comparison Study of Maximum Power Point Tracker Techniques for PV Systems", Proceedings of the 14 the International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10), Cairo University, Egypt, December 19-21, 2010.
- [4] Solar panels survey results, Retrieved May, 12, 2009 from http://re.emsd.gov.hk/English/solar/solar_ph/solar_ph_ep.html.
- [5] J. Hu, J. Zhang and H. Wu "Novel MPPT Control Algorithm Based on Numerical Calculation for PV Generation Systems" Power Electronics and Motion Control Conference, 2009. IPERC '09. IEEE 6th International 17-20 May 2009.
- [6] K.H. Hussein, I. Muta, T.Hoshino, M. Osakada, "Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions", IEE Proc.-Gener, transm. Distrib vol.142, no.1, pp.59-64, Jan 1995.
- [7] L.A. Zadeh, "Fuzzy sets", Information and Control, vol 8, pp. 338 -353, 19 65.
- [8] S. Karmiche, L.Saidi, H.A.Abbassi "Takagi Sugeno based controller for mobile robot navigation" Journal of applied science pp.1838-1844,2006.
- [9] Ouada Mehdi, Meridjet M.S, Trafaya A, Dib D and Talbi N "Comparative Study Between Traditional MPPT Algorithms and fuzzy Logic MPPT (Modeling and Simulation) "First International Conference on Renewable Energies and Nanotechnology impact on Medicine and Ecology ICREN-01/2012 December 15-16, 2012 Constantine, Algeria
- [10] T. Esmam and P. L. Chapman, "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques" IEEE Trans. Energy Convers, vol. 22, no. 2, pp. 439-449, Jun. 2007.
- [11] M.S. Aït Cheikh, C. Larbes, T. Kebir , A. Zerguerras, "Maximum power point tracking using a fuzzy logic control scheme", IEEE, Revue des Energies Renouvelables vol. 10 Nno.3, pp.387 - 395, 2007.
- [12] I .Kashif, Z .Salam, M.Amjad, and S. Mekhilef "An Improved Particle Swarm Optimization (PSO)-Based MPPT for PV With Reduced Steady-State Oscillation" IEEE Transaction in Power Electronic, VOL. 27, NO. 8, AUGUST 2012.
- [13] Neri F. "Cooperative evolutive concept learning: an empirical study". WSEAS Transaction on Information Science and Applications, WSEAS Press (Wisconsin, USA), issue 5, vol. 2, 2005, pp. 559-563.
- [14] Ahmed. M. Kassem "Fuzzy-logic Based Self-tuning PI Controller for High-Performance Vector Controlled Induction Motor Fed by PV-Generator" WSEAS trans. On systems, Issue 1, Volume 12, January 2013, pp. 2224-2678.
- [15] Eberhart R, Kennedy J. A new optimizer using particle swarm theory. In: Micro machine and human science, 1995. MHS '95' Proceedings of the sixth international symposium on; 1995. p. 39-43.
- [16] K.Ishaque, Z.Salam, A.Shamsudin and M.Amjad "A direct control based maximum power point tracking method for photovoltaic system under partial shading conditions using particle swarm optimization algorithm" Applied Energy 99 (2012) 414-422.
- [17] S. Moring "Maximum power point tracking algorithm and software development" University of Technology Faculty of EEMCS June 27, 2012.
- [18] P.Ashish, "High-performance algorithms for drift avoidance and fast tracking in solar MPPT system", IEEE Trans. on energy conversion, vol. 23, no.2, pp.681- 689, June 2008.
- [19] Z. Salam, I. Kashif, and H.Taheri , "An Improved Two-Diode Photovoltaic (PV) Model for PV System" IEEE 2010.
- [20] I. Kashif, Z. Salam "A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform insolation and partial shading condition" Renewable and Sustainable Energy Reviews 19 (2013) 475-48A.
- [21] Ahmed. M. Kassem " Modeling, Analysis and Neural MPPT Control Design of a PV Generator Powered DC Motor-Pump System" WSEAS trans. On systems, Issue 12, Volume 10, December 2011, pp. 1109-2777.

Communications Internationales

- ❖ **Merwan Saad Saoud**, Hadj Ahmed Abbassi, Saleh Kermiche, Mahdi Ouada « Modélisation d'un système de stockage photovoltaïque »_INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRONICS & OIL: FROM THEORY TO APPLICATIONS March 05-06, 2013, Ouargla, Algeria.
- ❖ **Merwan Saad Saoud**, Hadj Ahmed Abbassi, Saleh Kermiche, Mahdi Ouada « Simple Method of Modeling and Search of Global Power Peak Under Mismatching Conditions on PV Array . »International Conference on Nanoelectronics, Communications and Renewable Energy ICNCRE'13 September 22-23, 2013 , Jijel Algeria.
- ❖ **Merwan Saad Saoud**, Hadj Ahmed Abbassi, Saleh Kermiche, Mahdi Ouada « Improved incremental conductance method for maximum power point tracking using cuk converter. » 1st International Conference on Electrical Energy Systems October 22-24th 2013 Icees2013, ANNABA Algeria.
- ❖ **Merwan Saad Saoud**, Hadj Ahmed Abbassi, Saleh Kermiche, Mahdi Ouada « Study the Effects of mismatching conditions on PV Array Characteristics». International Conference on Power electronics and their Applications ICPEA 2013Ziane Achour University of Djelfa -Algeria on 6-7 November, 2013.
- ❖ Mahdi Ouada, M. S. Meridjet, **M. Saad Saoud** « Study of Photovoltaic Water Pumping System Operation Under Partial Shading Condition». International Conference on Power electronics and their Applications ICPEA 2013Ziane Achour University of Djelfa -Algeria on 6-7 November, 2013
- ❖ **M. Saad Saoud** «Les perspectives de l'énergie solaire en Algérie ».ERA 2013 : Salon international des énergies renouvelables à Oran.
- ❖ **Merwan Saad Saoud**, Hadj Ahmed Abbassi, Saleh Kermiche«Improved Simulator and Smart Global Maximum Power Peak Tracking Method under Partially Shaded Conditions». International Conference on solar energy INSOLE 4-5 MAY 2015 University of BBA

Publications Internationales

- ❖ **Merwan Saad Saoud**, Hadj Ahmed Abbassi, Saleh Kermiche, Mahdi Ouada « Study of Partial shading Effects on Photovoltaic Arrays with Comprehensive Simulator for Global MPPT control».International Journal of Renewable Energy Research (IJRER), 2016, vol. 6, no 2, p. 413-420.
- ❖ **Merwan Saad Saoud**, Hadj Ahmed Abbassi, Saleh Kermiche, Mahdi Ouada « Improved Incremental Conductance Method for Maximum Power Point Tracking using Cuk Converter». WEASIS TRONSACTION AND POWER SYSTEMS. Issue 3, Volume 8, July 2013
- ❖ Mahdi Ouada, M. S. Meridjet, **M. Saad Saoud**, N. Talbi «Increase Efficiency of Photovoltaic Pumping System Based BLDC Motor Using Fuzzy Logic MPPT Control» WEASIS TRONSACTION AND POWER SYSTEMS. Issue 3, Volume 8, July 2013.
- ❖ Ouada, M., Meridjet, M. S., **M. Saoud. Saoud** ,Derradji, N. "Study of new configuration photovoltaic pumping system". In Electrical Sciences and Technologies in Maghreb (CISTEM), 2014 International Conference on (pp. 1-5). IEEE. (2014, November).