

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur Et de la Recherche Scientifique
Université Des Frères Mentouri de Constantine
Faculté des Sciences de la technologie
Département d'Electronique



Thèse

Pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES EN ELECTRONIQUE

OPTION : Instrumentation

N° de série :177/DS/2019

Présentée par

N° d'ordre :06/Elle/2019

Mr. DIB Kheireddine

Thème

**Contribution à la Réalisation d'un Suiveur
Solaire et d'une Commande MPPT Hybride Dédiés
aux Applications photovoltaïques**

Soutenu le: 12/11/2019



Jury

Président :	KERROUR Fouad	Professeur UFM. Constantine 1
Rapporteur :	CHENNI Rachid	Professeur UFM. Constantine 1
Examineurs:	CHAIBA Azzedine	Professeur Univ. Abbes Laghrour Khenchela
	LAMAMRA Kheireddine	MCA Univ. Larbi Ben Mhidi Oum El Bouaghi
	ARIS Skander	MCA UFM. Constantine 1

Remerciements

Je remercie **ALLAH, Le Tout puissant, Le Clément, Le miséricordieux** de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience pour mener à terme ce modeste travail.

Je remercie tout particulièrement Monsieur **CHENNI RACHID** Professeur au Département d'Electrotechnique, Université des Frères Mentouri Constantine 1, pour m'avoir guidé tout au long de l'élaboration de ce travail. Je le remercie pour son encadrement, son dévouement, sa disponibilité, son aide, son soutien et ces conseils précieux.

Je remercie chaleureusement Monsieur **KERROUR FOUAD** Professeur au Département d'Électronique, Université des Frères Mentouri Constantine 1, et Directeur du Laboratoire MoDERNa pour l'honneur qu'il m'a accordé, en acceptant de présider le jury de ce mémoire, et son aide pour l'élaboration de ce travail.

Je tiens à exprimer toute ma gratitude et ma reconnaissance à Monsieur **CHAIBA AZZEDINE** Professeur au Département d'Electrotechnique, Université Abbes Laghrour de Khenchla, d'accepter de faire partie de mon jury.

Mes sincères remerciements sont également adressés à Monsieur **LAMAMRA Kheireddine** Maître de Conférence de Classe A au Département d'Électronique, Université Larbi Ben M'Hidi de Oum El Bouaghi d'avoir accepté de participer à ce jury.

C'est également avec un grand plaisir que je remercie Monsieur **ARIS SKANDER** Maître de Conférence de Classe A au Département d'Electronique, Université des Frères Mentouri Constantine 1 d'avoir accepté de faire partie de mon jury.

Je remercie sincèrement Monsieur **KECHEKAR ADEL** Maître de Conférence de Classe A au Département de l'Ecole Nationale de la Biotechnologie de Constantine pour ces conseils précieux, ces encouragements et son aide tout au long de l'élaboration de ce travail.

Mes sincères remerciements à Monsieur **SAOUDI DJALEL**, Inspecteur Adjoint au sein de la Société National des Transports Ferroviaire (Région de Constantine), pour ces conseils précieux et son aide technique et mentale inestimable pour mener à point ce travail.

Je tiens à remercier Monsieur **CHELGHOUAM AMAR**, Professeur d'éducation Physique et Sportive et Tôlier Professionnel, pour son aide à la réalisation de la structure du suiveur solaire.

Dédicace

و ما توفيقى إلا بالله عليه توكلت و إليه أنيب

Je dédie ce modeste travail à l'homme qui a fait de moi un homme, à celui qui a fané pour que je puisse être ce que je suis aujourd'hui. **A vous mon très chers père**, que dieu te garde pour nous.

A la mémoire de ma très chère mère (رحمها الله) qui nous a quittés sans qu'elle puisse me voir soutenir ma thèse de Doctorat. Que dieu t'accueille dans ces vastes paradis.

A ma femme et ma fille, mes sœurs, mes beaux frères, mon frère, mes neveux et mes nièces.

ملخص

الهدف من هذه الرسالة هو تحسين طريقة توليد الطاقة الكهروضوئية واستخدامها. تكيف الممانعة بين مولد الألواح الكهروضوئية و المستعمل يعني النقل الكامل للطاقة المتاحة من المصدر إلى الاستخدام. من أجل زيادة كمية الطاقة الشمسية المتلقاة على سطح الألواح الضوئية وبالتالي زيادة الطاقة المنتجة، قمنا بإنشاء نظام تعقب شمسي ذو قيادة وتحكم بواسطة إستراتيجية تتبع هجينة تجمع بين حساب وضعية الشمس ومستشعرات الضوء. وقد أظهرت النتائج التي المتحصل عليها أن استخدام جهاز تعقب الشمس يزيد بشكل كبير من الطاقة المتلقاة على سطح الوحدات وبالتالي الطاقة التي يمكن أن تنتج. يتطلب إجبار لوح الطاقة الضوئية على العمل باستمرار عند قدرته القصوى بشكل دائم دمج آلة كيفية يتحكم فيها تقنية تتبع النقطة ذات الطاقة الأكبر تتحكم فيها تقنية MPPT. لهذا السبب اقترحنا خوارزمية هجينة تتمثل في تقنية P & O بمساعدة تقنية تعتمد على قياس جهد الدائرة المفتوحة و تيار الدائرة القصيرة. تم التحقق من صحة نتائج المحاكاة التي تم الحصول عليها عن طريق النتائج التجريبية المتحصل عليها باستخدام بطاقة الاردوينو اونو و مختلف المستشعرات التي تترافق معها.

الكلمات المفاتيح

اللوح الكهروضوئي, P&O MPPT, FSCC MPPT, FOCV MPPT, لمنتبع الشمسي ,وضعية الشمس, متحكم الأردونو.

Abstract

The aim of this thesis is to optimize the photovoltaic energy generation and its use. Impedance adaptation between photovoltaic panel generator and its load means the complete transfer of available energy from source to the use. In order to increase quantity of solar energy received on photovoltaic panel surface and consequently the energy produced, we implemented a sun tracker system commanded and controlled by a hybrid tracking strategy that combines the calculation of sun position and light sensors. The results obtained have shown that the use of a solar tracker considerably increases the power received at the surface of the modules and consequently energy that can produce. Forcing a photovoltaic module to work continuously at its maximum power requires the integration of an adaptation stage that's controlled by a MPPT technique. This is why we have proposed a hybrid P & O technique assisted by two techniques based on the measurement of open circuit voltage and short circuit current. The simulation results obtained were validated by experimental results obtained using an Arduino Uno microcontroller and sensors that go with it.

Keywords

Photovoltaic panel, P&O MPPT, FSCC MPPT, FOCV MPPT, Sun tracker, Sun Position, Arduino Microcontroller.

Résumé

Le but de cette thèse est l'optimisation de la génération de l'énergie électrique photovoltaïque ainsi que son utilisation. L'adaptation d'impédance entre le générateur photovoltaïque et sa charge signifie le transfert complet de l'énergie disponible de la source vers l'utilisation. Dans le but d'augmenter la quantité d'énergie solaire reçue à la surface du module photovoltaïque et par conséquent l'énergie produite, nous avons réalisé un système suiveur du soleil muni d'une stratégie de suivi hybride qui combine le calcul de la position du soleil et les capteurs de lumière. Les résultats obtenus ont montré que l'utilisation d'un suiveur solaire augmente considérablement la puissance reçue à la surface des modules et par conséquent l'énergie que peuvent produire. Forcer un module photovoltaïque à travailler à sa puissance maximale en permanence nécessite l'intégration d'un étage d'adaptation dont sa cellule de commutation est commandée par une technique MPPT. C'est pourquoi nous avons proposé une technique hybride de recherche du point optimal de type P&O assistée par deux techniques basées sur la mesure du courant de court-circuit et de la tension et du circuit ouvert. Les résultats de simulation obtenus ont été validés par des résultats expérimentaux obtenus en utilisant une carte de commande et de contrôle de type Arduino Uno ainsi que les capteurs qui vont avec.

Mots clés

Panneau photovoltaïque, MPPT P&O, MPPT FSCC, MPPT FOCV, Suiveur solaire, Position du soleil, Arduino Microcontrôleur.

Liste des Figure

Fig. I.1. Concentrateur linéaire [18].	15
Fig. I.2. Concentrateur ponctuel [18].	15
Fig. I.3. Eolienne à axe vertical [21].	16
Fig. I.4. Principe de la géothermie [18].	17
Fig. I.5. Principe de fonctionnement d'une centrale hydraulique.	18
Fig. I.6. Perspectives de la consommation énergétique en Algérie [24].	19
Fig. I.7. Répartition de la consommation finale par énergie et par secteur [25].	19
Fig. I.8. Structure de base d'une cellule solaire.	21
Fig. I.9. Schéma électrique équivalent d'une cellule solaire [32].	22
Fig. I.10. Caractéristique I(V) d'une cellule solaire.	22
Fig. I.11. Exemple d'une structure de cellule solaire à hétérojonction [38].	25
Fig. I.12. Exemple de texturation de la face avant d'une cellule solaire [39].	26
Fig. I.13. Influence de la couche antireflet sur le rayonnement incident.	26
Fig. I.14. Un générateur photovoltaïque pour l'alimentation d'une maison en Australie.	27
Fig. I.15. Le prix moyen annuel à l'usine des modules solaires entre 2005 et 2012 [42].	27
Fig. I.16. Coût des systèmes solaires installés aux États-Unis entre 1998 et 2012 [42].	28
Fig. I.17. Composition du cout final des modules en silicium en 2012 [42].	28
Fig. I.18. Part du marché des différentes technologies photovoltaïques [42].	29
Fig. I.19. Association des cellules solaires en série [38].	30
Fig. I.20. Assemblage des cellules solaires en parallèle [38].	30
Fig. I.21. L'effet de l'assemblage série/parallèle sur la caractéristique I(V) [43].	31
Fig. I.22. Structure d'un panneau photovoltaïque.	32
Fig. I.23. Cellules solaires pré-câblées [42].	32
Fig. I.24. Diode by-pass pour la protection des cellules solaires [48].	33
Fig. I.25. Connexion des diodes by-pass et anti-retour sur un générateur photovoltaïque [48].	33
Fig. I.26. L'effet d'ombrage d'une des cellules du module [38].	34
Fig. I.27. Exemple d'un système hybride.	36
Fig. I.28. Une image du soleil prise par SOHO [48].	40
Fig. II.29. Rotation de la terre autour du soleil [53].	41
Fig. II.30. La courbe de la déclinaison solaire.	42
Fig. II.31. L'angle de la déclinaison solaire pour les différentes saisons [48].	42
Fig. II.32. L'évolution de l'équation de temps durant un cycle annuel.	43

Fig. II.33. Angle de l'élévation du soleil de la ville de Constantine.	45
Fig. II.34. L'angle d'élévation et d'azimut du soleil [53].	45
Fig. II.35. Longueur de la journée de la ville de Constantine en fonction du rang du jour de l'année.	46
Fig. II.36. Composantes du rayonnement solaire.	48
Fig. II.37. Représentation de la distance parcourue par la lumière à l'intérieur de l'atmosphère [48].	48
Fig. II.38. Représentation du spectre électromagnétique [58].	50
Fig. II.39. Représentation graphique des spectres AM0, AM1.5G et AM1.5D [59].	50
Fig. II.40. Angles d'incidence du rayonnement solaire sur un panneau photovoltaïque.	51
Fig. II.41. Exemple de l'utilisation du suiveur solaire dans les centrales solaires à concentration [61].	52
Fig. II.42. Un exemple de l'héliostat.	52
Fig. II.43. Un traqueur solaire Passif [65].	54
Fig. II.44. Un exemple d'un suiveur solaire passif [60].	55
Fig. II.45. Montage des capteurs optiques avec une séparation opaque [73].	56
Fig. II.46. Différents types de montage des capteurs optiques [73].	56
Fig. II.47. Traqueur solaire basé sur une cellule solaire bifaciale [74].	57
Fig. II.48. Schéma de câblage du moteur [74].	57
Fig. II.49. Exemple des suiveurs solaires basé sur une cellule auxiliaire [75].	58
Fig. II.50. Le suiveur solaire conçu par canada et al.	59
Fig. II.51. Le suiveur solaire hybride proposé par Rubio en 2007 [66].	59
Fig. II.52. Exemples de suiveurs à un seul axe de rotation incliné et horizontal.	60
Fig. II.53. Exemple d'un suiveur solaire à deux axes.	61
Fig. II.54. Rendement de conversion pour un panneau fixe et panneau mobile [85].	62
Fig. III.55. Circuit équivalent d'une cellule solaire idéale [89].	65
Figure III.56. Circuit équivalent du modèle à trois paramètres.	66
Fig. III.57. Circuit équivalent du modèle à quatre paramètres [93].	67
Fig. III.58. Circuit équivalent du modèle à cinq paramètres [92].	67
Fig. III.59. Courbes I(V) et P(V).	68
Fig. III.60. Influence de l'éclairement sur la courbe I(V).	69
Fig. III.61. Influence de l'éclairement sur la courbe P(V).	69
Fig. III.62. Connexion directe PV/Charge DC.	70
Fig. III.63. Points de fonctionnement et points de puissances optimales [95].	71

Fig. III.64. Connexion à travers un étage d'adaptation DC/DC [89].	71
Fig. III.65. Schéma synoptique d'un convertisseur abaisseur [97].	72
Fig. III.66. Schéma synoptique d'un convertisseur élévateur [97].	73
Fig. III.67. Schéma synoptique d'un convertisseur abaisseur-élévateur [97].	74
Figure III.68. Organigramme de la méthode du courant de court circuit [105].	76
Fig. III.69. Organigramme de la méthode de la tension du circuit ouvert [105].	77
Fig. III.70. Structure de base du contrôleur flou [114].	78
Fig. III.71. Architecture des différentes couches du réseau de neurones [120].	80
Fig. III.72. Commande MPPT à base d'un réseau de neurone artificiel [120].	80
Fig. III.73. Position du point de fonctionnement par rapport au PPM [120].	81
Fig. III.74. Organigramme de l'algorithme de la méthode P&O [110].	82
Fig. III.75. Principe de suivie par incrémentation de l'inductance [89].	83
Fig. III.76. Organigramme de la méthode de l'incrémentation de la conductance [89].	84
Fig. III.77. Variation de la puissance par rapport au rapport cyclique [129].	85
Fig. III.78. Organigramme de la méthode Hill Climbing [129].	85
Fig. III.79. Organigramme général d'une méthode hybride [102].	86
Fig. III.80. Comparaison des rendements des différents algorithmes MPPT [89].	87
Fig. IV.1. L'organigramme de control du suiveur solaire implémenté.	91
Fig. IV.2. Exemple d'une carte Arduino Uno.	93
Fig. IV.3. Photorésistance (LDR).	93
Fig. IV.4. Schéma de brochage des LDR.	94
Fig. IV.5. Disposition des LDR.	94
Fig. IV.6. Le L6203 avec son schéma de brochage.	95
Fig. IV.7. Schéma synoptique de commande des moteurs à courant continu.	95
Fig. IV.8. Capteur de type DHT11.	96
Fig. IV.9. Schéma de Montage du DHT11 sur une carte Arduino Uno.	96
Fig. IV.10. Le montage des paliers utilisés dans le suiveur.	97
Fig. IV.11. Pignons assurant le mouvement sur l'axe de l'azimut.	98
Fig. IV.12. Le suiveur solaire implémenté.	98
IV.13. Axes de rotation du système suiveur solaire implémenté.	99
IV.14. Système suiveur solaire proposé.	100
Fig. IV.15. L'irradiance des modules PV mobile et fixe.	101
Fig. IV.16. Puissance de sortie des modules PV mobile et fixe.	101
Fig. IV.17. L'angle d'élévation.	102

Fig. IV.18. L'irradiance des modules PV mobile et fixe.....	102
Fig. IV.IV.19. Puissance de sortie du module PV mobile et fixe.....	103
Fig. IV.20. L'angle d'élévation.	103
Fig. IV.21. L'irradiance des modules PV mobile et fixe.....	104
Fig. IV.22. Puissance de sortie des modules PV, mobile et fixe.	104
Fig. IV.IV.23. L'angle d'élévation.	105
Fig. V.104. Organigramme de la commande MPPT proposée.....	110
Fig. V.105. Bloc diagramme du Module photovoltaïque CS4-55.....	110
Fig. V.106. Bloc diagramme de simulation de la technique proposée.	111
Fig. V.107. Convertisseur Boost implémenté.	112
Fig. V.108. Circuit d'isolation galvanique [138].....	112
Fig V.109. Carte électronique d'isolation galvanique.	113
Fig. V.110. Schéma de brochage d'un capteur de courant de type ACS 712.....	113
Fig. V.111. Pont diviseur de tension.	114
Fig. V.112. Schéma de brochage du capteur LM35.	114
Fig. V.113. Bloc diagramme du système proposé.....	115
Fig. V.114. L'irradiance solaire.	116
Fig. V.115. Tension d'entrée et de sortie du Convertisseur DC/DC.....	116
Fig. V.116. Courant d'entrée et de sortie du Convertisseur DC/DC.....	117
Fig. V.117. Puissance d'entrée du convertisseur DC/DC.....	117
Fig. V.118. Puissance de sortie du convertisseur DC/DC.....	118
Fig. V.119. Irradiance solaire.	118
Fig. V.120. Tension de sortie du Convertisseur DC/DC.....	119
Fig. V.121. Courant de sortie du convertisseur DC/DC.....	119
Fig. V.122. Puissance de sortie du convertisseur.	120
Fig. V.123. Température appliquée.	120
Fig. V.124. Tension d'entrée et de sortie du convertisseur DC/DC.....	121
Fig. V.125. Courant d'entrée et de sortie du convertisseur DC/DC.....	121
Fig. V.126. Puissance d'entrée du Convertisseur DC/DC.....	122
Fig. V.127. Puissance de sortie du convertisseur DC/DC.....	122
Fig. V.128. Implémentation de la technique MPPT proposée.	123
Fig. V.129. Courant de sortie du module photovoltaïque.	124
Fig. V.130. Tension de sortie du module photovoltaïque.	124
Fig. V.131. Puissance de sortie du module photovoltaïque.....	125

Figure V.132. Courant de sortie du module photovoltaïque.	125
Fig. V.133. Tension de sortie du module photovoltaïque.	126
Fig. V.134. Puissance de sortie du module photovoltaïque.....	126
Fig. V.135. Courant de sortie des modules photovoltaïques fixe et mobile.....	127
Fig. V.136. Tension de sortie des modules photovoltaïques fixe et mobile.....	128
Fig. V.137. Puissance de sortie des modules photovoltaïques fixe et mobile.....	128
Fig V.138. Courant de sortie des modules photovoltaïques fixe et mobile.....	129
Fig. V.139. Tension de sortie des modules photovoltaïques fixe et mobile.....	129
Fig. V.140. Puissance de sortie des modules photovoltaïques fixe et mobile.....	130
Fig. V.141. Courant de sortie des modules photovoltaïques fixe et mobile.....	130
Fig. V.142. Tension de sortie des modules photovoltaïques fixe et mobile.....	131
Fig. V.143. Puissance de sortie des modules photovoltaïques fixe et mobile.....	131

Liste des Tableaux

Tab. I.1. Potentiel de l'énergie photovoltaïque en Algérie [13].	20
Tab. I.2. Rendement des cellules solaires sous le spectre solaire global AM1.5	24
Tab. II.1. Exemples des différentes méthodes de suivi du soleil [18].	53
Tab. III.1. Les spécifications techniques du module Canadian Solar Inc type CS4-55.	68
Tab. 1. Eclairement et température prélevés le 20/06/2018.	147
Tab. 2. Eclairement et température prélevés le 23/06/2018.	147
Tab. 3. Eclairement et température prélevés le 25/06/2018.	148

Sommaire	
Remerciements	2
Dédicace	3
ملخص	4
الكلمات المفاتيح	4
Abstract	5
Keywords	5
Résumé	6
Mots clés	6
Liste des Figure	7
Sommaire	13
Introduction Générale	9
I. Chapitre I. Etat de l'art : Conversion photovoltaïque	13
I.1 Introduction	13
I.2 Le défi énergétique	13
I.3 Energies renouvelables et développement durable	14
I.3.1 Qu'est ce que le développement durable?.....	14
I.3.2 L'énergie solaire	14
I.3.3 L'énergie éolienne	16
I.3.4 L'énergie géothermique.....	16
I.3.5 L'énergie hydraulique.....	17
I.3.6 L'énergie de la biomasse	18
I.4 Potentiel de l'énergie solaire en Algérie	19
I.5 Les cellules solaires.....	20
I.5.1 Historique	20
I.5.2 Principe de la conversion photovoltaïque d'une cellule solaire	20
I.5.3 Paramètres caractérisant une cellule solaire	22
I.5.4 Caractéristique I(V)	22

I.5.5	Le courant de court-circuit	23
I.5.6	La tension du circuit-ouvert.....	23
I.5.7	La puissance maximale débitée	23
I.5.8	Le facteur de forme.....	24
I.5.9	Le rendement d'une cellule solaire.....	24
I.5.10	Facteurs limitant le rendement et remèdes	25
I.6	Les modules photovoltaïques	27
I.6.1	Le prix des modules photovoltaïques	27
I.6.2	Assemblage des cellules solaires (série et/ou parallèle).....	29
I.6.3	Structure du module photovoltaïque.....	31
I.6.4	Protection des modules photovoltaïques	32
I.7	Les composantes d'un système photovoltaïque	34
I.7.1	Les accumulateurs (batteries)	34
I.7.2	Le contrôleur de charge	35
I.7.3	L'onduleur	35
I.7.4	Générateur auxiliaire	35
I.8	Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque.....	36
I.8.1	Avantages	36
I.8.2	Inconvénients.....	36
I.9	Conclusion.....	37
II.	Chapitre 2 : Suiveur solaire	39
II.1	Introduction	39
II.2	Le soleil	39
II.3	La position du soleil dans le ciel	41
II.3.1	La déclinaison solaire	41
II.3.2	L'angle horaire	43
II.3.3	L'angle de l'élevation du soleil du zénith (Zénith)	44
II.3.4	L'angle de l'Azimut.....	45
II.4	Le rayonnement solaire	46
II.4.1	Le rayonnement solaire extraterrestre	47
II.4.2	Le rayonnement solaire terrestre	47
II.4.3	La masse d'air AM	48
II.5	Le système suiveur solaire	51

II.5.1	Historique et principe	51
II.5.2	Catégorisation des différents types de suiveur solaire.....	53
II.5.3	Types de suiveurs suivant les méthodes de suivi	54
II.5.4	Types de suiveurs suivant les degrés de libertés	60
II.5.5	Rendement des suiveurs solaires	61
II.6	Conclusion.....	62
III. Technique des commandes MPPT		64
III.1	Introduction	64
III.2	Modélisation du module photovoltaïque.....	64
III.2.1	Cellule solaire idéale	65
III.2.2	Modèle avec des pertes ohmique.....	65
III.2.3	Le modèles à quatre paramètres	67
III.2.4	Modèle à cinq paramètres.....	67
III.2.5	Le modèle utilisé	68
III.3	Connexion Module photovoltaïque - Charge	70
III.3.1	Connexion directe.....	70
III.3.2	Connexion à travers un étage d'adaptation.....	71
III.4	Les convertisseurs DC/DC	72
III.4.1	Le convertisseur abaisseur de tension	72
III.4.2	Le convertisseur élévateur de tension.....	73
III.4.3	Le convertisseur abaisseur-élévateur.....	74
III.5	Méthodes de la recherche du point de puissance maximale.....	75
III.5.1	Les méthodes indirectes.....	76
III.5.2	Les méthodes directes.....	81
III.5.3	Les méthodes hybrides	86
III.6	Calcul du rendement des algorithmes MPPT	87
III.7	Récapitulation et comparaison des différents algorithmes.....	87
III.8	Conclusion.....	88
IV. Implémentation et résultats du suiveur solaire.....		89
IV.1	Introduction	90
IV.2	Implémentation du suiveur solaire	90
IV.2.1	L'organigramme de calcul du suiveur solaire	90

IV.2.2	L'implémentation du matériel du suiveur solaire.....	92
IV.3	Résultats et discussions	99
IV.4	Conclusion.....	106
V.	Implémentation et résultats de la commande MPPT proposée	108
IV.5	Introduction	108
IV.6	Implémentation de la commande MPPT proposée	108
IV.6.1	Organigramme de recherche du point de puissance optimal	108
IV.6.2	Implémentation de la commande proposée dans le Simulink	110
IV.6.3	Implémentation du matériel de la commande proposée	111
IV.7	Résultats et discussions	115
IV.7.1	Résultats de la simulation	115
IV.7.2	Résultats expérimentaux.....	123
IV.7.3	Combinaison suiveur solaire et commande MPPT proposée	127
IV.8	Conclusion.....	132
	Conclusion Générale	134
	Annexe	137
	Références Bibliographique	139
	Références bibliographiques de l'introduction générale.....	139
	Références bibliographiques du Chapitre I.....	140
	Références bibliographiques du Chapitre II	142
	Références Bibliographiques du Chapitre III	145
	Références bibliographiques du Chapitre IV.....	149
	Références bibliographiques du Chapitre V	149

Introduction Générale

La consommation énergétique mondiale connaît une très forte croissance depuis quelques décennies, cela est dû essentiellement à la croissance économique de plusieurs nations et la hausse phénoménale de la consommation d'énergie liée au développement des pays émergents en particulier dans l'Amérique latine et en Asie, ainsi que l'accroissement de la population mondiale et la disponibilité de la technologie de tout genre à un prix relativement à la portée d'un nombre important des habitants du globe terrestre ce qui augmente la consommation d'électricité par habitant [1, 2].

La production de la majeure partie de l'énergie d'aujourd'hui repose sur les combustibles fossiles. Les sources d'énergies conventionnelles telles que le pétrole, le gaz, et le charbon sont d'origine épuisable (non renouvelable) et causent des dommages néfastes à l'environnement écologique terrestre, en contribuant au réchauffement climatique causé principalement par les émissions de gaz à effet de serre. Sans oublier de mentionner que l'épuisement de ces ressources compromet l'avenir des générations à venir en matière des ressources naturelles [1, 2].

Pour remédier sérieusement aux problèmes liés aux changements climatiques, des efforts considérables sont envisagés par les dirigeants de plusieurs pays pour une transition vers des énergies propres d'origine de source renouvelable afin de préserver l'environnement et assurer un développement durable pour ne pas compromettre les chances des générations à venir de vivre dans un climat convenable [3].

La génération d'énergie pour satisfaire le besoin en électricité des populations d'une manière non conventionnelle en tirant profit des ressources renouvelables et moins polluantes que les énergies fossiles tels que l'énergie solaire, l'énergie éolienne et la géothermie semble être un choix important. Vu leurs rentabilité et leurs coût par rapport aux énergies d'origines fossiles, les énergies renouvelables ne peuvent à elles seules couvrir pour l'instant tous les besoins énergétiques existants [4, 5].

Parmi les sources des énergies renouvelables, le soleil se considère comme la source la plus généreuse de toutes les autres sources, car la quantité d'énergie émise chaque année est de loin supérieure à celle que la planète en consomme. Elle est répartie dans toutes les régions du monde, peu polluante et renouvelable [6].

Ce n'est plus un mystère, on peut générer directement de l'électricité en courant continu de la lumière du soleil par effet photovoltaïque. L'énergie photovoltaïque, basée sur la conversion du

rayonnement solaire en électricité par le biais des modules photovoltaïques, demeure l'une des ressources énergétiques renouvelables les plus prometteuses [7]. Dans un passé pas loin, on reprochait à cette ressource son intermittence (jour, nuit et saison) et de dépenser plus d'énergie et d'argent pour la conception d'un panneau solaire qu'il ne peut en fournir durant toute sa durée de vie. Mais grâce à la maturité et les progrès techniques atteints dans la fabrication des cellules solaires et le traitement d'énergie débitée rendent ce type d'énergie plus compétitif malgré que le taux cout/rendement soit encor faible [8].

L'enjeu majeur de l'énergie photovoltaïque est de diminuer le coût du Watt/H tout en augmentant le rendement des panneaux. Les chercheurs travaillent donc sur plusieurs axes de recherches qui convergent tous vers le but ultime, augmenté le taux coût/ rendement. L'un de ces axes concerne la structure des cellules solaires et leurs caractéristiques, pour augmenter la quantité d'énergie électrique convertie par rapport à l'énergie lumineuse reçu, car le rendement des cellules ne dépasse pas encor les 40% [9]. Nous parlons aussi du traitement de l'énergie produite pour optimiser son utilisation. Un autre axe sur le quelle se penche les chercheurs, c'est la quantité d'énergie lumineuse journalière reçue à la surface des panneaux et la fabrication des systèmes suiveurs du soleil pour collecter le maximum d'énergie solaire [10].

Les modules photovoltaïques présentent une caractéristique $I(V)$ et par conséquent une caractéristique $P(V)$ non linéaire, qui varient avec les conditions météorologiques comme l'éclairement et la température [11]. Cette caractéristique présente un seul point de puissance maximal. Ainsi dire pour que le générateur débite sa puissance maximale, le point de fonctionnement du système doit coïncider en permanence avec le point optimal. Pour cela, plusieurs types d'algorithmes des commandes de recherche du point de puissance maximale ont été inventés pour une meilleure utilisation de l'énergie produite. Ces méthodes se différencient par leurs complexités, leurs vitesses de réponse et précision lors des changements climatiques, leurs prix et le nombre de capteurs utilisés [11, 12].

La quantité d'énergie lumineuse reçue à la surface des modules photovoltaïques varie tout au long de la journée et change d'une région à l'autre suivant la position de la terre par rapport au soleil. Ce mouvement cause beaucoup de perte en énergie par journée pour les systèmes fixes, car la conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique sera meilleure lorsque le rayonnement sera perpendiculaire aux surfaces des panneaux. Pour cela, des systèmes suiveurs du soleil qui portent les modules ont été inventés pour optimiser la collecte d'énergie solaire par panneau [13].

L'objectif de notre thèse vise à optimiser l'utilisation des modules photovoltaïques en basant notre recherche sur deux axes. Le premier axe est destiné à l'amélioration du transfert de l'énergie débitée par le panneau sur la charge par la proposition d'un algorithme commande MPPT hybride qui combine entre trois techniques présentes dans la littérature avec un pas d'incrémention variable. Le deuxième axe de notre recherche est focalisé sur l'augmentation de quantité d'énergie solaire collectée chaque journée par les panneaux en réalisant un système suiveur du soleil.

Notre modeste travail est subdivisé en cinq chapitres complémentaires, dont le premier chapitre sera destiné à l'état de l'art de la conversion photovoltaïque. Nous présentons ainsi le principe de fonctionnement des cellules solaire, les composantes d'une chaîne photovoltaïque, les différents facteurs limitant le rendement ainsi que quelques avantages et inconvénients de l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïques.

Dans le deuxième chapitre, nous présentons quelques notions de base de la source d'énergie qui est le soleil. Le mouvement de la terre autour du soleil ainsi que les différents angles d'incidence du rayonnement solaire sur la surface de la terre seront exposés. Pour qu'ensuite aborder les différents types de suiveurs solaires existants dans la littérature, tout en expliquant leurs principes de fonctionnement et leurs stratégies pour le processus de suivi du soleil.

Le troisième chapitre est consacré à la présentation des différents algorithmes les plus réputés des commandes de recherche du point de puissance maximale. Nous exposons le modèle choisi pour la modélisation d'un panneau photovoltaïque dans l'espace du SIMULINK de MATLAB. Ensuite, nous étudions l'étage d'adaptation utilisé dans notre travail qui est un convertisseur statique DC/DC de type boost.

Nous abordons dans le quatrième chapitre l'implémentation du système suiveur du soleil de type hybride réalisé. Nous exposons l'algorithme de control et de commande du processus du suivi du soleil. Ensuite, nous présentons les différentes composantes constituant le suiveur, en précisant le rôle de chaque composante. Nous terminons ce chapitre par des résultats obtenus en comparant les puissances de sortie d'un panneau mobile et un autre fixe.

Nous allons présenter dans le dernier chapitre les résultats de simulation sous l'espace du SIMULINK de MATLAB de la techniques MPPT proposée pour différentes conditions climatiques. Ces résultats seront validés par des résultats expérimentaux en utilisant une carte de commande et de contrôle de type Arduino Uno pour commander le convertisseur boost implémenté. Ensuite nous utilisons les résultats obtenus dans le chapitre précédent pour simuler une optimisation du

rendement d'un module photovoltaïque qui débite sur une charge résistive à travers un convertisseur DC/DC de type boost commandé par la technique MPPT proposée et fixé sur le suiveur solaire implémenté.

Nous terminons cette thèse par une conclusion générale dans laquelle nous récapitulons les principaux résultats obtenus, et nous présentons quelques perspectives pour les recherches futures.

I. Chapitre I. Etat de l'art : Conversion photovoltaïque

I.1 Introduction

A cause de leurs sources limitées, et les dégâts causés par les énergies fossiles ainsi que le danger que présente l'énergie nucléaire, l'exploitation et le développement des énergies demeurent une priorité primordiale et indispensable pour préserver l'environnement écologique de la terre et procurer une énergie propre pour les générations à venir. Le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau ou encore les marées sont exploitées à partir des gisements inépuisables, les énergies renouvelables s'énoncent aujourd'hui, comme sources de production d'électricité importantes dans le domaine énergétique.

L'énergie photovoltaïque parmi tant d'autres, occupe une place très importante à cause de l'abondance du soleil (l'énergie reçue à la surface de la terre pendant une heure est supérieure à la consommation de la population terrestre durant un an). Elle a l'avantage de convertir directement l'énergie solaire en énergie électrique sans bruit ni émission de gaz à effet de serre.

Dans ce chapitre nous allons aborder le domaine photovoltaïque en étudiant le principe de fonctionnement ainsi que ses différentes composantes.

I.2 Le défi énergétique

Les énergies fossiles issues de la décomposition d'organismes durant de millions d'années sont actuellement le système sanguin de l'économie mondiale. Les énergies résultantes de sources conventionnelles comme le pétrole, le gaz et le charbon sont non seulement de source épuisable mais aussi leur exploitation engendre un impact nocif sur l'environnement écologique terrestre.

D'autre part, l'énergie nucléaire est une énergie productrice et ne rejette pas de gaz à effet de serre autre que la vapeur d'eau dans l'atmosphère, mais son utilisation est dangereuse (les accidents des centrales nucléaires de Tchernobyl en Ukraine et de Three Miles Island aux Etats-Unis), très coûteuse et sa mise en œuvre prend beaucoup de temps, sans oublier le problème de la gestion des déchets nucléaires (transport et stockage des combustibles usés) car leurs radioactivité est nocive à la santé et leur demi-vie est de l'ordre des milliers d'années [14].

L'utilisation des énergies de ressources épuisables favorise le phénomène du réchauffement climatique qui causera l'accroissement de l'évaporation des océans et des rivières, fonte des glaces des pôles de la terre et l'élévation du niveau marin, ce qui entrainera des sécheresses plus sévères dans les zones peu arrosées et des taux pluviaux considérables dans les régions où la pluie est abondante [15].

I.3 Energies renouvelables et développement durable

Les énergies renouvelables tel que l'énergie (solaire, éolienne, géothermique, hydroélectrique) sont des sources d'énergies inépuisables à l'échelle humaine et largement disponibles. Elles font partie des choix politiques de plusieurs pays puisqu'elles ont le potentiel de satisfaire une indépendance énergétique, une sécurité d'approvisionnement dans la production électrique et réduction des émissions de gaz à effet de serre causées par l'utilisation des énergies fossiles [16].

I.3.1 Qu'est ce que le développement durable?

La définition officielle du développement durable a été élaborée par la première commission mondiale sur l'environnement et le développement de l'ONU dans le rapport de Brundtland en 1987 [17].

Le développement durable est un développement qui consiste à répondre aux besoins des sociétés actuelles sans léser ceux des générations à venir. C'est une interférence positive entre la société, l'économie et l'environnement écologique terrestre, c'est-à-dire un développement socio-économique favorable par rapport à l'environnement de la terre [17].

I.3.2 L'énergie solaire

L'énergie solaire est une énergie propre (aucune émission de gaz à effet de serre), gratuite, rentable, inépuisable, et répartie partout dans le monde. Elle est considérée comme la source d'énergie la plus abondante de toutes les sources des énergies renouvelables. Le rayonnement solaire peut être utilisé pour se réchauffer et/ou pour produire de l'électricité. On peut distinguer deux types d'utilisation de l'énergie solaire.

I.3.2.1 Energie solaire thermique

La production d'électricité par voie thermodynamique consiste à chauffer un fluide pour pouvoir produire de la vapeur. Pour cela et afin d'obtenir des niveaux suffisants de température, le rayonnement solaire doit être concentré. La vapeur ainsi produite est convertie en énergie électrique grâce à une turbine à vapeur. Il y a plusieurs types de concentrateurs, dont nous citons deux grands principes, ceux qui concentrent les rayons solaires sur un point et ceux qui les concentrent sur une ligne [18]:

a) Les concentrateurs cylindro-parabolique

La concentration s'effectue sur des tubes de grandes longueurs qui se trouvent sur la ligne focale des collecteurs cylindro-paraboliques. Ces collecteurs sont équipés de système de suivi du soleil sur

au moins un axe. Le fluide caloporteur qui circule à l'intérieur de ces tubes est chauffé à des températures élevées afin de produire de la vapeur d'eau à haute température par le biais d'un échangeur conventionnel [19].



Fig. I.1. Concentrateur linéaire [18].

b) Les concentrateurs à tours

La concentration est focalisée sur un récepteur central. Dans ce système, un grand nombre de miroirs (héliostats) sont positionnées autour d'une centrale. Ces miroirs sont orientables selon deux axes (zénith et azimut) pour que le rayonnement solaire soit réfléchi en direction d'un point unique tout au long de la journée. Le rayonnement solaire est transformé en haute température par un absorbeur pour chauffer le fluide caloporteur pour produire de la vapeur d'eau à haute température [20].



Fig. I.2. Concentrateur ponctuel [18].

I.3.2.2 Energie solaire photovoltaïque

Elle consiste à produire directement de l'énergie électrique en courant continu à partir de l'énergie lumineuse en utilisant des panneaux photovoltaïques (le principe de l'effet photovoltaïque

sera expliqué ultérieurement). C'est une source d'énergie propre et silencieuse avec une durée de vie des modules photovoltaïques avoisinant les 20 ans.

I.3.3 L'énergie éolienne

L'énergie d'origine éolienne est basée sur l'énergie cinétique du vent qui fait tourner l'aérogénérateur pour ensuite entraîner l'arbre de son rotor. L'énergie mécanique est transformée en énergie électrique par le biais d'une turbine éolienne. Cette source d'énergie a l'avantage d'être durable (à part son installation et sa maintenance, elle n'émet pas de gaz à effet de serre), répartie dans presque toutes les régions du monde et l'installation de l'aérogénérateur n'occupe pas beaucoup de surface [21].

Parmi ses inconvénients, il y a le problème du bruit, son installation est coûteuse et dépend de la topographie et des conditions météorologiques.

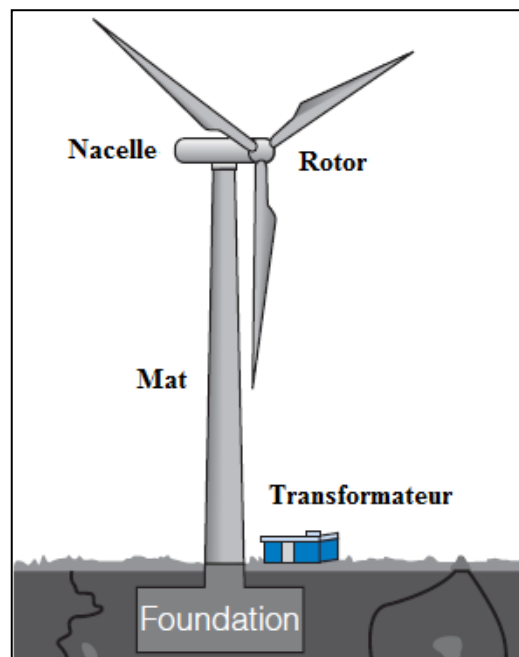


Fig. I.3. Eolienne à axe vertical [21].

I.3.4 L'énergie géothermique

La géothermie est l'énergie de la terre, c'est une source d'énergie quasiment inépuisable car la quantité thermique emmagasinée dans la terre sur laquelle nous vivons est très élevée ($2.75 \cdot 10^{16}$ cal/h soit équivalent thermiquement à 30000 millions kW). Elle était utilisée depuis l'antiquité pour le chauffage et pour la génération de l'électricité, il y a déjà 100 ans. La première tentative de production de l'électricité issue de la géothermie était en 1904 en Italie, le succès de cette expérience a déterminé la valeur industrielle de l'énergie géothermique [22].

Son principe réside dans l'exploitation du gradient géothermique (variation de 3 à 4°C tous les 100m de profondeur) de la croûte terrestre en faisant extraire la chaleur des profondeurs de la terre.

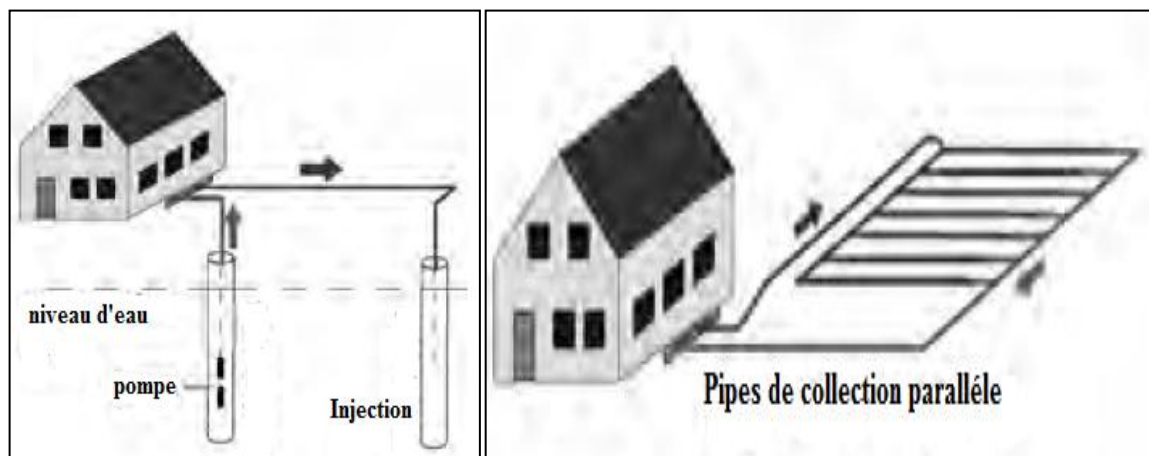


Fig. I.4. Principe de la géothermie [18].

Elle peut être utilisée pour le chauffage des maisons et immeubles lorsque la température d'eau pompée des profondeurs est inférieure à 100°C. Au delà de 100°C (la phase d'évaporation d'eau), la géothermie nous offre la possibilité de produire de l'électricité par le biais des turbines à vapeur [22].

Elle a l'avantage d'être une énergie issue d'une source renouvelable, indépendante des saisons et des changements climatiques et répond à plusieurs besoins énergétiques comme l'électricité, l'eau chaude, la climatisation des immeubles et le stockage d'énergie. Son inconvénient majeur est que le gradient thermique n'est pas uniforme sur toute la croûte terrestre et donc peu de surfaces exploitables pour ce genre d'énergie, sans oublier l'opération de forage pour l'extraction d'eau chaude qui est chère [18].

I.3.5 L'énergie hydraulique

L'exploitation de l'énergie hydraulique ne date pas d'aujourd'hui, car elle était utilisée par les romains en récupérant l'énergie potentielle gravitationnelle liée à la chute d'eau, pour la transformer en énergie mécanique afin de faire tourner des machines, telles que les moulins à broyer les grains de blés ou de maïs.

Les centrales de production de l'électricité à partir de l'énergie renouvelable ont presque le même principe de fonctionnement des aérogénérateurs, sauf que dans ce cas, l'eau à la place du vent fait tourner une ou plusieurs turbines qui à leurs tours entraînent des génératrices pour la production de l'électricité [23].

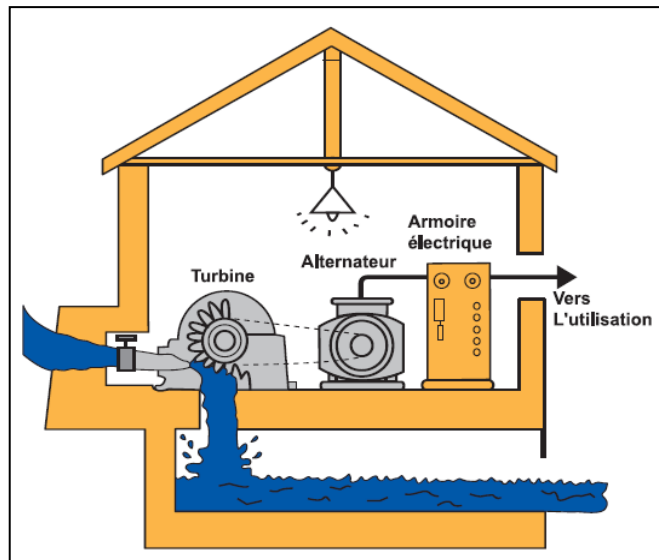


Fig. I.5. Principe de fonctionnement d'une centrale hydraulique.

Cette source d'énergie a l'avantage d'être renouvelable et non polluante et permet de produire de l'électricité pour de très grandes agglomérations, mais on ne peut l'exploiter que dans des régions où l'eau ne manque pas, sans oublier le coût élevé du point de vue économique de la construction des infrastructures nécessaires pour la production de cette énergie [18].

I.3.6 L'énergie de la biomasse

L'énergie de la biomasse a été utilisée depuis l'antiquité, on peut prendre comme exemple le feu du bois. Cette énergie englobe beaucoup de sources d'origine organiques pouvant être transformées en énergie, on appelle biomasse les matières issues des végétaux et des animaux. Cette énergie est issue d'une source considérée renouvelable avec la condition suivante: l'exploitation doit nécessairement être moins rapide que le renouvellement de la source [23].

Elle est considérée comme une énergie propre car la quantité des émissions de CO_2 générée par la combustion des produits organiques utilisés est environ égale à celle dont les plantes ont besoin pour se développer.

Il existe plusieurs façons de transformer la biomasse en énergie exploitable. Nous pouvons citer le bois séché et compressé pour obtenir des granulés de bois utilisé pour le chauffage des maisons, ou encore par la méthanisation, où des déchets agricoles ou des déjections animales empilées dans une cuve appelée digesteur pour obtenir du méthane. Le biocarburant issu du mélange de l'huile végétal avec le méthanol à une température bien déterminée, sera ensuite utilisé comme mélange avec le diesel classique [23].

I.4 Potentiel de l'énergie solaire en Algérie

L'Algérie est un pays pétrolier qui dispose d'un nombre important de réserves en ressources d'origine fossiles (pétrole et gaz), d'où la production de l'énergie électrique dans sa majeure partie est issue des ressources hydrocarbures polluantes.

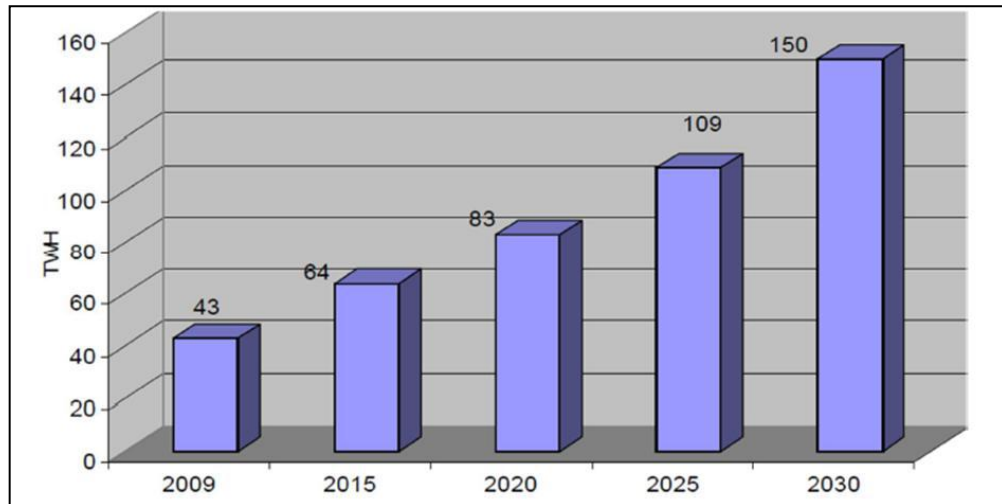


Fig. I.6. Perspectives de la consommation énergétique en Algérie [24].

Vu le développement socio-économique qui ne cesse d'augmenter (croissance de la consommation énergétique) et la limite des gisements conventionnels, des solutions sérieuses et ambitieuses doivent être prises pour se tourner vers des sources d'énergies propres et durables.

La répartition de la consommation énergétique en Algérie et répartie selon le type d'énergie consommé et le secteur d'activité est montrée par la figure suivante [25]:

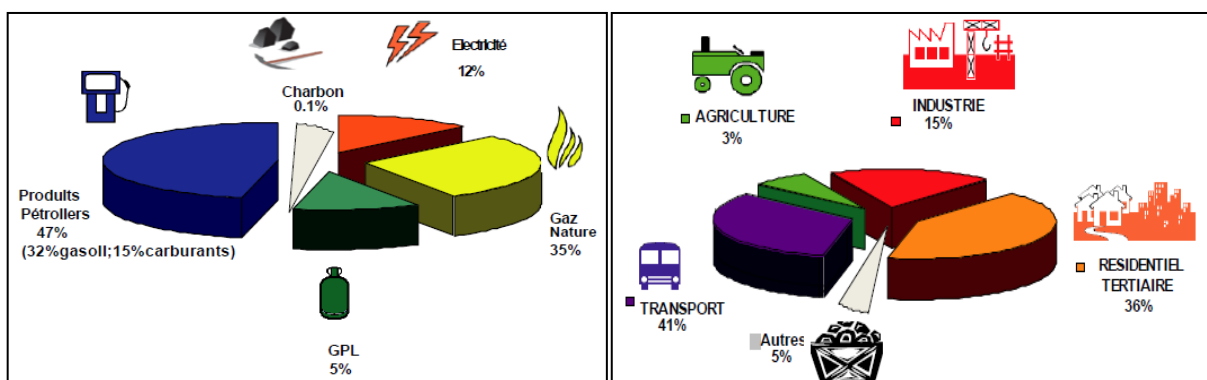


Fig. I.7. Répartition de la consommation finale par énergie et par secteur [25].

Notre pays dispose d'un potentiel en énergie solaire des plus élevé au monde vu sa situation géographique. La durée d'ensoleillement sur la majorité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures sur les hauts plateaux et le Sahara [26].

Régions	Région côtière	Hauts Plateaux	Sahara
Superficies (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (H/an)	2650	3000	3500
Énergie moyenne reçue (KWh/m2/an)	1700	1900	2650

Tab. I.1. Potentiel de l'énergie photovoltaïque en Algérie [26].

I.5 Les cellules solaires

Les cellules solaires sont des composants électroniques qui rendent possible la conversion de l'énergie solaire reçue à leurs surfaces en énergie électrique en régime continu. Dans cette partie, nous présenterons le principe de la conversion photovoltaïque en débutant par l'élément de base des modules qui est la cellule solaire ainsi que sa modélisation.

I.5.1 Historique

Edmond Becquerel a observé une génération de courant continu en 1839 par effet photovoltaïque, lorsqu'il a exposé des électrodes d'argent au rayonnement dans un électrolyte. Willoughby Smith, W. G. Adams et R. E. Day ont décrit plus en détail ce phénomène en 1870. L'exposition des électrodes de sélénium au rayonnement solaire leur a permis de produire une tension électrique, et donc une génération de courant électrique [27].

La première cellule solaire à base de silicium cristallin a été développée par Chapin et al dans les laboratoires de Bell aux Etats-Unis en 1954, avec un rendement de 6% puis de 15% quelques années plus tard. La première utilisation des cellules solaires était pour des missions interplanétaires pour assurer l'alimentation en énergie électrique des navettes spatiales et les systèmes de communication satellitaires [28]. L'industrie des cellules solaires est restée moins importante jusqu'au premier embargo des pays pétroliers Arabes en 1973. Des améliorations et modifications ont été apportées sur les modules utilisés dans l'espace pour le fonctionnement dans des conditions météorologiques terrestres, ce qui a fait baisser les prix des modules d'une manière spectaculaire [29].

I.5.2 Principe de la conversion photovoltaïque d'une cellule solaire

Le rayonnement solaire peut être considéré comme un flux de particules (photons) auquel est associé une énergie E qui dépend de sa longueur d'onde, voir équation 1, selon la théorie d'Isaac Newton, ou comme une source lumineuse qui émet des ondes (comportement ondulatoire) selon Christian Huygens [27].

$$E(eV) = h\nu = \frac{hc}{\lambda} = \frac{1.24}{\lambda(\mu m)} \quad (I.1)$$

h : la constante de Planck, c : la vitesse de la lumière dans le vide, ν : la fréquence et λ : la longueur d'onde.

Si l'énergie des photons est inférieure à l'énergie du gap du semi-conducteur ($E_{ph} < E_g$), ces derniers ne sont pas absorbés, sinon ($E_{ph} \geq E_g$) les photons sont absorbés par le semi-conducteur éclairé et ils génèrent des paires électrons-trous qui modifient la conductivité du matériau utilisé [30]. La création des paires électron-trou est le principe fondamental du fonctionnement des cellules solaires.

La cellule solaire à base de semi-conducteur est l'élément de base des modules photovoltaïques. Elle permet la conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique par effet photovoltaïque qui est à la fois, une création d'un photo-courant suite au phénomène d'absorption de l'énergie lumineuse et d'une tension (la tension au bord de la zone de charge d'espace) aux extrémités de la cellule photovoltaïque [30].

Le photo-courant généré est la somme de trois composantes, les courants de diffusion des photoélectrons et phototrous des régions de dopées type P et N respectivement, et le courant de photo-génération dans la zone de charge d'espace [31].

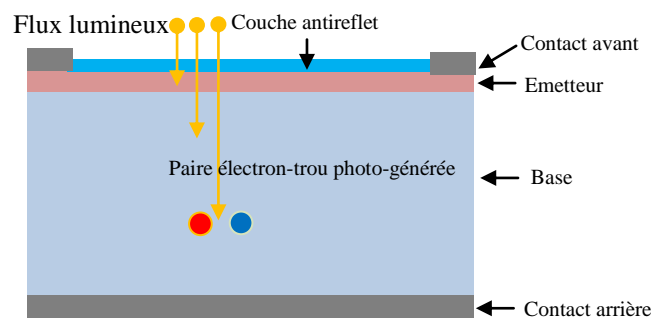


Fig. I.8. Structure de base d'une cellule solaire.

Le photo-courant de la diffusion des porteurs minoritaires des régions dopés type N et P photo-généré par l'absorption du flux lumineux résulte de la diffusion de ces derniers dans le matériau. Ceux qui atteignent la ZCE seront éjectés par le champ qui règne dans cette zone vers la région où ils seront majoritaires (les trous vers la région P et les électrons vers la région N). Alors que le photo-courant de génération résulte des paires électron-trou photo-générées au sein de la zone de charge d'espace et qui seront immédiatement dissociées et éjectées vers les régions où ils seront majoritaires par le champ de cette dernière [31].

I.5.3 Paramètres caractérisant une cellule solaire

Les différents paramètres qui caractérisent une cellule solaire sont donnés comme suit:

I.5.4 Caractéristique I(V)

Afin de simuler et tracer la caractéristique non linéaire de la courbe I(V) ou P(V) d'une cellule solaire, plusieurs modèles de circuit équivalent ont été développés afin de caractériser chaque phénomène physique de la cellule.

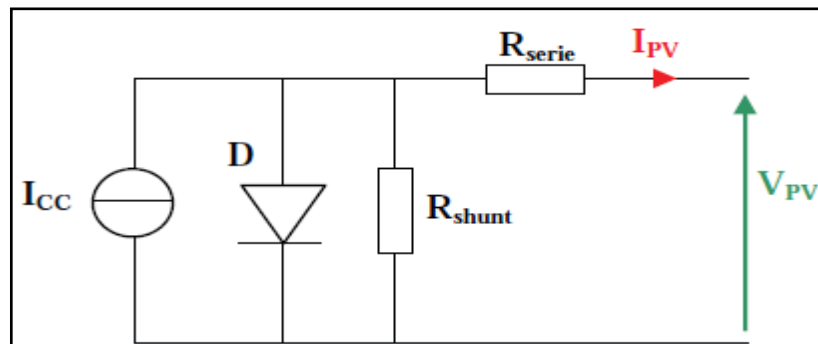


Fig. I.9. Schéma électrique équivalent d'une cellule solaire [32].

Le courant au sein de la cellule photovoltaïque, issue du circuit équivalent présenté par la figure I.9 est donné par la relation [33]:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + I \times R_{série}}{V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V + I \times R_{série}}{R_{shunt}} \quad (I.2)$$

Le tracé courant-tension qui caractérise la cellule solaire et qui en découle de l'équation (2) est présenté par la figure suivante:

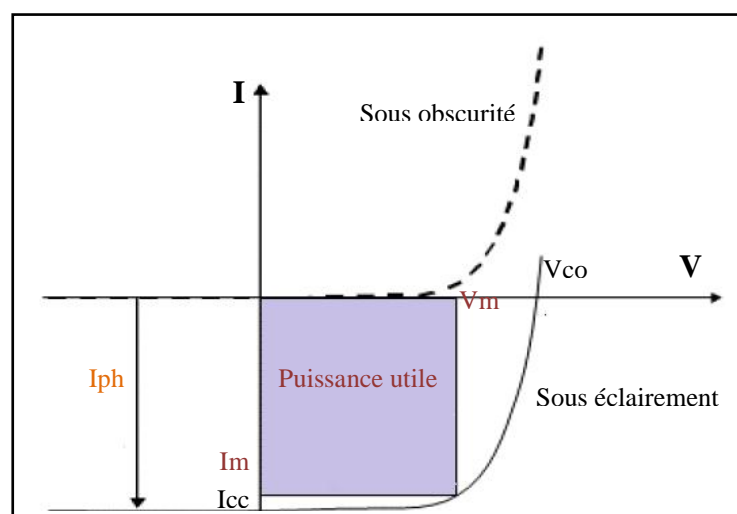


Fig. I.10. Caractéristique I(V) d'une cellule solaire.

I.5.5 Le courant de court-circuit

Le courant de court-circuit de la cellule solaire est le courant qui la traverse lorsque la tension à ses bornes est égale à zéro, c'est-à-dire le courant mesuré lorsque la cellule est fermée sur un ampèremètre. Pour une cellule solaire idéale [32], le courant de court-circuit correspond au courant photo-généré, il est donné par l'équation 3.

$$I_{cc} = I_{ph} = qG(L_n + L_p) \quad (I.3)$$

Avec G la quantité des paires électron-trou créée et qui traverse la jonction sans recombinaison, (L_n et L_p) les longueurs de diffusion des électrons et trous respectivement et q la charge de l'électron.

Il dépend essentiellement de l'énergie lumineuse reçue, du matériau utilisé et de la méthode de fabrication de la cellule solaire.

I.5.6 La tension du circuit-ouvert

La tension du circuit-ouvert de la cellule solaire est la tension au bord de ces extrémités lorsque le courant qui la traverse est égal à zéro, c'est-à-dire la tension mesurée lorsque la cellule est fermée sur un voltmètre [18]. C'est la tension maximale aux bornes de la cellule solaire et qui est directement influencée par la température, elle est donnée par l'équation 4 [34]:

$$V_{oc} = \frac{KT}{q} \ln \left(\frac{I_{cc}}{I_c} + 1 \right) \quad (I.4)$$

K : la constante de Boltzmann, T : la température et I_0 : le courant de saturation de la jonction PN.

I.5.7 La puissance maximale débitée

La puissance maximale utile pour l'utilisation n'est pas le produit $V_{co} \times I_{cc}$, mais elle est calculée par la dérivée du produit courant-tension ($I \times V$) par rapport à la tension V [34]:

$$\frac{dP}{dV} = 0$$

Il en résulte que la tension maximale ainsi que le courant maximal relatifs à la puissance maximale débitée par la cellule solaire sont donnés comme suit [34]:

$$\exp\left(\frac{V_m}{V_T}\right) \left[1 + \frac{V_m}{V_T}\right] = \exp\left(\frac{V_{oc}}{V_T}\right) \quad (I.5)$$

$$I_m = (I_{cc} + I_0) \left[\frac{V_m/V_T}{1 + \left(\frac{V_m}{V_T}\right)} \right] \quad (I.6)$$

I.5.8 Le facteur de forme

Le facteur de forme nous informe sur le vieillissement de la cellule solaire, il est donné par le rapport entre la puissance maximale utile qui est le produit du courant maximal et la tension maximale ($I_m \times V_m$) et la puissance idéale qui est le produit du courant de court-circuit et la tension du circuit ouvert ($I_{cc} \times V_{oc}$) [27]. Généralement, Il ne dépasse pas 87.7% [35].

$$FF = \frac{V_m I_m}{V_{oc} I_{cc}} \quad (I.7)$$

I.5.9 Le rendement d'une cellule solaire

Le rendement d'une cellule solaire en puissance représente le rapport entre la puissance lumineuse reçue à sa surface P_i et la puissance maximale P_{max} débitée, il est donné comme suit [27]:

$$\eta = \frac{V_m I_m}{P_i} \quad (I.8)$$

Le tableau suivant présente les paramètres de quelques cellules solaires de différents matériaux [35]:

Matériaux	Surface (cm ²)	Vco (V)	Jcc (mA/cm ²)	Facteur de forme (%)	Rendement (%)
Si (monocristallin)	79.0	0.738	42.65a	84.9	26.7 ± 0.5
Si (poly cristallin)	3.923	0.6742	41.08c	80.5	22.3 ± 0.4b
GaAs	0.9927	1.122	29.68g	86.5	28.8 ± 0.9
CIGS	1.041	0.744	38.77h	79.5	22.9 ± 0.5
CdTe	1.0623	0.8759	30.25e	79.4	21.0 ± 0.4

Tab. I.2. Rendement des cellules solaires sous le spectre solaire global AM1.5 (1000W/m² et 25°C) [35].

L'enjeu majeur de la conversion photovoltaïque est l'augmentation du rapport rendement-prix. Le tableau I.2 montre que le rendement des cellules solaires n'a pas encore atteint les niveaux souhaités par rapport à l'énergie lumineuse reçue à la surface de la terre et ça malgré le développement technologique atteint dans ce domaine.

I.5.10 Facteurs limitant le rendement et remèdes

Les pertes qui influencent négativement le rendement des cellules solaires sont dues principalement à la nature des matériaux utilisés et aux techniques de fabrication.

Nous pouvons citer ceux dues au coefficient d'absorption propre à chaque matériau et qui sont d'ordre énergétiques. En effet les photons du rayonnement solaire incident ne sont pas tous convertis en énergie électrique, car comme nous l'avons déjà expliqué plus haut, seul les photons qui possèdent une énergie supérieure à celle du gap du matériau utilisé peuvent générer des paires électron-trou. Sans oublier de mentionner l'effet de la thermalisation, puisque les photons à plus grandes énergies créent des porteurs et l'excédent de l'énergie se dissipe en chaleur (pour le silicium 33% de l'énergie absorbée est ainsi dissipée). Le reste des photons (ceux d'une énergie inférieure au gap) traversent le matériau sans effet [31].

Pour remédier à ce problème, il suffit d'utiliser des cellules à multi-jonctions en empilant différents matériaux avec un gap graduel décroissant en profondeur pour une absorption plus large du spectre solaire jusqu'à l'infrarouge [36, 37].

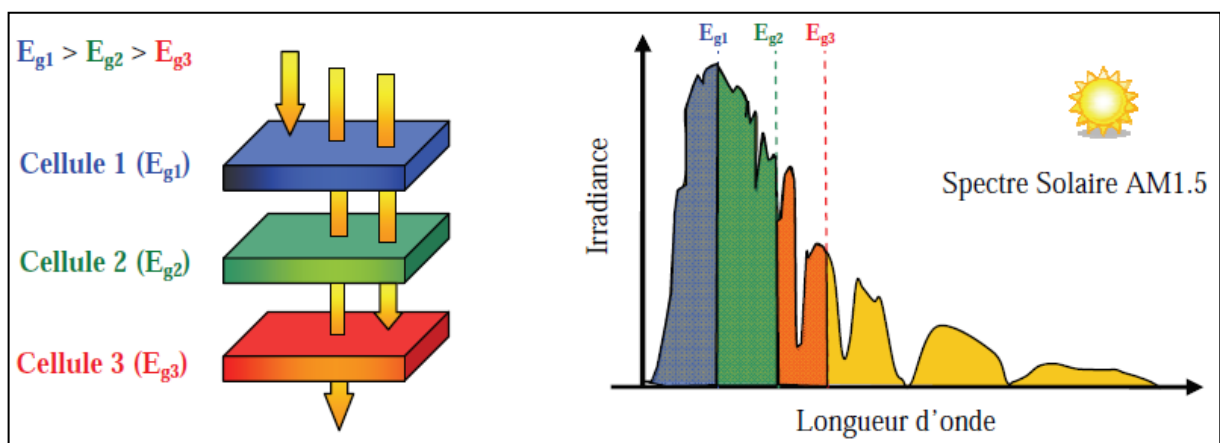


Fig. I.11. Exemple d'une structure de cellule solaire à hétérojonction [38].

La réflexion de la lumière par la surface de la cellule fut l'une des pertes considérables et réduit la quantité d'énergie qui pénètre dans la cellule solaire (le coefficient de réflexion est de 30% pour le silicium). Les contacts ohmiques sont des zones d'ombrage et empêchent la lumière incidente de pénétrer [39, 40].

Comme solution, la texturation de la face avant de la cellule solaire est proposée pour le piégeage de la lumière, et l'optimisation du processus de pénétration, pour le silicium cette solution réduit le taux de réflexion à 20% [31, 39, 40].

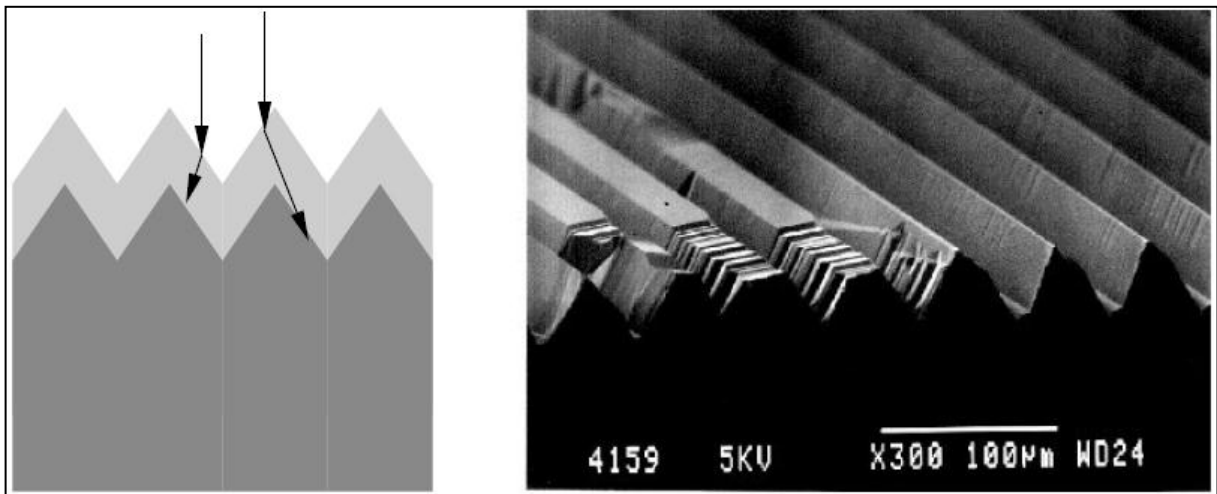


Fig. I.12. Exemple de texturation de la face avant d'une cellule solaire [39].

La réflexion de la lumière est due aussi à la discontinuité de l'indice de réfraction entre l'environnement et surface de la cellule. En ajoutant une couche antireflet dont l'indice de réfraction est inférieur à celui du matériau avec une épaisseur soigneusement choisie de telle sorte que l'onde réfléchie par l'interface (air/couche anti reflet) et l'onde réfléchie de l'interface (couche anti reflet/cellule solaire) soient en interférence destructive, et donc une réduction maximale de l'énergie réfléchie par la surface de la cellule [40].

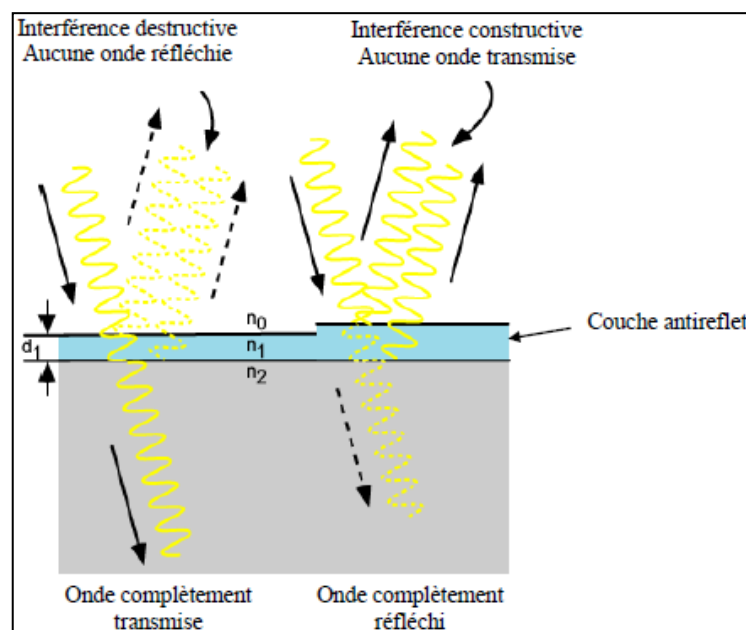


Fig. I.13. Influence de la couche antireflet sur le rayonnement incident.

I.6 Les modules photovoltaïques

Les cellules solaires sont rarement utilisées individuellement car elles sont des générateurs électriques de faible puissance. Pour augmenter leur puissance, il faut encapsuler et connecter en série et/ou en parallèle toutes celles ayant les mêmes caractéristiques électriques pour former les modules photovoltaïques [41].



Fig. I.14. Un générateur photovoltaïque pour l'alimentation d'une maison en Australie.

I.6.1 Le prix des modules photovoltaïques

Le coût est l'empêchement majeur pour le déploiement à grande échelle de l'énergie solaire photovoltaïque. Plusieurs facteurs décident du coût de l'électricité produite par des modules photovoltaïques, tel que la taille du système installé, les coûts étant moins élevés pour les systèmes de taille plus importante.

La figure ci-dessus montre la diminution du prix moyen annuel en usine en Dollar/Watt du module photovoltaïque de l'année 2005 à 2012.

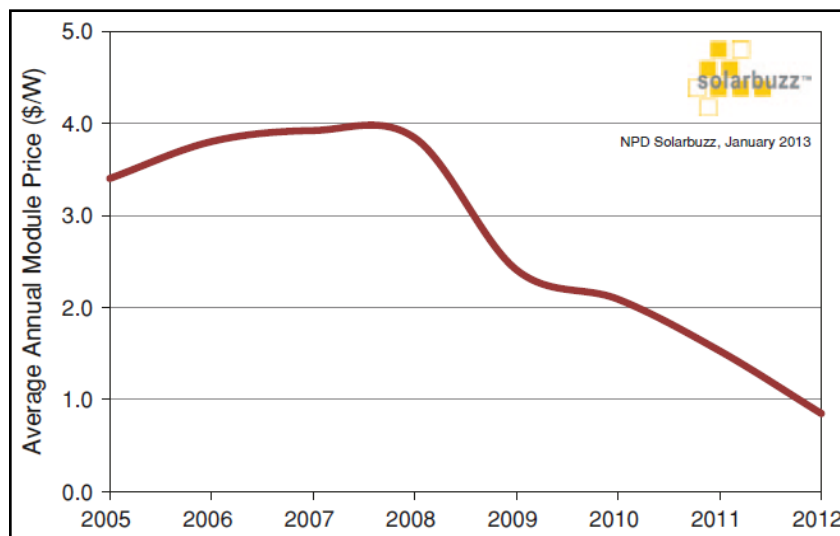


Fig. I.15. Le prix moyen annuel à l'usine des modules solaires entre 2005 et 2012 [42].

Comme nous l'avons déjà mentionné plus haut, le prix du watt produit par une installation plus importante est plus faible. La figure suivante montre la différence du prix entre les installations qui débitent moins de 10 kW et plus de 100 kW aux états Unis entre 1998 et 2012.

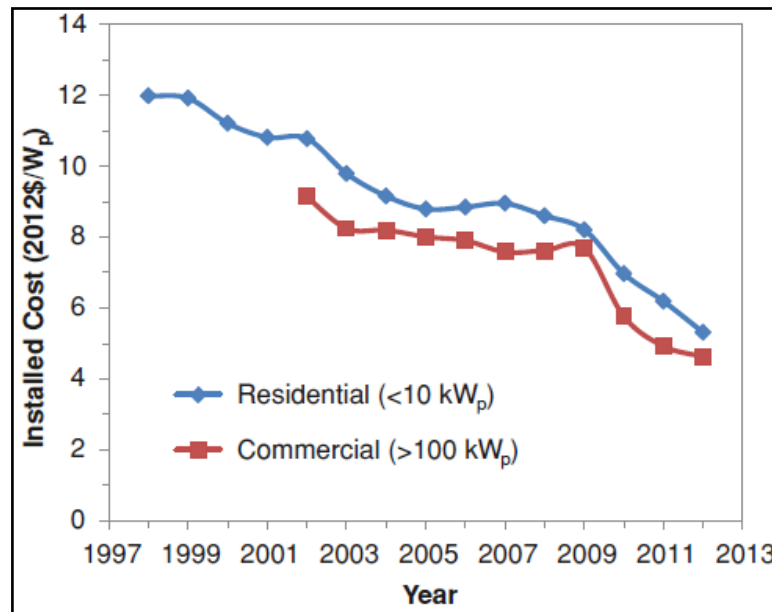


Fig. I.16. Coût des systèmes solaires installés aux États-Unis entre 1998 et 2012 [42].

Le cout global des modules photovoltaïques en silicium se répartit comme suit: les plaquettes de silicium sont le principal contributeur avec environ 40%. La fabrication des cellules représente environ 25% du coût du module et la fabrication du module ajoute 35% au prix final comme le montre la figure suivante [42].

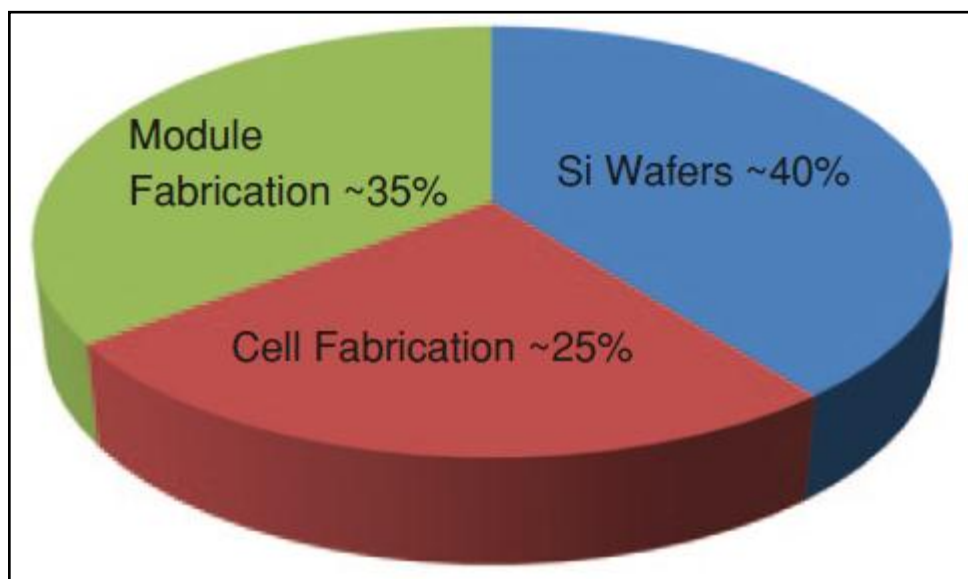


Fig. I.17. Composition du cout final des modules en silicium en 2012 [42].

Depuis 2005, l'année où les prix du pétrole ont commencé à augmenter d'une manière grandissante, l'industrie des cellules solaires a connu une croissance importante, d'environ 50% par an en moyenne. Le prix du pétrole brut était d'environ 30 dollars le baril en 2004 et de plus de 140 dollars le baril en 2008.

La figure suivante montre que les cellules solaires à base de silicium (multi-cristallines ou monocristallines), dominant l'industrie des cellules solaires avec environ 89% du marché en 2012. Le CdTe vient en deuxième position par environ 6% du marché. Les cellules solaires à couche mince en Si, amorphes ou microcristallines, représentent près de 4% du marché et les CIGS légèrement plus de 1% [42].

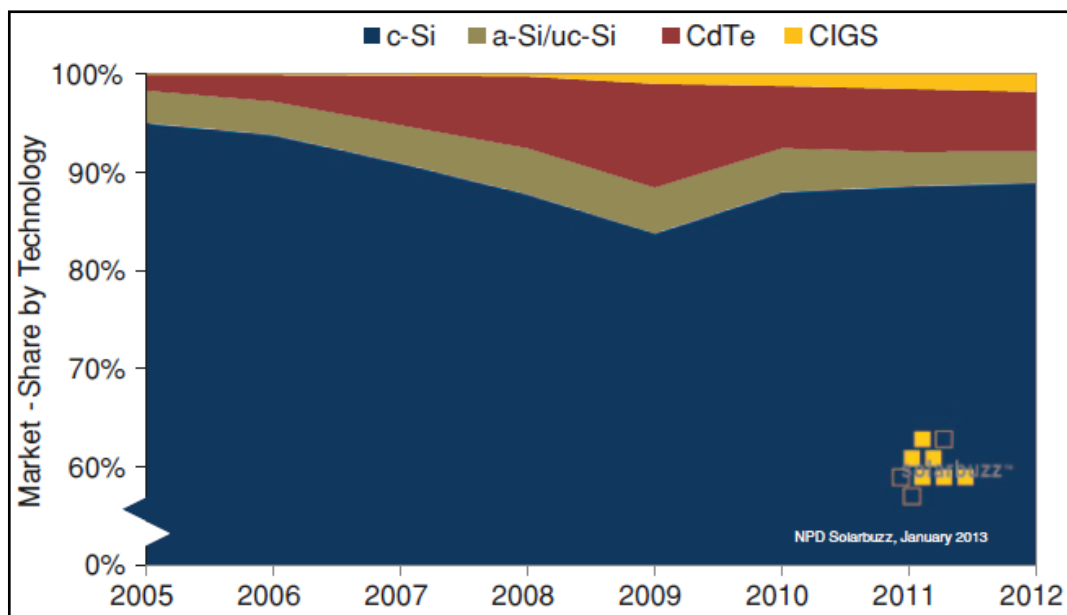


Fig. I.18. Part du marché des différentes technologies photovoltaïques [42].

I.6.2 Assemblage des cellules solaires (série et/ou parallèle)

Le module photovoltaïque est une association de plusieurs cellules solaires en série et/ou en parallèle afin d'obtenir des puissances importantes (tension et/ou courant nécessaire pour l'utilisation).

Pour augmenter la tension de sortie du module, il suffit de connecter les cellules solaires en série. La surface des cellules ne cesse d'augmenter suite à l'évolution des technologies de fabrication, et par conséquent le courant débité est de plus en plus important alors que la tension demeure encore faible. Le courant de court circuit du module est égal à celui de la cellule [38]. La tension du circuit ouvert du module par rapport à celle de la cellule et le nombre des cellules N_s connectées en série est donnée comme suit:

$$V_{OCpv} = N_S \times V_{OC} \quad (I.9)$$

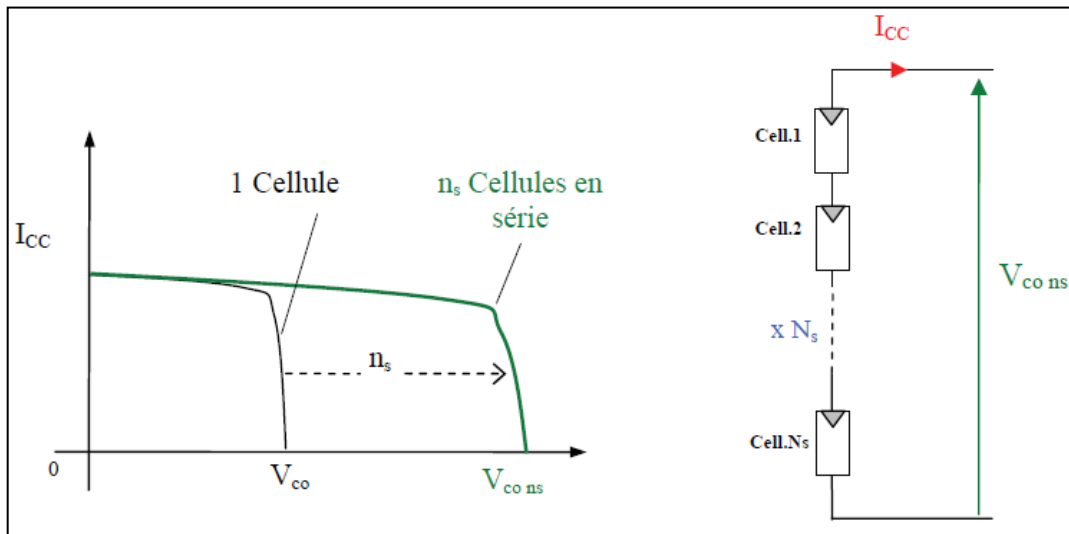


Fig. I.19. Association des cellules solaires en série [38].

Pour augmenter le courant de sortie, les cellules seront connectées en parallèle. Le courant de court circuit résultant est la somme des courants des cellules connectées, alors que la tension du circuit ouvert est égale à celle de la cellule. Le courant de court circuit par rapport à celui de la cellule et au nombre des cellules N_p connectées est donné par l'équation suivante:

$$I_{CCpv} = N_P \times I_{CC} \quad (I.10)$$

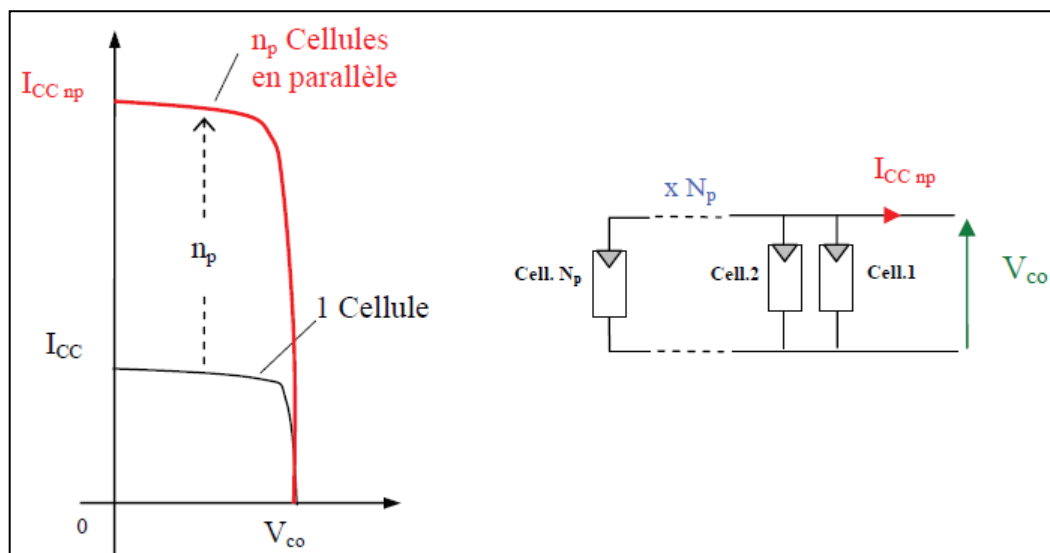


Fig. I.20. Assemblage des cellules solaires en parallèle [38].

D'autre part, si on souhaite avoir des tensions et des courants bien plus élevés, il suffit de connecter les cellules en série et en parallèle dans un module et connecter plusieurs modules en

série et/ou en parallèle pour avoir un générateur photovoltaïque avec des caractéristiques de sortie qui répondent à nos besoins énergétiques. Et donc pour N_s cellules connectées en série et N_p cellules connectées en parallèle, la puissance de sortie du générateur photovoltaïque disponible est:

$$P_{pv} = N_p \times I_{pv} \times N_s \times V_{pv} \quad (I.11)$$

La caractéristique I(V) d'assemblage de plusieurs modules est montrée sur la figure qui suit:

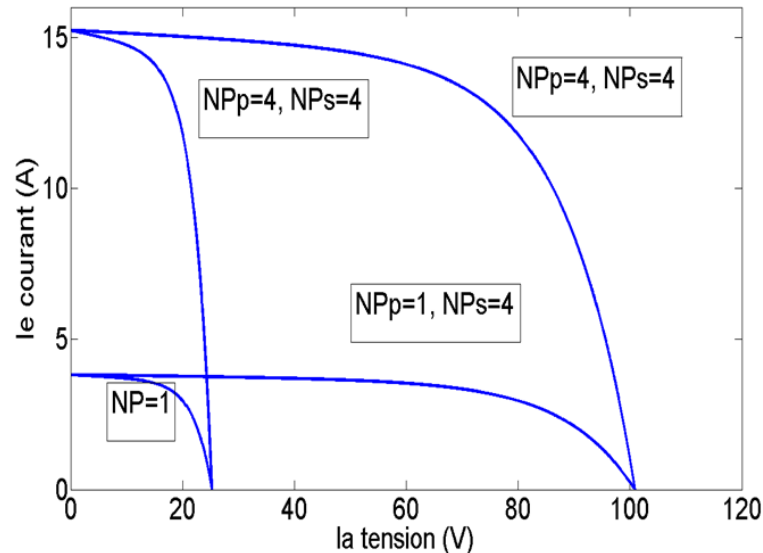


Fig. I21. L'effet de l'assemblage série/parallèle sur la caractéristique I(V) [43].

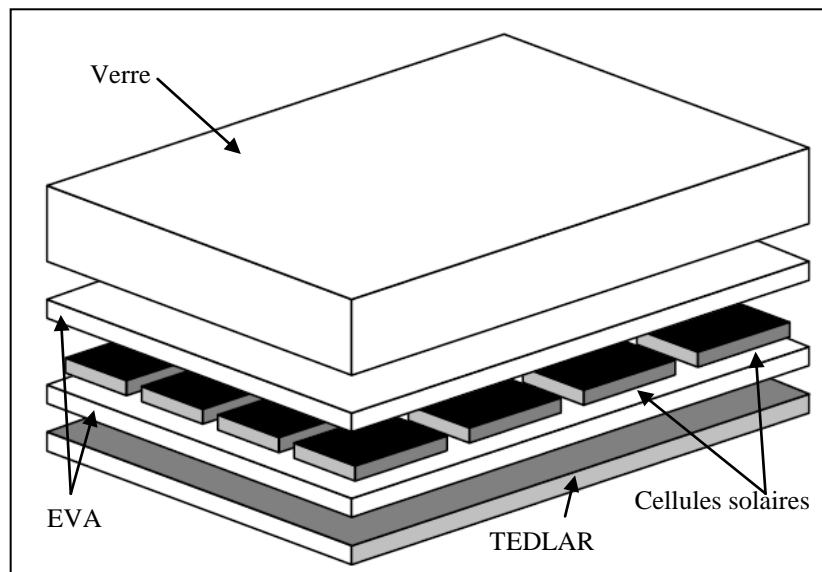
I.6.3 Structure du module photovoltaïque

Les cellules sont reliées entre elles par un ruban métallique, elles sont encapsulées sous vide entre deux films thermoplastiques optiquement transparents (EVA: Ethylène Acétate de Vinyle) pour assurer l'adhésion entre les cellules solaires. Ces couches répondent aux exigences d'encapsulation des cellules solaires telles que la stabilité à des températures élevées et l'exposition au rayonnement ultra violet [42].

La face avant du panneau est protégée par un verre traité transparent à la lumière. En plus de ces propriétés d'anti-réflexion et de transmission, cette couche doit être imperméable aux eaux pluviales car l'eau ou la vapeur d'eau corrode les contacts ou les interconnexions des cellules solaires ce qui réduit d'une manière considérable la durée de vie du module photovoltaïque [29].

L'ensemble est entouré d'un cadre généralement en aluminium avec un joint pour permettre la dilatation, alors que la face arrière est constituée d'un verre ou d'une feuille Tedlar [41].

La structure d'encapsulation des cellules solaires est montrée par la figure suivante:



I.6.4 Protection des modules photovoltaïques

Pour simplifier leur utilisation et diminuer les disfonctionnements dues à l'assemblage des cellules solaires, les fabricants proposent souvent des modules photovoltaïques avec des cellules déjà encapsulées et pré-câblées.

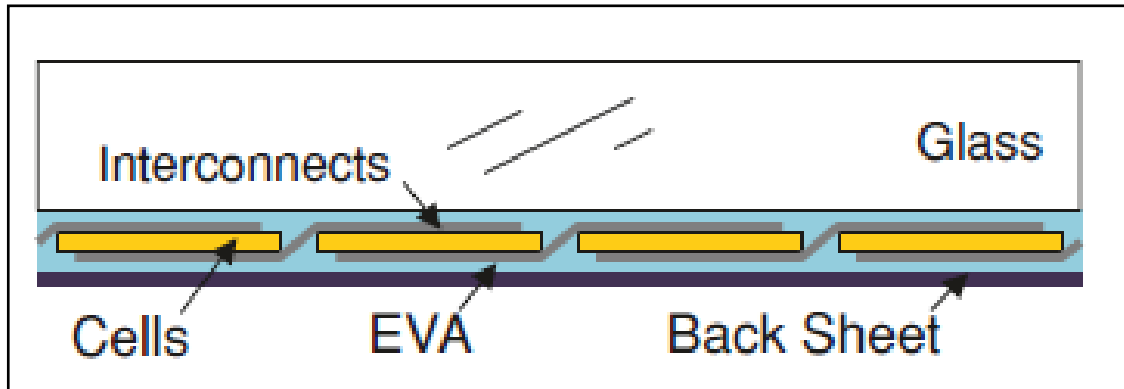


Fig. I.23. Cellules solaires pré-câblées [42].

La caractéristique $I(V)$ de sortie du module photovoltaïque dépend de l'éclairement, de la température de l'environnement et du vieillissement ainsi que l'effet de l'ombrage. En effet, si l'une des cellules solaires connectées en série est faiblement éclairée ou son état est dégradé, cela provoque une chute considérable du courant à la sortie du module. Et lorsque ce dernier est supérieur au courant débité par la cellule sous effet d'ombrage, cela entraîne l'inversion de sa polarité et donc devient un élément récepteur. Et par conséquent elle se retrouve entraîné de dissiper

une puissance importante qui peut entrainer sa destruction si cela dure longtemps. C'est le phénomène dit hot-spot [44, 45].

Pour remédier à ce problème, une diode dite diode by-pass est utilisée en l'assemblant en parallèle pour protéger les cellules qui se trouvent faiblement éclairées comme montré sur la figure suivante. Cette solution protège les cellules mais influe sur la puissance débitée par le module [46, 47].

Le nombre maximal des cellules par diode by-pass sans causer de dommage est d'environ 15 cellules/diode pour le silicium, soit environ deux diodes pour un panneau de 36 cellules solaires [48].

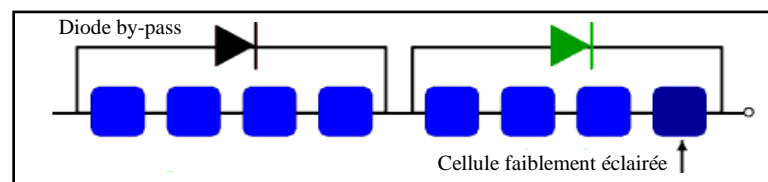


Fig. I.24. Diode by-pass pour la protection des cellules solaires [48].

Pour protéger les modules des courants inverses résultant lorsqu'un panneau devient récepteur plutôt que générateur par effet d'ombrage par exemple, une diode anti retour est assemblée en série avec chaque module photovoltaïque [47].

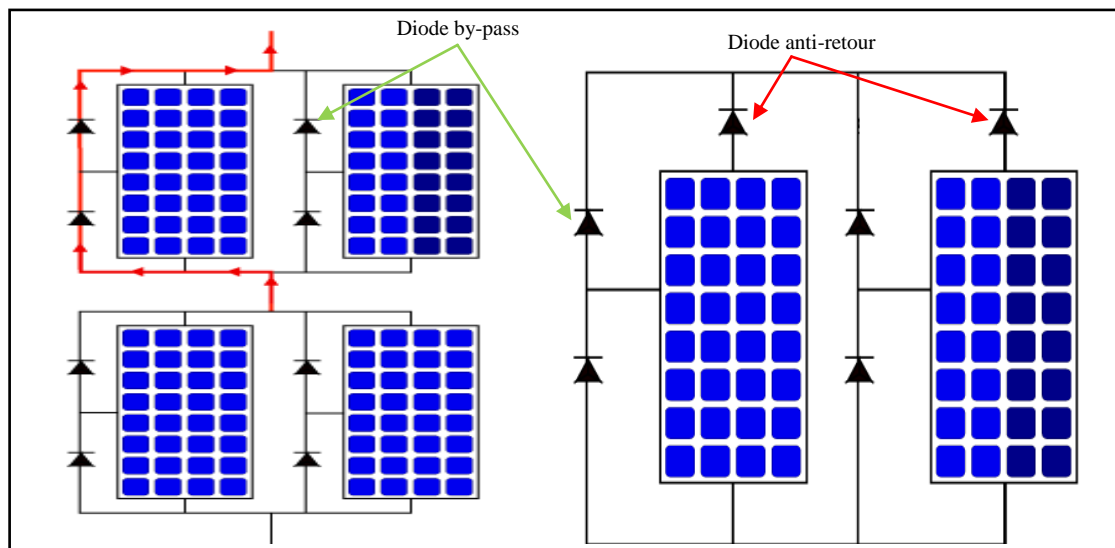


Fig. I.25. Connexion des diodes by-pass et anti-retour sur un générateur photovoltaïque [48].

Cette diode protège les modules de tous les courants négatifs, que se soit par des modules plus éclairés que d'autres ou par des charges telles que les batteries tout le temps branchées et pouvant débiter sur le générateur photovoltaïque durant la nuit [47].

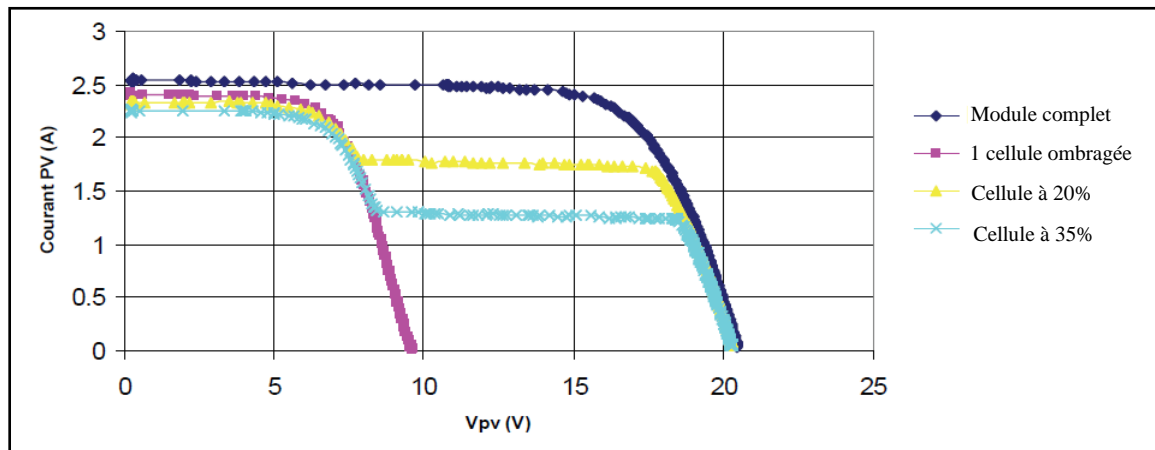


Fig. I.26. L'effet d'ombrage d'une des cellules du module [38].

I.7 Les composants d'un système photovoltaïque

Dans cette partie, nous allons présenter quelques composants nécessaires pour le fonctionnement d'une installation photovoltaïque.

I.7.1 Les accumulateurs (batteries)

Un système photovoltaïque nécessite un stockage d'énergie pour compenser les périodes où l'insolation solaire est insuffisante, comme durant la nuit ou pendant les jours nuageux. Les batteries électrochimiques est la forme la plus adaptée pour emmagasiner l'énergie pour les systèmes photovoltaïques, dans la mesure où ces accumulateurs à courant continu permettent une connexion directe entre eux et les générateurs photovoltaïques sans avoir le besoin de modifier ou transformer la nature de l'énergie de sortie [49].

Malheureusement, ces accumulateurs sont le maillon le plus faible dans la chaîne de la conversion photovoltaïque, leur durée de vie est nettement inférieure à celle des modules (5 ans ou moins dans des conditions de température et d'humidité bien déterminé pour 20 ans ou plus pour les modules photovoltaïques).

Un dimensionnement de l'autonomie des batteries est nécessaire pour couvrir le besoin en énergie électrique dans le cas d'une insuffisance ou absence de conversion photovoltaïque, ainsi que la puissance fournie par les générateurs et leur pouvoir d'assumer la recharge des accumulateurs pour éviter une décharge profonde qui peut provoquer leur défectuosité.

I.7.2 Le contrôleur de charge

Le coût des batteries et la durée de vie des modules photovoltaïques représentent la majeure partie du coût final du système photovoltaïque. Pour cela et afin de préserver la durée de vie des batteries et leur état de bon fonctionnement, un contrôleur de charge ainsi qu'un local étanche muni d'un système de climatisation et d'humidification sont exigés.

Le contrôleur de charge est le lien entre le générateur photovoltaïque, les batteries de stockage et la charge (l'utilisation), il surveille l'état de charge des batteries et empêche leur surcharge ou une décharge profonde des accumulateurs. Il doit remplir les exigences suivantes:

- une consommation interne minimale.
- un rendement de conversion élevé.
- une déconnexion de la charge si le niveau de décharge profond des batteries est atteint.
- une protection contre la surcharge des batteries.
- une protection contre l'inversement de polarité.

I.7.3 L'onduleur

Pour l'utilisation domestique et avec le courant continu que délivrent les générateurs photovoltaïques, la présence d'un onduleur pour assurer la conversion de l'énergie électrique continue en énergie alternative est indispensable.

Les onduleurs utilisés doivent satisfaire quelques exigences comme:

- une large tension d'entrée.
- une fluctuation en tension et en fréquence minimale à la sortie.
- un rendement en conversion élevé.
- être capable de résister au court-circuit.

I.7.4 Générateur auxiliaire

En général, un groupe de secours électrogène est utilisé dans les systèmes photovoltaïques hybrides pour assurer une alimentation sans interruption quelque soient les conditions météorologiques et leurs durées.

C'est une solution fiable, mais nécessite un niveau d'entretien supérieur par rapport aux modules comme le changement des filtres (à air, à gasoil, à l'huile), les différentes courroies, sans négliger la consommation en carburant et le bruit que fait lorsqu'il est en marche.

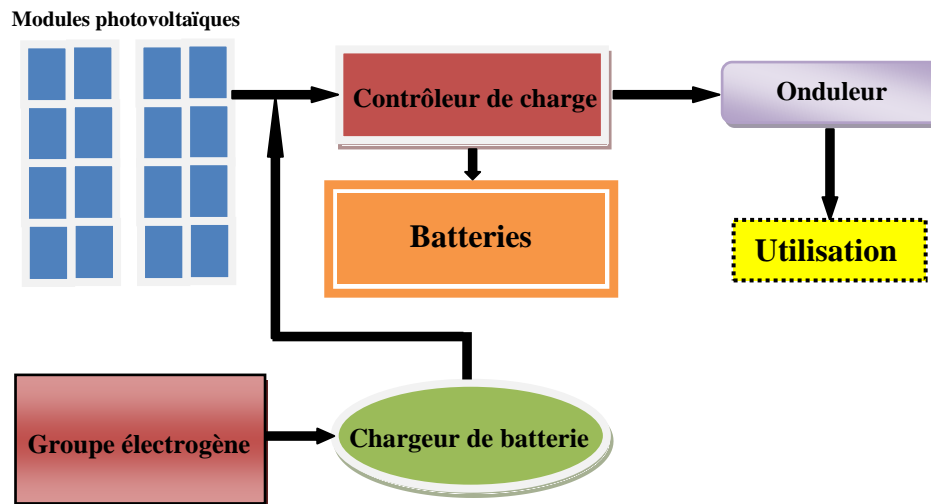


Fig. I.27. Exemple d'un système hybride.

I.8 Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque

Comme toute autre source d'énergie, l'énergie photovoltaïque énumère des avantages et des inconvénients.

I.8.1 Avantages

- elle est issue d'une source inépuisable, et répartie partout dans le monde entier avec des quantités énormes.
- la conversion photovoltaïque permet de convertir directement la lumière en énergie électrique sans faire de bruit, d'une manière propre et non polluante et ne compromet pas les besoins énergétiques des générations à venir.
- son utilisation est simple et ne nécessite pas un niveau d'entretien élevé, elle est décentralisée (installée chez l'utilisateur) et par conséquent un coût plus faible.
- les types des modules existants rendent leur montage simple et adaptable selon le besoin énergétique pré-dimensionné pour l'utilisation.

I.8.2 Inconvénients

- l'investissement pour la fabrication des modules photovoltaïques exige un niveau technologique élevé, et donc requiert un coût élevé.
- le rendement des cellules solaires est encore faible, 10 à 15% de la lumière reçue est convertie en électricité pour un coût élevé, ce qui affaiblit sa position pour rivaliser avec les sources d'énergie conventionnelles.

- la dépendance aux conditions météorologiques.
- l'un des soucis majeurs de la conversion photovoltaïque est le stockage d'énergie, son coût et la durée de vie des accumulateurs.
- il est vrai que la production de l'énergie électrique par cette technologie n'est pas polluante mais ce type d'énergie n'est pas totalement propre, car la fabrication des modules photovoltaïques provoque des émissions de gaz à effet de serre.

I.9 Conclusion

Les énergies renouvelables sont une solution durable et nécessaire afin de subvenir au besoin énergétique mondial actuel et préparer un chemin de développement pour les générations à venir sans nuire à l'environnement écologique terrestre. Entre autres, la conversion photovoltaïque s'annonce un choix prometteur pour remédier aux problèmes de production d'énergie et la pollution causée par les émissions de gaz à effet de serre.

Vue la position géographique de l'Algérie, l'utilisation des énergies renouvelables peut subvenir à nos besoins, limiterait peu à peu la dépendance aux sources d'énergies conventionnelles pour pousser l'économie vers des horizons prometteurs dans ce domaine. Cela réduira les émissions de gaz à effet de serre et préservera les ressources d'énergie pour les générations à venir.

Les systèmes photovoltaïques nous permettent d'exploiter l'énergie solaire en la convertissant en énergie électrique. Ces systèmes sont fiables, silencieux et rentables en particulier pour les zones isolées. Ce qui permet aux gens d'assurer une autonomie en matière d'énergie électrique pour leurs foyers ainsi que dans divers application telle que le pompage solaire utilisé pour pomper l'eau potable pour les êtres humains, les animaux, les plantes et le bétail.

Le rapport coût/ rendement des modules photovoltaïque fut l'un des inconvénients majeurs de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque, car la fabrication des modules nécessite des technologies de pointes qui sont encore cher alors que le rendement est relativement faible par rapport à l'énergie solaire disponible. L'élément de stockage est un inconvénient qui surgit lors de l'utilisation de ce type d'énergie, car l'intermittence de la disponibilité de l'énergie solaire rend la présence des batteries indispensable pour permettre une continuité de l'alimentation durant la nuit ou les jours nuageux. Les éléments de stockage sont cher à leurs tours et nécessite un entretien périodique et un environnement convenable pour une durée de vie qui est moyennement courte.

L'enjeu majeur donc est l'augmentation du rapport coût/rendement grâce au génie scientifique pour rendre l'utilisation de l'énergie photovoltaïque à la portée d'une partie importante de la population. Pour cela le développement des cellules solaire, les éléments de stockage d'énergie, le

traitement de l'énergie produite, l'optimisation de la collecte d'énergie solaire font l'objet de plusieurs recherche scientifiques. Les fermes photovoltaïques déjà présentent en Espagne et en Portugal et dans pas mal de payes confirment que l'énergie photovoltaïque est une alternative sérieuse pour assurer une autonomie énergétique propre dans notre paye.

II. Chapitre 2 : Suiveur solaire

II.1 Introduction

L'optimisation de la conversion photovoltaïque pour rendre l'utilisation des modules photovoltaïques plus tangible fait l'objet de plusieurs niveaux de recherche, que se soit sur la structure interne de la cellule solaire elle-même ou par l'optimisation du rendement du module. Pour cela, beaucoup de moyens sont déployés pour trouver une alternative sérieuse aux ressources d'énergie fossiles.

L'une des difficultés rencontrées lors de la conversion photovoltaïque est que le rayonnement solaire n'est pas tout le temps perpendiculaire à la surface de captation des cellules, ce qui engendre d'énormes pertes vis-à-vis de la collecte du flux lumineux pour les systèmes fixes, et surtout dans les zones où la durée d'ensoleillement durant la journée est importante.

Dans ce chapitre, nous allons expliquer l'utilité de l'utilisation d'un système suiveur solaire en présentant son rôle, ses différentes composantes ainsi que quelques systèmes existants dans la littérature.

Chaque étude ou discussion de la conversion photovoltaïque doit être débutée par la source d'énergie qui est le soleil, c'est pourquoi nous allons commencer ce chapitre par une étude de la source d'énergie qui est le soleil, des notions préliminaires sur le rayonnement solaire, le mouvement du globe terrestre et les différents types de rayonnements reçus à la surface de la terre.

II.2 Le soleil

Le soleil est à l'origine de la quasi-totalité des ressources utilisées par les humains, les animaux et les plantes pour leurs besoins alimentaires, domestiques et industriels depuis l'antiquité. La quantité d'énergie reçue à la surface de la terre est supérieure à tous les autres types d'énergie de ressources d'origine renouvelable.

Le soleil est une sphère chaude de gaz avec une température interne qui peut atteindre environ 20 millions de degrés Kelvin. Cette température est due à la réaction permanente de fusion nucléaire à l'intérieur du soleil où l'hydrogène est converti en hélium [48]. Sa température de surface est d'environ 5900 °K [27].

La densité de puissance à la surface de la terre peut être modélisée par la température d'un corps noir à environ 5780 °K. Son intensité lumineuse par longueur d'onde est donnée par la relation de Planck comme suit [50]:

$$F(\lambda) = \frac{2\pi hc^2}{\lambda^5 \left[e^{\left(\frac{hc}{k\lambda T} \right)} - 1 \right]} \quad (\text{II.12})$$

Où F est l'intensité lumineuse par longueur d'onde ($\text{Wm}^2 \text{nm}^{-1}$), λ est la longueur d'onde de la lumière (m), T la température du corps noir ($^\circ\text{K}$), h est la constante de Planck ($\text{J} \cdot \text{S}^{-1}$), c est la célérité de la lumière ($\text{m} \cdot \text{S}^{-1}$) et k est la constante de Boltzmann ($\text{J} \cdot ^\circ\text{K}^{-1}$).

La densité de puissance totale d'un corps noir peut être déterminée en intégrant l'intensité lumineuse par longueur d'onde sur tout son spectre.

Le soleil est d'une masse égale approximativement à 10^{24} tonnes, avec un diamètre de 6.96×10^5 km et dégage une énergie lumineuse d'environ 3.8×10^{20} MW. Les théories actuelles prédisent que cette énergie restera inchangée pour quelques billions d'années. Cela revient au fait que cette puissance varie peu avec le temps [51].

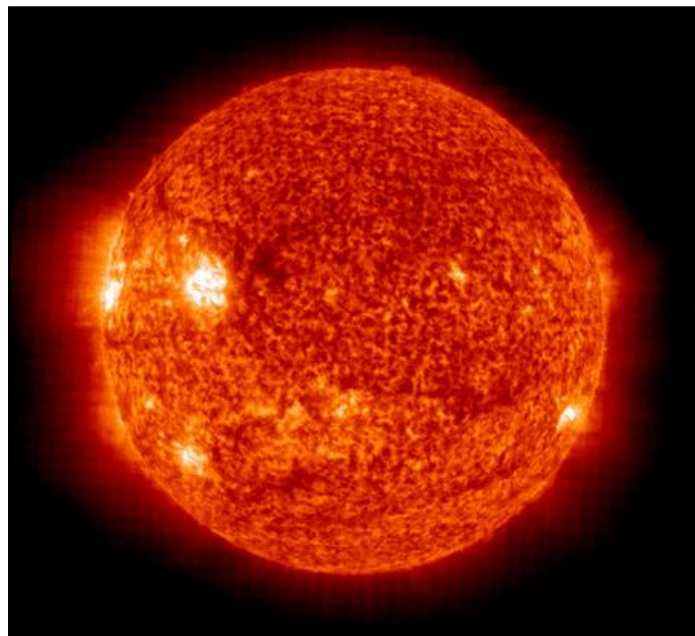


Fig. I.28. Une image du soleil prise par SOHO [48].

L'énergie lumineuse émise par le soleil n'est pas composée d'une seule longueur d'onde, mais elle se compose de plusieurs longueurs d'onde et apparaît de couleur blanche ou jaune pour l'œil nu de l'être humain. Les différentes longueurs d'onde peuvent être vues en passant la lumière à travers un prisme et en la projetant sur un écran. Bien évidemment, l'œil de l'être humain ne peut voir toutes longueurs d'ondes car il y en a qui sont invisibles sauf qu'avec des outils spécifiques [48].

Le rayonnement électromagnétique émis par le soleil est compris dans la bande de longueur d'onde variant de 0.22 μm à 10 μm . Les longueurs d'ondes associées à ce rayonnement se répartissent approximativement comme suit [52]:

- 9% dans la bande ultraviolette avec des longueurs d'onde inférieures à 0.4 μm .
- 47% dans la bande visible avec des longueurs d'onde comprises entre 0.4 et 0.8 μm .
- 44% dans la bande infrarouge avec des longueurs d'onde supérieures à 0.8 μm .

II.3 La position du soleil dans le ciel

La position du soleil dans le ciel détermine l'angle d'incidence du flux lumineux par rapport à la surface du panneau photovoltaïque, ce qui influence fortement la quantité d'énergie électrique produite par le panneau.

II.3.1 La déclinaison solaire

Le plan d'évolution de la terre au tour du soleil s'appelle plan écliptique. Cette évolution provoque l'alternance des saisons. La terre tourne autour d'elle, autour d'un axe incliné de $23,45^\circ$ du normal du plan écliptique, cette rotation engendre l'alternance de la nuit et du jour.

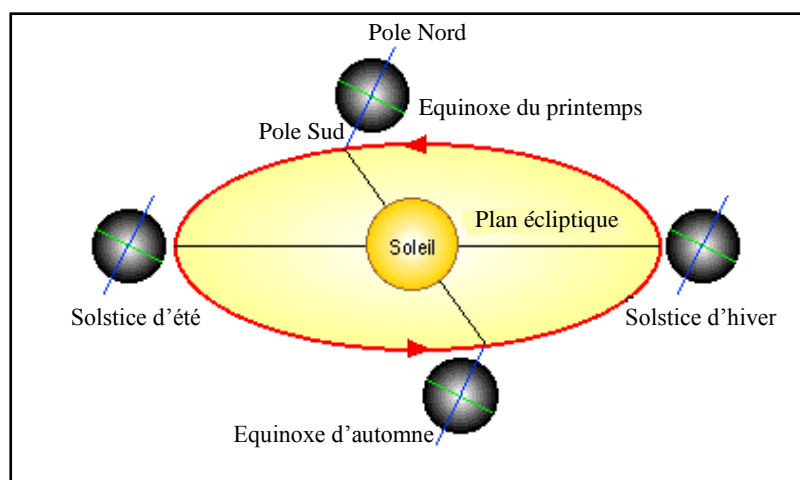


Fig. II.29. Rotation de la terre autour du soleil [53].

L'angle de la déclinaison solaire est l'angle entre le plan de l'équateur terrestre et la ligne directe reliant le centre de la terre au centre du soleil. Cet angle varie saisonnièrement en raison du mouvement de la terre autour du soleil dans un plan écliptique induisant ainsi l'alternance des saisons.

La distance r entre la terre et le soleil est donné par la relation suivante [53]:

$$E_0 = \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 = \left[1 + 0.033 \sin\left(\frac{2\pi N}{365}\right)\right] \quad (\text{II.13})$$

Où r_0 est appelé l'unité astronomique avec $1UA = 1.496 \times 10^8 \text{ KM}$ et N représente le nombre de jour de l'année, $N=1$ pour le 1^{er} Janvier et 365 pour le 31 décembre.

L'angle de la déclinaison solaire est donné par l'équation suivante [54]:

$$\delta = 23.45 \times \sin\left(360 \times \left(\frac{284 + N}{365}\right)\right) \quad (\text{II.14})$$

La figure qui suit, représente la courbe de l'angle de la déclinaison solaire durant un cycle annuel :

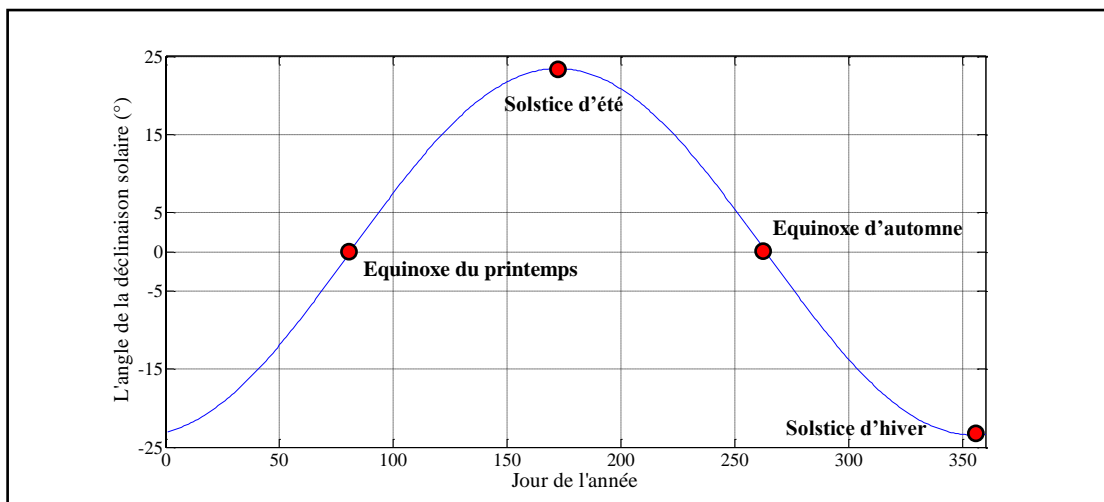


Fig. II.30. La courbe de la déclinaison solaire.

L'angle de la déclinaison varie entre $+23.45^\circ$ et -23.45° durant un cycle annuel. Pour les équinoxes d'automne et du printemps $\delta = 0^\circ$, alors que pour le solstice d'été $\delta = +23.45^\circ$ et le solstice d'hiver $\delta = -23.45^\circ$.

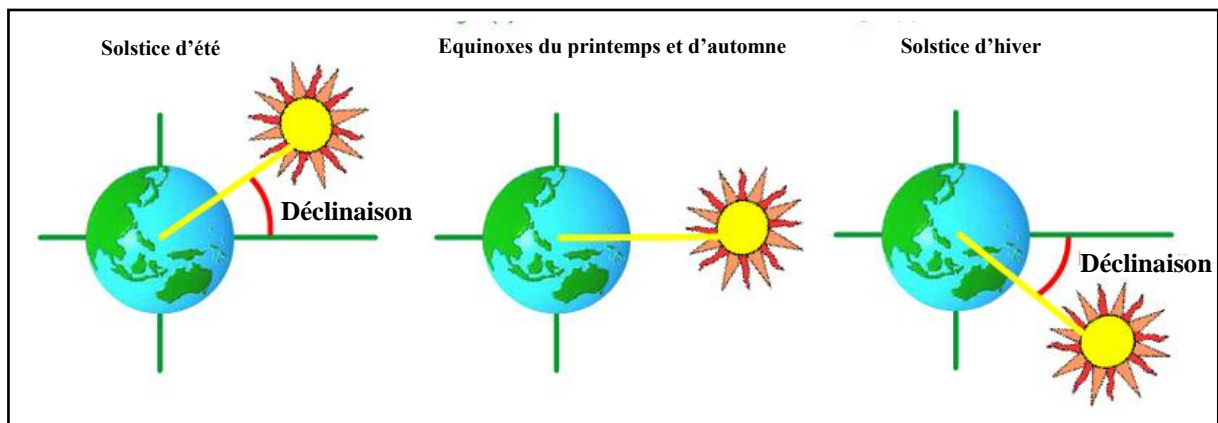


Fig. II.31. L'angle de la déclinaison solaire pour les différentes saisons [48].

II.3.2 L'angle horaire

Le temps solaire est basé sur la rotation de la terre autour de son axe polaire et autour du soleil. Le jour solaire est l'intervalle de temps où le soleil complète un cycle autour d'un observateur immobile sur terre [53].

Le temps solaire réel diffère du temps local standard connu, nous allons présenter un exemple pour simplifier et mieux expliquer ce phénomène: si un observateur se tient dans un endroit sur l'équateur pour observer le soleil à 12h00 (midi) où le soleil sera le méridien local, puis il revient après un mois au même endroit pour faire la même opération, il va remarquer que le soleil n'apparaît pas exactement au même méridien. Cette divergence est appelée équation de temps. Elle est donnée en minutes par la formule suivante [53]:

$$E_t = [0.000075 + 0.001868 \cos(\Gamma) - 0.032077 \sin(\Gamma) - 0.014615 \cos(2\Gamma) - 0.04089 \sin(2\Gamma)] \times 229.18 \quad (\text{II.15})$$

$$\Gamma = \left(\frac{2\pi \times (N - 1)}{365} \right) \quad (\text{II.16})$$

Le premier terme entre crochets exprime la valeur de l'équation de temps en radian, pour obtenir le résultat en minute, on le multiplie par 229.18. L'erreur maximale estimée de cette formule est de 0.0025 rad, soit équivalent à 35 s [53]. L'évolution de l'équation de temps durant un cycle annuel est présentée par la courbe suivante :

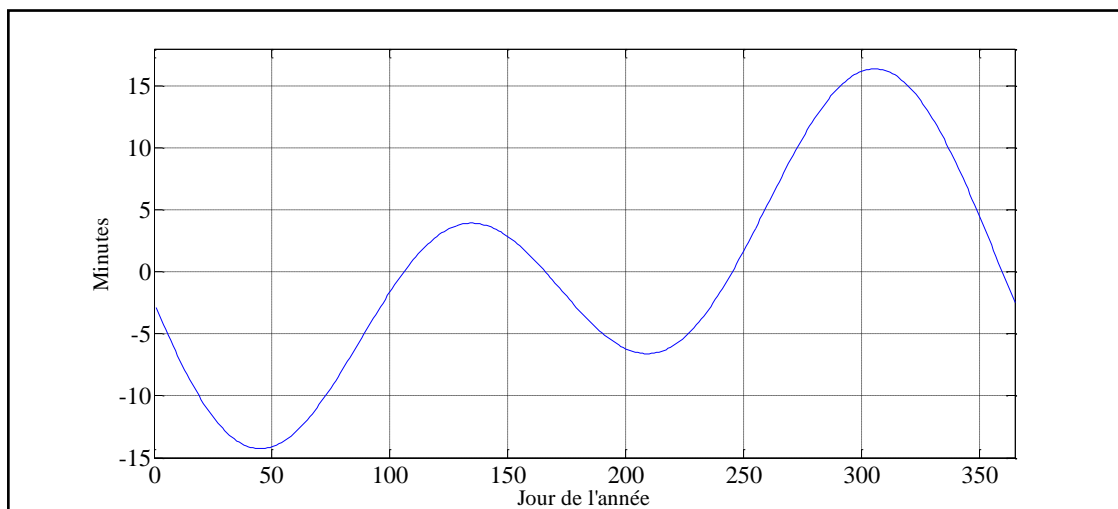


Fig. II.32. L'évolution de l'équation de temps durant un cycle annuel.

Le temps local réel peut être calculé comme suit [53]:

Temps local réel = temps local standard + Correction de longitude + Equation de temps

Correction de longitude = $4 \times (L_s - L_l)$

Avec L_s la longitude standard et L_l la longitude locale.

Il est à noter que la valeur de l'équation de temps est ajoutée algébriquement, c'est-à-dire qu'elle peut être positive ou négative [53].

L'angle horaire résulte de la conversion du temps solaire local au nombre des degrés par lesquelles le soleil se déplace dans le ciel. À midi, l'angle horaire est égal à 0°. Il est connu que le soleil se déplace sur le ciel par un angle de 15° chaque heure. En d'autres termes, chaque heure de temps correspond à un mouvement angulaire du soleil de 15° [54].

La formule suivante exprime l'angle horaire AH en degré, avec TSL est le temps solaire local [55]:

$$AH = 15 \times (TSL - 12) \quad (\text{II.17})$$

On peut aussi dire que l'angle horaire est l'angle entre le méridien de l'observateur et le méridien du soleil. Il est négatif le matin et positif le soir [48].

II.3.3 L'angle de l'élévation du soleil du zénith (Zénith)

L'angle du zénith θ (appelé aussi la distance du zénith) est l'angle entre le zénith local du lieu et la ligne directe entre l'observateur et le soleil. Il est compris entre 0° et 90° [53].

L'angle de l'élévation α du soleil (appelé aussi l'altitude du soleil) est l'angle entre l'horizon du lieu et la ligne directe qui relie l'observateur et le soleil. Il est compris entre 0° et 90°. Il est le complément de l'angle du zénith [53].

L'angle de l'élévation dépend de la latitude du lieu et de l'angle de la déclinaison solaire. Il varie durant la journée de 0° au lever du soleil, puis il progresse jusqu'à son maximum à midi et commence à se décroître jusqu'à 0°. Il est donné par la formule suivante [53]:

$$\alpha = \sin^{-1}[\sin(\delta)\sin(\varphi) + \cos(\delta)\cos(\varphi)\cos(\omega)] \quad (\text{II.18})$$

Tandis que l'angle du zénith est comme suit:

$$\theta = 90^\circ - \alpha = \cos^{-1}[\sin(\delta)\sin(\varphi) + \cos(\delta)\cos(\varphi)\cos(\omega)] \quad (\text{II.19})$$

Avec δ la déclinaison solaire, φ la latitude du lieu, ω est l'angle horaire.

Il est à noter que dans les zones équatoriales dont la latitude est égale à 0, l'angle de l'élévation pour le solstice d'été est égal à 90° à midi.

L'angle d'élévation du soleil de la ville de Constantine par rapport au rang du jour dans l'année, pour les équinoxes et les solstices est montré par la figure suivante:

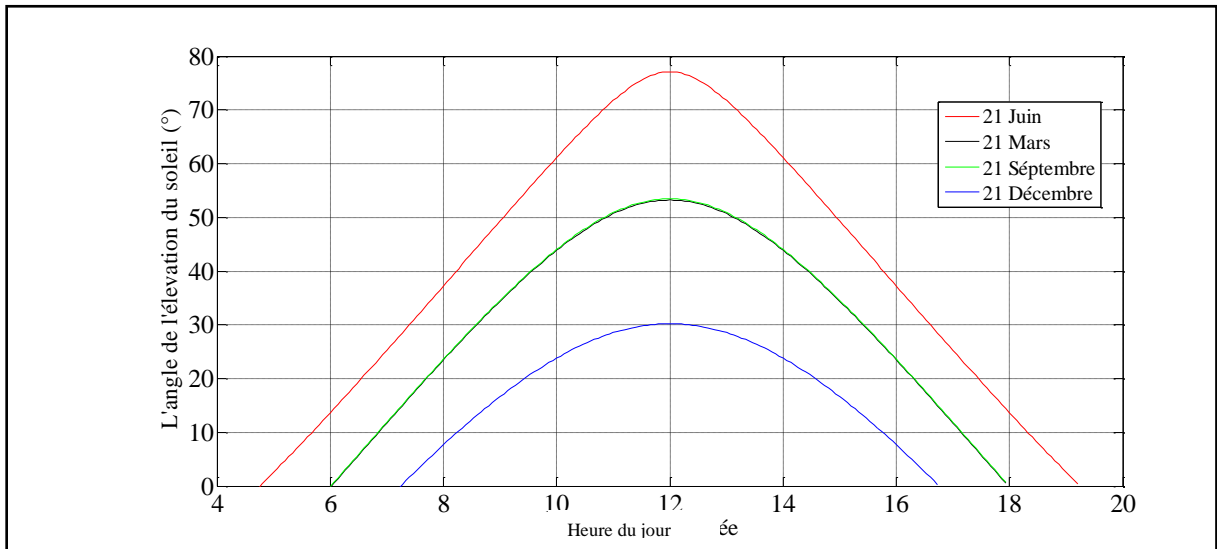


Fig. II.33. Angle de l'élevation du soleil de la ville de Constantine.

II.3.4 L'angle de l'Azimut

L'angle d'azimut A du soleil est l'angle entre le méridien du nord et la projection du soleil sur l'axe horizontal de l'observateur [53].

À midi, le soleil est en direction du sud pour un observateur qui se trouve dans l'hémisphère nord, et dans la direction du nord pour celui qui se trouve dans l'hémisphère sud. L'angle de l'azimut du soleil est donné par la formule suivante [53]:

$$A = \cos^{-1} \left(\frac{\sin(\delta) \cos(\varphi) - \sin(\varphi) \cos(\delta) \cos(\omega)}{\cos(\alpha)} \right) \quad (\text{II.20})$$

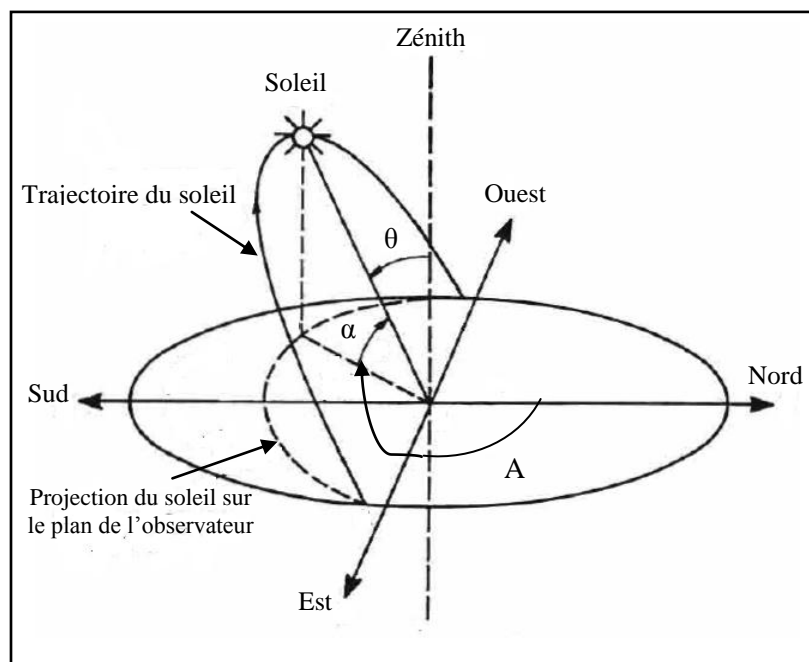


Fig. II.34. L'angle d'élevation et d'azimut du soleil [53].

L'angle du lever du soleil est l'angle entre le méridien du nord et le méridien dont le plan contient le soleil au moment du lever du soleil. Il est donné par l'équation suivante [54]:

$$\omega_s = -\arccos(-\tan(\delta) \times \tan(\varphi)) \quad (\text{II.21})$$

Cette formule est utilisée pour déterminer le temps du lever et du coucher du soleil d'un endroit de latitude φ et pour une déclinaison solaire δ .

La durée d'ensoleillement par jour est un facteur très important pour la production de l'énergie électrique par conversion photovoltaïque. L'équation (II.10) nous permet de calculer l'angle du lever et du coucher du soleil, et par conséquent la longueur de journée. L'équation suivante exprime la durée d'ensoleillement L_j d'un jour du rang N de l'année et d'un lieu de latitude φ [53]:

$$L_j = 2 \times \frac{\omega_s}{15} \quad (\text{II.22})$$

La longueur de la journée en fonction du rang du jour de l'année pour la ville de Constantine est montrée par la figure suivante:

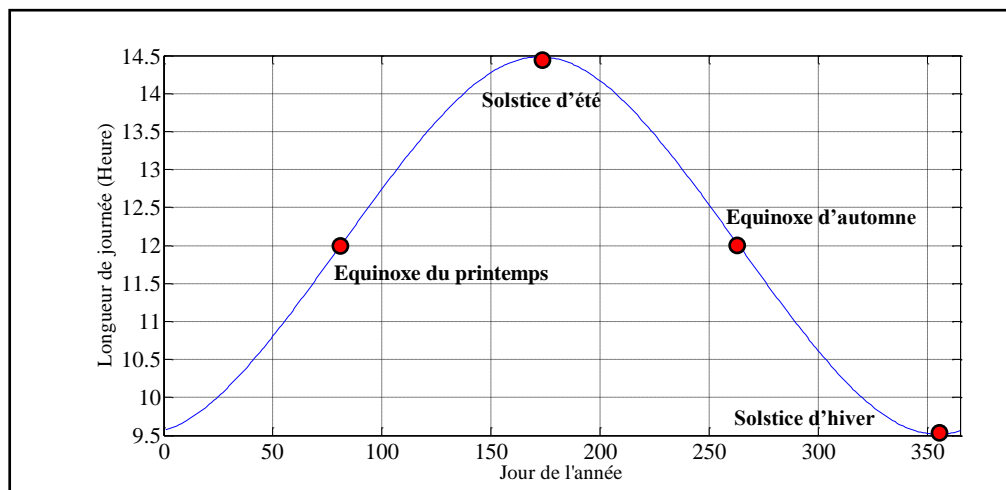


Fig. II.35. Longueur de la journée de la ville de Constantine en fonction du rang du jour de l'année.

II.4 Le rayonnement solaire

L'énergie lumineuse émise par la surface du soleil se propage dans l'espace à la vitesse de la lumière sous forme d'onde électromagnétique. Dans cette partie nous allons faire le point sur le rayonnement solaire hors atmosphère (dans l'espace) et le rayonnement solaire terrestre (celui qui atteint la surface de la terre) ainsi que la quantification de l'atténuation du rayonnement à la surface de la terre.

II.4.1 Le rayonnement solaire extraterrestre

Le rayonnement solaire extraterrestre est très important pour l'utilisation spatiale comme la production de l'énergie électrique pour les satellites. L'intensité de la radiation solaire dans l'espace libre à une distance moyenne du soleil appelée constante solaire I_{CS} est d'environ 1353 W/m^2 . Comme nous l'avons vu plus haut, la distance entre la terre et le soleil varie mais cela affecte peu la quantité d'énergie susmentionnée [31].

L'irradiance extraterrestre I_{C0} d'un rayonnement solaire reçue perpendiculairement à une surface est donnée par la formule suivante [53]:

$$I_{C0} = I_{CS} \times E_0 \quad (\text{II.23})$$

Avec E_0 est le facteur de correction d'excentricité de l'orbite terrestre (Equation II.2).

II.4.2 Le rayonnement solaire terrestre

Le rayonnement solaire est atténué lorsqu'il passe à travers l'atmosphère terrestre pour atteindre la surface de la terre, cela est dû principalement aux phénomènes d'absorption et de diffusion. Les molécules d'air absorbent le rayonnement solaire à des longueurs d'onde sélectives, les plus importants absorbeurs sont l'ozone, le dioxyde de carbone, l'oxygène, le dioxyde de nitrogène, le nitrogène et la vapeur d'eau [50].

L'absorption des longueurs d'ondes du domaine infrarouge est due à la vapeur d'eau et le dioxyde de carbone. Une partie des rayons dans le domaine du visible et de l'ultraviolet du spectre solaire est absorbée par la couche d'ozone. Le phénomène de diffusion est dû aux aérosols, aux nuages et à divers types de poussières en suspension dans l'atmosphère [31].

Cela nous conduit vers la distinction des trois différents types du rayonnement solaire atteignant la surface de la terre [56, 57]:

- le rayonnement direct est celui qui atteint la surface de la terre en ligne droite avec le soleil, sans être diffusé.
- le rayonnement diffus est celui qui atteint la surface de la terre après avoir été diffusé par les molécules de l'atmosphère ou les nuages.
- l'albédo est le rayonnement solaire réfléchi par la surface du sol de l'observation.

La figure suivante montre les différentes composantes du rayonnement solaire.

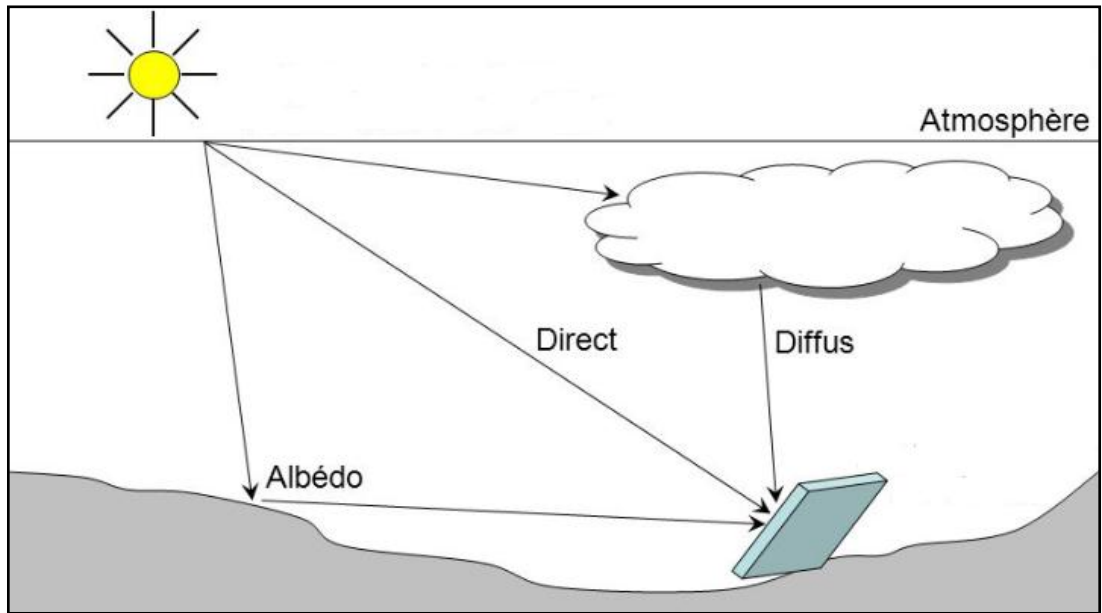


Fig. II.36. Composantes du rayonnement solaire.

II.4.3 La masse d'air AM

L'intensité lumineuse du rayonnement solaire capté à la surface de la terre est différente de la constante solaire, car elle subit une atténuation en traversant l'atmosphère terrestre. Cela revient au fait que le spectre ainsi que l'intensité du rayonnement dépend de la composition de l'atmosphère, des particules qui absorbent ou diffusent la lumière [48].

L'atténuation causée par l'influence de l'atmosphère terrestre sur la lumière du soleil est quantifiée par ce qu'on appelle la masse d'air AM. Suivant la position du soleil, la trajectoire que fait la lumière pour atteindre la surface de la terre à travers l'atmosphère est plus ou moins longue comme le montre la figure qui suit [48].

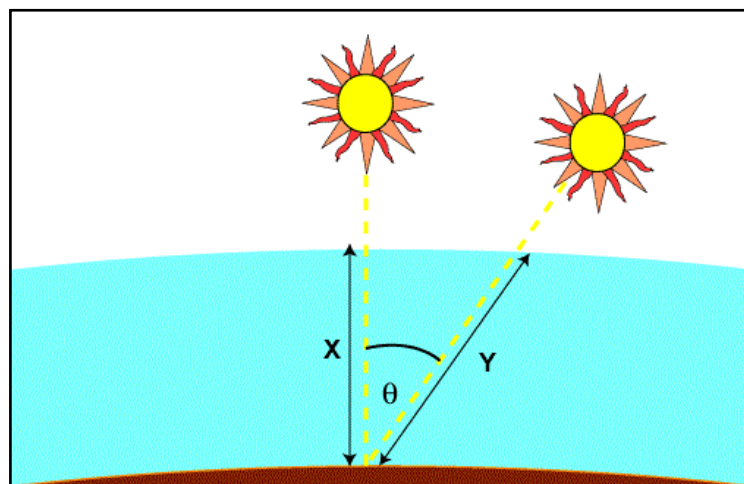


Fig. II.37. Représentation de la distance parcourue par la lumière à l'intérieur de l'atmosphère [48].

Elle est définie comme le rapport entre l'épaisseur de l'atmosphère Y traversée par le rayonnement solaire direct pour atteindre le sol et l'épaisseur traversée par la lumière X lorsque le soleil est au zénith comme montré par la figure II.10 [48].

$$AM = \frac{Y}{X} = \frac{1}{\cos(\theta)} \quad (\text{II.24})$$

Avec θ l'angle zénithal.

La distance la plus longue parcourue par le rayonnement solaire à travers l'atmosphère pour atteindre le sol du lieu de l'observateur est celle au moment du lever et du coucher du soleil. à cet instant, l'angle θ sera égal à 90° et en se référant à l'équation ci-dessus, la masse d'air sera donc infini. Sans oublier la courbure de l'atmosphère, ce qui influence le calcul lorsque le soleil est proche de l'horizon [48].

Pour remédier à la divergence de la masse d'air au début et en fin de journée, nous utilisons la formule suivante [50]:

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta) + 0.50572 \times (96.07995 - \theta)^{-1.6364}} \quad (\text{II.25})$$

Des spectres de références AMX ont été proposés afin d'étudier la puissance délivrée par les cellules photovoltaïques, nous prenons comme exemples [31]:

- Le spectre AM0 représente le spectre solaire hors atmosphère avec une puissance incidente égale à la constante solaire.
- Le spectre AM1 représente le spectre solaire à la surface de la terre lorsque le soleil est au zénith avec une puissance incidente égale à 925 W/m^2 .
- Le spectre AM2 représente le spectre solaire à la surface de la terre lorsque $\theta = 60^\circ$ avec une puissance incidente égale à 691 W/m^2 .

L'intensité lumineuse de la composante directe du rayonnement solaire peut être calculée en fonction de la masse d'air par la formule déterminée expérimentalement suivante [48]:

$$I_{lum} = 1.353 \times 0.7^{AM^{0.678}} \quad (\text{II.26})$$

Avec I_{lum} l'intensité lumineuse mesurée en kW/m^2 d'un rayonnement solaire perpendiculaire à un plan, 1.353 la constante solaire, le nombre 0.7 découle du fait que 70% du rayonnement atteignant l'atmosphère est transmis à la surface de la terre, AM est la masse d'air et le nombre 0.678 est un ajustement empirique qui prend en considération les non-uniformités des différentes couches de l'atmosphère [48].

Même si le ciel est dégagé, le rayonnement diffus est de 10 % de la composante directe du rayonnement solaire atteignant la surface de la terre. On peut donc déduire l'éclairement global I_G d'un rayonnement perpendiculaire à la surface d'un panneau photovoltaïque durant une journée dégagée [48]:

$$I_G = 1.1 \times I_{lum} \quad (\text{II.27})$$

Il est à noter que la lumière que nous voyons chaque jour ne représente qu'une fraction de l'énergie totale émise par le soleil comme nous pouvons le constater sur la figure suivante:

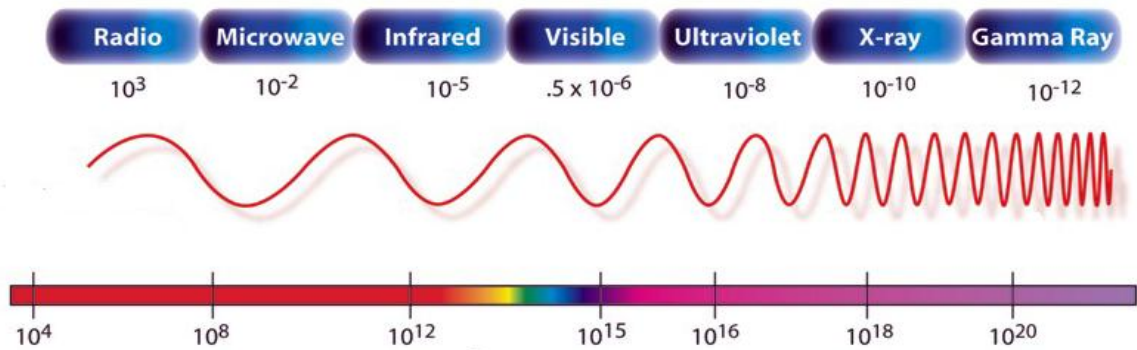


Fig. II.38. Représentation du spectre électromagnétique [58].

Le spectre électromagnétique décrit la lumière comme étant une onde qui a une longueur d'onde particulière à la quelle est associée une énergie calculée par la formule (I.1), cette description nous mène vers la signification de l'irradiance spectrale qui est la manière de caractérisation la plus courante d'une source lumineuse, car elle donne la densité de puissance à une longueur d'onde particulière [59].

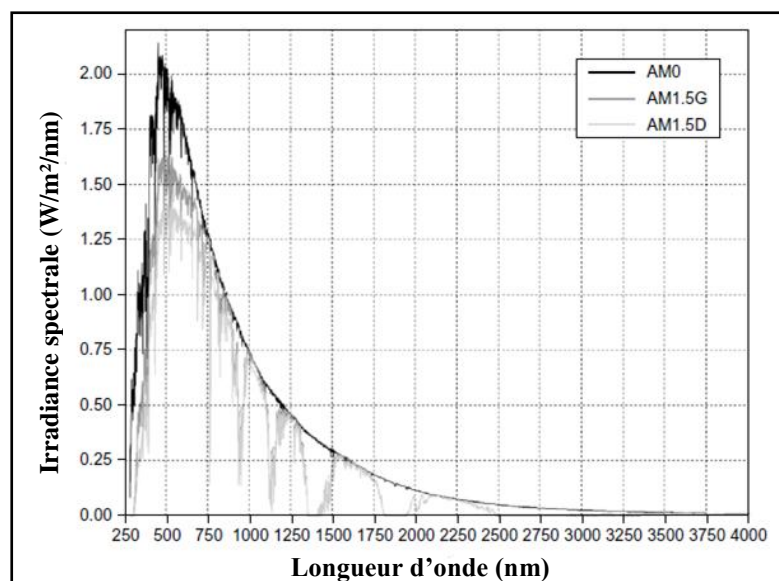


Fig. II.39. Représentation graphique des spectres AM0, AM1.5G et AM1.5D [59].

II.5 Le système suiveur solaire

La conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par le biais des panneaux photovoltaïques ne dépend pas que de la technologie des cellules solaires assemblées mais aussi de l'angle d'incidence du rayonnement solaire. Dans le but de pointer les modules photovoltaïques en permanence dans une position perpendiculaire au flux lumineux, des systèmes suiveur du soleil ont été implémentés.

Après avoir présenté un bref aperçu de la source d'énergie de la conversion photovoltaïque et les différents angles d'incidence sur la surface de la terre, nous allons exposer dans cette partie du chapitre le rôle du système suiveur du soleil pour optimiser le rendement des générateurs photovoltaïques ainsi que quelques modèles existants dans la littérature.

II.5.1 Historique et principe

Le suiveur solaire est un dispositif d'une structure généralement électromécanique qui permet de traquer le soleil durant la journée tout au long de l'année lors des différents changements des angles du zénith et d'azimut. Dans le domaine des énergies renouvelables, il est sollicité par les installations utilisant le soleil comme source d'énergie [60].

Comme nous l'avons déjà mentionné, la conversion photovoltaïque est influencée par les différents types de rayonnement ainsi que leurs angles d'incidence, et donc la conversion sera optimale lorsque les rayons sont perpendiculaires aux panneaux. Le rôle du système suiveur solaire commandé par un microcontrôleur ou microprocesseur et/ou assisté par un PC dans ce cas là est de porter un ou plusieurs panneaux photovoltaïques et les orienter de telle manière à ce que l'angle d'incidence du flux lumineux forme un angle de 90° avec la surface des modules qu'il porte comme montré sur la figure suivante:

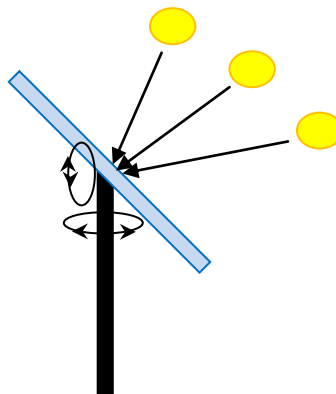


Fig. II.40. Angles d'incidence du rayonnement solaire sur un panneau photovoltaïque.

Pour la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par voie thermique, les centrales solaires à concentration utilisent les systèmes suiveurs du soleil pour porter les collecteurs à concentration pour ainsi optimiser la collecte du rayonnement solaire pour le chauffage du liquide caloporteur [61].

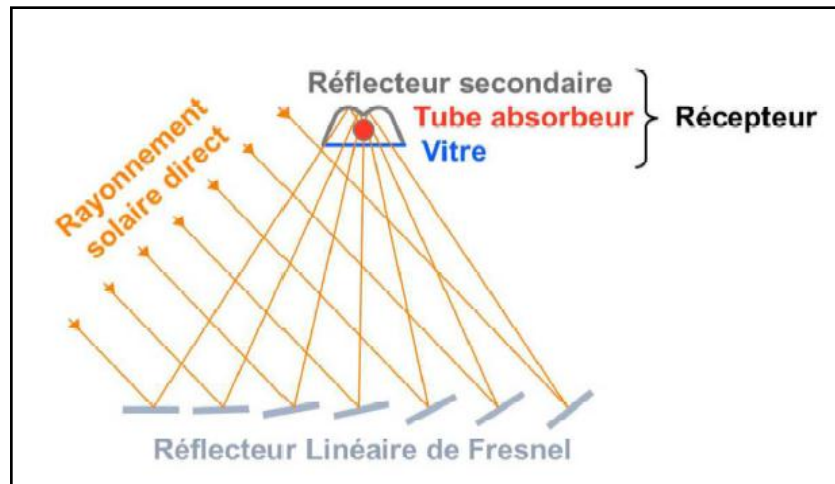


Fig. II.41. Exemple de l'utilisation du suiveur solaire dans les centrales solaires à concentration [61].

Les premières utilisations des systèmes suiveur solaire remontent aux années 1700 où le physicien inventeur Daniel Gabriel Fahrenheit inventa l'héliostat qui est un dispositif qui porte un miroir plan commandé par une horloge qui le déplace suivant des conditions calculées pour que le rayon réfléchi reste toujours immobile [62]. La figure suivante montre un prototype de l'héliostat:



Fig. II.42. Un exemple de l'héliostat.

Le principe de fonctionnement de l'héliostat a inspiré les chercheurs pour l'utiliser dans la génération de l'énergie électrique par voie thermodynamique et nous pouvons mentionner comme

exemples la centrale solaire Thémis en France, la centrale solaire PS 10 en Espagne et la centrale solaire de la Californie.

La première utilisation du suiveur solaire dans le domaine photovoltaïque date de 1962 où Finster C a introduit un système suiveur complètement mécanique. En 1963, Saavedra A.S a présenté un système avec un mécanisme de contrôle électronique automatique qui a été utilisé pour orienter un pyréliomètre d'Eplley [63].

II.5.2 Catégorisation des différents types de suiveur solaire

Le suiveur solaire est nécessaire pour collecter en permanence le maximum de l'énergie solaire incidente à la surface des panneaux photovoltaïques portés par le suiveur. La précision et la stabilité sont deux des paramètres capitaux dans la conception des traqueurs.

Afin d'améliorer ces deux paramètres pour mieux traquer le soleil, divers options de contrôle peuvent être envisagés, notamment des systèmes de suivi en boucle ouverte, des systèmes de contrôle en boucle fermée et dans certains cas, un système de contrôle intégré ou hybride associant des configurations de contrôle en boucle ouverte et fermée [60].

Nous présentons dans le tableau suivant la classification des différentes stratégies et exemples des méthodes de suivi du soleil:

	Traqueur passif	Traqueur actif
Traqueur en boucle ouverte.	Mécanisme en mécanique.	Algorithmes des coordonnées solaires à base de microprocesseur.
Traqueur en boucle fermée.	Utilisation des vérins à dilatation thermique.	Utilisation des capteurs optiques.

Tab. II.3. Exemples des différentes méthodes de suivi du soleil [64].

En 2004, Clifford M.J et Eastwood D ont examiné plusieurs types de suiveurs solaires commerciaux afin de différencier entre ceux qui utilisent des vérins à alimentation active et ceux avec une alimentation passive. La première catégorie comprend les suiveurs commandés par des moteurs électriques ou des systèmes hydrauliques nécessitent une source d'alimentation externe. La deuxième catégorie est commandée par des dispositifs fonctionnant avec une énergie potentielle cinétique (ressorts ou poids) ou en se basant sur le principe de la dilatation thermique de matériaux chauffés par le soleil [65].

En 2007, F.R. Rubio et al ont catégorisé les systèmes suiveurs solaires par leurs mécanismes de contrôle comme suit [66]:

- Traqueurs passifs.

- Traqueurs actifs utilisant les capteurs optiques.
- Traqueurs commandés par Microprocesseur utilisant les coordonnées géo-solaire.

II.5.3 Types de suiveurs suivant les méthodes de suivi

La commande d'un suiveur solaire consiste essentiellement à traquer parfaitement le soleil dans le but d'optimiser la production en générant la trajectoire à suivre. Dans la bibliographie, nous trouvons que beaucoup de recherches sur les méthodes de commande et de contrôle des suiveurs ont été menés pour minimiser la consommation en énergie et accroître leurs précisions et robustesses. Nous allons distinguer dans ce qui suit les grandes méthodes de suivi du soleil.

I.3.2.3 Traqueur passif

Le traqueur solaire passif est un système de nature mécanique et ne nécessite pas des capteurs électroniques ni de vérins électriques pour fonctionner. Son principe de fonctionnement est plus simple par rapport au traqueur actif car il est basé sur la dilatation thermique des matériaux. Généralement un fluide que se soit sous forme gazeuse ou liquide est déployé dans deux réservoirs partiellement couverts par rapport au rayonnement solaire et installés l'un en face de l'autre avec la même distance par rapport à l'axe de rotation comme le montre la figure suivante [67].

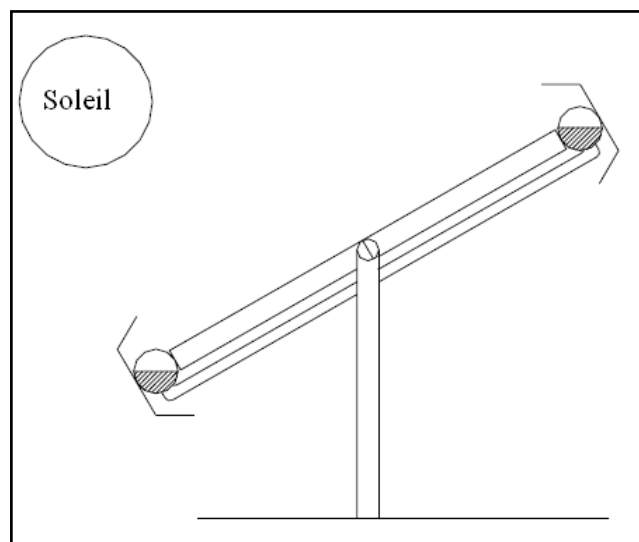


Fig. II.43. Un traqueur solaire Passif [65].

Les deux réservoirs sont connectés par une connexion qui transporte le fluide condensé d'un côté à un autre. Lorsque le panneau photovoltaïque n'est pas perpendiculaire au rayonnement solaire, il y a une surchauffe du fluide du réservoir le plus éclairé, ce qui entraîne une création d'une différence de pression qui permet au fluide de passer vers l'autre côté et par conséquent le suiveur solaire suivra le mouvement [65].

Clifford. M.J et al ont comparé les résultats d'un système modélisé par un computer et les résultats expérimentaux et ont remarqué leurs grandes similarités, le suiveur solaire réalisé, a amélioré le rendement du panneau photovoltaïque par un taux qui dépasse les 23% [65].

En 1994, Poulek. V développa un système suiveur solaire en utilisant des vérins de type SMA. Ces vérins ont la caractéristique de déformation pour des températures relativement basses (inférieur à 70°) et retrouvent leur forme initiale lorsqu'ils sont chauffés au dessus d'une certaine température. Après des essais effectués dans le laboratoire et sur le terrain, le projet de réalisation de ce type de suiveur a été approuvé [68].

Ce mécanisme de suivi du soleil est utilisé dans les zones proches de l'équateur où la variation des angles d'incidence du rayonnement solaire est minime, et les systèmes qui ne nécessitent pas une grande précision. Comme nous l'avons déjà mentionné, ce système est basé sur le processus de dilatation thermique, ce qui le rend vulnérable aux conditions météorologiques défavorables où son efficacité sera entièrement compromise [67].



Fig. II.44. Un exemple d'un suiveur solaire passif [60].

I.3.2.4 Le suiveur solaire actif

Le traqueur solaire actif est un système électromécanique piloté par un ou plusieurs moteurs électriques avec un retour d'information obtenu à l'aide des capteurs optiques vers le microprocesseur qui porte le programme exécutable et commande le mouvement du système suiveur du soleil.

La majeure partie des suiveurs solaires actifs peut être catégorisée en quatre grands systèmes [69]:

c) Système basé sur un microprocesseur et des capteurs optiques

Dans ce type de système de contrôle et de suivi, il se produit une création de différence d'éclairage des capteurs électro-optiques telle que montré sur la figure suivante. Cette différence se traduit par une variation du courant ou de tension pour entrainer les moteurs ou les vérins électriques de l'appareil afin de l'orienter dans une position où l'intensité lumineuse reçue à la surface des capteurs est équilibrée [70, 71, 72].

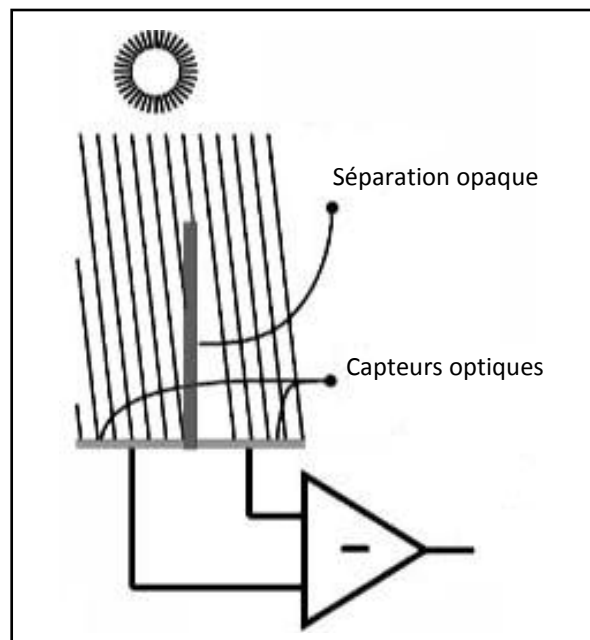


Fig. II.45. Montage des capteurs optiques avec une séparation opaque [73].

Afin d'augmenter leurs sensibilité, les capteurs optiques peuvent être montés sur des surfaces inclinées. Une autre solution est proposée, un tube collimateur est utilisé comme un dispositif d'ombrage pour empêcher la pénétration du rayonnement diffus dans le capteur.

La figure suivante montre les deux méthodes que nous venons d'expliquer [73]:

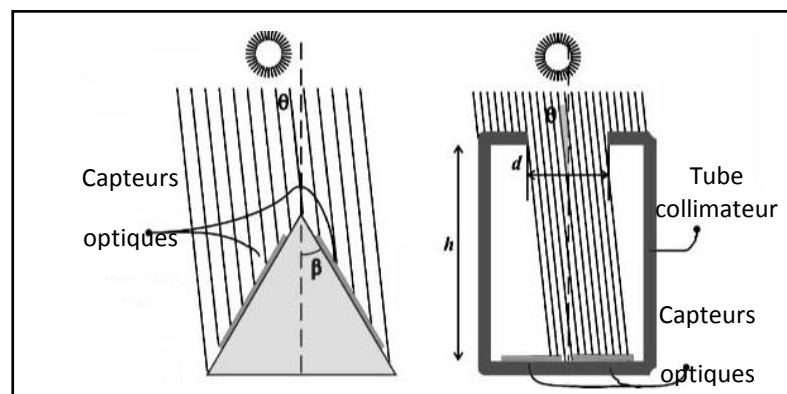


Fig. II.46. Différents types de montage des capteurs optiques [73].

d) Système basé sur une cellule solaire auxiliaire bifaciale

Le principe de ce type de système de suivi est basé sur deux cellules auxiliaires antiparallèles d'une surface qui représente environ 1% des panneaux mobiles, ces deux cellules sont fixées dans une position perpendiculaire aux panneaux photovoltaïques mobiles qui jouent le rôle de détection et de pilotage d'un moteur à courant continu avec une transmission de verrouillage automatique [74].

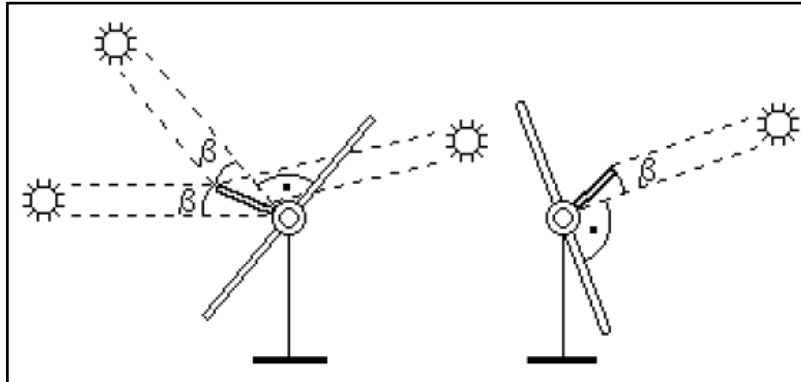


Fig. II.47. Traqueur solaire basé sur une cellule solaire bifaciale [74].

Lorsque le soleil se déplace dans le ciel, l'angle β formé par le rayonnement solaire avec les cellules de pilotage augmente jusqu'à ce que la puissance aux bornes du moteur à courant continu soit suffisamment élevée pour le faire tourner et déplacer les panneaux photovoltaïques. Le mouvement de rotation provoque la diminution de l'angle β et par conséquent la puissance du moteur à courant continu diminue jusqu'à ce qu'elle soit inférieure à ce qui est nécessaire pour le faire tourner [74].

La figure suivante nous montre le schéma de raccordement du moteur à courant continu avec les deux cellules antiparallèles.

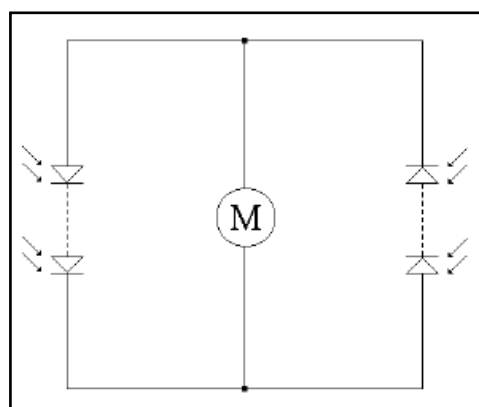


Fig. II.48. Schéma de câblage du moteur [74].

Le suiveur solaire traque le soleil durant la journée avec une précision suffisante de $\pm 5^\circ$, avec une collecte d'environ 95% de l'énergie collectée par un suiveur idéal [75].

Une cellule auxiliaire supplémentaire est montée sur le système suiveur permet de renverser le suiveur pour le jour suivant [75].

Ce type de suiveur est fiable et utilisé dans des applications spatiales et terrestres, il n'est pas cher car les composantes chères telles que les batteries sont éliminées, et peut fonctionner à des températures avoisinant les -40° avec un temps de retour en arrière pour la prochaine opération de suivi de quelques minutes, alors que pour les suiveurs passifs et à une température si basse, cela prend plus d'une heure [74].

La figure suivante montre deux exemples de ce type de suiveur, le premier monté sur un axe incliner et le deuxième sur un axe vertical.

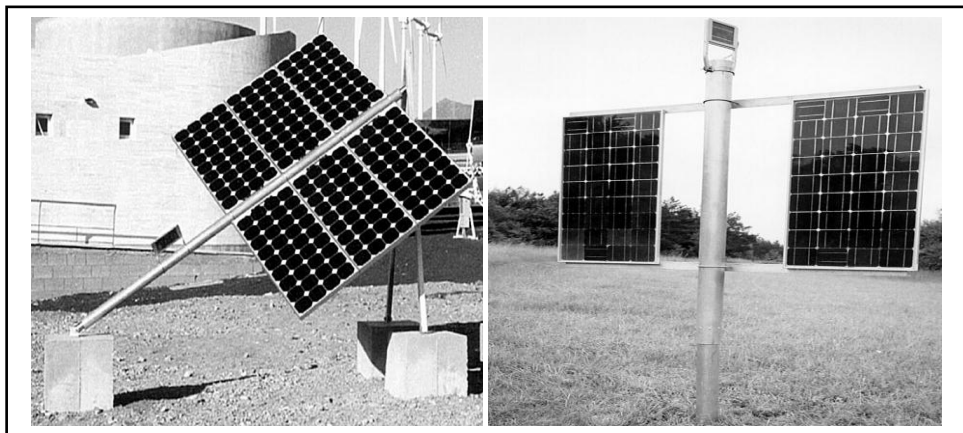


Fig. II.49. Exemple des suiveurs solaires basé sur une cellule auxiliaire [75].

e) Système basé sur la date et l'heure

Dans ce système, un ordinateur, un microprocesseur ou un microcontrôleur calcule la position du soleil dans le ciel en utilisant des équations géo-solaires en se basant sur la date, le temps et la position géographique du lieu (la longitude et la latitude) pour contrôler les circuits de commande des moteurs électriques [76].

Nous pouvons citer comme exemple le système suiveur du soleil conçu par Canada. J et al pour la mesure de l'irradiance du spectre lumineux direct avec une probabilité d'erreur de 2° . Le système conçu d'un coût relativement bas leur a permis d'effectuer des mesures durant une semaine sans avoir l'obligation d'être présent pour le superviser ou pour le repositionner pour la prochaine journée de mesure [76].

Le suiveur réalisé avait deux axes de rotation (azimut et zénith) commandé par des moteurs pas à pas avec un réducteur de vitesse pour ajuster le pas nécessaire. La commande des moteurs passe par une carte de puissance commandée par le PC qui contient le programme (écrit en langage C++) à exécuter et enregistre les mesures à effectuer [76].

La figure suivante montre le suiveur solaire réalisé [76].



Fig. II.50. Le suiveur solaire conçu par Canada et al.

f) Système basé sur la combinaison entre les capteurs et l’algorithme date/temps

Pour plus de fiabilité et pour garder les panneaux photovoltaïques pointés vers le soleil, les chercheurs n’ont cessé de développer des systèmes suiveurs du soleil robustes et précis. Tout type de système a des lacunes, c’est pourquoi quelques chercheurs développent de nouveaux systèmes ou se tournent vers la combinaison entre ceux déjà existants pour optimiser le processus de suivi.

L’un des exemples du système hybride est celui proposé par Rubio. F et al en 2007, car il a choisi de combiner entre deux méthodes, la première en boucle ouverte basée sur les équations qui décrivent le mouvement du soleil dans le ciel, et la deuxième en boucle fermée en utilisant des capteurs pour orienter les panneaux dans une position perpendiculaire au rayonnement solaire. Un contrôleur proportionnel intégral PI a été mis en place pour le contrôle de chaque méthode et la correction pour le jour suivant. Cette méthode a permis un suivi de près de l’évolution réelle du soleil sur le zénith et l’azimut par rapport aux équations géo-solaires [66].



Fig. II.51. Le suiveur solaire hybride proposé par Rubio en 2007 [66].

Il a été conclu que cette méthode a augmenté le rendement de conversion d'environ 55% par rapport à un système en boucle ouverte [66].

Un autre système hybride à deux axes de rotation conçu par Bakos. GC en 2006 basé sur le système de suivi par capteurs et par programmation des équations astronomiques en langage C++. Ce système a donné des résultats satisfaisants, car le rendement de conversion a augmenté d'environ 46.46% par rapport à un panneau fixe orienté vers le sud et incliné d'un angle de 40° [77].

II.5.4 Types de suiveurs suivant les degrés de libertés

Dans la partie précédente, nous avons présenté brièvement les différents types de suiveurs solaires en fonction de leurs stratégies de suivi. Dans cette partie, nous présentons une deuxième méthode de classification qui se base sur les degrés de liberté du mouvement du suiveur solaire.

I.3.2.1 Suiveur solaire à un seul axe

Ce type de suiveur solaire à un seul de degré de liberté, c'est-à-dire le mouvement du panneau sera suivant un seul axe de rotation : soit il suit le mouvement du soleil sur l'axe du zénith (axe horizontal) soit sur l'axe de l'azimut (axe vertical).

Les suiveurs solaires à axe horizontal sont utilisés dans les zones proches de l'équateur où le soleil monte haut dans le ciel [78].

Les suiveurs solaires à axe vertical ou incliné d'un angle égal à l'angle d'inclinaison annuel optimal du lieu [79] sont souvent utilisés. Dans les zones proches des pôles nord et sud où l'élévation du soleil n'est pas assez importante et les journées sont longues. Ce type de suiveur est couramment sollicité [80].

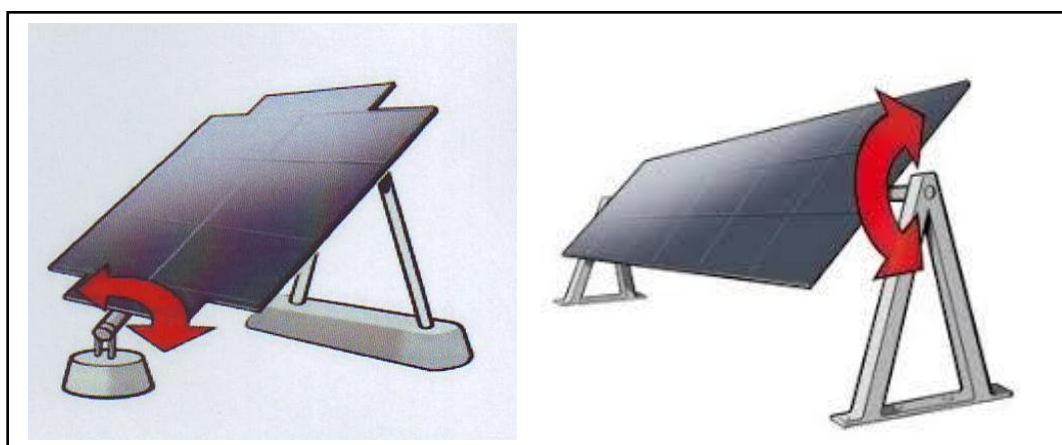


Fig. II.52. Exemples de suiveurs à un seul axe de rotation incliné et horizontal.

I.3.2.2 Suiveur solaire à deux axes

Ces suiveurs solaires ont deux axes de rotation pour un rendement de conversion photovoltaïque meilleur, car pour un suiveur parfait le rayonnement solaire sera perpendiculaire au panneau tout au long de la journée à cause de la rotation faite par le suiveur en suivant le mouvement du soleil sur ces deux angles. Le mouvement est assuré par deux moteurs électriques qui commandent l'orientation sur l'axe d'élévation et l'axe de l'azimut [81, 82, 83].

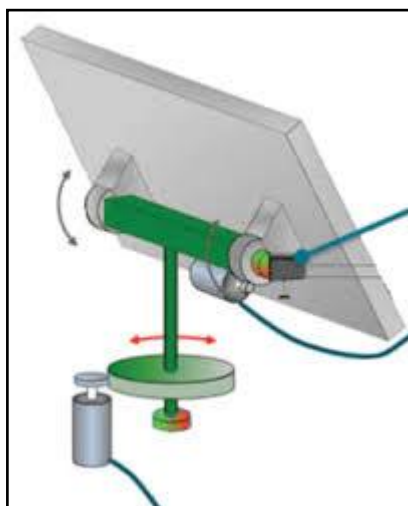


Fig. II.53. Exemple d'un suiveur solaire à deux axes.

II.5.5 Rendement des suiveurs solaires

Les cellules solaires sont utilisées pour convertir l'énergie lumineuse en énergie électrique et leur rendement sera optimal lorsqu'elles sont perpendiculaires au rayonnement solaire d'où intervient l'importance de l'utilisation d'un suiveur solaire.

Comme nous l'avons déjà expliqué, c'est un dispositif qui sert à orienter les panneaux vers le soleil pour collecter la majeure partie de l'éclairement. Les recherches effectuées dans ce domaine ont démontrées que son utilisation augmente considérablement la quantité d'énergie électrique produite par rapport à des panneaux photovoltaïques fixes.

Le rendement de production annuelle de l'énergie électrique augmente par un gain compris entre 15% et 45% en utilisant des systèmes suiveurs du soleil. Ce gain dépend généralement de la nature géographique du lieu et de la technologie de fabrication des panneaux utilisés [84].

La figure suivante montre un exemple de l'influence du suiveur sur le rendement du panneau mobile par rapport à panneau fixe.

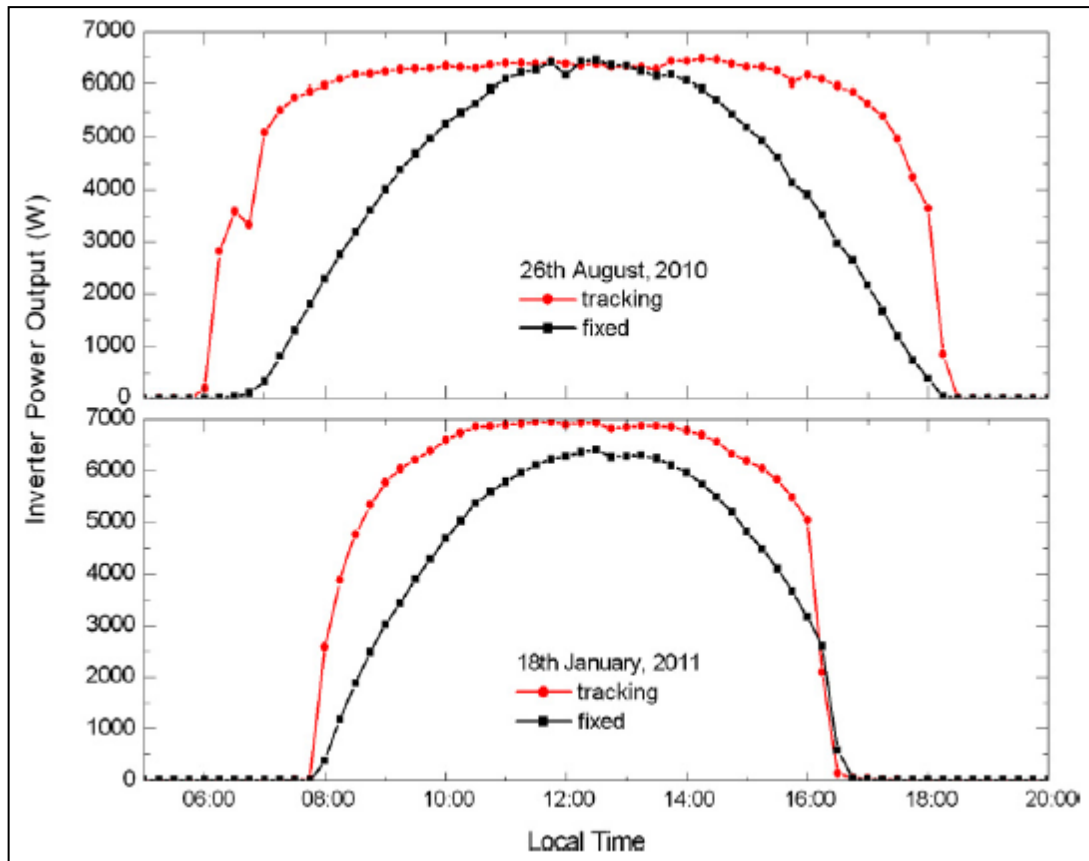


Fig. II.54. Rendement de conversion pour un panneau fixe et panneau mobile [85].

II.6 Conclusion

Durant les saisons de l'année, le mouvement de la terre affecte l'intensité de l'énergie lumineuse reçue à sa surface. Cela se reflète sur le rendement de la production de l'énergie électrique par conversion photovoltaïque. L'utilisation des suiveurs solaires n'est pas indispensable mais son intégration dans le système peut augmenter la collecte de l'énergie incidente à la surface des panneaux.

Les angles d'incidences du rayonnement solaire affectent d'une manière directe la puissance de sortie des modules photovoltaïques. Pour cela, l'étude du déplacement de la terre autour du soleil s'énonce indispensable pour la compréhension du mouvement et la trajectoire que doit suivre le traquer solaire.

Afin d'optimiser la précision des systèmes suiveurs du soleil, plusieurs types de systèmes ont été inventés. Ces systèmes se distinct par leurs degrés de liberté (un seul axe ou deux axes) de mouvement, ou par leurs stratégie de commande et de contrôle du mouvement pour garder le ou les modules qu'il porte perpendiculaire aux rayonnements solaire.

Il est à noter que la technique de suivi hybride qui combine le calcul de la position du soleil par rapport à la terre et les capteurs est la plus rentable et la plus précise. Cela revient au fait que la stratégie de suivi traque le rayonnement solaire pour différentes conditions climatiques, durant les journées ensoleillées comme pour les journées nuageuses en captant le rayonnement diffus.

L'utilisation des systèmes suiveurs du soleil augmente considérablement la puissance de sortie des modules photovoltaïques. Mais cela se traduit par un coût encore plus élevé représenté par la conception de la structure mécanique qui porte les modules, ainsi que les différents organes de commande et de contrôle du mouvement. Cela engendre un niveau d'entretien plus important et par conséquent un kWh plus élevé.

III. Technique des commandes MPPT

III.1 Introduction

Les premières utilisations de l'électricité photovoltaïque étaient destinées à des applications autonomes telles que l'alimentation des satellites de communication ou les habitations isolées. Avec le développement et la nécessité de l'utilisation de l'énergie solaire, l'amélioration du rendement de l'utilisation de ce type d'électricité est primordiale.

Comme nous allons le voir plus en détail dans les pages à venir, le module photovoltaïque, comme la cellule solaire présente une caractéristique courant en fonction de la tension $I(V)$ et puissance en fonction de la tension $P(V)$ non linéaire, et qui varient avec les différentes conditions météorologiques telles l'irradiance et la température. Donc peu de charges présentent les caractéristiques permettant une connexion directe entre le générateur et la charge. Sans oublier que les modules photovoltaïques proposent un courant continu alors que certaines charges travaillent en régime alternatif.

Afin d'extraire la puissance maximale produite et améliorer le rendement de la conversion photovoltaïque, une adaptation d'impédance entre la charge et la source d'énergie est proposée. Comme solution, un étage d'adaptation électronique de type convertisseur DC/DC est introduit et contrôlé par une commande dite recherche du point de puissance maximale pour assurer que le générateur photovoltaïque travaillent en permanence dans la partie où la puissance débitée est optimale.

Dans ce chapitre, nous allons commencer par la présentation des différents modèles de modélisation des modules cités dans la littérature ainsi que le modèle choisi pour la simulation des résultats de ce travail. Nous abordons ensuite le dispositif électronique DC/DC qui joue le rôle d'adaptateur entre la charge et la source. Puis nous présentons les différentes méthodes ainsi que les algorithmes de la recherche du point de puissance maximale.

III.2 Modélisation du module photovoltaïque

Le module photovoltaïque représente l'unité fondamentale de la production de l'énergie électrique photovoltaïque. Pour étudier et visualiser les paramètres de sortie des modules en fonction de l'influence de l'éclairement solaire et la température ainsi que la charge reliée, il est

nécessaire de les modéliser sous différents modèles mathématiques équivalents implémentés dans une plateforme de simulation sur un micro-ordinateur.

La communauté scientifique nous propose plusieurs modèles mathématiques qui décrivent le comportement des cellules solaires ainsi que les modules photovoltaïques. Nous allons présenter dans la partie qui suit les modèles les plus sollicités dans ce domaine [86, 87, 88].

III.2.1 Cellule solaire idéale

Le circuit électrique équivalent le plus simple est celui d'une cellule solaire idéale. Il est représenté par un générateur de courant qui produit le photo-courant sous l'influence de l'irradiance G , et une diode connectée en parallèle qui caractérise le courant inverse dans la cellule solaire [89].

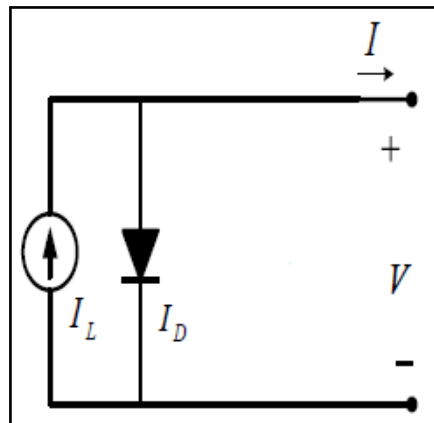


Fig. III.55. Circuit équivalent d'une cellule solaire idéale [89].

L'équation obtenue des lois de Kirchoff du circuit équivalent est donnée comme suit:

$$I_{pv} = I_L - I_D \quad (\text{III.28})$$

Avec I_L est le photo-courant et I_D le courant de la diode:

III.2.2 Modèle avec des pertes ohmique

Pour obtenir une meilleure représentation du comportement électrique du module photovoltaïque, les pertes dues à la résistivité des matériaux ainsi que ceux au niveau des contacts sont représentées par une résistance série [90].

L'équation principale qui décrit ce modèle est identique à l'équation (III-1) avec:

$$I_L = \frac{G}{G_{ref}} [I_{scr} + \mu(T - T_r)] \quad (\text{III.29})$$

$$I_D = I_S \left[\exp\left(\frac{q(V_{pv} + R_S I_{pv})}{AKT}\right) - 1 \right] \quad (\text{III.30})$$

$$\mu = \frac{I_{sc}(T_2) - I_{sc}(T_1)}{I_{sc}(T_1)} \times \frac{1}{T_2 - T_1} \quad (\text{III.31})$$

$$I_S = I_{sr} \left(\frac{T}{T_r} \right)^{\left(\frac{3}{A} \right)} \exp \left[\frac{qE_G}{AK} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right] \quad (\text{III.32})$$

$$I_{sr} = I_{scr} \exp \left(\frac{-qV_{ocr}}{AKT_r} \right) \quad (\text{III.33})$$

V_{pv} et I_{pv} : La tension de sortie du module PV [V] et le courant de sortie [A] respectivement. G et G_{ref} : l'irradiance et l'irradiance de référence [W/m^2]. I_{scr} [A] et V_{ocr} [V]: le courant de court-circuit de référence et la tension du circuit ouvert de référence respectivement. μ : Le coefficient de température du courant de court-circuit. T et T_r : la température et la température de référence en [$^{\circ}\text{K}$]. I_S : le courant de saturation de la diode. q : la charge élémentaire [$1.6 \times 10^{-19} \text{C}$]. A : le facteur d'idéalité de la diode [inclus entre 1 et 2 pour le Silicium]. E_G : le gap du Silicium [1.19eV]. K : la constante de Boltzmann [$1.381 \times 10^{-23} \text{J}^{\circ}\text{K}^{-1}$].

Plusieurs formules sont proposées pour le calcul de la résistance série, mais pour la simplification du calcul lors de la simulation, nous utilisons la formule proposée par [91]:

$$R_s < 0.1 \frac{V_{oc}}{I_{cc}} \quad (\text{III.34})$$

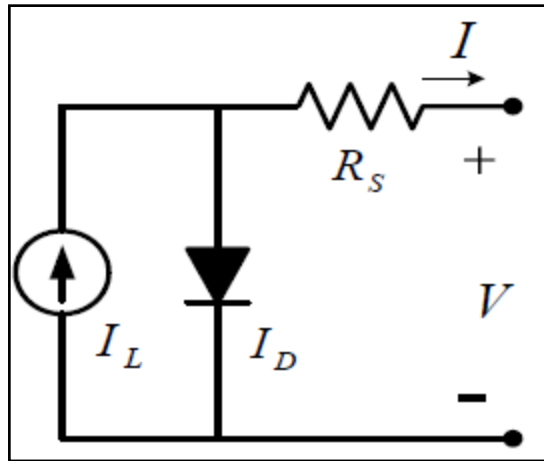


Figure III.56. Circuit équivalent du modèle à trois paramètres.

Dans notre travail, nous avons opté pour l'utilisation de ce modèle par ce qu'il caractérise le comportement non idéal des cellules solaires en plus de sa simplicité et facilité du calcul lors de la simulation. Il est parmi les modèles les plus utilisés pour l'optimisation de l'énergie débité par les modules photovoltaïques.

III.2.3 Le modèles à quatre paramètres

Le circuit équivalent de ce modèle est constitué d'un générateur de courant, d'une diode, d'une résistance série et d'une résistance shunt en parallèle [92].

D'après la loi de Kirchhoff, l'équation obtenue du circuit équivalent est donnée comme suit:

$$I_{pv} = I_L - I_D - \frac{(V_{pv} + R_S I_{pv})}{R_{SH}} \quad (\text{III.35})$$

Le circuit équivalent de ce modèle est montré sur la figure qui suit:

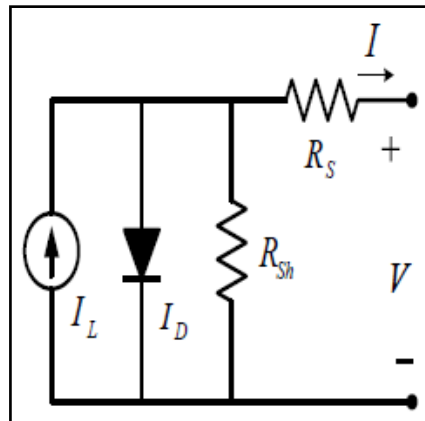


Fig. III.57. Circuit équivalent du modèle à quatre paramètres [93].

III.2.4 Modèle à cinq paramètres

Le circuit équivalent de ce modèle est constitué d'un générateur de courant, de deux diode, d'une résistance série et d'une résistance shunt en parallèle [92].

L'équation du circuit équivalent de ce modèle est donnée comme suit:

$$I_{pv} = I_L - I_{D1} - I_{D2} - \frac{(V_{pv} + R_S I_{pv})}{R_{SH}} \quad (\text{III.36})$$

Le circuit équivalent de ce modèle est représenté comme suit:

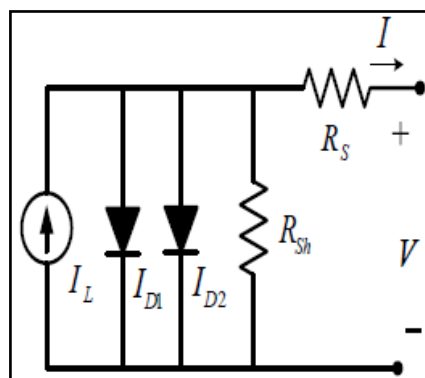


Fig. III.58. Circuit équivalent du modèle à cinq paramètres [92].

III.2.5 Le modèle utilisé

Nous avons utilisé dans cette thèse, le modèle à trois paramètres comme illustré sur la figure III.2 comportant une seule diode en parallèle avec un générateur de courant et une résistance en série R_s . Le facteur d'idéalité A de la diode est de 1.2. Les spécifications techniques fournies par le constructeur des modules utilisés sont introduites dans le Simulink du Matlab afin de les modéliser.

Les spécifications techniques aux conditions STC (1000W/m² et 25 °C) du module Canadian Solar Inc type CS4-55 utilisé sont présentées sur le tableau suivant:

Irradiance	G_{ref}	1000	W/m ²
Température	T_r	25	°C
Tension du circuit ouvert	V_{ocr}	21.6	V
Courant de court-circuit	I_{scr}	3.48	A
Tension V_m	V_m	17.2	V
Courant I_m	I_m	3.2	A
Puissance optimale P_m	P	55	W
Coefficient du courant I_{sc}	μ	- 0.047	A

Tab. III.4. Les spécifications techniques du module Canadian Solar Inc type CS4-55.

Les caractéristiques I(V) et P(V) du module utilisé et simulé par Matlab Simulink sous un éclairement de 1000 W/m² et une température égale 25°C sont présentées sur la figure suivante:

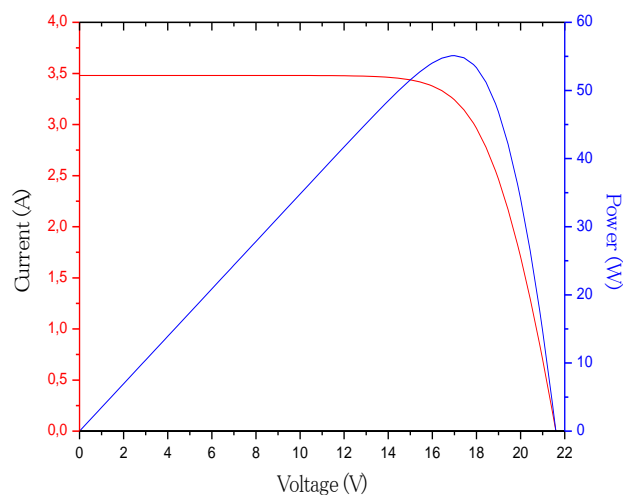


Fig. III.59. Courbes I(V) et P(V).

L'influence de l'éclairement sur la caractéristique I(V) est montrée par la figure suivante:

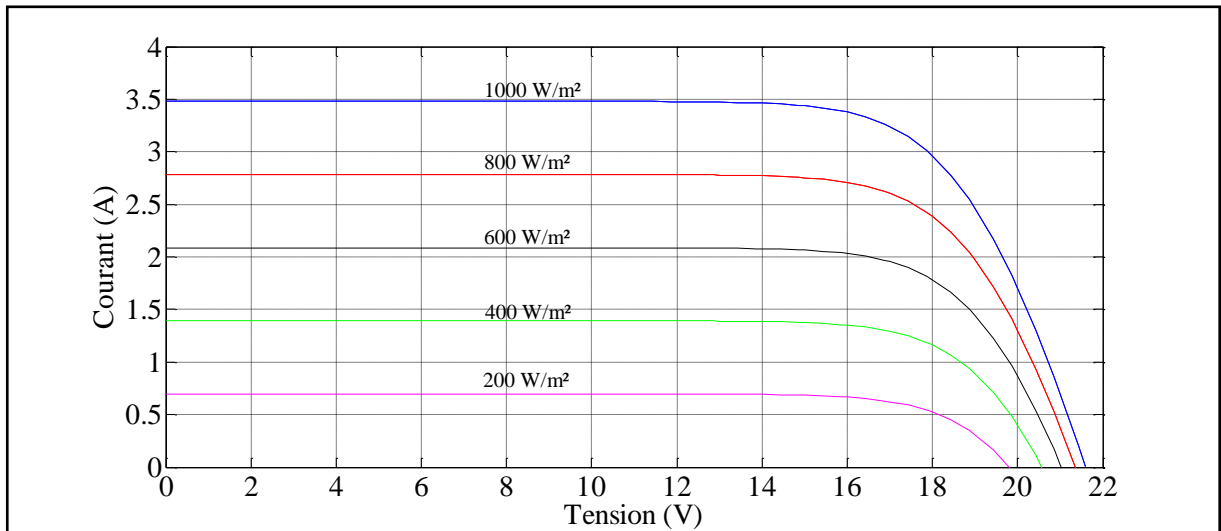


Fig. III.60. Influence de l'éclairement sur la courbe I(V).

Nous remarquons que l'éclairement influence le courant de court-circuit du module d'une manière importante. Cela va se refléter sur la puissance de sortie du module comme le montre la figure suivante.

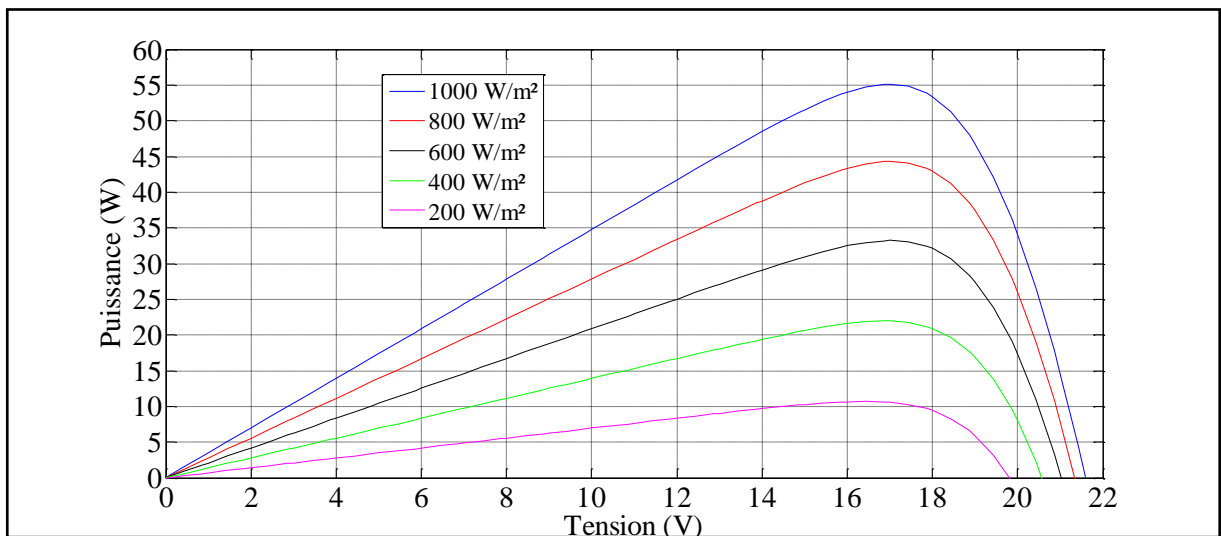


Fig. III.61. Influence de l'éclairement sur la courbe P(V).

Les courbes III.6 et III.7 montrent la nature non linéaire des caractéristiques I(V) et P(V) du module photovoltaïque, avec un point de puissance maximal qui correspond à une tension optimal V_m et un courant maximal I_m .

Le point de puissance maximal est influencé donc par les conditions météorologiques comme l'éclairement qui influence l'intensité du courant généré et la température qui influence la tension aux bornes du module. Nous allons voir dans la partie qui suit l'influence de la charge sur les paramètres de sortie du module.

III.3 Connexion Module photovoltaïque - Charge

III.3.1 Connexion directe

Une connexion directe entre le module photovoltaïque et la charge est possible lorsque cette dernière travaille en régime continu. Ce type de connexion a l'avantage d'être simple et fiable à cause de l'absence des dispositifs électroniques avec un coût moins cher.

Dans le cas d'une batterie par exemple, lorsque le module est dans l'obscurité (pas de production d'énergie électrique), le module se détériore en jouant le rôle d'un récepteur et absorbe l'énergie emmagasinée dans l'accumulateur. Pour remédier à ce problème une diode anti retour est placée en série afin d'empêcher la décharge de la batterie à travers le module [94].

Un autre phénomène peut surgir lorsque l'accumulateur est complètement chargé, l'augmentation de la tension à ces bornes au dessus d'un seuil déterminé peut provoquer sa destruction en cas d'absence de dispositif contrôleur de charge. Pour éviter cette situation, un transistor assemblé en parallèle empêche leur surcharge en coupant l'énergie fournie par le module.

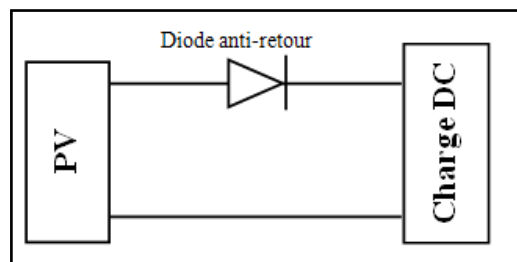


Fig. III.62. Connexion directe PV/Charge DC.

Sans oublier de mentionner que cette configuration n'assure pas non plus un transfert permanent de la quantité optimale d'énergie produite vers la charge. En effet, le point de fonctionnement (énergie fournie) par le module photovoltaïque résulte de l'intersection des caractéristiques $I(V)$ de la charge et du module photovoltaïque. Dans le cas d'une connexion directe, ce point de fonctionnement ne coïncide pas en permanence avec le point de puissance maximale du module qui correspond à la puissance optimale débitée pour une température et un éclairement donnés [94].

L'une des solutions proposées, est d'assembler des cellules solaires pour former des modules qui débitent une puissance nominale proche de celle de l'utilisation. Cette solution peut être employée dans le pompage d'eau, ou lorsque la charge est de type batterie avec des tensions proches de V_{opt} des modules [94].

Cette solution engendre des pertes qui peuvent aller de 5% jusqu'à 30% de l'énergie produite pour l'utilisation [94].

La figure suivante montre les différents points de fonctionnements en fonction des types de charge connectés ainsi que ceux des puissances optimales fournies par les modules.

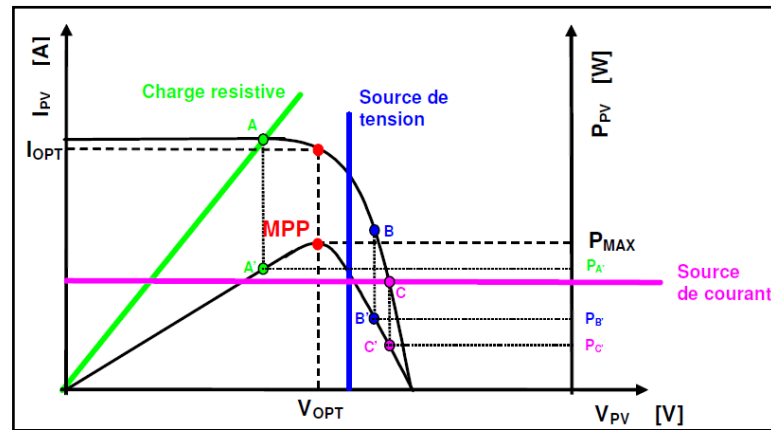


Fig. III.63. Points de fonctionnement et points de puissances optimales [95].

III.3.2 Connexion à travers un étage d'adaptation

La caractéristique $I(V)$ des modules photovoltaïques est influencée par la température, par l'éclairement et par le vieillissement du module. Et donc la connexion directe engendre beaucoup de pertes même si la charge ou l'association des modules sont choisis soigneusement. Et c'est pourquoi, introduire un étage d'adaptation entre la charge et la source est important même si le prix de l'installation de la chaîne photovoltaïque augmente, car celui de l'unité du kilowattheure diminue à cause de la quantité d'énergie récupérée par adaptation [89].

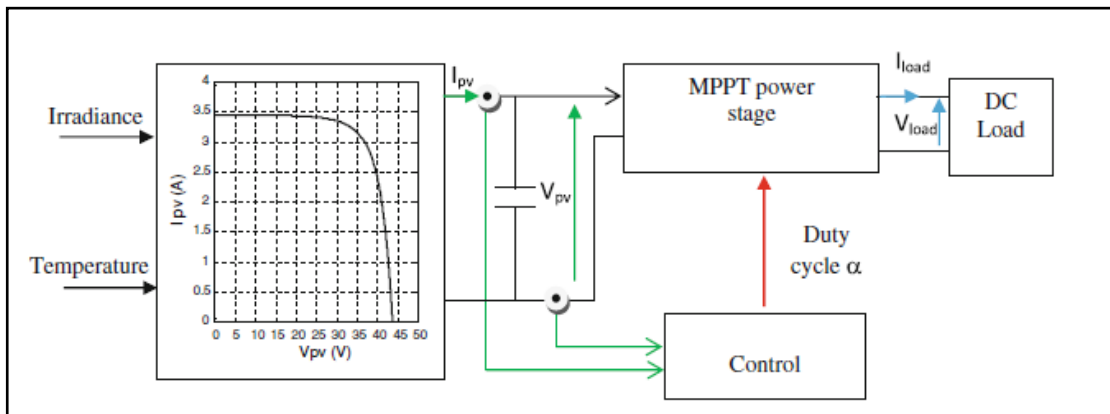


Fig. III.64. Connexion à travers un étage d'adaptation DC/DC [89].

L'utilisation d'un convertisseur DC/DC commandé par une commande MPPT oblige le module photovoltaïque à débiter sa puissance optimale, mais il ne délivre que du régime continu [4]. Pour permettre le passage vers un régime alternatif, on fait appel à des convertisseurs DC/AC qui offrent la possibilité d'une adaptation des niveaux de tension pour ainsi faire amener les modules PV à leur puissance maximale [89].

III.4 Les convertisseurs DC/DC

Connu aussi sous le nom de hacheurs, ce sont des dispositifs électroniques qui font la conversion continu/continu entre un générateur et un récepteur (tous deux à courant continu) et offrent la possibilité de la régulation de la tension appliquée sur le récepteur ou le courant qui les traverse en modifiant le rapport cyclique D [96].

D est déterminé comme étant le rapport entre le temps de conduction et la période de commutation de l'interrupteur électronique du convertisseur, il est donné comme suit [96]:

$$D = \frac{t_{on}}{T} \quad (\text{III.37})$$

Le convertisseur DC/DC peut opérer dans deux modes différents suivant le courant qui circule dans l'inductance [97]:

- Mode de conduction continue: le courant de l'inductance ne s'annule pas au cours des commutations.
- Mode de conduction discontinue: le courant de l'inductance s'annule au cours des commutations

Il est à noter que la fréquence de commutation de l'interrupteur électronique doit être suffisamment supérieure à la fréquence de résonance du circuit LC.

III.4.1 Le convertisseur abaisseur de tension

Le convertisseur abaisseur ou dévolteur est un dispositif électronique qui assure une tension à sa sortie réglable et inférieure à sa tension d'entrée comme son nom l'indique.

Sa structure se compose de deux interrupteurs qui travaillent inversement, d'un filtre inductif et d'un filtre capacitif [97] comme montré sur la figure suivante:

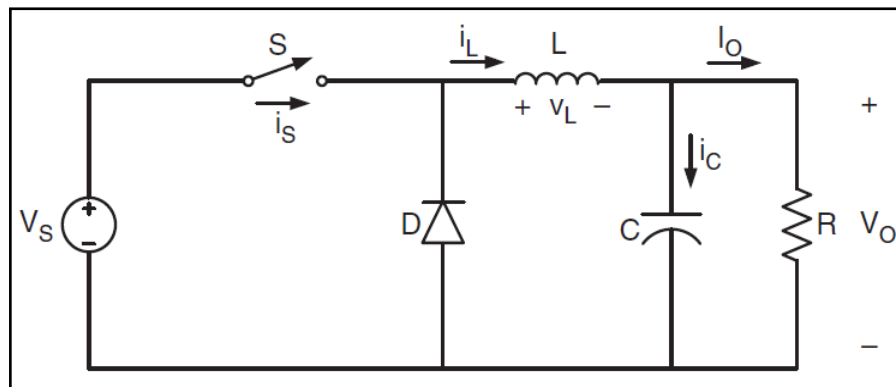


Fig. III.65. Schéma synoptique d'un convertisseur abaisseur [97].

Lorsque l'interrupteur est à l'état de conduction, cela provoque le blocage la diode D et vice versa, donc nous avons une structure qui fonctionne en commutation naturelle [97].

Le gain en courant et en tension du convertisseur dévolteur est donné comme suit:

$$V_o = D \times V_S \quad (\text{III.38})$$

$$I_o = \frac{I_S}{D} \quad (\text{III.39})$$

Avec V_S et V_o les tensions d'entrée et de sortie respectivement, I_S et I_o les courants d'entrée et de sortie respectivement et D le rapport cyclique.

La valeur minimale de l'inductance et du condensateur pour assurer le fonctionnement en mode continu du convertisseur doit être supérieure à [97]:

$$L_{\min} = \frac{(1-D)R}{2f} \quad (\text{III.40})$$

$$C_{\min} = \frac{(1-D)V_o}{8V_r L f^2} \quad (\text{III.41})$$

Avec R la charge, f la fréquence de commutation, V_r la valeur maximale tolérée de l'ondulation de la tension.

III.4.2 Le convertisseur élévateur de tension

A l'inverse de l'abaisseur, le convertisseur élévateur ou survolteur est un dispositif électronique qui permet d'obtenir une tension à sa sortie d'une valeur moyenne réglable et égale ou supérieure à sa tension d'entrée [96].

Il est aussi composé des interrupteurs électroniques et d'un filtre inductif et un autre capacitif mais sa configuration est différente comme le montre la figure suivante:

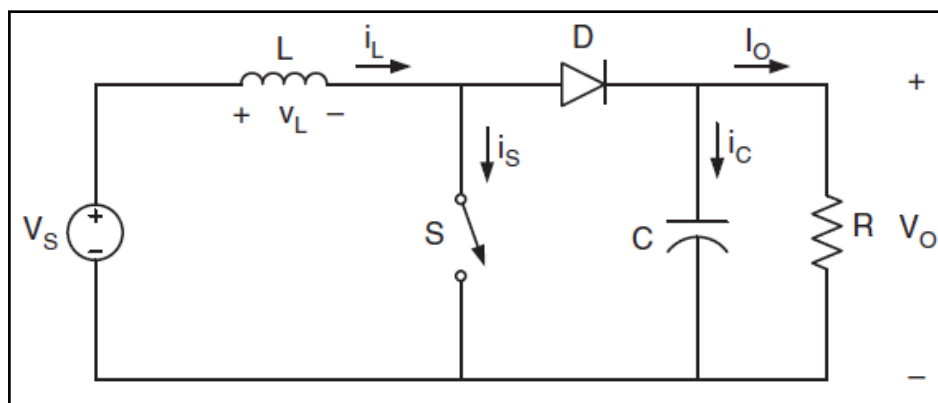


Fig. III.66. Schéma synoptique d'un convertisseur élévateur [97].

Lorsque l'interrupteur S est fermé, la diode D sera bloquée, dans ce temps là le courant augmente linéairement dans l'inductance. Une fois l'interrupteur S est ouvert (la diode D sera automatiquement passante), la puissance emmagasinée dans l'inductance sera débitée aux bornes du circuit RC [97].

Le gain en courant et en tension du convertisseur survolteur est donné par:

$$V_o = \frac{V_s}{1-D} \quad (\text{III.42})$$

$$I_o = (1-D)I_s \quad (\text{III.43})$$

Avec V_s et V_o les tensions d'entrée et de sortie respectivement, I_s et I_o les courants d'entrée et de sortie respectivement et D le rapport cyclique.

La valeur minimale de l'inductance et du condensateur pour assurer un fonctionnement en mode continu du convertisseur doit être supérieure à [97]:

$$L_{\min} = \frac{(1-D)DR}{2f} \quad (\text{III.44})$$

$$C_{\min} = \frac{DV_s}{V_r R f} \quad (\text{III.45})$$

Avec R la charge, f la fréquence de commutation, V_r la valeur maximale tolérée de l'ondulation de la tension.

III.4.3 Le convertisseur abaisseur-élévateur

Il est appelé abaisseur-élévateur pour son aptitude à délivrer une tension plus faible ou plus élevée que celle appliquée à ses bornes. Son schéma synoptique est montré par la figure qui suit [97].

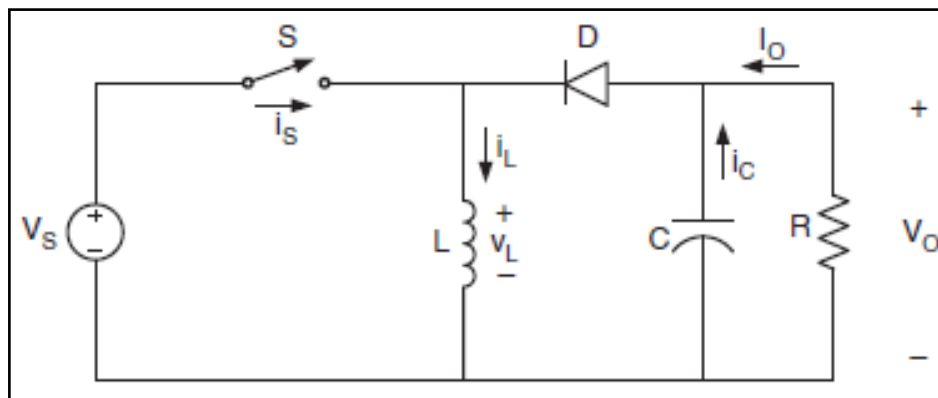


Fig. III.67. Schéma synoptique d'un convertisseur abaisseur-élévateur [97].

Le gain en courant et en tension du convertisseur survolteur est donné par [97]:

$$V_o = V_s \frac{D}{1-D} \quad (\text{III.46})$$

$$I_o = \frac{(1-D)}{D} I_s \quad (\text{III.47})$$

Avec V_s et V_o les tensions d'entrée et de sortie respectivement, I_s et I_o les courants d'entrée et de sortie respectivement et D le rapport cyclique.

La valeur minimale de l'inductance et du condensateur pour assurer le fonctionnement en mode continu du convertisseur doit être supérieure à [97]:

$$L_{\min} = \frac{(1-D)^2 R}{2f} \quad (\text{III.48})$$

$$C_{\min} = \frac{DV_s}{V_r R f} \quad (\text{III.49})$$

Avec R la charge, f la fréquence de commutation, V_r la valeur maximale tolérée de l'ondulation de la tension.

Dans notre travail, nous avons opté pour l'utilisation du convertisseur élévateur (boost) car il est souvent utilisé dans ce domaine et a démontré des résultats satisfaisants [98, 99, 100].

III.5 Méthodes de la recherche du point de puissance maximale

La conversion photovoltaïque ou l'utilisation de son énergie souffre du faible rendement des modules ainsi que le coût élevé du kWh produit. La commande de poursuite du point de puissance optimale (en anglais Maximum power point tracking ou MPPT) propose un bon rendement du transfert d'énergie vers la charge. Beaucoup de travaux scientifiques ont été développés et publiés afin de trouver la meilleure approche de poursuite, minimiser les coûts de l'implémentation des commandes et les pertes propres à chaque méthode. Ces méthodes peuvent être différenciées par rapport aux types et nombres de capteurs employés, la vitesse de convergence vers le point optimal, le coût, l'efficacité et la configuration matériel requise [101].

Dans cette partie de ce chapitre, nous allons présenter quelques méthodes qui servent à commander l'organe d'adaptation entre le module photovoltaïque et la charge. La commande de la poursuite du point de puissance maximal va permettre de réduire l'écart entre la puissance de fonctionnement et la puissance optimale que peut délivrer le module et qui varie en fonction des conditions climatiques.

Nous distinguons trois grandes méthodes de poursuite: les méthodes de poursuite indirectes, les méthodes directes et les méthodes hybrides [102].

III.5.1 Les méthodes indirectes

Dans ce type de commande, les paramètres physiques du module photovoltaïque sont utilisés pour générer le signal de commande.

I.3.2.3 La méthode basée sur la mesure du courant de court circuit

Cette méthode est basée sur une relation approximativement linéaire entre le courant de court circuit et le courant optimal qui correspond à la puissance maximale que peut délivrer le module photovoltaïque sous différentes conditions climatiques [103]. Cette relation est donnée comme suit:

$$I_{MPP} = K_1 I_{SC} \quad (\text{III.50})$$

La constante K_1 est généralement compris entre 0.78 et 0.92 de courant de court circuit et peu influencée par l'éclairement et la température [104]. La constante peut être calculée des spécifications techniques trouvées sur la datasheet fournie par le constructeur en utilisant l'équation (III.24). L'organigramme de cette méthode est présenté sur la figure suivante:

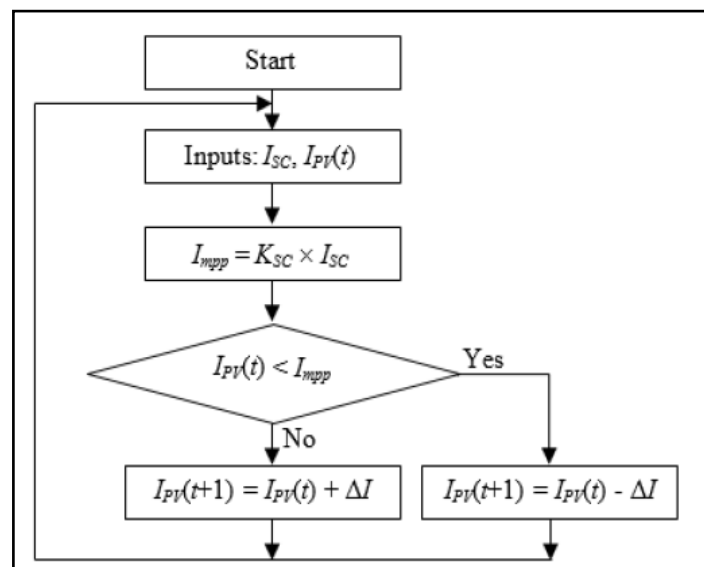


Figure III.68. Organigramme de la méthode du courant de court circuit [105].

Cette méthode est connue par sa simplicité d'implémentation pour la poursuite du point optimal. Des pertes en puissance sont enregistrées à cause des mesures périodiques du courant de court circuit [106]. Pour réduire ces pertes, une cellule pilote choisi soigneusement et placée à coté des PV est utilisée afin de déterminer le courant de court circuit du module en temps réelle et qui permettra de déterminer le courant de référence sans avoir recours à le fermé sur lui même [107].

I.3.2.4 La méthode basée sur la mesure de la tension du circuit ouvert

C'est une méthode similaire à la précédente sauf que celle-ci est basée sur la relation approximativement linéaire entre la tension du circuit ouvert et la tension optimale qui correspond à la puissance maximale que peut délivrer le module photovoltaïque sous différentes conditions climatiques [103]. Cette relation est donnée comme suit:

$$V_{MPP} = K_2 V_{OC} \quad (\text{III.51})$$

La constante K_2 est généralement comprise entre 0.71 et 0.78 de la tension du circuit ouvert et peu influencée par l'éclairement et la température [104]. La constante peut être calculée à partir des spécifications techniques trouvées sur le datasheet fourni par le constructeur en utilisant l'équation (III.24). L'organigramme de cette méthode est présenté sur la figure suivante:

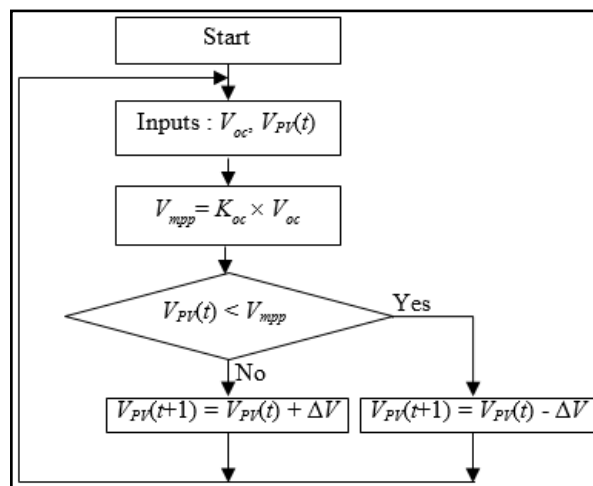


Fig. III.69. Organigramme de la méthode de la tension du circuit ouvert [105].

Cette méthode est connue par son coût faible et d'une implémentation relativement facile, par contre, elle ne poursuit pas le point optimal avec précision en plus des pertes en puissance à cause des mesures périodiques de la tension du circuit en isolant le module photovoltaïque. Pour réduire ces pertes, une cellule pilote choisie soigneusement est utilisée afin de déterminer la tension du circuit ouvert du module sans avoir recours à son isolation du système [107, 108, 109].

Malgré les inconvénients de ces deux méthodes, la simplicité de leurs algorithmes ainsi que la facilité à les mettre en œuvre les rendent adaptables pour de nouvelles méthodes hybrides.

I.3.2.5 La méthode basée sur la table des caractéristiques

Cette méthode est basée sur la mesure du courant et de la tension des modules PV afin de les comparer à une base de données pour localiser le point optimal. Ce type de commande nécessite

l'utilisation d'une très grande mémoire, qui sert à stocker toutes les données relatives à toutes les variations dans les conditions climatiques d'éclairement et de température pour chaque type de module [89].

Il faut noter qu'il est difficile, voire impossible de grouper toutes les données de toutes les conditions climatiques dans une base de données, et donc cela rend cet algorithme inefficace dans ce cas là [89].

I.3.2.6 Méthodes basées sur l'intelligence artificielle

Les techniques d'intelligence artificielle telles que la logique floue et les réseaux neurones deviennent de plus en plus populaires et une alternative sérieuse aux techniques conventionnelles pour résoudre des problèmes d'ordre non linéaire dans divers domaines [110].

Ces dernières années, ces méthodes ont été utilisées pour la recherche du PPM et ont donné des résultats satisfaisants.

g) MPPT à base de la logique floue

L'utilisation de la logique floue (FLC fuzzy logic controller) pour le processus de la poursuite du PPM dans le domaine photovoltaïque par l'ensemble des chercheurs, suite à l'évolution des performances des microcontrôleurs, a connu une mutation importante ces dernières années [111, 112, 113].

Son principe est basé sur l'introduction de deux paramètres qui sont l'erreur E et la variation de l'erreur CE , et la réception de la variation du rapport cyclique du convertisseur DC/DC [114].

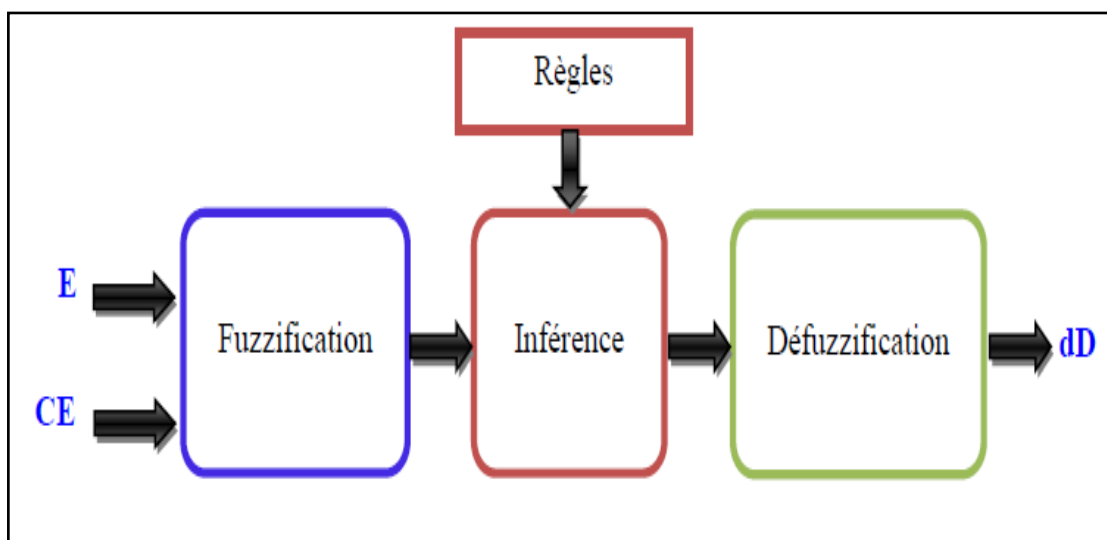


Fig. III.70. Structure de base du contrôleur floue [114].

La figure ci-dessus montre les trois étapes essentielles de cette commande [115]:

- la fuzzyfication: c'est la phase où se fasse la conversion des variables réelles numériques E et CE dans des ensembles flous linguistiques.

Les paramètres d'entrée E et CE sont donnés comme suit:

$$E = \frac{P_{PV}(n) - P_{PV}(n-1)}{V_{PV}(n) - V_{PV}(n-1)} \quad (\text{III.52})$$

$$CE = E(n) - E(n-1) \quad (\text{III.53})$$

- l'interférence (la lecture de la table de vérité): la base des règles floues est un ensemble de règles qui contient toutes les informations pour les paramètres contrôlés. Elle consiste à attribuer une valeur linguistique à la variation du rapport cyclique dD en se basant sur les différentes combinaisons entre E et CE sur la table de vérité.

La variation du rapport cyclique dépend de la différence de position du PPM et du point de fonctionnement, et donc dès qu'on se rapproche du point optimal les incréments s'affinent jusqu'à l'atteindre.

- la défuzzyfication: elle consiste à convertir la valeur linguistique attribuée à la valeur de sortie dD à une valeur numérique pour contrôler l'ouverture et la fermeture de l'interrupteur du convertisseur DC/DC pour atteindre le PPM.

Cette méthode est performante avec une bonne poursuite du PPM lors des changements climatiques, mais sa précision dépend de la complexité de la table de vérité, pour cela l'emploi d'un microcontrôleur performant est exigé [89].

h) MPPT à base des réseaux neurones

Les réseaux des neurones artificiels sont des modèles électroniques inspirés de la structure neuronale du cerveau. Ils sont utilisés dans la conception des systèmes intelligents capables de résoudre des problèmes complexes et non linéaires [89, 116].

Cette technique permet d'établir une relation entre les données entrantes et sortantes en se basant sur les données déjà mémorisées [117, 118, 119]. Elle est généralement composée de trois couches:

- la couche d'entrée.
- la couche cachée.
- la couche sortante.

Le nombre de nœuds dans chaque couche détermine la précision et la rapidité de la technique.

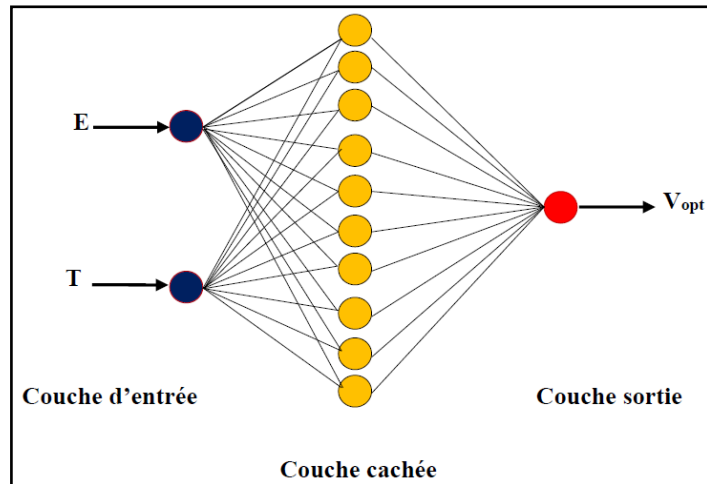


Fig. III.71. Architecture des différentes couches du réseau de neurones [120].

Dans l'application des réseaux de neurones artificiels pour la recherche du PPM, les paramètres d'entrée sont ceux du module photovoltaïque et ils sont choisis selon l'approche de recherche souhaitée, ils peuvent être par exemple l'éclairement et la température ou la tension du circuit ouvert et le courant de court circuit [102].

La sortie peut être une tension de référence comparée avec la tension du module afin de générer le rapport cyclique pour commander le convertisseur statique comme montré sur la figure suivante [120]:

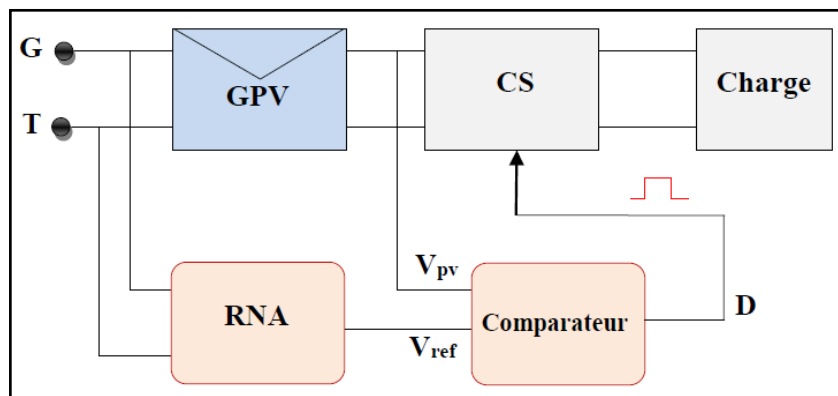


Fig. III.72. Commande MPPT à base d'un réseau de neurone artificiel [120].

La commande MPPT à base du réseau de neurones artificiel est caractérisée par sa précision sans avoir recours à une connaissance approfondie sur les paramètres du module photovoltaïque. Cependant, les paramètres de sorties sont propres à chaque module, et donc un ANN (Artificial neuron network) est spécifiquement formé pour le module PV pour lequel il sera utilisé [102].

Le vieillissement des modules PV provoque un changement dans leurs caractéristiques de sortie, ce qui implique le besoin d'une mise à jour des réseaux pour garantir une meilleure poursuite du PPM [102].

III.5.2 Les méthodes directes

I.3.2.7 Méthode de perturbation et observation (P&O)

La recherche du point de fonctionnement optimal par la méthode P&O (perturber et observer) est la plus utilisée dans la littérature à cause de la simplicité d'implémentation et de la programmation de son algorithme [89,102, 121, 122,123].

Cette technique consiste à perturber la tension du module PV en modifiant le rapport cyclique D du convertisseur statique, puis observer la puissance de sortie du module.

Si la perturbation de la tension a fait augmenter la puissance de sortie, cela veut dire que le point de fonctionnement est à gauche du PPM, et donc la perturbation doit continuer dans la même direction, si non le point de fonctionnement est placé à droite du PPM et la perturbation doit être inversée pour que le point de fonctionnement converge vers le PPM [124, 125]. La figure suivante explique le placement du point de fonctionnement par rapport au PPM.

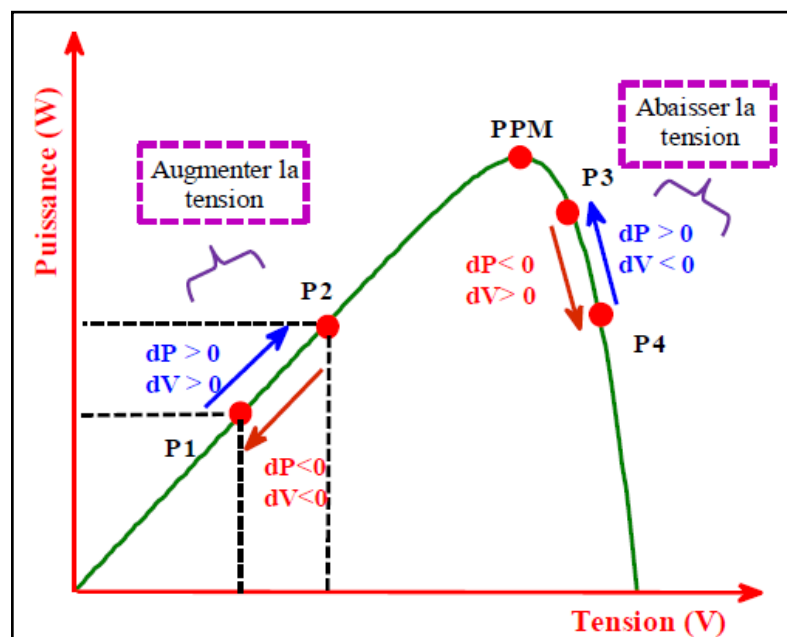


Fig. III.73. Position du point de fonctionnement par rapport au PPM [120].

Les inconvénients majeurs de cette technique de suivi sont [89, 125]:

- l'oscillation autour du PPM qui cause des pertes en énergie.
- la mauvaise convergence de l'algorithme vers le PPM lors des changements brusques des conditions climatiques comme l'éclairement ou la température.

Une augmentation brusque de l'éclairement par exemple qui coïncide avec une augmentation de la tension à droite du PPM, sera expliquée par une perturbation dans la bonne direction alors que cela éloigne le point de fonctionnement du PPM.

Pour remédier à ces inconvénients, plusieurs solutions sont proposées [4] comme l'utilisation d'un rapport cyclique variable pour à la fois atteindre le PPM rapidement et diminuer les oscillations.

Un système de détection des changements brusques des conditions climatiques permet à l'algorithme de mieux suivre le PPM.

L'algorithme de cette technique est montré par la figure suivante:

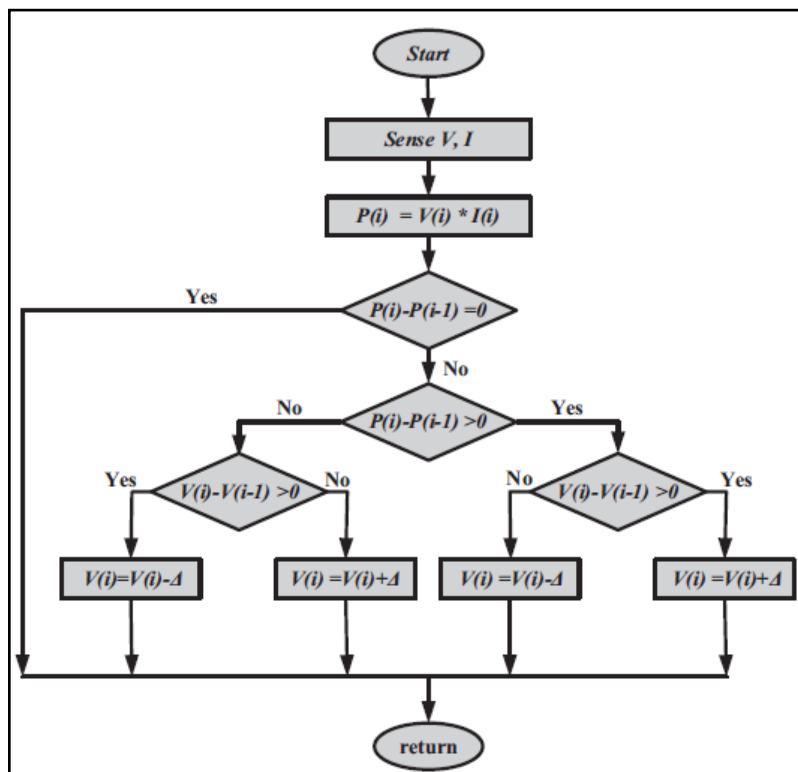


Fig. III.74. Organigramme de l'algorithme de la méthode P&O [110].

I.3.2.8 Méthode de l'incrément de la conductance

Cette technique a été conçue en se basant sur l'observation de la caractéristique $P(V)$ du module PV. Son algorithme a été développé en 1993 comme alternative pour remédier à certains inconvénients de la méthode P&O en améliorant le temps de convergence vers le PPM et optimiser la production de l'énergie dans les différents changements climatiques [126].

La méthode de l'incrément de la conductance est basée sur la pente de la courbe $P(V)$, car cette dernière s'annule au sommet de la courbe c'est-à-dire au PPM, négative à droite du point optimal et positive à sa gauche [127, 128].

En d'autres termes, cette méthode est basée sur la dérivée de la puissance qui s'annule lorsque le module PV débite sa puissance optimale. Les équations et la figure qui suivent, expliquent son principe de fonctionnement [127, 128].

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(I \times V)}{dV} = V \times \frac{dI}{dV} + I \quad (\text{III.54})$$

$$\frac{dP}{dV} = 0 \Rightarrow \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \quad (\text{III.55})$$

Nous avons trois cas:

$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}$: Au point de puissance optimal.

$\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}$: A gauche du point optimal.

$\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V}$: A droite du point optimal.

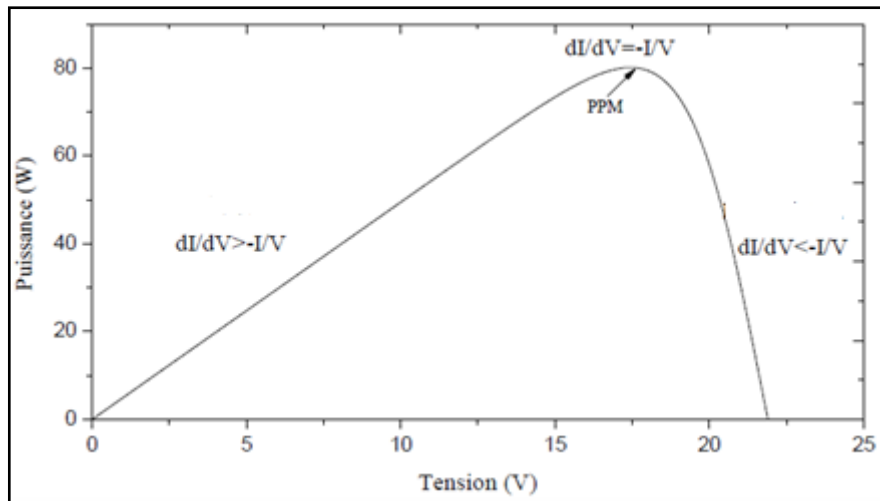


Fig. III.75. Principe de suivi par incrémentation de l'inductance [89].

Le point de puissance maximal est traqué en effectuant des comparaisons à chaque instant entre la conductance (I/V) et l'incrément de la conductance ($-dI/dV$).

Cette méthode force le module PV à fonctionner à une tension V_r qui correspond à la tension de référence, l'algorithme incrémente ou décrémente cette tension jusqu'à ce que le point de fonctionnement correspond au point optimal.

Une fois le point optimal atteint et V_r correspondra à V_m qui est la tension du PPM, le point de fonctionnement peut être maintenu sur cette position jusqu'à ce qu'un changement que ce soit en température ou en éclaircissement est détecté, et donc une mise à jour de la tension de référence doit être effectuée [89].

Comme il est difficile de remplir la condition ($dP/dV=0$), et donc cette technique présente des oscillations autour du PPM, ce qui engendre des pertes en puissance. Son algorithme est plus complexe à mettre en œuvre par rapport à celui du P&O.

L'organigramme de la technique d'incrémentation de la conductance est montré par la figure suivante:

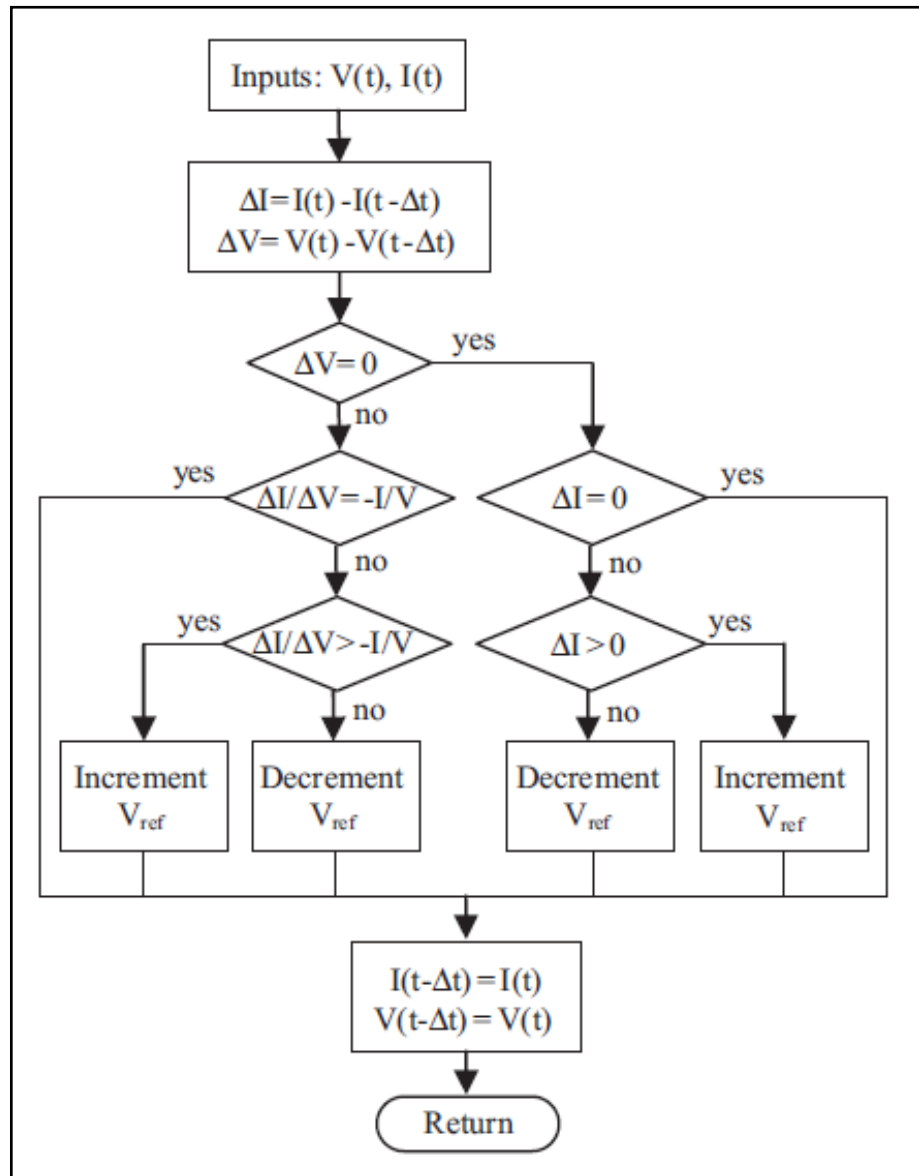


Fig. III.76. Organigramme de la méthode de l'incrémentation de la conductance [89].

I.3.2.9 La méthode Hill Climbing

Cette technique de recherche du point optimal consiste à faire grimper le point de fonctionnement le long de la pente de la caractéristique $P(V)$ du module photovoltaïque, en se basant sur la dérivée de la puissance par rapport au rapport cyclique appliqué pour commander le convertisseur statique. Cette dérivée est nulle lorsque le PPM est atteint [110].

Le processus de recherche de cette méthode est semblable à celui de la commande P&O sauf que la première suit la perturbation du rapport cyclique alors que la deuxième est basée sur la perturbation de la tension.

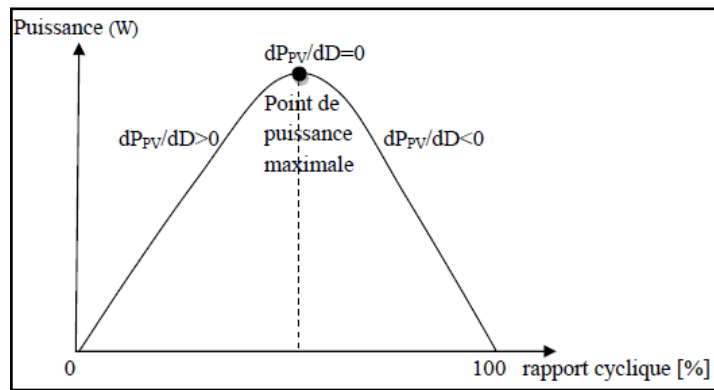


Fig. III.77. Variation de la puissance par rapport au rapport cyclique [129].

Périodiquement, la puissance du module $P(k)$ est comparée à $P(k-1)$ afin de déterminer si le rapport cyclique D doit être incrémenté ou décrémenté. Pour cela, nous utilisons une variable S qui ne prend que deux valeurs (1 ou -1) selon la variation qui doit être apporté à D . Une fois le PPM atteint, le système oscille autour de lui par des oscillations d’une amplitude qui sera déterminée par la valeur de l’incrémenté du rapport cyclique [129].

L’avantage de cette méthode est qu’elle est facile à implémenter, mais les oscillations autours du PPM causent des pertes en énergie, et vulnérable aux changements climatiques brusques.

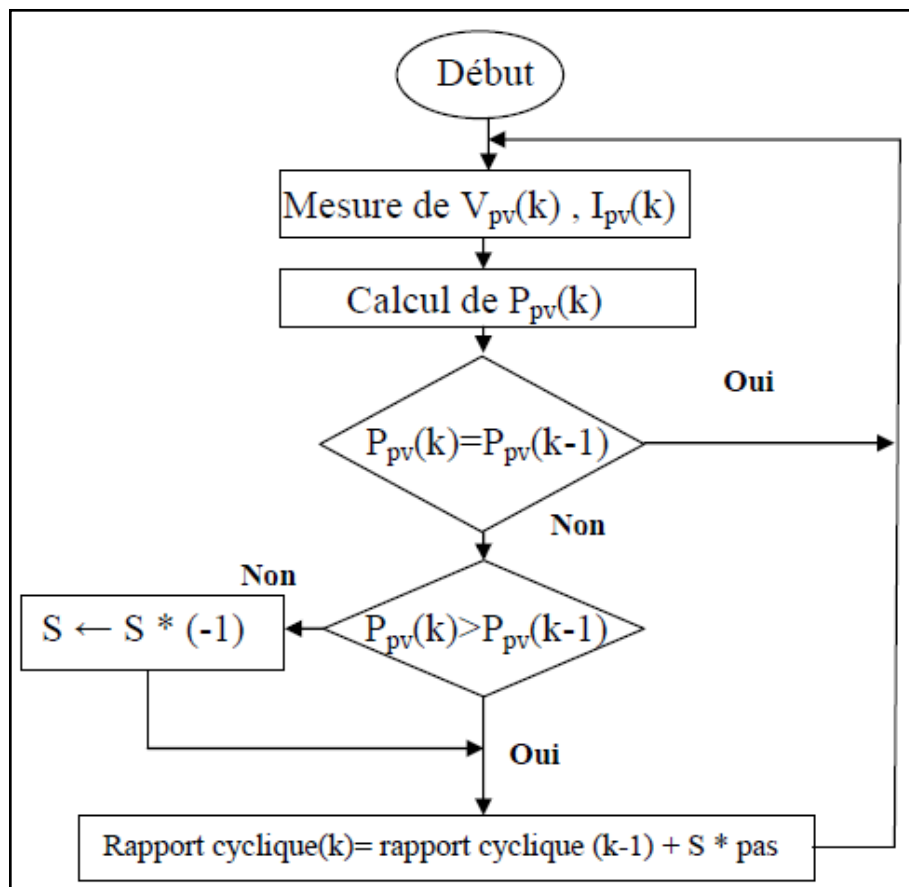


Fig. III.78. Organigramme de la méthode Hill Climbing [129].

III.5.3 Les méthodes hybrides

Comme nous l'avons déjà vu dans la partie précédente, beaucoup de techniques pour la recherche du point de puissance maximale sont proposées, chacune avec ses avantages et ses inconvénients. Le but de la recherche scientifique dans ce domaine est de trouver toujours la meilleure combinaison pour extraire une puissance optimale des modules PV avec un coût réduit et des pertes minimales.

Pour cela, les chercheurs optent pour des méthodes de poursuite du point optimal hybrides en combinant entre deux techniques ou plus pour tirer les avantages de chacune des méthodes utilisées et réduire l'impact de leurs inconvénients [118, 124, 130].

L'organigramme général d'une méthode hybride est montré par la figure suivante:

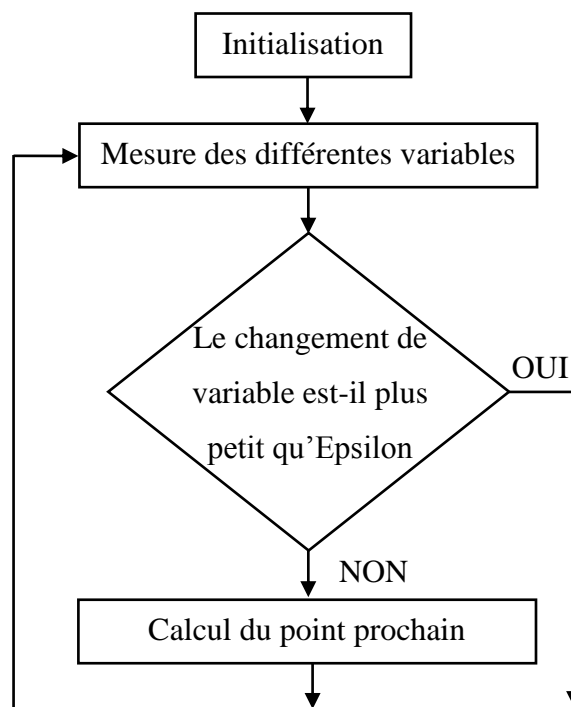


Fig. III.79. Organigramme général d'une méthode hybride [102].

La combinaison entre les méthodes de poursuite du point optimal offre la possibilité d'atteindre le PPM rapidement en utilisant une méthode rapide, une fois le PPM atteint une autre technique connue par sa précision par exemple intervient pour causer moins de perte. Une autre alternative concernant les techniques vulnérables aux changements brusques des conditions climatiques est proposée afin de mieux gérer les divergences lors de ces changements. Beaucoup de travaux ont été publiés dans ce sens, nous pouvons citer ceux de M. H. Moradi [131] en combinant la méthode P&O avec celle basée sur la mesure de la tension du circuit ouvert, ou bien la combinaison entre la méthode de la logique floue avec celle de la P&O [132].

III.6 Calcul du rendement des algorithmes MPPT

Le rendement de l'algorithme de la recherche du point de fonctionnement optimal est le paramètre le plus important, car il nous informe sur la quantité d'énergie perdue et celle transmise à la charge. Il est calculé par la formule suivante [133]:

$$\eta_{mppt} = \frac{\int_0^t P_{PV-MPPT}(t)dt}{\int_0^t P_{PV-MAX}(t)dt} \quad (III.56)$$

Avec $P_{PV-MPPT}$ représente la puissance produite par le biais de la commande MPPT et P_{PV-MAX} est la puissance optimale réelle que peut produire le module photovoltaïque.

III.7 Récapitulation et comparaison des différents algorithmes

En analysant les différents algorithmes présentés dans ce chapitre, nous trouvons que les méthodes de P&O et Hill Climbing sont basés sur le même principe de la perturbation. La seule différence est que la première est basée sur le suivi de la perturbation de la tension et la deuxième sur celle du rapport cyclique du convertisseur statique. Elles sont caractérisées par la facilité d'implémentation de leurs algorithmes.

La méthode de l'incréméntation de la conductance est plus performante que les deux méthodes précédentes lorsqu'il s'agit des changements brusques des conditions climatiques mais son implémentation est plus complexe.

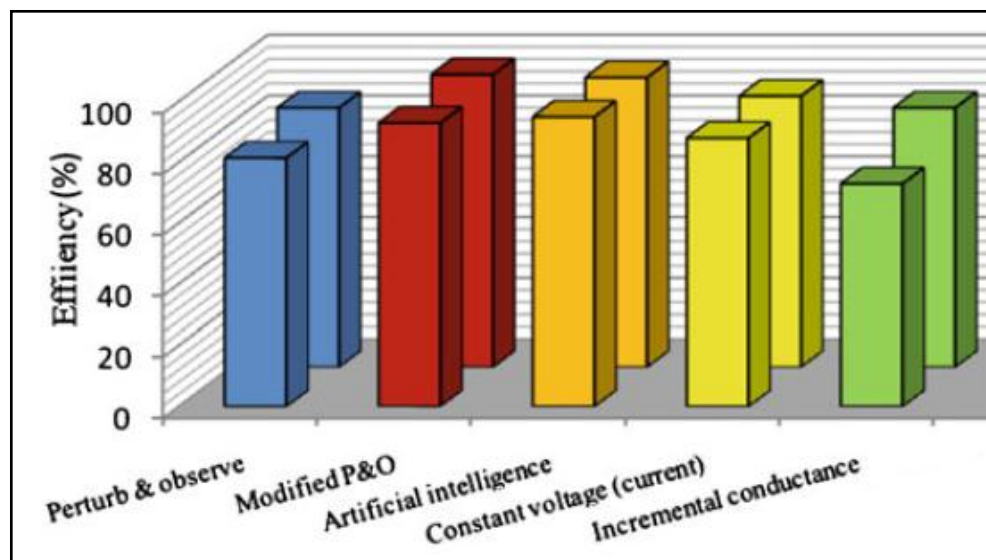


Fig. III.80. Comparaison des rendements des différents algorithmes MPPT [89].

La recherche du point de puissance maximale en utilisant la méthode de la tension du circuit ouvert est semblable à celle du courant de court circuit, elles sont toutes les deux simples et faciles à

implémenter, mais les mesures effectuées périodiquement causent des pertes en énergie à la sortie du module photovoltaïque.

Les techniques d'intelligence artificielle telles que la logique floue ou les réseaux de neurones sont des techniques performantes mais leur implémentation est complexe et chère.

III.8 Conclusion

Pour une exploitation optimale de l'énergie photovoltaïque, il est primordial de faire fonctionner les modules photovoltaïques à leur point de puissance maximal. Ce point est en réalité fonction des conditions météorologiques telles que la température, l'insolation du rayonnement solaire incident et le vieillissement des modules. Il est à noter aussi que la caractéristique non linéaire des modules rend cette tâche encore plus difficile. Les chercheurs ont proposé des techniques pour la recherche d'un point de fonctionnement optimal pour maximiser la puissance transmise à la charge.

L'implémentation d'une commande MPPT nécessite la modélisation des modules photovoltaïques, dont nous avons présenté quelques modèles proposés par la communauté scientifique. Chose qui est nécessaire pour l'étude et la simulation des différents paramètres influant le rendement des modules. La présence d'un étage d'adaptation qui adapte l'impédance du module à celle de la charge est primordiale pour assurer le transfert de l'énergie optimale produite.

Les différentes techniques de recherche du point de puissance maximale présentées dans ce chapitre, avec leurs avantages et inconvénients ont tous le même but. Il s'agit de générer un rapport cyclique qui force le point de fonctionnement du système à se positionner sur le point optimal afin d'exploiter la globalité de l'énergie ainsi produite par le générateur.

La facilité d'implémentation de la méthode de poursuite est facteur déterminant dans le choix et la sélection de la technique adoptée, d'autres facteurs entrent en jeu tel que le nombre de capteurs utilisés et le coût de son implémentation.

Dans le chapitre qui suit, nous allons exposer l'implémentation d'un suiveur solaire hybride ainsi que les résultats obtenus.

IV. Implémentation et résultats du suiveur solaire

IV.1 Introduction

La génération de l'énergie en utilisant la conversion photovoltaïque est affectée par plusieurs paramètres comme nous l'avons déjà mentionné dans les chapitres précédents. L'un de ces paramètres est la quantité du rayonnement solaire reçue à la surface des modules photovoltaïques.

Lorsque le soleil se déplace dans le ciel, les angles d'incidence sur les modules changent tout au long de la journée. Pour avoir un rendement optimal de production d'énergie électrique, le rayonnement solaire doit être perpendiculaire à la surface des modules et cela n'est pas possible pour un système fixe. Dans le but de collecter le maximum d'énergie solaire et garder les surfaces des modules perpendiculaires aux rayons, des systèmes suiveurs du soleil ont été développés.

Ce chapitre est donc dédié à la présentation et la compréhension des différents blocs du prototype hybride du suiveur solaire à deux axes de suivi implémenté. Le rôle de chaque bloc ainsi que l'organigramme de suivi du soleil est expliqué en détail.

Nous comparons les résultats expérimentaux mesurés des modules fixes et mobiles ainsi que l'angle d'élévation du module mobile et celui du soleil calculé par Matlab.

IV.2 Implémentation du suiveur solaire

Dans cette partie du chapitre, nous présentons le software (l'organigramme de calcul) du suiveur solaire ainsi que son hardware.

IV.2.1 L'organigramme de calcul du suiveur solaire

Dans notre travail, nous avons opté pour un système de suivi du soleil hybride en combinant deux méthodes, celle basée sur un algorithme de calcul par des équations déjà montrées dans le deuxième chapitre, et celle qui utilise des capteurs optiques.

La première méthode est utilisée dans notre travail pour suivre le soleil sur l'axe de l'azimut, elle consiste à suivre le soleil avec un pré-calcul de la position du soleil dans le ciel en utilisant des équations géo-solaires.

La deuxième méthode intervient pour traquer le soleil sur l'axe du zénith (l'élévation), elle consiste à utiliser des capteurs de type LDR dont le principe de fonctionnement sera expliqué ultérieurement.

Nous avons choisi ce système de suivi du soleil pour optimiser la collecte du rayonnement solaire lors des changements des conditions d'éclairement, car au cas où le soleil sera partiellement couvert par des nuages, le module sera pointé vers la direction du soleil sur l'axe de l'azimut alors

que les capteurs prendront en charge l'orientation sur l'axe du zénith pour capter le rayonnement diffus.

L'organigramme de calcul est montré par la figure suivante:

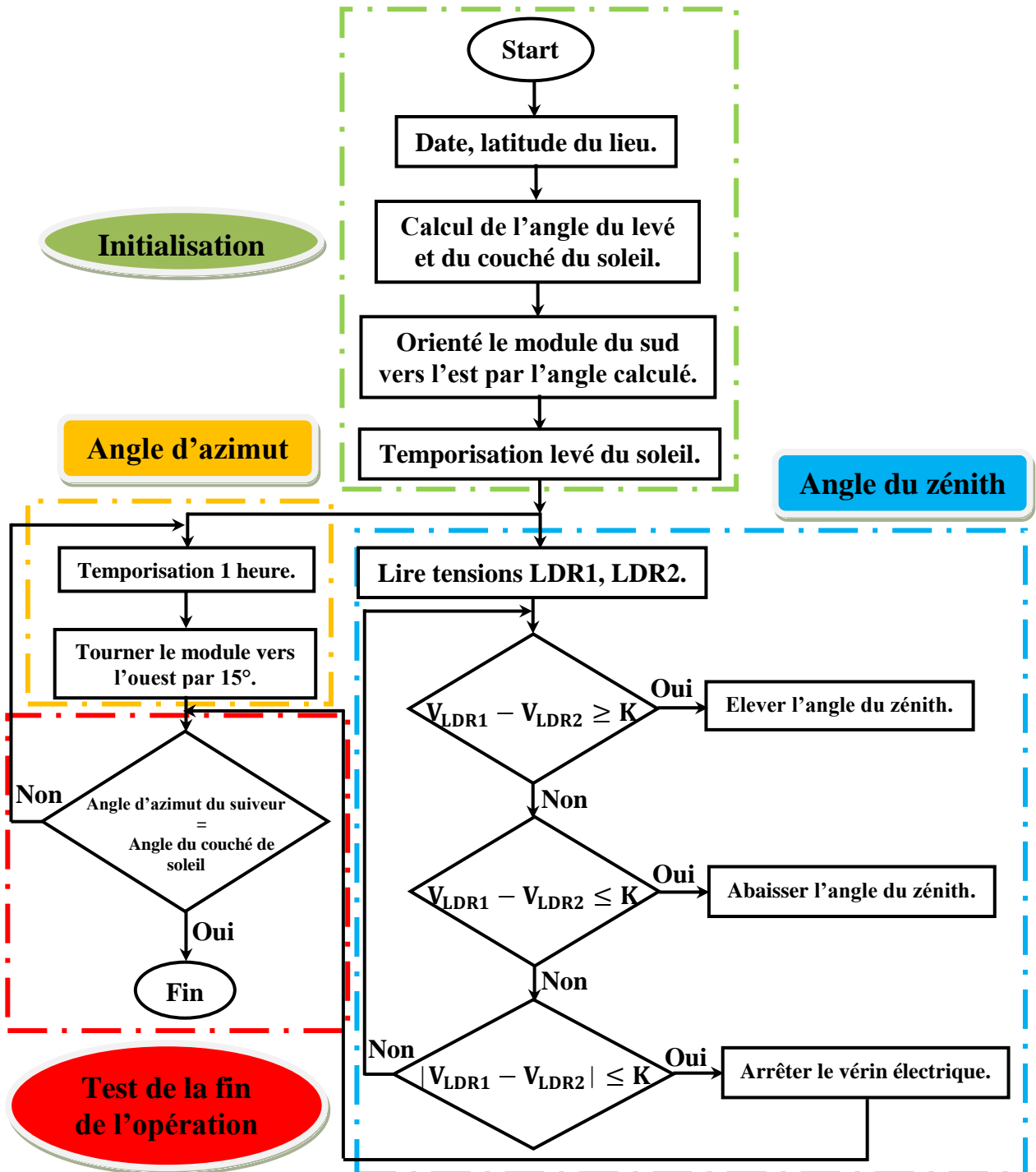


Fig. IV.1. L'organigramme de control du suiveur solaire implémenté.

L'organigramme montré sur la figure précédente se compose de trois parties:

- L'initialisation: (la partie encadrée en vert), elle sert à faire injecter les informations nécessaires pour le calcul des angles du lever et du coucher du soleil en utilisant l'équation (II.10), tels que la latitude du lieu et la date, pour qu'ensuite orienter le module vers l'endroit d'où le soleil se lève.

- L'orientation du module: (les parties encadrées en orange et en bleu), cette partie comporte deux processus qui s'exécutent au même temps, celui du mouvement sur l'axe d'azimut en faisant tourner le module de la direction de l'est vers l'ouest par des temporisations pré-calculées (soit 1° chaque 4 minutes, 15° chaque 1 heure,...). Nous avons déjà expliqué dans le deuxième chapitre, le mouvement du soleil dans le ciel. Dans notre travail nous avons choisi de faire tourner le module avant chaque prise des mesures, c'est-à-dire chaque heure. Le deuxième processus concerne le suivi sur l'axe du zénith en utilisant des capteurs de type LDR dont le principe de fonctionnement et leurs implémentations seront abordé plus en détail dans les parties qui suivent.

- Le test de la fin de l'opération: (la partie encadré en rouge), cette partie a pour rôle de comparer à chaque incrémentation de l'angle de l'azimut si ce dernier a atteint la valeur de l'angle du coucher du soleil ou non pour arrêter l'opération du suivi. En d'autres termes, si l'angle d'azimut est égal à l'angle du coucher du soleil, cela veut dire que la journée d'ensoleillement est terminée et donc il faut renverser le module vers la direction du prochain lever du soleil et couper l'alimentation des moteurs.

IV.2.2 L'implémentation du matériel du suiveur solaire

I.3.2.10 La carte de commande et de contrôle

Afin de contrôler le mouvement du suiveur solaire et de commander les deux moteurs à courant continu qui assurent son mouvement sur les deux axes de rotation, une carte de type Arduino Uno est utilisée.

Pour charger le code (écrit en langage C++) du programme qui contrôle le mouvement du suiveur solaire dans le microcontrôleur de la carte Arduino Uno, nous utilisons le logiciel IDE (Integrated Development Environment) d'Arduino comme éditeur et compilateur.

Les ports d'entrée de la carte reçoivent des informations venant des différents capteurs, afin de les traiter et faire les calculs si nécessaires pour ensuite commander les moteurs à courant continu à travers une carte de puissance par le biais des ports de sortie.

Un exemple de la carte Arduino uno est montré par la figure suivante:

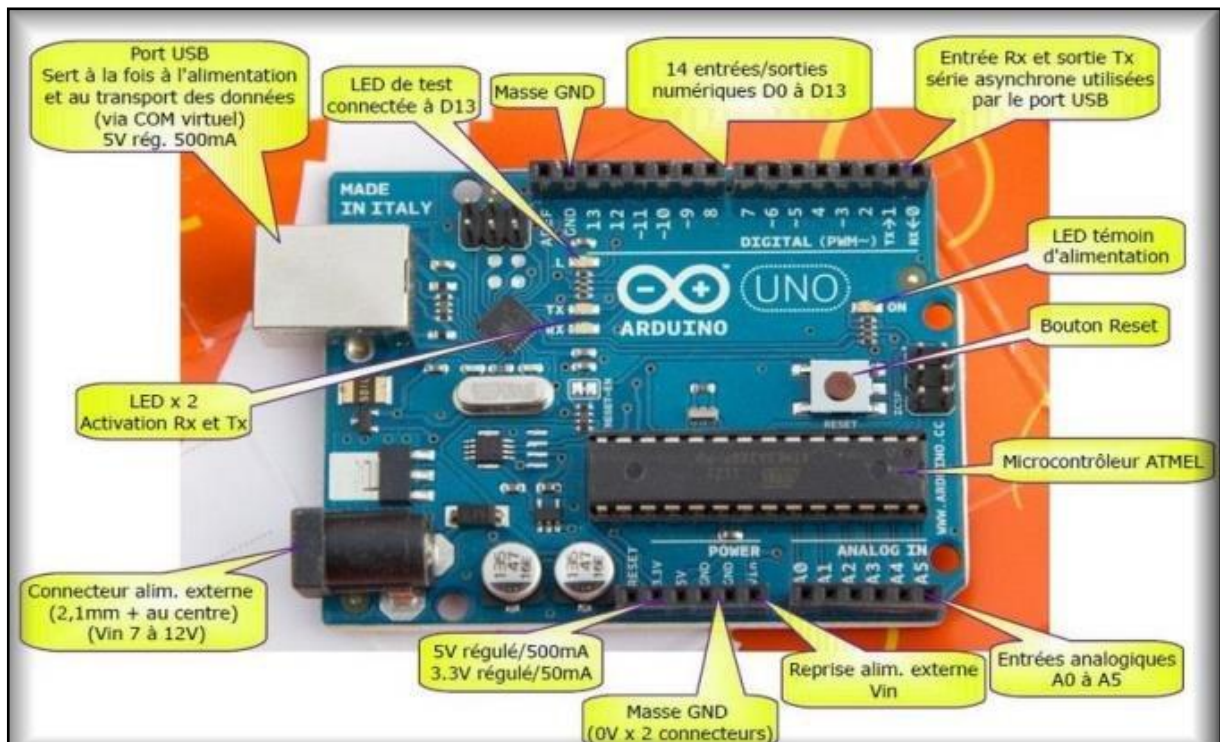


Fig. IV.2. Exemple d'une carte Arduino Uno.

I.3.2.11 Les capteurs LDR

Les LDR (Light depend resistor) sont des composants électroniques à base de semi-conducteur dont la résistance varie avec l'intensité lumineuse reçue à sa surface (sa résistance varie inversement avec l'intensité de l'éclairement) [31].

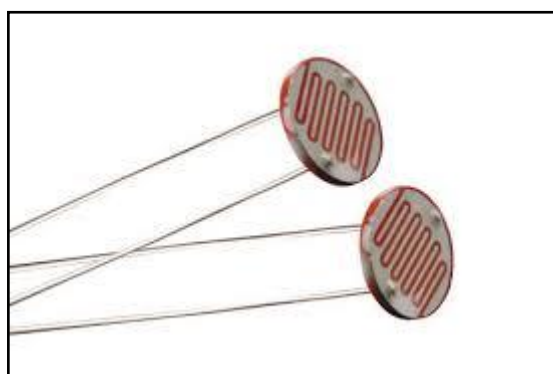


Fig. IV.3. Photorésistance (LDR).

Pour positionner le module photovoltaïque sur l'axe du zénith, nous avons besoin de deux LDR séparées par une séparation opaque et montées en parallèle avec le support qui porte le module photovoltaïque.

Lorsque le soleil n'est pas perpendiculaire à la surface du module, cela se traduit par une création partielle de l'ombre sur l'une ou l'autre des LDR qui va modifier sa résistance et par conséquent la tension à ses bornes. Le vérin électrique responsable de l'ajustement selon l'axe du zénith réajuste

le module d'une manière à ce que la différence entre les deux tensions des LDR soit inférieure à une certaine valeur K comme montré sur l'organigramme.

Le schéma de brochage ainsi que le montage des deux LDR est montré par la figure suivante:

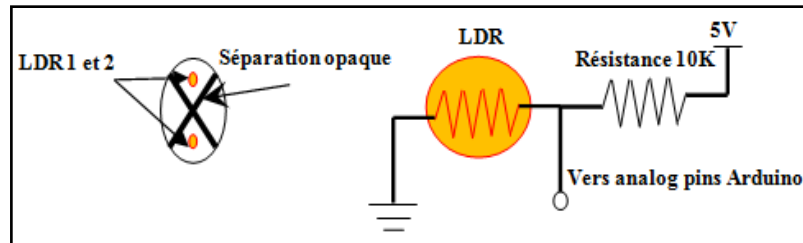


Fig. IV.4. Schéma de brochage des LDR.

La structure sur laquelle sont implémentés les LDR utilisées dans notre travail est montrée par la figure suivante. Il est à noter que cette structure est fixée à coté du module PV d'une manière à ce qu'elle soit le plus parallèle possible.



Fig. IV.5. Disposition des LDR.

I.3.2.12 Commande et alimentation des moteurs à courant continu

La commande des deux moteurs à courant continu qui assurent le mouvement est réalisée en utilisant deux circuits intégrés de type L6203. C'est un circuit intégré à base de MOSFET qui forme un pont en H et qui peut travailler à des fréquences de commutation élevées [134].

Le L6203 nous permet de commander un moteur à courant continu dans les deux sens en agissant sur ses pins d'entrée sans refaire le câblage. La tension de commande pour activer le pont et inverser le sens de rotation est de seulement 5V, ce qui nous offre la possibilité de le commander par une carte Arduino:

- Deux entrées logiques IN1 et IN2 pour commander le sens de rotation du moteur.
- Une entrée logique ENABLE pour l'activation du pont en H.

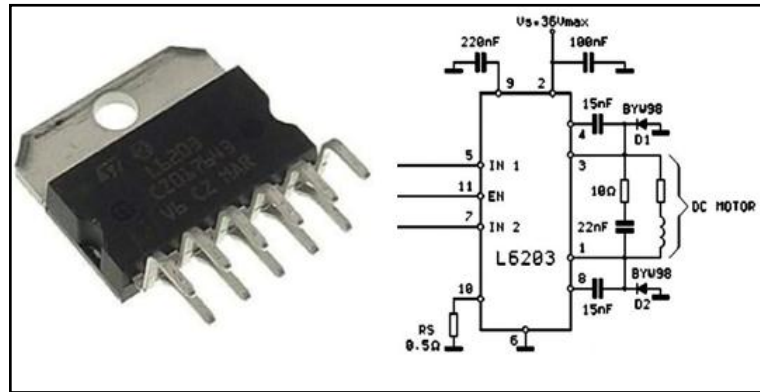


Fig. IV.6. Le L6203 avec son schéma de brochage.

L'alimentation des circuits L6203 est assurée par un bloc d'alimentation qui fournit une tension en continu de 24V. La carte Arduino Uno est alimentée à travers un circuit à base d'un régulateur de tension de type LM7805 qui fournit une tension continue de 5V. Elle peut être aussi alimentée en la connectant à un micro-ordinateur, si l'opération du suivi du soleil est contrôlée par ce dernier.

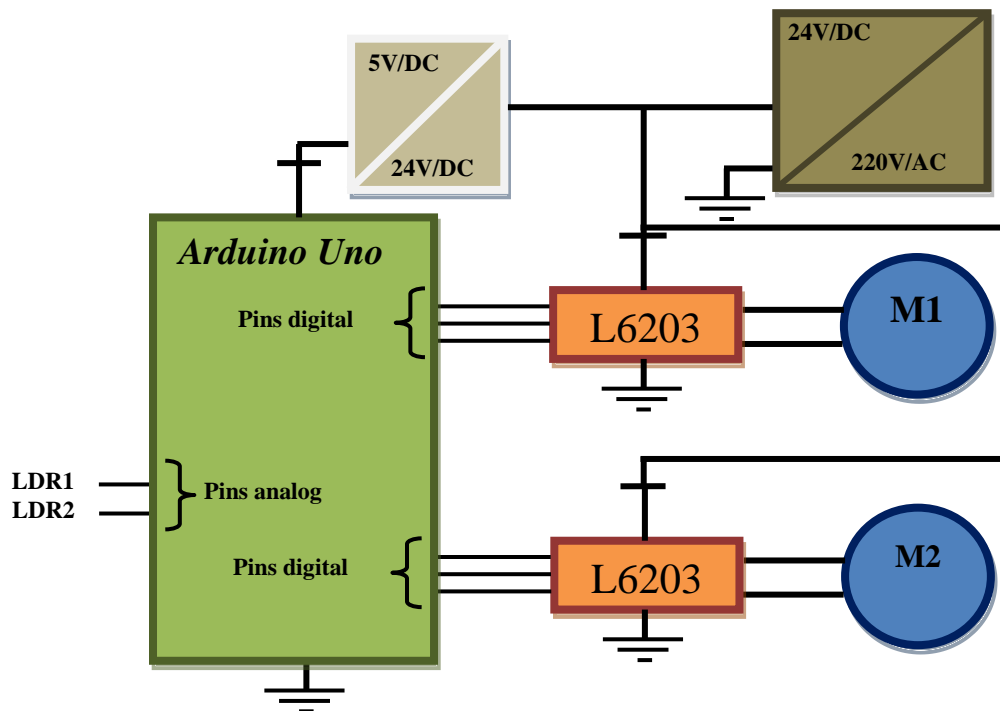


Fig. IV.7. Schéma synoptique de commande des moteurs à courant continu.

I.3.2.13 Capteur de température

Pour la mesure de la température, nous avons utilisé un capteur de température de type DHT11 qui est un shield de la carte Arduino uno, il nous offre la possibilité de mesurer la température et l'humidité du lieu.

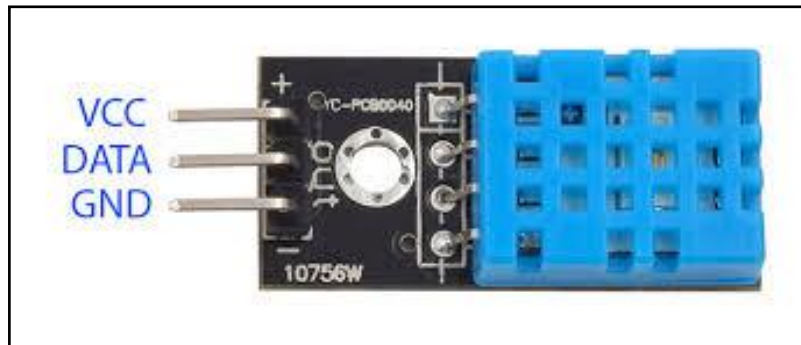


Fig. IV.8. Capteur de type DHT11.

Avec une précision avoisinant $\pm 2^{\circ}\text{C}$ et une gamme de mesure qui s'étend entre 0 et 50°C pour la température. Ce capteur peut mesurer l'humidité du climat entre 20 et 90% avec une précision de $\pm 5\%$ [135].

Il est simple d'utilisation et facile à mettre en œuvre avec un coût relativement faible. Il suffit de le brancher correctement avec une carte Arduino en écrivant le bon code pour mesurer la température et l'humidité du lieu.

Son schéma de brochage avec une carte Arduino Uno est montré par la figure suivante:

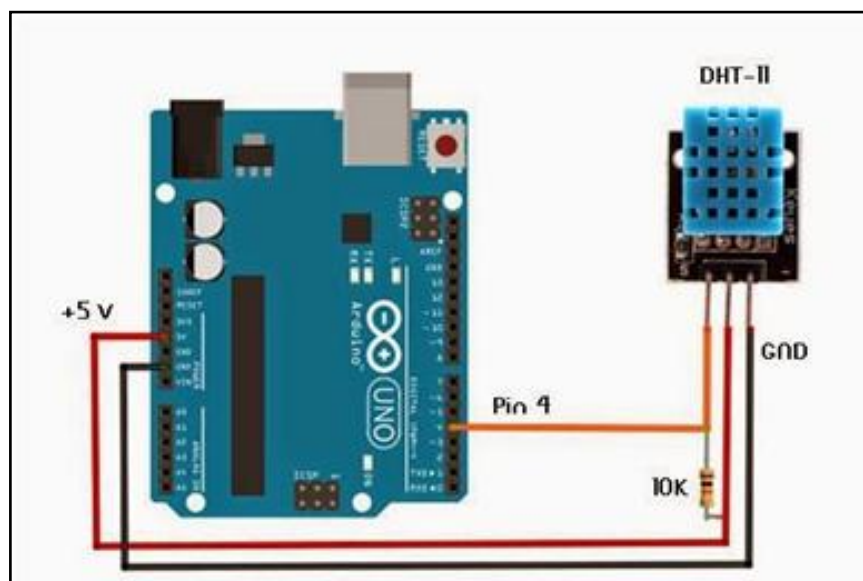


Fig. IV.9. Schéma de Montage du DHT11 sur une carte Arduino Uno.

I.3.2.14 Structure Mécanique

Le suiveur solaire implémenté porte le module photovoltaïque et l'oriente suivant deux axes de rotation pour traquer la trajectoire que fait le soleil dans le ciel, l'axe du zénith et l'axe de l'azimut.

Le mouvement de rotation sera assuré par un dispositif mécanique appelé paliers. Ces paliers ont pour mission de supporter le poids de la structure tout en assurant une rotation libre sans gêne. Dans notre travail, nous avons utilisé trois types de paliers:

- Deux paliers type (KG F207) qui portent l'arbre principal et assure la rotation sur l'axe d'azimut.
- Deux paliers type (KG P205) qui portent l'arbre sur lequel est fixé le module PV et assure la rotation sur l'axe du zénith.
- Un palier de type (MCB T206) qui porte le pignon qui fait tourner le moteur à courant continu sur l'axe de l'azimut.

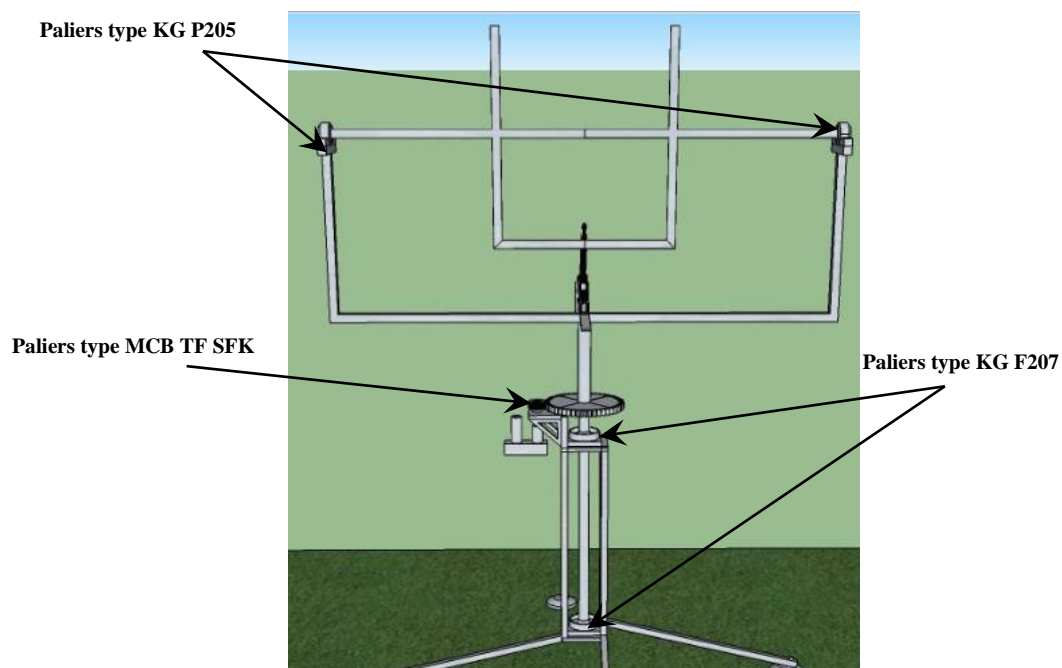


Fig. IV.10. Le montage des paliers utilisés dans le suiveur.

Afin de faire tourner le suiveur solaire pour traquer le soleil sur l'axe d'azimut, nous avons utilisé un moteur à courant continu démantelé d'un vérin électrique de type superjack. Le transfert du mouvement entre le moteur et l'arbre principal se fait par le biais de deux pignons:

Le premier pignon est un volant moteur d'une voiture accidentée de marque FIAT Ritmo année 1981 et le deuxième pignon est un bendix de démarreur défectueux d'une voiture de marque POLO Volkswagen année 1997.

La figure suivante montre les deux pignons que nous venons de décrire.

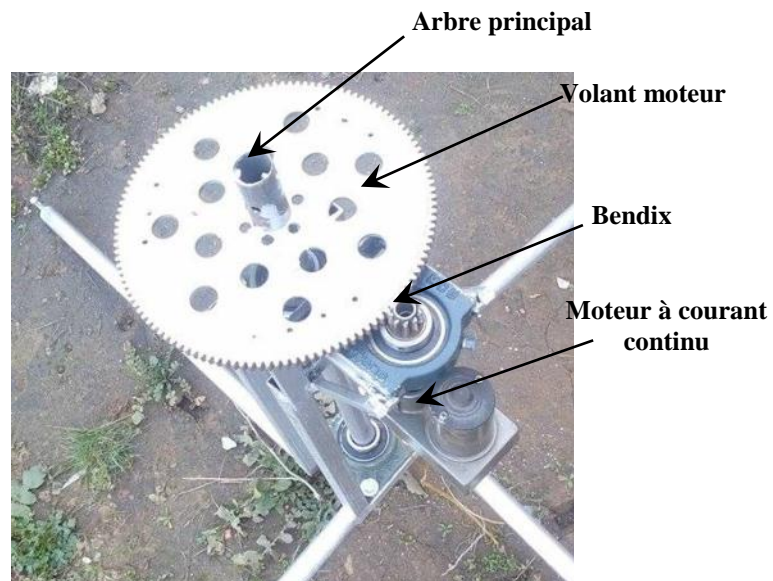


Fig. IV.11. Pignons assurant le mouvement sur l'axe de l'azimut.

Le mouvement sur l'axe du zénith est assuré par un vérin électrique à courant continu de type superjack dont le montage est montré par la figure suivante.



Fig. IV.12. Le suiveur solaire implémenté.

Dans notre travail, nous avons utilisé un matériel recyclé et modifié à notre guise pour ne pas dépenser beaucoup d'argent et pour préserver l'environnement.

Pour une large utilisation de ce système par les étudiants dans leurs études, nous avons choisi de fabriquer un système de fixation des modules photovoltaïques mobile. En effet, tous les modules qui ont une largeur moins de 70 cm et une longueur entre 50 et 140 cm peuvent être utilisés.

Pour de plus grandes ou moins grandes dimensions des modules photovoltaïques, nous pouvons démonter la partie supérieure du suiveur et la remplacer par une autre selon nos besoins.

IV.3 Résultats et discussions

Dans cette partie, nous présentons les résultats expérimentaux obtenus en comparant les paramètres de sortie d'un module photovoltaïque de type CS4-55 fixe, orienté vers le sud et incliné d'un angle d'élévation d'environ 45° avec un autre du même type fixé sur le système suiveur solaire. Les mesures ont été effectuées par deux appareils de mesure, un appareil pour chaque module, pour prélever en même temps les valeurs de la tension du circuit ouvert et le courant de court circuit. Le calcul de la tension optimale, le courant optimal, la puissance optimale des modules et l'éclairement reçu à leurs surfaces, nous avons utilisé les relations approximativement linéaires entre le courant de court circuit et la tension du circuit ouvert et ceux qui correspondent au point optimal pour chaque module comme le montre les équations (III.23) et (III.24) du troisième chapitre.



IV.13. Axes de rotation du système suiveur solaire implémenté.

Les constantes sont calculées aux conditions STC (25°C , $1000\text{W}/\text{m}^2$) en se référant au tableau III.1 du chapitre III:

$$I_{MPP} = K_1 I_{SC} \quad (\text{III.23})$$

$$V_{MPP} = K_2 V_{OC} \quad (\text{III.24})$$

Aux conditions STC, $G = 1000 \text{ W/m}^2$; $I_{SC} = 3.48 \text{ A}$, $V_{OC} = 21.6\text{V}$, $I_m = 3.2$, $V_m = 17.2\text{V}$.

$K_1 = 0.91$, $K_2 = 0.79$.

Une relation approximativement linéaire entre le courant de court-circuit et l'irradiance G est utilisée, la constante K est propre à chaque module:

$$I_{SC} = K G \quad (\text{IV.57})$$

Aux conditions STC, $G = 1000 \text{ W/m}^2$; $I_{SC} = 3.48 \text{ A}$: Et donc: $K = 3.48 \times 10^{-3} \text{ Vm}^2$.

Nous avons effectué nos expériences durant trois journées: les 20, 23 et 25 juin 2018 au Laboratoire MoDERNa au niveau du campus Zerzara, à l'université frères Mentouri-Constantine1, (Latitude: 36.36° Nord, Longitude: 6.61° Est). Nous avons observé les performances du système proposé de 09:00 à 17:00.



IV.14. Système suiveur solaire proposé.

Nous présentons dans ce qui suit, les résultats mesurés et simulés par le Simulink de Matlab par journée. Comme le montre les courbes suivantes, la puissance générée par le module photovoltaïque mobile est nettement plus importante que celle générée par le module fixe.

Les résultats prélevés lors de la journée du 20/06/2018 sont présentés par les courbes qui suivent:

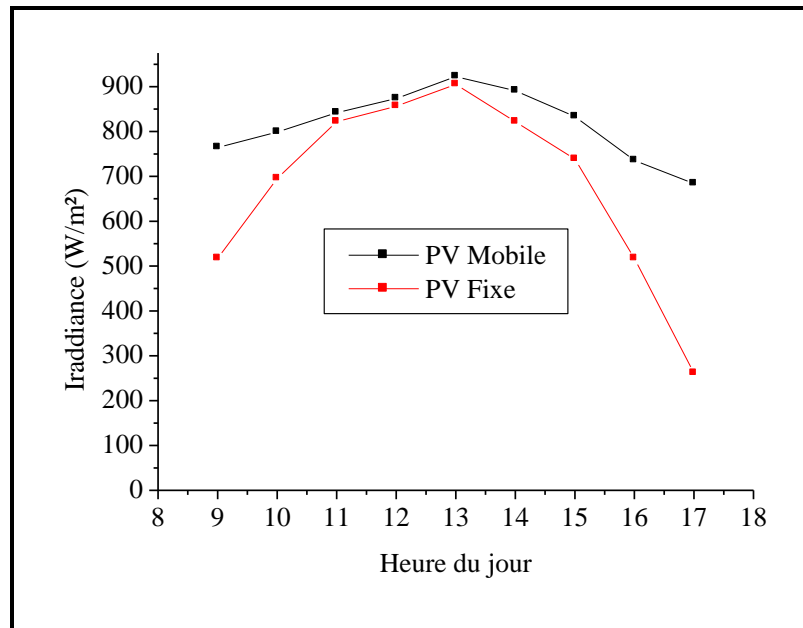


Fig.IV.15. L'irradiance des modules PV mobile et fixe.

Les courbes montrées sur les figures IV.15 et IV.16 montrent l'intensité du rayonnement solaire reçu à la surface des modules photovoltaïques fixe et mobile, ainsi que leurs puissances de sortie expérimentales et simulées. Il est nettement clair que l'irradiance reçue à la surface du module mobile est plus importante que celle du module fixe, cela revient au fait que le premier est quasiment perpendiculaire au rayonnement solaire tout au long de la journée.

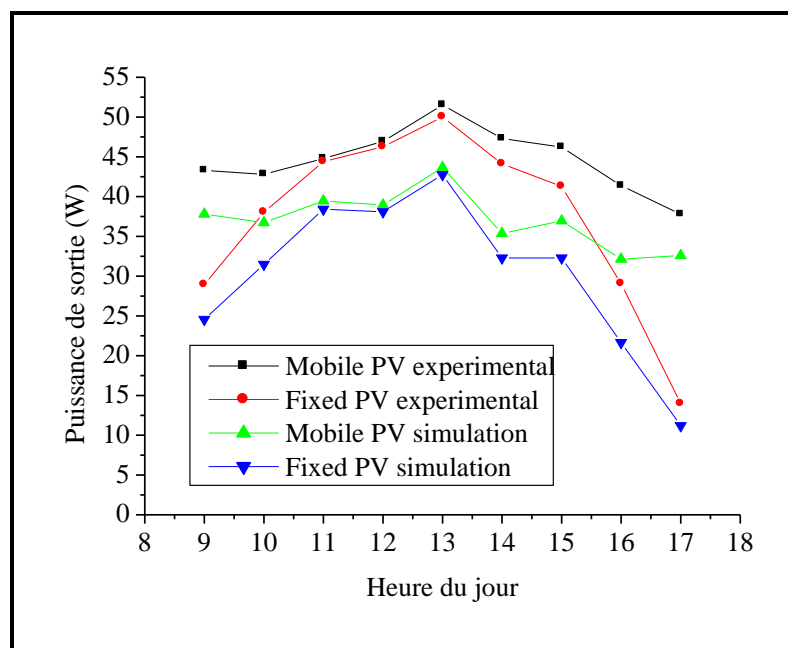


Fig. IV.IV.16. Puissance de sortie des modules PV mobile et fixe.

Recevoir une quantité d'énergie lumineuse plus importante engendre une conversion photovoltaïque plus efficace et donc une énergie produite plus importante comme le montre la figure IV.16. Nous remarquons que les courbes obtenues par la simulation suivent la même allure que celles des courbes expérimentales.

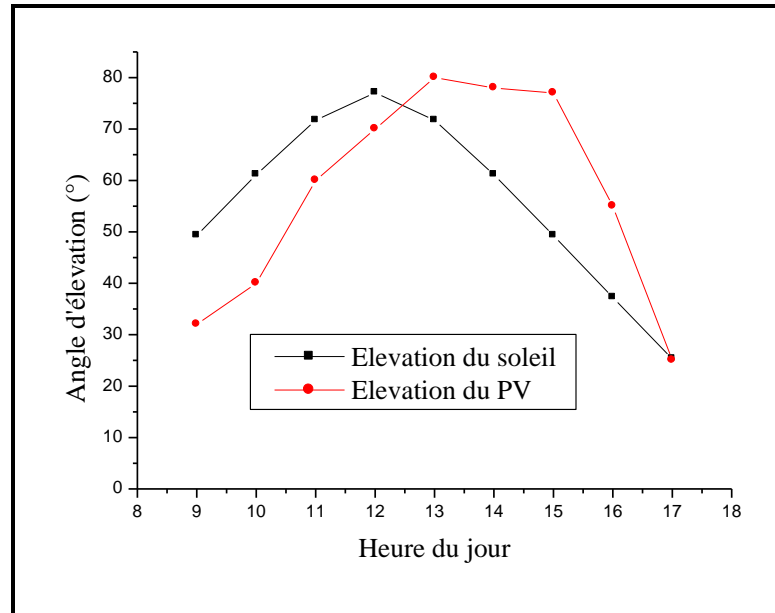


Fig.IV.17. L'angle d'élévation.

L'angle d'élévation du soleil calculé et celui mesuré expérimentalement sur le suiveur solaire est montré sur la figure IV.17. Il est clair que les deux courbes ont la même allure.

Les résultats prélevés lors de la journée du 23/06/2018 sont représentés par les courbes qui suivent:

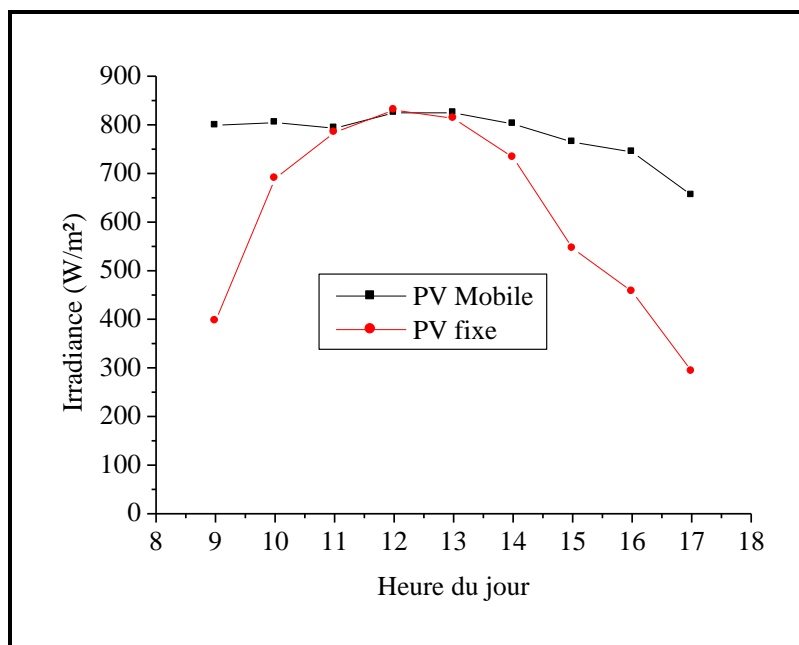


Fig. IV.18. L'irradiance des modules PV mobile et fixe.

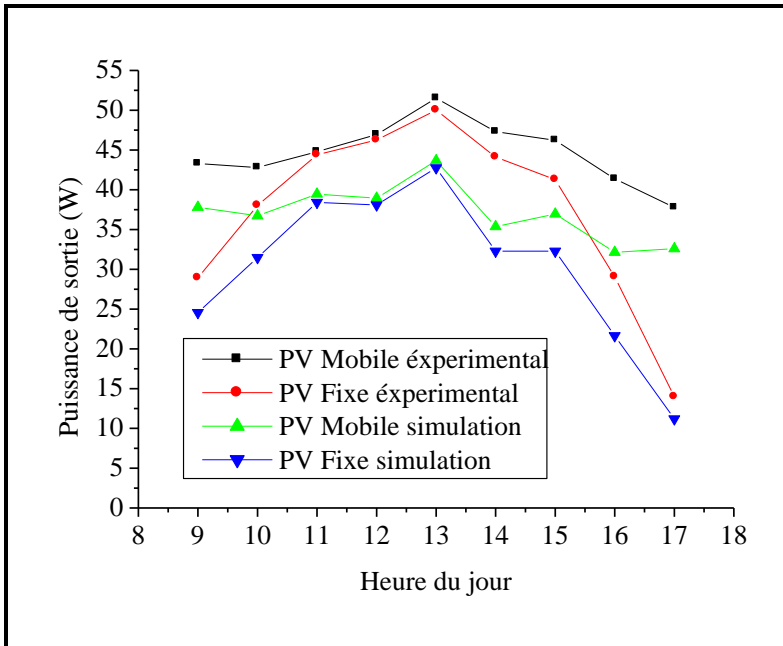


Fig. IV.19. Puissance de sortie du module PV mobile et fixe.

Nous remarquons que l'écart entre la puissance de sortie du module mobile et celle du module fixe est plus important au début et en fin de journée, et plus étroit à son milieu. Cela peut être expliqué par le fait que le soleil ne soit pas en face au module fixe qu'à midi (la direction du sud), en ce moment les deux modules sont orientés vers le sud.

L'écart minimal que nous observons sur la figure IV.19 entre les puissances de sortie est dû à l'inclinaison du module fixe qui est de 45° , alors que celle du module mobile suit l'élévation du soleil dans le ciel.

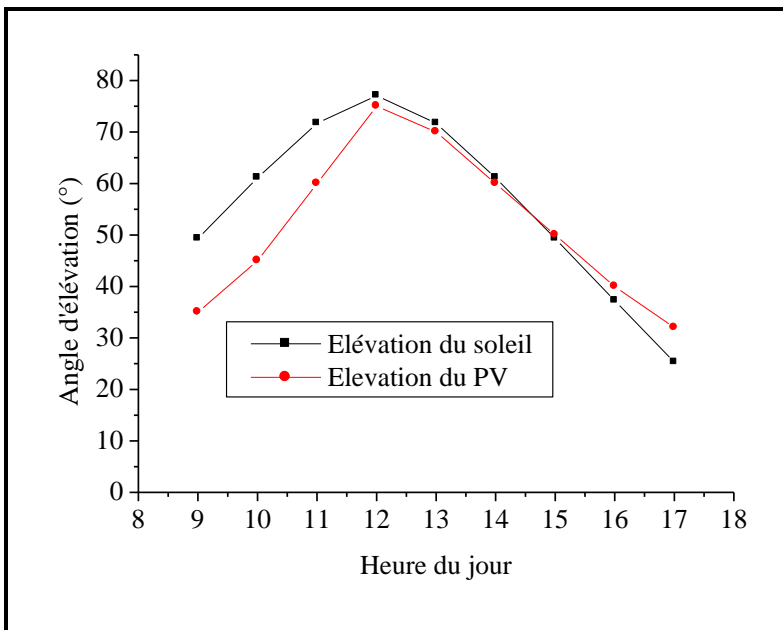


Fig. IV.20. L'angle d'élévation.

Les résultats prélevés lors de la journée du 25/06/2018 sont représentés par les courbes qui suivent:

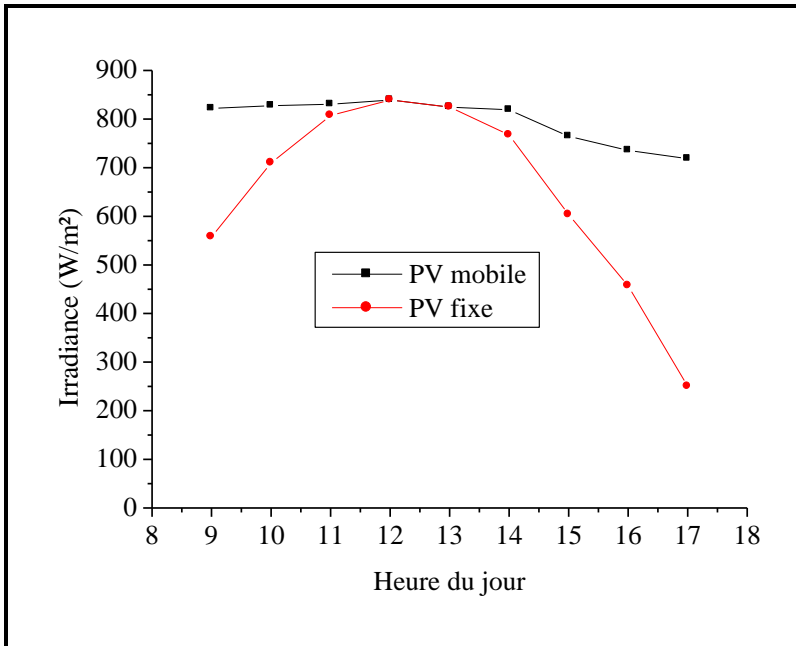


Fig. IV.21. L'irradiance des modules PV mobile et fixe.

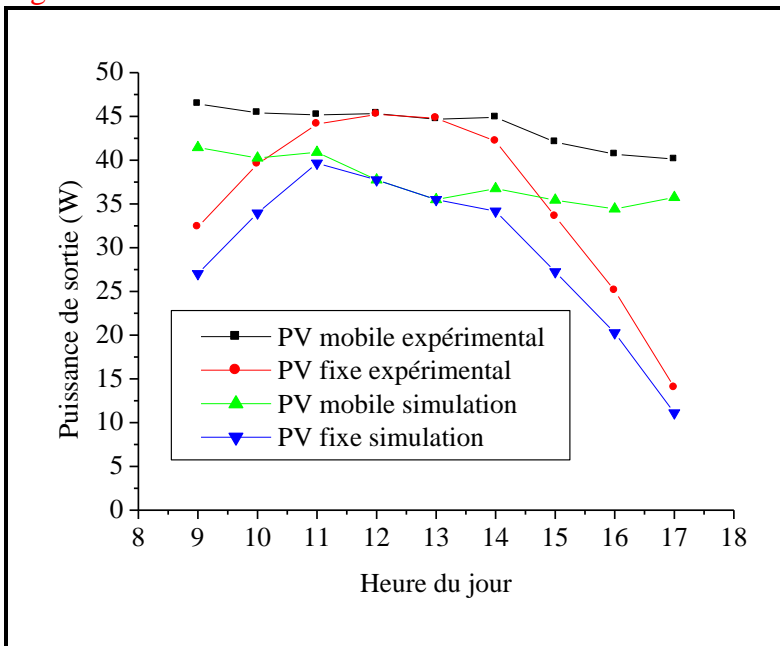


Fig. IV.22. Puissance de sortie des modules PV, mobile et fixe.

Nous remarquons que les puissances de sortie du module mobile est toujours plus grande que celle du module fixe, comme nous l'avons déjà mentionné, cela revient à la quantité d'énergie collectée par les deux modules. L'écart est toujours plus important aux extrémités, car le module fixe ne commence à recevoir de l'éclairage qu'après 06h00 du matin (l'angle d'azimut qui coïncide avec la droite qui relie l'Est à l'Ouest, elle passe par le module fixe et perpendiculaire à la direction du sud).

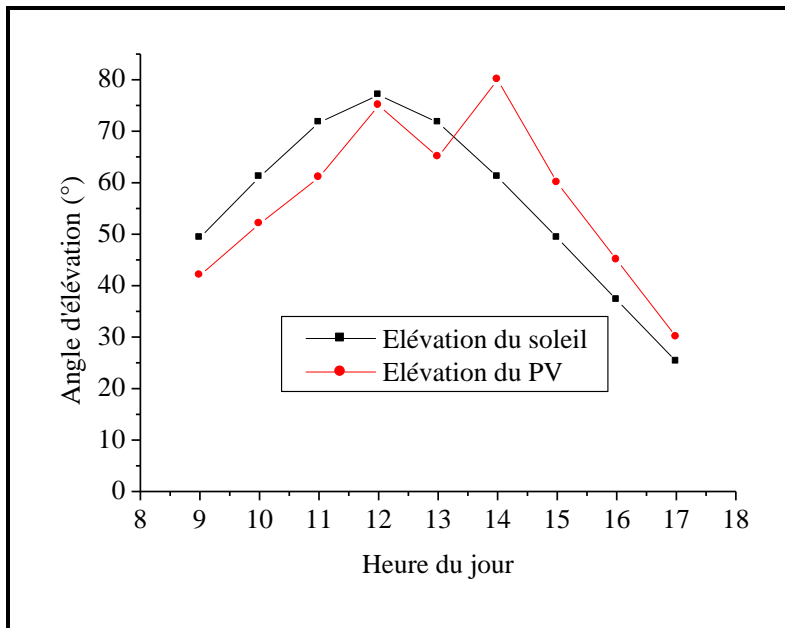


Fig. IV.IV.23. L'angle d'élévation.

Sur la figure IV.23, nous remarquons que la courbe mesurée expérimentalement suit la même allure que celle simulée par Matlab. Nous constatons qu'à 14h00, la valeur de l'angle d'élévation du module mobile a augmenté au lieu de diminuer. Cela peut être expliqué par le temps nuageux de cette journée de mesure, et donc le rayonnement diffus a modifié la trajectoire du système suiveur solaire.

Une fois le ciel est dégagé, le suiveur suit la trajectoire du soleil normalement, ce qui se traduit par la diminution de l'angle de l'élévation du module mobile et les deux courbes suivent la même allure à nouveau.

Pour récapituler, l'utilisation d'un système suiveur du soleil a fait augmenter la quantité moyenne d'éclairage collectée par le système mobile par rapport au système photovoltaïque statique par environ:

- 16.47% pour la première journée.
- 20.94% pour la deuxième journée.
- 19% pour la dernière journée.

L'augmentation du rayonnement solaire quotidien reçu perpendiculairement sur une surface d'un module mobile affecte considérablement sa puissance de sortie par rapport à un module fixe:

- 16.4 % pour le premier jour.
- 20.42 % pour le deuxième jour.
- 18.71 % pour le dernier jour.

Il est à noter que les pourcentages calculés sont pour des mesures effectuées à partir de 09h00 et jusqu' à 17h00 alors que le soleil se lève avant 06h00 et ne se couche qu'après 19h00, c'est-à-dire que ces calculs ont tendance à augmenter si les mesures s'effectuent du moment du lever au coucher du soleil. Car comme nous l'avons déjà vu sur les figures précédentes, l'écart entre les puissances générées est plus important aux extrémités.

IV.4 Conclusion

La durée d'ensoleillement par journée varie suivant la latitude, d'un lieu à un autre. Lorsqu'elle dépasse les 12 heures par jour (en prenant comme exemple le cas de la ville de Constantine entre le 21 Mars et le 21 septembre), le module photovoltaïque fixe ne commence à recevoir de l'énergie solaire qu'après une heure et quart (1h15m) du lever du soleil, et il le perd de vue une heure et quart (1h15m) avant le coucher du soleil (ce calcul est pour la journée la plus longue de l'année (14 heures et 30 min), voir figure II.8 du deuxième chapitre).

En récapitulant, le module photovoltaïque fixe perd deux heures et trente minutes (2h30min) d'ensoleillement lors de la plus longue journée de l'année dans la ville de Constantine. Et donc d'énormes pertes en énergie lumineuse qui peut être convertie en énergie électrique. Il est à noter que les angles d'incidence des premières heures d'éclairement ne favorisent pas une conversion photovoltaïque optimale.

Dans ce chapitre nous avons présenté un prototype de suiveur solaire à deux axes munis d'une stratégie de suivi hybride. Pour orienter le module sur l'axe d'azimut, nous avons utilisé les équations géo-solaires en se basant sur la date et les coordonnées géographiques du lieu, alors que pour suivre le soleil selon son angle d'élévation (zénith) nous avons utilisé des capteurs de type LDR.

Le choix de la stratégie de suivi du soleil était basé sur l'amélioration du rendement du suiveur lors des temps nuageux en captant le maximum du rayonnement diffus. Car le module sera toujours orienté vers le soleil sur l'axe d'azimut et cherche le rayonnement diffus le plus intense sur l'axe du zénith.

Les résultats obtenus ont montré que l'utilisation d'un système suiveur du soleil augmente considérablement la quantité d'énergie électrique produite par les modules photovoltaïques. La puissance moyenne de sortie du module mobile prélevé sur les trois jours de mesure a augmenté d'environ 18.51% par rapport à un module fixe et orienté vers le sud.

Les mesures prélevées ont été effectuées entre 09h00 et 17h00, et donc ce résultat a tendance à augmenter si les mesures ont été effectuées du lever au coucher du soleil, car c'est avant 06h00 et

après 18h00 que la différence d'énergie reçue sera la plus importante comme nous l'avons déjà expliqué.

V. Implémentation et résultats de la commande MPPT proposée

IV.5 Introduction

L'optimisation du rendement du module photovoltaïque fut l'objet de ce travail comme beaucoup de recherches déjà effectués dans ce domaine, que se soit par la collecte du maximum d'énergie solaire par des systèmes suiveurs du soleil ou par l'utilisation des étages d'adaptation commandés par les commandes de recherche du point de puissance maximal.

La nature non linéaire de la caractéristique $I(V)$ et $P(V)$ du module photovoltaïque et sa dépendance aux conditions climatiques tels que la température et l'éclairement, rendent l'utilisation des commandes MPPT une nécessité presque indispensable pour une extraction optimal de la puissance que peut fournir le module.

Après avoir présenté quelques algorithmes de commandes MPPT dans le troisième chapitre ainsi que leurs principes de fonctionnement, nous allons consacrer ce chapitre à la présentation de la commande MPPT proposée, son implémentation ainsi que les résultats de simulation et expérimentaux obtenus.

Nous allons présenter l'organigramme de la technique hybride choisi, ainsi que les différents blocs de simulation utilisés pour simuler les résultats de la commande réalisée sous environnement Matlab Simulink. Les résultats obtenus sont comparés et validés par ceux obtenu expérimentalement en utilisant une carte de commande de type Arduino Uno.

IV.6 Implémentation de la commande MPPT proposée

Dans cette partie, nous exposons la partie soft de notre travail sur la commande MPPT ainsi que la partie hardware, en commençant par l'organigramme de suivi du point optimal.

IV.6.1 Organigramme de recherche du point de puissance optimal

Dans ce travail, nous présentons un algorithme de commande MPPT de type Perturbe & Observe amélioré avec un pas d'incrément variable, afin d'accélérer le processus et atteindre le sommet de la courbe $P(V)$ rapidement et réduire les pertes causées par les oscillations autour du PPM. La technique Perturbe & Observe est vulnérable aux changements climatiques brusques. Pour remédier à ce problème, l'algorithme proposé détecte les variations des niveaux d'insolation et / ou de la température. Dans ce cas là, nous avons deux possibilités :

- Si le PPM est déjà atteint, l'incrémentation est effectuée immédiatement et l'algorithme poursuit sa recherche.

- Si le PPM n'a pas encore été atteint; l'incrémentation au moment du changement brusque sera annulée avant que l'algorithme ne poursuive sa recherche.

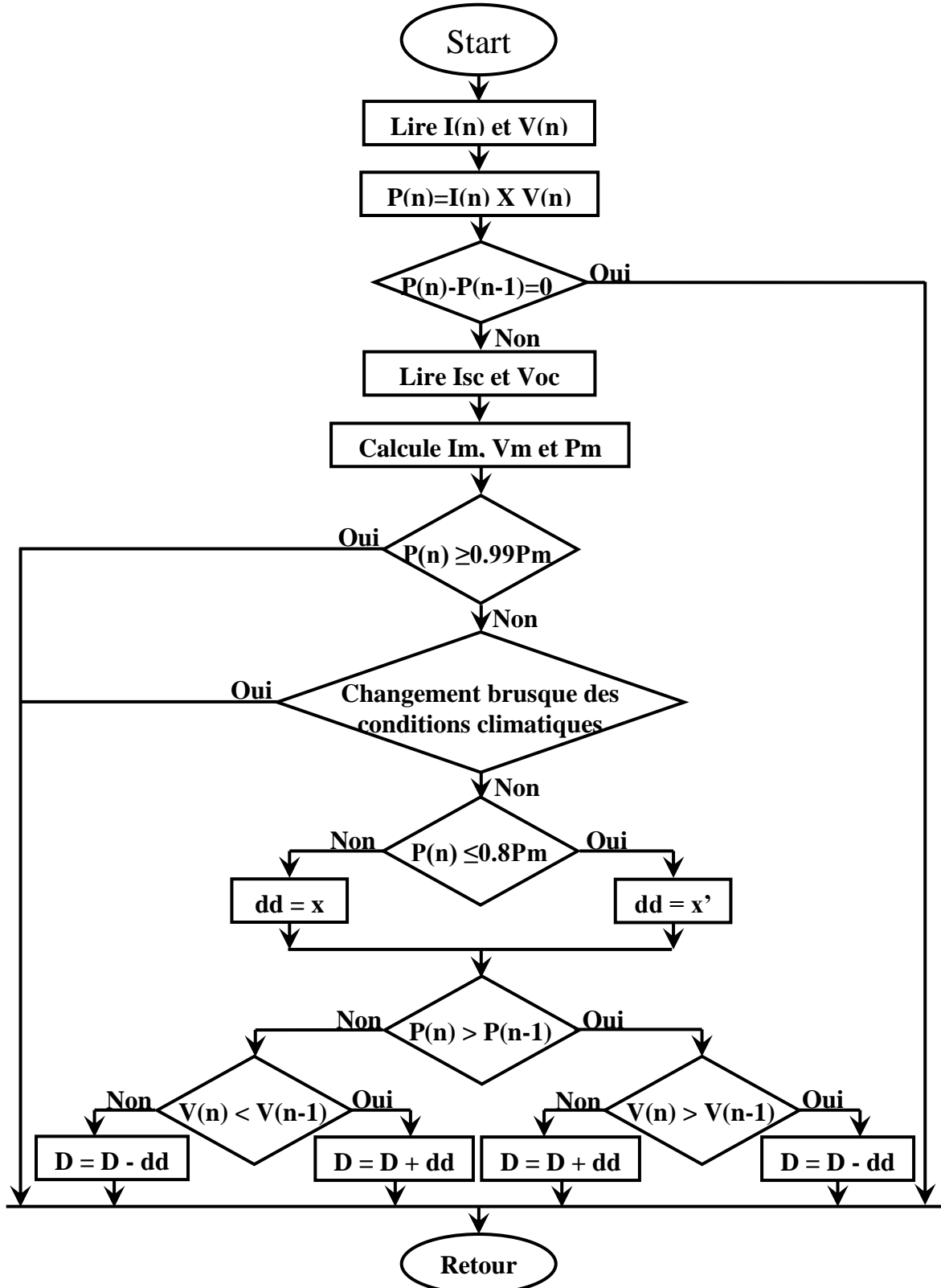


Fig. V.24. Organigramme de la commande MPPT proposée.

Les oscillations autour du PPM sont considérées comme l'inconvénient majeur de la technique P&O et provoquent des pertes considérables en puissance. Pour cela, nous combinons deux autres techniques (FOCV et FSOC basées sur la mesure de la tension du circuit ouvert et le courant de court circuit respectivement) pour assister la technique P & O conventionnelle, car nous pouvons déduire la puissance de la PPM en calculant I_{MPP} et V_{MPP} .

Si la puissance de sortie est supérieure à 99% du P_{MPP} , le rapport cyclique de la commande de l'interrupteur du convertisseur statique est maintenu à sa valeur pour réduire les oscillations jusqu'à un nouvel changement des conditions climatiques.

IV.6.2 Implémentation de la commande proposée dans le Simulink

Nous avons commencé la phase de la simulation par la modélisation du module photovoltaïque utilisé dans le Simulink de Matlab. Comme nous l'avons mentionné dans le troisième chapitre, nous avons utilisé le modèle à trois paramètres, illustré dans la figure III.2 en introduisant les spécifications techniques du module CS4-55 fourni par le constructeur.

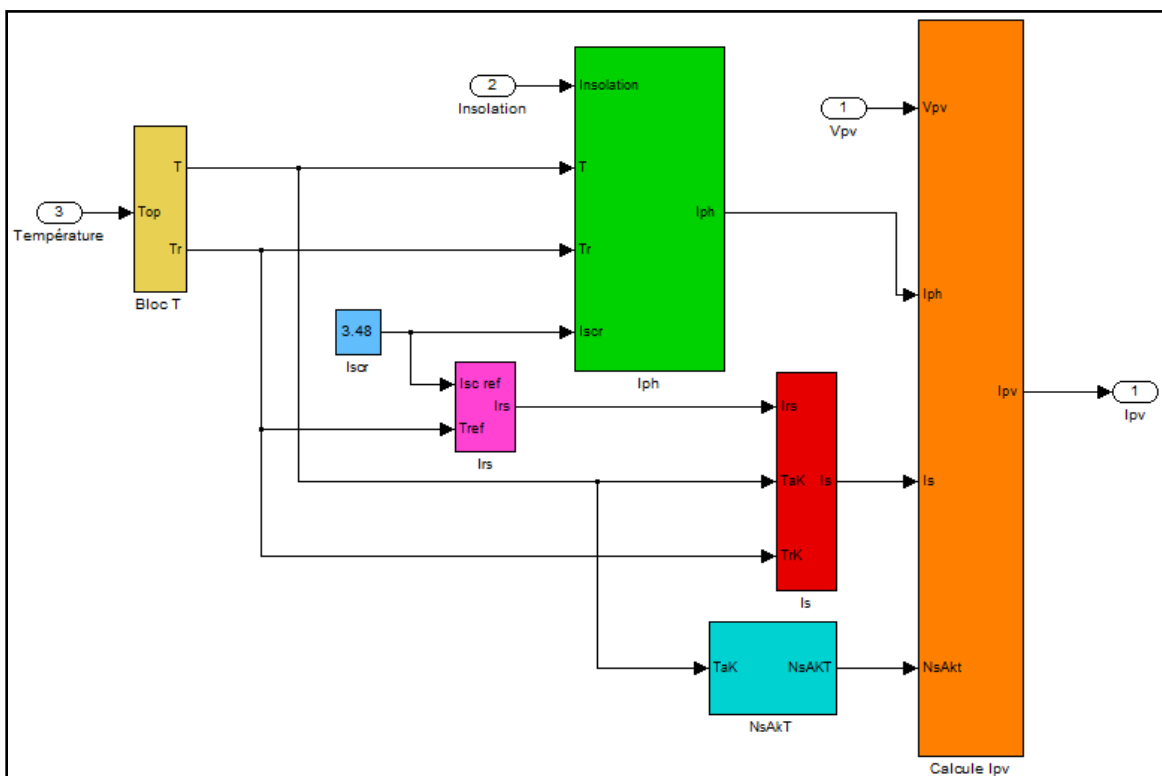


Fig. V.25. Bloc diagramme du Module photovoltaïque CS4-55.

Nous avons utilisé le bloc "Embedded Matlab Function" pour éditer les programmes de poursuite du point de puissance optimal de la technique P&O conventionnelle ainsi que celle proposée.

Pour les mesures de la tension du circuit ouvert et le courant de court circuit, nous avons utilisé deux modules identiques du même type (CS4-55), le premier laissé en circuit ouvert pour mesurer la tension et le deuxième fermé sur une résistance presque négligeable pour la mesure du courant. Il est possible d'utiliser des cellules pilotes qui ont les mêmes caractéristiques de sortie en tension et en courant que celles montées sur le module photovoltaïque étudié (PV1 sur la figure V.3).

Dans notre cas, nous n'avons pas pu procurer ce type de cellules solaires, c'est pourquoi nous avons utilisé deux modules supplémentaires (PV2 et PV3 sur la figure V.3) du même type à la place des cellules pilotes.

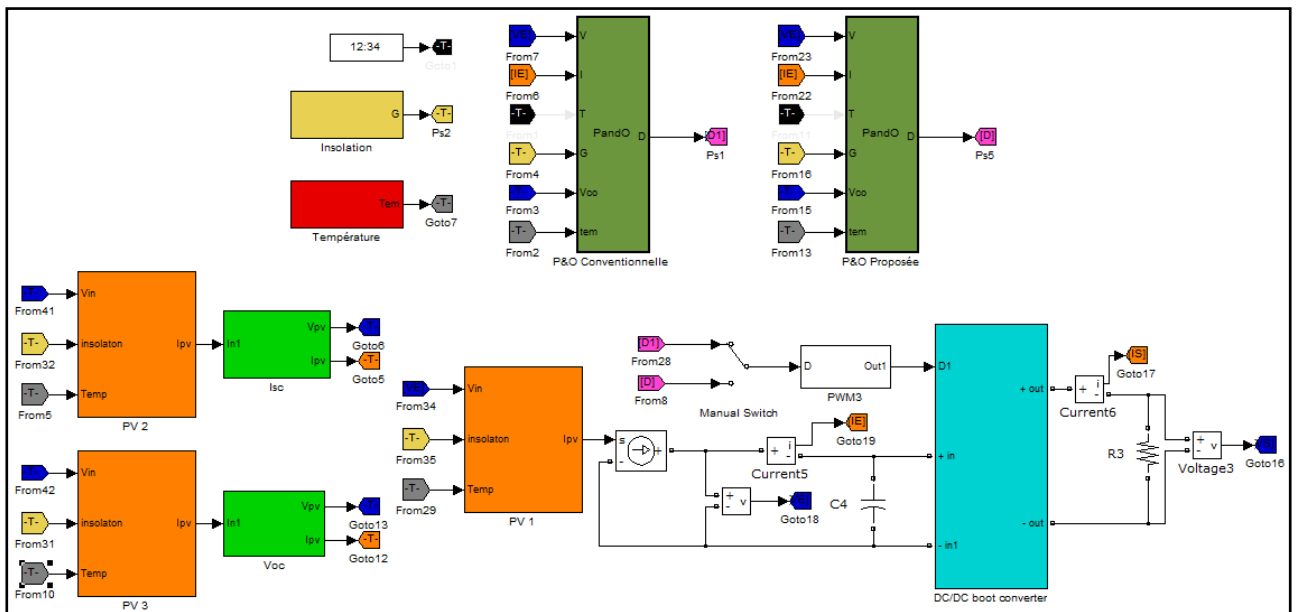


Fig. V.26. Bloc diagramme de simulation de la technique proposée.

IV.6.3 Implémentation du matériel de la commande proposée

Dans la partie qui suit, nous exposons les différents éléments nécessaires pour la mise en œuvre expérimentale de la technique proposée, en commençant par le convertisseur statique DC/DC de type boost.

I.3.2.15 Implémentation du convertisseur statique DC/DC

Nous avons utilisé comme étage d'adaptation, un convertisseur élévateur dont le schéma de principe est montré sur la figure III.12. Sa cellule de commutation est constituée d'une diode rapide de type BYW 29 qui supporte un courant continu de 8A [136] et un MOSFET à canal N de type IRFZ44N qui peut travailler à une fréquence de commutation assez élevée et supporte un courant qui peut atteindre 49A à une température de 25°C [137].

Les valeurs des condensateurs d'entrée et de sortie du convertisseur DC/DC utilisé sont de $470\mu\text{F}$, et la valeur de l'inductance est de 0.11mH .

La figure suivante montre le convertisseur DC/DC implémenté:

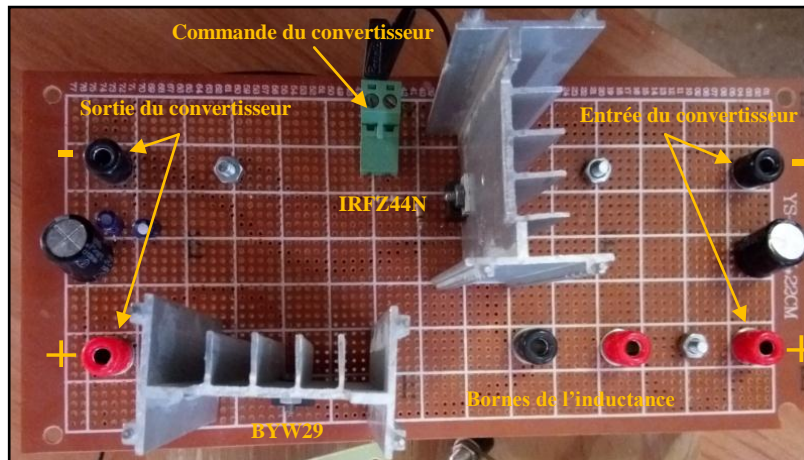


Fig. V.27. Convertisseur Boost implémenté.

Pour commander la grille du transistor MOS et isoler la carte de commande (qui contient le code du programme de la technique MPPT) de type Arduino Uno du circuit de puissance, nous introduisons une carte électronique d'isolation galvanique.

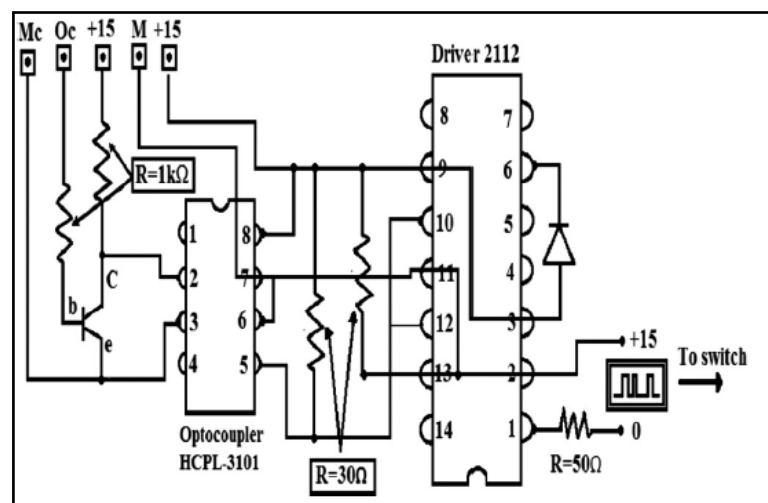


Fig. V.28. Circuit d'isolation galvanique [138].

La carte d'isolation galvanique a pour rôle d'amplifier la tension de commande qui provient de la carte Arduino Uno (une tension de 5V ne suffit pas pour amorcer le transistor IRF Z44N). Elle assure aussi l'isolation entre la carte de commande et le circuit de puissance pour la protéger [138].

La fréquence standard du signal PWM (Modulation de largeur d'impulsion) de la carte Arduino Uno est d'environ 500 Hz avec 255 pas pour couvrir la partie utile de 0 à 100%. Dans notre travail, nous avons modifié la fréquence de découpage en agissant sur la configuration des registres TIMER pour atteindre une fréquence de 7.8 KHz.

La figure suivante montre la carte d'isolation galvanique implémentée:

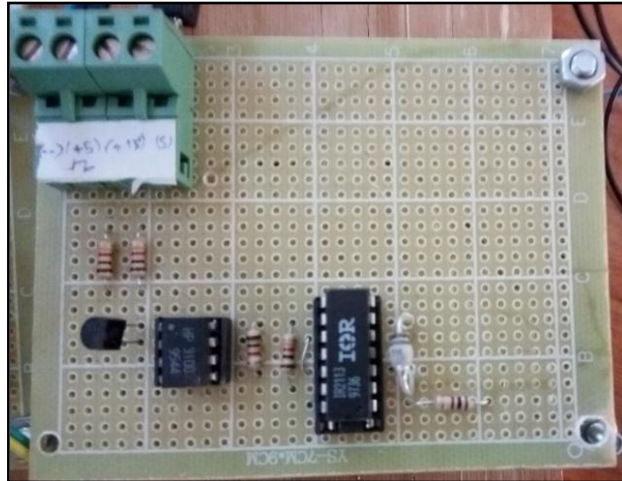


Fig V.29. Carte électronique d'isolation galvanique.

I.3.2.16 Capteur de courant

Nous avons besoin de deux capteurs de courant pour mesurer le courant de court circuit du module pilote et le courant du module sur lequel on effectue les mesures. Nous avons utilisé un capteur de type ACS712 qui peut supporter un courant de 5A, ce capteur est un shield de la carte Arduino.

Il est simple d'utilisation et fiable dans ces mesures, il suffit de le connecter correctement avec une tension d'alimentation de 5V, et réaliser le schéma qui suit pour pouvoir effectuer les mesures souhaitées avec une erreur de 1.5 % [139].

Le premier capteur est placé à l'entrée du convertisseur DC/DC pour mesurer le courant de sortie du module utilisé dans la commande MPPT, et le second est placé sur le module pilote pour la mesure du courant de court circuit de ce dernier.

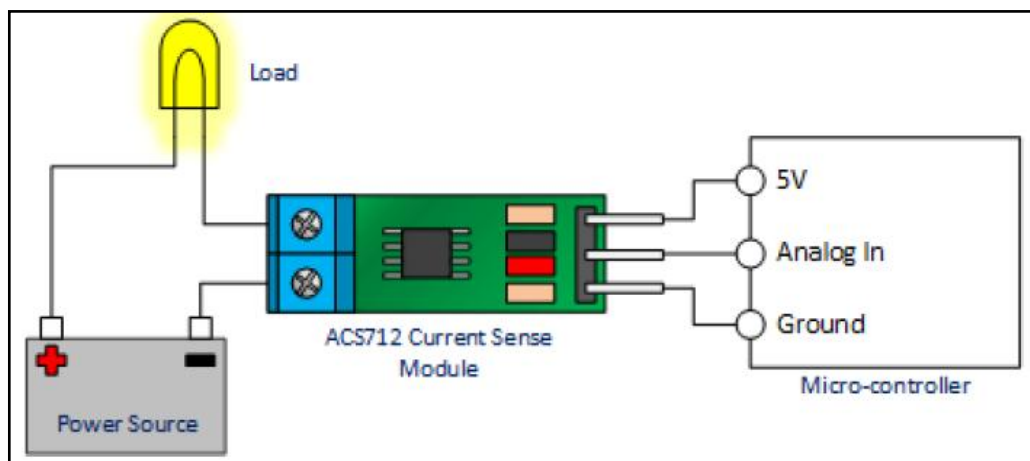


Fig. V.30. Schéma de brochage d'un capteur de courant de type ACS 712.

Il est adaptable à l'utilisation par un microcontrôleur ou par une carte Arduino Uno comme nous l'avons fait dans notre travail. Son schéma de brochage est montré par la figure V.9.

Le schéma synoptique du système proposé avec la carte de commande de type Arduino Uno ainsi que les différents capteurs utilisés dans notre travail est montré par la figure suivante.

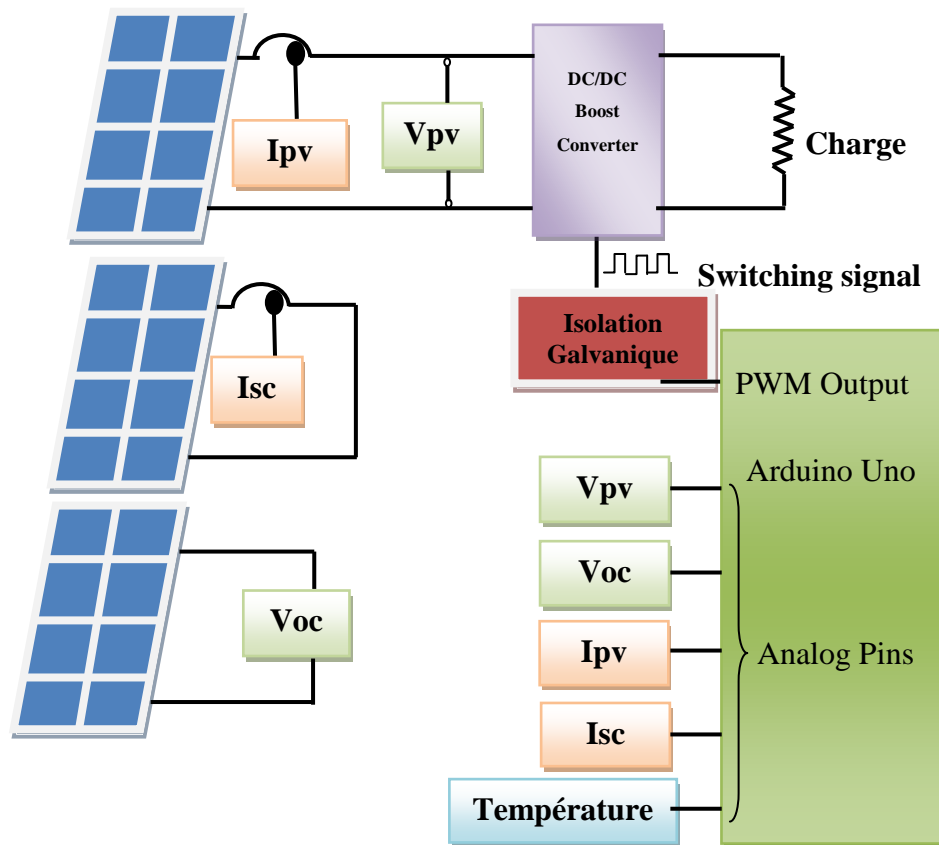


Fig. V.33. Bloc diagramme du système proposé.

IV.7 Résultats et discussions

La partie qui suit de ce chapitre est destinée en premier lieu à la présentation et l'interprétation des résultats de la simulation obtenus par l'utilisation du Simulink du Matlab pour différentes conditions climatiques. Puis nous passons à l'exposition des résultats expérimentaux.

IV.7.1 Résultats de la simulation

Dans cette section, nous présentons les résultats de simulation de la technique MPPT proposée et nous les comparons avec ceux obtenu en utilisant une commande MPPT de type P&O conventionnelle pour différents niveau d'éclairément et de température.

Le convertisseur statique DC/DC de type boost est réalisé en utilisant les différents blocs du Simulink. La fréquence du signal PWM utilisée ainsi que les valeurs des condensateurs et de l'inductance sont les mêmes utilisés dans l'expérimentation.

I.3.2.19 Variation de l'éclairement

Nous commençons la partie de la simulation par fixer la température à une valeur de 25°C et nous faisons varier l'irradiance par des changements brusques en descendant de 1000 W/m² vers 500 W/m² puis en montant jusqu'à 800 W/m².

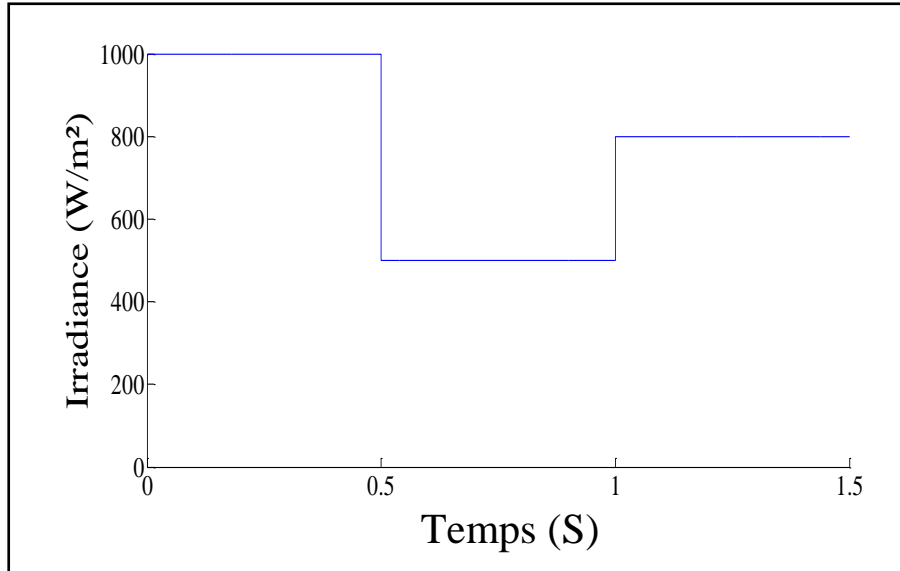


Fig. V.34. L'irradiance solaire.

Les changements brusques de l'éclairement sont effectués pour observer le comportement de l'algorithme vis-à-vis des modifications brusques des conditions climatiques.

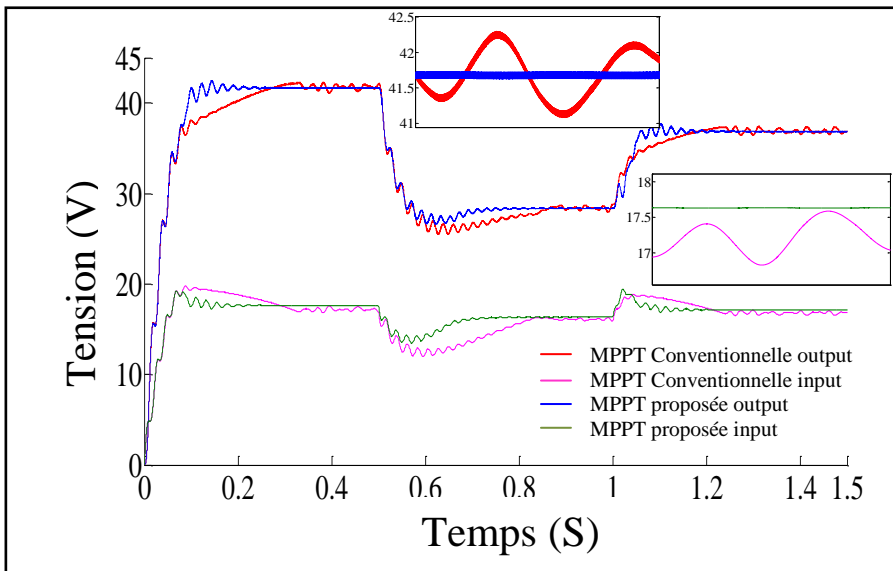


Fig. V.35. Tension d'entrée et de sortie du Convertisseur DC/DC.

La figure ci-dessus montre la variation de la tension de sortie du module photovoltaïque ainsi que celle du convertisseur statique DC/DC. Nous constatons que la commande MPPT proposée suit les changements brusques des conditions d'éclairement mieux que celle d'une MPPT de type P&O

conventionnelle, cela revient au fait que le pas de perturbation variable accélère le processus de recherche du point optimal.

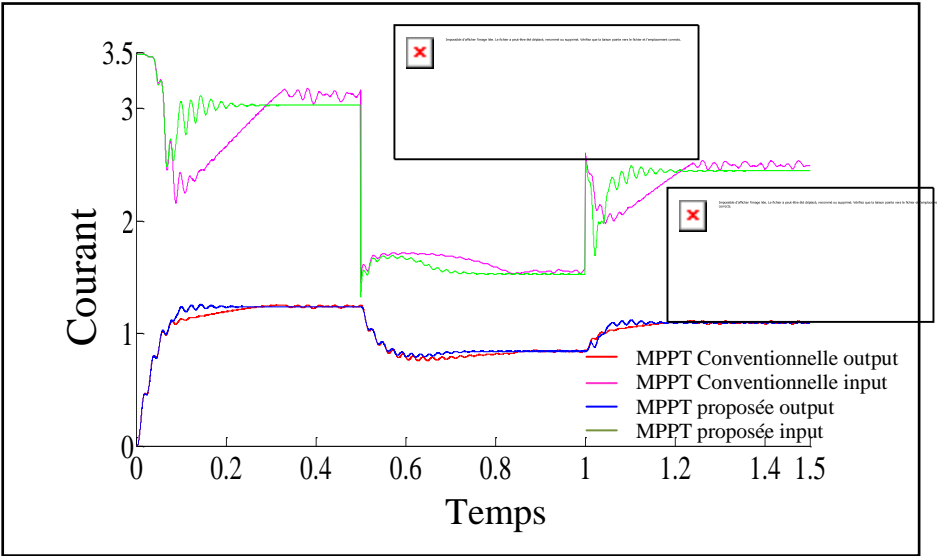


Fig. V.36. Courant d’entrée et de sortie du Convertisseur DC/DC.

La figure V.13 présente le courant de sortie du module photovoltaïque ainsi que celui du convertisseur statique DC/DC pour les deux commandes MPPT conventionnelle et celle proposée dans notre travail. Les oscillations autour du point de puissance maximal fut l’un des inconvénients majeurs de la commande P&O conventionnelle comme le montre les deux figures ci-dessus.

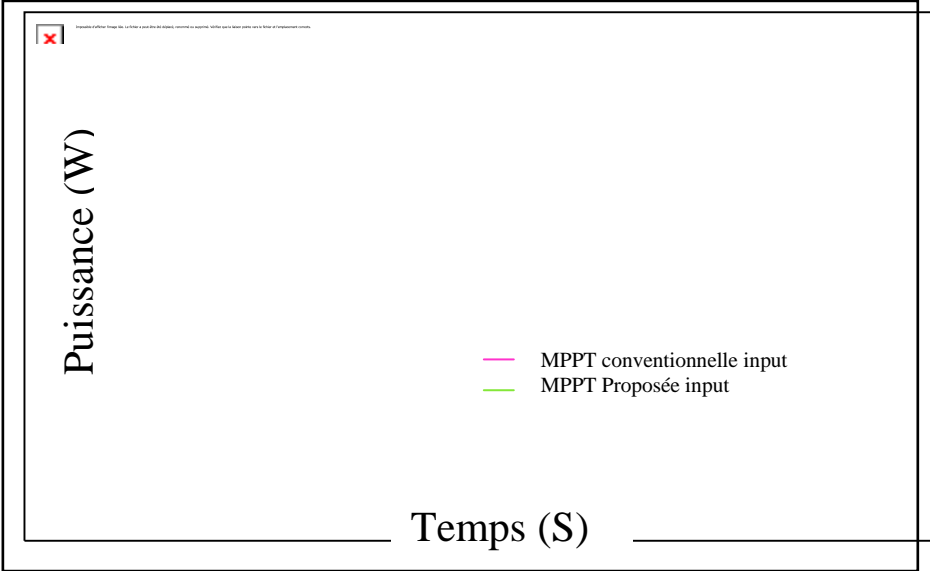


Fig. V.37. Puissance d’entrée du convertisseur DC/DC.

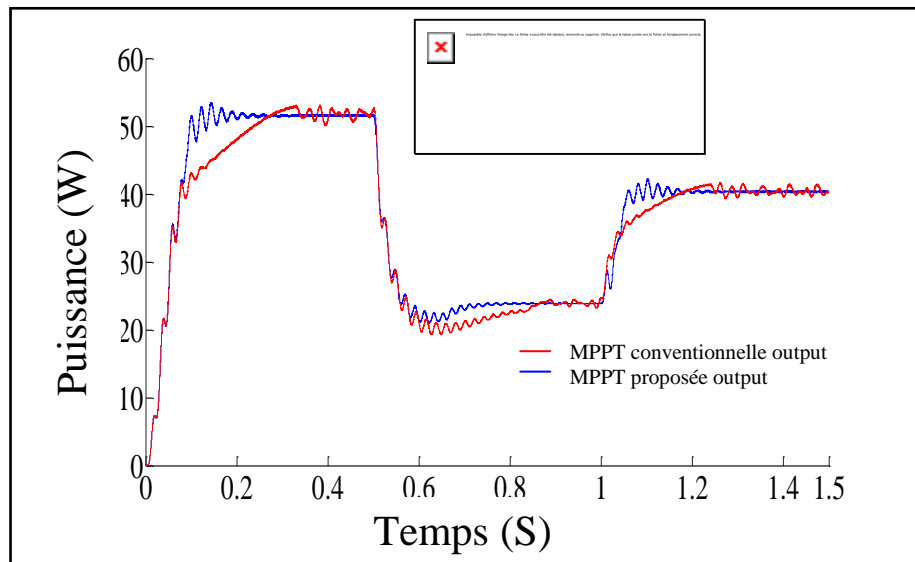


Fig. V.38. Puissance de sortie du convertisseur DC/DC.

Les figures V.14 et V.15 montrent les puissances de sortie aux bornes du module photovoltaïque et celle du convertisseur statique DC/DC.

Nous remarquons que lors des changements d'éclairement, la méthode conventionnelle prend plus de temps que celle proposée pour se positionner sur le point de fonctionnement optimal. Il est clair que les oscillations autour du point optimal ont été réduit et beaucoup moins importantes en utilisant la méthode proposée.

Après avoir étudié le comportement des techniques MPPT P&O conventionnelle et celle proposée lors des changements brusques de l'insolation solaire à différents niveaux, nous appliquons dans ce qui suit un éclairement fixe pendant 0.5S puis décroît légèrement puis croît d'une façon linéaire.

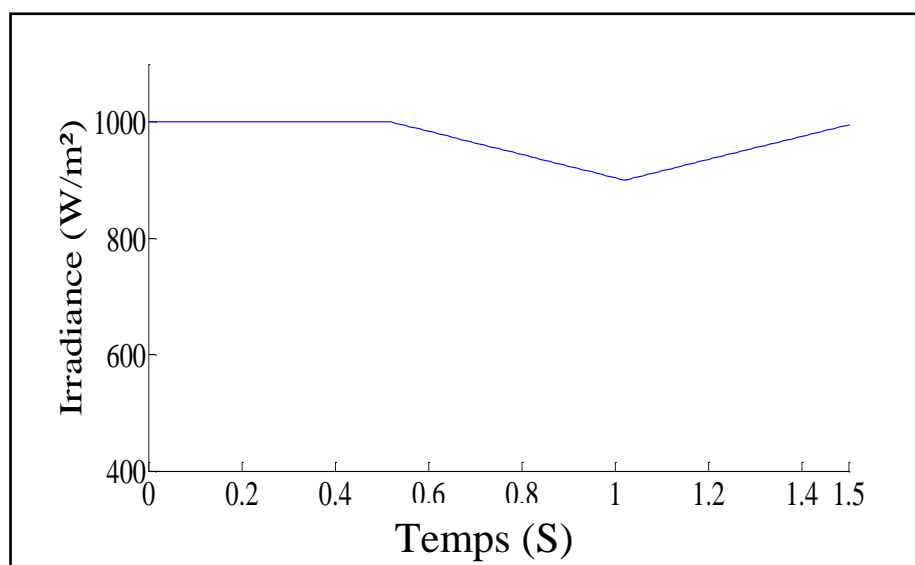


Fig. V.39. Irradiance solaire.

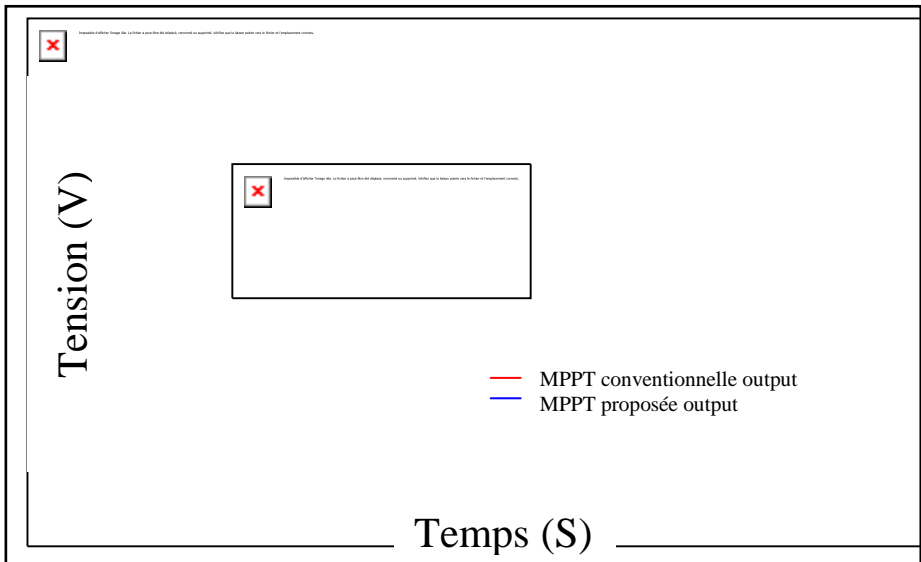


Fig. V.40. Tension de sortie du Convertisseur DC/DC.

Les figures V.17, V.18 et V.19 montrent la variation de la tension, le courant ainsi que la puissance de sortie du module photovoltaïque lorsque la température sera fixe alors que l'éclairement appliqué, varie légèrement avec le temps.

Nous notons que dans des légers changements des conditions climatiques, la technique de poursuite proposée traque le point de fonctionnement optimal et l'atteint plus rapidement que la méthode P&O conventionnelle.

Il est clair que L'amplitude des oscillations autour du PPM une fois atteint est amoindrie en utilisant la méthode implémentée dans ce travail par rapport à la technique conventionnelle.

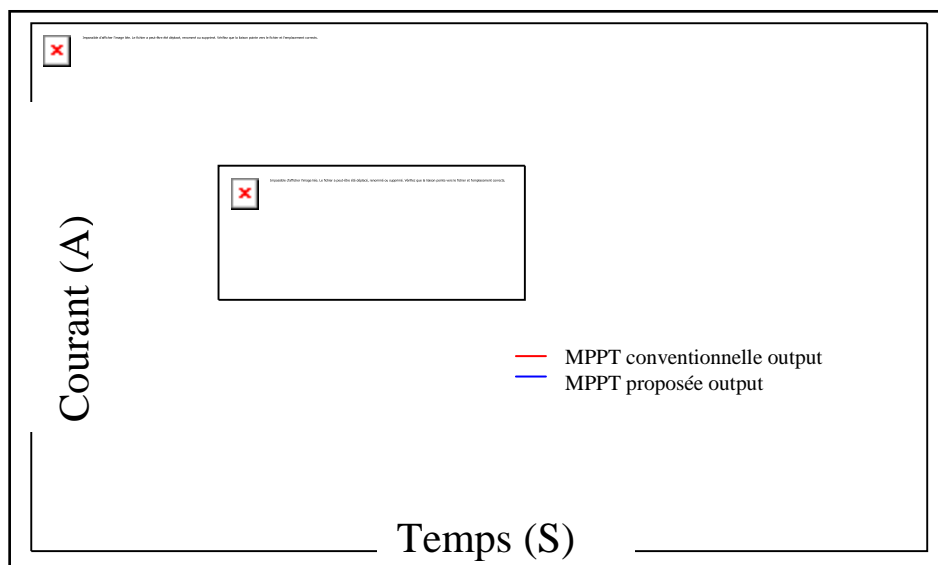


Fig. V.41. Courant de sortie du convertisseur DC/DC.

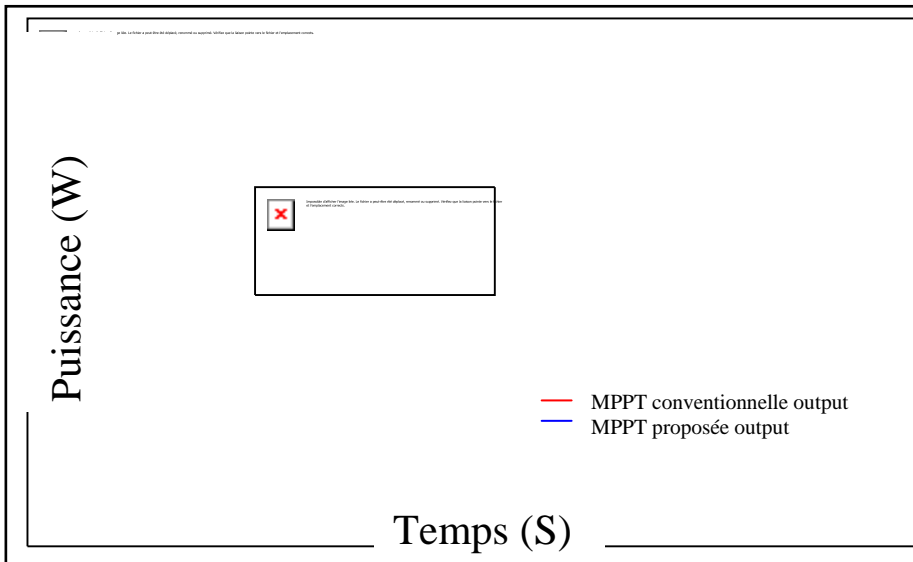


Fig. V.42. Puissance de sortie du convertisseur.

I.3.2.20 Variation de la température

La deuxième partie de la simulation consiste à fixer l'éclairement appliqué au module à 1000 W/m^2 et nous varions la température de l'environnement par des changements brusques de 25°C vers 35°C puis en descendant à une température de 15°C comme le montre la figure suivante.

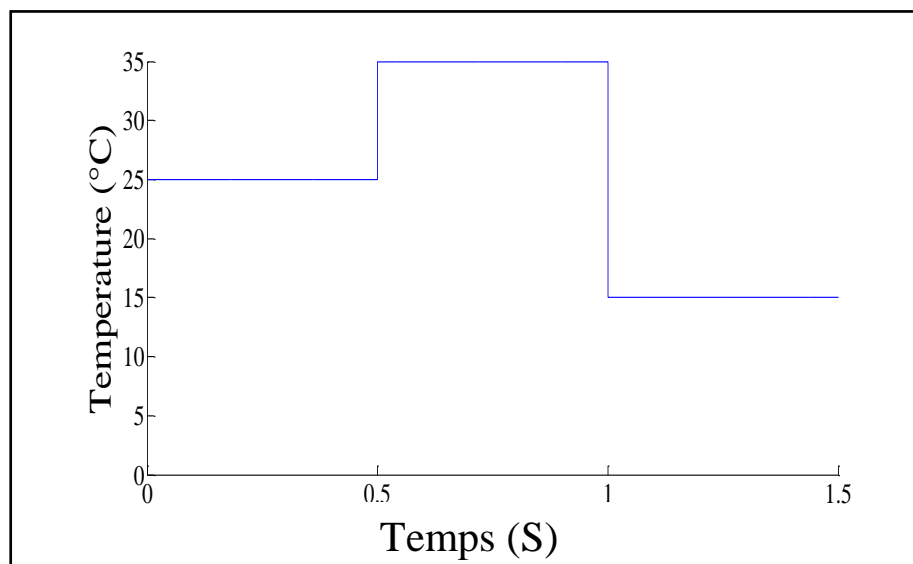


Fig. V.43. Température appliquée.

La température de l'environnement influe sur la tension du circuit ouvert et par conséquent la puissance de sortie du module photovoltaïque ainsi que le PPM. Dans ce qui suit, nous allons observer l'influence de la variation de la température sur le comportement de la technique proposée en la comparant avec la méthode P&O conventionnelle.

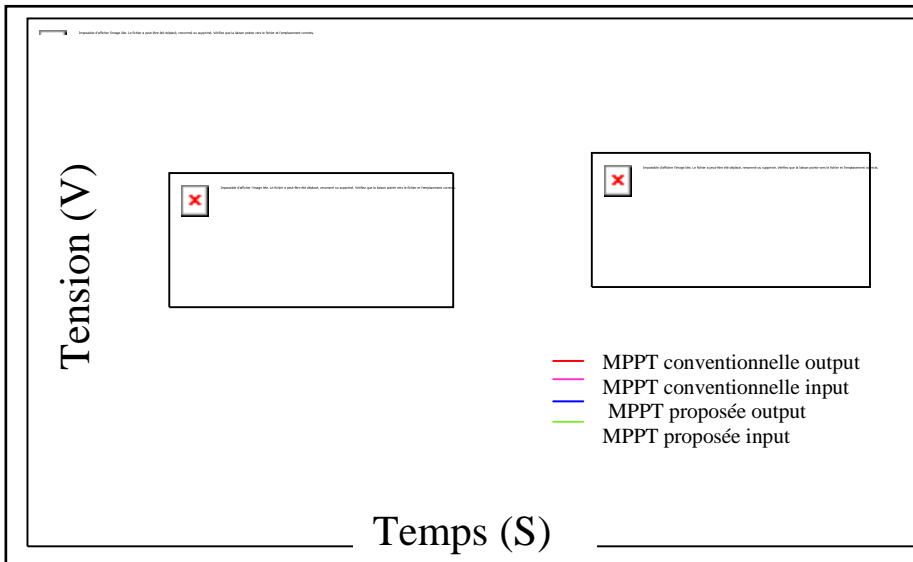


Fig. V.44. Tension d'entrée et de sortie du convertisseur DC/DC.

Les figures V.21 et V.22 montrent les tensions et les courants d'entrée et de sortie du convertisseur statique DC/DC. Comme nous l'avons déjà remarqué en étudiant l'influence de la variation de l'éclairement, la technique MPPT proposée poursuit le point de puissance optimal lors des changements des niveaux de température mieux que la technique conventionnelle.

Cela se manifeste dans la rapidité du processus pour atteindre le sommet de la courbe $P(V)$ par rapport à l'autre méthode ainsi qu'au niveau des pertes causées par les oscillations autour du PPM.

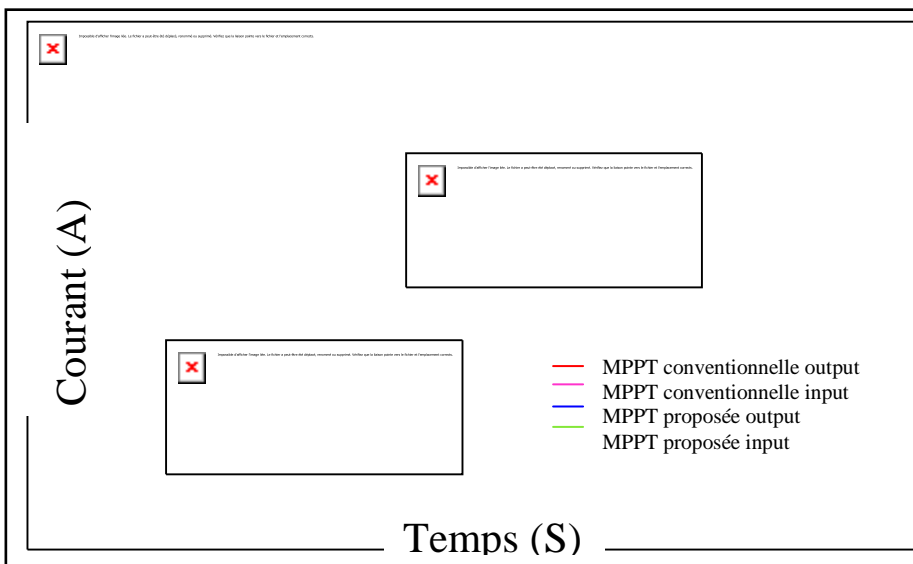


Fig. V.45. Courant d'entrée et de sortie du convertisseur DC/DC.

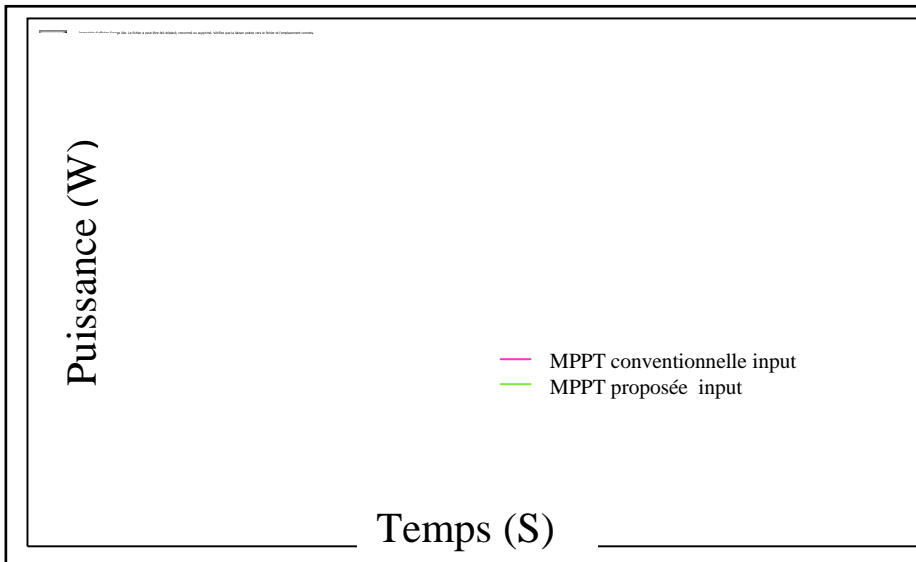


Fig. V.46. Puissance d'entrée du Convertisseur DC/DC.

Les figures V.23 et V.24 montrent les puissances à l'entrée et à la sortie du convertisseur statique DC/DC lors des changements des niveaux de température.

Il est bien évident que la méthode proposée est plus performante que la technique P&O conventionnelle comme le montrent les courbes de puissance. La variation du pas d'incrémement du rapport cyclique nous a permis d'atteindre le point optimal plus rapidement tout en diminuant les pertes causées par l'oscillation autour du PPM.

Nous constatons que l'influence des changements des niveaux d'éclairement est beaucoup plus conséquente que ceux causés par la température, cela est expliqué par le fait que l'éclairement influe considérablement le photo-courant.

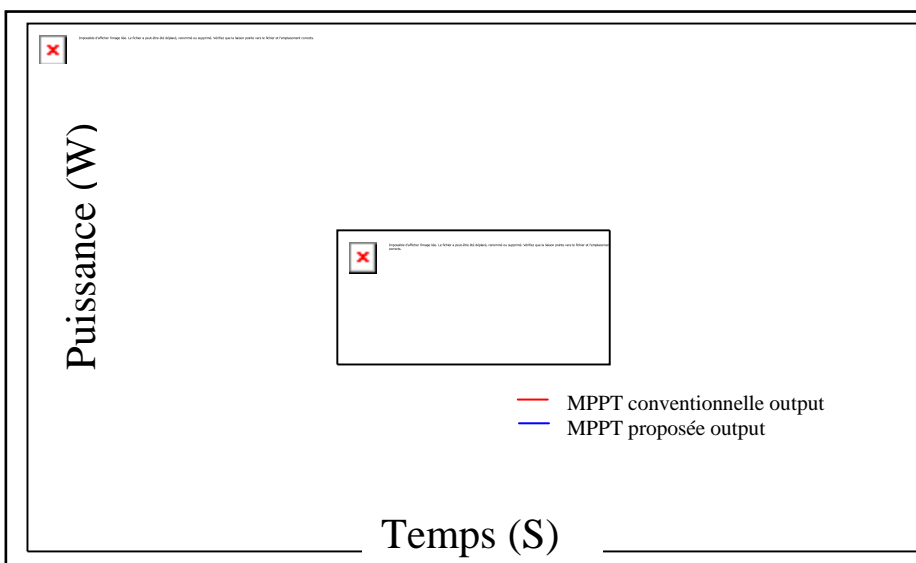


Fig. V.47. Puissance de sortie du convertisseur DC/DC.

IV.7.2 Résultats expérimentaux

Afin de valider les résultats de simulation présentés précédemment dans ce chapitre, nous avons implémenté la technique MPPT proposée expérimentalement en utilisant des capteurs de courant (ACS 712), des capteurs de tension (diviseur de tension), un capteur de température (LM 35), une carte de commande (Arduino Uno), un convertisseur statique DC/DC (boost), une carte d'isolation galvanique et trois modules photovoltaïques (CS 4-55).

Notre expérimentation s'est déroulée au Laboratoire MoDERNa à de l'Université frères Mentouri-Constantine 1 (Campus de Zerzara) durant le mois de février 2017.

Le code de la commande proposée est téléchargé vers la carte Arduino Uno, cette carte gère le processus de la poursuite du point de puissance maximal en analysant les différentes données reçues des différents capteurs.

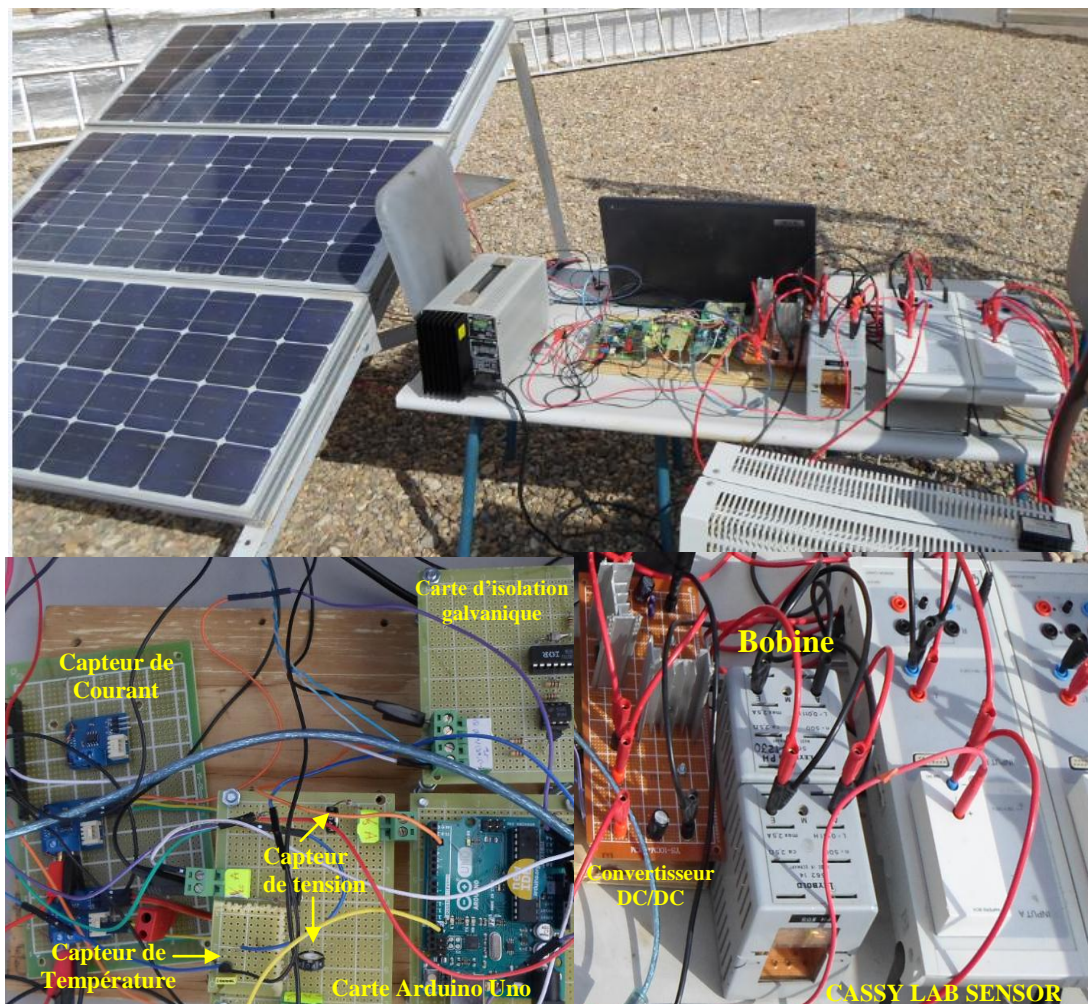


Fig. V.48. Implémentation de la technique MPPT proposée.

La mesure de la température et du courant de court-circuit (calcul de l'éclairement à partir de I_{sc}) du module photovoltaïque pilote nous a permis de recréer ces conditions (d'éclairement et de température) dans l'espace du Simulink pour comparer les résultats obtenus.

Les mesures de courants et de tension du module photovoltaïque ont été acquises sur le micro-ordinateur en utilisant le CASSY LAB SENSOR montré sur la figure ci-dessus.

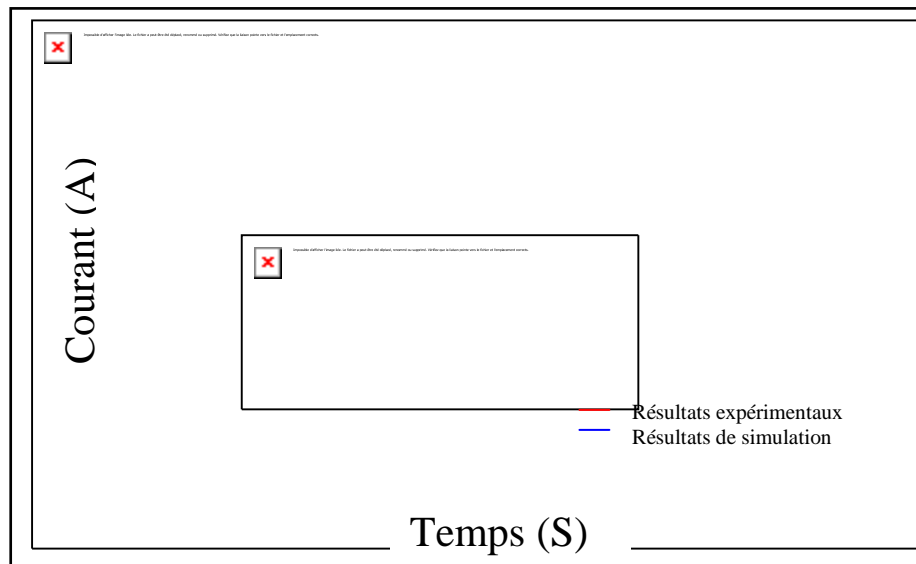


Fig. V.49. Courant de sortie du module photovoltaïque.

Les figures V.26 et V.27 montre le courant et la tension de sortie du module photovoltaïque. Nous avons calculé l'éclairement moyen et la température moyenne mesurés pour pouvoir comparer les résultats expérimentaux avec ceux simulés par le Simulink de Matlab.

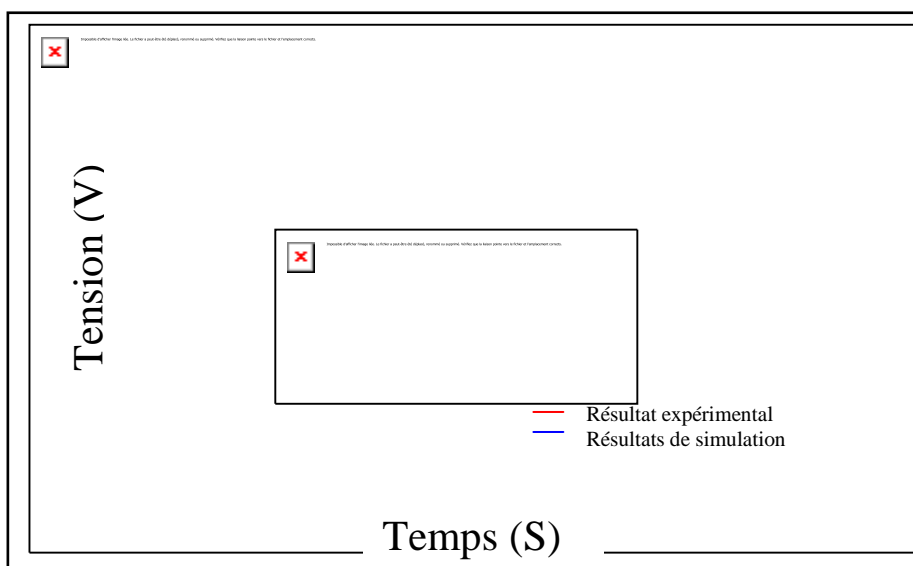


Fig. V.50. Tension de sortie du module photovoltaïque.

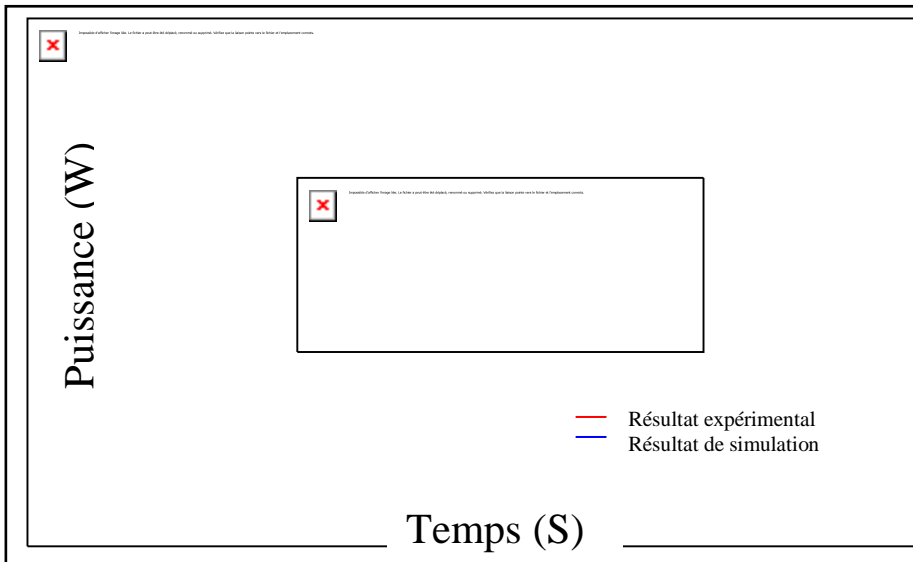


Fig. V.51. Puissance de sortie du module photovoltaïque.

La courbe montrée sur la figure V.28 présente la tension de sortie du module photovoltaïque qui débite sur le convertisseur statique DC/DC. Il est clair que lorsque le point de fonctionnement optimal est atteint, l'oscillation autour du PPM sont amoindri par rapport aux résultats obtenus en appliquant une commande MPPT de type P&O conventionnelle comme le montre les figures qui suivent (V.29, V.30 et V.31).

La stabilisation du rapport cyclique de la cellule de commutation du convertisseur statique joue un rôle important et influence d'une manière directe l'amplitude des oscillations autour du point de fonctionnement optimal.

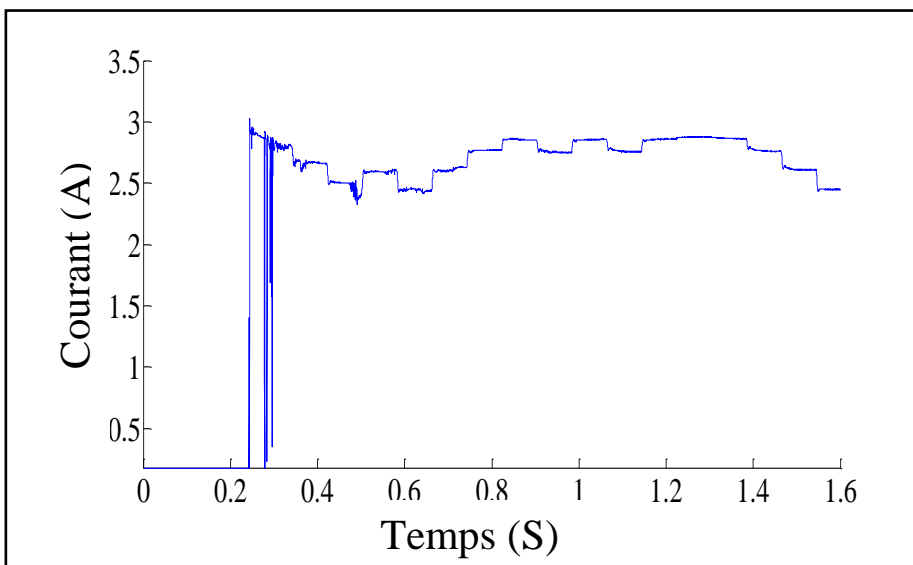


Figure V.52. Courant de sortie du module photovoltaïque.

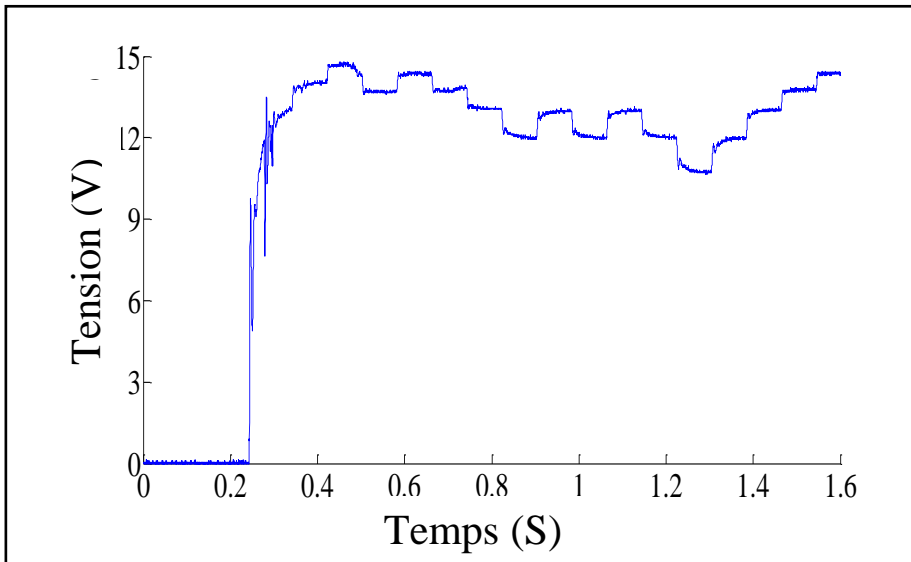


Fig. V.53. Tension de sortie du module photovoltaïque.

Les figures V.29, V.30 et V.31 montrent le courant, la tension et la puissance de sortie du module photovoltaïque qui débite sur le convertisseur DC/DC. Nous avons appliqué une commande MPPT P&O conventionnelle afin d'observer les performances de la technique proposée.

Nous pouvons remarquer l'amplitude importante des oscillations autour du PPM causée par la variation du rapport cyclique caractérisé par le principe de fonctionnement de la technique conventionnelle. Cela engendre des pertes en énergie électrique récupérée par cette technique. Nous pouvons minimiser l'amplitude des oscillations en diminuant le pas d'incrémentation du rapport cyclique, mais cela rendra le processus de poursuite plus long et augmente le risque de divergence en cas de changement brusque des conditions climatiques tel que l'éclairement ou la température.

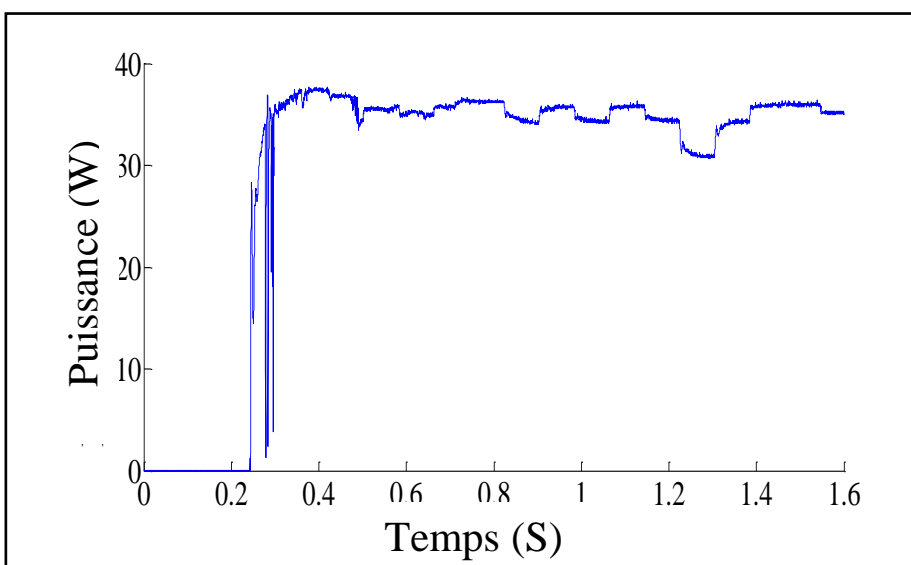


Fig. V.54. Puissance de sortie du module photovoltaïque.

IV.7.3 Combinaison suiveur solaire et commande MPPT proposée

Dans cette partie, nous allons présenter les résultats de simulation obtenus par le Simulink d'un module photovoltaïque monté sur le système suiveur solaire et qui est branché à la commande MPPT proposée.

Ces résultats sont obtenus en injectant les valeurs de l'éclairement et de la température prélevées lors de l'expérimentation du suiveur solaire implémenté (ceux du module fixe et mobile) présentés dans le quatrième chapitre dans les blocs du Simulink qui constitue la technique MPPT déjà réalisée.

Dans les figures qui suivent, nous présentons les caractéristiques de sortie de deux modules photovoltaïques (Courant, tension et puissance). L'un de ces modules est fixe et le deuxième est mobile et suit la trajectoire du soleil le long de la journée. Nous effectuons les mesures en utilisant une connexion directe entre la charge et les deux modules séparément, puis en utilisant le convertisseur DC/DC de type boost commandé par la commande MPPT proposée comme étage d'adaptation entre la charge et les deux modules.

Les résultats obtenus par la simulation en utilisant des valeurs de l'éclairement et de la température prélevés lors de la journée du 20/06/2018 sont présentés par les courbes qui suivent:

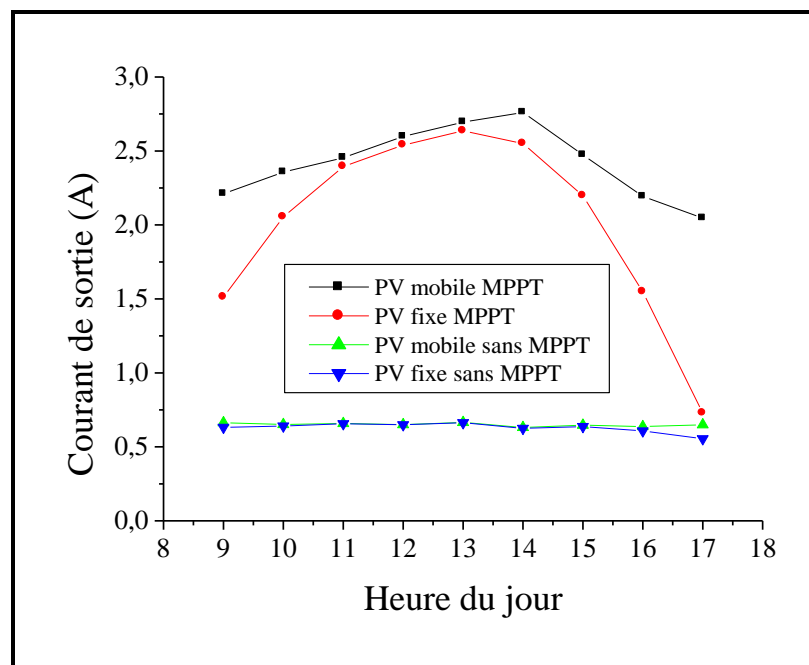


Fig. V.55. Courant de sortie des modules photovoltaïques fixe et mobile.

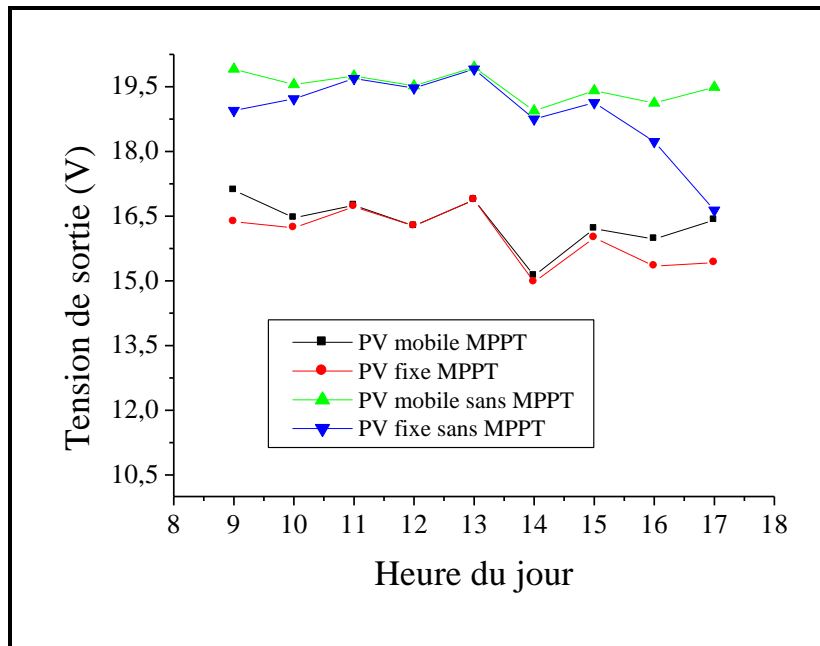


Fig. V.56. Tension de sortie des modules photovoltaïques fixe et mobile.

Les figures V.32, V.33 et V.34 montrent les paramètres de sortie des deux modules utilisés en courant, en tension et en puissance respectivement. Nous constatons que l'utilisation d'une commande MPPT augmente considérablement la puissance de sortie du module photovoltaïque par rapport à une connexion directe.

Il est clair que l'utilisation d'un suiveur solaire n'a pas augmenté d'une manière influente la puissance de sortie du module photovoltaïque connecté directement à la charge résistive sans l'utilisation d'un étage d'adaptation.

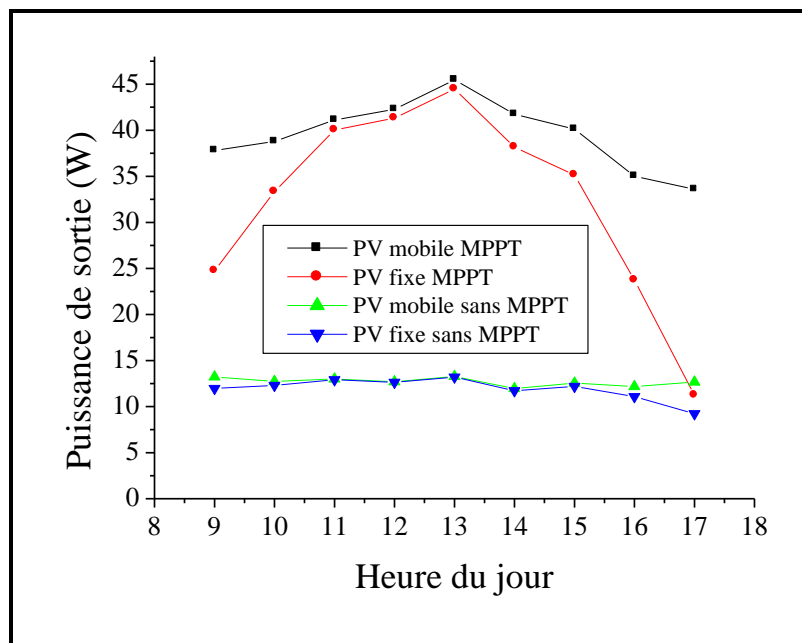


Fig. V.57. Puissance de sortie des modules photovoltaïques fixe et mobile.

Les résultats obtenus des valeurs de l'éclairement et de la température prélevés lors de la journée du 23/06/2018 sont présentés par les courbes qui suivent:

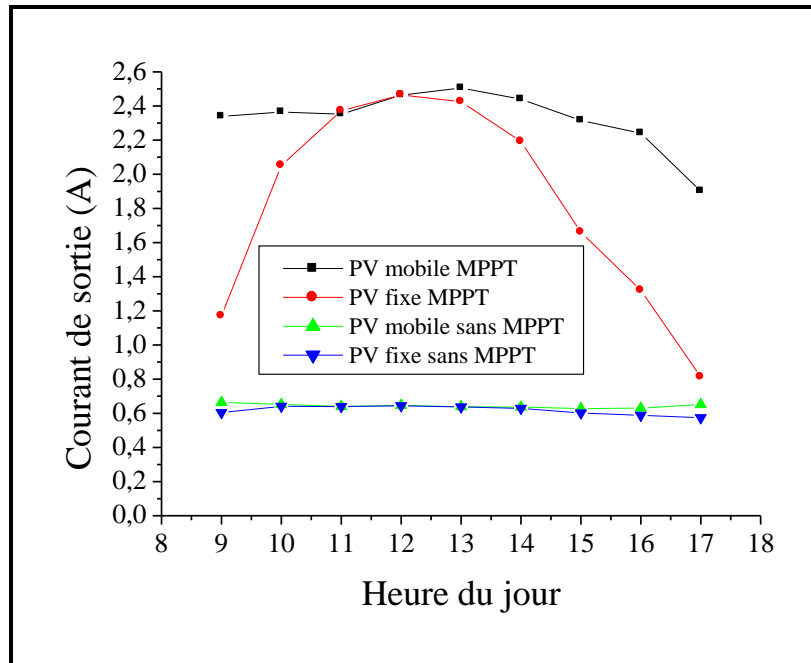


Fig V.58. Courant de sortie des modules photovoltaïques fixe et mobile.

Les figures V.35, V.36 et V.37 représentent le courant, la tension et la puissance de sortie du module photovoltaïque pour quatre cas, un module fixe connecté directement à la charge, un module fixe connecté à la charge à travers un étage d'adaptation, un module mobile connecté directement à la charge et un module mobile connecté à la charge à travers un étage d'adaptation.

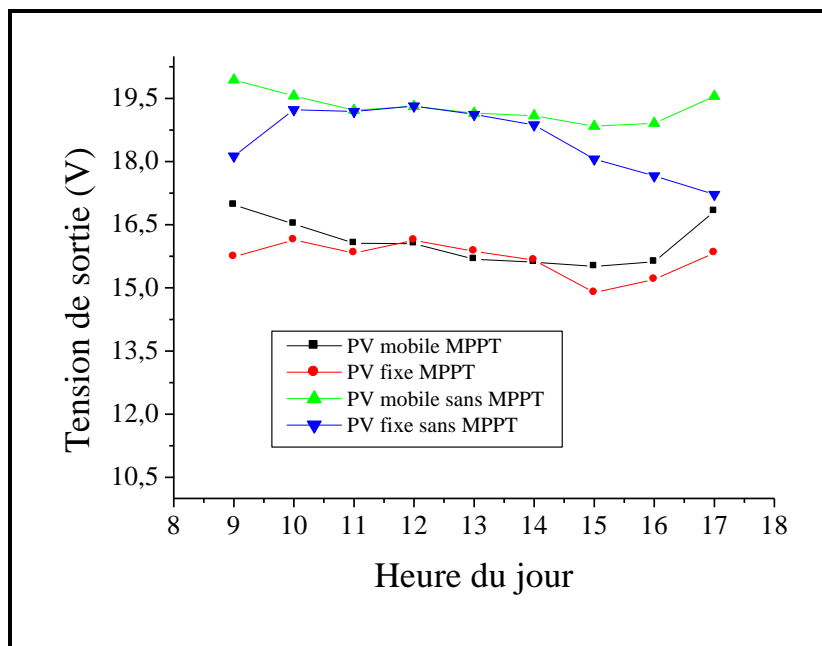


Fig. V.59. Tension de sortie des modules photovoltaïques fixe et mobile.

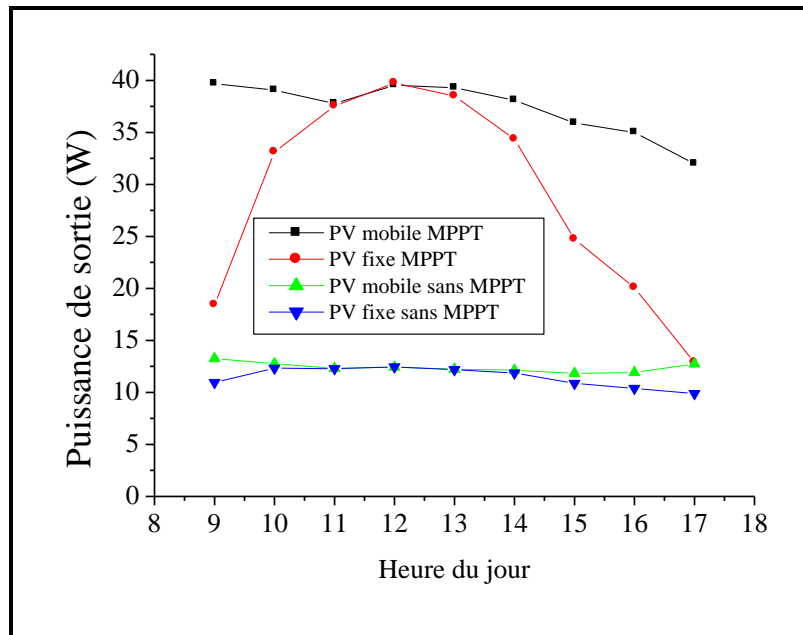


Fig. V.60. Puissance de sortie des modules photovoltaïques fixe et mobile.

La variation de la puissance de sortie du module suivant l'heure du jour montrée sur la figure ci-dessus nous informe sur l'importance de l'utilisation d'un suiveur solaire ainsi qu'une commande MPPT qui commande l'étage d'adaptation entre la charge et la source d'alimentation. L'utilisation d'un système suiveur du soleil à lui seul pour optimiser la conversion photovoltaïque peut ne pas suffire à cause de la non linéarité de la caractéristique de sortie des modules.

Les résultats obtenus des valeurs de l'éclairement et de la température prélevés lors de la journée du 25/06/2018 sont présentés par les courbes qui suivent:

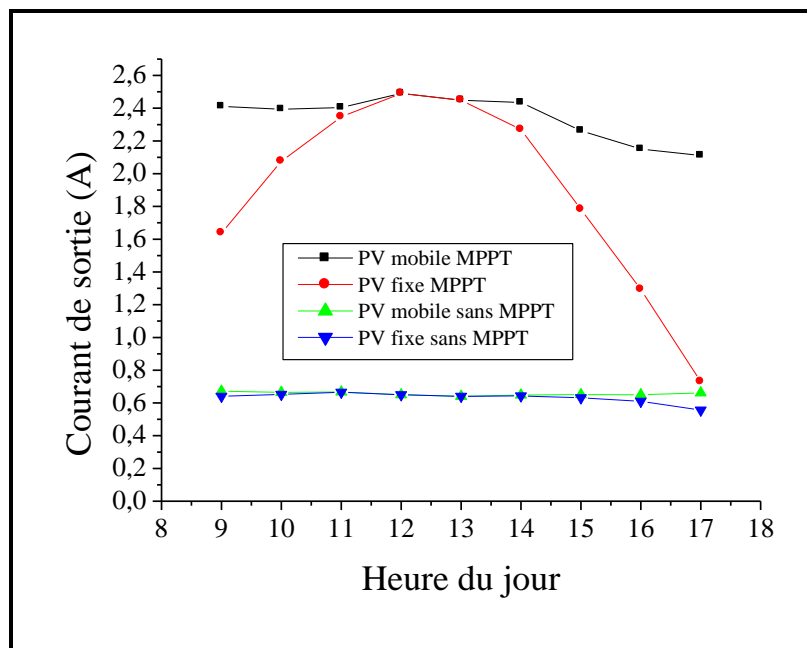


Fig. V.61. Courant de sortie des modules photovoltaïques fixe et mobile.

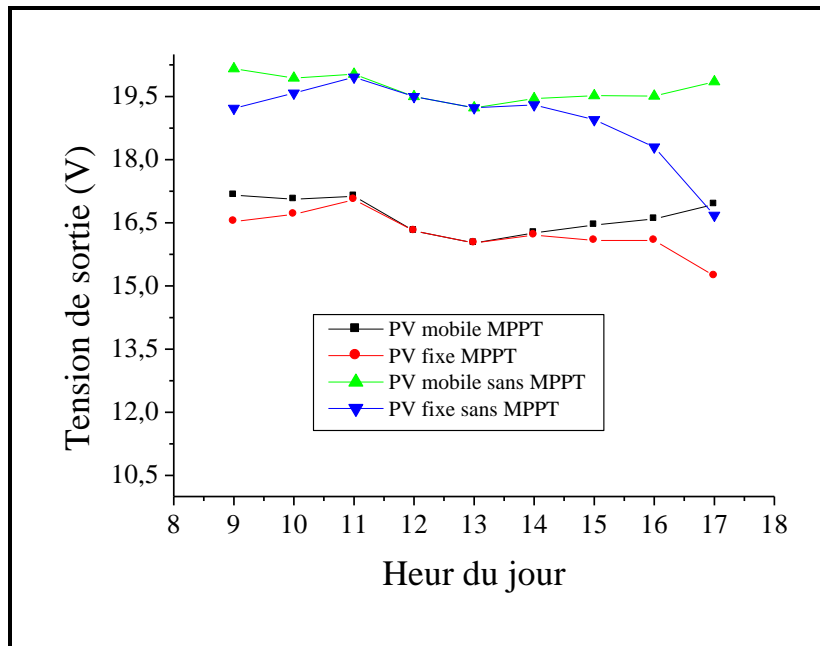


Fig. V.62. Tension de sortie des modules photovoltaïques fixe et mobile.

La figure suivante montre que le module mobile connecté à une charge à travers un étage d'adaptation commandé par la technique MPPT proposée délivre le plus de puissance. Cela revient au fait qu'il reçoit le maximum du rayonnement solaire par rapport à un module fixe en utilisant un système suiveur du soleil, aussi que le point de fonctionnement du système est forcé à se positionner sur le point de puissance maximal du module. Dans ce cas la, nous optimisons la quantité d'énergie collectée par un module photovoltaïque durant la journée tout en assurant le transfert d'une quantité maximale d'énergie ainsi produite vers la charge.

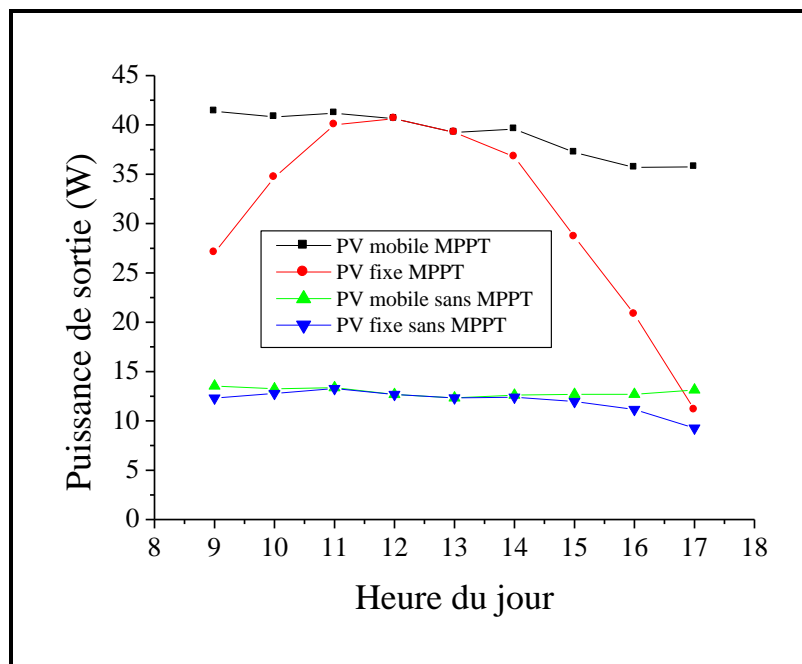


Fig. V.63. Puissance de sortie des modules photovoltaïques fixe et mobile.

En analysant les résultats de simulation des trois jours d'expérimentation, nous concluons ce qui suit:

Pour la première journée l'utilisation d'un système suiveur solaire et la commande MPPT proposée a fait augmenter la puissance de sortie de 19.06% par rapport à un système fixe muni d'un étage d'adaptation et de 69.87% par rapport à un module fixe et connecté directement à la même charge résistive.

Pour la deuxième journée l'utilisation d'un système suiveur du soleil et la commande MPPT proposée a fait augmenter la puissance de sortie de 22.88% par rapport à un système fixe muni d'un étage d'adaptation et de 72.53% par rapport à un module fixe et connecté directement à la même charge résistive.

Pour la deuxième journée l'utilisation d'un système suiveur du soleil et la commande MPPT proposée a fait augmenter la puissance de sortie de 20.64% par rapport à un système fixe muni d'un étage d'adaptation et de 69.21% par rapport à un module fixe et connecté directement à la même charge résistive.

IV.8 Conclusion

La non-linéarité de la caractéristique $I(V)$ des modules photovoltaïques rend l'utilisation des commandes de poursuite du point de fonctionnement optimal presque une nécessité indispensable. Cela rend possible l'exploitation de l'énergie maximale que peut débiter un module à un instant t .

Ce chapitre était dédié à l'implémentation d'une commande MPPT hybride basé sur la technique P&O avec un pas d'incrémentations variable, et assistée par les techniques de la mesure de la tension du circuit ouvert et du courant de court circuit.

Nous avons opté pour ce choix afin de remédier aux pertes liées à la technique MPPT P&O conventionnelle tels que les oscillations autour du point de fonctionnement optimal, et le risque de divergence lors des changements brusques de l'éclairement et/ou de la température en mettant au point un système de détection des variations des conditions climatiques.

La technique proposée a été mise en épreuve pour différents niveaux d'éclairement et de température en effectuant des variations brusques pour observer son comportement au cours des changements climatiques.

Pour la validation de la technique proposée, nous avons utilisé une carte Arduino Uno dans laquelle nous avons uploadé le programme relative à la commande MPPT. Les résultats obtenus ont montré la diminution des oscillations autour du point de puissance maximale par rapport à la technique P&O conventionnelle.

Dans la troisième partie des résultats, nous avons présenté les résultats de la simulation du modèle du suiveur solaire en l'associant avec la commande MPPT proposée pour optimiser la collecte de l'énergie lumineuse reçue à la surface du module pour qu'ensuite transférer l'énergie produite dans sa globalité vers la charge.

Nous avons vu que si la charge n'est pas adaptée au module photovoltaïque utilisé, le système suiveur du soleil n'apportera pas grande chose (un taux qui ne dépasse pas les 10% par rapport à un module fixe). Par contre l'exploitation d'une commande MPPT à côté d'un système suiveur peut augmenter considérablement la puissance de sortie du module photovoltaïque (dans notre étude, l'amélioration peut atteindre 72% par rapport à un module fixe et connecté directement à la charge).

Conclusion Générale

Les travaux présentés dans notre travail visaient à optimiser l'exploitation de l'énergie solaire convertie en électricité par voie photovoltaïque. Notre modeste contribution scientifique se manifeste au niveau de deux thématiques:

- la première approche concerne l'optimisation de la collecte de l'énergie reçu à la surface des modules photovoltaïques par la réalisation d'un suiveur solaire muni d'une stratégie de suivi hybride, dans le but de garder le rayonnement solaire perpendiculaire à la surface des modules photovoltaïques tout au long de la journée.

- alors que la deuxième concerne le couplage entre les modules photovoltaïques et leurs charges par la simulation en utilisant le Simulink de Matlab, et l'implémentation expérimentale d'une technique hybride de recherche du point de puissance maximale. Pour cela, Nous avons utilisé une carte de commande et de contrôle de type Arduino Uno ainsi que les différents capteurs qui vont avec, pour faire en sorte que le module travaille toujours à sa puissance maximale disponible.

Avant d'aborder la problématique de l'exploitation de l'énergie solaire photovoltaïque, nous avons commencé par acquérir une connaissance approfondie sur le comportement des générateurs photovoltaïques. Car la compréhension de leur principe de fonctionnement et l'influence des différents changements climatiques sur leurs caractéristiques $I(V)$, nous permet de remédier aux problèmes de couplage à la charge et des angles d'incidences du rayonnement solaire à la surface des modules.

Pour cela, dans les trois premiers chapitres, nous avons essayé de voir de près le principe de fonctionnement des cellules solaires pour pouvoir déterminer les différents facteurs qui limitent leurs rendement, pour qu'ensuite déterminer quelques solutions d'optimisation comme l'utilisation des suiveurs solaires ainsi que des algorithmes des commandes de recherche du point optimal.

Nous avons pu voir que l'utilisation des systèmes suiveurs du soleil augmente considérablement la puissance de sortie des modules photovoltaïques par rapport à des modules fixes. Dans notre étude, la puissance moyenne de sortie du module mobile prélevé sur les trois jours de mesure a augmenté d'environ 18.51% par rapport à un module fixe et orienté vers le sud. Cela revient au fait que le rayonnement solaire atteint la surface du module mobile dès le lever du soleil et d'une manière perpendiculaire à sa surface (ce qui diminue la réflexion). Ce résultat a tendance à augmenter si les mesures ont été effectuées du levée au coucher du soleil.

L'utilisation d'un algorithme de commande et de contrôle hybride du système suiveur du soleil à deux axes nous permet d'améliorer le rendement des modules lors des temps nuageux, en captant le maximum du rayonnement diffus. Car le module sera toujours orienté vers le soleil sur l'axe d'azimut et suit le rayonnement diffus le plus intense sur l'axe du zénith.

Afin d'extraire le maximum d'énergie disponible du module photovoltaïques, nous avons proposé un algorithme de commande MPPT qui commande la cellule de commutation de l'étage d'adaptation DC/DC de type boost. La technique proposée a pour but de remédier aux inconvénients de la commande P&O conventionnelle en utilisant un pas d'incrément variable et en la faisant assister par les méthodes de mesure du courant de court circuit et de la tension du circuit ouvert.

Les résultats obtenus par la simulation ont montré que la technique proposée a diminué les oscillations autour du point de puissance maximal et suit les changements brusques des conditions climatiques. Ces résultats ont été validés et comparés à des résultats expérimentaux en recréant les mêmes conditions de température et d'éclairement dans le SIMULINK. Il est à noter que l'implémentation de la technique proposée est peu coûteuse malgré que sa mise en place nécessite au total 5 capteurs (2 capteurs de courant, 2 capteurs de tension, 1 capteur de température).

Pour montrer l'avantage de combiner les deux thématiques utilisées dans notre travail, nous avons utilisé les mesures du quatrième chapitre en éclairage et en température, afin de les utiliser comme conditions climatiques dans le SIMULINK de MATLAB. Cela nous a permis d'observer le résultat qu'apporte l'utilisation d'un système suiveur solaire et une commande de recherche du point de puissance maximal. La puissance de sortie du module photovoltaïque a augmenté par une moyenne de 20.86% par rapport à un système fixe branché à la charge à travers la commande MPPT proposée, et par une moyenne de 70.53% par rapport à un système fixe raccordé directement à la charge.

Nous pouvons conclure que l'utilisation d'un suiveur solaire n'apportera pas une grande amélioration au niveau de la puissance de sortie des modules photovoltaïques, si la charge utilisée n'est pas adaptée de telle sorte que le point de fonctionnement du système soit proche du point optimal.

Les résultats obtenus dans cette thèse, nous encouragent et nous motivent à poursuivre nos recherches pour une meilleure utilisation de l'énergie électrique photovoltaïque. Comme perspectives, nous citons:

- ❖ ajouter des systèmes réducteurs de vitesse au système suiveur du soleil implémenté pour plus de précision.
- ❖ développer un système de mesure de la vitesse du vent pour préserver le système conçu lors de fortes rafales du vent.
- ❖ développer un système de détection de la position du soleil par capteur et un organigramme de calcul plus précis, muni d'un système d'acquisition d'information permanent pour observer et stocker les résultats obtenus durant toute l'année sans intervention de l'être humain.
- ❖ proposer une technique MPPT basé sur un développement mathématique caractérisé par un bon comportement lors des changements climatiques brusques. L'implémentation de son algorithme se fera par le biais d'une carte de commande et de contrôle de type FPGA.
- ❖ diminuer le coût de l'installation de la commande MPPT/suiveur solaire proposé.

Annexe

Les données en matière d'éclairément et de température prélevés lors des trois jours d'expérimentation et utilisé dans le cinquième chapitre sont présentées par les trois tableaux qui suivent:

Heure du jour	Température	Eclairément reçu à la surface du module fixe	Eclairément reçu à la surface du module mobile
09h00	33	517,23	764,351
10h00	39	695,387	798,833
11h00	38	821,821	841,935
12h00	42	856,303	873,544
13h00	38	905,152	922,393
14h00	50	821,821	890,785
15h00	42	738,489	833,315
16h00	42	517,23	735,616
17h00	35	261,488	683,893

Tab 5. Eclairément et température prélevés le 20/06/2018.

Heure du jour	Température	Eclairément reçu à la surface du module fixe	Eclairément reçu à la surface du module mobile
09h00	34	396.543	798.833
10h00	39	689.64	804.58
11h00	43	784.465	793.086
12h00	43	830.441	824.694
13h00	45	813.2	824.694
14h00	45	732.742	801.706
15h00	46	545.965	764.351
16h00	45	456.886	744.236
17h00	33	293.097	655.158

Tab 6. Eclairément et température prélevés le 23/06/2018.

Heure du jour	Température	Eclairement reçu à la surface du module fixe	Eclairement reçu à la surface du module mobile
09h00	32	557.459	821.821
10h00	35	709.754	827.568
11h00	34	807.453	830.441
12h00	41	839.062	839.062
13h00	44	824.694	824.694
14h00	41	767.224	818.947
15h00	38	603.435	764.351
16h00	37	456.886	735.616
17h00	32	249.994	718.375

Tab 7. Eclairement et température prélevés le 25/06/2018.

Références Bibliographique

Références bibliographiques de l'introduction générale

- [1] J.-P. Hansen and J. Percebois, "Energie: Economie et politiques, " De Boeck Supérieur, 2019.
- [2] O. Pierre, "Le stockage de l'énergie," ed: Dunod, 2013.
- [3] W. Nordhaus, "Le casino climatique: Risques, incertitudes et solutions économiques face à un monde en réchauffement, " De Boeck Superieur, 2019.
- [4] M. Mao, P. Jin, L. Chang, and H. Xu, "Economic analysis and optimal design on microgrids with SS-PVs for industries," IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 5, pp. 1328-1336, 2014.
- [5] M. Ben Jebli, S. Ben Youssef, and I. Ozturk, "The role of renewable energy consumption and trade: environmental kuznets curve analysis for sub-saharan Africa countries," African Development Review, vol. 27, pp. 288-300, 2015.
- [6] A. Korfiati, C. Gkonos, F. Veronesi, A. Gaki, S. Grassi, R. Schenkel, S. Volkwein, M. Raubal, and L. Hurni, "Estimation of the Global Solar Energy Potential and Photovoltaic Cost with the use of Open Data," International Journal of Sustainable Energy Planning and Management, vol. 9, pp. 17-30, 2016.
- [7] C. L. Martin and D. Y. Goswami, "Solar energy pocket reference,"Routledge, 2019.
- [8] S. Kouro, B. Wu, H. Abu-Rub, and F. Blaabjerg, "Photovoltaic energy conversion systems," Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications, pp. 160-198, 2014.
- [9] M. A. Green, Y. Hishikawa, E. D. Dunlop, D. H. Levi, J. Hohl-Ebinger, and A. W. Ho-Baillie, "Solar cell efficiency tables (version 52)," Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol. 26, pp. 427-436, 2018.
- [10] Z. Judkins, "Photovoltaic assembly for use in diffuse weather conditions and related methods," ed: Google Patents, 2019.
- [11] M. A. Eltawil and Z. Zhao, "MPPT techniques for photovoltaic applications," Renewable and sustainable energy reviews, vol. 25, pp. 793-813, 2013.
- [12] S. A. Touil, N. Boudjerda, A. Boubakir, and K. El Khamlichi Drissi, "A sliding mode control and artificial neural network based MPPT for a direct grid-connected photovoltaic source," Asian Journal of Control, 2019.

- [13] R. R. Rao, H. Swetha, J. Srinivasan, and S. K. Ramasesha, "Comparison of performance of solar photovoltaics on dual axis tracker with fixed axis at 13 N latitude," *Current science*, pp. 2087-2094, 2015.

Références bibliographiques du Chapitre I

- [14] S. Gordelier, "Risques et avantages de l'énergie nucléaire," *AEN Infos*, vol. 25, 2007.
- [15] Aida NEFZI, "Evaluation économique de l'impact du changement climatique sur l'agriculture : étude théorique et application au cas de la Tunisie," Thèse de Doctorat, Institut des Sciences et Industries du Vivant et de l'Environnement, Paris, 2012.
- [16] H. Levrel, "*Biodiversité et développement durable: quels indicateurs?*". Thèse de Doctorat, Ecole des Hautes Etudes en Sciences Sociales. France, 2006.
- [17] G. H. Brundtland, "Rapport Brundtland," Ministère des Affaires étrangères et du Développement international. L'Odyssée du développement durable, Oslo, 1987.
- [18] European Renewable Energy Council, "Renewable Energy in Europe: Markets, Trends, and Technologies," Second Edition, Earthscan, UK and USA, 2010.
- [19] J.-F. Hoffmann, "Stockage thermique pour centrale solaire thermodynamique à concentration mettant en œuvre des matériaux céramiques naturels ou recyclés," Université de Perpignan, 2015.
- [20] G. Zhu, T. Wendelin, M. J. Wagner, and C. Kutscher, "History, current state, and future of linear Fresnel concentrating solar collectors," *Solar Energy*, vol. 103, pp. 639-652, 2014.
- [21] P. Breeze, "Wind power generation," Academic Press, Elsevier, 2016.
- [22] M. A. Laughton, "Renewable Energy Sources," Watt Committee, report number 22 vol. 22: CRC Press, 1990.
- [23] T. B. Johansson, A. K. Reddy, H. Kelly, R. H. Williams, and L. Burnham, *Renewable energy: sources for fuels and electricity*: Island press, 1993.
- [24] N. Said, "Potentiel EnR de l'Algérie," Centre de développement des énergies Renouvelables.
- [25] Ministère de l'énergie, "Consommation Energétique Finale de l'Algérie," 2015.
- [26] S. Kebaili, "Contribution à l'étude d'un système photovoltaïque autonome," Thèse de Doctorat, Université de Mentouri, Constantine, 2017.
- [27] G. Adolf, K. Joachim, V. Bernhard, "*Crystalline Silicon Solar Cells*", Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Freiburg, Germany, 1998.
- [28] A. R. Jha, Ph. D, "Solar cell technology and applications," Auerbach publications, 2009.

- [29] L. M. Fraas, L. D. Partain, "Solar cells and their applications," vol. 236: John Wiley & Sons, 2010.
- [30] H. Mathieu, H. Fanet, "Physique des semi-conducteurs et des composants électroniques," 6^{ème} édition Masson, 1987.
- [31] S.M. Sze, K. N. Kwok, "*Physics of semi-conductors devices*," Third Edition. Wiley – Inter science publication, Jhon Wiley & Sons, Inc, 2007.
- [32] W.C. Benmoussa, S. Amara, A. Zerga, "Etude comparative des modèles de la caractéristique courant-tension d'une cellule solaire au silicium monocristallin," Revue des Energies Renouvelables ICRES-07 Tlemcen (2007) 301 – 306.
- [33] H. Bellia, R. Youcef, and M. Fatima, "A detailed modeling of photovoltaic module using MATLAB," NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics, vol. 3, pp. 53-61, 2014.
- [34] R. Alain, "*Convertisseurs photovoltaïques*," Comprese.doc, 2007.
http://www.cythelia.fr/images/file/Convertisseurs%20photovoltaïques_Alain%20Ricaud_No v-07.pdf.
- [35] M. A. Green, Y. Hishikawa, E. D. Dunlop, D. H. Levi, J. Hohl-Ebinger, and A. W. Ho-Baillie, "Solar cell efficiency tables (version 52)," Progress in Photovoltaics, vol. 26, 2018.
- [36] R. I. Rabady, "Optimized multi-junction photovoltaic solar cells for terrestrial applications," Solar Energy, vol. 106, pp. 72-81, 2014.
- [37] M. Yamaguchi, "Multi-junction solar cells and novel structures for solar cell applications," Physica E: Low-Dimensional Systems and Nanostructures, vol. 14, pp. 84-90, 2002.
- [38] S. Petibon, "Nouvelles Architectures Distribuées de Gestion et de Conversion de l'Energie pour les Applications Photovoltaïques", Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, 2009.
- [39] J. Poortmans and V. Arkhipov, "Thin film solar cells: fabrication, characterization and applications," vol. 5: John Wiley & Sons, 2006.
- [40] A. J. McEvoy, L. Castaner, and T. Markvart, "Solar cells: materials, manufacture and operation," Academic Press, 2012.
- [41] S. R. Wenham, M. A. Green, M. E. Watt, R. Corkish, and A. Sproul, "Applied photovoltaics," Second Edition, Earthscan, UK and USA, 2007.
- [42] T. Meng, Terawatt Solar Photovoltaics Roadblocks and Opportunities: Springer, 2014.
- [43] R. Khenfer, "Détection et isolation de défauts combinant des méthodes à base de données appliquées aux systèmes électro-énergétiques," Thèse de Doctorat en science, Université Ferhat Abbes-Seitf 1, 2015.

- [44] C. Belhadj, I. Banat, and M. Deriche, "A detailed analysis of photovoltaic panel hot spot phenomena based on the bishop model," in Systems, Signals & Devices (SSD), 2017 14th International Multi-Conference on, 2017, pp. 222-227.
- [45] S. Deng, Z. Zhang, C. Ju, J. Dong, Z. Xia, X. Yan, T. Xu, and G. Xing, "Research on hot spot risk for high-efficiency solar module," Energy Procedia, vol. 130, pp. 77-86, 2017.
- [46] N. A. Al-Rawi, M. M. Al-Kaisi, and D. J. Asfer, "Reliability of photovoltaic modules II. Interconnection and bypass diodes effects," Solar energy materials and solar cells, vol. 31, pp. 469-480, 1994.
- [47] G. M. Masters, Renewable and efficient electric power systems: John Wiley & Sons, 2013.
- [48] C. Honsberg, S. Bowden, "Photovoltaics: Devices, Systems and Applications," Sydney, University of New South Wales, Australia, 1998.
<http://www.pveducation.org/pvcdrom/instructions>
- [49] A. Luque and S. Hegedus, Handbook of photovoltaic science and engineering: John Wiley & Sons, 2011.

Références bibliographiques du Chapitre II

- [48] C. Honsberg, S. Bowden, "Photovoltaics: Devices, Systems and Applications," Sydney, University of New South Wales, Australia, 1998.
<http://www.pveducation.org/pvcdrom/instructions>
- [27] G. Adolf, K. Joachim, V. Bernhard, "*Crystalline Silicon Solar Cells*", Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Freiburg, Germany, 1998.
- [50] T. Mambrini, "Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies," Thèse de Doctorat, Université Paris-Sud, Paris 11, 2014.
- [51] R. C. Neville, "Solar energy conversion: the solar cell", Elsevier, 1995.
- [52] Jimmy Royer, Thomas Djiako, Eric Schiller, Bocar Sada Syle, "Le pompage photovoltaïque: manuel de cours a l'intention des ingénieurs et des techniciens", Québec: Institut de l'énergie des pays ayant en commun l'usage du français, Québec, 1998.
- [53] M. Iqbal, "An introduction to solar radiation", Elsevier, 2012.
- [54] A. Luke and S. Hegedus, Handbook of Photovoltaics Science and Engineering, West Sussex, UK: Wiley, 2003, pp. 905-933.
- [55] Y. El Mghouchi, A. El Bouardi, Z. Choulli, and T. Ajzoul, "New model to estimate and evaluate the solar radiation," International Journal of Sustainable Built Environment, vol. 3, pp. 225-234, 2014.

- [31] S.M. Sze, K. N. Kwok, "*Physics of semi-conductors devices*", Third Edition. Wiley – Inter science publication, Jhon Wiley & Sons, Inc, 2007.
- [56] K. Bouchouicha, "Modélisation multi spectrale des images satellitaire, application: quantification du bilan d'énergie sol-atmosphère," Thèse de doctorat, USTO, Oran, 2017.
- [57] R. Dambreville, "Prévision du rayonnement solaire global par télédétection pour la gestion de la production d'énergie photovoltaïque," Thèse de Doctorat, Université de Grenoble, Grenoble, 2014.
- [58] M. Gupta and E. W. W. Leong, "Microwaves and metals", John Wiley & Sons, 2008.
- [59] J. F. Stephen, "*Solar Cell Device Physics*", Second Edition, Elsevier 2010.
- [60] G. Prinsloo and R. T. Dobson, "Solar tracking," Stellenbosch: SolarBooks, pp. 1-542, 2015.
- [61] S. Mihoub, "Contribution à la modélisation et à l'optimisation des concentrateurs solaires motorisés appliqués aux systèmes thermo-solaires," Thèse de Doctorat, Université de Tlemcen, 2017.
- [62] J. Célestin, M. Jamin, "Cours de physique de l'École polytechnique", 4ème Edition, 1885-1906.
- [63] P. Roth, A. Georgiev, and H. Boudinov, "Cheap two axis sun following device," Energy Conversion and Management, vol. 46, pp. 1179-1192, 2005.
- [64] K. J. Malan, "A heliostat field control system," Thesis, Stellenbosch: Stellenbosch University, 2014.
- [65] M. Clifford and D. Eastwood, "Design of a novel passive solar tracker," Solar Energy, vol. 77, pp. 269-280, 2004.
- [66] F. Rubio, M. Ortega, F. Gordillo, and M. Lopez-Martinez, "Application of new control strategy for sun tracking," Energy Conversion and Management, vol. 48, pp. 2174-2184, 2007.
- [67] H. J. Loschi, Y. Iano, J. León, A. Moretti, F. D. Conte, and H. Braga, "A review on photovoltaic systems: mechanisms and methods for irradiation tracking and prediction," Smart Grid and Renewable Energy, vol. 6, p. 187, 2015.
- [68] V. Poulek, "Testing the new solar tracker with shape memory alloy actors," in Photovoltaic Energy Conversion, 1994., Conference Record of the Twenty Fourth. IEEE Photovoltaic Specialists Conference-1994, 1994 IEEE First World Conference on, 1994, pp. 1131-1133.
- [69] H. Mousazadeh, A. Keyhani, A. Javadi, H. Mobli, K. Abrinia, and A. Sharifi, "A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output," Renewable and sustainable energy reviews, vol. 13, pp. 1800-1818, 2009.

- [70] J. K. Tharamuttam and A. K. Ng, "Design and Development of an Automatic Solar Tracker," *Energy Procedia*, vol. 143, pp. 629-634, 2017.
- [71] L. Stamatescu, L. Fag˘ar˘asan, G. Stamatescu, N. Arghira, and S. Iliescu, "Design and implementation of a solar-tracking algorithm. *Procedia Engineering*, 69," 2014.
- [72] J. Parthipan, B. N. Raju, and S. Senthilkumar, "Design of one axis three position solar tracking system for paraboloidal dish solar collector," *Materials Today: Proceedings*, vol. 3, pp. 2493-2500, 2016.
- [73] I. Luque-Heredia, J. Moreno, P. Magalhaes, R. Cervantes, G. Quemere, and O. Laurent, "11 inspiras cpv sun tracking," *Concentrator photovoltaics*, vol. 130, p. 221, 2007.
- [74] V. Poulek and M. Libra, "New bifacial solar trackers and tracking concentrators; 2007," ed.
- [75] V. Poulek and M. Libra, "A very simple solar tracker for space and terrestrial applications," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 60, pp. 99-103, 2000.
- [76] Cañada, J., M. Utrillas, et al. "Design of a sun tracker for the automatic measurement of spectral irradiance and construction of an irradiance database in the 330–1100 nm range." *Renewable Energy* 32(12): 2053-2068, 2007.
- [77] G. C. Bakos, "Design and construction of a two-axis Sun tracking system for parabolic trough collector (PTC) efficiency improvement," *Renewable Energy*, vol. 31, pp. 2411-2421, 2006.
- [78] R. Vieira, F. Guerra, M. Vale, and M. Araújo, "Comparative performance analysis between static solar panels and single-axis tracking system on a hot climate region near to the equator," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, pp. 672-681, 2016.
- [79] M. BENCHERIF, "Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension," *Thèse de Doctorat, Université de Tlemcen*, 2014.
- [80] Reshmi Banerjee, "Solar Tracking System," *International Journal of Scientific and Research Publications*, Vol. 5, Issue 3, 2015.
- [81] R. Singh, S. Kumar, A. Gehlot, and R. Pachauri, "An imperative role of sun trackers in photovoltaic technology: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017.
- [82] H. Fathabadi, "Novel high accurate sensorless dual-axis solar tracking system controlled by maximum power point tracking unit of photovoltaic systems," *Applied energy*, vol. 173, pp. 448-459, 2016.
- [83] R. Eke and A. Senturk, "Performance comparison of a double-axis sun tracking versus fixed PV system," *Solar Energy*, vol. 86, pp. 2665-2672, 2012.

- [84] P. A. Thorat, A. Edalabadkar, R. Chadge, and A. Ingle, "Effect of sun tracking and cooling system on Photovoltaic Panel: A Review," *Materials Today: Proceedings*, vol. 4, pp. 12630-12634, 2017.
- [85] R. Eke and A. Senturk, "Performance comparison of a double-axis sun tracking versus fixed PV system," *Solar Energy*, vol. 86, pp. 2665-2672, 2012.

Références Bibliographiques du Chapitre III

- [86] A. Dolara, S. Leva, and G. Manzolini, "Comparison of different physical models for PV power output prediction," *Solar Energy*, vol. 119, pp. 83-99, 2015.
- [87] N. Barth, R. Jovanovic, S. Ahzi, and M. A. Khaleel, "PV panel single and double diode models: Optimization of the parameters and temperature dependence," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 148, pp. 87-98, 2016.
- [88] K. Ishaque, Z. Salam, and H. Taheri, "Simple, fast and accurate two-diode model for photovoltaic modules," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 95, pp. 586-594,
- [89] D. Rekioua and E. Matagne, *Optimization of photovoltaic power systems: modelization, simulation and control*: Springer Science & Business Media, 2012.
- [90] E. Matagne, R. Chenni, and R. E. Bachtiri, "A photovoltaic cell model based on nominal data only," in *2007 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, 2007, pp. 562-565.
- [91] H. Tian, F. Mancilla, and E. Muljadi, "A detailed performance model for photovoltaic Systems," *National Renewable Energy Laboratory, USA NREL/JA-5500-54601*, 2012.
- [92] N. A. Rahim, H. W. Ping, and J. Selvaraj, "Photovoltaic module modeling using Simulink/Matlab," *Procedia Environmental Sciences*, vol. 17, pp. 537-546, 2013.
- [93] S. Pranith and T. S. Bhatti, "Modeling and parameter extraction methods of PV modules — Review," in *2015 International Conference on Recent Developments in Control, Automation and Power Engineering (RDCAPE)*, 2015, pp. 72-76.
- [94] S. Petibon, "Nouvelles Architectures Distribuées de Gestion et de Conversion de l'Energie pour les Applications Photovoltaïques", Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, 2009.
- [95] A. C. Pastor, "Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques," Thèse de Doctorat, INSA de Toulouse, 2006.
- [96] G. Séguier, F. Labrique, and P. Delarue, "Electronique de puissance, structures, commandes et applications" 10^{ème} Edition, DUNOD, Paris, 2015.
- [97] M. H. Rashid, "*Power electronics handbook: devices, circuits and applications*," Third Edition, Academic press, USA, 2011.

- [98] H. Khabou, M. Souissi, and A. Aitouche, "MPPT implementation on boost converter by using TS fuzzy method," *Mathematics and Computers in Simulation*, 2018.
- [99] S. Z. Mirbagheri, S. Mekhilef, and S. M. Mirhassani, "MPPT with Inc. Cond method using conventional interleaved boost converter," *Energy Procedia*, vol. 42, pp. 24-32, 2013.
- [100] H. Maheshappa, J. Nagaraju, and M. K. Murthy, "An improved maximum power point tracker using a step-up converter with current locked loop," *Renewable energy*, vol. 13, pp. 195-201, 1998.
- [101] T. Eswam and P. L. Chapman, "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 22, pp. 439-449, 2007.
- [102] A. R. Reisi, M. H. Moradi, and S. Jamasb, "Classification and comparison of maximum power point tracking techniques for photovoltaic system: A review," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 19, pp. 433-443, 2013.
- [103] H. A. Sher, A. F. Murtaza, A. Noman, K. E. Addoweesh, K. Al-Haddad, and M. Chiaberge, "A New Sensorless Hybrid MPPT Algorithm Based on Fractional Short-Circuit Current Measurement and P&O MPPT," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, pp. 1426-1434, 2015.
- [104] A. Sandali, T. Oukhoya, and A. Cheriti, "Modeling and design of PV grid connected system using a modified fractional short-circuit current MPPT," in *2014 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, 2014, pp. 224-229.
- [105] S. Aissou, S. Jacques, Z. Mokrani, D. Rekioua, T. Rekioua, and A. Ouahabi, "Relevance of the P & O MPPT Technique in an Original PV-Powered Water Pumping Application," *Journal of Energy and Power Engineering issues*, vol. 8, p. 11, 2015.
- [106] T. Noguchi, S. Togashi, and R. Nakamoto, "Short-current-pulse based adaptive maximum-power-point tracking for photovoltaic power generation system," *IEEJ Transactions on Industry Applications*, vol. 121, pp. 78-83, 2001.
- [107] D. Baimel, R. Shkoury, L. Elbaz, S. Tapuchi, and N. Baimel, "Novel optimized method for maximum power point tracking in PV systems using Fractional Open Circuit Voltage technique," in *2016 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, 2016, pp. 889-894.
- [108] V. Salas, E. Olias, A. Barrado, and A. Lazaro, "Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems," *Solar energy materials and solar cells*, vol. 90, pp. 1555-1578, 2006.
- [109] M. A. Masoum, H. Dehbonei, and E. F. Fuchs, "Theoretical and experimental analyses of photovoltaic systems with voltage and current-based maximum power-point tracking," *IEEE*

- Transactions on energy conversion, vol. 17, pp. 514-522, 2002.
- [110] H. Rezk and A. M. Eltamaly, "A comprehensive comparison of different MPPT techniques for photovoltaic systems," *Solar energy*, vol. 112, pp. 1-11, 2015.
- [111] I. Altas and A. Sharaf, "A novel maximum power fuzzy logic controller for photovoltaic solar energy systems," *Renewable Energy*, vol. 33, pp. 388-399, 2008.
- [112] N. A. Gounden, S. A. Peter, H. Nallandula, and S. Krithiga, "Fuzzy logic controller with MPPT using line-commutated inverter for three-phase grid-connected photovoltaic systems," *Renewable Energy*, vol. 34, pp. 909-915, 2009.
- [113] A. H. El Khateb, N. A. Rahim, and J. Selvaraj, "Fuzzy logic control approach of a maximum power point employing SEPIC converter for standalone photovoltaic system," *Procedia Environmental Sciences*, vol. 17, pp. 529-536, 2013.
- [114] B. Madaci, K. Hemsas, R. Chenni, and A. Khellaf, "Maximum power point tracking technical based on Fuzzy Logic Controller for Photovoltaic System," in *Proceedings of 27th Research World International Conference*, Paris, France, 2017, pp. 7-11.
- [115] B. Bendib, F. Krim, H. Belmili, M. Almi, and S. Boulouma, "Advanced Fuzzy MPPT Controller for a stand-alone PV system," *Energy Procedia*, vol. 50, pp. 383-392, 2014.
- [116] H. R. Kamath, R. Aithal, P. Singh, and A. Danak, "Modelling of photovoltaic array and maximum power point tracker using ANN," *Int J Electr Syst*, vol. 4, pp. 1-5, 2008.
- [117] M. Manas, A. Kumari, and S. Das, "An Artificial Neural Network based Maximum Power Point Tracking method for photovoltaic system," in *Recent Advances and Innovations in Engineering (ICRAIE)*, 2016 International Conference on, 2016, pp. 1-6.
- [118] L. Bouselham, M. Hajji, B. Hajji, and H. Bouali, "A new MPPT-based ANN for photovoltaic system under partial shading conditions," *Energy Procedia*, vol. 111, pp. 924-933, 2017.
- [119] S. Messalti, A. G. Harrag, and A. E. Loukriz, "A new neural networks MPPT controller for PV systems," in *Renewable Energy Congress (IREC)*, 2015 6th International, 2015, pp. 1-6.
- [120] M. L. LOUAZENE, "Contribution à l'optimisation des systèmes photovoltaïques utilisés pour l'irrigation dans les zones sahariennes –Application zone de Ouargla," *Thèse de Doctorat*, Université de Batna 2, 2015.
- [121] J. Ahmed and Z. Salam, "A Modified P&O Maximum Power Point Tracking Method With Reduced Steady-State Oscillation and Improved Tracking Efficiency," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, pp. 1506-1515, 2016.

- [122] R. Singh, S.A. Lakshmanan, B. Singh. Rajpurohit. "Performance comparisons of grid connected SPV system with different MPPT algorithms" - *Int. J. of Renewable Energy Technology*. Vol. 6, N^o.1 pp. 84 - 99, 2015.
- [123] A. K. Abdelsalam, A. M. Massoud, S. Ahmed, and P. N. Enjeti, "High-performance adaptive perturb and observe MPPT technique for photovoltaic-based microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, pp. 1010-1021, 2011.
- [124] H. Bounechba, A. Bouzid, H. Snani, and A. Lashab, "Real time simulation of MPPT algorithms for PV energy system," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 83, pp. 67-78, 2016.
- [125] M. Kamran, M. Mudassar, M. R. Fazal, M. U. Asghar, M. Bilal, and R. Asghar, "Implementation of improved Perturb & Observe MPPT technique with confined search space for standalone photovoltaic system," *Journal of King Saud University-Engineering Sciences*, 2018.
- [126] R. I. Putri, S. Wibowo, and M. Rifa'i, "Maximum power point tracking for photovoltaic using incremental conductance method," *Energy Procedia*, vol. 68, pp. 22-30, 2015.
- [127] T. Radjai, L. Rahmani, S. Mekhilef, and J. P. Gaubert, "Implementation of a modified incremental conductance MPPT algorithm with direct control based on a fuzzy duty cycle change estimator using dSPACE," *Solar Energy*, vol. 110, pp. 325-337, 2014.
- [128] K. S. Tey and S. Mekhilef, "Modified incremental conductance MPPT algorithm to mitigate inaccurate responses under fast-changing solar irradiation level," *Solar Energy*, vol. 101, pp. 333-342, 2014.
- [129] A. Daoud, "Contrôle de la Puissance d'un Générateur Photovoltaïque pour le Pompage Solaire," *Thèse de Doctorat, Université d'Oran*, 2013.
- [130] Ö. Çelik and A. Teke, "A Hybrid MPPT method for grid connected photovoltaic systems under rapidly changing atmospheric conditions," *Electric Power Systems Research*, vol. 152, pp. 194-210, 2017.
- [131] M. H. Moradi and A. R. Reisi, "A hybrid maximum power point tracking method for photovoltaic systems," *Solar Energy*, vol. 85, pp. 2965-2976, 2011.
- [132] N. S. D'Souza, L. A. Lopes, and X. Liu, "An intelligent maximum power point tracker using peak current control," in *Power Electronics Specialists Conference, 2005. PESC'05. IEEE 36th*, 2005, p. 172.
- [133] J. Ahmed and Z. Salam, "An improved perturb and observe (P&O) maximum power point tracking (MPPT) algorithm for higher efficiency," *Applied Energy*, vol. 150, pp. 97-108, 2015.

Références bibliographiques du Chapitre IV

- [31] S.M. Sze, K. N. Kwok, "*Physics of semi-conductors devices*," Third Edition. Wiley – Inter science publication, Jhon Wiley & Sons, Inc, 2007.
- [134] S. Microelectronics, "L6201-L6202-L6203 Datasheet," ed, 2003.
- [135] DHT11 datasheet.

Références bibliographiques du Chapitre V

- [136] BYW29 datasheet.
- [137] IRFZ44N datasheet.
- [138] H. Bounechba, "Contribution à l'étude d'un système de pompage photovoltaïque," Thèse de Doctorat, Université des Frères Mentouri Constantine 1, Constantine, 2017.
- [139] ACS712 datasheet.