

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة غرداية

Université de Ghardaïa

N° d'enregistrement

/...../...../...../...../.....



كلية العلوم والتكنولوجيا

Faculté des Sciences et de la Technologie

قسم الآلية و الكهروميكانيك

Département d'Automatique et Electromécanique

Mémoire de fin d'étude, en vue de l'obtention du diplôme

Master

Domaine: Sciences et Technologie

Filière: Automatique

Spécialité: Automatique et Systèmes

Thème

**Réalisation D'un Circuit De Commande D'un Convertisseur
DC/DC Pour Extraire Le Maximum D'énergie D'un
Générateur Photovoltaïque**

Présenté par :

CHENINA Fayssal

BOUTEBBA Abderrzak

Soutenue publiquement le...../...../.....

Devant le jury composé de:

Prénom et nom	Grade	Université	Président
MOSBAH Charaf Abdelkarim	MCB	Université de Ghardaia	Encadrant
ZEGAOUI Abdallah	Grade	Université de Ghardaia	Examinateur
BOUCHAKOUR Abdelhak	Grade	Université de Ghardaia	Examinateur

Année universitaire : 2021 / 2022

Remerciement

Avant tout nous tenons nos remerciements à notre Dieu tout puissant de nous avoir donné la force et le courage de faire ce modeste travail À la suite Nous tenons à remercier vivement Mr. MOSBAH Charaf Abdelkarim notre promoteur qui a fourni des efforts énormes, par ses informations leurs conseils et leurs encouragements.

Nous profitons également de cette occasion, pour adresser nos sincères remerciements, à tous les enseignants ayant contribué à notre formation durant notre parcours universitaire.



Dédicace 1

À ma chère mère

À mon cher père

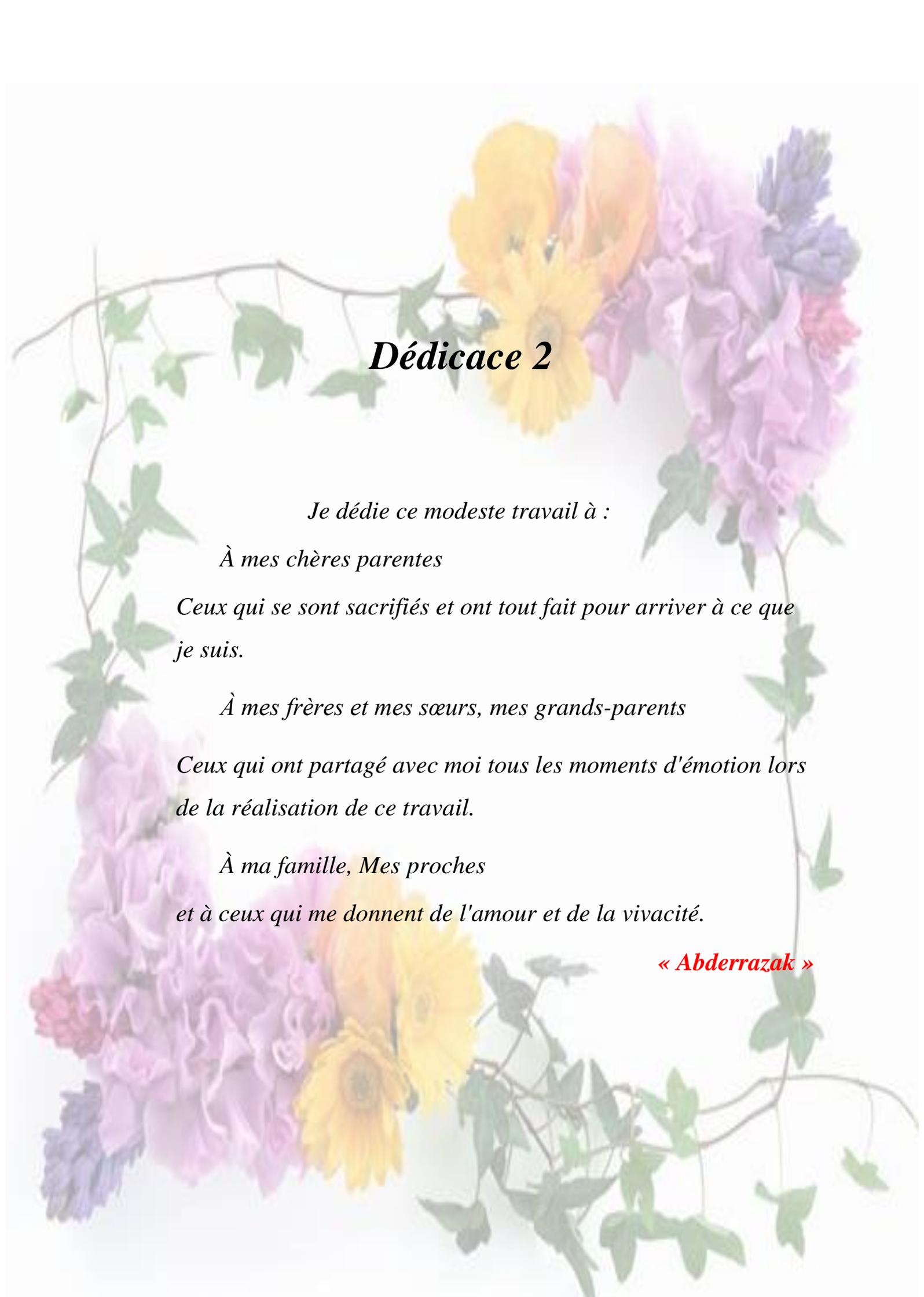
Aucun hommage ne pourrait être à la hauteur de l'amour dont ils ne cessent de me combler. Que Dieu leur procure bonne santé et longue vie.

À mes frères et mes sœurs qui m'ont toujours soutenu

À tous mes collègues et amis qui m'aiment

Je dédie ce modeste travail.

« Fayçal »



Dédicace 2

Je dédie ce modeste travail à :

À mes chères parentes

Ceux qui se sont sacrifiés et ont tout fait pour arriver à ce que je suis.

À mes frères et mes sœurs, mes grands-parents

Ceux qui ont partagé avec moi tous les moments d'émotion lors de la réalisation de ce travail.

À ma famille, Mes proches

et à ceux qui me donnent de l'amour et de la vivacité.

« Abderrazak »

Table des matières

Remerciement

Dédicace 1

Dédicace 2

Résumé :

Introduction générale :

Chapitre I : Les énergies renouvelables

I.1 Introduction :	2
I.2 Définition et exploitation des Energies renouvelables :	2
I.3 Les différents types d'énergies renouvelables :	3
I.3.1.1 L'énergie solaire photovoltaïque :	3
I.3.1.2 L'énergie solaire thermique :	4
I.3.1.3 L'énergie solaire thermodynamique :	4
I.3.2 L'énergie éolienne :	5
I.3.3 L'énergie hydraulique :	5
I.3.4 L'énergie géothermie :	6
I.3.5 Le biogaz :	6
I.3.6 La biomasse :	7
I.3.7 L'énergie marémotrice :	8
I.4 Les énergies renouvelables en Algérie :	9
I.4.1 Potentiel d'énergie solaire en Algérie :	10
I.4.2 Potentiel d'énergie éolienne en Algérie :	11
I.4.3 Potentiel de l'énergie géothermique :	15
I.4.4 Potentiel de l'hydroélectricité :	15
I.4.5 Le Potentiel de la Biomasse :	16
I.4.5.1 Potentiel de la forêt :	16
I.4.5.2 Potentiel énergétique des déchets urbains et agricoles :	16

I.5 Conclusion :	17
Chapitre II : Étude de comportement d'un générateur photovoltaïque	
II.1 Introduction :	19
II.1.2 Cas d'une cellule réelle :	20
II.3 Constitution d'un GPV :	23
II.3.1 Association des Cellules PV en Parallèle :	23
II.3.2 Association des Cellules PV en Série :	24
II.4 Influence de l'Éclairement :	27
II.5 Influence de la Température :	28
II.6. Influence de la résistance série :	29
II.7 Étudier différentes dispositions des modules PV :	29
II.7.1 Montage en série :	29
II.7.1.1 La simulation :	29
II.7.1.2 Travail pratique :	31
II.7.2 Montage en parallèle :	34
II.7.2.1 La simulation :	34
II.7.2.2 Résultats de travaille pratique :	36
Conclusion :	39
Chapitre III : Algorithmes MPPT	
III.1 Introduction :	41
III.2 Les débuts des commandes MPPT :	41
III.3 Les commandes MPPT à algorithmes performants :	42
III.3.1 Principe de la commande "Perturb and Observe" (P&O) :	42
III.3.2 Principe des commandes "Hill Climbing" :	45
III.3.3 Principe des commandes "Incrément de conductance" (InCond) :	48
III.4 Les commandes MPPT basées sur des relations de proportionnalité :	52
III.4.1 Mesure de V_{oc} (Fraction de V_{oc}) :	52

III.4.2 Mesure de I_{cc} (Fraction de I_{cc}) :.....	53
III.5 Les commandes MPPT basées sur le principe de la logique floue :.....	53
III.6 Conclusion :	55
Chapitre IV : Réalisation pratique	
IV.1 Introduction :	57
IV.2 Modèle du panneau photovoltaïque utilisant SPICE dans Proteus :.....	58
IV.3 Mise en œuvre :	61
IV.3.1 Les matériaux :.....	61
IV.3.2 Résultats et discussion :	63
IV.3.2.1 Résultat de la simulation :.....	63
IV.3.2.2 Résultat expérimental :	65
Conclusion :	68
Conclusion Générale :	70
Bibliographie :	72
Annexes :	76

Liste des Figures :

Figure I.1 : Module photovoltaïque.....	4
Figure I.2 : Chauffe-eau solaire.....	4
Figure I.3 : Centrale solaire thermique.....	5
Figure I.4 : Éolienne.....	5
Figure I.5 : Centrale géothermique.....	6
Figure I.6 : Le principe du biogaz.....	7
Figure I.7 : Le principe de La biomasse.....	8
Figure I.8 : Schéma d'usine marémotrice.....	8
Figure I.9 : Atlas de gisement solaire en Algérie.....	10
Figure I.10 : Carte du gisement éolien en Algérie.....	14
Figure I.11: Carte des sources thermales en Algérie.....	15
Figure II.1 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle.....	19
Figure II.2 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle.....	20
Figure II.3 : Schéma de simulation d'une cellule photovoltaïque réelle.....	22
Figure II.4: Caractéristique I-V d'une cellule PV	22
Figure II.5: Caractéristique P-V d'une cellule PV.....	22
Figure II.6 : Schéma de 3 cellules photovoltaïques associées en parallèle.....	23
Figure II.7 : Caractéristique I-V des cellules PV raccordées en parallèle.....	23
Figure II.8 : Caractéristique P-V des cellules PV raccordées en parallèle.....	23
Figure II.9 : Schéma de 3 cellules photovoltaïques associées en série.....	24
Figure II.10 : Caractéristique P-V des cellules photovoltaïques raccordées en série.....	24
Figure II.11 : Caractéristique I-V des cellules photovoltaïques raccordées en série.....	24
Figure II.12 : Schéma d'une partie de la centrale de production d'électricité d'un système photovoltaïque installé au CDER.....	25
Figure II.13 : Caractéristique P-V d'un générateur photovoltaïque.....	26
Figure II.14 : Caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque.....	26
Figure II.15 : Caractéristique P-V du module PV selon l'éclairement.....	27
Figure II.16 : Caractéristique I-V du module PV selon l'éclairement.....	27
Figure II.17 : Caractéristique P-V du module PV selon la température.....	28

Figure II.18 : La caractéristique I-V du module PV selon la température.....	28
Figure II.19 : Caractéristique I-V de module PV selon la résistance série.....	9
Figure II.20 : Schéma de montage série de trois modules PV.....	30
Figure II.21 : Caractéristique I-V résultante d'un groupement de trois modules PV en série.....	30
Figure II.22 : Caractéristique P-V résultante d'un groupement de trois modules en série	31
Figure II.23 : Montage électrique de trois émulateurs de cellule PV montée en série (Travail pratique).....	31
Figure II.24 : Montage électrique de trois émulateurs de cellule PV montée en série (Travail pratique).....	32
Figure II.25 : Réglages de l'enregistreur X/Y.....	32
Figure II.26 : Le choix des calibres.....	33
Figure II.27 : Caractéristique I-V résultante d'un groupement de trois modules en série (T pratique).....	33
Figure II.28 : Caractéristique P-V résultante d'un groupement de trois modules en série (T pratique).....	34
Figure II.29 : Schéma de montage parallèle de trois modules PV.....	35
Figure II.30 : Caractéristique I-V résultante d'un groupement de trois modules en parallèle.....	35
Figure II.31 : Caractéristique P-V résultante d'un groupement de trois modules en parallèle.....	36
Figure II.32 : Montage électrique de trois émulateurs de cellule PV montée en parallèle (pratique en réel).....	36
Figure II.33 : Montage électrique de trois émulateurs de cellule PV montée en parallèle (pratique en réel).....	37
Figure II.34 : Réglages de l'enregistreur X/Y cas parallèle.....	37
Figure II.35 : les calibres de cas parallèle.....	38
Figure II.36 : Caractéristique I-V résultante d'un groupement de 3 modules en parallèle	38
Figure II.37 : Caractéristique P-V résultante d'un groupement de 3 modules en parallèle.....	39
Figure III.1 : Schéma de principe la première commande MPPT numérique.....	41
Figure III.2 : Caractéristique P(V) d'un panneau solaire.....	43
Figure III.3 : Architecture d'algorithme typique base de la méthode P&O.....	43
Figure III.4 : Divergence des commandes P&O lors des changements d'éclairement.....	44
Figure III.5 : Relation entre la puissance P et le rapport cyclique D du convertisseur statique.....	46
Figure III.6 : Architecture d'Algorithme Hill Climbing.....	46
Figure III.7 : Schéma de principe de la commande Hill Climbing.....	47

Figure III.8 :	Positionnement du point de fonctionnement suivant le signe de dP_{pv}/dV_{pv} sur la caractéristique de la puissance (a) et de la valeur de $\Delta I_{pv}/\Delta V_{pv}$ sur la caractéristique de courant (b).....	49
Figure III.9 :	Algorithme d'une commande MPPT basée sur la méthode Incrément de Conductance.....	50
Figure III.10 :	Le fonctionnement de la commande InCond type MPPT est représenté sur une chaîne de base Conversion photovoltaïque.....	50
Figure III.11:	Formes des fonctions d'appartenance des différentes variables linguistiques.....	54
Figure IV.1 :	(a): Circuit équivalent panneau PV, (b): Modèle Proteus du panneau PV.....	58
Figure IV.2 :	(a): Configuration de mesure ; (b): Caractéristiques IV et PV pour la simulation et les données expérimentales.....	60
Figure IV.3 :	Système PV à faible coût conçu dans Proteus.....	62
Figure IV.4. :	(a): temps d'exécution du programme de la méthode conventionnelle, (b): temps d'exécution du programme de la méthode modifiée.....	64
Figure IV.5 :	(a): Résultat de la simulation de l'algorithme INC conventionnel, (b): Résultat de la simulation de l'algorithme INC modifié.....	65
Figure IV.6 :	Montage expérimental.....	66
Figure IV.7 :	(a): Résultat expérimental de l'algorithme INC conventionnel, (b): Résultat expérimental de l'algorithme INC modifié.....	67

Liste des tableaux :

Tableau I.1 :	Potentiel solaire en Algérie.....	10
Tableau I.2 :	Parc de production hydroélectrique en Algérie.....	16
Tableau II.1 :	Valeurs des paramètres de simulation 1.....	22
Tableau II.2 :	Valeurs des paramètres de simulation 2.....	25
Tableau III.1 :	Exemple d'une table de vérité pour une commande logique floue.....	54
Tableau IV.1 :	Les spécifications du panneau PV TDC-M20-36.....	59

Liste d'abréviations et symboles :

Liste d'abréviations :

CDER : Centre de Développement des Énergies Renouvelable.

PV : Photovoltaïque.

GPV : Générateur photovoltaïque.

KWc : Kilo-Watt crête.

E : Emittance énergétique (éclairage ou ensoleillement).

AM : Masse d'air.

TSL : Temps Standard Local.

TSV : Temps Solaire Vrai.

DC= CC : Courant Continu.

AC=CA : Courant alternatif.

STC : Conditions de tests standard 'Standard Test Conditions'.

MPP : Point de fonctionnement optimal 'Maximum Power Point'.

MPPT : Suiveur/Algorithme du Point de fonctionnement optimal.

CMM : Comportement moyen modelant

Liste Symboles :

T : la température absolue en °K.

σ : La constante de Stefan-Boltzmann.

ES : Éclairement de la surface du soleil.

E0 : Éclairement en dehors de l'atmosphère terrestre, appelée constante solaire.

AS : Surface du soleil.

A0T : Surface de la sphère dont le rayon est l'orbite de la terre/soleil.

Λ : Longitude géographique du site ;

Λ_{ref} : Longitude de référence du TSL

η_{STC} : Le rendement de la cellule photovoltaïque.

P_m : La puissance produite par le générateur PV.

ESTC : L'éclairement absorbé par la cellule.

E : L'éclairement absorbé par la cellule.

E_{ref} : L'éclairement de référence (1000 w/m²).

V_{th} : La tension thermique.

N : Le facteur d'idéalité de la photopile.

K : constant de Boltzmann (1,38.10⁻²³J/K).

q : La charge de l'électron (1,6.10⁻¹⁹ C).

I_{pv} : Courant générer par la cellule photovoltaïque.

I_{ph} : Courant de la cellule PV (Photo-Courant).

I_d : Le courant circulant dans la diode.

I_0 : Le courant de saturation inverse de la diode.

T : Température de la jonction des cellules PV [°K].

T_n : Température de référence des cellules PV [°K].

B ou A : facteur d'idéalité de la jonction.

E_g : Énergie de Gap du matériel de la cellule PV en [ev] .

V_{pv} : La tension de sortie d'un panneau photovoltaïque.

I_p : Le courant circulant dans la résistance R_p .

R_p : Résistance shunt de la cellule PV.

R_s : Résistance série de la cellule PV.

$V_{oc}=V_{co}$: Tension du circuit ouvert.

$I_{sc}=I_{cc}$: Courant de court-circuit.

N_s : Nombres des cellules en sérier.

N_p : Nombres des cellules en parallèle.

V_{mpp}= ***V_m*** : Tension d'un module PV au point de puissance maximale [V].

I_{mpp}= ***I_m*** : Courant d'un module PV au point de puissance maximale [A].

I_{mr} : Courant de référence d'un module PV au point de puissance maximale.

E : Ensoleillement [W/m²].

E_{ref} : Ensoleillement de référence.

T : Température de la jonction des cellules PV [°K].

T_{ref} : Température de référence des cellules PV [°K].

I_{cc} : Courant de court-circuit d'une cellule ou d'un module solaire [A].

V_{co} : Tension en circuit ouvert d'un module solaire [V].

L : Inductance de filtres.

FP : Facteur de puissance.

Résume :

La puissance produite par un module photovoltaïque est influencée par l'intensité de l'irradiation solaire et la température des cellules, mais aussi par la charge. Afin de maximiser les performances des systèmes d'énergie renouvelable il est nécessaire d'adopter un algorithme MPPT afin d'extraire le maximum d'énergie du panneaux PV. Dans ce mémoire, nous nous sommes intéressés à l'implémentation pratique d'un algorithme MPPT afin de commander un convertisseur dc/dc de type boost. On a abouti à cet objectif en utilisant la carte de commande Arduino-Uno.

Mots clés : Algorithme MPPT, convertisseur DC/DC, Arduino-uno

Abstract:

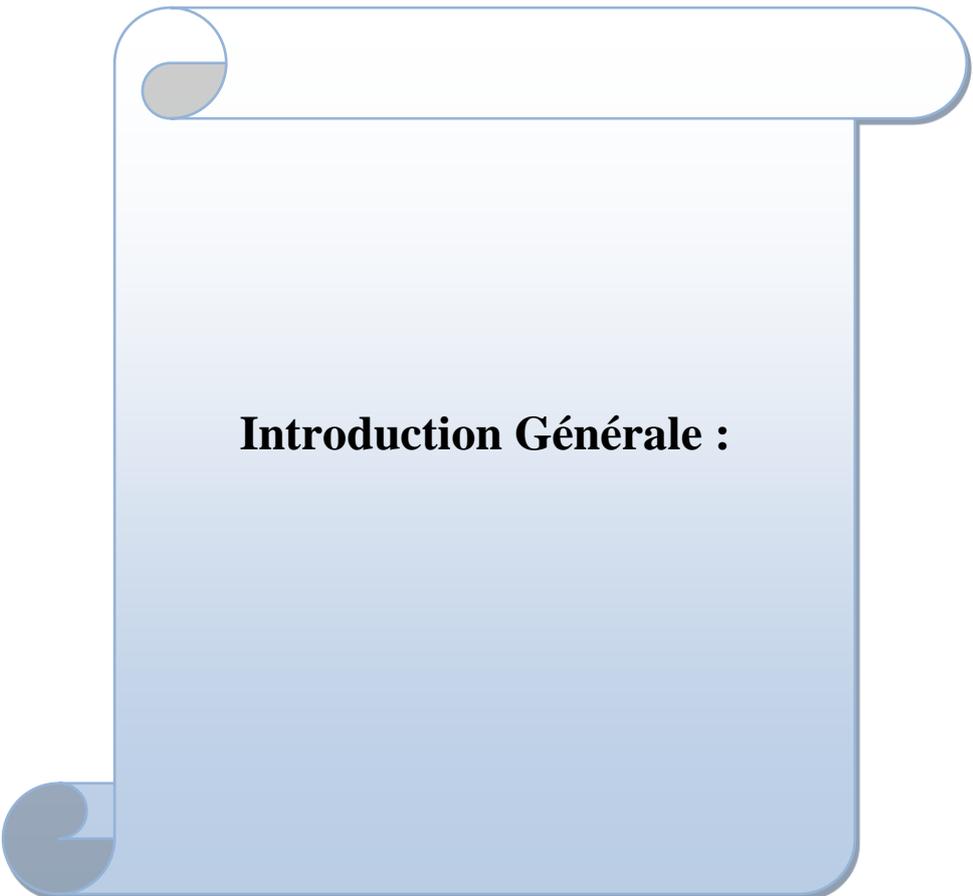
The produced power by a photovoltaic module is influenced by the intensity of solar irradiation and the temperature of the cells, and also by the load. In order to maximize the performance of renewable energy systems it is necessary to adopt an MPPT algorithm in order to extract the maximum energy from the PV panels. In this thesis, we are interested in the practical implementation of an MPPT algorithm in order to control a boost converter. We achieved this goal using the Arduino-Uno control board.

Keys words: MPPT algorithm, DC/DC converter, Arduino-uno

ملخص:

تتأثر الطاقة التي تنتجها الوحدة الكهروضوئية بشدة الإشعاع الشمسي ودرجة حرارة الخلايا، كما تتأثر أيضًا بقيمة الحمل. من أجل تعظيم أداء أنظمة الطاقة المتجددة، من الضروري اعتماد خوارزمية MPPT لاستخراج الطاقة القصوى من الألواح الكهروضوئية. في هذه المذكرة، نهتم بالتنفيذ العملي لخوارزمية MPPT من أجل التحكم في محول تيار مستمر / تيار مستمر من نوع التعزيز. لقد حققنا هذا الهدف باستخدام لوحة التحكم Arduino-Uno

الكلمات المفتاحية: خوارزمية MPPT ، محول DC / DC ، Arduino-uno



Introduction Générale :

Introduction Générale

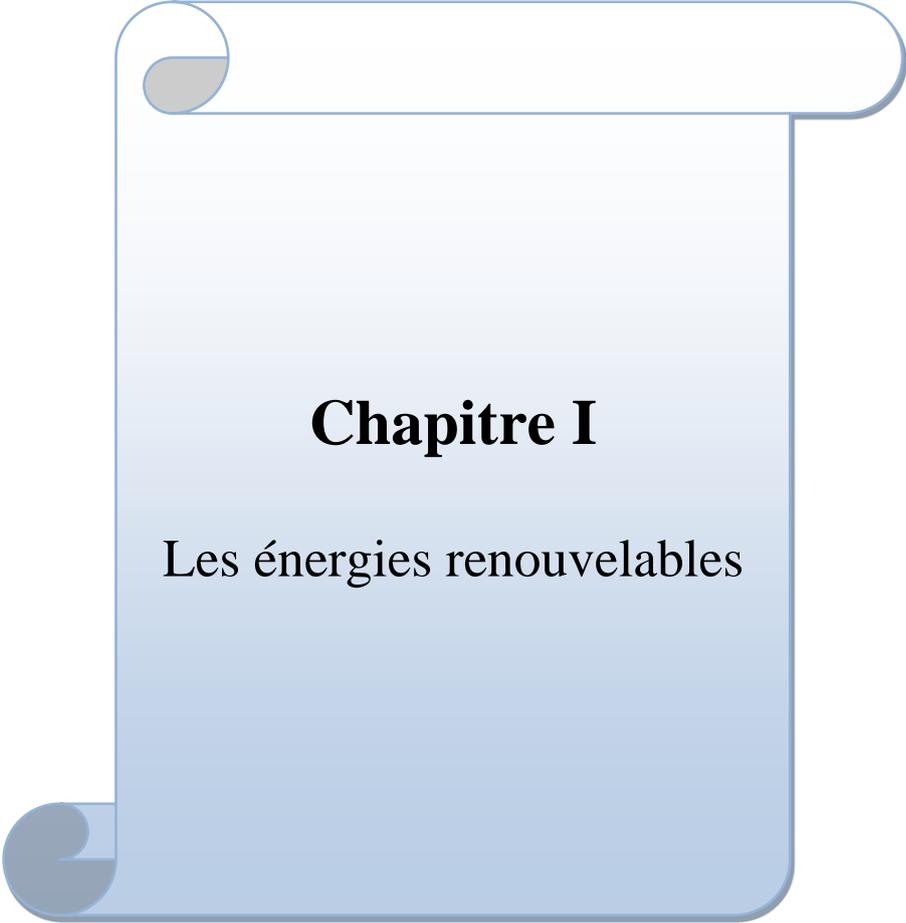
Après une longue hésitation dans les décennies passées, les sources d'énergie renouvelables s'imposent progressivement, comme l'une des alternatives les plus sûres à long terme aux sources traditionnelles, que sont les carburants fossiles et l'uranium, notamment pour la production d'électricité. Dans ce mémoire, nous nous sommes intéressés par la technologie photovoltaïque. Faisant suite à des travaux déjà réalisés au niveau du laboratoire d'Automatique et le laboratoire d'Electronique de puissance de l'université de Ghardaïa, le travail présenté dans ce mémoire consiste à implémenter pratiquement les méthodes d'extraction de maximum de puissance d'un générateur photovoltaïque. Le mémoire est structuré en quatre chapitres comme suit :

Dans le premier chapitre, nous présenterons dans un premier temps un état d'art sur les sources d'énergie renouvelables : hydraulique, solaire, éolien, houle, marée motrice, géothermie, et biomasse. Nous abordons en détaille l'énergie solaire sous ses deux formes thermiques et photovoltaïque.

Dans le deuxième chapitre, nous analysons le modèle d'une cellule PV et nous étudions pratiquement le comportement d'un générateur PV. Pour cela, un banc d'essai disponible au laboratoire d'énergie renouvelable de l'université de Ghardaïa est utilisé.

Nous investiguons, dans le troisième chapitre, les algorithmes d'extraction du maximum de puissance du panneau afin de les implémenter pratiquement.

Dans le quatrième chapitre, nous présentons les différentes étapes de réalisation et d'implémentation pratique d'un circuit de commande à base de la carte Arduino pour commander un convertisseur DC/DC afin d'extraire le maximum d'énergie d'un GPV.



Chapitre I

Les énergies renouvelables

I.1 Introduction :

Avec l'épuisement progressif des énergies fossiles (pétrole, gaz naturel, houille, etc.), les énergies renouvelables (éolienne, hydraulique, géothermique, solaire, biomasse...) se développent de plus en plus. Elles ont le double avantage d'utiliser des flux inépuisables d'énergie naturelle (soleil, vent, eau, bois, etc.) et de ne pas, ou peu, nuire à l'environnement. Ce type d'énergie ne couvre encore que 20% de la consommation mondiale d'électricité. Nous notons que l'hydroélectricité existe depuis près d'un siècle et constitue environ 16 % de la production mondiale d'électricité et représente 92,5% de l'électricité issue des énergies renouvelables (biomasse 5,5%, géothermie 1,5%, éolien 0,5 % et le solaire 0,05 %).[01]

I.2 Définition et exploitation des Energies renouvelables :

Une source d'énergie est renouvelable si le fait d'en consommer ne limite pas son utilisation future. C'est le cas de l'énergie du soleil, du vent, des cours d'eau, de la terre et généralement de la biomasse humide ou sèche, à l'échelle de la durée de vie de l'humanité. Ce n'est pas le cas pour les combustibles fossiles et nucléaires.

L'utilisation des énergies renouvelables n'est pas nouvelle. Celles-ci sont exploitées par l'homme depuis la nuit des temps. Autrefois, moulins à eau, à vent, bois de feu, traction animale, bateaux à voile ont largement contribué au développement de l'humanité. Elles constituaient une activité économique à part entière, notamment en milieu rural où elles étaient aussi importantes et aussi diversifiées que la production alimentaire.

Mais dans les pays industrialisés, dès le XIX^{ème} siècle, elles furent progressivement marginalisées aux profits d'autres sources d'énergie que l'on pensait plus prometteuses. Dès lors, la pollution atmosphérique, le réchauffement climatique, les risques du nucléaire et les limites des ressources ont fait prendre conscience qu'un développement économique respectueux de l'environnement, dans lequel nous vivons, est nécessaire.

Les chocs pétroliers successifs depuis les années 70 ont démontré les risques économiques et géopolitiques de la production d'énergie reposant sur l'exploitation des ressources fossiles, dont les réserves sont mal réparties et épuisables. De plus, une grande partie du monde ne sera sans doute jamais raccordée aux réseaux électriques dont l'extension s'avère trop coûteuse pour les territoires isolés, peu peuplés ou difficiles à y accéder. Les énergies renouvelables constituent donc une alternative aux énergies fossiles à plusieurs titres :

- Elles sont généralement moins perturbatrices de l'environnement, elles n'émettent pas de gaz à effet de serre et ne produisent pas de déchets ;
- Elles sont inépuisables ;
- Elles autorisent une production décentralisée adaptée à la fois aux ressources et aux besoins locaux ;
- Elles offrent une importante indépendance énergétique.

La production d'électricité renouvelable a atteint 3810.3 TWh en 2009, soit 19.1% de la production d'électricité mondiale. [02], [03]

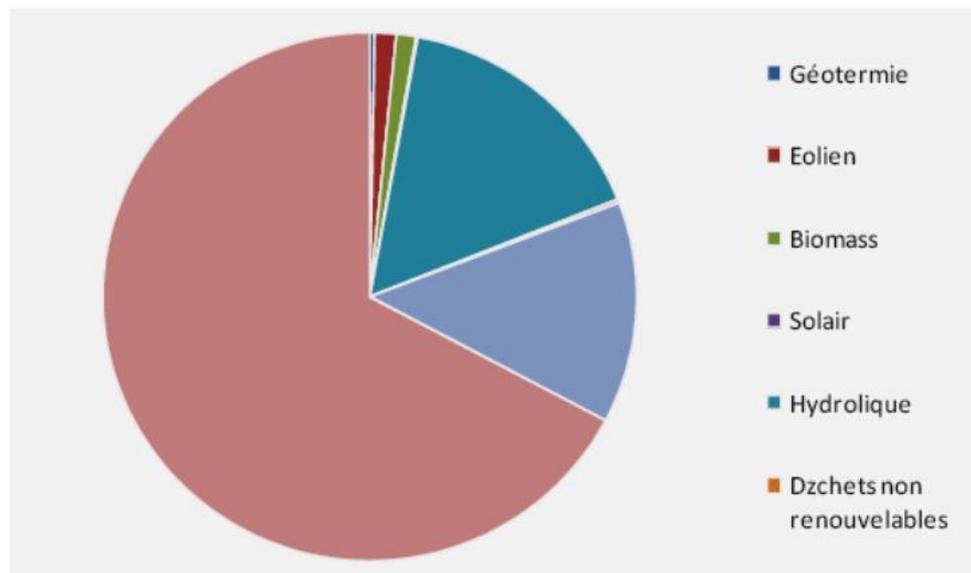


Figure I.1: Structure de la production d'électricité 2009. [04]

I.3 Les différents types d'énergies renouvelables :

I.3.1 L'énergie solaire :

L'énergie solaire est l'énergie transmise par le Soleil sous la forme de lumière et de chaleur. Cette énergie est virtuellement inépuisable à l'échelle des temps humains, ce qui lui vaut d'être classée parmi les énergies renouvelables (même si le Soleil disparaîtra un jour).

Transformation de l'Energie solaire en électricité ou en chaleur à partir de panneaux ou de capteurs solaires. Le soleil, principale source des différentes formes d'énergies renouvelables disponibles sur terre.

Il existe deux types :

I.3.1.1 L'énergie solaire photovoltaïque :

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la conversion de la lumière du soleil en électricité au sein de matériaux semi-conducteurs comme le silicium ou recouverts d'une

mince couche métallique (Module photovoltaïque). Ces matériaux photosensibles ont la propriété de libérer leurs électrons sous l'influence d'une énergie extérieure.



Figure I.1 : Module photovoltaïque

I.3.1.2 L'énergie solaire thermique :

Elle est radicalement différente de l'énergie solaire photovoltaïque, elle, produit de la chaleur à partir du rayonnement solaire infrarouge afin de chauffer de l'eau ou de l'air. On utilise dans ce cas des capteurs thermiques qui relèvent d'une toute autre technologie. Dans le langage courant, ce sont des « chauffe-eau solaires » ou des « capteurs à air chaud »

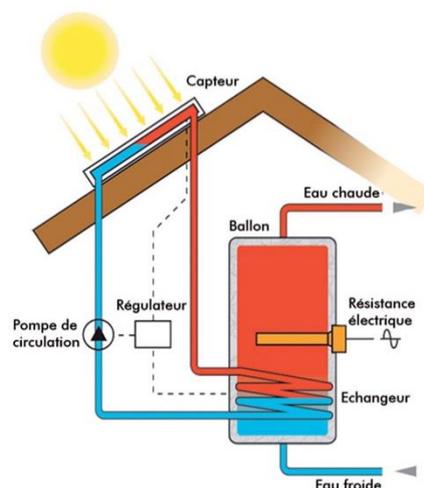


Figure I.2 : Chauffe-eau solaire

I.3.1.3 L'énergie solaire thermodynamique :

Il y a aussi ce qu'on appelle l'énergie solaire thermodynamique, qui fonctionne sur le principe de concentration des rayons solaires au moyen des miroirs galbés, en un foyer placé sur une tour qui emmagasine les calories pour les restituer ensuite sous forme mécanique à l'aide d'une turbine à vapeur par exemple.



Figure I.3 : Centrale solaire thermique

I.3.2 L'énergie éolienne :

L'énergie éolienne est l'énergie du vent, dont la force motrice est utilisée dans le déplacement de voiliers et autres véhicules ou transformée au moyen d'un dispositif aérogénérateur, comme une éolienne ou un moulin à vent, en une énergie diversement utilisable. L'énergie éolienne est une énergie renouvelable.



Figure I.4 : Éolienne

I.3.3 L'énergie hydraulique :

L'énergie hydraulique est l'énergie fournie par le mouvement de l'eau, sous toutes ses formes : chutes d'eau, cours d'eau, courants marin, marée, vagues¹. Ce mouvement peut être utilisé directement, par exemple avec un moulin à eau, ou plus couramment être converti, par exemple en énergie électrique dans une centrale hydroélectrique.

L'énergie hydraulique est en fait une énergie cinétique liée au déplacement de l'eau comme dans les courants marins, les cours d'eau, les marées, les vagues ou l'utilisation d'une énergie potentielle comme dans le cas des chutes d'eau et des barrages.



I.3.4 L'énergie géothermie :

Le principe consiste à extraire l'énergie géothermique contenue dans le sol. La plus grande partie de la chaleur de la terre est produite par la radioactivité naturelle des roches qui constituent la croûte terrestre.

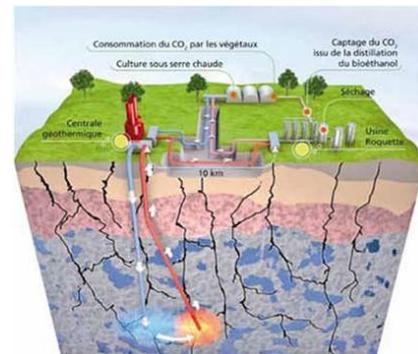


Figure I.5 : Centrale géothermique

I.3.5 Le biogaz :

Le biogaz est le produit de la dégradation de la matière organique, d'origine animale ou végétale, par des microorganismes dans des conditions dites « anaérobies » c'est-à-dire en l'absence d'oxygène. Le phénomène est très largement observable dans la nature

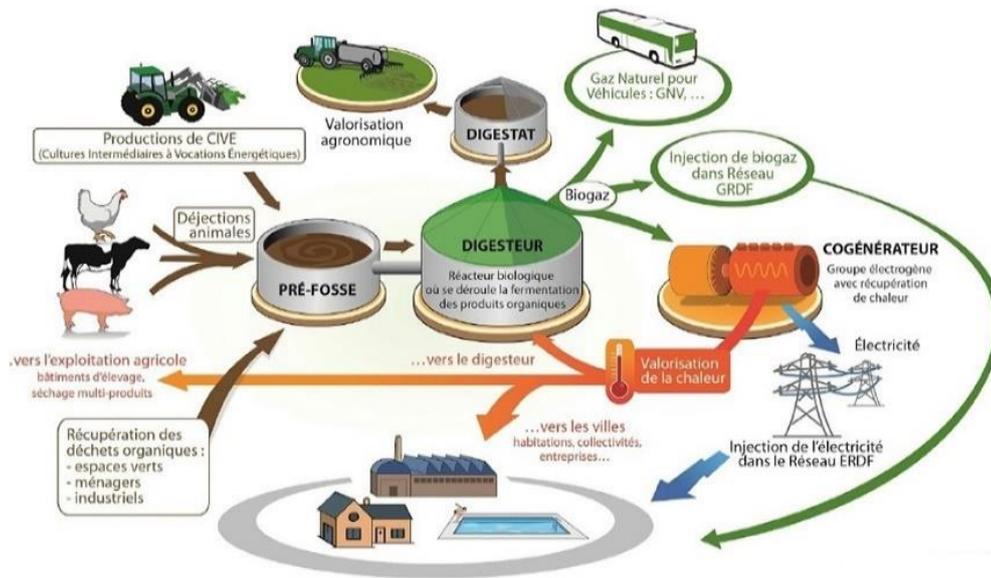


Figure I.6 : Le principe du biogaz

Le biogaz est le gaz produit par la fermentation de matières organiques. C'est un gaz combustible composé essentiellement de méthane et de dioxyde de carbone. Il peut être brûlé sur son lieu de production pour obtenir chaleur et électricité ou purifié pour obtenir du biométhane utilisable comme gaz naturel pour véhicules ou injectable sur le réseau de distribution de gaz naturel.

I.3.6 La biomasse :

Il consiste en la réaction entre le carbone de la biomasse et les gaz réactifs (vapeur d'eau et dioxyde de carbone). Le résultat est la conversion complète des matières solides autres que les cendres en un gaz combustible composé d'hydrogène et de monoxyde de Carbone

Cette énergie peut en être extraite par combustion directe, comme pour le bois énergie, ou par combustion après un processus de transformation de la matière première, par exemple la méthanisation (biogaz, ou sa version épurée le biométhane) ou d'autres transformations chimiques (dont la pyrolyse, la carbonisation hydrothermale et les méthodes de production de biocarburants ou « agrocarburants »)

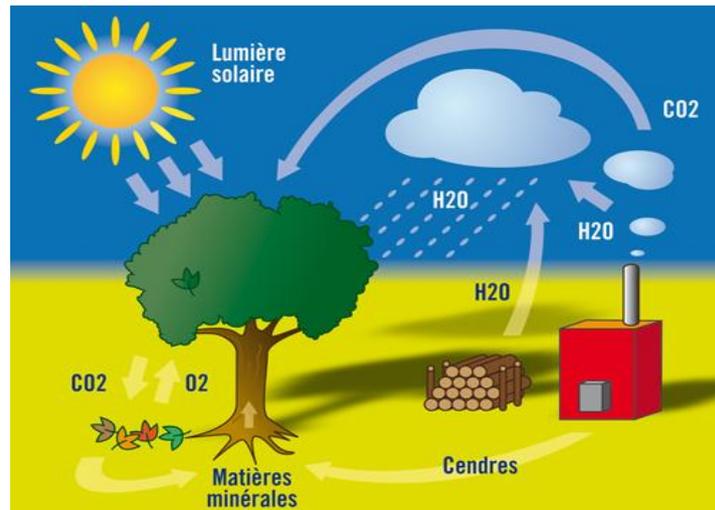


Figure I.7 : Le principe de La biomasse

I.3.7 L'énergie marémotrice :

L'énergie marémotrice désigne l'énergie exploitée en tirant profit du phénomène des marées, donc des mouvements d'eau causés par les effets conjugués des forces de gravitation de la Lune et du Soleil.

L'énergie marémotrice, qui est une énergie renouvelable, est donc produite dans des régions littorales soumises à un fort marnage. Deux approches sont employées :

- La première exploite l'énergie potentielle de l'eau (une différence de hauteur) pour actionner des turbines, comme la centrale marémotrice de la Rance (Bretagne) ;
- A seconde profite de l'énergie cinétique (du mouvement du flux et de reflux) grâce à l'utilisation d'hydroliennes.



Figure I.8 : Schéma d'usine marémotrice

I.4 Les énergies renouvelables en Algérie :

Ces dernières années, l'Algérie a amorcé une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables. Cette vision s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain.

Le programme consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22000 MW entre 2011 et 2030 dont 12000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10000 MW à l'exportation. L'exportation de l'électricité est toutefois conditionnée par l'existence d'une garantie d'achat à long terme, de partenaires fiables et de financement extérieur

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Comparativement, les potentiels en éolien, en biomasse, en géothermie et en hydroélectricité sont beaucoup moins importants. Cela n'exclut pas pour autant le lancement de nombreux projets de réalisation de fermes éoliennes et la mise en œuvre de projets expérimentaux en biomasse et en géothermie

L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile

Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité.

Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% de la production d'électricité en 2030.

L'Algérie prévoit également l'installation de quelques unités de taille expérimentale afin de tester les différentes technologies en matière de biomasse, de géothermie et de dessalement des eaux saumâtres par les différentes filières d'énergie renouvelable.

I.4.1 Potentiel d'énergie solaire en Algérie :

De par sa situation géographique l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les **2000 heures** annuellement et peut atteindre les **3900 heures** (hauts plateaux et Sahara)

L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² est de l'ordre de **5 KWh** sur la majeure partie du territoire national soit près de 1700 KWh/m/an au Nord et 2263 KWh/m/an au Sud du pays [5].

Tableau I.1 : Potentiel solaire en Algérie [05].

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh /m ² /an)	1700	19000	2650

La distribution de l'énergie reçue en Algérie, en moyenne annuelle, est donnée par la figure ci-dessous. Elle présente les différents niveaux énergétiques qui donnent ainsi un découpage du pays en régions iso-énergétiques.

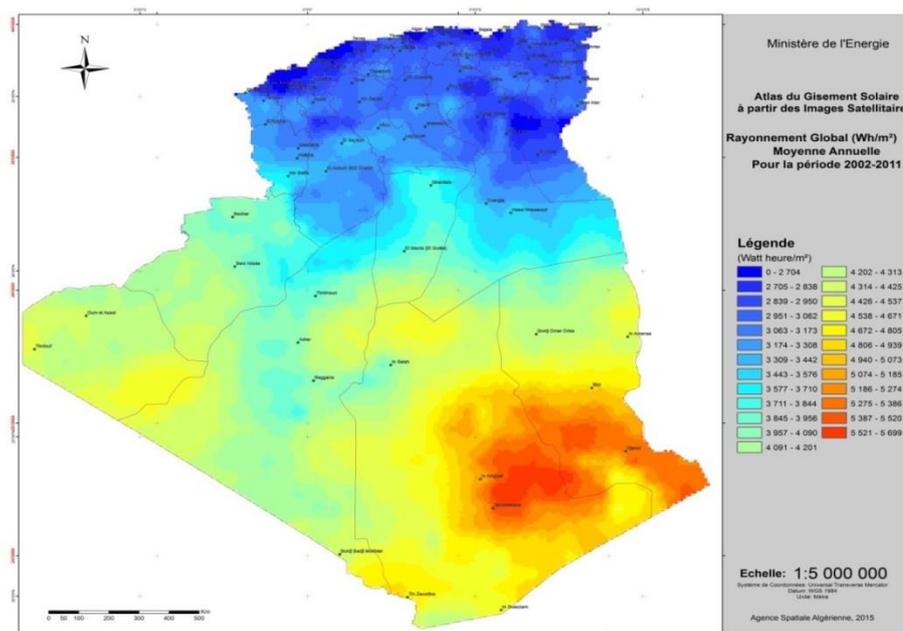


Figure I.9 : Atlas de gisement solaire en Algérie [07.1].

Le programme national de développement des énergies renouvelables (EnR), adopté en 2011 puis révisé en 2015, ambitionne d'atteindre, à l'horizon 2030, une puissance totale de 22000 Mégawatts (MW) dédiés à la seule consommation locale. Il prévoit, pour cela, de mettre en œuvre un large éventail de filières technologiques où le photovoltaïque (PV) et l'éolien se taillent la part du lion avec respectivement 13575 MW et 5010 MW, le reste étant réparti entre le thermo-solaire (CSP), la biomasse, la cogénération et la géothermie

Le nombre de ces filières répond au souci de ne ménager aucun moyen ni effort pour produire le maximum d'électricité renouvelable en vue de compenser au mieux le déficit en énergie fossile qui s'annonce. L'électricité étant l'unique produit que chacune d'elles génère, elles peuvent par conséquent se trouver en compétition l'une contre l'autre au lieu de se compléter. Surtout lorsque deux ou plusieurs d'entre-elles sont respectivement alimentées par deux ou plusieurs champs énergétiques superposés dans la même zone. Dans ce cas, elles ne pourront pas normalement coexister car un choix économique s'imposera pour sélectionner la plus rentable.

C'est ce qui peut se produire avec les deux principales filières du programme national de développement des EnR en gardant à l'esprit que le même raisonnement peut s'étendre aux autres filières.

I.4.2 Potentiel d'énergie éolienne en Algérie :

Suite à la révision du programme national en 2015, la part de l'énergie éolienne a été rehaussée de 2000 MW à 5010 MW et occupe désormais la seconde place derrière le photovoltaïque, loin devant les autres filières. L'importance accordée à l'éolien est certainement due à l'amélioration considérable des coûts moyens du kilowatt/heure (kWh) qui sont, après ceux de la géothermie, les plus bas du renouvelable. L'Energy Information Administration (EIA), organisme du Département US de l'Energie, prévoit qu'en 2022 les coûts moyens (en \$ de 2015) seront comme suit :

- KWh conventionnel : \$0,0726
- KWh géothermique \$0,0423
- KWh éolien : \$0,0736
- KWh photovoltaïque : \$0,1253
- KWh thermo-solaire CSP : \$0,239

Ceci dit, il ne faut pas perdre de vue que ces coûts ont été obtenus à l'étranger dans des pays qui maîtrisent parfaitement la technologie et où les vents atteignent de grandes vitesses avec des moyennes annuelles dépassant souvent les 9 mètres/seconde (m/s). Le coût de l'éolien sera donc autrement plus élevé en Algérie où les vents sont plutôt modérés avec un maximum annuel moyen ne dépassant pas environ 6 m/s sur l'essentiel du territoire national. Sans compter le manque d'expérience malgré la réalisation récente d'un pilote éolien de 10 MW dans la région d'Adrar.

Pour bien comprendre l'importance de la vitesse des vents, il faut savoir que le rendement électrique des éoliennes varie en fonction du cube de la vitesse. Ainsi, lorsque la vitesse double, par exemple de 5 m/s à 10 m/s, la quantité d'électricité produite est multipliée par 8 et non pas par deux. Les coûts du kWh présentés plus haut correspondant à des vents d'environ 9 m/s, il faudrait les multiplier par environ 3,8 pour avoir une idée approximative de ce qu'ils pourraient devenir si les vitesses baissaient au niveau des 6 m/s prévalent dans certaines zones du Sud. A cela pourraient s'ajouter des investissements et des coûts opératoires plus élevés ainsi qu'une durée de vie plus courte dans l'environnement agressif du Sahara. Il faut donc s'attendre, dans cette région, à des coûts du kWh éolien bien plus élevés que ceux du photovoltaïque.

Le potentiel éolien du grand Sud algérien est non seulement modéré mais il se situe à l'intérieur d'un des plus importants, sinon le plus important, gisement solaire de la planète. L'énergie solaire et l'énergie éolienne générant le même produit, en l'occurrence de l'électricité, elles vont se retrouver en compétition et l'une d'entre-elles seulement pourra survivre : celle qui produira le kWh au moindre coût. Le Sud étant le domaine de prédilection du solaire et non pas de l'éolien, celui-ci ne pourra pas normalement s'y implanter. Le seul argument pouvant être avancé en faveur de l'éolien est que les vents peuvent souffler également la nuit mais il s'agit là d'un phénomène trop aléatoire pour être pris en considération.

Bien sûr, d'aucuns émettrons des objections en arguant que dans de nombreux pays l'éolien et le solaire coexistent en parfaite harmonie comme en Allemagne par exemple. Effectivement, dans ce pays pionnier qui produit près de 33% de son électricité à partir des énergies renouvelables, l'éolien et le solaire coexistent parfaitement avec respectivement 13,9% et 8,7% du total en 2014. Et pour cause, les domaines de prédilection de ces deux sources d'énergie ne se superposent pas. Celui de l'éolien se situe dans la partie nord bien

plus venté mais bien moins ensoleillé que le Sud. C'est donc au nord que se trouve concentrée la quasi –totalité des éoliennes. Par contre, celui du solaire (photovoltaïque) se situe dans le sud du pays beaucoup plus ensoleillé mais beaucoup moins venté. Il s'agit donc de deux activités qui se complètent au lieu d'entrer en compétition car elles couvrent des régions à vocations différentes. C'est ainsi que l'électricité éolienne produite au nord est acheminée vers le sud industriel et gros consommateur pour s'ajouter à la production solaire locale. En Algérie, la situation est tout autre car les deux domaines se superposent pratiquement partout, ce qui signifie que l'une des deux filières, l'éolien sans doute, y est de trop.

Actuellement il existe, depuis juin 2014, un pilote éolien de 10 MW dans la région d'Adrar et un pilote photovoltaïque de 1.1 MW à Ghardaïa ainsi que plusieurs centrales PV plus récentes dans la région d'Adrar et ailleurs. L'évaluation de leurs performances ne manquera pas d'apporter une confirmation définitive à ce sujet. Il n'est pas exclu, toutefois, que des poches très ventées et de moindre ensoleillement existent dans certains massifs montagneux ou dans des vallées étroites du Nord avec des rendements proches de ceux du PV. Dans ce cas, l'énergie éolienne pourrait s'y imposer comme complément à l'énergie solaire ne serait-ce que pour réduire le problème d'intermittence. Impact de l'éolien sur les performances du programme national de développement des EnR.

Dans une précédente contribution intitulée “ Le programme national de développement des énergies renouvelables : un éléphant qui accouche d'une souris ? ” publiée dans le supplément économique du journal Liberté le 18 septembre 2016, nous étions parvenus, entre autres conclusions, aux suivantes :

- Le programme a pris trop de retard et avance trop lentement pour atteindre, en 2030, l'objectif de 22000 MW dont il ne pourra probablement pas dépasser les 50% à cette date
- La part du renouvelable dans la future consommation électrique du pays en 2030 sera bien, en accord avec le programme révisé, d'environ 27% et permettra d'économiser environ 300 milliards de m³ de gaz (mais sans tenir compte d'un éolien surestimé).
- Si la réalisation du programme atteint les 50% de l'objectif, sa contribution au futur mix énergétique global ne dépassera pas les 2%.

Dans cette contribution, la quantité d'électricité générée par l'éolien avait été estimée à 16,19 TWh/an par analogie avec les centrales éoliennes de Tarfaya au Maroc et d'El Ayoune au Sahara occidental mais sans tenir compte de la différence de vitesse des vents qui

dépassent les 8 m/s dans ces deux localités comparées à un maximum généralement inférieur à 6 m/s en Algérie

Il est donc nécessaire de corriger à la baisse les valeurs surestimées de la partie éolienne du programme. Sachant que le rendement électrique varie principalement en fonction du cube de la vitesse du vent, le passage de 8 m/s à 6 m/s réduit le rendement à 42% de la valeur précédemment calculée. Dans ces conditions, le rendement des 5010 MW du programme ne sera plus que de 6,83 TWh/an environ et non pas de 16,19 TWh/an. Cela se répercute sur le rendement électrique total des 220000 MW du programme qui diminue de 46,84 TWh/an à 34,47 TWh/an [0].

Cette quantité réduite d'électricité ne représentera plus alors que 20,3% de la consommation nationale d'électricité et non pas 27% comme calculé précédemment. Il en résulte que la quantité totale de gaz pouvant être économisée par le projet pendant une durée la vie de 25 ans se réduit de 300 à 210 milliards de m³ environ, soit à peine 3% du futur mix énergétique algérien au lieu de 4%. S'il n'est réalisé qu'à 50%, ce pourcentage ne sera plus que d'environ 1,5% c'est-à-dire un appoint dérisoire. Il serait donc plus correct de parler de transition électrique plutôt que de transition énergétique. Sachant que le projet est prévu dépasser les 100 milliards de \$ et que les 210 milliards de m³ de gaz économisés ne rapporteront pas plus de 40 à 50 milliards de \$ au prix actuel du million de BTU, de quelle rentabilité parle-t-on ? [0]

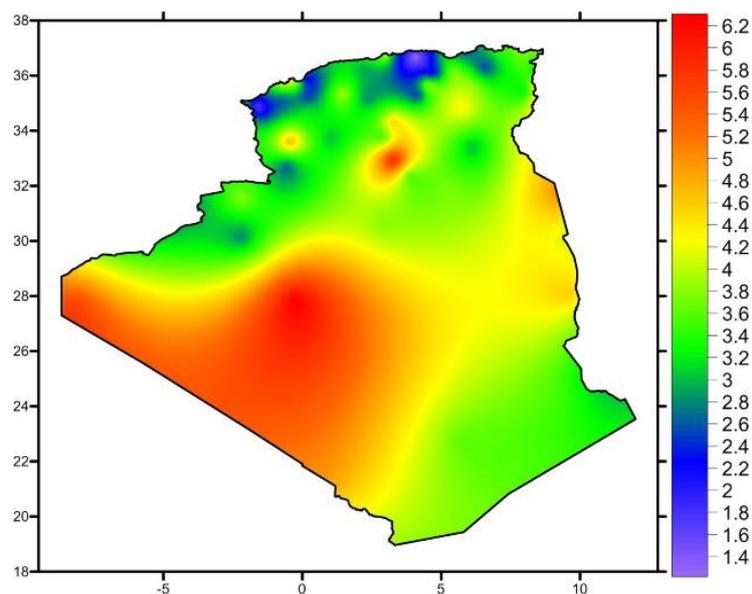


Figure I.10 : Carte du gisement éolien en Algérie [07.1]

I.4.3 Potentiel de l'énergie géothermique :

La compilation des données géologiques, géochimiques et géophysique a permis de tracer une carte géothermique préliminaire (figure (I.11)). Plus de deux cent (200) sources chaudes ont été inventoriées dans la partie Nord du Pays. Un tiers environ (33%) d'entre elles ont des températures supérieures à 45°C. Il existe des sources à hautes températures pouvant atteindre 118 °C à Biskra.

Des études sur le gradient thermique ont permis d'identifier trois zones dont le gradient dépasse les 5 °C/100 m : [07.1]

- Zone de Relizane et Mascara ;
- Zone d'Aine Boucif et Sidi Aïssa ;
- Zone de Guelma et Djebel El Onk

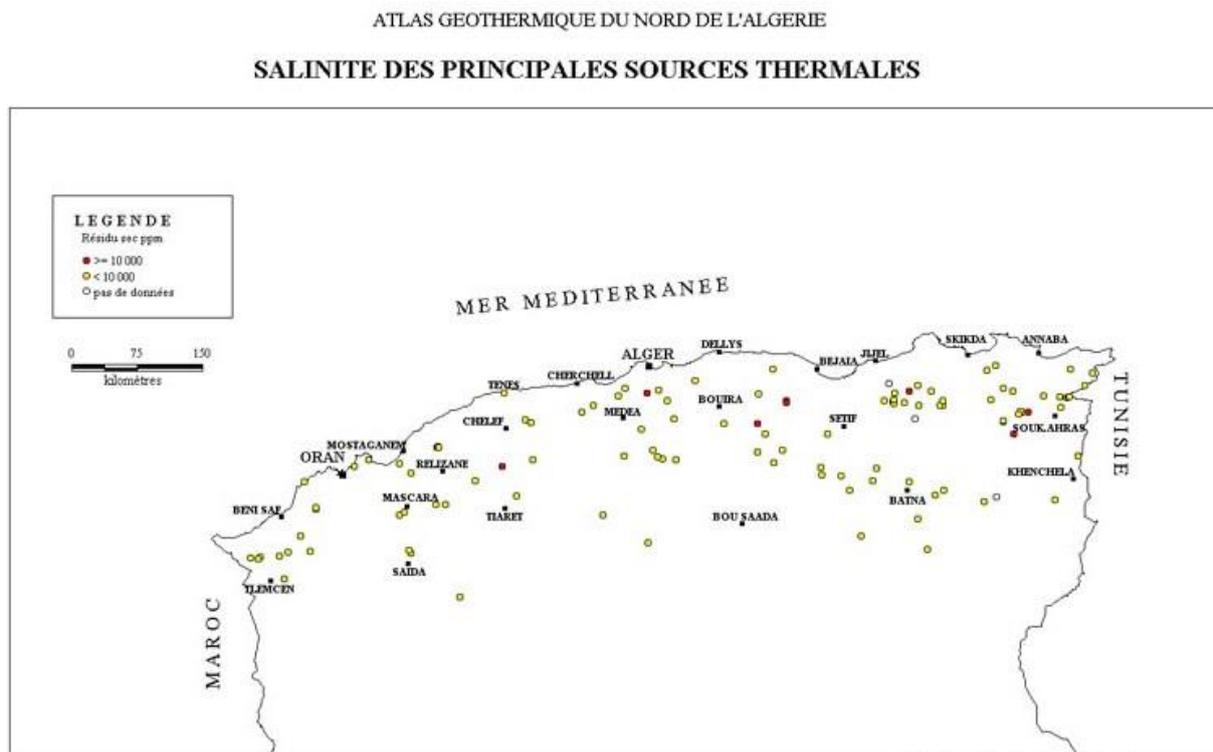


Figure I.11: Carte des sources thermales en Algérie

1.4.4 Potentiel de l'hydroélectricité :

Les quantités globales tombant sur le territoire algérien sont importantes et estimées à 65 milliards de m³, mais finalement profitent peu au pays : nombre réduit de jours de précipitation, concentration sur des espaces limités, forte évaporation, évacuation rapide vers la mer [7].

Schématiquement, les ressources de surface décroissent du nord au sud. On évalue actuellement les ressources utiles et renouvelables de l'ordre de 25 milliards de m³, dont environ 2/3 pour les ressources en surface. 103 sites de barrages ont été recensés, plus de 50 barrages sont actuellement en exploitation (voir tableau I.2).

Tableau I.2 : Parc de production hydroélectrique en Algérie [07.1].

Centrale	Puissance installée en MW
Darguina	71.5
IghilEmda	24
Mansouria	100
Erraguene	16
Souk Eljema	8.085
Tizi Meden	4.458
Ighzernchebel	2.712
Ghrib	7.000
Gouriet	6.425
Bouhanifa	5.700
Oued Fodda	15.600
Beni Behde	3.500
Tessala	4.228

I.4.5 Le Potentiel de la Biomasse :

I.4.5.1 Potentiel de la forêt :

Le potentiel actuel est évalué à environ 37 millions de TEP (Tonnes Equivalent Pétrole). Le potentiel récupérable est de l'ordre de 3,7 millions de TEP. Le taux de récupération actuel est de l'ordre de 10% [07.1].

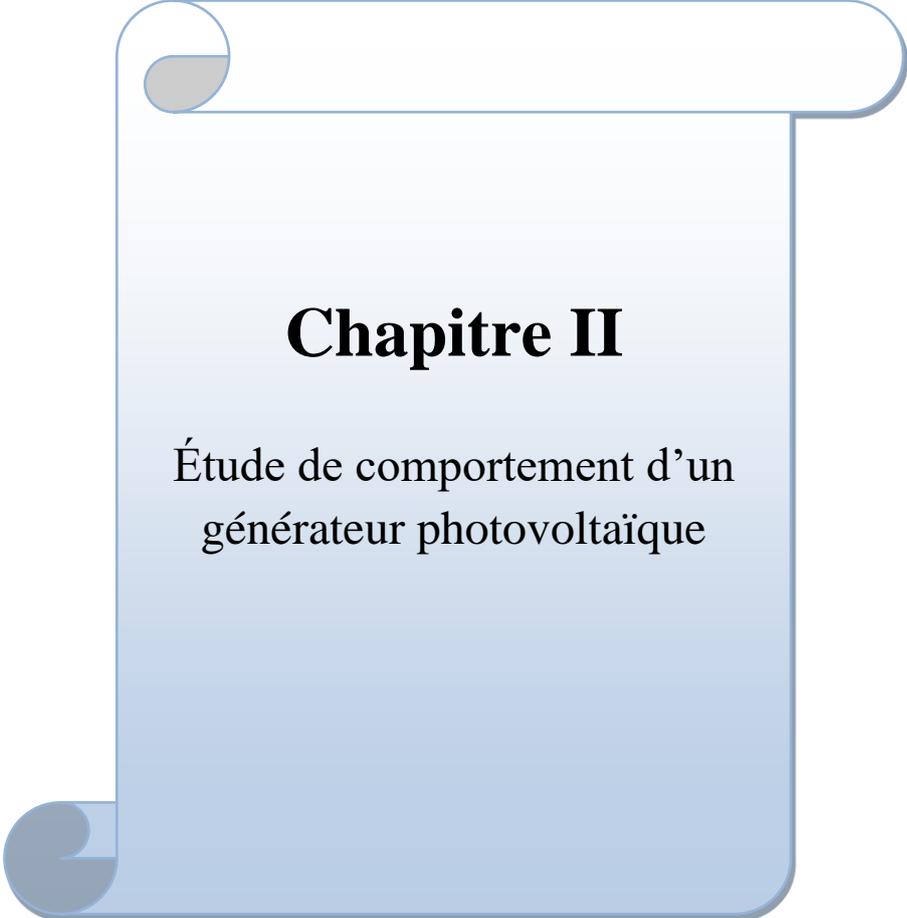
I.4.5.2 Potentiel énergétique des déchets urbains et agricoles :

Cinq millions de tonnes de déchets urbains et agricoles ne sont pas recyclés. Ce potentiel représente un gisement de l'ordre de 1,33 millions de TEP/an [07.1].

I.5 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté les ressources d'énergies renouvelables en général, puis en particulier l'énergie photovoltaïque et l'énergie éolienne, et vue que la production d'énergie électrique par les énergies renouvelables nécessite une étude du potentiel de chaque type, nous avons citées privément les différents potentiels de ces énergies en Algérie En se référant aux dernières études et statistiques

Ce chapitre est considéré comme une introduction détaillée de notre travail, afin d'avoir les aspects généraux nécessaires pour pouvoir dans les chapitres qui suivent entamer la modélisation de la partie photovoltaïque, et passer par la suite au simulation et réalisation.



Chapitre II

Étude de comportement d'un
générateur photovoltaïque

II.1 Introduction :

Dans le but d'étudier les comportements d'un GPV et pour visualiser les caractéristiques (I_{cc}) et (V_{oc}) d'un module PV et les caractéristiques (I-V) et (P-V) d'un GPV, il faudra faire la schématisation électrique de ce phénomène.

En modélisant le GPV, la diode et la variation d'irradiation. Pour cela l'environnement MATLAB/SIMULINK est convenable à faire cette simulation.

Dans ce chapitre, nous allons étudier le comportement de trois cellules PV connectés en série et en parallèle dans le cas des conditions météorologiques normales. Puis, on va faire l'étude des caractéristiques d'un module PV et l'étude de différentes dispositions de modules PV.

Cette étude est réalisée sous l'environnement de simulation MATLAB/SIMULINK est validée pratiquement sur le banc d'essai des systèmes PV conçue par l'entreprise LUCAS-NÜLLE qui est disponible au laboratoire de Energies renouvelables de l'université de Ghardaïa (Annex A.4).

II.2 Étude des caractéristiques d'une cellule PV :

II.1 Circuit équivalent d'une cellule solaire :

II.1.1 Cas d'une cellule idéale :

Dans le cas idéal, la cellule d'une jonction PN soumise à l'éclairement PV connectée à une charge peut être schématisée par un générateur de courant I_{ph} en parallèle avec une diode délivrant un courant selon la figure (II.1), qui représente le circuit équivalent d'une cellule solaire idéale [08].

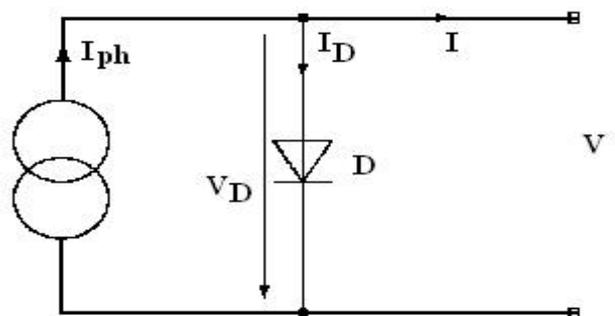


Figure II.1 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle.

❖ Les équations retenues de ce modèle sont :

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

Le courant I_{ph} est assimilé au courant I_{sc} avec $V_{pv} = 0$, courant de court-circuit obtenu en court-circuitant la charge.

$$I_{ph} = I_{sc} = \frac{E}{E_{réf}} \quad (\text{II.2})$$

E : L'éclairement absorbé par la cellule ;

$E_{réf}$: L'éclairement de référence (1000 w/m²) ;

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V_d}{V_t}} - 1 \right) \quad (\text{II.3})$$

I_0 : Courant de saturation inverse de la diode ;

$$V_t = \frac{NkT}{q} \quad (\text{II.4})$$

V_t : Tension thermique ;

N : Facteur d'idéalité de la photopile ;

K : Constant de Boltzmann (1,38.10⁻²³J/K) ;

q : Charge de l'électron (1,6.10⁻¹⁹ C).

II.1.2 Cas d'une cellule réelle :

Le schéma équivalent de la cellule photovoltaïque réelle tient compte d'effets résistifs parasites dues à la fabrication et représenté sur la figure (II.2).

Ce schéma équivalent est constitué d'une diode (d) caractérisant la jonction, une source de courant (I_{ph}) caractérisant le photo-courant, une résistance série (R_s) représentant les pertes par effet Joule, et une résistance shunte (R_{sh}) caractérisant un courant de fuite entre la grille supérieure et le contact arrière qui est généralement très supérieure à (R_s) [09].

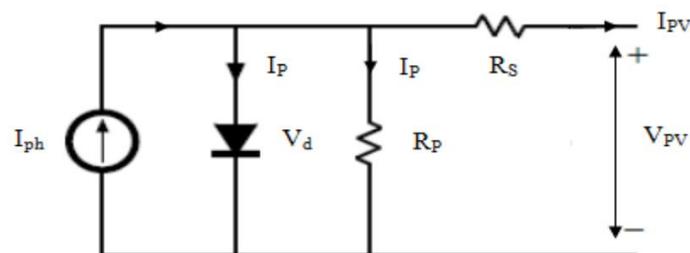


Figure II.2 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle

Chapitre II : Étude de comportement d'un générateur PV

Dans notre travail, nous avons utilisé le modèle mathématique du module solaire à exponentiel simple.

Le courant de sortie d'une cellule photovoltaïque se met sous la forme mathématique suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_p \quad (\text{II.5})$$

I_{pv} : Courant généré par la cellule photovoltaïque ;

I_{ph} : Photo courant créé par la cellule (proportionnel au rayonnement incident) ;

I_d : Le courant circulant dans la diode.

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V_d}{V_t}} - 1 \right) \quad (\text{II.6})$$

$$I_0 = I_{or} \left(\frac{T}{T_n} \right)^3 e^{\left[\frac{E_g}{BK} \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (\text{II.7})$$

I_{or} : est le courant de court-circuit de la cellule à la température de référence T_n et l'éclairement de référence T : Température de la jonction des cellules PV [$^{\circ}\text{K}$]

T_n : Température de référence des cellules PV [$^{\circ}\text{K}$] ;

E_g : Énergie de gap en [eV] ;

B : Facteur d'idéalité de la jonction ;

R_s : résistance série symbolise la résistance de masse du matériau semi-conducteur, ainsi les résistances ohmiques et de contact au niveau des connexions des cellules ;

V_{ph} : La tension de sortie ;

I_{ph} : Le courant circulant dans la résistance R_p ;

R_p : Résistance shunt représente les fuites autour de la jonction p-n dues aux impuretés et sur les coins de cellule.

$$V_d = V_{pv} + R_s I_{pv} \quad (\text{II.8})$$

Les résistances R_s et R_p sont calculées par une boucle de programmation voir l'annexe (A.1).

En substituant les équations (II.6 ; II.7) dans l'équation (II.5) le courant I_{pv} devient :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_p} \quad (\text{II.9})$$

II.3 Constitution d'un GPV :

L'association de plusieurs cellules PV en série ou parallèle donne lieu à un GPV. Si les cellules se connectent en série, les tensions de chaque cellule s'additionnent, augmentant la tension totale du générateur. D'une autre part, si les cellules se connectent en parallèle, c'est l'ampérage qui augmentera comme représentés sur les figures suivantes.

II.3.1 Association des Cellules PV en Parallèle :

Les propriétés de l'association en parallèle des cellules sont duales de celles d'association en série. Ainsi, dans un groupement des cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante du groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée. Les figures (II.7 ; II.8) montrent les caractéristiques résultantes (I_{pcc} , V_{pco}) obtenues en associant en parallèle (indice p) N_p cellules identiques :

$$I_{pcc} = N_p \times I_{cc} \quad \text{et} \quad V_{pco} = V_{co} \quad (\text{II.11})$$

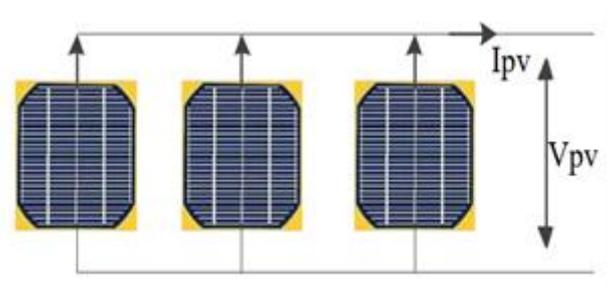


Figure II.6 : Schéma de 3 cellules photovoltaïques associées en parallèle

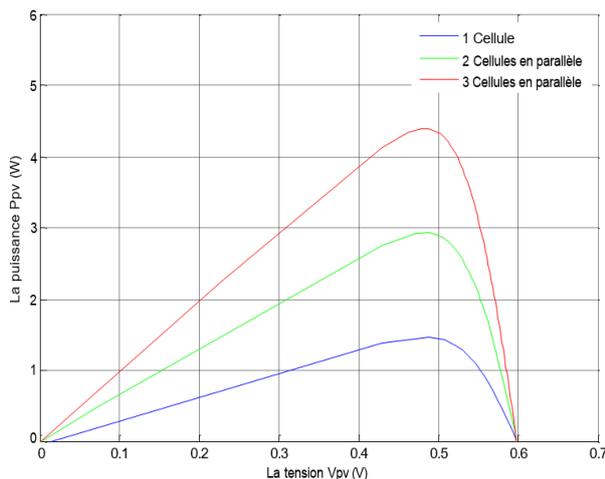


Figure II.7 : Caractéristique P-V des cellules PV raccordées en parallèle.

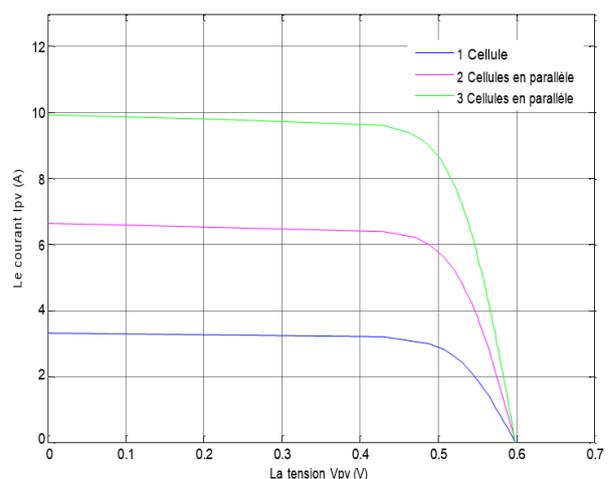


Figure II.8 : Caractéristique I-V des cellules PV raccordées en parallèle.

II.3.2 Association des Cellules PV en Série :

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné. Les figures (II.10 ; II.11) montrent la caractéristique résultante (I_{scc} , V_{sco}) obtenue en associant en série (indice s) N_s cellules identiques (I_{cc} , V_{co}) :

$$I_{scc} = I_{cc} \quad \text{et} \quad V_{sco} = N_p \times V_{co} \tag{II.12}$$

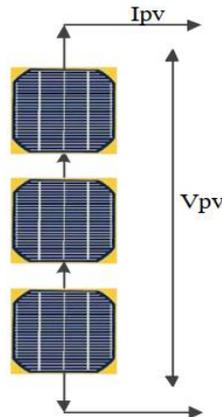


Figure II.9 : Schéma de 3 cellules photovoltaïques associées en série

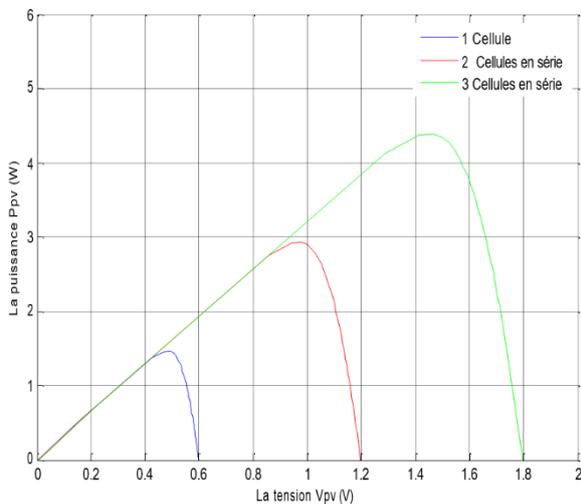


Figure II.10 : Caractéristique P-V des cellules PV raccordées en série.

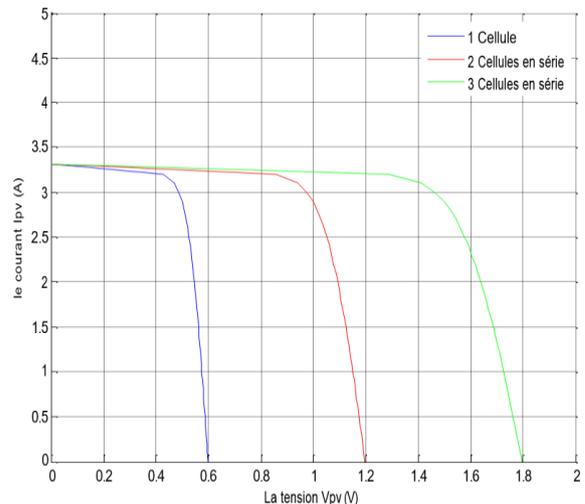


Figure II.11 : Caractéristique I-V des cellules PV raccordées en série

La plupart des panneaux photovoltaïques commerciaux sont constitués par des sous-réseaux de cellules connectées en série. Chacun de ces sous-réseaux est lui-même constitué d'un groupe de cellules photovoltaïque connectés en série. Le nombre de cellules par sous-réseaux est le fruit d'un compromis économique entre protection et pertes d'une partie importante du générateur photovoltaïque en cas de défaut partiel.

Chapitre II : Étude de comportement d'un générateur PV

Le site de démonstration, CDER, est actuellement doté de 3 panneaux, chacun d'eux est constitué de plusieurs modules connectés entre eux en série et en parallèle, référencés : ISO FOTON 106 W MONOCRISTALLIN, crêtes et structurés comme montre la figure (II.12). Chaque module est caractérisé par des paramètres illustrés dans le tableau (II.2) donné par le constructeur voir l'annexe (A.2).

Tableau II.2: Valeurs des paramètres de simulation 2

Les paramètres de module	La valeur de chaque paramètre
Le nombre des cellules en série N_s	36
Le nombre des cellules en série N_p	2
La tension maximale V_r à PPM (V)	17.36
La tension en circuit ouvert V_{oc} (V)	21.54
Le courant maximal I_r à PPM (A)	6.08
Le courant de court-circuit I_{cc} (A)	6.65

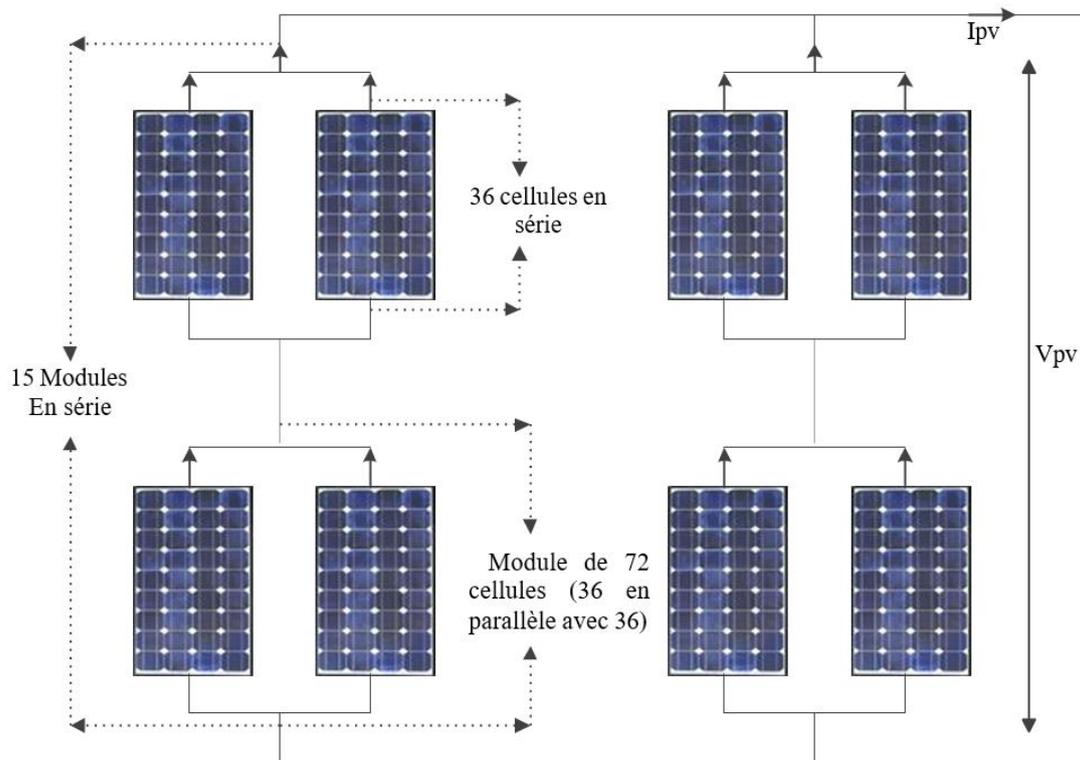


Figure II.12 : Schéma d'une partie de la centrale de production d'électricité d'un système photovoltaïque installé au CDER

Chapitre II : Étude de comportement d'un générateur PV

La puissance maximale débitée par le panneau photovoltaïque donnée par le produit entre la tension V_{op} et le courant I_{op} comme représente la formule suivante :

$$P_{max} = V_{op} \times I_{op} \quad (\text{II.13})$$

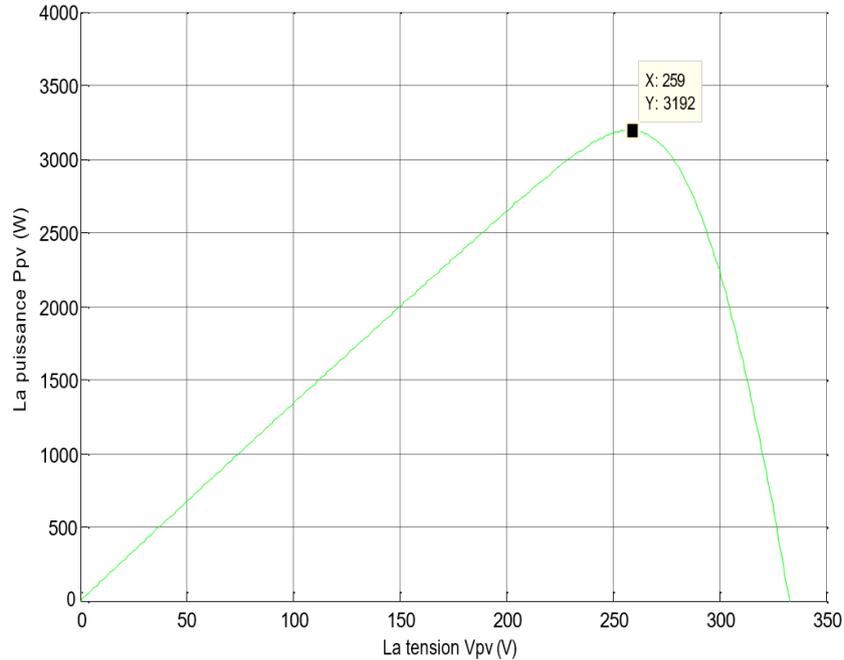


Figure II.13 : Caractéristique P-V d'un générateur photovoltaïque

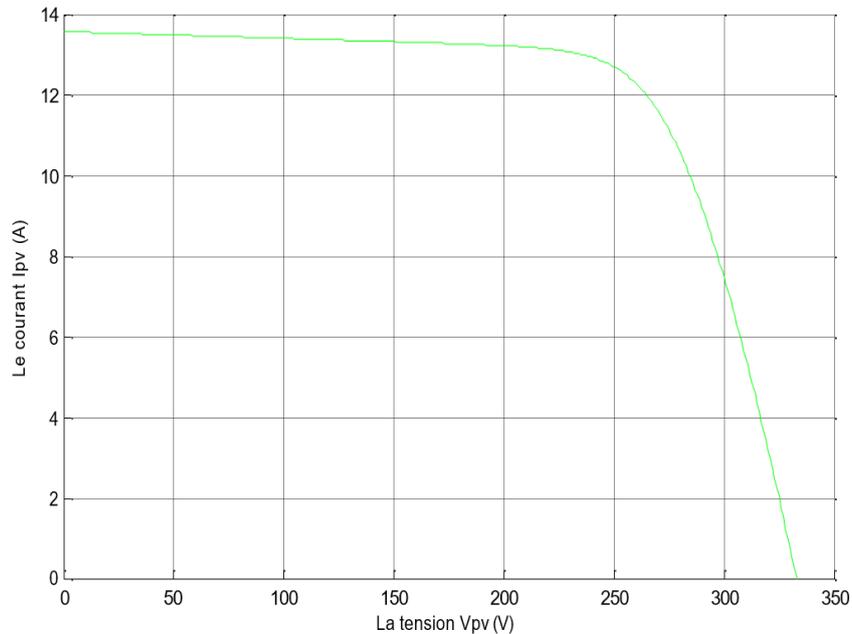


Figure II.14: Caractéristique I-V d'un générateur photovoltaïque

II.4 Influence de l'Éclairement :

En faisant varier l'éclairement entre 200 W/m² et 1000 W/m² avec un pas de 200, la caractéristique ($I_{pv} = f(V_{pv})$) est donnée par les figures (II.15 ; II.16). On remarque que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste quasiment identique même à faible éclairement.

L'irradiation standard, internationalement acceptée, pour mesurer la réponse des panneaux PV est une intensité rayonnante de 1000 W/m² et une température de 25 °C.

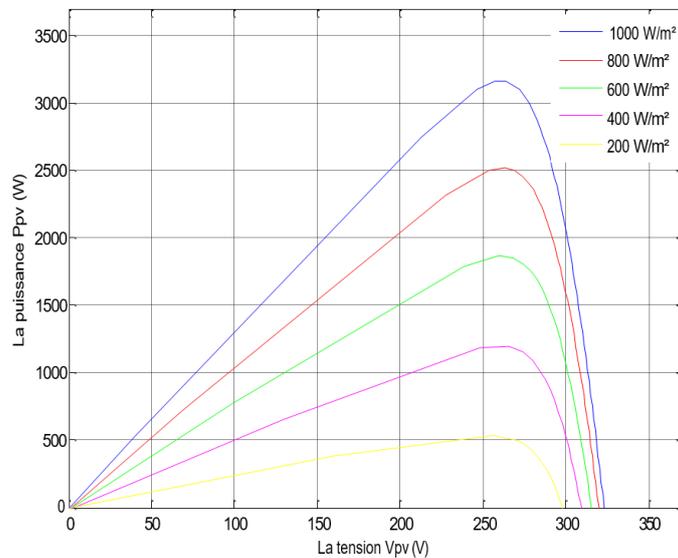


Figure II.15 : Caractéristique P-V du module PV selon l'éclairement

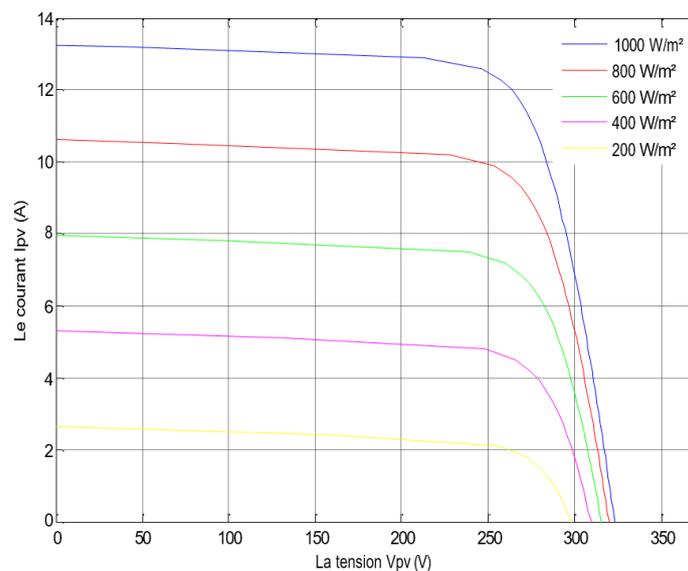


Figure II.16 : Caractéristique I-V du module PV selon l'éclairement

II.5 Influence de la Température :

En faisant varier la température de 25°C jusqu'à 50°C, la caractéristique ($I_{pv} = f(V_{pv})$) est donnée par les figures (II.17; II.18). On remarque que la température a une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, par conséquent la puissance extractible diminue. Lors du dimensionnement d'une installation, la variation de la température du site sera impérativement prise en compte.

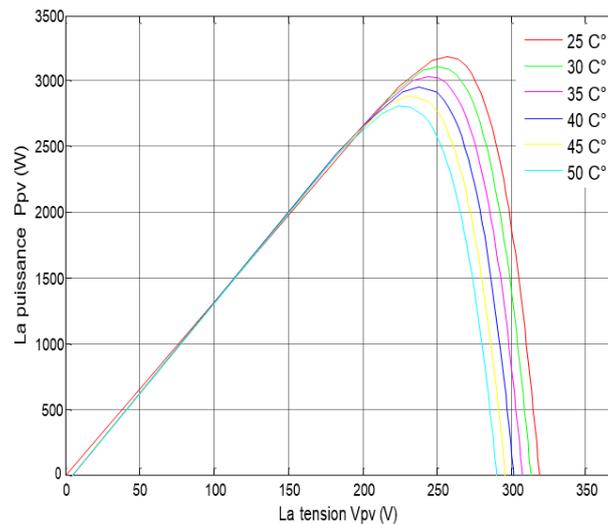


Figure II.17 : Caractéristique P-V du module PV selon la température

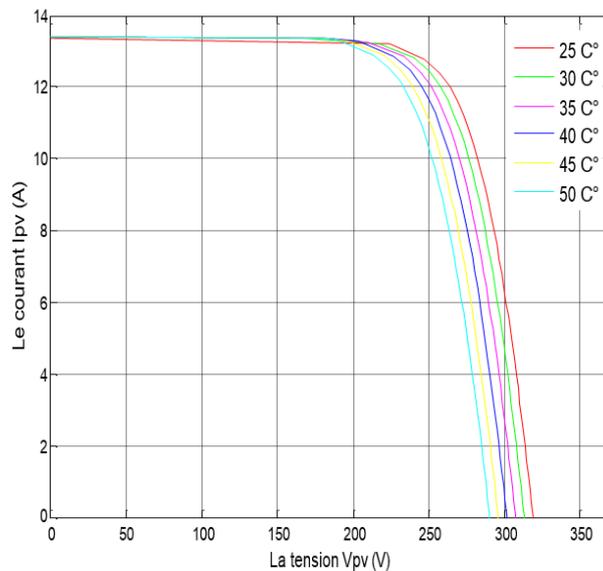


Figure II.18 : La caractéristique I-V du module PV selon la température

II.6. Influence de la résistance série :

La figure (II.19) montre l'influence de la résistance série sur la caractéristique I-V de la cellule qui se traduit par une diminution de la pente de la courbe de puissance P-V dans la zone où la cellule fonctionne comme générateur de tension constante.

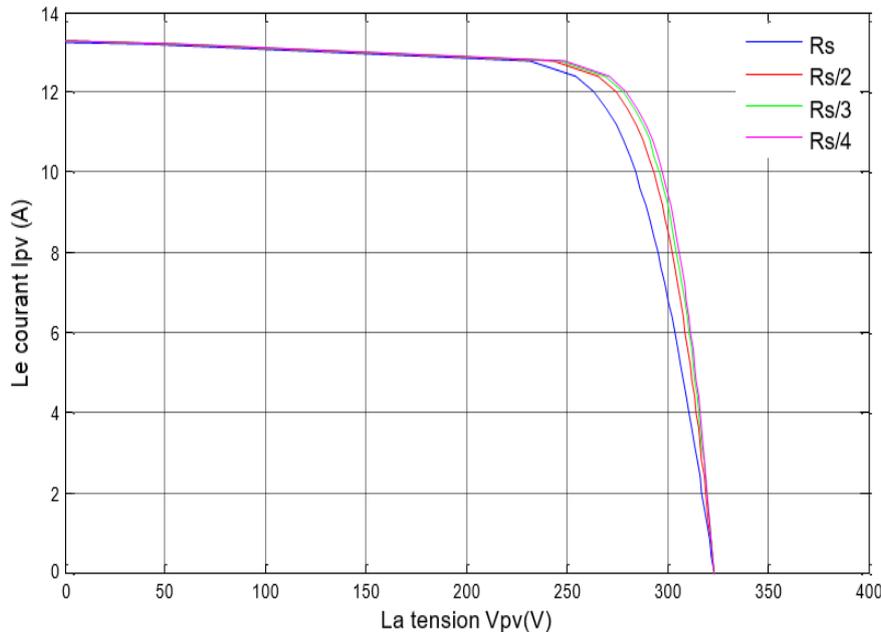


Figure II.19 : Caractéristique I-V de module PV selon la résistance série.

II.7 Étudier différentes dispositions des modules PV :

II.7.1 Montage en série :

II.7.1.1 La simulation :

Cette architecture représente l'assemblage de trois modules PV en série ayant des paramètres spécifiques (voir Annexes A.3). La borne négative est reliée à la borne positive du deuxième module ainsi de suite. Pour mesurer la tension aux bornes du GPV nous introduisons toujours un voltmètre en parallèle et le courant qui produit par le GPV sera aussi mesurer par un ampèremètre introduit en série avec les trois panneaux. Ceux-ci nous permettront de calculer la puissance produite par l'ensemble du module. La source de voltage contrôlée par une rampe qui sert à faire varier la tension d'entrée produite. Les trois panneaux sont soumis à des conditions météorologiques similaires (1000 W/m^2) et à une température constante $T=25^\circ$. Pour cela nous réalisons le montage illustré par la figure ci-dessous [10] :

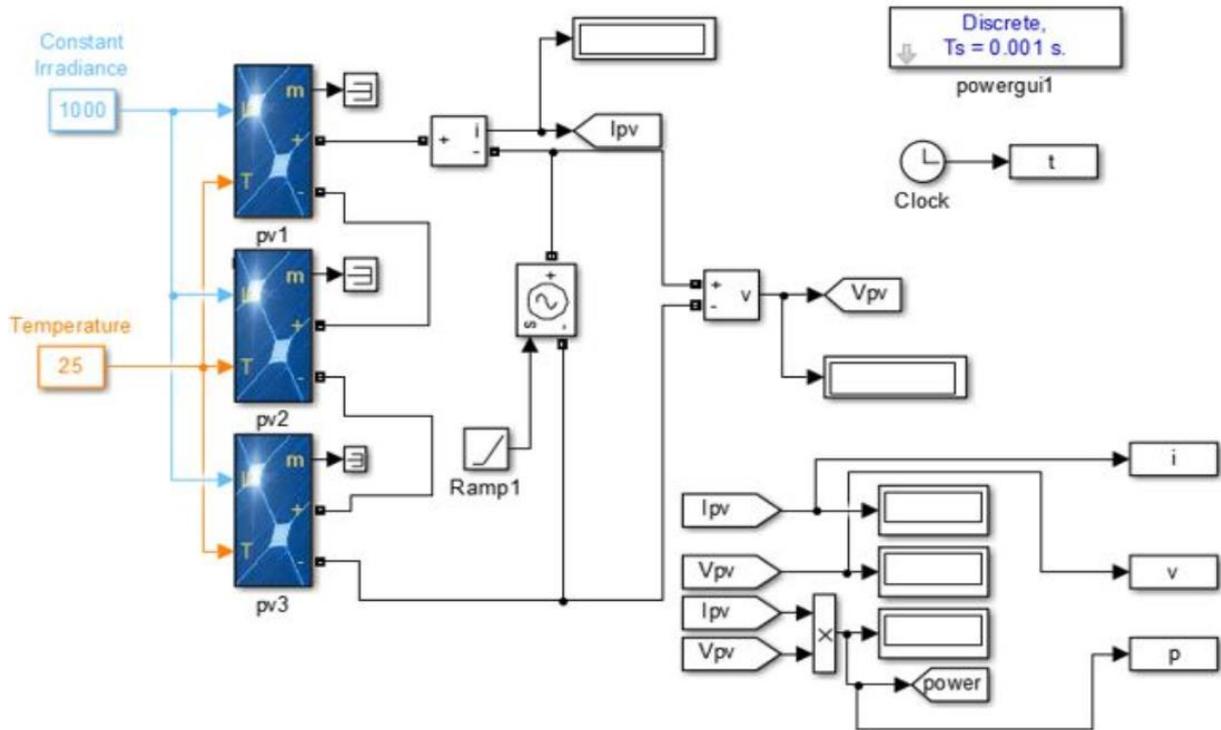


Figure II.20: Schéma de montage série de trois modules PV

Par la suite nous traçons deux courbe, la première courbe illustre la variation du courant en fonction de tension du GPV et la deuxième courbe illustre la variation de puissance en fonction de la tension comme suit :

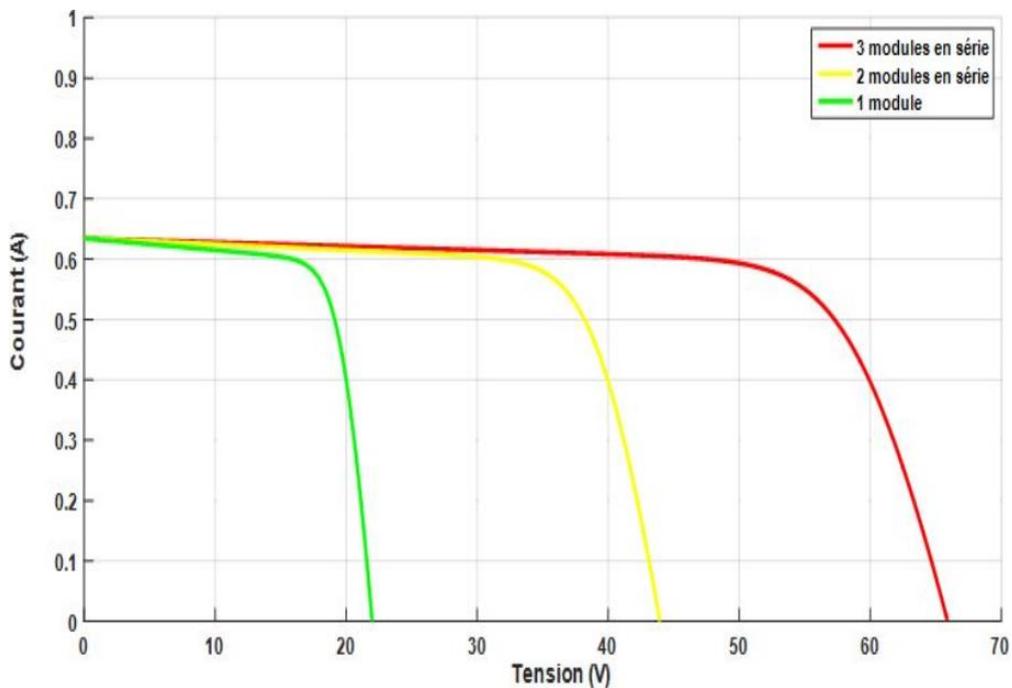


Figure II.21 : Caractéristique I-V résultante d'un groupement de trois modules PV en série

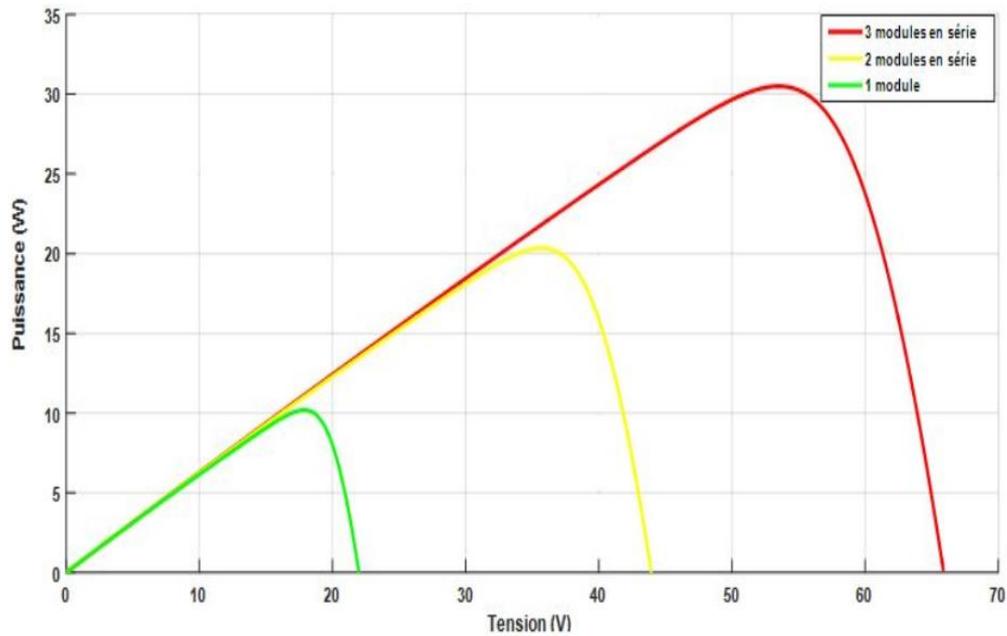


Figure II.22 : Caractéristique P-V résultante d'un groupement de trois modules en série

Interprétation :

À partir de ces courbes, dans le cas d'un montage série de modules solaires, les tensions des trois (3) modules s'additionnent, tandis que le courant est la même que celle traversant à chaque module.

II.7.1.2 Travail pratique :

Dans cette expérience, nous étudierons le montage des modules PV en série. Pour cela, nous relèverons plusieurs caractéristiques U/I de modules solaires montés en série. Ces caractéristiques nous permettent de déduire le comportement du courant et de la tension dans le circuit en série. Alors, nous réalisons le montage illustré par la figure ci-après :



Figure II.23 : Montage électrique de trois émulateurs de cellule PV montés en série (en pratique)

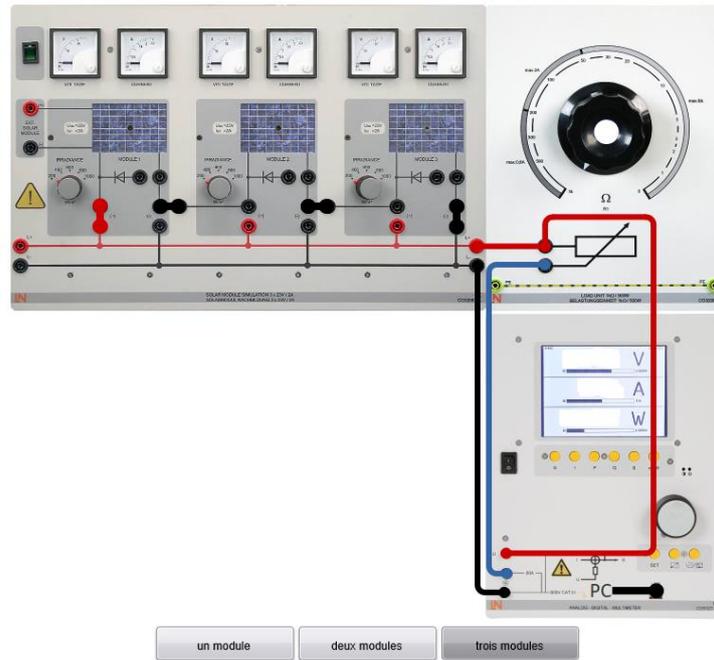
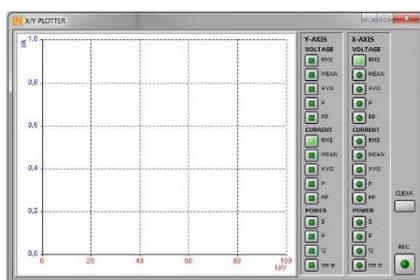


Figure II.24 : Montage électrique de trois émulateurs de cellule PV montés en série (Travail pratique)

Étapes de manipulations :

- a) Nous avons ouvert l'instrument virtuel Enregistreur X/Y du multimètre analogique/numérique par l'option de menu Instruments | Enregistreur X/Y et on a réglé le maximum et le minimum de la tension et de courant conformément au tableau suivant :



Réglages de l'enregistreur X/Y			
Axe	Paramètre	Maximum	Graduation
X	U_{rms}	80 V	10 V
Y	I_{rms}	2,5 A	0,5 A

Figure II.25 : Réglages de l'enregistreur X/Y.

- b) Après coup nous avons réglé les calibres selon le tableau suivants :

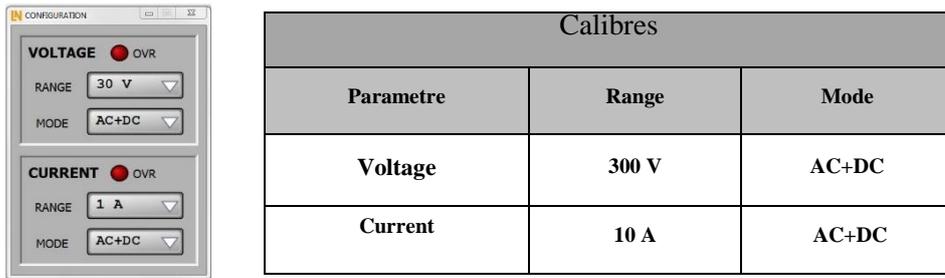


Figure II.26: Le choix des calibres de l'enregistreur X/Y.

- c) Nous avons réglé les 3 modules PV sur une intensité d'irradiation de 1000 (W/m^2).
- d) Après, on a réglé le potentiomètre sur 0 (court-circuit).
- e) Puis, on a connecté le multimètre analogique numérique au PC pour visualiser la caractéristique Courant-tension ou bien Puissance-tension.
- f) Par la suite on a démarré l'enregistrement en actionnant l'interrupteur et on a varié lentement la valeur de résistance du potentiomètre, jusqu'à son maximum (100K).
- g) On a Conclu l'enregistrement en actionnant l'interrupteur. Après la réalisation de ces étapes on a obtenu deux courbes qui sont illustrent ci-dessous.

Après la réalisation de ces étapes on a obtenu deux courbes qui sont illustrent ci-dessous :

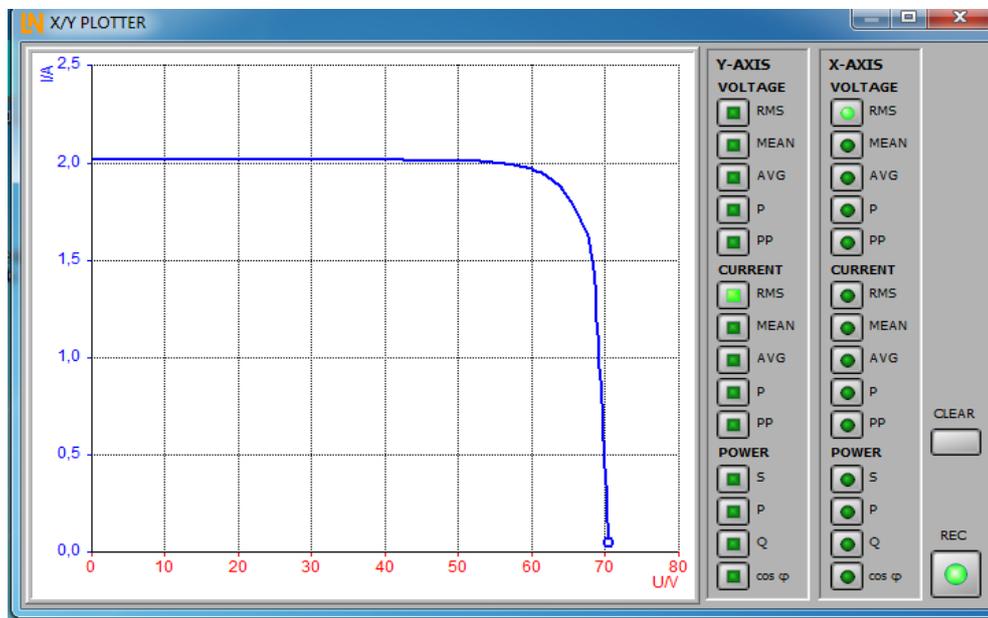


Figure II.27 : Caractéristique I-V résultante d'un groupement de trois modules en série (T pratique)

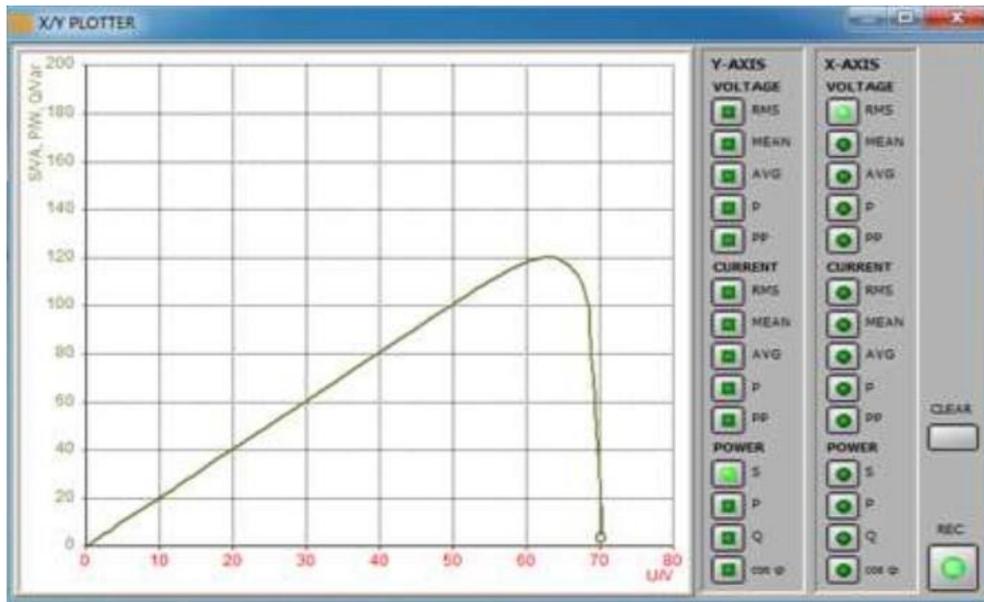


Figure II.28 : Caractéristique P-V résultante d'un groupement de trois modules en série (T pratique)

Interprétation :

Comme nous pouvons le constater sur la figure (II.27), pour une charge de résistance de 0 Ohms (court-circuit), le courant maximum qu'une cellule solaire peut produire pour d'irradiation incident donné est appelé courant de court-circuit $I_{cc}=2A$. A l'opposé, pour une charge de résistance infinie (circuit ouvert), il n'y aura pas de courant dans le circuit, alors que la tension générée par la cellule solaire pour un éclairage donné s'appelle la tension de circuit ouvert $V_{oc}=70V$. Et pour la figure (II.28), on remarque que la courbe de la puissance augmente progressivement avec l'augmentation de la tension jusqu'à ce qu'elle atteigne son pic dans la valeur $P=120W$ et recommence à diminuer. On conclure que dans le cas d'un montage série du modules solaires les tensions des différents modules s'additionnent alors que le courant traversant les modules reste le même.

II.7.2 Montage en parallèle :

II.7.2.1 La simulation :

Cette architecture représente trois modules solaires assemblés en parallèle, terminaux Le négatif est connecté à la borne négative du deuxième module PV, et ainsi de suite. La mesure La tension aux bornes du GPV on introduit toujours un voltmètre pour monter en parallèle aux bornes du GPV, le courant produit par les trois GPV sera également mesuré Avec des ampèremètres introduits en série avec les trois modules, ceux-ci nous permettront calculer la puissance produite par le composant. Commandé par une source de tension une rampe est

Chapitre II : Étude de comportement d'un générateur PV

utilisée pour faire varier la tension d'entrée résultante. Conditions climatiques similaires (1000 W/m²) et température constante pour les trois GPV T=25° [17].

Pour cela, nous réalisons le montage suivant :

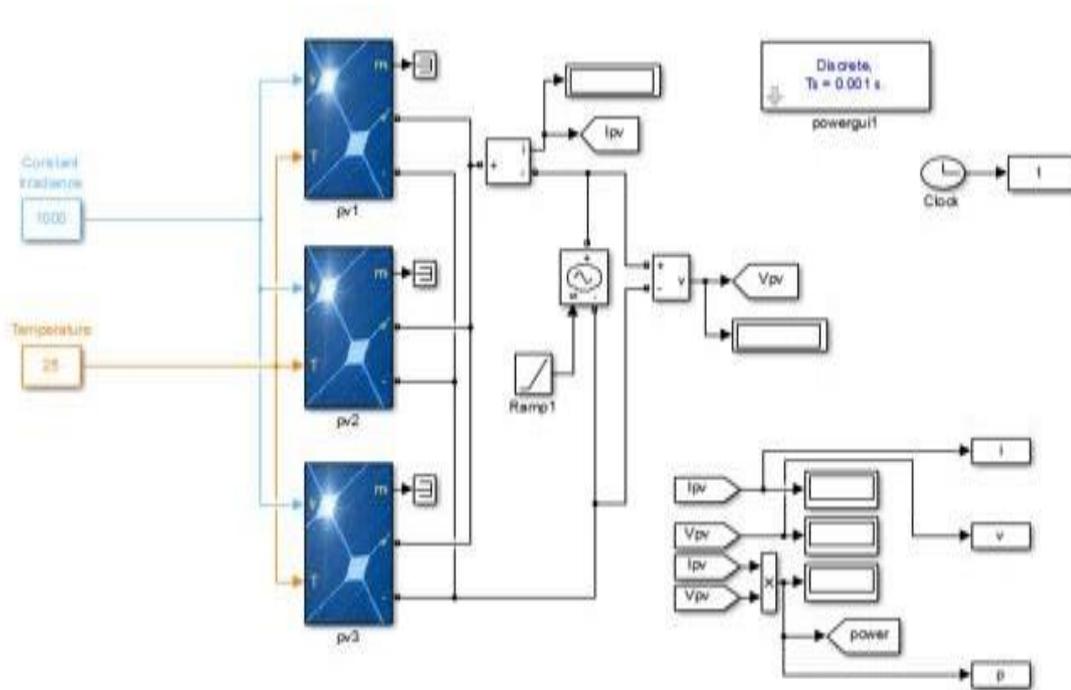


Figure II.29 : Schéma de montage parallèle de trois modules PV

Après cela, nous dessinons deux courbes, la première courbe représente la fonction I-V produit par un ensemble de 3 modules parallèles et il y a une deuxième courbe Caractéristiques P-V résultant d'un ensemble de 3 modules parallèles.

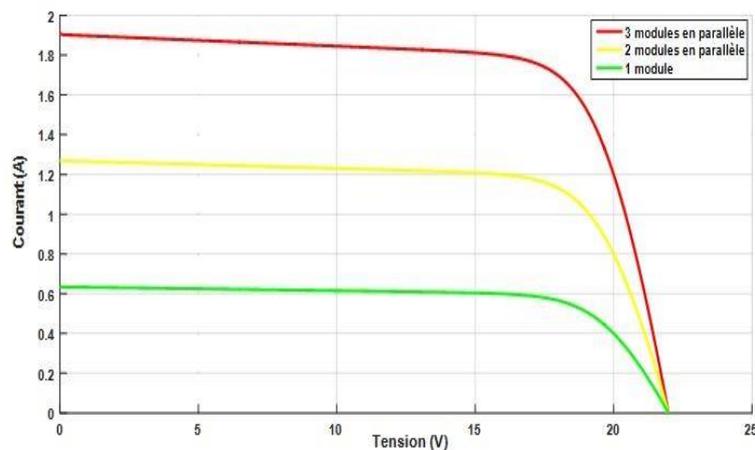


Figure II.30 : Caractéristique I-V résultante d'un groupement de trois modules en parallèle.

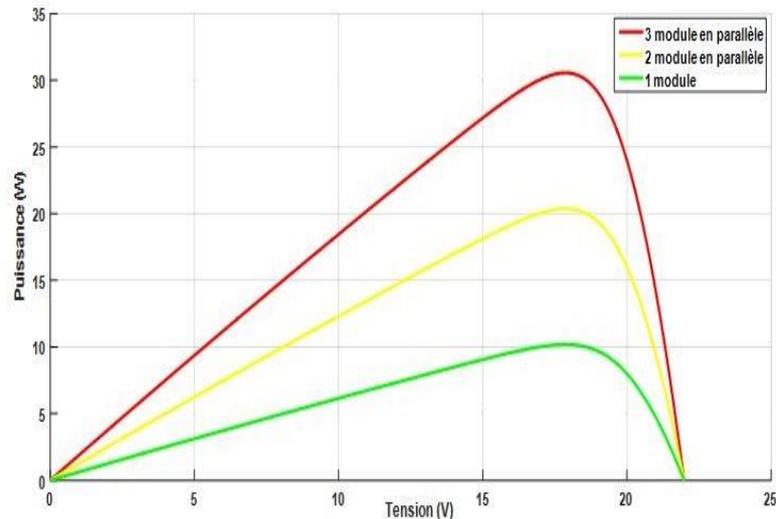


Figure II.31: Caractéristique P-V résultante d'un groupement de trois modules en parallèle

Interprétation :

On remarque que la tension en sortie du générateur photovoltaïque est la même que à travers chaque cellule. Tandis que le courant est la somme des courants circulant Chaque cellule qui compose ce générateur.

II.7.2.2 Résultats de travail pratique :

Au cours de cette expérience, nous allons étudier le montage en parallèle des modules PV. Pour cela, nous relevons plusieurs caractéristiques (U-I) de modules PV montés en parallèle, qui permettront de déduire le comportement du courant et de tension et la puissance dans le circuit en parallèle.

Nous réalisons le montage illustré par la figure ci-après :



Figure II.32 : Montage électrique de trois émulateurs de cellule PV montée en parallèle (T pratique)

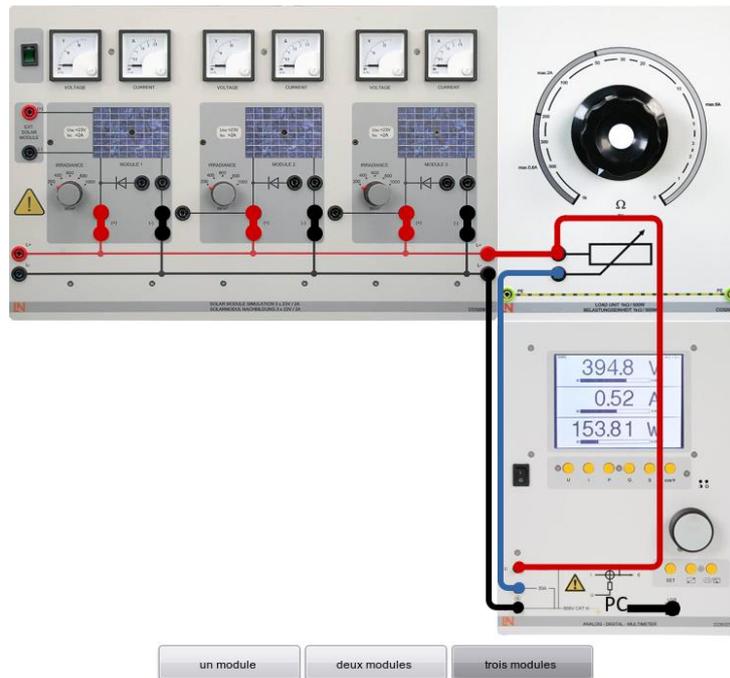
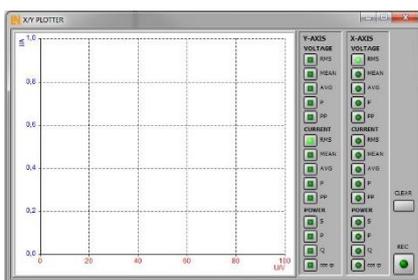


Figure II.33: Montage électrique de trois émulateurs de cellule PV montés en parallèle (Travail pratique)

❖ Les étapes de manipulations :

a) Nous avons ouvert l'instrument virtuel X/Y Recorder pour le multimètre analogique/numérique via l'option de menu Instruments | X/Y et enregistré. Les tensions et courants maximum et minimum ont été réglés comme spécifié dans le tableau ci-dessous :



Réglages de l'enregistreur X/Y			
Axe	Paramètre	Maximum	Graduation
X	U_{rms}	25 V	5 V
Y	I_{rms}	8 A	1 A

Figure II.34 : Réglages de l'enregistreur X/Y cas parallèle

b) Après, on a réglé les calibres selon le tableau suivants :

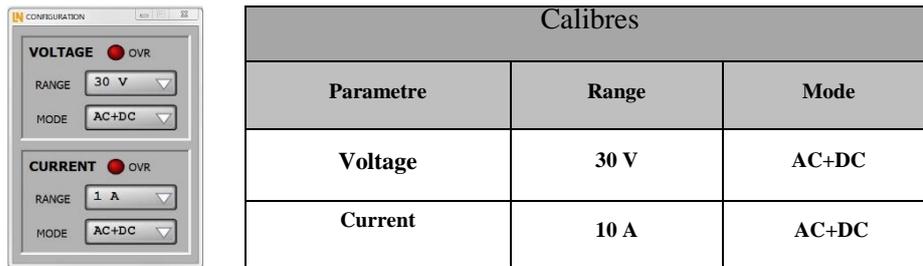


Figure II.35 : Le choix des calibres l'enregistreur X/Y cas parallèle

- c) Nous réglons l'irradiance des 3 modules solaires à 1000 (W/m²).
- d) Après, on a réglé le potentiomètre sur 0 (court-circuit).
- e) Ensuite, nous connectons le multimètre analogique numérique au PC pour vérifier Caractéristiques courant-tension ou puissance-tension.
- f) Par la suite, on a démarré l'enregistrement en actionnant l'interrupteur et on a varié lentement la valeur de la résistance du potentiomètre, jusqu'à son maximum (100K Ω).
- g) On a Conclu l'enregistrement en actionnant l'interrupteur.

Après avoir effectué ces étapes, deux courbes sont obtenues comme le montre l'image suivante :

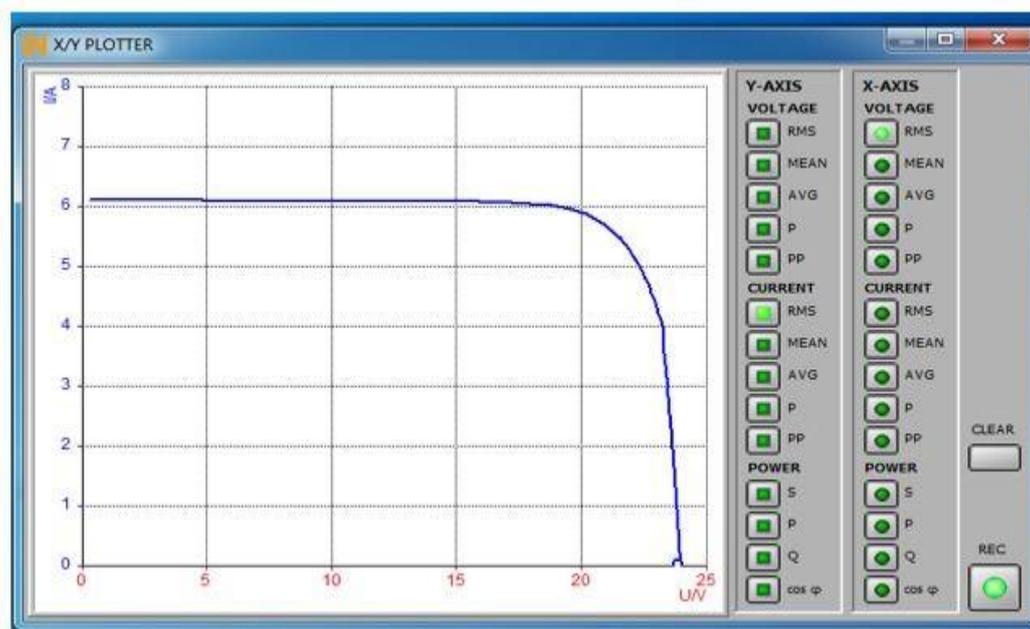


Figure II.36 : Caractéristique I-V résultante d'un groupement de 3 modules en parallèle

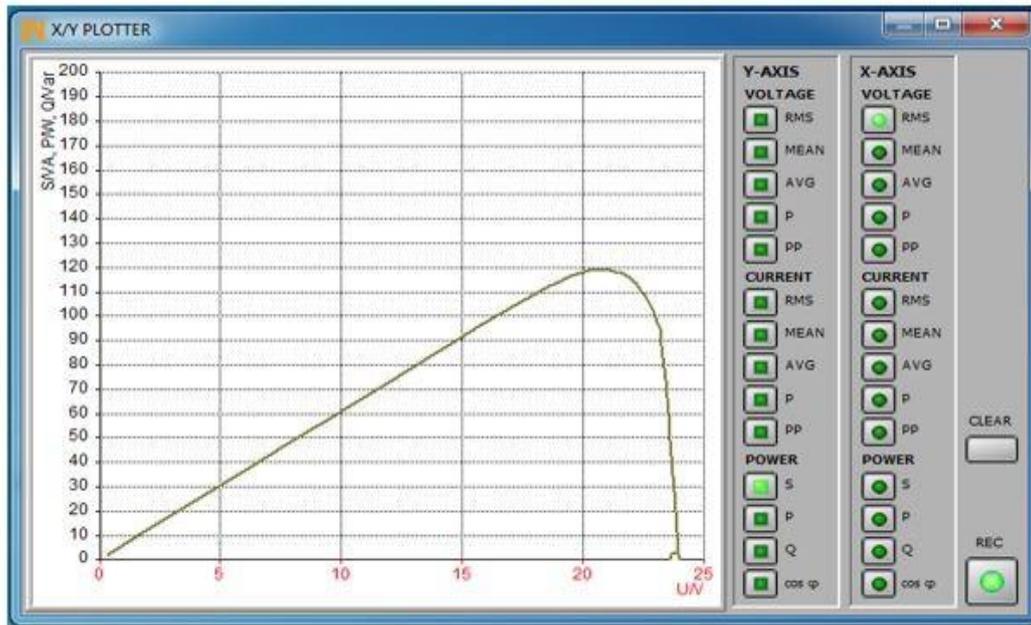


Figure II.37 : Caractéristique P-V résultante d'un groupement de 3 modules en parallèle.

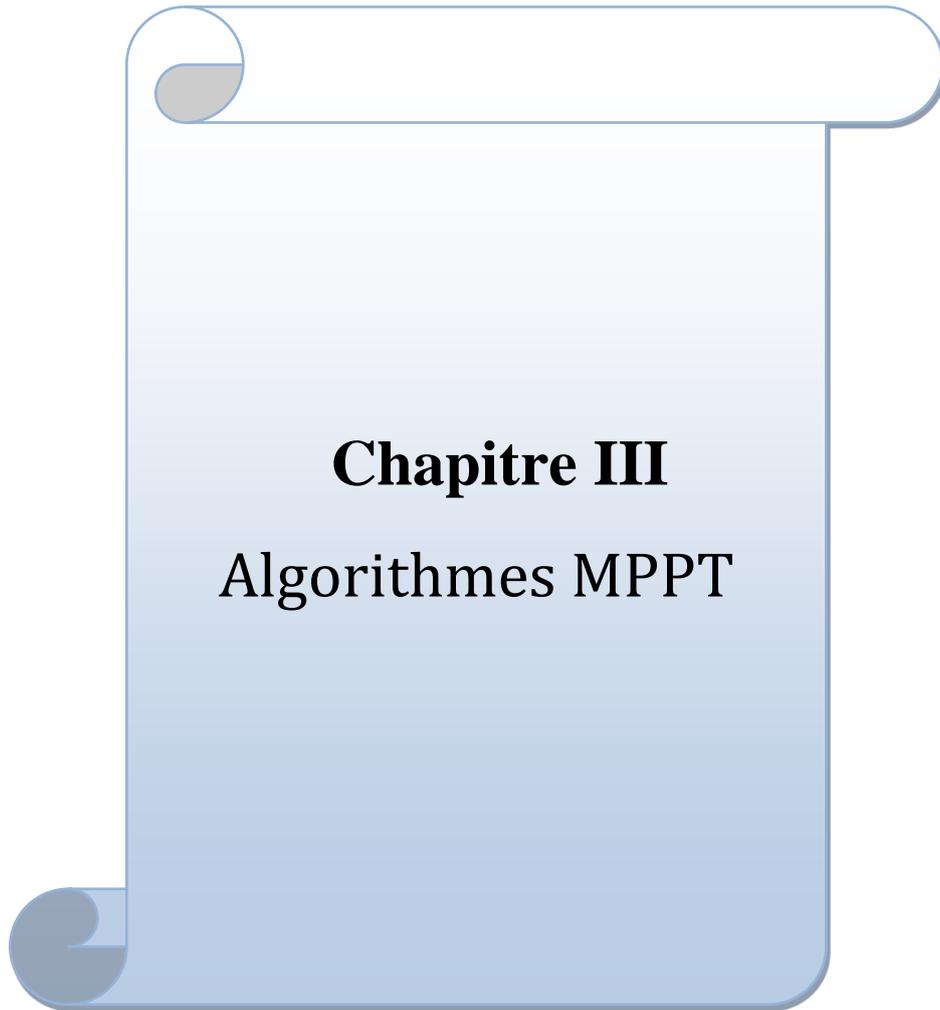
❖ Interprétation :

Comme le montre la figure (II.36), les courants des différents modules s'additionnent, mais la tension reste la même.

Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté la modélisation d'une cellule photovoltaïque et d'une centrale photovoltaïque, les caractéristiques du GPV avec ses performances. Ainsi l'influence de quelques paramètres sur ses caractéristiques.

Nous avons également appliqué cette étude pratiquement en étudiant les différentes caractéristiques d'un module photovoltaïque dans différentes dispositions.



Chapitre III

Algorithmes MPPT

III.1 Introduction :

Diverses publications sur les commandes assurant un fonctionnement de type commande MPPT apparaissent régulièrement dans la littérature depuis 1968, date de publication de la première loi de commande de ce genre, adaptée à une source d'énergie renouvelable de type PV [25]. Etant donné le grand nombre de publications dans ce domaine, nous avons fait l'inventaire des différentes MPPT existantes en les regroupant selon leur principe de base. La classification, en plus du principe, s'est effectuée selon des critères comme la précision de la recherche ou sa rapidité pour en faire une évaluation comparative. Seuls les algorithmes qui nous semblent décrire une méthode de recherche spécifique sont reportés dans ce chapitre et brièvement analysés.

III.2 Les débuts des commandes MPPT :

L'algorithme mis en œuvre dans les premières commandes MPPT était relativement simple. En effet, les capacités des microcontrôleurs disponibles à l'époque étaient faibles et les applications, surtout destinées au spatial avaient beaucoup moins de contraintes en variation de température et d'éclairement que les applications terrestres. Appliqué initialement au photovoltaïque, son principe a d'abord été décrit par A.F. Bohringer [25]. Cette commande est basée sur un algorithme de contrôle adaptatif, permettant de maintenir le système à son point de puissance maximum (PPM). Ce dernier est décrit en figure (III.1) et peut être implanté entièrement en numérique.

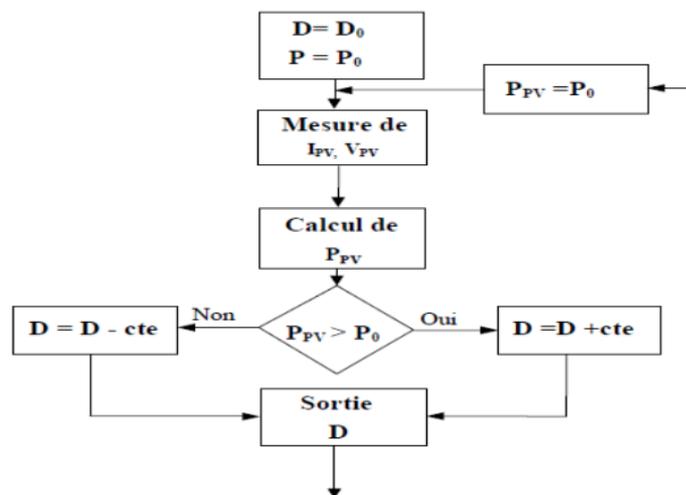


Figure III.1: Schéma de principe la première commande MPPT

Il consiste à calculer la puissance à l'instant t_i à partir des mesures de I_{pv} et V_{pv} , et de la comparer à celle stockée en mémoire, correspondant à l'instant t_{i-1} . De là, un nouveau rapport cyclique D est calculé et est appliqué au convertisseur statique. Ce principe est toujours valable du point de vue théorique et appliqué de nos jours sur des algorithmes plus performants. Cependant, le temps de réaction a été amélioré ainsi que la précision de la recherche du PPM associée à un certain nombre de précautions pour ne pas perdre le PPM même temporairement.

III.3 Les commandes MPPT à algorithmes performants :

Dans la littérature, nous pouvons trouver différents types d'algorithmes effectuant la recherche du PPM [15-16]. Les trois méthodes les plus couramment rencontrées sont communément appelées respectivement *Hill Climbing*, *Perturb&Observ* (P&O) et *l'incrément de conductance* (IncCond). Pour une meilleure compréhension des performances de ces commandes, nous rappelons brièvement leurs différents principes dans les paragraphes suivants.

III.3.1 Principe de la commande "Perturb and Observe" (P&O) :

Le principe des commandes MPPT de type **P&O** consiste à perturber la tension V_{pv} d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance P_{pv} qui en résulte [17-18]. Ainsi, comme l'illustre la figure (III.2), on peut déduire que si une incrémentation positive de la tension V_{pv} engendre un accroissement de la puissance P_{pv} , cela signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM. Si au contraire, la puissance décroît, cela implique que le système a dépassé le PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. A partir de ces diverses analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$, il est alors facile de situer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et de faire converger ce dernier vers le maximum de puissance à travers un ordre de commande approprié. En résumé, si suite à une perturbation de tension, la puissance PV augmente, la direction de perturbation est maintenue. Dans le cas contraire, elle est inversée pour reprendre la convergence vers le nouveau PPM.

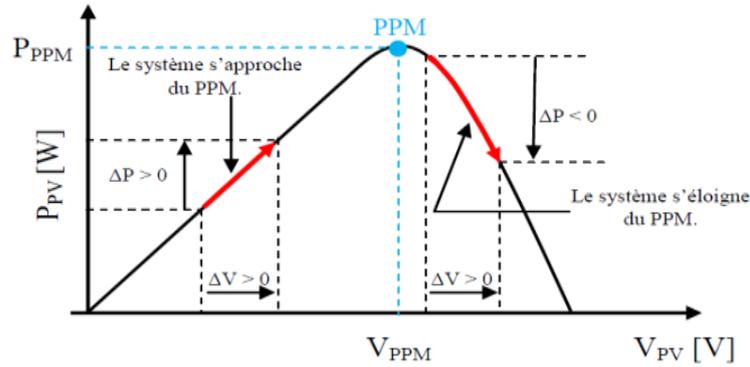


Figure III.2: Caractéristique $P(V)$ d'un panneau solaire

La figure (III.3) représente l'algorithme classique associé à une commande MPPT de type P&O, où l'évolution de la puissance est analysée après chaque perturbation de tension. Pour ce type de commande, deux capteurs (courant et tension du GPV) sont nécessaires pour déterminer la puissance du PV à chaque instant.

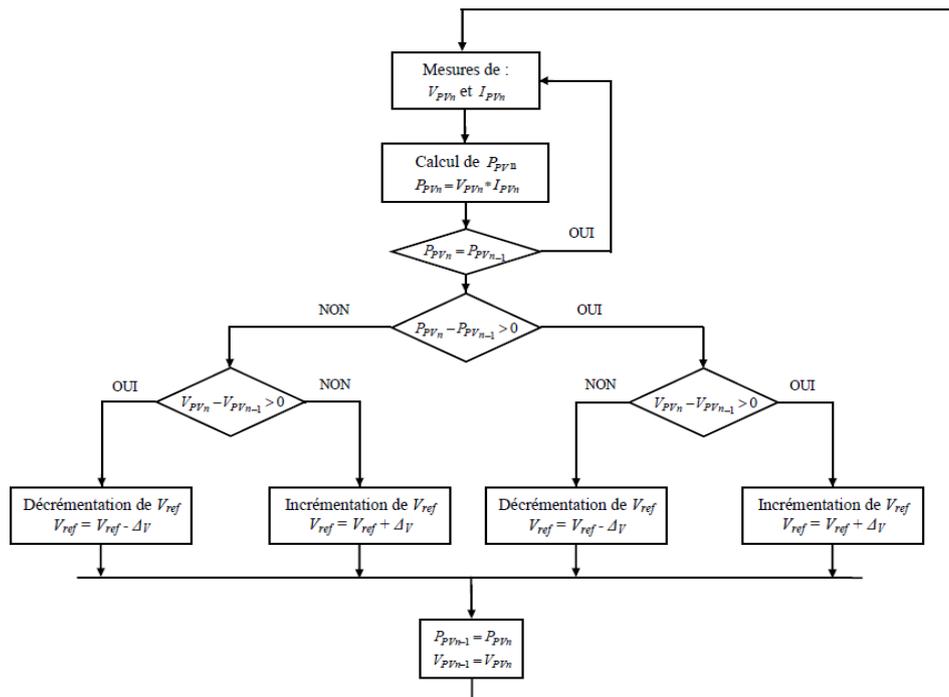


Figure III.3: Algorithme MPPT type P&O

La méthode P&O est aujourd'hui largement utilisée de par sa facilité d'implémentation, cependant elle donne quelques problèmes liés aux oscillations autour du PPM qu'elle engendre en régime stable car la procédure de recherche du PPM doit être répétée d'une manière périodique, obligeant le système à osciller en permanence autour du PPM, une fois ce dernier atteint.

Ces oscillations peuvent être minimisées en réduisant la valeur de la variable de perturbation. Avec cela, la recherche du PPM est ralenti par une faible valeur d'incrément, il faut donc trouver un compromis entre précision et rapidité. Ce qui rend cette commande difficile à optimiser.

Une étude comparative entre différents algorithmes de recherche a été effectuée par D. P. Hohm en 2000[11]. Dans cet article, l'auteur a développé un banc de mesure et une procédure de test qui permettent d'évaluer différentes commandes MPPT sous les mêmes conditions climatiques durant une journée de fonctionnement. Les principes de recherche analysés sont, outre la méthode P&O, l'incrément de conductance et une méthode basée sur la mesure de la tension en circuit ouvert (V_{oc}). Il ressort de cette étude que la commande MPPT testée basée sur le principe P&O [19] affiche un rendement MPPT de l'ordre de 96,5 %, cependant aucune indication n'est fournie par l'auteur sur la valeur de la variable d'incrément et si cette valeur est une valeur moyenne ou une valeur liée aux conditions climatiques. En effet, il est connu que ce type de commande permet d'obtenir un rendement plus important durant une journée relativement ensoleillée, où le PPM évolue lentement et proportionnellement au soleil. Par contre pour une journée présentant de forts changements d'irradiations très fréquents, cette commande présente plus de pertes, engendrées par le temps de réponse de la commande pour atteindre le nouveau PPM.

En effet, si on analyse en détail ce mode de recherche, il présente des erreurs d'interprétation au niveau de la direction à suivre pour atteindre le PPM lorsque des variations brusques des conditions climatiques ou/et de charge apparaissent, comme cela est décrit sur la figure (III.4).

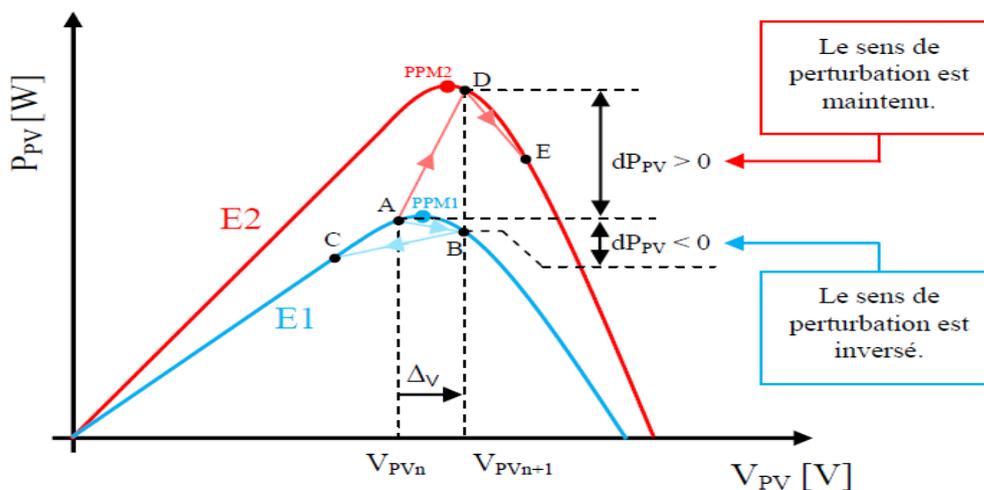


Figure III.4: Divergence des commandes P&O lors des changements d'éclairement

Pour comprendre, prenons l'exemple d'un éclairage donné, noté E1, avec un point de fonctionnement se situant en A. Suite à une perturbation de tension de valeur Δ_V , ce dernier bascule en B, impliquant, dans un fonctionnement sans variation d'éclairage, une inversion du signe de la perturbation due à la détection d'une dérivée de la puissance négative entraînant en régime d'équilibre, des oscillations autour du PPM causées par la trajectoire du point de fonctionnement entre les points B et C. On peut noter que des pertes de transfert de la puissance seront plus ou moins importantes en fonction des positions respectives des points B et C par rapport à A. Lors d'un changement d'irradiation (évolution des caractéristiques $P(V)$ du module de E1 à E2), le point de fonctionnement se déplace alors de A vers D, qui est interprété dans ce cas-là, par une variation positive de la puissance. Le système n'ayant pas la possibilité de voir l'erreur de trajectoire lié au changement de caractéristique, le signe de la perturbation ne change pas et le système s'éloigne momentanément du PPM en direction du point E. Au mieux, ceci occasionne une non-optimisation de la puissance momentanée. Cependant, dans le pire des cas, le système de recherche peut se perdre et se retrouver en butée, soit en circuit ouvert soit en court-circuit entraînant une perte définitive du PPM. Ceci entraînant, en cas de conditions météorologiques défavorables de fortes lacunes au niveau de la commande.

Ce cas de figure est d'ailleurs illustré par D. Sera [18], à l'aide de simulations. Pour mettre en évidence ce désagrément, il analyse le comportement de la commande P&O lorsqu'une variation d'ensoleillement, correspondant à une évolution linéaire de l'irradiation de 125 W/m^2 à 800 W/m^2 se produit sur une durée de 25 secondes.

Contrairement aux interférences, la recherche de PPM ne se fait pas linéairement, Le contrôle a tendance à s'éloigner du PPM pendant un certain temps, puis à converger, puis à tendre vers Dernier ceci. Dans ce test, le temps de récupération de la commande MPPT est après 40 secondes ou 15 secondes après stabilisation de l'éclairage.

III.3.2 Principe des commandes "Hill Climbing" :

La technique de contrôle nommée Hill Climbing [13,20-21] consiste à faire « monter » le point de fonctionnement le long de la caractéristique du générateur présentant un maximum. Pour cela, deux pentes sont possibles. La recherche s'arrête théoriquement quand le point de puissance maximale est atteint. Cette méthode est basée sur la relation entre la puissance du panneau et la valeur du rapport cyclique appliqué au CS. Mathématiquement, le PPM est atteint lorsque $\frac{dP_{PV}}{dD}$ est forcé à zéro par la commande, comme le montre la figure (III.5).

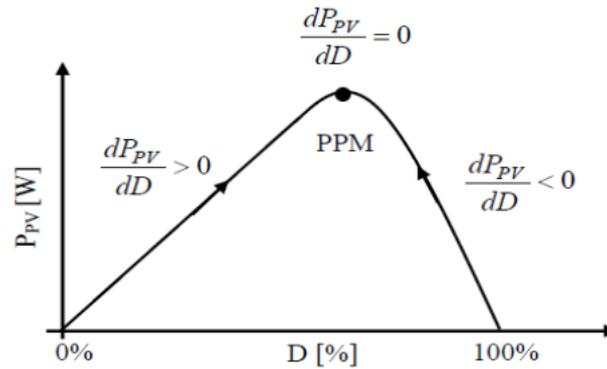


Figure III.5 : Relation entre la puissance P et le rapport cyclique D du convertisseur statique

L’algorithme de cette méthode est illustré sur la figure (III.6). La variable *Slope* correspond à une variable qui prend la valeur « 1 » ou « -1 » suivant la direction que l’on doit donner à la recherche pour augmenter la puissance en sortie du panneau.

D et P_{PV} représentent respectivement le rapport cyclique et la puissance du générateur, a symbolise la variable d’incrément du rapport cyclique. Périodiquement, la puissance P_{PVn} est comparée à la valeur déterminée précédemment P_{PVn-1} , en fonction du résultat de la comparaison, le signe de la valeur *Slope* change ou reste identique. Ce qui a pour effet d’incrémenter ou de décrémenter la valeur du rapport cyclique. Une fois le PPM atteint, le système oscille autour de ce dernier indéfiniment rejoignant alors les compromis à faire entre rapidité et précision comme la méthode précédente et les pertes liées à ces oscillations.

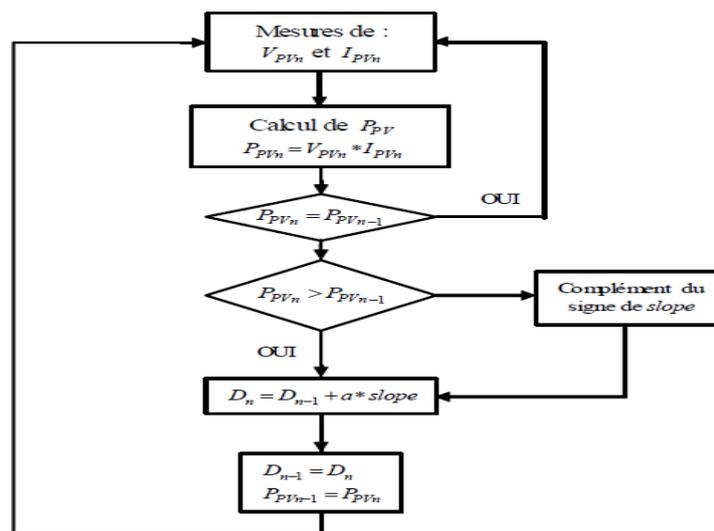


Figure III.6: Algorithme type de la commande Hill Climbing

Le fonctionnement de cette commande est illustré sur la figure (III.7) en reprenant la chaîne de conversion PV élémentaire.

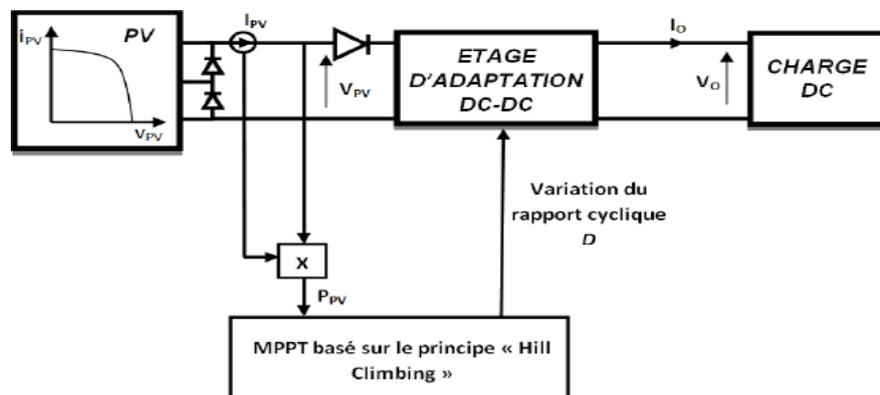


Figure III.7 : Schéma de principe de la commande Hill Climbing

L'avantage de cette dernière technique est qu'elle est simple à mettre en œuvre. Par contre, elle possède les mêmes inconvénients que la méthode P&O concernant des oscillations autour du PPM en régime établi et une perte occasionnelle de la recherche du PPM lors de changement rapide des conditions climatiques.

Ces imperfections sont mises en évidence par Weidong Xiao [13], à l'aide d'un tableau évaluant les performances de cette commande en termes, de temps de réponse et de puissance extraite en sortie du PV, pour différentes valeurs de la variable a . Par exemple, pour une variation d'ensoleillement de 990 W/m^2 à 510 W/m^2 , une incrémentation (a) de 1,5 % du rapport cyclique affiche un temps de réponse de 6 s pour une puissance en sortie du PV de 1920,6 W. Tandis que pour une incrémentation de 0,4 %, la puissance extraite est de 1931,35 W avec un temps de réponse quasi trois fois plus long (16,5 s). Ici, il est à noter qu'une incrémentation faible du rapport cyclique démontre de très bonnes performances lorsque l'ensoleillement varie lentement (journée de très beau temps) mais une réponse dynamique relativement pauvre lors de changements d'éclairements brusques. Malheureusement, il est encore une fois impossible de déterminer le rendement MPPT et d'avoir une idée de l'évolution de ce dernier en fonction des différentes valeurs de la variable d'incrément, car l'auteur indique seulement la puissance extraite en sortie du PV en fonction d'un niveau d'irradiation sans indiquer la puissance maximale potentielle qu'aurait pu produire le GPV durant l'essai ayant servi d'évaluation.

Par contre, des informations concernant le rendement de cette commande sont fournies par le même auteur en [21]. Dans ce nouvel article, les tests d'évaluations sont effectués à

l'aide d'une lumière artificielle, afin de contrôler le taux d'ensoleillement. La puissance maximale en sortie du GPV est de 5.83 W. Comme précédemment, l'incrément de la variable a a varié de 0.8 % à 2 %. Le temps de recouvrement est alors compris respectivement entre 3.9 s et 1.2 s, avec des rendements variants entre 99.13 % et 95.52 %. Ici, ces rendements correspondent aux points de fonctionnement stables. Il est donc difficile d'évaluer concrètement les performances de cette commande lors d'un fonctionnement en condition réelle où le PPM peut varier à tout instant avec des amplitudes relativement importantes. Peut changer au fil du temps. Moments avec des amplitudes relativement importantes.

III.3.3 Principe des commandes "Incrément de conductance" (InCond) :

Pour rechercher les PPM, cette autre technique se base sur la connaissance de la variation de conductance du GPV et des conséquences sur la position du point de fonctionnement par rapport à un PPM [12,22-23]. Ainsi, la conductance du module photovoltaïque est définie par le rapport entre le courant et la tension du GPV comme indiqué ci-dessous :

$$G = \frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (\text{III.1})$$

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

$$dG = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \quad (\text{III.2})$$

D'autre part, l'évolution de la puissance du module (P_{PV}) par rapport à la tension (V_{PV}) donne la position du point de fonctionnement par rapport au PPM. Quand la dérivée La puissance est nulle, ce qui veut dire qu'on est sur PPM, si c'est un point de fonctionnement positif est à gauche de la valeur maximale, et à droite lorsqu'elle est négative. La figure (III.8) Permet d'écrire les conditions suivantes :

- Si $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} > 0$, le point de fonctionnement est à gauche du PPM.
- Si $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = 0$, le point de fonctionnement est sur le PPM.
- Si $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} < 0$, le point de fonctionnement est à droite du PPM.

(III.3)

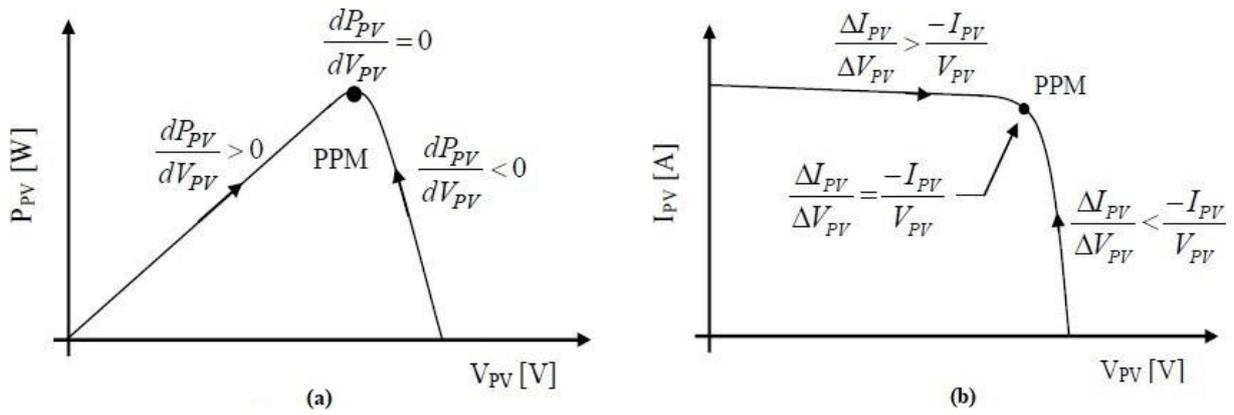


Figure III.8 : Positionnement du point de fonctionnement suivant le signe de $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}}$ sur la caractéristique de la puissance (a) et de la valeur de $\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}}$ sur la caractéristique de courant (b)

La relation entre la conductance et les dérivées de puissance $\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}}$ donnée par l'équation (III.2) peut être décrit par l'équation suivante :

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{d(I_{PV} \cdot V_{PV})}{dV_{PV}} = I_{PV} + V_{PV} \cdot \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \cong I_{PV} + V_{PV} \cdot \frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} \quad (III.4)$$

À partir de là, on peut écrire une nouvelle condition pour la variation de conductance comme Celles par rapport aux dérivées puissances données par (III.3) :

- Si $\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} > \frac{-I_{PV}}{V_{PV}}$, le point de fonctionnement est à gauche du PPM.
- Si $\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{-I_{PV}}{V_{PV}}$, le point de fonctionnement est sur le PPM. (III.5)
- Si $\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} < \frac{-I_{PV}}{V_{PV}}$, le point de fonctionnement est à droite du PPM.

La puissance maximale peut ensuite être suivie en comparant à chaque emplacement Valeur instantanée de la valeur de conductance ($\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$) et incrément de conductance ($\frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}}$), comme le montre l'algorithme de la Figure (III.9). Tension correspondant à V_r . Citez et forcez GPV à fonctionné à cette valeur. Si on est en PPM, alors la tension V_r correspond à la tension optimale V_{opt} . Une fois le PPM atteint, le point de fonctionnement Cette position peut être maintenue jusqu'à ce qu'un changement de ΔI_{PV} soit détecté. Cela indique Ensuite, il y a des changements dans les conditions climatiques, d'où la nécessité de trouver de nouveaux PPM.

Pour ce faire, l'algorithme augmente ou diminue la valeur de V_r jusqu'à atteindre PPM. Un schéma fonctionnel de la méthode est présenté à la Figure (III.10).

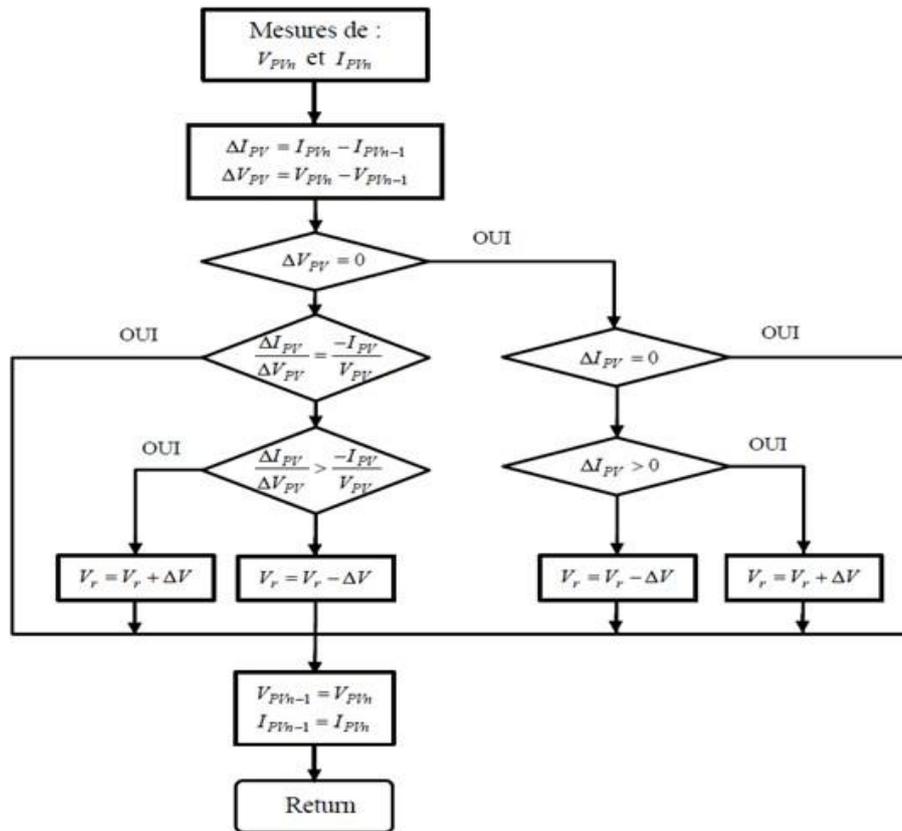


Figure III.9: Algorithme d'une commande MPPT basée sur la méthode Incrément de Conductance

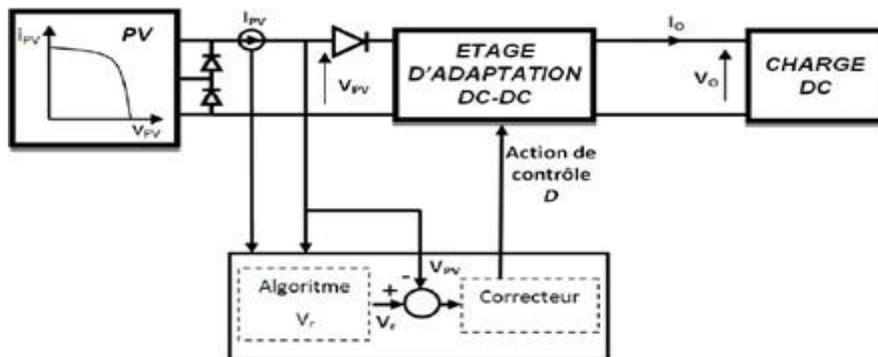


Figure III.10 : Le fonctionnement de la commande InCond type MPPT est représenté sur une chaîne de base Conversion PV

Théoriquement, avec la méthode de contrôle de type InCond, il est possible de trouver un PPM et de s'y immobiliser en stoppant la perturbation. Dans ce cas-là, ΔV_{PV} est nul et c'est le contrôle de l'apparition de ΔI_{PV} qui permet de réactiver l'ajustement de la valeur de V_r pour atteindre un nouveau PPM. Ceci se produit par exemple lors de variations d'ensoleillement. Ceci constitue en soi une propriété intéressante par rapport aux deux types

de MPPT précédents car en régime établi, il n'y a pas de pertes par rapport au PPM. De plus, cette méthode ne présente pas de risques de divergence par rapport au PPM.

En pratique, le système présente des oscillations similaires aux commandes P&O PPM, en raison du bruit au niveau de l'acquisition et des paramètres d'entrée (I_{PV} et V_{PV}). Il est difficile pour le système d'analyser correctement la relation suivante :

$$\frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} + \frac{I_{PV}}{V_{PV}} = 0 \quad (\text{III.6})$$

Est bien remplie ou non. Ainsi, en réalité, cette condition n'étant jamais obtenue, le système est toujours en train de la rechercher. Par rapport à la commande P&O, le temps d'exécution de l'algorithme est plus long car ce dernier est plus complexe. De ce fait, l'intervalle de temps entre deux échantillons de tension et de courant est augmenté engendrant un retard sur la détection des variations climatiques. Une étude comparative en termes de rendement MPPT est également réalisée par H. Hussein [23] entre la commande InCond et P&O. Lors de cet essai, le rendement affiché par la commande InCond est de 89,9 % par rapport au 81,5 % de la commande P&O. Cette différence est principalement due aux variations relativement faibles autour du PPM engendré par la commande InCond.

Lors du test comparatif effectué par [16], le rendement MPPT obtenu avec la commande InCond était de 98,2 %. Cette différence peut s'expliquer par des conditions de test relativement éloignées dans les deux papiers. Pour Hussein, les relevés expérimentaux montrent de fortes variations de puissance PV, correspondant à une journée fortement perturbée, tandis que pour [16], l'absence de relevés expérimentaux et la valeur du rendement MPPT, fait plutôt penser à une journée relativement ensoleillée. Un autre facteur à prendre en compte au niveau de cette comparaison est la valeur de l'incrément, qui n'est, dans aucun des cas, mentionné. La même analyse peut être effectuée au niveau des valeurs de rendement de la commande P&O obtenue entre [16] et [23]. L'analyse de ces différentes méthodes de recherche, montre qu'elles ne sont pas trop éloignées sur leur fonctionnement en pratique ni sur les compromis à effectuer entre précision et rapidité au niveau de la valeur de la variable d'incrément. Les divers essais extraits de la littérature montrent que ce type de commande peut être performant dans certaines conditions mais ne permettent pas de dire que tel mode de recherche est plus performant qu'un autre et quand car les conditions de test et les valeurs de variable d'incrément ne sont pas similaires. En revanche, ils donnent une estimation d'un rendement qui peut être élevé et du temps de réponse selon le pas

d'incrémentation choisi, en faisant aujourd'hui des commandes les plus performantes du marché sur les produits commerciaux.

III.4 Les commandes MPPT basées sur des relations de proportionnalité :

Le mode de fonctionnement de ces commandes est basé sur des relations de proportionnalité entre les paramètres optimaux caractérisant le point de puissance maximale (V_{opt} et I_{opt}) et les paramètres caractéristiques du module PV (V_{oc} et I_{cc}). Suivant le paramètre contrôlé, on parle alors de commande en régulation de courant ou de tension.

III.4.1 Mesure de V_{oc} (Fraction de V_{oc}) :

Cette technique de recherche du PPM est très simple. Elle consiste à comparer la tension du panneau (V_{PV}) avec une tension de référence qui correspond à la tension optimale (V_{opt}) [16,24, 25]. L'erreur de tension est alors utilisée pour ajuster le rapport cyclique du CS, afin de faire coïncider les deux tensions. La tension de référence est obtenue à partir de la connaissance de la relation linéaire existante entre V_{opt} et V_{oc} d'un module PV :

$$V_{OPT} = K_V V_{oc} \quad (\text{III.7})$$

Avec K_V correspondant à un facteur de tension dont la valeur dépend du GPV utilisé et de la température de fonctionnement. Généralement, pour des GPV en Si, il est compris entre 0.71 et 0.78.

A partir de (III.7) et connaissant K_V , il faut cependant mesurer la tension de circuit ouvert (V_{oc}) afin d'en déduire la tension de référence (V_{opt}) à appliquer au PV. L'inconvénient majeur de cette technique réside dans la nécessité d'effectuer la mesure de V_{oc} de temps en temps et l'obligation de déconnecter la charge du PV durant cette mesure impliquant une perte de transfert de puissance à chaque mesure. Un autre inconvénient est l'hypothèse faite sur l'évolution de K_V dans un GPV suivants les différents points de fonctionnement des caractéristiques de puissance.

Beaucoup d'auteurs font l'hypothèse que ce coefficient est constant pour un générateur donné. Ceci est loin d'être vrai pour la plupart des GPV en Si qui affichent une variation d'au moins 10 % de ce facteur en fonction de la température de fonctionnement. Ces commandes sont très simples et très robustes mais aujourd'hui ne présentent pas assez de précisions inhérentes à leur principe même de fonctionnement pour être retenues dans des systèmes de conversion récents.

III.4.2 Mesure de I_{cc} (Fraction de I_{cc}) :

Cette nouvelle méthode est basée sur la connaissance de la relation linéaire en première approche entre I_{OPT} et I_{CC} comme le montre l'équation (III.8), [24, 26] :

$$I_{OPT} = K_I I_{CC} \quad (III.8)$$

Avec K_I correspondant à un facteur de courant qui dépend là aussi du GPV utilisé et est généralement compris entre 0.78 et 0.92. L'équation (III.8) montre que le courant I_{OPT} peut être déterminé par une mesure de I_{CC} et que le PPM peut être atteint en appliquant un courant de référence égale à I_{OPT} à la régulation en courant du convertisseur. La mesure de I_{CC} implique une perte de transfert de puissance due à la mise en court-circuit du GPV. Cependant, cette méthode peut s'avérer plus précise que la précédente car la température n'influence pas trop ce coefficient.

Ces types de commandes ayant besoin uniquement d'un seul capteur, elles ont été très utilisées dans les années 80. Elles s'avéraient alors plus faciles à mettre en œuvre et un peu moins coûteuses. Par contre, la précision de ces commandes est faible notamment à cause des procédés d'estimation des paramètres caractéristiques du module (I_{CC} et V_{oc}) qui ne peuvent pas se faire trop souvent. L'échelle temporelle de réaction est en effet de la minute. De plus, à chaque fois qu'une mesure de courant ou de tension est faite, cela entraîne un arrêt obligatoire de transfert de puissance et donc des pertes énergétiques qui ne sont pas négligeables au cours d'une journée. Comme le montre l'étude comparative [16] ou le rendement MPPT de la méthode V_{oc} est de 88,1 %, soit 8 à 10 % inférieur à la commande P&O et InCond respectivement.

III.5 Les commandes MPPT basées sur le principe de la logique floue :

Les commandes basées sur la logique floue (dans la littérature anglo-saxonne Fuzzy Logic Control) sont de plus en plus populaires grâce à l'évolution des microcontrôleurs [27-28]. L'avantage de ces techniques est qu'elles peuvent fonctionner avec des valeurs d'entrées peu précises et qu'elles n'ont pas besoin de modèle mathématique de grande précision. De plus, elles peuvent traiter des non linéarités. Le principe d'une commande floue se base sur deux variables d'entrées qui sont l'erreur E et le changement d'erreur ΔE et une variable de sortie ΔD (variation du rapport cyclique). La valeur de la variable de sortie, qui pilote le convertisseur statique pour rechercher le PPM, est déterminée à l'aide d'une table de vérité et de l'évolution des paramètres d'entrée. En général, la commande logique floue comprend donc trois étapes communément nommées dans la littérature :

- la fuzzification,
- l'inférence,
- la défuzzification.

Durant la fuzzification, les variables d'entrées numériques sont converties en variable linguistique pouvant prendre les cinq valeurs suivantes :

- **NB** : Negative Big,
- **NS** : Negative Small,
- **ZE** : Zero,
- **PS** : Positive Small,
- **PB** : Positive Big

Comme le montre la structure de base de la commande logique floue illustrée en figure (III.11).

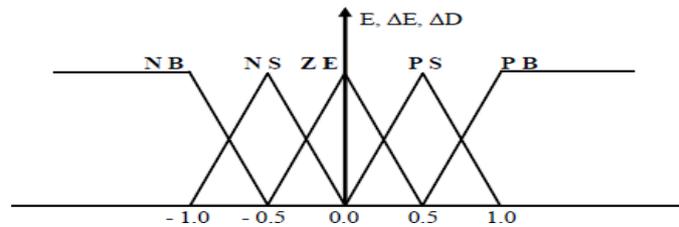


Figure III.11: Formes des fonctions d'appartenance des différentes variables linguistiques

Les paramètres d'entrées E et ΔE sont liés aux équations suivantes :

$$E(n) = \frac{P(n) - P(n-1)}{V(n) - V(n-1)} \tag{III.9}$$

$$\Delta E = E(n) - E(n - 1) \tag{III.10}$$

En fonction de leurs évolutions et d'une table de vérité comme indiquée dans le tableau (III.1), une valeur est attribuée au paramètre de sortie ΔD .

Tableau III.1 : Exemple d'une table de vérité pour une commande logique floue

$E \backslash \Delta E$	NB	NS	ZE	PS	PB
NB	ZE	ZE	NB	NB	NB
NS	ZE	ZE	NS	NS	NS
ZE	NS	ZE	ZE	ZE	PS
PS	PS	PS	PS	ZE	ZE
PB	PB	PB	PB	ZE	ZE

La variable linguistique assignée à ΔD , dépend des différentes combinaisons entre E et ΔE . Par exemple, si les variables d'entrée (E et ΔE), ont comme valeurs PB et ZE correspondant à un point de fonctionnement très éloigné du PPM, d'après la table de vérité la valeur donnée à la variable de sortie ΔD est PB, ce qui implique une forte variation positive du rapport cyclique pour atteindre le PPM. En résumé, les variations du rapport cyclique dépendent de la différence de position entre le point de fonctionnement et un PPM. Ainsi, dès que ce dernier s'approche du PPM, les incréments appliqués à ΔD s'affinent jusqu'à atteindre le PPM.

La défuzzification consiste à convertir cette fois, une variable linguistique en variable numérique. Cette étape ne s'applique qu'à la variable de sortie ΔD , afin de pouvoir piloter le convertisseur de puissance pour atteindre le PPM.

En résumé, cette méthode s'avère être très performante lors de changement des conditions climatiques, cependant sa précision en statique est fortement liée à la complexité de la table de vérité employée entraînant la nécessité du choix obligatoire d'un microcontrôleur ayant une grande capacité de calculs tenant compte des nombreuses disparités des paramètres électriques du panneau. Ici, typiquement, cette commande peut présenter les meilleures performances en termes de précision et de rapidité de recouvrement de PPM mais elle entraîne obligatoirement une consommation énergétique non négligeable liée au microprocesseur ainsi qu'un surcoût.

III.6 Conclusion :

Nous avons adopté plusieurs critères pour pouvoir évaluer les performances des différents algorithmes cités. Leur mode de conception donnant une idée sur le coût de revient, l'encombrement, la puissance consommée. Leur précision maximale théorique escomptée et leur temps de réponse minimum à prévoir en recouvrement de PPM. Pour les commandes utilisant une variable d'incrément, nous avons vu d'après la littérature que les performances en termes de rendement et de temps de réponse dépendent considérablement de la valeur de l'incrément choisi. Des simulations vont être entreprises.



Chapitre IV :
Réalisation pratique

IV.1 Introduction :

Il est largement admis que l'utilisation des ressources énergétiques fossiles telles que le pétrole et le gaz est condamnée à s'estomper. Pour répondre aux futures demandes énergétiques, les sources d'énergie durables et renouvelables fournissent les solutions de la prochaine génération. Entre autres, l'énergie solaire présente un intérêt primordial car c'est la source la plus abondante et la plus fiable. L'énergie propre peut être générée simplement à l'aide de dispositifs photovoltaïques (PV). Cependant, les systèmes photovoltaïques présentent encore de faibles rendements et des coûts élevés. Par conséquent, des efforts de recherche intensifs ont été déployés pour améliorer les performances des convertisseurs PV, augmenter leur efficacité et réduire leur coût de production. De plus, le comportement non linéaire du panneau PV et sa forte dépendance aux conditions climatiques extérieures et aux caractéristiques de charge conduisent à la tâche la plus difficile pour optimiser l'énergie PV. L'une des solutions proposées dans la littérature pour surmonter ce défi consiste à faire fonctionner le panneau PV au point de puissance maximale (MPP). C'est pourquoi, divers algorithmes de suivi du point de puissance maximale (MPPT) ont été proposés. La manière évidente d'évaluer les performances de l'algorithme MPPT est de le tester dans des conditions climatiques contrôlables. De telles conditions ne sont pas facilement obtenues en raison de données météorologiques environnementales aléatoires. Pour cela, des émulateurs PV sont généralement utilisés à la place des panneaux PV. Néanmoins, les émulateurs PV ne sont pas toujours disponibles et ils sont chers, en particulier pour les pays en développement. Alternativement, les chercheurs utilisent les environnements PSIM ou Matlab/Simulink pour implémenter et vérifier les performances des algorithmes MPPT. Cependant, ces outils ne contiennent pas de cartes embarquées ou de microcontrôleurs dans lesquels l'algorithme MPPT peut être implémenté et testé tel quel à l'aide d'un véritable prototype physique. À son tour, Proteus est l'outil unique qui offre la possibilité de simuler des systèmes électriques via des composants matériels tels que des microcontrôleurs, DSP, FPGA, des cartes embarquées comme Arduino, des capteurs et des actionneurs. Avec Proteus, le système peut être simulé à l'aide de composants matériels et le déboguer en détectant le maximum d'erreurs sans qu'il soit nécessaire d'avoir un prototype physique. Comme il est bien connu, Proteus ne fournit pas de modèle de panneau PV. Pour la première fois dans la littérature, le modèle PV à une diode est implémenté dans Proteus. Pour justifier la validité du modèle, un montage expérimental a été construit. L'avantage qui en résulte est que l'algorithme MPPT peut être mis en œuvre à l'aide des composants matériels fournis par Proteus. Par conséquent, cette solution peut être

utilisée comme simulateur PV à faible coût lorsque le prototype physique n'est pas disponible. D'autre part, les chercheurs ont proposé plusieurs algorithmes MPPT dans la. Les critères de sélection d'un tel algorithme MPPT sont le temps de réponse, les oscillations en régime permanent, la complexité de la mise en œuvre et les capteurs requis. Les algorithmes MPPT les plus populaires sont le contrôle de logique floue (FLC), le réseau de neurones artificiels (ANN), Perturb and Observe (P&O) et INC. Les techniques FLC et ANN conduisent à un MPPT cohérent en raison de leur capacité à gérer l'aspect non linéarité des panneaux PV.

IV.2 Modèle du panneau photovoltaïque utilisant SPICE dans Proteus :

Le panneau PV peut transformer la lumière du soleil en énergie électrique par l'effet photovoltaïque. La figure (IV.1(a)) montre le modèle à une seule diode du panneau PV. D'autres modèles ont été proposés dans la littérature qui sont plus raffinés et présentent une grande précision et servent à plusieurs fins. Par exemple, le modèle à deux diodes est présenté par ([31],[35]) pour inclure l'impact de la recombinaison des porteurs. Pour plus de simplicité, le modèle à une diode est utilisé dans ce travail. Ce modèle offre un bon compromis entre précision et simplicité, et a été utilisé par plusieurs auteurs dans des travaux antérieurs, parfois avec des simplifications mais toujours avec la structure de base composée d'une source de courant et d'une diode parallèle ([29],[37],[38]). Le modèle à une diode est plus adapté aux concepteurs d'électronique de puissance qui recherchent un modèle simple et efficace pour la simulation de panneaux photovoltaïques avec des convertisseurs de puissance.

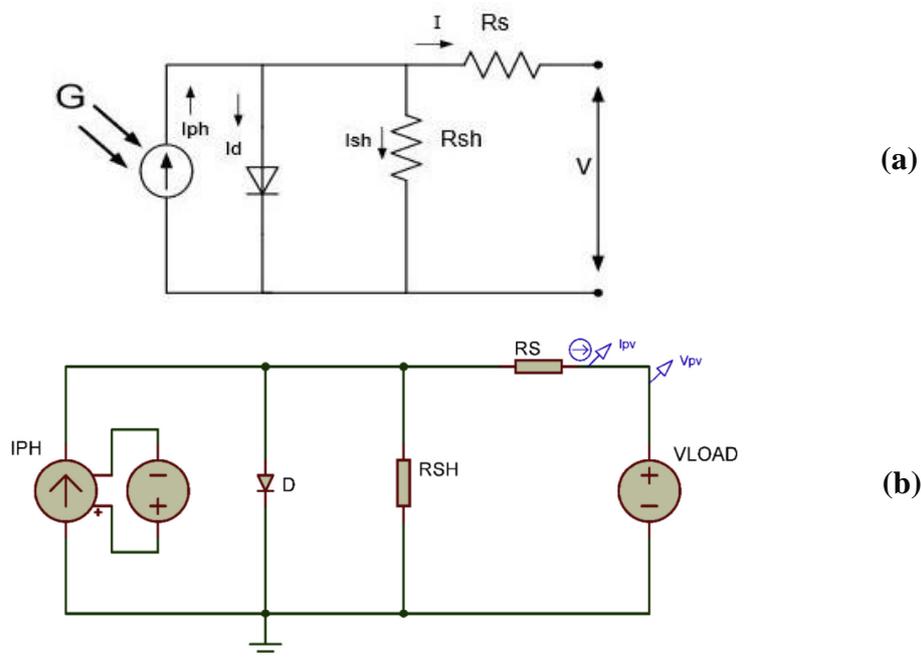


Figure IV.1 : (a): Circuit équivalent panneau PV ; (b): Modèle Proteus du panneau PV

Comme le montre la figure (IV.1(a)), le modèle à une seule diode du panneau PV comprend un courant de photon source I_{ph} connecté à une diode qui émule la jonction PN, ainsi qu'une résistance shunt R_{sh} et une résistance série R_s . Par conséquent, le courant PV peut être exprimé par l'équation (IV.1) [30] :

$$I = I_{ph} - I_s \left\{ \exp \left(\frac{V + IR_s}{aKT N_n} \right) - 1 \right\} - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (\text{IV.1})$$

Le panneau TDC-M20-36 est utilisé dans cette étude et le tableau 6 montre ses spécifications. Il convient de mentionner que les paramètres manquants de la fiche technique sont extraits à l'aide de l'outil « PV array » fourni par Mathworks tel que présenté dans [33] :

Tableau IV.1 : Les spécifications du panneau PV TDC-M20-36 chez STC

Les caractéristiques	Valeurs
Député provincial	20 watts
V_{mp} (Tension au MPP)	18,76 V
I_{mp} (Courant au MPP)	1,07 A
I_{sc} (Courant de court-circuit)	1,17 A
V_{oc} (Tension en circuit ouvert)	22,7 V
K_v (coefficient de température de V_{co})	-0.35%/°C
K_i (coefficient de température de I_{sc})	0.043%/°C
Le nombre de cellules, N_s	36
Courant généré par la lumière, j_{ph}	1.173 A
Courant de saturation de diode, I_s	2.6797e-11 A
Facteur d'idéalité	1.0036
Résistance shunt, R_{sh}	405,96 Ω
Résistance série, R_s	1,0547 Ω

Pour modéliser le panneau photovoltaïque dans Proteus, son modèle électrique est conçu comme suit : une source de courant commandée en tension est connectée en parallèle avec une diode (son code SPICE est modifié en fonction de la spécification du panneau PV), puis deux résistances sont liées en série et en parallèle pour modéliser le shunt et les résistances série. La figure (IV.1(b)) montre le modèle Proteus avec son code SPICE. De plus, tableau (IV.1) présente les étapes suivies.

Le banc de test présenté en Figure (IV.2(a)) est construit pour valider le modèle Proteus. Il se compose d'un panneau PV, d'une charge variable, d'un pyranomètre pour mesurer l'irradiation solaire, d'un multimètre pour mesurer la température, des capteurs de tension et de courant pour mesurer la tension et le courant du panneau, et d'un ordinateur pour instrumenter les données mesurées par un instrument virtuel réalisé dans l'outil LabVIEW.

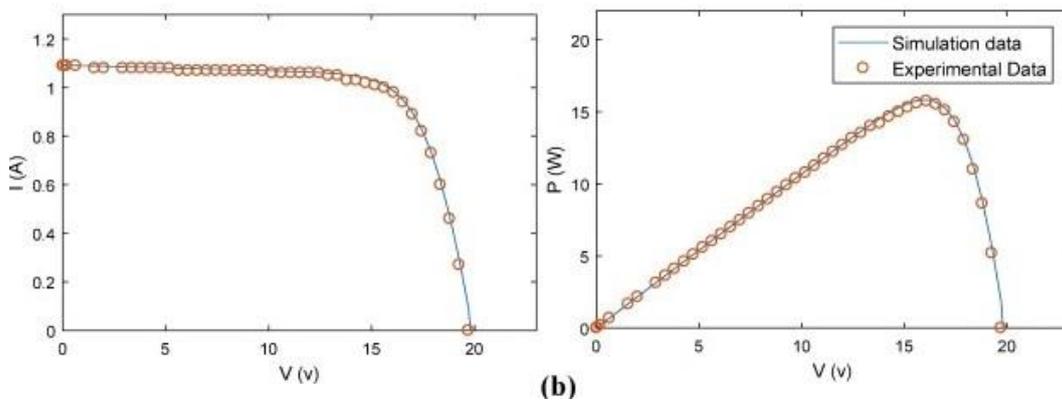
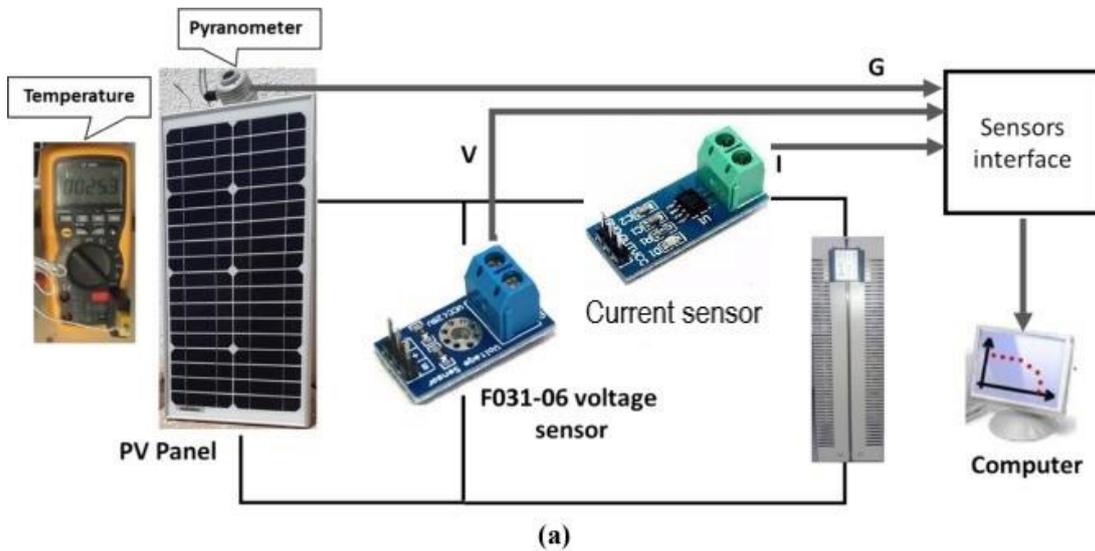


Figure IV.2: (a): Configuration de mesure ; (b): Caractéristiques IV et PV pour la simulation et les données expérimentales

La figure (IV.2(b)) présente les courbes IV et PV pour le modèle proposé dans Proteus et les données expérimentales à $T = 59 \text{ }^\circ\text{C}$ et $G = 920 \text{ W/m}^2$. Comme indiqué, les données simulées sont conformes aux données expérimentales à la fois dans les courbes de courant et de puissance.

Une fois le panneau PV modélisé dans Proteus et validé, il peut être utilisé pour développer un système PV en implémentant le contrôleur MPPT à l'aide des composants matériels fournis par Proteus dans sa bibliothèque, tels que des microcontrôleurs, DSP, FPGA

, des cartes embarquées comme Arduino, des capteurs et actionneurs [33]. Par conséquent, il convient de mentionner que le même code MPPT C développé via Proteus serait utilisé pour le prototype physique ; c'est l'avantage d'utiliser Proteus, par opposition à Matlab/Simulink ou PSIM, car il faudrait réécrire le code de l'algorithme pour le prototype physique si on utilisait Matlab/Simulink ou PSIM. Par conséquent, si un tel algorithme est implémenté dans Proteus et que les résultats attendus sont obtenus, le prototype physique obtiendra probablement les mêmes résultats en raison de l'utilisation des mêmes composants lors de la simulation et de l'implémentation physique. D'autre part, puisque l'objectif de cette étude est de proposer un système PV à faible coût, Arduino Uno est utilisé pour implémenter et tester l'algorithme MPPT proposé en raison de sa nature matérielle ouverte et de son faible coût.

IV.3 Mise en œuvre :

IV.3.1 Les matériaux :

Plusieurs composants sont utilisés pour implémenter l'algorithme MPPT, tels que des capteurs de tension et de courant, une carte embarquée, un convertisseur et un pilote. Notez que Proteus fournit tous ces composants matériels.

Carte embarquée : puisque l'objectif de ce travail est de concevoir un système PV à faible coût, la carte Arduino UNO, qui est basée sur le microcontrôleur ATmega328 à faible coût, est utilisée dans ce travail

Capteur de tension : nécessaire pour réduire la tension PV supérieure à la tension d'entrée analogique Arduino, qui est limitée à 5 V. Le capteur utilisé dans ce travail est le "Module de capteur de tension B25 ».

Capteur de courant : nécessaire pour détecter le courant PV. Le capteur utilisé dans ce travail est « INA169 Analog DC Current Sensor » et il convient de mentionner que sa valeur de tension de sortie est égale à la valeur du courant qui le traverse.

Convertisseur : comme présenté sur la Fig. (IV.3), pour supprimer l'inadéquation entre le panneau et la charge et fonctionner au MPP, le convertisseur Boost est utilisé dans ce travail.

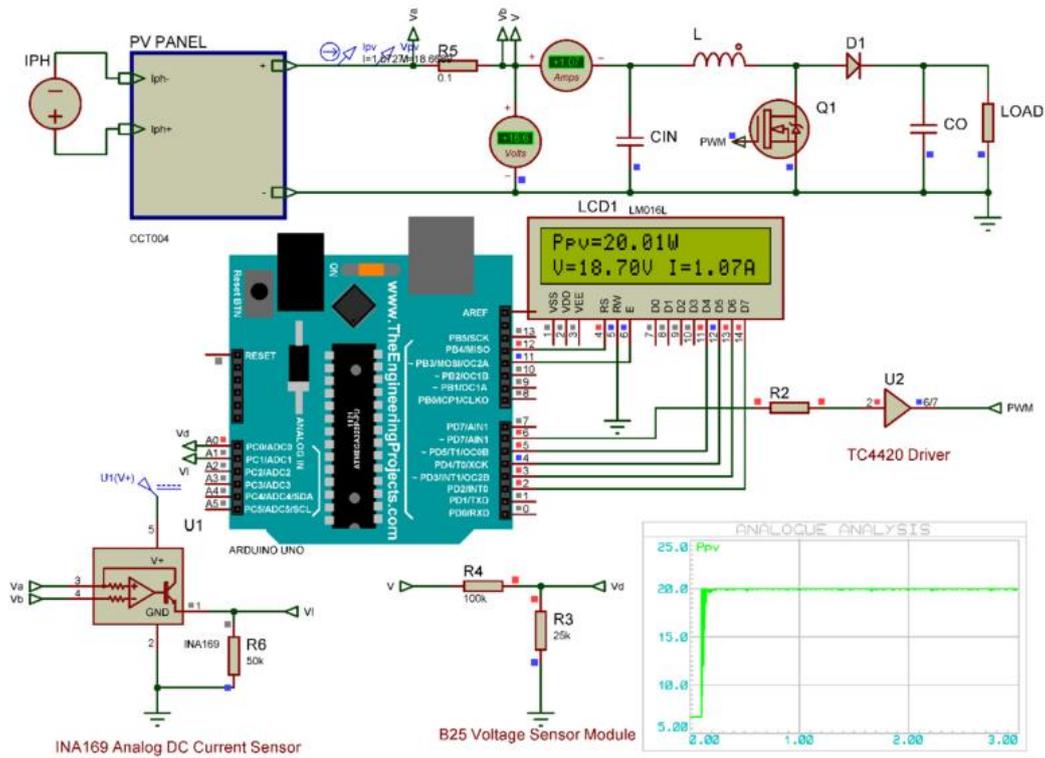


Figure IV.3: Système PV à faible coût conçu dans Proteus.

Le convertisseur Boost fonctionne selon les équations suivantes [33] :

$$V_o = \frac{v}{(1-\alpha)} \tag{IV.2}$$

$$I_o = I \times (1 - \alpha) \tag{IV.3}$$

La valeur du condensateur d'entrée peut être calculée comme suit [33] :

$$C_{in} \geq \frac{\alpha}{8 \times F^2 \times L \times 0.01} \tag{IV.4}$$

La valeur du condensateur de sortie peut être calculée comme ci-dessous [33] :

$$C_o \geq \frac{\alpha}{0.02 \times F \times R} \tag{IV.5}$$

La valeur d'inductance doit être conçue comme ci-dessous, où r est le rapport d'ondulation du courant d'inductance, qui est optimal dans la plage de [0,3, 0,5] ([35], [33]):

$$L \geq \frac{V \times \alpha}{r \times I \times F} \tag{IV.5}$$

Les paramètres du convertisseur Boost sont sélectionnés comme suit, $L = 20 \text{ mH}$, $C_{in} = 220 \text{ }\mu\text{F}$; $C_o = 470 \text{ }\mu\text{F}$; $F = 1 \text{ kHz}$ et R de la charge est de $70 \text{ }\Omega$. Il convient de mentionner que le commutateur utilisé dans le Boost conçu est un transistor IRFP250N car il a une faible

valeur de $R_{ds(on)}$ égale à $0,075 \Omega$. Par conséquent, en utilisant ce commutateur, la perte de puissance est réduite. De plus, la diode utilisée est Schottky car elle peut augmenter l'efficacité du convertisseur Boost en raison de sa faible tension directe et de son temps de récupération rapide.

Driver : est utilisé pour contrôler le transistor MOSFET par le microcontrôleur. Le pilote utilisé dans ce travail est TC4420 ; ce dernier est fabriqué en CMOS pour une faible consommation et un fonctionnement plus efficace par rapport au pilote bipolaire.

Comme illustré à la Figure (IV.3), pour des raisons de clarté, le modèle de panneau PV Proteus est placé dans un « sous-circuit », puis il est lié à la charge via le convertisseur Boost. La carte embarquée (Arduino) mesure la tension et le courant PV à l'aide de capteurs de tension et de courant. Ensuite, l'algorithme MPPT implémenté dans la carte embarquée utilise ces données pour contrôler le convertisseur Boost via le pilote en utilisant le rapport cyclique calculé pour atteindre le MPP. De plus, la puissance, la tension et le courant PV sont affichés sur l'écran LCD

IV.3.2 Résultats et discussion :

IV.3.2.1 Résultat de la simulation :

La simulation a été faite pour comparer les performances dynamiques et en régime permanent des méthodes INC et INC modifiées. De plus, le temps d'exécution des deux méthodes est comparé pour montrer l'avantage d'éliminer tous les calculs de division dans la méthode modifiée. Par conséquent, la figure (IV.4.(a)) présente le temps d'exécution du programme INC conventionnel qui est de $480 \mu s$ et la figure (IV.4.(b)) présente le temps d'exécution du procédé modifié qui est de $300 \mu s$. Par conséquent, l'élimination de tout calcul de division dans le procédé modifié rend le processus plus simple, ce qui réduit le traitement en temps réel.

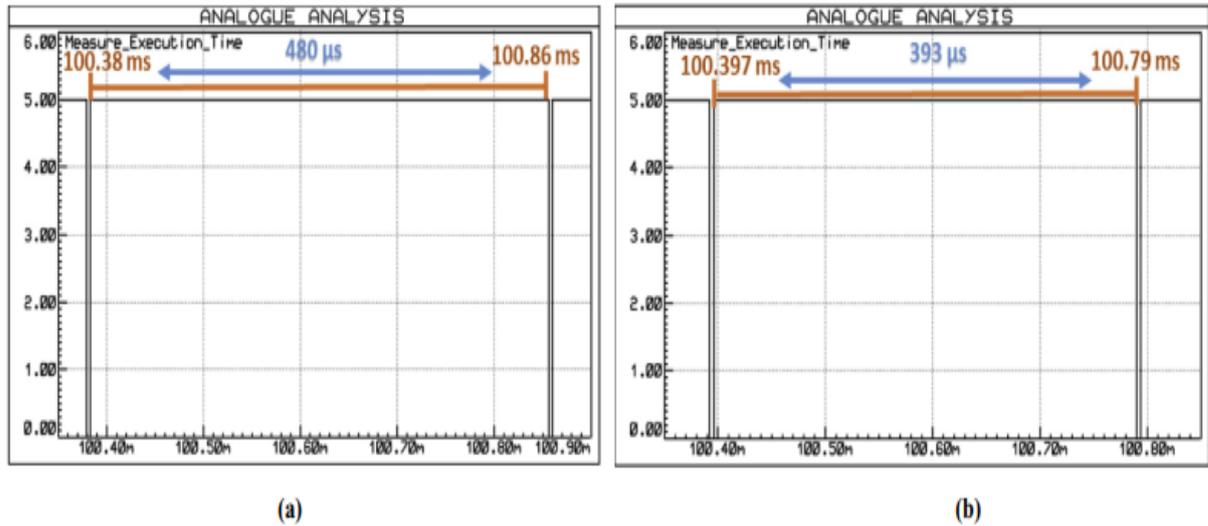


Figure IV.4: (a) : temps d'exécution du programme de la méthode conventionnelle,
 (b) : temps d'exécution du programme de la méthode modifiée.

L'ensoleillement passe brusquement de 1000 W/m^2 à 500 W/m^2 à $t = 1,5 \text{ s}$. La figure 68 (a) présente le résultat de la simulation de l'algorithme conventionnel et la figure 68 (b) présente le résultat de la simulation de l'algorithme modifié. Comme présenté dans ces figures, les oscillations en régime permanent sont diminuées en utilisant l'algorithme modifié. De plus, lorsque l'irradiation est modifiée, le temps de réponse est de 0,37 s pour l'algorithme classique et de 0,1 s pour l'algorithme modifié. Par conséquent, l'élimination de tous les calculs de division dans la méthode modifiée améliore les performances avec de faibles oscillations en régime permanent et une vitesse de suivi rapide.

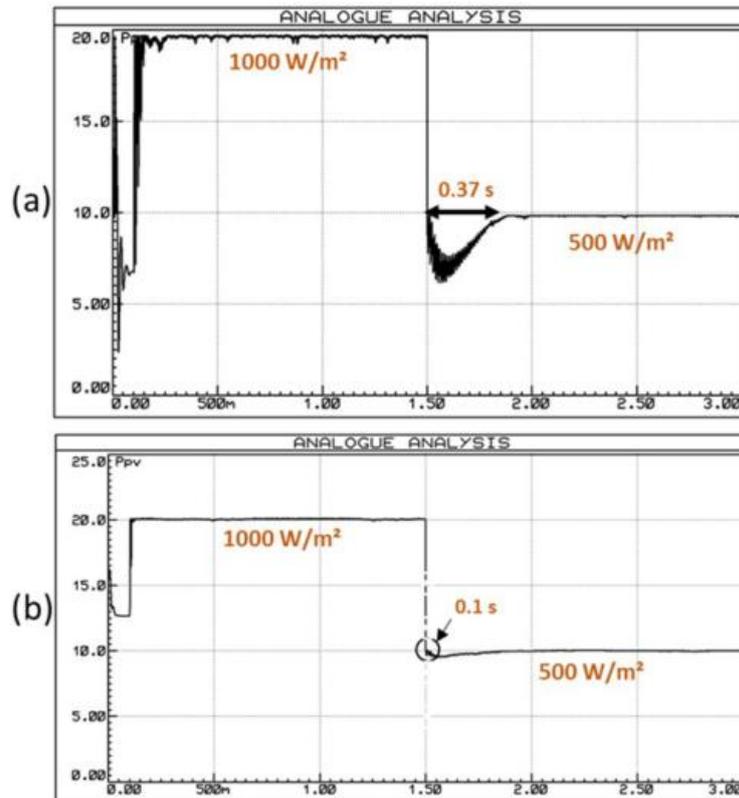


Figure IV.5: (a) : Résultat de la simulation de l'algorithme INC conventionnel, (b) : Résultat de la simulation de l'algorithme INC modifié.

IV.3.2.2 Résultat expérimental :

L'élimination de tout calcul de division dans l'algorithme modifié a pour effet de simplifier sa construction et rend possible l'utilisation de microcontrôleurs à faible coût tout en améliorant ses performances. Pour valider cela, un banc de test utilisant des composants matériels réels est construit.

Les deux méthodes sont implémentées dans le microcontrôleur ATmega328. La figure 9 montre la configuration expérimentale et, comme présenté, un ordinateur est utilisé pour instrumenter la puissance PV à l'aide d'un instrument virtuel fabriqué par "Instrument Control Toolbox" de Matlab Simulink, En plus d'utiliser l'outil "moniteur série" de logiciel Arduino IDE dans le même but. De plus, une diminution brutale de l'irradiance solaire doit être faite pour comparer la réponse dynamique des deux algorithmes. Cependant, les panneaux photovoltaïques sont incapables de générer ce profil en raison de données météorologiques environnementales aléatoires. Par conséquent, comme présenté sur la Fig. 69, il est nécessaire de remplacer le panneau PV par un émulateur PV. Cet émulateur fait partie d'un banc d'essai de l'entreprise Lucas-Nülle composée de plusieurs composantes (Annex A.4).

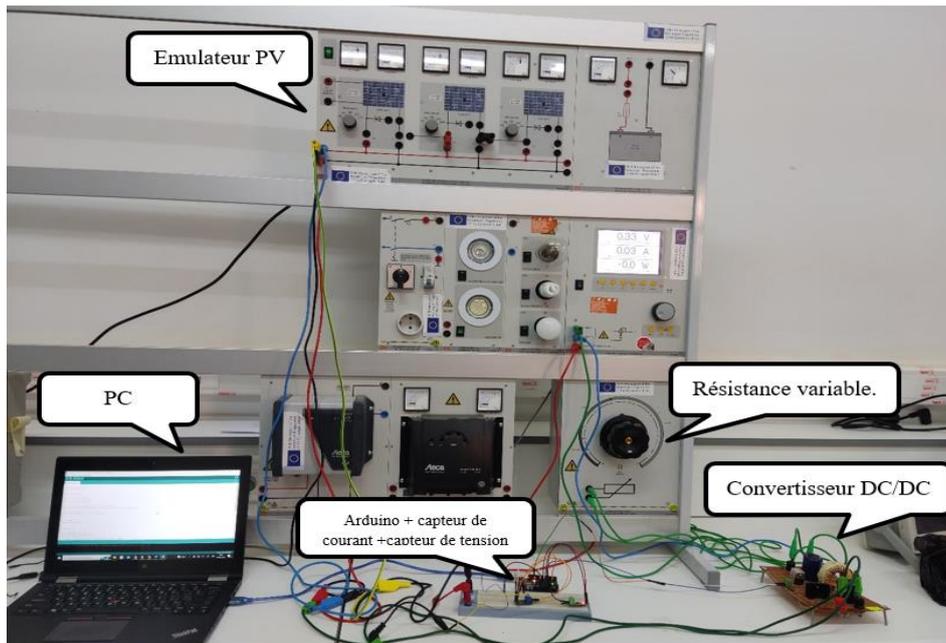
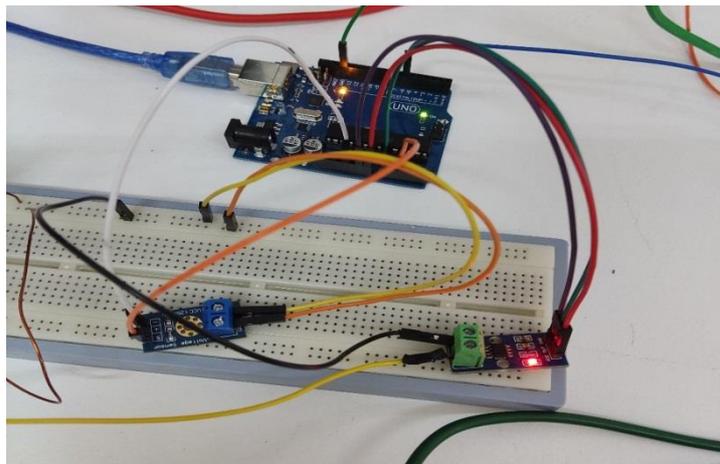


Figure IV.6: Montage expérimental



Les figures IV.7 (a) et (b) présentent les résultats expérimentaux des deux méthodes sous une variation rapide de l'ensoleillement (de 1000 W/m^2 à 500 W/m^2). Un zoom sur les résultats est effectué. Comme le montre la figure IV.7 (a), la méthode conventionnelle génère plus d'oscillations autour du pic de puissance par rapport à la méthode modifiée telle que présentée sur la figure IV.7 (b). D'autre part, la méthode modifiée présente une vitesse de poursuite plus rapide avec un temps de réponse égal à $0,1 \text{ s}$ qui est très inférieur au temps de réponse obtenu par la méthode conventionnelle ($0,36 \text{ s}$).

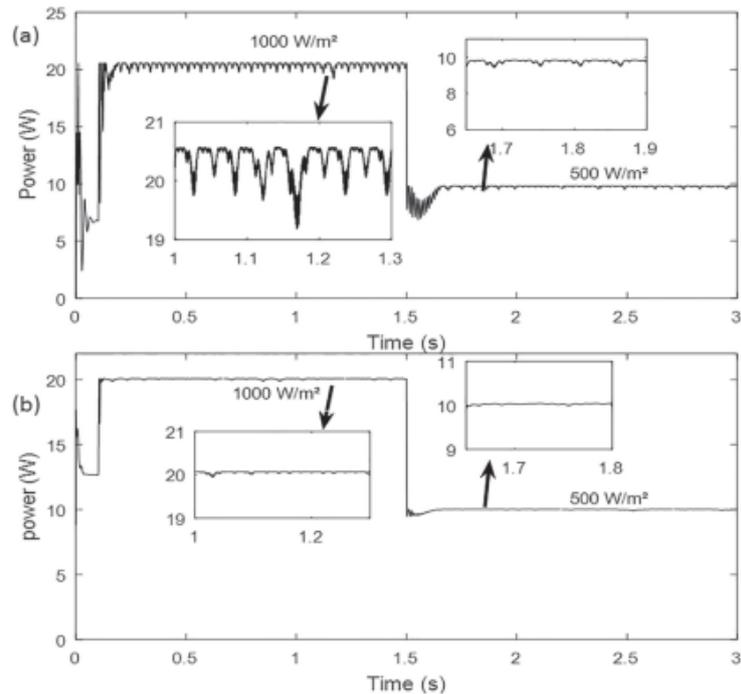


Figure IV.7: (a) : Résultat expérimental de l'algorithme INC conventionnel, (b) : Résultat expérimental de l'algorithme INC modifié.

En bref, les résultats expérimentaux valident que l'algorithme modifié diminue le temps d'exécution du contrôleur, ce qui se traduit par le meilleur compromis entre les performances en régime permanent et une réponse plus rapide. Le travail proposé est comparé à certains travaux expérimentaux publiés récemment. Il faut mentionner qu'ils ne font pas référence aux mêmes conditions puisqu'il est très difficile de trouver plusieurs travaux réalisés dans les mêmes conditions. Ainsi, si nous comparons le travail proposé avec la mise en œuvre de microcontrôleurs à faible coût, notre solution présente une réponse plus rapide à un changement soudain. Alors que les prototypes avec une réponse plus rapide utilisent un contrôleur coûteux (FPGA ou DSP) [28] Ainsi, un contrôleur coûteux (dSPACE) est utilisé par [27], néanmoins, ce travail présente un temps de réponse plus lent par rapport à notre proposition. De plus, notre système présente une oscillation en régime permanent négligée. De plus, il présente l'un des rendements les plus élevés de plus de 98%.

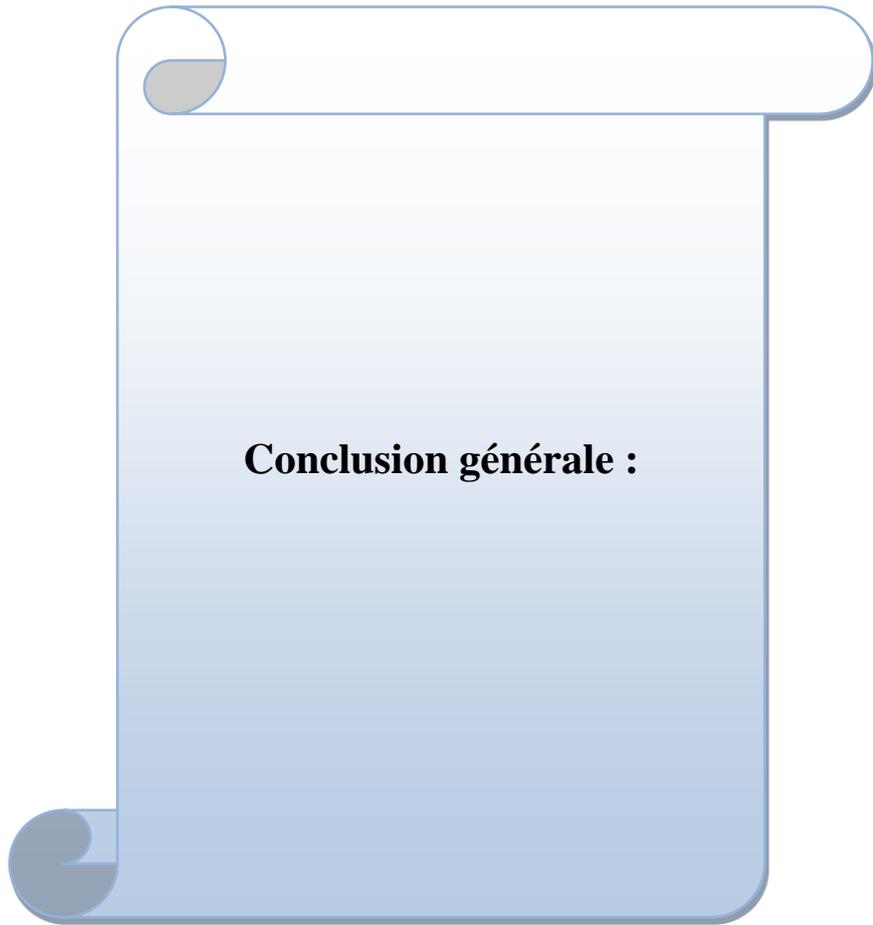
Par conséquent, l'algorithme INC modifié mis en œuvre par le microcontrôleur ATmega328 (Arduino) à faible coût permet d'obtenir le meilleur compromis entre les performances en régime permanent et en dynamique. Par conséquent, le système proposé pourrait être applicable aux systèmes PV petits ou portables pour lesquels les réductions de coûts peuvent être essentielles pour une large utilisation et facile à appliquer.

Conclusion :

Pour la première fois, un modèle de panneau PV Proteus validé est développé et présenté dans ce travail. Par la suite, ce modèle PV et les composants matériels disponibles dans Proteus peuvent être utilisés comme simulateurs PV à faible coût pour mettre en œuvre et vérifier les performances des algorithmes MPPT lorsque le prototype physique n'est pas disponible. Ce simulateur rend les modifications futures du système beaucoup plus faciles à réaliser.

De plus, un algorithme INC modifié est présenté par l'élimination de tous les calculs de division se produisant dans la méthode INC conventionnelle. Une structure plus simple est obtenue, facilitant la mise en œuvre de microcontrôleurs à faible coût tout en minimisant le coût du système. Sur la base des simulations et des résultats expérimentaux, on peut conclure que la méthode modifiée est capable de suivre correctement le MPP avec une réponse plus rapide et de faibles oscillations en régime permanent en cas de changement soudain par rapport aux algorithmes INC conventionnels. Par conséquent, le système proposé peut constituer une solution appropriée à faible coût pour les systèmes de production d'énergie PV.

Il convient de souligner que le résultat obtenu par la simulation Proteus est presque le même obtenu par le travail expérimental. Ainsi, nous pouvons nous appuyer sur ce banc de test Proteus pour vérifier les performances d'un tel algorithme MPPT.



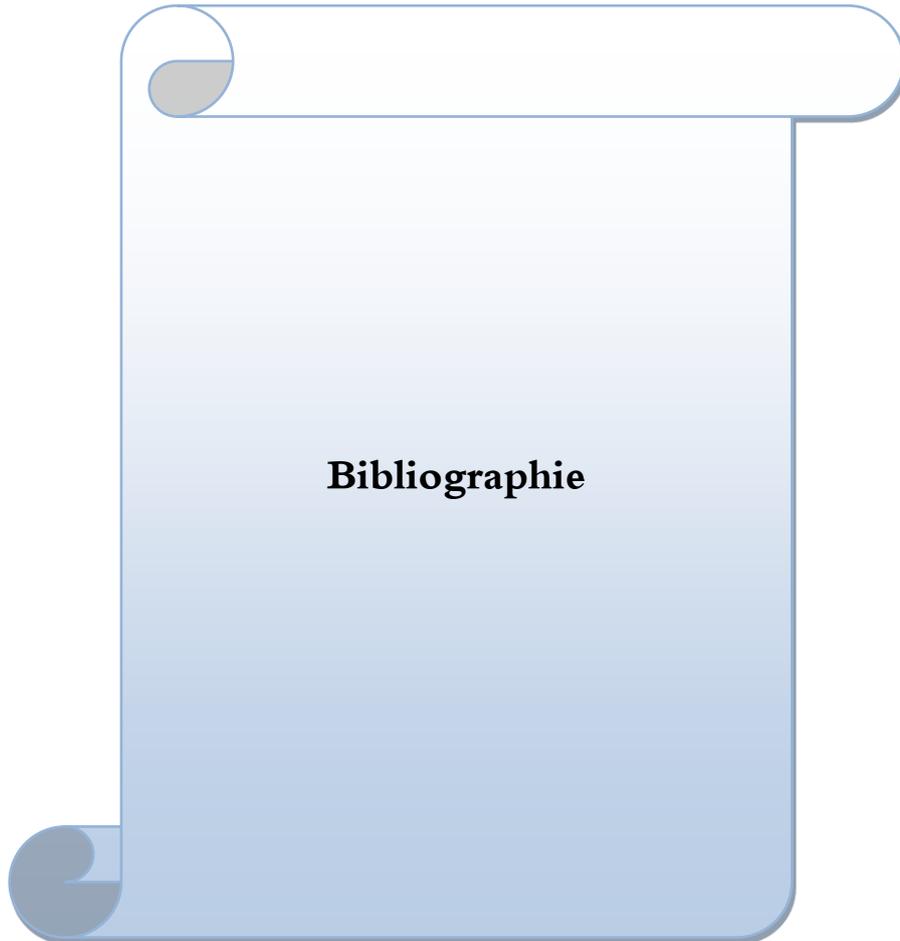
Conclusion générale :

Conclusion Générale

Conclusion Générale :

Le travail présenté dans ce mémoire s'inscrit dans la continuité des travaux réalisés récemment au laboratoire d'automatique et au laboratoire d'énergie renouvelable de l'université de Ghardaïa. Ayant pour objectif d'implémenter pratiquement un algorithme MPPT afin d'extraire le maximum d'énergie d'un générateur photovoltaïque. Notre tâche dans ce projet consiste à assurer l'acquisition des données tout en assurant la réalisation d'une carte d'acquisition composée de deux capteurs. Le premier est un capteur de courant qui sert à mesurer le courant délivré par le panneau PV et le deuxième est capteur de tension pour mesurer la tension délivrée par le panneau. Par la suite, les grandeurs mesurées seront transmises à la carte de commande, Arduino-Uno dans notre cas, afin de calculer le rapport cyclique pour extraire le maximum d'énergie.

Comme amélioration, ce travail nous a permis d'étudier le comportement d'un panneau PV sous des conditions réelles d'éclairage, ainsi que, l'implémentation pratique de l'algorithme MPPT nous a aidé à appliquer nos connaissances sur les systèmes asservis commençant par le feedback de mesure de courant et tension allant vers le régulateur et sa mise en service et finalement la poursuite d'une référence désirée.



Bibliographie

Bibliographie

Bibliographie :

[01] FRERIS Leon, INFIELD David, « *Les Energie Renouvelable Pour La Production De L'électricité* », édition DUNOD, Paris 2009

[02] LABBE Julien; « *l'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'électricité pour système photovoltaïque isolé* » thèse de doctorat, école des mines de paris, 2006.

[03] GERGAUD Olivier, « *modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur* » thèse de doctorat, l'école normal de CACHAN, 2002.

[04] ADEME, « la production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde », 2010.

[05] Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, disponible sur <https://portail.cder.dz/spip.php?article1573>

[06] Bulletin des Energies Renouvelables, Semestriel N° 5 Juin 2004. Disponible sur <http://www.cder.dz/evenements/Download/bulletin5.pdf>

[07] <http://www.energy.gov.dz/francais/uploads/2016/Energie/energie-renouvelable.pdf>

[07.1] La cartotheque du CDER : <https://www.cder.dz/vlib/carto.php>

[08] M. Z. F.Z. Zerhoun, "Optimisation d'un système à énergie verte avec validation pratique," *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 11 , no. N°1, p. 41–49, 2008.

[09] A.Saadi, "Etude comparative entre les techniques d'optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque," Université de Biskra Mémoire de Magister, 2000.

[10] Bebbliadia, H., &Kerkar,A.(2014/2015).Etude de l'effet de l'ombrage sur un système photovoltaïque(mémoire de master Université Saad dahlab – Blida).

[11] J.R. Espinoza,"*Inveters*" In: M.H.Rashid, "*Power Electronic Handbook*", Academic Pressm, California, USA, 2001, pp 225-269.

[12] T. Y. Kim, H. G. Ahn, S. K. Park, Y. K. Le, "A novel maximum power point tracking control for photovoltaic power system under rapidly changing solar radiation", IEEE International Symposium on, Vol. 2, pp. 1011-1014, Jun. 2001.

[13] W. Xiao, W. G. Dunford, "A modified adaptive hill climbing MPPT method for photovoltaic power systems", IEEE Power Electronics Specialists Conference, PESC'04, Vol. 3, pp. 1957-1963, Jun. 2004.

[14] A. F. Boehringer, "Self-adaptive DC converter for solar spacecraft power supply", IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems, pp. 102-111, 1968.

[15] T. ESRAM, P. L. Chapman, "Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques", IEEE Transactions On, Energy Conversion, Vol. 22, pp. 439-449, Jun.

Bibliographie

2007.

- [16] D. P. Hohm, M. E. Ropp, “*Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental programmable, maximum power point tracking test bed*”, IEEE Photovoltaic Specialists Conference, PVSC 2000 pp. 1699-1702, Sept.2000.
- [17] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo and M. Vitelli, “*Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method*”, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol.20, No. 4, pp. 16-19, Mar. 2004.
- [18] D. Sera, T. Kerekes, R. Teodorescu, F. Blaadbjerg, “*Improved MPPT Algorithms for rapidly Changing Environmental Conditions*”, Power Electronics and Motion Control Conference, 2006, EPE-PEMC 2006. 12th International, pp. 1614-1619, Aug. 2006.
- [19] C. Hua, C. Shen “*Comparatives study of peak power tracking techniques for solar storage system*”, IEEE Applied Power Electronics Conference, APEC’98, Vol. 2, pp.679-685, Feb. 1998.
- [20] W. J. A. Teulings, J. C. Marpinard, A. Capel, and D. O’Sullivan, “*A new maximum power point tracking system*”, IEEE Power Electronics Specialists Conference 1993, PESC’93, pp. 833-838, Jun. 1993.
- Transactions on, Vol. 16, pp. 46-54, Jan.2001.
- [21] W. Xiao, W. G. Dunford, “*Evaluating maximum power point tracking performance by using artificial lights*”, Industrial Electronics Society, IEEE IECON’04, Vol. 3, pp. 2883-2887, Nov. 2004.
- [22] J. H. Lee, H. B. Bo, H. Cho, “*Advanced incremental conductance MPPT algorithm with a variable step size*”, Power Electronics and Motion Control Conference, 2006, EPE-PEMC 2006. 12th International, pp. 603-607, Aug. 2006.
- [23] K. H. Hussein, I. Muta, T. Hshino, and M. Osakada, “*Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions*”, Proc. Inst.Elect. Eng. Vol. 142, No.1, pp. 59-64, Jan. 1995.
- [24] A. S. 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, No. 4, pp. 514-522, Dec. 2002.
- [25] J. Ghaisari, M. Habibi, A. Bakhshai, “*An MPPT controller design for photovoltaic (PV) system based on the optimal voltage factor tracking*”, IEEE Electrical Power Conference, EPC 2007, pp. 359-362, Oct. 2007.
- [26] N. Toshihiko, S. Togashi and N. Ryo, “*Short-current Pulse based Maximum Power Point Tracking Method for Multiple Photovoltaic-and-Converter Module System*”, IEEE

Bibliographie

Transactions On Industrial Electronics, Vol. 49, No. 1, pp. 217-223, Feb. 2002.

[27] M. Veerachary, T. Senjyu and K. Uezato, “*Feedforward Maximum Power Point Tracking of PV systems using fuzzy controller*”, IEEE Transactions On Aerospace and Electronic Systems, Vol. 38, No. 3, pp. 969-981, Jul. 2002.

[28] N. S. D’Souza, L. A. C. Lopes, X. Liu, “*An intelligent maximum power point tracker using peak current control*”, IEEE Power Electronics Specialists Conference 2005, PESC’05, pp. 172-177, 2005.

[29] Ahmed, J., Salam, Z., 2016. A modified P and O Maximum power point tracking method with reduced steady-state oscillation and improved tracking efficiency. IEEE Trans. Sustain. Energy. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2016.2568043>.

[30] Chaibi, Y., Salhi, M., El-jouni, A., Essadki, A., 2018. A new method to extract the equivalent circuit parameters of a photovoltaic panel. Sol. Energy 163, 376-386. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2018.02.017>.

[31] Gow, J.A., Manning, C.D., 1999. Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. IEE Proc. Elec. Power Appl. <https://doi.org/10.1049/ip-epa:19990116>.

Gupta, A., Chauhan, Y.K., Pachauri, R.K., 2016. A comparative investigation of maximum power point tracking methods for solar PV system. Solar Energy. Pergamon.

[32] Kadri, R., Gaubert, J.-P., Ivanovici, T., Champenois, G., Andrei, P., 2012. Modeling of the photovoltaic cell circuit parameters for optimum connection model and real-time emulator with partial shadow conditions. Energy 42, 57-67. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2011.10.018>.

[33] Motahhir, S., Chalh, A., El Ghzizal, A., Sebti, S., Derouich, A., 2017b. Modeling of photovoltaic panel by using proteus. J. Eng. Sci. Technol. Rev. 10, 8-13. <https://doi.org/10.25103/jestr.102.02>.

[34] Motahhir, S., El Hammoumi, A., El Ghzizal, A., 2018a. Photovoltaic system with quantitative comparative between an improved MPPT and existing INC and P&O methods under fast varying of solar irradiation. Energy Rep. 4, 341-350. <https://doi.org/10.1016/J.EGYR.2018.04.003>.

[35] Nishioka, K., Sakitani, N., Uraoka, Y., Fuyuki, T., 2007. Analysis of multicrystalline silicon solar cells by modified 3-diode equivalent circuit model taking leakage current through periphery into consideration. Sol. Energy Mater. Sol. Cells 91,

Bibliographie

- 1222e1227. <https://doi.org/10.1016/J.SOLMAT.2007.04.009>.
- [36] Ram, J.P., Manghani, H., Pillai, D.S., Babu, T.S., Miyatake, M., Rajasekar, N., 2018. Analysis on solar PV emulators : a review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 81, 149e160. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2017.07.039>.
- [37] Zakzouk, N.E., Abdelsalam, A.K., Helal, A.A., Williams, B.W., 2013. Modified variable step incremental conductance maximum power point tracking technique for photovoltaic systems. In: *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*. <https://doi.org/10.1109/IECON.2013.6699395>.
- [38] Zhou, Z., Holland, P.M., Iqic, P., 2014. MPPT algorithm test on a photovoltaic emulating system constructed by a DC power supply and an indoor solar panel. *Energy Convers. Manag.* 85, 460e469. <https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2014.06.007>

Annexes

Annexes :

A.1: Programme pour calculer les résistances R_s (résistance série) et R_p (résistance parallèle).

```

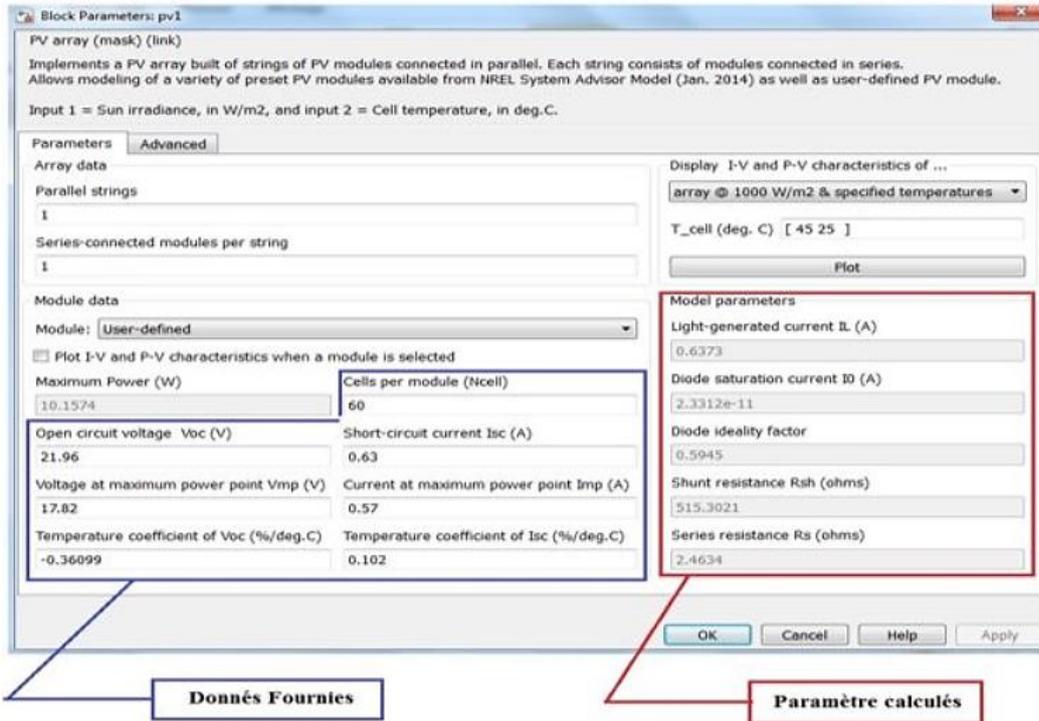
for i=1:10
    Idm = Isc - Ir - Vdm/Rp; % pn-junction (diode) current at MPP
    Io = (Isc-Vocc/Rp)/(exp(Vocc/Vt)-1); % pn-junction reverse
    saturation
    current
    Vdm = Vt*log(Idm/Io+1); % pn-junction (diode) voltage at MPP
    Rs = (Vdm-Vmpc)/Ir; % cell series resistance
    Rd = (Rmpp - Rs)*Rp/(Rp-Rmpp+Rs); % diode incremental resistance at
    MPP
    Idm = Vt/Rd; % diode current at MPP based on incremental resistance
    Rp = Vdm/(Isc-Ir-Idm); % cell parallel resistance
end
    
```

A.2: Characteristics of a PV module:

Manufacturer, model :	Isoton, I_106		
Availability :	Available until 2005		
Data source :	Manufacturer		
STC power (manufacturer)	Pnom 106 Wp	Technology	Si-mono
Module size (W x L)	0.652 x 1.308 m ²	Rough module area	A module 0.85 m ²
Number of cells	2 x 36	Sensitive area (cells)	A cells 0.75 m ²
<u>Specifications for the model (manufacturer or measurement data)</u>			
Reference temperature	TRef 25 °C	Reference irradiance	GRef 1000 W/m ²
Open circuit voltage	Voc 21.8 V	Short-circuit current	Isc 6.54 A
Max. Power point voltage	Vmpp 17.4 V	Max. power point current, Impp	6.10 A

Annexes

A.3 :



A.4 :



Annexes

A.5 : Code Arduino IDE de la réalisation pratique :

```
const int analogIn = A1;
int mVperAmp = 66; // use 100 for 20A Module and 66 for 30A Module
int RawValue= 0;
int ACSoffset = 2500;
double Voltage = 0;
double Amps = 0;
int offset =20;

void setup()
{
  Serial.begin(9600);
}

void loop() {
  RawValue = analogRead(analogIn);
  Voltage = (RawValue / 1024.0) * 5000; // Gets you mV
  Amps = ((Voltage - ACSoffset) / mVperAmp);
  int volt = analogRead(A0); // read the input
  double voltage = map(volt,0,1023, 0, 2500) + offset; // map 0-1023 to 0-2500 and add correction offset

  voltage /=100; // divide by 100 to get the decimal values
  int sensorValue = A1;
  sensorValue = analogRead(A1);
  //Serial.print("Voltage: ");

  Serial.print(voltage+1); //print the voltge
  //Serial.print("\t Amps = "); // shows the current measured
  Serial.print("    ");
  Serial.println(Amps,3); // the '3' after voltage allows yo

  delay(2000);
}
```