

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou

Faculté de Génie Electrique et Informatique
Département d'Electronique



Mémoire de Fin d'Etude de MASTER ACADEMIQUE

Filière : Génie Electrique

Spécialité : Matériaux et Dispositifs Electroniques et Photovoltaïques

Thème

Etude et optimisation d'une installation photovoltaïque autonome.

Présenté par :

Sarah BELAIDI

Encadré par :

M^{elle} Dalila HOCINE

Année universitaire 2015 / 2016

Remerciements

Je tiens à remercier chaleureusement Mademoiselle HOCINE Dalila Maître de conférences B à l'université Mouloud MAMMARI de Tizi-Ouzou de m'avoir encadré et proposé le thème de ce mémoire ainsi que son aide précieuse pour bien mener ce travail.

Je voudrais remercier les membres du jury de leur présence et d'avoir accepté d'évaluer et examiner ce travail.

J'adresse mes sincères remerciements à tous nos enseignants qui ont participé à notre formation.

Tout mon respect et ma gratitude à tous ceux qui ont contribué de prêt ou de loin à la réalisation de ce travail.



Dédicaces

A mes chers parents qui ont tout fait pour ma réussite.

A mes sœurs LILIA, RAZIKA et KATIA.

A mes deux frères M'HEND et ABDOU.

Sarah

Sommaire

Liste des figures	VII
Liste des tableaux	X
Nomenclatures	XI
Introduction générale	01

Chapitre 1 : L'énergie solaire

1. Introduction.....	03
2. Le rayonnement solaire	04
2.1. Définition	04
2.2. Le soleil	04
2.3 Le spectre solaire	04
2.4 La masse d'air (Air Mass)	05
2.5 Rayonnement direct et rayonnement diffus	06
2.5.1. Le rayonnement direct	06
2.5.2. Le rayonnement diffus	06
2.6 Rayonnement réfléchi (Albédo)	07
2.7 Rayonnement global	07
3. L'irradiance solaire	08
4. L'optimisation de l'énergie solaire : angles, orientation et poursuite du soleil	09
5. Les instruments de mesure	12
5.1 Pyrhéliomètre	12
5.2. Pyranomètre	14
5.3. <i>Benning SUN 2</i>	14
6. Conclusion	16

Chapitre 2 : Les cellules et les modules photovoltaïques

1. Introduction	17
2. Principe de la conversion photovoltaïque	18
3. La cellule photovoltaïque	18
3.1 Définition	18
3.2 Structure	19
3.3 Principe de fonctionnement	20
3.3.1 L'absorption de la lumière dans le matériau	20
3.3.2 Le transfert de l'énergie lumineuse aux électrons	21
3.3.3 La collecte des charges	21
3.4 Différentes Filières de cellules photovoltaïques	22
3.4.1 Les cellules monocristallines	22
3.4.2 Les cellules polycristallines	23
3.4.3 Les cellules amorphes	24
3.4.4 Les cellules en polymère	25
3.4.5 Module à arséniure de gallium (GaAs)	26
3.4.6 Les cellules solaires à colorant de Grätzel	27
3.4.7 Les cellules à concentration.....	28
3.4.8 Les cellules au tellurure de cadmium (CdTe)	28
4. Modélisation électrique d'une cellule solaire réelle	29
5. Caractéristique électrique d'une cellule solaire	30
5.1 Paramètres photovoltaïques d'une cellule solaire	31
6. Les modules photovoltaïques	33
6.1 Définition	33
6.2 Structure	33

7. Caractéristiques électriques des modules photovoltaïques	34
8. Montage des modules photovoltaïques	34
8.1 Le montage en parallèle	34
8.2 Le montage en série	35
8.3 Le montage en série-parallèle	35
9. Impact de la température sur la caractéristique I-V	36
10. Impact de l'irradiation solaire sur la caractéristique I-V	37
11. Impact de l'ombre	37
12. Choix des modules photovoltaïques	39
13. Conclusion	40

Chapitre 3 : Présentation des composants d'une installation photovoltaïque autonome

1. Introduction	41
2. Les différents types d'installations photovoltaïques	42
2.1 Les installations raccordées au réseau.....	42
2.2 Installations photovoltaïques autonomes	43
3. Composants d'un système PV Autonome	43
4. Calcul de la puissance des modules photovoltaïques	45
5. Calcul du stockage d'énergie d'une installation autonome.....	50
5.1. Dimensionnement des batteries	50
5.2. Dimensionnement du régulateur	50
5.3. Dimensionnement de l'onduleur	51
6. Avantages et Inconvénients des systèmes photovoltaïques	51
6.1. Avantages	51
6.2 Inconvénients	52

7. Conclusion	53
---------------------	----

Chapitre 4 : Simulation et optimisation d'une installation photovoltaïque autonome

1. Introduction	54
2. Le logiciel PVsyst	55
3. Les menus principaux	55
3.1. Pré-dimensionnement	55
3.2 Conception du projet	56
3.3 Outils	57
4. Simulation d'un système PV autonome (isolé avec batteries)	57
4.1. Orientation des modules PV	57
4.2 Schéma du système PV isolé avec batteries (autonome)	60
5. Simulation d'un système PV au silicium monocristallin	60
5.1. Simulation du champ PV sur « plan incliné fixe »	60
5.2. Simulation du champ PV au silicium monocristallin avec « ajustement saisonnier d'inclinaison »	70
6. Simulation d'un système PV au silicium poly- cristallin	74
7. Simulation d'un système PV en couches minces à base de CdTe	80
8. Conclusion	84
Conclusion générale	85
Références	86
Annexe A	89
Annexe B	90
Annexe C	91

Liste des figures

Figure 1.1 Composition spectrale de la lumière.

Figure 1.2. Relation entre la masse d'air et l'épaisseur de l'atmosphère.

Figure 1.3 Spectre solaire

Figure 1.4. Composantes de rayonnements solaires au sol.

Figure 1.5. Irradiance solaire, en watts par mètre carré, au fil des heures sur une surface plane en zone équatoriale.

Figure 1.6. Angle d'incidence des rayons du soleil.

Figure 1.7. Carte de l'insolation mondiale montrant la quantité d'énergie solaire (en heures d'éclairement) reçue chaque jour par une surface présentant l'inclinaison optimale pendant le mois le moins ensoleillé de l'année.

Figure 1.8. Règle ad hoc de calcul de l'inclinaison et de l'orientation des panneaux solaires fixes. Dans le cas d'une installation exclusivement photovoltaïque, le mois de référence est le mois le moins ensoleillé.

Figure 1.9. Système manuel simple de poursuite solaire sur mât pivotant.

Figure 1.10. Exemple de pyréliomètre équipé d'un système de suivi pour maintenir l'instrument pointé vers le soleil.

Figure 1.11. A) Un pyranomètre

B) Un pyranomètre de haute précision.

Figure 1.12. Le *Benning SUN 2* appareil de mesure de l'insolation.

Figure 2.1. Principe de la conversion photovoltaïque.

Figure 2.2. Structure d'une cellule photovoltaïque à homojonction.

Figure 2.3. Principe de fonctionnement d'une cellule solaire.

Figure 2.4. Cellule solaire au silicium.

Figure 2.5. Panneau constitué de cellules monocristallines.

Figure 2.6. Panneau constitué de cellules polycristallines.

Figure 2.7. Cellule amorphe.

Figure 2.8. Cellule en polymère.

Figure 2.9. Module à arséniure de gallium fixé sur un satellite.

Figure 2.10. Cellule de Graetzel.

Figure 2.11. Concentrateur solaire.

Figure 2.12. Panneau photovoltaïque en tellure de cadmium.

Figure 2.13. Circuit équivalent d'une cellule solaire PV réelle sous éclairage.

Figure 2.14. Caractéristiques I-V d'une cellule.

Figure 2.15. Coupe d'un panneau photovoltaïque.

Figure 2.16 Courbe $I=F(v)$ d'un panneau photovoltaïque.

Figure 2.17. Montage des panneaux solaires.

Figure 2.18. Montage des batteries.

Figure 2.19 a) L'impact de la température sur la caractéristique $I=f(v)$

b) L'impact de la température sur la caractéristique $P=f(v)$

Figure 2.20. Caractéristiques I (V) et P(V) d'un module pour différentes irradiances solaires à 25°C

Figure 2.21. Exemples d'ombrage dans les modules photovoltaïques.

Figure 2.22. Variation de la puissance avec le taux d'ombrage.

Figure 3.1 Installation photovoltaïque raccordée au réseau.

Figure 3.2 Installation photovoltaïque autonome.

Figure 3.3 Composants d'une installation photovoltaïque autonome.

Figure 4.1. Menu principal du PVsyst.

Figure 4.2. Fenêtre de pré-dimensionnement dans le logiciel PVsyst 6.4.4.

Figure 4.3. Fenêtre de conception de projet dans le logiciel PV syst 6.4.4.

- Figure 4.4. Fenêtre des outils dans le logiciel PV syst 6.4.4.
- Figure 4.5. L'orientation et inclinaison des modules (Plan incliné fixe).
- Figure 4.6. L'orientation et inclinaison des modules (Ajustement saisonnier d'inclinaison).
- Figure 4.7. Energie incidente de référence dans le plan fixe des capteurs.
- Figure 4.8. Energie incidente de référence dans le plan ajusté des capteurs.
- Figure 4.9. Schéma simplifié du système PV isolé avec batteries (PV syst).
- Figure 4.10 Le panneau choisi pour l'installation.
- Figure 4.11 L'onduleur choisi pour l'installation.
- Figure 4.12. Diagramme d'entrée : sortie journalier correspondant sur un plan fixe.
- Figure 4.13. Energie utile produite par le système PV au silicium monocristallin sur « plan fixe ».
- Figure 4.14. Indice de performance représentant l'efficacité globale du système PV.
- Figure 4.15. Energie utile produite par le système PV au silicium monocristallin avec « ajustement saisonnier d'inclinaison ».
- Figure 4.16. Indice de performance correspondant.
- Figure 4.17. Le panneau choisi par l'installation.
- Figure 4.18. Evaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellules au silicium poly-cristallin.
- Figure 4.19. Energie utile produite par le système PV au silicium poly sur un plan ajusté.
- Figure 4.20. Indice de performance correspondant.
- Figure 4.21. Le panneau choisi par l'installation.
- Figure 4.22. Evaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellules au silicium amorphe.

Liste des tableaux

Tableau 3.1. Tension de la batterie conseillée en fonction de la puissance du système PV.

Tableau 4.1. Paramètres de simulation du champ PV au silicium monocristallin sur « plan incliné fixe ».

Tableau 4.2. Les besoins d'utilisateur choisis lors de la simulation.

Tableau 4.3 Principaux résultats du champ PV au silicium monocristallin sur « plan incliné fixe ».

Tableau 4.4. Diagramme des pertes dans le système PV.

Tableau 4.5. Paramètres de simulation du champ PV au silicium monocristallin avec « ajustement saisonnier d'inclinaison ».

Tableau 4.6. Principaux résultats de simulation du champ PV au silicium monocristallin avec « ajustement saisonnier d'inclinaison ».

Tableau 4.7. Diagramme des pertes dans le système PV au silicium monocristallin avec « ajustement saisonnier ».

Tableau 4.8. Paramètres de simulation du champ PV au silicium poly-cristallin avec ajustement saisonnier d'inclinaison.

Tableau 4.9. Principaux résultats de simulation du champ PV au silicium poly-cristallin avec ajustement saisonnier d'inclinaison.

Tableau 4.10. Diagramme des pertes dans le système PV.

Tableau 4.11. Paramètres de simulation du champ PV au silicium amorphe avec ajustement saisonnier d'inclinaison.

Tableau 4.12. Principaux résultats de simulation du champ PV au silicium amorphe avec ajustement saisonnier d'inclinaison.

Tableau 4.13. Principaux résultats de simulation du champ PV au silicium amorphe après l'ajout de modules PV avec ajustement saisonnier d'inclinaison.

Nomenclatures

h : constante de Plank $h= 6,62 \cdot 10^{-34}$ J.s

ν = Fréquence

C = vitesse de la lumière $C= 3 \cdot 10^8$ m/s

λ = Longueur d'onde en μ m

E_{ph} : Énergie du photon en eV

I_{ph} : Le photo-courant créé par la cellule

I_S : Courant de saturation inverse

T : Température de la jonction

q : charge de l'électron

K : constante de Boltzmann

$F(\lambda)$: Le flux de photons reçu par la cellule

$R(\lambda)$: Le coefficient de réflexion de la surface de la cellule

P_i : Puissance incidente (w)

P_{max} : Puissance de sortie caractérisant la cellule solaire.

V_{co} : Tension à circuit ouvert (V)

I_{cc} : Courant de court circuit (A)

V_{mpp} : tension au point Maximum Power Point (V)

I_{mpp} : courant au point Maximum Power Point (A)

FF : Facteur de forme.

V_{co} : La tension du circuit ouvert d'un panneau.

I_{cc} : Le courant de court- circuit d'un panneau.

N_s : nombre de modules en série.

N_p : nombre de modules en parallèle.

Résumé

Dans ce mémoire, nous avons effectué une optimisation d'une installation photovoltaïque autonome, destinée à l'électrification d'une habitation située à Alger, tout en assurant une couverture totale de ses besoins énergétiques.

Nous avons donc cherché dans un premier temps d'estimer les besoins énergétiques de l'utilisateur et dans un deuxième temps, procédé à un dimensionnement optimal de notre installation à l'aide du logiciel PVsyst. Nous avons évalué la production énergétique de notre installation pour trois technologies solaires : silicium monocristallin, silicium polycristallin et couche mince CdTe. D'autres critères sont également pris en comptes pour l'optimisation de notre installation comme l'orientation et l'inclinaison des modules PV ainsi que l'utilisation de régulateurs MPPT (maximum power point tracking) permettant d'optimiser la puissance et donc le rendement énergétique de l'installation.

Les résultats de simulation et d'optimisation ont montré que L'installation PV en technologie silicium monocristallin permet d'obtenir une meilleure production énergétique par rapport à celle au silicium polycristallin et CdTe. Nous avons déterminé la surface optimale du champ photovoltaïque ainsi que l'orientation et l'inclinaison permettant un meilleur rendement énergétique de l'installation.

Mots clés : Installation photovoltaïque autonome, optimisation, module PV, cellule solaire, dimensionnement, silicium, CdTe, rendement.

Introduction générale

Introduction générale

La production d'énergie est un défi de grande importance pour les années à venir. La totalité de production mondiale d'énergie provient de sources fossiles. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution [23]. En plus la consommation excessive de stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse pour les générations futures.

Les énergies renouvelables telles que l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie biomasse et l'énergie hydroélectrique, sont des solutions prometteuses pour concurrencer les sources d'énergies de masse telle que l'énergie fossile et nucléaire [23]. On entend par énergie renouvelable, des énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. A la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables sont des énergies propres, inépuisables et à ressources illimitées.

En Algérie, c'est l'énergie solaire qui offre le potentiel le plus important. En effet, l'Algérie possède une vaste superficie et un très fort ensoleillement qui permettront l'épanouissement de cette énergie avec des possibilités de son exploitation aussi bien au Sud que dans le Nord de l'Algérie. L'exploitation de l'énergie solaire à grande échelle permet la production de l'électricité et le développement des télécommunications.

Les installations photovoltaïques (PV) autonomes peuvent être une solution rentable pour l'électrification de sites isolés qui ne bénéficient pas de service du réseau de distribution du courant électrique. Elles présentent l'avantage de produire de l'électricité près du lieu de consommation et de manière décentralisée, directement chez l'utilisateur.

Avant tout projet photovoltaïque la simulation et le dimensionnement de l'installation PV est nécessaire afin d'avoir un meilleur rapport puissance/surface qui correspond nos besoins.

Le but visé dans le cadre de notre étude est l'optimisation d'une installation photovoltaïque autonome destinée à l'électrification d'une habitation située à Alger, tout en assurant une couverture totale de ses besoins.

Nous avons donc cherché dans un premier temps d'estimer les besoins énergétiques d'une habitation située à Alger et dans un deuxième temps, procédé à un dimensionnement optimal de notre installation en utilisant le logiciel PVsyst de sorte à répondre aux besoins énergétiques préalablement définis.

L'optimisation d'une installation photovoltaïque autonome destinée à l'électrification d'une habitation passe nécessairement par le choix de la technologie du module PV qui devient un élément déterminant d'une grande importance dans la mesure où la surface disponible est limitée. D'autres critères sont également indispensables à cette optimisation

comme l'orientation et l'inclinaison des modules PV vers le soleil ainsi que l'utilisation de régulateurs MPPT (maximum power point tracking) permettant d'optimiser la puissance et donc le rendement énergétique de l'installation. Dans ce sens, nous avons effectué une étude comparative entre les résultats de dimensionnement de systèmes PV avec la technologie de silicium (monocristallin et polycristallin) et la technologie CdTe. Aussi nous avons réalisé des simulations sur un plan incliné fixe et sur un plan de poursuite solaire (ajustement saisonnier d'inclinaison) afin d'obtenir le meilleur rendement énergétique possible de notre installation.

Pour ce faire, ce mémoire est établi en quatre chapitres :

Le premier chapitre présente les principes de l'énergie solaire et les paramètres permettant son optimisation : angles, orientation et systèmes de poursuite solaire. Aussi nous avons présenté les appareils de mesure du rayonnement solaire en citant ses principales caractéristiques.

Dans le deuxième chapitre, nous avons présenté en premier lieu une étude approfondie sur les cellules solaires incluant leur structures et principe de fonctionnement ainsi que les différentes technologies photovoltaïques. Notre étude a concerné en second lieu les panneaux solaires (structures et montages) en montrant l'impact de la température et de l'irradiation solaire sur leurs caractéristiques électriques.

Le troisième chapitre est consacré à la présentation et modélisation des composants d'une installation photovoltaïque autonome objet de notre étude.

Dans le quatrième chapitre, nous avons présenté dans un premier lieu le logiciel PVsyst utilisé. Nous avons présenté en second lieu les résultats de simulation et d'optimisation du fonctionnement d'une installation photovoltaïque autonome en utilisant trois technologies : Silicium monocristallin, polycristallin et couche mince : CdTe. Cette étude nous a permis d'identifier la technologie la plus adéquate pour couvrir les besoins énergétiques d'une habitation située à Alger, afin de lui proposer un système photovoltaïque au moindre coût, de surface la plus réduite possible, tout en assurant la couverture totale de ses besoins. Nous avons alors déterminé la surface optimale du champ photovoltaïque ainsi que l'orientation et l'inclinaison permettant un meilleur rendement énergétique de l'installation.

Finalement, nous terminons ce manuscrit par une conclusion générale et quelques perspectives pour des travaux futurs dans ce domaine.

Chapitre 1

L'énergie solaire

Chapitre 1

L'énergie solaire

1. Introduction

L'énergie solaire est l'énergie transmise par le soleil sous la forme de lumière et de chaleur qui peut être utilisée pour s'éclairer, se chauffer et cuisiner ou pour produire de l'électricité par l'intermédiaire de panneaux photovoltaïques.

La simulation des systèmes photovoltaïques nécessite la connaissance de l'énergie solaire reçue car si elle est importante, on a moins de modules à installer et inversement [1].

Bien qu'il soit difficile de connaître la valeur de l'irradiation solaire pour un site précis sous une orientation et une inclinaison bien déterminée, aujourd'hui grâce à la technologie on a pu avoir des logiciels de simulation qui contiennent des bases de données météorologiques qui nous permettent d'avoir les grandeurs utiles répondant à nos besoins.

Par ailleurs, nous devons faire face aux paramètres influençant sur le rendement. Pour cela il faut bien choisir l'orientation et l'inclinaison des modules photovoltaïques.

En fait, la quantité d'énergie produite par le module dépend de la quantité du rayonnement qu'il reçoit. Pour connaître la quantité du rayonnement, il faut consulter les données météorologiques connues et surtout déterminer si l'ensoleillement est suffisant. Dans ce sens, nous présentons dans ce chapitre 1, les principes de l'énergie solaire et les appareils de mesure du rayonnement solaire.

2. le rayonnement solaire

2.1 Définition

Appelé le rayonnement électromagnétique émis par le soleil dans toutes les directions de l'espace, ce n'est que la manifestation externe des interactions nucléaires qui se produisent au cœur du soleil et de l'ensemble des interactions secondaires qu'elles génèrent dans son enveloppe [2]. Il constitue la quasi-totalité de l'énergie émise par le soleil. Il est composé de grains de lumière appelés photons [3]. Autrement dit, le rayonnement solaire est l'ensemble des ondes électromagnétiques émises par le soleil. Il est composé de toute la gamme des rayonnements, de l'ultraviolet lointain comme les rayons gamma aux ondes radio en passant par la lumière visible.

2.2 Le soleil

Le soleil est assimilé à un corps noir rayonnant à une température de 6000 K, composé de gaz consistant en 70% d'hydrogène et 28% d'hélium, les 2% restants représentent la plupart des autres atomes présents dans l'univers. Son diamètre est de 1 391 000 km et se trouve à une distance de 150 000 000 km de la Terre [4].

2.3 Le spectre solaire

Le spectre solaire est la distribution spectrale (en fonction de la longueur d'onde ou de la fréquence) du rayonnement électromagnétique émis par le soleil. Le rayonnement solaire recouvre une gamme assez large de longueurs d'onde, depuis les ondes radio jusqu'aux rayons X [5], L'œil humain n'est cependant sensible qu'à une petite partie du spectre solaire, le rayonnement visible est compris approximativement entre 380 nm et 780 nm (du violet au rouge) [6].

Ces rayonnements se propagent à la vitesse de la lumière C , il lui faut donc, en moyenne, 499 secondes pour atteindre notre atmosphère, l'énergie E_{ph} de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde λ par la relation suivante [7] :

$$E_{ph} = h\nu = hc/\lambda = 1.24/\lambda \quad (1)$$

Où

E_{ph} : Energie du photon en eV

λ = Longueur d'onde en μm

h : Constante de Planck $h = 6,62 \cdot 10^{-34} \text{ J}\cdot\text{s}$

ν : Fréquence

C : vitesse de la lumière $C = 3 \cdot 10^8 \text{ m/s}$

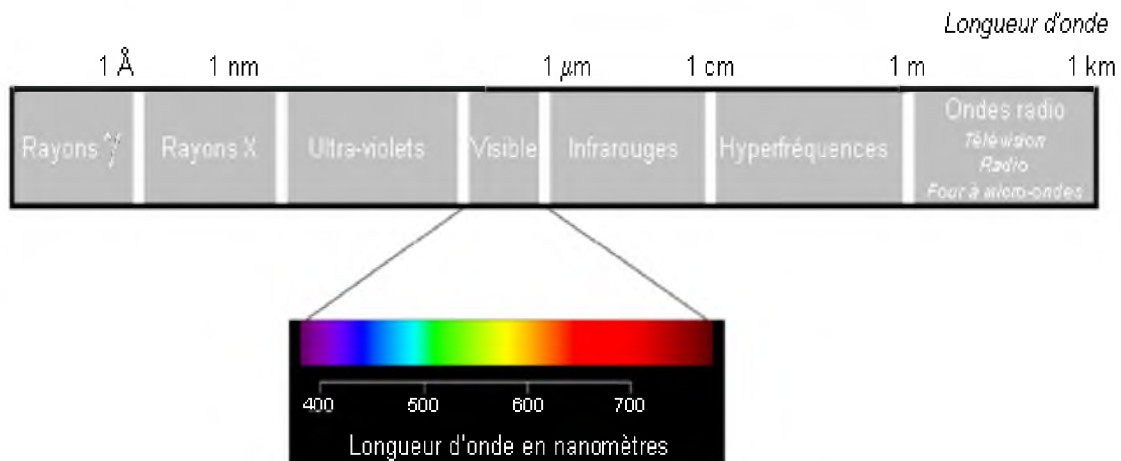


Figure 1.1 Composition spectrale de la lumière [7].

Le rayonnement ultraviolet est un rayonnement électromagnétique de longueur d'onde plus courte que le visible (<380 nanomètres) et plus longue que les rayons X. Le rayonnement visible est un rayonnement électromagnétique stimulant le nerf optique humain, de longueur d'onde comprise approximativement entre 380 nm et 780 nm. Le rayonnement infrarouge est un rayonnement électromagnétique de longueur d'onde comprise entre 780 nm et 10^5 nm.

2.4 La masse d'air (Air Mass)

En plus de la composition de l'atmosphère, l'épaisseur d'atmosphère que le rayonnement doit traverser joue également un rôle important sur l'évaluation de la quantité du rayonnement solaire qui atteint la surface de la terre [3]. Lorsque les rayons lumineux sont perpendiculaires à la surface, l'épaisseur d'atmosphère traversée est la plus faible; la lumière est moins absorbée et moins diffusée par l'atmosphère et la surface reçoit davantage d'énergie solaire [8].

La réduction de puissance due à la traversée de l'atmosphère est caractérisée par le nombre de masse d'air (**AM**). Il correspond au rapport entre l'épaisseur de l'atmosphère traversée par le rayonnement (**OM**) et l'épaisseur traversée à la verticale du site (**OA**) [3]. Cette relation est en fonction de la hauteur angulaire du soleil h , c'est-à-dire l'angle que fait la direction du soleil avec le plan horizontal comme le montre la relation (2).

$$\text{la masse d'air (AM)} = \frac{OM}{OA} = \frac{1}{\sin h} \quad (2)$$

Ainsi:

-soleil au zénith: AM 1

- soleil à 30°: AM 2
- soleil à 41,8°: AM 1,5
- hors atmosphère: AM 0 (par convention)

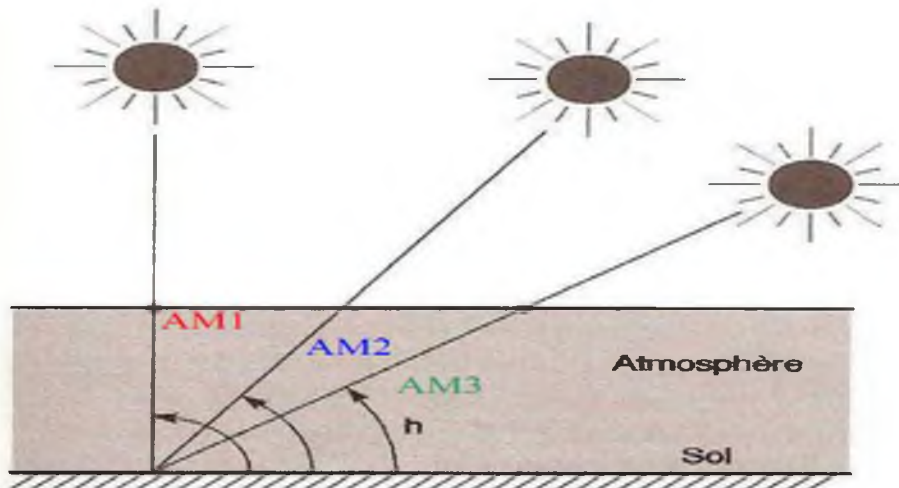


Figure 1.2. Relation entre la masse d'air et l'épaisseur de l'atmosphère [3].

Le spectre standard le plus étudié est AM 1.5, qui correspond à un rayonnement d'environ 1 KW/m² (Figure 1.3).

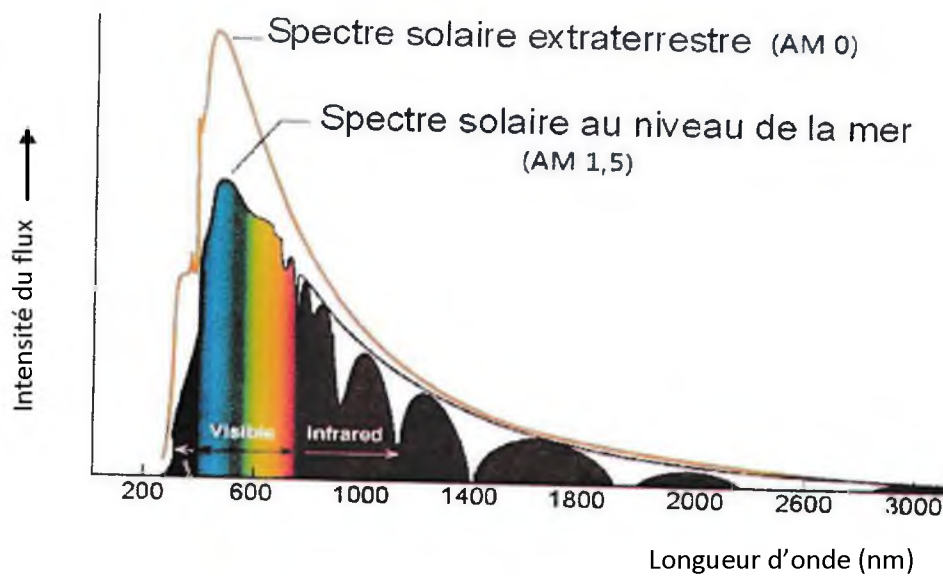


Figure 1.3 Spectre solaire [9]

2.5 Rayonnement direct et rayonnement diffus

2.5.1. Le rayonnement direct

C'est le rayonnement solaire reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère.

2.5.2. Le rayonnement diffus

C'est le rayonnement solaire diffusé par les différents gaz constituant l'atmosphère. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et sa réflexion par les nuages, molécules d'air et poussières.

2.6 Rayonnement réfléchi (Albédo)

Il est défini comme la partie réfléchi par le sol. L'albédo du système Terre-atmosphère est défini comme la fraction de l'énergie solaire qui est réfléchi vers l'espace. Sa valeur est comprise entre 0 et 1. Plus une surface est réfléchissante, plus son albédo est élevé. Les éléments qui contribuent le plus à l'albédo de la Terre sont les nuages, les surfaces de neige et de glace.

On peut citer par exemple l'albédo de la neige fraîche qui est de 0,87, ce qui signifie 87% de l'énergie solaire est réfléchi par ce type de neige.

Un corps noir parfait, qui absorberait toutes les longueurs d'onde sans n'en réfléchir aucune, aurait un albédo nul, tandis qu'un miroir parfait, qui réfléchirait toutes les longueurs d'onde, sans en absorber une seule, aurait un albédo égal à 1.

2.7 Rayonnement global

Il est la somme du rayonnement direct et du rayonnement diffus ; la Figure 1.4 illustre les différents composants du rayonnement solaire au niveau du sol.

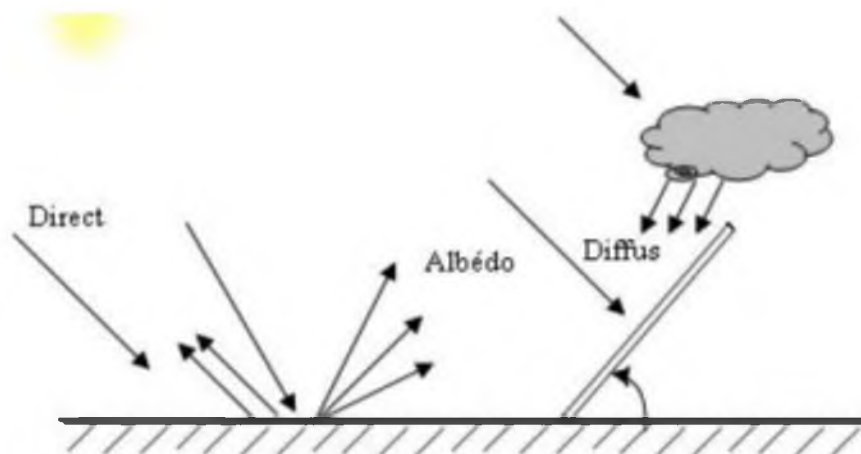


Figure 1.4. Composantes de rayonnements solaires au sol [10].

3. L'irradiance solaire

L'irradiance solaire est la quantité d'énergie radiative du soleil atteignant effectivement une surface ou la quantité d'énergie solaire reçue par unité de surface. Elle se mesure en watts par mètre carré (W/m^2) ou kilowatts par mètre carré (KW/m^2) [10].

Si un module photovoltaïque fait directement face au soleil (s'il est perpendiculaire aux rayons du soleil), l'irradiance est bien plus forte que si le module fait un angle avec les rayons du soleil.

La figure 1.5 montre les variations d'énergie reçue par une surface plane pendant une journée ensoleillée. La quantité d'énergie reçue est moindre le matin et en fin d'après-midi, pour deux raisons : l'angle entre la surface plane et les rayons du soleil n'est pas optimal, d'une part, et les rayons du soleil transportent moins d'énergie, d'autre part.

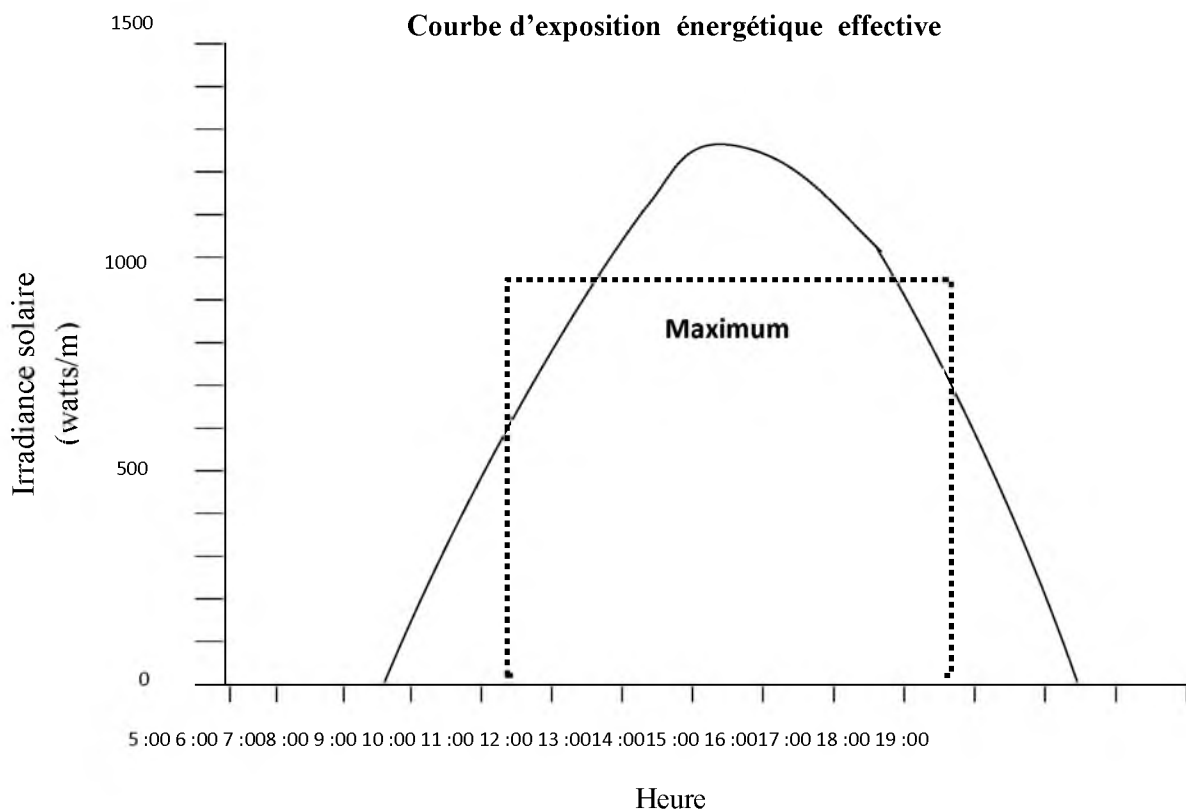


Figure 1.5. Irradiance solaire, en watts par mètre carré, au fil des heures sur une surface plane en zone équatoriale [11].

A midi, l'énergie reçue est à son maximum. La quantité effectivement reçue à un moment donné dépend de l'enneuagement et la quantité de poussière dans l'atmosphère.

L'angle entre le rayon du soleil et la surface est dit angle d'incidence de rayons solaires. Plus il se rapproche de 90° et plus la quantité d'énergie reçue par la surface est importante (voir la figure 1.6). Si un module solaire photovoltaïque est tourné en permanence vers le soleil, il produit d'avantage d'énergie. On obtient ce résultat en utilisant une technique dite de « poursuite de soleil »

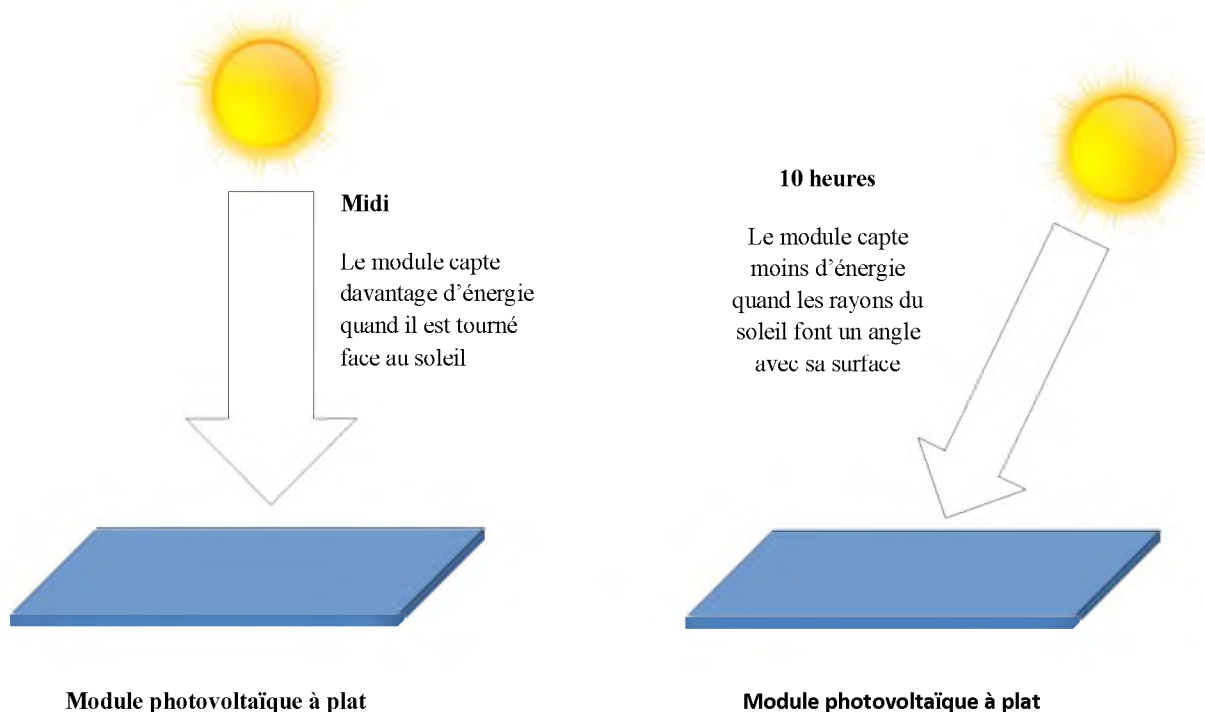


Figure 1.6. Angle d'incidence des rayons du soleil[11]

4. L'optimisation de l'énergie solaire : angles, orientation et poursuite du soleil

Pour que l'absorption du rayonnement solaire soit optimale, il faut que les rayons incidents du soleil frappent le panneau à angle droit. Le positionnement de panneaux est crucial. Il dépend à la fois de la latitude et des conditions météorologiques dominantes localement (Figure 1.7). Il faut aussi se souvenir que le soleil décrit chaque jour un arc de 180° d'est en ouest par rapport au sol et que sa position nord-sud varie considérablement d'une saison à l'autre. Au sud de l'équateur, le soleil se trouvant la plupart du temps dans la partie nord du ciel, les panneaux doivent être tournés vers le nord alors que, au nord de l'équateur, le soleil se trouvant la plupart du temps dans la partie sud du ciel, les panneaux doivent être tournés vers le sud.

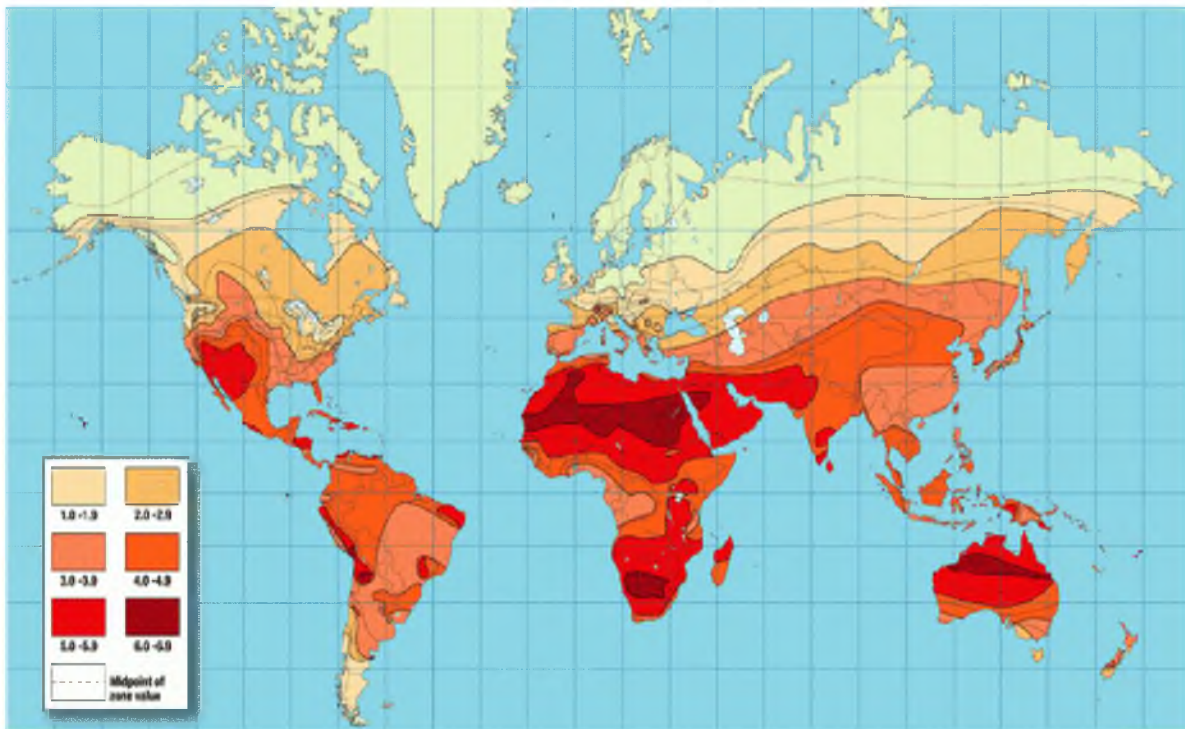


Figure 1.7. Carte de l'insolation mondiale montrant la quantité d'énergie solaire (en heures d'éclairement) reçue chaque jour par une surface présentant l'inclinaison optimale pendant le mois le moins ensoleillé de l'année [12].

On peut adopter une règle selon laquelle les panneaux doivent être tournés vers l'équateur et inclinés selon un angle égale à la latitude du site plus 10° . Ainsi, par exemple, au Zimbabwe, cette règle veut que le panneau soit tourné vers le nord incliné et incliné de 25° à 30° . En pratique, les fournisseurs locaux doivent pouvoir indiquer l'orientation et l'inclinaison optimales (Figure 1.8). A l'équateur, la position du soleil variant de 23° nord à 23° sud pendant l'année, les panneaux doivent être inclinés de 5° à 10° et tournés vers la partie du ciel dans laquelle le soleil se trouve pendant les mois de plus faible ensoleillement (sud ou nord, selon les cas).

Latitude

Angles d'inclinaison

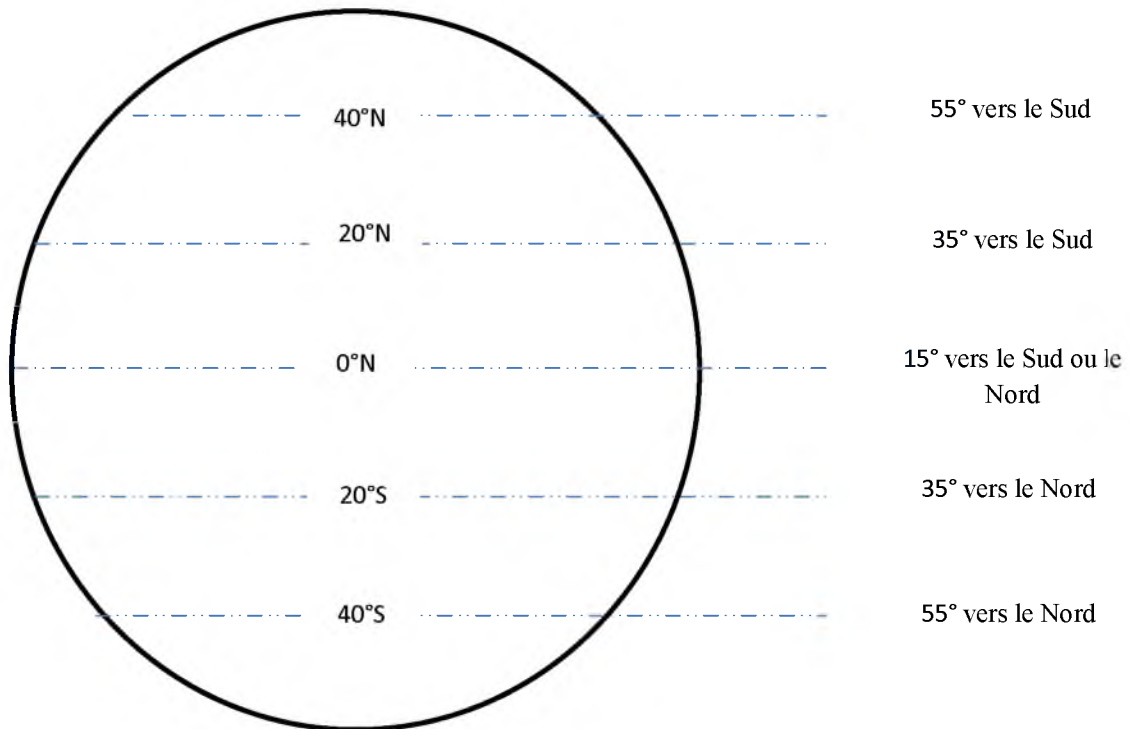


Figure 1.8. Règle ad hoc de calcul de l'inclinaison et de l'orientation des panneaux solaires fixes. Dans le cas d'une installation exclusivement photovoltaïque, le mois de référence est le mois le moins ensoleillé.

Si les panneaux sont tournés en permanence vers le soleil, ils captent davantage d'énergie solaire. On dit qu'ils « poursuivent » le soleil. La poursuite du soleil peut améliorer le rendement d'un panneau solaire photovoltaïque de 30 % [11].

Les installations de panneaux photovoltaïques tendent à utiliser des systèmes de poursuite automatiques mais, lorsque la puissance du système est inférieure à 500 Wc, ce type d'investissement est difficilement amorti et la présence de pièces en mouvement accroît le risque de pannes.

Dans certains cas, il suffit de tourner une ou deux fois par jour le panneau photovoltaïque monté sur un mât pivotant (voir la figure 1.9). Encore faut-il alors être sûr que quelqu'un tournera effectivement le mât deux fois par jour.

On peut également, dans les zones non tropicales, faire varier l'inclinaison selon les saisons en redressant les modules en hiver et en les abaissant en été. On obtient ainsi des gains significatifs.

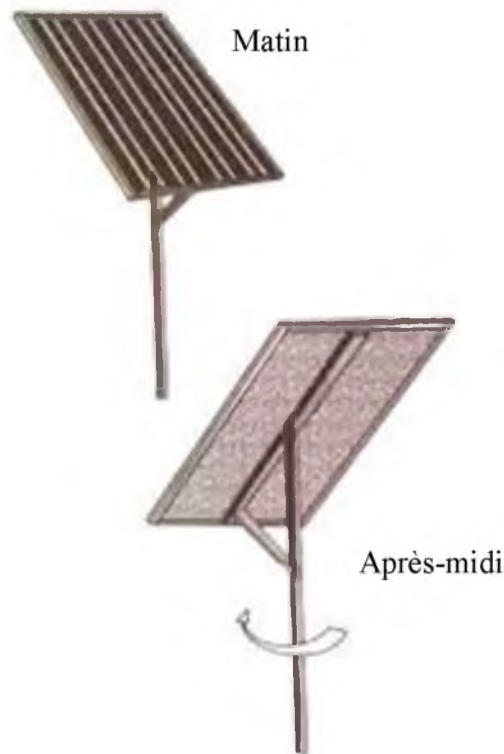


Figure 1.9. Système manuel simple de poursuite solaire sur mât pivotant.

5. Les instruments de mesure

Les appareils diffèrent selon qu'ils mesurent le rayonnement direct (Pyrhéliomètre), le rayonnement global (Pyranomètre) ou le rayonnement réfléchi (Pyranomètre réfléchi). La largeur du spectre de longueur d'ondes de la lumière dont on mesure l'énergie, est également à prendre en compte pour savoir ce que l'on doit mesurer exactement (infrarouge lointain, spectre de la lumière visible, UV...etc.) en fonction de son application [13].

5.1. Pyrhéliomètre

Le pyrhéliomètre est un instrument destiné à la mesure de l'intensité du rayonnement solaire direct. Il est généralement constitué par une thermopile peinte en noir (Figure 1.10), donc très absorbante, montée sur un système de suivi. Ainsi cet instrument ne mesure que le rayonnement directement issu du soleil, à l'exclusion de celui issu du ciel ou de la terre.

Le pyrhéliomètre permet la mesure de l'irradiance solaire. La lumière du soleil pénètre dans l'instrument par une fenêtre, elle est ensuite dirigée sur la thermopile qui

convertit la chaleur en un signal électrique qui est enregistré. Celui-ci est ensuite converti en une mesure équivalente exprimée en watts par mètre carré. Un pyrhéliomètre est souvent équipé d'un système de suivi pour maintenir l'instrument pointé vers le soleil [14].

Applications

Les applications classiques des mesures par pyrhéliomètre sont :

- Les études scientifiques du climat.
- La météorologie.
- La recherche sur les propriétés de certains matériaux.
- La mesure de l'efficacité de certains appareils photovoltaïques.



Figure 1.10. Exemple de pyrhéliomètre équipé d'un système de suivi pour maintenir l'instrument pointé vers le soleil.

5.2. Pyranomètre

Un pyranomètre est un capteur de flux thermique utilisé pour la mesure de la quantité d'énergie solaire en lumière naturelle. Il est notamment utilisé en météorologie. Il permet la mesure de la puissance du rayonnement solaire total (global) en watts par mètre carré. Il est sensible dans un domaine spectral de 300 à 2500 nanomètres selon le filtre utilisé [15].

Le pyranomètre (Figure 1.11) est utilisé, par exemple, lors de la mesure de rayonnement solaire en serre, évalué en comparaison de la valeur du rayonnement en extérieur pour estimer les pertes d'énergie directe lors de la traversée des toitures. L'unité du rayonnement est le watt par mètre carré (W/m^2)



Figure 1.11. A) Un pyranomètre

B) Un pyranomètre de haute précision.

Il y a d'autres types d'appareils plus pratiques (faciles à manipuler) qui nous permettent de mesurer l'irradiance incidente sur un plan donné (horizontale ou incliné), et parmi ces appareils on trouve le « *Benning SUN 2* ».

5.3 Benning SUN 2

Il est idéal pour la planification, le test de mise en service et le contre-essai de systèmes photovoltaïques raccordés au système d'alimentation électriques (figure 1.12).

Points forts

- Mesure d'insolation en W/m^2 .
- Capteur de température deux canaux pour la mesure de la température du module et de la température ambiante.
- Boussole numérique pour déterminer la direction.
- Inclinomètre pour déterminer l'inclinaison du toit/module.
- Enregistreur de données pour 5 000 affichages.
- Horloge temps réel avec horodatage.
- Interface USB avec logiciel de téléchargement.
- Précis, robuste et maniable.



Figure 1.12. Le *Benning SUN 2* appareil de mesure de l'insolation.

6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté des notions de base sur l'énergie solaire tel que le rayonnement solaire : direct, diffus, albédo et global, le spectre solaire et la masse d'air. Ensuite, nous avons présenté l'irradiance solaire et les paramètres qui permettent une optimisation de l'énergie solaire comme les angles d'inclinaison et les systèmes de poursuite du soleil. Nous avons présenté également les instruments de mesure du rayonnement les plus utilisés.

Chapitre 2

Les cellules et les modules photovoltaïques

Chapitre 2

Les cellules et les modules photovoltaïques

1. Introduction

Les énergies renouvelables sont des énergies à ressource illimitée, provenant directement ou indirectement du soleil, elles sont donc disponibles tant que celui-ci brillera. L'énergie photovoltaïque est la plus jeune d'elles, elle a l'avantage d'être non polluante, souple et fiable.

Les systèmes photovoltaïques sont utilisés depuis 40 ans. Les applications ont commencé avec le programme spatial pour la transmission radio des satellites. Elles se sont poursuivies ensuite avec des balises en mer et l'équipement des sites isolés dans tous les pays du monde, en utilisant les batteries pour stocker l'énergie électrique pendant les heures sans soleil.

Dans ce chapitre nous présentons les concepts dont la connaissance est nécessaire pour la compréhension de l'exploitation de l'énergie photovoltaïque. Nous introduisons, en premier lieu, une étude sur les cellules solaires en décrivant leur structure et leur principe de fonctionnement basé sur le processus de la conversion photovoltaïque. Nous nous intéressons, en second lieu, aux panneaux solaires ; nous présentons leur constitution et les différentes architectures de montages. Nous étudions également l'impact de la température et de l'irradiation solaire sur leurs caractéristiques électriques.

2. Principe de la conversion photovoltaïque

La conversion photovoltaïque (PV) découverte par le physicien français A.BECQUEREL (1839) est le seul moyen connu de convertir directement l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique au moyen de cellules solaires. Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les photons constituant la lumière percutent les atomes exposés au rayonnement. Les électrons des couches électroniques supérieures, appelés aussi électrons de valence ont tendance à être arrachés. Dans les cellules PV, une partie des électrons ne revient pas à son état initial et les électrons arrachés créent une tension électrique continue et faible (Figure 2.1) [8].

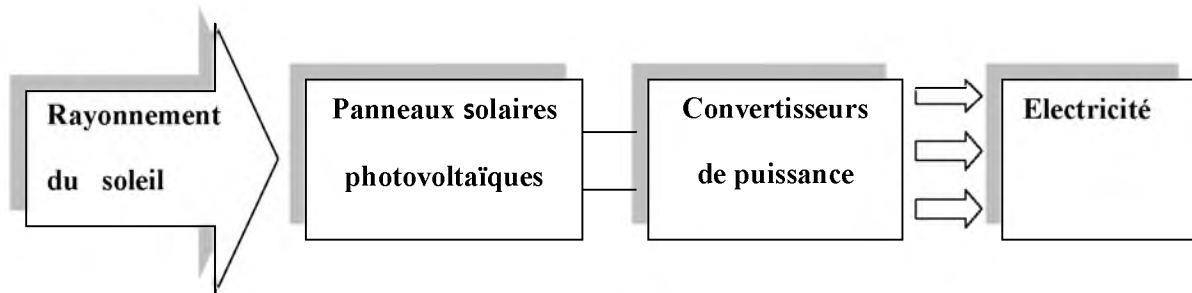


Figure 2.1. Principe de la conversion photovoltaïque [8]

3. La cellule photovoltaïque

3.1 Définition

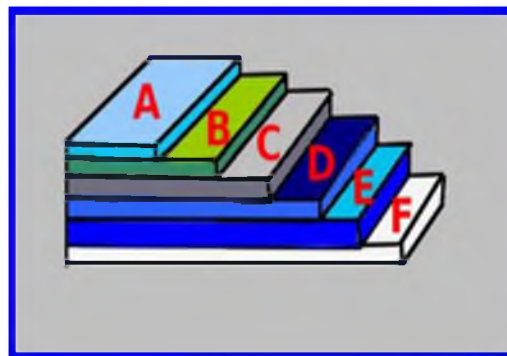
Une cellule photovoltaïque également dénommée cellule solaire est un composant électronique qui, exposé à la lumière (photons), produit de l'électricité grâce à l'effet photovoltaïque qui est à l'origine du phénomène. Le courant obtenu est proportionnel à la puissance lumineuse incidente. La cellule photovoltaïque délivre une tension continue.

Les cellules photovoltaïques les plus répandues sont constituées de semi-conducteurs, principalement à base de silicium (Si) et plus rarement d'autres semi-conducteurs : séléniure de cuivre et séléniure d'indium ($\text{CuIn}(\text{Se})_2$ ou $\text{CuInGa}(\text{Se})_2$), tellure de cadmium (CdTe), etc. Elles se présentent généralement sous la forme de fines plaques d'une dizaine de centimètres de côté.

Les cellules sont souvent réunies dans des modules solaires photovoltaïques ou panneaux solaires, en fonction de la puissance recherchée [5].

3.2 Structure

Une cellule photovoltaïque est constituée de plusieurs couches (figure 2.2). On trouve au centre de cette cellule, une couche avec porteurs de charges libres négative (N) en contact avec une autre couche avec porteurs de charges libres positives (P). De part et d'autre du cœur de la cellule, on a une couche conductrice (K) autrement dit une grille métallique, puisqu'il faut que cette couche soit conductrice et ne subisse pas des phénomènes de corrosion. On a donc une couche qui sert de cathode (pôle -) recouvrant la couche semi-conductrice dopée N et une couche qui joue le rôle de l'anode (pôle +) en dessous la couche semi-conductrice P. Aussi le silicium est très réflecteur, on place donc un revêtement anti-réflexion sur le dessus de la cellule. Enfin on trouve une couche de verre qui protège la cellule. Ces couvertures de protections sont indispensables car la cellule est très fragile. L'épaisseur totale de la cellule est de l'ordre du millimètre. Pour finir, on relie les cellules entre elles, constituant alors le panneau solaire, afin d'obtenir une puissance suffisante.



- A : Verre
- B : Revêtement antireflet
- C : Grille conductrice
- D : Semiconducteur dopé N
- E : Semiconducteur dopé P
- F : Conducteur

Figure 2.2. Structure d'une cellule photovoltaïque à homojonction

3.3 Principe de fonctionnement

Le rayonnement est constitué de photons qui heurtent les électrons sur les deux couches semi-conductrices : l'énergie des photons est donc transférée aux électrons. Le silicium d'une des couches est traité de manière à être polarisé pour rendre l'une des couches négatives (semi-conducteur dopé N) on lui incorpore un certain nombre d'atomes de phosphore. On crée ainsi une barrière de potentiel. Lorsqu'un photon ayant suffisamment d'énergie est absorbé par le semi-conducteur, il produit la rupture d'une liaison entre un électron et son atome, libérant ainsi l'électron (particule négative), ce qui crée un « trou », chargé positivement. Ces photoporteurs créés sont séparés par le champ électrique de la jonction PN et collectés par les contacts métalliques de la cellule créant ainsi un courant électrique qui circule dans un circuit extérieur (figure 2.3).

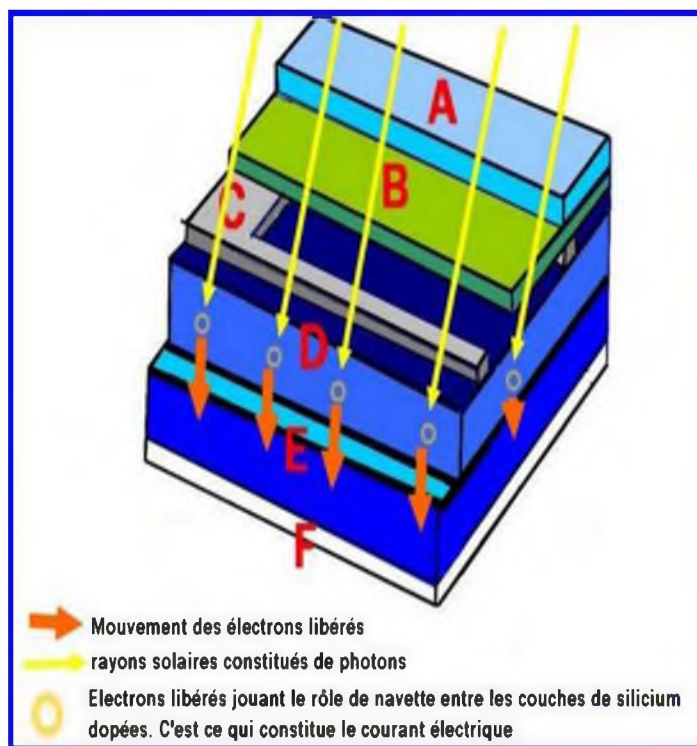


Figure2.3. Principe de fonctionnement d'une cellule solaire

3.3.1L'absorption de la lumière dans le matériau

La lumière est composée de photons. Les photons sont des éléments capables de traverser la matière et de la pénétrer. Plus généralement un rayon lumineux qui arrive sur un objet peut subir trois événements optiques:

- **La réflexion**: la lumière est renvoyée par la surface de l'objet ;
- **La transmission**: la lumière traverse l'objet ;

-L'absorption: la lumière pénètre dans l'objet et n'en ressort pas, l'énergie est alors restituée sous une autre forme. Les photons ayant une énergie supérieure au gap du matériau constituant le dispositif sont absorbés.

3.3.2 Le transfert de l'énergie lumineuse aux électrons

Les charges élémentaires qui vont produire le courant électrique sous illumination sont des électrons, (de charge $1.6 \cdot 10^{-19}$) charges négatives élémentaires contenues dans la matière semiconductrice. Ce sont les électrons des couches électroniques périphériques qui vont absorber l'énergie des photons, ce qui les libère de l'attraction électrostatique (et gravitationnelle) du noyau de l'atome créant ainsi des paires "électron-trou". L'effet photoélectrique est donc l'émission d'électrons par un métal quand il est exposé à des radiations lumineuses, on doit son explication à Einstein, lui-même inspiré par Maxwell. Les électrons libérés sont ensuite susceptibles de produire un courant électrique.

3.3.3 La collecte des charges

Ce phénomène est illustré par l'exemple suivant (figure 2.4) qui présente le cas d'une cellule solaire au silicium.

La couche supérieure de la cellule est composée de silicium dopé par un élément de valence supérieure dans la classification périodique, c'est à dire qui possède plus d'électrons sur sa couche de valence que le silicium ; il peut s'agir du Phosphore P. Il en résulte un semi-conducteur de type N.

La couche inférieure de la cellule est composée de silicium dopé par un élément de valence inférieure au silicium ; il peut s'agir du Bore B. Il en résulte un semi-conducteur de type P.

Lorsqu'on met ces deux semi-conducteurs en contact (de manière à ce qu'il puisse y avoir conduction), on crée une jonction PN, qui doit permettre le passage des électrons entre les deux plaques. Deux électrodes sont placées, l'une au niveau de la couche supérieure et l'autre au niveau de la couche inférieure : une différence de potentiel électronique et un courant électrique sont créés.

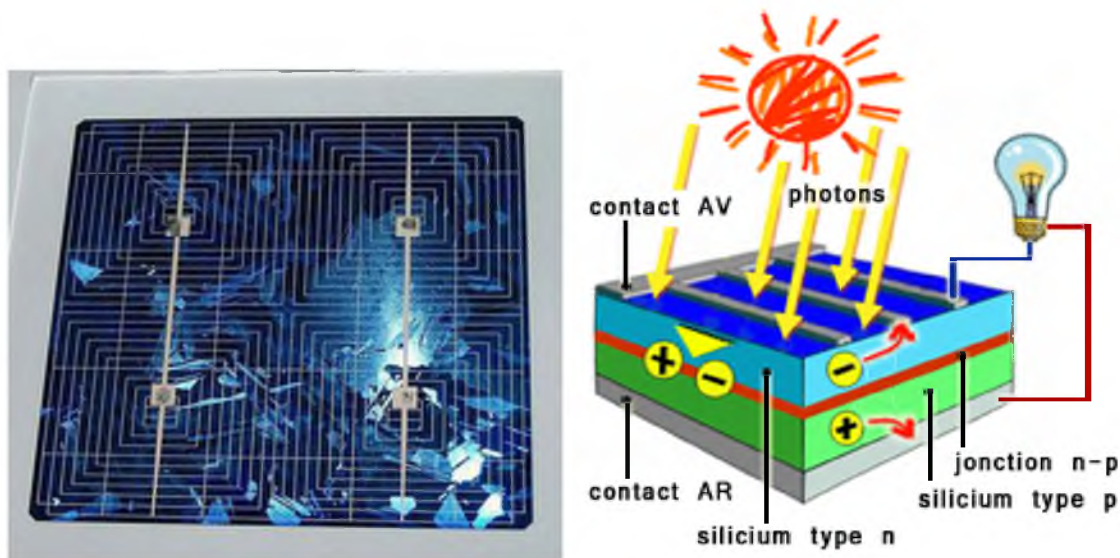


Figure 2.4. Cellule solaire au silicium.

3.4 Différentes Filières de cellules photovoltaïques

3.4.1 Les cellules monocristallines

Les cellules monocristallines sont les photopiles de la première génération. Leur méthode de fabrication tient à partir du silicium monocristallin. Vu de près, les cellules ont une couleur assez sombre et uniforme, une forme ronde ou carrée selon les modèles (Figure 2.5).

Avantages : Le principal avantage de la cellule monocristalline reste le rendement qui est en théorie de 20 % mais dans la pratique aux alentours de 17 %. Le fait que le matériau soit cristallisé en un seul bloc lui confère un rendement qui reste assez constant au cours de son utilisation. Le nombre de fabriquant est lui aussi un précieux avantage. Les panneaux issus de cette technologie ont une bonne durée de vie (jusqu'à 30 ans).

Inconvénients : La production de ce type de cellules est longue, difficile et laborieuse. Le matériau de base est le silicium qui est très abondant, cependant la qualité nécessaire pour réaliser ces cellules doit être d'une très grande pureté et son coût intervient donc de façon important dans le prix total. Ensuite ce type de cellules est très fragile, ce qui fait qu'elles doivent être impérativement placées entre des plaques de verre, cela alourdit le module et abaisse le rendement.

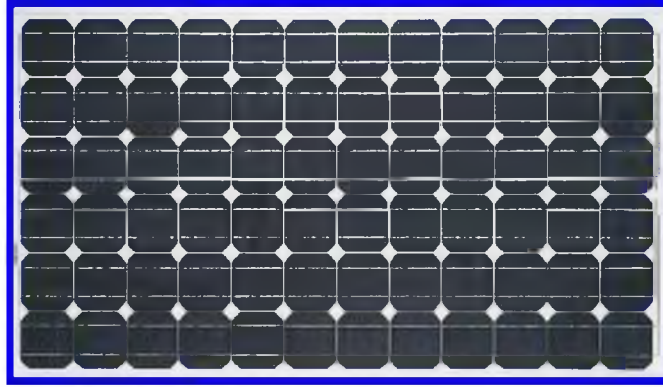


Figure 2.5. Panneau constitué de cellules monocristallines.

3.4.2 Les cellules polycristallines

Les cellules polycristallines sont formées à partir du silicium polycristallin élaboré par la technique de solidification unidirectionnelle [16]. Le bloc de silicium cristallisé forme des petits cristaux multiples de différentes formes et orientations cristallographiques. La cellule photovoltaïque est d'aspect bleuté mais pas uniforme car on peut distinguer différentes orientations de cristaux et des tonalités de couleur diverses.

Avantages : La forme de la cellule qui est là un parfait carré permet et un meilleur taux de remplissage du module (figure 2.6). Le rendement est correct avec 13 % en moyenne cependant cela reste inférieur à celui de la cellule monocristalline. Les principaux atouts sont d'abord le faible coût d'achat dû à une production moins minutieuse et moins longue que celle du monocristallin. Le rapport qualité/prix de ce type de cellules fait de cette structure la plus vendue au monde.

Inconvénients : La fragilité des matériaux oblige encore l'ajout de plaques de verre. Le grand défaut d'une cellule polycristalline c'est le rendement en cas de faible éclaircissement. En effet, cette cellule est influencée par la baisse de luminosité plus que la cellule monocristalline.

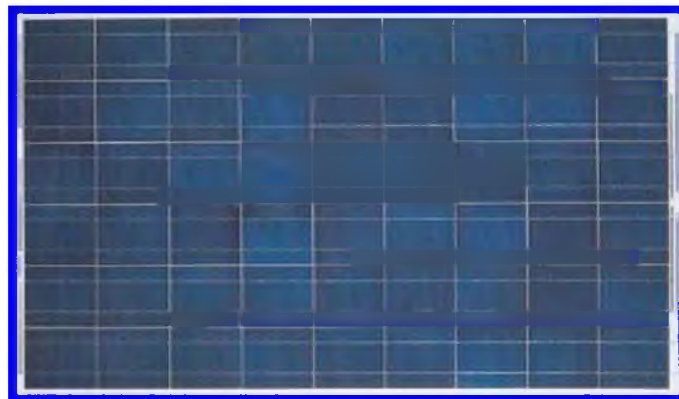


Figure 2.6. Panneau constitué de cellules polycristallines.

3.4.3 Les cellules amorphes

Les cellules amorphes sont composées d'un support en verre ou en matière synthétique. Elles sont élaborées à partir du silicium amorphe dans lequel l'organisation des atomes n'est plus régulière comme dans le silicium cristallin. La cellule est d'aspect uniforme et gris/marron très foncée (figure 2.7).

Avantages : Cette technologie amorphe permet d'utiliser des couches très minces de silicium. On peut donc appliquer de fines bandes de silicium amorphe sur des vitres, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide[16]. C'est pour cela que les cellules amorphes sont appliquées le plus souvent dans les petits produits de consommation (calculatrice, montre). Un atout majeur de cette cellule est le fait que celle-ci fonctionne en présence d'un éclairage faible avec un rendement de 8 à 10 % contrairement aux cellules cristallines (même par temps couvert ou à l'intérieur d'un bâtiment). Un autre avantage est leur prix qui reste le moins cher en matière de panneaux photovoltaïques.

Inconvénients : La cellule amorphe a comme défaut son faible rendement en plein soleil comparativement aux cellules cristallines. Lors d'une utilisation à grande échelle, il faut donc recouvrir une plus grande surface. De plus, ce type de cellules n'est pas résistant dans le temps, ses performances électriques diminuent.

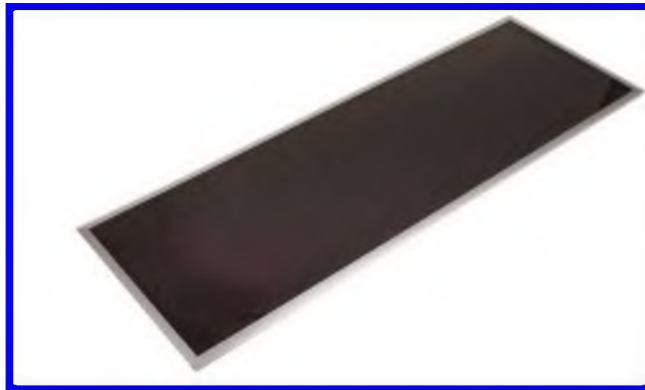


Figure 2.7. Cellule amorphe.

3.4.4 Les cellules en polymère

Encore largement au stade expérimental, les cellules polymères (figure 2.8) offrent néanmoins d'intéressantes perspectives. Au-delà de l'amélioration des performances en termes de rendement et de fiabilité des structures photovoltaïques, le véritable enjeu est de réduire le coût du kilowattheure produit. Les cellules en polymère offrent l'avantage d'être constituées de matériaux organiques plastiques ou polymères, faciles à mettre en œuvre, moins rares que le silicium et donc beaucoup moins chers.

Avantages: Ce type de cellules est dégradable, les polymères garantissent une technologie propre dans un contexte de développement durable. Ensuite le prix est un atout indéniable, les matériaux organiques coûtent beaucoup moins chers que le silicium pur. Faciles à manipuler, leur choix comme matériau de base permet aux industriels de n'avoir recours pour l'ensemble de l'ingénierie qu'à une seule et même technologie, cela réduit encore le coût de fabrication. Le plastique permet également d'étendre l'offre à des produits souples ou de petites tailles (tuiles de bâtiments directement composées des structures photovoltaïques), ce que le marché classique avec le silicium ne peut pas.

Inconvénients : Le coût peu élevé reste encore synonyme de faible rendement. En effet le polymère est encore très loin des rendements atteints avec le silicium cristallin, son rendement reste très bas avec 1 % ou 2 % ce qui fait de cette cellule la moins productive. La fiabilité de cette technologie est encore incertaine et c'est pour cela que le marché des cellules photovoltaïques est aujourd'hui dominé à plus de 90 % par le silicium cristallin.



Figure 2.8. Cellule en polymère

3.4.5 Les cellules en arséniure de gallium (GaAs)

Les modules GaAs sont les photogénérateurs de l'espace (figure 2.11). Ils sont constitués de cellules solaires à base de l'arséniure de gallium. Ces panneaux ne sont pas très écologiques car la substance chimique reste encore plus dure à trouver que le silicium et encore plus minutieuse à installer. Ils ressemblent visuellement à un panneau de type monocristallin avec une couleur bleu uni.

Avantages : Les rendements atteints avec ces structures sont de l'ordre de 26 %[16], ce qui demeure deux fois plus fort qu'une cellule de silicium (la production d'électricité peut être encore accrue à l'aide de concentrateur de lumière). L'arséniure de gallium a quelques propriétés électriques supérieures à celles du silicium comme le fait de posséder une plus grande vitesse d'électrons, qui permet un échange d'électrons entre l'anode et la cathode encore plus rapide. Les dispositifs GaAs génèrent aussi moins de bruit à haute fréquence.

Inconvénients : Le coût reste très élevé et ne permet pas un développement fleurissant. Les utilisations de ces modules se limitent aux domaines où la performance est plus importante que le prix.



Figure 2.9. Module à arséniure de gallium fixé sur un satellite

3.4.6 Les cellules solaires à colorant de Grätzel

L'évolution et la recherche constante dans le domaine de l'énergie photovoltaïque a donné naissance à un nouveau type de cellules : les cellules reprenant le système de la photosynthèse végétale. Les cellules fonctionnant à l'aide de dioxyde de titane sont plus couramment appelées cellules de Grätzel (nom de l'inventeur de l'École polytechnique fédérale de Lausanne, en Suisse). Ce sont des cellules solaires nanocristallines à colorant (figure 2.10), ce dernier fournit un pigment qui est excité par le rayonnement solaire (analogue à la chlorophylle). Il y a de l'autre côté de la cellule, une solution électrolytique qui donne les électrons (analogue à l'eau dans la photosynthèse).

Avantages : Ces dispositifs sont prometteurs car ils font intervenir des matériaux bon marché mis en œuvre avec des technologies relativement simples : une paroi supérieure en oxyde d'étain, l'oxyde de titane imprégné du colorant photosensible et d'un électrolyte iodure qui baigne l'ensemble. Le deuxième atout reste la force électromotrice de ce système, la rapidité avec laquelle l'électrolyte compense l'électron perdu par le pigment excité est fulgurante et beaucoup mieux que celle des autres cellules.

Inconvénients : Le rendement de ces cellules n'est pas très haut : 11 % en laboratoire et 3 à 5 % pour celles commercialisées [16]. Ce système n'est pas ou très peu développé et rarement utilisé à grande échelle, ce qui fait de ce type de cellules une technique inexistante mais pas moins prometteuse.

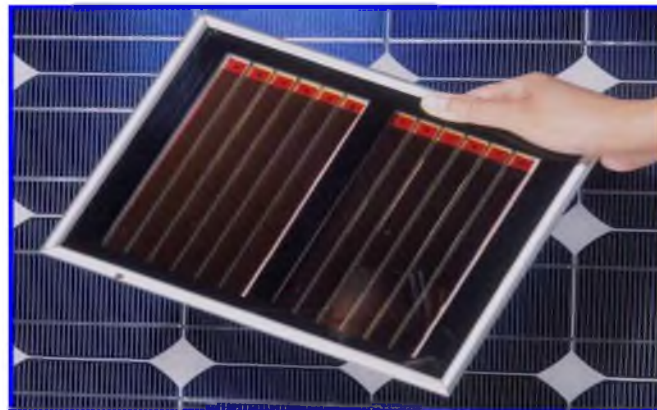


Figure 2.10. Cellule photovoltaïque de Grätzel.

3.4.7 Les cellules solaires à concentration

Une cellule photovoltaïque comme toutes celles vues précédemment peuvent acquérir un rendement beaucoup plus élevé grâce à un concentrateur. Cet appareil peut être utilisé avec tous les différents types de cellules aussi bien à grande échelle qu'avec un module plus petit. Le rôle du concentrateur est de capter les rayons et les renvoyer d'une manière concentrée sur les cellules photovoltaïques, le rendement est donc bien meilleur (figure 2.11). Grâce à ce type de cellules, on atteint des records de rendement avec 40.7 % en laboratoire.

Avantages : Les concentrateurs permettent une augmentation considérable du rendement atteint avec une cellule photovoltaïque. Les matériaux utilisés pour fabriquer ces concentrateurs sont très simples : soit des miroirs ou alors des lentilles pour des plus petites échelles.

Inconvénients: Cette avancé technologique a un défaut principale : la chaleur. En effet l'augmentation de la température perturbe le bon fonctionnement du concentrateur et diminue le rendement des panneaux. Ensuite il y a le coût qui augmente à l'achat mais le rapport qualité/prix reste très bon et le prix à l'achat est vite rentabilisé.



Figure 2.11. Concentrateur solaire.

3.4.8 Les cellules au tellure de cadmium (CdTe)

Les cellules photovoltaïques en couche mince de CdTe ne sont pas fabriquées à partir du silicium mais de tellure de cadmium (CdTe). Une couche d'absorption en tellure de cadmium est placée sur un support de verre puis couverte par une autre plaque de verre qui vient sceller hermétiquement le panneau (figure 2.12). Elles sont légères, robustes, et seront peut-être un jour flexibles.

Un rendement record de 18,7 % a été atteint en laboratoire le 26 février 2013 par une cellule expérimentale de First Solar, rendement confirmé par le National Renewable Energy Laboratory (NREL, laboratoire indépendant) [17]. Les panneaux commercialisés ont quant à eux des performances moindres, de l'ordre de 10,20 % pour un module de First Solar et 6,9 % pour un module commercial Antec.

Avantages : Le CdTe est une technologie qui permet d'augmenter le rendement des panneaux solaires, tout en diminuant leur coût, grâce à une meilleure capacité d'absorption de la lumière et un coefficient thermique bas. Elle bénéficie d'un procédé de fabrication extrêmement rapide et moins coûteux. Elles sont plus résistantes à l'échauffement qui peut faire abaisser le rendement des modules cristallins (autour de 50°C), ce qui les rend mieux adaptés à certains sites.

Inconvénients : Deux problèmes majeurs se posent avec cette technologie. Le tellure est un élément rare (entre une et cinq parties par milliard dans la croûte terrestre). Il pourrait venir à manquer ou ne plus être disponible en quantité suffisante pour assurer la pérennité des filières qui l'utilisent.

Le cadmium pose également question, car il s'agit d'un élément toxique. Toutefois, plusieurs études scientifiques publiées dans des revues spécialisées ont confirmé que le cadmium devient inoffensif une fois inclus dans les cellules solaires[17].



Figure 2.12. Panneau photovoltaïque en tellure de cadmium.

4. Modélisation électrique d'une cellule solaire réelle

Le circuit équivalent d'une cellule solaire réelle est présenté sur la figure 2.13, ce circuit tient compte des pertes au niveau de la cellule, qui sont modélisées par deux résistances :

- La résistance série R_s qui représente les pertes résistives dans la cellule (émetteur, base, contacts métalliques) ;
- La résistance parallèle R_{sh} qui représente les courants de fuite existant dans la cellule.

Pour minimiser les pertes, il faut minimiser R_s et augmenter R_{sh} . Le cas idéal est représenté par R_{sh} égale à l'infini et R_s égale à zéro [18].

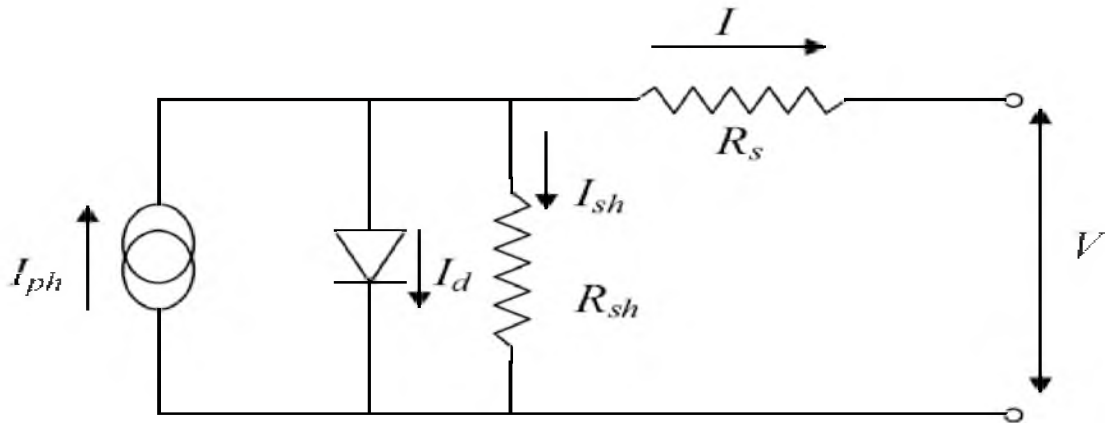


Figure 2.13. Circuit équivalent d'une cellule solaire PV réelle [3].

L'expression du courant délivré sur une charge de la cellule solaire réelle est comme suit [3]:

$$I = I_{ph} - I_s \left(\exp \left(\frac{q(V + I.R_s)}{nkT} \right) - 1 \right) - \left(\frac{V + I.R_s}{R_{sh}} \right) \quad (3)$$

I_{ph} : Le photo-courant créé par la cellule ;

I_d : Courant qui traverse la diode ;

I_s : Courant de saturation inverse ;

T : Température de la jonction ;

e : Charge de l'électron ;

K : Constante de Boltzmann ;

n : Facteur d'idéalité de la diode ;

R_{sh} : Résistance shunt ;

R_s : Résistance série.

5. Caractéristique électrique d'une cellule solaire

Sous un éclairage donné, toute cellule photovoltaïque est caractérisée par une courbe courant-tension (I-V) qui permet de déduire les paramètres photovoltaïques propres à la cellule (figure 2.14):

- Le courant de court – circuit I_{CC} ;
- La tension de circuit – ouvert V_{CO} ;
- Le facteur de forme FF ;
- Le rendement de conversion η .

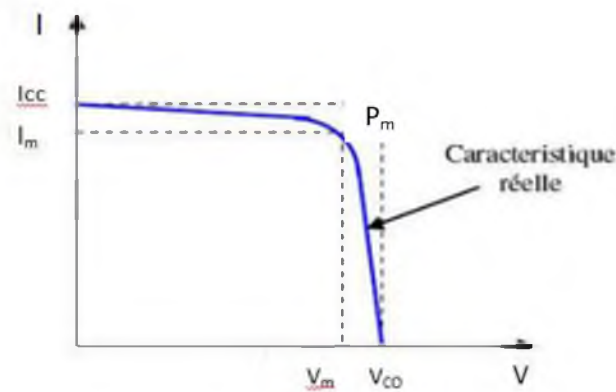


Figure 2.14. Caractéristique I-V d'une cellule

Pour permettre une comparaison de l'efficacité de différentes cellules, on définit ces caractéristiques dans des conditions de test bien précises (STC = Standard Test Conditions). Ces conditions sont : émission lumineuse de 1000 W/m^2 , température de 25° C , conditions spectrales Air mass 1.5 (composition du spectre identique au spectre solaire lorsqu'il traverse une épaisseur et demie d'atmosphère, ce qui correspond à un angle d'incidence de 41.8° par rapport à l'horizontale.).

5.1 Paramètres photovoltaïques d'une cellule solaire

La caractéristique I-V d'une cellule solaire passe par trois points caractéristiques très importants :

a) Tension du circuit ouvert

La tension de circuit ouvert V_{co} apparaît en un point de la caractéristique I-V où le courant est nul. En ce point, la puissance fournie par la cellule solaire est nulle. Dans le cas idéal, la tension V_{co} est donnée par l'équation suivante [3]:

$$V_{co} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_s} \right) \quad (4)$$

Avec :

I_{ph} : Le photo-courant créé par la cellule

I_s : Courant de saturation inverse

T : Température de la jonction

q : charge de l'électron

K : constante de Boltzmann

b) Courant de court-circuit

Le courant de court-circuit I_{cc} apparaît en un point de la caractéristique I-V où la tension est nulle. Il est donné par la relation suivante [3]:

$$I_{cc} = q \int_0^{\infty} F(\lambda)[1 - R(\lambda)] r_s \cdot d\lambda \quad (5)$$

Où :

$F(\lambda)$: Le flux de photons reçu par la cellule.

$R(\lambda)$: Le coefficient de réflexion de la surface de la cellule.

c) Puissance maximale

I_m et V_m correspondent respectivement au courant et à la tension pour lesquels la cellule solaire délivre sa puissance maximale P_{max} [19] :

$$P_{max} = I_m \cdot V_m$$

d) Facteur de forme

Le facteur de remplissage FF (fill factor) dépend des grandeurs P_{max} , I_{cc} et V_{co} . Les bonnes cellules solaires ont un FF supérieur à 0.7 [20]. La résistance R_s diminue le facteur de forme. Ce facteur est défini comme suit [20] :

$$FF = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{cc} \cdot V_{co}} \quad (6)$$

e) Rendement

Une cellule solaire est qualifiée par son rendement défini par la formule suivante [21] :

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_i} = \frac{I_{cc} \cdot V_{co}}{P_i} FF \quad (7)$$

Avec :

P_i : Puissance incidente.

6. Les modules photovoltaïques

6.1 Définition

Plusieurs cellules solaires reliées électriquement entre elles et montées sur une structure ou un cadre de support constituent ce que l'on appelle un module photovoltaïque. Ces modules sont conçus pour fournir de l'électricité à une certaine tension. Le courant produit dépend directement de la qualité de lumière reçue par le module.

Plusieurs modules peuvent être installés ensemble pour former un champ photovoltaïque. En général, plus la surface d'un module ou d'un champ est grande, plus la production d'électricité sera importante. Les modules et champs photovoltaïques produisent de l'électricité en courant continu (cc). Ils peuvent être reliés aussi bien en série qu'en parallèle de façon à produire une combinaison de tension et de courant requis.

6.2 Structure

Le panneau photovoltaïque est composé de cellules solaires qui ont les mêmes caractéristiques électriques, connectées entre elles puis enrobées dans une résine transparente, l'EVA. Les faces avant et arrière des cellules sont recouvertes respectivement d'un verre et d'un film multicouche étanche. (Figure 2.15)

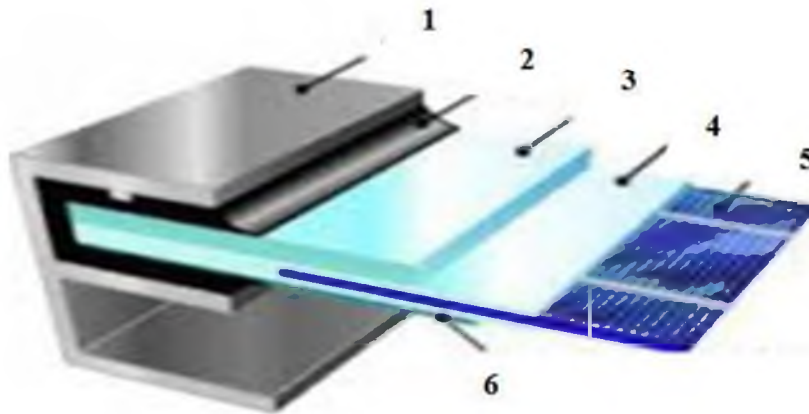


Figure 2.15. Coupe d'un panneau photovoltaïque [22]

- 1 :Encadrement en Aluminium
- 2 :Jointure d'étanchéité
- 3 :Plaque de verre
- 4 :EVA (Ethyl Vinyl Acetate)
- 5 :Cellule solaire
- 6 :Tedlar / Aluminium ou Tedlar / Polyster

7. Caractéristiques électriques des modules photovoltaïques

La figure 2.16 représente la courbe $I=f(V)$ d'un module photovoltaïque typique dans des conditions constantes d'irradiation et de température.

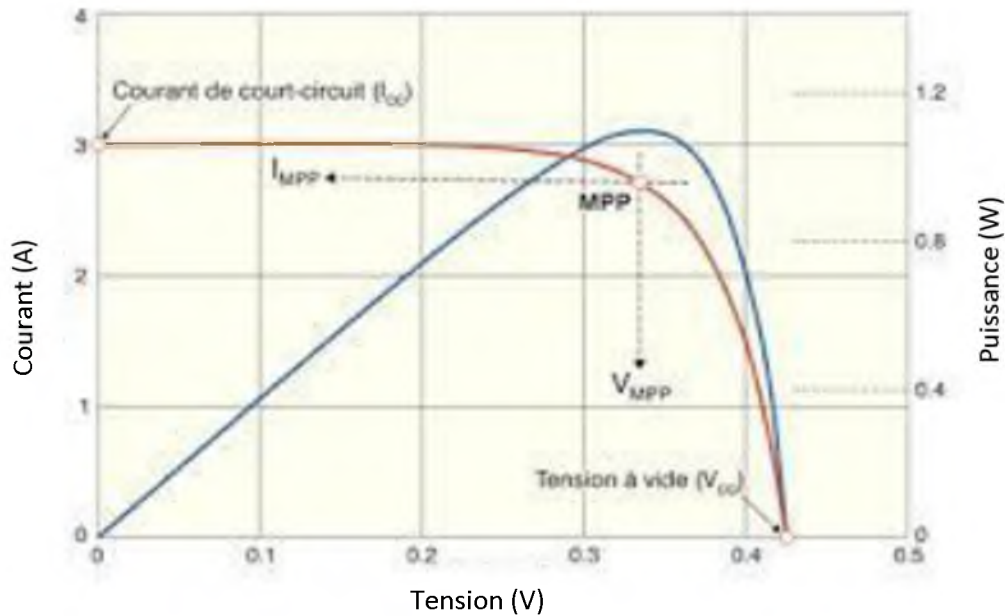


Figure 2.16 Courbe $I=f(V)$ d'un panneau photovoltaïque

Il est difficile de donner un caractère source de courant ou de tension à un module photovoltaïque sur toute l'étendue de la caractéristique courant-tension. Par conséquent, le module photovoltaïque est considéré comme une source de puissance avec un point P_m où la puissance se trouve être maximale. Il est donc intéressant de se placer sur ce point pour tirer le maximum d'énergie et ainsi exploiter au mieux la puissance crête installée.

8. Montage des modules photovoltaïques

Il existe 03 montages de modules photovoltaïques :

8.1 Le montage en parallèle

Il consiste à relier les pôles plus (+) ensemble et les pôles moins (-) ensemble (figure 2.17 a). Le voltage reste identique et les ampérages s'additionnent. Cela permet d'accroître le courant de sortie du générateur, c'est le type de montage le plus fréquent pour les systèmes en 12V.

Exemple : Pour deux panneaux solaires de 50W en système 12V ($I = 4,16A$) branchés en parallèle, le voltage sera toujours de 12 V mais le courant passant sera de 8,32A ($4,16 \times 2$).

C'est le même principe pour les batteries (figure 2.18 a) : 2 batteries 12V ; 200Ah en parallèle = une batterie 12V 400Ah

Les batteries mises en série ou en parallèle doivent être de la même marque, du même type, et avoir la même capacité et état de charge. Il ne faut pas combiner d'anciennes batteries avec de nouvelles batteries.

8.2 Le montage en série

Il consiste à relier le pôle (+) d'un élément au pôle (-) d'un autre (figure 2.17 c). Les voltages s'additionnent et l'ampérage reste identique. Cela permet d'augmenter la tension du générateur, c'est le type de montage le plus fréquent pour les systèmes en 48V.

8.3 Le montage en série-parallèle

Il est également possible de combiner un **montage en série et en parallèle**. C'est le type de montage le plus fréquent pour les systèmes en 24V. (Voir la figure 2.17 b).

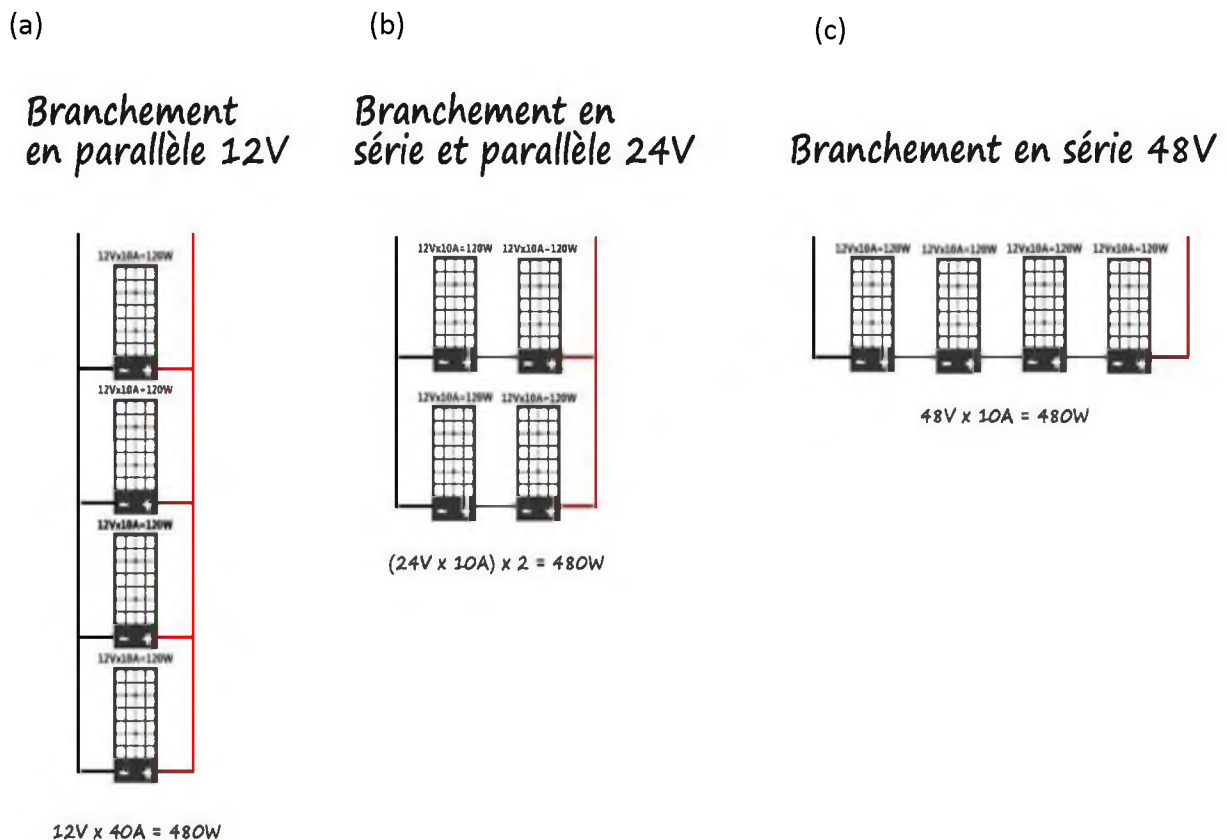


Figure 2.17. Montage des panneaux solaires

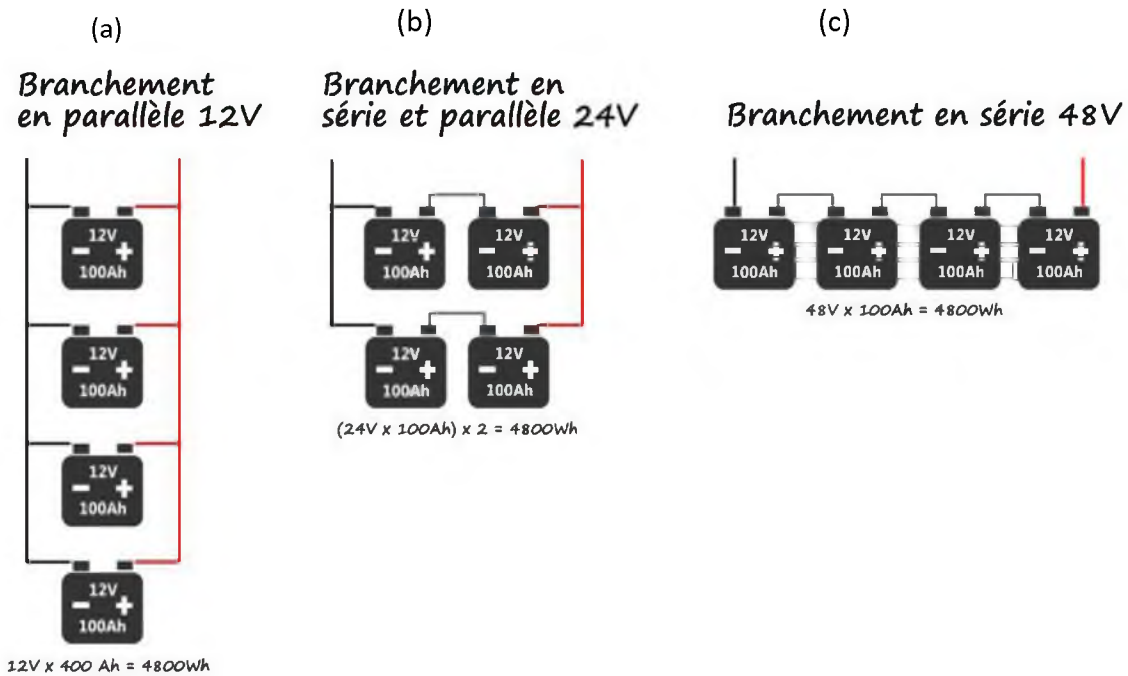


Figure 2.18. Montage de batteries

9. Impact de la température sur la caractéristique I-V

La figure 2.19 (a) montre l'impact de la température sur la caractéristique $I=f(V)$ du panneau solaire. Sous un éclairement constant, on constate que le courant dépend de la température puisque le courant augmente légèrement à mesure que la température augmente, mais la température influe négativement sur la tension. Quand la température augmente la tension du circuit ouvert diminue. Par conséquent la puissance maximale du générateur subit une diminution. Et la figure 2.19 (b) montre l'impact de la température sur la puissance du panneau solaire.

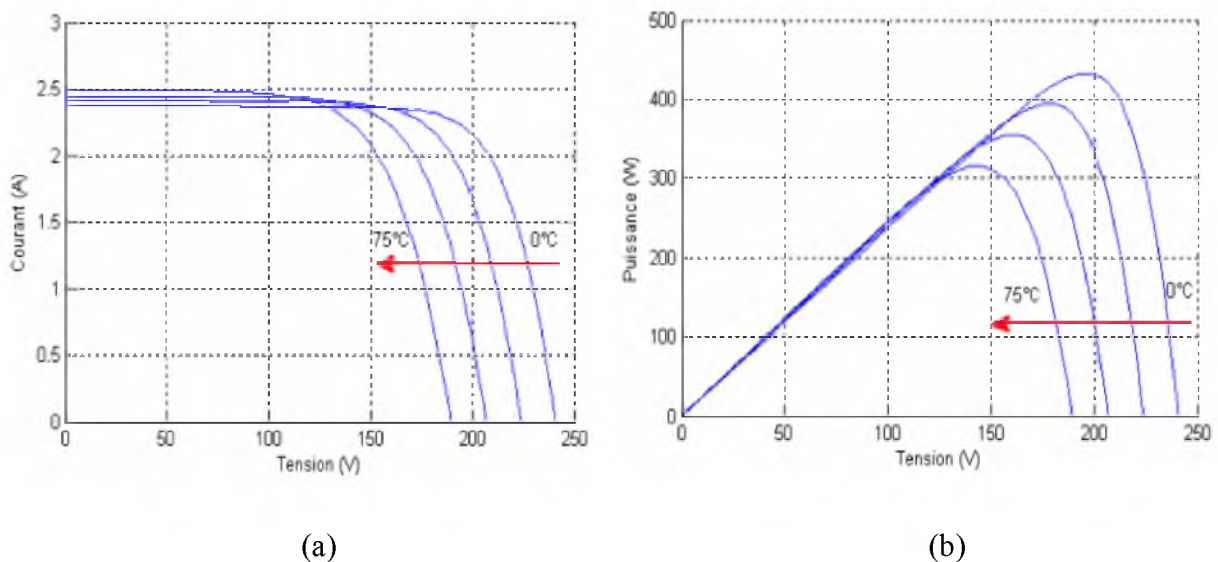


Figure 2.19a) Impact de la température sur la caractéristique $I=f(V)$

b) Impact de la température sur la caractéristique $P=f(V)$

10. Impact de l'irradiation solaire sur la caractéristique I-V

D'après la figure 2.20, les caractéristiques d'une cellule photovoltaïque changent avec l'éclairement pour une température donnée. Quand l'ensoleillement augmente, l'intensité du courant photovoltaïque croît. Les courbes I-V se décalent vers les valeurs croissantes permettant au module de produire une puissance électrique plus importante, ce qui veut dire que les irradiances solaires n'ont pas d'effets négatifs [23].

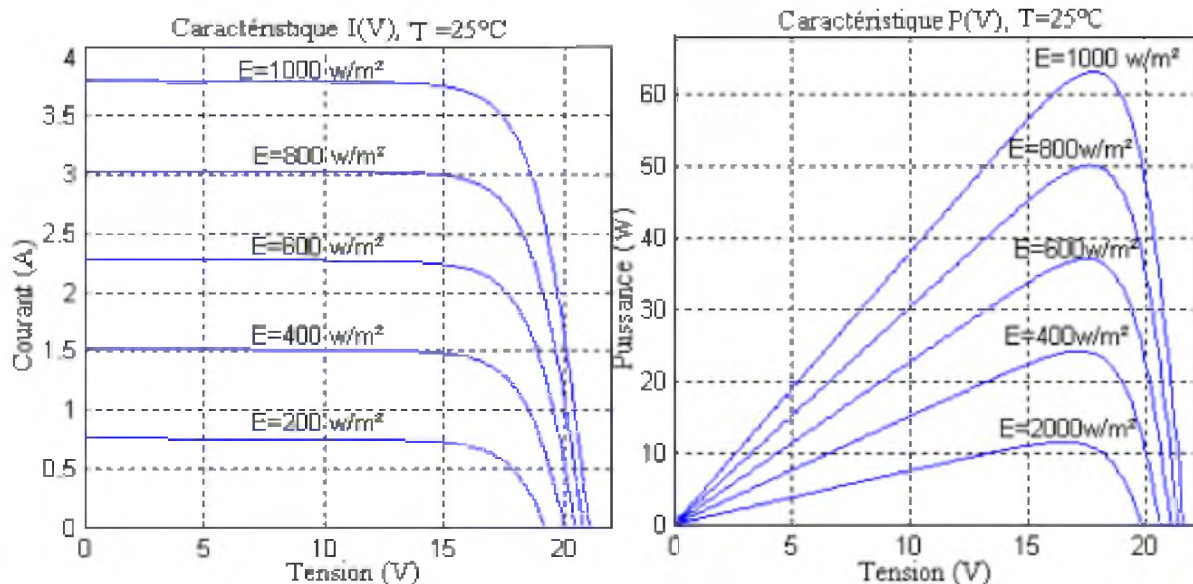


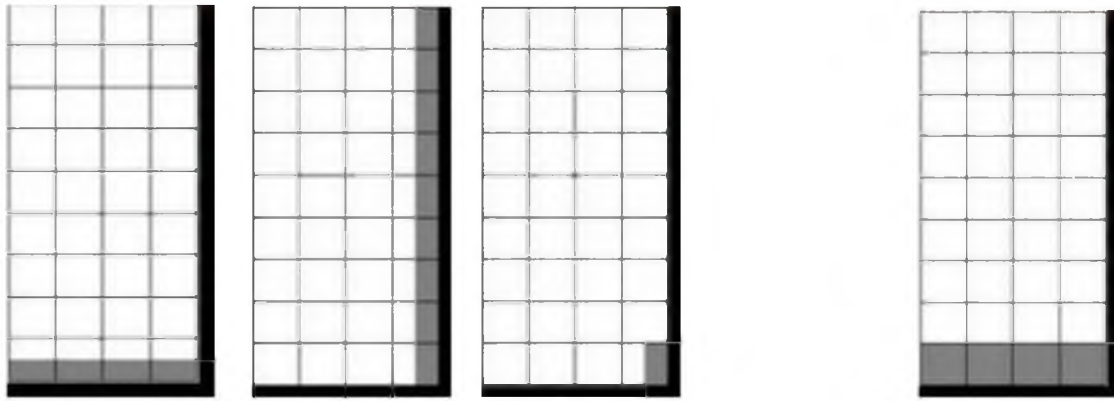
Figure 2.20. Caractéristiques I(V) et P(V) d'un module pour différentes irradiances solaires à 25°C [23].

11. Impact de l'ombre

On distingue 2 types d'ombrage (figure 2.21): l'ombrage total et l'ombrage partiel.

L'ombrage complet empêche tout rayonnement (direct et indirect) d'atteindre une partie de la cellule photovoltaïque (par exemple, une branche d'arbre sur le panneau, une couverture). L'ombrage partiel empêche seulement le rayonnement direct d'atteindre une partie de la cellule photovoltaïque (par exemple, une cheminée, un arbre, un nuage).

Souvent, les cellules d'un module photovoltaïque sont connectées en série. Ainsi, la cellule la plus faible va déterminer et limiter la puissance des autres cellules (figure 2.22). L'ombrage de la moitié d'une cellule ou de la moitié d'une rangée de cellules diminuera la puissance proportionnellement au pourcentage de la surface ombrée d'une cellule, dans ce cas de 50%. L'ombrage total d'une rangée de cellules peut réduire à zéro la puissance du module.



Exemples d'ombrage partiel qui peut réduire de 50% la puissance d'un module.

Exemple d'ombrage total d'une rangée de cellules qui peut réduire la puissance du module à 0.

Figure 2.21. Exemples d'ombrage dans les modules photovoltaïques

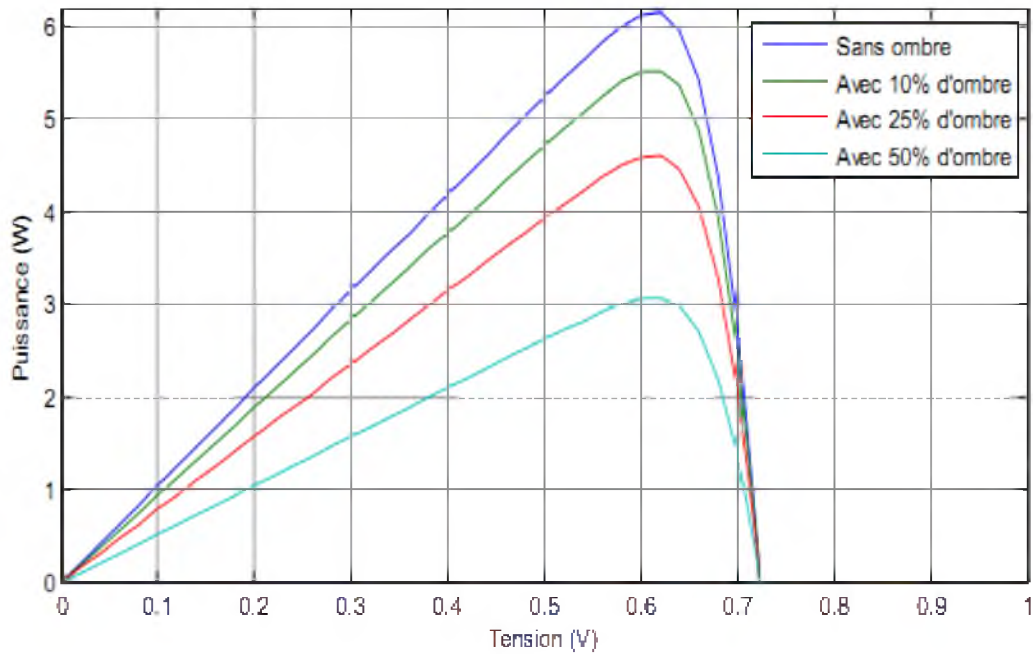


Figure 2.22. Variation de la puissance avec le taux d'ombrage.

Pour ces raisons, il conviendra de choisir un endroit approprié pour l'installation d'un système photovoltaïque où il y a, le moins d'ombrage possible. Si des obstacles présents autour d'une installation photovoltaïque ne peuvent être évités, la conception du système devra permettre d'atténuer les conséquences de ces obstacles sur le rendement.

12. Choix des modules photovoltaïques

Il existe quatre types de panneaux solaires : Les flexibles, les amorphes, les monocristallins et les polycristallins.

- Le choix doit se faire selon le domaine d'application :

Les flexibles : Ces panneaux sont conçus pour des applications dites nomades : pour recharger des appareils mobiles, pour le camping, la randonnée, le nautisme. Le rendement moyen est d'environ 9%

Les amorphes : Ces panneaux ont la palme du rapport qualité/prix, ils fonctionnent très bien même avec une faible luminosité. Le rendement moyen est d'environ 7 - 10%.

Les monocristallins : Ces panneaux sont actuellement les plus commercialisés sur le marché du photovoltaïque, ce sont de véritables générateurs d'énergie par tous les temps. Le rendement moyen est compris entre 15 et 17%.

Les polycristallins : Ces panneaux sont utilisés lorsque l'ensoleillement direct est garanti, ils sont généralement utilisés pour créer des centrales photovoltaïques. Le rendement moyen est d'environ 15%.

- Le choix de la puissance des panneaux solaires :

Il faut calculer la puissance consommée par les appareils utilisés :

Il faut multiplier la puissance en watt (W) de l'appareil par le temps (Heure) d'utilisation sur une journée.

Exemple 1 : Une télévision de 50 Watts allumée pendant 3 heures par jour consomme $50 \times 3 = 150$ **Wattheure** (WH) par jour. Si on a plusieurs équipements, on doit répéter l'opération et additionner les sous totaux (WH).

Le panneau solaire doit produire assez d'énergie quotidiennement pour alimenter nos appareils électriques.

Chaque panneau solaire photovoltaïque produit de l'énergie électrique grâce à la lumière du jour, sa valeur est comptée en Watt (W). Le temps d'ensoleillement journalier moyen est d'environ 5 Heures.

Exemple 2 : Un panneau solaire de 30 Watts produit environ **150 WH** (30×5) par jour.

Pour choisir la puissance suffisante de nos panneaux solaires pour la consommation de nos appareils électriques, on doit diviser la totalité de l'énergie consommée de nos équipements (WH) par jour par le chiffre 5.

Exemple 3 : Pour notre télévision (50 Watts pendant 3 heures quotidiennement) qui consomme 150 Wattheure par jour : La puissance nominale du panneau solaire doit être supérieure à **30 Watts** (150Wh / 5h).

13. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une étude approfondie sur les cellules et les panneaux photovoltaïques (structure et fonctionnement) nécessaire pour la compréhension des chapitres suivants.

Nous avons aussi présenté un état de l'art sur les différentes filières technologiques des panneaux solaires, pour avoir le meilleur rapport qualité/prix d'un système PV autonome, nous allons effectuer une simulation pour différentes technologies de modules PV qui fera l'objet des chapitres 3 et 4.

Chapitre 3

Présentation des composants d'une installation photovoltaïque autonome

Chapitre 3

Présentation des composants d'une installation photovoltaïque autonome

1. Introduction

Les critères de dimensionnement à respecter lors d'une étude des installations photovoltaïques sont sensiblement identiques.

Pour une installation raccordée au réseau, de type centrales destinées à la revente, le dimensionnement consiste à produire le plus d'énergie possible en fonction de la surface disponible et de la capacité d'investissement du maître de l'ouvrage [24,25].

Pour une installation autonome, il faut trouver le meilleur compromis entre les besoins en électricité et le coût d'investissement [24].

Dans ce chapitre, nous présentons les types des systèmes photovoltaïques en citant leurs avantages et inconvénients. Nous présentons ensuite les composantes d'une installation photovoltaïque autonome en effectuant le dimensionnement de chaque élément : onduleur, batteries et régulateur.

2. Les différents types d'installations photovoltaïques

Il existe différents types d'installations photovoltaïques, en termes de quantité d'énergie produite et d'intégration aux bâtiments et infrastructures.

Les installations photovoltaïques répondent à trois segments de marché :

- la maison individuelle (jusqu'à 9 kWc) ;
- le bâtiment collectif (quelques dizaines de kWc), les toitures industrielles (quelques centaines de kWc) ;
- les centrales au sol ou fermes solaires (quelques MWc).

2.1 Les installations raccordées au réseau

En majorité, les installations photovoltaïques sont raccordées au réseau public de distribution afin d'y injecter la totalité de l'électricité produite, en temps réel. Il est toutefois possible d'être raccordé selon un principe de vente du surplus. Dans ce cas, la production est prioritairement consommée sur place. Enfin, pour les sites de production / consommation isolés (par exemple en haute montagne), dans le cas d'installations photovoltaïques domestiques de petite puissance (500 Wc), ou encore pour des sites industriels avec charge électrique fixe, la production peut être intégralement consommée par les équipements locaux, sans aucun lien avec le réseau de distribution. Cette dernière tendance se développe de plus en plus à mesure que le coût de rachat de l'électricité photovoltaïque baisse, de même que le coût des équipements.



Figure 3.1 Installation photovoltaïque raccordée au réseau.

2.2 Installations photovoltaïques autonomes

Une installation photovoltaïque autonome est une installation qui produit de l'électricité grâce au soleil, mais qui fonctionne indépendamment du réseau électrique. Dans la majorité des cas, ce système est utilisé dans les sites isolés où il serait beaucoup trop coûteux de raccorder l'habitation ou le local que l'on souhaite alimenter en électricité. La différence majeure avec une installation photovoltaïque standard (raccordée au réseau), c'est la présence de batteries. Une installation photovoltaïque autonome doit être capable de fournir de l'énergie, y compris lorsqu'il n'y a plus de soleil (la nuit ou en cas de mauvais temps). Il faut donc qu'une partie de la production journalière des modules photovoltaïques soit stockée.



Figure 3.2 Installation photovoltaïque autonome

3. Composants d'un système PV Autonome

Une installation photovoltaïque autonome se compose d'un ou plusieurs modules photovoltaïques(1), d'un régulateur de charge (2), d'une ou plusieurs batteries (3), et éventuellement d'un onduleur (4). (Figure 3.3)

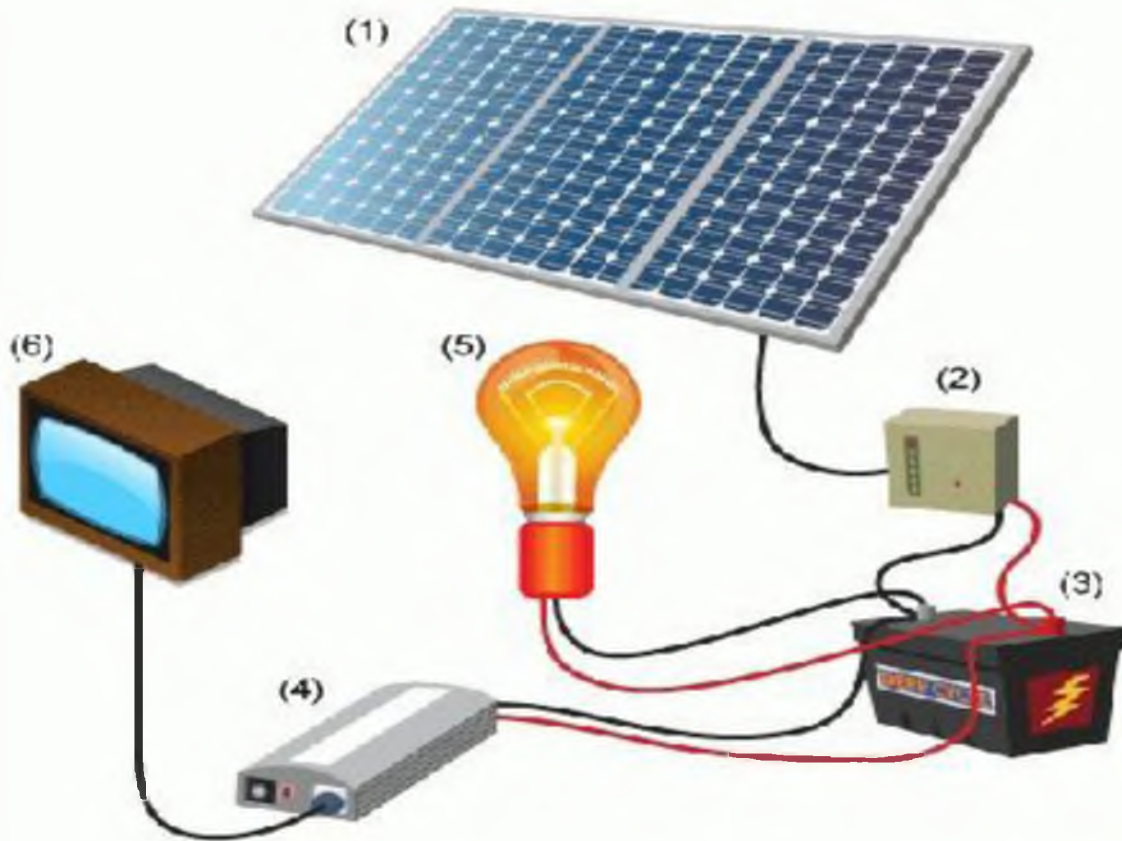


Figure 3.3 Composants d'une installation photovoltaïque autonome.

Les modules photovoltaïques sont la source d'énergie. Ils transforment la lumière du soleil en courant électrique continu (DC). Dans certaines applications (pompage, recharge d'appareils portables, ...), ce courant peut être utilisé directement. Cependant, dans la plupart des cas, les modules sont reliés à un régulateur de charge, puis à des batteries qui vont stocker l'énergie. Le rôle principal du régulateur est de protéger les batteries des surcharges car ce sont les éléments les plus sensibles de l'installation. Quand on possède des appareils consommant du 12Vdc (5), il est possible de les relier aux batteries pour les alimenter. On peut également les relier via le régulateur, qui devient alors régulateur de charge/décharge, et il se chargera de la protection contre les décharges profondes. Par contre, si certains des appareils électriques consomment du courant alternatif (230Vac) (6), il faut ajouter un onduleur pour convertir le courant continu des modules et des batteries.

Parmi les principaux avantages qu'une installation photovoltaïque autonome peut offrir, il y a la possibilité de la mettre en place soi-même. Vendue sous forme de kit prêt à assembler, c'est une installation relativement facile à mettre en place, et qui permet de grosses économies de main d'œuvre en ne faisant pas appel au service d'un professionnel. Il suffit de quelques heures pour que l'installation fonctionne en disposant d'une électricité renouvelable non polluante.

Il est possible d'agrandir son installation au fur et à mesure que les besoins augmentent. Contrairement à une installation reliée au réseau électrique, on peut commencer par une petite unité de production, et ajouter d'année en année de nouveaux modules photovoltaïques ou des batteries pour augmenter la puissance de notre installation autonome.

4. Calcul de la puissance des modules photovoltaïques

Le calcul de la puissance des modules photovoltaïques nécessite la maîtrise des principaux paramètres suivants [26] :

- Nombre d'heures équivalentes ;
- Période d'enseillement ;
- Pertes électriques ;
- Technologie des modules.

Pour une installation autonome, la puissance du générateur photovoltaïque est définie et ensuite comparée aux besoins énergétiques afin de vérifier leur adéquation.

a) Notion de nombre d'heures équivalentes

Le module photovoltaïque est caractérisé par sa puissance crête P_c dans les conditions STC spécifique correspondant à un ensoleillement de 1000 W/m^2 , à la température de 25°C sous un spectre AM 1,5. Le module ainsi exposé à un ensoleillement maximal produit une énergie (Wh) égale à la puissance crête durant un certain temps. Or, dans les conditions réelles de fonctionnement, cet ensoleillement maximal ne se produit que durant quelques heures de la journée, en raison de la fluctuation journalière de rayonnement solaire. Ces heures optimales sont appelées **heures équivalentes** [27,28,29] :

$$N_e = \frac{E_{sol}}{1000} \quad (8)$$

E_{sol} : illumination solaire reçue (Wh/m^2)

N_e : Heures équivalentes h/j

Un rayonnement solaire de $3500 \text{ Wh/m}^2/\text{j}$ équivaut à $(3500/1000) = 3,5$ heures par jour d'ensoleillement.

Il est donc possible de connaître la production électrique d'un panneau (E_M) pendant une journée en multipliant le nombre d'heures équivalentes par sa puissance crête P_c [23].

$$E_M = N_e \cdot P_c \quad (9)$$

En prenant compte des pertes électriques qui se produisent tout au long de la production d'électricité, du générateur au récepteur ou au réseau de distribution, l'équation (9) devient :

$$E_M = N_e \cdot P_c \cdot K \quad (10) \rightarrow E_M = \frac{E_{sol}}{1000} \cdot P_c \cdot K \quad (11)$$

Où

K : Coefficient de perte ou facteur de correction (variant entre 0,65 et 0,9) [23].

Pour trouver le nombre de watt-crête à installer, on remplace la production E_M par la consommation E_{total} dans l'équation (11), ce qui donne [23] :

$$P_c = \frac{1000 \cdot E_{total}}{E_{sol} \cdot K} \quad (12)$$

Tel que :

$$E_{total} = \frac{E_{DC}}{\eta_{bat}} + \frac{E_{AC}}{\eta_{bat} \cdot \eta_{ond}} \quad (13)$$

Avec :

η_{bat} : Rendement de la batterie ;

η_{ond} : rendement de l'onduleur.

b) Exemple d'une consommation journalière d'une application :**Equipements en continu (DC)**

Description des équipements	Puissance (W)	Nombre	Heures /Jour	Consommation (Wh/j)
Eclairage habitation	20	4	2	160
Eclairage salon	40	2	4	320
Eclairage cuisine	40	1	3	120
Eclairage salle de bain	30	2	2	120
Eclairage extérieur	40	2	2	160
Téléphone	20	1	5	100
Moteur	743	1	0.7	520.1

$$E_{DC} = 1\ 500\ \text{Wh} / \text{jour}$$

Consommation totale 1500

DC

Equipements en alternatif (AC)

Description des équipements	Puissance (W)	Nombre	Heures /Jour	Consommation (Wh/j)
Machine à laver	380	1	0.5	190
Vidéo	30	1	5	150
Télévision couleur	100	1	2	200
Radiocassette	5	1	2	10
Frigidaire	90	1	3	270
congélateur	110	1	4	440
Ordinateur	80	1	3	240

$$E_{AC} = 1\ 500\ \text{Wh} / \text{jour}$$

Consommation totale 1 500

AC

D'après l'exemple :

- $E_{DC} = 1500 \text{ Wh/j}$
- $E_{AC} = 1500 \text{ Wh/j}$

On prend :

- $E_{sol} = 1500 \text{ Wh/m}^2 / \text{j}$
- $\eta_{bat} = 0.95$
- $\eta_{ond} = 0.90$
- $K = 0.75$
- $P_{Mod} = 100 \text{ W}$ (Puissance crête du module)
- $V_{max} = 17,4 \text{ V}$ (Tension max du module)
- $AUT = 5 \text{ jours}$ (Nombre de jours d'autonomie)
- $P_d = 0,70$ (Profondeur de décharge de la batterie)

Energie totale consommée

$$E_{Total} = (1500 / 0,95) + (1500 / (0,95 * 0,90)) = 3333 \text{ Wh /j}$$

Puissance crête

$$P_c = (1000 * 3333) / (1500 * 0,75) = 2963 \text{ W}$$

La puissance crête de l'installation PV est de 2963 W.

➤ Nombre total de modules PV :

Le nombre total des modules utilisés est donné par [23] :

$$N_T = \frac{P_c}{P_{Mod}} \quad (14)$$

Où

N_T = Nombre total des modules utilisés ;

P_c = Puissance crête à installer ;

P_{Mod} = Puissance crête d'un seul module utilisé.

Application numérique

$$N_T = 2963 / 100 = 29,63 \approx 30 \text{ modules.}$$

c) Choix de la tension de l'installation autonome

Le choix de la tension d'un générateur PV doit tenir compte de la puissance PV de l'installation. En règle générale, plus la puissance est élevée, plus la tension est élevée afin de réduire les déperditions d'énergie dans les câbles [30].

Le tableau 3.1 suivant indique des valeurs pour la tension de la batterie selon la valeur de la puissance crête à installer.

Puissance crête (kW)	Tension de la batterie recommandée (V _{bat})
0 - 0,5	12
0,5 - 2	24
2 - 10	48
Sup à 10	Sup à 48

Tableau 3.1. Tension de la batterie conseillée en fonction de la puissance du système PV [30].

Dans notre exemple, on prend la tension de la batterie égale à 48 V.

➤ **Nombre de modules PV en série par branche [29]:**

$$N_{MS} = \frac{V_{bat}}{V_{max}} \quad (15)$$

où

V_{bat} = Tension nominale de la batterie (V)

V_{max} = Tension maximale d'un seul module (V)

Application numérique: $N_{MS} = 48 / 17,4 = 2,75 \approx 3$ modules en série.

➤ **Nombre de modules PV en parallèle [23] :**

$$N_{MP} = \frac{N_T}{N_{MS}} \quad (16)$$

où

N_T = Nombre total des modules utilisés

Application numérique : $N_{MP} = 30 / 3 = 10$ modules en parallèle.

5. Calcul du stockage d'énergie d'une installation autonome

5.1 Dimensionnement des batteries

Le rôle des batteries est de stocker une quantité d'énergie suffisante pour subvenir à l'absence d'ensoleillement temporaire pendant quelques heures ou quelques jours. La capacité des batteries dépend des besoins énergétiques et de l'autonomie sans apport solaire (jours d'autonomie).

a) Durée d'autonomie

La durée d'autonomie de stockage à déterminer correspond à la période au cours de laquelle les batteries doivent alimenter seules l'installation. Elle varie en fonction des conditions météorologiques du site. Généralement, la valeur retenue en pays tempérés est comprise entre 5 à 8 jours et 15 jours pour les installations plus sensibles [20].

b) Capacité des batteries

Le calcul de la capacité nominale des batteries tiens compte des besoins énergétiques et des jours d'autonomie d'une part et de la profondeur de décharge, d'autre part [20].

$$Q \text{ (Ah)} = \frac{AUT \cdot E_{total}}{V_{bat} \cdot P_d} \quad (17)$$

Où

Q = Capacité de la batterie

AUT = Nombre de jours d'autonomie

P_d = Profondeur de décharge de la batterie

Application numérique : $Q = (5 \cdot 3333) / (48 \cdot 0,70) = 495,98 \text{ Ah} \approx 500 \text{ Ah}$.

Donc le nombre de batteries au total est de 20 batteries de 12 V et de 100 Ah connectées comme suit :

- 4 batteries en série (pour avoir les 48 V)
- 5 batteries en parallèle (pour avoir les 500 Ah)

5.2 Dimensionnement du régulateur

Le dimensionnement du régulateur est défini une fois que le type de régulateur est retenu.

Il existe deux types de régulateurs :

- **Régulateur de charge (simple)**

Il ne contrôle que la charge des batteries et évite ainsi la surcharge de ces dernières, il est utilisé pour des installations pour lesquelles le risque de décharge est quasiment nul [20].

- **Régulateur charge-décharge**

Il permet en outre, d'éviter des décharges profondes en coupant l'alimentation de tous ou une partie des appareils électriques [20].

Le régulateur sera dimensionné d'après les paramètres suivants : tension, courant d'entrée et courant de sortie :

- **Tension nominale** : Elle doit être celle du champ photovoltaïque.
- **Tension d'entrée** : C'est le courant de charge maximal que les modules sont susceptibles de débiter. Il doit être supporté sans problème par le régulateur. Pour estimer ce courant, le plus sûr est de prendre 1,5 fois le courant maximal [31].
- **Courant de sortie (I_s)** : L'intensité du courant de sortie du régulateur doit être supérieure à la valeur maximale que peuvent tirer les récepteurs simultanément. Elle peut être déterminée par la formule [31].

5.3 Dimensionnement de l'onduleur

Lorsque l'application contient d'appareils fonctionnant en alternatif (AC), il faut convertir l'électricité continue que produisent les capteurs photovoltaïques en électricité alternative utilisable par ses appareils [31].

Le dimensionnement d'un onduleur se base sur la somme des puissances maximales de chaque équipement à connecter au courant alternatif, et se fait en fonction de plusieurs critères :

- **Tension d'entrée** : elle est égale à celle de la batterie ou du régulateur [32].
- **Tension de sortie** : En Algérie nous utilisons du 230 V AC, 50 Hz [32].
- **Tension nominale** : Puissance nominale de l'onduleur (VA), définie d'après les besoins exprimés [32]. Elle tient compte du nombre d'équipements, et de leurs puissances.

6. Avantages et Inconvénients des systèmes photovoltaïques.

6.1 Avantages

- Les systèmes photovoltaïques sont fiables : aucune pièce employée n'est en mouvement. Les matériaux utilisés (silicium, verre, aluminium), résistent aux conditions météorologiques extrêmes ;

- Le photovoltaïque est une technologie sûre et sans risque. En général, les panneaux photovoltaïques sont garantis 25 ans (et peuvent fonctionner 40 ans quasiment sans diminuer leurs rendements) ;
- Les installations photovoltaïques présentent un bilan énergétique positif. Les modules sont recyclables et la majorité des composants peuvent être réutilisés ou recyclés ;
- La mise en place d'une installation photovoltaïque donne la valeur au logement qui en est équipé car sa classe énergétique augmente ;
- Ce système produit de l'électricité sur place, il peut donc être installé là où on en a besoin, sans être raccordé à un réseau ;
- Il s'agit d'une source d'énergie électrique totalement silencieuse ce qui n'est pas le cas, par exemple, des installations éoliennes ;
- L'énergie photovoltaïque est une énergie propre et non-polluante qui ne dégage pas de gaz à effet de serre et ne génère pas de déchets et aussi c'est une source d'énergie inépuisable ;
- Ils peuvent être combinés avec d'autres sources d'énergie pour augmenter la fiabilité des systèmes ;
- Ils ne consomment aucun combustible fossile et leur carburant est abondant et libre ;
- Le système modulaire de panneaux photovoltaïques permet un montage adaptable à des besoins énergétiques variés. La taille des installations peut aussi être augmentée par la suite pour suivre les besoins de son propriétaire, les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications allant du milliwatt au mégawatt.

6.2 Inconvénients

- Les panneaux solaires coûtent excessivement cher, du fait de la haute technicité qu'ils requièrent ;
- Le coût initial des systèmes PV est élevé, même si la rentabilité à long terme est assurée. Ils sont donc parfois hors de portée des personnes à faibles revenus ;
- La fabrication des panneaux solaires photovoltaïques relève de la haute technologie demandant énormément de recherche et de développement et donc coûteux. Cela se traduit dans le prix de l'installation qui, aujourd'hui, reste chère ;
- L'énergie issue du générateur photovoltaïque est continue et de faible voltage donc elle doit être transformée par l'intermédiaire d'un onduleur ;
- La durée de vie d'une installation photovoltaïque n'est pas éternelle mais de l'ordre de 20 à 30 ans. De plus, le rendement des cellules photovoltaïques diminue avec le temps qui passe. On parle en général pour les panneaux photovoltaïques, d'une perte de rendement de 1 % par an ;
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique par des batteries est nécessaire, le coût du système photovoltaïque augmente ;
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible ;

- Les usines de production de cellules photovoltaïques émettent un grand taux de Dioxyde de carbone ;
- Les batteries utilisées par les panneaux photovoltaïques sont composées de plomb, de zinc, de cadmium, ... et donc ont un impact sur l'environnement.

7. Conclusion

Les systèmes photovoltaïques permettent d'exploiter l'énergie du soleil, ils sont très fiables et constituent une source non polluante d'électricité qui peut convenir à toute une gamme d'applications.

Les systèmes PV autonomes jouent un rôle très important en apportant une solution réellement économique pour couvrir les besoins de base en électricité.

Les systèmes autonomes sont capables de fournir du courant aux consommateurs pendant la période de l'année de moindre irradiation lumineuse. Si on a besoin du courant toute l'année, la période de moindre irradiation est l'hiver. Pendant cette période, il faudra plus de panneaux pour couvrir les mêmes besoins qu'en été. Les batteries donnent une autonomie aux systèmes pour des applications nocturnes ou quand les panneaux ne fournissent pas assez de courant [33].

Les critères indispensables à l'optimisation de ce système autonome pour un meilleur rendement énergétique sont présentés dans le chapitre suivant.

Chapitre 4

Simulation et optimisation d'une installation photovoltaïque autonome

Chapitre 4

Simulation et optimisation d'une installation photovoltaïque autonome

1. Introduction

Afin d'optimiser la gestion d'une installation PV, il est nécessaire de pouvoir comparer les mesures de diverses installations entre elles, pour différentes technologies de modules et conceptions de systèmes.

Dans ce chapitre, nous présentons les résultats de dimensionnement de systèmes PV pour différentes technologies en utilisant le logiciel PVSYST développé par l'université de Genève qui comprend deux modes de fonctionnement : le premier est une application de pré-dimensionnement assez simple à prendre en main. Le deuxième permet une étude beaucoup plus approfondie et prend en compte beaucoup plus de paramètres. De plus, il se base sur du matériel concret pour ses calculs, contrairement au premier mode qui effectue ses calculs pour un cas très général.

Nous présentons également une interprétation de nos résultats de simulation par une évaluation de la puissance produite en utilisant trois technologies (Monocristallin, polycristallin et couche mince : (CdTe) en variant l'orientation et l'inclinaison des modules (Plan incliné fixe ou ajustement saisonnier d'inclinaison).

2. Le logiciel PVsyst

C'est un logiciel de dimensionnement de panneaux solaires qui permet d'obtenir diverses informations sur la production de l'énergie, l'irradiation et le coût de l'installation, la surface nécessaire, et la production annuelle d'énergie.

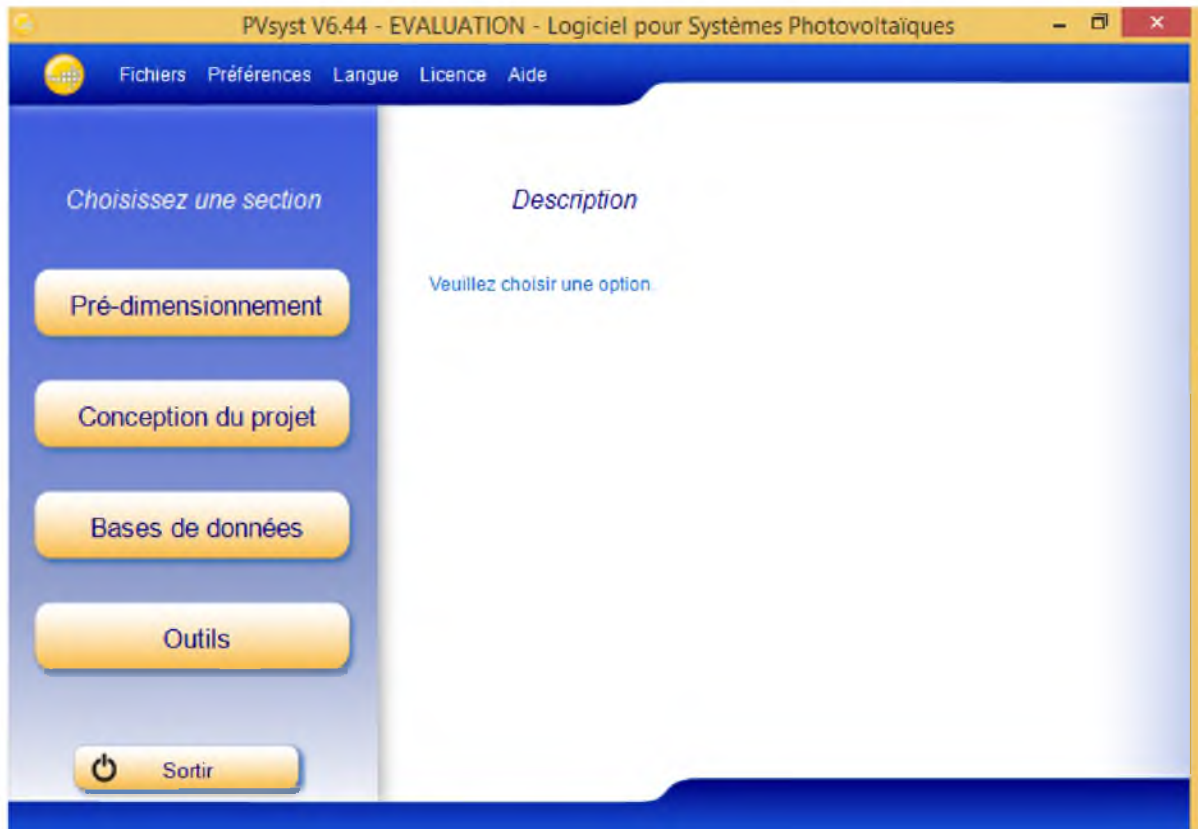


Figure 4.1. Menu principal du PVsyst

3. Les menus principaux

3.1. Pré-dimensionnement

Pour une étude rapide et simple : on donne une location et un système puis le logiciel calcule quelques paramètres de pré-dimensionnement ainsi qu'un graphe de production énergétique annuelle, un graphe d'irradiation par mois, un tableau récapitulatif et une étude de coût. La figure 4.2 montre la fenêtre de pré-dimensionnement du logiciel.

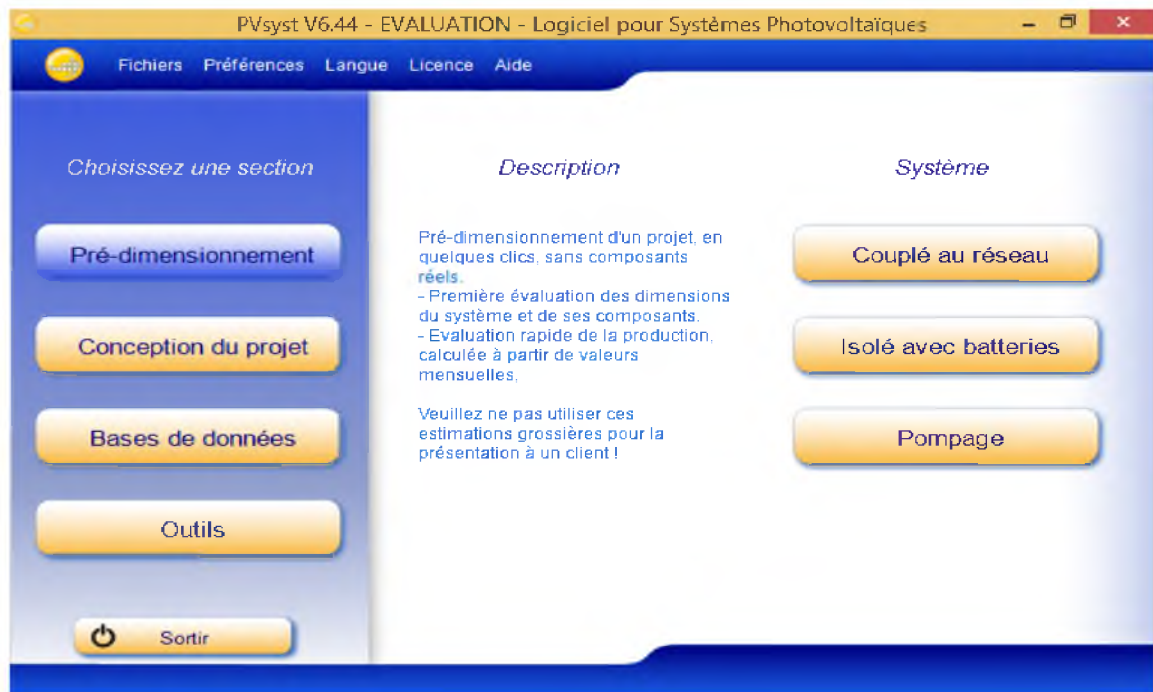
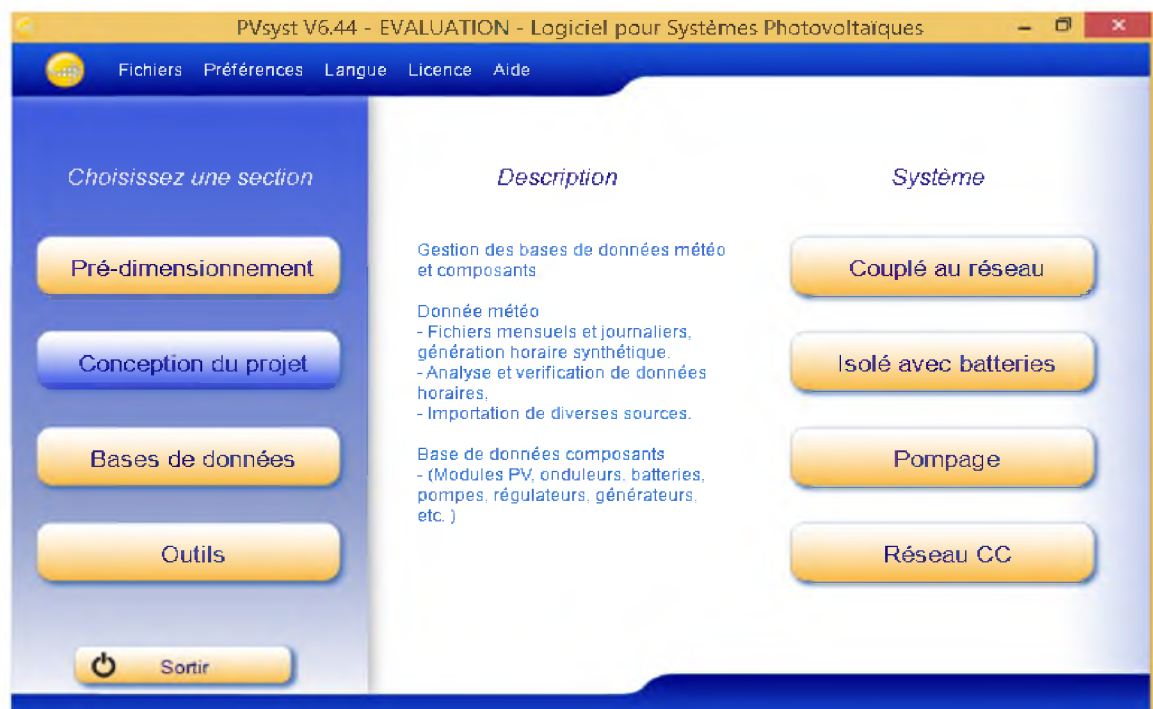


Figure 4.2. Fenêtre de pré-dimensionnement dans le logiciel PVsyst 6.4.4

3.2 Conception du projet

En utilisant cette fenêtre nous aurons une étude approfondie avec de nombreux paramètres : les ombres proche et lointaines, le choix au niveau de l'orientation des panneaux, des calculs basés sur des systèmes commercialisés que l'on choisira parmi une vaste liste et une simulation qui nous fournit un large choix de résultats et de graphes.



4.3. Fenêtre de conception de projet dans le logiciel PVsyst 6.4.4

3.3 Outils

Comme nous le montre la figure 4.4, cette fenêtre permet de modifier les bases de données et d'utiliser des outils du programme sans pour autant créer un projet complet.

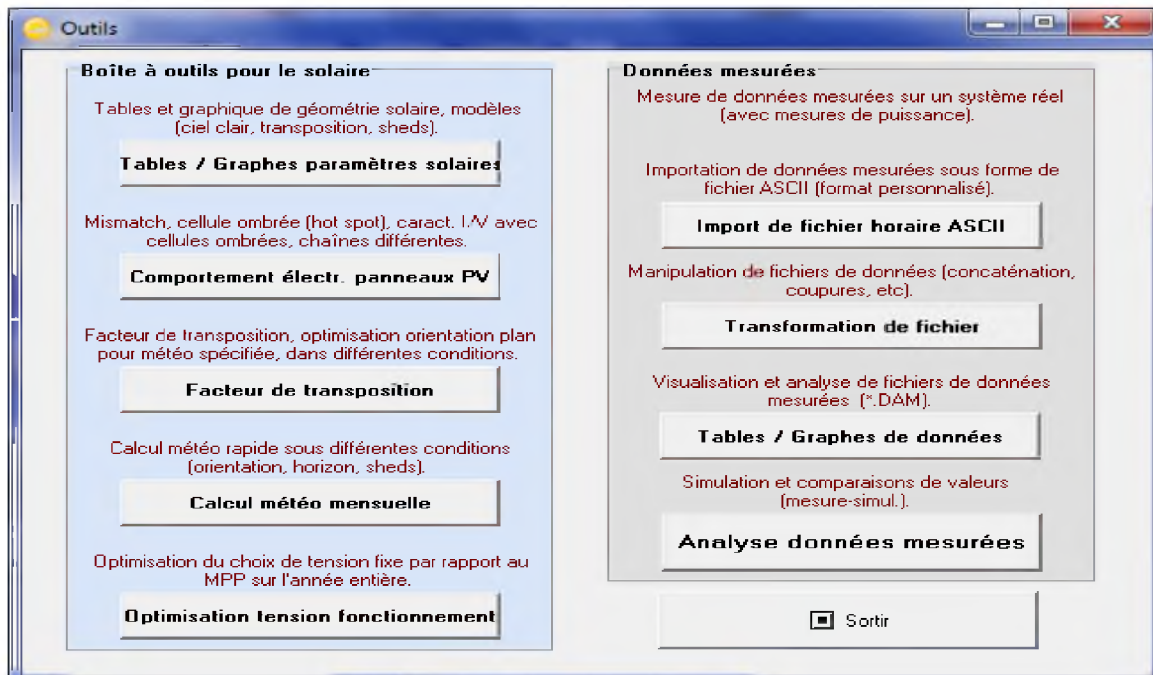


Figure 4.4. Fenêtre des outils dans le logiciel PVsyst 6.4.4

4. Simulation d'un système PV autonome (isolé avec batteries)

Avec le logiciel PVsyst, l'étude d'une installation donnée est effectuée dans le cadre d'un projet qui fixe les données du site et de la météo (dans notre projet, on a choisi le site d'Alger en incluant ses données météorologiques).

La simulation détaillée d'un système PV comporte :

- Le choix des composants (Panneaux PV, onduleur, ...)
- La disposition détaillée du champ de capteurs (orientation, mode de montage, ...)
- L'estimation de l'énergie produite ;
- Une évaluation des coûts de l'installation et le prix du kWh.

4.1. Orientation des modules PV

Il est nécessaire de choisir l'orientation du module PV favorable à la production maximale d'énergie. Pour notre simulation, nous avons choisi 2 types de champs, « plan incliné fixe » d'une inclinaison de 30° par rapport à l'horizontale (voir la figure 4.5) et « Ajustement saisonnier d'inclinaison » d'une inclinaison de 20° pendant l'été et de 50° pendant l'hiver (Figure 4.6) afin d'optimiser la production énergétique.

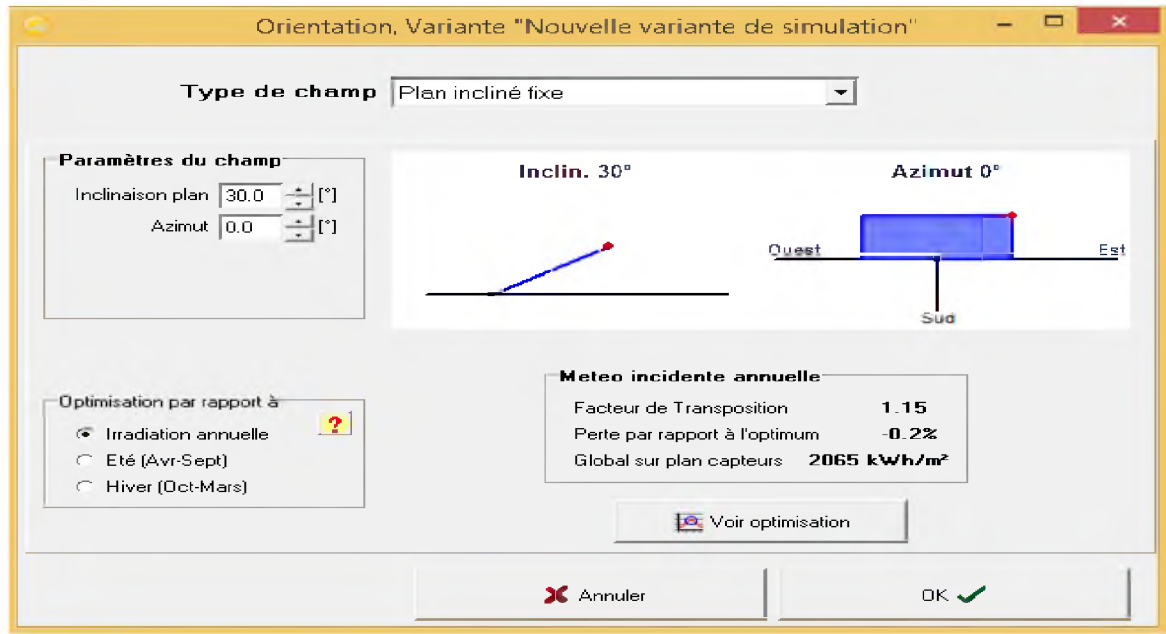


Figure 4.5. L'orientation et inclinaison des modules (Plan incliné fixe)

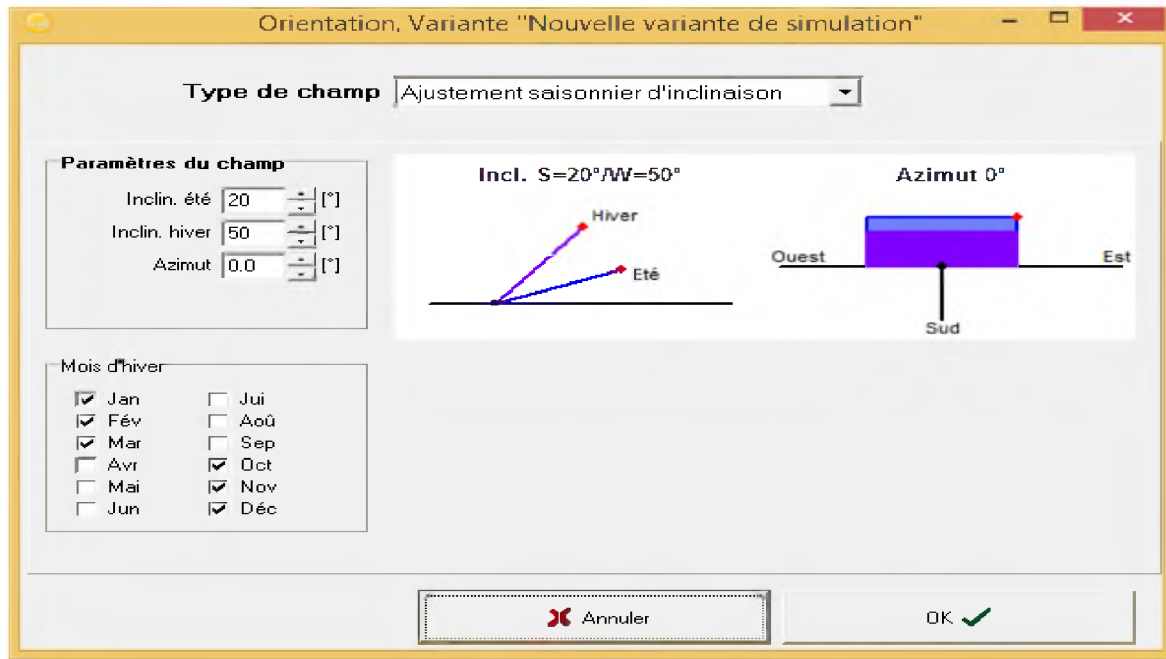


Figure 4.6. L'orientation et inclinaison des modules (Ajustement saisonnier d'inclinaison)

L'énergie incidente sur le plan fixe des capteurs est présentée par la figure 4.7.

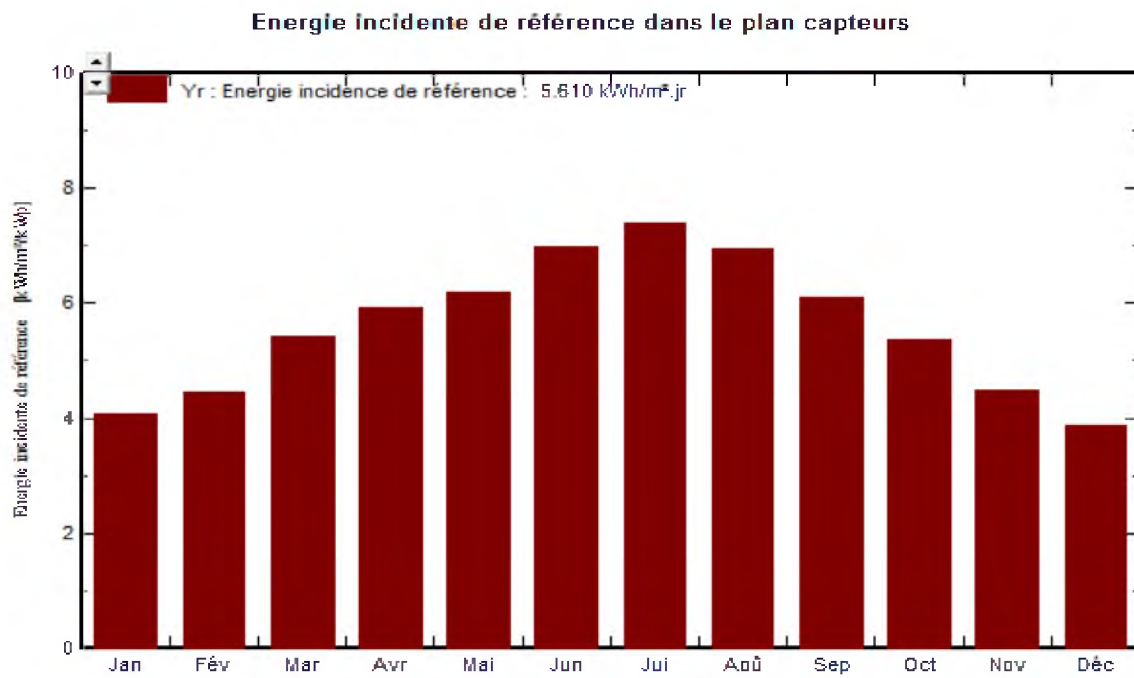


Figure 4.7. Energie incidente de référence dans le plan fixe des capteurs

L'énergie incidente sur le plan ajusté des capteurs est donnée par la figure 4.8.

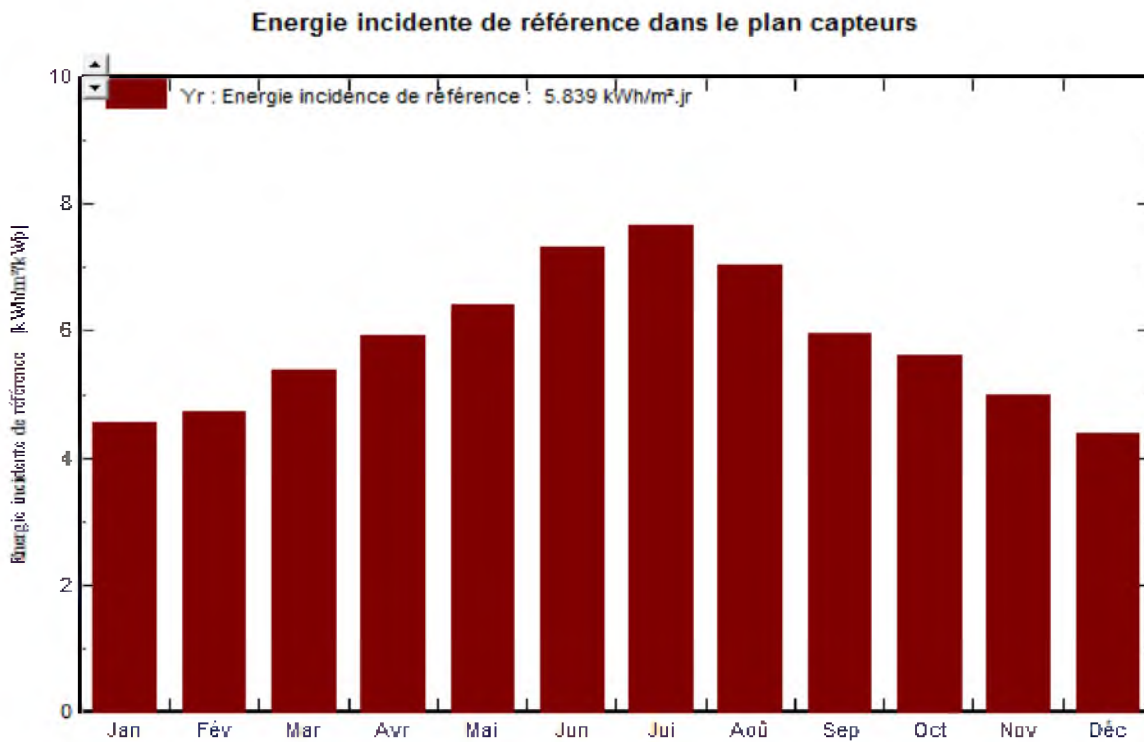


Figure 4.8. Energie incidente de référence dans le plan ajusté des capteurs.

4.2 Schéma du système PV isolé avec batteries (autonome)

La figure 4.9 présente le schéma de notre installation qui est un système stand-alone car conçue pour l'électrification d'une habitation sis à Alger. L'installation étant autonome, la présence d'un système de stockage est indispensable afin de pouvoir satisfaire à tout moment les besoins du consommateur.

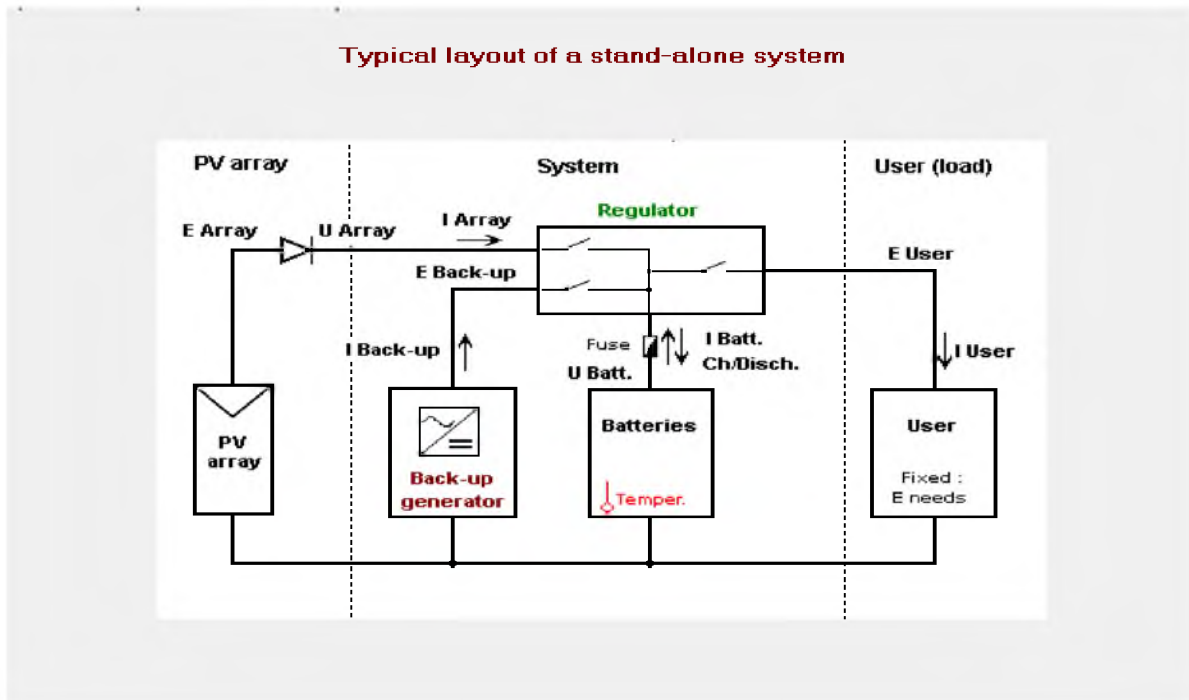


Figure 4.9. Schéma simplifié du système PV isolé avec batteries (PVsystem)

5. Simulation d'un système PV au silicium monocristallin

5.1. Simulation du champ PV sur "plan incliné fixe"

- **Etape 1 :** choisir le panneau PV à utiliser (Figure 4.10).

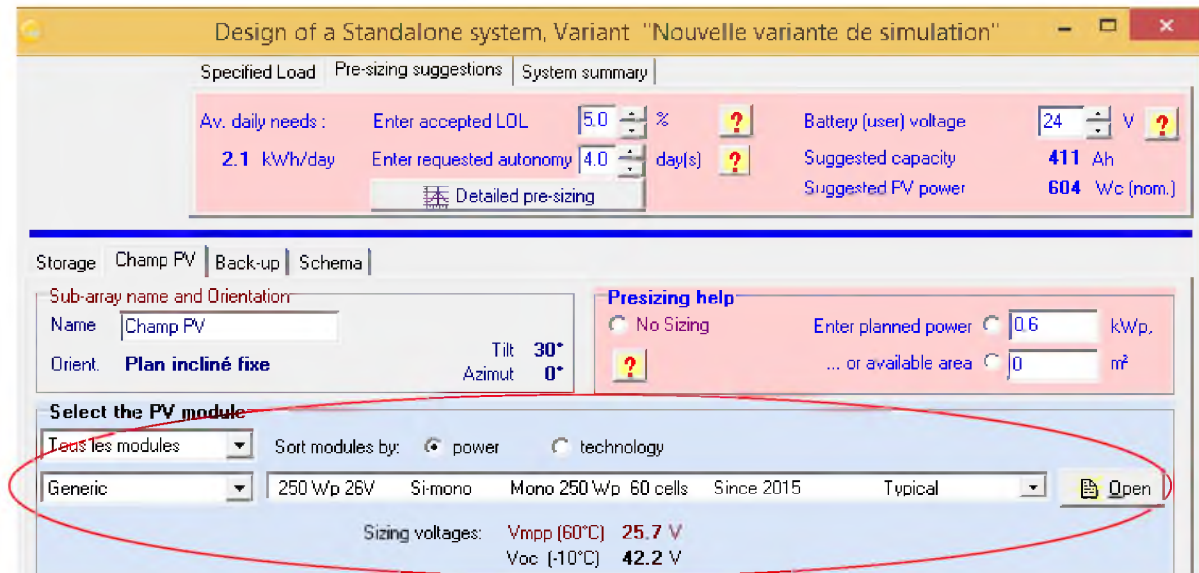


Figure 4.10 Le panneau PV choisi pour l'installation.

Caractéristique de module PV choisi : (Annexe A)

- Modèle: Mono 250 Wp 60 cellules ;
- Fabricant:Generic ;
- Technologie : Silicium monocristallin ;
- $P_{mpp} = 250,2 \text{ W}$;
- $I_{mpp} = 8,15 \text{ A}$;
- $V_{mpp} = 30,7 \text{ V}$;
- $I_{cc} = 8,63 \text{ A}$;
- $V_{co} = 37,4 \text{ V}$;
- Rendement : 15,36 % (figure 4.11).

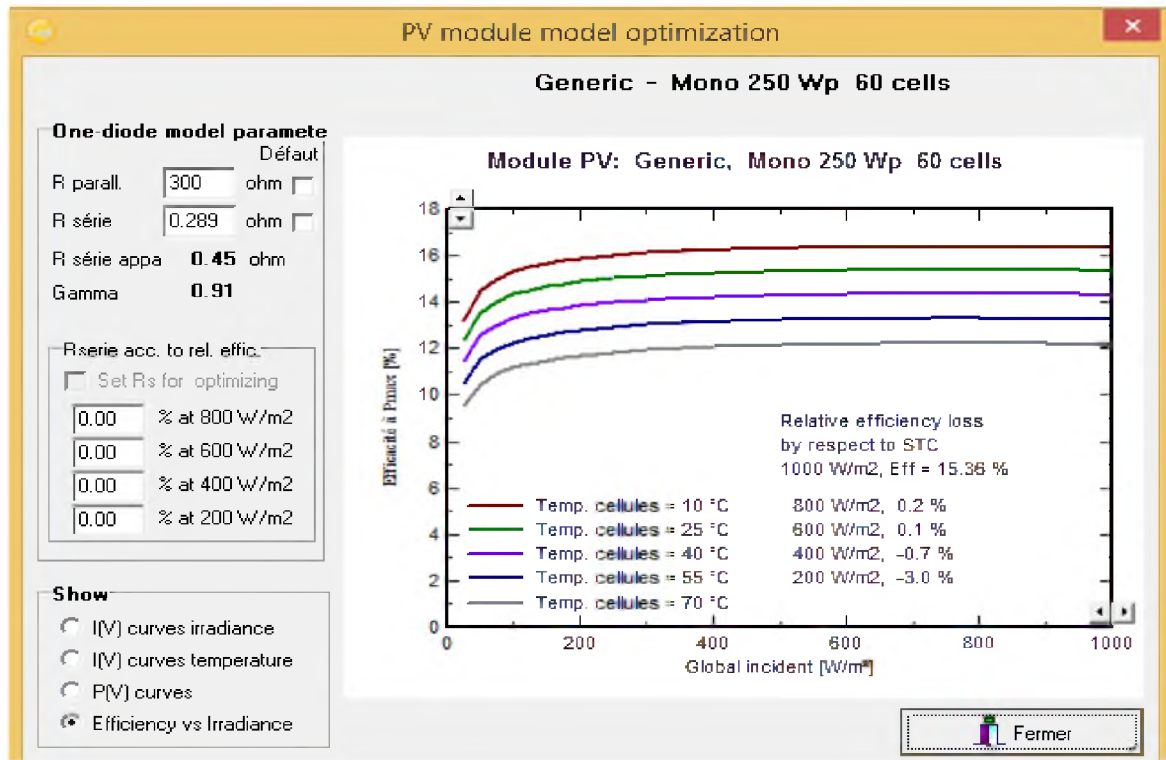


Figure 4.11. Evaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellules au silicium monocristallin.

- **Etape 2 :** Choisir l'onduleur PV à utiliser (Figure 4.12)

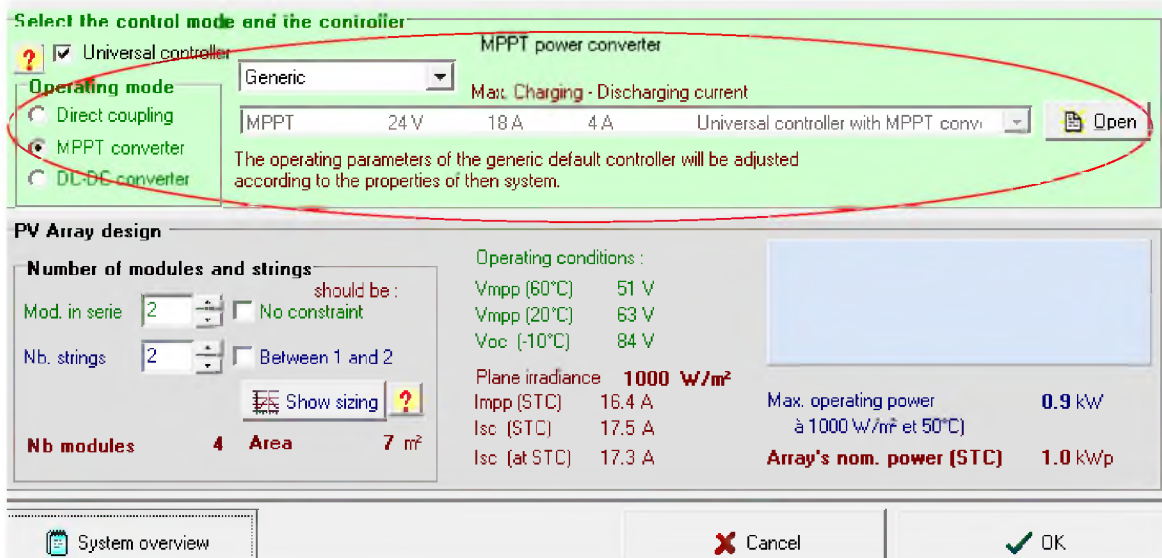


Figure 4.12 L'onduleur choisi pour l'installation.

MPPT : Maximum Power Point Tracking (suivi du point maximal de puissance), son principe est de suivre comme son nom l'indique, le point de puissance maximale du générateur PV.

Un système MPPT est un ensemble de composants incluant des onduleurs, des chargeurs de batteries qui permettent d'adapter en permanence l'impédance d'entrée afin d'optimiser, à chaque instant, le produit $P = U \cdot I$ sur la caractéristique électrique du champ PV. L'objectif est d'obtenir la puissance maximale possible depuis un panneau photovoltaïque.

▪ **Paramètres de simulation**

Les paramètres de dimensionnement de notre champ PV sont réunis dans le tableau ci-dessous (Tableau 4.1). Comme l'illustre ce tableau, le champ PV sera constitué de 4 modules PV au silicium monocristallin répartis comme suit :

- 2 modules connectés en série ;
- 2 chaînes en parallèle.

avec un dispositif de stockage composé de 4 batteries. La surface du champ photovoltaïque est de 6.5 m².

PVSYST V6.44		28/06/16	Page 1/4
Système isolé avec batteries: Paramètres de simulation			
Projet :	Stand alone system at Algiers		
Site géographique	Algiers	Pays Algeria	
Situation	Latitude 36.7°N	Longitude	3.3°E
Temps défini comme	Temps légal Fus. horaire TU+1	Altitude	22 m
	Albédo 0.20		
Données météo:	Algiers	MeteoNorm 7.1 station - Synthétique	
Variante de simulation :	Nouvelle variante de simulation		
	Date de la simulation	28/06/16 à 13h25	
Paramètres de simulation			
Orientation plan capteurs	Inclinaison	30°	Azimut 0°
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus Perez, Meteonorm
Caractéristiques du champ de capteurs			
Module PV	Si-mono	Modèle	Mono 250 Wp 60 cells
Original PVsyst database		Fabricant	Generic
Nombre de modules PV		En série	2 modules
Nombre total de modules PV		Nbre modules	4
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	1000 Wc
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	54 V
Surface totale		Surface modules	6.5 m²
			En parallèle 2 chaînes
			Puissance unitaire 250 Wc
			Aux cond. de fonct. 887 Wc (50°C)
			I mpp 16 A
			Surface cellule 5.7 m ²
Facteurs de perte du champ PV			
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (vent) 0.0 W/m ² K / m/s
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	56 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
Perte diode série	Chute de tension	0.7 V	Frac. pertes 1.1 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes -0.8 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes 1.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo 0.05
Paramètres du système	Type de système	Système isolé avec batteries	
Batterie	Modèle	Open 12V / 100 Ah	
	Fabricant	Generic	
Caractéristiques du banc de batteries	Tension	24 V	Capacité nominale 200 Ah
	Nombre d'unités	2 en série x 2 en parallèle	
	Température	Fixée (20°C)	
Controller	Modèle	Universal controller with MPPT converter	
Convertisseur	Technologie	MPPT converter	Coeff. de temp. -5.0 mV/°C/elem.
	Efficacité maxi et EURO	97.0/95.0 %	
Battery management control	Treshold commands as	SOC calculation	
	Charge	SOC = 0.92/0.75	i.e. approx. 28.1/25.1 V
	Décharge	SOC = 0.20/0.45	i.e. approx. 23.6/24.4 V
Besoins de l'utilisateur :	Consomm. domestique moyenne	Constants sur l'année 2.1 kWh/Jour	

Tableau 4.1. Paramètres de simulation du système PV au silicium monocristallin sur « plan incliné fixe ».

▪ **Les besoins de l'utilisateur choisis :**

Comme le montre le tableau 4.2, les besoins du consommateur sont évalués à 2.1 KWh/jour, autrement dit, 766 kWh/an.

PVSYST V6.44		28/06/16	Page 2/4	
Système isolé avec batteries: Besoins de l'utilisateur				
Projet :		Stand alone system at Algiers		
Variante de simulation :		Nouvelle variante de simulation		
Principaux paramètres système	Type de système	Isolé avec batteries		
Orientation plan capteurs	inclinaison	30°	azimut 0°	
Modules PV	Modèle	Mono 250 Wp 60 cells	Pnom 250 Wc	
Champ PV	Nombre de modules	4	Pnom total 1000 Wc	
Batterie	Modèle	Open 12V / 100 Ah	Technologie uverte, plaques	
batteries	Nombre d'unités	4	Tension / Capacité 24 V / 200 Ah	
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	global 766 kWh/an	
Consomm. domestique, Constants sur l'année, moyenne = 2.1 kWh/jr				
Valeurs annuelles				
	Nombre	Puissance	Utilisation	Energie
Lamps (LED or fluo)	6	18 W/lampe	6 h/jour	648 Wh/jour
TV / PC / Mobile	1	75 W/app	3 h/jour	225 Wh/jour
Appareils domestiques	1	200 W/app	1 h/jour	200 Wh/jour
Frigo / Congélateur	1		24 h/jour	1001 Wh/jour
Consomm. de veille			24 h/jour	24 Wh/jour
Energie journalière totale				2098 Wh/jour
Profil horaire				

Tableau 4.2. Les besoins de l'utilisateur définis lors de la simulation.

▪ **Résultats de simulation**

Les résultats de simulation regroupés sur le tableau 4.3 montrent que l'énergie produite par le système : 1691 kWh/an, permet de couvrir totalement les besoins de l'utilisateur estimés à 766 kWh/an (énergie manquante = 0 kWh/an). Le surplus d'énergie (énergie inutilisée) sera emmagasiné dans des batteries pour la restituer pendant la nuit ou les jours sans/faible ensoleillement.

PVSYST V6.44		28/06/16	Page 3/4
Système isolé avec batteries: Résultats principaux			
Projet :	Stand alone system at Algiers		
Variante de simulation :	Nouvelle variante de simulation		
Principaux paramètres système	Type de système	Isolé avec batteries	
Orientation plan capteurs	inclinaison	30°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	Mono 250 Wp 60 cells	Pnom 250 Wc
Champ PV	Nombre de modules	4	Pnom total 1000 Wc
Batterie	Modèle	Open 12V / 100 Ah	Technologie ouverte, plaques
batteries	Nombre d'unités	4	Tension / Capacité 24 V / 200 Ah
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	global 766 kWh/an
Principaux résultats de la simulation			
Production du système	Energie disponible	1691 kWh/an	Productible 1691 kWh/kWc/an
	Energie utilisée	766 kWh/an	En excès (inutilisée) 883 kWh/an
	Indice de performance (PR)	37.4 %	Fraction solaire (SF) 100.0 %
Besoins non satisfaits	Fraction du temps	0.0 %	Energie manquante 0 kWh/an

Tableau 4.3 Principaux résultats de simulation du champ PV au silicium monocristallin sur « plan incliné fixe ».

Le Diagramme d'entrée/sortie journalier qui reporte l'énergie produite par le champ PV en fonction de l'énergie incidente est présenté sur la figure 4.13.

La production énergétique du système est représentée sur la figure 4.14. L'indice de performance « PR » représenté sur la figure 4.15, est défini par le rapport de la production du système (Y_f) par l'énergie incidente de référence (Y_r) tel que : $PR = Y_f / Y_r$.

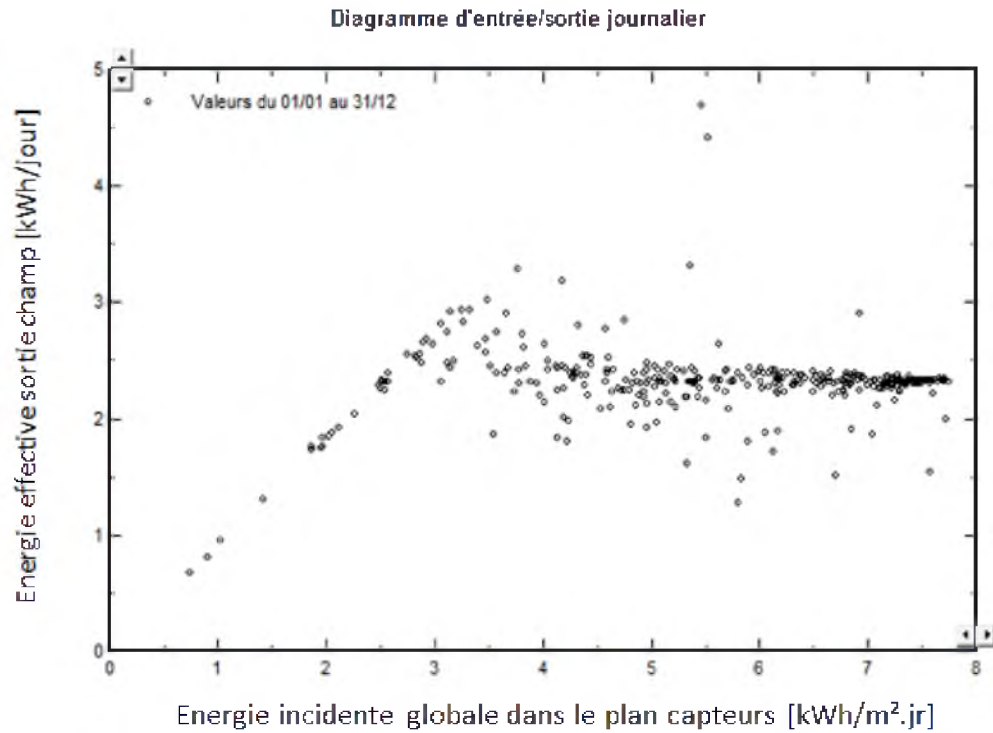


Figure 4.13. Diagramme d'entrée /sortie journalier correspondant sur un plan fixe.

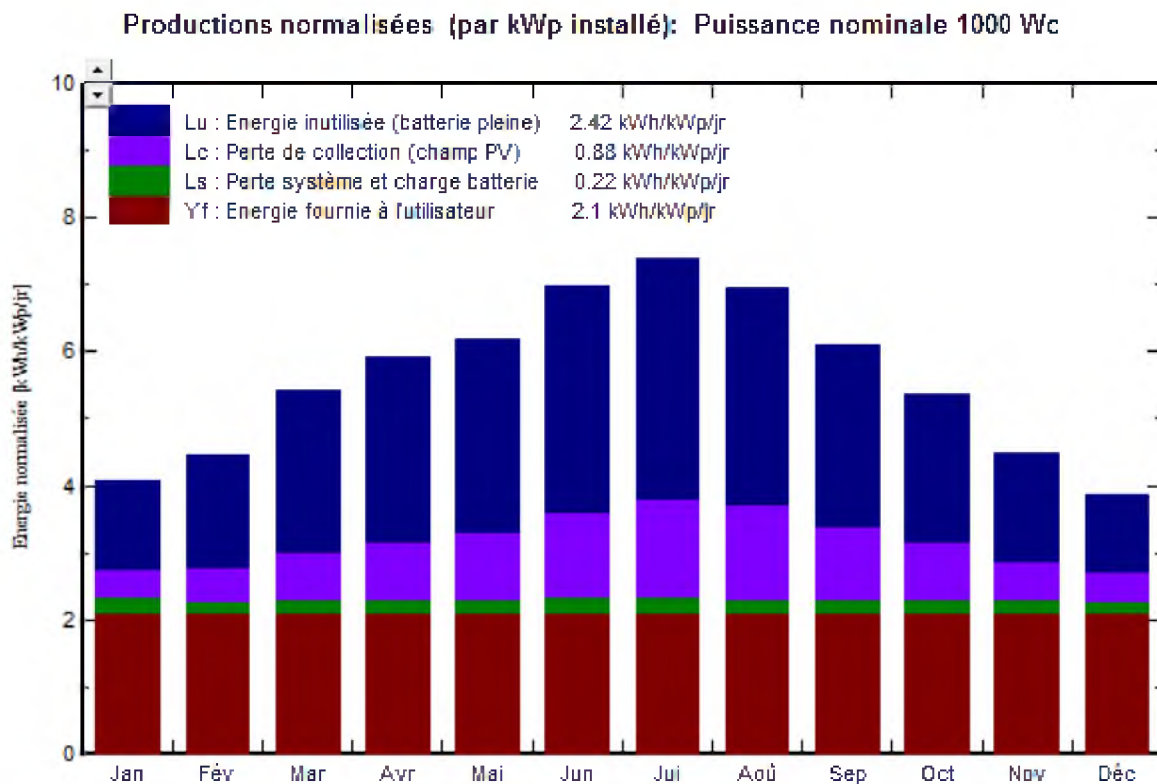


Figure 4.14. Energie utile produite par le système PV au silicium monocristallin sur "plan fixe".

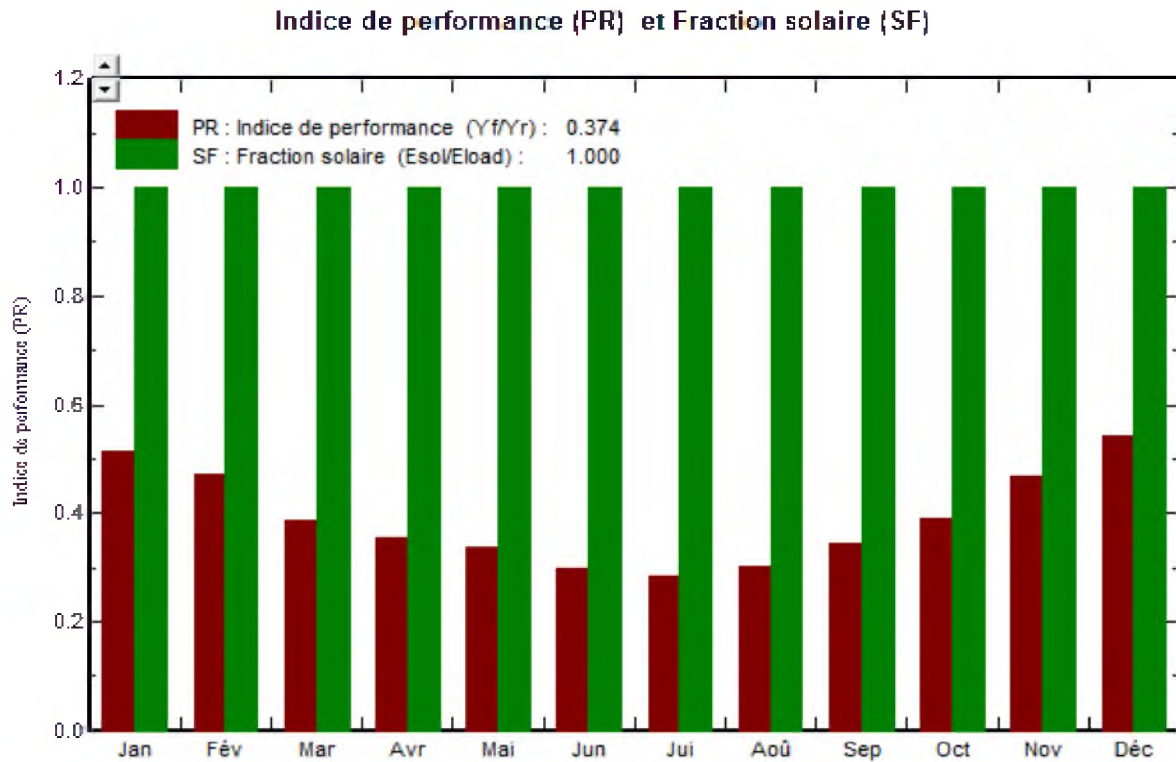


Figure 4.15. Indice de performance représentant l'efficacité globale du système PV.

Le tableau 4.4 ci-dessous, résume les pertes influençant la production du système PV à savoir : les pertes ohmiques du câblage, pertes dues à la température du champ, pertes dues à la qualité des modules, la qualité des batteries, les besoins d'utilisateur..., et nous remarquons la contribution importante des pertes dues à la qualité des convertisseurs.

Système isolé avec batteries: Diagramme des pertes

Projet : **Stand alone system at Algiers**
 Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	Isolé avec batteries		
Orientation plan capteurs	inclinaison	30°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	Mono 250 Wp 60 cells	Pnom	250 Wc
Champ PV	Nombre de modules	4	Pnom total	1000 Wc
Batterie	Modèle	Open 12V / 100 Ah	Technologie	ouverte, plaques
batteries	Nombre d'unités	4	Tension / Capacité	24 V / 200 Ah
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	global	766 kWh/an

Diagramme des pertes sur l'année entière

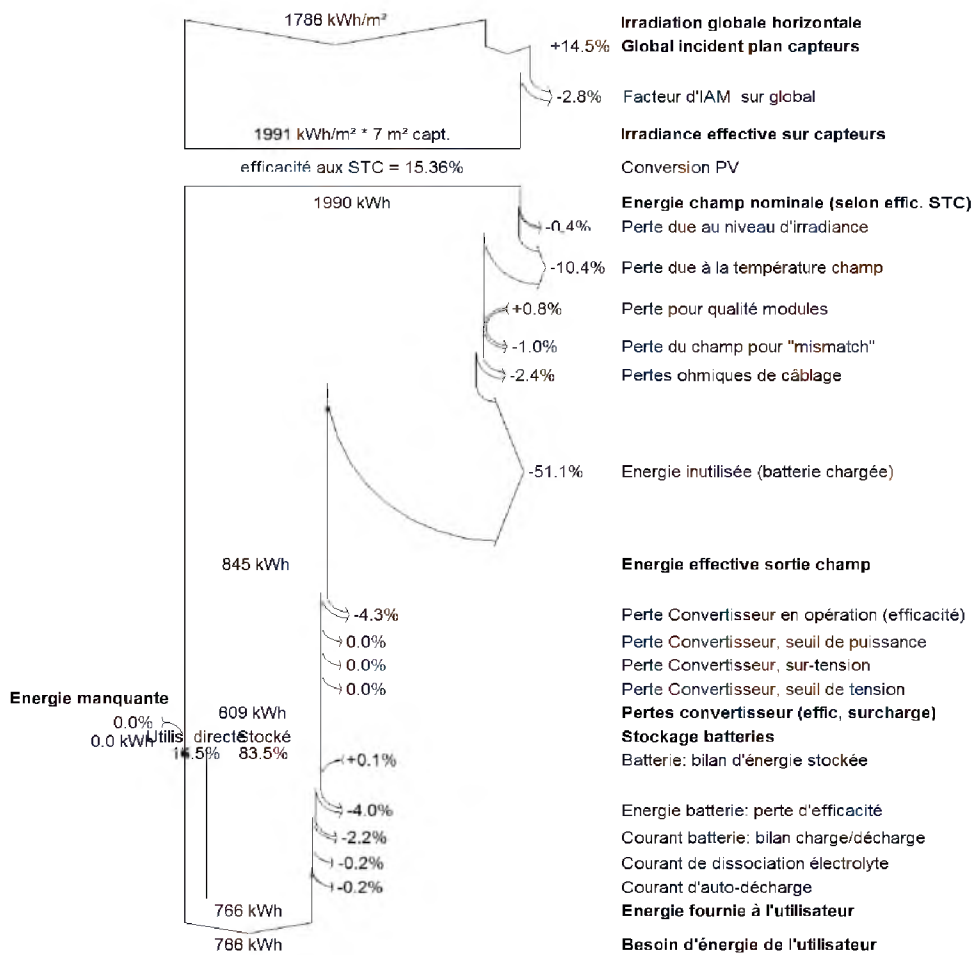


Tableau 4.4. Diagramme des pertes dans le système PV.

5.2. Simulation du champ PV au silicium monocristallin avec "ajustement saisonnier d'inclinaison"

Dans cette section, nous gardons les mêmes caractéristiques des modules PV, du système de stockage et des convertisseurs, nous modifions le type du plan capteurs (tableau 4.5) pour optimiser l'orientation des modules dans le but d'avoir une meilleure production énergétique.

PVSYST V6.44		29/06/16	Page 1/4
Système isolé avec batteries: Paramètres de simulation			
Projet :	Stand alone system at Algiers		
Site géographique	Algiers	Pays	Algeria
Situation	Latitude 36.7°N	Longitude	3.3°E
Temps défini comme	Temps légal Fus. horaire TU+1	Altitude	22 m
	Albédo 0.20		
Données météo:	Algiers	MeteoNorm 7.1 station - Synthétique	
Variante de simulation :	Nouvelle variante de simulation		
	Date de la simulation	29/06/16 à 00h07	
Paramètres de simulation			
Plan capteurs: Ajustement saisonnier d'inclin	Azimut 0°	Saison d'hiver	O-N-D-J-F-M
	Inclin. été 20°	Inclin. hiver	50°
Modèles utilisés	Transposition Perez	Diffus	Perez, Meteonorm
Caractéristiques du champ de capteurs			
Module PV	Si-mono	Modèle	Mono 250 Wp 60 cells
Original PVsyst database		Fabricant	Generic
Nombre de modules PV		En série	2 modules
Nombre total de modules PV	Nbre modules	En parallèle	2 chaînes
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	Puissance unitaire	250 Wc
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	Aux cond. de fonct.	887 Wc (50°C)
Surface totale	Surface modules	I mpp	16 A
		Surface cellule	5.7 m²
Facteurs de perte du champ PV			
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent) 0.0 W/m²K / m/s
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	56 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
Perte diode série	Chute de tension	0.7 V	Frac. pertes 1.1 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes -0.8 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes 1.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo 0.05
Paramètres du système			
Batterie	Type de système	Système isolé avec batteries	
	Modèle	Open 12V / 100 Ah	
	Fabricant	Generic	
Caractéristiques du banc de batteries	Tension	24 V	Capacité nominale 200 Ah
	Nombre d'unités	2 en série x 2 en parallèle	
	Température	Fixée (20°C)	
Controller	Modèle	Universal controller with MPPT converter	
	Technologie	MPPT converter	Coeff. de temp. -5.0 mV/°C/elem.
Convertisseur	Efficacité maxi et EURO	97.0/95.0 %	
Battery management control	Treshold commands as	SOC calculation	
	Charge	SOC = 0.92/0.75	i.e. approx. 28.1/25.1 V
	Décharge	SOC = 0.20/0.45	i.e. approx. 23.6/24.4 V
Besoins de l'utilisateur :	Consomm. domestique	Constants sur l'année	
	moyenne	2.1 kWh/Jour	

Tableau 4.5. Paramètres de simulation du champ PV au silicium monocristallin avec "ajustement saisonnier d'inclinaison".

▪ Résultats de simulation

D'après les résultats (tableau 4.6), l'énergie produite par le champ photovoltaïque sur un plan ajusté est légèrement supérieure à celle obtenue dans le cas d'une inclinaison fixe (voir tableau 4.3).

L'ajustement saisonnier d'inclinaison donne de meilleurs résultats car les modules PV reçoivent plus de rayonnement solaire ou plus d'éclairement lorsqu'ils sont dirigés d'une manière sélective respectant les orientations et inclinaisons optimales qui diffèrent d'une saison à une autre.

PVSYST V6.44		29/06/16		Page 3/4	
Système isolé avec batteries: Résultats principaux					
Projet :	Stand alone system at Algiers				
Variante de simulation :	Nouvelle variante de simulation				
Principaux paramètres système	Type de système	Isolé avec batteries			
Orientation plan capteurs	Inclin. saisonnière (été/hiver)	20°/50°	azimut	0°	
Modules PV	Modèle	Mono 250 Wp 60 cells	Pnom	250 Wc	
Champ PV	Nombre de modules	4	Pnom total	1000 Wc	
Batterie	Modèle	Open 12V / 100 Ah	Technologie	ouverte, plaques	
batteries	Nombre d'unités	4	Tension / Capacité	24 V / 200 Ah	
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	global	766 kWh/an	
Principaux résultats de la simulation					
Production du système	Energie disponible	1759 kWh/an	Productible	1759 kWh/kWc/an	
	Energie utilisée	766 kWh/an	En excès (inutilisée)	950 kWh/an	
Besoins non satisfaits	Indice de performance (PR)	35.9 %	Fraction solaire (SF)	100.0 %	
	Fraction du temps	0.0 %	Energie manquante	0 kWh/an	

Tableau 4.6. Principaux résultats de simulation du champ PV au silicium monocristallin avec "ajustement saisonnier d'inclinaison".

La production du système en utilisant un plan avec ajustement saisonnier est nettement supérieure à celle obtenue avec un plan fixe (figure 4.16 et 4.14).

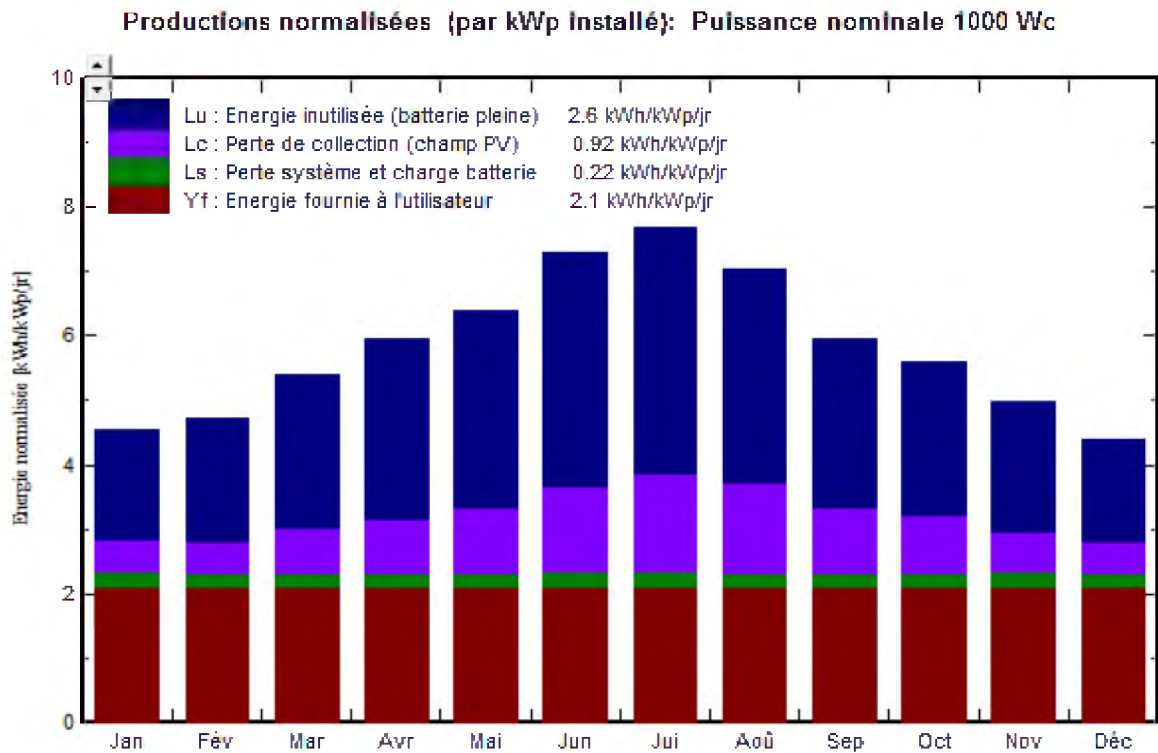


Figure 4.16. Energie utile produite par le système PV au silicium monocristallin sur un plan ajusté.

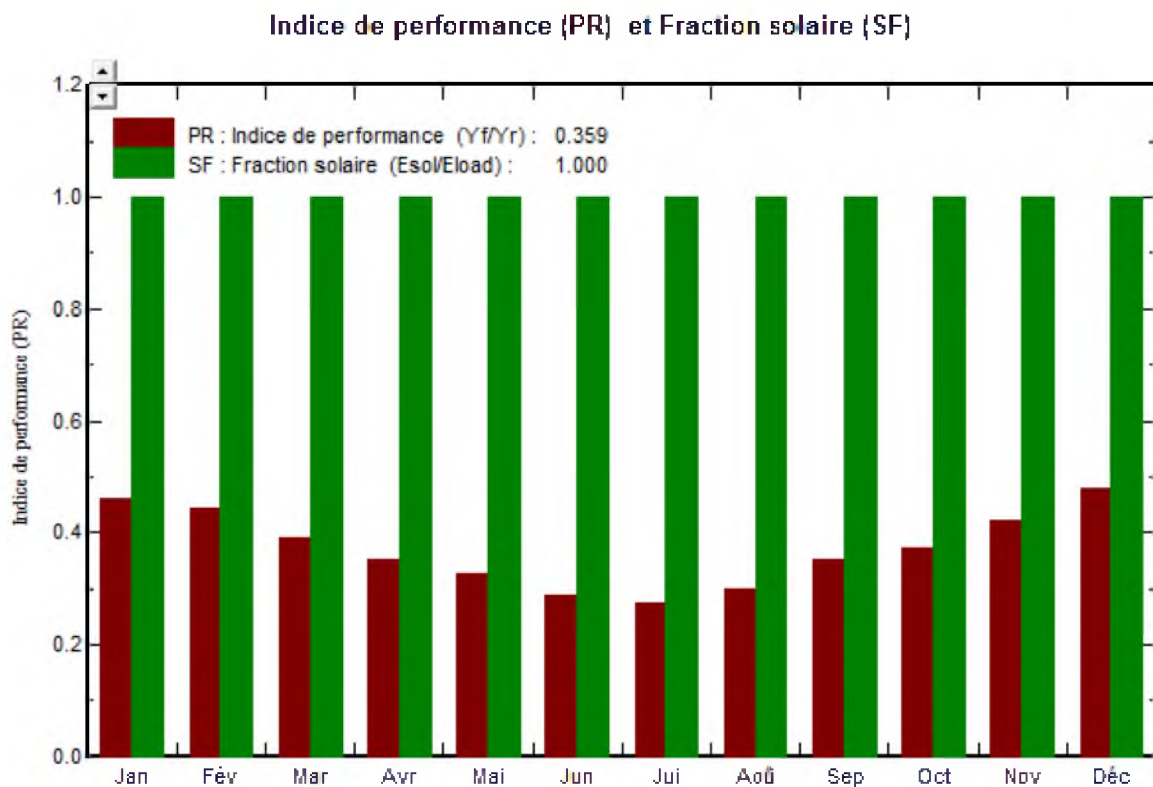


Figure 4.17. Indice de performance correspondant.

Les différents types de pertes dans le système PV sont regroupés dans le tableau 4.7 ci-dessous.

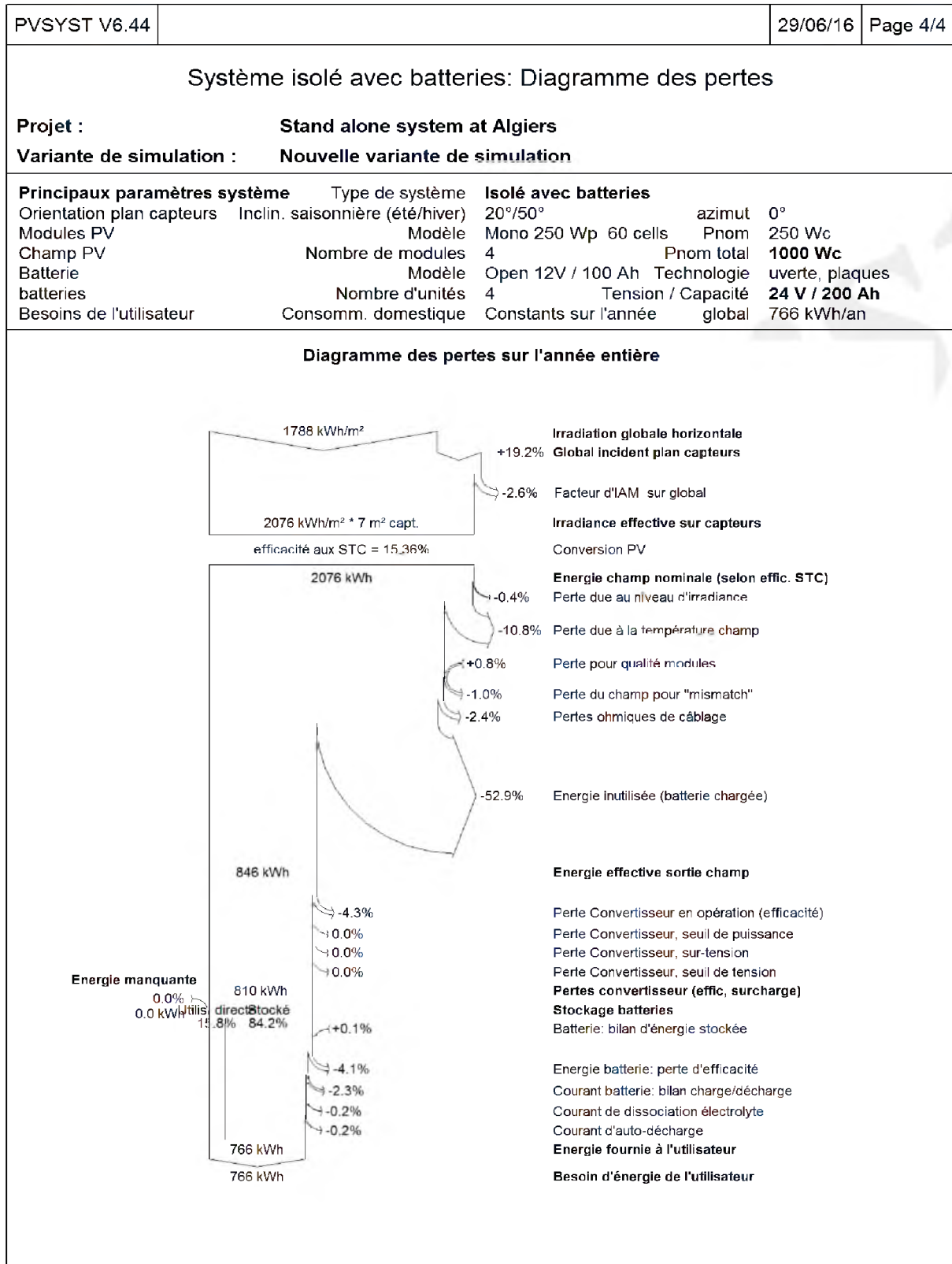


Tableau 4.7. Diagramme des pertes dans le système PV au silicium monocristallin avec "ajustement saisonnier d'inclinaison".

6. Simulation d'un système PV au silicium polycristallin

Nous utilisons l'ajustement saisonnier d'inclinaison vu qu'il donne la meilleure production énergétique, nous modifions la technologie des modules PV (Modules au silicium polycristallin) tout en gardant les mêmes caractéristiques du système de stockage et des convertisseurs (figure 4.19).

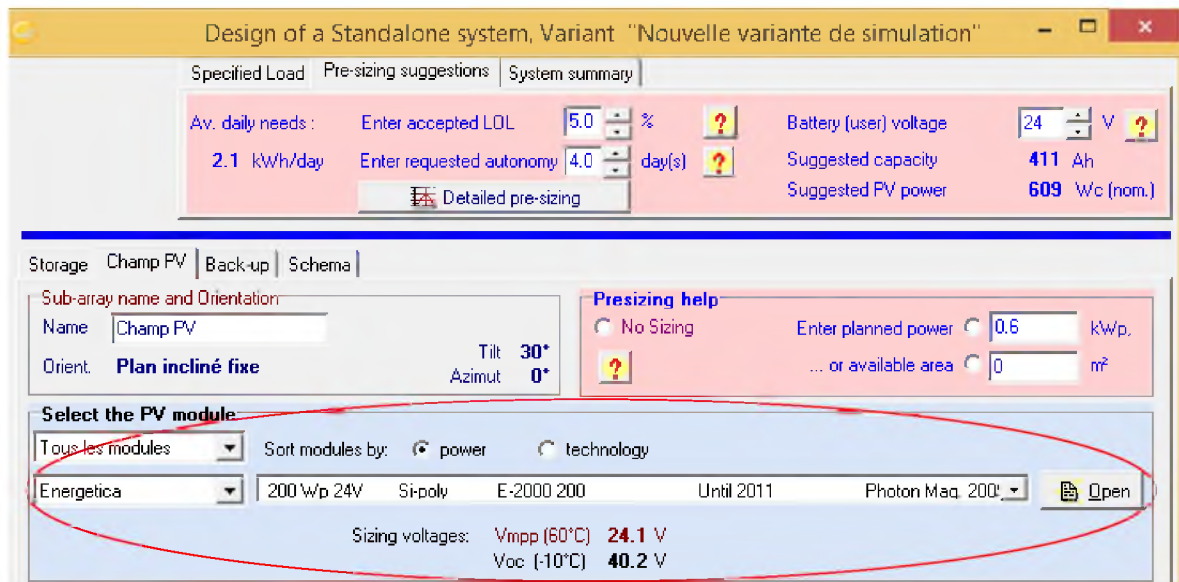


Figure 4.18. Le panneau PV choisi pour l'installation.

Caractéristique du module PV choisi : (Annexe B)

Modèle : E-2000 200

Fabricant : Energetica

$P_{mpp} = 202,6 \text{ W}$

$I_{mpp} = 7,06 \text{ A}$

$V_{mpp} = 28,7 \text{ V}$

$I_{cc} = 7,72 \text{ A}$

$V_{co} = 36,0 \text{ V}$

Rendement : 12,65 % (figure 4.19)

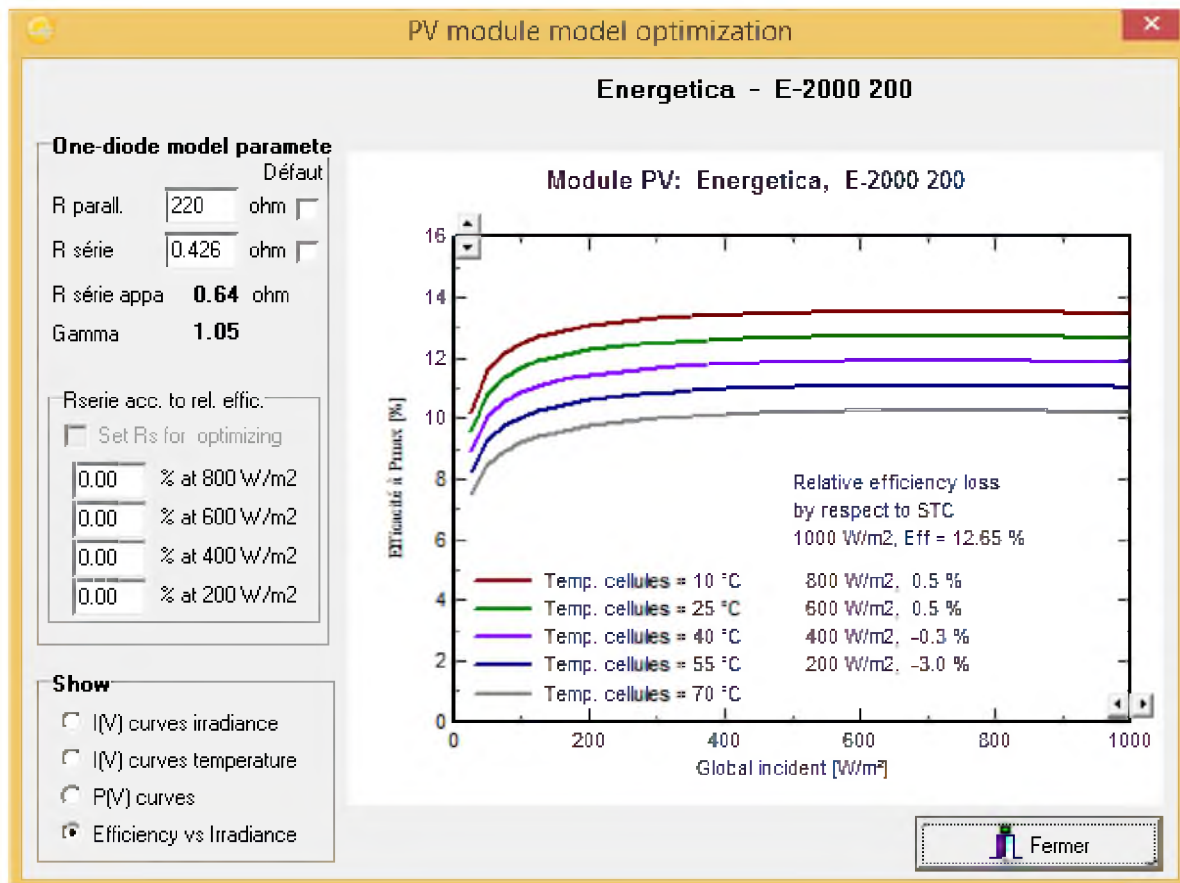


Figure 4.19. Evaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module au silicium polycristallin.

Les paramètres de dimensionnement du champ PV au silicium polycristallinsont réunis dans le tableau 4.8 ci-dessous.

PVSYST V6.44		29/06/16	Page 1/4
Système isolé avec batteries: Paramètres de simulation			
Projet :	Stand alone system at Algiers		
Site géographique	Algiers	Pays Algeria	
Situation	Latitude 36.7°N	Longitude	3.3°E
Temps défini comme	Temps légal Fus. horaire TU+1	Altitude	22 m
	Albédo 0.20		
Données météo:	Algiers	MeteoNorm 7.1 station - Synthétique	
Variante de simulation :	Nouvelle variante de simulation		
	Date de la simulation	29/06/16 à 00h15	
Paramètres de simulation			
Plan capteurs: Ajustement saisonnier d'inclin	Azimut 0°	Saison d'hiver	O-N-D-J-F-M
	Inclin. été 20°	Inclin. hiver	50°
Modèles utilisés	Transposition Perez	Diffus	Perez, Meteonorm
Caractéristiques du champ de capteurs			
Module PV	Si-poly	Modèle	E-2000 200
Original PVsyst database		Fabricant	Energetica
Nombre de modules PV		En série	2 modules
Nombre total de modules PV	Nbre modules		4
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	Aux cond. de fonct.	725 Wc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	I mpp	14 A
Surface totale	Surface modules		6.4 m²
Facteurs de perte du champ PV			
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (vent) 0.0 W/m ² K / m/s
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	60 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
Perte diode série	Chute de tension	0.7 V	Frac. pertes 1.2 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes 2.5 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes 1.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		Param. bo 0.05
Paramètres du système	Type de système	Système isolé avec batteries	
Batterie	Modèle	Open 12V / 100 Ah	
	Fabricant	Generic	
Caractéristiques du banc de batteries	Tension	24 V	Capacité nominale 200 Ah
	Nombre d'unités	2 en série x 2 en parallèle	
	Température	Fixée (20°C)	
Controller	Modèle	Universal controller with MPPT converter	
	Technologie	MPPT converter	Coeff. de temp. -5.0 mV/°C/elem.
Convertisseur	Efficacité maxl et EURO	97.0/95.0 %	
Battery management control	Treshold commands as	SOC calculation	
	Charge	SOC = 0.92/0.75	i.e. approx. 28.0/25.1 V
	Décharge	SOC = 0.20/0.45	i.e. approx. 23.6/24.4 V
Besoins de l'utilisateur :	Consomm. domestique moyenne	Constants sur l'année 2.1 kWh/Jour	

Tableau 4. 8. Paramètres de simulation du champ PV au silicium polycristallin avec "ajustement saisonnier d'inclinaison".

▪ Résultats de la simulation

La comparaison des résultats de simulation obtenus en utilisant deux technologies de modules PV (Tableaux 4.6 et 4.9) montre que la production énergétique du système est meilleure pour le champ PV au silicium monocristallin. L'énergie utile produite par le système PV et l'indice de performance, sont illustrés sur les figures 4.20 et 4.21, respectivement. Les pertes du système PV au silicium polycristallin sont illustrées sur le tableau 4.10.

PVSYST V6.44		29/06/16		Page 3/4	
Système isolé avec batteries: Résultats principaux					
Projet :	Stand alone system at Algiers				
Variante de simulation :	Nouvelle variante de simulation				
Principaux paramètres système		Type de système	Isolé avec batteries		
Orientation plan capteurs	Inclin. saisonnière (été/hiver)	20°/50°	azimut	0°	
Modules PV		Modèle E-2000 200	Pnom	200 Wc	
Champ PV	Nombre de modules	4	Pnom total	800 Wc	
Batterie		Modèle Open 12V / 100 Ah	Technologie	ouverte, plaques	
batteries	Nombre d'unités	4	Tension / Capacité	24 V / 200 Ah	
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année		global	766 kWh/an
Principaux résultats de la simulation					
Production du système	Energie disponible	1382 kWh/an	Productible	1728 kWh/kWc/an	
	Energie utilisée	765 kWh/an	En excès (inutilisée)	577 kWh/an	
Besoins non satisfaits	Indice de performance (PR)	44.9 %	Fraction solaire (SF)	99.9 %	
	Fraction du temps	0.1 %	Energie manquante	0 kWh/an	

Tableau 4.9. Principaux résultats de simulation du champ PV au silicium polycristallin avec "ajustement saisonnier d'inclinaison".

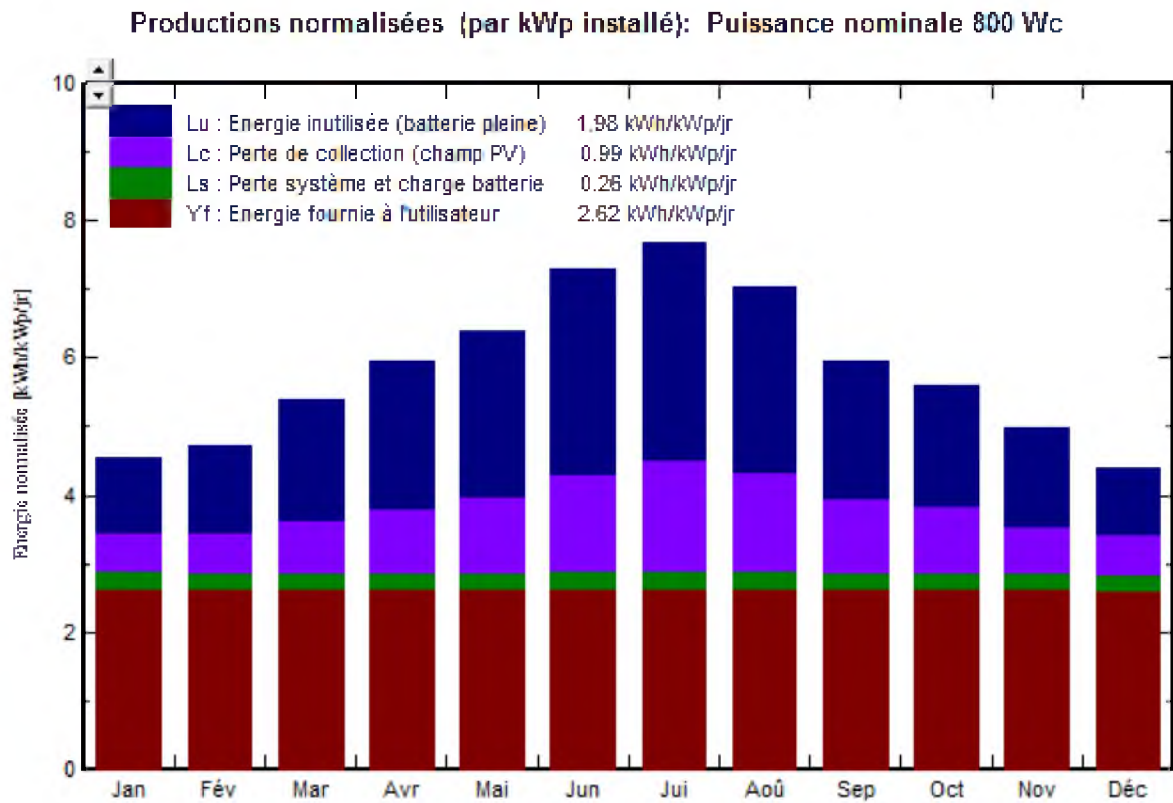


Figure 4.20. Energie utile produite par le système PV au silicium polycristallin sur un plan ajusté.

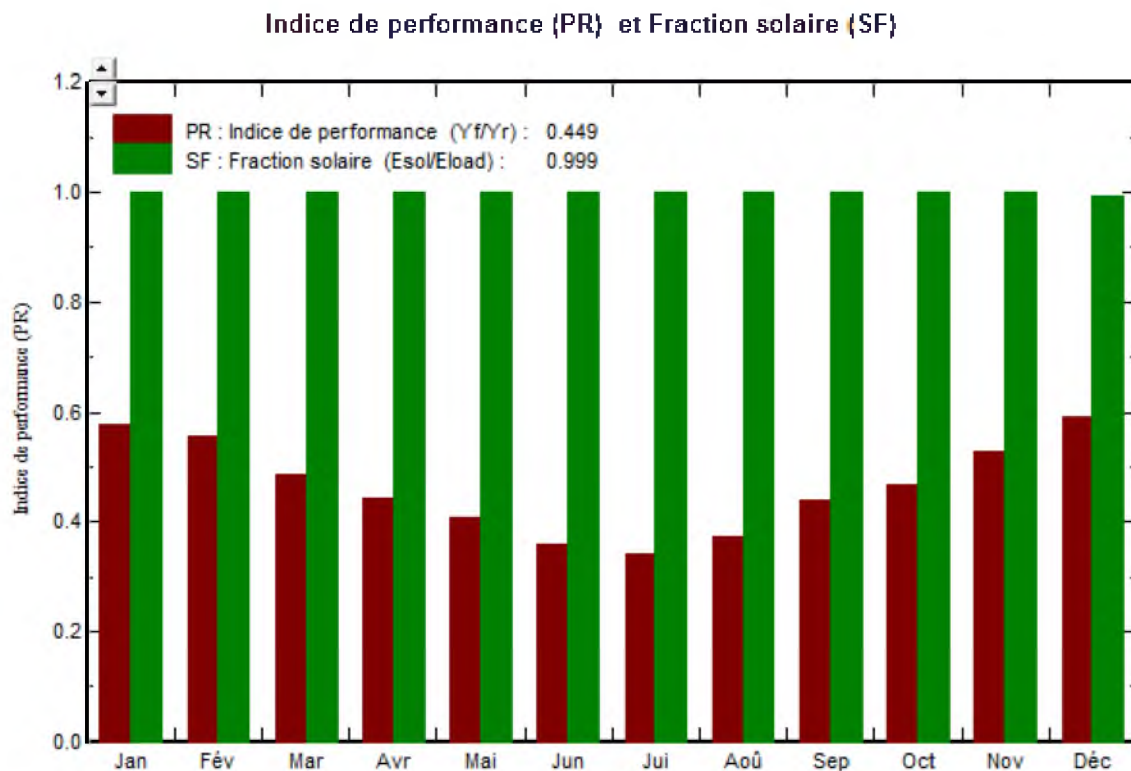


Figure 4.21. Indice de performance correspondant.

Système isolé avec batteries: Diagramme des pertes

Projet : **Stand alone system at Algiers**
 Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système		Type de système	Isolé avec batteries	
Orientation plan capteurs	Inclin. saisonnière (été/hiver)	20°/50°	azimut	0°
Modules PV		Modèle E-2000 200	Pnom	200 Wc
Champ PV	Nombre de modules	4	Pnom total	800 Wc
Batterie		Modèle Open 12V / 100 Ah	Technologie	ouverte, plaques
batteries	Nombre d'unités	4	Tension / Capacité	24 V / 200 Ah
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	global	766 kWh/an

Diagramme des pertes sur l'année entière

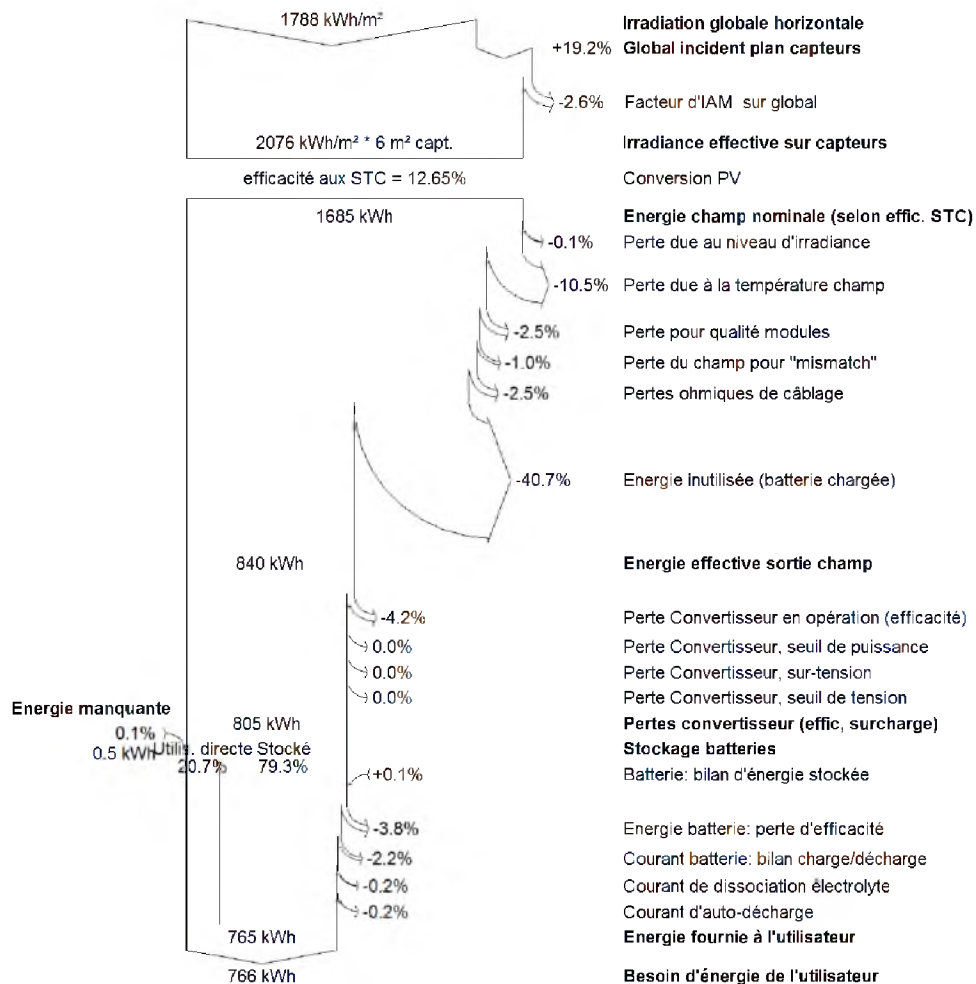


Tableau 4.10. Diagramme des pertes dans le système PV.

7. Simulation d'un système PV en couches minces à base de CdTe

La simulation se fait avec un ajustement saisonnier d'inclinaison, nous modifions la technologie des modules PV (Modules à base de CdTe) tout en gardant les mêmes autres paramètres (voir figure 4.22).

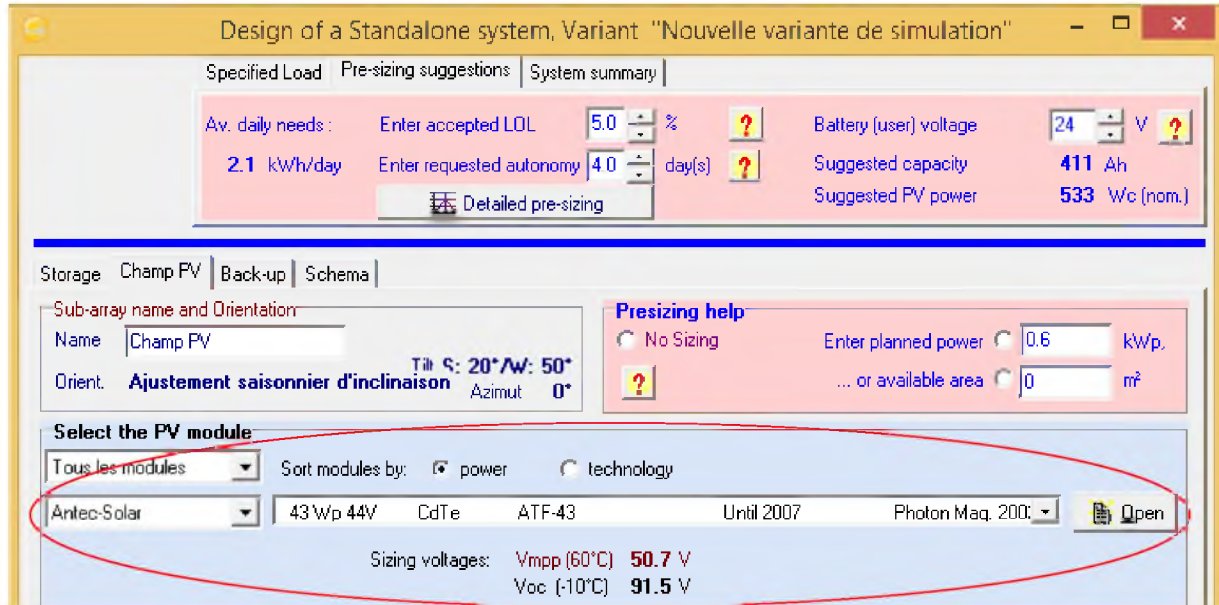


Figure 4.22. Le panneau PV à base de CdTe choisi pour l'installation.

Caractéristique du module PV choisi : (Annexe C)

Modèle : CdTe ATF-43

Fabricant : Antec- Solar

$P_{mpp} = 43,3 \text{ W}$

$I_{mpp} = 0,82 \text{ A}$

$V_{mpp} = 52,0 \text{ V}$

$I_{cc} = 1,12 \text{ A}$

$V_{co} = 87,0 \text{ V}$

Rendement: 06,01 % (figure 4.23)

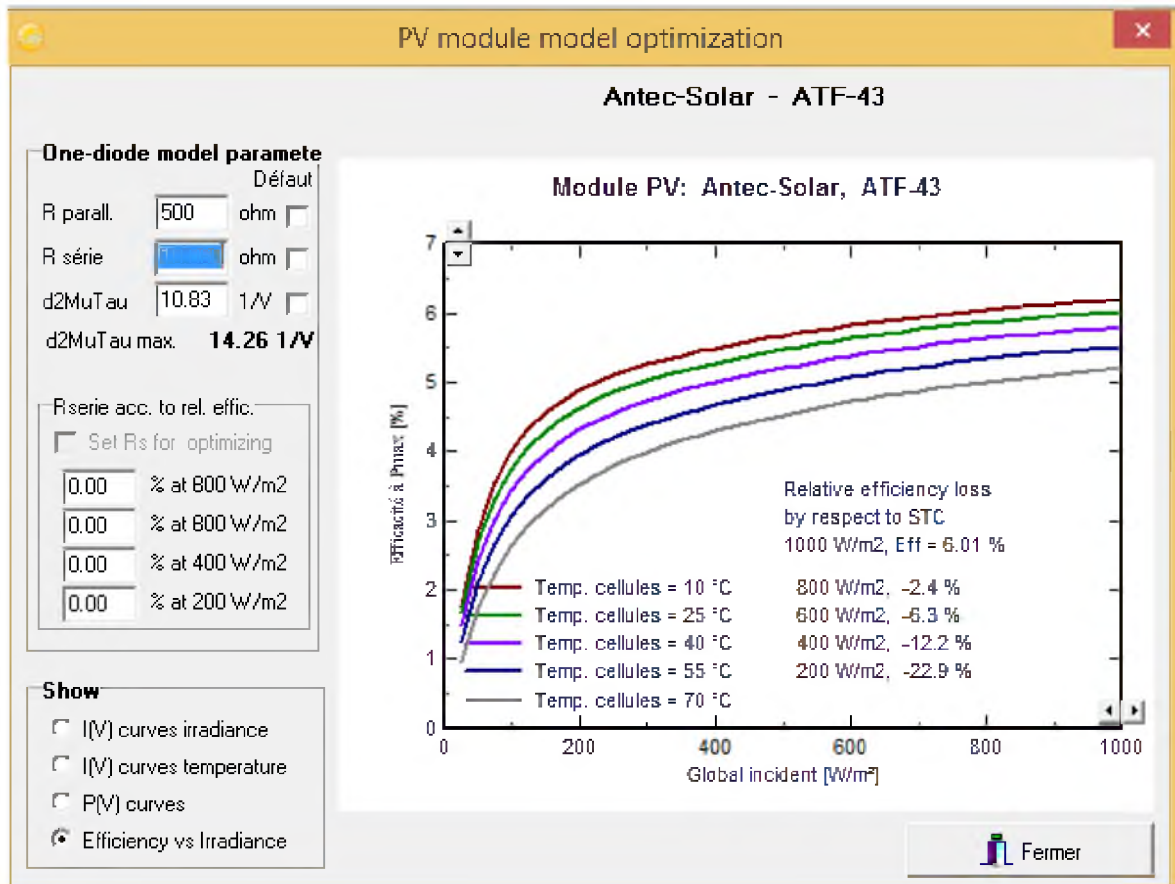


Figure 4.23. Evaluation du rendement en fonction de l'irradiance du module à base de cellules CdTe

Les paramètres de dimensionnement du champ PV en couches minces de CdTe, sont regroupés dans le tableau 4.11 ci-dessous.

PVSYST V6.44		29/06/16	Page 1/4
Système isolé avec batteries: Paramètres de simulation			
Projet :	Stand alone system at Algiers		
Site géographique	Algiers	Pays	Algeria
Situation	Latitude 36.7°N	Longitude	3.3°E
Temps défini comme	Temps légal Fus. horaire TU+1	Altitude	22 m
	Albédo 0.20		
Données météo:	Algiers	MeteoNorm 7.1 station - Synthétique	
Variante de simulation :	Nouvelle variante de simulation		
	Date de la simulation	29/06/16 à 00h19	
Paramètres de simulation			
Plan capteurs: Ajustement saisonnier d'inclin	Azimuth 0°	Saison d'hiver	O-N-D-J-F-M
	Inclin. été 20°	Inclin. hiver	50°
Modèles utilisés	Transposition Perez	Diffus	Perez, Meteonorm
Caractéristiques du champ de capteurs			
Module PV	CdTe	Modèle	ATF-43
Original PVsyst database		Fabricant	Antec-Solar
Nombre de modules PV		En série	2 modules
Nombre total de modules PV	Nbre modules		4
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	Aux cond. de fonct.	172 Wc
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	I mpp	105 V
Surface totale	Surface modules		2.9 m ²
Facteurs de perte du champ PV			
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (vent) 0.0 W/m ² K / m/s
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	1125 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
Perte diode série	Chute de tension	0.7 V	Frac. pertes 0.6 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes 5.0 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes 0.8 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo 0.05
Paramètres du système	Type de système	Système isolé avec batteries	
Batterie	Modèle	Open 12V / 100 Ah	
	Fabricant	Generic	
Caractéristiques du banc de batteries	Tension	24 V	Capacité nominale 200 Ah
	Nombre d'unités	2 en série x 2 en parallèle	
	Température	Fixée (20°C)	
Controller	Modèle	Universal controller with MPPT converter	
	Technologie	MPPT converter	Coeff. de temp. -5.0 mV/°C/elem.
Convertisseur	Efficacité maxl et EURO	97.0/95.0 %	
Battery management control	Treshold commands as	SOC calculation	
	Charge	SOC = 0.92/0.75	i.e. approx. 27.1/25.1 V
	Décharge	SOC = 0.20/0.45	i.e. approx. 23.6/24.4 V
Besoins de l'utilisateur :	Consomm. domestique moyenne	Constants sur l'année 2.1 kWh/Jour	

Tableau 4. 11. Paramètres de simulation du champ PV de technologie CdTe avec "ajustement saisonnier d'inclinaison".

▪ **Résultats de la simulation**

PVSYST V6.44		29/06/16	Page 3/4
Système isolé avec batteries: Résultats principaux			
Projet :	Stand alone system at Algiers		
Variante de simulation :	Nouvelle variante de simulation		
Principaux paramètres système	Type de système	Isolé avec batteries	
Orientation plan capteurs	Inclin. saisonnière (été/hiver)	20°/50°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	ATF-43	Pnom 43 Wc
Champ PV	Nombre de modules	4	Pnom total 172 Wc
Batterie	Modèle	Open 12V / 100 Ah	Technologie ouverte, plaques
batteries	Nombre d'unités	4	Tension / Capacité 24 V / 200 Ah
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	global 766 kWh/an
Principaux résultats de la simulation			
Production du système	Energie disponible	272.8 kWh/an	Productible 1586 kWh/kWc/an
	Energie utilisée	260.6 kWh/an	En excès (inutilisée) 0.0 kWh/an
	Indice de performance (PR)	71.1 %	Fraction solaire (SF) 34.0 %
Besoins non satisfaits	Fraction du temps	68.0 %	Energie manquante 505.1 kWh/an

Tableau 4.12. Principaux résultats de simulation du champ PV de technologie CdTeavec ajustement saisonnier d'inclinaison.

On remarque que l'énergie produite par le système de technologie CdTeest de 272.8 kWh /an, alors que les besoins d'utilisateurs sont estimés à 766 kWh /an, dans ce cas notre installation couvre seulement 260.6 kWh/an des besoins d'utilisateurs et il reste 505.1 kWh/an de l'énergie manquante comme le montre le tableau 4.12.

Pour y remédier à ce problème, il faut ajouter tant de modules PV comme l'illustre le tableau 4.13 ci-dessous.

PVSYST V6.44		30/06/16	Page 3/4
Système isolé avec batteries: Résultats principaux			
Projet :	Stand alone system at Algiers		
Variante de simulation :	Nouvelle variante de simulation		
Principaux paramètres système	Type de système	Isolé avec batteries	
Orientation plan capteurs	Inclin. saisonnière (été/hiver)	20°/50°	azimut 0°
Modules PV	Modèle	ATF-43	Pnom 43 Wc
Champ PV	Nombre de modules	26	Pnom total 1118 Wc
Batterie	Modèle	Open 12V / 100 Ah	Technologie ouverte, plaques
batteries	Nombre d'unités	4	Tension / Capacité 24 V / 200 Ah
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	global 766 kWh/an
Principaux résultats de la simulation			
Production du système	Energie disponible	1801 kWh/an	Productible 1611 kWh/kWc/an
	Energie utilisée	765 kWh/an	En excès (inutilisée) 990 kWh/an
	Indice de performance (PR)	32.1 %	Fraction solaire (SF) 100.0 %
Besoins non satisfaits	Fraction du temps	0.1 %	Energie manquante 0 kWh/an

Tableau 4.13. Principaux résultats de simulation du champ PV de technologie CdTe après l'ajout de modules PV avec ajustement saisonnier d'inclinaison.

Il nous a fallu 26 modules de CdTe pour pouvoir satisfaire tous les besoins d'utilisateur et cela nécessite 18 m² de surface au lieu de 6.5 m² en utilisant 4 modules du type monocristallin ou polycristallin. Comme notre installation est conçue pour alimenter en électricité une habitation de surface bien limitée, l'utilisation de ces modules PV à base de CdTe dans notre installation n'est pas envisageable.

8. Conclusion

A partir des résultats des simulations, nous pouvons conclure que les systèmes PV à base du silicium monocristallin permettent d'atteindre une production maximale d'énergie comparativement aux systèmes à base du silicium polycristallin ou couches minces de CdTe.

Le système PV nécessite un grand nombre de modules PV en couches minces (CdTe) et une surface plus importante pour atteindre la même production énergétique que les modules PV au silicium cristallin (mono et polycristallin).

Conclusion générale

Conclusion générale

Notre étude a porté sur la simulation et l'optimisation d'une installation photovoltaïque autonome, destinée à l'alimentation en électricité d'une habitation située à Alger.

La première partie de ce mémoire a été consacrée à la présentation des équipements solaires photovoltaïques (cellules et modules PV). Nous avons revu les différentes technologies commercialisées des modules PV en précisant leurs caractéristiques. Nous avons ensuite décrit le fonctionnement des centrales photovoltaïques.

Dans la deuxième partie, nous avons effectué un dimensionnement de notre installation PV à l'aide du logiciel PVsyst en optimisant l'inclinaison des modules PV, et en évaluant sa production énergétique par la comparaison de trois technologies solaires: silicium monocristallin, silicium polycristallin et couche mince CdTe.

A partir de nos résultats de simulation et d'optimisation de l'installation photovoltaïque, nous déduisons :

- L'installation PV en technologie silicium monocristallin permet d'obtenir une meilleure production énergétique par rapport à celle au silicium polycristallin et CdTe.
- L'installation PV nécessite un grand nombre de modules PV en couches minces de CdTe et une surface plus importante pour atteindre la même production énergétique que celle utilisant un nombre réduit de modules PV au silicium cristallin (mono et polycristallin). Donc les installations PV en technologie silicium mono et polycristallin sont les deux installations envisageables pour le site d'Alger.
- L'utilisation d'un système de poursuite solaire permet d'améliorer le rendement énergétique de l'installation PV.

En perspective, il serait intéressant de prendre en compte l'effet de quelques paramètres comme la température et l'ombrage qui ont un impact important sur les performances des systèmes PV.

Références

Références

- [1] MEZIANI Faiza, « Détermination du gisement solaire par traitement d'images MSG », Thèse de magister en électronique, Tizi-Ouzou 2011.
- [2] Sylvain Brigand, « Installations solaires photovoltaïques », Ed Le moniteur, Paris 2011.
- [3] BENSEBA Ghalia, « Etude des différents paramètres influençant le rendement et la stabilité d'une cellule solaire organique » mémoire de magister Tizi-Ouzou 2013.
- [4] HELALI Kamelia, « Modélisation d'une cellule photovoltaïque : étude comparative », Thèse de magister en électrotechnique, Tizi-Ouzou 2012.
- [5] [http : // www.enerdas.com/cms/solar.htm](http://www.enerdas.com/cms/solar.htm)
- [6] B. Flèche, D. Delagnes, « Production d'énergie électrique : énergie solaire photovoltaïque », juin 07.
- [7] F.S. Tymvios, C.P.Jacovides, S.C.Michaelides, C.Scouteli, « comparative study of Angstroms and artificial neural networks methodologies in estimating global solar radiation », Solar Energy 78, 752-762, 2005.
- [8] F. Chekired, « Etude et implémentation d'une commande MPPT neuro-floue sur FPGA » Mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2008.
- [9] Yingni Jiang, « Computation of monthly mean daily global solar radiation in China using artificial neural networks and comparison with other empirical models », Energy 34, 1276-1283, 2009.
- [10] Trahi Fatiha, « prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-Ouzou par le réseau de neurones artificiels. Application pour le dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation du laboratoire de recherche LAMPA. », Thèse de magister en électronique, Tizi-Ouzou 2011.
- [11] Mark HANKINS, Installations solaires photovoltaïques autonomes, traduit de l'anglais par Daniel Gouadec, Editions DUNOD. Paris 2012.
- [12] [https : // www.altestore.com](https://www.altestore.com)
- [13] P. Bessemoulin, J. Olivieri, « Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette », La météorologie 8^e série, Septembre 2000

- [14] N. Varado, « Contribution au développement d'une modélisation hydrologique distribuée. Application au bassin versant de la donga, au Benin », Thèse de Doctorat en Mécanique des milieux Géophysiques et Environnement, à l'INPG, soutenue le 28 septembre 2004.
- [15] S.M. Ait cheikh, « Etude, Investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques », thèse de Doctorat d'Etat en électronique, Ecole Nationale Polytechnique, soutenue en Décembre 2007.
- [16] <https://sites.google.com/site/tpeepv>.
- [17] <https://www.mediaterre.org>
- [18] M. PETIBON Stéphane «Nouvelle architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques », thèse de doctorat, université de Toulouse, 2009.
- [19] G. A.GOW and C.D.MANING, « Developpement of photovoltaic array model for use in power-electrons simulation studies», Power Appl, vol 146, No 2, 1999
- [20] M. Adouane, « Etude et conception d'une stratégie de commande d'un onduleur connecté au réseau électrique », mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algerie 2008.
- [21] Toumi Sihem, « Etude des composants électroniques (cellules solaires , diodes shottky) en utilisant les algorithmes génétiques et le langage VHDL AMS », thèse de doctorat en science, Université Farhat ABBAS-Setif, 2012.
- [22] J.Zaho ; A. Wang ; Campbell, P; «A 19.8 % efficient honeycomb multicristalline silicon solar cell with improved light trapping », Electron Devices, IEEE Transactions, vol. 46, No, 10, pp.1978-1983, Oct.1999.
- [23] BENSACI Wafa « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT » Master en génie électrique, 2011-2012.
- [24] Systèmes solaires, hors-série spécial « Recherche solaire » juillet 2006
- [25] V. Quashning, « Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems”, Solar energy, Vol.56, No. 6, pp.513-520,1996.
- [26] Alain Ricaud, Cythelia expertise et conseil, Modules et systèmes photovoltaïques, 2008.
- [27] Gérard Moine, Spécifications techniques relatives à la protection des personnes et des biens dans les installations photovoltaïques- Guide pratique à l'usage des bureaux

d'études et installateurs, syndicat des énergies renouvelables-Soler-Ademe-Transénergie, décembre, 2005

[28] Revue des énergies renouvelables vol , 11 N^o 3 (2008) 407-422

[29] Thèse pour l'obtention du grade de Docteur de l'Université de Metz « Optimisation du Transfert d'énergie dans les systèmes photovoltaïques » 2011.

[30] J.M. Chasseriau, « Conversion Thermique et applications », Ed, DUNOD, France 1984.

[31] Systèmes solaires, l'observateur des énergies renouvelables, Ed.Observ'ER, revue d'actualité des énergies renouvelables consultable sur le site : www.energies-renouvelables.org.

[32] Violaine Didier, les onduleurs pour systèmes photovoltaïques- Fonctionnement, Etat de l'art et étude des performances, rapport pour l'association Hespul, aout 2007.

[33] Pierre Teisseire, « Etudier un projet d'installation photovoltaïque : dimensionner un parc de batteries », guide Technique, Centre de formation de marigot, Novembre 2003, Haiti.

Annexes

Annexes A

Définition d'un module PV

Données de base | Données additionnelles | Paramètres modèle | Dimensions et Technologie | Commercial | Graphiques

Modèle: Mono 250 Wp 60 cells Fabricant: Generic
 Nom fichier: Generic_Mono_250W.PAN Source données: Typical
 ? Original PVsyst database Prod. depuis 2015

Puissance n° 250.0 Wp Tol. +/- 0.0 3.0 % Technologie: Si-mono

Spécifications fabricant ou autres mesures

Cond. de référence:	GRef	1000	W/m²	TRef	25	°C
Courant de court-circuit	Isc	8.630	A	Circuit ouvert Vco	37.40	V
Point de Puissance max.:	Imp	8.140	A	Vmpp	30.70	V
Coefficient de température	mulsc	4.3	mA/°C	Nbre cellules	60 en série	
	ou mulsc	0.050	%/°C			

Résumé du modèle

Paramètres principaux

R parall.	300 ohm
Rparall(G=0)	1200 ohm
R série model	0.29 ohm
R série max.	0.31 ohm
R série apparent	0.45 ohm

Paramètres modèle

Gamma	0.913
IoRef	0.02 nA
µVco	-140 mV/°C
µuPMax fixé	-0.45 /°C

Résultats du modèle interne

Conditions de fonctionnement	GOper	1000	W/m²	TOper	25	°C
Point de Puissance max.:	Pmpp	249.9	W	peff. de temperature	-0.44	%/°C
	Courant Imp	8.15	A	Tension Vmpp	30.7	V
	Courant de court-circuit Isc	8.63	A	Circuit ouvert Vco	37.4	V
Efficacité	/ Surf. cellules	17.57	%	/ Surf. module	15.36	%

Voir optimisation Export vers table Imprimer Annuler OK

Figure 3. Caractéristiques techniques du module PV au silicium monocristallin utilisé.

Annexes B

Définition d'un module PV

Données de base | Données additionnelles | Paramètres modèle | Dimensions et Technologie | Commercial | Graphiques

Modèle: E-2000 200 Fabricant: Energetica
 Nom fichier: Energetica_E2000_200.PAN Source données: Photon Mag. 2009
 ? Original PVsyst database Prod. depuis 2005 à 2011

Puissance n: 200.0 Wp Tol. +/- 5.0 5.0 % Technologie: Si-poly

Spécifications fabricant ou autres mesures

Cond. de référence:	GRef	1000 W/m ²	TRef	25 °C
Courant de court-circuit	Isc	7.720 A	Circuit ouvert Vco	36.00 V
Point de Puissance max.:	Imp	7.060 A	Vmpp	28.70 V
Coefficient de température	mulsc	3.9 mA/°C	Nbre cellules	60 en série
	ou mulsc	0.050 %/°C		

Résumé du modèle

Paramètres principaux

R parall.	220 ohm
Rparall(G=0)	900 ohm
R série model	0.43 ohm
R série max.	0.54 ohm
R série apparent	0.64 ohm

Paramètres modèle

Gamma	1.048
IoRef	1.57 nA
μVco	-120 mV/°C

Résultats du modèle interne

Conditions de fonctionnement	GOper	1000 W/m ²	TOper	25 °C
Point de Puissance max.:	Pmpp	202.0 W	coeff. de température	-0.42 %/°C
	Courant Imp	7.15 A	Tension Vmpp	28.4 V
	Courant de court-circuit Isc	7.72 A	Circuit ouvert Vco	36.0 V
Efficacité	/ Surf. cellules	N/A %	/ Surf. module	12.65 %

Voir optimisation Export vers table Imprimer Annuler OK

Figure 2. Caractéristiques techniques du module PV au silicium polycristallin utilisé.

Annexes C

Définition d'un module PV

Données de base | Données additionnelles | Paramètres modèle | Dimensions et Technologie | Commercial | Graphiques

Modèle: ATF-43 Fabricant: Antec-Solar
 Nom fichier: Antec_ATF43.PAN Source données: Photon Mag. 2002
 ? Original PVsyst database Prod. depuis 2003 à 2007

Puissance n° **43.0** Wp Tol. +/- **-10. 10.0** % Technologie: CdTe

**La puissance nominale ne correspond pas au produit $I_{mp} * V_{mp}$ (différence de -0.84%).
 Cela va perturber le résultat du Rapport de Performance (PVsyst accepte en principe une différence de 0.2%)**

Specifications fabricant ou autres mesures

Cond. de référence:	GRef	1000	W/m ²	TRef	25	°C
Courant de court-circuit	Isc	1.120	A	Circuit ouvert Vco	87.00	V
Point de Puissance max.:	Impp	0.820	A	Vmpp	52.00	V
Coefficient de température	mulsc	0.9	mA/°C	Nbre cellules	119 en série	
	ou mulsc	0.080	%/°C			

Résumé du modèle

Paramètres principaux

R parall.	500 ohm
Rparall(G=0)	2000 ohm
R série model	10.06 ohm
R série max.	20.61 ohm
R série apparent	24.36 ohm

Paramètres modèle

Gamma	4.106
IoRef	410.0 uA
μV_{co}	-160 mV/°C
μP_{Max} fixé	-0.25 /°C

pour les amorphes

$d\mu_{Tau}$	10.8 /V
--------------	---------

Résultats du modèle interne

Conditions de fonctionnement	GOper	1000	W/m ²	TOper	25	°C
Point de Puissance max.:	Pmpp	43.3	W	peff. de température	-0.22	%/°C
	Courant Impp	0.76	A	Tension Vmpp	57.0	V
	Courant de court-circuit Isc	1.12	A	Circuit ouvert Vco	87.0	V
Efficacité	/ Surf. cellules	N/A	%	/ Surf. module	6.01	%

Voir optimisation Export vers table Imprimer Annuler OK

Figure 3. Caractéristiques techniques du module PV au CdTe utilisé.