

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
جامعة أبي بكر بلقايد – تلمسان –
Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen –
Faculté de TECHNOLOGIE



MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme de MASTER**

En : Electrotechnique

Spécialité : Commandes Electriques

Par : BENOTMANE YASSINE

Sujet

Commande MPPT à base de la logique floue appliquée à un Système Photovoltaïque

Soutenu le 29 / 09 / 2020, devant le jury composé de :

M BAGHLI Lotfi	Professeur	Univ. Tlemcen	Président
M BOUMEDIENE Abdelmadjid	Professeur	Univ. Tlemcen	Directeur de mémoire
M BENHABIB Mohamed Choukri	MCA	Univ. Tlemcen	Examineur

Résumé

La MPPT ou bien *Maximum Power Point Tracking* est une stratégie de commande permettant de suivre, comme son nom l'indique, le point de puissance maximale d'un générateur électrique non linéaire. Un générateur photovoltaïque est un générateur dont la caractéristique I-V est fortement non linéaire. En conséquence, pour un même éclairement, la puissance délivrée sera différente selon la charge. La commande MPPT permet donc de piloter le convertisseur statique reliant la charge et le générateur photovoltaïque de manière à fournir en permanence le maximum de puissance à la charge.

Dans ce mémoire, au début nous allons présenter quelques généralités et notions sur les systèmes photovoltaïques, puis nous allons présenter et simuler le modèle du générateur photovoltaïque. Après nous allons relier le générateur avec une charge via un convertisseur statique (DC-DC). Enfin, nous allons implémenter la commande MPPT à base de la **logique floue** dans le convertisseur statique afin d'extraire la puissance maximale.

La **logique floue** est une forme de logique qui traite un raisonnement approximatif plutôt que fixe et exact, donc la commande ne nécessite pas la connaissance exacte du modèle mathématique du système, tandis que sa simplicité lui donne un avantage dans le suivi de son MPP dans des conditions atmosphériques à variation rapide.

Mots clés : Energies renouvelables, Générateur photovoltaïque, Commande par logique floue, Poursuite du point de puissance maximum MPPT, hacheur, convertisseur statique, MLI, modélisation, algorithme MPPT.

Abstract

The MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) is a control allowing to track, as its name shows, the point of maximum power of a nonlinear electric generator. The I-V curve of a photovoltaic generator is strongly nonlinear. Consequently, for the same radiance, the power delivered will be different depending on the load. The MPPT command allows to control the static converter connecting the load and the PV generator so as to permanently supply the maximum power to the load.

In this work, at the beginning we have presented generalities and notions on photovoltaic systems, and then we presented and simulated the model of the photovoltaic generator. After we connected the generator with a load via a static converter (DC-DC). Finally, we implemented the MPPT control based on fuzzy logic in the static converter and see the simulation results.

Fuzzy logic is a form of logic that processes approximate reasoning rather than fixed and exact reasoning, so the command does not require exact knowledge of the mathematical model of the system, while its simplicity gives it an advantage in tracking the MPP under rapidly varying atmospheric conditions.

Key words : renewable energy, photovoltaic generator, fuzzy logic control, Maximum Power Point Tracking, chopper, boost converter, static converter, PWM, modelling, MPPT algorithm.

Remerciements

Je tiens tout d'abord à adresser toute ma gratitude à mon directeur de mémoire, Mr. A. BOUMEDIENE, professeur à l'Université de Tlemcen, Pour avoir orienté et enrichi mon travail. Je le remercie pour sa disponibilité, ses précieux conseils ainsi que son souci du détail, qui ont abouti à la réalisation de ce mémoire.

J'adresse mes sincères remerciements aux membres du jury : Mr. L. BAGHLI, professeur à l'Université de Tlemcen, et Mr. M. C. BENHABIB, maitre de conférences à l'Université de Tlemcen, pour avoir accepté d'examiner mon travail et de l'enrichir par leurs propositions.

Je souhaite aussi adresser mes remerciements au, Corps professoral et administratif de l'université de Tlemcen qui a contribué à la réussite de mes études universitaires.

Je remercie profondément, ma famille, mes amis ainsi que les personnes qui m'ont soutenu de près ou de loin au cours de la réalisation de ce mémoire.

Dédicaces

Je dédie ce travail :

- A mes très chers parents, que Dieu les garde et les protège, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études.
- A mes frères et ma sœur pour leurs encouragements et leur amour qu'ils portent à mon égard.
- A tous mes collègues d'études surtout ceux D'électrotechnique.
- A tous les enseignants de l'université de Tlemcen.

Table des matières

Résumé.....	2
Abstract	3
Remerciements.....	4
Dédicaces	5
Liste des figures	9
Liste des tableaux.....	12
Nomenclature	13
Glossaire.....	15
Introduction générale	17
Introduction.....	21
I.1 L'énergie photovoltaïque dans le monde	22
I.2 L'énergie photovoltaïque en Algérie.....	25
I.3 Énergie solaire :.....	26
I.3.1 Rayonnement direct et rayonnement diffus.....	28
I.3.2 Principes du rayonnement solaire	31
I.3.3 L'irradiation solaire	31
I.4 La cellule photovoltaïque	32
I.4.1 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	34
I.4.2 Le modèle équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	35
I.4.3 Caractéristiques électriques d'une cellule PV	37
I.4.4 Points de fonctionnement idéaux.....	37
Point de puissance maximale <i>P_m</i>	38
Puissance-crête	38
Rendement.....	39
Facteur de forme FF	39
I.4.5 L'effet de l'éclairement et de la température sur la cellule photovoltaïque	40
I.4.6 Technologie des cellules photovoltaïques	41
I.4.7 Mise en série des cellules photovoltaïque	46
I.4.8 Mise en parallèle des cellules photovoltaïque.....	48
I.5 Notion de module, de panneau et de champ photovoltaïque :.....	49
I.6 Le système photovoltaïque	49
I.7 Applications photovoltaïques.....	51

I.7.1	Installation photovoltaïque autonome	51
I.7.2	Installation photovoltaïque raccordée au réseau	51
I.8	Avantages et inconvénients du photovoltaïque	51
I.8.1	Avantages	51
I.8.2	Inconvénients	52
Conclusion.....	52
Introduction	55
.....	56
II.1	Modélisation et simulation d'une cellule photovoltaïque idéale (sans pertes).....	56
II.1.1	Modèle d'une cellule photovoltaïque idéale	56
II.1.2	Simulation de la cellule photovoltaïque idéale avec MATLAB/Simulink.....	57
II.1.3	Résultats de la simulation	58
	Influence de l'éclairement.....	58
	Influence de la température	59
II.2	Modélisation et simulation d'une cellule photovoltaïque réelle	60
II.2.1	Modèle d'une cellule photovoltaïque réelle	60
	Algorithme de Newton-Raphson.....	61
II.2.2	Simulation de la cellule photovoltaïque réelle avec MATLAB/Simulink	61
II.2.3	Résultats de la simulation	62
	Influence de l'éclairement.....	62
	Influence de la température	63
II.3	Modélisation d'un module photovoltaïque	63
II.3.1	Simulation d'un module photovoltaïque avec MATLAB/Simulink	64
II.3.2	Résultats de simulation	64
	Influence de l'éclairement.....	64
	Influence de la température	65
Conclusion.....	66
Introduction	68
III.1	Convertisseur DC/DC.....	69
III.2	Méthodes de poursuite du point de puissance maximale MPPT	74
III.2.1	Algorithme Perturber et Observer (P&O)	75
III.2.2	Algorithme à Base de la Logique Floue	77
III.3	Simulation de la commande MPPT avec les deux algorithmes : P&O et la logique floue dans MATLAB/Simulink.....	83
III.3.1	Simulation de la commande MPPT avec l'algorithme P&O :	83

III.3.2	Résultats de la simulation	84
III.3.3	Simulation de la commande MPPT à base de la logique floue :	87
III.3.4	Résultats de la simulation	89
	Conclusion.....	92
	Conclusions générales.....	94
	Bibliographie.....	97
	Annexe	102

Liste des figures

Fig. I.1 : comparaison entre les installations solaires photovoltaïques dans la Chine et dans le reste du monde entre 2018 et 2023.

Fig. I.2 : Prévisions du marché mondial du photovoltaïque en GW/an entre 2020 et 2024

Fig. I.3 : L'impact de l'épidémie de coronavirus sur la demande de l'énergie photovoltaïque

Fig. I.4 : proportions des différentes énergies consommées dans le monde.

Fig. I.5 : diminution du rayonnement incident par absorption, par diffusion et par réflexion.

Fig. I.6 : Rayonnement direct et rayonnement diffus

Fig. I.7 : Relation entre la masse d'air et l'épaisseur de l'atmosphère.

Fig. I.8 : Relation entre la sphéricité du globe et la répartition du rayonnement sur la planète.

Fig. I.9 : Influence des saisons sur l'ensoleillement.

Fig. I.10 : Angle d'incidence des rayons du soleil

Fig. I.11 : Fabrication d'une cellule de silicium cristallin.

Fig. I.12 : Bilan énergétique d'un système photovoltaïque.

Fig. I.13 : Schématisation de la conductivité des matériaux

Fig. I.14 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.

Fig. I.15 : Courbe courant-tension d'une cellule photovoltaïque.

Fig. I.16 : Caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de l'éclairement à 25°C

Fig. I.17 : Caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de la température à 1000W/m²

Fig. I.18 : Cellule photovoltaïque monocristalline.

Fig. I.19 : Cellule photovoltaïque polycristalline

Fig. I.20 : Cellule au silicium cristallin

Fig. I.21 : Cellule photovoltaïque à couche mince (silicium amorphe)

Fig. I.22 : mise en série les cellules photovoltaïques

Fig. I.23 : Caractéristique résultante du groupement série de n cellules.

Fig. I.24 : Formation d'un *hot spot* dans une cellule photovoltaïque.

Fig. I.25 : Câblage des diodes *by-pass* par groupes de cellules

Fig. I.26 : Caractéristique résultante du groupement parallèle de n cellules.

Fig. I.27 : Les différents groupements des cellules photovoltaïques.

Fig. I.28 : Schéma simplifié du principe du photovoltaïque

Fig. I.29 : les composants d'un système photovoltaïque

Fig. II.1 : Le modèle électrique équivalent d'une cellule PV idéale

Fig. II.2 : Le modèle Simulink d'une cellule photovoltaïque idéale

Fig. II.3 : Caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'une cellule idéale sous un éclairage variable et une température constante à 25 °C

Fig. II.4 : Caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'une cellule idéale sous une température variable et un éclairage constant à 1000 W/m²

Fig. II.5 : Le modèle électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle

Fig. II.6 : Le modèle Simulink d'une cellule photovoltaïque réelle

Fig. II.7 : Caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'une cellule réelle sous un éclairage variable et une température constante à 25 °C

Fig. II.8 : Caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'une cellule réelle sous une température variable et un éclairage constant à 1000 W/m²

Fig. II.9 : Le modèle Simulink du module photovoltaïque ALPV 250P60

Fig. II.10 : Caractéristiques courant-tension et puissance-tension du module ALPV 250P60 sous un éclairage variable et une température constante à 25 °C

Fig. II.11 : Caractéristiques courant-tension et puissance-tension du module ALPV 250 sous une température variable et un éclairage constant à 1000 W/m²

Fig. III.1 : Schéma équivalent d'un hacheur parallèle

Fig. III.2 : Schéma équivalent d'un hacheur parallèle pendant la phase d'accumulation

Fig. III.3 : Schéma équivalent d'un hacheur parallèle pendant la phase active

Fig. III.4 : Les formes d'ondes des différentes variables

Fig. III.5 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque

Fig. III.6 : Schéma de principe de la méthode P&O

Fig. III.7 : Organigramme de l'algorithme P&O

Fig. III.8 : Organigramme du MPPT basé sur la logique floue

Fig. III.9 : Le bloc du contrôleur à base de la logique floue

Fig. III.10 : les fonctions d'appartenance des entrées E_{rr} , ΔE_{rr} et la sortie ΔD

Fig. III.11 : la courbe P-V du module PV indiquant différentes régions pour l'ensemble de règles floues.

Fig. III.12 : générateur photovoltaïque alimentant une charge R via un hacheur parallèle commandé par l'algorithme P&O

Fig. III.13 : L'implémentation de l'algorithme P&O dans Simulink

Fig. III.14 : La puissance de sortie du hacheur parallèle

Fig. III.15 : La tension de sortie du hacheur parallèle

Fig. III.16 : La tension d'entrée du hacheur parallèle

Fig. III.17 : le courant de sortie du hacheur parallèle

Fig. III.18 : modèle Simulink de la commande MPPT à base de la logique floue.

Fig. III.19 : L'architecture interne de sous-système MPPT

Fig. III.20 : Le principe de l'algorithme MPPT avec la logique flou.

Fig. III.21 : La puissance à la sortie du hacheur

Fig. III.22 : La tension d'entrée du hacheur

Fig. III.23 : La tension de la sortie du hacheur

Fig. III.24 : Le courant de la sortie du hacheur

Liste des tableaux

Tab. I.1 : Caractéristiques du silicium

Tab. I.2 : La valeur du facteur idéal selon la technologie des cellules

Tab. II.1 : Performances électriques du module ALPV 250 sous les conditions STC

Tab. III.1 : Règles floues pour les variables d'entrée et de sortie

Tab. III.2 : Les paramètres du hacheur parallèle

Nomenclature

G : Une source de courant parfaite.

I_{ph} : Le photo-courant [A].

D : est une diode matérialisant le fait que le courant ne circule que dans un sens.

R_{sh} : est une résistance shunt qui prend en compte les fuites inévitables de courant qui interviennent entre les bornes opposées positive et négative d'une cellule [Ω].

R_s : est une résistance série qui est due aux différentes résistances électriques que le courant rencontre sur son parcours (résistance intrinsèque des couches, résistance des contacts) [Ω].

I_{pv} : Le courant produit par la cellule photovoltaïque [A].

U_{pv} : La tension aux bornes de la cellule photovoltaïque [V].

I_d : Le courant traversant la diode [A].

$I_{sc,cell}$: Le courant de court-circuit nominal de la cellule [A]

$V_{oc,cell}$: La tension de circuit ouvert nominale de la cellule [V]

K_i : Le coefficient de température de court-circuit [%/°K]

K_v : Le coefficient de température de circuit ouvert [%/°K]

V_t : La tension thermique [V]

I_0 : Le courant de saturation de la diode [A]

I_{rs} : Le courant inverse de saturation de la diode [A]

k : Constant de Boltzmann = $1.38 \cdot 10^{-23}$ [J/K]

q : La charge élémentaire de l'électron = $1.602 \cdot 10^{-19}$ [C]

T : La température absolue de la cellule [K]

T_r : La température de référence [K]

T_a : La température ambiante de la cellule [K]

$NOCT$: La température de fonctionnement nominale de la cellule [K]

E : L'éclairement absolu [W/m^2]

E_r : L'éclairement dans les conditions de test standard (STC) [W/m^2]

E_g : L'énergie de *gap* = 1.12 eV pour le silicium

n : Le facteur d'idéalité de la jonction P-N.

U_{co} : Tension de circuit ouvert [V].

I_{cc} : Courant de court-circuit [A].

P_m : La puissance au point de puissance maximale [W].

U_m : La tension au point de puissance maximale [V].

I_m : Le courant au point de puissance maximale [A].

W_c : La puissance crête [W].

S : La surface du photogénérateur [m²].

η : le rendement du photogénérateur.

FF : Facteur de forme.

Glossaire

MPPT : Poursuite du point de puissance maximale (*Maximum Power Point Tracking*).

DC : Courant continu (*Direct Current*).

MLI : modulation de la largeur d'impulsion.

GPV : Générateur photovoltaïque.

PV : Photovoltaïque.

GW : Gigawatts.

MW : Mégawatts.

COVID-19 : Maladie de corona virus 2019 (*Coronavirus disease 2019*).

OPEP : Organisation des pays exportateurs de pétrole.

PIB : Produit intérieur brut.

AIE : Agence Internationale de l'Énergie.

AM : La masse d'air.

STC : les conditions de test standard (*Standard Test Conditions*).

Si : Silicium.

CdTe : Tellure de cadmium.

CdS : sulfure de cadmium.

MPP : Le point de puissance maximale.

P&O : Perturber et observer.

FLC : Commande avec la logique floue.

Introduction générale

Introduction générale

La consommation mondiale d'électricité observée durant ces dernières décennies est fortement liée au développement de l'industrie, du transport et des moyens de communications. De nos jours, une grande partie de la production électrique est produite à partir de ressources non renouvelables comme le charbon, le gaz naturel, le pétrole et l'uranium. Leur vitesse de régénération est extrêmement lente à l'échelle humaine. Ce qui entrainera à plus ou moins court terme un risque non nul d'épuisement de ces ressources [19].

La pollution de l'air, les changements climatiques, les risques du nucléaire, les limites des réserves des énergies classiques (uranium, pétrole, charbon et gaz naturel) qui sont épuisables et leurs répartitions non équitables sur le globe terrestre, l'augmentation de la population mondiale et l'accroissance des besoins énergétiques ont fait prendre conscience qu'un recours à d'autres moyens de production d'énergies respectueux de la planète où nous vivons, s'impose [49].

Les énergies renouvelables bénéficient de deux atouts majeurs leur permettant de répondre aux principaux problèmes énergétiques actuels. Premièrement, comme leur nom l'indique, elles se régénèrent naturellement, tout du moins à l'échelle de la vie humaine. Leur deuxième atout permet de répondre à la problématique du réchauffement climatique car elles ne rejettent pas de polluants pendant leur utilisation, et la fabrication des générateurs entraîne peu d'émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère [50].

L'une des formes d'énergies renouvelables la plus attractive est l'énergie solaire photovoltaïque (*PV*). En effet, l'énergie solaire *PV* est une énergie propre, renouvelable dont la source est gratuite (soleil) [51]. L'énergie solaire photovoltaïque présente l'avantage de s'intégrer facilement à l'habitat (façades de bâtiments, toits). L'absence de pièces mécaniques mouvantes réduit l'entretien de ces systèmes à un minimum et leur fiabilité a rapidement favorisé leur utilisation dans le domaine des applications spatiales et en sites isolés (station de télécommunication, systèmes de navigation en mer) [52]. En effet, si cette énergie *PV* se présente comme l'énergie de l'avenir, elle a néanmoins l'inconvénient d'être très dépendante de l'irradiance et de la température [51].

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par une cellule photovoltaïque (PV) [53] basée sur l'effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé dans la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donnent lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui a une caractéristique courant-tension (I-V) non linéaire présentant un point de puissance maximale. La caractéristique I-V du GPV dépend du niveau d'éclairement et de la température de la cellule ainsi que du vieillissement de l'ensemble. De plus, son point de fonctionnement du GPV dépend directement de la charge qu'il alimente. Afin d'extraire en chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV, nous introduisons un étage d'adaptation (hacheur) entre le générateur et la charge pour coupler les deux éléments le plus parfaitement possible [54].

Une des premières difficultés engendrées par l'utilisation d'une chaîne de conversion photovoltaïque est focalisée sur le problème du couplage non parfait entre le générateur photovoltaïque et la charge de type continue ou alternative. Comme les applications sont nombreuses, ce problème reste en grande partie ouvert. Un des problèmes technologiques qui existe dans ce type de couplage est que lorsqu'il est mal dimensionné, il détériore d'autant plus la production et le transfert de la puissance du générateur photovoltaïque (GPV), le faisant fonctionner loin de ses ressources maximales. La génération d'énergie est garantie mais se fait avec des pertes importantes de production et donc est plus chère que prévue. La littérature est très importante dans ce domaine en émergence et propose régulièrement une grande quantité de commandes spécifiques qui effectue une recherche de point de puissance maximale (MPPT) lorsque le GPV est couplé à une charge à travers un convertisseur statique [19].

Dans ce mémoire, nous allons faire une étude sur la commande MPPT à base de logique floue appliquée à un GPV. C'est une commande de plus en plus utilisée dans ces dernières années à cause de ses performances élevées. Ce travail sera divisé en trois chapitres : le premier chapitre est consacré à des généralités sur l'énergie solaire photovoltaïque. Dans le deuxième chapitre, nous présentons la modélisation du générateur PV afin qu'on puisse le simuler et voir son comportement sous différentes conditions atmosphériques. Le troisième chapitre est divisé en deux parties, la première est consacré à

l'étude du convertisseur DC-DC qui est utilisé comme un étage d'adaptation entre le GPV et la charge. Puis dans la deuxième partie, nous allons étudier deux algorithmes de commande MPPT qui sont « Perturber et Observer » et celle « à base de la logique floue ». Enfin nous allons valider l'étude par la simulation des deux algorithmes, puis nous allons faire une interprétation des résultats trouvées et une comparaison entre les deux algorithmes.

Chapitre I

Généralités sur l'énergie photovoltaïque

Introduction

Il y a très longtemps que l'Humanité a compris comment se servir du Soleil pour allumer un feu. Grâce à des miroirs, on peut concentrer en un point la puissance des rayons solaires. La chaleur devient alors si intense sur ce point que le feu démarre. C'est comme cela que, dans l'Antiquité, les Grecs allumaient la flamme olympique [6].

Au 17^e siècle, un ingénieur français réussit à faire fonctionner une pompe grâce à de l'air chauffé par le Soleil. Deux cents ans plus tard, un physicien parisien découvre l'effet photovoltaïque : il est désormais possible de transformer la lumière du Soleil en électricité. Mais il faudra attendre un siècle encore pour que cette technologie fasse de réels progrès : c'est en cherchant à conquérir l'espace que les scientifiques ont le plus investi dans la maîtrise de l'énergie solaire [6].

La lumière du Soleil peut être utilisée pour produire de l'électricité. On utilise pour cela des panneaux composés de cellules électroniques qui réagissent aux rayons du Soleil. On parle alors d'énergie solaire photovoltaïque. Ces installations sont de plus en plus répandues dans le monde [6].

L'énergie photovoltaïque à distinguer de l'énergie solaire thermique, qui est une autre technique destinée au chauffage de l'eau par conversion directe de l'énergie solaire en calories à l'aide de capteurs plans [4].

Les cellules solaires et modules photovoltaïques sont des composants de conversion d'énergie qui produisent de l'électricité lorsqu'ils sont exposés à la lumière. On parle généralement d'énergie solaire photovoltaïque, car le soleil est la source lumineuse la plus intense de notre planète, et la plupart des applications sont en plein air. Mais certains préfèrent l'expression énergie lumière, pour insister sur le fait que toute source de lumière, même artificielle (ampoules, tubes fluorescents...), peut générer de l'électricité à travers une cellule solaire [4].

Cette énergie respecte notre environnement en réduisant les émissions des gaz à effet de serre (elle n'en émet aucun lors de son utilisation). Les prix ne cessent de baisser grâce à l'accroissement des volumes de production car le marché est fortement stimulé par le rachat

du courant par les compagnies d'électricité, et il croît de 40 % par an au niveau mondial depuis quelques années. Peu de secteurs économiques peuvent afficher de tels résultats [4].

Dans ce chapitre, nous allons donner quelques statistiques sur l'énergie photovoltaïque dans le monde et dans l'Algérie, puis nous allons définir les notions sur l'énergie photovoltaïque et le rayonnement solaire, puis nous allons décrire le principe de fonctionnement des cellules photovoltaïques et sa modélisation.

I.1 L'énergie photovoltaïque dans le monde

Les installations solaires mondiales poursuivront des taux de croissance à deux chiffres dans la nouvelle décennie, selon les nouvelles prévisions de la demande mondiale de photovoltaïque (PV) 2020 réalisées par IHS Markit, un leader mondial de l'information, de l'analyse et des solutions critiques. Les nouvelles installations annuelles en 2020 atteindront 142 gigawatts (GW), soit une augmentation de 14% par rapport à l'année précédente [9].

Les 142 gigawatts attendus en 2020 sont sept fois supérieurs à la capacité totale qui avait été installée au début de la décennie précédente (20 GW en 2010). La croissance a également été importante en termes de portée géographique. Il n'y avait que 7 pays avec plus de 1 GW de capacité installée en 2010, la plupart en Europe. IHS Markit s'attend à ce que plus de 43 pays atteignent ce seuil d'ici la fin de 2020 [9].

Les grands marchés comme la Chine continueront d'avoir une part démesurée de nouvelles installations à l'avenir. Cependant, la dépendance excessive à l'égard de la Chine pour la croissance mondiale des installations solaires continuera de diminuer au cours des prochaines années, car davantage de capacités seront ajoutées ailleurs. Les installations en dehors de la Chine, premier marché mondial, ont augmenté de 53% en 2019 et devraient continuer de croître en 2020. Globalement, les 10 principaux marchés solaires devraient voir leur part collective du marché tomber à 73%, contre 94% en 2010 [9].

Chine – La demande d'énergie solaire en 2020 sera inférieure aux pics d'installation historiques de 50 GW en 2017. La demande en Chine est dans une phase de transition alors que le marché se dirige vers l'énergie solaire non subventionnée et en concurrence avec d'autres formes de production et il y a une incertitude persistante en attendant la publication du nouveau 14e plan quinquennal qui sera annoncé l'année prochaine [9].

États-Unis – Les installations devraient croître de 20% en 2020, consolidant ainsi la position des États-Unis en tant que deuxième marché mondial. La Californie, le Texas, la Floride, la Caroline du Nord et New York seront les principaux moteurs de la croissance de la demande américaine au cours des cinq prochaines années [9].

Europe – Après avoir presque doublé ses installations en 2019, l'Europe devrait continuer de croître en 2020, ajoutant plus de 24 GW, soit une augmentation de 5% par rapport à 2019. L'Espagne, l'Allemagne, les Pays-Bas, la France, l'Italie et l'Ukraine seront les principales sources de demande, représentant 63% du total des installations de l'Union européenne en 2020 [9].

Inde – Après une année plate en 2019, en raison des incertitudes politiques et de l'impact des droits d'importation sur les cellules et modules solaires, les installations devraient à nouveau croître et dépasser 14 GW en 2020. La baisse des prix des modules et un large éventail de projets devraient stimuler le retour à la croissance, selon IHS Markit [9] (fig. I.1).

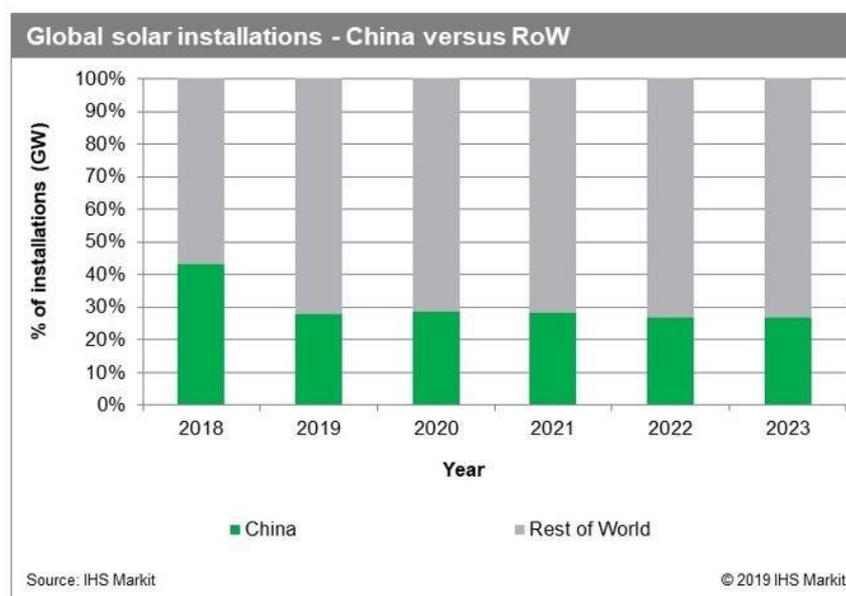


Fig. I.1 : Comparaison entre les installations solaires photovoltaïque dans la chine et dans le reste du monde entre 2018 et 2023 [9]

Le nouveau Global Market Outlook 2020-2024 présente les premiers résultats d'une enquête mondiale réalisée en avril par le Global Solar Council sur les impacts du COVID-19 sur le secteur solaire (fig. I.2). Plus de 71% des entreprises solaires interrogées ont signalé une

baisse des commandes, 6 sur 10 ont déclaré que les commandes avaient baissé jusqu'à 50%, et 3 sur 10 ont enregistré une baisse de 50 à 90%. L'effet de la pandémie sur les taux d'installation varie selon les pays et les segments, en grande partie en fonction de la façon dont les pays ont souffert de la COVID-19 et de la réponse des gouvernements. Solar Power Europe estime dans son scénario moyen que les nouvelles capacités mondiales installées diminueront de 4% pour atteindre 112 GW en 2020. Par rapport à aux prévisions du marché mondial de l'année dernière qui projetaient jusqu'à 144 GW de nouveaux panneaux solaires, cela représente une perte de 32 GW [21].

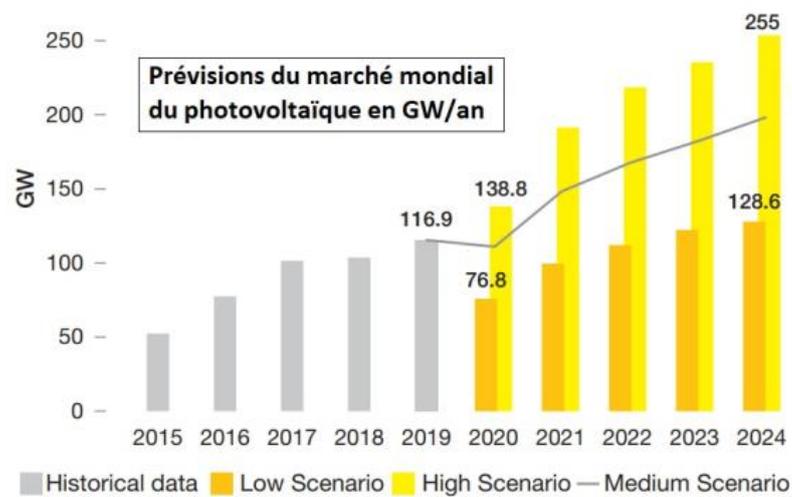


Fig. I.2 : Prévisions du marché mondial du photovoltaïque en GW/an entre 2020 et 2024 [21].

La pandémie de coronavirus aura un impact significatif sur le marché mondial du solaire photovoltaïque. Alors que l'économie mondiale est confrontée à de graves perturbations, Wood Mackenzie (est un groupe mondial de recherche et de conseil dans les domaines de l'énergie, des produits chimiques, des énergies renouvelables, des métaux les mines) a abaissé ses prévisions pour les installations PV de 2020 de 129,5 GW à 106,4 GW, soit une réduction de 18%. De son côté, IHS Markit table sur une baisse de 16%, à 105 GW (fig. I.3) [20].

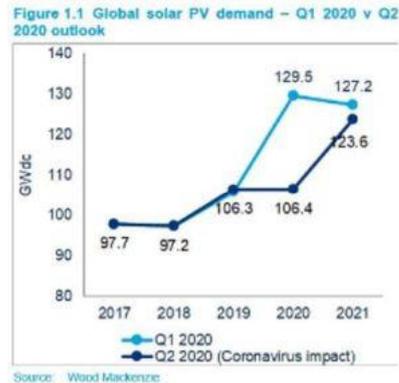


Fig. I.3 : L'impact de l'épidémie de coronavirus sur la demande de l'énergie photovoltaïque [20]

Une autre étude réalisée par IHS Markit et publiée le 31 mars montre que le marché mondial des installations PV devrait représenter 105 GW en 2020, soit une chute de 16% en glissement annuel par rapport aux installations mondiales de 2019 [20].

Alors que le virus a malmené le développement de l'énergie solaire, les programmes de résilience sont l'occasion de permettre à cette technologie durable de revenir encore plus forte. Il est essentiel d'accélérer le déploiement des sources de production d'énergie propre les moins coûteuses, solaire et éolienne, et de renforcer les infrastructures pertinentes, telles que les réseaux électriques [21].

I.2 L'énergie photovoltaïque en Algérie

Le secteur économique de l'énergie en Algérie occupe une place prédominante dans l'économie de l'Algérie, les hydrocarbures à eux seuls représentent 60 % des recettes du budget et 98 % des recettes d'exportation. L'Algérie est en 2019 le 16e producteur de pétrole, le 10e producteur de gaz naturel et le 7e exportateur de gaz naturel au monde. La production et la consommation d'énergie, y compris dans le secteur de l'électricité, sont tirées des hydrocarbures à plus de 99 %. Cependant, l'État algérien commence à envisager des solutions écologiques en investissant dans les énergies renouvelables. Selon le Programme algérien de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique (PENREE) de 2012, l'Algérie visait une puissance installée d'origine renouvelable de 22 000 MW d'ici 2030. Mais sept ans après ce plan, les réalisations sont très modestes : le solaire n'a produit que 0,7 % de l'électricité du pays en 2017, et l'éolien 0,01 %. L'Algérie comptait, en mai 2018, 24 centrales photovoltaïques d'une puissance totale de 344 MW [24].

En avril 2020, la Sonelgaz avait signé avec l'initiative « Desertec » un mémorandum d'entente pour élaborer une vision commune de coopération entre les deux parties. La première étape de cette coopération comprend des études techniques détaillées des capacités de l'Algérie en énergie solaire, outre la formation et la qualification de spécialistes algériens dans ce domaine.

En Algérie, le ministère de l'énergie prévoit le lancement d'un méga projet, appelé TAFOUK1, pour la réalisation de centrales solaires photovoltaïques d'une capacité totale de 4000 MW sur la période 2020-2024 [23]. Le projet « TAFOUK1 » a été présenté par le ministre algérien de l'Énergie Mohamed Arkab le 20 mai 2020 lors d'une réunion, en visioconférence, du gouvernement de l'Algérie. Le projet prévoit la réalisation de plusieurs centrales solaires photovoltaïques. Celles-ci afficheront une capacité cumulée de 4 000 MW. Les travaux se feront sur la période allant de 2020 à 2024. Ils coûteront jusqu'à 3,6 milliards de dollars à l'État. Les centrales seront réparties sur une dizaine de wilayas d'Algérie et mobiliseront une surface totale d'environ 6400 hectares. Leur réalisation devrait créer 56 000 emplois pendant la phase de construction et 2 000 emplois pendant la phase d'exploitation [22].

I.3 Énergie solaire :

Bien que distant de 150 millions de kilomètres, le soleil est la principale source d'énergie de notre planète. À l'exception de l'énergie nucléaire et de la géothermie, les ressources énergétiques du globe terrestre sont issues de son activité, à savoir :

- La biomasse (photosynthèse) et les phénomènes physiques (cycle de l'eau, vents, etc.), par son action directe sous forme de lumière et de chaleur.
- Les énergies fossiles (charbon, pétrole ou gaz), de manière indirecte ; elles proviennent de la décomposition sédimentaire des matières organiques (biomasse) qui, à l'origine et grâce à la photosynthèse, ont bénéficié de l'énergie solaire pour leur croissance selon une théorie de la géologie.

Avec une espérance de vie de 5 milliards d'années, le soleil constitue une source d'énergie inépuisable et abondante puisque le rayonnement solaire fournit en permanence, chaque année, 10 000 fois la consommation totale de la planète, soit en moyenne 1 700 kWh/m²/an (fig. I.4) [1].

D'après l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), une surface de 145 000 km², soit 4 % de la surface des déserts, serait suffisante pour couvrir la totalité des besoins mondiaux en électricité.

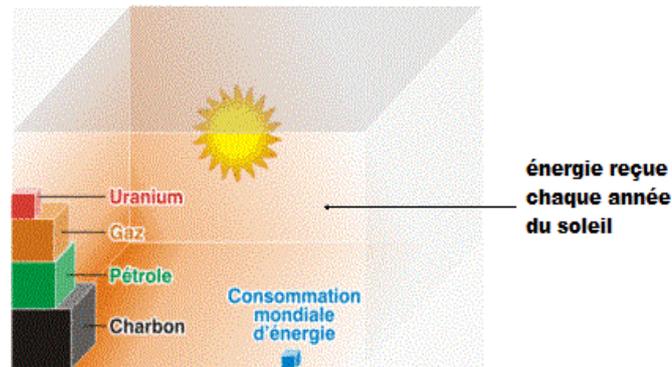


Fig. I.4 : Proportions des différentes énergies consommées dans le monde [1].

L'énergie solaire provient de réactions thermonucléaires se produisant dans son noyau, dont la température atteint 15 millions de degrés. L'énergie se propage dans le système solaire sous la forme de rayonnements électromagnétiques (photons). L'énergie parvenant à l'extérieur de l'atmosphère de la Terre est de l'ordre de 1368 W/m² (constante solaire extraterrestre). Ce qui, en moyenne sur l'année et sur l'ensemble de la Terre, représente 342 W/m² (valeur très théorique)[1].

En interagissant avec les constituants gazeux de l'atmosphère et avec toutes les particules présentes en suspension (aérosols, gouttelettes d'eau et cristaux de glace), le rayonnement incident s'affaiblit suite à des phénomènes d'absorption, de diffusion et de réflexion (fig. I.5).

La composition spectrale de la lumière est également modifiée après son passage à travers l'atmosphère, qui exerce une absorption sélective selon la longueur d'onde : les courtes longueurs d'onde comme les rayons gamma et X sont totalement absorbées, les ultraviolets le sont partiellement ainsi que le bleu tandis que le rouge et l'infrarouge le sont moins [1].

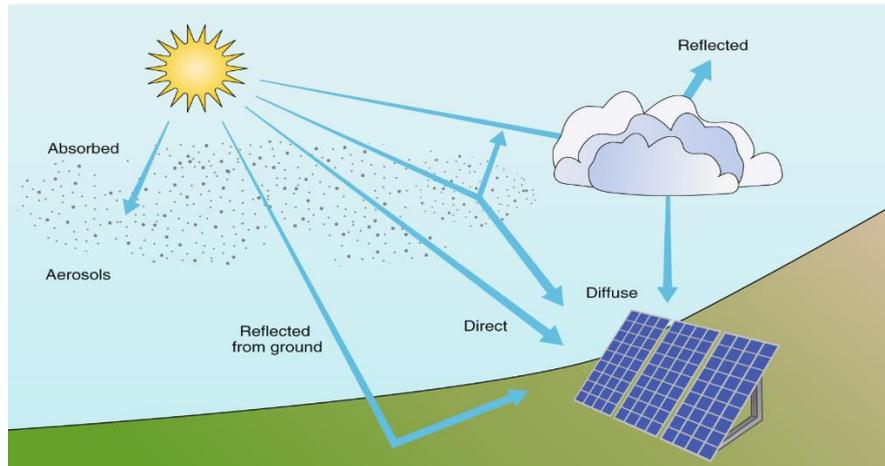


Fig. I.5 : Diminution du rayonnement incident par absorption, par diffusion et par réflexion [1].

I.3.1 Rayonnement direct et rayonnement diffus

Le rayonnement solaire peut être direct ou diffus. Le rayonnement direct est un faisceau droit que l'on peut concentrer en utilisant une loupe ou un miroir. Le rayonnement diffus est le rayonnement réfléchi par l'atmosphère et par les nuages, le brouillard et la poussière (fig. I.6) les nuages et la poussière absorbent et renvoient le rayonnement, réduisant la part qui atteint la surface terrestre. Lorsque le soleil brille, l'essentiel du rayonnement parvenant au sol est direct ; lorsqu'il y a des nuages, 100 % du rayonnement est diffus. Le rayonnement direct et le rayonnement diffus constituent le rayonnement global. Et, par temps nuageux, ce rayonnement global peut ne pas dépasser 10 % de celui reçu par temps ensoleillé [2].

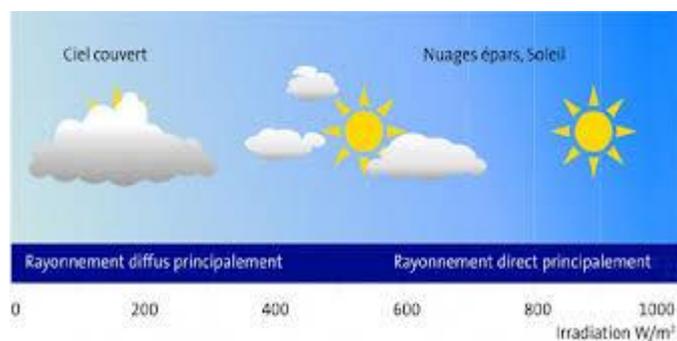


Fig. I.6 : Rayonnement direct et rayonnement diffus [2]

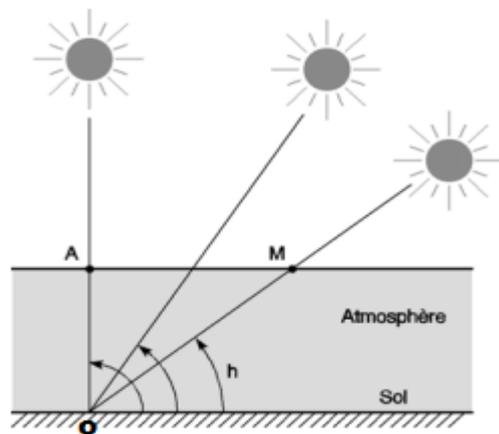
De longues périodes nuageuses réduisent de manière significative la quantité d'énergie solaire disponible. L'humidité absorbe et réduit le rayonnement. La présence de fumées, de

brouillard ou de poussières réduit également la pénétration du rayonnement solaire. Ceci étant, si la quantité totale d'énergie solaire reçue en un point donné peut varier d'une saison à l'autre, elle ne varie pas d'une année à l'autre [2].

Sous les latitudes moyennes, le rayonnement global peut atteindre 1 000 W/m² au niveau de la mer, à midi et par ciel clair (sans nuages) [1].

Outre la composition de l'atmosphère, l'épaisseur d'atmosphère que le rayonnement doit traverser joue également un rôle important sur l'évaluation de la quantité du rayonnement solaire qui atteint la surface de la Terre. Lorsque les rayons lumineux sont perpendiculaires à la surface, l'épaisseur d'atmosphère traversée est la plus faible ; la lumière est moins absorbée et moins diffusée par l'atmosphère et la surface reçoit davantage d'énergie solaire [1].

L'épaisseur de l'atmosphère est caractérisée par le nombre de masse d'air (AM). Il correspond au rapport entre l'épaisseur de l'atmosphère traversée par le rayonnement (OM) et l'épaisseur traversée à la verticale du site (OA) (fig. I.7). Cette relation est fonction de la hauteur angulaire du soleil h , c'est-à-dire l'angle que fait la direction du soleil avec le plan horizontal [1].



$$\text{La masse d'air (MA)} = \frac{OM}{OA} = \frac{1}{\sin h}$$

Ainsi :

- Soleil au zénith : AM 1
- Soleil à 30° : AM 2
- Soleil à 48° : AM 1.5 (STC)
- Hors atmosphère : AM 0 (par convention) [1].

Fig. I.7 : Relation entre la masse d'air et l'épaisseur de l'atmosphère [2].

Le rayonnement solaire n'est pas réparti de manière uniforme sur l'ensemble de la planète, aussi bien dans l'espace (latitude) que dans le temps (saison). L'inégale répartition en fonction des latitudes est liée à la sphéricité du globe (fig. I.8), qui induit une diminution de l'angle d'incidence au fur et à mesure que l'on se rapproche des pôles. L'angle d'incidence du

rayon solaire est maximal à l'équateur (90°) et diminue vers les pôles. C'est pour cette raison que les zones de basses latitudes (comprises entre 40°N et 40°S) reçoivent plus d'énergie que les zones de hautes latitudes par exemple dans les zones désertiques proches de l'équateur, l'ensoleillement annuel est de $2\,300\text{ kW/m}^2$ au lieu de $1\,100\text{ kW/m}^2$ en Europe centrale. Dans une perspective limitée aux régions peuplées par l'homme, cette variation reste pourtant peu importante (avec un facteur de 1 à 3.5) [1].

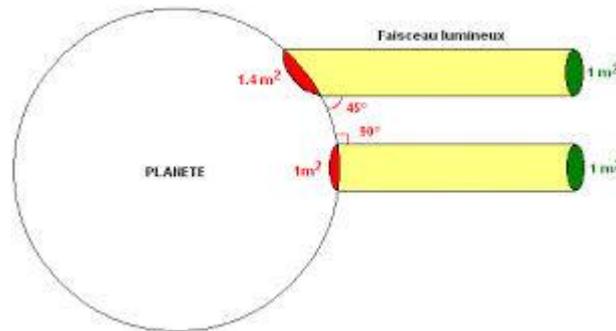


Fig. I.8 : Relation entre la sphéricité du globe et la répartition du rayonnement sur la planète [1].

Sous une même latitude, l'ensoleillement varie également au cours de l'année selon les saisons (fig. I.9) cette variation du flux solaire au cours du temps est une conséquence de la rotation de la Terre autour d'un axe incliné de $23^\circ 27'$ par rapport au plan de révolution autour du soleil (plan de l'orbite terrestre). L'axe d'inclinaison étant constant au cours de la rotation autour du soleil, l'angle d'incidence des rayons solaires, pour une même latitude, varie au cours de la révolution de la Terre [1].

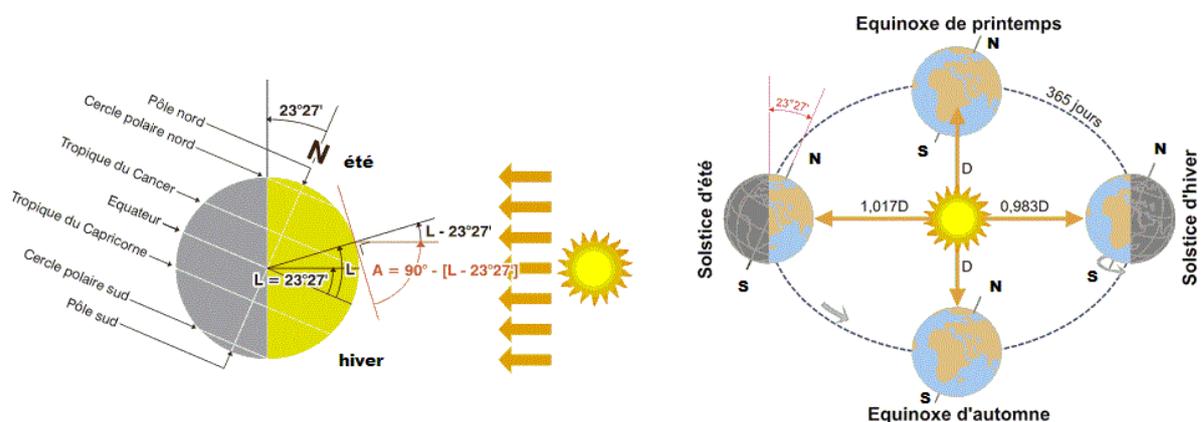


Fig. I.9 : Influence des saisons sur l'ensoleillement [1].

I.3.2 Principes du rayonnement solaire

Le soleil émet un rayonnement composé de millions de particules à haute énergie appelées photons. Chaque photon transporte une quantité fixe d'énergie. Selon la quantité transportée, le rayonnement est infrarouge (chaleur), visible (rayonnement visible) ou ultraviolet (rayonnement à très haute énergie) [2].

Le spectre solaire décrit les divers groupes de rayonnements atteignant la Terre et les classe par longueurs d'onde. Les différents modules et collecteurs exploitent des longueurs d'onde différentes du spectre solaire [2].

L'atmosphère terrestre reçoit environ 1 350 watts d'énergie solaire par mètre carré (W/m^2). Cette valeur constante est dite « constante solaire ». La totalité de cette énergie ne parvient pas à la surface de la Terre. L'atmosphère en absorbe et réfléchit une part importante et la part atteignant effectivement la surface de la Terre ne dépasse pas environ 1 000 W/m^2 . En fait, l'éclairement du soleil n'atteint cette valeur que lorsque le soleil est au zénith un jour sans nuage [2].

I.3.3 L'irradiation solaire

L'irradiation solaire est la quantité d'énergie radiative du soleil atteignant effectivement une surface ou la quantité d'énergie solaire reçue par unité de surface. Elle se mesure en watts par mètre carré (W/m^2) ou kilowatts par mètre carré (kW/m^2). Si un module solaire fait directement face au soleil (s'il est perpendiculaire aux rayons du soleil) l'irradiation est bien plus forte que si le module fait un angle avec les rayons du soleil. Pendant une journée ensoleillée, la quantité d'énergie reçue est moindre le matin et en fin d'après-midi, pour deux raisons : l'angle entre la surface plane et les rayons du soleil n'est pas optimal, d'une part, et les rayons du soleil transportent moins d'énergie, d'autre part. À midi, l'énergie reçue est à son maximum. La quantité effectivement reçue à un moment donné dépend de l'ennuage (la quantité de nuage) et de la quantité de poussière dans l'atmosphère [2].

L'angle entre le rayon du soleil et la surface est dit angle d'incidence des rayons solaires. Plus il se rapproche de 90° et plus la quantité d'énergie reçue par la surface est importante (fig. I.10). Si un module solaire photovoltaïque est tourné en permanence vers le

soleil, il produit d'avantage d'énergie. On obtient ce résultat en utilisant une technique dite de « poursuite du soleil » [2].

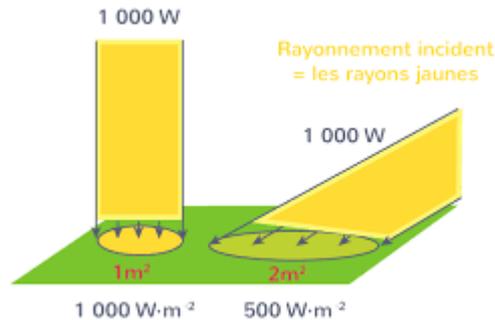


Fig. I.10 : Angle d'incidence des rayons du soleil
[2]

I.4 La cellule photovoltaïque

L'effet photovoltaïque (ou photoélectrique) consiste à convertir de la lumière en électricité. Il a été découvert par le physicien français Edmond Becquerel en 1839 et a reçu une application industrielle à partir de 1954. Dont le principe est d'exciter les électrons périphériques de certains atomes d'éléments semi-conducteurs, ce qui va créer un courant électrique [7].

Dans la pratique, une cellule photovoltaïque reçoit la lumière solaire et la transforme en électricité par le biais d'un semi-conducteur, le plus souvent du silicium. Plusieurs cellules constituent un module photovoltaïque produisant un courant continu, ensuite transformé en courant alternatif par un onduleur [7].

Le matériau de base le plus utilisé actuellement pour la fabrication des cellules photovoltaïques est le silicium (90 % de la production mondiale). Celui-ci se trouve en très grande quantité sur notre planète puisqu'il constitue environ 28 % de l'écorce terrestre. En fait on le trouve surtout sous forme de dioxyde de silicium (SiO_2), nommé aussi silice qui est le constituant principal du sable. Il est donc très abondant et peu coûteux [1], [3].

Quelques-unes de ses propriétés sont données au tableau I.1.

Symbole	Propriété	Valeur
Si	nombre atomique	14
	masse atomique	28.086
	masse volumique	2330 kg/m ³
	température de fusion	1683 K
	température d'ébullition	2628 K

Tab. I.1 : Caractéristiques du silicium [3].

Cependant pour être utilisable en électronique, le silicium doit être très pur [3] et il doit subir au préalable une série de traitements (fig. I.11) [1]. La fabrication d'un module nécessite de l'énergie. Cette quantité d'énergie correspond à celle que doit produire un module sur une période comprise entre 2.6 et 4.6 années (retour énergétique du module). Il génère 5 à 15 fois plus d'énergie que celle nécessaire à sa fabrication pour une durée de vie estimée à 20 ans (fig.I.12). Le silicium est utilisé sous sa forme cristalline (mono- ou multi-cristalline) ou sous sa forme amorphe [1].

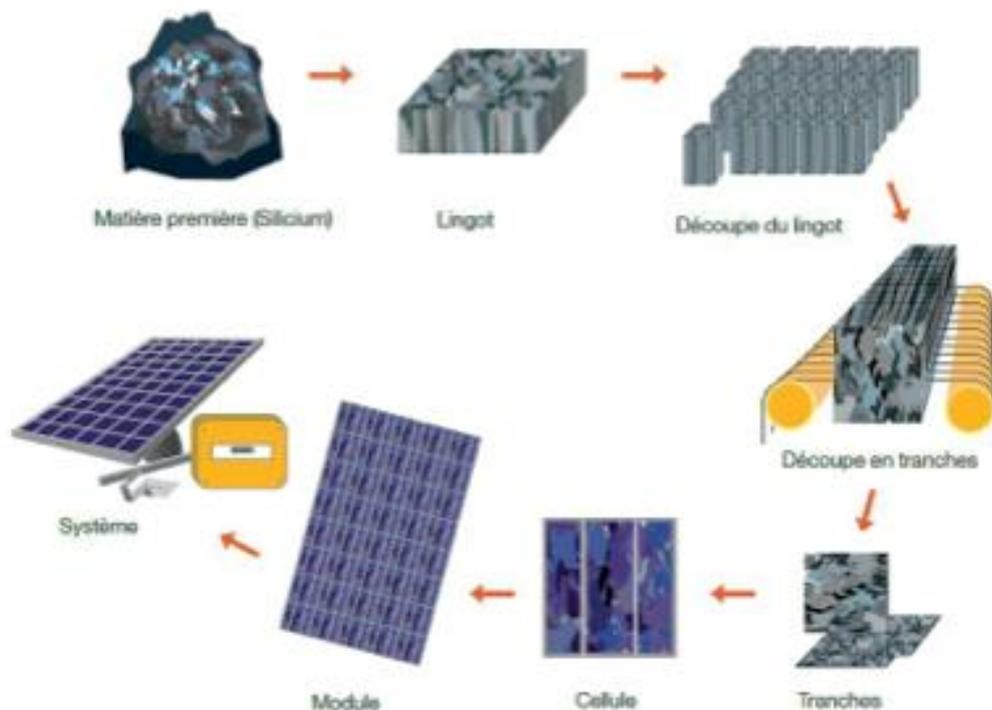


Fig. I.11 : Fabrication d'une cellule de silicium cristallin [1].

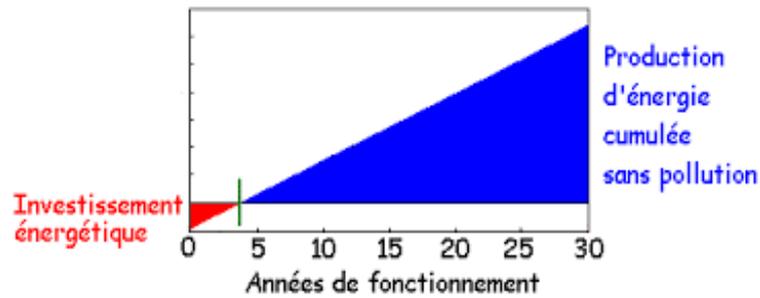


Fig. I.12 : Bilan énergétique d'un système photovoltaïque [1].

I.4.1 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

Une cellule est constituée d'un matériau semi-conducteur tel que le silicium absorbant l'énergie des photons et la transformant en énergie électrique [3].

À la lumière, les photons absorbés par les semi-conducteurs apportent une telle énergie qu'ils délogent et mettent en mouvement les électrons de ces matériaux dans une direction particulière, créant ainsi un courant électrique (fig.I.13). Ce principe est appelé la photoconductivité [1].

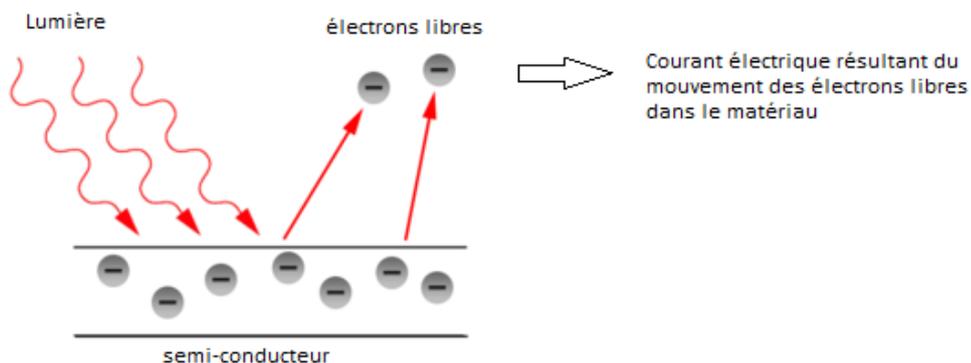


Fig. I.13 : Schématisation de la conductivité des matériaux [1]

I.4.2 Le modèle équivalent d'une cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque peut être modélisée comme un générateur de courant. En effet, c'est le courant qui est constant et non la tension [4]. Sous la forme d'un schéma électrique la cellule photovoltaïque peut être représentée de la façon suivante (fig. I.14).

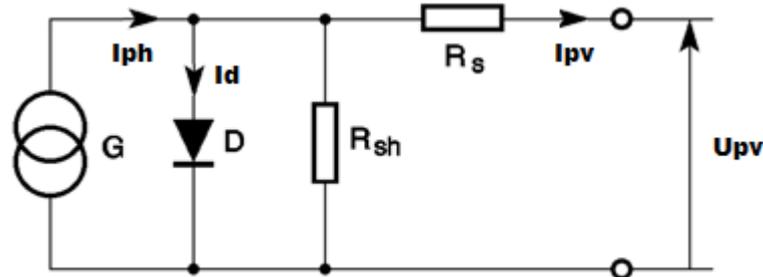


Fig. I.14 : Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque [4]

G : est une source de courant parfait.

I_{ph} : Le photo-courant.

D : est une diode matérialisant le fait que le courant ne circule que dans un sens.

R_{sh} : est une résistance shunt qui prend en compte les fuites inévitables de courant qui interviennent entre les bornes opposées positive et négative d'une cellule.

R_s : est une résistance série qui est due aux différentes résistances électriques que le courant rencontre sur son parcours (résistance intrinsèque des couches, résistance des contacts) [4].

I_{pv} : Le courant produit par la cellule photovoltaïque.

U_{pv} : La tension aux bornes de la cellule photovoltaïque.

En appliquant les lois de Kirchhoff sur le circuit de la figure I.14 on obtient l'équation suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{U_{pv} + R_s I_{pv}}{V_t n}\right) - 1 \right] - \frac{U_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (\text{I.1})$$

Avec

$$I_{ph} = \left(I_{sc,cell} + K_i(T - T_r) \right) \frac{E}{E_r} \quad (\text{I.2})$$

Et

$$I_0 = \frac{I_{sc,cell} + K_i(T - T_r)}{\exp\left(\frac{V_{oc,cell} + K_v(T - T_r)}{V_t n}\right) - 1} \quad (\text{I.3})$$

Avec

$$\Delta T = T - T_r \quad (\text{I.4})$$

Et

$$T = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot E \quad (\text{I.5})$$

$$V_t = \frac{kT}{q} \quad (\text{I.6})$$

D'où

$I_{sc,cell}$: Le courant de court-circuit nominal de la cellule [A]

$V_{oc,cell}$: La tension de circuit ouvert nominal de la cellule [V]

K_i : Le coefficient de température de court-circuit [%/°K]

K_v : Le coefficient de température de circuit ouvert [%/°K]

V_t : La tension thermique [V]

I_0 : Le courant de saturation de la diode [A]

I_{rs} : Le courant inverse de saturation de la diode [A]

k : Constant de Boltzmann = $1.38 \cdot 10^{-23}$ [J/K]

q : La charge élémentaire de l'électron = $1.602 \cdot 10^{-19}$ [C]

T : La température absolue de la cellule [K]

T_r : La température de référence [K]

T_a : La température ambiante de la cellule [K]

$NOCT$: La température de fonctionnement nominale de la cellule [K]

E : L'éclairement absolu [W/m^2]

E_r : L'éclairement dans les conditions de test standard (STC) [W/m^2]

E_g : L'énergie de $gap = 1.12$ eV pour le silicium

n : Le facteur d'idéalité de la jonction P-N, sa valeur dépend de la technologie utilisée (voir Tab. I.2)

Technologie	Facteur idéal
Si-mono	1.2
Si-poly	1.3
a-Si-H	1.8
a-Si-H tandem	3.3
a-Si-H triple	5
cdTe	1.5
CTs	1.5
AsGa	1.3

Tab. I.2 : La valeur du facteur idéal selon la technologie des cellules [8].

I.4.3 Caractéristiques électriques d'une cellule PV

Une cellule photovoltaïque est un générateur élémentaire d'énergie électrique définie par sa courbe caractéristique courant-tension (fig. I.15). Elle indique la variation du courant qu'elle produit en fonction de la tension aux bornes de la cellule depuis le court-circuit jusqu'au circuit ouvert (tension à vide).

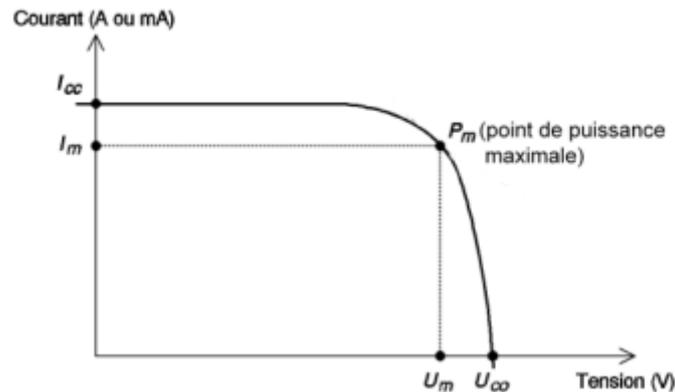


Fig. I.15 : Courbe courant-tension d'une cellule photovoltaïque [4].

Cette courbe est établie dans des conditions de fonctionnement définies : répartition du rayonnement, rayonnement, cellule à une température donnée, air ambiant circulant à une vitesse donnée. Chaque courbe correspond à des conditions spécifiques de fonctionnement. De plus, une courbe est propre à chaque type de matériau photovoltaïque. Par exemple une cellule en silicium amorphe aura une tension plus élevée qu'une cellule en silicium cristallin, mais son courant sera nettement plus faible en raison de sa moins bonne collecte et de sa faible épaisseur [1]. Cependant, il possède un coefficient d'absorption de la lumière environ mille fois supérieur à celui du silicium cristallin. Une fine couche de $0,3 \mu\text{m}$ ($= 0,0003 \text{ mm}$) est donc suffisante pour absorber l'essentiel du spectre visible [4].

I.4.4 Points de fonctionnement idéaux

Chaque point de la courbe courant-tension définit un point de fonctionnement de la cellule. Deux points de fonctionnement idéaux (court-circuit et circuit ouvert) sont à distinguer.

Tension de circuit ouvert U_{co}

Si l'on place une cellule PV sous une source lumineuse constante, sans aucun récepteur, elle peut générer à ses bornes une tension continue maximale, dite tension de circuit ouvert U_{co} ou tension à vide. Cette tension est de l'ordre de 0,7 V pour une cellule élémentaire (elle varie avec la technologie et l'éclairement) [4], elle est fonction des caractéristiques de la jonction électronique et des matériaux, pour l'augmenter, il suffit de monter plusieurs cellules en série [1].

Dans cet état, la cellule ne débite aucun courant et ne peut alimenter aucun récepteur. C'est sous une tension inférieure que la photopile sera utilisée, afin qu'elle débite tension et courant pour alimenter le récepteur [4].

Courant de court-circuit I_{cc}

À l'inverse du point de circuit ouvert, lorsqu'on place la cellule en court-circuit, elle débite son courant maximal, mais aucune tension. C'est le courant que l'on peut mesurer en branchement direct sur un ampèremètre. On appelle ce courant maximal à tension nulle courant de court-circuit [4]. Il est directement proportionnel à l'énergie rayonnante reçue, c'est-à-dire à l'éclairement (W/m^2), à la température ambiante, à la vitesse de circulation de l'air ambiant et à la surface de la cellule [1].

Point de puissance maximale P_m

L'utilisation optimale d'une cellule consiste à alimenter une charge sous la tension maximale et à un courant maximal. En effet, suivant la formule $P = UI$, pour que la puissance soit maximale : il faut être dans les conditions où le produit UI est maximal : c'est le point de charge idéal de la cellule, ou point de puissance maximale P_m . On a coutume d'appeler U_m et I_m la tension et le courant correspondant à ce point $P_m = U_m \cdot I_m$ [4].

Puissance-crête

Dans le cas de panneaux photovoltaïques, les professionnels font référence à la puissance-crête ou puissance « catalogue », notée W_c (watt-crête) ou W_p (Watt-Peak) et caractérisant la performance théorique de la cellule. Elle représente la puissance électrique maximale délivrée dans les conditions de test standard STC (Standard Test Conditions) :

- Ensoleillement de 1000 W/m²
- Température de 25 °C
- Spectre AM 1.5

Comme le courant, elle dépend directement de l'intensité du flux lumineux [1].

Rendement

Le rendement d'un photo-générateur est le rapport entre la puissance électrique générée et la puissance lumineuse reçue par le photo-générateur [4]:

$$\eta = \frac{P_m}{E \cdot S} \quad (\text{I.7})$$

Où S est la surface du photo-générateur [m²], E est l'éclairement [W/m²], P_m est la puissance électrique du photo-générateur [W].

On peut calculer ce rendement pour différents éclairements, mais en général il est donné dans les conditions STC. On le calcule donc avec la puissance crête [4] :

$$\eta = \frac{P_c}{1\,000 \cdot S} \quad (\text{I.8})$$

Facteur de forme FF

À partir de ces valeurs idéales, il est possible de déterminer le facteur de forme FF. Il indique le degré d'idéalité de la caractéristique courant-tension correspondant au rapport suivant :

$$FF = \frac{P_m}{U_{co} \cdot I_{cc}} \quad (\text{I.9})$$

P_m : Puissance maximale

U_{co} : Tension de circuit ouvert

I_{cc} : Courant de court-circuit

Il est compris entre 0 et 1 ou exprimé en pourcentage. Plus le rapport est proche de 1, meilleur est le rendement de la cellule. En général, le facteur de forme pour un panneau est compris entre 0.60 et 0.85 en raison des pertes inévitables (résistance et faibles fuites de courant, etc.) [4].

I.4.5 L'effet de l'éclairement et de la température sur la cellule photovoltaïque

I.4.5.1 Influence de l'éclairement

Lorsque l'éclairement varie, ce qui est inévitable le long d'une journée ensoleillée, la caractéristique d'une cellule photovoltaïque évolue [3]. L'énergie électrique produite par une cellule dépend de l'éclairement qu'elle reçoit sur sa surface.

La figure I.16 représente la caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de l'éclairement, à une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant constantes : le courant est directement proportionnel au rayonnement, contrairement à la tension qui ne varie que très peu en fonction de l'éclairement [1].

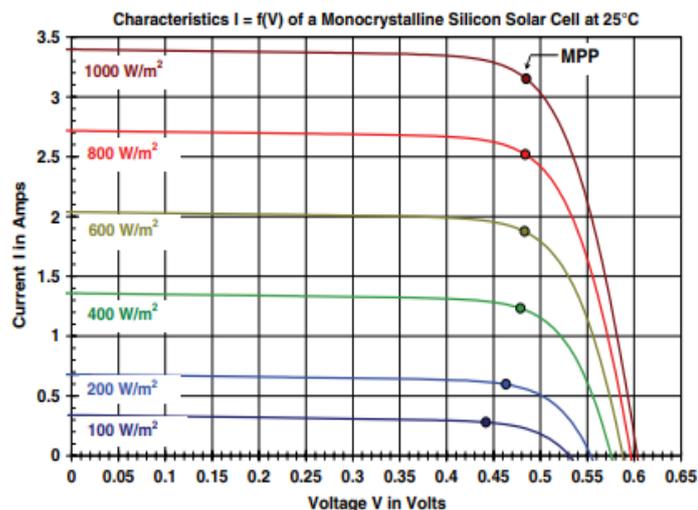


Fig. I.16 : Caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de l'éclairement à 25°C [1]

I.4.5.2 Influence de la température

L'influence de la température est importante et a des conséquences sur la conception des panneaux et des systèmes photovoltaïques. C'est un paramètre essentiel puisque les cellules sont exposées aux rayonnements solaires, susceptibles de les échauffer. De plus, une partie du rayonnement absorbé n'est pas convertie en énergie électrique mais se dissipe sous forme de chaleur.

La figure I.17 montre que la tension d'une cellule baisse fortement avec la température. Plus la température augmente et moins la cellule est performante. En revanche, le courant augmente légèrement en intensité : cette augmentation reste néanmoins négligeable au point de puissance maximale [1].

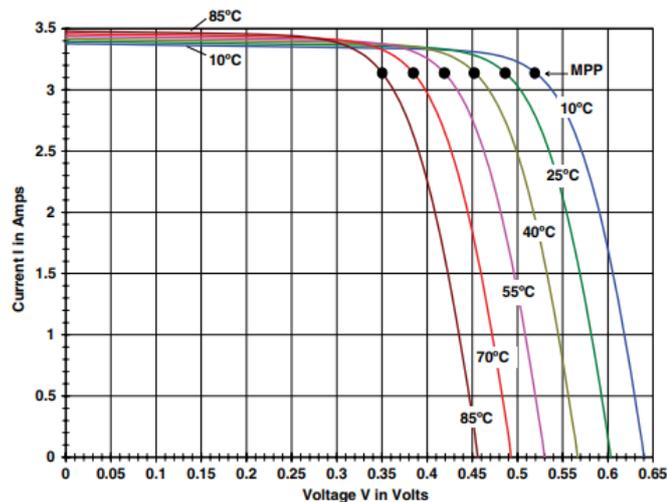


Fig. I. 17 : Caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de la température à 1000 W/m^2 [1]

I.4.6 Technologie des cellules photovoltaïques

L'industrie photovoltaïque se développe rapidement et de nouvelles technologies apparaissent chaque année [2]. Il existe différentes technologies pour réaliser des cellules photovoltaïques dont les degrés de maturité, de performance et de durée de vie sont très différents. Deux grandes familles technologiques sont à distinguer : la technologie à base de silicium cristallin et la technologie des couches minces [1].

I.4.6.1 Technologie à base de silicium cristallin

La plus répandue, elle produit des cellules cristallines sciées dans la masse sous forme de plaquettes épaisses de 0.15 à 0.20 mm [1].

Silicium monocristallin

Matériau le plus répandu, présentant un bon rendement à fort et moyen éclairement, il est à la base des panneaux « terrestres » les plus performants après ceux à l'arséniure de gallium.

- Rendement électrique des panneaux : 15 à 20 % STC.
- Puissance des panneaux : 5 à 300 Wc.
- Gamme d'éclairement : 100 à 1 000 W/m².
- Usage : tous usages en extérieur de forte et moyenne puissance : télécoms, habitat, centrales et toits solaires [4].

Les cellules sont formées d'un seul cristal ordonné. Ce matériau est fabriqué en barreaux étirés à partir d'un germe, ou recristallisés à haute température (fig. I.18).

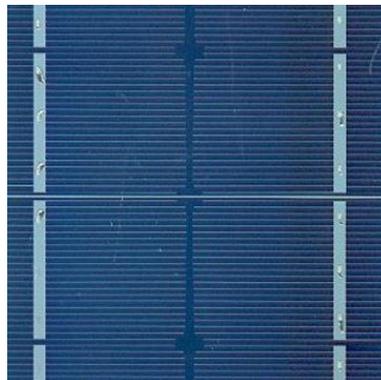


Fig. I.18 : Cellule photovoltaïque monocristalline [4].

Silicium poly (ou multi) cristallin

Il est un peu moins performant, essentiellement aux éclairagements modérés, et également moins onéreux.

- Rendement électrique des panneaux : 12 à 17 % STC.

- Puissance des panneaux : 5 à 300 Wc.
- Gamme d'éclairement : 200 à 1 000 W/m².
- Usage : identique au silicium monocristallin.

Il est constitué de cristaux de 1 mm à environ 2 cm assemblés, appelés « grains ». Ce matériau, moins onéreux, est élaboré dans de grands creusets industriels par fonte et refroidissement de blocs de silicium purifié (fig. I.19).



Fig. I.19 : Cellule photovoltaïque polycristalline [4]

Dans les deux cas (mono ou multi cristallin), le silicium est ensuite découpé en tranches par des scies à fil. Sur ces plaquettes (wafers), on réalise alors l'incorporation des dopants par des techniques de diffusion ou d'implantation sous vide. Puis, le silicium est couvert d'une couche anti-reflet en face avant, qui réduit à moins de 5 % les pertes par réflexion de la lumière incidente, et qui lui donne une couleur bleu foncé, caractéristique des photogénérateurs au silicium cristallin. Le dessus et le dessous de la plaquette doivent ensuite être couverts de contacts métalliques pour collecter l'électricité générée. Pour laisser passer la lumière, l'électrode avant est déposée sous forme de grille, l'arrière étant simplement recouvert d'une couche métallique continue (fig. I.20) [4].

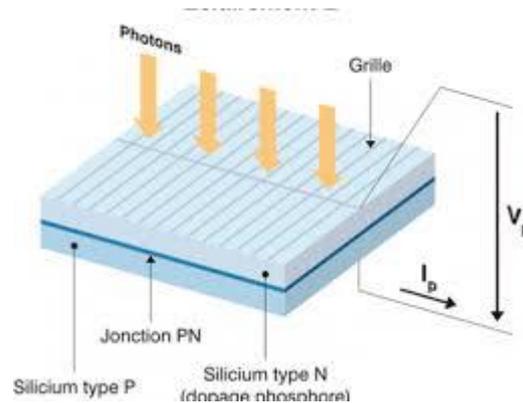


Fig. I.20 : Cellule au silicium cristallin [4]

Silicium en ruban

Il s'agit d'une variante récente dont l'intérêt principal est qu'elle évite les pertes de découpe des lingots. Le principe consiste à étirer directement le silicium fondu sous forme d'un ruban plan ou tubulaire. Par cette technologie, la consommation de silicium est divisée par deux (8 g par Wc contre 16 g par Wc) et le rendement est équivalent à celui du silicium multicristallin [1].

Les deux procédés les plus utilisés sont la technologie ruban EFG (*Edge defined Film-fed Growth*) et le procédé *String Ribbon* [1].

I.4.6.2 Technologie des couches minces

Les cellules minces sont fabriquées en déposant un ou plusieurs matériaux sous forme de « *spray* » sur un support de verre, de plastique, d'acier, etc [1].

La technologie des cellules en couches minces connaît actuellement un fort développement. Sa méthode de fabrication présente un coût de production moins élevé que celle du silicium cristallin pour un rendement relativement identique [1].

Silicium amorphe

Nettement moins puissant au soleil que les deux précédents, ce silicium en couche très mince répond par contre à tous les éclairagements, extérieur et intérieur (fig. I.21). Sa technologie de fabrication est théoriquement moins onéreuse (mais la production n'a pas

atteint des niveaux comparables) et permet de réaliser des petits formats, grâce à la mise en série intégrée et la simplicité de découpe [4].

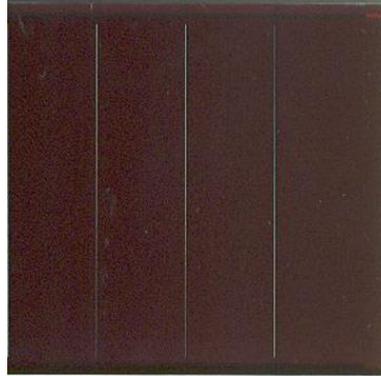


Fig. I.21 : Cellule photovoltaïque à couche mince (silicium amorphe)
[4]

- Rendement électrique des panneaux : 5-7 % STC (jusqu'à 12 % pour les « multi-jonctions »).
- Puissance des photopiles intérieures : 0 à 1 Wc.
- Puissance des panneaux extérieurs : 0,5 à 90 Wc.
- Gamme d'éclairement : 20 lux (en intérieur) à 1 000 W/m² (en extérieur).
- Usage : électronique professionnelle et grand public (montres, calculettes...), électronique de faible consommation en extérieur, baies vitrées semi-transparentes, centrales au sol.

Tellurure de cadmium (CdTe)

Intéressant surtout pour son coût de fabrication devenu très bas ces dernières années, ce matériau, qui a longtemps souffert de problèmes de stabilité et de maîtrise des procédés industriels, est aujourd'hui le leader incontesté des couches minces. En termes de performances, il se situe au niveau des meilleures multijonctions silicium amorphe. Cependant il risque de souffrir de problèmes de pénurie (le tellure est un élément rare) et il contient un élément potentiellement dangereux déjà interdit dans de nombreux pays (le cadmium) [4]. L'élément cadmium est très toxique, comme l'avait pressenti Friedrich Stromeyer, aussi toxique que le plomb et le mercure. Par ingestion de produits solubilisés par l'organisme ou par inhalation via les sites alvéolés des bronches, passe dans le sang, s'accumule dans le foie tout en provoquant des troubles rénaux graves. Il forme des composés métalliques avec l'urée, qui joue le rôle d'un complexant [25].

- Rendement énergétique des panneaux : 8 à 10 %
- Puissance des panneaux : 70 à 90 W
- Gamme d'éclairement : extérieur
- Usage : centrales solaires principalement

CuInSe₂ (CIS) et CuInGaSe (CIGS)

Les cellules utilisant ces matériaux sont produites en couche mince par des méthodes chimiques ou de dépôt sous vide, sur une sous-couche de CdS (sulfure de cadmium). Elles ont d'assez bonnes propriétés électroniques. De plus, elles bénéficient des mêmes commodités de fabrication que le silicium amorphe (mise en série et découpe simples). Mais cette technologie est assez peu commercialisée dans le monde, en raison du cadmium qu'elle contient (elle pourrait souffrir des directives européennes sur l'exclusion des matériaux dangereux).

- Rendement des panneaux : 10-12 %
- Puissance des panneaux : 5 à 150 Wc
- Usages : alimentations de faible et moyenne puissance en extérieur, habitat raccordé au réseau.

I.4.7 Mise en série des cellules photovoltaïque

La faible tension de fonctionnement d'une cellule (autour de 0,6 V sous 1 000 W/m²) la rend peu utilisable dans la pratique, et il convient d'en monter plusieurs en série pour augmenter cette tension (fig. I.22).

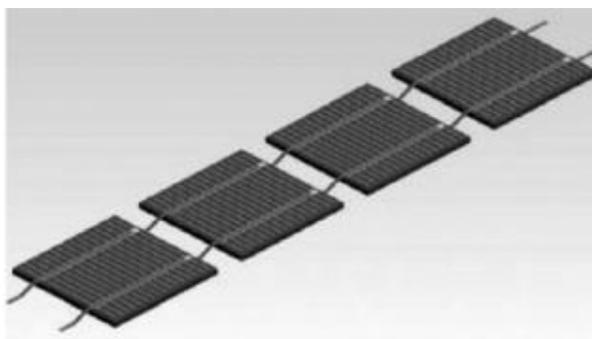


Fig. I.22 : mise en série les cellules photovoltaïques [4]

La tension dans les cellules solaires montées en série est cumulative, ça signifie que la tension obtenue par la mise en série de N cellules est N fois la tension d'une cellule. Les

cellules sont traversées par le même courant, et la caractéristique résultant du groupement série est illustré dans la figure I.23.

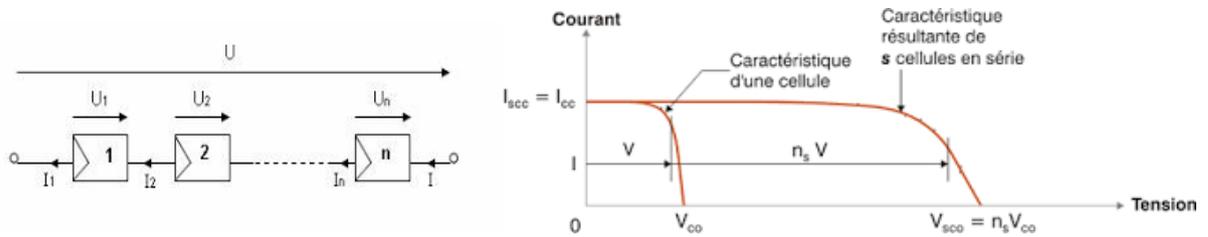


Fig. I.23 : Caractéristique résultante du groupement série de n cellules [11].

Le groupement en série des cellules présente un effet indésirable lorsque le module est partiellement à l'ombre ou lorsque les cellules ne sont pas éclairées équitablement (éclairage non homogène). Le cas extrême a lieu dans les conditions de court-circuit. Une solution à ce problème consiste à brancher des diodes *by-pass* en parallèle avec chaque cellule [11].

Les diodes *by-pass* permettent d'éviter l'effet « *hot spot* », ou échauffement. Ce phénomène survient dès qu'une des cellules montées en série est occultée par la présence d'une feuille morte ou d'une ombre (fig. I.24), par exemple ; dans ces conditions, elle ne peut délivrer qu'un courant limité. Elle fonctionne donc inversement aux autres cellules non occultées du module qui délivrent un courant supérieur à ce courant limité. En fonctionnant ainsi, un échauffement de la cellule (appelé *hot spot*) se produit, provoquant des dégâts irréversibles : détérioration des contacts, de la couche antireflet, etc., visibles à l'œil nu (apparition d'une couleur brune au niveau de la cellule) [1].



Fig. I.24 : Formation d'un *hot spot* dans une cellule photovoltaïque [1].

Toutes fois, une diode *by-pass* pour chaque cellule est trop coûteux [11]. Les diodes *by-pass* sont câblées en parallèle par groupes de cellules (fig. I.25). Un module de 36 cellules est généralement équipé de trois diodes, soit une diode par série de 12 cellules.

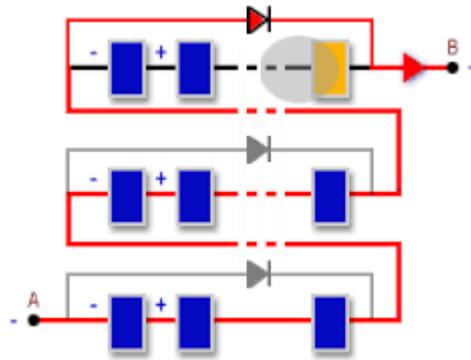


Fig. I.25 : Câblage des diodes *by-pass* par groupes de cellules [1]

Les modules en silicium amorphe ne sont pas équipés de diodes *by-pass* pour la simple raison qu'il est peu probable que soit occultée toute une bande photovoltaïque (équivalant à une cellule d'un module en silicium cristallin) [1].

I.4.8 Mise en parallèle des cellules photovoltaïque

Seul les cellules qui utilise la même technologie, qui viennent du même constructeur et qui sont de même type qui peuvent être mise en parallèle. Le courant dans les cellules solaires montées en parallèle est cumulatif, ça signifie que le courant obtenu par la mise en parallèle de N cellules est N fois le courant d'une cellule. La tension aux bornes du groupement parallèle des cellules est la même tension d'une seule cellule. La caractéristique résultant du groupement parallèle est illustré dans la figure I.26.

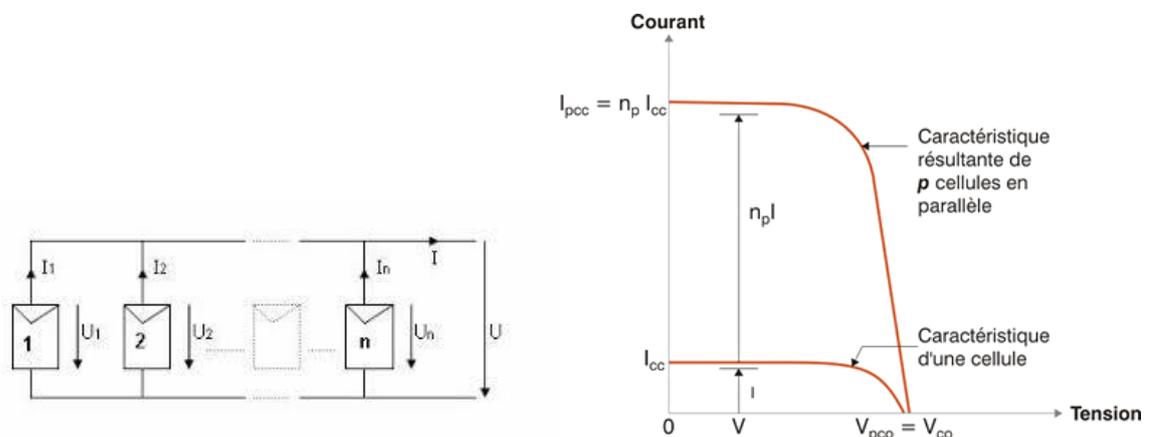


Fig. I.26 : Caractéristique résultante du groupement parallèle de n cellules [11].

I.5 Notion de module, de panneau et de champ photovoltaïque :

Plusieurs cellules photovoltaïques reliées en série, forment un module photovoltaïque. La plupart du temps, un seul module ne suffit pas pour fournir la puissance électrique voulue. Il faut donc en prévoir plusieurs, qui seront groupés en panneaux photovoltaïques (*String* en anglais). L'interconnexion de modules en série ou en parallèle, en vue d'obtenir une puissance plus grande, définit la notion de champ photovoltaïque (*Array* en anglais) (fig. I.27).

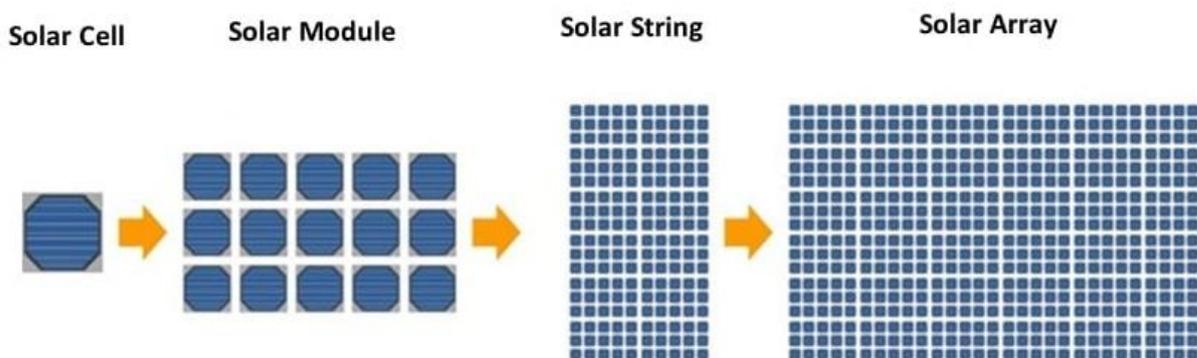


Fig. I.27 : Les différents groupements des cellules photovoltaïques [11].

I.6 Le système photovoltaïque

Le photovoltaïque est une énergie renouvelable issue du soleil. Il utilise directement le rayonnement solaire pour transformer la lumière en courant électrique grâce à l'effet photovoltaïque (fig. I.28). L'électricité est produite à partir de la lumière du jour.

La lumière est transformée en électricité au moyen de modules photovoltaïques composés de plusieurs cellules solaires reliées entre elles. L'électricité produite correspond à un courant continu (CC). Pour l'utiliser en secteur ou pour alimenter des appareils fonctionnant en courant alternatif, il doit être converti en courant alternatif à l'aide d'un convertisseur CC/CA appelé aussi onduleur. C'est le cas pour les installations photovoltaïques raccordées au réseau du bâtiment et/ou du distributeur, représentant aujourd'hui près de 90 % du marché mondial.

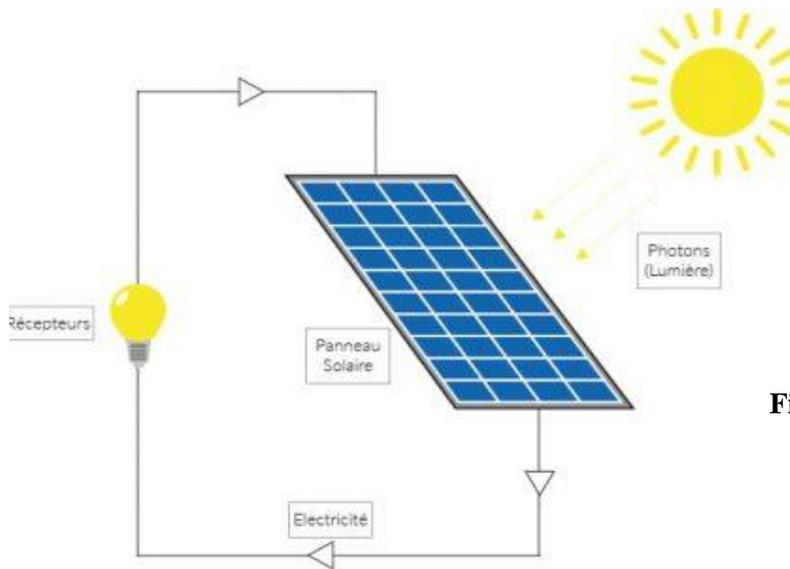


Fig. I.28 : Schéma simplifié du principe du photovoltaïque [1]

Les modules photovoltaïques doivent être associés à d'autres composants afin de garantir une alimentation électrique fiable : l'ensemble constitue un système photovoltaïque (fig. I.29).

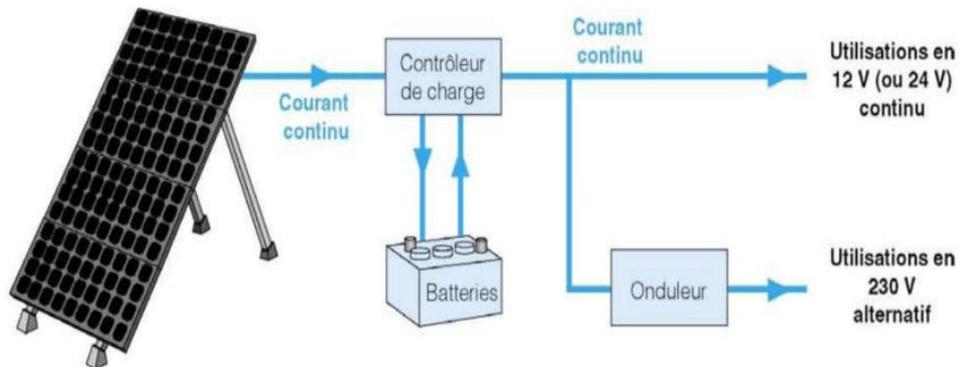


Fig. I.29 : les composants d'un système photovoltaïque [1]

L'impact de cette technologie sur l'environnement est minime. Elle ne génère aucune nuisance : ni gaz à effet de serre ni déchet. La majeure partie de cet impact est due à la consommation d'énergie et à l'utilisation de produits chimiques toxiques durant la phase de fabrication des panneaux, le cadmium par exemple [1].

I.7 Applications photovoltaïques

Il existe deux types de mises en œuvre d'une installation photovoltaïque selon qu'elle fonctionne de manière autonome ou qu'elle est raccordée à un réseau public de distribution d'électricité.

I.7.1 Installation photovoltaïque autonome

L'installation photovoltaïque autonome produit de l'électricité pour un bâtiment ou un autre consommateur qui n'est pas relié au réseau. L'application autonome du photovoltaïque concerne plusieurs domaines très diversifié [1].

- ✓ Domaine spatial (stations spatiales, satellites, etc.)
- ✓ Domaine professionnel (les communications, le transport, le mobilier urbain, etc.)
- ✓ Domaine domestique ou agricole (habitations rurales, activités agricoles, centres de santé, les îles, etc.)
- ✓ Domaine de l'électronique (les montres, les étiquettes électronique, les calculatrices, etc.)

I.7.2 Installation photovoltaïque raccordée au réseau

Les panneaux solaires photovoltaïques peuvent être raccordés au réseau de distribution électrique. Ce raccordement ne peut se faire qu'après transformation, à l'aide d'un onduleur spécifique, du courant continu en courant alternatif adapté aux caractéristiques du réseau. L'énergie produite par les panneaux est soit consommée sur place par l'utilisateur (et le surplus est injecté sur le réseau), soit injectée en totalité dans le réseau électrique sans limite quantitative [1].

I.8 Avantages et inconvénients du photovoltaïque

Au moment de choisir le système, il faut peser les avantages et les inconvénients à la lumière des contraintes, besoins et spécifications du projet.

I.8.1 Avantages

- ✓ Conversion directe de l'énergie solaire gratuite et inépuisable en électricité.
- ✓ Absence de bruit, de pollution et d'émissions.

- ✓ Maintenance réduite (pas de pièces en mouvement ; durée de vie des modules = 20 ans).
- ✓ Possibilité d'adaptation de la taille de l'installation aux besoins existants, avec possibilité d'extension à la demande, au fur et à mesure que le besoin énergétique augmente.
- ✓ Sécurité absolue si l'installation est conforme. Le risque de choc électrique est réduit en 12 ou 24 Vcc et le risque d'incendie est moindre qu'avec les groupes électrogènes alimentés au kérosène ou au fuel.
- ✓ Silicium utilisé le plus souvent comme matériau de base, c'est le second élément de la croûte terrestre le plus abondant sur la terre.
- ✓ Temps de retour énergétique est nettement supérieur à la durée d'exploitation.

I.8.2 Inconvénients

- ✓ Le coût initial des systèmes PV est élevé, même si la rentabilité à long terme est assurée. Ils sont donc parfois hors de portée des personnes à faible revenus.
- ✓ Dans la plupart des installations, l'électricité doit être stockée dans des batteries. Or, les batteries : (i) requièrent une maintenance régulière, (ii) doivent être remplacées périodiquement et (iii) peuvent avoir un impact sur la performance du système (lorsque les produits locaux sont de mauvaise qualité ou ne peuvent pas être remplacés).
- ✓ Production d'électricité aléatoire et périodique, dépendant de du niveau d'ensoleillement (par exemple, selon la densité de la couverture nuageuse) et devenant nulle et la nuit.
- ✓ Les systèmes photovoltaïques de faible puissance requièrent souvent des équipements à courant continu dont l'efficacité énergétique est supérieure à celle des équipements à courant alternatif, mais dont le coût est souvent plus élevé.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons données les statistiques concernant l'utilisation de l'énergie photovoltaïque dans le monde et dans l'Algérie. Ensuite, nous avons présenté les notions importantes sur l'énergie solaire et les différents types des rayonnements (direct, diffus et globale). Nous avons défini aussi quelques notions de base qui nous aide à étudier le

système photovoltaïque tel que le principe de fonctionnement d'une cellule PV et le principe du photo-courant, puis la modélisation d'une cellule. Enfin nous avons terminé en montrant les différentes technologies des cellules PV qui existent et leurs domaines d'applications et ainsi leurs avantages et inconvénients.

Dans le chapitre suivant nous allons faire la simulation d'un générateur photovoltaïque afin de comprendre leur fonctionnement et son comportement sous des conditions atmosphériques variables. .

Chapitre II

Modélisation et simulation d'un générateur
photovoltaïque

Introduction

Dans tous les domaines, la modélisation de tout système, c'est une étape nécessaire afin de pouvoir faciliter l'étude de ce dernier. Elle consiste à mettre au point un ensemble d'équations ou de règles pour décrire un phénomène de façon reproductible et simulable. Le modèle issu de la modélisation sert à prédire le comportement d'un système en fonction de sollicitations connues [32].

Dans ce chapitre, nous s'intéressons à la modélisation d'un générateur photovoltaïque afin qu'on puisse le simuler et étudier son comportement réel. Un module photovoltaïque fonctionne comme un générateur électrique de courant continu en présence de rayonnement solaire, il est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles électriquement [33]. Le générateur photovoltaïque utilisé dans ce chapitre se compose de 60 cellules polycristallines montées en série. Dans un premier temps nous cherchons à modéliser une seule cellule photovoltaïque, puis à partir de cette cellule nous pouvons généraliser la modélisation du générateur photovoltaïque puisque le courant sortant de ce dernier est le même que celle d'une cellule photovoltaïque et la tension aux bornes du générateur est N fois la tension aux bornes d'une cellule photovoltaïque. Notre travail se divise en trois parties, dans la première nous essayerons d'étudier la cellule photovoltaïque idéale (sans pertes). Dans la deuxième partie, nous étudierons une cellule photovoltaïque réelle (avec pertes), Puis dans la dernière partie, nous essayerons de généraliser la simulation pour un module photovoltaïque et voir le résultat. Dans ce chapitre, Nous allons faire la simulation des trois parties sans que la charge soit connectée.

Le générateur photovoltaïque utiliser le long de ce chapitre est un module photovoltaïque référencier ALPV 250P60, d'une puissance 250 W, il se compose de 60 cellules photovoltaïques de type polycristalline montées en série (Tab. II.1).

Puissance (P_{mpp})	250 W
Tension à puissance max (U_{mpp})	30.55 V
Intensité à puissance max (I_{mpp})	8.19 A
Tension en circuit ouvert (U_{oc})	36.67 V
Intensité du court-circuit (I_{sc})	8.69 A
Coefficient de température de P_{max}	-0.470 % °C
Coefficient de température de V_{oc}	-0.380 % °C
Coefficient de température de I_{sc}	+0.040 % °C
Rendement module	15.37 %
NOCT	47 +/- 2

Tab. II.1 : Performances électriques du module ALPV 250 sous les conditions STC

II.1 Modélisation et simulation d'une cellule photovoltaïque idéale (sans pertes)

Le long de notre étude sur le générateur photovoltaïque, nous avons utilisé le modèle d'une seule diode pour la modélisation de la cellule photovoltaïque.

II.1.1 Modèle d'une cellule photovoltaïque idéale

Si on néglige les chutes de tension des différentes résistances électriques que le courant rencontre sur son parcours et les fuites inévitables de courant dans la cellule [4], on obtient le modèle idéal de la cellule photovoltaïque appelé aussi modèle à trois paramètres (le photo-courant I_{ph} , le facteur d'idéalité de la diode n , le courant de saturation de la diode I_s).

En terme électronique, on peut représenter une cellule photovoltaïque idéale de la façon suivante [4] (fig. II.1).

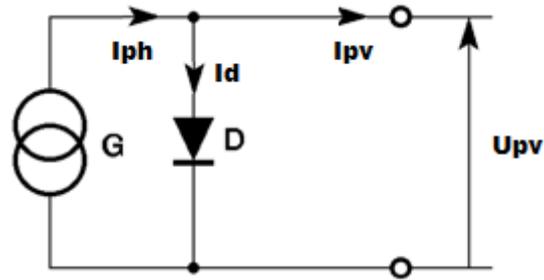


Fig. II.1 : Le modèle électrique équivalent d'une cellule PV idéale

En appliquant la loi de Kirchhoff sur le circuit de la figure II.1 on obtient l'équation suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{U_{pv}}{V_t n}\right) - 1 \right] \quad (\text{II.1})$$

II.1.2 Simulation de la cellule photovoltaïque idéale avec MATLAB/Simulink

Puisque l'équation (II.1) qui décrit le fonctionnement de la cellule idéale, c'est une équation simple qui ne contient aucune complexité, Nous avons pu construire le modèle d'une cellule idéale en utilisant seulement les blocks simple de la bibliothèque de Simulink (fig. II.2).

Le sous-système dans la figure II.2 qui représente la cellule photovoltaïque idéale, il contient toutes les équations qui décrivent le fonctionnement de la cellule, les constantes et les valeurs nominales reliés entre eux avec des opérateurs mathématique qui existe dans la bibliothèque Simulink (Voir Annexe). La valeur nominale du courant de court-circuit de la cellule est la même valeur que celle du module ALPV 250P60 car les cellules sont mises en série. Nous obtenons la valeur de la tension de circuit ouvert de la cellule en divisant celui du module par 60 (le nombre des cellules par module) car la tension résultante d'un groupement série des cellules PV est obtenue par addition des tensions de chaque cellule.

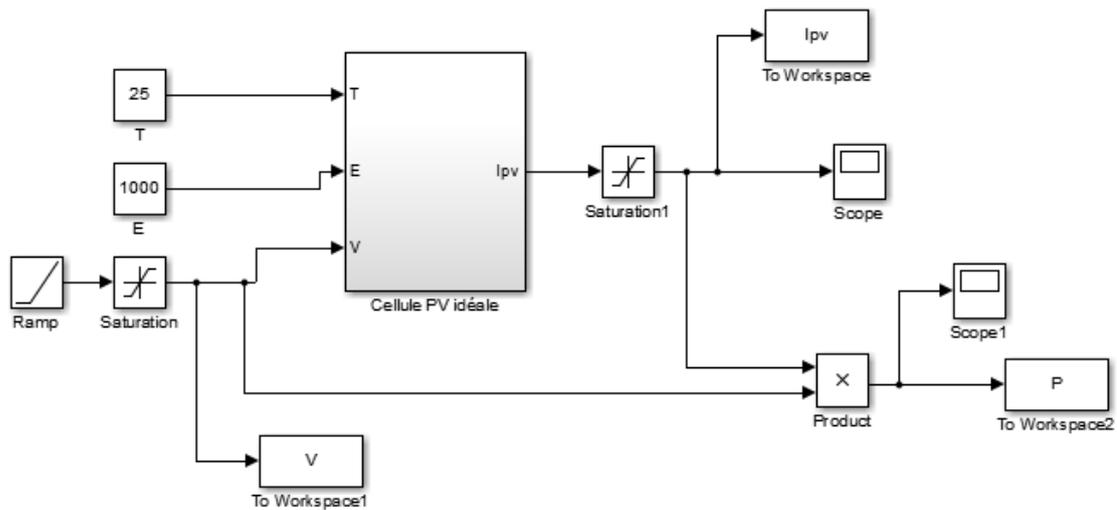


Fig. II.2 : Le programme Simulink d'une cellule photovoltaïque

Le sous-système a trois paramètres comme entrées : la température de fonctionnement de la cellule T en Kelvin (la conversion se fait à l'intérieur du sous-système en ajoutant 273.15), l'éclairement E en W/m^2 , la tension aux bornes d'une cellule V en Volt. Dans un premier temps, nous avons donné une rampe à l'entrée qui représente la tension de la cellule. Les blocks de saturation sont ajoutés pour ne pas dépasser la valeur nominale. Le sous-système a comme sortie le courant qui représente le courant produit par la cellule à un niveau d'éclairement et une température données.

II.1.3 Résultats de la simulation

Influence de l'éclairement

D'après La figure II.3, nous remarquons que le courant dans la caractéristique courant-tension (à gauche) est directement proportionnel à l'éclairement, lorsque ce dernier diminue de $1000 W/m^2$ à $200 W/m^2$ va influencer sur le courant qui lui aussi diminue de $8.7 A$ jusqu'à $1.8 A$, donc c'est une grande variation du courant, contrairement à la tension qui ne varie que très peu en fonction de l'éclairement, elle reste aux environs de $0.6 V$. La grande variation du courant va influencer aussi la puissance, car cette dernière n'est que le produit du courant et de la tension.

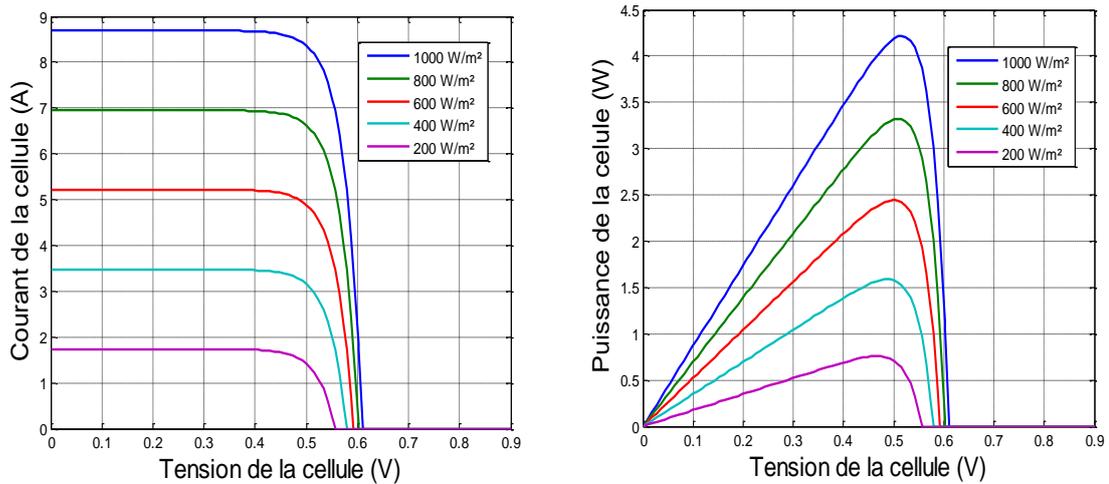


Fig. II.3 : Caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'une cellule idéale sous un éclairage variable et une température constante à 25 °C

Influence de la température

La température est un paramètre essentiel puisque les cellules sont exposées aux rayonnements solaires, susceptibles de les chauffer [1].

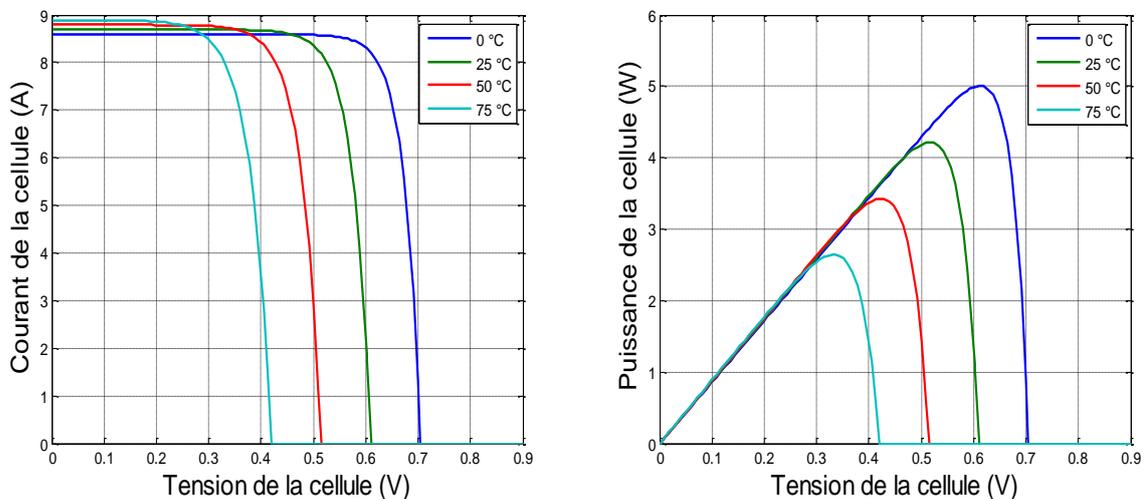


Fig. II.4 : Caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'une cellule idéale sous une température variable et un éclairage constant à 1000 W/m²

De plus, une partie du rayonnement absorbé n'est pas convertie en énergie électrique mais se dissipe sous forme de chaleur [1].

D'après la figure II.4, on remarque que la tension d'une cellule baisse fortement avec l'augmentation de la température. Plus la température augmente et moins la cellule est

performante. En revanche, le courant augmente légèrement en intensité : cette augmentation reste néanmoins négligeable au point de puissance maximale.

On remarque aussi que la tension de circuit ouvert de la cellule idéale atteint 0.7 V lorsque la température est au voisinage de 0 °C, donc la cellule devient plus performante sous une température plus basse. Nous remarquons aussi sur la caractéristique P(V) que la puissance atteint 5 W sous une température de 0 °C puis diminue jusqu'à 2.6 W lorsque la température atteint 75 °C. Donc la variation de l'éclairement et de la température influent sur les performances de la cellule photovoltaïque, nous obtenons un meilleur rendement sous une basse température et un maximum d'éclairement.

II.2 Modélisation et simulation d'une cellule photovoltaïque réelle

II.2.1 Modèle d'une cellule photovoltaïque réelle

Le modèle réel d'une cellule inclut les différentes pertes électriques due aux différentes contacts électriques et les fuites du courant, il s'appelle aussi le modèle à 5 paramètres (I_{ph} , I_s , n , R_s , R_{sh}) [4]. Donc on va ajouter une résistance en série R_s et une résistance shunt R_{sh} au modèle précédent (fig. II.5).

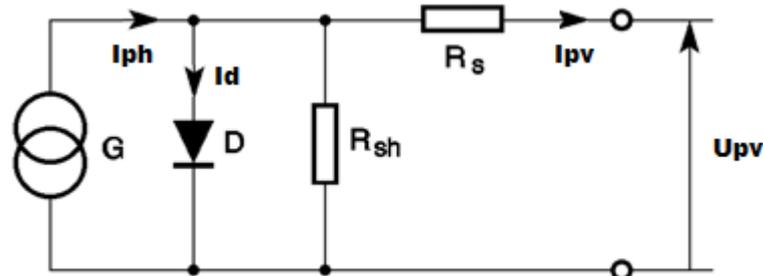


Fig. II.5 : Le modèle électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque réelle

En appliquant la loi de Kirchhoff sur le circuit de la figure II.5 on obtient l'équation suivante :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{U_{pv} + R_s I_{pv}}{V_t n}\right) - 1 \right] - \frac{U_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (\text{II.2})$$

L'équation (II.2) est non linéaire, pour la résoudre nous allons utiliser une méthode numérique itérative qui s'appelle la méthode de Newton Raphson. La méthode de Newton

Raphson est un algorithme qui part d'un point initial et à chaque itération il teste la convergence vers la solution. C'est un algorithme efficace pour trouver numériquement une approximation précise d'un zéro (ou racine) d'une fonction réelle d'une variable réelle [28].

La méthode de Newton-Raphson est la méthode la plus utilisée pour la résolution des équations non linéaires [29]. Elle est choisie pour la convergence rapide de la réponse [30,31]

Algorithme de Newton-Raphson

Afin d'appliquer l'algorithme de Newton-Raphson, nous écrivons l'équation (II.2) de la façon suivante :

$$f(I_{pv}) = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{U_{pv} + R_s I_{pv}}{V_t n}\right) - 1 \right] - \frac{U_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} - I_{pv} = 0 \quad (\text{II.3})$$

Nous avons comme entrées : une approximation initiale I_{pv_0} , la précision désirée ε , le nombre maximum d'itérations N_0 et comme sortie : la valeur approchée de I_{pv} ou un message d'échec :

- (1) $N = 1$
- (2) Tant que $N < N_0$, faire les étapes 3 à 6.
- (3) Poser $I_{pv} = I_{pv_0} - \frac{f(I_{pv_0})}{f'(I_{pv_0})}$
- (4) Si $|I_{pv} - I_{pv_0}| \leq \varepsilon$ alors imprimer I_{pv} , aller à l'étape 8.
- (5) Poser $N = N + 1$
- (6) Poser $I_{pv_0} = I_{pv}$
- (7) Imprimer la méthode a échoué après N itérations.
- (8) Fin.

II.2.2 Simulation de la cellule photovoltaïque réelle avec MATLAB/Simulink

Afin d'implémenter l'algorithme de Newton-Raphson dans Simulink, nous avons utilisé le block « MATLAB function » qui nous permet d'écrire les lignes du code permettant de résoudre l'équation du courant I_{pv} (Voir Annexe). Le block a comme entrées : la tension de la cellule, l'éclairement et la température, et comme sortie le courant produit par une cellule photovoltaïque (fig. II.6).

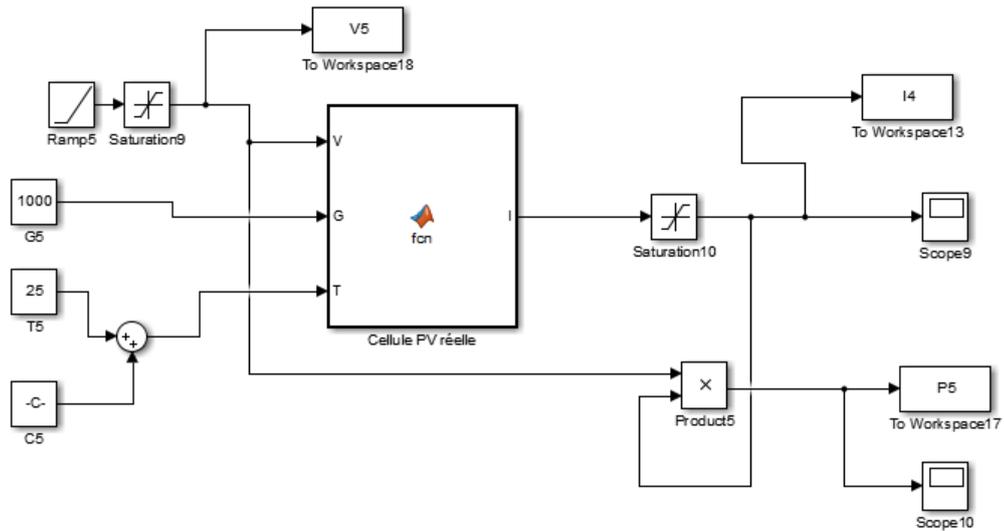


Fig. II.6 : Le programme Simulink d'une cellule photovoltaïque réelle

II.2.3 Résultats de la simulation

Influence de l'éclairement

D'après les caractéristiques courant-tension (à gauche) et puissance-tension (à droite) de la figure II. 7, il n'y a pas une grande différence par rapport au modèle idéal, l'éclairement est toujours proportionnel au courant, et la tension reste aux environs de 0.6 V, et puisque la puissance dépend du courant, elle change aussi. Donc le modèle réel présente une similitude avec le modèle idéal sous l'effet de l'éclairement, donc il est performant.

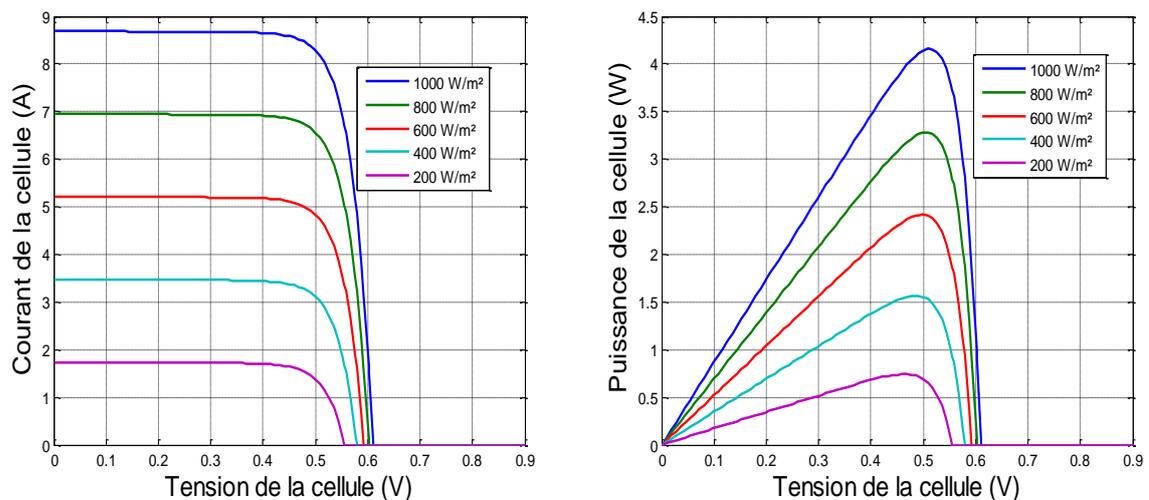


Fig. II.7 : Caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'une cellule réelle sous un éclairement variable et une température constante à 25 °C

Influence de la température

Dans le modèle idéal, on a constaté que la température a un effet indésirable sur la tension produite par la cellule (la tension diminue de 0.7 V jusqu'à peu près 0.4 V lorsque la température augmente de 0 °C à 75 °C) donc une variation de 0.3 V.

D'après la figure II.8, la caractéristique courant-tension (à gauche) du modèle réel présente un changement similaire que celui de l'idéal, sauf que la tension ici a une variation de seulement 0.15 V, c'est la moitié de la variation dans le cas idéal, c'est vrai que la tension atteinte par la cellule idéale sous la température de 0 °C est plus performante que celle de la cellule réelle, mais la tension dans la cellule réelle baisse seulement à un niveau de 0.49 V, et ça présente un avantage. Il y a une influence sur la puissance (caractéristique à droite) par la variation de la température, puisque cette dernière n'est que le produit du courant et la tension.

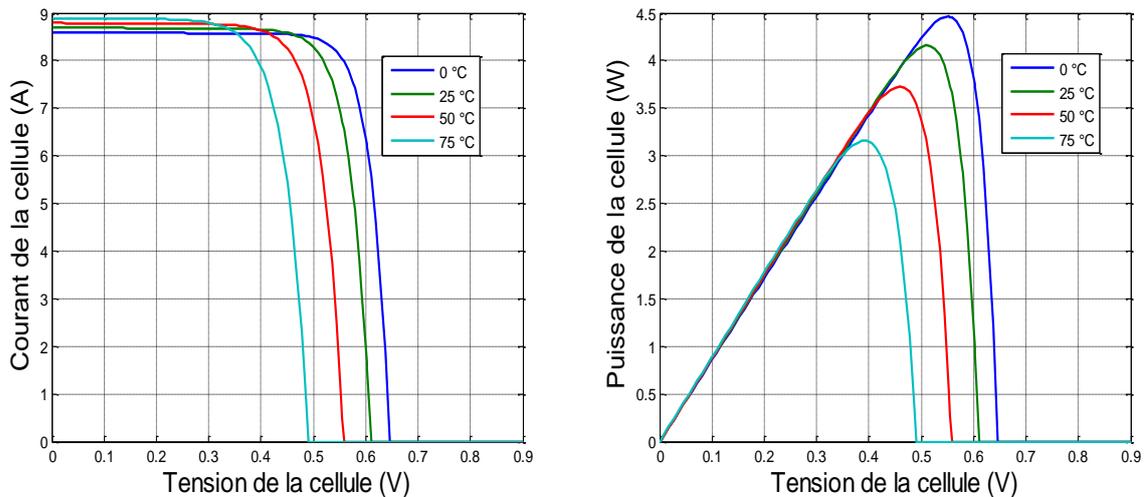


Fig. II.8 : Caractéristiques courant-tension et puissance-tension d'une cellule réelle sous une température variable et un éclairage constant à 1000 W/m²

II.3 Modélisation d'un module photovoltaïque

Le module photovoltaïque se compose des cellules photovoltaïques montées en série pour obtenir une puissance électrique désirée par l'accumulation de la tension [2].

Notre module ALPV 250P60 contient 60 cellules polycristallines en série pour produire une puissance de 250 W (voir Annexe). Donc le courant produit par le module est le

même courant produit par la cellule, et la tension produite par le module est 60 fois la tension de la cellule photovoltaïque.

$$I_{pv,mod} = I_{pv,cell} \quad ; \quad V_{pv,mod} = V_{pv,cell} \cdot 60$$

II.3.1 Simulation d'un module photovoltaïque avec MATLAB/Simulink

Le module photovoltaïque est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elles, généralement en série pour générer un courant continu d'une puissance électrique suffisante pour la plupart des applications domestiques et industrielles [1].

Le modèle d'un module photovoltaïque est le même que celui d'une cellule photovoltaïque sauf que la tension en entrée, c'est la tension d'une cellule multiplier par le nombre des cellules (dans notre cas ici 60 cellules). En ce qui concerne le courant du module c'est le même courant d'une cellule (fig. II.9).

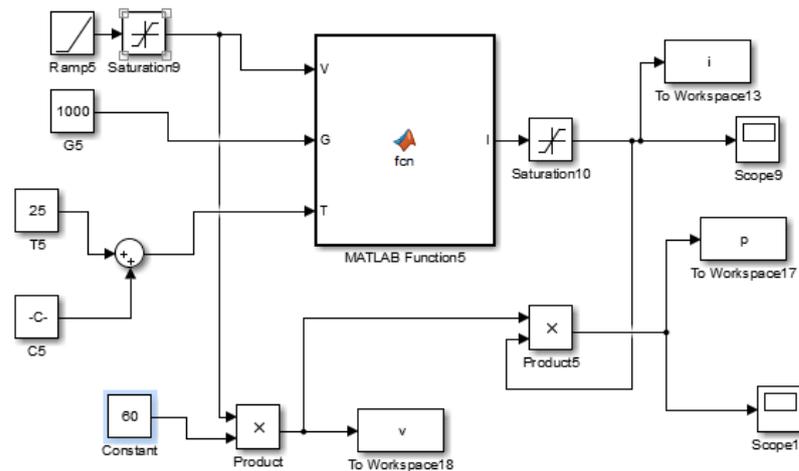


Fig. II.9 : Le programme Simulink du module photovoltaïque ALPV 250P60

II.3.2 Résultats de simulation

Influence de l'éclairement

D'après la figure II.10 le courant et la puissance sont directement proportionnel à l'éclairement, lorsque l'éclairement diminue de 1000 W/m^2 à 200 W/m^2 , le courant aussi diminue de 8.7 A jusqu'à 1.8 A , donc c'est un grand changement et même la puissance diminue aussi de manière assez grande. Nous remarquons aussi que la tension du module est à peu près 36 V sous un éclairement de 1000 W/m^2 , correspond donc à 60 fois la tension d'une

seule cellule. Puis elle diminue lorsque l'éclairement diminue mais elle reste au voisinage de 34 V, donc l'éclairement n'a pas une grande influence sur la tension du module par contre il a un influence remarquable sur le courant et la puissance produites par le module.

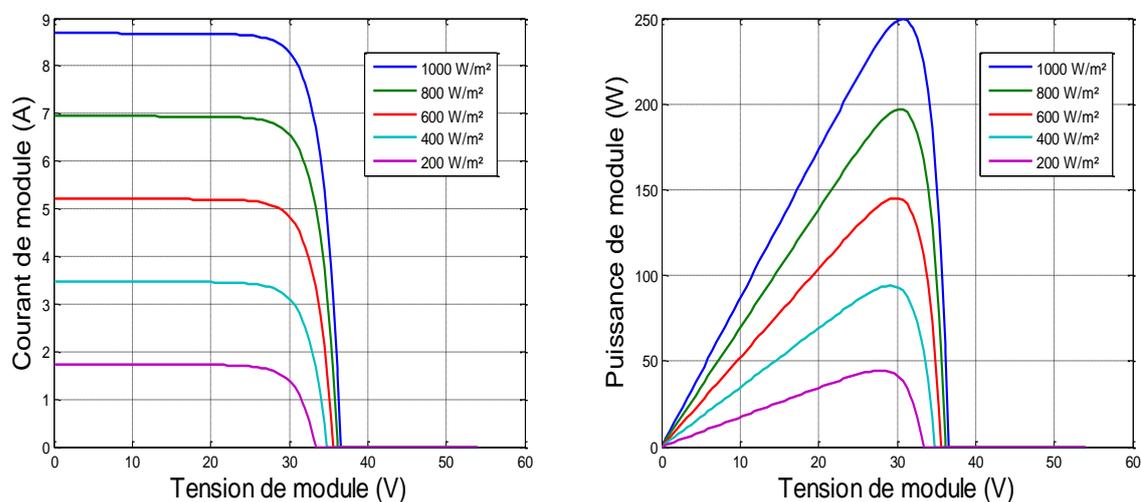


Fig. II.10 : Caractéristiques courant-tension et puissance-tension du module ALPV 250P60 sous un éclairement variable et une température constante à 25 °C

La figure II.11 montre l'évolution des caractéristiques I-V et P-V en fonction de la température, donc la tension du module diminue avec l'augmentation de la température par conséquent, le module devient moins performant. En ce qui concerne la puissance, elle dépasse 250 W sous une baisse de température.

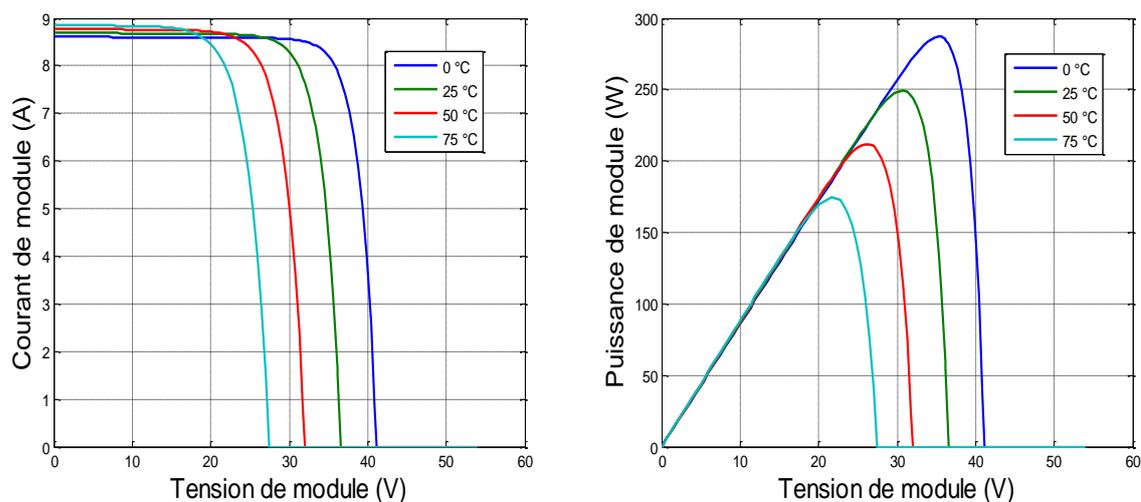


Fig. II.11 : Caractéristiques courant-tension et puissance-tension du module ALPV 250 sous une température variable et un éclairement constant à 1000 W/m²

Conclusion

D'après les résultats obtenus par la simulation des différents modèles du générateur photovoltaïque, nous pouvons conclure qu'il existe deux facteurs majeurs qui influent directement sur le fonctionnement d'un générateur photovoltaïque, ces deux facteurs sont : la température et l'éclairement.

Pour que le générateur photovoltaïque fonctionne bien et nous donne un rendement maximal, il faut l'installer dans des endroits froids, et éviter les endroits qui sont chaud. Il faut aussi choisir des endroits où l'éclairement est le plus élevée possible le long de l'année avec un bon choix de l'angle d'incidence du rayonnement solaire ou en ajoutant des techniques de poursuite du soleil. Cependant, ces techniques d'optimisation de l'éclairement et de la température ne suffit pas, car ces deux facteurs change en permanence le long d'une journée, cela va influe sur la puissance fournie par le générateur photovoltaïque, donc pour améliorer le rendement d'un générateur PV, nous devons utiliser autres solutions.

La solution c'est d'extraire le maximum de puissance fournie par un générateur photovoltaïque pour chaque point de fonctionnement. C'est ce qui est appelé la poursuite du point de la puissance maximale (*Maximum Power Point Tracking*).

Dans le chapitre suivant nous allons étudier les techniques de poursuite du point de la puissance maximale et nous allons voir l'influence de cette technique sur le comportement du générateur photovoltaïque.

Chapitre III

La commande MPPT avec la logique floue

Introduction

Dans les dernières années, la croissance du besoin en énergie ainsi que la pollution provenant de l'utilisation des énergies fossiles poussent le grand public à utiliser les énergies renouvelables. Dans ce contexte, l'énergie photovoltaïque est l'un des importantes sources d'énergie renouvelable qui présente un dénouement à nos problèmes de production d'énergie. De plus, cette énergie semble la plus prometteuse, non polluante et inépuisable. Néanmoins, la production de cette énergie est non linéaire et elle varie en fonction de l'intensité lumineuse et de la température. Par conséquent, le point de fonctionnement du panneau photovoltaïque (PV) ne coïncide pas toujours avec le point à maximum de puissance [15].

Pour augmenter l'efficacité du système PV, ils doivent fonctionner à proximité du MPP, d'où la nécessité d'utiliser les suiveurs de point de puissance maximale (MPPT) qui jouent un rôle important dans les systèmes d'énergie PV car ils maximisent la puissance de sortie d'un système PV pour un ensemble donné de conditions et minimisent le coût global du système [33]. Différentes techniques MPPT ont été développées et utilisées pour suivre le MPP de systèmes PV tels que la technique P&O [34], basé sur des algorithmes itératifs, facile à mettre en œuvre mais présente le problème d'oscillation inévitablement, la technique de conductance incrémentale (IC) [35], la technique de contrôle avec la logique floue (FLC) [36] qui est utilisée avec beaucoup de succès dans la mise en œuvre de la recherche MPP [37]. Parmi ces méthodes de contrôle MPPT existantes, l'algorithme P&O est utilisé dans de nombreux PV systèmes plus largement que d'autres. La méthode P&O peut bien fonctionner lorsque l'irradiance solaire et la température ne varient pas rapidement avec le temps. Cependant, il ne peut pas suivre rapidement le MPP et la puissance de sortie oscille autour du MPP [33].

L'algorithme Perturber et Observer utiliser pour la MPPT est simple et facile à mettre en œuvre mais il souffre d'inconvénients tels que la vitesse de convergence lente et l'oscillation de la sortie autour du MPP en régime permanent. Lorsque le système fonctionne à proximité d'une région autour du point de puissance maximale, l'algorithme P&O suggère une augmentation ou une diminution du rapport cyclique en fonction du changement de la tension du système PV. Si le point de fonctionnement se trouve sur le côté gauche du MPP, une

augmentation du rapport cyclique se traduira par un déplacement du point de fonctionnement vers le côté droit du MPP. Cela provoque une oscillation de la sortie du système autour du point de puissance maximale en régime permanent. Afin d'éviter cette oscillation et obtenir une sortie stable et régulière à la sortie du système de génération d'énergie PV, un algorithme de suivi du point de puissance maximale basé sur la logique floue a été implémenté. L'algorithme MPPT basé sur la logique floue peut gérer la non-linéarité et l'incertitude associée aux systèmes PV et présente plusieurs avantages comme ils ne nécessitent pas de pré-connaissance du modèle exact du panneau PV et offrent de meilleures performances [38].

Tous les algorithmes MPPT fonctionnent en association avec un convertisseur DC-DC [39]. Dans ce chapitre, nous allons utiliser un convertisseur élévateur (boost) afin de maximiser la production et l'utiliser de façon optimale [40]. La sortie du contrôleur MPPT, c'est-à-dire le rapport cyclique, est envoyée au commutateur du convertisseur boost [39].

Le travail de ce chapitre est présenté en quatre parties. La première partie décrit le convertisseur DC-DC utilisé pour la recherche de la puissance maximale. Dans la deuxième partie nous allons faire la simulation d'un générateur PV connecté à une charge via un convertisseur élévateur (boost). Dans la troisième partie, nous allons présenter les deux algorithmes de poursuite de point de puissance maximale : perturber et observer P&O et le contrôle par la logique floue FLC. Dans la dernière partie, nous allons faire la simulation des deux algorithmes, puis nous allons faire une comparaison entre les deux à partir des résultats trouvés afin de connaître le meilleur algorithme pour un meilleur rendement du générateur PV.

III.1 Convertisseur DC/DC

Les convertisseurs DC-DC (ou hacheurs) sont utilisés dans les systèmes d'énergie solaire pour adapter la source DC qui est variable (panneau PV) à la charge qui demande en général une tension DC constante. Pour avoir une tension continue plus élevée à la sortie, nécessaire à l'alimentation des différentes charges directement ou indirectement (à travers un onduleur par exemple). En tenant compte des contraintes économique, Cela nous amène à l'utilisation d'un convertisseur continu/continu de type élévateur de tension c'est le montage hacheur de type BOOST (appelé également hacheur survolteur ou parallèle). Ce type de

convertisseur statique permet de convertir une tension continue en une autre tension continue de plus forte valeur [47].

Le hacheur parallèle est la configuration de convertisseur la plus simple et la plus populaire pour fournir une tension plus élevée à la charge à partir d'une tension d'entrée basse. Ce convertisseur est capable d'augmenter la tension et de répondre à la demande de la charge [38].

Le convertisseur BOOST ou bien le hacheur parallèle a un rendement toujours supérieur aux autres convertisseurs, car il contient moins de composants électroniques, et il a une simplicité de control. Il est composé d'une inductance L pour le stockage d'énergie, un interrupteur K pour le control de la sortie, une diode D pour isoler la sortie lorsque l'interrupteur est fermé et deux condensateurs C_1 et C_2 pour réduire les ondulations (fig. III.1). Le hacheur parallèle commande le débit d'un générateur de courant dont le courant i_1 est toujours positif, dans un récepteur de tension dont la tension V_s ne peut devenir négative [13].

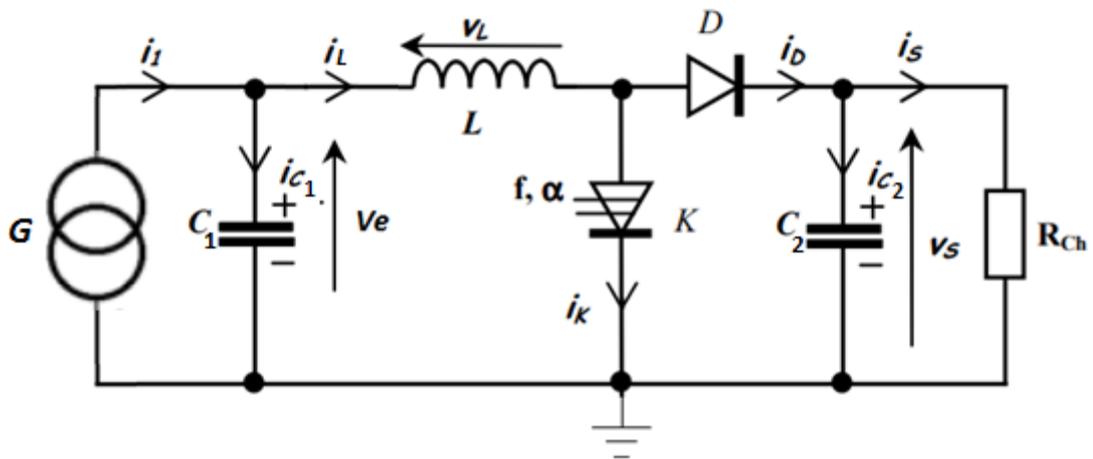


Fig. III.1 : Schéma équivalent d'un hacheur parallèle

Les interrupteurs électronique utilisés dans le hacheur parallèle sont de nature semi-conducteur à fermeture et ouverture commandées comme les thyristors GTO ou les transistors de puissance (MOSFET, IGBT, etc.). On peut varier la valeur moyenne de la sortie en agissant sur le rapport cyclique α du convertisseur.

On peut agir sur la valeur de α soit par un montage analogique, généralement à amplificateur opérationnel, soit grâce à une commande numérique, généralement obtenue par un microcontrôleur [14].

Le montage de la figure III.1 possède encore deux régimes de fonctionnement suivant que le courant s'interrompt ou non dans la bobine L . La période doit donc être décomposée en deux phases successives :

✓ Phase d'accumulation $0 < t < \alpha T$: l'interrupteur K est fermé ($V_K = 0$; $I_K = I_1$) et la diode D est bloquée ($V_D = -V_s$; $I_D = 0$), la bobine est soumise à $V_L = V_e$ (fig. III.2). Le courant dans l'inductance croît progressivement, et au fur et à mesure, elle emmagasine de l'énergie, jusqu'à la fin du premier intervalle.

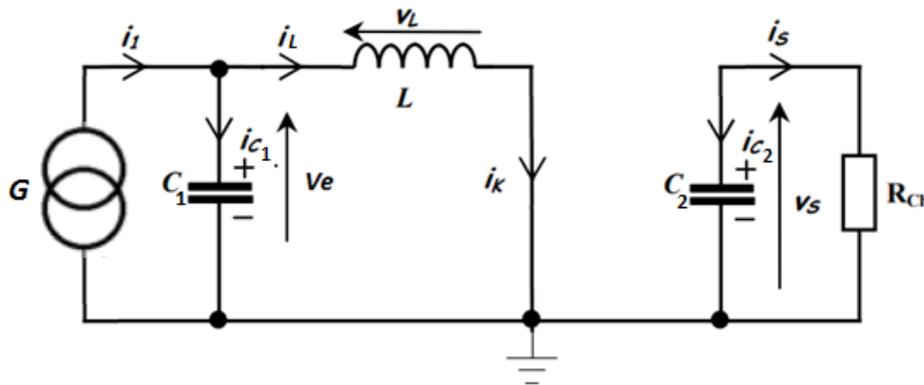


Fig. III.2 : Schéma équivalent d'un hacheur parallèle pendant la phase d'accumulation

✓ Phase active $\alpha T < t < T$: l'interrupteur K est ouvert ($V_K = V_s$; $I_K = 0$) et la diode D est passante ($V_D = 0$; $I_D = I_1$), le courant dans la bobine n'est pas nul ($V_L = V_e - V_s$) (fig. III.3). L'inductance L s'opposant à la diminution de courant i_L , génère une tension qui s'ajoute à la tension de la source, qui s'applique sur la charge R_{ch} à travers la diode D .

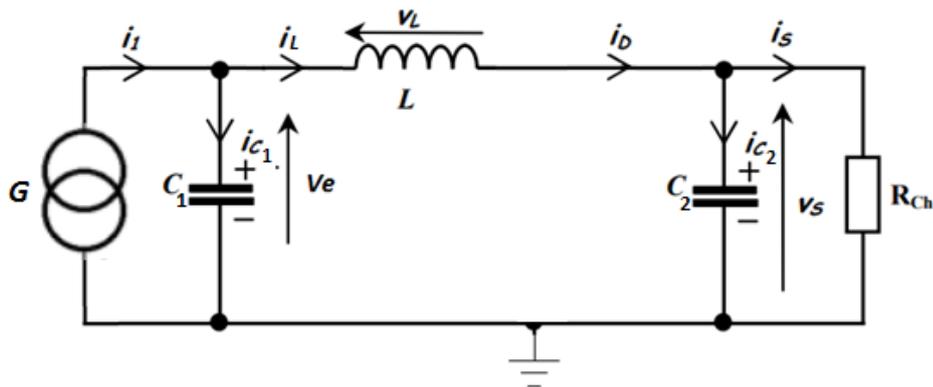


Fig. III.3 : Schéma équivalent d'un hacheur parallèle pendant la phase active

L'application de la loi de Kirchhoff sur les deux circuits équivalents des deux phases de fonctionnement donne :

✓ Pour la première phase $0 < t < \alpha T$

$$i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_e(t)}{dt} = i_1(t) - i_L(t) \quad (\text{III.1})$$

$$i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_s(t)}{dt} = -i_s(t) \quad (\text{III.2})$$

$$V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_e(t) \quad (\text{III.3})$$

✓ Pour la deuxième phase $\alpha T < t < T$

$$i_{C1}(t) = C_1 \frac{dV_e(t)}{dt} = i_1(t) - i_L(t) \quad (\text{III.4})$$

$$i_{C2}(t) = C_2 \frac{dV_s(t)}{dt} = i_L(t) - i_s(t) \quad (\text{III.5})$$

$$V_L(t) = L \frac{di_L(t)}{dt} = V_e(t) - V_s(t) \quad (\text{III.6})$$

En supposant que l'interrupteur est idéal (sans pertes) et qu'il y a que deux phases (conduction et interruption), on obtient les formes d'ondes des diverses variables suivantes :

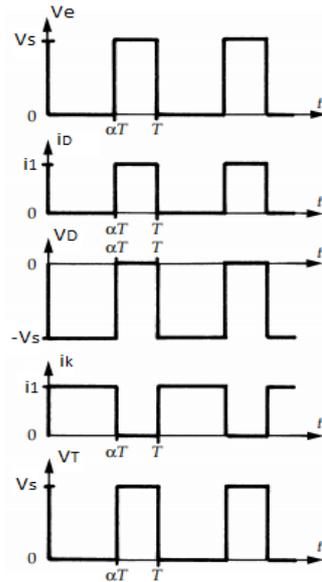


Fig. III.4 : Les formes d'ondes des différentes variables

La relation entre la tension d'entrée V_e et de sortie V_s du convertisseur est donnée par :

$$V_s = \frac{V_e}{1 - \alpha} \quad (\text{III.7})$$

Avec α est le rapport cyclique du hacheur parallèle.

La valeur minimale de l'inductance qui permet de lisser le courant à l'entrée du hacheur peut être calculée par :

$$L_{min} = \frac{V_e \cdot \alpha}{\Delta i_L \cdot f_s} \quad (\text{III.8})$$

La valeur minimale du condensateur qui permet de limiter les ondulations de la tension de la sortie peut être calculée

$$C_{min} = \frac{V_s \cdot \alpha}{R \cdot \Delta V_s \cdot f_s} \quad (\text{III.9})$$

Où, R est la charge, f_s la fréquence de commutation, ΔV_s est l'ondulation de la tension de sortie. Δi_L est l'ondulation du courant dans l'inductance [40].

III.2 Méthodes de poursuite du point de puissance maximale MPPT

La commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) est une commande essentielle pour un fonctionnement optimal du système photovoltaïque. Le principe de cette commande est basé sur la variation automatique du rapport cyclique α en l'amenant à la valeur optimale de manière à maximiser la puissance délivrée par le générateur photovoltaïque [15].

La figure III.5 représente une chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque, associée à une commande MPPT. Comme présenté sur la figure, la commande MPPT est associée à un étage d'adaptation qui permet de faire une adaptation entre le GPV et la charge. Dans le cas de la conversion solaire, l'étage d'adaptation peut être réalisé à l'aide d'un convertisseur DC-DC, dans notre cas c'est un BOOST, pour que la puissance fournie par le GPV corresponde à la puissance maximale P_{max} qu'il génère et qu'elle puisse ensuite être transférée directement à la charge. La technique de contrôle communément utilisée consiste à agir sur le rapport cyclique de manière automatique pour amener le GPV à sa valeur optimale de fonctionnement quelles que soient les fluctuations atmosphériques [19].

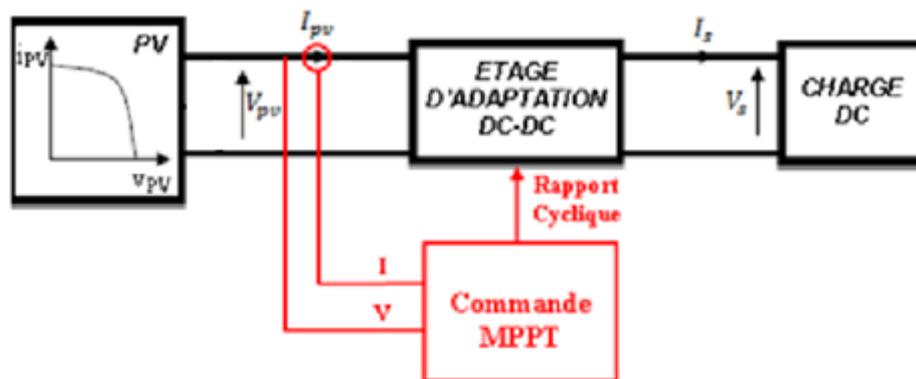


Fig. III.5 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque

La commande MPPT extrait la puissance maximale possible du GPV. Le point de fonctionnement du GPV est déterminé par la charge à laquelle il est connecté. L'irradiation solaire et la température variant tout au long de la journée, le point de fonctionnement du GPV se déplace [41]. Afin de recevoir une puissance maximale, la charge doit s'ajuster en conséquence pour suivre le MPP, ce qui peut être accompli par l'utilisation d'un suiveur de point de puissance maximale. Le suiveur MPP fait varier le point de fonctionnement

électrique du GPV en modifiant le rapport cyclique du hacheur parallèle pour correspondre l'impédance de la charge avec l'impédance du module PV. Il garantit que la quantité maximale de puissance générée est transférée à la charge [38].

Dans la littérature, il existe différents types d'algorithmes effectuant la recherche du point de puissance maximale (PPM). Dans notre travail, nous utilisons deux algorithmes de commande MPPT : l'algorithme de Perturber et Observer (P&O) qui est aujourd'hui largement utilisée pour sa facilité d'implémentation, et l'algorithme à base de la logique floue.

III.2.1 Algorithme Perturber et Observer (P&O)

L'algorithme 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 [48].

Comme illustré à la figure III.6, on peut observer que si une incrémentation positive de la tension V_{pv} engendre un accroissement de la puissance P_{pv} , le point de fonctionnement se trouve à gauche du PPM. Au contraire, si la puissance décroît, le point de fonctionnement se trouve à droite du PPM. Un raisonnement similaire peut être effectué lorsque la tension décroît. À partir de ces analyses sur les conséquences d'une variation de tension sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$, on peut facilement situer le point de fonctionnement par rapport au PPM, et de le faire converger vers le maximum de puissance en imposant une valeur appropriée au courant de sortie du module PV [47].

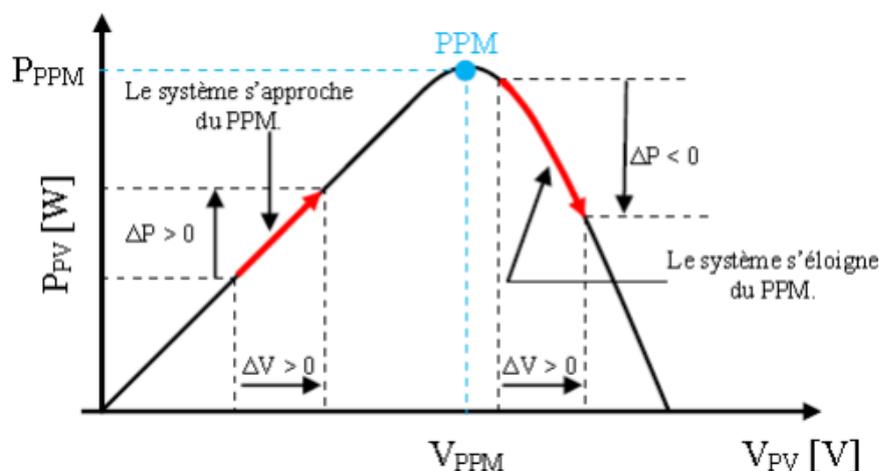


Fig. III.6 : Schéma de principe de la méthode P&O

La figure III.7 représente l'algorithme, que nous avons utilisé, 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.

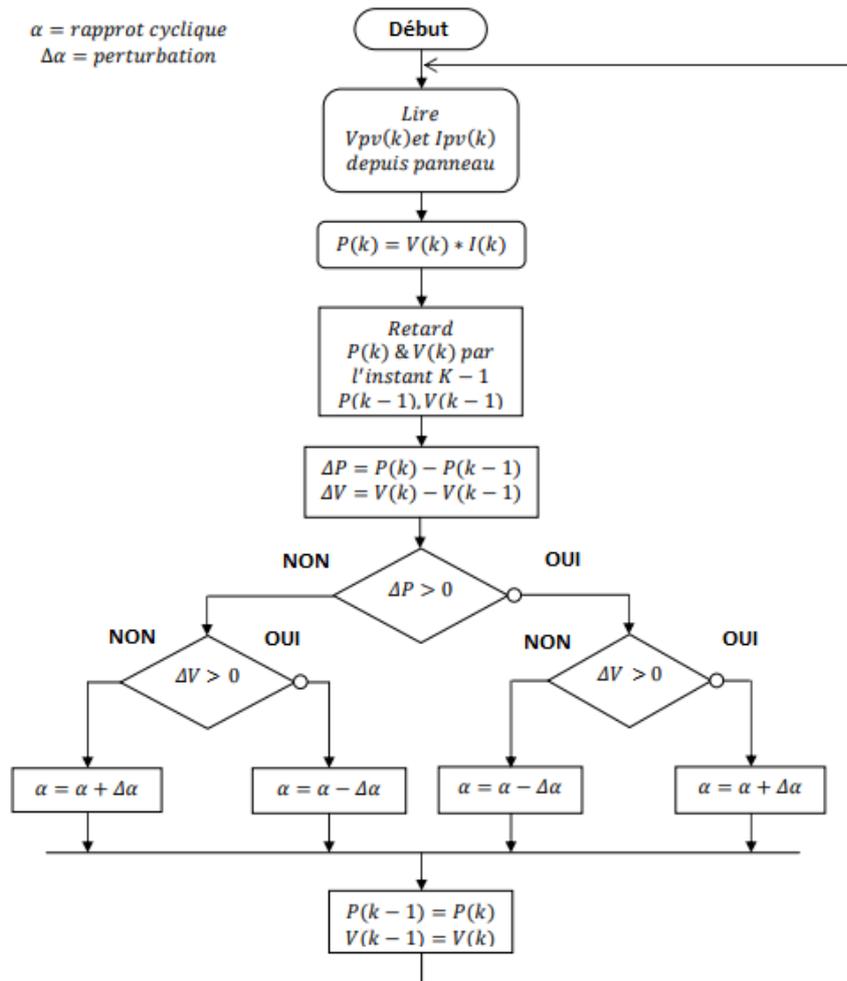


Fig. III.7 : Organigramme de l'algorithme P&O

Le principe de cet algorithme est d'effectuer une perturbation sur la tension du générateur photovoltaïque tout en agissant sur le rapport cyclique α . En effet, suite à cette perturbation, on calcule la puissance fournie par le générateur photovoltaïque à l'instant k , puis on la compare à la précédente de l'instant $(k-1)$. Si la puissance augmente, on s'approche du point de puissance maximale (MPP) et la variation du rapport cyclique est maintenue dans le même sens. Au contraire, si la puissance diminue, on s'éloigne du MPP. Alors, on doit inverser le sens de la variation du rapport cyclique [16].

Le système oscille alors autour du MPP, ce qui provoque des pertes de puissance. L'oscillation peut être minimisée en diminuant la taille de la perturbation. Cependant, une taille de perturbation trop petite ralentit considérablement la poursuite du MPP. Il existe alors un compromis entre précision et rapidité. La méthode P&O est généralement la plus utilisée en raison de sa simplicité et sa facilité de réalisation [17].

III.2.2 Algorithme à Base de la Logique Floue

La logique floue est une forme de logique qui traite un raisonnement approximatif plutôt que fixe et exact. Contrairement à la logique traditionnelle qui définit généralement la logique à deux valeurs comme vraie ou fausse, la logique floue peut avoir des valeurs variables. Les variables de la logique floue peuvent avoir une valeur vraie ou fausse qui varie à différents degrés et être exprimées par des variables linguistiques. Dans ces cas, le contrôle à logique floue pourrait fournir à la fois une vitesse rapide du processus et la précision nécessaire [18].

Récemment, la commande à base de la logique floue a été utilisée dans les systèmes de poursuite du point à maximum de puissance. L'objectif de cette commande est de suivre et d'extraire la puissance maximale du système PV pour un éclairage et une température donnés. Cette commande qui ne nécessite pas la connaissance exacte du modèle mathématique du système, tandis que sa simplicité lui donne un avantage dans le suivi de son MPP dans des conditions atmosphériques à variation rapide [18].

Le contrôleur flou se compose de trois blocs fonctionnels à savoir la fuzzification, les règles d'inférences et la défuzzification [42, 43] (fig. III.8). Dans le système proposé, les variables d'entrée du FLC sont l'erreur (E_{rr}) et le changement d'erreur (ΔE_{rr}) alors que la sortie du FLC est le changement du rapport cyclique ΔD [38]. Le bloc du contrôleur flou FLC est illustré dans la figure III.9.

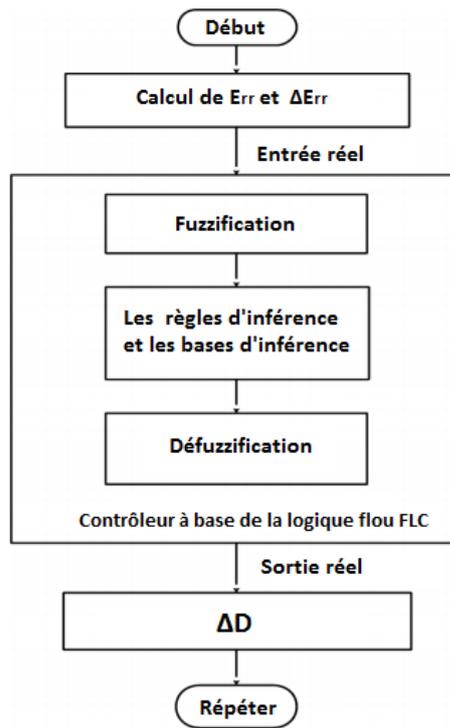


Fig. III.8 : Organigramme du MPPT basé sur la logique floue

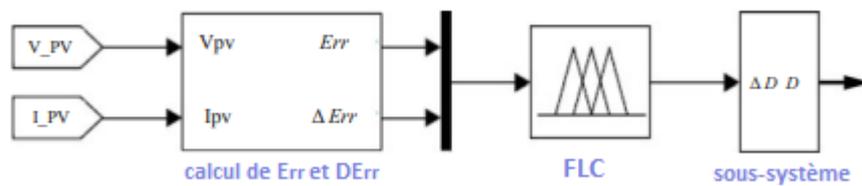


Fig. III.9 : Le bloc du contrôleur à base de la logique floue

Les deux entrées (l'erreur et la variation de l'erreur) sont déterminées à partir de la puissance et de la tension de sortie du PV et ils sont exprimés par [18]:

$$E_{rr} = \frac{P(k) - P(k - 1)}{V(k) - V(k - 1)} \tag{III.10}$$

Avec

$$P(k) = V_{pv}(k) \cdot I_{pv}(k) \tag{III.11}$$

Et

$$\Delta E_{rr} = E_{rr}(k) - E_{rr}(k - 1) \quad (\text{III.12})$$

Dans le processus de fuzzification, les variables d'entrées E_{rr} et ΔE_{rr} et la variables de la sortie ΔD sont converties en variables linguistiques en attribuant des valeurs de fonction d'appartenance [38]. Ces variables sont exprimées en différents ensembles flous : NB (negatif grand), NS (negatif petit), ZE (environ zéro), PS (positif petit), PB (positif grand) [18].

Afin de pouvoir traiter numériquement les variables linguistiques, il faut les soumettre à une définition mathématique à base de fonctions d'appartenance qui montrent le degré de vérification de ces variables aux différents sous-ensembles [44]. Les fonctions d'appartenances E_{rr} , ΔE_{rr} et ΔD sont présentées dans la figure III.10. Il existe plusieurs types de fonctions d'appartenance : triangulaire, gaussienne, trapézoïdale, etc [45]. Les fonctions d'appartenances sont le plus souvent représentées par les fonctions triangulaires et trapézoïdales, donc par des segments de droite, et sont alors dites linéaires par morceaux, aussi elles sont très employées car simples et comportent des points permettant de définir les zones où la notion est vraie ou fausse, ce qui simplifie le recueil de l'expertise [44].

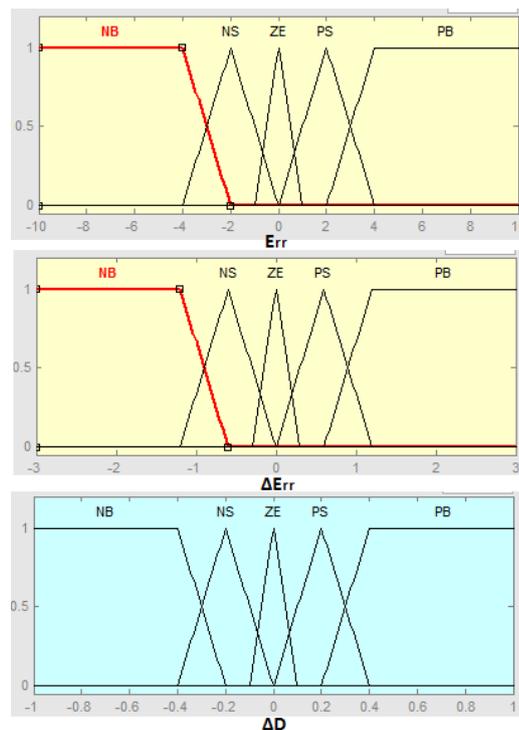


Fig. III.10 : les fonctions d'appartenance des entrées E_{rr} , ΔE_{rr} et la sortie ΔD

ΔE_{rr}	PB	PS	ZE	NS	NB
E_{rr}	PB	PS	ZE	NS	NB
PB	PB	PB	PB	PB	ZE
PS	PB	PB	PS	ZE	PS
ZE	PB	PS	ZE	NS	NB
NS	NS	ZE	NS	NB	NB
NB	ZE	NB	NB	NB	NB

Tab. III.1 : Règles floues pour les variables d'entrée et de sortie

Après l'étape de fuzzification, commence l'étape d'inférence où l'on établit les règles floues qui permettent d'aboutir à la commande en fonction des valeurs de l'erreur et de sa variation. Les règles floues lient la variable de sortie aux variables d'entrée afin de tirer des conclusions ou déductions floues. Une règle floue comporte une prémisse du genre « Si l'erreur est négative petite ET la variation de l'erreur est négative grande » et une déduction floue du type « Alors la variation du rapport cyclique est positive grande » [45]. Dans notre cas les deux variables d'entrée sont définies, chacune, par 5 ensembles flous, on aboutit à 25 règles floues. Le tableau III.1 montre les différentes règles floues des variables d'entrée et de la sortie utilisées dans le contrôleur floue.

L'erreur $E_{rr}(k)$ représente la pente de la courbe P(V). Plus le point de fonctionnement s'approche du MPP plus $E_{rr}(k)$ s'annule. La variation de l'erreur $\Delta E_{rr}(k)$ est utilisée pour déterminer l'amplitude du rapport cyclique à augmenter ou à diminuer [38]. Pour comprendre le fonctionnement de l'algorithme MPPT à base de la logique floue, la courbe P(V) est divisée en trois régions (fig. III.11).

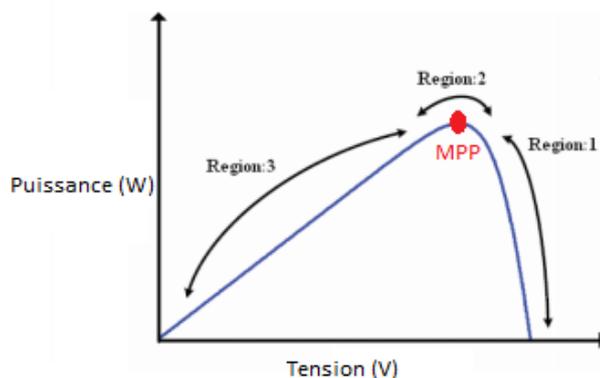


Fig. III.11 : la courbe P-V du module PV indiquant différentes régions pour l'ensemble de règles floues.

Region-1

- La pente de la courbe PV, c'est-à-dire E_{rr} (k) est négative dans cette région. Cela indique que le point de fonctionnement du module PV est situé à droite du MPP et le rapport cyclique devrait être diminué afin de suivre le MPP.
- Pour que le point de fonctionnement s'approche du MPP par le côté droit, il faut que E_{rr} (k) soit NS (négatif petit) et ΔE_{rr} (k) soit positif. Donc à ce moment, la sortie est définie à ZE (environ zéro) afin d'empêcher le système d'oscillation.

Region-2

- Dans cette région $E_{rr}(k)$ est ZE (environ zéro) ce qui indique que le point de fonctionnement est proche au MPP. Par conséquent, le principe devrait être de maintenir le même rapport cyclique sous ces conditions.
- Si $\Delta E_{rr}(k)$ est NB (négatif grand), le point de fonctionnement s'approche du MPP par le côté gauche. Afin d'empêcher le point de fonctionnement de se déplacer vers le côté droit du MPP, la règle de contrôle doit être PS (positif petit) pour supprimer le changement de grandeur du rapport cyclique en direction opposée.

Region-3

- Lorsque $E_{rr}(k)$ est positif, le point de fonctionnement est situé sur le côté gauche de la MPP. Le rapport cyclique devrait donc être augmenté. Le $\Delta E_{rr}(k)$ est utilisé pour déterminer l'ampleur du rapport cyclique a augmenté.
- Lorsque $\Delta E_{rr}(k)$ est négatif à ce point, le point de fonctionnement approche du MPP du côté gauche. À ce stade, le contrôleur doit régler la sortie vers ZE (environ zéro) afin d'éviter une grande augmentation du rapport cyclique et des oscillations du système autour du point de fonctionnement.

Après avoir établi les règles d'inférence donnant le fonctionnement, il faut indiquer au calculateur la procédure (algorithme mathématique) qu'il doit respecter afin de déterminer l'allure de la fonction d'appartenance de la variable de sortie, en fonction de la valeur présente des variables d'entrée et des règles d'inférence préétablies [44]. Il existe plusieurs méthodes d'inférence parmi eux, il y a la méthode de « MAX-MIN ».

Dans la méthode d'inférence « MAX-MIN », dite « Implication de Mamdani », l'opérateur *ET* est réalisé par la formation du minimum, l'opérateur *OU* est obtenu par la formation du maximum, et l'opérateur *ALORS* il est réalisé par la formation du minimum. L'opérateur *OU* qui lie les différentes règles est réalisé par la formation du maximum [44].

La sortie de FLC est le changement du rapport cyclique. Le processus de défuzzification convertit la valeur linguistique de la sortie en une valeur réelle. De nombreuses techniques de défuzzification sont proposées dans la littérature. La méthode la plus couramment utilisée est la méthode du centre du gravité (COG) ou centroïde [46]. Dans cette méthode, le défuzzifieur détermine le centre de gravité (centroïde) et utilise cette valeur comme sortie de FLC. Le centre de gravité est donné par [38]:

$$\Delta d = \frac{\sum_{i=1}^n w_i \Delta d_i}{\sum_{i=1}^n w_i} \quad (\text{III.13})$$

Où, Δd est une valeur nette, w_i est le facteur de pondération et Δd_i est une valeur correspondant à la fonction d'appartenance de Δd .

La sortie de FLC est le changement de rapport cyclique (Δd), exprimée par :

$$d(k) = d(k - 1) + s \cdot \Delta d \quad (\text{III.14})$$

Où s : est le facteur d'échelle de sortie du contrôleur MPPT flou.

III.3 Simulation de la commande MPPT avec les deux algorithmes : P&O et la logique floue dans MATLAB/Simulink

III.3.1 Simulation de la commande MPPT avec l’algorithme P&O :

La figure III.12 montre le programme Simulink d’un générateur photovoltaïque alimentant une charge R via un hacheur parallèle. Nous avons implémenté l’algorithme P&O qui garantit que le rapport cyclique soit optimal afin d’obtenir un maximum de puissance. Le rapport cyclique va engendrer un signal MLI qui va commander les interruptions dans le hacheur.

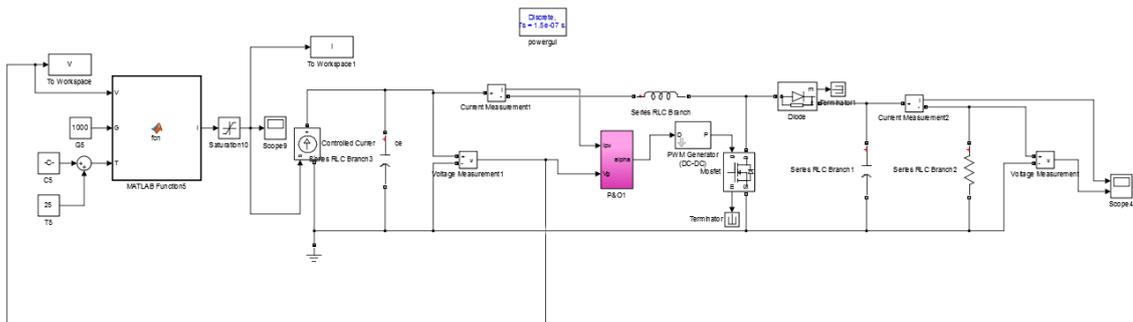


Fig. III.12 : générateur photovoltaïque alimentant une charge R via un hacheur parallèle commandé par l’algorithme P&O

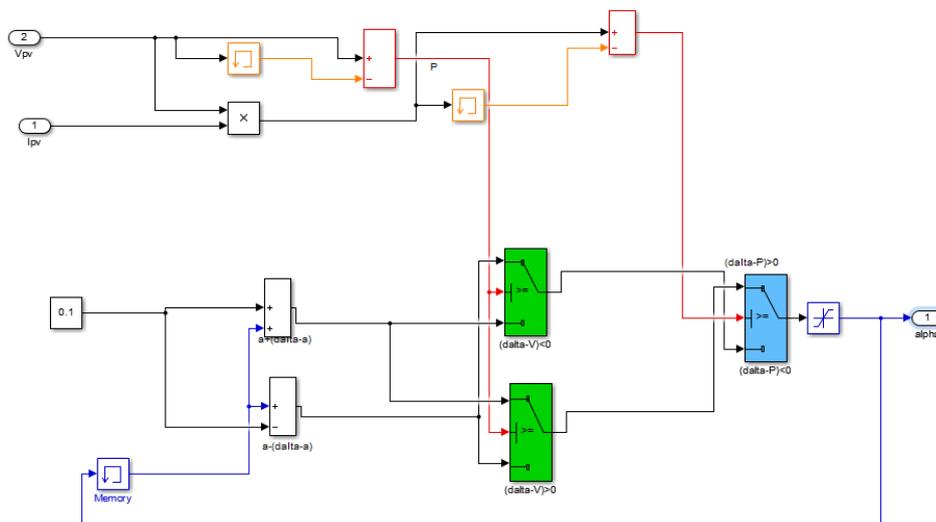


Fig. III.13 : L’implémentation de l’algorithme P&O dans Simulink

Le tableau III.2 contient les paramètres du hacheur parallèle utilisé dans les deux simulations.

Condensateur C_1	Condensateur C_2	Inductance L	La fréquence f	La charge R
$330 \mu F$	$330 \mu F$	$120 \mu H$	20 KHZ	50Ω

Tab. III.2 : Les paramètres du hacheur parallèle [56]

III.3.2 Résultats de la simulation

La simulation est faite pour voir la réponse du système à la variation de l'irradiation et de la température. Pour cet objectif, l'irradiation et la température du générateur photovoltaïque, sont initialement à 800 W/m^2 et 298.15 K ($25 \text{ }^\circ\text{C}$) respectivement. Après, à l'instant $t = 0.14 \text{ s}$ nous avons varié la valeur de l'irradiation à 1000 W/m^2 en gardant la température fixée à 298.15 K ($25 \text{ }^\circ\text{C}$), puis à l'instant $t = 0.24 \text{ s}$ nous avons changé la valeur de la température à 308.15 K ($35 \text{ }^\circ\text{C}$) en gardant l'éclairement fixé à 1000 W/m^2 .

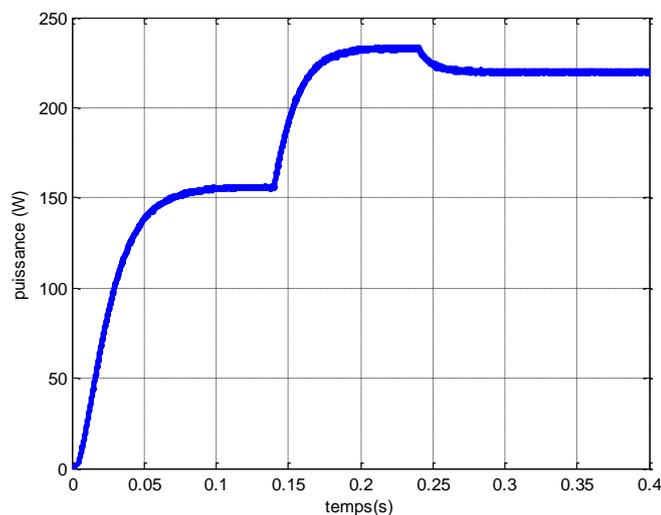


Fig. III.14 : La puissance de sortie du hacheur parallèle

La figure III.14 montre la puissance de sortie du hacheur parallèle. D'après cette figure nous voyons que la puissance maximale dépasse 150 W à un éclairement de 800 W/m^2

et une température à 25 °C. La puissance entre dans le régime permanent à 0.1s donc la réponse est un peu lent. Après, à l'instant $t = 0.14s$, la puissance augmente puisqu'il y a un changement de l'éclairement qui devient 1000 W/m^2 , puis elle entre dans le régime permanent une deuxième fois à l'instant $t = 0.2s$ et elle se stabilise à 230 W. Puis à l'instant $t = 0.24s$ le système répond par une diminution de la puissance qui se stabilise à 220 W lorsque la température varie de 25 °C à 35 °C, mais cette variation de la puissance reste petite par rapport au cas de changement de l'éclairement.

Donc nous remarquons que le système cherche toujours à se stabiliser sur la puissance maximale possible quel que soit les conditions atmosphériques, mais la réponse est un peu plus lent. Nous pouvons conclure aussi que la variation de l'éclairement a un effet remarquable sur la puissance par rapport à la variation de la température. Plus l'éclairement augmente et la température diminue plus le rendement du générateur photovoltaïque augmente.

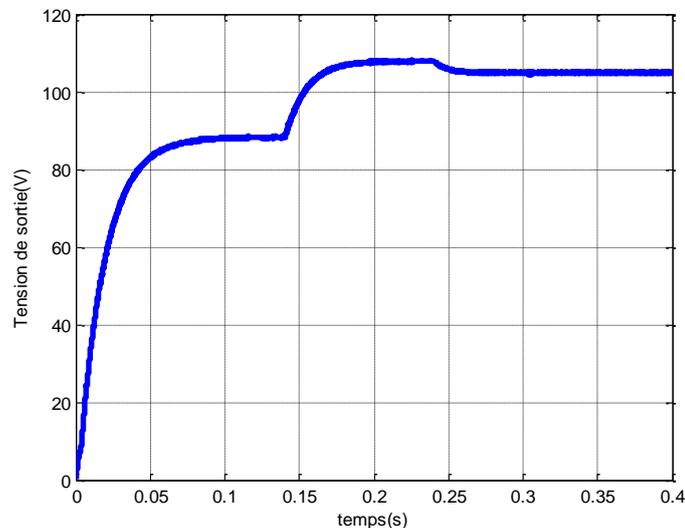


Fig. III.15 : La tension de sortie du hacheur parallèle

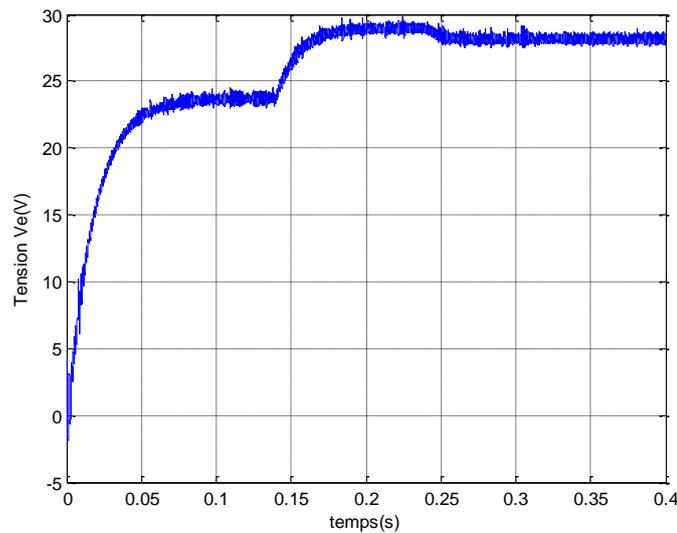


Fig. III.16 : La tension d'entrée du hacheur parallèle

D'après les figures III.15 et III.16 nous remarquons que la tension de sortie est plus grande à celle de l'entrée car nous avons utilisé un hacheur parallèle comme un étage d'adaptation entre le générateur PV la charge et son rôle est d'augmenter la tension d'entrée. La tension atteint 85V sous un éclairement 800 W/m^2 et une température de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ puis elle dépasse 100V lorsque l'éclairement atteint 1000 W/m^2 , après elle diminue légèrement lorsque la température varie de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ à $35 \text{ }^\circ\text{C}$. Donc la variation de la température n'a pas un grand effet sur la tension de la sortie par rapport à la variation de l'éclairement. De plus nous remarquons que l'algorithme P&O cherche toujours à maximiser la tension de la sortie.

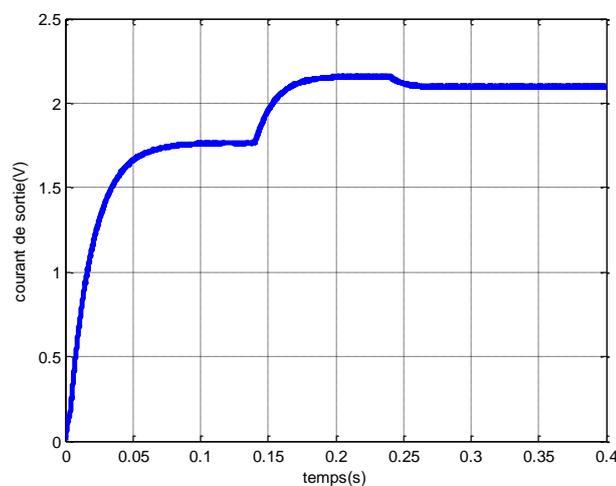


Fig. III.17 : le courant de sortie du hacheur parallèle

La figure III.17 montre la variation du courant de la sortie. Le courant aussi varie en fonction de l'éclairement et de la température. A un éclairement de 800 W/m² et une température de 25 °C, le courant se stabilise au voisinage de 1.7A et atteint 2.2A sous un éclairement de 1000 W/m² et une température de 25 °C. Puis diminue légèrement à cause de la variation de la température.

III.3.3 Simulation de la commande MPPT à base de la logique floue :

La figure III.18 montre le programme Simulink d'un générateur photovoltaïque alimentant une charge R via un hacheur parallèle. Nous avons implémenté une commande MPPT à base de la logique floue.

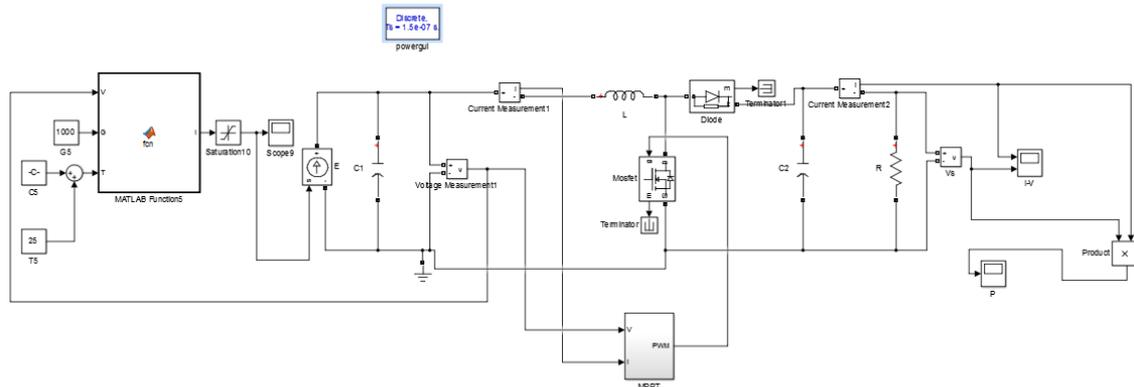


Fig. III.18 : programme Simulink de la commande MPPT à base de la logique floue.

Le sous-système 'MPPT' a comme entrées : la tension et le courant du générateur photovoltaïque et comme sortie le signal MLI qui commande le hacheur. La figure III. 19 montre l'architecture interne de ce sous-système.

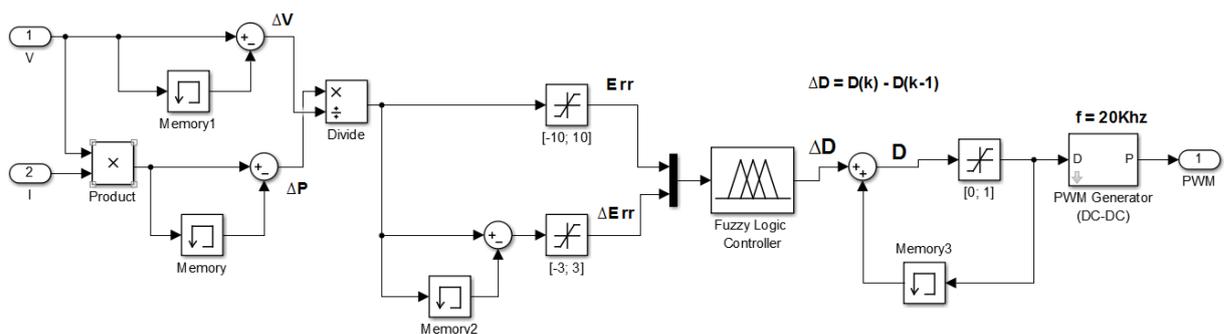


Fig. III.19 : L'architecture interne de sous-système MPPT

Le contrôleur flou a comme entrées : l'erreur E_{rr} et la variation de l'erreur ΔE_{rr} , et comme sortie la variation du rapport cyclique.

De point de vue mathématique l'erreur E_{rr} c'est la tangente de la courbe $P = f(V)$, donc plus le point de fonctionnement s'approche vers la MPP, plus la tangente diminue et tend vers 0. Par contre, plus le point de fonctionnement s'éloigne de la MPP plus la tangente devient grande. Donc, l'erreur nous aide pour savoir où est la position actuel du point de fonctionnement par rapport au point de la MPP, si E_{rr} est positif, le point de fonctionnement se trouve à gauche de la MPP et si E_{rr} est négatif, le point de fonctionnement se trouve à droite de la MPP (fig. III.20). La variation de l'erreur ΔE_{rr} nous aide pour savoir est ce que le point de fonctionnement s'approche vers la MPP ou il s'éloigne ? Et de combien il s'approche ou bien il s'éloigne ? Et nous aide aussi à préciser la valeur du rapport cyclique à diminuer ou à augmenter.

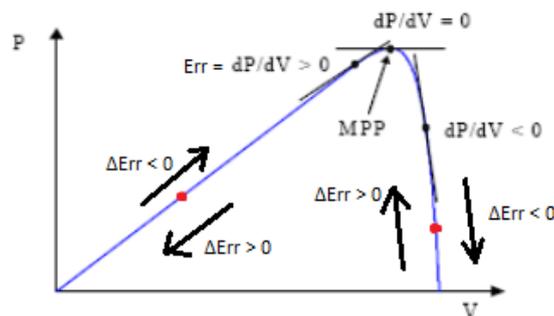


Fig. III.20 : Le principe de l'algorithme MPPT avec la logique floue.

Pour bien comprendre le principe, nous prenons comme un exemple la règle floue suivante :

SI E_{rr} est PB **ET** ΔE_{rr} est PB **alors** ΔD est PB

La prémisse « **l'erreur est positif grand** » signifie que le point de fonctionnement se trouve à gauche de la MPP et il se situe très loin de la MPP, de plus la prémisse « **la variation de l'erreur est positive grande** » signifie que le point de fonctionnement s'éloigne de la MPP avec un pas très grand. Donc pour que le point de fonctionnement se déplace vers la MPP la conclusion doit être « **ΔD est positif grand** », signifie que le rapport cyclique doit augmenter avec un pas très grand afin d'augmenter la tension.

III.3.4 Résultats de la simulation

La simulation est faite pour voir la réponse du système à la variation de l'irradiation et de la température. Pour cet objectif, l'irradiation et la température du générateur photovoltaïque, sont initialement à 800 W/m^2 et 298.15 K ($25 \text{ }^\circ\text{C}$) respectivement. Après, à l'instant $t = 0.14 \text{ s}$ nous avons varié la valeur de l'irradiation à 1000 W/m^2 en gardant la température fixée à 298.15 K ($25 \text{ }^\circ\text{C}$), puis à l'instant $t = 0.24 \text{ s}$ nous avons changé la valeur de la température à 308.15 K ($35 \text{ }^\circ\text{C}$) en gardant l'éclairement fixé à 1000 W/m^2 .

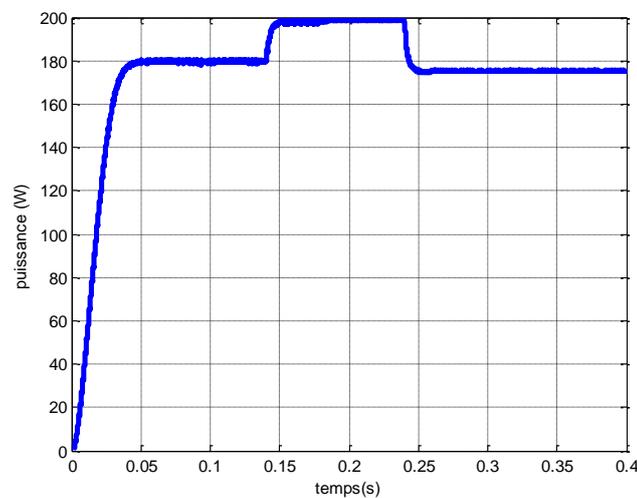


Fig. III.21 : La puissance de la sortie du hacheur

La figure III.21 montre la puissance de sortie du hacheur. La puissance atteint 180 W sous un éclairement de 800 W/m^2 et une température de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Le système entre dans le régime permanent à l'instant $t = 0.05 \text{ s}$, donc la réponse du système est plus rapide par rapport à la méthode P&O. De plus le système arrive à une puissance plus grande à celle de P&O (180 W) sous les mêmes conditions atmosphériques (800 W/m^2 et $25 \text{ }^\circ\text{C}$). A partir de l'instant $t = 0.14 \text{ s}$ où il y a un changement dans l'éclairement se traduit par une augmentation de la puissance jusqu'au voisinage de 200 W , donc le système n'arrive pas à atteindre une valeur supérieur de 200 W , ce qui est le cas contraire dans la méthode P&O où la puissance arrive jusqu'à 230 W sous les mêmes conditions atmosphériques, donc c'est un avantage de cette méthode. Mais la réponse du système à base de la logique floue reste plus rapide, la puissance varie de 180 W à presque 200 W dans un intervalle de temps très petit (0.01 s), ce qui est le cas contraire avec la méthode P&O. Puis à l'instant $t = 0.24 \text{ s}$ la

puissance commence à diminuer jusqu'elle arrive au-dessous de 180 W à cause de l'augmentation de la température. Par contre dans la méthode P&O nous remarquons une légère diminution de la puissance mais reste au voisinage de 220 W.

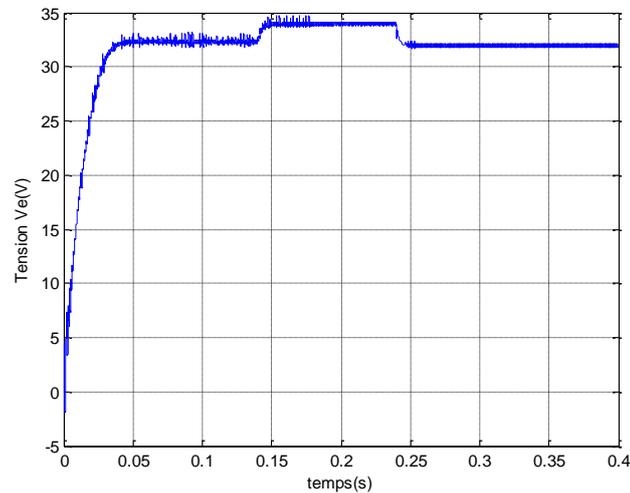


Fig. III.22 : La tension d'entrée du hacheur

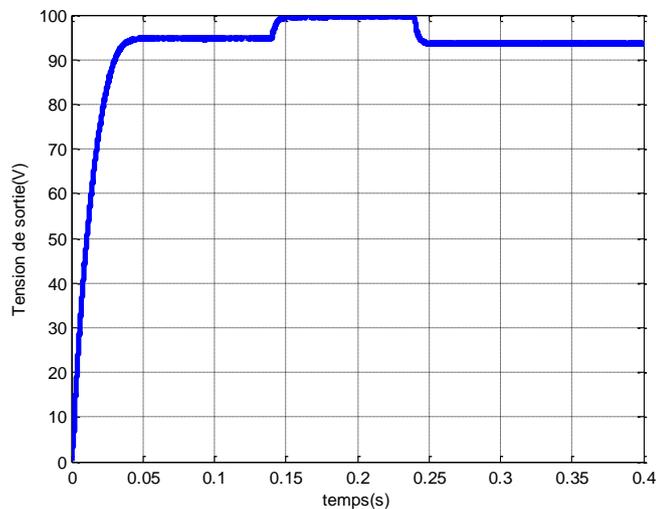


Fig. III.23 : La tension de la sortie du hacheur

Les figures III.22 et III.23 montrent respectivement la tension d'entrée et la tension de sortie du hacheur. Le rôle du hacheur parallèle est d'augmenter la tension d'entrée. La tension de sortie atteint 95V sous un éclairage de 800 W/m^2 et une température de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Donc c'est une tension plus grande par rapport à celle de la méthode de P&O sous les mêmes

conditions atmosphériques. Nous remarquons aussi la rapidité de la réponse du système, puisque à l'instant $t = 0.04s$ le système entre dans le régime permanent. A partir de l'instant $t = 0.014s$ où il y a une augmentation de l'éclairement, nous remarquons que la tension augmente légèrement ce qui est le cas contraire avec la méthode P&O où la tension augmente de manière significative et atteint à peu près 108V. Après à l'instant $t = 0.24s$ la tension diminue légèrement lorsque la température augmente.

Nous remarquons aussi que la variation dans les conditions atmosphériques (température et éclairement) n'a pas une grande influence sur la puissance et la tension du système à base de la logique floue par rapport au système avec la méthode P&O. Dans le système avec la méthode P&O les variations sont assez grandes et même la réponse du système est lente.

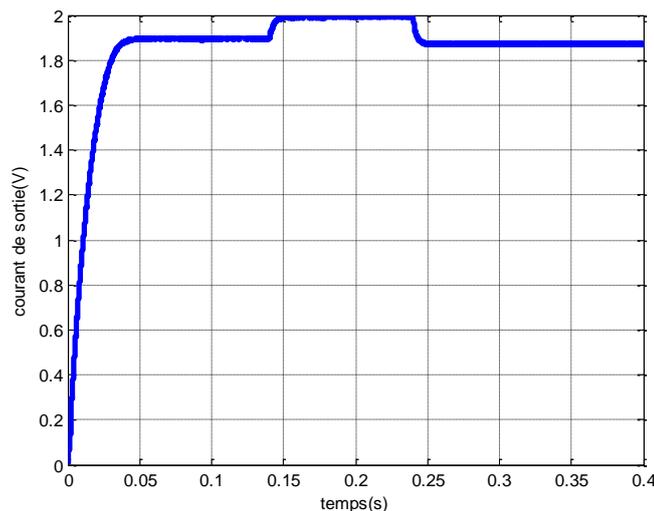


Fig. III.24 : Le courant de la sortie du hacheur

La figure III.24 montre la variation du courant de la sortie. Le courant aussi varie en fonction de l'éclairement et de la température. A un éclairement de 800 W/m^2 et une température de $25 \text{ }^\circ\text{C}$, le courant se stabilise au voisinage de 1.9A et atteint 2A sous un éclairement de 1000 W/m^2 et une température de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Puis diminue légèrement à cause de la variation de la température. La charge aussi influe sur le courant, plus la charge augmente plus le courant diminue.

Donc de point de vue de valeurs maximales, la méthode P&O est la meilleur, mais de point de vue rapidité et précision, la méthode à base de la logique floue est la meilleur, de plus elle ne présente pas une grande variation lors d'un changement dans les conditions atmosphériques.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons expliqué le choix et le principe de fonctionnement du convertisseur DC-DC qui est utilisé comme un étage d'adaptation entre le générateur photovoltaïque et la charge. Ensuite, nous avons expliqué le principe de fonctionnement de deux algorithmes les plus utilisés dans les techniques de la recherche de point de puissance maximale MPPT. Enfin, nous avons terminé ce chapitre par la simulation des deux algorithmes de commande MPPT qui sont : perturber et observer P&O et l'algorithme à base de la logique floue dans Simulink et nous avons comparé les résultats des deux méthodes sous un changement rapide des conditions atmosphérique (éclairage et température).

Conclusions générales

Conclusions générales

L'objectif principal de ce travail est d'étudier la commande MPPT à base de la logique floue appliquée à un système photovoltaïque, et afin qu'on puisse comparer les résultats trouvés nous avons tout d'abord simulé la commande MPPT avec la méthode perturber et observer P&O qui est une méthode largement utilisée dans le domaine de la recherche du point de puissance maximale.

L'algorithme P&O est un algorithme classique et simple. En générale, cet algorithme dépend fortement des conditions initiales et il présente des oscillations autour de la valeur optimale. L'inconvénient majeur de cet algorithme est son mauvais comportement suite à un changement brusque de l'éclairement.

L'algorithme basé sur la logique floue est un algorithme robuste et efficace. En effet, cet algorithme fonctionne au point optimal sans oscillations. En outre, il est caractérisé par un bon comportement en état transitoire. Cependant, l'implémentation de ce type d'algorithme est plus complexe que les algorithmes classiques. De plus, l'efficacité de cet algorithme dépend énormément du tableau d'inférence.

Dans ce travail, nous avons décrit les principaux éléments du système PV. Ensuite, nous avons fait une modélisation et une simulation d'un générateur PV. Les résultats trouvés nous ont permis de conclure que la puissance générée par un panneau PV diminue par la diminution de l'éclairement ou l'augmentation de la température. Puis nous avons présenté une meilleure conception d'un hacheur parallèle capable de rechercher la puissance maximale pour toute variation d'ensoleillement grâce à sa commande MPPT. Ensuite, nous avons rappelé le principe de deux algorithmes MPPT les plus populaires. Enfin, nous avons terminé par une simulation des deux algorithmes.

Les résultats des simulations montrent que l'algorithme FLC donne des résultats meilleurs que le P&O du point de vue rapidité et précision. Bien que la méthode P&O est largement utilisée et facile à implémenter présente des inconvénients tels que l'oscillation autour de la MPP et la divergence du point de fonctionnement lorsqu'il y a un changement

brusque dans les conditions atmosphérique tels que la température et l'éclairement. La commande basée sur la logique floue montre un bon comportement et des meilleures performances par rapport la méthode P&O tels que l'absence de dépassement lors du changement rapide des conditions atmosphériques.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] Brigand, S. (2011). *Installations solaires photovoltaïques*. Paris (France) : Éditions du moniteur.
- [2] Hankins, M. (2012). *Installations solaires photovoltaïques autonomes*. France : DUNOD.
- [3] Bernard, J. (2011). *Énergie solaire Calculs et optimisation*. Paris (France) : Ellipse Édition.
- [4] Labouret, A., Cumunel, P., Braun, J., Faraggi, B. (2010). *Cellules solaires Les bases de l'énergie photovoltaïque*. Paris (France) : DUNOD.
- [5] wikipedia, énergie solaire photovoltaïque,
https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_solaire_photovolta%C3%AFque
- [6] <http://www.explorateurs-energie.com/index.php/les-energies/solaire>
- [7] <https://www.planete-energies.com/fr/medias/decryptages/les-deux-formes-du-solaire-le-solaire-photovoltaïque-et-le-solaire-thermique>
- [8] Habbati, B., Ramdani, Y., Moulay, F. (2014, 16 mai). *A detailed modeling of photovoltaic module using MATLAB*. NRIAG Journal of Astronomy and Geophysics. Vol. 3, p. 53–61.
- [9] www.edf.fr
- [10] Boubou-Bouziani, N. (juillet 2017). *Potentiel et développement des énergies renouvelables en Algérie*. Communication, Science & technology. Vol. 19
- [11] Boukli-hacen, O. (2011). *Conception et réalisation d'un générateur photovoltaïque muni d'un convertisseur MPPT pour une meilleure gestion énergétique* [thèse de magister, université abou bekr belkaid, Tlemcen].
- [12] El hajji, S., Ghemires, T. *Résolution d'équations non linéaires* [Cours, Université Mohammed V, Rabat]. <http://www.fsr.ac.ma/mia/>
- [13] Séguier, G., Labrique, F., Delarue, P. (2015). *Électronique de puissance ; structures, commandes, applications*. Paris (France) : dunod. 10e édition.
- [14] Pinard, M. (2007). *Convertisseurs et électronique de puissance*. Paris (France): DUNOD.
- [15] Abbes, H., Abid H., Loukil, K., Toum, A., Abid, M. (2013). *Etude comparative de cinq algorithmes de commande MPPT pour un système photovoltaïque*. International Journal of Control Energy and Electrical Engineering (CEEE).
- [16] Chermitti, A., Boukli-Hacene, O., Mouhadjer, S. (Septembre 2012). *Design of a Library of Components for Autonomous Photovoltaic System under Matlab/Simulink*. International Journal of Computer Applications (0975 – 8887), Volume 53– No.14
- [18] Eltamaly, A. M., Abdelaziz, A. Y. (2020). *Modern Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Energy Systems*. Suisse : Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-05578-3>
- [19] Cabal, C. (2008). *Optimisation énergétique de l'étage d'adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque* [thèse de doctorat, Université Paul Sabatier - Toulouse III].
- [20] <https://www.lechodusolaire.fr/le-marche-mondial-des-installations-photovoltaïques-pourrait-reculer-de-16-a-18-en-2020/>

- [21] https://tecsol.blogs.com/mon_weblog/2020/07/solar-power-europe-perspectives-du-march%C3%A9-mondial-2020-2024-lapr%C3%A8s-covid-19-synonyme-de-climax-pour-.html
- [22] <https://www.afrik21.africa/algerie-un-mega-projet-solaire-de-4000-mw-baptise-%E2%80%89tafouk1%E2%80%89bientot-sur-les-rails/>
- [23] <https://www.algerie-eco.com/2020/05/20/energie-solaire-lalgerie-prevoit-de-lancer-un-projet-de-4000-mw-a-36-mds-de-dollars/>
- [24] https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_en_Al%C3%A9rie
- [25] <https://fr.wikipedia.org/wiki/Cadmium>
- [26] Verma, V., Kane, A., Singh, B. (2016). *Complementary performance enhancement of PV energy system through thermoelectric generation*. Renew Sustain Energy Rev; 58:1017-26.
- [27] Roman, E., Alonso, R., Ibanez, P., Goitia, D. (2006). *Intelligent PV module for grid-connected PV systems*. IEEE Trans Ind Electron. 53(4):1066-73.
- [28] https://fr.wikipedia.org/wiki/M%C3%A9thode_de_Newton
- [29] HELALI, K. (2012). *Modélisation D'une Cellule Photovoltaïque : Etude Comparative* [Mémoire de magistère, UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI, TIZI-OUZOU].
- [30] Notton, G., al. (2010). *Influence d'un ombrage partiel sur la production électrique d'un module photovoltaïque en silicium monocristallin*. Revue des Energies Renouvelables. Vol. 13 N°1, pp 49-62.
- [31] Adel, S. (2010). *PV cell module modeling and simulation for smart grid applications*. Journal of Theoretical and Applied Information Technology. pp 9-20.
- [32] http://www.jnlog.com/model1_fr.htm
- [33] Yatimi, H., Aroudam, El. (2018). *MPPT algorithms based modeling and control for photovoltaic system under variable climatic conditions*. Procedia Manufacturing. Vol. 22, pp. 757–764.
- [34] Femia, N., al. (2005). *Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method*. IEEE Trans Power Electron. Vol.20, No.4, pp. 963–73.
- [35] Zegaoui, A., Aillerie, M., Petit, P., Sawicki, J.P., Jaafar, A., Salame, C., Charles, J.P. (2011). *Comparison of two common maximum power point trackers by simulating of PV generators*. Energy Procedia. Vol. 6, pp. 678–687.
- [36] Messai, A., Mellit, A., Guessoum, A., Kalogirou, S.A. (2011). *Maximum power point tracking using a GA optimized fuzzy logic controller and its FPGA implementation*. Solar Energy. Vol. 85, pp. 265–277.
- [37] Yatimi, H., Aroudam, E. (2016). *Assessment and control of a photovoltaic energy storage system based on the robust sliding mode MPPT controller*. Solar Energy. Vol. 139, pp. 557–568.
- [38] Panigrahi, A., Bhuyan, K. C. (2017). *Fuzzy Logic Based Maximum Power Point Tracking Algorithm for Photovoltaic Power Generation System*. Journal of Green Engineering. Vol. 6, N. 4, pp. 403–426. doi: 10.13052/jge1904-4720.644
- [39] Praful, R. M., Joshua, A. M. (2017). *Design, Implementation and Performance Analysis of a LabVIEW based Fuzzy Logic MPPT Controller for Stand-Alone PV Systems*. IEEE International Conference on Power, Control, Signals and Instrumentation Engineering.

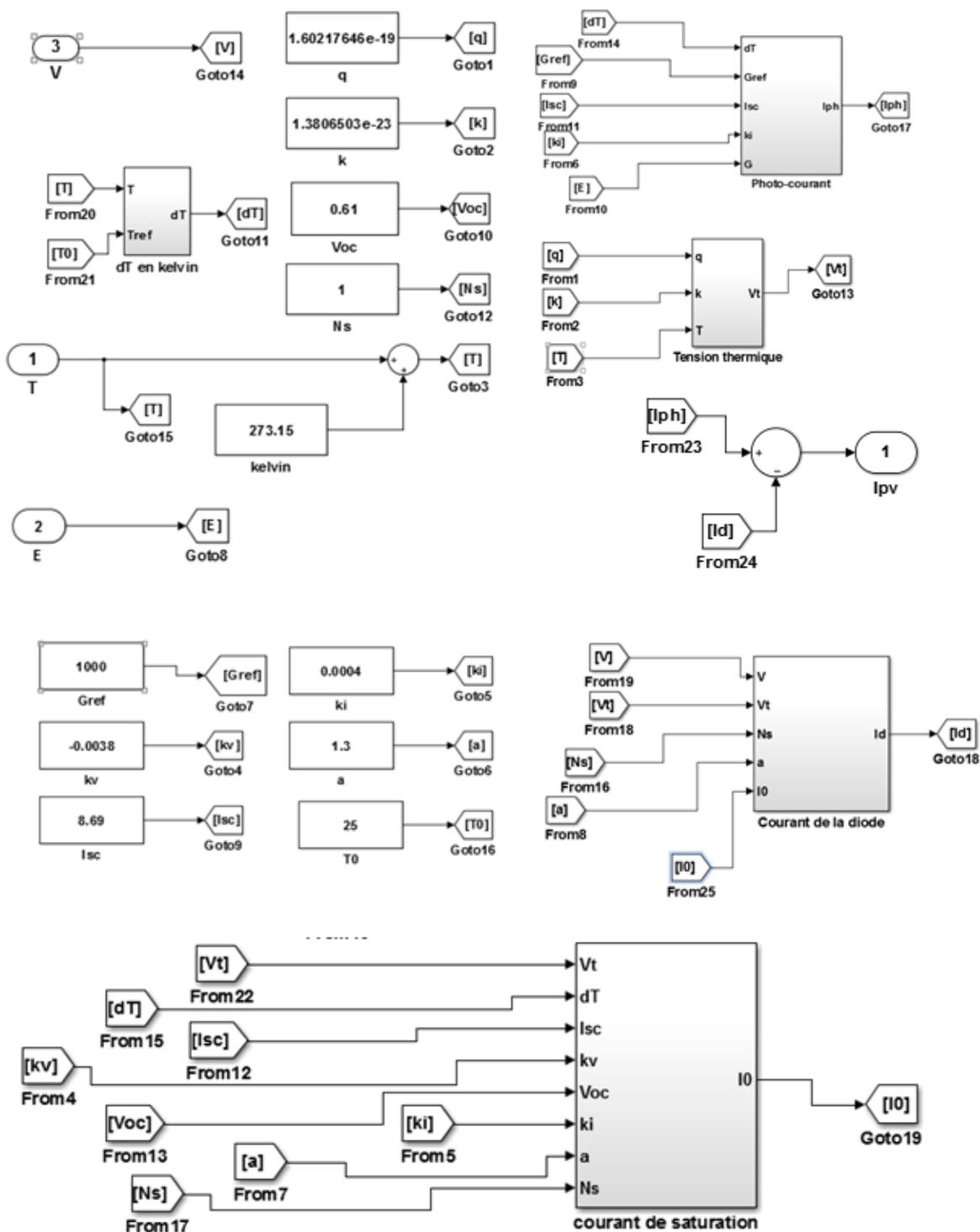
- [40] Guingane, T. T., Koalaga, Z., Simonguy, E., Zougmore, F., Bonkougou, D. (2016). *Modélisation et simulation d'un champ photovoltaïque utilisant un convertisseur élévateur de tension (boost) avec le logiciel MATLAB /SIMULINK*. Journal International de Technologie, de l'Innovation, de la Physique, de l'Energie et de l'Environnement. Vol. 2, n°1. DOI: <http://dx.doi.org/10.18145/jitipee.v1i2.80.g59>.
- [41] Salas, V., Olias, E., Barrado, A., Lazaro, A. (2006). *Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems*. Elsevier Sol. Energy Mater. Sol. Cells. Vol. 90, pp. 1555–1578.
- [42] Bendiba, B., Krimb, F., Belmilia, H., Almia, M. F., Bouloumaa, S., (2014). *Advanced fuzzy MPPT controller for a stand-alone PV system*. Elsevier Energy Proc. Vol. 50, pp. 383–392.
- [43] Abubakkar Siddik, A., Shangeetha, M. (2012). *Implementation of Fuzzy logic controller in photovoltaic power generation using boost converter and boost inverter*. Int. J. Power Electron. Drive Syst. Vol. 2, pp. 249–256.
- [44] Mechernene, A. (2018). *Concepts de la logique floue*. [Cours, université abou bekr belkaid, Tlemcen]
- [45] Martaj, N. Mokhtari, M. (2010). *Contrôle par logique floue*. MATLAB R2009, SIMULINK et STATEFLOW pour Ingénieurs, Chercheurs et Etudiants. Springer-Verlag Berlin Heidelberg. DOI 10.1007/978-3-642-11764-0_16
- [46] Alajmi, B. N., Ahmed, K. H., Finney, S. J. (2011). *Fuzzy-logic control approach of a modified hill climbing method for maximum power point in microgrid standalone photovoltaic system*. IEEE Trans. Power Electron. Vol. 26, pp. 1022–1030.
- [47] Naffouti, S. (2012). *Dimensionnement et commande d'un hacheur parallèle alimenté par une source photovoltaïque* [Mémoire de projet de fin d'étude, Université de Monastir, Tunisie].
- [48] Femia, N., Pétrone, G., Spagnuolo, G., Vitelli, M. (2004). *Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method*. IEEE Transactions On Power Electronics. Vol.20, N. 4, pp. 16-19
- [49] Belkaid, A. (2015). *Conception et implémentation d'une commande MPPT de haute performance pour une chaîne de conversion photovoltaïque autonome* [Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas, Setif]
- [50] Lagorce, J. (2011). *Modélisation, dimensionnement et optimisation des systèmes d'alimentation décentralisés à énergie renouvelable - application des systèmes multi-agents pour la gestion de l'énergie* [Thèse de doctorat, Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, France].
- [51] Mahamat, C. (2018). *Analyse et commandes des convertisseurs multi-niveaux pour un générateur photovoltaïque connecté au réseau électrique* [Thèse de doctorat, Université Paris-Saclay, France].
- [52] Aissou, S., Zinet, M. (2012). *Identification et Caractérisation D'un Système Photovoltaïque* [Projet de fin d'étude, Université Abderrahmane Mira-Bejaia].
- [53] Lasnier, F., Ang, T.G. (1980). *Photovoltaic Engineering Handbook*. IOP Publishing Ltd.
- [54] Pastor, A. C. (2007). *Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques* [Thèse de doctorat, INSA de Toulouse] <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00128644>.
- [55] Sumathi, S., Ashok Kumar, L., Surekha, P. (2015). *Solar PV and Wind Energy Conversion Systems*. Suisse: Springer.

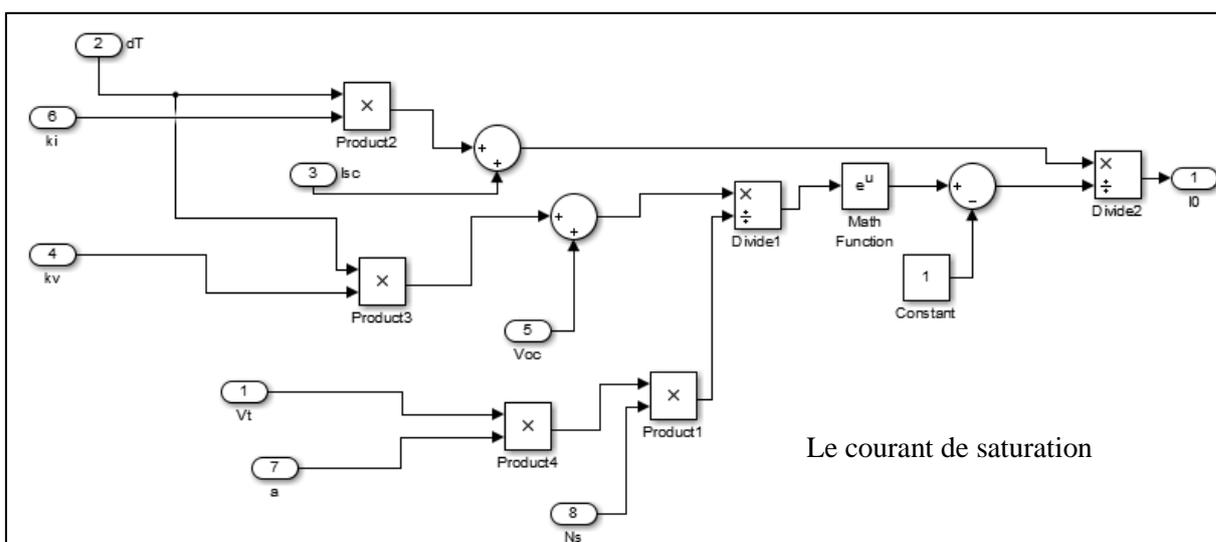
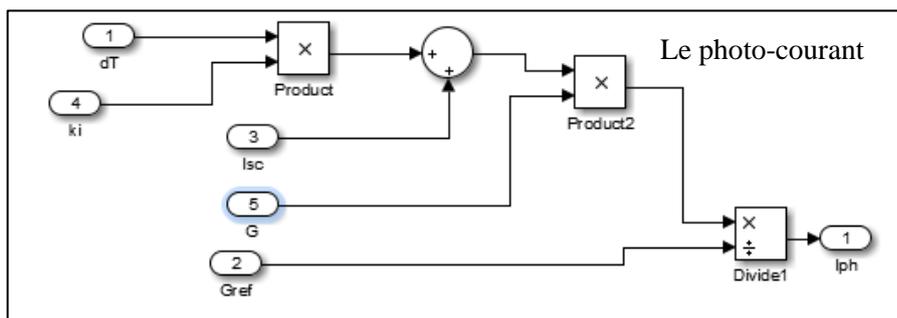
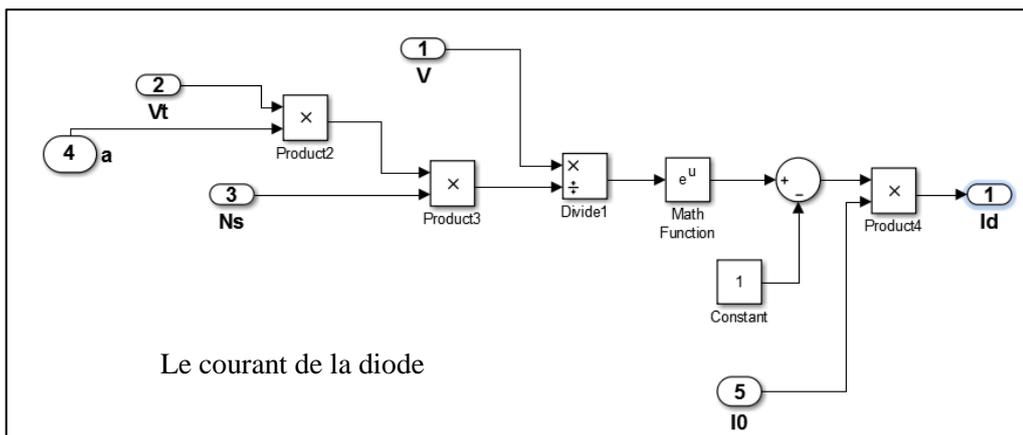
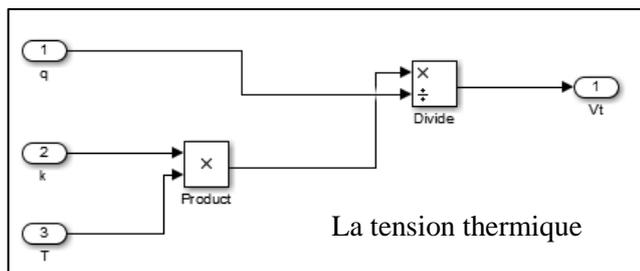
- [56] Natarajan, P., Ramaprabha, R. (2012). *Application of circuit model for photovoltaic energy conversion system*. International journal of photoenergy. Vol. 2012. Doi : 10.1155/2012/410401.

Annexes

Annexe

Le programme de la cellule photovoltaïque idéale :





La simulation d'une cellule photovoltaïque réelle :

Afin qu'on puisse simuler la cellule photovoltaïque réelle, il faut tout d'abord déterminer les deux résistances R_{sh} et R_s . La relation entre R_{sh} et R_s peut-être trouvé en mettant $P_{max,m} = P_{max,e}$ et résoudre l'équation résultante :

$$P_{max,m} = V_{mp} \left\{ I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{V_t n N_s} \right) - 1 \right] - \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{R_{sh}} \right\} \quad (1)$$

$$= P_{max,e}$$

$$R_{sh} = \frac{V_{mp} [V_{mp} + R_s I_{mp}]}{\left\{ V_{mp} I_{ph} - V_{mp} I_0 \exp \left(\frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{V_t n N_s} \right) + V_{mp} I_0 - P_{max,e} \right\}} \quad (2)$$

L'équation (2) signifie que pour toute valeur de R_s , il y aura une valeur de R_{sh} qui fait que la courbe mathématique $I - V$ croise le point expérimental (V_{mp}, I_{mp}) . Le but est de trouver la valeur de R_s (et donc de R_{sh}) qui fait coïncider le pic de la courbe mathématique $P - V$ avec le pic de la puissance expérimentale au point (V_{mp}, I_{mp}) . Cela nécessite plusieurs itérations jusqu'à $P_{max,m} = P_{max,e}$. Chaque itération met à jour R_s et R_{sh} vers la meilleure solution du modèle [55].

$$I_{ph,n} = \frac{R_{sh} + R_s}{R_{sh}} I_{sc,n} \quad (3)$$

La valeur initiale de R_s peut être zéro. La valeur initiale de R_{sh} peut être donnée par :

$$R_{sh,min} = \frac{V_{mp}}{I_{sc,n} - I_{mp}} - \frac{V_{oc,n} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (4)$$

L'équation (4) détermine la valeur minimale de R_{sh} . Bien que R_{sh} soit encore inconnu, il est certainement supérieur à $R_{sh,min}$ et c'est une bonne estimation initiale.

Le programme suivant détermine les valeurs de ces deux résistances :

```

Iscn=8.69;
Vocn=36.67;
Imp=8.19;
Vmp=30.55;
Pmax_e=250;
Kv=-0.38;
Ki=0.04;
Ns=60;

%Constants
k=1.3806503e-23;%constant de Boltzmann [J/K]
q=1.60217646e-19;%la charge de l'électron[C]
a=1.3; %le facteur idéal de la diode

%Les valeurs nominales
Gn=1000; % l'irradiance nominal [W/m²] à 25°C
Tn=25+273.15; %la température ambiante du module [k]
%les valeurs imposés
T=25+273.15;
G=1000;

Vtn=k*Tn/q;
Vt=k*T/q;

Ion=(Iscn+Ki*(T-Tn))/(exp((Vocn+Kv*(T-Tn))/a/Ns/Vtn)-1);
Io=Ion;

Rs_max=(Vocn-Vmp)/Imp;
Rp_min=Vmp/(Iscn-Imp)-Rs_max;

Rp=Rp_min;
Rs=0;

tol=0.001;
P=(0);
error=Inf;

while(error>tol)
    dT=T-Tn;
    Ipvn=(Rs+Rp)/Rp*Iscn;
    Ipv=(Ipvn+Ki*dT)*G/Gn;
    Isc=(Iscn+Ki*dT)*G/Gn;

    Rs=Rs+0.01;

    Rp=Vmp*(Vmp+Imp*Rs)/(Vmp*Ipv-Vmp*Io*exp((Vmp+Imp*Rs)/Vt/Ns/a)+Vmp*Io-Pmax_e);
    clear V
    clear I

    V=0:1:37;
    I=zeros(1,size(V,2));

```

```

for j=1:size(V,2)

    g(j)=Ipv-Io*(exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a)-1)-(V(j)+I(j)*Rs)/Rp-I(j);

    while(abs(g(j))>0.001)
        g(j)=Ipv-Io*(exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a)-1)-(V(j)+I(j)*Rs)/Rp-I(j);
        glin(j)=-Io*Rs/Vt/Ns/a*exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a)-Rs/Rp-1;
        I_(j)=I(j)-g(j)/glin(j);
        I(j)=I_(j);
    end
end

P=(Ipv-Io*(exp((V+I.*Rs)/Vt/Ns/a)-1)-(V+I.*Rs)/Rp).*V;
Pmax_m=max(P);
error=(Pmax_m-Pmax_e);

end

fprintf('Model info:\n')
fprintf('Rp_min=%f',Rp_min)
fprintf('\nRp=%f',Rp)
fprintf('\nRs_max=%f',Rs_max)
fprintf('\nRs=%f',Rs)
fprintf('\na=%f',a)
fprintf('\T=%f',T-273.15)
fprintf('\nG=%f',G)
fprintf('\nPmax_m=%f(model)',Pmax_m)
fprintf('\nPmax_e=%f(experimental)',Pmax_e)
fprintf('\ntol=%f',tol)
fprintf('\nP_error=%f',error)
fprintf('\nIpv=%f',Ipv)
fprintf('\nIsc=%f',Isc)
fprintf('\nIon=%f',Ion)
fprintf('\nI=%f',I)
figure(1)
plot(V,I)

```

Le programme de la cellule photovoltaïque réelle :

```

function I = fcn(V,G,T)

    Isc=8.69;
    Voc=0.61;
    Imp=8.19;
    Vmp=30.55;
    Pmax_e=250;
    Kv=-0.0038;
    Ki=0.004;
    Ns=60;

    k=1.3806503e-23;
    q=1.60217646e-19;
    a=1.3;
    Rs=0.04/60;

    Rp=(1.2711e+03)/60;

    Gn=1000;
    Tn=298.15;

    dT=T-Tn;

    Vt=k*T/q;
    Vtn=k*Tn/q;

    Io=(Isc+Ki*dT)/(exp(q*((Voc)+Kv*dT)/(a*k*Tn))-1);

    Iph=(Isc+Ki*dT)*G/Gn;

    I=4;
    g=Iph-Io*(exp(q*(V+I*Rs)/(k*T*a))-1)-((V+I*Rs)/Rp)-I;

    while(abs(g)>0.001)
        g=Iph-Io*(exp(q*(V+I*Rs)/(k*T*a))-1)-((V+I*Rs)/Rp)-I;
        glin=(-Io*q*Rs/(k*T*a))*exp(q*(V+I*Rs)/(k*T*a))- (Rs/Rp)-1;
        I=I-(g/glin);
    end

end

```

Spécifications techniques du module photovoltaïque ALPV-250-P60 :

/// CONDITIONS DE FONCTIONNEMENT

Tension maximale du système.	DC 1000 volts
Température de fonctionnement.	-40 °C ~ +85 °C
Calibre unitaire des fusibles en série.	15 ampères
NOCT	47 +/-2
Charge statique, frontal, (Neige et vent)	5400 Pa
Charge statique, arrière, (Vent).	2400 Pa
Classe d'application	Classe A
Classe de sécurité	II

/// PERFORMANCES ELECTRIQUES SOUS LES CONDITIONS (STC)

Conditions standards de test : irradiation 1000W/m², température de cellule 25°C, masse d'air 1.5 G

	ALPV 250P60
Puissance (Pmpp).	250,00 W
Tension à puissance max (Umpp).	30,55 V
Intensité à puissance max (Impp).	8,19 A
Tension en circuit ouvert (Uoc).	36,67 V
Intensité du court circuit (Isc).	8,69 A
Rendement module.	15,37 %

/// PARAMÈTRES TECHNIQUES

Nombre et type de cellule	60 cellules polycristallines 156x156mm
Dimension (Lon x Lar)	1640mm x 992mm (+/-2)
Châssis	Aluminium anodisé, section 40 x 35 mm
Configuration	10 cellules x 6 rangées
Face avant	Verre trempé 3,2 mm
Poids	18,60 Kg
Encapsulant	EVA (Éthylène - Vinyl - Acetate)
Boitier de connexion	3 diodes bypass, IP65, TUV&UL
Câble	Longueur 900 mm, section 4mm ²
Connecteurs	MC4 compatible

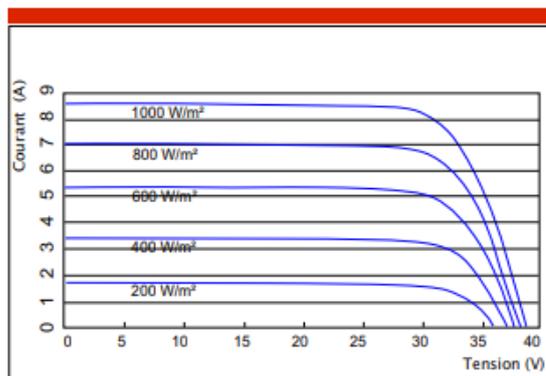
COEFFICIENTS DE TEMPÉRATURE

coefficient de température de P_{max} $- 0,470 \% ^\circ C$
 coefficient de température de V_{oc} $- 0,380 \% ^\circ C$
 coefficient de température de I_{sc} $+ 0,040 \% ^\circ C$

EMBALLAGE

Nombre de modules par palette : 25
 Nombre de modules par conteneur
 de 40 pieds : 700
 Dimension de la palette : 1700x1150x1170mm

Caractéristique I-V typique selon
différentes irradiances



Caractéristique I-V typique selon
différentes températures

