

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE  
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA**

FACULTE DE TECHNOLOGIE  
DEPARTEMENT : GENIE ELECTRIQUE  
N° : ELM06



FILIERE : ELECTROMECHANIQUE  
OPTION : ELECTROMECHANIQUE

**Mémoire présenté pour l'obtention du diplôme de  
Master en Electromécanique**

**Présenté par :**

**Tahmi Faris  
Oulad Hadjou Hammou**

**Thème**

**Dimensionnement d'un système de pompage d'eau  
photovoltaïque destiné à l'irrigation  
(Cas de la région de M'sila)**

**Soutenu devant le jury composé de :**

Dr. ABDOU Abdelhak	MCA	Président
Dr. LAAMARI Yahia	MCA	Rapporteur
Dr. ZOUGAR Eloualid	MCB	Examineur

**Année universitaire : 2021/2022**

## ***Dédicaces***

*A ma tendresse ... mon soleil ... ma confiance*

*A toi ... ma chère maman*

*A mon enseignant ... mon soutien ... ma force*

*A toi ... mon cher papa*

*A mes bougies ... mes amies ... lis de mon  
printemps*

*A vous ... mes chères frères et sœurs*

*Aux brins de lumière ... A tous qui ont laissé une  
empreinte de joie dans ma voie*

## Dédicaces

*Je Dédie ce travail :*

*A Mes chers parents*

*À mon frère, à ma sœur et à toute la famille*

*Et À tous mes Amis*

Ceci est un filigrane pour la version d'essai, achetez pour obtenir une version complète !

*Faris Tahmi...*

Avantages d'un compte VIP :

1. Convertir le document en entier.
2. Aucun filigrane sur les documents de sortie.

Enlevez-

## ***Remerciements***

*Tout d'abord, nous nous tournons vers Dieu, le Tout-Puissant, pour le remercier de nous avoir donné courage, soutien et patience pour accomplir ce travail.*

*Nous tenons à remercier notre encadreur, le Dr. Yahia LAAMARI, de son soutien et de ses conseils, qui font preuve d'une disponibilité inégalée axée sur le suivi et les encouragements qui méritent d'être cités.*

*Nous remercions également les membres du jury, tous les enseignants du Département de Génie électrique de l'université Med Boudiaf de M'sila, pour leur disponibilité et leurs encouragements tout au long de notre formation, ainsi que tous nos amis, pour leur soutien moral et leur aide précieuse.*

*Enfin, notre grande gratitude et notre admiration pour nos parents et toute notre famille pour leur aide et leur soutien inébranlables.*

*Tahmi Faris & Oulad Hadjou Hammou*

## Résumé

Actuellement, l'énergie solaire photovoltaïque connaît une croissance significative et représente la solution idéale pour l'approvisionnement en eau, notamment pour les régions éloignées et isolées où le réseau électrique est absent. L'utilisation du photovoltaïque comme source d'énergie pour le pompage d'eau est considérée comme l'un des domaines les plus prometteurs d'application de l'énergie photovoltaïque. L'étude présente se focalise sur l'optimisation de l'exploitation de l'énergie photovoltaïque dans un système de pompage sans utilisation des batteries.

Ce travail présente deux méthodes de dimensionnement de systèmes de pompage photovoltaïque, La première repose sur le calcul analytique alors que la seconde est basée sur l'utilisation d'un logiciel interactif PVsyst. Ces deux méthodes permettent de dimensionner une installation de pompage photovoltaïque pour satisfaire les besoins en eau d'une consommation bien déterminée. Elles sont basées essentiellement sur l'évaluation des besoins d'eau, le calcul de l'énergie hydraulique nécessaire, la détermination de l'énergie solaire disponible et le choix des composants.

**Mots clés :** PVsyst ,Dimensionnement, Système de pompage photovoltaïque,Irrigation

## Abstract

Currently, photovoltaic solar energy has significant growth and represents the ideal solution for water supply, especially for distant and isolated regions where the electricity grid is absent. The use of photovoltaic as a source of energy for water pumping is considered to be one of the most promising fields of application of photovoltaic energy. The present study focuses on the optimization of the exploitation of photovoltaic energy in a pumping system without the use of batteries.

This work presents two methods of sizing photovoltaic pumping systems; the first is based on analytical calculation while the second is based on the use of interactive software PVsyst. These two methods make it possible to size a photovoltaic pumping installation to meet the water needs of a well-defined consumption. They are essentially based on the assessment of water needs, the calculation of the hydraulic energy required, the determination of the solar energy available and the choice of components.

**Keywords:** PVsyst, Dimensioning, Photovoltaic pumping system, Irrigation.

## ملخص

حاليًا ، تتمتع الطاقة الشمسية الكهروضوئية بنمو كبير وتمثل الحل الأمثل لإمدادات المياه ، خاصة للمناطق البعيدة والمعزولة حيث تكون شبكة الكهرباء غائبة. يعتبر استخدام الخلايا الكهروضوئية كمصدر للطاقة لضخ المياه من أكثر المجالات الواعدة لتطبيق الطاقة الكهروضوئية. تركز الدراسة الحالية على الاستفادة المثلى من الطاقة الكهروضوئية في نظام الضخ دون استخدام البطاريات.

يقدم هذا العمل طريقتين لتحجيم أنظمة الضخ الكهروضوئية ، الأولى تعتمد على الحساب التحليلي بينما تعتمد الثانية على استخدام البرمجيات التفاعلية. PVsyst. تتيح هاتان الطريقتان إمكانية تحديد حجم تركيب المضخة الكهروضوئية لتلبية احتياجات المياه لاستهلاك محدد جيدًا. وهي تستند بشكل أساسي إلى تقييم الاحتياجات المائية ، وحساب الطاقة الهيدروليكية المطلوبة ، وتحديد الطاقة الشمسية المتاحة واختيار المكونات.

**الكلمات المفتاحية:** الأبعاد ، نظام الضخ الكهروضوئي ، الري. PVsyst

## Table des matières

<i>Dédicaces</i> .....	I
<i>Remerciements</i> .....	II
Résumé .....	III
Abstract.....	III
Table des matières .....	III
Liste des figures.....	V
Introduction générale.....	1
I. Chapitre I Généralités sur l'énergie solaire photovoltaïque .....	1
I.1 Introduction.....	1
I.2 Historique.....	1
I.3 Rayonnement solaire.....	2
I.3.1 Définition.....	2
I.4 Énergie solaire.....	8
I.4.1 Capter l'énergie solaire .....	9
I.5 Effet photovoltaïque.....	11
I.6 Principe de la conversion photovoltaïque .....	12
I.7 Cellules photovoltaïques .....	12
I.7.1 Les différents types des cellules photovoltaïques .....	13
I.7.2 Caractéristiques de la cellule photovoltaïque .....	16
I.7.3 Puissance crête d'une cellule PV .....	18
I.7.4 Courant de court-circuit, $I_{cc}$ .....	18
I.7.5 Tension de circuit-ouvert, $V_{oc}$ .....	18
I.7.6 Facteur de forme FF .....	18
I.7.7 Rendement de conversion $\eta$ .....	18
I.8 Module photovoltaïque .....	19
I.8.1 Association en série .....	20
I.8.2 Association en parallèle.....	21
I.8.3 Association hybride en (série/parallèle) .....	23
I.9 Systèmes photovoltaïques .....	24
I.9.1 Les différents types de systèmes photovoltaïques .....	24
I.10 Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque .....	25
I.11 Conclusion.....	26
II. Chapitre II SYSTEME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE.....	31
II.1 Introduction .....	31
II.2 Le système de pompage solaire autonome .....	31
II.2.1 Alimentation en eau :.....	31
II.2.2 Irrigation .....	32
II.2.3 Méthodes de pompages .....	32

II.2.4	Pompage « au fil du soleil .....	32
II.2.5	Pompage avec batteries .....	33
II.3	Avantages et inconvénients des pompages au fil du soleil et avec batteries .....	33
II.3.1	Pompage au fil du soleil .....	33
II.3.2	Pompage avec batterie .....	34
II.4	Coupe de forage .....	34
II.4.1	Caractéristiques du forage .....	35
II.5	Configurations du système de pompage photovoltaïque .....	36
II.5.1	Le générateur photovoltaïque .....	36
II.5.2	Le groupe électropompe .....	37
II.6	Technique de dimensionnement .....	44
II.6.1	Estimations des besoins en eau .....	44
II.6.2	Calcul de l'énergie hydraulique quotidienne requise .....	44
II.6.3	Calcul de la hauteur manométrique totale (HMT) .....	44
II.6.4	Energie solaire disponible et dimensionnement du champ photovoltaïque .....	48
II.7	Généralité sur l'irrigation : .....	50
II.7.1	Irrigation de la surface : .....	51
II.8	Conclusion .....	53
III.	Chapitre III Dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque .....	65
III.1	Introduction .....	65
III.2	Dimensionnement complet de l'installation PV: .....	65
III.2.1	Détermination du besoin en eau .....	65
III.2.2	La hauteur manométrique totale (HMT) .....	65
III.2.3	Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire .....	66
III.2.4	Calcul de l'énergie électrique .....	66
III.2.5	Détermination du nombre de panneaux .....	67
III.3	Simulation par Pvsyst .....	68
III.3.1	Présentation de Pvsyst .....	68
III.3.2	La conception du projet .....	69
III.3.3	Conception du projet .....	70
III.3.4	Coordonnée géographique .....	70
III.3.5	Données météorologiques .....	70
III.3.6	Les étapes de conception d'un système de pompage photovoltaïque .....	71
III.3.7	Définition des besoins de l'utilisateur .....	72
III.3.8	Choix des composants .....	74
III.3.9	Influence de l'éclairement sur les caractéristiques externes du module .....	76
III.3.10	Influence de l'éclairement sur les caractéristiques externes du module .....	76
III.4	L'exécution de la simulation .....	77
III.4.1	Les Productions Normalisées .....	78
III.4.2	Diagramme de température en fonction d'irradiation effective .....	78
III.4.3	Energie effective en sortie des module .....	79
III.4.4	Performance ration .....	80
III.4.5	Diagramme journalier Entrée/Sortie .....	80

III.4.6	Diagramme des pertes .....	82
III.5	Conclusion.....	82
	Bibliographie .....	67

## Liste des figures

### Chapitre I

Figure I.1 Bandes spectrales du rayonnement solaire .....	2
Figure I.2: Les trois composantes du rayonnement solaire .....	3
Figure I.3: Rayonnement solaire incident en ondes courtes quotidien moyen à M'Sila .....	4
Figure I.4: Énergie solaire à M'sila .....	4
Figure I.5 Température moyenne à M'sila .....	5
Figure I.6 Température moyenne à M'sila .....	5
Figure I.7 Repère horizontal .....	6
Figure I.8 Repère équatorial .....	8
Figure I.9 solaire thermique .....	9
Figure I.10: Solaire Thermodynamique .....	10
Figure I.11 solaire photovoltaïque .....	10
Figure I.12 : Structure d'une cellule photovoltaïque en silicium .....	11
Figure I.13 Schéma principe des cellules photovoltaïques .....	13
Figure I.14: Les cellules multi-jonction .....	13
Figure I.15 : Cellule en silicium monocristallin .....	14
Figure I.16 : Cellule en silicium poly cristallin .....	14
Figure I.17 ; Cellule sans silicium en couche mince .....	15
Figure I.18 : Cellule silicium amorphe en couche mince .....	15
Figure I.19: schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque .....	16
Figure I.20: Influence des résistances shunts et séries sur .....	17
Figure I.21 : Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque .....	19
Figure I.22 Module photovoltaïque .....	20
Figure I.23 : Cellules identiques en série .....	20
Figure I.24: Modules en série avec cellules occultées .....	21
Figure I.25: Modules en séries avec diodes parallèles .....	21
Figure I.26: Cellules identiques en parallèles .....	22
Figure I.27 : Modules en parallèles avec cellules occultées .....	23
Figure I.28 : Modules en parallèles avec diodes anti-retour .....	23

### Chapitre II

Figure II.1: Schéma du principe de pompage au fil du soleil .....	33
Figure II.2: Groupement de $N_s$ module en série et $N_p$ en parallèle .....	36
Figure II.3: Pompage photovoltaïque avec pompe volumétrique .....	38
Figure II.4: Pompage photovoltaïque avec pompe centrifuge .....	39
Figure II.5: Système de pompage utilisant le moteur à courant continu .....	39
Figure II.6: Système de pompage utilisant le moteur à courant alternatif .....	40
Figure II.7: les composants indispensables .....	40
Figure II.8: les composants optionnels possibles .....	41
Figure II.9: Exemples de contrôleurs de pompe .....	42
Figure II.10: Exemples d'onduleurs solaires de pompage .....	43
Figure II.11 : Pompe standard .....	43
Figure II.12: Système de pompage photovoltaïque avec stockage .....	45
Figure II.13: formule de Jules Dipuit .....	46
Figure II.14: Chaîne de conversion d'un pompage PV au fil du soleil .....	48
Figure II.15: Irrigation par bassins .....	51
Figure II.16: Alimentation des sillons par siphons .....	52

Figure II.17: Irrigation par aspersion .....	52
Figure II.18: L'irrigation par goutte a goutte .....	53

### Chapitre III

Figure III.1 : Besoins de l'utilisateur .....	66
Figure III.2 : Résultats de la simulation .....	67
Figure III.3: Nombre de panneaux (série / parallèle) .....	68
Figure III.4: Menu principal de logiciel Pvsyst.....	69
Figure III.5: Coordonnée géographique de M'sila.....	70
Figure III.6: Paramètres climatique de M'sila.....	71
Figure III.7: Trajectoires du soleil (diagramme hauteur / azimut).....	71
Figure III.8: Orientation et inclinaison du système PV.....	72
Figure III.9: Circuit hydraulique de pompage.....	73
Figure III.10: Détermination des besoins en eau.....	74
Figure III.11: Définition de la pompe. ....	74
Figure III.12: Le type de module PV. ....	75
Figure III.13: Type de l'onduleur.....	75
Figure III.14: Evolution de la puissance en fonction de la tension dans des conditions .....	76
Figure III.15: L'effet de l'irradiation sur la caractéristique I-V .....	76
Figure III.16: L'effet de de température et l'irradiation sur l'efficacité.....	77
Figure III.17: les résultats du simulation.....	77
Figure III.18: Les productions normalisées.....	78
Figure III.19: Diagramme journalier Entrée/Sortie.....	79
Figure III.20: Distribution de l'énergie effective en sortie des modules.....	79
Figure III.21: Indice de performance .....	80
Figure III.22: Diagramme journalier Entrée/Sortie.....	81
Figure III.23: Diagramme des pertes sur l'année entier.....	82

INTRODUCTION  
GENERALE

## **Introduction générale**

De nos jours, beaucoup de populations dans les zones rurales des pays en voie de développement affrontent de grands problèmes dus au déficit en eau. Ces problèmes sont spécialement accentués dans les zones arides et semi-arides. Le déficit en eau dans ces zones est une question vitale pour les populations. L'amélioration des conditions de vie dans ces zones est liée à la recherche des solutions adéquates à ce problème.

L'énergie solaire photovoltaïque connaît une forte croissance ces dernières années et représente la solution idéale pour l'approvisionnement en eau, notamment pour les régions éloignées et isolées où le réseau électrique est absent. En effet, ce type d'énergie constitue une alternative aux énergies fossiles (i.e. pétrole, le charbon et le gaz naturel), elle permet la production d'électricité décentralisée et offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement.

L'utilisation du photovoltaïque comme source d'énergie pour le pompage d'eau est considérée comme l'un des domaines les plus prometteurs d'application de l'énergie photovoltaïque et convient particulièrement bien pour les utilisations en milieu rural où les populations sont réparties dans de petites communautés et où la demande énergétique est relativement faible. Néanmoins, la production d'électricité par générateur photovoltaïque (GPV) est liée à l'intensité, à la durée de l'ensoleillement et à l'orientation du panneau par rapport au soleil. En outre, le caractère aléatoire de cette source nous impose d'établir des règles de dimensionnement et d'utilisation de ce système pour l'exploiter au mieux.

La conversion de l'énergie solaire par voie photovoltaïque est l'une des meilleures façons de récolter l'énergie solaire. Un système de pompage est composé de panneaux photovoltaïques, pompe et moteur. En fonction du système adopté, des batteries de stockages, un contrôleur de charge peut être envisagé. Si le moteur de la pompe choisie marche avec un courant alternatif, il est recommandé d'installer un convertisseur (DC-AC) du courant continu vers le courant alternatif (Frenkel, 1994).

Les systèmes de pompage photovoltaïques sans batterie de stockage ont l'avantage d'être moins coûteux ce qui nécessite moins d'entretien par rapport aux systèmes avec batterie. Cependant, les batteries de stockage ont l'avantage de fournir une performance constante pendant les heures hors ensoleillement. L'ajout d'un réservoir de stockage d'eau dans les systèmes de pompage photovoltaïques est plus économique que les systèmes avec batterie.

Dans ce présent mémoire, nous allons appliquer deux méthodes de dimensionnement de systèmes de pompage photovoltaïque, la première repose sur le calcul analytique alors que la seconde est basée sur l'utilisation d'un logiciel interactif spécial appelé : PVsyst. Ces deux méthodes permettent de dimensionner une installation de pompage photovoltaïque pour satisfaire les besoins en eau d'une consommation bien déterminée (irrigation dans la région de M'sila). Elles sont basées essentiellement sur l'évaluation des besoins d'eau, le calcul de l'énergie hydraulique nécessaire, la détermination de l'énergie solaire disponible et le choix des composants.

Pour réaliser ce travail, nous avons adopté le plan de travail suivant :

Dans le premier chapitre, nous allons présenter quelques notions sur le gisement solaire comme la géométrie solaires, les données géographiques, le rayonnement global et le spectre avec une attention particulière au générateur photovoltaïque et ses diverses caractéristiques.

Le chapitre 2, sera consacré à la présentation de divers éléments constitutifs d'un système de pompage d'eau photovoltaïque.

Deux méthodes de dimensionnement de systèmes de pompage photovoltaïque seront évoquées au chapitre 3, la première méthode repose sur le calcul analytique alors que la seconde est basée sur l'utilisation d'un logiciel interactif appelé PVsyst.

Enfin on terminera par une conclusion générale, où nous présenterons une synthèse des travaux effectués ainsi que les principaux résultats obtenus.

# CHAPITRE I :

## GENERALITE SUR L'ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE

# I. Chapitre I Généralités sur l'énergie solaire photovoltaïque

## I.1 Introduction

Le soleil fournit de l'énergie à la terre tous les jours. Les Algériens peuvent utiliser cette énergie gratuite en utilisant la technologie photovoltaïque, qui convertit l'énergie solaire en électricité. Les modules et panneaux photovoltaïques sont des composés semi-conducteurs qui convertissent directement la lumière du soleil en électricité. Ces modules peuvent constituer une source d'énergie à long terme sûre, fiable, sans entretien et non polluante. La grande majorité des modules sur le marché viennent maintenant avec des garanties de plus de 20 ans, et ils continueront à fonctionner longtemps après ce temps.

Des millions de systèmes, d'une puissance allant d'une fraction de watt à plusieurs mégawatts, ont été déployés à travers le monde. Les systèmes solaires électriques sont non seulement lucratifs, mais ils peuvent également être la solution la plus rentable pour de nombreuses applications.

## I.2 Historique

**1839** : Antoine Becquerel (1788-1878) découvre le phénomène photovoltaïque et invente la pile photovoltaïque.

**1912** : première mise en œuvre d'un capteur cylindro-parabolique inventé par Charles Vernon Boys (1855-1944), un physicien anglais.

**1949** : Félix Trombe (1906-1985), un chimiste française, développe les systèmes passifs de chauffage solaire et notamment le « mur Trombe ». Il participe également au développement des fours solaires successifs du site d'Odeillo.

**1959** : lancement de Vanguard I, le premier satellite fonctionnant à l'énergie photovoltaïque.

**Années 70** : les deux chocs pétroliers relancent l'intérêt porté aux énergies solaires.

**Années 80** : les développements sont freinés pour des raisons de rentabilité liées notamment aux technologies trop coûteuses.

**Années 1990** : un nouvel essor s'amorce.

**Années 2000** : les énergies solaires thermique et photovoltaïque se développent rapidement en France. Entre 2007 et 2009, leurs productions énergétiques respectives ont été multipliées par 2 et par 7.

**2012** : la puissance photovoltaïque mondiale raccordée aux réseaux dépasse la barre des 100 GW.

**À fin 2017** : les capacités photovoltaïques mondiales avoisineraient 400 GW électriques selon l'AIE. Les capacités solaires thermiques déployées dans le monde atteindraient quant à elles 472 GW thermiques [1].

### I.3 Rayonnement solaire

#### I.3.1 Définition

Le rayonnement solaire est de nature électromagnétique, provenant essentiellement d'une série d'interactions composites émises par le soleil.

Le rayonnement électromagnétique émis à un double aspect ondulatoire et corpusculaire correspondant à deux champs, l'un électrique et l'autre magnétique, il se déplace dans le vide avec une vitesse de 299793 Km/s.

Le corpuscule, appelé photon, de masse nulle, a une énergie reliée à la fréquence  $\nu$  ou à la longueur d'onde  $\lambda$  par la relation suivante:

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \tag{I.1}$$

Où,

E : l'énergie, exprimée en Joule

c : la vitesse de la lumière en (m/s)

h : la constante de Planck ( $h = 6.626 \cdot 10^{-37}$  J/s)

Le spectre du rayonnement solaire est divisé en plusieurs domaines de longueurs d'onde. Sa distribution est répartie comme suit Tab (I.1) [2]

Bande spectrale		Energie solaire rayonnée
Ultraviolet	$\lambda < 0.38 \mu\text{m}$	12%
Visible	$0.38 < \lambda < 0.78 \mu\text{m}$	39%
Infrarouge	$0.78 < \lambda < 4 \mu\text{m}$	48%

Figure I.1 Bandes spectrales du rayonnement solaire

Le sol terrestre est éclairé ou irradié par le rayonnement solaire après sa traversée de l'atmosphère. Ces deux termes peuvent être indifféremment utilisés :

- L'éclairement, qui est une densité de puissance, s'exprime en  $\text{W m}^{-2}$ .
- L'irradiation, qui représente l'énergie correspondante à l'éclairement pendant une durée déterminée, s'exprime en  $\text{Wh m}^{-2}$ . Au sol, on distingue trois composantes :

### I.3.1.1 Composantes du rayonnement solaire

Le rayonnement direct : rayonnement parvenant directement au sol sous un angle solide limité au seul disque solaire et reçu sur une surface normale à l'axe de cet angle solide (Figure I.1). Ce rayonnement traverse l'atmosphère sans subir de modifications [3,4]

Le rayonnement direct reçu par une surface orientée en permanence vers le soleil et qui reçoit donc le rayonnement solaire sans une incidence normale est désigné par I.

(I) l'énergie reçue (irradiation)

(I\*) le flux reçu (éclairage) en  $W m^{-2}$

Nous avons la relation :  $S = I \times \sin(h)$  (I.2)

**Le rayonnement diffus** : est la partie du rayonnement solaire diffusée par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère. Il n'a pas de direction privilégiée.

**Le rayonnement global** : Le rayonnement provenant du soleil et de l'atmosphère à partir d'un angle solide de  $2\pi$  d'ouverture reçue sur une surface horizontale. Généralement le rayonnement global sur une surface quelconque au voisinage du sol est la somme des deux composantes (direct +diffus) [4]

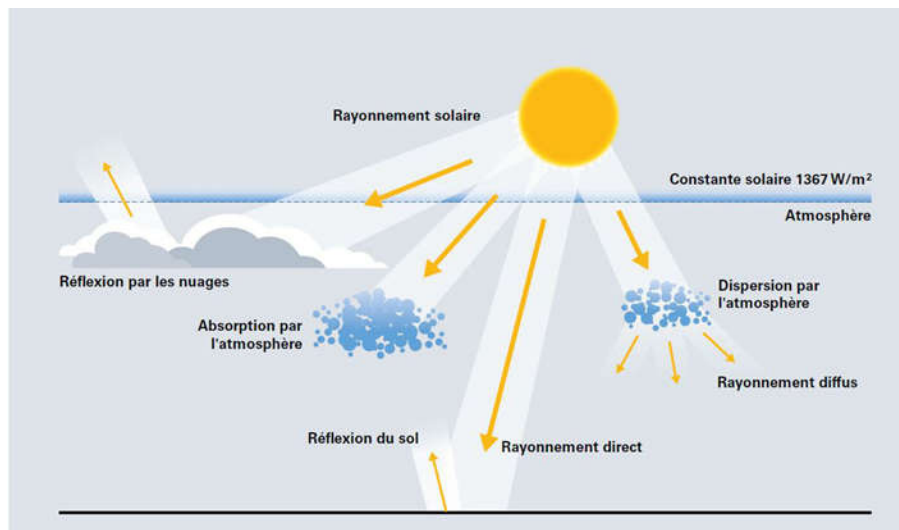


Figure I.2: Les trois composantes du rayonnement solaire

### I.3.1.2 Rayonnement solaire en Algérie (cas de M'sila)

Cette section examine le total quotidien de l'énergie solaire entrante à ondes courtes atteignant la surface du sol sur une grande région, en tenant compte des fluctuations saisonnières pendant la journée, de la hauteur du soleil au-dessus de l'horizon, ainsi que l'absorption par les nuages et d'autres composantes atmosphériques. La lumière visible et le rayonnement ultraviolet sont des exemples de rayonnement à ondes courtes.

Au cours de l'année, l'énergie solaire incidente journalière moyenne varie considérablement. Du 30 avril au 21 août, la période la plus brillante de l'année dure 3,7 mois, l'énergie solaire incidente à

ondes courtes par mètre carré dépassant 6,9 kWh. Juillet est le mois le plus lumineux de M'Sila, avec une moyenne de 7,8 kWh par jour.

Du 2 novembre au 9 février, la phase la plus sombre de l'année dure 3,2 mois, avec un incident d'énergie solaire à ondes courtes par mètre carré de moins de 3,7 kWh. Décembre est le mois le plus sombre de M'Sila, avec une moyenne de 2,7 kWh.

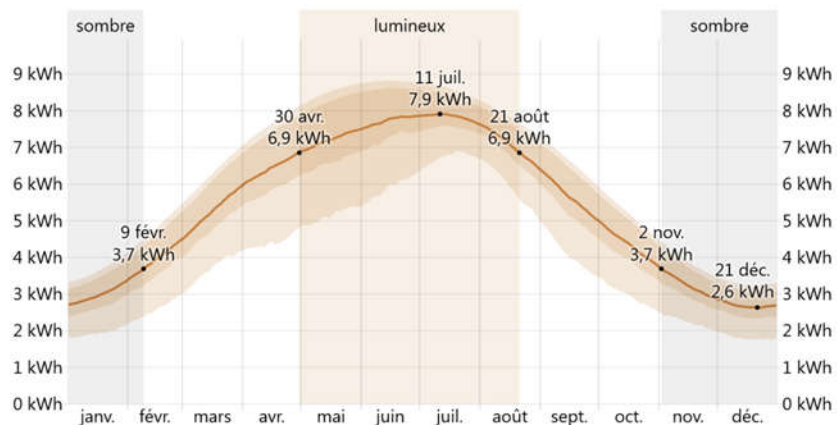


Figure 1.3: Rayonnement solaire incident en ondes courtes quotidien moyen à M'Sila

	Janv.	Févr.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Aout	Sept	Oct.	Nov.	Déc.
Énergie solaire (kWh)	3.0	4.0	5.0	6.5	7.2	7.7	7.8	7.0	5.6	4.3	3.2	2.7

Figure 1.4: Énergie solaire à M'sila

### -Température moyenne à M'sila

Du 14 juin au 9 septembre, la saison très chaude dure 2,9 mois, avec une température moyenne quotidienne maximale de plus de 33 °C. Juillet est le mois le plus chaud à M'Sila, avec une température moyenne élevée de 38 °C et une basse température de 23 °C.

Du 16 novembre au 13 mars, la saison froide dure 3,9 mois, avec des températures moyennes quotidiennes maximales inférieures à 19 °C. Janvier est le mois le plus froid à M'Sila, avec une température moyenne de 3 °C et une température élevée de 14 °C.

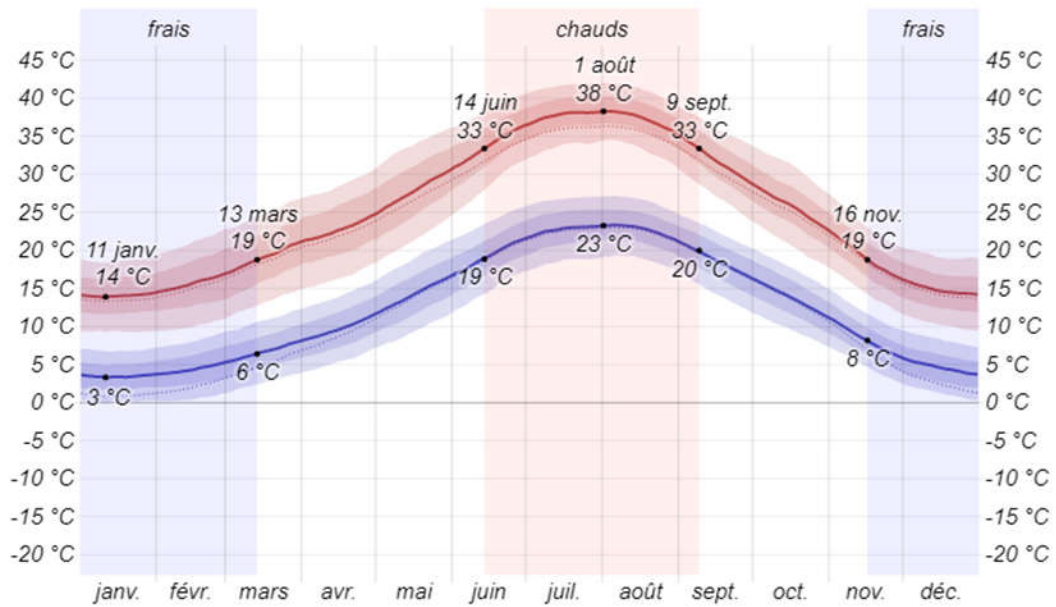


Figure I.5 Température moyenne à M'sila

Moyenne	Janv.	Fév.	mars	avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Haute	14 °C	16 °C	19 °C	23 °C	28 °C	34 °C	38 °C	37 °C	32 °C	26 °C	19 °C	15 °C
Temp.	8 °C	9 °C	13 °C	16 °C	21 °C	27 °C	31 °C	30 °C	25 °C	20 °C	13 °C	9 °C
Basse	3 °C	4 °C	7 °C	10 °C	14 °C	19 °C	23 °C	23 °C	19 °C	14 °C	8 °C	5 °C

Figure I.6 Température moyenne à M'sila

### I.3.1.3 Position du soleil

Le temps et l'emplacement géographique de l'observation à la surface de la Terre affectent la position du Soleil dans le ciel. Au cours d'une année, la Terre tourne autour du Soleil, mais le Soleil semble se déplacer en référence aux étoiles fixes de la sphère céleste, le long d'une route circulaire connue sous le nom d'écliptique.

La rotation de la Terre autour de son axe crée un mouvement diurne, qui fait que le Soleil semble se déplacer dans le ciel sur une trajectoire solaire et que les étoiles fixes semblent se déplacer dans le ciel d'une manière qui dépend de la latitude géographique de l'observateur. Le temps qu'il faut à une étoile fixe pour franchir le méridien de l'observateur est déterminé par sa longitude géographique.

Nous pouvons découvrir l'emplacement du Soleil à un endroit précis à un moment précis en suivant ces deux étapes :

### I.3.1.4 Coordonnées horizontales

Le plan de l'horizon astronomique et la verticale du lieu se combinent pour générer le repère horizontal. La hauteur  $h$  et l'azimut  $\alpha$  de ce point de repère sont les coordonnées.

**- Hauteur du soleil**

C'est l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal h=0 : correspond au lever et au coucher du soleil, la hauteur du soleil varie entre +90°et -9°[6,7]

$$\sin (h)=\cos (\delta) \cos (\varphi) \cos (H)+\sin (\varphi) \sin (\delta) \tag{I.3}$$

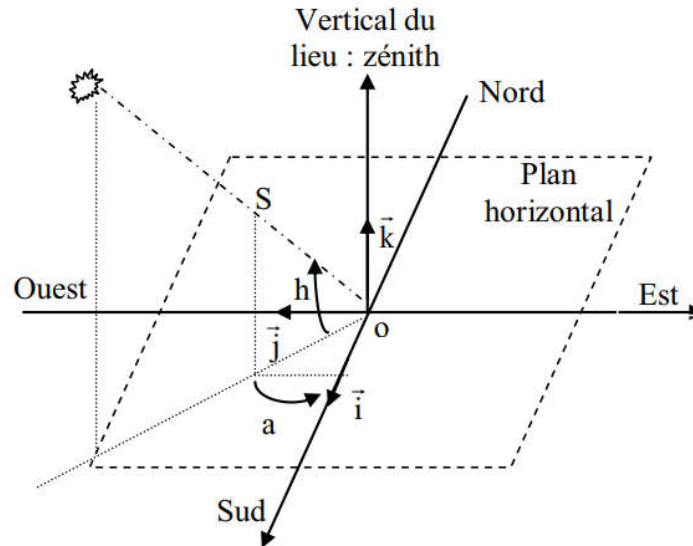


Figure I.7Respire horizontal

**- Azimut du soleil**

C'est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction sud. Dans l'Atlas Solaire de l'Algérie

$$\sin (\alpha)=\frac{\cos (\delta) \sin (h)}{\cos (h)} \tag{I.4}$$

L'azimut est compris entre -180° et 180° [8] .R. Sun a utilisé une équation qui dépend de la déclinaison solaire  $\delta$ , de la latitude du lieu  $\varphi$  et de l'angle horaire H

$$\cos (\alpha)=\frac{\sin (\varphi) \cos (\delta) \cos (h)-\cos (\varphi) \sin (\delta)}{\left[(\cos (\delta) \sin (h))^{2}+(\sin (\varphi) \cos (\delta) \cos (h)-\cos (\varphi) \sin (\delta))\right]} \tag{I.5}$$

**1. coordonnées équatoriales:**

Le mouvement du soleil est observé sous deux angles ( $\delta$ , H) en référence au plan équatorial de la terre Figure (I.4).

**- Déclinaison du soleil**

L'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan équatorial.

$$\sin(\delta) = 0.390 \times \sin \left[ \frac{360}{365} \times (N' + 80) + 2 \times \left( \frac{360}{365} \right) \times (N' - 80) \right] \quad (I.6)$$

La déclinaison varie de  $-23^{\circ}27'$  au solstice d'hiver à  $+23^{\circ}27'$  au solstice d'été et elle est nulle aux équinoxes [9].

La déclinaison solaire utilisée dans le modèle de R.sun est donnée par l'expression suivante

$$\sin(\delta) = 0.3978 \times \sin \left[ N' - 1.4 + 0.0355 \times \sin(N' + 0.0489) \right] \quad (I.7)$$

**- Angle horaire du soleil**

C'est l'angle compris entre la méridienne origine passant par le sud et la projection du soleil sur le plan équatorial, il mesure la course du soleil dans le ciel.

$$H = 15(TSV - 12) \quad (I.8)$$

Dans le modèle R.sun, l'angle horaire est donné par l'équation suivante:

$$H = 0.261799 \times (TSV - 12) \quad (I.9)$$

**- Temps solaire vrai**

Pour que les formules de  $\sin(h)$  et  $\sin(a)$  soient directement utilisables, il faut relier l'angle horaire H au temps légal. Le temps solaire vrai est défini à partir de la rotation de la terre sur elle-même. Il est donc directement lié à l'angle horaire. La terre fait un tour complet en 24H. Il est midi (12H) lorsque le soleil est au zénith, on a donc

$$TSV = TL - TE \left( \frac{Et - 4\lambda}{60} \right) \quad (I.10)$$

TSV : Temps solaire vrai qui est égal au temps légal corrigé par un décalage dû à l'écart entre la longitude du lieu et la longitude référence.

L'angle H vaut  $0^{\circ}$  à midi,  $90^{\circ}$  à 18 heures et  $-90^{\circ}$  à 6 heures en heure solaire vrai.

TL : temps légal (donné par une montre).

DE : décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich (égale 1 pour l'Algérie).

Et : est la correction de l'équation des temps. Cette correction varie au cours de l'année de -14, 3 (mn) à 16, 4 (mn) .Elle peut être calculée par la formule approchée (I.11)

$$Et = 9.87 \sin (2N ') - 7.53 \cos (N ') - 1.5 \sin (N ') \quad (I.11)$$

Et : calculée en minutes et en fraction décimale de la minute.

$\lambda$  : Longitude du lieu, en degrés.

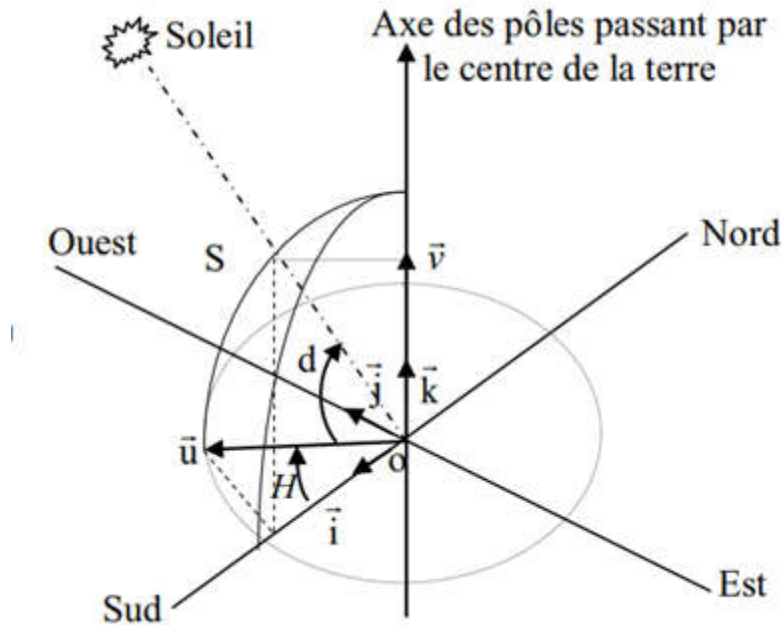


Figure I.8 Repère équatorial

## I.4 Énergie solaire

Il existe deux types d'énergie solaire: le solaire photovoltaïque et le solaire thermique. Décrit par le physicien français Antoine Becquerel (le grand-père du découvreur de la radioactivité), l'effet photovoltaïque est simple dans son principe. Les modules photovoltaïques se composent de cellules constituées de matériau semi-conducteur tel que le silicium, qui abrite donc des électrons. Excités par les rayons du soleil, les électrons entrent en mouvement et produisent de l'électricité. L'énergie solaire photovoltaïque est surtout utilisée pour la fourniture d'électricité dans les sites isolés: électrification rurale et pompage de l'eau (50%), télécommunications et signalisation (40%), applications domestiques (10%). À la différence du solaire photovoltaïque, le solaire thermique ne produit pas d'électricité mais de la chaleur. Grâce à de grands panneaux sombres dans lesquels circulent de l'eau, on récupère la chaleur du soleil pour chauffer l'eau. Cela permet notamment d'alimenter des chauffe-eau solaires [10]

### I.4.1 Capter l'énergie solaire

Pour capter directement une partie de cette énergie sont disponibles et sont constamment améliorées. On peut distinguer le solaire passif, le solaire photovoltaïque et le solaire thermique [10,11]

#### I.4.1.1 Énergie solaire thermique

Le solaire thermique consiste à utiliser la chaleur du rayonnement solaire. Il se décline de différentes façons:

- En usage direct de la chaleur: chauffe-eau et chauffages solaires, cuisinières et sécheuses solaires.
- En usage indirect, la chaleur servant pour un autre usage : rafraîchissement solaire, centrales solaires thermodynamiques. [12]

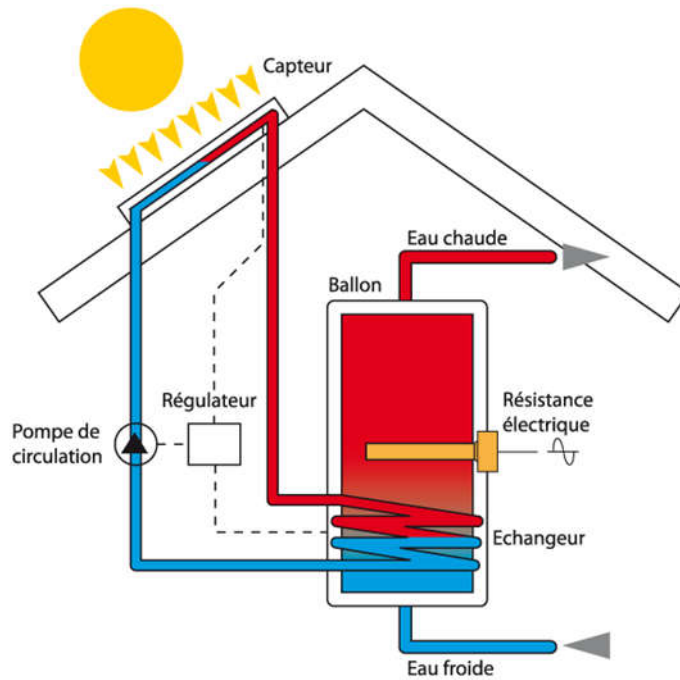


Figure I.9solaire thermique

#### I.4.1.2 Énergie solaire thermodynamique

L'énergie solaire thermodynamique est une technique solaire qui utilise le solaire thermique pour produire de l'électricité, ou éventuellement directement du travail mécanique (le terme solaire mécanique est alors employé), sur le même principe qu'une centrale électrique classique (production de vapeur à haute pression qui est ensuite turbinée) [12]

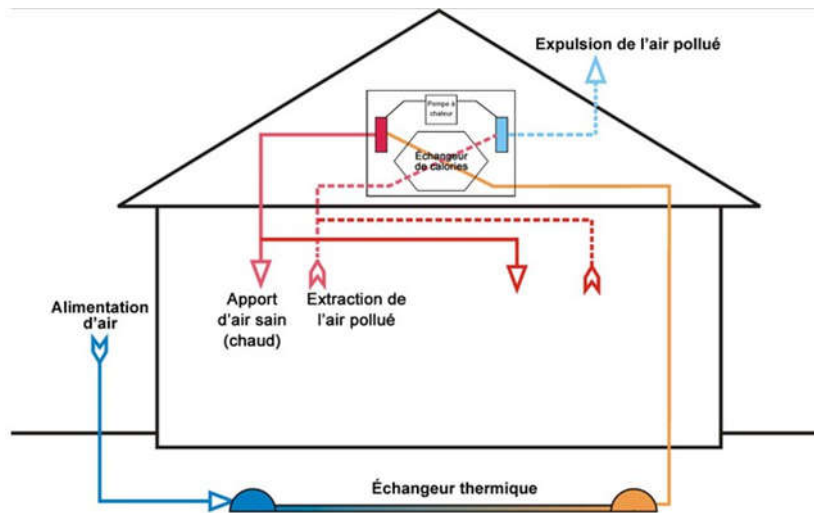


Figure I.10: Solaire Thermodynamique

### I.4.1.3 Energie solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque est l'électricité produite par transformation d'une partie du rayonnement solaire avec une cellule photovoltaïque. Plusieurs cellules sont reliées entre elles sur un module solaire photovoltaïque. Plusieurs modules sont regroupés pour former une installation solaire chez un particulier ou dans une centrale solaire photovoltaïque. L'installation solaire peut alimenter un besoin sur place (en association avec un moyen de stockage) ou être injectée, après transformation en courant alternatif, dans un réseau de distribution électrique. [12]

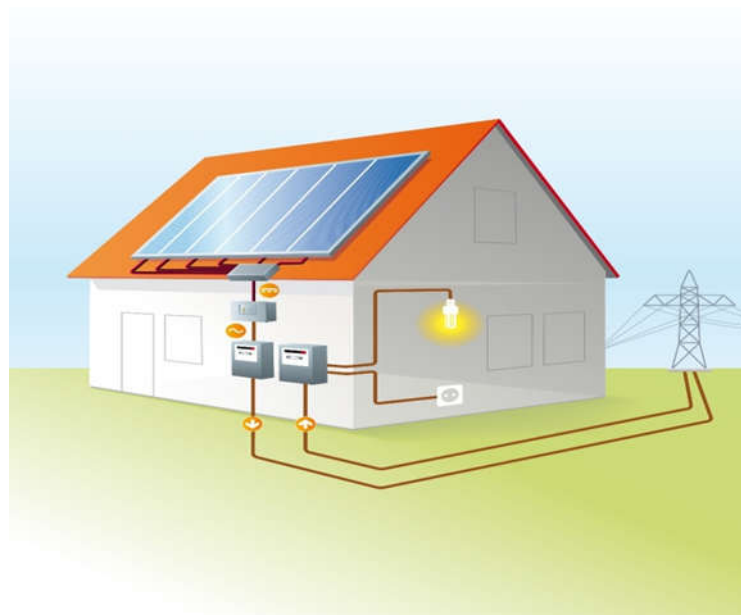


Figure I.11 solaire photovoltaïque

## I.5 Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque, c'est la transformation de l'énergie solaire (« photon ») en électricité (« Volt »). Il a été découvert en 1839, par le physicien français A. BECQUEREL. Son utilisation industrielle n'est apparue qu'au début des années soixante, principalement pour les applications spatiales, d'autres applications ont vu le jour pour répondre dans un premier temps aux besoins des professionnels et dans un second temps à ceux des particuliers [13].

Une cellule photovoltaïque est un capteur constitué d'un matériau semi-conducteur qui transforme l'énergie lumineuse absorbée en courant électrique. Le principe de fonctionnement est basé sur les propriétés d'absorption du rayonnement lumineux par des matériaux semi-conducteurs. Le choix des matériaux utilisés pour la construction des cellules PV se fait en fonction des propriétés physiques des électrons qui sont susceptibles d'être libérés de leurs atomes lorsqu'ils sont excités par des photons provenant du spectre solaire. [14]

Une fois libérée, le déplacement de ces électrons dans le matériau forme un courant électrique de type continu, qui donne naissance à une force électromotrice aux bornes de la cellule. Ce phénomène physique est appelé effet photovoltaïque. Comme pour le cas d'une diode classique, une cellule PV peut donc être réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée positivement et l'autre dopée négativement. Entre les deux zones se développent une Jonction PN avec une barrière de potentiel [14]

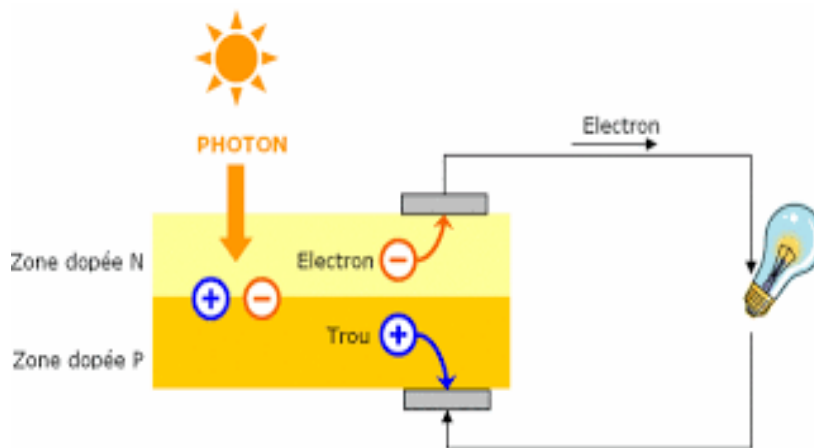


Figure I.12 : Structure d'une cellule photovoltaïque en silicium (présence d'une jonction PN)

## I.6 Principe de la conversion photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation direct d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique, cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photon (PV)

La clé pour produire un courant électrique utile est d'arriver à extraire les électrons libres. Un procédé pour faire clés d'introduire dans le matériau semi-conducteur des éléments chimique qui contribuent à produire un excès d'électrons et de trous. Ces éléments, qui altèrent notablement les propriétés intrinsèques du semi-conducteur, s'appellent les dopants et le matériau est dit dope lorsque le processus d'incorporation au semi-conducteur est achevé.

Un dopant approprié pour le silicium est le bore. La structure créée s'appelle un semi-conducteur de type p (positif).

Un autre dopant possible pour le silicium est le phosphore. Le semi-conducteur est dit de type N (négative).

Si les photons de la lumière incidente communiquent de l'énergie aux électrons du semi-conducteur, quelques électrons peuvent traverser la barrière de potentiel. En étant expulsés hors du semi-conducteur dans un circuit extérieur, ceci génère un courant électrique. Les électrons, après avoir parcouru le circuit externe, retournent dans le semi-conducteur par la face opposée.

Le matériau semi-conducteur ne stocke donc pas d'énergie électrique mais la génère, transformant l'énergie incidente.

## I.7 Cellules photovoltaïques

La cellule photovoltaïque est composée d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme directement en courant électrique.

La production des cellules photovoltaïques nécessite de l'énergie, et on estime qu'une cellule photovoltaïque doit fonctionner environ 2 à 3 ans suivant sa technologie pour produire l'énergie qui a été nécessaire à sa fabrication.

Une cellule individuelle, unité de base d'un système photovoltaïque, ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un volt. Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module (ou panneau).

Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Le courant de sortie, et donc la puissance, sera proportionnelle à la surface du module [17]

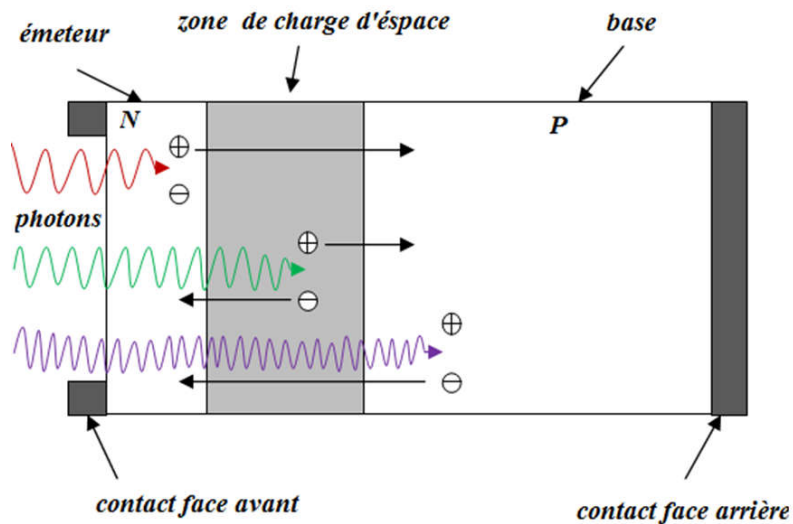


Figure I.13 Schéma principe des cellules photovoltaïques

### I.7.1 Les différents types des cellules photovoltaïques

- **Les cellules multi-jonction**

Les cellules multi-jonction sont composées de différentes couches qui permettent de convertir différentes parties du spectre solaire et ainsi d'obtenir les meilleurs rendements de conversion. [17]

- Développé pour les applications spatiales,
- ce type de cellule n'est pas encore commercialisable
- Rendement record en laboratoire : environ 40%

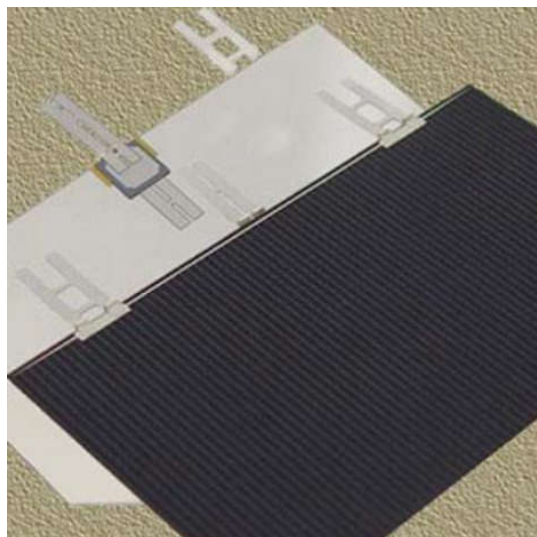


Figure I.14: Les cellules multi-jonction

- **Cellule en silicium monocristallin**

Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme. [17]

- Rendement module commercial : jusqu'à 20%
- Coût assez élevé



*Figure I.15 :Cellule en silicium monocristallin*

- **Cellule en silicium poly cristallin**

Pendant le refroidissement du silicium, il se forme plusieurs cristaux. Ce genre de cellule est également bleu, mais pas uniforme, on distingue des motifs créés par les différents cristaux.[15]

- Bon rendement: 15%
- Durée de vie importante (+/- 30 ans)
- Meilleur marché que le mon cristallin
- Rendement faible sous un faible éclairement.



*Figure I.16 :Cellule en silicium poly cristallin*

Les cellules CIS représentent la nouvelle génération de cellules solaires sous forme de films minces, de type cuivre-indium-sélénium (CIS). Les matières premières nécessaires à la fabrication des cellules CIS sont plus faciles à se procurer que le silicium utilisé dans les cellules photovoltaïques classiques. De plus, leur efficacité de conversion énergétique est la plus élevée à ce jour pour des cellules photovoltaïques en couche mince. [17]

- Rendement assez faible <10%
- Permet d'obtenir les meilleurs rendements par rapport aux autres cellules photovoltaïques en couche mince
- Permet de s'affranchir du silicium
- Les matériaux utilisés ne causent pas de problème de toxicité
- La cellule peut être construite sur un substrat flexible



Figure I.17 ;Cellule sans silicium en couche mince

- **Cellule silicium amorphe en couche mince**

Le silicium lors de sa transformation, produit un gaz, qui est projeté sur une feuille de verre. La cellule est grise très foncé ou marron. C'est la cellule des calculatrices et des montres dites "solaires".

- Rendement faible mais fonctionne avec faible éclaircissement. [17]



Figure I.18 : Cellule silicium amorphe en couche mince

### I.7.2 Caractéristiques de la cellule photovoltaïque

Le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque peut être schématisé ci-dessous:

Pour une cellule idéale l'équation de courant, est :

$$I_{out}(V_{out}) = I_{ph}(\phi) - I_d(V) \quad (I.12)$$

Avec :

$I_{out}$  : Courant fournie par la cellule [A]

$V_{out}$  : Tension aux bornes de la jonction [V]

$I_{ph}(\phi)$  : Courant produit par la photopile, ce courant est proportionnel au flux lumineux ( $\phi$ ) [A]

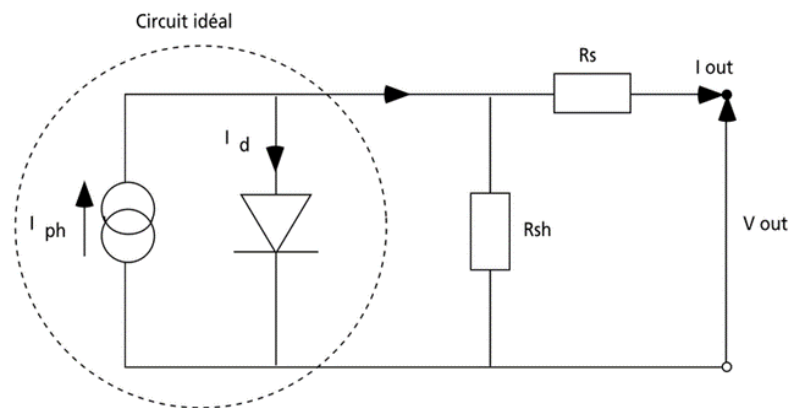


Figure I.19: schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

$$I_{ph}(\phi) = I_{sc} \frac{\phi}{\phi_{ref}} \left( \mu_{I_{sc}} \left( (T_c - T_{ref}) + 1 \right) \right) \quad (I.13)$$

$I_{sc}$  : Courant de court-circuit mesuré aux conditions STC [A] ;

$\phi_{ref}$  : Flux lumineux de référence 1000 [W/m<sup>2</sup>] ;

$T_{ref}$  : Température de référence 298.15 [K] ;

$T_c$  : Température de la cellule [K] ;

$\mu_{I_{sc}}$  : Coefficient de température de court-circuit de la cellule [A/K].

La température de la cellule peut être calculée comme suit :

$$T_c = T_a + \phi \left( \frac{N_{oct} - 20}{800} \right) \quad (I.14)$$

Avec :

$\phi$ : Flux lumineux [W/m<sup>2</sup>]

$N_{oc}$ : Condition de température nominale de fonctionnement de la cellule donnée par le constructeur [K]

$T_a$ : Température ambiante [K].

$$I_d(V) = I_s \left( \exp\left(\frac{qV}{AkT}\right) - 1 \right) \quad (I.15)$$

$I_s$ : Courant de saturation de la diode [ $\mu A$ ];

$A$ : Facteur de qualité de la diode ;

$q$ : Charge de l'électron =  $1,602 \cdot 10^{-19}$  [Coulomb] ;

$k$ : Constante de Boltzmann =  $1,38 \cdot 10^{-23}$  [J/K]

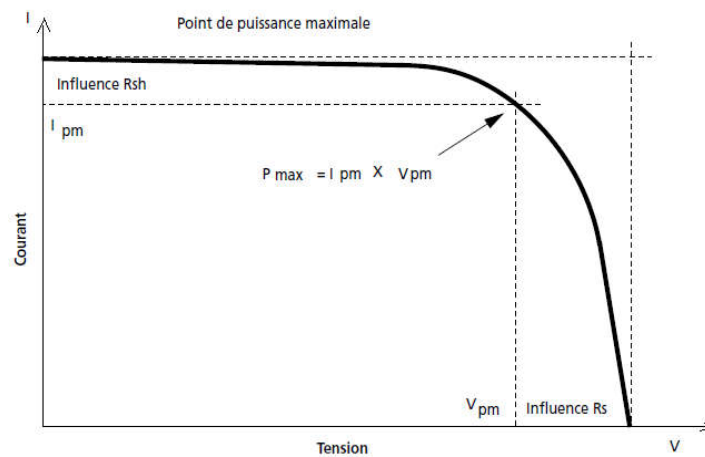


Figure I.20: Influence des résistances shunts et séries sur la caractéristique courant-tension

La figure (I.20) représente la caractéristique  $I(V)$  d'une photopile idéale. Cette dernière comporte en réalité une résistance série ( $R_s$ ) et une résistance de dérivation ou shunt ( $R_{sh}$ ). Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique  $I-V$  de la photopile, figure (I.18) [17,18]:

**La résistance série** : est la résistance interne de la cellule elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de leurs résistivités

**La résistance shunt** : est due à un courant de fuite au niveau de la jonction elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée

### I.7.3 Puissance crête d'une cellule PV

La puissance crête d'une photopile, notée  $W_c$  (Watt crête) ou  $W_p$  (Watt peak), c'est la puissance mesuré dans les conditions de test standard "STC", tel que l'éclairement  $\varphi = 1000 W/m^2$ , la température  $T = 25^\circ C$ , avec une répartition spectrale du rayonnement dit AM 1,5 [19]

### I.7.4 Courant de court-circuit, $I_{cc}$

Il s'agit du courant obtenu en court-circuitant les bornes de la cellule (en prenant  $V = 0$  dans le schéma équivalent). Il croît linéairement avec l'intensité d'illumination de la cellule et dépend de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement, de la mobilité des porteurs et de la température [17].

### I.7.5 Tension de circuit-ouvert, $V_{oc}$

La tension à circuit-ouvert est obtenue quand le courant qui traverse la cellule est nul. Elle dépend de la barrière d'énergie et de la résistance shunt. Elle décroît avec la température et varie peu avec l'intensité lumineuse [17] :

$$I_{oc} = \frac{KT}{q} \ln \left( \frac{I_{cc}}{I_s} + 1 \right) \quad (I.16)$$

### I.7.6 Facteur de forme FF

On appelle facteur de forme FF (fill factor), le rapport entre la valeur maximale de la puissance pouvant être extraite ( $I_m, V_m$ ) de la photopile sous les conditions de mesures standardisées, et le produit ( $I_{cc}, V_{co}$ ) :

$$FF = \frac{V_M I_M}{V_{CO} I_{CC}} \quad (I.17)$$

Pour une cellule de fabrication industrielle, le facteur de forme est de l'ordre de 70% [20]

### I.7.7 Rendement de conversion $\eta$

Le rendement  $\eta$  des cellules PV, désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport de la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente  $P_{IN}$  [19] :

$$\eta = \frac{FF \times V_{CO} \times I_{CC}}{P_{IN}} \tag{I.18}$$

$P_{IN}$ : Puissance incidente [W]

$G$ : Densité de puissance incidente [W/m<sup>2</sup>]

$A$  : Section de la cellule [cm<sup>2</sup>]

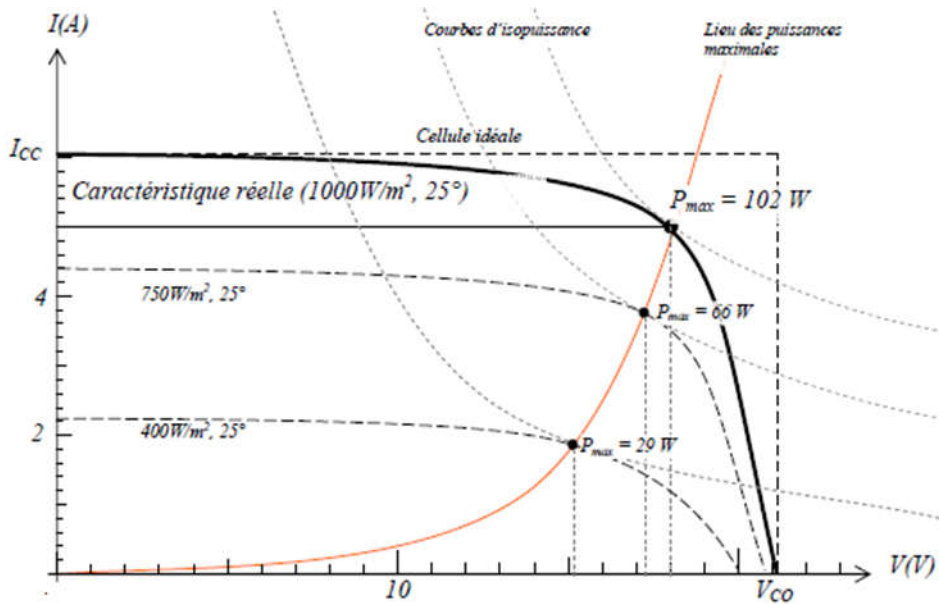


Figure I.21 : Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque

## I.8 Module photovoltaïque

Afin d'augmenter la tension d'utilisation, les cellules PV sont connectées en série. La tension nominale du module est habituellement adaptée à la charge de 12 volts et les modules auront donc généralement 36 cellules. De plus, la fragilité des cellules au bris et à la corrosion exige une protection envers leur environnement et celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique. Le tout est appelé un module photovoltaïque

Les modules peuvent également être connectés en série et en parallèle afin d'augmenter la tension et l'intensité d'utilisation. Toutefois, il importe de prendre quelques précautions car l'existence de cellules moins efficaces ou l'occlusion d'une ou plusieurs cellules (dus à de l'ombrage, de la poussière, etc.) peuvent endommager les cellules de façon permanente.

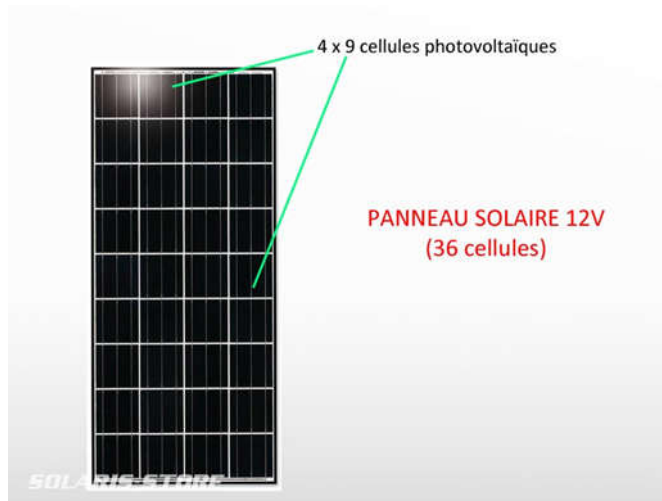


Figure I.22 Module photovoltaïque

### I.8.1 Association en série

En additionnant des cellules ou des modules identiques en série, le courant de la branche reste le même mais la tension augmente proportionnellement au nombre de cellules (modules) en série

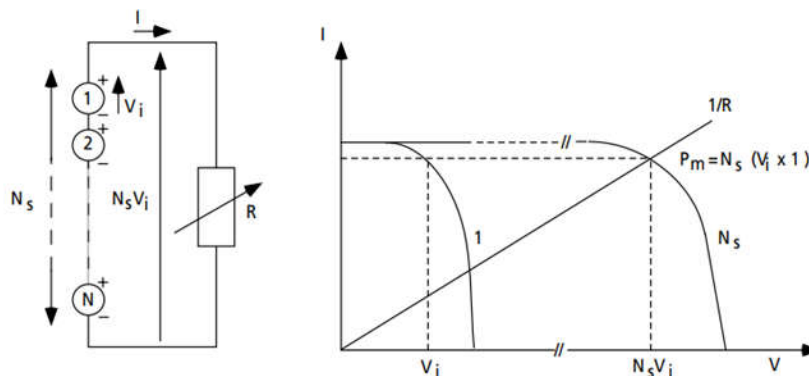


Figure I.23 : Cellules identiques en série

Si les cellules des modules en série ne sont pas identiques ou si certaines cellules sont partiellement ombragées, la tension d'utilisation des modules en série sera légèrement diminuée Figure (I.21). Pour une impédance de charge faible, les cellules moins efficaces peuvent devenir réceptrices si le Courant d'utilisation est inférieur au courant produit par ces cellules. Ainsi, pour une impédance nulle (court-circuit), une cellule ombragée sera soumise à ses bornes à une tension inverse égale à la somme des tensions délivrées par les autres cellules. La puissance que devra dissiper cette cellule sera de

$$P = V_t \times I \tag{I.19}$$

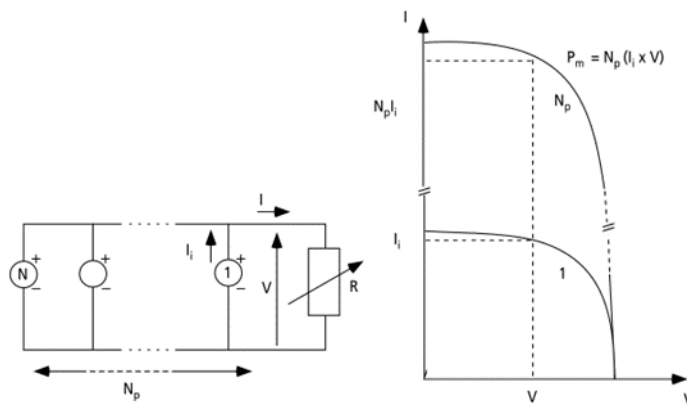


Figure I.24: Modules en séries avec cellules occultées

En fonctionnant ainsi, on provoque l'échauffement de la cellule (hot spot), ce qui est susceptible de la détruire par claquage. Il convient donc de limiter la tension inverse maximale susceptible de se développer aux bornes d'une cellule en plaçant une diode parallèle (by-pass) au niveau de chaque module Figure (I. La diode parallèle limite la tension inverse par sa tension directe puisqu'elle devient passante. En court-circuit, le courant traversant la diode est La puissance dissipée par la cellule moins efficace se limite à l'ordre du watt, ce qui évite toute destruction. La diode parallèle est inopérante en fonctionnement normal et ne diminue pas le rendement des modules

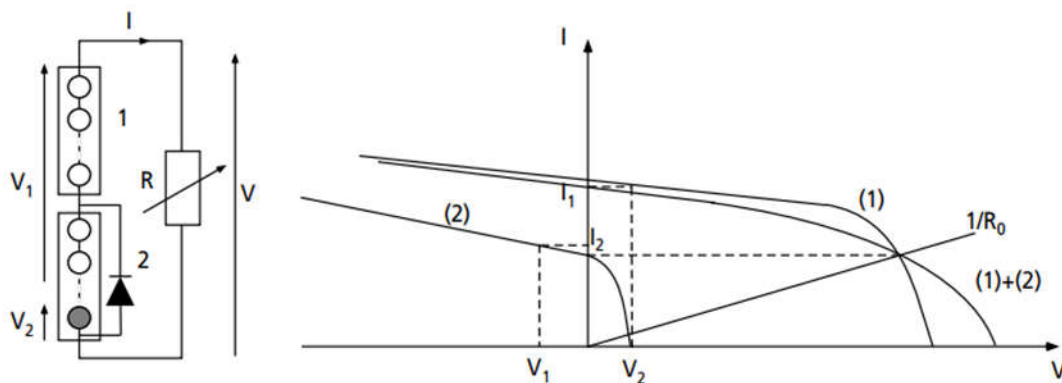


Figure I.25: Modules en séries avec diodes parallèles

### I.8.2 Association en parallèle

En additionnant des modules identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque module et l'intensité augmente proportionnellement au nombre de modules en parallèle dans la branche.

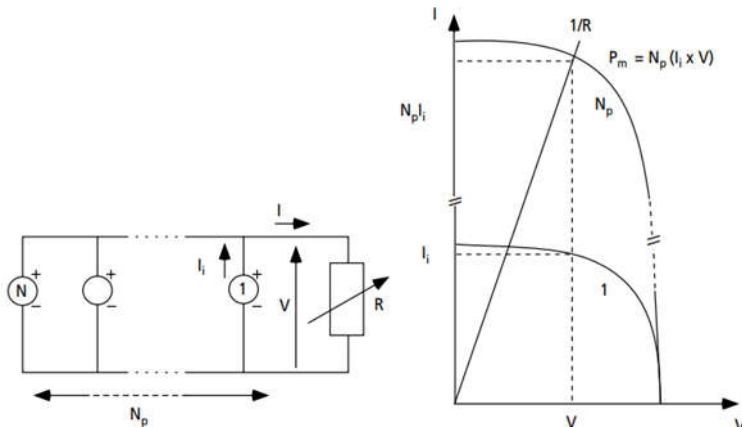


Figure I.26: Cellules identiques en parallèles

Si les modules en parallèles ne sont pas identiques ou si quelques cellules d'un module sont ombragées, le courant d'utilisation total des modules sera plus faible. Pour une impédance de charge élevée, les modules moins performants deviendront récepteurs si la tension d'utilisation est supérieure à la tension produite par ces modules. Une dissipation de puissance importante peut devenir dangereuse au niveau de la cellule la plus faible de ces modules. Ainsi pour le cas le plus critique où la charge est nul et le circuit ouvert, le courant des branches des modules performants se dissipera dans la branche la moins performante.

Bien que la cellule puisse dissiper un courant important, il est préférable de disposer d'une diode anti-retour. Celle-ci empêche aussi de gaspiller dans le module occulté une partie de la puissance produite par les modules fonctionnant normalement. Cette solution n'est valable que si la chute de tension provoquée par cette diode est négligeable devant la tension produite par les modules de la branche. En effet, cette diode est traversée, en fonctionnement normal, par le courant de la branche, ce qui introduit une perte de puissance permanente

Capter la chaleur consiste à recueillir l'énergie solaire et à la transformer en chaleur. Le rayonnement solaire reçu par un bâtiment dépend du climat et de ses variations journalières et saisonnières, mais aussi de l'orientation du bâtiment, de la nature de ses surfaces et de ses matériaux, de la topographie du lieu, de l'ombrage, etc. Le rayonnement solaire n'est pratiquement utilisable qu'au droit des surfaces vitrées, où il est partiellement transmis à l'ambiance intérieure et fournit un gain direct de chaleur.

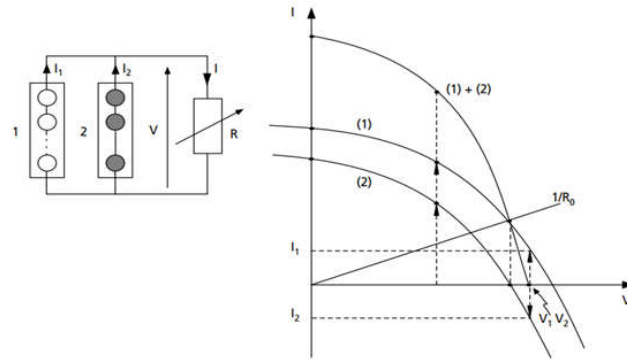


Figure I.27 : Modules en parallèles avec cellules occultées

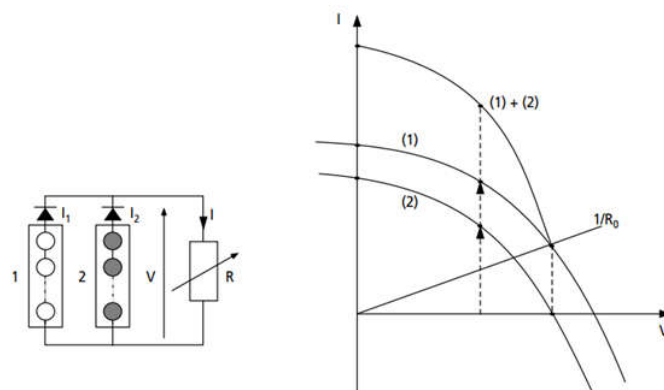


Figure I.28 : Modules en parallèles avec diodes anti-retour

### I.8.3 Association hybride en (série/parallèle)

Selon l'association série et / ou parallèle des cellules, les valeurs du courant de court-circuit total et de la tension à vide totale, sont données par les relations suivantes :

$$I_{cc}^t = n_p \cdot J_{cc} \quad (I.20)$$

$$V_{oc}^t = n_s \cdot V_{oc} \quad (I.21)$$

Avec:

$I_{cc}^t$  : Sommes des courants en court-circuit en parallèle

$V_{oc}^t$  : Sommes des tensions en circuit-ouvert en série.

Selon l'association en série et / ou parallèle de ces cellules, les valeurs du courant de court-circuit  $I_{cc}$ , et de la tension à vide  $V_{oc}$ , sont plus ou moins importantes.

La caractéristique d'un générateur PV est constituée de plusieurs cellules à une allure générale assimilable à celle d'une cellule élémentaire, sous réserve qu'il n'y ait pas de déséquilibre entre les caractéristiques de chaque cellule (irradiation et température uniformes). [21]

## **I.9 Systèmes photovoltaïques**

### **I.9.1 Les différents types de systèmes photovoltaïques**

Les systèmes PV sont composés selon les exigences en trois types :

Autonome, raccordée au réseau et hybride :

#### **I.9.1.1 Systèmes photovoltaïques connectés au réseau**

Une installation PV peut être connectée en parallèle avec le réseau d'électricité. Les panneaux solaires sont connectés en série pour former des « strings », eux même reliés à un onduleur.

La tâche de l'onduleur est de transformer le courant continu sortant des panneaux en courant alternatif. Chaque onduleur est choisi en fonction de la puissance des panneaux et peut accueillir un ou plusieurs strings [22].

Si la consommation locale est supérieure à la production de l'installation PV, l'appoint est fourni par le réseau. Dans le cas contraire, l'énergie est fournie au réseau public et sert à alimenter les consommateurs. Dans les systèmes raccordés au réseau, c'est l'onduleur qui remplace les batteries, dans ce cas c'est l'élément de base dans ces types des systèmes.

#### **I.9.1.2 Systèmes hybrides**

Les systèmes hybrides reçoivent une partie de leur énergie d'une ou plusieurs sources supplémentaires, qui sont également indépendants des réseaux de distribution d'électricité. En pratique le générateur photovoltaïque est combiné à une éolienne ou à un groupe électrogène à combustible, ou aux deux à la fois avec des accumulateurs de stockage de l'énergie. Un tel système s'avère un bon choix pour les applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée.

Un système hybride photovoltaïque optimise l'utilisation combinée de plusieurs sources d'énergies renouvelables et, ou fossiles et des moyens de stockage associés [23].

#### **I.9.1.3 Systèmes photovoltaïques autonomes**

Une installation photovoltaïque (PV) est dite autonome – ou isolée – quand elle n'est pas reliée à un réseau de distribution. Le système PV autonome permet de fournir du courant électrique à des endroits où il n'y a pas de réseau. Donc l'énergie produite est utilisée immédiatement (pompage, l'éclairage, etc....) ou stockée dans des batteries pour une utilisation différée.

Pour ces applications il n'est pas toujours possible de mettre en place un réseau d'alimentation classique, soit à cause de contraintes techniques, soit pour des raisons économiques [24].

## I.10 Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque

- Une énergie inépuisable et propre

L'un des avantages les plus importants de l'énergie solaire est qu'il s'agit d'une source d'énergie renouvelable et donc imparable. Avec le soleil ne se couchant pas pendant cinq milliards d'années, vous aurez beaucoup de temps pour utiliser ses rayons pour générer de l'électricité et de la chaleur pour votre maison.

De plus, contrairement aux combustibles fossiles, le soleil n'émet pas de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) dans l'atmosphère, n'émet pas de gaz à effet de serre et ne contribue pas au changement climatique. Une source d'énergie propre avec un faible impact environnemental. En outre, les panneaux photovoltaïques sont faits de matériaux recyclables.

- Des coûts d'installation de moins en moins chers

Bien que le coût d'installation et d'entretien des panneaux solaires ait diminué au cours de la dernière décennie, il est demeuré un obstacle pour certains propriétaires. Cela peut s'expliquer en partie par les progrès techniques en cours, ainsi que par une augmentation de la production d'installation combinée à une baisse des coûts des composants clés.

Les panneaux solaires, quant à eux, représentent encore un investissement considérable. Selon la capacité installée (1 à 3 KWC et jusqu'à plus de 10 KWC), la nécessité pour une batterie de stocker de l'énergie, ou les frais d'installation, le prix peut varier de 6000 à 35000 euros. Les panneaux photovoltaïques devraient durer au moins 25 ans, selon l'Agence de gestion de l'environnement et de l'énergie (ADEME).

- Une énergie source d'économie

Un autre avantage, et peut-être le plus important, de l'énergie solaire est qu'elle est rentable et même lucrative, peu importe la façon dont elle est utilisée. Par conséquent, vous avez la possibilité de revendre toute l'électricité produite, en utilisant seulement votre propre énergie, ou de revendre le surplus d'électricité. Dans tous les cas, vos systèmes solaires vous aideront à économiser de l'argent et peut-être créer de l'argent en réduisant vos coûts d'énergie.

- Auto consommation d'énergie solaire

Pour atteindre une consommation de 100% et donc l'autosuffisance, vous devrez investir dans des batteries qui peuvent stocker et redistribuer l'énergie solaire non consommée dans votre maison les jours où le soleil ne brille pas.

Une autre option est de rester connecté au réseau afin qu'il puisse prendre le relais en cas de panne de vos systèmes solaires. Un moyen d'économiser jusqu'à 600 euros par an sur l'électricité (chiffres ADEME 2014)

- Revente d'énergie solaire

En termes de revente d'énergie, il est important de noter qu'EDF est soumise à un engagement d'achat d'énergie solaire sur 20 ans. Ainsi, vous pourrez revendre votre électricité au cours des deux prochaines décennies à un prix convenu lors de la signature du contrat et correspondant à la puissance de vos panneaux solaires. Plus précisément, vous devenez un fournisseur d'EDF. Cette exigence d'achat a été créée pour encourager les ménages à passer au photovoltaïque.

## **I.11 Conclusion**

Nous avons présenté dans ce chapitre un examen général des systèmes solaires. Après nous avoir rappelé quelques idées de base sur le rayonnement solaire, la théorie derrière le photovoltaïque, leurs différentes connexions, et différents types de systèmes photovoltaïques, y compris les systèmes indépendants, en réseau et hybrides, nous avons enfin discuté des avantages et des inconvénients des systèmes solaires photovoltaïque.

# CHAPITRE II :

## SYSTEME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE

## II. Chapitre II SYSTEME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE

### II.1 Introduction

Une pompe photovoltaïque se présente fondamentalement de deux façons selon qu'elle fonctionne avec ou sans batterie. Alors que cette première utilise une batterie pour stocker l'électricité produite par les modules, la pompe sans batterie, plus communément appelée «pompe au fil du soleil», utilise un réservoir pour stocker l'eau jusqu'au moment de son utilisation. Dans ce dernier cas, l'utilisation d'un réservoir de stockage sera nécessaire afin de pouvoir fournir à la demande d'eau.

Dans notre cas d'étude, le stockage se fait de manière hydraulique, l'eau étant pompée, lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement, dans un réservoir au-dessus du sol. Elle est ensuite distribuée par gravité au besoin. Le réservoir peut souvent être construit localement et la capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours. [26]

### II.2 Le système de pompage solaire autonome

Ce type système est spécialement recommandé pour fonctionner là où l'approvisionnement d'électricité est faible voire impossible. L'énergie solaire est convertie en électricité au moyen de cellules photovoltaïques. Le convertisseur DC/AC transforme le courant continu produit par les panneaux solaires en un courant alternatif triphasé pour actionner le groupe moteur pompe. Les panneaux solaires et le convertisseur sont des éléments statiques, la seule partie en mouvement du système est le groupe moteur-pompe. Les avantages de ce système sont nombreux, les plus évidents sont:

- l'autonomie de fonctionnement,
- la fiabilité,
- le bon rendement,
- la relation naturelle entre la disponibilité de l'énergie solaire et le besoin en eau.

Les applications de ce système sont :

#### II.2.1 Alimentation en eau :

En beaucoup d'endroits, l'eau de surface est disponible, mais très souvent contaminée. Le dispositif de pompage permettrait de puiser l'eau souterraine qui est généralement propre. L'eau est pompée le jour et stockée dans des réservoirs. [31]

## II.2.2 Irrigation

Dans les zones agricoles, le rendement des récoltes peut être amélioré et le prix par unité de nourriture diminué. De nouvelles zones agricoles peuvent être développées au moindre coût. En outre la disponibilité de l'eau permet d'améliorer la nature et la quantité de pâturages.

Une alimentation correcte en eau et nourriture du bétail est ainsi réalisée grâce aux pompes solaires. [31]

## II.2.3 Méthodes de pompages

Pour pomper l'eau avec un système photovoltaïque, deux techniques sont possibles :

- Dans la première technique, l'énergie solaire est consommée en « temps réel »; On parle alors d'un « pompage au fil du soleil ». Cette solution nécessite un stockage de l'eau dans un réservoir (l'eau pompée pendant la journée est stockée afin d'être utilisée plus tard, le soir par exemple).
- La deuxième méthode consiste à utiliser un stockage de l'énergie, cette fois-ci, via des batteries. L'énergie stockée la journée peut être utilisée plus tard pour pomper l'eau [27].

## II.2.4 Pompage « au fil du soleil »

Comme on va le constater, la méthode de pompage « au fil du soleil » permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple, plus fiable et moins coûteux qu'un système utilisant des batteries. En effet, dans cette première technique, c'est l'eau elle-même qui est pompée et stockée lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement. On parle alors d'un stockage hydraulique. L'eau est stockée dans un réservoir à une hauteur dessus du sol pour qu'elle soit, ensuite, distribuée par gravité. Il faut bien signaler ici que le réservoir d'eau peut souvent être construit localement. En plus, il ne requiert pas un entretien complexe et peut être réparé localement. La capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours selon les modèles.

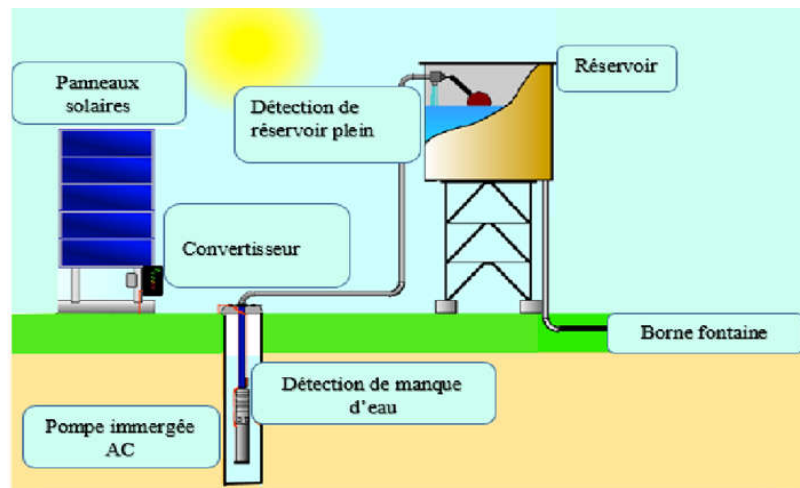


Figure II.1: Schéma du principe de pompage au fil du soleil

## II.2.5 Pompage avec batteries

La méthode de pompage d'eau en utilisant l'énergie stockée sur des batteries peut avoir l'avantage de garantir une stabilité d'alimentation des équipements (système présente l'avantage d'un débit régulier, la possibilité de pomper lorsque le soleil est absent). L'énergie emmagasinée pour être utilisée aussi pour d'autres besoins ultérieurs.

L'inconvénient majeur, de cette technique est qu'elle comporte plusieurs composants qui influent négativement sur la fiabilité et le coût global du système. En effet, les batteries sont fragiles et sont souvent les premiers éléments qui auront besoin d'être changés. Elles nécessitent, en outre, un entretien constant et un contrôle rigoureux de leur charge et décharge.

Les contrôleurs utilisés pour régulariser la charge et la décharge des batteries vieillissent rapidement et peuvent s'avérer non fiables. Les batteries introduisent également un certain degré de perte de rendement d'environ 20% à 30 % de la production d'énergie.

## II.3 Avantages et inconvénients des pompes au fil du soleil et avec batteries

### II.3.1 Pompage au fil du soleil

#### Avantages

- ✓ Economie du coût des batteries et par conséquent leur maintenance
- ✓ Système photovoltaïque plus simple, plus fiable et moins coûteux
- ✓ Meilleur rendement énergétique

### **Inconvénients**

- ✓ Perte d'énergie au début et à la fin de la journée
- ✓ Le débit de la pompe n'est pas constant et le rabattement du forage peut-être trop élevé durant certaines périodes de la journée.

### **II.3.2 Pompage avec batterie**

#### **Avantages**

- ✓ Débit de la pompe régulier et à pression fixe
- ✓ Possibilité de pomper l'eau lorsque le soleil est absent

#### **Inconvénients**

- ✓ Coût élevé d'entretien et maintenance des batteries
- ✓ Changement des batteries tous 5 à 7 ans
- ✓ Les batteries introduisent un certain degré de perte de rendement d'environ 20% à 30% de la production d'énergie.
- ✓ Coût élevé du système photovoltaïque)

## **II.4 Coupe de forage**

Tous les travaux de forages doivent nécessairement être accompagnés d'un ensemble d'informations essentielles pour leur équipement (pose des crépines et du cuvelage), ainsi que pour l'installation correcte de la pompe. Après les travaux de forage, les informations suivantes doivent nécessairement être disponibles :

- La profondeur du forage
- Une description de la lithologie du sol ;
- Le diamètre du forage et du cuvelage
- La profondeur de l'aquifère capté
- Le niveau d'eau statique
- Le rabattement (essai de pompage)
- La qualité de l'eau
- Le plan d'équipement du forage (mise en place de la crépine, du cuvelage et remplissage de l'espace annulaire)

Toutes ces données doivent apparaître sur la coupe de forage. Idéalement, la coupe de forage doit être archivée dans la base de données des infrastructures en eau du pays, et être

disponible au besoin pour la réparation ou la réhabilitation du forage. La coupe de forage est accompagnée de la fiche d'essai de débit. [41]

## **II.4.1 Caractéristiques du forage**

### **II.4.1.1 Diamètre du forage**

Le diamètre du forage est le facteur limitant pour la taille et la capacité de la pompe qui peut être installée. La plupart des forages ont un diamètre de 125 mm, soit 4,9 pouces environ, autorisant l'installation de pompes de 4 pouces de diamètre (125 mm).

En général, les pompes de grand diamètre sont plus performantes et plus efficaces. Une pompe de 5 pouces sera 10% plus efficace qu'une pompe de 4 pouces. Cette différence de 10% entraîne une réduction d'environ 15% de l'énergie nécessaire à la sortie du réseau de panneaux solaires, et une diminution du nombre de panneaux. Il peut être utile de réaliser une comparaison financière entre un forage de diamètre plus élevé pour recevoir une pompe de 5 pouces, qui demandera moins de panneaux solaires, et un forage de diamètre 125 mm qui en nécessitera davantage.

### **II.4.1.2 Rabattement de la nappe au débit maximal**

Le rabattement maximal de la nappe est mesuré lors du test de pompage. Pendant le pompage, le niveau d'eau dans le forage va diminuer par rapport au niveau statique, cette différence de niveau est appelée rabattement de la nappe. Le rabattement est pris en compte dans les calculs de la charge hydraulique et les calculs de puissance, requises pour le fonctionnement du système. [31]

Généralement, les pompes solaires pompent l'eau en moins de temps que les systèmes thermiques, leur débit (m<sup>3</sup>/h) est souvent plus grand (si le forage le permet). Le rabattement dans le forage risque d'être plus important et la charge hydraulique requise plus grande. [6]

### **II.4.1.3 Aspects financiers**

Dans les zones où les forages sont coûteux à réaliser avec des débits très faibles, le pompage solaire ne fonctionne que sur une durée très limitée dans la journée. Une pompe thermique fonctionnant 20 heures par jour produit un volume d'eau plus important. Pour le même investissement le coût du m<sup>3</sup> pompé sera plus élevé avec un pompage solaire. Les systèmes solaires ne sont pas toujours les plus économiques. [31]

## II.5 Configurations du système de pompage photovoltaïque

Un système de pompage solaire est généralement constitué de [29]:

- le générateur photovoltaïque,
- le groupe électropompe,
- l'électronique de commande et de contrôle,

### II.5.1 Le générateur photovoltaïque

Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer en série et en parallèle plusieurs modules. Dans certaines applications, il est possible d'utiliser un ou plusieurs modules de quelques dizaines de cellules. Pour des utilisations plus importantes, les générateurs PV sont groupés dans un champ de plusieurs modules (quelques centaines). La courbe de fonctionnement I-V d'une association série-parallèle de modules solaires aura une évolution de fonctionnement semblable à la courbe de la cellule de base, mais en modifiant les échelles sur les deux axes.

Les performances d'un générateur PV sont déterminées à partir de ces courbes. En utilisant l'équation ci-dessous, pour un groupement mixte formé à partir d'un nombre  $N_s$  module en série et  $N_p$  module en parallèle [30] :

$$I = N_p \cdot I_{ph} - N_p \cdot I_0 \left[ \exp \left( \frac{N_s \cdot V + \frac{I N_s R_s}{N_p}}{\eta \cdot N_p \cdot V_T} \right) - 1 \right] - \frac{N_s \cdot V + \frac{I N_s R_s}{N_p}}{\frac{N_s R_p}{N_p}} \quad (\text{II.1})$$

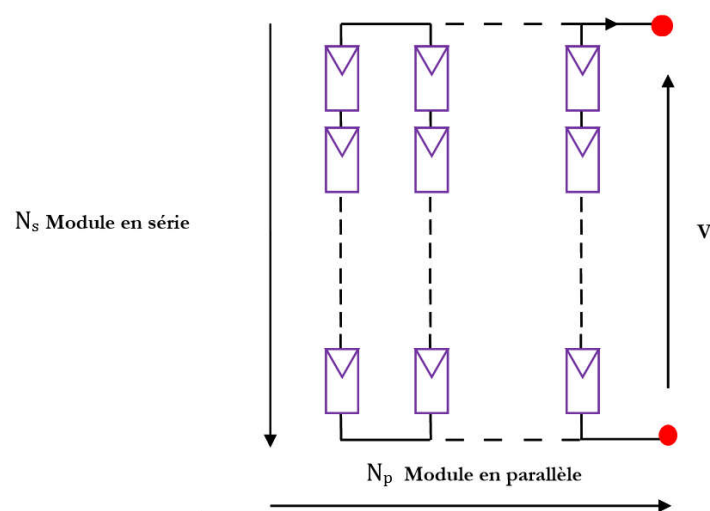


Figure II.2: Groupement de  $N_s$  module en série et  $N_p$  en parallèle

## **II.5.2 Le groupe électropompe**

### **II.5.2.1 Types de pompes**

Les pompes à eau sont généralement classées selon leur principe de fonctionnement, soit de type volumétrique ou centrifuge. Outre ces deux classifications que nous décrirons plus loin, on distingue également deux autres types de pompes en fonction de l'emplacement physique de la pompe par rapport à l'eau pompée: la pompe à aspiration et la pompe à refoulement. La hauteur d'aspiration de n'importe quelle pompe est limitée à une valeur théorique de 9,8 mètres (pression atmosphérique en mètres d'eau) et dans la pratique à 6 ou 7 mètres. Les pompes à aspiration sont donc toujours installées à une hauteur inférieure à celle-ci. Ces pompes doivent également être amorcées, c'est-à-dire que la section en amont de la pompe doit être remplie d'eau pour amorcer l'aspiration d'eau. Les pompes à refoulement sont immergées dans l'eau et ont, soit leur moteur immergé avec la pompe (pompe monobloc), soit le moteur en surface; la transmission de puissance se fait alors par un long arbre reliant la pompe au moteur. Dans les deux cas, une conduite de refoulement après la pompe permet des élévations de plusieurs dizaines de mètres, selon la puissance du moteur. [29]

### **II.5.2.2 La pompe volumétrique**

La pompe volumétrique transmet l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et-vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement. Les pompes volumétriques incluent les pompes à vis, les pompes à palettes, les pompes à piston et les pompes à diaphragme. Les deux derniers types sont utilisés dans les puits ou les forages profonds (plus de 100 mètres). L'entraînement est habituellement assuré par un arbre de transmission très long, à partir d'un moteur électrique monté en surface. Le débit d'eau d'une pompe volumétrique est proportionnel à la vitesse du moteur. Mais son couple varie essentiellement en fonction de la hauteur manométrique totale (HMT) et est pratiquement constant en fonction de la vitesse de rotation du moteur. Le couple de démarrage est donc pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la HMT. La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à petits débits d'eau. On les utilise parfois comme pompes de surface lorsque le couple est lent et

irrégulier et que le débit demandé est faible, par exemple pour les pompes à main et les pompes éoliennes multiples. [29]

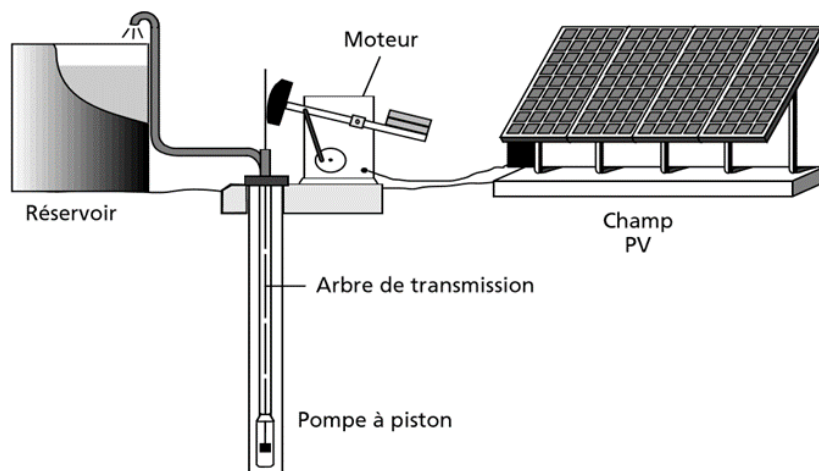


Figure II.3: Pompage photovoltaïque avec pompe volumétrique

### II.5.2.3 La pompe centrifuge

Grâce aux progrès réalisés dans l'emploi de la force électromotrice, le développement des pompes centrifuges a été très rapide. Couplées aux moteurs électriques, elles constituent des groupes légers, peu encombrants, peu coûteux et d'un très bon rendement.

Toutefois, ces pompes demandent à être utilisées rationnellement pour permettre un fonctionnement optimal de l'ensemble. La pompe centrifuge transmet l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation de roues à aubes ou d'ailettes. L'eau entre au centre de la pompe et est poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubages. Afin d'augmenter la pression, donc la hauteur de refoulement, plusieurs étages d'aubages peuvent être juxtaposés sur le même arbre de transmission. Chaque étage fait passer l'eau à l'étage suivant en relevant la pression jusqu'à l'étage final, délivrant un volume d'eau à pression élevée. Ces pompes incluent les pompes submersibles avec moteur de surface ou submergé, les pompes flottantes et les pompes rotatives à aspiration. La pompe centrifuge est conçue pour une HMT relativement fixe. Le débit de cette pompe varie en proportion de la vitesse de rotation du moteur. Son couple augmente très rapidement en fonction de cette vitesse et la hauteur de refoulement est fonction du carré de la vitesse du moteur. La vitesse de rotation du moteur devra donc être très rapide pour assurer un bon débit. La puissance consommée, proportionnelle à  $Q * HMT$ , variera donc dans le rapport du cube de la vitesse. On utilisera habituellement les pompes centrifuges pour les gros débits et les profondeurs moyennes ou faibles (10 à 100

mètres). Parce que le couple de démarrage est limité au couple de frottement de la pompe à vitesse nulle (qui est plus important qu'en rotation), la pompe requiert une vitesse minimale à une HMT donnée pour obtenir un débit de départ non nul. [29]

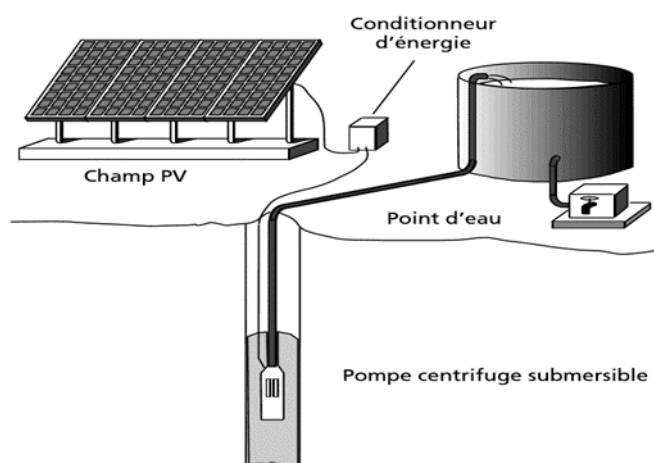


Figure II.4: Pompage photovoltaïque avec pompe centrifuge

#### II.5.2.4 Les moteurs électriques

Un moteur électrique est un dispositif électromécanique permettant la conversion d'énergie électrique en énergie mécanique. La plupart des machines électriques fonctionnent grâce au magnétisme, il existe deux types de moteurs : à courants continu et alternatif [32].

#### II.5.2.5 Moteur à courant continu

La figure montre le schéma simplifié d'un système de pompage utilisant le moteur à courant continu. Le couplage est direct (sans stockage électrique) avec optimisation du générateur par un hacheur adaptateur de puissance commandé par son rapport cyclique. L'installation ainsi définie nécessite une électronique relativement simple mais présente l'inconvénient du moteur à courant continu: un entretien régulier. [31]

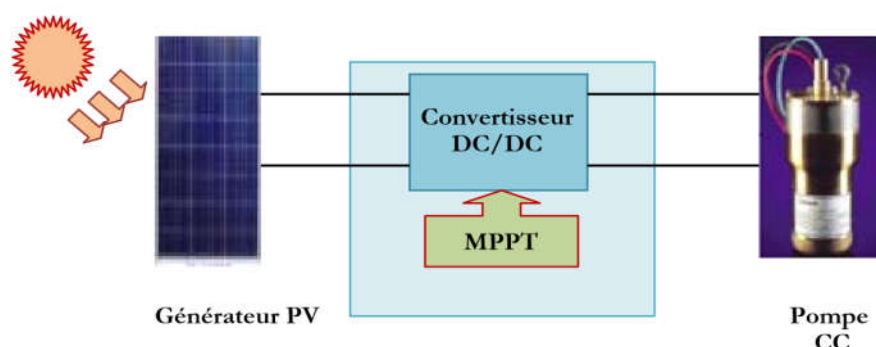


Figure II.5: Système de pompage utilisant le moteur à courant continu

### II.5.2.6 Moteur à courant alternatif

L'utilisation d'un moteur asynchrone (à courant alternatif triphasé) plus robuste moins cher et sans entretien devient une solution plus économique et plus pratique même au prix d'un circuit électronique de commande plus complexe. L'utilisation d'un moteur asynchrone augmente ainsi l'autonomie et la fiabilité de l'installation. Le moteur est alimenté par un onduleur (convertisseur DC/AC) adapté à une commande MPPT qui assure l'optimisation du générateur (Figure. II.6).

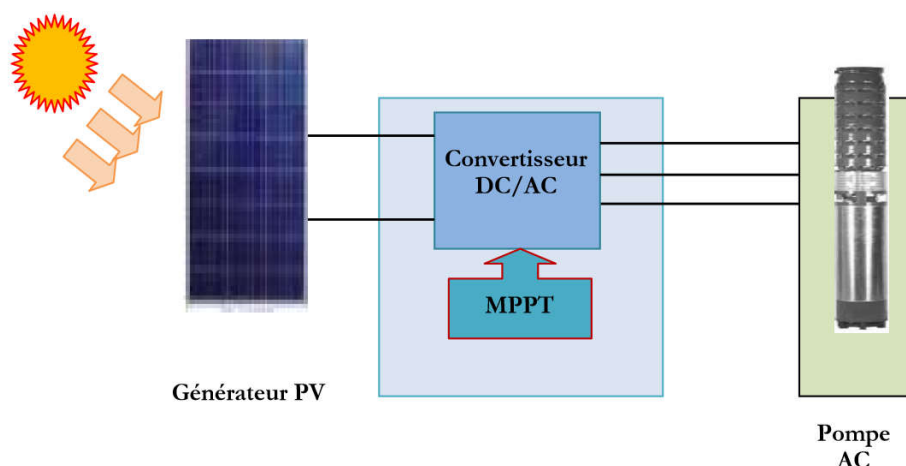


Figure II.6: Système de pompage utilisant le moteur à courant alternatif

### II.5.2.7 L'électronique de commande et de contrôle

Les pompages solaires possèdent à minima les composants listés en (Figure II.7). Ces composants principaux doivent impérativement figurer sur la demande de devis pour s'assurer que le fournisseur comprenne la demande correctement, et n'oublie aucun élément. À cette configuration de base peuvent s'ajouter plusieurs options listées en (Figure II.7) [33]

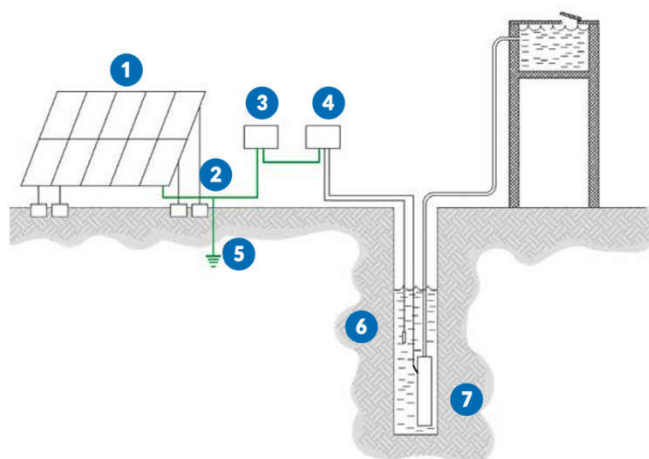


Figure II.7: les composants indispensables

- ① Parc de panneaux solaires.
- ② Support de panneaux avec fondations et système d'accrochage antivol.
3. Coffret de protection avec fusible, coupe-circuit général et parafoudre.
- ④ Contrôleur de pompe ou Onduleur solaire de pompage.
- ⑤ Piquet de terre connecté au circuit de terre général regroupant les panneaux, leur support, coffret et pompe.
- ⑥ Sonde de sécurité niveau bas eau (arrête immédiatement la pompe si le puits est vide).
- ⑦ Pompe submersible.

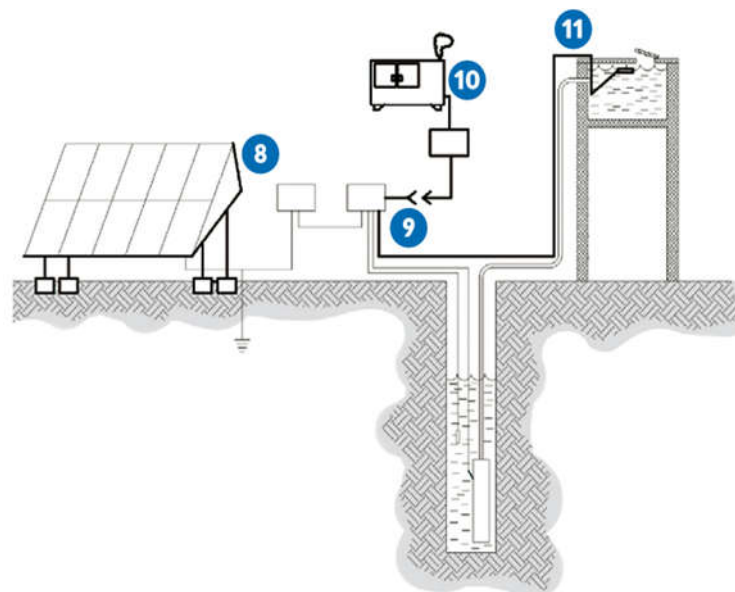


Figure II.8: les composants optionnels possibles

- ⑧ Support de panneaux avec 2 inclinaisons possibles (été / hiver).
- ⑨ Entrée disponible pour groupe électrogène temporaire en cas de problème (le groupe n'est pas installé de manière permanente).
- ⑩ Groupe électrogène permanent pour application secours ou complémentaire (en saison de pluies et/ou matin + soir).
- ⑪ Sonde de niveau d'eau dans le réservoir pour marche/arrêt pompe automatique, ou sonde de niveau d'eau dans le réservoir pour marche/arrêt pompe automatique + report visible du niveau depuis le sol.

### II.5.2.8 Les contrôleurs de pompe

La vitesse de rotation de la pompe est pilotée par sa tension d'alimentation :

Plus la tension est élevée, plus la vitesse de rotation de la pompe sera élevée. Les contrôleurs de pompe sont de petites tailles et possèdent tous à minima un bouton ON/OFF, et un afficheur indiquant l'état de la pompe, et les défauts rencontrés s'ils provoquent l'arrêt de la pompe. La figure (II.8) présente des contrôleurs de pompe couramment mis en œuvre sur les projets. [33]

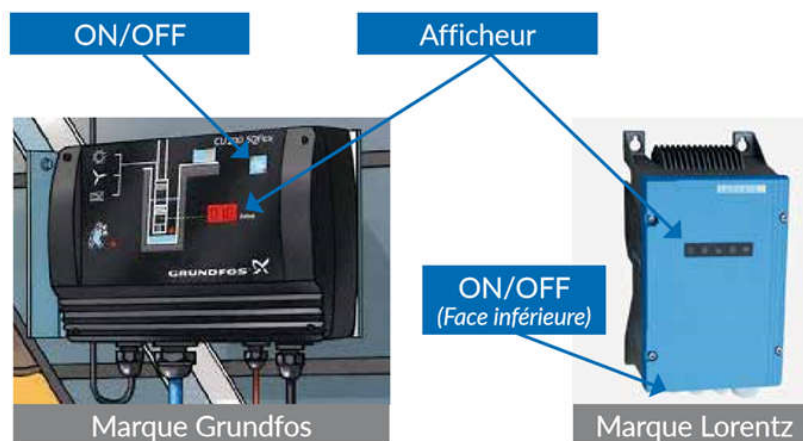


Figure II.9: Exemples de contrôleurs de pompe

### II.5.2.9 Les onduleurs solaires de pompage

La vitesse de rotation de la pompe est pilotée par la fréquence de la tension AC (en Hertz). L'onduleur solaire va donc produire une fréquence variable en fonction de la tension qu'il reçoit des panneaux. Typiquement un onduleur solaire de pompage va démarrer la pompe à une fréquence mini de 25 Hz lorsqu'il y a peu de soleil, et augmentera la fréquence de sortie avec l'augmentation de la tension panneaux, pour atteindre la fréquence maxi de 50 Hz (ou 60 Hz suivant pompe) lorsqu'il y aura un maximum de soleil.

Il est donc strictement impossible d'utiliser un onduleur classique de bâtiment pour alimenter une pompe solaire, les onduleurs de bâtiment étant conçus pour délivrer une fréquence fixe de 50 Hertz (fréquence réseau et groupe électrogène). Si vous le faites tout de même, alors la pompe ne tournera qu'à la fréquence fixe de 50 Hz (sa puissance max), et lorsque la tension panneaux ne sera pas suffisante pour permettre à l'onduleur de produire du 50 Hz (matin, soir, jours nuageux, ...) alors il s'arrêtera. Vous perdrez donc tout le potentiel du pompage solaire dont l'intérêt principal est de fournir de l'eau même lorsqu'il y a peu de soleil.

Sur la plupart des onduleurs solaires de pompage, il est possible voire nécessaire de paramétrer la fréquence mini de démarrage et la fréquence maxi à pleine puissance, la puissance de la pompe, le type de démarrage, le type de sonde niveau bas eau ... La figure

(II.8) présente les principaux onduleurs solaires de pompage couramment mis en œuvre sur les projets.[33]



Figure II.10: Exemples d'onduleurs solaires de pompage

Quel que soit le type de pompe (centrifuge, hélicoïdale, volumétrique, ...) les pompes possèdent toujours les mêmes composants principaux présentés en figure (II.10), à savoir :

- Le moteur (AC, DC, ou multi-tension), toujours situé en partie inférieure. Le moteur est ainsi toujours immergé, ce qui est nécessaire pour son refroidissement.
- L'orifice d'aspiration muni d'une crépine grossière pour filtrer les grosses impuretés présentes dans l'eau.
- La pompe toujours située en partie haute.
- L'orifice de refoulement muni d'un pas de vis pour y visser la tuyauterie de refoulement et d'un clapet anti-retour.
- Une petite longueur de câble (de 50 cm à 1 m) fixée de manière étanche dans le moteur, afin que l'installateur n'ait pas à ouvrir le moteur pour y connecter le câble d'alimentation (et potentiellement rompre l'étanchéité de celui-ci). [33]

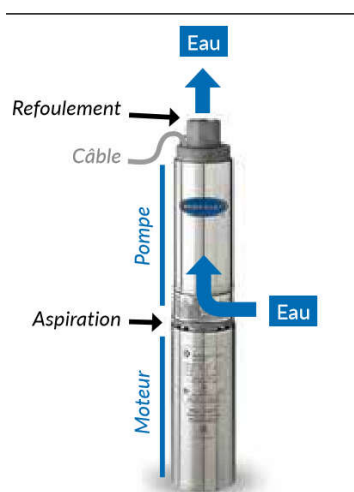


Figure II.11 : Pompe standard

## II.6 Technique de dimensionnement

Les étapes de dimensionnement sont organisées comme suit :

- ✓ Evaluation des besoins en eau ;
- ✓ Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire ;
- ✓ Détermination du profil de charge ;
- ✓ Dimensionnement du champ photovoltaïque ;
- ✓ Calcul de la capacité de la batterie (au besoin) ;
- ✓ Choix du régulateur et de l'onduleur (au besoin).

### II.6.1 Estimations des besoins en eau

Les besoins en eau pour l'irrigation dépendent de plusieurs facteurs à savoir le type de culture (pour l'agriculture maraichère 60m<sup>3</sup>/hectare/jour), facteurs météorologiques (température, humidité, vitesse du vent,...etc.).

### II.6.2 Calcul de l'énergie hydraulique quotidienne requise

Une fois les besoins nécessaires en volume d'eau pour chaque mois de l'année et les caractéristiques du puits sont définis, nous pouvons calculer l'énergie hydraulique moyenne journalière et mensuelle nécessaire à partir de la relation [35] :

$$E_h = C_h \cdot HMT \quad (II.2)$$

Avec :

$E_h$  : Énergie hydraulique [kWh/j]

$C_h$  : Constante hydraulique [kg.s.h/m<sup>2</sup>]

$Q$  : Volume d'eau

HMT : Hauteur manométrique total

Où :  $C_h = g \cdot \rho / 3600 = 2,725 \text{ (Kg.s.h/m}^2\text{)}$

$g$  : La gravité terrestre [9.81m/s<sup>2</sup>]

### II.6.3 Calcul de la hauteur manométrique totale (HMT)

La hauteur manométrique totale (HMT) d'une pompe est la différence de pression en mètres de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement. Elle est donnée par : [37].

$$HMT = Hg + Pc \quad (II.3)$$

$H_g$  : hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation. Elle est calculée par la formule suivante : [37]

$$H_g = S_0 + N_s + H_r \quad (II.4)$$

$S_0$  : Rabattement (m)

$H_r$  : hauteur du réservoir (m)

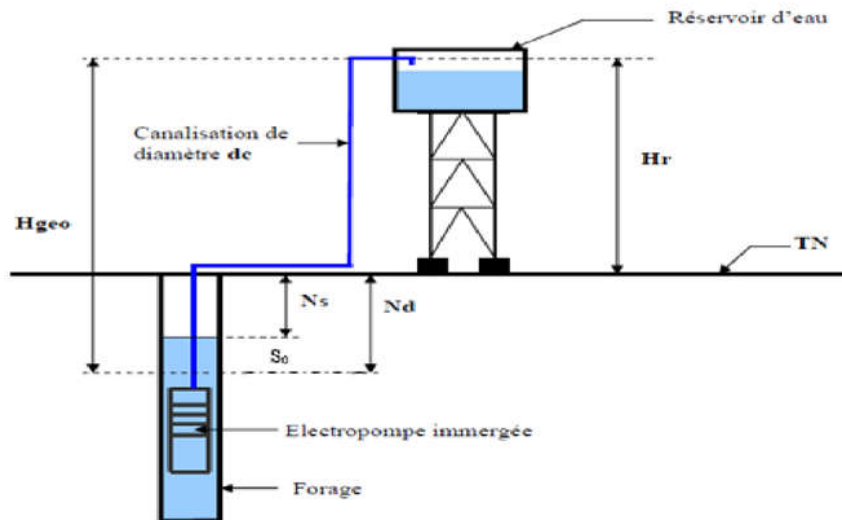


Figure II.12: Système de pompage photovoltaïque avec stockage

$N_s$  : est la distance entre le niveau statique de l'eau dans le puits jusqu'au point le plus élevé auquel on doit pomper l'eau

$N_d$  : représente les pertes d'eau dans la tuyauterie

La formule de DarcyWeisbach permet le calcul de la hauteur dynamique :

$$N_d = f \cdot \left( \frac{L \cdot v^2}{D \cdot 2g} \right) \quad (II.5)$$

Avec :

$f$  : coefficient de friction des parois de la tuyauterie

$v$  : vitesse moyenne du fluide (m/s)

$L$  : longueur de la tuyauterie (m)

$D$  : diamètre de la tuyauterie (m)

$g$  : accélération de la pesanteur (m/s<sup>2</sup>)

La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique est appelée rabattement

$S_0$ . Ce rabattement sera calculé par la formule de Jules Dipuit [38;29] :

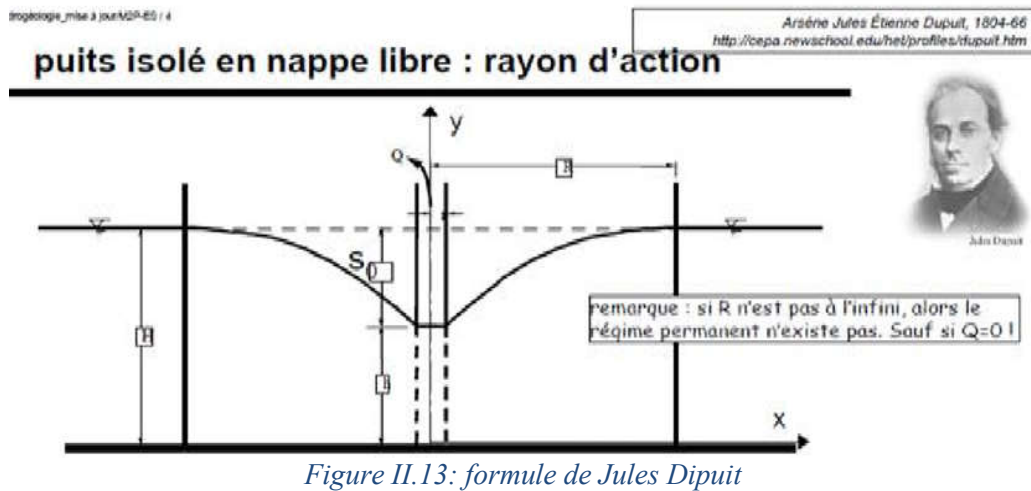


Figure II.13: formule de Jules Dupuit

La formule de Jules Dupuit :

$$Q = \frac{\pi \cdot k (H^2 - h^2)}{\ln\left(\frac{R}{r}\right)} \quad (\text{II.6})$$

La formule empirique de Sichardt :

$$R = 30(H-h) \sqrt{K} \quad (\text{II.7})$$

H : Epaisseur de la partie saturée en (m)

Q : Débit de pompage en (m<sup>3</sup>/s)

K : Perméabilité du sol en m/s

r : Rayon du forage

R : Rayon d'action ou d'influence du cône de dépression en (m)

h: Hauteur d'eau dans le forage pendant le pompage en (m)

**S0**: Rabattement (m)

Après avoir déterminé la HMT et le débit de pompage, on se réfère aux catalogues des constructeurs des pompes pour choisir la pompe qui répond aux exigences. [40]

### II.6.3.1 La puissance hydraulique crête (P<sub>h</sub>)

La puissance hydraulique P<sub>h</sub> elle est donnée par :

$$P_h = \frac{Q \cdot HMT}{367} \quad (\text{II.8})$$

Et en fonction de la puissance électrique crête fournie par le générateur photovoltaïque (P<sub>e</sub>) est donnée par :

$$P_h = P_e \cdot \eta_{MB}$$

Où P<sub>e</sub> : la puissance électrique crête fournie par le générateur photovoltaïque [W]

η<sub>MB</sub>: rendement crête du sous-système moteur-pompe.

### II.6.3.2 Calcul de l'énergie électrique quotidienne requise

L'énergie nécessaire pour soulever une certaine quantité d'eau sur une certaine hauteur donnée pendant une journée est calculée à partir de l'équation suivante :

$$E_e = \frac{E_h}{\eta_{Ond} \cdot \eta_{MP}} \quad (II.9)$$

Où :

$E_e$  : Energie électrique exprimé en [kwh/j]

$\eta_{MP}$  : Le rendement du groupe motopompe, en général entre 30% et 60%.

$\eta_{Ond}$  : Le rendement d'onduleur.

### II.6.3.3 Dimensionnement de la pompe

Le débit crête  $Q$  (m<sup>3</sup>/h) est calculé par la relation :

$$Q = \frac{3.6.P_h}{g.HMT} \quad (II.10)$$

Où  $P_h$  : puissance hydraulique nécessaire (W)

$g$  : accélération de la pesanteur (9.81m/s<sup>2</sup>)

HMT : hauteur manométrique totale (m)

### II.6.3.4 Dimensionnement des tuyauteries

Le diamètre des tuyauteries peut être estimé en utilisant des tableaux ou des graphes qui expriment les pertes par frottements en fonction du débit pour chaque diamètre de la tuyauterie. En pratique, il se présente le problème de fixer la hauteur dynamique  $h_d$  pour des considérations économiques. En effet, si nous augmentons le diamètre  $D$  de la tuyauterie,  $h_d$  diminue. Economiquement parlant, une augmentation de  $D$  suppose une augmentation des dépenses d'installation, mais en même temps une diminution des pertes d'énergie. Le diamètre le plus économique sera celui qui réduit au minimum la somme des coûts de la tuyauterie et de l'énergie perdue par frottements [42]. Il est possible d'obtenir analytiquement les diamètres des tuyauteries de pompage qui s'approchent à ceux qui minimisent les coûts des installations par la formule de Bresse [43] :

$$D = K\sqrt{Q} \quad (II.11)$$

$D$  : diamètre de la tuyauterie (m)  $K$  : coefficient qui varie de 0,75 à 1,40

$Q$  : débit crête de la pompe (m<sup>3</sup>/s)

L'équation de continuité est :

$$Q = \frac{\pi.D^2}{4}.V \quad (II.12)$$

Choisir la valeur K équivaut à fixer la vitesse moyenne du fluide (v). Enfin en substituant dans l'équation de continuité la valeur de Q prise de la formule de Bresse, nous avons :

$$v = \frac{4}{\pi \cdot K^2} \quad (II.13)$$

Quel que soit la formule employée, les diamètres obtenus diffèrent fréquemment des diamètres commerciaux. Il suffit de prendre la valeur du diamètre commercial le plus proche et d'ajouter les calculs en conséquence.

## II.6.4 Energie solaire disponible et dimensionnement du champ photovoltaïque

### II.6.4.1 Energie solaire disponible

La méthode de dimensionnement utilisée est basée sur les calculs des valeurs moyennes journalières mensuelles de l'irradiation solaire disponible à l'inclinaison  $\beta$  des modules photovoltaïques (PV) par rapport au plan horizontal. Ce dernier doit se faire de manière à optimiser la conversion de l'énergie solaire en électrique. Lorsque le pourcentage entre le rayonnement solaire et l'énergie hydraulique faible, il est préférables.

### II.6.4.2 Dimensionnement du champ photovoltaïque

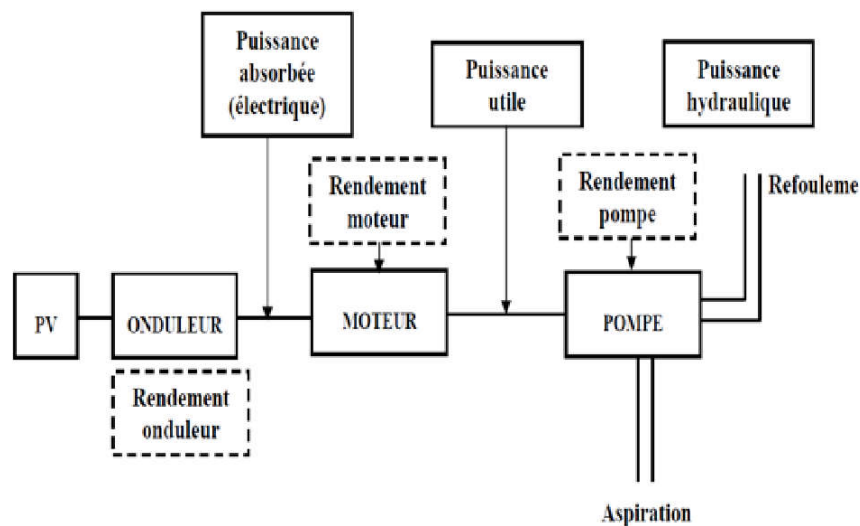


Figure II.14: Chaîne de conversion d'un pompage PV au fil du soleil

L'énergie électrique journalière nécessaire  $E_e$ (kWh/j) pour soulever une certaine quantité d'eau sur une certaine hauteur donnée pendant une journée est calculée par la formule suivante :

$$E_e = \eta_{PV} \cdot A \cdot G_d(\beta) \quad (II.14)$$

Où :

A : La surface active du générateur (m)

$\eta_{PV}$  : Le rendement moyen journalier du générateur dans les conditions d'exploitation

Gd ( $\beta$ ) : L'irradiation moyenne journalière incidente sur le plan des modules à l'inclinaison  $\beta$  [kwh/m<sup>2</sup>/j]

Le rendement  $\eta_{pv}$  est calculé par la formule suivante :

$$\eta_{PV} = F_m [1 - \gamma(T - T_r)] \eta_g \quad (II.15)$$

Où :

$F_m$  : Facteur de couplage, défini comme le rapport entre l'énergie électrique générée sous les conditions d'exploitation et l'énergie électrique qui se générerait si le système travaillait au point de puissance maximale.

$\gamma$  : Coefficient de température des cellules.  $\gamma$  prend des valeurs entre 0,004 et 0,005 /°C pour des modules au silicium mono et poly cristallin, et entre 0,001 et 0,002 pour des modules au silicium amorphe.

T : Température moyenne journalière des cellules durant les heures d'ensoleillement

La puissance crête nécessaire  $P_c$  (en kWc) est calculée par la formule suivante :

$$E_e = P_c \times Gd(\beta) \times K_p \times \eta_{Ond} \quad (II.16)$$

D'où

$$P_c = \frac{E_e}{K_p \cdot Gd(\beta)} \quad (II.17)$$

Avec

$K_p$  : Coefficient de productivité du système PV Dans le cas de pompes centrifuges au fil du soleil, la valeur typique de  $K_p$  est de l'ordre de 0,75 [41].

Après la détermination de la puissance nécessaire, on se réfère aux catalogues des constructeurs des panneaux solaires pour le choix et ensuite on fait la configuration en compatibilité avec la tension et l'intensité d'entrée du contrôleur.

#### II.6.4.3 Le nombre de modules photovoltaïques : [43]

Le nombre total N de modules photovoltaïques est calculé en rapportant la puissance globale du champ  $P_c$  à celle ( $P_m$ ) d'un seul module :

$$N = \frac{P_c}{P_m} \quad (II.18)$$

$P_m$  : la puissance d'un seul module [W]

Le nombre de modules connectés en série sera :

$$N_s = \frac{V}{V_m} \quad (\text{II.19})$$

V : La tension de système

$V_m$  : La tension de module

Le nombre de branches (modules en parallèle) :

$$N_p = \frac{N}{N_s} \quad (\text{II.20})$$

#### II.6.4.1 Le choix de la pompe

Le choix de la pompe est basé sur les deux facteurs suivants :

- ✓ La hauteur manométrique totale HMT.
- ✓ Le débit horaire  $Q_h$

On calcule le débit horaire  $Q_h$  par la formule suivante :

$$Q_h = \frac{Q}{h} \quad (\text{II.21})$$

h : nombre d'heures d'ensoleillement maximal.

#### II.6.4.2 Choix de l'onduleur

Il a pour rôle, la conversion du courant continu produit par les panneaux en courant alternatif identique à celui du réseau. Il est donc indispensable pour l'alimentation des charges à courant alternatif. Le choix de l'onduleur dépend des caractéristiques électriques de la pompe alimentée (puissance, tension)

### II.7 Généralité sur l'irrigation :

L'irrigation serait nécessaire pour répondre aux besoins en eau des cultures si les précipitations étaient insuffisantes. Les cultures peuvent être arrosées à l'aide de diverses technologies d'irrigation. Chaque méthode comporte des avantages et des inconvénients qui doivent être pris en considération au moment de choisir la méthode qui convient le mieux au travail.

## II.7.1 Irrigation de la surface :

L'irrigation de surface consiste à amener l'eau au point le plus haut du terrain et à la laisser 'écouler par gravité. L'eau est ensuite distribuée au champ, soit par submersion (irrigation par bassins), ou dans des sillons en terre (irrigation par sillons) [44].

### II.7.1.1 Irrigation par bassine :

Les bassins sont constitués de cuvettes en terre, à fond à peu près plat, entourées de diguettes. De faible hauteur ou levées (figure II.15). Cette technique est utilisée, d'une façon générale, pour l'irrigation des rizières sur terrain plat. La méthode par bassins est aussi utilisée pour l'irrigation des arbres fruitiers. En général, cette technique d'irrigation s'applique à toutes les cultures qui peuvent tolérer la submersion par les eaux pour une longue durée [44].



*Figure II.15: Irrigation par bassins*

### II.7.1.2 Irrigation par sillons / A la raie :

Les sillons sont des petites rigoles en terre, pour transporter l'eau entre les rangées de cultures. L'eau s'infiltré dans le sol par les côtés du sillon dans le sens de la pente du terrain. Cette technique (figure II.16) est valable pour l'irrigation de toutes les cultures en lignes.) [44].



*Figure II.16: Alimentation des sillons par siphons*

### **II.7.1.3 Irrigation par aspersion :**

La technique d'irrigation par aspersion (figure II.17) est conçue sur le modèle de la pluie naturelle. L'eau est refoulée sous pression dans un réseau de conduites, ensuite elle est diffusée par des asperseurs rotatifs sous la forme d'une pluie artificielle.) [45].



*Figure II.17: Irrigation par aspersion*

### **II.7.1.4 Irrigation goutte à goutte :**

L'irrigation à la goutte à goutte consiste à amener l'eau sous pression dans un système de canalisations, généralement en PVC. Cette eau est ensuite distribuée en gouttes au champ par un grand nombre de goutteurs répartis tout le long des rangées des plantations. La zone humidifiée du sol est celle située au voisinage immédiat des racines des plantes. [45]



*Figure II.18: L'irrigation par goutte a goutte*

## **II.8 Conclusion**

Le pompage solaire et le pompage des batteries sont deux nouvelles approches de pompage solaire. Pompage "soleil" a piqué notre intérêt. De plus, nous avons pu déduire qu'une minuscule pompe centrifuge et un moteur à induction à trois étages constituent la majorité des systèmes de pompage photovoltaïques.

Grâce à un onduleur à fréquence variable triphasé spécialement créé pour cette utilisation, un générateur photoélectrique sans batterie alimente le moteur. Pour comprendre l'étude pratique abordée dans le chapitre suivant, nous avons ajouté des définitions essentielles.

# CHAPITRE III :

## DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTEME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE

### III. Chapitre III Dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque

#### III.1 Introduction

Le pompage solaire est le pompage de l'eau par des pompes à énergie solaire thermique et ce processus est plus économique en raison des faibles coûts d'exploitation et d'entretien et affecte moins l'environnement que les pompes à moteur à combustion interne. Les pompes solaires sont très utiles dans les zones non connectées au réseau ou insuffisamment d'électricité provenant d'autres sources (interruption prolongée). Systèmes de pompage fiables et efficaces sont une solution pratique au problème des pénuries d'eau de surface dans les zones désertiques.

Dans ce chapitre, nous appliquerons un algorithme de volume au système de pompage photovoltaïque, pour répondre aux besoins locaux. Dans la région de M'sila

#### III.2 Dimensionnement complet de l'installation PV:

Nous allons procéder au dimensionnement tout en suivant les étapes suivantes :

##### III.2.1 Détermination du besoin en eau

$$\text{Besoin en eau} = 20\text{m}^3$$

##### III.2.2 La hauteur manométrique totale (HMT)

La différence de pression en mètres de colonne d'eau (mCE) entre les orifices d'aspiration et de refoulement est connue sous le nom de hauteur totale du manomètre d'une pompe (HMT) 1). Il est possible de déterminer cette hauteur comme suit :

$$HMT = H_r + N_d + P_c = H_g + P_c = 103.09$$

Où  $N_d$  est le niveau dynamique,  $H_r$  est la hauteur du réservoir,  $P_c$  est les pertes de charge, et  $H_g$  est la hauteur géométrique. Ces pertes de charge sont estimées à 10 % de la hauteur géométrique.

Notre installation se distingue par sa hauteur géométrique  $H_g$  100 m. Par conséquent,  $HMT = 103,09\text{m}$  est sa hauteur manométrique totale.

### III.2.3 Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire

Après avoir déterminé les paramètres du puits et les besoins en eau nécessaires, nous avons utilisé la relation illustrée ci-dessous pour calculer l'énergie hydraulique quotidienne  $E_h$  (en Wh/j) nécessaire :

$$E_h = \frac{\rho \times g \times HMT \times Q_J}{3600} = \frac{1000 \times 9.81 \times 103.09 \times 20}{3600} = 2050.7 \text{ kWh}$$

Où :

$g = 9,81 \text{ m s}^{-2}$  : C'est la constante de la pesanteur ;

$\rho = 1000 \text{ kg m}^{-3}$  : C'est la masse volumique de l'eau.

Résumé annuel	
Besoin d'eau moyen	20.0 m <sup>3</sup> /jour
Besoins d'eau annuels	7300 m <sup>3</sup>
Pression moy. annuelle	103 mCE
Energie hydraulique	2049 kWh
Besoin PV (très approx.)	6920 kWh

Figure III.1 : Besoins de l'utilisateur

### III.2.4 Calcul de l'énergie électrique

L'équation suivante est utilisée pour déterminer la quantité d'énergie électrique nécessaire à  $E_{\text{éle}}$ , exprimée en (kwh/j) :

$$E_{\text{éle}} = \frac{E_h}{\eta_{MP}}$$

Où  $\eta_{MP}$  représente le rendement du groupe motopompe qui est et de l'ordre de 46%.

Alors :

$$E_{\text{éle}} = \frac{2050.7}{0.46} = 4557.1 \text{ kWh}$$

Résultats principaux	
Type de système	Système de pompage PV
Eau pompée	<b>7334</b> m <sup>3</sup> /an
Besoins d'eau	<b>7300</b> m <sup>3</sup> /an
Eau manquante	<b>-0.5</b> %
Energie à la pompe	<b>4593</b> kWh
Energie spécifique	<b>0.63</b> kWh/m <sup>3</sup>
Efficacité système	<b>37.0</b> %

Figure III.2 : Résultats de la simulation

### III.2.4.1 Calcul de la puissance crête

Le rayonnement de l'emplacement affecte la puissance de crête du générateur solaire. L'équation suivante est utilisée pour le calculer :

$$P_c = \frac{E_{\acute{e}le}}{I_{rr} \times \eta_{ond}}$$

Où  $\eta_{ond}$  représente le rendement de l'onduleur qui est de l'ordre de 96% et  $I_{rr}$  représente l'irradiation journalière qui s'exprime en kWh/m<sup>2</sup>. Alors :

$$P_c = \frac{E_{\acute{e}le}}{I_{rr} \times \eta_{ond}} = 7500kwh$$

### III.2.5 Détermination du nombre de panneaux

Nous avons utilisé des panneaux PV de type SI-Mono de la Marque Manufacturer. Ces panneaux sont caractérisés par une puissance de  $P_{mod} = 375$ , une Tension de  $V_{mod} = 34V$  et  $V_{mod} = 52.3V$

Pour déterminer le nombre nécessaire de panneaux  $N_{panneaux}$  pour cette installation, nous avons divisée la puissance crête par la puissance PM d'un module photovoltaïque :

$$N_{panneaux} = \frac{P_c}{P_M} = \frac{7500}{375} = 20panneaux$$

Il nous faut 20 groupes. Pour installer ces panneaux, il est nécessaire de déterminer le nombre de panneaux dans la série  $N_{ps}$  et le nombre de chaînes (i.e. chaînes) en parallèle  $N_{sp}$ . Chaque chaîne contient des panneaux qui sont connectés en série.

Le nombre de panneaux en série est obtenu en divisant la tension de l'onduleur par la tension d'un module photovoltaïque :

$$N_{ps} = \frac{U_{ond}}{V_{mod}} = \frac{340}{34} = 10 \text{ panneaux}$$

Diviser le nombre total de panneaux par le nombre total de panneaux en série pour obtenir le nombre de chaînes parallèles :

$$N_{sp} = \frac{N_{panneaux}}{N_{ps}} = \frac{20}{10} = 2 \text{ panneaux}$$

**Nombre de modules et chaînes**

Mod. en série   doit être: entre 3 et 11

Perte surpuissance **N/A**

Rapport Pnom **N/A**

**nbre modules** **20** **Surface** **40 m<sup>2</sup>**

Figure III.3: Nombre de panneaux (série / parallèle)

10 modules PV sont connectés en série, et 2 chaînes sont connectées simultanément. 20 modules PV sont inclus dans le total. Utiliser des panneaux solaires de la même marque et produire de l'électricité en tout temps. Assemblage dans une ligne de panneaux : nous augmentons la puissance et la tension tout en maintenant le même courant. Panneaux montés en parallèle : Augmenter la puissance et le courant tout en maintenant la même tension.

### III.3 Simulation par PVsyst

#### III.3.1 Présentation de PVsyst

PVsyst est un logiciel destiné aux universitaires, aux architectes et aux ingénieurs, mais c'est aussi une ressource pédagogique très efficace. Il intègre un soutien contextuel approfondi, fournit une approche ergonomique avec des conseils d'élaboration de projets et fournit des explications détaillées sur la technique et les modèles utilisés. PVsyst vous permet d'importer des données personnelles et des informations météorologiques à partir de diverses sources.

PVsyst V7.2 fournit trois niveaux de recherche pour le système PV, qui correspondent approximativement aux différentes phases du développement du projet.



### III.3.3 Conception du projet

Nous avons conçu un système de pompage photovoltaïque pour l'irrigation dans la zone M'sila

### III.3.4 Coordonnée géographique

The screenshot shows a web application window titled "Paramètres du site géographique pour M'sila\_MNR0mod.SIT". It has three tabs: "Coordonnées Géographiques", "Météo mensuelle", and "Carte interactive". The "Coordonnées Géographiques" tab is active. It contains several input fields and buttons:

- Lieu:** "Nom du site" (M'sila), "Pays" (Algerie), "Région" (Afrique). Buttons: "Obtenir depuis les coordonnées", "Voir carte".
- Coordonnées Géographiques:** "Trajectoires du soleil" button. Fields for "Latitude" (35.7080), "Longitude" (4.5374), "Altitude" (480), "Fus. horaire" (1.0). Includes a "Obtenir depuis le nom" button.
- Importation météo:** Radio buttons for "Meteonorm 8.0", "NASA-SSE", "PVGIS TMY", "NREL / NSRDB TMY", "Solcast TMY". An "Importer" button.
- Footer:** "Importer", "Exporter la ligne", "Exporter le tableau", "Nouveau Site", "Imprimer", "Fermer".

Figure III.5: Coordonnée géographique de M'sila

### III.3.5 Données météorologiques

L'irradiation et la température du site de M'sila sont résumées dans ces données. Il est conseillé de décrire précisément la source des données. Le PVsyst accède Internet aux statistiques de température et de rayonnement solaire ainsi que des outils pour évaluer la performance PV pour n'importe quel endroit en Europe, en Afrique, et la plupart de l'Asie.

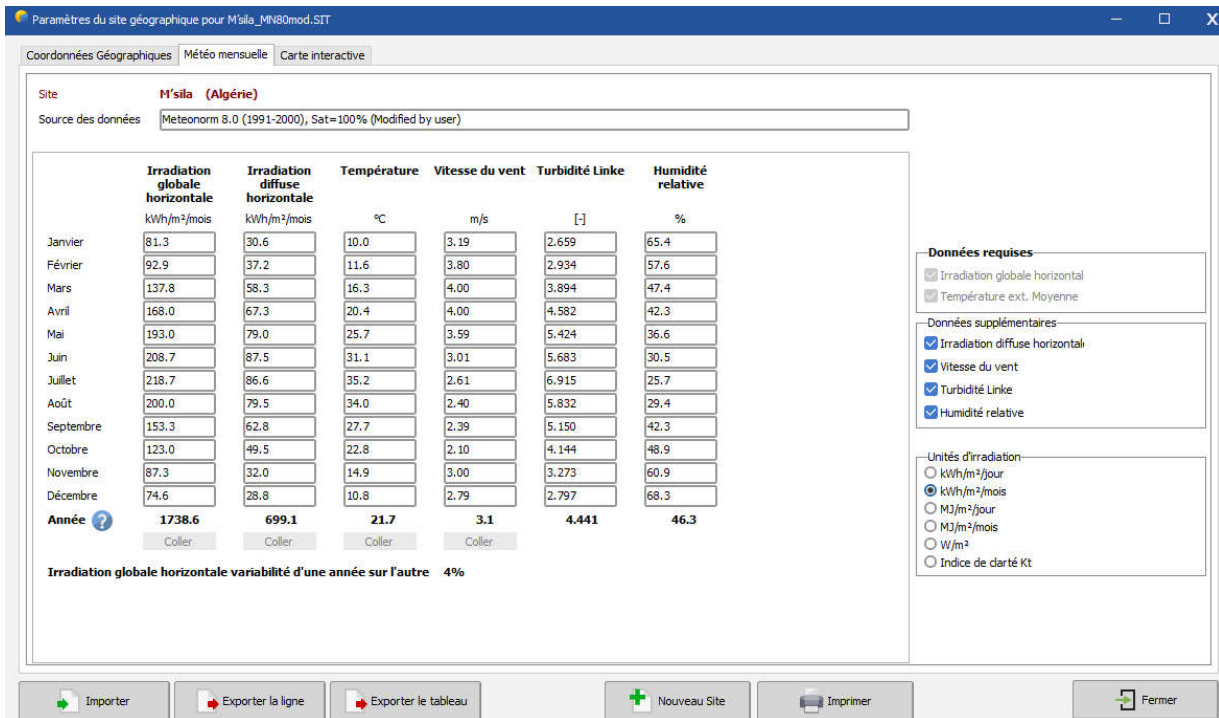


Figure III.6: Paramètres climatique de M'sila

### III.3.6 Les étapes de conception d'un système de pompage photovoltaïque

#### III.3.6.1 Trajectoire du soleil

Toute application solaire nécessite des connaissances sur la vitesse apparente du soleil à un certain en droit de la surface de la Terre. Deux angles - sa hauteur HS (angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu) et son azimut AZ - définissent l'emplacement du soleil (angle avec la direction du Sud, compté négativement vers l'Est).

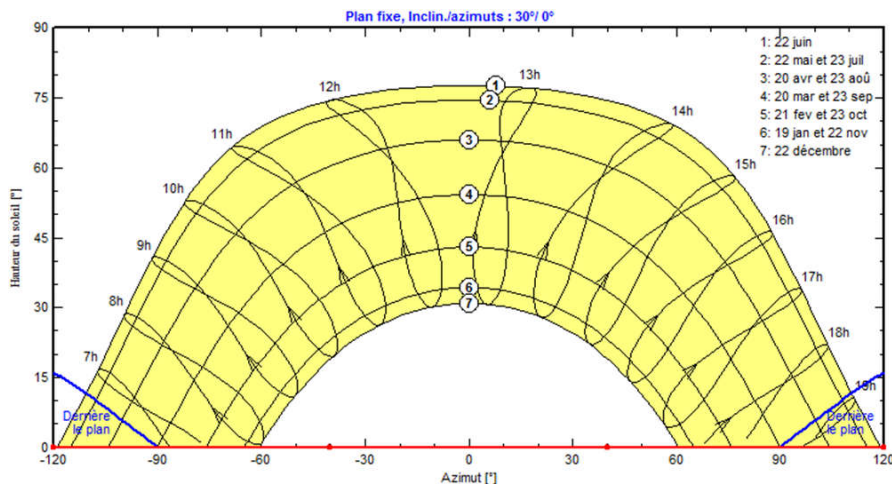


Figure III.7: Trajectoires du soleil (diagramme hauteur / azimut)

### III.3.6.2 Orientation des modules PV

Il est important de choisir l'orientation et les inclinaisons appropriées pour la production d'énergie compte tenu du coût élevé des modules PV. Comme le montre la figure (III.10), nous avons choisi un plan incliné fixe par rapport à l'horizontale. C'est la meilleure inclinaison recommandée par le programme PVsyst.

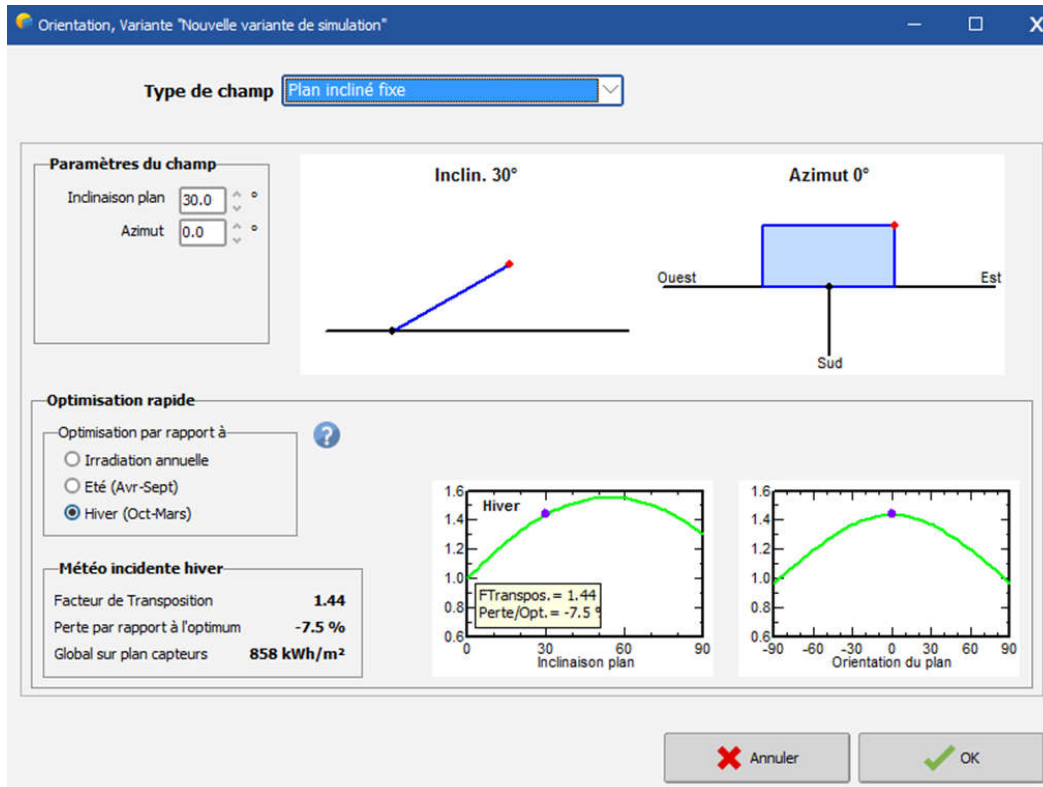


Figure III.8: Orientation et inclinaison du système PV

### III.3.7 Définition des besoins de l'utilisateur

#### III.3.7.1 Circuit hydraulique de pompage

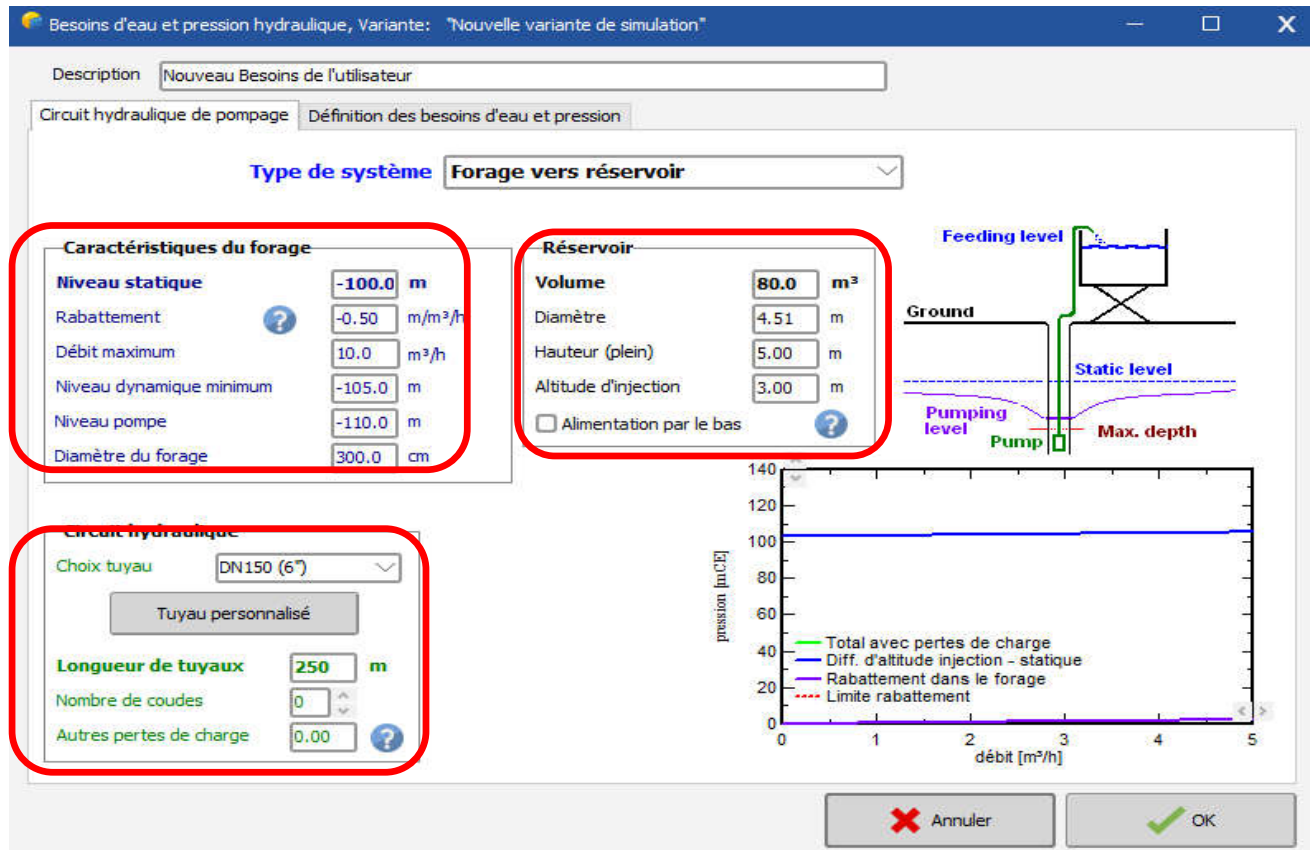


Figure III.9: Circuit hydraulique de pompage

Pour les systèmes photovoltaïques, il s'agit souvent d'une liste d'appareils et d'informations sur la façon de les utiliser (qui peut être saisonnière ou mensuelle).

L'estimation des besoins en eau, exprimée en mètres cubes par jour, est la première étape du processus de dimensionnement. La consommation quotidienne moyenne d'eau pour notre recherche de simulation est de 20m<sup>3</sup>.

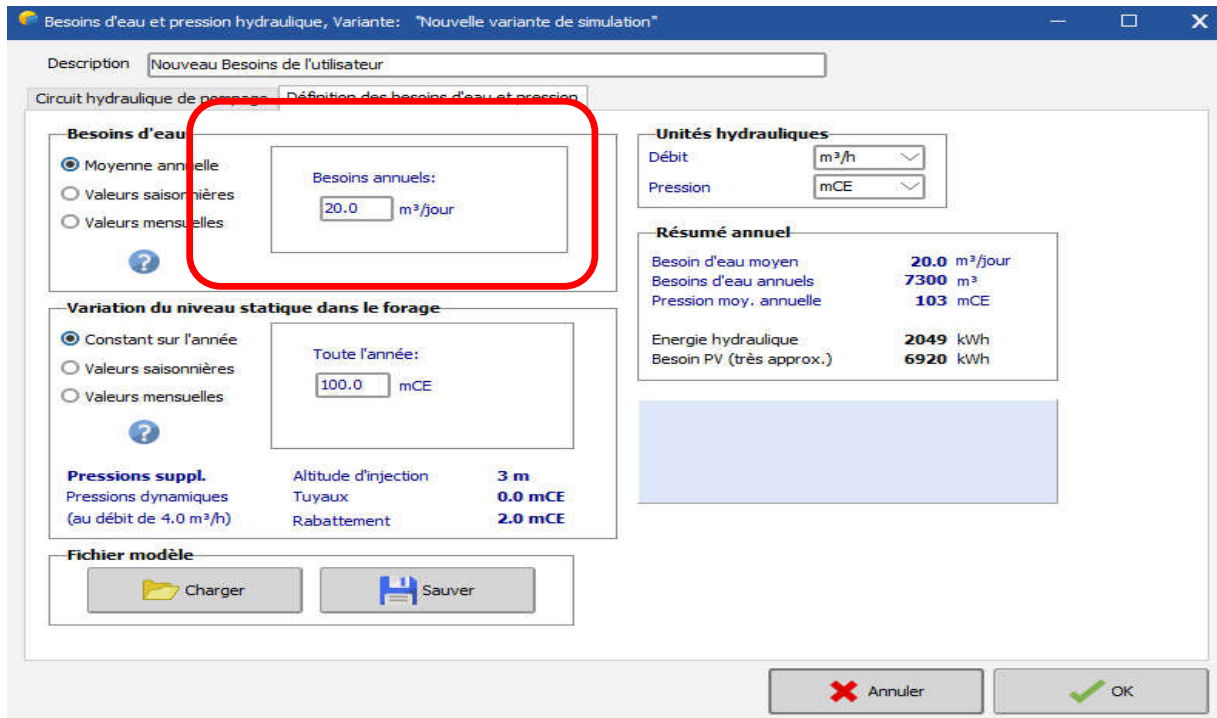


Figure III.10: Détermination des besoins en eau

### III.3.8 Choix des composants

#### III.3.8.1 Choix de la pompe

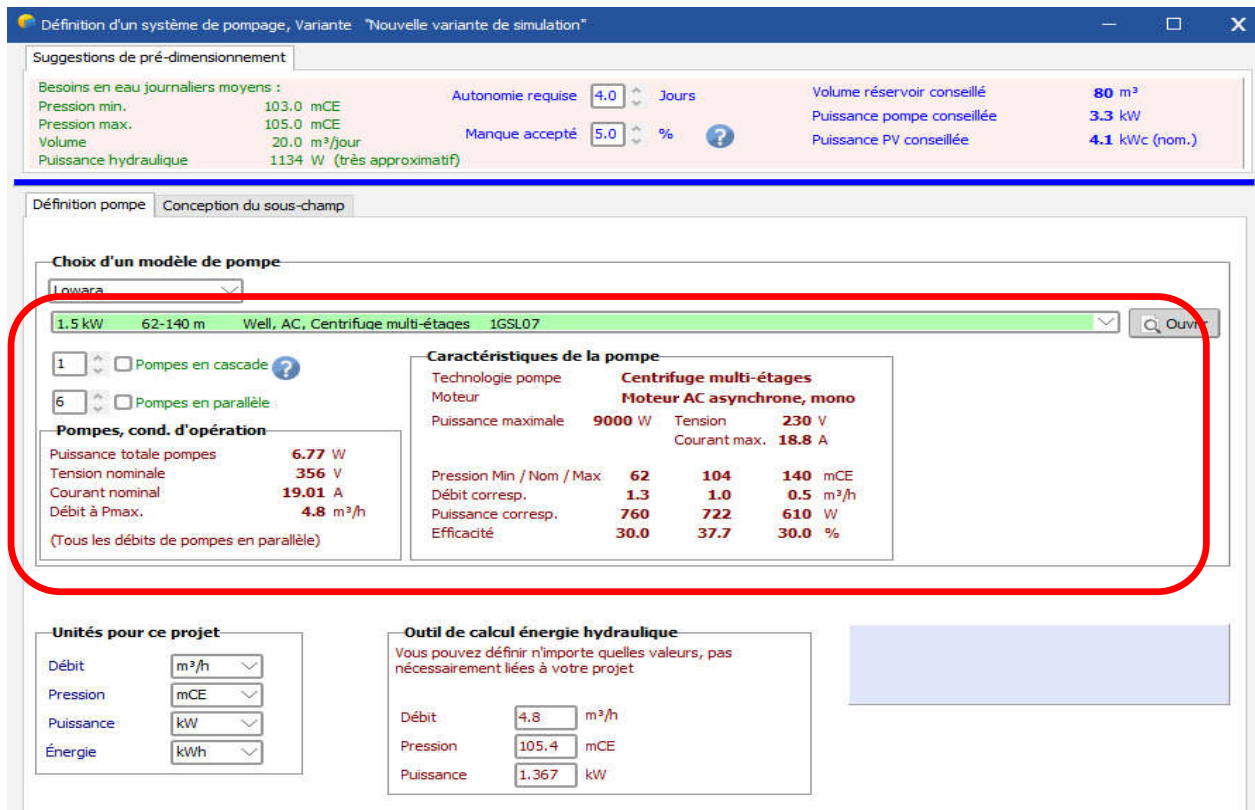


Figure III.11: Définition de la pompe.

### III.3.8.2 Choix de Module

Le modèle (Manufacturer Excellent 375M72 smart -Sonnenstromfabrik - CS Wismar) qui effectue le meilleur dans nos situations de simulation qui correspondent à la description suivante :

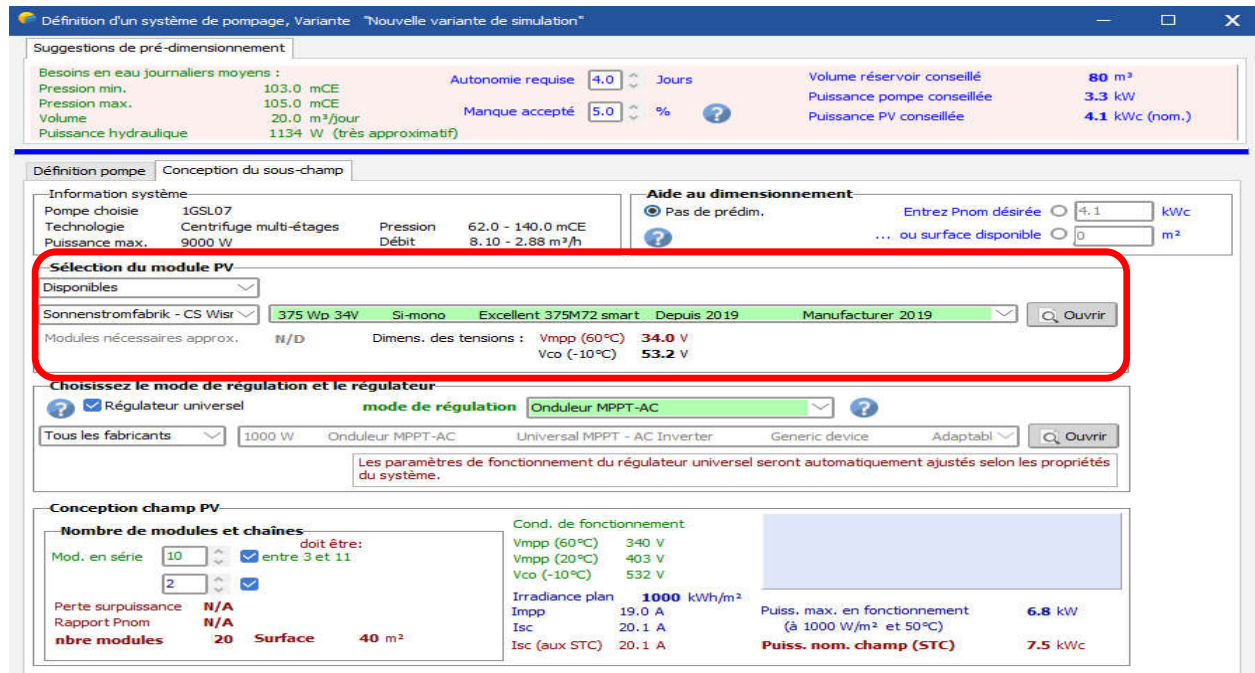


Figure III.12: Le type de module PV.

### III.3.8.3 Choix de convertisseur (onduleur)

Les propriétés électriques de la pompe fournie déterminent le type d'onduleur à utiliser (puissance et tension).

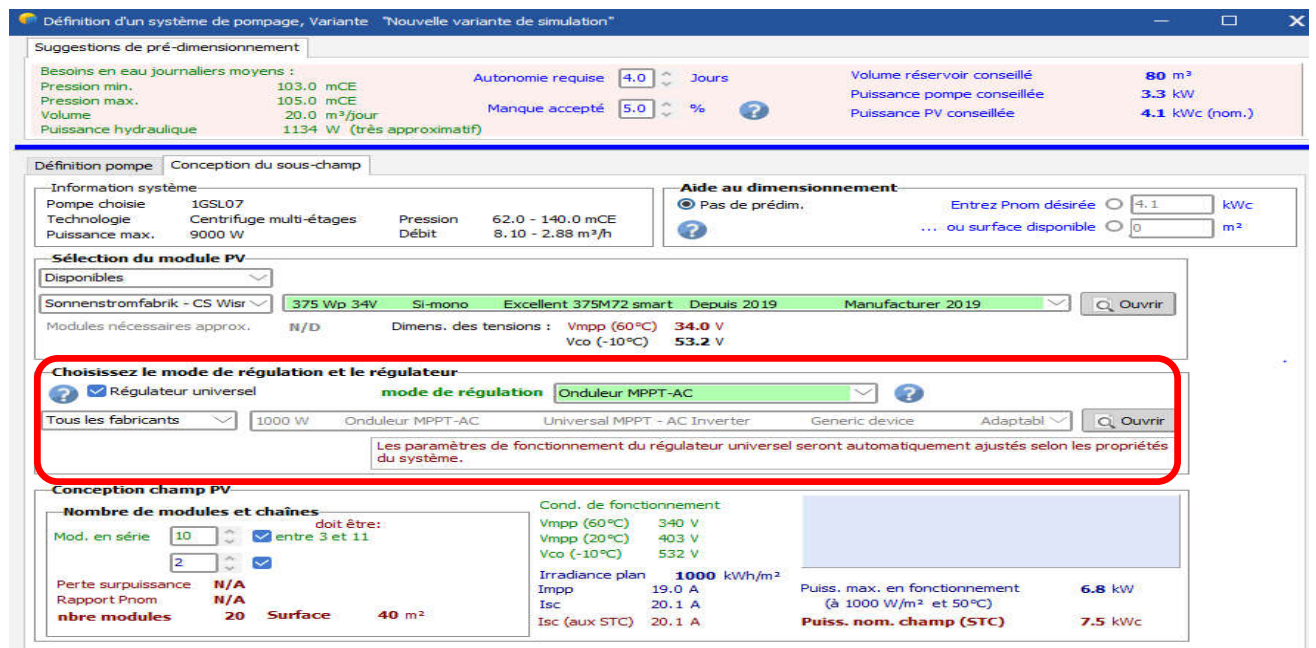


Figure III.13: Type de l'onduleur.

### III.3.9 Influence de l'éclairement sur les caractéristiques externes du module

Le résultat de la simulation de l'évolution de la puissance  $p=f(v)$  dans diverses circonstances d'irradiation est illustré à la figure(III.14).

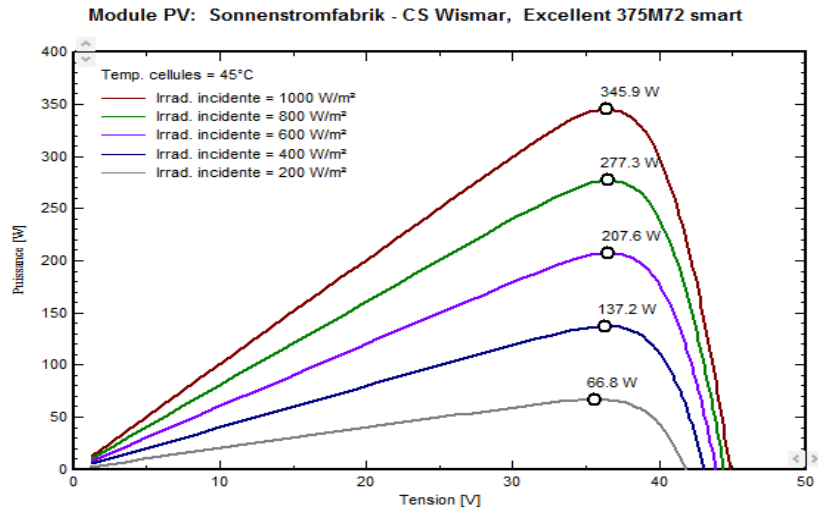


Figure III.14: Evolution de la puissance en fonction de la tension dans des conditions

Ce graphique montre que la tension et l'irradiation augmentent, tout comme la puissance.

### III.3.10 Influence de l'éclairement sur les caractéristiques externes du module

La température est fixée à 45 °C et seul l'éclairage est modifié afin d'étudier l'impact de l'éclairage sur les paramètres extérieurs du panneau. Les courbes sont illustrées à la figure (III-15) à différents niveaux de luminosité.

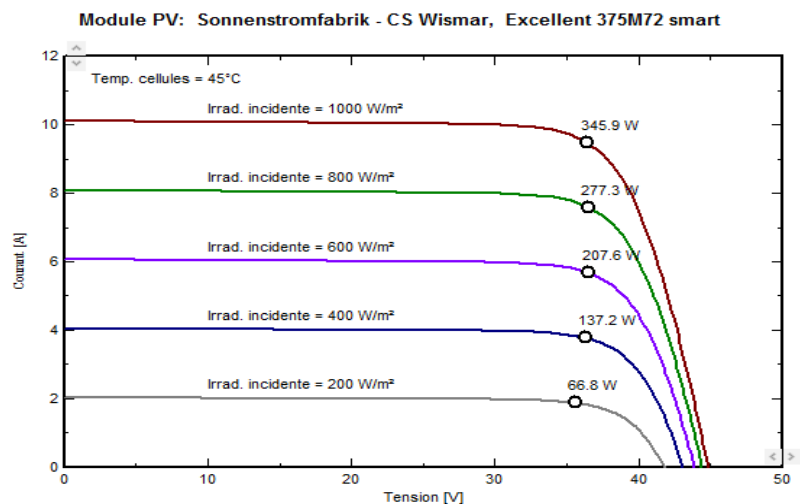


Figure III.15: L'effet de l'irradiation sur la caractéristique I-V

À Pmax, qui est égal à 1000 W/m<sup>2</sup>, et à la température 10 C°, nous voyons une efficacité élevée.

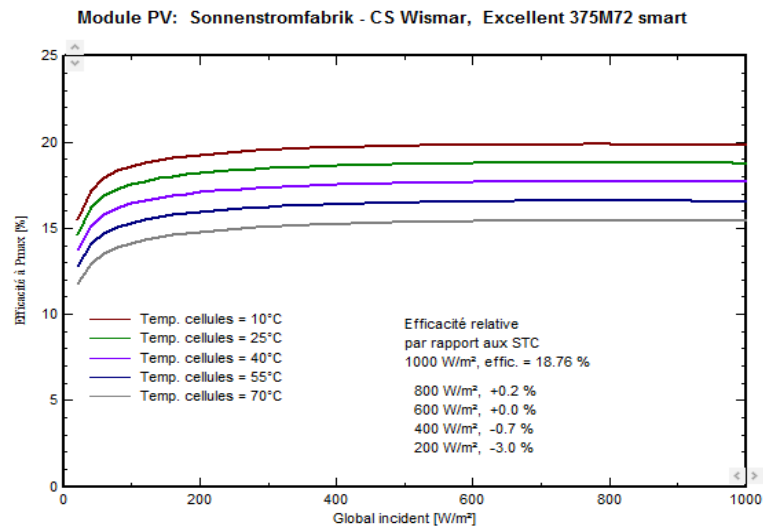


Figure III.16: L'effet de de température et l'irradiation sur l'efficacité.

On remarque une bonne efficacité à Pmax qui vaut 1000 W/m<sup>2</sup> et la température 10 C°.

### III.4 L'exécution de la simulation

Notre simulation a été effectuée, et les principales constatations, un diagramme des pertes semblables à celui de la figure (III.17) et un rapport de simulation ont été obtenus.

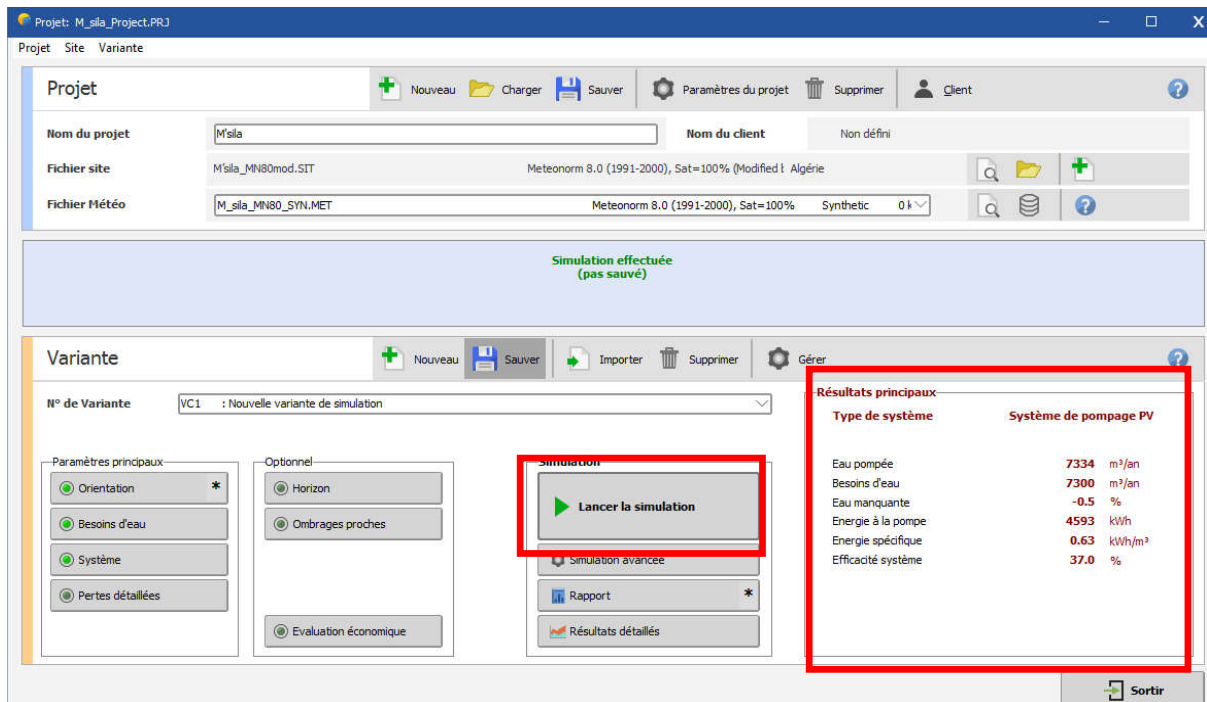


Figure III.17: les résultats du simulation

### III.4.1 Les Productions Normalisées

La figure(III.18) montre les prévisions du système (après le stockage : Yf) . Les pertes équivalentes dans le champ photovoltaïque, le système de stockage et l'énergie inutilisée sont indiquées par les lettres Lc, Ls et Lu, respectivement. Il y a des pertes dans le processus de collecte de l'énergie solaire; ces pertes s'élèvent à 0,45 kWh/J, les pertes du système sont de l'ordre de 0,83 kWh/J, et l'énergie produite à la sortie de la pompe est de 1,88 kWh/J.

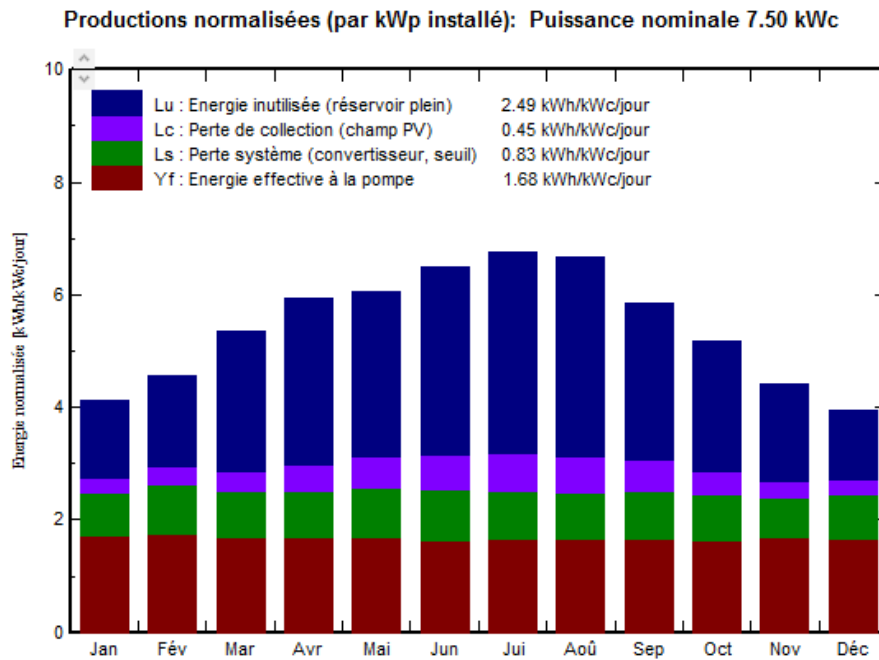


Figure III.18: Les productions normalisées.

En été, on gaspille moins d'énergie, alors qu'en hiver, on en gaspille plus. De Janvier à Février, novembre à décembre, les pertes de collecte dues au rayonnement solaire et les pertes du système ont été minimales, mais ont augmenté dans les autres mois de l'année. Le résultat est illustré à la figure

L'été est celui où les pertes dues à la qualité des modules sont les plus fréquentes, ce qui est compréhensible étant donné les températures plus élevées de la saison.

### III.4.2 Diagramme de température en fonction d'irradiation effective

On a observé que le rayonnement total augmente plus rapidement à mesure que la température augmente.

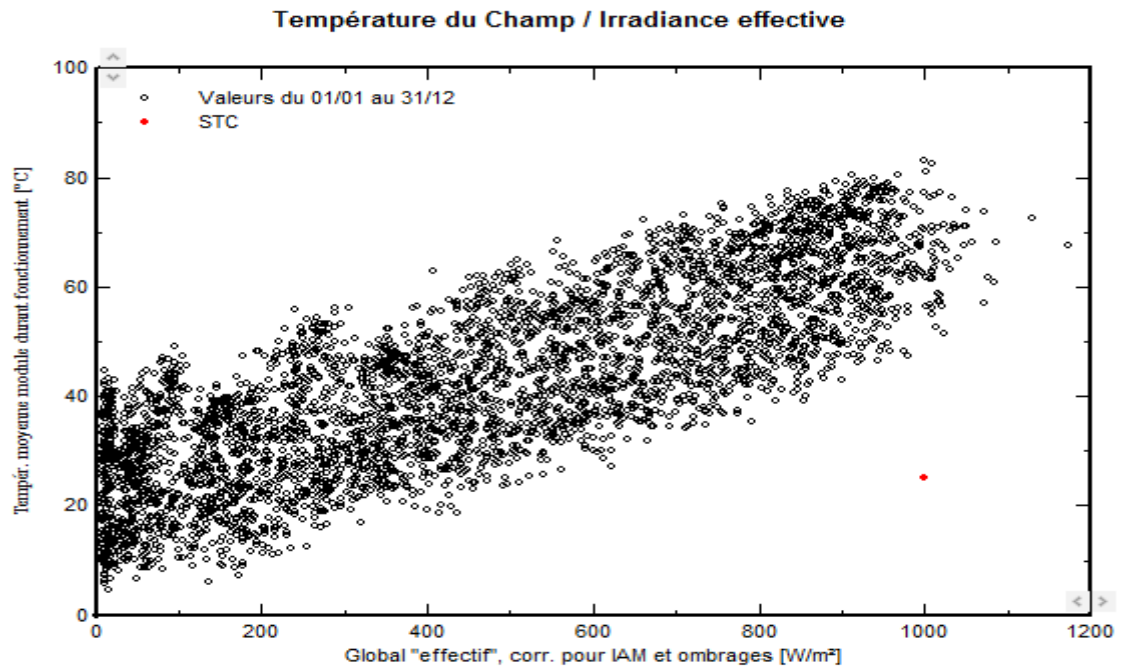


Figure III.19: Diagramme journalier Entrée/Sortie.

### III.4.3 Energie effective en sortie des module

On donne l'énergie effective en sortie des modules dans la figure (III.20)

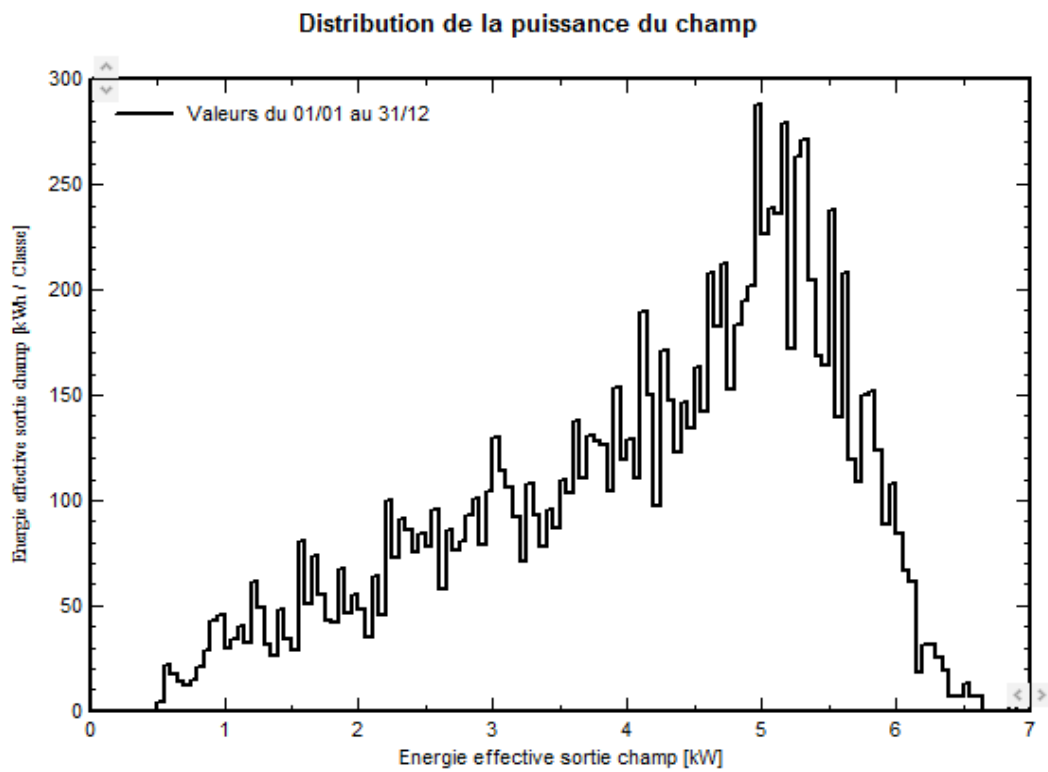


Figure III.20: Distribution de l'énergie effective en sortie des modules.

Le graphique de la puissance de sortie du module suit la même distribution du rayonnement incident sur une échelle clairement différente tout en définissant un profil horaire pendant la journée.

### III.4.4 Performance ration

L'indice de rendement (Rapport de rendement), illustré à la figure (III.21), est le rendement total du système déterminé par le rapport de rendement réel divisé par le rendement nominal du système.

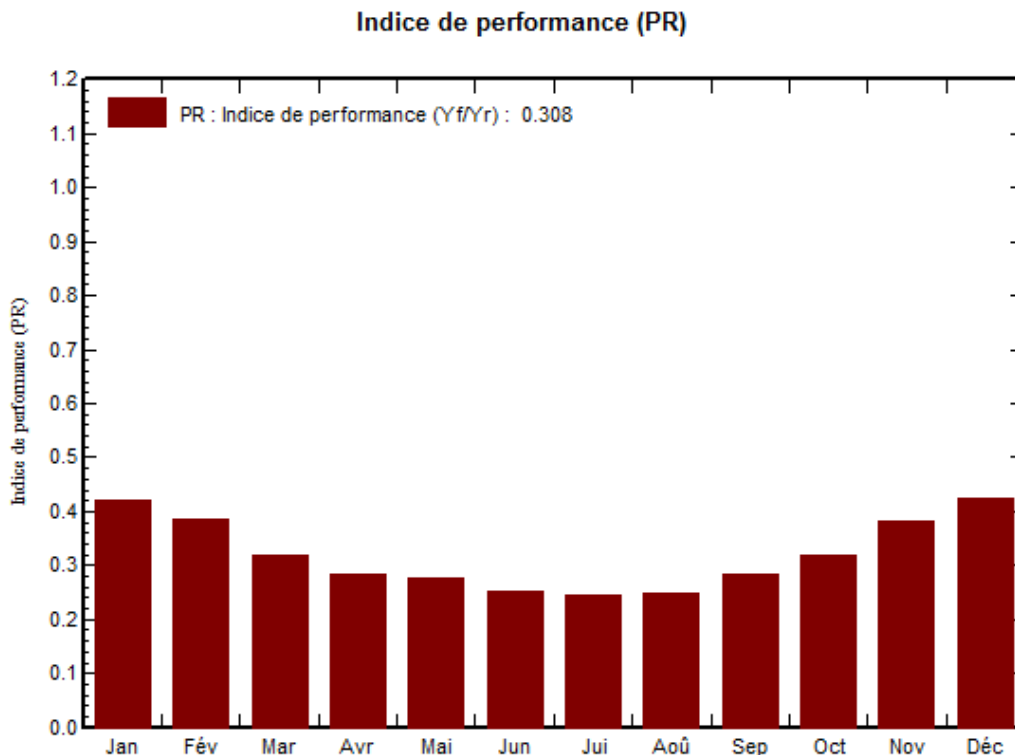


Figure III.21: Indice de performance

L'indice de performance : 30.8 %

La valeur typique est de 0,45. Alors le système qui a été installé fonctionne très bien.

### III.4.5 Diagramme journalier Entrée/Sortie

La production d'énergie effective des modules et l'irradiation journalière globale fortuite sont indiquées sur le diagramme d'entrées/sorties quotidiennes. La figure (III.22) ci-dessous l'illustre.

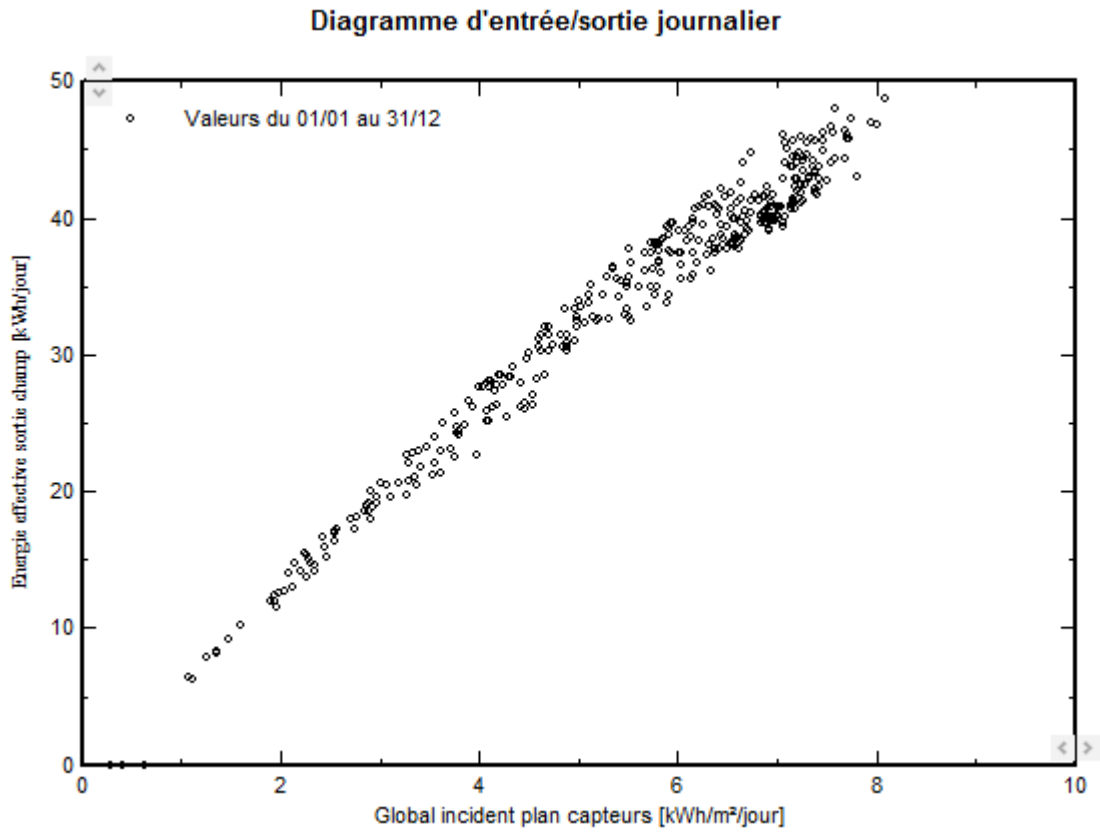


Figure III.22: Diagramme journalier Entrée/Sortie.

### III.4.6 Diagramme des pertes

Diagramme des pertes pour "Nouvelle variante de simulation" - année

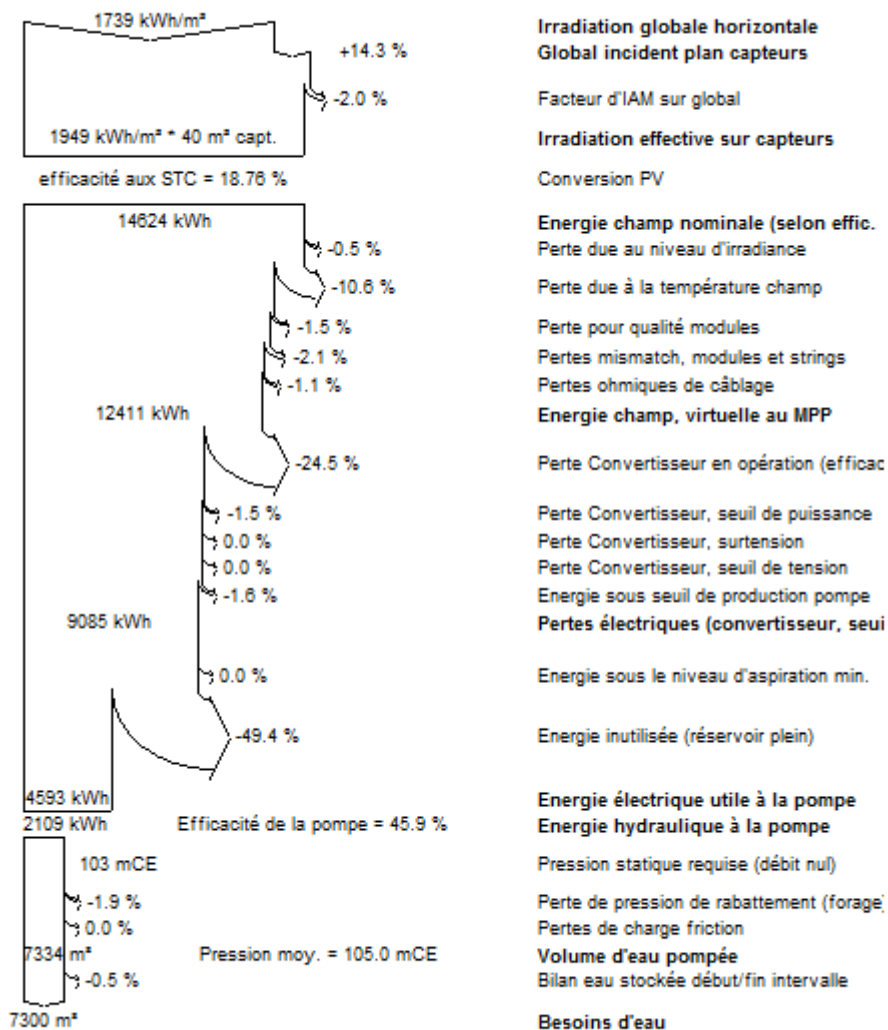


Figure III.23: Diagramme des pertes sur l'année entier

### III.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons utilisé deux méthodes pour éliminer les systèmes de pompage photovoltaïques, analytique et graphique. Ces méthodes permettent de concevoir un système de pompage photovoltaïque pour répondre aux besoins en eau de l'irrigation dans la zone liquéfiée. Il repose principalement sur l'évaluation des besoins en eau, le calcul de la puissance hydraulique requise, l'identification de l'énergie solaire disponible et la sélection des composants.

# CONCLUSION GENERALE

# CONCLUSION GENERALE

Actuellement, l'utilisation de l'énergie solaire pour pomper l'eau se présente comme une solution idéale pour les sites isolés car l'énergie solaire est une énergie propre, disponible, gratuite et inépuisable, mais aussi très propre pour l'environnement.

De ce fait, le gouvernement Algérien encourage les programmes d'énergie renouvelable surtout dans le domaine agricole pour pomper l'eau d'irrigation. L'utilisation d'énergie renouvelable dans l'irrigation en Algérie est principalement le pompage solaire et éolien.

Le travail présenté dans ce mémoire consiste essentiellement au dimensionnement et à l'analyse d'un système de pompage photovoltaïque destiné à l'irrigation d'un site agricole dans la région de M'sila.

Dans un premier lieu nous avons passé en revue quelques données météorologiques nécessaires, quelques notions sur le gisement solaire comme la géométrie solaires, le rayonnement global et le spectre solaire, la position du soleil ainsi que la quantité effective de la densité du flux solaire incident dans le site en question.

Nous avons constaté que l'utilisation de l'énergie solaire dans les sites isolés pour différents applications telles que le pompage d'eau présente un intérêt très important. Alors, pour mieux analyser, nous avons montré aussi comment nous pourrions optimiser la puissance fournie par le GPV pour tirer le maximum de puissance électrique disponible au niveau du générateur PV.

Ainsi nous avons présenté les résultats d'une installation d'un système de pompage photovoltaïque autonome (sans batterie) appliquée sur le site de M'sila pour des besoins donnée. Nous avons présenté les différents éléments de ce système et leur dimensionnement qui sont : un générateur photovoltaïque, une électropompe et un onduleur. Ensuite nous avons utilisé le logiciel PVsyst pour essayer de minimiser les différent pertes ce qui permet de faire certains choix surtout les dimensions, telles que les hauteurs et les longueurs des conduites.

Nous avons utilisé un stockage de l'eau dans un réservoir hydraulique au lieu de stocker l'énergie électrique dans des batteries.

Le système de pompage solaire est conçu pour un approvisionnement en eau dit « au fil du soleil ». C'est à dire une durée de pompage tout au long de la journée.

On conclure que le pompage photovoltaïque autonome est une solution intéressante pour les sites isolés et pour mieux analyser les contraintes de l'exploitation d'un tel système de pompage d'eau, nous avons présenté plusieurs résultats obtenus d'une étude d'application d'une installation de pompage photovoltaïque pour irriguer diverses cultures situé à M'sila.

Le logicielle PVsyst permet de simuler un système de pompage photovoltaïque avec une prise en compte de tous les aspects: pertes, emplacement géographique,...etc. Ceci a permis de faire une meilleure estimation des pertes qui peuvent affecter le rendement global de l'installation complète.

# BIBLIOGRAPHIE

## Bibliographie

1. <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/energie-solaire>
2. M. El-Metwally, Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics. 67, 1331 (2005).
3. A. A. Sfeir, G. Guarracino, Ingénierie des Systèmes Solaire, application à l'habitat. Technique et Documentation, Paris (1981).
4. A. Labouret, M. Viloz, Energie solaire photovoltaïque. Dunod, 2e édition, Paris (2005).
5. <https://fr.weatherspark.com>
6. S.M.A. Bekkouche, Modélisation du Comportement Thermique de Quelques Dispositifs Solaires, Thèse de Doctorat en Physique Electronique, Université de Tlemcen., Mai 2009.
7. M. Capderou, Atlas Solaire de l'Algérie, Tome1, vol1 et 2 : Modèles Théoriques et Expérimentaux, Office des Publications Universitaires, Algérie, 1987
8. S.M.A. Bekkouche, Modélisation du Comportement Thermique de Quelques Dispositifs Solaires, Thèse de Doctorat en Physique Electronique, Université de Tlemcen., Mai 2009.
9. M. Capderou, Atlas Solaire de l'Algérie, Tome1, vol1 et 2 : Modèles Théoriques et Expérimentaux, Office des Publications Universitaires, Algérie, 1987
10. Le soleil pour tous - initiation à l'énergie solaire pratique, Raymond BRUCKERT, Au signal, Lausanne, 1980.
11. BENJAMIN.DESSUS, FRANCOIS PHARABOD – L'énergie Solaire- QUE SAIS-JE ?  
presse Universitaire de France, VENDOME, OCT 2002
12. OUANIOUGHI Badiiaa, Optimisation de l'irradiation solaire sur le plan des capteurs photovoltaïques à structure porteuse statique, université Msila juin 2016.
13. A. JELALI « *interconnexion d'un système photovoltaïque sur le réseau électrique* », Thèse de Doctorat, L'université du Québec à Trois-Rivières. 2012
14. S. ABOUDA, « *Contribution à la commande des systèmes photovoltaïques : application aux systèmes de pompage* », Thèse de Doctorat, l'Université de Reims Champagne Ardenne et de l'Université de Sfax, avril 2015.
15. A. Zerga, F. Benyarou et B. Benyoucef « Optimisation du rendement d'une cellule solaire NP au silicium monocristallin » Rev .Énergie. Ren : physique Energétique (1998pp.95-100)

16. Adnan Jouni, ALMEE Le PhotovoltaïquemeetMED training on EE and RES in buildings 24-28 February 2020 – Tunis, Tunisia
17. E.Schiller. "Le pompage photovoltaïque, manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens". Université d'Ottawa, 1998
18. Z.Bendjellouli. "*Contribution à la modélisation d'une cellule solaire*". Mémoire de Magister. Université de Bechar, 2009.
19. M. Belhadj. "*Modélisation d'un système de captage photovoltaïque*". Mémoire de Magister. Université de Béchar, 2008.
20. M.Boukhli, O.Hacen. "*Conception est réalisation un Générateur PV Muni d'un convertisseur MPPT pour une meilleur gestion énergétique*". Mémoire de Magister. Université Aboubaker Bel KaidTelemcen 2011
21. J. Royer, t. Djiako, e. Schiller et b. Sadasy « le pompage photovoltaïque» manuel de cours a l' intention des ingénieurs et des techniciens, iepf, université d'ottawa, eier, crepa.isbn 2-89481-006-7, 1998
22. P. Sabaïter."*Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie*". Université –Toulous III, décembre 2003
23. Installations photovoltaïques, "Systèmes raccordés au réseau", document du constructeur BELPOWER.
24. Maouedj Rachid, "Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de Bouzareah", Mémoire De Magister soutenue en 2005.
25. Installations photovoltaïques, "Systèmes autonomes", document du constructeur BELPOWER.
26. THESE Doctorat en Sciences en Physique Énergétique Par RACHID CHENNI [ÉTUDE TECHNICO-ECONOMIQUE D'UN SYSTEME DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE DANS UN VILLAGE SOLAIRE.]
27. A. Labonne, « Alimentation d'une pompe à Burkina Faso »,2004
28. B. Molle, « Les stations de pompage individuelles pour l'irrigation », juin 1996.
29. J. Royer, T. Djako, « Le pompage photovoltaïque », Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, Université d'Ottawa, 2002
30. Y. Pankow, « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque », Thèse de Doctorat de L'Ecole Doctorale de L'ENSAM ED432, 2004

31. M. T. Boukadoum, A. Hamidat et N. Ourabia Centre De Développement. des Energies Renouvelables, B.P.62, Route De l'Observatoire Bouzaréah 16340, Alger
32. B. Multon, H. B. Ahmed, N. Bernard, « Les moteurs électriques pour applications de grande série », Pierre-Emmanuel CAVAREC Antenne de Bretagne de l'École Normale Supérieure de Cachan, Revue 3EI juin 2000
33. CONCEPTION ET RÉALISATION DE LA PARTIE ÉLECTRIQUE DU POMPAGE Action contre la Faim, 2020 - 14-16, boulevard de Douaumont - 75017 Paris [www.actioncontrelafaim.org](http://www.actioncontrelafaim.org)
34. A. DJAFOUR, « Etude d'une station de pompage photovoltaïque dans une région saharienne », Thèse de magistère, université de Ouargla, 2000
35. J. Royer, T. Djako, « Le pompage photovoltaïque », Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, Université d'Ottawa, 2002.
36. Bassam Ouaida « Les Energies Renouvelable et le Développement Durable en milieu rural », novembre 2013
37. B. Molle, « Les stations de pompage individuelle pour l'irrigation », juin 1996
38. Jacques Léreau, « Cours de géotechnique », Institut national des sciences appliquées de Toulouse, Département de Sciences et Technologies pour l'Ingénieur ; 2006
39. Philippe Belleudy « hydrogéologie », octobre 2004
40. ETUDE ET DIMENSIONNEMENT DES SYSTEMES DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE DANS LES LOCALITES RURALES DU BENIN : CAS DE ADJAKPATA [www.2ie-edu.org](http://www.2ie-edu.org)
41. ir. Erik van de Giessen MSc Co-auteurs : EboRoekBScGertjanBomBSc Appliqué aux Adductions d'Eau Potable en milieu rur
42. A. C. Pastor, "Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques,"Institut National de Science Appliquée de Toulouse Thèse de doctorat.
43. Mohamed Lakhdar LOUAZENE, « Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla », Thèse de Magister de université El Hadj Lakhdar – Batna 2008
44. Humberto.et R, Pizarro.C, 1979, Méthodes d'irrigation des Parcelle cultivees, édition Eyrolles, paris
45. Augustin Hillar. B et,1955, Irrigation Suivant les courbes de niveau, Traduction et edittion, Pizarro.H, spécialiste en irrigation et drainage