

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة سعد دحلب البليدة
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie

قسم الإلكترونيك
Département d'Électronique



Mémoire de Projet de Fin d'Études

présenté par

LADRAA Wafa

&

MOUSSAOUI Yamina

Pour l'obtention du diplôme Master en génie électrique option : Microoptoélectronique

Thème

Modélisation et simulation d'un générateur photovoltaïque mixte (Si monocristallin-couche mince) et calcul du coefficient de perte de puissance

Proposé par :

Dr. FATHI Mohamed, Directeur de recherche UDES

Pr. FERDJANI Kais

Année Universitaire 2012-2013

Remerciements

Tout d'abord nous remercions الله le tout-puissant de nous avoir donné le courage la volonté et la patience de mener a ce présent travail.

Nous adressons nos sincères remerciements à tous ceux qui ont contribué à sa réalisation, nous citons en particulier nos promoteurs **Mr FATHI Mohamed** Directeur de Recherche à l'Unité de Développement des Equipements Solaires (UDES) de Bou-Ismaïl et **Mr FERDJANI Kais** Professeur à l'Université Saad Dahleb de Blida (USDB), qui nous ont orientés tout au long de ce travail, par leurs conseils, et informations qui nous ont beaucoup aidées.

Nous remercions aussi les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en évaluant notre modeste travail.

Nous tenons à remercier particulièrement les enseignants du Département D'ÉLECTRONIQUE de l'USDB pour tout ce qu'ils nous ont transmis, leurs efforts et leur disponibilité.

Nous tenons à remercier tous nos amis et camarades pour leurs soutien .

Nous finirons par les remerciements les plus importants qui vont à nos familles à qui nous devons beaucoup pour leur amour et leurs soutiens permanents.

ملخص: في هذا العمل سنركز على دراسة المولدات الكهربائية الضوئية وأدائها وفقا للظروف المناخية المحلية (الجزائر). بحيث ان ارتفاع درجة الحرارة في المناطق الصحراوية (جنوب) يؤثر على إنتاج الطاقة الضوئية. بوجود العديد من التقنيات الضوئية المختلفة التي يمكن تركيبها كحقول ضوئية لتحويل الطاقة الشمسية إلى كهرباء. و بالنسبة لفقدان الطاقة الكهربائية نظرا لارتفاع درجة الحرارة فهذا يعتمد على تكنولوجيا الخلايا والوحدات الكهروضوئية المثبتة.

وسوف نتاح لنا محاكاة الأداء في حالة الأسر الرئيسية من الخلايا والوحدات الشمسية (رقيقة فيلم، أحادي السيليكون، وبولي سيليكون، إلخ ..). ويقترح الجمع بين اثنين على الأقل من التكنولوجيات المختلفة لتشكيل مولد الضوئية يتميز بمردود مقبول مع انخفاض معامل الفقد في الطاقة بالنسبة لدرجة الحرارة. و في نهاية المطاف الهدف من هذه الدراسة هو تطوير المحطات الضوئية من تقنيات مختلطة على نحو أفضل لإنتاج الطاقة في مناطقنا الجنوبية في درجة حرارة عالية.

كلمات المفاتيح: مولد الطاقة الكهربائية الضوئية , نمذجة الخلايا الشمسية , الوحدة الكهروضوئية.

Résumé : Dans ce projet on s'intéressera à l'étude des générateurs photovoltaïques et leurs performances selon les conditions climatiques locales (Algérie). Plus précisément, l'effet de la température élevée dans les zones désertiques (Sud) sur la production d'énergie photovoltaïque. Diverses technologies PV existent et peuvent être installées sous forme de champs PV pour convertir l'énergie solaire en électricité. L'effet de la perte de puissance électrique en fonction de l'élévation de la température dépend de la technologie de la cellule et module photovoltaïque installés. Des simulations des performances y seront faites dans les cas des principales familles des cellules et modules solaires (Couche mince, Silicium-mono ; Silicium poly, etc....). La combinaison de deux technologies différentes au moins pour constituer un générateur PV de rendement acceptable et ayant un faible coefficient de perte de puissance en fonction de température sera proposée et modélisée. Son ultime optimisation, permettra de concevoir des centrales photovoltaïques de technologies mixtes s'adaptant mieux à la production d'énergie dans nos régions du sud à température élevée.

Mots clés : Générateur Photovoltaïque ; modélisation d'une cellule photovoltaïque ; module PV.

Abstract: In this project we will focus on the study of photovoltaic generators and their performance according to local climatic conditions (Algeria). More specifically, the effect of high temperature in desert areas (South) on photovoltaic energy. Various PV technologies exist and can be installed as PV array to convert solar energy into electricity. The effect of the loss of electrical power due to the temperature rise depends on the technology of the cell and PV module installed. Simulation

performance will be made in the main families of solar cells and modules (Thin Film, Silicon mono; poly silicon, etc.). The combination of at least two different technologies to form a PV generator and acceptable performance with low power loss coefficient depending on temperature is proposed and modeled. Its ultimate optimization will develop photovoltaic plants mixed technologies better adapted to the production of energy in our southern regions at high temperature.

Keywords : Photovoltaic generator , modeling of a photovoltaic cell, PV module.

Listes des acronymes et abréviations

C	La vitesse de la lumière	[m/s]
f	La fréquence	[Hz]
λ	La longueur d'onde	[μm]
P_c	La puissance crête	[Wc]
V_{co}	Tension à vide	[V]
V	La tension	[V]
I	Le courant	[A]
I_{cc}	Courant de court-circuit	[A]
P_m	La puissance maximale	[W]
V_m	La tension maximale	[V]
I_m	Le courant maximale	[A]
η	Le rendement	[%]
I_L	Courant photonique	[A]
I₀	Courant de saturation	[A]
R_s	La résistance série	[Ω]
R_{sh}	La résistance shunt	[Ω]
k	Constante de Boltzmann	[JK ⁻¹]
T_c	Température actuelle	[K]
q	La charge de l'électron	[C]
N_j	Nombre de jours d'autonomie	[j]
B_j	Le besoin journalier en courant	[$\frac{A.h}{J}$]
E	La puissance électrique	[W]
G	L'irradiation	[W/m ²]
α_1	Coefficient de perte de puissance	[W/°C]

α	Coefficient de perte de puissance	[%/°C]
μ_{ISC}	Le coefficient de température de court-circuit	[%/°C]
ε_G	L'énergie de bande interdite du matériau	[eV]
$I_{0,R}$	Le courant de saturation à condition de référence	[A]
$T_{c,R}$	La température de la cellule à condition de référence	[K]
$G_{0,R}$	L'irradiation à condition de référence	[W/m ²]
E_{solaire}	L'énergie solaire incidente la plus faible durant l'année	[Wh/m ² .j]
N_e	Nombre d'heures équivalent aux STC	[h]
C_p	Coefficient des pertes du système photovoltaïque	[0.65 < C _p < 0.9]
N_p	Le nombre de modules connectés en parallèle.	
N_s	Le nombre de modules connectés en série.	
$h\mu$	Énergie de photon	
γ	Le facteur de qualité de la diode.	
A	Le facteur d'accomplissement de diodes	
n	Nombre de modules PV	
P_d	Profondeur de décharge de batterie	
R_T	Coefficient de perte de charge de la batterie en fonction de la température	
C_{20}	La capacité nominale des batteries de stockage d'énergie champ PV	
I_{NCL}	Le paramètre d'inclinaison	
L_c	Perte de collection (champ PV)	
L_s	Perte système (onduleur)	
Y_f	Énergie fournie à l'utilisateur	
L_u	Énergie inutilisée.	
FF	Factor de forme	
PR	Indice de performance	
SR	Fraction solaire	

AC	Courant alternatif
c-Si	Silicium monocristallin
mc-Si	Silicium multicristallin
a-Si	Silicium amorphe
LOL	Requis de la perte de charge
AM	Le nombre de masse d'air
STC	Standard Test Conditions
BSF	Le champ électrique arrière
PV	Photovoltaïque
GPV	Générateur photovoltaïque
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NCSM	Natural Cubic Spline Method

Table des matières

Introduction générale.....	1
Chapitre I : Généralités sur les systèmes photovoltaïques	3
I.1.Introduction.....	3
I.2 . Spectre solaire.....	3
I.3. L'effet photovoltaïque.....	6
I.4. Le système photovoltaïque photovoltaïque.....	6
I.4.1 . Production d'énergie	7
I.4.2. Contrôle d'énergie	7
1.4.3. La partie d'utilisation	7
I.5. Description des éléments d'un système photovoltaïque.....	7
I.5. 1.La cellule photovoltaïque.....	7
I.5.2.Le module photovoltaïque.....	9
I.5.3.Les caractéristiques d'un modules PV.....	10
I.5.4.Le champs photovoltaïque.....	11
I.6. Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	12
I.7. Technologies des modules photovoltaïques	13
I.7.1. Les filières silicium	15
I.7.1.1.Le silicium multicristallin (mc-Si).....	15
I.7.1.2.Le silicium monocristallin (sc-Si)	16
I.7.1.3.Le silicium amorphe (a-Si)	16
I.7.2. Les couches minces	17
I.8. Les cellules en couche minces	18
I.9.Conclusion.....	20
Chapitre II : Modélisation d'une cellule solaire	21
II.1. Introduction.....	21
II.2. Les différents modèles électriques d'une cellule solaire	22

II.2.1. Modèle à sept paramètres (7P).....	22
II.2.2. Modèle à six paramètres (6P)	24
II.2.3. Modèle à cinq paramètres (5P)	24
II.2.4. modèle à quatre paramètres (4P).....	25
II.2.5. Modèle a trois paramètres (3P).....	25
II.2.6. Choix du modèle.....	26
II.3. Les paramètres de cellule photovoltaïque.....	27
II.3.1. Le courant de court circuit I_{cc}	27
II.3.2. La tension en circuit ouvert, V_{co}	27
II.3.3. La puissance maximale	28
II.3.4. Le facteur de forme	28
II.3.5. Le rendement	28
II.4. Les caractéristiques I-V, P-V d'une cellule PV.....	29
II.4.1. Les zones de caractérisation $I=f(v)$ d'un GPV.....	30
II.4.2. Les paramètres influents sur les caractéristiques $I=f(v)$, $P=f(v)$	31
II.4.2.1. Influence de l'éclairement	31
II.4.2.2. Influence de la température.....	31
II.4.2.3. Influence de la résistance série	32
II.4.2.4. Influence du facteur de forme.....	32
II.5. Groupement des cellules.....	32
II.5.1. Groupement série	33
II.5.2. Groupement parallèle	33
II.5.3. Groupement mixte (série + parallèle).....	34
II.6 . Choix du module photovoltaïque	35
II.6.1. Le modèle électrique.....	35
II.6.2. Le modèle mathématique	37

II.7 . Conclusion.....	38
------------------------	----

Chapitre III : Simulation de modules PV de diverses technologies..... 39

III.1. Introduction	39
---------------------------	----

III.2. Les caractéristiques du GPV mixte	39
--	----

III.2.1. Les caractéristiques du module PV monocristallin.....	40
--	----

III.2.2. Les caractéristiques du module PV Si polycristallin	40
--	----

III.2.3. Les caractéristiques du module PV couches minces	40
---	----

III.3. Influence de l'éclairement sur les courbes I-V, P-V	42
--	----

III.4. Influence de la température sur les courbes I-V, P-V	44
---	----

III.5. Calcul de coefficient de perte de puissance	45
--	----

III.5.1. Calcul de coefficient de perte de puissance du module PV monocristallin.....	46
--	----

III.5.2. Calcul de coefficient de perte de puissance du module PV polycristallin	47
---	----

III.5.3. Calcul de coefficient de perte de puissance du module PV couche mince	47
---	----

III.6. Validation des résultats	48
---------------------------------------	----

III.7. Interprétation des résultats	49
---	----

III.8. Conclusion	50
-------------------------	----

Chapitre IV : Le générateur photovoltaïque mixte 51

IV.1. Introduction.....	51
-------------------------	----

IV.2. Présentation du logiciel de Dimensionnement.....	51
--	----

IV.2.1. Définition.....	51
-------------------------	----

IV.2.2.L'outil PV SYST.....	51
IV.3.Méthode de dimensionnement des systèmes Photovoltaïques par le calcul..	53
IV.4. Simulation des champs PV.....	54
IV.4.1. Exemple de dimensionnement des systèmesPV autonomes avec Pv syst.....	55
IV.4.2. Exemple de dimensionnement des systèmesPV autonomes par le calcul	55
IV.4.3. Comparaisons des résultats de la simulation avec le calcul.....	56
IV.4.4.Conception du projet pour une technologie monocristalline et couches minces dans un site isolé avec batterie	57
IV.5. Conception du projet pour un générateur photovoltaïque mixte connecté au réseau.....	61
IV. 6. Choix des modules PV	62
IV.6.1.Les paramètres des modules PV Si monocristallin et Si polycristallin	62
IV.6.2. Les paramètres des modules PV couches minces.....	63
IV.7. Résultats de la simulation des centrales PV.....	64
IV.8. Validation des résultats	70
IV.9. Interprétation des résultats	71
IV.10. Conclusion.....	72
Conclusion générale.....	73
Annexes	75
Bibliographie	79

Liste des figures :

Chapitre I : Généralités sur les systèmes photovoltaïques.

Figure I.1 : Densité spectrale du rayonnement solaire direct.

Figure I.2 : Eléments d'un système photovoltaïque.

Figure I.3 : Composition d'une cellule solaire.

Figure I.4 : Schéma d'une cellule solaire.

Figure I.5 : Module photovoltaïque.

Figure I.6 : Champs Photovoltaïque.

Figure I.8 : Répartition de la production des cellules PV par technologie (2011).

Figure. I.9 : Module Si polycristallin (à gauche) et Si monocristallin (à droite).

Figure .I.10 : Evolution des technologies des modules photovoltaïques (2005-2010).

Chapitre II : Modélisation d'une cellule solaire.

Figure II.1 : Les caractéristiques type d'un générateur photovoltaïque.

Figure II.2 : Schéma bloc d'un générateur photovoltaïque.

Figure II.3 : Modèle d'une cellule solaire à sept paramètres (7p).

Figure II.4 : Modèle d'une cellule solaire à six paramètres (6p).

Figure II.5 : Modèle d'une cellule solaire à cinq paramètres (5p).

Figure II.6 : Modèle d'une cellule solaire à quatre paramètres (4p).

Figure II.7 : Modèle d'une cellule solaire à trois paramètres (3p).

Figure II.8 : Caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$ d'une cellule solaire pour un ensoleillement et une température donnés.

Figure II.9 : Les zones de caractéristiques $I(V)$.

Figure II.10 : Caractéristiques I-V, P-V en fonction de l'éclairement.

Figure II.11 : Caractéristiques I-V, P-V en fonction de la température

Figure II.12 : Schéma équivalent d'un groupement en série.

Figure II.13 : Les caractéristiques $P(V)$, $I(V)$ d'un groupement de N_s modules solaires en série.

Figure II.14 : Schéma équivalent d'un groupement en parallèle.

Figure II.15 : Les caractéristiques $P(V)$, $I(V)$ d'un groupement de N_p modules solaires en parallèle.

Figure II.16 : Schéma équivalent d'un groupement mixte.

Figure II.17 : Les caractéristiques $P(V)$, $I(V)$ d'un groupement mixte.

Figure II.18 : Circuit équivalent d'une cellule a quatre paramètres.

Chapitre III : Simulation de modules PV de diverses technologies.

Figure III.1 : Caractéristiques I-V, P-V pour différents éclairement (c-Si M 60) $T=25^{\circ}\text{C}$.

Figure III.2 : Caractéristiques I-V, P-V pour différents éclairement (Energetica E2000I230) $T=25^{\circ}\text{C}$.

Figure III.3 : Caractéristiques I-V, P-V pour différents éclairement (XSERIES X3-115) $T=25^{\circ}\text{C}$.

Figure III.4 : Caractéristiques I-V, P-V pour différentes températures (c-Si M 60) $G=1000\text{W}/\text{m}^2$.

Figure III.5 : Caractéristiques I-V, P-V pour différentes températures (Energetica E2000/230) $G=1000\text{W}/\text{m}^2$.

Figure III.6 : Caractéristiques I-V, P-V pour différentes températures (XSERIES X3-115) $G=1000W/m^2$.

Figure III.7 : Influence de la température sur la puissance optimale du module (c-Si M 60) $G=1000W/m^2$.

Figure III.8 : Influence de la température sur la puissance optimale du module (Energetica E2000/230) $G=1000W/m^2$.

Figure III.9 : Influence de la température sur la puissance optimale du module (XSERIES X3-115) $G=1000W/m^2$.

Chapitre IV : Générateur photovoltaïque mixte.

Figure IV.1 : L'énergie solaire annuelle.

Figure IV.2 : Indice de performance d'une centrale PV Si monocristallin.

Figure IV.3 : La production de puissance normalisée annuelle pour une centrale PV Si monocristallin.

Figure IV.3 : Indice de performance d'une centrale PV de couche mince.

Figure IV.5 : La production de puissance normalisée annuelle pour une centrale PV de couche mince.

Figure IV.6 : Indice de performance d'une centrale PV mixte Si monocristallin-couche mince.

Figure IV.7 : La production de puissance normalisée annuelle pour une centrale PV mixte Si monocristallin-couche mince.

Figure IV.8 : Indice de performance d'une centrale PV Si monocristallin-Si monocristallin.

Figure IV.9 : La production de puissance normalisée annuelle pour une centrale PV Si monocristallin-Si monocristallin.

FigureIV.10 : Indice de performance d'une centrale PV couche mince-couche mince.

Figure IV.11 : La production de puissance normalisée annuelle pour une centrale PV couche mince- couche mince.

FigureIV.12 : Indice de performance d'une centrale PV mixte Si polycristallin-CdTe.

Figure IV.13 : La production de puissance normalisée annuelle pour une centrale PV mixte Si polycristallin-CdTe.

FigureIV.14 : Indice de performance d'une centrale PV Si polycristallin-Si polycristallin.

Figure IV.15 : La production de puissance normalisée annuelle pour une centrale PV Si polycristallin-Si polycristallin.

FigureIV.16 : Indice de performance d'une centrale PV CdTe-CdTe.

Figure IV.17 : La production de puissance normalisée annuelle pour une centrale PV CdTe-CdTe.

Figure IV.18: L'indice de performance.

Figure IV.19: Perte de puissance du champ PV par rapport à la température.

Liste des tableaux :

Chapitre I : Généralités sur les systèmes photovoltaïques :

Tableau I.1 : Le spectre du rayonnement solaire.

Tableau I.2 : Rendement des filières silicium.

Tableau I.3 : Rendement des filières couches minces.

Chapitre III : Simulation de modules PV de diverses technologies :

Tableau III.1 : Les caractéristiques électriques du module Bosch Solar c-Si M 60.

Tableau III.2 : Les caractéristiques électriques du module Energetica E2000/230.

Tableau III.3 : Les caractéristiques électriques du module Inventux (a-Si/ μ c-Si) XSERIES X3-115.

Tableau III.4 : Comparaison des résultats de la simulation et des données du constructeur du module Si-mono (c-Si M 60).

Tableau III.6 : Comparaison des valeurs de la simulation et des données du constructeur du module couches minces (XSERIES X3-115).

Tableau III.5 : Comparaison des résultats de la simulation et des données du constructeur du module Si-poly (Energetica E2000/230).

Chapitre IV : Générateur photovoltaïque mixte :

Tableau IV.1 : Besoin énergétique.

Tableau IV.2 : Comparaisons des résultats.

Tableau IV.3 : Principaux paramètres.

Tableau IV.4 : Les paramètres des modules PV utilisés (monocristallin et couche mince).

Tableau IV.5 : Résultats de la simulation pour un module monocristallin et couche mince.

Tableau IV.6 : Paramètres météorologiques et géographiques.

Tableau IV.7: Les paramètres des modules PV utilisés (monocristallin et Si polycristallin).

Tableau IV.8 : Les paramètres des modules PV utilisés (couche mince).

Tableau IV.9 : Perte de puissance du champ PV par rapport à l'augmentation de la température et indice de performance.

Introduction générale

L'énergie solaire photovoltaïque (PV), qui est la conversion directe de la lumière en électricité grâce à des cellules solaires, représente une alternative intéressante bien adaptée aux besoins énergétiques.

La performance d'un système PV dépend fortement des conditions météorologiques telles que le rayonnement solaire, la température. Et pour fournir l'énergie continuellement durant toute l'année, un système PV doit donc être correctement dimensionné. Ce qui exige une étude assez rigoureuse dans le but de faire le meilleur choix, le plus performant.

Dans notre étude nous intéressons au générateur photovoltaïque mixte qui contient deux différentes technologies (cristalline et couches minces) pour avoir les avantages des deux technologies, GPV monocristallin qui a un grand rendement mais il perd plus de puissance dans les hautes températures et le GPV couches minces qui a une stabilité en puissance dans les hautes températures avec un faible rendement par rapport le GPV cristallin. Notre but est de combiner ces deux technologies (cristalline-couches minces) pour obtenir un GPV mixte qui est caractérisé par un rendement important et stable durant l'année.

Le document présenté est rédigé en quatre chapitres principaux résumés dans ce qui suit :

Le premier chapitre présente des généralités sur les systèmes photovoltaïques. Nous abordons en premier lieu quelques notions sur la source d'énergie. Ensuite, en décrivant les éléments d'un générateur photovoltaïque, puis nous abordons les principes de la conversion photovoltaïque ainsi les technologies de fabrication des cellules PV.

Le deuxième chapitre expose la modélisation d'une cellule photovoltaïque. Nous y présentons les différents modèles électriques d'une cellule PV et d'un groupement de cellules ainsi que leurs paramètres et leurs caractéristiques $I(V)$, $P(V)$. Enfin, nous définissons le choix des modules PV et le modèle mathématique.

Le troisième chapitre décrit notre travail de simulation des modules PV de diverses technologies sous MATLAB 7.10.0. Nous présentons les résultats obtenus lors de notre simulation, qui consistent dans un premier temps dans les caractéristiques I-V, P-V pour une irradiation variante et une température constante après pour une irradiation constante et une température variante. Enfin nous calculons le coefficient de perte de puissance de chaque module PV (monocristallin, polycristallin et couches minces) à partir de la courbe $P_{\max}(T)$.

Le quatrième chapitre correspond aux résultats de nos travaux de simulation des générateurs photovoltaïques mixtes sous PV-syst. Nous présentons le logiciel dans lequel nous faisons plusieurs configurations afin d'obtenir les meilleurs résultats du rendement, de perte de puissance et de la superficie.

Finalement, nous terminons ce mémoire par une conclusion générale qui résume notre étude dans sa partie théorique et simulation des résultats.

Chapitre I : Généralités sur les systèmes photovoltaïques

I.1. Introduction :

Un système photovoltaïque est un système d'alimentation électrique, constitué principalement d'un générateur photovoltaïque composé d'un seul ou plusieurs panneaux solaires, d'un ensemble de batteries pour le stockage d'énergie électrique, d'un ou de plusieurs convertisseurs continu-continu pour fournir les tensions d'alimentation adéquates pour les batteries et les charges continues, et un convertisseur continu-alternatif pour l'alimentation des autres appareils à courant alternatif.

II.2.Spectre solaire :

Le Soleil est une étoile située à environ 150 millions de kilomètres de la Terre. Vu de notre planète, il se présente sous la forme d'un disque assez homogène, son rayon est 109 fois celui de la Terre (soit 696 000 km) et sa masse 333 000 fois celle de notre planète.

L'énergie émise par le Soleil l'est d'abord sous la forme de rayonnements électromagnétiques dont l'ensemble forme le rayonnement solaire, qui constitue la seule source externe notable d'énergie pour l'atmosphère. Ce rayonnement solaire se propage à la vitesse de la lumière c ; il lui faut donc, en moyenne, 499 secondes, soit 8 minutes et 19 secondes, pour atteindre notre atmosphère.

La théorie « corpusculaire » de Max Planck prévoit que tout rayonnement de fréquence f peut être considéré comme un flux de photons dont l'énergie élémentaire est directement proportionnelle à cette fréquence. De ce fait, ce sont les rayonnements de courte longueur d'onde (ou de haute fréquence) qui sont les plus énergétiques.

La densité spectrale d'éclairement énergétique du rayonnement solaire hors de l'atmosphère est représentée sur la figure I.1 (elle est exprimée en $W/m^2 \cdot \mu m$).

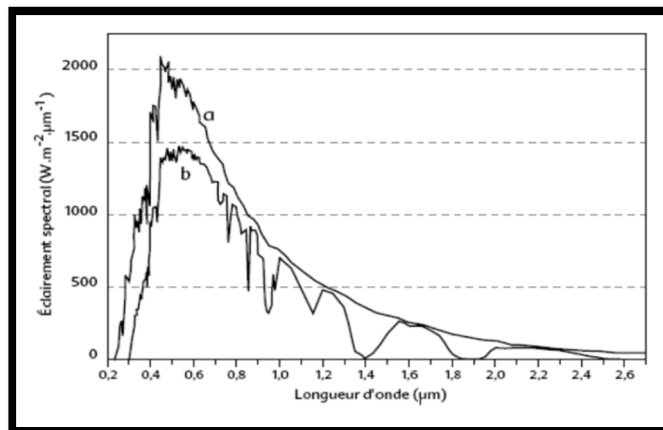


Figure I.1 : Densité spectrale de du rayonnement solaire direct [1].

- La courbe a : représente le rayonnement solaire hors de l'atmosphère.
- La courbe b. représente le rayonnement solaire direct au sol pour une hauteur du Soleil de 65 degrés et une atmosphère claire standard.

La plus grande partie de l'énergie solaire est donc rayonnée principalement dans le domaine visible et infrarouge mais aussi dans les UV.

L'énergie solaire reçue par unité de temps à la limite supérieure de l'atmosphère, sur une surface d'un m^2 , perpendiculaire aux rayons solaires et pour une distance Terre-Soleil égale à sa valeur moyenne, est appelée la constante solaire. Elle a été estimée à $1367 W \cdot m^{-2}$.

La répartition de cet éclairement énergétique dans divers domaines de longueur d'onde est résumée dans le tableau (I.1).

Région spectrale	Longueurs d'onde (μm)	Éclairement	Pourcentage
Infrarouge	>0.70	695	50.8
Visible	0.40 à 0.70	559	40.9
UV-A	0.32 à 0.40	86	6.3
UV-B	0.28 à 0.32	21	1.5
UV-C	<0.28	6	0.4

Tableau I.1 : Le spectre du rayonnement solaire [1].

La part d'énergie reçue dépend de l'épaisseur du milieu à traverser (atmosphère), et est caractérisée par le nombre de masse d'air AM.

Le rayonnement qui atteint le niveau de la mer à midi dans un ciel clair est de 1000 W/m^2 et est décrit en tant que rayonnement de la masse d'air "1" (ou AM1). Lorsque le soleil se déplace plus bas dans le ciel, la lumière traverse une plus grande épaisseur d'air, perdant plus d'énergie. Puisque le soleil n'est au zénith que durant peu de temps, la masse d'air est donc plus grande en permanence et l'énergie disponible est donc inférieure à 1000 W/m^2 .

Les conditions standard de qualification des modules photovoltaïques sont :

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

Le nombre "1.5" indique que le parcours de la lumière dans l'atmosphère est 1.5 fois supérieur au parcours le plus court du soleil, c'est-à-dire lorsqu'il est au zénith.

Les constructeurs de panneaux solaires spécifient les performances de leur matériel dans les conditions normalisées citées (STC : Standard Test Conditions).

I.3. L'effet photovoltaïque :

L'effet photovoltaïque a été mis en évidence pour la première fois par E. Becquerel en 1839[2] : il découvrit que certains matériaux délivraient une petite quantité d'électricité quand ils étaient exposés à la lumière. Albert Einstein expliqua le phénomène photoélectrique en 1912, mais il fallut attendre le début des années 50 par sa mise en application pratique dans la réalisation d'une cellule PV en silicium d'un rendement de 4.5%.

I.4. Le système photovoltaïque (PV):

Tout système photovoltaïque peut se composer, comme il est montré sur la figure I.2, en trois parties :

- Une partie de production d'énergie.
- Une partie de contrôle de cette énergie.
- Une partie d'utilisation de l'énergie produite.

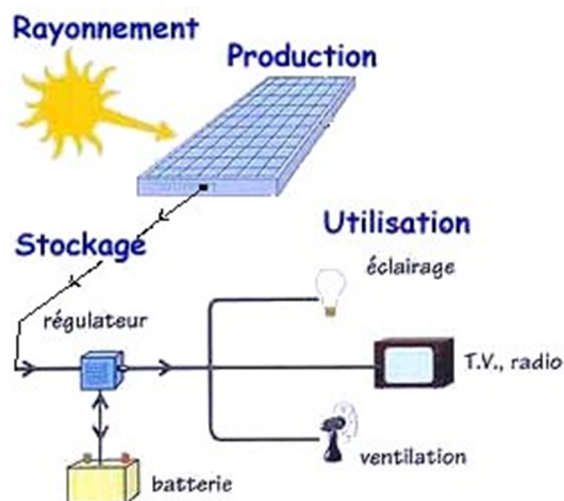


Figure I.2 : Éléments d'un système photovoltaïque.

I.4.1. Production d'énergie :

La partie production d'énergie est composée essentiellement d'un ou plusieurs modules, qui réalisent la conversion d'énergie solaire en électricité.

I.4.2. Contrôle d'énergie :

La partie contrôle d'énergie est composée d'un système de stockage avec ou sans régulation, plus les câbles de connexion.

I.4.3. La partie utilisation :

La partie utilisation se compose de plusieurs récepteurs (utilisateurs), exemple: éclairage, pompage, etc. [3]

I.5. Description des éléments d'un système photovoltaïque :

I.5.1. la cellule photovoltaïque :

Les cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité par un processus appelé « effet photovoltaïque ». Elles sont réalisées à l'aide des matériaux semi-conducteurs, c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants.

La structure la plus simple d'une cellule photovoltaïque comporte une jonction entre deux zones dopées différemment du même matériau (homo-jonction) ou entre deux matériaux différents (hétérojonction). Le but de la structure photovoltaïque, c'est de créer un champ électrique interne.

Bien que différents structures soient envisageable pour l'élaboration des cellules photovoltaïques, de parties similaires sont présentes dans chaque composant. La structure d'une cellule photovoltaïque avec contact sur les deux faces est présentée dans la figure (I.3) [4].

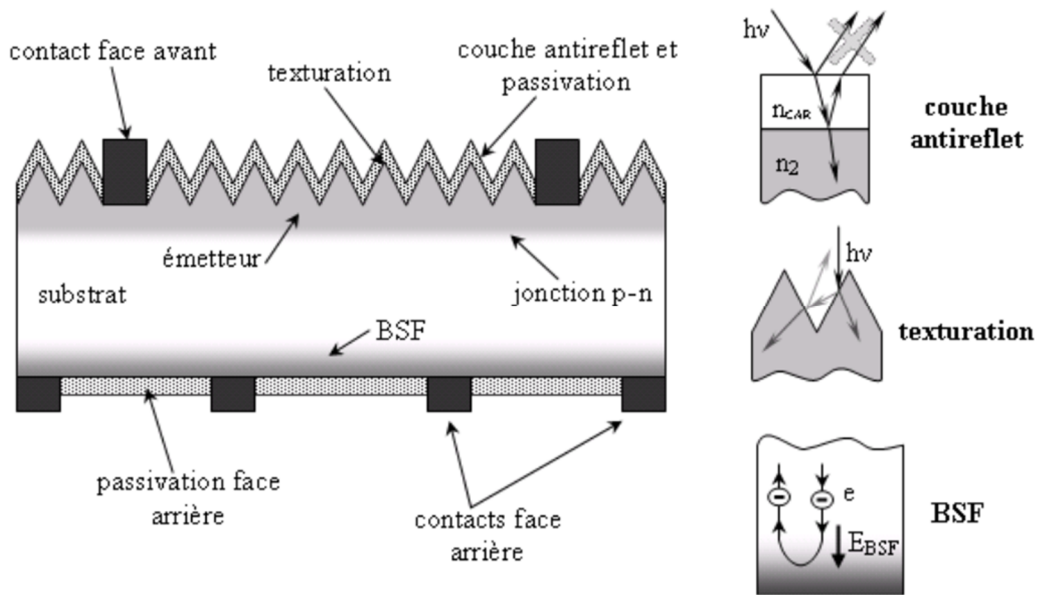


Figure I.3 : Composition d'une cellule solaire.

Passivation des faces avant et arrière : La passivation consiste à améliorer les qualités électroniques de la surface et du volume du matériau en neutralisant les effets de ses défauts électriquement actif.

Couche antireflet : Pour minimiser la réflexion de la lumière.

Texturation de la surface : La texturation du silicium est utilisée pour diminuer la réflectivité de la surface de la cellule.

Contact face avant et arrière : Les contacts métalliques (l'émetteur, substrat) servent à collecter le courant de porteurs photo générer.

BSF : le champ électrique arrière (BSF : Back Surface Field) consiste à créer une barrière de potentiel (par exemple, jonction $p^+ p$) sur la face arrière de la cellule.

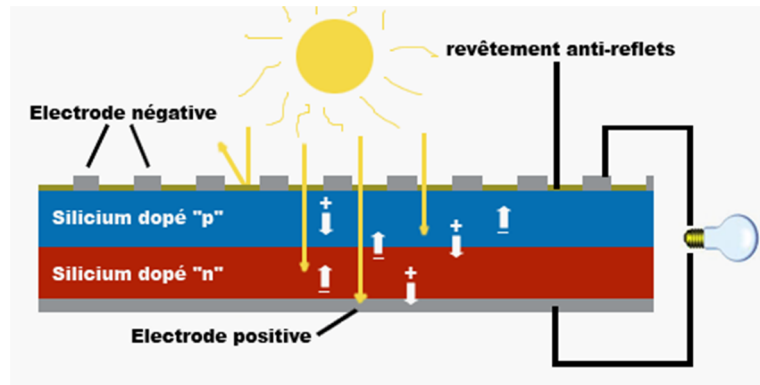


Figure I.4 : Schéma d'une cellule solaire.

La jonction p-n de ces deux matériaux fonctionne comme une diode. Lorsque cette diode est exposée à des photons dont l'énergie ($h\nu$) est supérieure à celle de l'énergie de bande gap (E_g), le nombre d'électrons libres du semi-conducteur de type-p et celui de trous du semi-conducteur de type-n augmente considérablement. Si les photons incidents ont une énergie inférieure à E_g , ils ne seront pas absorbés c'est-à-dire leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque.

Dans une cellule PV, une large fraction de ces électrons et trous atteignent la jonction p-n, et un champ électrique est créé. En conséquence, un courant électrique peut être établi en connectant les matériaux de type-n et type-p à un circuit extérieur. La direction de ce courant est l'opposé de celle de la cellule lorsqu'elle fonctionne en tant que diode, autrement dit, quand la diode est illuminée, un courant positif « I » traverse de n vers p.

1.5.2. Le module photovoltaïque :

Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module Figure (1.5). Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation d'un polymère EVA (éthylène-vinyl-acétate) Figure (1.5) et protégé sur la surface avant d'un

verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière d'une ou de polyéthylène [5].

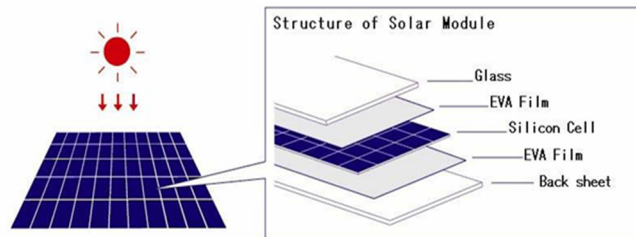


Figure I.5 : Module photovoltaïque.

Les modules sont généralement entourés d'un cadre rigide en aluminium anodisé comprenant des trous de fixation.

Les modules photovoltaïques assurent les fonctions suivantes :

- Protection des cellules contre les agents atmosphériques.
- Protection mécanique et support.
- Connexion électrique entre cellules et avec l'extérieur [5].

I.5.3. Les Caractéristiques d'un module : [7]

Les modules sont généralement des parallélépipèdes rectangles rigides minces (quelques centimètres d'épaisseur), dont les caractéristiques suivantes :

- **La puissance de crête, P_c** : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m²).
- **La caractéristique $I=f(V)$** : Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- **Tension à vide, V_{co}** : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".

- **Courant de court-circuit, I_{cc}** : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".
- **Point de fonctionnement optimum, $P_m (V_m, I_m)$** : Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil, $P_m = V_m \cdot I_m$
- **Rendement η** : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- **Facteur de forme** : Rapport entre la puissance optimale P_m et la puissance maximale que peut avoir la cellule : V_{co}, I_{cc} .

I.5.4. Le champ photovoltaïque :

Le champ solaire Figure I.6 ou (panneau solaire) se compose de plusieurs modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise.

Ces modules sont montés sur une armature métallique qui permet de supporter le champ solaire avec un angle d'inclinaison spécifique.



Figure I.6 : Champ solaire [8].

La quantité d'électricité dans l'ensemble des composants des panneaux PV dépend :

- Des besoins en électricité.
- La taille du panneau.
- L'ensoleillement du lieu d'utilisation.
- La saison d'utilisation.

I.6. Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque :

Une cellule photovoltaïque est un dispositif qui permet de transformer l'énergie solaire en énergie électrique. Cette transformation est basée sur les trois mécanismes suivants :

- Absorption des photons (dont l'énergie est supérieure au gap) par le matériau constituant le dispositif.
- Conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création de paires électron/ trou dans le matériau semi-conducteurs.
- Collecte des particules générées dans le dispositif.

Le matériau constituant la cellule photovoltaïque doit donc posséder deux niveaux d'énergie et être assez conducteur pour permettre l'écoulement du courant d'où l'intérêt des semi-conducteurs pour l'industrie photovoltaïque.

Afin de collecter les particules générées, un champ électrique permettant de dissocier les paires électrons/trou créées est nécessaire. Pour cela on utilise le plus souvent une jonction p-n.

D'autres structures, comme les hétérojonctions et les Schottky peuvent également être utilisées.

Le fonctionnement des cellules photovoltaïques est illustré sur la figure (I.13).

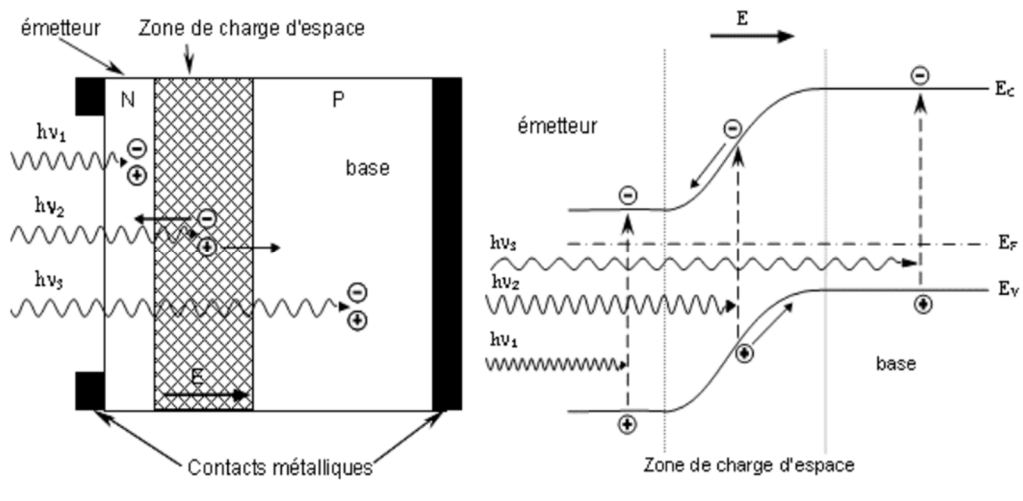


Figure I.7: Structure (gauche) diagramme de bande (droite) une cellule photovoltaïque. (Les dimensions respectives des différentes zones ne sont pas respectées).

Les photons incidents créent des porteurs dans les zones n et p et dans la zone de charge d'espace. Les photo-porteurs auront un comportement différent suivant la région :

- Dans la zone n ou p, les porteurs minoritaires qui atteignent la zone de charge d'espace sont "envoyés" par le champ électrique dans la zone p (pour les trous) ou dans la zone n (pour les électrons) ou ils seront majoritaires. On aura un photocourant de diffusion [9].
- Dans la zone de charge d'espace, les paires électron/trou créées par les photons incidents sont dissociées par le champ électrique : les électrons vont aller vers la région N. les trous vers la région P. On aura un photocourant de génération.

I.7. Technologies des modules photovoltaïques :

Les technologies cristallines (multicristallin et monocristallin) sont de loin les plus utilisées aujourd'hui mais les technologies "couches minces", en particulier CIS et CdTe se développent de plus en plus sur le marché. D'autres filières basées sur l'utilisation

de colorants ou de matériaux organiques, encore à leur balbutiements, promettent un bel avenir à l'énergie photovoltaïque [10].

Il existe actuellement deux grandes technologies de modules photovoltaïques :

- Les technologies **crystallines** qui utilisent des cellules plates de 150 à 200 μm , soit 0,15 à 0,2 mm, découpées dans un lingot ou une brique obtenu par fusion et moulage, puis connectées en série les unes aux autres pour être finalement posées et collées sur la face arrière du verre de protection du module. La matière première est toujours le silicium pour aboutir à du silicium monocristallin (sc-Si), du silicium multicristallin (mc-Si) ou du silicium amorphe (a-Si).
- Les technologies "**couches minces**" sont fondées sur l'utilisation de couches extrêmement fines de l'épaisseur de quelque microns et consistent à déposer sous vide sur un substrat (verre, métal, plastique, ...) une fine couche uniforme composée d'un et plus souvent de plusieurs matériaux réduits en poudre. Les plus développées industriellement sont les technologies CdTe et CIS [10].

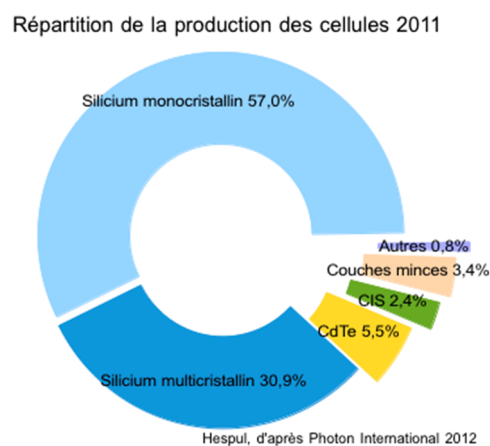


Figure I.8 : Répartition de la production des cellules PV par technologie (an 2011).

I.7.1. Les filières silicium :

Le silicium est le deuxième élément le plus abondant sur terre après l'oxygène, avant le carbone et l'azote. Il représente environ 25 % en masse de l'écorce terrestre, ce qui permet de le considérer comme inépuisable. On le trouve entre autres dans le sable, le quartz,...

Utilisé depuis très longtemps pour la fabrication du verre sous forme de dioxyde de silicium (plus connu sous le nom de "silice"), ses propriétés de semi-conducteur en font le matériau privilégié pour la fabrication des composants électroniques.

Jusqu'à très récemment, l'industrie photovoltaïque, qui ne représentait qu'un marché négligeable pour les producteurs de silicium, a dépendu pour son approvisionnement du silicium destiné à l'industrie électronique, dont les besoins de pureté sont très supérieurs aux siens (99,9999% pour le silicium de grade solaire contre 99,999 999 99% pour le silicium de grade électronique), d'où un coût anormalement élevé.

Le silicium est le matériau de base de près de 95% de la production mondiale de modules, dont l'écrasante majorité à travers les filières multicristallines et monocristallines :

I.7.1.1.Le silicium multicristallin (mc-Si) :

Le silicium multicristallin à lui seul plus de 30.9% du marché mondial, il offre un rendement intéressant (11 à 15%) pour des coûts de fabrication modérés, profitant notamment du fait qu'il a pu longtemps utiliser les déchets de l'industrie électronique. Cet avantage historique s'est toutefois estompé avec les progrès de l'industrie électronique (réduction des déchets) et l'augmentation des besoins du marché photovoltaïque [10].

I.7.1.2. Le silicium monocristallin (sc-Si) :

Environ 57 % du marché, son rendement est supérieur au silicium polycristallin (13 à 19%), mais sa fabrication à partir de minerai est plus délicate et donc plus coûteuse [10].

I.7.1.3. Le silicium amorphe (a-Si) :

Le silicium amorphe est une variante "couches minces" : à peine plus de 3% du marché, son rendement est bien inférieur à celui des filières cristallines (6%) mais son coût est proportionnellement nettement plus bas. Historiquement la première filière "couche mince", il a souffert de problèmes de jeunesse (dégradation rapide du rendement) qui l'ont longtemps handicapé, mais ces problèmes sont aujourd'hui résolus. Il est prioritairement utilisé pour les toutes petites puissances nécessaires aux objets portables (montres, calculatrices...) et pour fabriquer des modules plus ou moins souples que l'on trouve notamment sur les bâches de couverture [10].

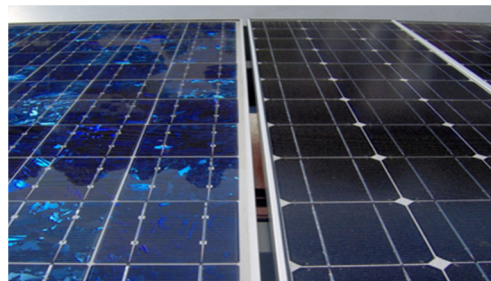


Figure. I.9. Module polycristallin (à gauche) et monocristallin (à droite).

Filière	η
Monocristallin (c-Si)	24%
Multicristallin (mc-Si)	18%
Silicium amorphe (a-Si :H)	12%

Tableau I.2 : Rendement des filières silicium.

I.7.2. Les couches minces :

Outre le silicium amorphe, qui fait le lien entre les deux grandes catégories, les recherches dans le domaine des matériaux semi-conducteurs ont conduit à l'apparition d'une diversité de technologies utilisant des complexes de matériaux en couches minces [10].

Les technologies les plus courantes aujourd'hui produites industriellement sont :

- Le Tellure de Cadmium (**CdTe**), qui présente l'avantage d'une très grande stabilité dans le temps et d'un coût modéré ;
- Le Cuivre/Indium/Sélénium (**CIS**), le Cuivre/Indium/Gallium/Sélénium (**CIGS**) et le Cuivre/Indium/Gallium/Diséléride/Disulfure (**CIGSS**), qui présentent les rendements les plus élevés parmi les couches minces mais à un coût plus élevé
- L'Arséniure de Gallium (**Ga-As**) dont le haut rendement et le coût très élevé conduisent à en réserver l'usage essentiellement au domaine spatial.

Filière	η
GaAs	25-40%
CdTe	15-16%
CIGS	13.4%

Tableau I.3 : Rendement des filières couches minces.

Toutes confondues, ces filières représentent à peine plus de 4% du marché photovoltaïque mondial actuel, mais certaines d'entre elles pourraient être amenées à se développer de façon importante dans les années à venir.

Elles ont en commun un certain nombre d'atouts :

- Elles permettent de fabriquer des modules d'une surface plus importante (4 voire 6 m²), qui peuvent même être ensuite découpés.

- Elles ne craignent pas l'échauffement qui peut faire chuter le rendement des modules cristallins autour de 60°C, ce qui les rend plus aptes à l'intégration.
- Elles captent mieux le rayonnement diffus et sont donc mieux adaptées à certains sites.
- En phase industrielle, leur coût est en principe moins élevé.

Mais présentent aussi certains **inconvénients** :

- Industrialisation moins avancée.
- Matières premières limitées et en concurrence avec d'autres usages.
- Toxicité des matériaux.
- Recyclage plus complexe.

I.8. les cellules en couche minces :

Depuis la découverte des propriétés photovoltaïques du silicium amorphe hydrogéné, en 1975, les scientifiques et les industriels du monde entier ont déployé une intense activité dans le domaine des films minces, dû au fait que ces films ont un coefficient d'absorption de la lumière solaire de plusieurs ordres de grandeur supérieur à celui du silicium cristallin et qu'ils sont souvent produits directement à partir de la phase gazeuse. Ainsi, un module photovoltaïque en films minces peut être réalisé en une couche 400 fois plus mince qu'une cellule photovoltaïque cristalline et avec une surface 40 fois plus grande. Il semble donc évident que les coûts devraient être beaucoup plus faibles, la disponibilité des matériaux de base plus grande et le procédé de fabrication plus simple.

Mais le développement technologique prend du temps car il est en réalité un long processus qui s'élabore à partir d'une chaîne de savoir-faire, où chaque génération ajoute sa contribution aux acquis développés par les prédécesseurs.

Le silicium cristallin n'est pas le matériau idéal de part sa largeur de bande interdite qui est légèrement trop faible pour le spectre solaire, et de part le caractère indirect des transitions, qui donne un faible coefficient d'absorption, nécessitant par

conséquent une forte épaisseur (300µm) de matériau pour absorber tout le spectre solaire. mais il a eu autant de succès dans l'industrie photovoltaïque.

Il existe cinq raisons du succès actuel de la technologie du silicium cristallin massif :

- Depuis le développement du transistor en 1957, le silicium cristallin est le semi-conducteur le mieux connu dans tous ses aspects, tant ses caractéristiques atomiques intimes que dans son usinage pour la production à grande échelle.
- Ses rendements photovoltaïques sont satisfaisants.
- Les procédés de fabrication des cellules et des modules, tirés de la microélectronique, sont bien connus.
- Le rapport coût/rendement est adéquat pour les segments de marché des sites isolés.
- La durabilité de la structure cristalline est élevée (garanties généralisées à 25 ans).

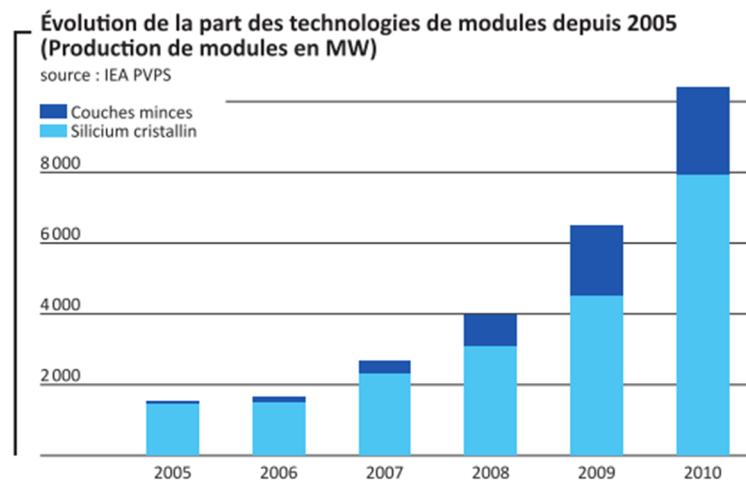


Figure .I.10. Évolution des technologies des modules photovoltaïques (2005-2010)

I.9.conclusion :

Ce chapitre nous a permis de donner un aperçu général sur les systèmes photovoltaïques. Nous avons abordé en premier lieu quelques notions sur la source d'énergie qui représente le soleil .nous avons décrit ensuite les éléments d'un générateur photovoltaïque, leur fonctionnement grâce à l'effet photovoltaïque. Puis nous avons abordé les technologies de fabrication des cellules PV ainsi que les cellules en couches minces de silicium.

Chapitre II : Modélisation d'une cellule solaire

II.1.Introduction :

Le générateur photovoltaïque est décrit par ses caractéristiques courant tension $I=f(V)$ figure (II.1) ; cette modélisation est utilisée généralement pour approximer la sortie du générateur (courant, tension) en fonction de deux entrées qui sont la température et l'éclairement reçu par le générateur figure (II.2).

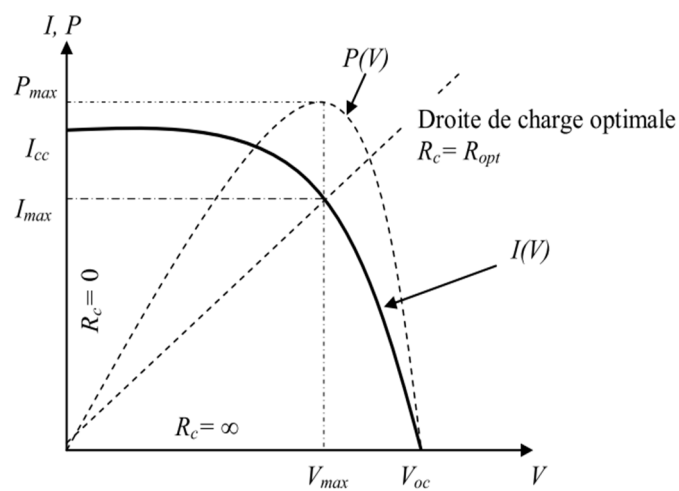


Figure II.1. Les caractéristiques type d'un générateur photovoltaïque

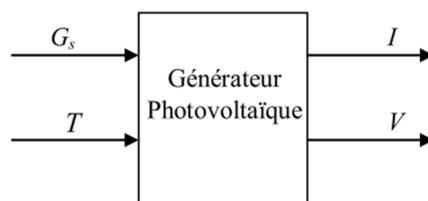


Figure II.2. Schéma bloc d'un générateur photovoltaïque

La puissance fournie par la cellule solaire ($P=V*I$) et son rendement ($\eta=P/P_v$) dépendent du matériau utilisé et de la technologie de fabrication (Silicium amorphe,

Silicium polycristallin, Silicium monocristallin, etc.) de la géométrie de la jonction (épaisseur des couches, multicouche, etc...) et des paramètres (température, spectre et puissance du rayonnement incident, circuit électrique extérieurs connecté a la cellule, etc...). P correspond à la puissance maximale délivrée par le générateur PV en condition d'éclairement STC. P_y correspond à la puissance de l'irradiation incidente en conditions STC ($1000\text{W}/\text{m}^2$).

II.2. Les différents modèles électriques d'une cellule PV :

Parmi ces modèles on peut citer les suivants:

II.2.1. Modèle a sept paramètres (7p) :

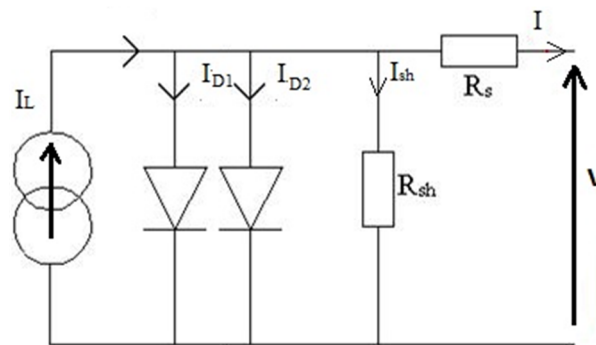


Figure II.3 : Modèle d'une cellule solaire à sept paramètres (7p)

Les paramètres de ce circuit sont :

I_L = photo-courant.

I_{01} = courant de saturation de la diode (1).

I_{02} = courant de saturation de la diode (2).

$\gamma_1 = A_1 \times (N_{CS})$, le facteur de qualité de la diode (1).

$\gamma_2 = A_2 \times (N_{CS})$, le facteur de qualité de la diode (2).

A_1 et A_2 : sont les facteurs d'accomplissement des diodes (1) et (2).

N_{CS} = Nombre des cellules en série.

R_s = la résistance série.

R_{sh} = la résistance shunt.

- **La résistance série R_s** est la résistance interne de la cellule, elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles.
- **La résistance shunt R_{sh}** est due au courant de fuite au niveau de la jonction, elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée. En pratique la résistance shunt (parallèle) R_{sh} est très grande.

L'équation I (V) caractéristique de ce circuit est donnée par :

$$I = I_L - ID1 - ID2 - \frac{(V - IR_s)}{R_{sh}} \quad (2.1)$$

$$ID1 = I_{01} \left(\exp\left(\frac{q}{\gamma_1 k T_c} * (V + IR_s)\right) - 1 \right) \quad (2.2)$$

$$ID2 = I_{02} \left(\exp\left(\frac{q}{\gamma_2 k T_c} * (V + IR_s)\right) - 1 \right) \quad (2.3)$$

La substitution (2.1) et (2.2) dans (2.3) donne :

$$I = \left[I_L - I_{01} \left(\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{\gamma_1 k T_c}\right) - 1 \right) - I_{02} \left(\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{\gamma_2 k T_c}\right) - 1 \right) - \frac{V - IR_s}{R_{sh}} \right] \quad (2.4)$$

II.2.2. Modèle a six paramètres (6P) :

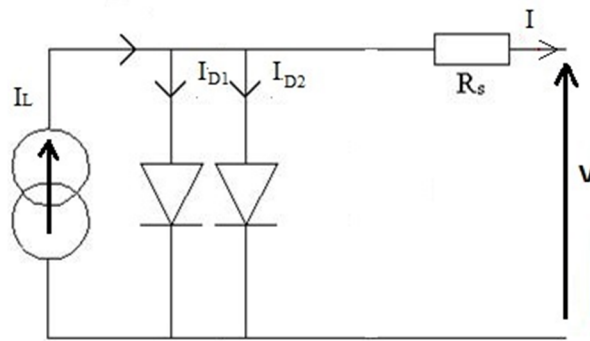


Figure II.4 : Modèle d'une cellule solaire à six paramètres (6p)

Les relations courant-tension pour ce circuit sont les suivant:

$$I = I_L - I_{D1} - I_{D2} \quad (2.5)$$

Remplaçant (2.2) et (2.3) dans (2.5) nous obtenons :

$$I = \left[I_L - I_{01} \left(\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{\gamma_1 k T_C} \right) - 1 \right) - I_{02} \left(\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{\gamma_2 k T_C} \right) - 1 \right) \right] \quad (2.6)$$

II.2.3. Modèle a cinq paramètres (5P) :

Le circuit équivalent de ce modèle est obtenu en utilisant une simplification au circuit de modèle à six paramètres représenté sur la Figure (II.4). Le circuit équivalent sera représenté comme suit (Figure (II.5)).

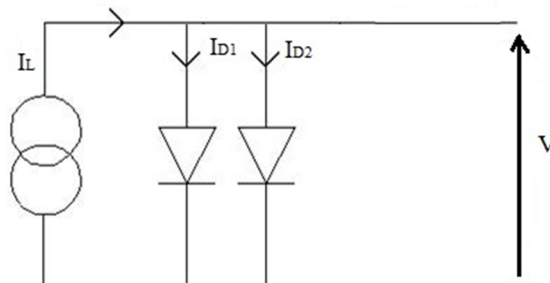


Figure II.5 : Modèle d'une cellule solaire à cinq paramètres (5p)

Les relations courant-tension pour ce circuit sont les suivant:

$$I_{D1} = I_{01} \left(\exp\left(\frac{qV}{\gamma_1 k T_C}\right) - 1 \right) \quad (2.7)$$

$$I_{D2} = I_{02} \left(\exp\left(\frac{qV}{\gamma_2 k T_C}\right) - 1 \right) \quad (2.8)$$

En remplaçant (2.7) et (2.8) dans (2.5) nous obtenons :

$$I = \left[I_L - I_{01} \left(\exp\left(\frac{qV}{\gamma_1 k T_C}\right) - 1 \right) - I_{02} \left(\exp\left(\frac{qV}{\gamma_2 k T_C}\right) - 1 \right) \right] \quad (2.9)$$

II.2.4. Modèle a quatre paramètres (4P) :

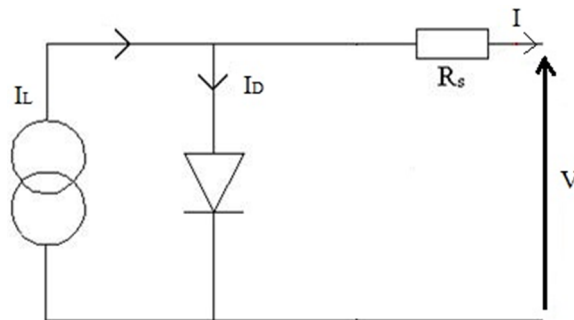


Figure II.6 : Modèle d'une cellule solaire à quatre paramètres (4p)

Les différentes équations décrivant ce modèle seront détaillées par la suite.

II.2.5. Modèle a trois paramètres (3P) :

Si on suppose que la résistance série est nulle (comme pour le circuit à cinq paramètres) le circuit à 4 paramètres se réduit à un circuit à trois paramètres représenté par la Figure (II.7). Ce circuit équivalent est considéré comme idéal.

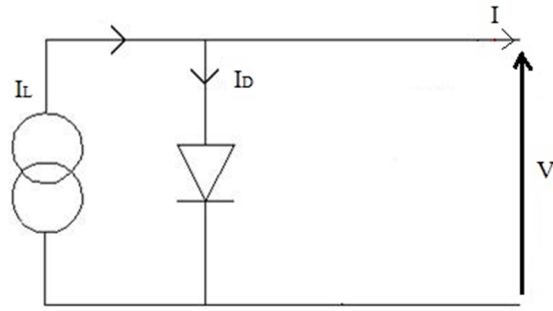


Figure II.7 : Modèle d'une cellule solaire à trois paramètres (3p)

$$I = I_L - I_D \quad (2.10)$$

$$I_D = I_0 \left(\exp\left(\frac{qV}{\gamma_1 k T_c}\right) - 1 \right) \quad (2.11)$$

Si on remplace (2.11) dans (2.10) on obtient :

$$I = I_L - I_0 \left(\exp\left(\frac{qV}{\gamma_1 k T_c}\right) - 1 \right) \quad (2.12)$$

II.2.6. Choix du modèle :

Le choix du modèle électrique est basé sur les paramètres suivants :

- La résistance shunt dans les modèles (7P), (6P) n'influe sur la caractéristique I(V) qu'uniquement au niveau des éclaircements très bas.
- les modèles électriques qui incluent le paramètre de la résistance série (4P et 6P) sont de meilleurs modèles, pour des niveaux d'éclairciment assez loin du niveau de référence, que les modèles qui négligent cette résistance (3P et 5P).
- Le modèle (7P) ne traduit pas les caractéristiques I(V) aussi bien que les autres modèles pour des températures de cellules qui sont assez loin de la température de référence.

- Les courbes $I(V)$ globales, obtenues par les modèles 4P et 6P sont plus précises.

L'objectif de notre projet est de faire la simulation d'un GPV mixte, il consiste à :

- Présenter les caractéristiques I-V et P-V.
- Calculer le coefficient de perte de puissance en fonction de l'augmentation de la température.

Et d'après les paramètres de chaque modèle électrique, on va utiliser le modèle 4P (ce modèle contient une seule diode et une résistance série R_s).

II.3. Paramètres de la cellule photovoltaïque :

Les paramètres de cellule photovoltaïque (I_{cc} , V_{co} , P_{max} , FF et η), extraits des caractéristiques courant-tension, permettent de comparer différentes cellules éclairées dans des conditions identiques [12].

II.3.1. Le courant de court-circuit, I_{cc} :

Il s'agit du courant obtenu en court-circuitant les bornes de la cellule (en prenant $V=0$ dans le schéma équivalent). Il croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule et dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement, de la mobilité des porteurs et de la température [12].

On peut écrire : $I_{cc(V=0)} = I_{ph}$ (I_{ph} : le photo-courant)

II.3.2. La tension en circuit ouvert, V_{co} :

La tension en circuit ouvert est obtenue quand le courant qui traverse la cellule est nul. Elle dépend de la barrière d'énergie et de la résistance shunt. Elle décroît avec la température et varie peu avec l'intensité lumineuse [12].

On peut écrire :

$$V_{co} = \frac{kTc}{q} \log\left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1\right)$$

k : Constante de Boltzman.

T_c : Température actuelle (réelle de fonctionnement) en Kelvin.

q : La charge de l'électron.

II.3.3. La puissance maximale :

La puissance fournie au circuit extérieur par une cellule photovoltaïque sous éclairement dépend de la résistance de charge (résistance externe placée aux bornes de la cellule). Cette puissance est maximale (notée P_{max}) pour un point de fonctionnement P_{max} (I_{max}, V_{max}) de la courbe courant-tension (courants compris entre 0 et I_{cc} et tension comprise entre 0 et V_{co}) le produit (V_{max} * I_{max}) donne la puissance maximale qui représente de 70 à 80% environ du produit (V_{co} * I_{cc}). [12]

II.3.4. Le facteur de forme :

On appelle facteur de forme FF (Fill Factor), le rapport entre la valeur maximale de la puissance pouvant être extraite (P_{max} = I_{max} * V_{max}) de la photopile sous les conditions de mesures standardisées et le produit du courant de court-circuit et la tension en circuit ouvert (V_{co} * I_{cc}) [12].

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} \cdot I_{cc}}$$

II.3.5. Le rendement, η:

Le rendement énergétique maximum est le rapport de la puissance maximale fournie (P_{max}) sur la puissance du rayonnement solaire incident (P_{inc}) [12].

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{inc}} = \frac{FF \cdot I_{cc} \cdot V_{co}}{P_{inc}}$$

II.4. Les caractéristiques I-V et P-V d'une cellule PV:

Sous un éclairage donné, toute cellule photovoltaïque est caractérisée par une courbe courant-tension (I-V) représentant l'ensemble des configurations électriques que peut prendre la cellule. Trois grandeurs physiques définissent cette courbe:

- Sa tension à vide : V_{co} .
- Son courant court-circuit: I_{cc} .
- Son point de puissance maximal: MPP (en anglais : *maximal power point*) obtenu pour une tension et un courant optimaux : V_{opt} , I_{opt} (parfois appelés aussi V_{mpp} , I_{mpp}).

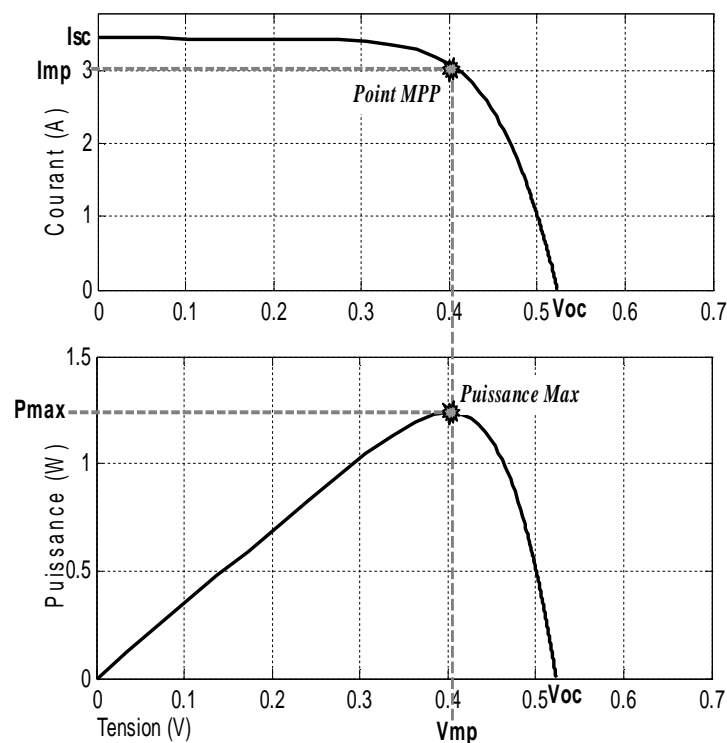


Figure II.8 : Caractéristiques $I = f(V)$ et $P = f(V)$ d'une cellule solaire pour un ensoleillement et une température donnés

II.4.1. Les zones de caractérisation I(V) d'un GPV :

La caractéristique fondamentale du générateur photovoltaïque donnée pour un éclairement et une température donnée, n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement, seule la courbe $I=f(V)$ est fixée. C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque. La figure II.9 représente trois zones essentielles [13].

- **La zone (1)** : Le courant reste constant quelle que soit la tension, pour cette région, le GPV fonctionne comme un générateur de courant.
- **La zone (2)** : Correspondant au coude de la caractéristique, représente la région préférée pour le fonctionnement du générateur, où le point optimal (caractérisé par une puissance maximale) peut être déterminé.
- **La zone (3)** : Se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le générateur est assimilable à un générateur de tension.

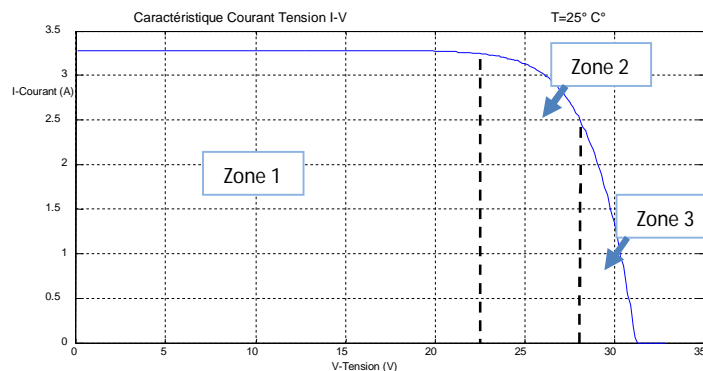


Figure II.9. Les zones de caractéristiques I(V)

II.4.2. Les paramètres qui influent sur les caractéristiques $I=f(v)$, $P=f(v)$:

II.4.2.1. Influence de l'éclairement :

L'augmentation de l'éclairement avec une température fixe provoque une augmentation de I_{cc} où le générateur fonctionne comme un générateur de courant (zone 1, Figure II.9), mais il y a une légère augmentation de la tension en circuit ouvert. Le courant (photo-courant) est directement proportionnel à l'ensoleillement. Par contre, la tension augmente légèrement. On en déduit donc que la cellule peut fournir une tension presque constante, même à faible éclairage.

Enfin, quand l'ensoleillement croît, l'intensité de court-circuit augmente, les courbes caractéristiques se décalent vers des valeurs croissantes, permettant au module de produire une puissance électrique plus importante[14].

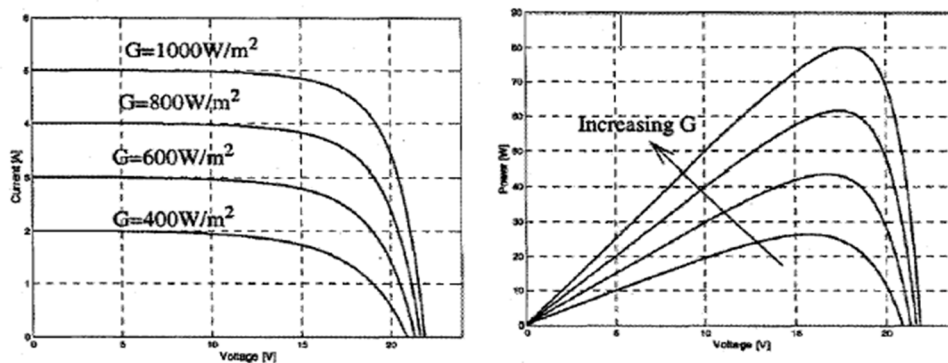


Figure .II.10: Caractéristiques I-V, P-V en fonction de l'éclairement [24].

II.4.2.2. Influence de la température :

La température est un paramètre important dans le comportement des cellules. L'augmentation de la température avec un éclairage fixe entraîne une diminution nette de la tension de circuit ouvert (V_{oc}) et une augmentation très faible du courant de court-circuit (I_{cc}), ainsi qu'une diminution de la puissance maximale (P_{max}), on peut voir que la variation de la tension change beaucoup plus que le courant. Ce dernier varie très légèrement (Figure II.11) [14].

Contrairement à la tension, le courant de court-circuit, quant à lui, augmente avec une hausse de la température. Ceci s'explique par une meilleure absorption de la lumière,

le gap optique baissant avec cette hausse. Toutefois, cet accroissement d'intensité étant très faible, il peut être négligé au point de puissance maximale.

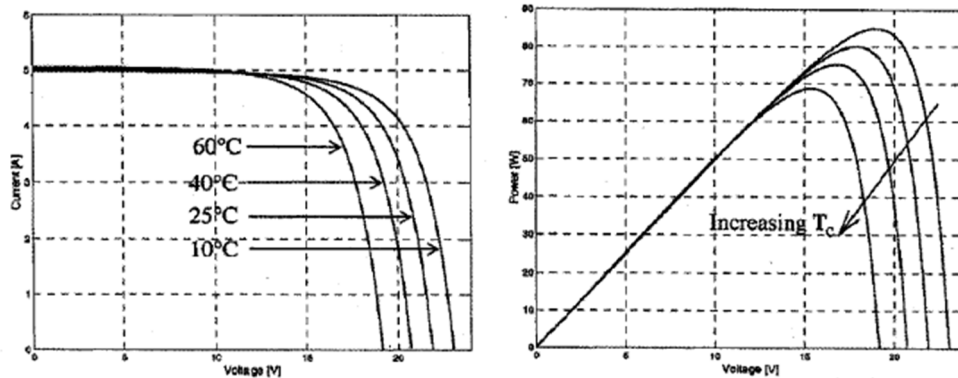


Figure. II.11. Caractéristiques I-V, P-V en fonction de la température

II.4.2.3. Influence de la résistance série :

La résistance série agit sur la pente de la caractéristique dans la zone où la photodiode se comporte comme un générateur de tension (zone 3 Figure II.9), et lorsqu'elle est élevée, elle diminue la valeur du courant de court-circuit (I_{cc}) [14].

II.4.2.4. Influence du facteur de qualité :

L'augmentation du facteur d'idéalité (A) de la diode influe inversement sur la zone où se trouve le point de puissance maximale (zone 2, Figure II.9) et cela se traduit par une baisse de puissance au niveau de la zone de fonctionnement .

I.5. Groupement des modules :

Les modules PV sont les éléments de base de tout système photovoltaïque. Ils peuvent être branchés en série pour augmenter leur tension d'utilisation et en parallèle pour augmenter leur courant [17].

I.5.1. Groupement série :

L'association en série des modules délivre une tension égale à la somme des tensions de chaque module et un courant égal à celui d'un seul module. La figure (II.12) présente le schéma équivalent de l'association en série des modules PV [17].

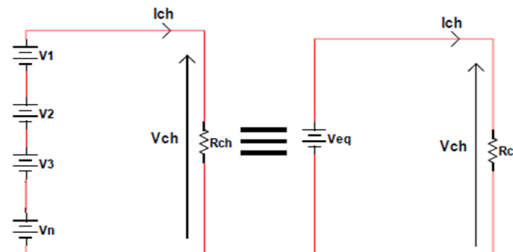


Figure II.12 : schéma équivalent d'un groupement en série

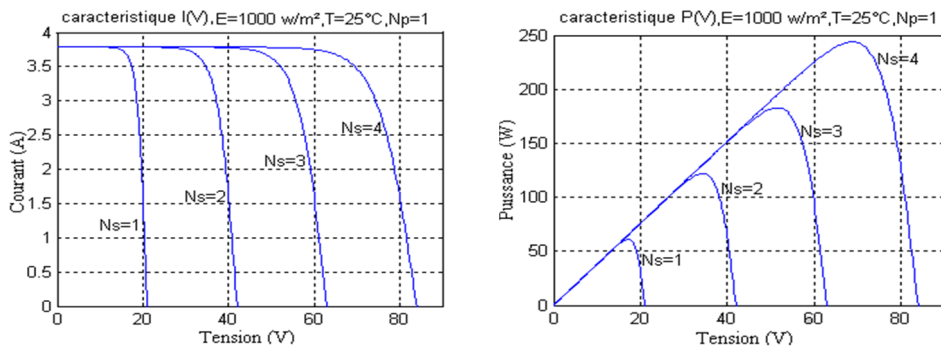


Figure II.13 : Les caractéristiques I-V, P-V d'un groupement de N_s modules solaires en série

I.5.2. Groupement parallèle :

L'association en parallèle des modules délivrent un courant égal à la somme des courants de chaque module et une tension égale à celui d'un seul module. La figure (II.14) présente le schéma équivalent de l'association en parallèle des modules PV.

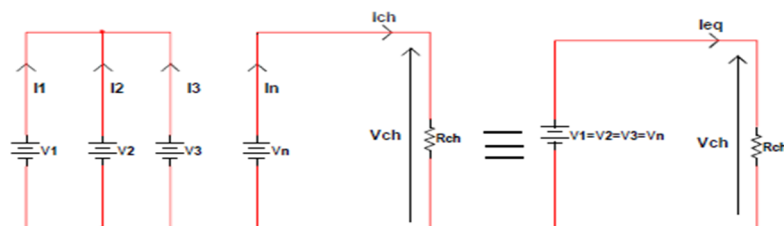


Figure II.14 : schéma équivalent d'un groupement en parallèle

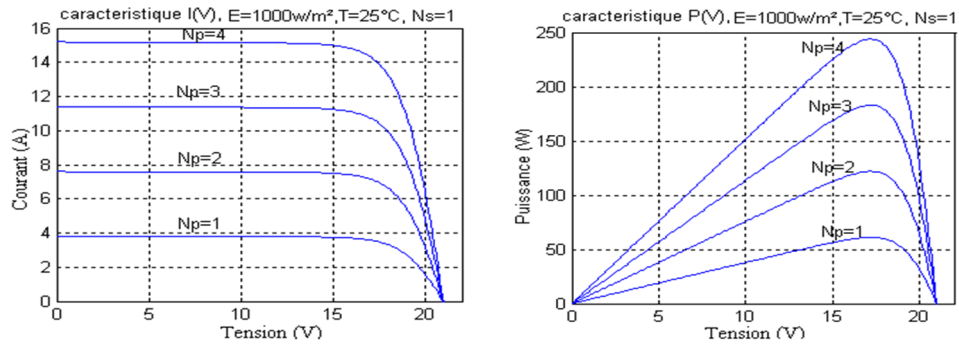


Figure II.15 : Les caractéristiques I-V, P-V d'un groupement de N_p modules solaires en parallèle.

I.5.3. Groupement mixte (série + parallèle) :

Pour avoir une satisfaction en courant et en tension, on utilise un groupement mixte, c'est-à-dire série-parallèle [17].

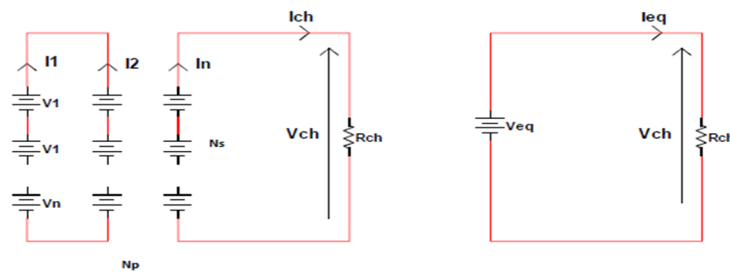


Figure II.16 : Schéma équivalent d'un groupement mixte

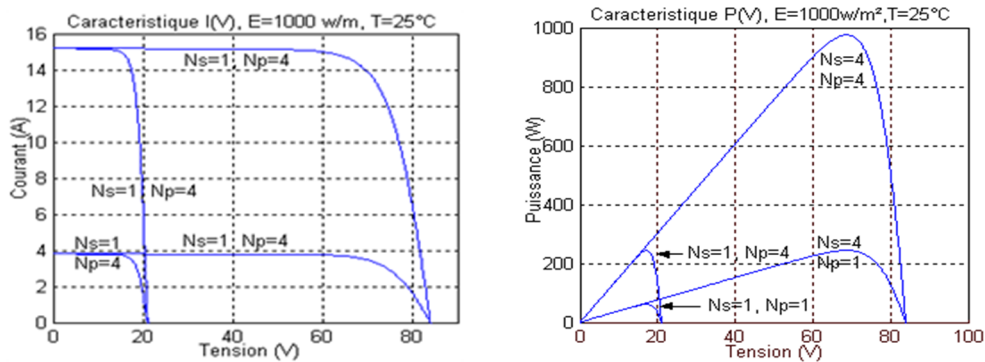


Figure II.17. Les caractéristiques P(V), I(V) d'un groupement mixte.

II.6. Choix du module photovoltaïque :

Dans notre travail, le générateur étudié est constitué d'un groupe de modules de différentes technologies (monocristalline, couche mince et polycristalline), on a choisi le type Bosch Solar Energy (c-Si M 60) pour les modules monocristallins, Energetica E2000/230 pour les modules polycristallins et Inventux XSERIES (X3-115 Micromorphe (a-Si/ μ c-Si)) pour les modules en couches minces (voir annexe 1).

II.6.1. Le modèle électrique :

Le modèle à quatre paramètres est un modèle largement utilisé, il traite la cellule PV comme une source de courant dépendante de l'éclairement, connectée en parallèle avec une diode et une résistance série R_s (figure II.17).

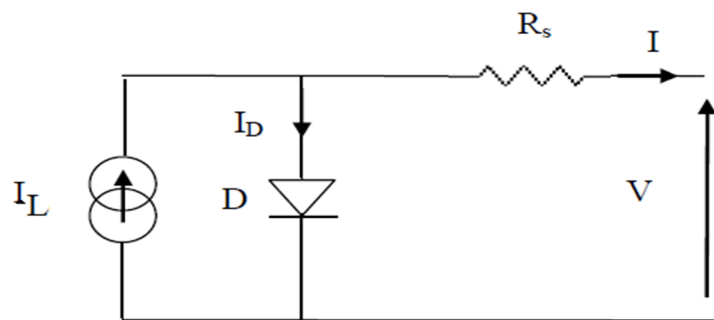


Figure II.17. Circuit équivalent d'une cellule à quatre paramètres.

La caractéristique I-V d'une cellule photovoltaïque est décrite par les équations suivantes :

$$I = I_L - I_D \quad (2.13)$$

I_L : Le courant de lumière

I_D : Le courant de diode.

Le courant de diode peut être exprimé comme :

$$I_D = I_0 \left[\exp \left[\frac{q(V + IR_s)}{\gamma k T_c} \right] - 1 \right] \quad (2.14)$$

L'équation suppléant (2.14) dans l'équation (2.13), et nous obtenons :

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left[\frac{q(V + IR_S)}{\gamma k T_C} \right] - 1 \right] \quad (2.15)$$

$$\gamma = A \cdot NCS \cdot NS \quad (2.16)$$

$$I_L = \left(\frac{G}{G_R} \right) (I_{L,R} + \mu_{ISC} (T_C - T_{C,R})) \quad (2.17)$$

$$I_0 = I_{0,R} \left(\frac{T_C}{T_{C,R}} \right)^3 \exp \left[\left(\frac{q \varepsilon_G}{k A} \right) \left(\frac{1}{T_{C,R}} - \frac{1}{T_C} \right) \right] \quad (2.18)$$

I_L : Le photo-courant.

$I_0, I_{0,R}$: La saturation de courant inverse, réelle et à condition de référence respectivement.

$T_C, T_{C,R}$: La température de la cellule, effective et à condition de référence respectivement.

G, G_R : L'irradiation , réelle et à condition de référence, respectivement.

q : La charge de l'électron.

R_S : La résistance série.

γ : Le facteur de qualité.

k : Constante de Boltzmann.

NCS : Le nombre de cellules connectées en série par module.

NS : Le nombre de modules connectés en série.

μ_{ISC} : Le coefficient de température de court-circuit fourni par le constructeur.

ε_G : L'énergie de bande interdite du matériau. [12]

II.6.2. Le modèle mathématique spline cubique :

La méthode spline cubique naturelle est utilisée pour construire des modèles mathématiques en utilisant les données de simulation produites plus tôt, pour localiser les valeurs optimales de V, I et P dans les modèles mathématique des modulesPV. L'algorithme de cette méthode est donné dans (Annexe 2).

Pour produire les données de simulation qui seront utilisés plus tard, une formule est dérivée à partir de l'équation (2.15).

En déplaçant la variable I d'un côté de l'équation, la formule générale suivante est obtenue :

$$I = \frac{-qV + \left(-Lambert W \left(\frac{qR_S I_S \exp\left(\frac{q(V+R_S I_L + R_S I_0)}{\gamma k T_C}\right)}{\gamma k T_C} \right) + \left(\frac{q(V+R_S I_L + R_S I_0)}{\gamma k T_C} \right) \right) \gamma k T_C}{qR_S} \quad (2.19)$$

En prenant toutes les variables constantes sauf I et V , les valeurs de I peuvent être calculées sur la base des valeurs de V .

II.7. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents modèles électriques d'une cellule PV ainsi que les paramètres et les caractéristiques $I(V)$, $P(V)$ d'une cellule PV, nous avons présenté aussi le groupement des modules PV soit en série, en parallèle ou mixte. Enfin nous avons défini le choix des modules PV (Si-monocristallin, Si-polycristalin et Si couches minces), le modèle électrique (4P) et le modèle mathématique (spline cubique naturel) pour modéliser les modules PV en fonction des conditions climatiques (la température et l'irradiation) pour avoir les caractéristiques $I(V)$, $P(V)$.

Chapitre III : Simulation de modules PV de diverses technologies

III.1. Introduction :

Les logiciels de simulations sont des outils puissants pour tester et évaluer l'exécution théorique des systèmes. Les conditions d'exécution du dispositif à tester peuvent être facilement contrôlables.

La simulation nous permet de passer de la conception du système théorique à la réalisation pratique avec plus d'assurance car les changements lors de la conception peuvent être faits facilement dans un système simulé, ceci nous permet d'expérimenter un ensemble large de variations et de choisir enfin la solution optimale.

Toutes les simulations de ce chapitre sont faites sous MATLAB 7.10.0.

III.2. les caractéristiques du GPV mixte :

Dans le chapitre précédent nous avons présenté les bases de la modélisation mathématique du GPV.

Notre générateur mixte est composé de diverses technologies (Si monocristallin, Si Polycristallin et micromorphe (a-Si/ μ c-Si) couche mince).

III.2.1 Les caractéristique du module PV Si monocristallin :

Dans ce travail nous avons simulé le module Bosch Solar Module c-Si M 60 qui comporte 60 cellules solaires monocristallines au format 156 mm x 156 mm connectées en série. Le module Bosch Solar c-Si M 60 peut produire une puissance max de 250W.

Les caractéristiques électriques du module Bosch Solar c-Si M 60 en conditions de test standards (STC) sont représentées dans le tableau III.1.

III.2.2. Les caractéristique du module PV Si polycristallin :

Dans ce travail nous avons simulé le module Energetica E2000/230 qui comporte 60 cellules solaires polycristallines au format 156 mm x 156 mm connectées en série. Ce module peut produire une puissance max de 230W.

Les caractéristiques électriques du module Energetica E2000/230 en conditions de test standards (STC) sont représentées dans le tableau III.2.

III.2.3. Les caractéristique du module PV couches minces :

Nous avons simulé le module Inventux XSERIES X3-115 qui comporte 125 cellules micromorphes connectées en série, il peut produire une puissance max de 115W.

Les caractéristiques électriques du module XSERIES X3-115, en conditions de test standards (STC) sont représentées dans le tableau III.3.

Puissance maximale (P_{max})	250W
Tension de la puissance maximale (V_{mpp})	30.31 V
Courant de la puissance maximale (I_{mpp})	8.25 A
Tension en circuit ouvert (V_{co})	37.90 V
Courant en court-circuit (I_{cc})	8.82 A
Coefficient de température pour P_{max}	-0.46%/°C
Coefficient de température pour V_{co}	-0.32 %/°C
Coefficient de température pour I_{cc}	0.032 %/°C
Nombre de cellules par module	60
Dimension	1660*990*50mm

Tableau III.1. Les caractéristiques électriques du module Bosch Solar c-Si M 60

Puissance maximale (P_{max})	230W
Tension de la puissance maximale (V_{mpp})	29.61 V
Courant de la puissance maximale (I_{mpp})	7.84 A
Tension en circuit ouvert (V_{co})	37.08 V
Courant en court-circuit (I_{cc})	8.39 A
Coefficient de température pour P_{max}	-0.46%/°C
Coefficient de température pour V_{co}	-0.33 %/°C
Coefficient de température pour I_{cc}	+0.06 %/°C
Nombre de cellules par module	60
Dimension	1620*990*46mm

Tableau III.2. Les caractéristiques électriques du module Energetica E2000/230

Puissance maximale (P_{max})	115W
Tension de la puissance maximale (V_{mpp})	121 V
Tension en circuit ouvert (V_{co})	161 V
Courant en court-circuit (I_{cc})	1.12 A
Coefficient de température pour Pmax	-0.3%/°C
Coefficient de température de V_{co}	-0.4%/°C
Coefficient de température de I_{cc}	+0.07%/°C
Nombre de cellules par module	125
Dimension	1100* 1300*40mm

Tableau III.3. Les caractéristiques électriques du module (a-Si/ μ c-Si) XSERIES X3-115

Dans un premier temps, nous allons présenter les résultats de la simulation des trois modules PV.

III.3. Influence de l'éclairement sur les courbes I-V, P-V :

Afin de caractériser le panneau solaire, nous avons utilisé le modèle à 04 paramètres présenté dans le chapitre II pour fournir les valeurs de la tension V , du courant produit I et de la puissance générée P .

L'influence du flux lumineux sur les caractéristiques des modules PV sont représentées sur les figures (III.1, III.2, III.3) Pour ($G=1000, 800, 600, 400 \text{ W/m}^2$) et une température constante $T=25^\circ\text{C}$.

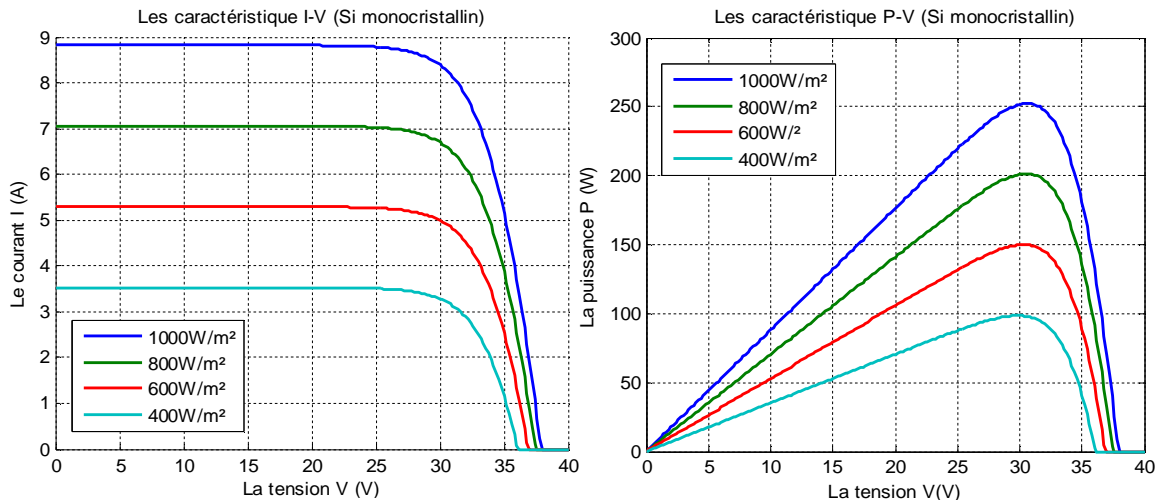


Figure III.1. Caractéristique I-V, P-V pour différents éclairment (c-Si M 60) T=25°C

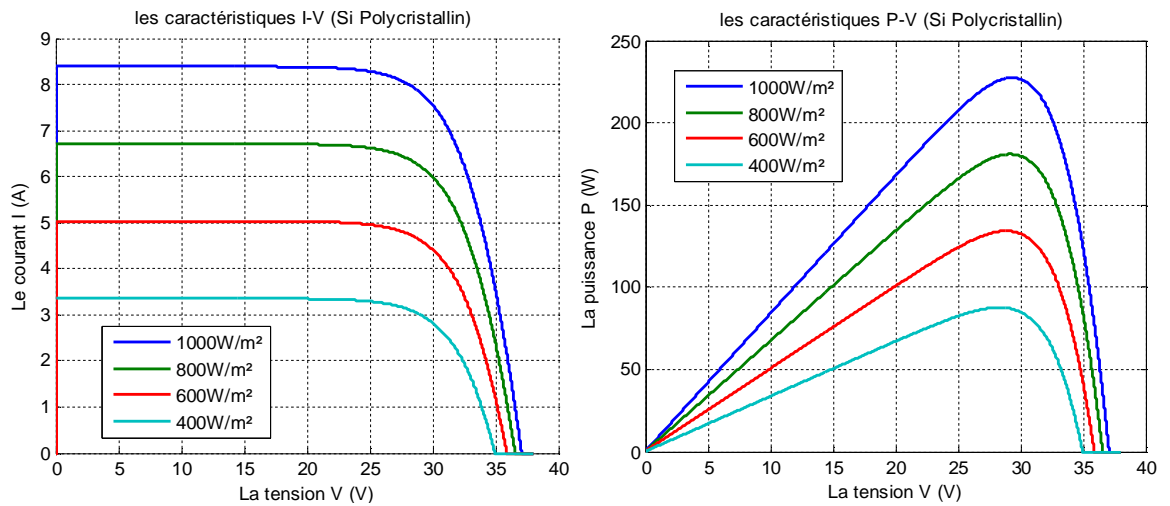


Figure III.2. Caractéristiques I-V, P-V pour différents éclairment (Energetica E2000/230) T=25°

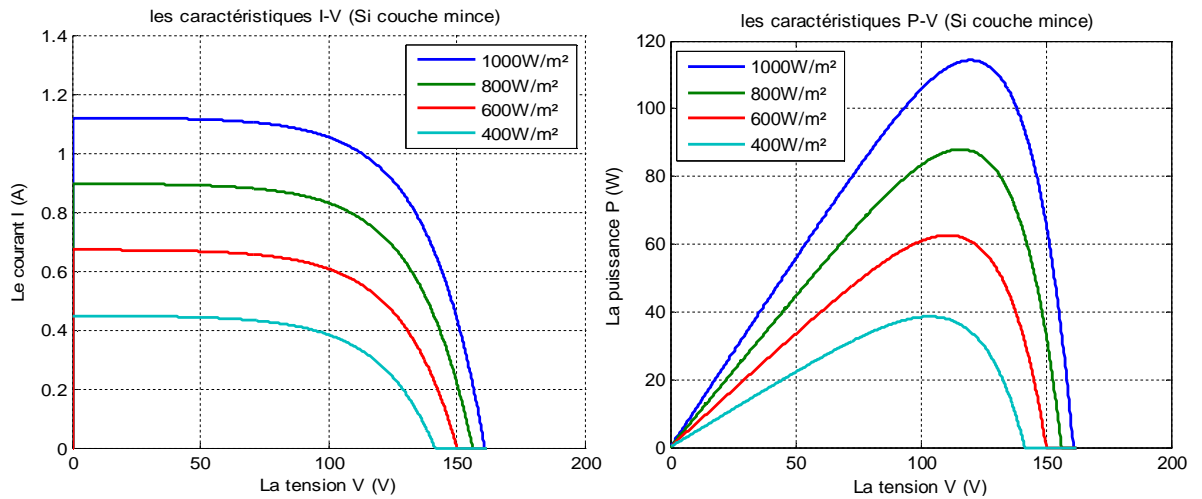


Figure III.3. Caractéristiques I-V, P-V pour différents éclairciment (XSERIES X3-115) $T=25^{\circ}\text{C}$

III.4. Influence de la température sur les courbes I-V, P-V :

L'influence de la température sur les caractéristique des modules PV sont représentées sur les figures (III.4, III.5, III.6) Pour ($T=25, 50, 75^{\circ}\text{C}$) et $G=1000\text{W}/\text{m}^2$.

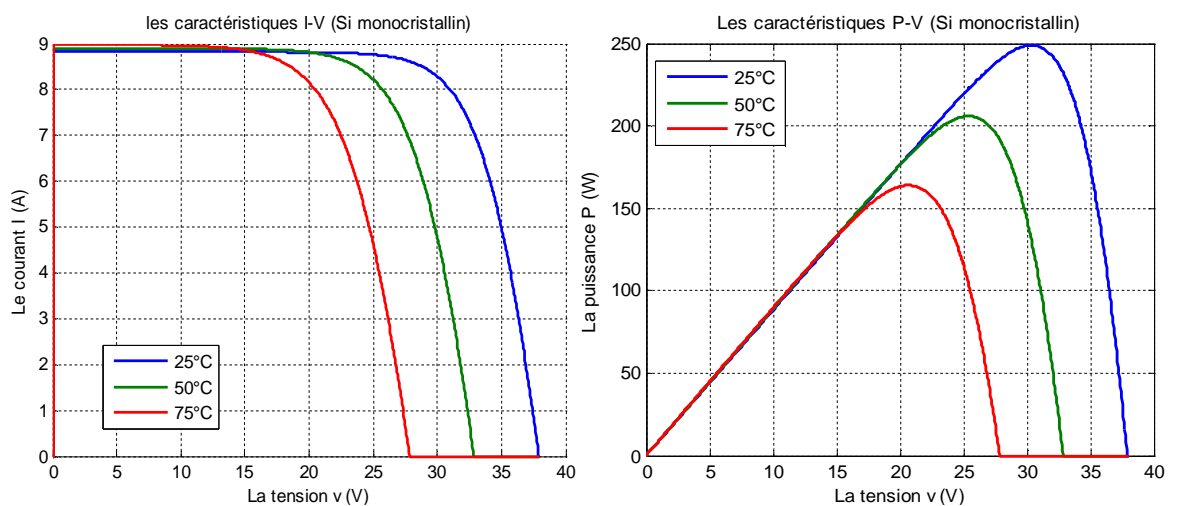


Figure III.4. Caractéristiques I-V, P-V pour différentes températures (c-Si M 60) $G=1000\text{W}/\text{m}^2$

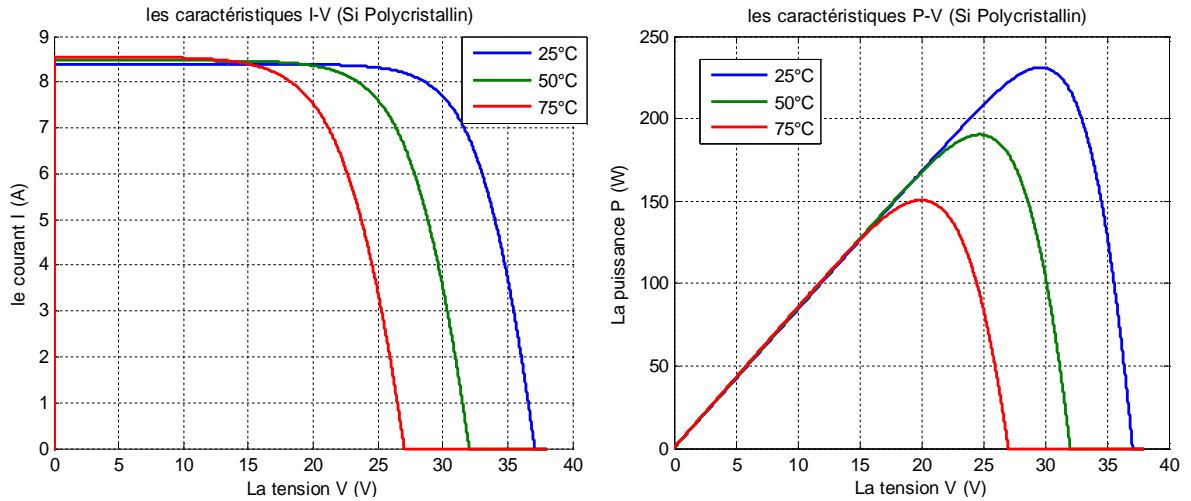


Figure III.5. Caractéristiques I-V, P-V pour différentes températures (Energetica E2000/230)
 $G=1000W/m^2$

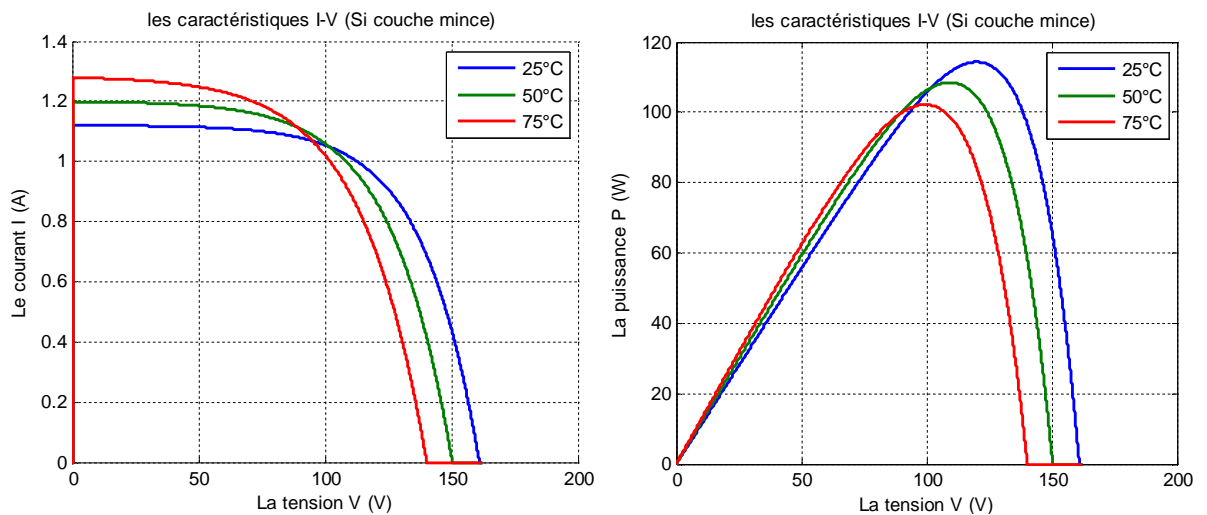


Figure III.6. Caractéristiques I-V, P-V pour différentes températures (XSERIES X3-115)
 $G=1000W/m^2$

III.5. Calcul du coefficient de perte de puissance :

Le coefficient de perte de puissance α représente la pente $\frac{\Delta P}{\Delta T}$, c'est à dire la variation de la puissance délivrée par le module en fonction de la température.

La variation de la puissance délivrée en fonction de la température est représentée sur les figures (III.7, III.8, III.9), pour un éclairement fixe et une température variante (25-50-75) °C.

III.5.1. Calcul du coefficient de perte de puissance du module Si monocristallin :

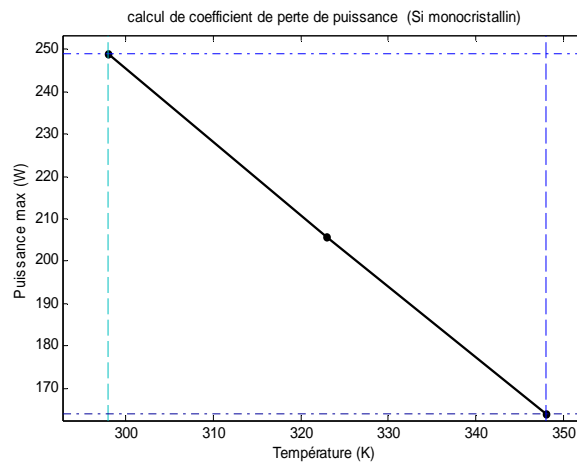


Figure III.7. Influence de la température sur la puissance optimale du module (c-Si M 60)
G=1000W/m²

Le paramètre calculé α_1 représente la perte de puissance en watt par degré, alors que α , correspond à la perte relative de la puissance en % de la puissance maximale délivrée pour une augmentation de température (par degré).

$$\alpha_1 = \frac{\Delta P_{max}}{\Delta T} = \frac{P(T) - P(T_{ref})}{T - T_{ref}} = \frac{166.4 - 248}{348 - 298} = -1.632 \text{ W/}^\circ\text{C}$$

$$\alpha = \frac{\alpha_1}{P(T_{ref})} * 100\% = \frac{-1.632}{248} * 100 = -0.657\%/^\circ\text{C}$$

III.5.2. Calcul du coefficient de perte de puissance du module Si polycristallin :

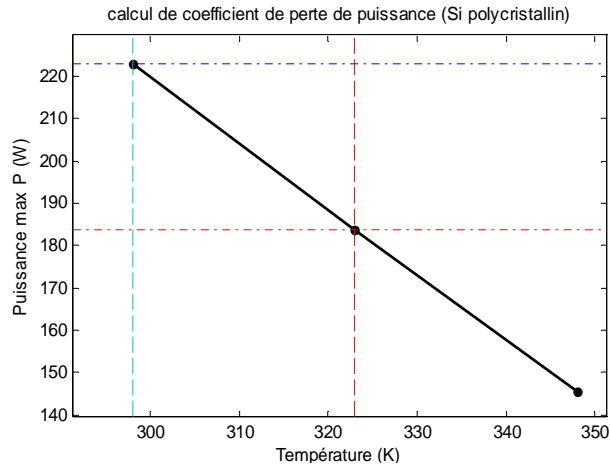


Figure III.8. Influence de la température sur la puissance optimale du module (Energetica E2000/230) $G=1000\text{W/m}^2$

$$\alpha_1 = \frac{\Delta P_{max}}{\Delta T} = \frac{P(T) - P(T_{ref})}{T - T_{ref}} = \frac{183.8 - 223}{323 - 298} = -1.568 \text{ W/}^\circ\text{C}$$

$$\alpha = \frac{\alpha_1}{P(T_{ref})} * 100\% = \frac{-1.568}{223} * 100 = -0.7\%/^\circ\text{C}$$

III.5.3. Calcul du coefficient de perte de puissance du module Si couches minces :

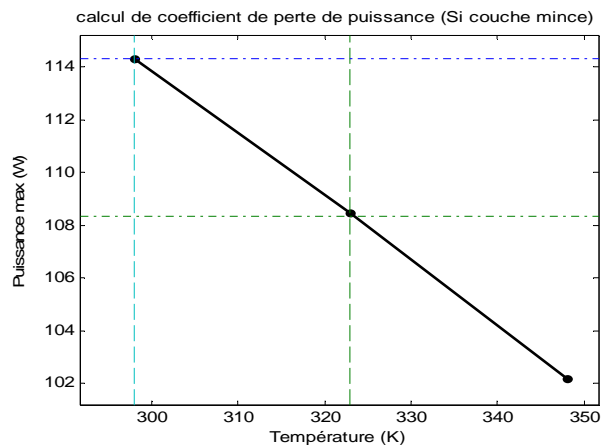


Figure III.9. Influence de la température sur la puissance optimale du module (XSERIES X3-115)

$$G=1000W/m^2$$

$$\alpha_1 = \frac{\Delta P_{max}}{\Delta T} = \frac{P(T) - P(T_{ref})}{T - T_{ref}} = \frac{108.1 - 114.3}{323 - 298} = -0.248 \text{ W/}^\circ\text{C}$$

$$\alpha = \frac{\alpha_1}{P(T_{ref})} * 100\% = \frac{-0.248}{114.3} * 100 = -0.217\%/^\circ\text{C}$$

III.6. Validation des résultats :

Les valeurs obtenues lors de la simulation des deux modules PV sous MATLAB 7.10.0 et les valeurs donnés par les constructeurs sont présentés dans les tableaux (III.4, III.5, III.6).

Si monocristallin: Bosch Solar Energy c-Si M 60	Valeurs du constructeur	Valeurs Simulées
Puissance maximale (P_{max})	250W	248W
Tension de la puissance maximale (V_{mpp})	30.31 V	30V
courant de la puissance maximale (I_{mpp})	8.25 A	8.1 A
Coefficient de température α pour P_{max}	-0.46%/°C	-0.66%/°C

Tableau III.4. Comparaison des résultats de la simulation et des données du constructeur c-Si M 60

Si polycristallin : Energetica E2000/230	Valeurs du constructeur	Valeurs Simulées
Puissance maximale (P_{max})	230Wc	223Wc
Tension de la puissance maximale (V_{mpp})	29.61 V	28V
courant de la puissance maximale (I_{mpp})	7.84 A	8 A
Coefficient de température α pour P_{max}	-0.46%/°C	-0.7%/°C

Tableau III.5. Comparaison des résultats de la simulation et des données du constructeur Energetica E2000/230

Micromorphe Couches minces : Inventux (a-Si/ μ c-Si) XSERIES X3-115	Valeurs du constructeur	Valeurs Simulées
Puissance maximale (P_{max})	115W	114W
Tension de la puissance maximale (V_{mpp})	121 V	120V
Coefficient de température α pour P_{max}	-0.3%/°C	-0.22%/°C

Tableau III.6. Comparaison des valeurs de la simulation et des données du constructeur XSERIES X3-115

Nous constatons d'après les tableaux (III.4, III.5, III.6) que les valeurs trouvées après la simulation sous MATLAB coïncident pratiquement avec celles données par les constructeurs Bosch Solar (c-Si M 60), Energetica E2000/230 et Inventux (X3-115 Micromorphe (a-Si/ μ c-Si)).

III.7. Interprétation des résultats :

Les performances d'un générateur PV sont fortement influencées par les conditions climatiques, particulièrement l'irradiation solaire et la température du module PV.

Lorsque l'irradiation varie pour une température donnée, le courant de court-circuit I_{cc} varie proportionnellement à l'irradiation, dans un même temps, la tension de circuit ouvert V_{co} varie très peu. Par contre si la température croît à irradiation constante, la tension V_{co} décroît alors que le courant I_{cc} croît.

Les trois modules PV que nous avons simulé (Si monocristallin, Si polycristallin et a-Si/ μ c-Si couche mince) ont le même comportement avec les changements climatiques (la variation de la température et l'irradiation). Cependant, chaque module possède un coefficient de température différent, conduisant à une certaine diminution de la

puissance par degré Celsius et donc aussi une réduction du rendement. On a trouvé que les modules Si monocristallin et Si polycristallin perdent beaucoup plus de puissance dans les hautes températures (-0.67, -0.7%) par contre le module couche mince perd moins (-0.22 %) ce qui implique que le module de technologie couche mince est plus stable en puissance dans les hautes températures.

III.8.Conclusion :

Nous avons présenté dans ce chapitre les résultats obtenus lors de notre simulation de trois panneaux solaires Bosch Solar (c-Si M 60), Energetica E2000/230 et Inventux XSERIES (X3-115 Micromorphe (a-Si/ μ c-Si)) à partir d'un modèle mathématique d'interpolation spline cubique naturelle MSCN sous MATLAB 7.10.0, et nous avons analysé les données recueillies puis nous avons comparé les résultats avec ceux du constructeur et interprété ces derniers.

On a trouvé que les modules PV selon la technologie couche mince sont les plus stables dans les hautes températures, ce qui les rend intéressants dans le sud algérien. L'inconvénient de la technologie couches minces est son faible rendement (η) qui impose une superficie (m^2) plus importante que dans la filière monocristalline, d'où l'idée de réaliser un GPV mixte combinant les avantages des deux technologies (couches minces et monocristalline ou polycristalline).

Chapitre IV : Le générateur photovoltaïque mixte

IV.1.Introduction :

PV SYST est un logiciel de dimensionnement de panneaux solaires permettant d'obtenir diverse informations telles que la production d'énergie, l'irradiation et le coût de l'installation, la surface nécessaire, ou la production annuelle d'énergie. Un mode avancé permet d'obtenir beaucoup plus d'informations pour une étude très complète.

IV.2.Présentation du logiciel de Dimensionnement:

IV.2.1. Définition :

Le logiciel comprend principalement deux modes de fonctionnement. Le premier est une application de pré dimensionnement;et le deuxième permet une étude beaucoup plus approfondie et prend en compte beaucoup plus de paramètres. Pour chacun des deux modes, le principe est le même (on donne la localisation géographique de l'installation, puis on entre les données concernant l'installation) [15].

IV.2.2. L'outil PV-SYST :

- Pré-dimensionnement [15] :

- Première évaluation des dimensions du système et de ses composants.
- Evaluation rapide de la production, calculée à partir de valeurs du gisement solaire mensuelles.

- Conception du projet [15]:

Etude et analyse détaillées d'un projet :

- Calcul de la production à partir de simulations détaillées en valeurs horaires.
- Différentes variantes peuvent être simulées et comparées.
- Analyse détaillée des pertes du système.
- Evaluation économique, selon composants réels.

- **Bases de données [15]:**

Gestion des bases de données météo et composantes :

- Donnée météo.
- Base de données composants : Modules PV, onduleurs, batteries, pompes, régulateurs, générateurs.

- **Outils [15]:**

Outils didactiques et informatifs :

- Géométrie solaire, optimisation de l'orientation.
- Comportement électrique de champs PV.
- Calculs météo rapides.
- Analyse et comparaison de données mesurées sur des systèmes réels.

IV.3.Méthode de dimensionnement des systèmes

Photovoltaïques par le calcul :

On peut déterminer les dimensions d'un générateur photovoltaïque par le calcul à travers les étapes suivantes :

- **Calcul des besoins journaliers (B_j):**

$$B_j = \sum_{i=1}^n E_i T_i \left(\frac{KWh}{j} \right)$$

$$B_j = E_1 T_1 + E_2 T_2 + E_3 T_3 + \dots + E_n T_n$$

Avec n : Nombre d'équipements utilisé.

E : La puissance électrique de l'équipement utilisé (en Watt).

T : Le temps d'utilisation journalier de l'équipement (en heures).

- **Estimée l'éclairement solaire pour le mois le plus défavorable :**

E_{solaire} : l'énergie solaire incidente la plus faible durant l'année ($Wh/m^2.j$).

- **Calcul du nombre d'heures équivalent en conditions STC :**

$$E_{\text{solaire}} = N_e * E_{\text{STC}} \text{ (Wh/m}^2.j\text{)}$$

$$N_e = \frac{E_{\text{solaire}}}{1000} \text{ (h/j)}$$

N_e : nombre d'heures équivalent aux conditions d'éclairement STC (h).

- **Dimensionnement du générateur photovoltaïque :**

Ayant un besoin énergétique journalier B_j , le générateur photovoltaïque doit fournir une énergie électrique E_{elc} qui est au moins égale à B_j .

$$E_{\text{elc}} = N_e * P_c * C_p \quad \text{avec : } E_{\text{elc}} = B_j$$

$$P_c = \frac{E_{\text{elc}}}{N_e * C_p}$$

$$\text{Donc on trouve } P_c = \frac{B_j}{N_e * C_p} \text{ (Wc)}$$

C_p : Coefficient des pertes du système photovoltaïque [$0.65 < C_p < 0.9$].

P_c : La puissance crête du GPV.

- **Calcul de la capacité utile de la batterie:**

$$C_u = N_j * B_j$$

N_j : nombre de jours d'autonomie demandé (j).

B_j : le besoin journalier en courant ($\frac{A.h}{J}$)

$$C_{20} = \frac{C_u}{P_d * R_t}$$

P_d : profondeur de décharge de batterie.

R_t : coefficient de perte de charge de la batterie en fonction de la température.

Généralement on trouve : $P_d * R_t = 0,8$.

IV.4. Simulation des champs PV :

On va déterminer les dimensions d'un générateur photovoltaïque d'un système d'utilisation qui contient 5 lampes et un TV le (Tableau IV.1) représente les besoin énergétique de ce système.

Le matériel	Nombre	L'utilisation	Puissance	Énergie
Lampe	5	6h/jour	18 W/lampe	540Wh/J
TV	1	4h/jour	75 W/appareil	300Wh/J
Énergie journalière totale				840Wh/J

Tableau IV.1 : Besoins énergétique.

En premier temps on va calculer les dimensions du générateur PV par la méthode de calcul après on va les déterminer utilisant le PVsyst.

IV.4.1. Exemple de dimensionnement des systèmes PV autonomes avec PV-Syst:

En cliquant sur cette option, on choisit tout d'abord le type d'installation, isolé avec batteries, la suite se passe en trois étapes :

- **La situation géographique** : Alger – Algérie.
- **La spécification du système** : Inclinaison $I_{NCL} = 37^\circ$.

On fait entrer les puissances électriques des équipements utilisés (en Watt) et le temps d'utilisation journalier de ces équipements (Tableau IV.1).

- **Les résultats de la simulation** :

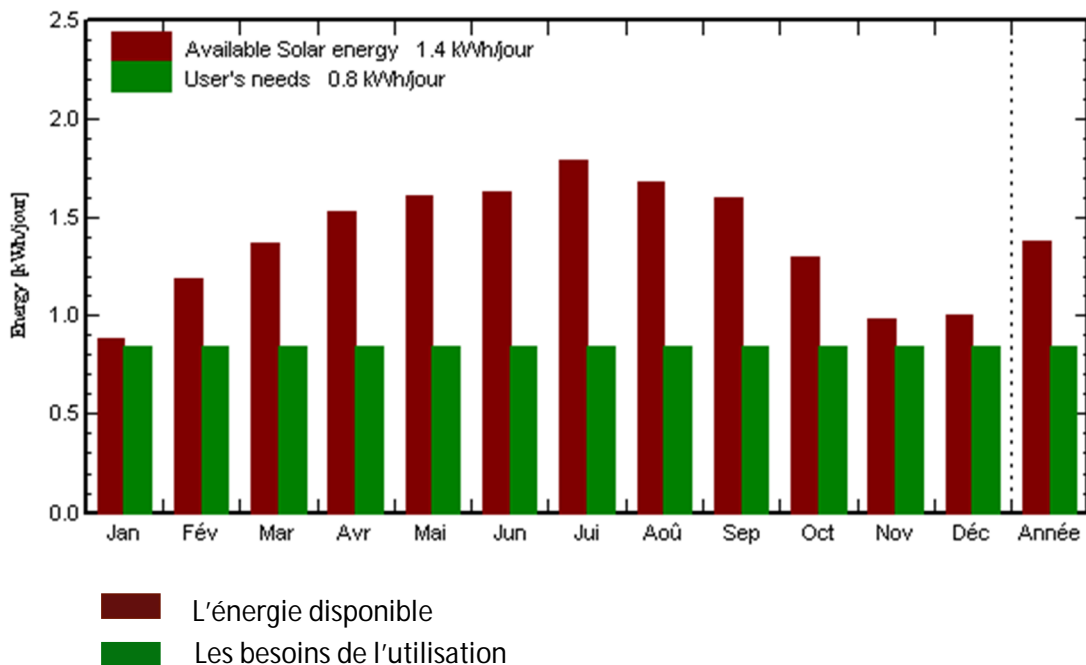


Figure IV.1 :L'énergie solaire annuelle.

IV.4.2. Exemple de dimensionnement des systèmes PV autonomes par le calcul :

Applications aux données du système PV (Tableau IV-1) :

- **Calcul de la Puissance crête (P_c) du GPV :**

$$P_c = \frac{B_j}{N_e \cdot C_p}$$

$$B_j = E1 \cdot T1 + E2 \cdot T2 + E3 \cdot T3$$

Applications aux données du système PV (Tableau IV-1) :

$$B_j = 18 \cdot 6 \cdot 5 + 75 \cdot 1 \cdot 4$$

$$B_j = 840 \text{ (Wh/J)}$$

$$N_e = \frac{\text{Esolaire}}{1000} = \frac{3300}{1000} = 3,3 \text{ (h/j)}$$

$$\text{Donc : } P_c = \frac{840}{3,3 \cdot 0,70} = 339,3 \text{ (W}_c\text{)}$$

- **Calcul de la capacité de la batterie :**

$$C_u = N_j \cdot B_j$$

$$B_j = \frac{840}{12} = 70 \text{ (A.h/J)}$$

$$C_u = 4 \cdot 70 = 280 \text{ (A.h)}$$

$$C_{20} = \frac{C_u}{P.d.Rt} = \frac{280}{0,85} = 329,4 \text{ (A.h)}$$

C_{20} : La capacité nominale des batteries de stockage d'énergie champ PV.

IV.4.3. Comparaisons des résultats de la simulation avec le calcul :

	Résultat de simulation	Résultat du calcul
La taille de GPV (P_c)	339 W_c	339,3 W_c
Capacité de la batterie	329 Ah	329 Ah
B_j	840 Wh/J	840 Wh/J

Tableau IV.2: Comparaisons des résultats.

IV.4.4. Conception du projet (de l'exemple) pour une technologie monocristalline et couche mince dans un site isolé avec batterie :

On a choisi les paramètres suivants :

Site météo	Alger
le paramètre d'inclinaison	$I_{NCL} = 37^\circ$
Réseaux de l'utilisateur	Lompe(5), TV(1)
LOL (requis de la perte de charge)	0

Tableau IV.3 : Principaux paramètres.

On a choisi 2 modules photovoltaïques de différentes technologies, le module Bosch Solar (c-Si M 60) monocristallin et le module Inventux (uCSi-aSi : H x115/125) couche mince, les paramètres de chaque modèle sont présentés dans le Tableau IV.4.

- **Choix des modules photovoltaïques :**

	Module PV Si-monocristallin	Module PV Couche Mince
--	------------------------------------	-------------------------------

Module PV	Si mono	$\mu\text{c-Si/a-Si: H}$
modèle	Si-M60 NA42117	X 115/125
Fabricant	Bosch Solar Energy AG	Inventux
Nombre de modules PV	- En série 1 - En parallèle 2 chaines	- En série 1 - En parallèle 5 chaines
Nombre total de modules PV	2	5
Puissance unitaire	$250 W_c$	$115 W_c$
Puissance globale du champ PV	- $575 W_c$ (STC) - $539 W_c$ aux conditions de fonctionnement (50°)	- $575 W_c$ (STC) - $539 W_c$ aux conditions de fonctionnement (50°)
Caractéristiques de fonctionnement du champ PV (50°C)	- $V_{mpp} = 27 V$ - $I_{mpp} = 16 A$	- $V_{mpp} = 45 V$ - $I_{mpp} = 4.7 A$
Surface	$3.3 m^2$	$7.2 m^2$
Modèle de la batterie	12-cs-11ps	12-cs-11ps
Fabricant de la batterie	Rolls	Rolls
tension de la batterie	12 V	12 V
Capacité du la batterie	2 en parallèle	2 en parallèle

Tableau IV.4 : les paramètres des modules PV utilisés (Si monocristallin et couches minces).

- **Les résultats :**

Après l'intégration de nos informations on trouve les résultats suivants :

	Si-Monocristallin	Couche mince
Energie disponible	405 KWh/an	377 KWh/an
Energie utilisée	293 KWh/an	283 KWh/an
PR (indice de performance)	63.6%	66.8%
Perte due à la température du champ PV	-10%	-6.7%

Tableau IV.5 : Résultats de la simulation pour un module Si monocristallin et couches minces.

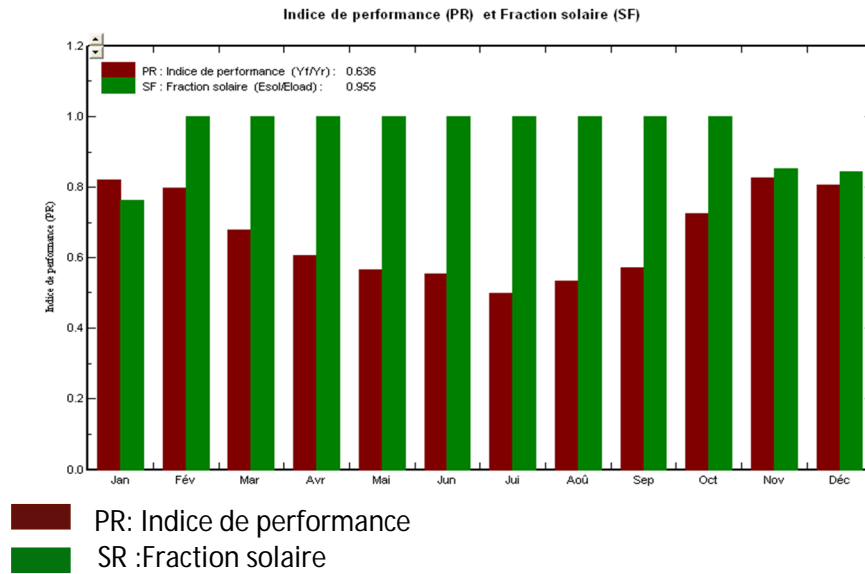


Figure IV.2: Indice de performance d'une centrale PV monocristallin

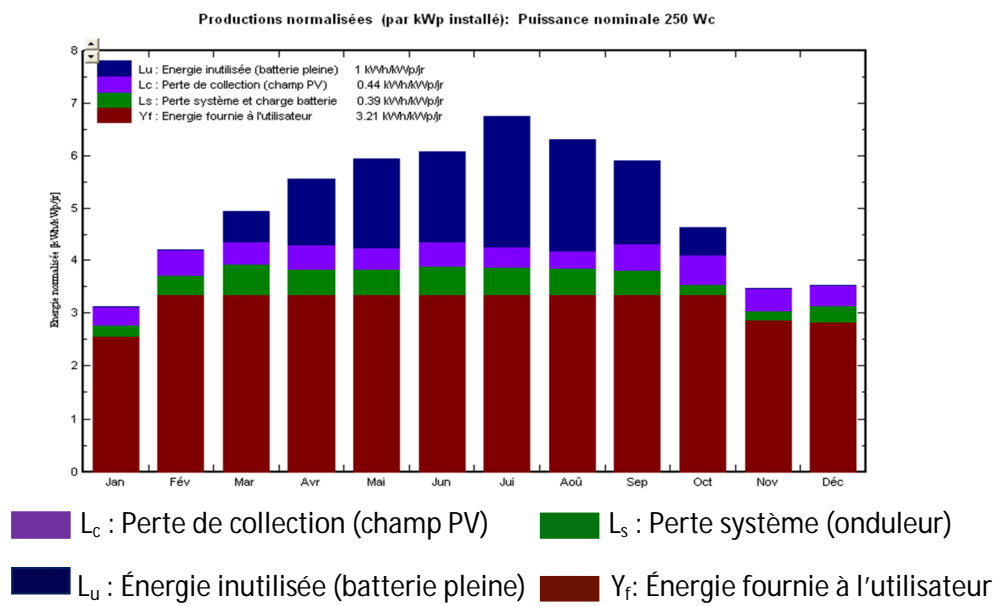


Figure IV.3: La production de puissance normalisée annuelle pour une centrale PV Si monocristallin.

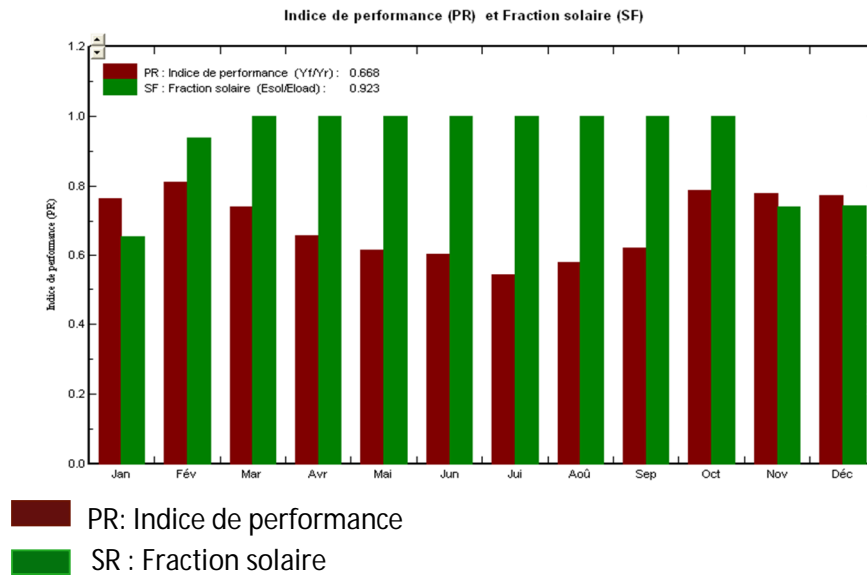


Figure IV.3: Indice de performance d'une centrale PV couches minces

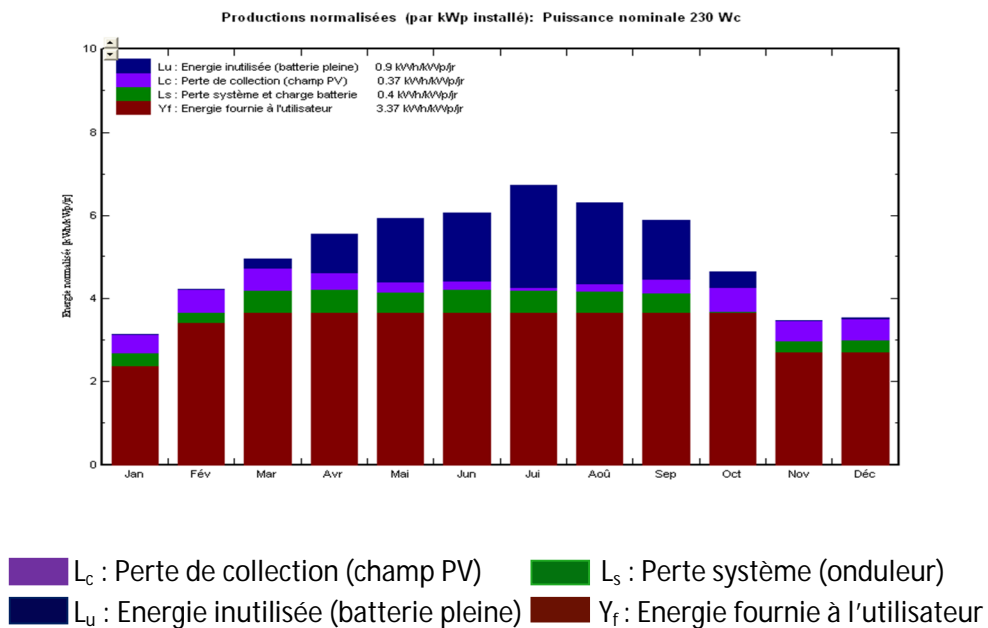


Figure IV.5: La production de puissance normalisée annuelle pour une centrale PV couches minces

- **Indice de performance (PR) :** en effectuant est le rapport entre la production réelle et la production théorique, pendant une période de référence [16].

$$PR = \frac{\text{production réelle}}{\text{production théorique}}$$

IV.5. Conception du projet pour un générateur photovoltaïque mixte connecté au réseau :

Dans cette partie nous allons concevoir une centrale PV mixte de 04K W_c connectée au réseau (sans stockage) selon diverses technologies (Si monocristallin, Si polycristallin et couches minces) aussi nous nous intéressons à la configuration d'une centrale PV qui contiens deux sous champs de technologie mixte (Si monocristallin-couche mince, Si polycristallin-CdTe).

L'objectif de ces configurations est de trouvé le bon mixe de technologies photovoltaïque permettent d'obtenir un faible coefficient de perte de puissance par rapport à l'augmentation de la température et un indice de performance supérieur a 80%.

La technologie couches minces est connue par sa bonne stabilité en puissance dans les hautes températures (faible perte de puissance) [17]. Cependant, son rendement est faible. La combinaison de cette dernière avec la Si cristallin qui a un bon rendement devrait permettre d'atteindre des performances optimales. Par l'utilisation du logiciel PV SYST nous avons présenté ci-après des combinaisons de diverses technologies PV tout en améliorant les caractéristiques de l'ensemble.

- **Procédure de conception par PV-syst de centrales PV :**

Pour cette étape on a choisi la conception d'un projet couplé au réseau, dans un premier temps on définit le site météo après on fait entrer les différents paramètres de notre réseau (les sous champs : le module photovoltaïque, l'onduleur).

Nous avons fait plusieurs configurations en combinant un ensemble de modules de différentes technologies.

- **Les paramètres de la météo et du Site géographique :**

Site géographique	Alger, Algérie
Situation	Latitude : 37.6°, longiude : 3.2°E
Données météo	Algérie « Synthétique MeteoNorm 6.1 »
Orientation plan capteurs	Inclinaison : 32°, Azimut : 0°

Tableau IV.6 : paramètres da la météo et du site géographique.

IV.6. Choix des modules PV :

Dans ce travail, on a choisi 4 modèles de modules photovoltaïques de différentes technologies et on a fait plusieurs configurations par le mixage des modules les uns avec les autres pour comparer les résultats et trouver la bonne configuration.

Nous avons simulé le module Bosch Solar (c-Si M 60) monocristallin et le module Energetica (E-2000 230) Si-polycristallin et le module Inventux (uCSi-aSi : H x115/125), BP Solar(CdTe) couche mince et les paramètres du chaque modèle sont présentés dans les tableaux (IV.7 et IV.8).

IV.6.1. Les paramètres des modules PV (Si monocristallin et Si polycristallin) :

Module PV	Si-mono	Si-polyo
modèle	Si M60 NA42117-V1-250Wp	E-2000 230
Fabricant	Bosch SolarEnergy AG	Energetica
Nombre de modules PV	- 8modules en série - 1 chaîne en parallèle	- 10 modules en série - 1 chaîne en parallèle
Nombre total de modules PV	8	20
Puissance crête	250W _c	230W _c
Puissance globale du champ PV	- 2000W _c (STC) - 1778 W _c aux conditions de fonctionnement (50°)	- 2300 W _c (STC) - 2040W _c aux conditions de fonctionnement (50°c)
Caractéristiques de fonctionnement du champ PV (50°C)	V _{mpp} : 218V	- V _{mpp} : 264V - I _{mpp} : 7.7A
Modèle de l'onduleur	Theia 2.0 HE-t	Theia 2.0 HE-t
Fabricant de l'onduleur	Eltektalere	Eltektalere
Tension de fonctionnement de l'onduleur	230-480V	230-480V
Puissance unitaire l'onduleur	2.0K Wac	2.0K Wac

Tableau IV.7: Les paramètres des modules PV utilisés (Si monocristallin et Si polycristallin).

IV.6.2. Les paramètres des modules PV couches minces:

Module PV	X115/125	CdTe
Modèle	uCSi-aSi : H x115/125	BPA pollo 980
Fabricant	Inventux	BP Solar
Nombre de modules PV	- 3 modules en série - 6 chaines en parallèle	- 9 modules en série - 3 chaines en parallèle
Nombre total de modules PV	18	27
Puissance unitaire	115 W_c	80 W_c
Puissance globale du champ PV	- 2070 W_c (Stc) - 1939 W_c aux conditions de fonctionnement (50°)	- 2160 W_c (STC) - 2030 W_c aux conditions de fonctionnement (50°C)
Caractéristiques de fonctionnement du champ (50°C)	V_{mpp} : 345 V	V_{mpp} : 284v
Modèle d'onduleur	Theia 2.0 HE-t	Theia 2.0 HE-t
Fabricant d'onduleur	Eltektvalere	Eltektvalere
tension de fonctionnement d'onduleur	230-480V	230-480V
puissance unitaire d'onduleur	2.0K W_{ac}	2.0K W_{ac}

Tableau IV.8 : Les paramètres des modules PV utilisés (couches minces).

IV.7. Résultats de la simulation des centrales PV :

1^{ère} configuration : (Champs 1 : Si monocristallin, Champs 2 : Couches minces) :

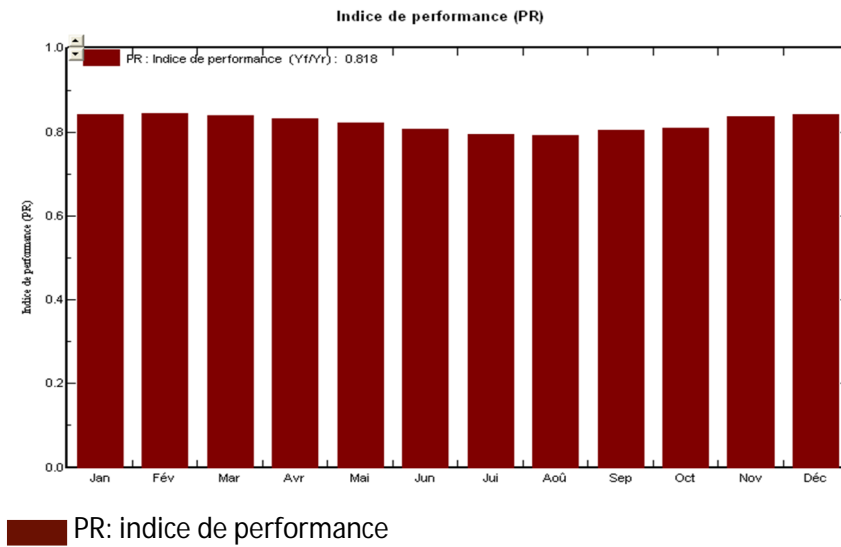


Figure IV.6 : Indice de performance d'une centrale PV Si monocristallin-couches minces.

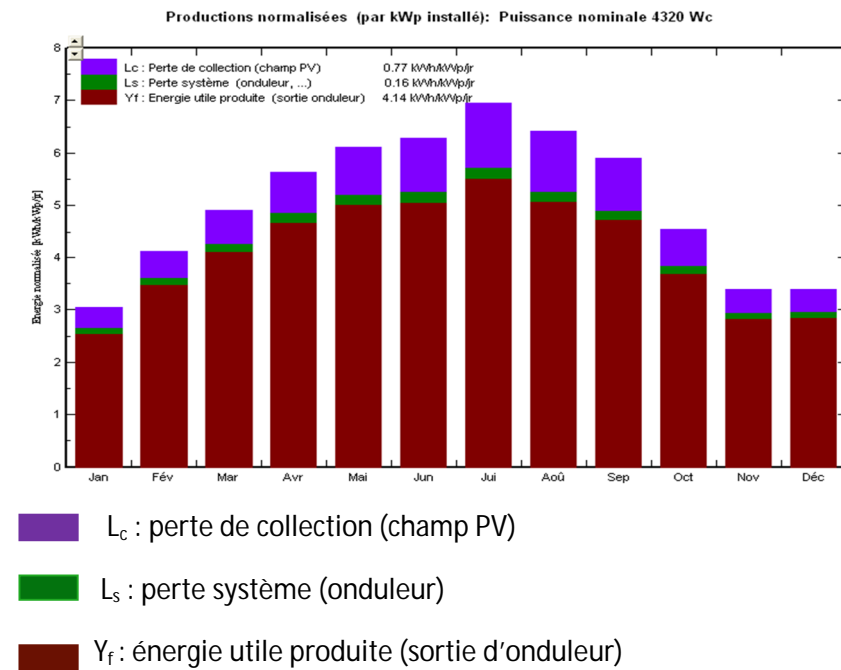


Figure IV.7 : La production de puissance normalisée annuelle pour une centrale PV Si monocristallin-couches minces.

2^{eme} configuration : (Champ 1 : Si monocristallin, Champs 2 : Si monocristallin) :

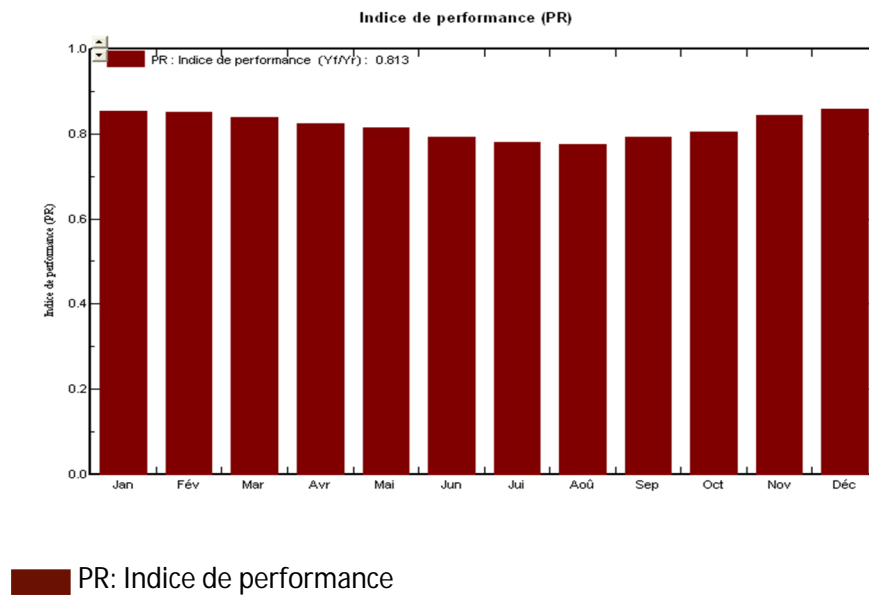


Figure IV.8 : Indice de performance d'une centrale PV Si monocristallin-Si monocristallin.

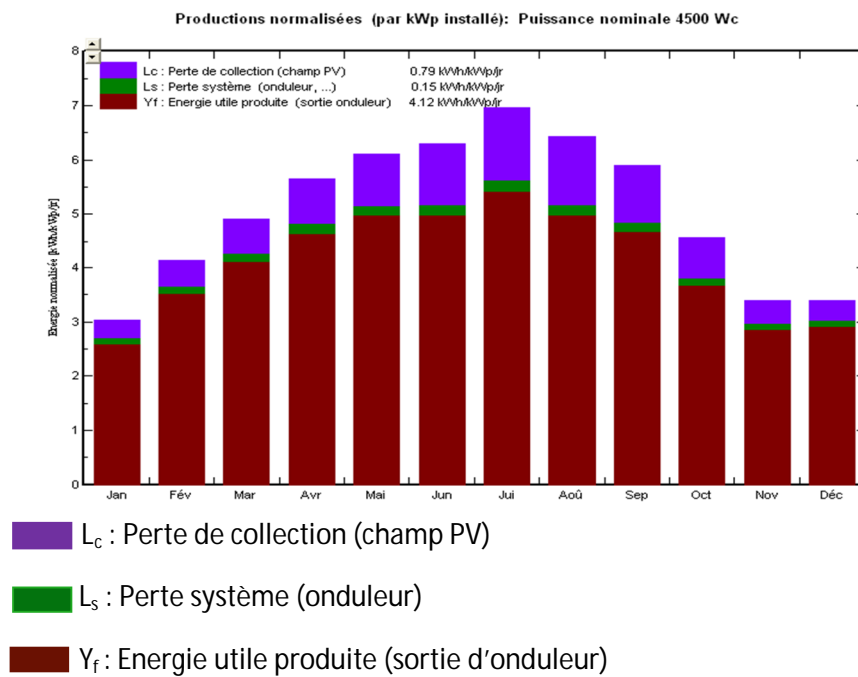
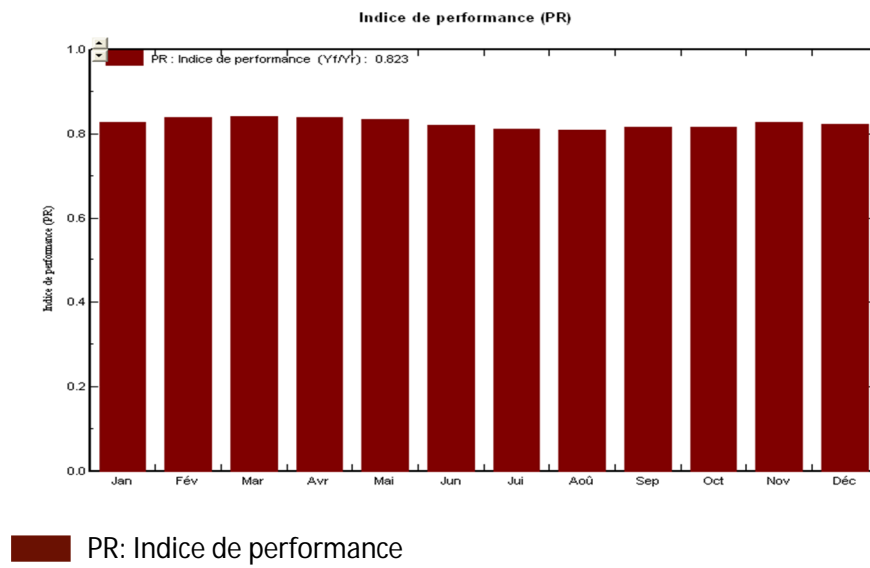


Figure IV.9 : La production de puissance normalisée annuelle pour une centrale PV Si monocristallin- Si monocristallin.

3^{eme} configuration : (Champs 1 : Couches minces, Champs 2 : Couches minces)



FigureIV.10 :Indice de performance d'une centrale PV couches minces-couches minces.

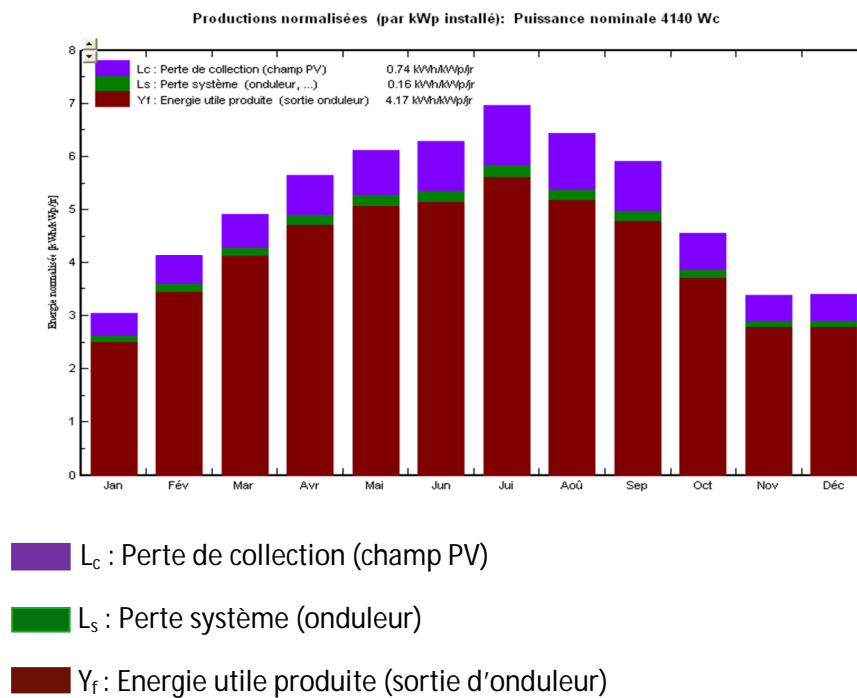


Figure IV.11 : La production de puissance normalisée annuelle pour une centrale PV couches minces- couches minces.

4^{eme} configuration : (Champs 1 : Si Polycristallin, Champs 2 : CdTe) :

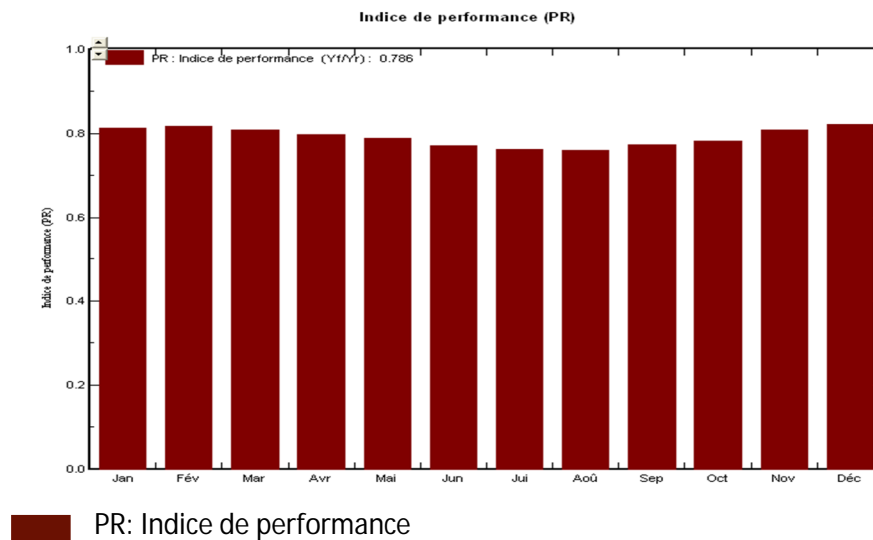


Figure IV.12 : Indice de performance d'une centrale PV Si polycristallin-CdTe

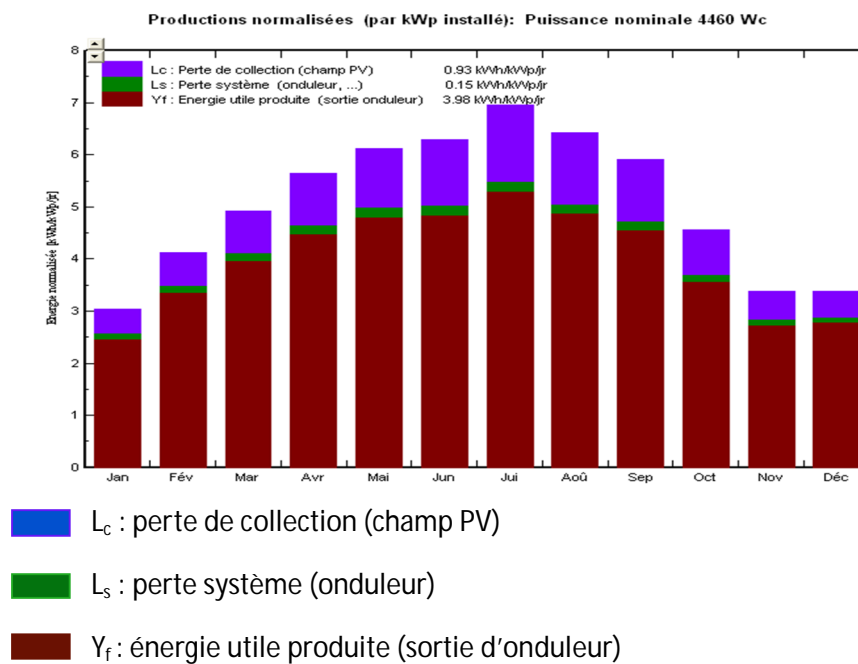


Figure IV.13 : La production de puissance normalise annuelle pour une centrale PV Si polycristallin-CdTe.

5^{eme} configuration : (Champs 1 : Si Polycristallin, Champs 2 : Si Polycristallin) :

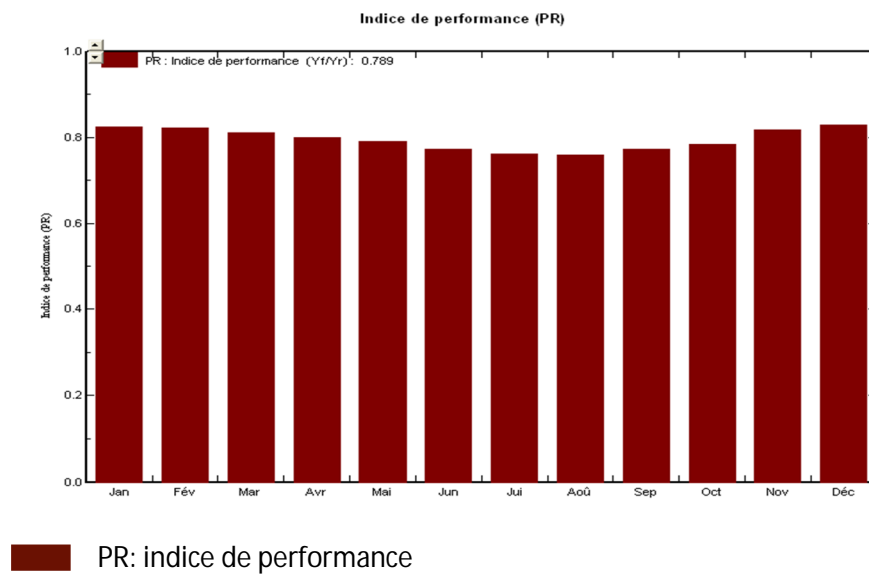


Figure IV.14 : Indice de performance d'une centrale PV Si polycristallin-Si polycristallin

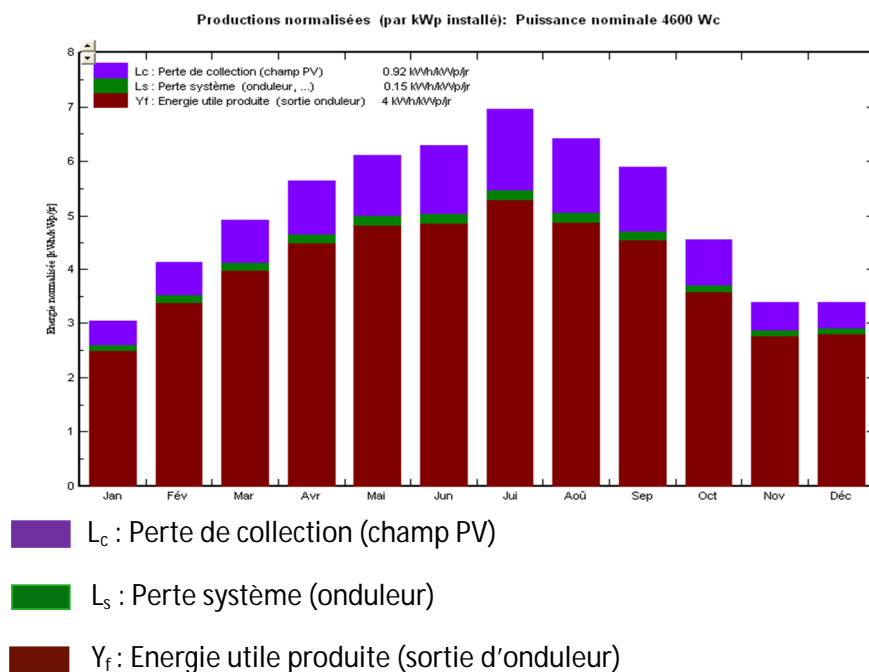
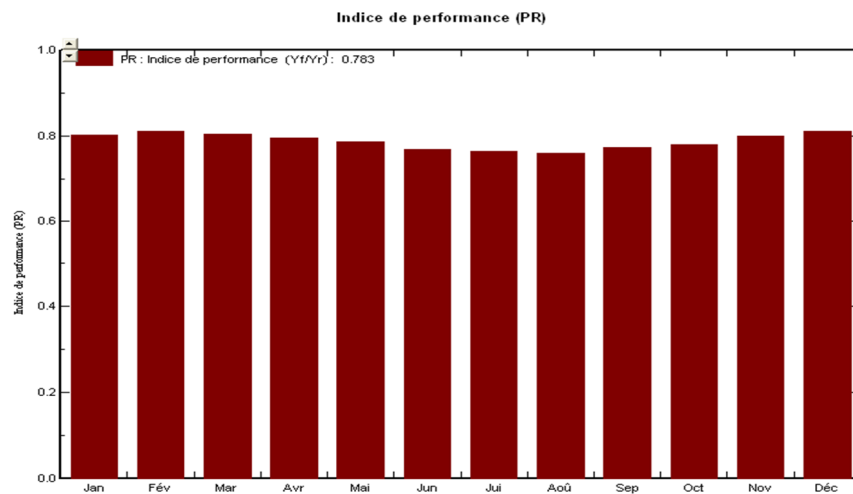


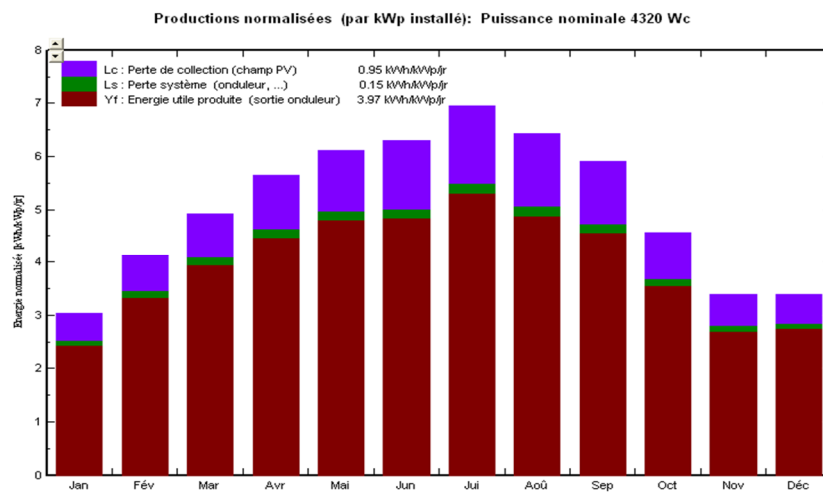
Figure IV.15 : La production de puissance normalisée annuelle pour une centrale PV Si polycristallin-Si polycristallin.

6^{eme} configuration : (Champs 1 : CdTe, Champs 2 : CdTe) :



PR: Indice de performance

Figure IV.16: Indice de performance d'une centrale PV CdTe-CdTe.



L_c : Perte de collection (champ PV)

L_s : Perte système (onduleur, ...)

Y_f : Energie utile produite (sortie d'onduleur)

Figure IV.17 : La production de puissance normalisée annuelle pour une centrale PV CdTe-CdTe.

IV.8. Validation des résultats:

Configuration	P totale	Nbr d'onduleur	Surface du module	PR	Pert de puissance due a la T du champ
1 ^{ere} Si mono-Si mono	4 Kwac	2	26.3m ²	81.7%	-10.2%
2 ^{eme} Si mono-couche mince	4 Kwac	2	38.9m ²	82.0%	-8.5%
3 ^{eme} couche mince-couche mince	4 Kwac	2	51.5m ²	82.3%	-6.8%
4 ^{eme} Si poly-CdTe	4 Kwac	2	48.8 m ²	78.2%	-9.0%
5 ^{eme} Si poly-Si poly	4Kwac	2	32.1 m ²	78.9%	-9.3%
6 ^{eme} CdTe-CdTe	4Kwac	2	65.5 m ²	77.4%	-5.3%

Tableau IV.9 : Perte de puissance par rapport à la température du champ PV et indice de performance.

A partir de ces résultat on peut présent l'indice de performance et la perte de puissance par rapport à la température sur les deux figures (IV.18, IV.19) pour les 6 configurations.

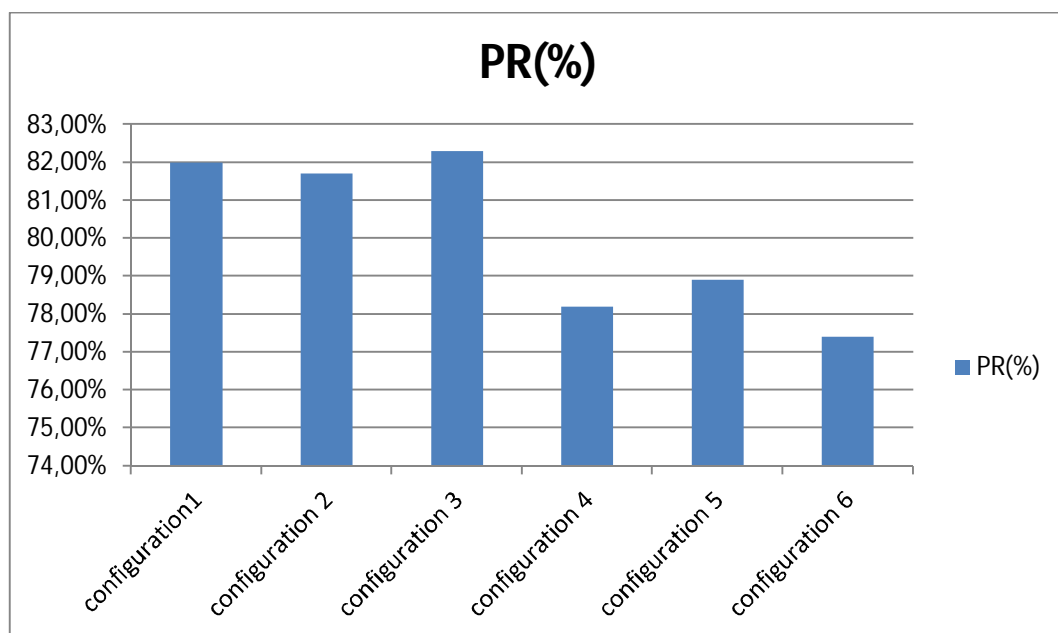


Figure IV.18: L'indice de performance.

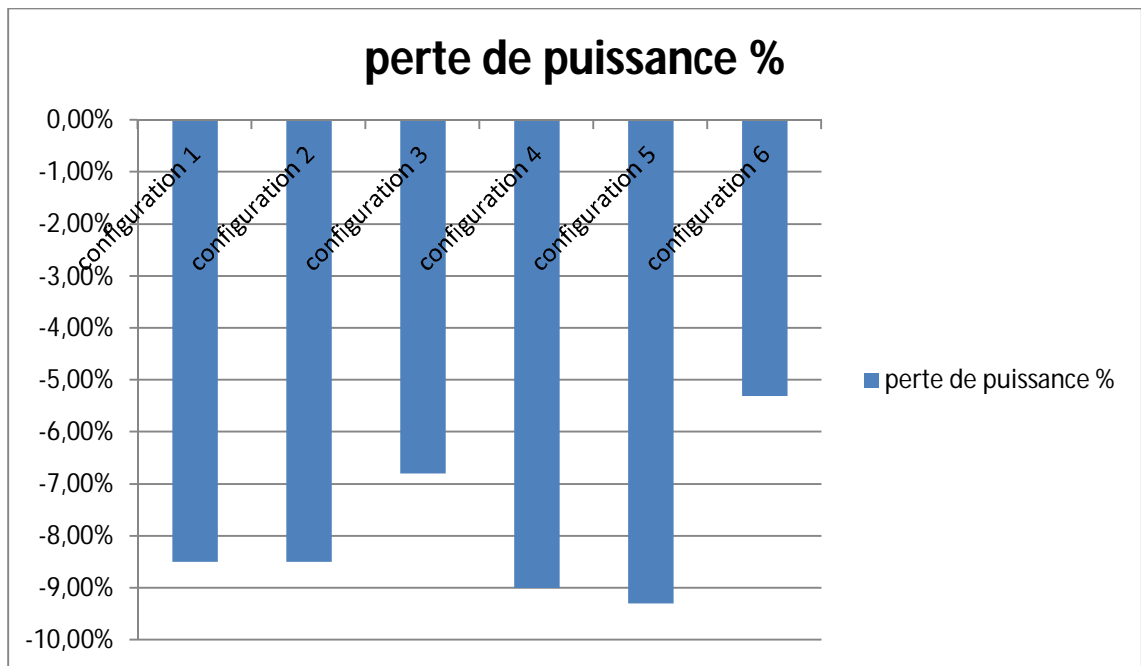


Figure IV.19: Perte de puissance du champ PV par rapport à la température.

IV.9. Interprétation des résultats :

On trouve que la centrale photovoltaïque de technologie Si monocristalline est caractérisée par un indice de performance important (81.3%), une perte de puissance par rapport à la température de -10.2% et sa surface est réduite (26.3 m²). Comparativement à ce qui précède, Pour la centrale de technologie Si polycristallin l'indice de performance est plus faible (78.9%), la perte de puissance par rapport à la température est de -9.3% et sa surface est plus grande (32.1 m²). Par contre, la centrale PV en technologie couche mince donne lieu à une faible perte de puissance (-6.8%) avec cependant un rendement inférieur, son indice de performance est important (82.3%) et sa surface est très grande (51.5 m²), ces résultats correspondent au module X115/125. Une autre technologie de couches minces est étudiée avec le module CdTe, qui donne lieu à une surface plus grande (65.5 m²), une très faible perte de puissance par rapport à l'augmentation de température (-5.3%) et un indice de performance plus faible (77.4%).

A partir de ces résultats on a proposée deux centrales photovoltaïques mixtes de deux différentes technologies. Pour la première centrale photovoltaïque mixte nous proposons la combinaison de la technologie Si monocristalline avec la technologie

couche mince (micromorph-Si) ; ce qui permet de trouver un indice de performance important (82.0%), une perte de puissance par rapport aux hautes températures faible (-8.6%) et une surface moyenne (38.9 m²). La deuxième configuration proposée pour la centrale photovoltaïque mixte est obtenue par la combinaison de la technologie Si polycristallin avec la technologie CdTe ; de ce fait on a trouvé que l'indice de performance est meilleure comparativement à la centrale photovoltaïque CdTe (78.2%), la perte de puissance est moindre que la centrale photovoltaïque Si polycristallin seul et la surface est abordable (48.8 m²).

IV.10.conclusion :

Ce chapitre nous a permis de donner un aperçu général sur le logiciel PV SYST. Nous avons expliqué comment utiliser le logiciel, dans lequel nous avons essayé plusieurs configurations des diverses technologies (Si monocristallin, couche mince et Si polycristallin) et nous avons comparé les caractéristiques de chaque configuration (indice de performance, perte de puissance et surface) pour obtenir la bonne configuration qui donne un indice de performance important (>80%) et une faible perte de puissance aux hautes températures (<10%).

La configuration qui nous a permis d'atteindre notre but est celle qui a combiné la technologie Si monocristallin avec la technologie couche mince.

Conclusion générale

Ce travail a contribué à la modélisation et la simulation d'un générateur PV mixte qui comporte deux technologies différentes.

En premier temps, nous avons traité séparément des modules PV de diverses technologies (cristalline et couches minces) en utilisant un modèle électrique à (4P) et un modèle mathématique de Spline Cubique naturel sous l'environnement de programmation MATLAB 7.10.0 permettant de tracer les caractéristiques I-V, P-V et de calculer le coefficient de perte de puissance de chaque module PV. Les résultats de simulation ont montré l'évolution de tous les paramètres et les caractéristiques des modules PV simulés ; Nous avons trouvé que la puissance délivrée dépend principalement des conditions climatiques (l'irradiation et la température) auxquelles les modules PV sont soumis. Cette simulation a montré que la filière « couches minces » a un coefficient de perte de puissance plus petit par rapport à celui de la filière « Si cristallin » ce qui implique sa stabilité en puissance dans les hautes températures.

Dans la deuxième partie, nous avons fait plusieurs combinaisons des GPV mixtes sous l'environnement PVsyst.

Pour chaque configuration, nous nous sommes intéressés au coefficient de perte de puissance ainsi que le rendement et la superficie. D'après la simulation, la configuration qui donne les meilleurs résultats est celle (couches minces-Si monocristallin) où nous avons obtenu un bon rendement, un faible coefficient de perte de puissance et une surface abordable.

Par ce travail, nous pensons avoir apporté une contribution à l'étude des caractéristiques des générateurs photovoltaïques mixtes (Si monocristallin-Couches minces).

Annexe 1 : Les Module PV utilisés

Le module Bosch Solar Module c-Si M 60 (250)

Bosch Solar Module c-Si M 60 | EU30117 | EU30123

Longueur [x]	Largeur [y]	Hauteur de cadre [z]	Poids	Boîtier de raccordement	Type de Connecteur	Câble [l]	Surface du verre frontal
1660,0	990,0	50,0	21	Spelsberg	MC4	-800 +1200	structuré
x, y, l en mm, ±2; z en mm, ±0,3; poids en kg ±0,5							

Module solaire cristallin	
Classes de puissance	235 Wp, 240 Wp, 245 Wp, 250 Wp
Tolérance de puissance	-0/+4,99 Wp
Structure	Stratifié de verre trempé ▶ Cadre en aluminium éloxé ▶ Boîtier de raccordement (IP 65) avec 3 diodes de dérivation ▶ Face arrière (blanche) du module résistante aux intempéries
Cellules	60 cellules solaires monocristallines au format 156 mm x 156 mm
Capacité de charge mécanique	surcharge de 5400 Pa, dépression d'arrachement de 2400 Pa, selon IEC 61215 (essai élargi)

Caractéristiques électriques avec des conditions de test standard (STC)¹ :

Désignation	P _{mpp} [Wp]	V _{mpp} [V]	I _{mpp} [A]	V _{oc} [V]	I _{sc} [A]	Résistance au courant inverse I _r [A]
250	250	30,31	8,25	37,90	8,82	25
245	245	30,10	8,20	37,70	8,70	25
240	240	30,00	8,10	37,40	8,60	25
235	235	29,90	8,00	37,10	8,50	25
Réduction du rendement du module en cas de diminution de la puissance de rayonnement de 1000 W/m ² à 200 W/m ² (avec 25 °C) : -0,33% (absolu); tolérance de mesure P _{mpp} ±3%						

Le module Energetica E2000/230

Energetica Photovoltaic Module E-2000



Higher mechanical
load up to
6.500 Pa

Electrical Data

Type	E-2000 230	E-2000 235	E-2000 240
Nominal performance MPP [Ⓢ] P _{MPP} (P _{Max})	230 Wp	235 Wp	240 Wp
Open circuit voltage U _{OC}	37,08 V	37,26 V	37,42 V
Voltage MPP [Ⓢ] U _{MPP}	29,61 V	30,12 V	30,24 V
Current MPP [Ⓢ] I _{MPP}	7,84 A	7,88 A	8,02 A
Short-circuit current I _{SC}	8,39 A	8,42 A	8,51 A
Cell efficiency η _{cell}	16,40 %	16,80 %	17,20 %
Module efficiency η _{module}	14,34 %	14,65 %	14,96 %
Performance tolerance	+/-3 %	+/-3 %	+/-3 %

This measurements are valid on standard test conditions STC. All electrical data ±10%. (Air mass AM 1,5; radiation of 1000W/m²; cell temperature 25°C)
[Ⓢ] MPP= Maximum Power Point

Temperature coefficient (Tc)

Tc short circuit current α	+0,06 %/ °C
Tc open circuit voltage β	-0,33 %/ °C
Tc maximum power γ	-0,46 %/ °C
NOCT [Ⓢ]	48 °C

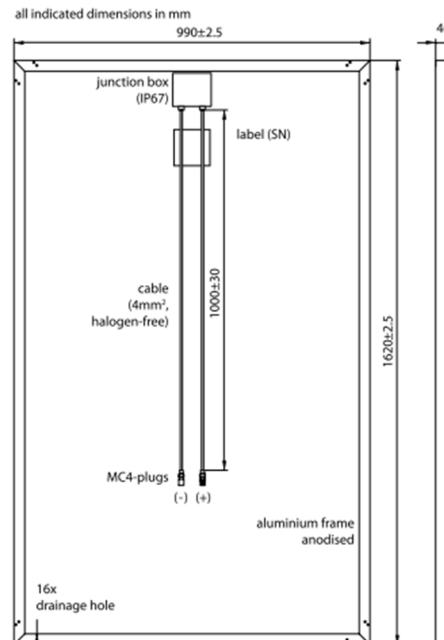
[Ⓢ] Irradiation 800W/m², ambient air temperature 20°, wind speed 1m/s

Mechanical Data

Cells	60 polycrystalline Cells 156 x 156 mm
Dimensions HxWxD	1620 x 990 x 46 mm
Weight	22 kg
Bypass diodes	3
Module connection	Solar cable 4 mm ² , ≈ 1 m length, provided with MC 4 plugs

Permissible operating conditions

Temperature range	-40°C to +85°C
Maximum system voltage	1.050 V
Test load	examined up to 6.500 Pa
Hail security	up to 25 mm hailstone diameter at 83 km/h terminal velocity
Reverse current strength	16 A



Le module Inventux XSERIES X3-115

X SERIES

MICROMORPH 3

Caractéristiques électriques pour STC *			X3-115	X3-120	X3-125	X3-130	X3-135	X3-140
Puissance électrique maximum (-0/+5 W _d)	P_{max}	[W _d]	115	120	125	130	135	140
Tension pour P_{max}	U_{mpp}	[V]	121	122	124	125	127	128
Tension à vide	U_{oc}	[V]	161	163	165	166	168	169
Courant de court-circuit	I_{sc}	[A]	1,12	1,15	1,17	1,20	1,23	1,25
Coefficient de température pour P_{max}	γ	[%/°C]	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
Coefficient de température pour U_{oc}	β	[%/°C]	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
Coefficient de température pour I_{sc}	α	[%/°C]	+0,07	+0,07	+0,07	+0,07	+0,07	+0,07
Tension à vide initial	$U_{oc, initial}$	[V]	163	165	166	168	170	171
Courant de court-circuit initial	$I_{sc, initial}$	[A]	1,14	1,17	1,20	1,22	1,25	1,28

* STC: 1.000 W/m² irradiation avec un spectre solaire AM 1,5 et une température de cellule de 25°C

Caractéristiques générales

Type de module / cellules	Micromorphe (a-Si/ μ c-Si) / 125 cellules, connexion en série monolithique
Courant inverse maximal	4 A
Tension maximale du système	1,000 Volt
Homologation du modèle	IEC 61646
Classification électrique	A (suivant IEC 61730)
Garantie de produit / puissance*	5 ans / 10 ans sur 90 % de P_{max} , 25 ans sur 80 % de P_{max}

* Seules les condition de garantie complètes dans leur version en vigueur font foi

Caractéristiques mécaniques

Dimensions incl. barres arrières (l x h x p)	1.100 mm x 1.300 mm x 40 mm
Surface	1,43 m ²
Poids	26 kg
Câble de raccordement	2,5 mm ² / longueur 200 mm
Connecteur	LC3 (compatible avec MC3), IP 68
Fixation du module	Barre acier inoxydable au dos du module
Angle maximal d'inclinaison	45°
Capacité de charge maximale	4.500 Pa

Emballage

Type	Carton ondulé sur palette du bois (IPPC)
Unité	22 modules
Dimensions (l x h x p)	1.200 mm x 1.500 mm x 800 mm
Poids	600 kg (1,322 Pa)

Annexe 2 : Le modèle mathématique Spline Cubique naturelle

L'algorithme de cette méthode est donné ci-dessous :

$$(1) \text{ Si } i = 0, 1, \dots, n-1 \text{ set } h_i = x_{i+1} - x_i.$$

$$(2) \text{ Si } i = 1, 2, \dots, n-1 \text{ set } \alpha_i = \frac{3}{h_i} (a_{i-1} - a_i).$$

$$(3) \text{ Set } I_0 = 1, \mu_0 = 0, Z_0 = 0.$$

(4) Si

$$i = 1, 2, \dots, n-1.$$

$$I_i = 2(x_{i+1} - x_{i-1}) - h_{i-1}\mu_{i-1}, \mu_i = h_i/I_i,$$

$$Z_i = (\alpha_i - h_{i-1}Z_{i-1})/I_i.$$

$$(5) \text{ Set } I_i = 1, Z_n = 0, c_n = 0.$$

$$(6) \text{ Si } h_j = n-1, n-2, \dots, 0$$

$$c_n = Z_j - \mu_j c_{j+n},$$

$$b_j = (a_{i+1} - a_i)/h_i - h_i(c_{j+n} + 2c_j)/3,$$

$$d_j = d_j h_i (c_{j+n} + c_j)/3h_j,$$

(7) Afficher les valeurs, $j = 0, 1, k, n-1$. Algorithme est arrêté.

A partir des valeurs a_j, b_j, c_j, d_j , ci-dessus, un polynôme cubique $S(x)$ est construit où :

$$S(x) = S_j(x) = a_j + b_j(x - x_j) + c_n(x - x_j)^2 + d_j(x - x_j)^3 \text{ for } x_j \leq x \leq x_{j+n},$$

$S(x)$ Contient donc un certain nombre de fonctions par morceaux à chaque fonction décrivant la caractéristique de précision certaine dans l'intervalle déterminé.

Bibliographie

[1] : Pierre Bessemoulin et Jean Oliviéri. 'La Météorologie 8e série '. n° 31,42-59 septembre 2000.

[2] : ' Les piles solaires, le composant et ces applications ' Edition.Masson ,1985.

[3] : M. Belhadj, ' Modélisation D'un Système De Captage Photovoltaïque '. Mémoire de magistère, Université de Béchar - 2008.

[4] :A. buyers, ' Les systèmes photovoltaïques ', guide, Article, Canada, 2002

[5] : T.Fogelman, 'Système photovoltaïque pour les pays en déventement', manuel d'installation et d'utilisation, Agence Française pour la Maitrise de l'énergie, (AFME), 1982.

[6] : A.Guen, 'Contribution à l'étude des systèmes de télécommunications mobiles' Thèse de Magister, Université de Tlemcen, Février 1992.

[7] : www.solarelectricpower.org.

[8] : C.Bernard, J.Chauvin, D.Lebrun, J.F.Muraz, P. Stassi,' Station solaire autonome pour l'alimentation des antennes de l'expérience de radio détection à l'Observatoire Pierre Auger' 2006.

[9] : nichiporuk oleksiy ,' simulation, fabrication et analyse de cellule photovoltaïque a contacts arrière interdigités ', Thèse de doctorat, l'institut national des sciences appliquées de lyon, 2005.

[10] : <http://www.photovoltaique.info/Les-types-de-modules.html>.

[11] : http://www.toutsurlesolaire.com/comment-ca-marche_2_cdte.php.

[12]: CHITER LAMRI, ' modélisation et simulation d'un système de pompage solaire a base d'un moteur asynchrone monophasé ', mémoire de magister, université de Batna, 2012.

[13]: MEFLAH Aissa, 'Modélisation et commande d'une chaîne de pompage photovoltaïque', Mémoire Magistère ; université de Tlemcen, 2011.

[14]: MAOUJD Rachid, 'Application de l'énergie photovoltaïque au pompage photovoltaïque sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah', Mémoire de Magistère, université de Tlemcen, 2005.

[15]: <http://www.pvsyst.com/fr/>.

[16]: <http://www.techno-science.net/?onglet=glossaire&definition=4550>.

[17]: BOUDEN Abdelmalek, 'Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque', Mémoire magistère, Université de Constantine, 2008.