

## Table des matières

Dédicace .....	2
<i>Remerciements</i> .....	3
Liste des abréviations.....	8
Liste des figures.....	10
Liste de tableaux : .....	12
Introduction Générale .....	13
Présentation de l'organisme d'accueil : .....	15
<b>Chapitre I</b> .....	16
Gisement Solaire.....	16
I-1 Introduction.....	17
I-2 Exploitations de l'énergie solaire : .....	18
I-2-1 Energie solaire thermique : .....	18
I-2-2 Energie solaire thermodynamique :.....	19
I-2-3 Energie solaire photovoltaïque :.....	20
I-3 Spectre du rayonnement solaire : .....	21
I.4 Rayonnement solaire:.....	21
I-4-1 Rayonnement solaire direct :.....	22
I-4-2 Rayonnement solaire diffus: .....	22
I-4-3 Rayonnement solaire réfléchi ou « du à l'albédo » : .....	22
I-4-4 Rayonnement solaire global:.....	22
I-5 Gisement solaire :.....	23
I-5-1 Introduction :.....	23
I-5-2 Sphère Céleste :.....	23
I-5-3 Coordonnées géographiques : .....	23
I-5-4 Coordonnées horaires : .....	24
I -5-5 Coordonnées horizontales :.....	25
I-6 Gisement solaire au Maroc .....	26
I-7 Gisement solaire au monde :.....	27
II-8 Conclusion : .....	28
<b>Chapitre II</b> .....	29
Généralités sur les générateurs photovoltaïques.....	29
II-1 Introduction : .....	30
II-2 Cellule Photovoltaïque : .....	30
II-2-1 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque : .....	30

II-2-2 Types de cellules photovoltaïques.....	31
II-3 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque :.....	34
II-4 Paramètres électriques d'une cellule photovoltaïque : .....	36
II-4-1 La tension à circuit ouvert $V_{oc}$ : .....	36
II-4-2 Le courant de court-circuit $I_{sc}$ :.....	36
II-4-3 La Puissance maximale $P_{max}$ :.....	36
II-4-4 Le facteur de qualité :.....	36
II-4-5 Le facteur de forme $ff$ :.....	36
II-4-6 Rendement énergétique maximum $\eta$ :.....	37
II-5 Les paramètres influençant sur la caractéristique $I(V)$ : .....	37
II-5-1 Influence des résistances série $R_s$ et shunt $R_p$ :.....	37
II-5-2 Influence de l'éclairement : .....	38
II-5-3 Influence de la température :.....	39
II-6 Associations des cellules : .....	41
II-6-1 Association des cellules en série : .....	41
II-6-2 Association en parallèles : .....	41
II-6-3 Association mixte (série-parallèle).....	42
II-7 Plaque signalétique d'un panneau photovoltaïque : .....	43
II-8 Différents types de systèmes photovoltaïques : .....	44
II-8-1 Les systèmes autonomes :.....	44
II-8-2 Systèmes hybrides : .....	45
II-8-3 Systèmes connectés à un réseau : .....	46
II-9 Avantages et Inconvénients du photovoltaïque :.....	46
II-9-1 Avantages du photovoltaïque : .....	47
II-9-2 Inconvénients du photovoltaïque: .....	47
II-10 Conclusion : .....	47
<b>Chapitre III .....</b>	48
Composants d'un système de pompage solaire .....	48
III-1 Introduction .....	49
III-2 Méthodes de pompage solaire .....	49
III-2-1 Pompage au fil du soleil : .....	49
III-2-2 Pompage par stockage d'énergie : .....	50
III-3 Composants d'un système de pompage photovoltaïque :.....	50
III-3-1: Le générateur photovoltaïque : .....	51
III-3-2 : pompe hydraulique :.....	52

III-3-3Moteur électrique :	60
III-3-3-1 Moteur à courant continu :	60
III-3-4Les Convertisseurs:	63
III-3-4 Les batteries.....	68
III-3-5 Contrôleur de charge :	69
III-4 Conclusion :	70
<b>Chapitre IV</b>	<b>71</b>
Méthodologie de dimensionnement d'un système de pompage solaire	71
IV-1 Introduction .....	72
IV-2 Evaluation des besoins en eau .....	72
IV-3 Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire.....	72
IV-3-1Le débit d'eau pompée Q :	72
IV-3-2 La hauteur manométrique totale (Hmt) :	72
IV-3-3 Caractéristique du NPSH :	74
IV.4Dimensionnement des pertes de charge :	75
IV-4-1 Pertes de charge linéaires .....	75
IV-4-2Pertes de charges singulières :	76
IV-5Dimensionnement des tuyauteries :	76
IV-6Dimensionnement du groupe motopompe :	77
IV-7Dimensionnement de l'onduleur :	77
IV-8Dimensionnement du régulateur :	78
IV-9Dimensionnement du générateur photovoltaïque .....	78
IV-9-1 Détermination de l'énergie solaire disponible.....	78
IV-9-2 Inclinaison du générateur photovoltaïque .....	78
IV-9-3 Mois de dimensionnement .....	78
IV-9-4 Détermination de la puissance crête du GPV .....	78
IV-9-5 Nombre de panneaux photovoltaïques :	79
IV-10 Dimensionnement des câbles :	80
IV-12 Conclusion :	81
<b>Chapitre V :</b>	<b>82</b>
Etude et simulation par PVSYST d'une installation de pompage solaire à Marraakech.	82
V-1 Etude de l'installation :	83
V-1-1Introduction: .....	83
V-1-2 Présentation du cahier de charge.....	83
V-1-3 Localisation du site .....	83

V-1-4 Estimation des besoins en eau .....	84
V-1-5 Données d'ensoleillements .....	84
V-1-6 Choix de la tuyauterie : .....	86
V-1-7 Calcul des pertes de charge.....	86
V-1-8 Calcul de la hauteur manométrique totale .....	87
V-1-9 Calcul des énergies.....	87
V-1-10 Choix du groupe motopompe .....	87
V-1-11 Choix de l'onduleur.....	88
V-1-11 Choix du générateur photovoltaïque .....	88
V-1-12 Choix des câbles : .....	89
V-1-13 Dimensionnement du réservoir .....	90
V-2 Simulation de l'installation par PVSYST .....	90
V-2-1 Introduction sur le logiciel .....	90
V-2-2 localisation du site: .....	91
V-2-3 Orientation des modules.....	92
V-2-4 : Détermination des besoins journaliers .....	93
V-2-5 Détermination du puits et du réservoir .....	93
V-2-6 Sélection des éléments du système .....	93
V-2-7 Résultats de simulation.....	95
V-2-8 Discussion des résultats de simulation .....	98
V-2-9 Comparaison avec les résultats de calcul : .....	98
V-2-10 Conclusion.....	99
Conclusion générale .....	100
Références.....	101
Annexes.....	103

# Liste des abréviations

- h**: Constante de Planck (6.62.10-34 j.s).  
**υ** : Fréquence de l'onde lumineuse (Hz).  
**φ** : Latitude du lieu  
**ω** :angle horaire  
**TSV** : temps solaire vrai  
**δ** :déclinaison du soleil  
**A**: Surface du module photovoltaïque ( $m^2$ ).  
**E** : Eclairement ( $W/m^2$ ).  
**A** : Le facteur d'idéalité de la jonction.  
**I<sub>ph</sub>** : Le photo-courant (A).  
**I<sub>0</sub>** : Courant de saturation (A).  
**R<sub>p</sub>** : Résistances parallèle ou shunt. ( $\Omega$ )  
**R<sub>S</sub>** : Résistance série ( $\Omega$ ).  
**T<sub>c</sub>** : Température de jonction (°K).  
**I<sub>csm</sub>**: L'éclairement de référence (1000 W/m<sup>2</sup>).  
**T<sub>0</sub>**: La température de référence (298 °K).  
**I<sub>cc</sub>** : Le courant de court-circuit (A).  
**V<sub>co</sub>** : La tension de circuit ouvert (V).  
**MPPT** : maximum power point tracker  
**D** : Diode  
**Th** : Thyristor  
**FF** : Facteur de forme.  
**F<sub>m</sub>** : facteur de couplage  
**α** : Rapport cyclique  
**N<sub>s</sub>** : Nombre de modules dans le panneau en série.  
**N<sub>p</sub>** : Nombre de modules dans le panneau en parallèle.  
**P<sub>m</sub>** : La puissance maximale produite PV (W).  
**V<sub>m</sub>** : Tension qui correspond à la puissance maximale (V).  
**I<sub>m</sub>** : Courant qui correspond à la puissance maximale (A).  
**V<sub>co</sub>** : Tension à circuit ouvert (V).  
**I<sub>cc</sub>** : Courant de court-circuit (A).  
**AC**: Le Courant Alternatif.  
**DC**: Le Courant continu.  
**E<sub>e</sub>** : Energie électrique.  
**E<sub>h</sub>** : Energie hydraulique.  
**H<sub>g</sub>** : hauteur géométrique.  
**HMT**: Hauteur manométrique totale.  
**GPV** : générateur photovoltaïque.  
**N<sub>d</sub>** : niveau dynamique.  
**N<sub>s</sub>** : niveau statique.  
**P<sub>c</sub>** : Puissance crête du champ photovoltaïque.  
**P<sub>m</sub>** : puissance du module photovoltaïque.  
**PV** : photovoltaïque.  
**GPV** : Générateur photovoltaïque  
**Q** : débit horaire de la pompe  
**Re** : Nombre de Reynolds.  
**R<sub>p</sub>** : rendement de panneau photovoltaïque.  
**S<sub>m</sub>** : surface de module photovoltaïque.  
**S<sub>g</sub>** : surface de générateur photovoltaïque.  
**ΔH<sub>L</sub>** : Perte de charges linéaires

**$\Delta H_s$**  : Perte de charge singulières

**$\Delta H_t$**  : pertes de charges totales

**$\eta_{MP}$** : rendement du groupe motopompe.

**$\eta_{ond}$** : rendement de l'onduleur.

**f** : coefficient de friction

**C** : Vitesse de la lumière [ $m.s^{-1}$ ]

**g** : accélération de la pesanteur [ $m /s^2$ ]

**V** : Vitesse d'écoulement dans la conduite [ $m /s$ ]

## Symboles grecs

$\lambda$  : Longueur d'onde [m]

$\rho$  : Masse volumique du fluide [kg/m<sup>3</sup>]

$\varepsilon$  : Rugosité absolue.

$\nu$  : Viscosité cinématique en [ $m^2/s$ ]

$\mu$  : Viscosité dynamique du fluide en [Kg/(m.s)]

$\beta$  : Angle d'inclinaison du GPV

$\phi$  : déphasage entre le courant et la tension alternatifs

# Liste des figures

- Figure I.1 :** Composants du rayonnement solaire
- Figure I.2 :** puissance globale des installations du chauffe-eau solaire en GW
- Figure I.3 :** Puissance globale installée en Thermique à Solaire concentré en MW
- Figure I.4 :** Puissance globale installée en solaire photovoltaïque en MW
- Figure I.5 :** Analyse spectrale du rayonnement solaire
- Figure I.6 :** rayonnement global
- Figure I.7:** Sphère céleste
- Figure I-8 :** coordonnées géographiques sur la terre
- Figure I.9 :** La déclinaison du soleil au cours de l'année
- Figure I.10 :** angle horaire
- Figure I.11 :** Hauteur (h) et azimut (a) du soleil
- Figure I.12 :** Carte d'irradiation solaire au Maroc
- Figure I.13 :** Irradiation globale horizontale dans le monde
- Figure II.1 :** Composition de l'atome de Silicium
- Figure II.2 :** Schéma d'une cellule photovoltaïque
- Figure II.3 :** cellule monocristalline
- Figure II.4 :** cellule polycristalline
- Figure II.5 :** cellule au Silicium amorphe
- Figure II.6 :** évolution des rendements des cellules solaires photovoltaïques
- Figure II.7 :** Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque
- Figure II.8 :** Caractéristique courant-tension  $I=f(V)$  d'une cellule PV
- Figure II.9:** L'influence de la résistance série  $R_s$  sur la caractéristique  $I(V)$  et  $P(V)$
- Figure II.10 :** Influence de la résistance shunt  $R_{sh}$  sur la caractéristique  $I(V)$  et  $P(V)$
- Figure II.11 :** Influence de l'éclairement sur la caractéristique  $I (V)$  à  $T=25^\circ C$
- Figure II.12 :** Influence de l'éclairement sur la caractéristique  $P (V)$  à  $T=25^\circ C$
- Figure II.13 :** Influence de la température sur la caractéristique  $I (V)$  à  $E=1000W/m^2$
- Figure II.14 :** Influence de la température sur la caractéristique  $P (V)$  à  $E=1000W/m^2$
- Figure II.15 :** a) association des cellules en série b) caractéristique  $I=f(V)$
- Figure II.16 :** Schéma d'association de deux panneaux en parallèle
- Figure II.17 :** Caractéristique  $I(V)$  d'un groupement des panneaux en parallèle
- Figure II.18 :** Schéma de panneaux photovoltaïques en position mixte
- Figure II.19 :** Plaque signalétique d'un panneau photovoltaïque
- Figure II.20:** Système photovoltaïque autonome avec stockage
- Figure II.21:** Système photovoltaïque autonome sans stockage
- Figure II.22:** Systèmes hybrides
- Figure II.23 :** Système photovoltaïque connecté à un réseau
- Figure III.1 :** Système de pompage au fil du soleil
- Figure III.2 :** Pompage photovoltaïque par stockage d'énergie
- Figure III.3 :** débit du pompage au fil du soleil et en stockage d'énergie par batteries
- Figure III.4 :** Schéma des composants d'un système de pompage photovoltaïque
- Figure III.5 :** Schéma du générateur photovoltaïque
- Figure III.6 :** pompage photovoltaïque pour pompes de surface et immergée
- Figure III.7 :** Principe de fonctionnement d'une pompe volumétrique
- Figure III.8 :** Caractéristiques d'une pompe volumétrique
- Figure III.9 :** Schéma de pompe à piston et pompe à membrane

- Figure III.10** : Schémas de pompes volumétriques rotatives
- Figure III.11** : vues de face et de coupe d'une pompe centrifuge
- Figure III.12**: Caractéristiques d'une pompe centrifuge
- Figure III.13** : roue radiale ou centrifuge
- Figure III.14** : a) roue semi-radiale b) Roue axiale
- Figure III.15** : Roue Vortex
- Figure III.16** : pompe centrifuge a) à un seul étage ; b) à cinq étages
- Figure III.17** : Choix d'une pompe selon la hauteur et le débit demandés
- Figure III.18** : Moteur électrique à courant continu
- Figure III.19**: moteur électrique synchrone triphasé
- Figure III.20** : composants du moteur asynchrone triphasé
- Figure III.21** : Schéma d'un hacheur dévoleur
- Figure III.22** : Tension de sortie du hacheur dévolteur
- Figure III.23** : Schéma d'un hacheur survolteur
- Figure III.24** : Schéma de principe d'un onduleur monophasé en demi-pont.
- Figure III.25** : Schéma de Principe d'un Onduleur Monophasé En Pont.
- Figure III.26** : Schéma de Principe d'un Onduleur Triphasé En Pont
- Figure III.27** : Principe de fonctionnement d'un accumulateur
- Figure III.28** : controlleur de charge MPPT
- Figure IV.1** : Pompage d'eau au sein d'un puits
- Figure VI.2** : caractéristique H-Q d'une pompe centrifuge.
- Figure IV.3** : caractéristique NPSH-Q d'une pompe centrifuge
- Figure V.1** : Carte géographique du site à Marrakech
- Figure V.2** : Plaque signalétique des modules futurasun 280Wc
- Figure V.3** : Fenêtre d'accueil du PVSYST
- Figure V.4** : Localisation du site dans PVSYST
- Figure V.5** : Orientation des modules
- Figure V.6** : Détermination des besoins journaliers
- Figure V.7** : Données du puits et du réservoir
- Figure V.8** : Sélection de la pompe SP30-7
- Figure V.9** : Sélection de l'onduleur et les modules
- Figure V.10** : Principaux paramètres du système
- Figure V.11** : Bilan et résultats principaux
- Figure V.12** : Diagramme d'entrée/sortie journalier
- Figure V.13** : Diagramme des pertes

# Liste de tableaux :

**Tableau I.1** : Caractéristiques principales du soleil

**Tableau II.1** : rendements des différentes cellules solaires photovoltaïques

**Tableau IV.1** : tension du GPV recommandée

**Tableau V.1** : coordonnées géographiques du site

**Tableau V.2** : heures d'ensoleillement de Marrakech

**Tableau V.3** : irradiation mensuelle à Marrakech

**Tableau V.4** coefficients de rugosité

**Tableau V.5** : Coefficient de perte de charges singulières

**Tableau V.6** : fiche technique du réservoir

# Introduction Générale

L'épuisement des ressources fossiles, à plus ou moins long terme, la flambée du cours du pétrole, la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre rendent urgentes la maîtrise des consommations et la diversification des sources d'énergie ainsi que l'utilisation et le développement des énergies renouvelables.

Les énergies renouvelables sont des énergies issues du soleil, du vent, de la géothermie des chutes d'eau, des marées ou de la biomasse. Leur exploitation n'engendre pas ou peu de déchets et d'émissions polluantes ; ce sont les énergies de l'avenir. Ces énergies regroupent un certain nombre de filières technologiques selon la source d'énergie valorisée et l'énergie utile obtenue.

En effet, beaucoup de populations dans les zones rurales des pays en voie de développement affrentent de grands problèmes dus au déficit en eau. Ces problèmes sont spécialement accentués dans zones désertiques et semi-désertiques. Le déficit en eau dans les zones arides et semi-arides 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. Le pompage solaire photovoltaïque (PV) représente la solution idéale pour l'approvisionnement en eau partout où le réseau électrique est absent.

Les systèmes de pompage d'eau sont nécessaires dans une panoplie d'applications, allant de l'irrigation jusqu'à la consommation humaine. La source d'énergie utilisée pour ces types de systèmes varie en fonction de la localisation du site et des sources disponibles, et dans le cas où une connexion au réseau électrique n'est pas disponible, des sources alternatives d'énergie doivent être considérées. L'utilisation de combustibles fossiles est très répandue pour mettre en fonctionnement les équipements de pompage malgré leurs coûts élevés, le transport du carburant et la transformation requise du pétrole en combustible, leurs émissions de gaz à effet de serre et la haute périodicité et le coût d'entretien des systèmes.

L'utilisation d'énergie solaire pour le pompage de l'eau présente plusieurs avantages comme la réduction des émissions atmosphériques, un coût de maintenance réduit et une source d'énergie pratiquement inépuisable. L'un des principaux avantages concerne le stockage qui est directement réalisé à l'aide d'un réservoir d'eau, donc sans recourir aux batteries. Néanmoins, plusieurs facteurs doivent être considérés pour concevoir et choisir correctement les composants à utiliser dans un système, autrement dit une installation de pompage solaire est affectée par la localisation, les distances de pompage, le point de prise de l'eau, le profil de consommation, entre d'autres facteurs. Une mauvaise adaptation entre les composants des systèmes et les caractéristiques spécifiques de l'application existe souvent, et peut nuire à l'efficacité ainsi qu'augmenter le coût global du projet.

En effet, en termes de chiffres L'irrigation localisée basée sur les installations de pompage individuelles représente une part importante dans l'agriculture marocaine, soit environ 23 % de la superficie irriguée en 2010 [1]. Il est par ailleurs important de souligner que la plupart des exploitations agricoles au Maroc sont de petite taille (soit 53,3% moins de 3 ha) nécessitant la petite irrigation. Ces petites exploitations offrent une agriculture de subsistance et sont souvent très vulnérables à l'augmentation des prix de l'énergie, notamment le gasoil qui constitue une part de plus en plus importante dans le coût de production. D'ailleurs, même s'il n'existe pas de statistiques officielles, on sait déjà qu'une grande partie des motopompes d'irrigation fonctionnant au gasoil sont converties par les paysans en gaz butane, du fait de son prix largement subventionné. Le Ministère de l'agriculture évoque le chiffre de plus de 100 000 ha irrigués par l'utilisation du butane. Selon le MEMEE, la consommation de butane dans l'agriculture est estimée à environ 800 ktep par an [1].

D'autre part, le Maroc profite d'un potentiel d'énergie solaire soit d'une irradiation solaire moyenne de 5,5 kWh/m<sup>2</sup>/j, et de 3000 d'heures d'ensoleillement par année, ce qui l'offre la situation pour accéder aux systèmes

photovoltaïques et amplifier la productivité électrique par sources propres et amortir l'accès aux générateurs fossiles qui provoque l'effet de serre et dont le stock est très limité.

Mais le recours au pompage solaire par l'agriculteur marocain est encouragé par l'état marocain qui s'est dirigé dans son programme ambitieux « Plan Maroc Vert », investit par 2,5 milliards de Dirhams, pour profiter des avantages incontournables de l'accès aux systèmes solaires photovoltaïques en général, et au pompage solaire dans l'agriculture et l'irrigation en particulier. Le recours au pompage solaire pour irrigations met plusieurs pas en avance, et le potentiel brut est estimé à 1478 MWc en termes de puissance des panneaux.

Le pompage photovoltaïque donc, représente une solution performante à l'agriculteur pour le profit d'une énergie inépuisable et propre pour l'approvisionnement en eau potable pour la consommation et l'irrigation depuis les puits et les nappes phréatiques ayant des grandes profondeurs dans les villages et les zones isolées d'un approvisionnement en eau et en électricité. La mise en place d'un système photovoltaïque autonome comprenant un générateur photovoltaïque, un contrôleur et une pompe centrifuge est un moyen fiable pour remplacer les systèmes à carburants fossiles qui, même ayant des couts moins chères, nuisent à l'environnement et diminuent d'efficacité à long terme.

Dans ce rapport, on traite le sujet de dimensionnement d'un système de pompage solaire photovoltaïque. Il est reparti en quatre chapitres. On entame le sujet dans le premier chapitre par le traitement du gisement de l'énergie solaire qui constitue la source de l'énergie du système étudié, puis on entre dans le deuxième chapitre qui donne des généralités sur du générateur photovoltaïque, sa structure, ses caractéristiques et les paramètres qui le contrôlent, puis on fait un dimensionnement détaillé d'un système de pompage solaire dans le troisième chapitre, et ensuite on traite les méthodologies de l'ensemble de calcul pour dimensionner le pompage solaire fans le quatrième chapitre. Et on termine par le 5ième chapitre dans lequel on étudie une installation de pompage solaire à Marrakech suivie par une simulation par PVSYST 6.82 de cette installation.

# Présentation de l'organisme d'accueil :

**DISTRISOL**, est une société qui opère dans le domaine de l'énergie solaire photovoltaïque et thermique. Elle est spécialisée dans le conseil et l'installation de solutions solaires : le photovoltaïque, chauffe-eau solaire thermique, chauffage solaire, et également l'éclairage public.

Elle est située à 246 Lotissement Al Massira 2 – Soualem, et est créée sur un capital de 100000 Dirhams.

Elle assure la gestion complète des projets solaires, de leur conception à leur réalisation, mais aussi au niveau de son suivi (supervision), sa maintenance et son exploitation:

- Organisation, planification et suivi du chantier.
- Raccordement et mise en service de l'installation.
- Suivi à distance et/ou visites régulières sur place avec rapports réguliers et alertes.

**DISTRISOL** a pour ambition d'accompagner ses clients tout au long de leurs processus, à chaque étape, en sélectionnant pour eux les meilleures marques de produits et équipements électriques, au meilleur rapport fiabilité – coût, en installant des systèmes permettant de maîtriser les coûts, d'optimiser le fonctionnement des appareils, et accompagnant dans toutes les phases d'exploitation à travers des services dédiés à la maîtrise de l'énergie.

L'entreprise accomplit son travail par la :

- Réalisation d'installations solaires
- Vente de matériel solaire
- Ingénierie et solutions d'efficacité énergétique

Elle adopte plusieurs marques et donc sur plusieurs systèmes, (ABB, SCHNEIDER, VICTRON, ENERGY, SMA, FRONIUS...). Ainsi que pour les capteurs solaires tant photovoltaïques que thermiques la marque ADSTI SOLAR couvre l'ensemble des gammes que l'on trouve dans le commerce au niveau technologique.

Distrisol s'est engagée dans la vente et l'installation des projets solaires, tels que :

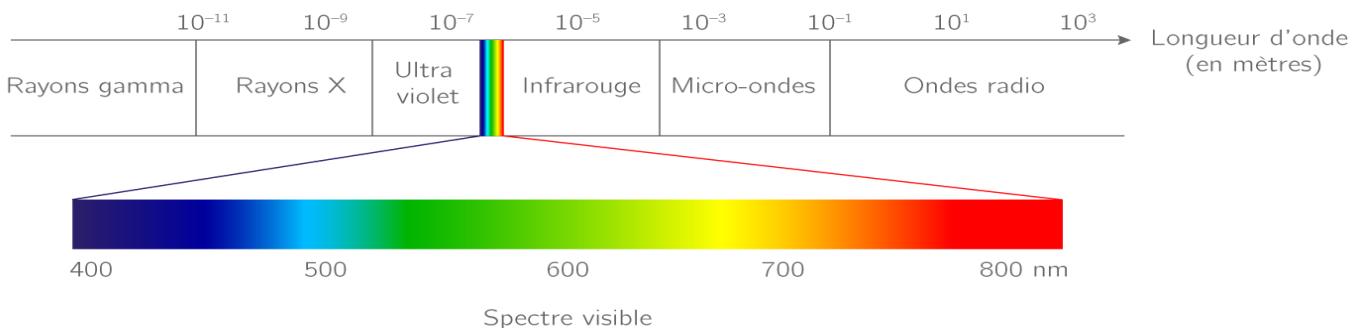
- Installations photovoltaïques autonomes dans sites isolés
- Installations photovoltaïques hybrides raccordés au réseau
- Installations de pompage solaires

# **Chapitre I**

## **Gisement Solaire**

## I-1 Introduction

Distante de 149,6 millions de kilomètres de la terre, et dont fait son rayonnement 8 min pour nous atteindre, le soleil est une étoile naine de forme pseudo-sphérique comparable à une immense boule de gaz très chauds, il qui émet des rayonnements électromagnétiques appelés photons, dont une petite partie est visible à l'oeil nue et le reste est invisible.



**Figure I. 1** Composants du rayonnement solaire

IL ya 4,5 milliard d'années que le soleil apporte de l'énergie dans l'espace, c'est une source renouvelable de l'énergie, de diamètre 1,4 millions de kilomètres, de masse  $2 \times 10^{30}$  kg. Il est constitué principalement de 80% d'hydrogène, de 19% d'hélium, le 1% restant est un mélange de plus de 100 éléments. Sa luminosité totale, c'est-à-dire la puissance qu'il émet sous forme de photons, est à peu près égale à  $4 \times 10^{26}$  W [4].

Seule une partie est interceptée par la terre, elle est de l'ordre de  $1,7 \times 10^{17}$  W, 30% de cette puissance est réfléchie vers l'espace, 47% est absorbée et 23% est utilisée comme source d'énergie pour le cycle d'évaporation-précipitation de l'atmosphère.

Les caractéristiques principales sont combinées dans le tableau suivant

**Tableau I.1** : Caractéristiques principales du soleil

Diamètre (m)	1392000
Masse (kg)	$2 \cdot 10^{30}$
Surface ( $\text{km}^2$ )	$6,09 \cdot 10^{12}$
Volume ( $\text{km}^3$ )	$1,41 \cdot 10^{18}$
Masse volumique ( $\text{kg/m}^3$ )	1408
Vitesse (m/s)	217
Distance du centre de la voie lactée	$2,5 \cdot 10^{17}$

Sur Terre, l'énergie solaire est à l'origine du cycle de l'eau, du vent et de la photosynthèse du règne végétal. Le règne animal, y compris l'humanité, dépendent des végétaux sur lesquels sont fondées toutes les chaînes alimentaires.

L'énergie solaire est à l'origine de toutes les formes de production énergétique aujourd'hui utilisées sur Terre, à l'exception de l'énergie nucléaire, de la géothermie et de l'énergie marémotrice (hydraulique). L'homme utilise l'énergie solaire pour la transformer en d'autres formes d'énergie : énergie chimique (les aliments que notre corps utilise), énergie cinétique, énergie thermique, énergie électrique ou biomasse[2].

Par extension, l'expression « énergie solaire » est souvent employée pour désigner l'électricité ou l'énergie thermique obtenue à partir de la source énergétique primaire qu'est le rayonnement solaire.

## I-2 Exploitations de l'énergie solaire :

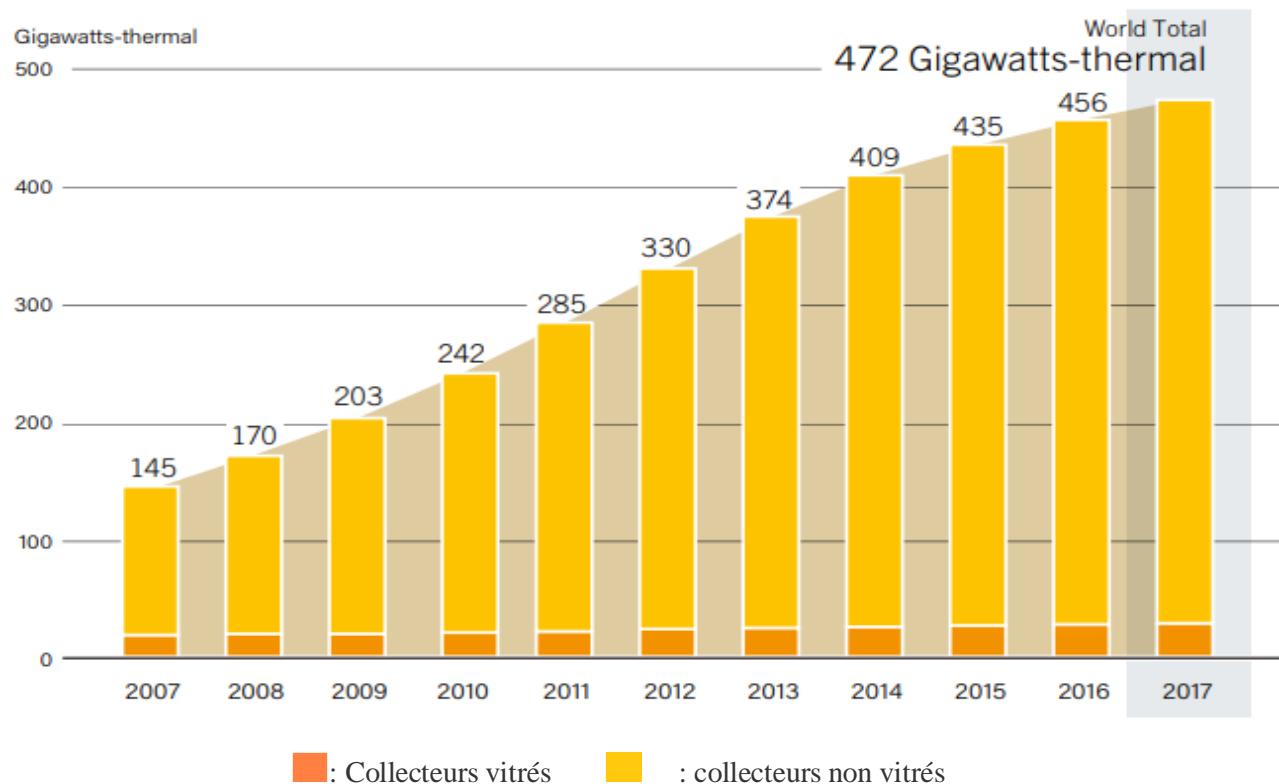
L'exploitation de cette immense énergie prend trois voies :

## I-2-1 Energie solaire thermique :

L'énergie solaire thermique consiste à utiliser la chaleur du rayonnement solaire en deux usages :

- 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, dessalement, etc.

De fait, elle est utilisée principalement pour le chauffage de l'eau ou des locaux. On utilise pour cela des capteurs thermiques. Il en existe plusieurs catégories, mais le principe est toujours le même : le capteur thermique absorbe les photons solaires et les transforme en chaleur. Celle-ci est ensuite transmise à un liquide ou à un gaz qui la transporte (le gaz est alors dit « caloporeur ») vers un réservoir de stockage de chaleur [2].



**Figure I.2** : puissance mondiale des installations du chauffe-eau solaire en GW

## I-2-2 Energie solaire thermodynamique :

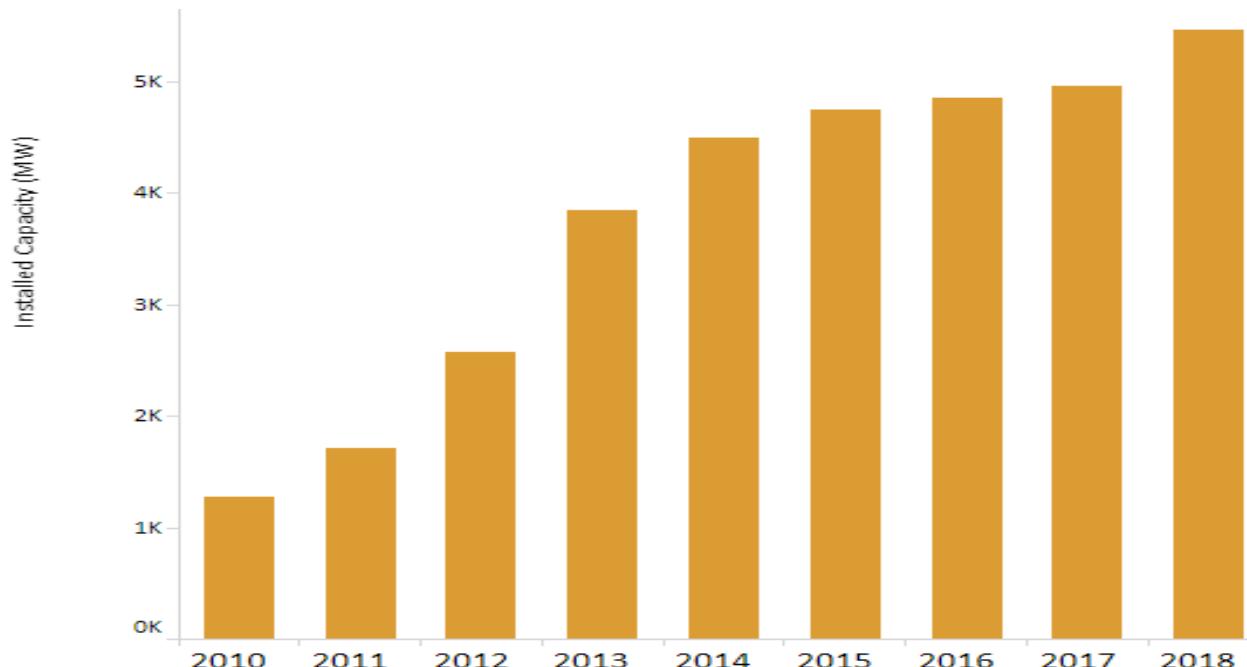
C'est la production de l'électricité à travers les rayonnements solaires, c'est l'énergie solaire concentrée reconnue sous CSP « concentrating solar power »

Le principe consiste à capter les rayonnements du soleil sur un capteur à concentration qui va les concentrer pour avoir une grande température allant parfois jusqu'à 1000 °C, ainsi produire de la vapeur à grande pression qui va fonctionner un groupe turbo-alternateur pour générer du courant électrique [2].

Parmi les technologies de concentration majeures peuvent être citées :

- les centrales solaires cylindro-paraboliques avec concentration linéaire, équipées d'auges paraboliques ;
- les centrales solaires à miroirs de Fresnel avec concentration linéaire, équipées de lames de miroirs légèrement incurvées ;
- les centrales solaires à tour avec héliostats renvoyant le rayonnement sur le concentrateur ;
- les paraboles solaires Dish-Stirling avec une concentration ponctuelle, équipées d'un moteur Stirling (moteur à air chaud).

Elles permettent le stockage d'une partie de l'énergie sous forme de chaleur. Ce stockage permet de diminuer les conséquences de l'intermittence de la ressource solaire en permettant, par exemple, de continuer à produire de l'électricité après le coucher du soleil.



**Figure I.3** : Puissance mondiale installée en Thermique à Solaire concentré en MW

### I-2-3 Energie solaire photovoltaïque :

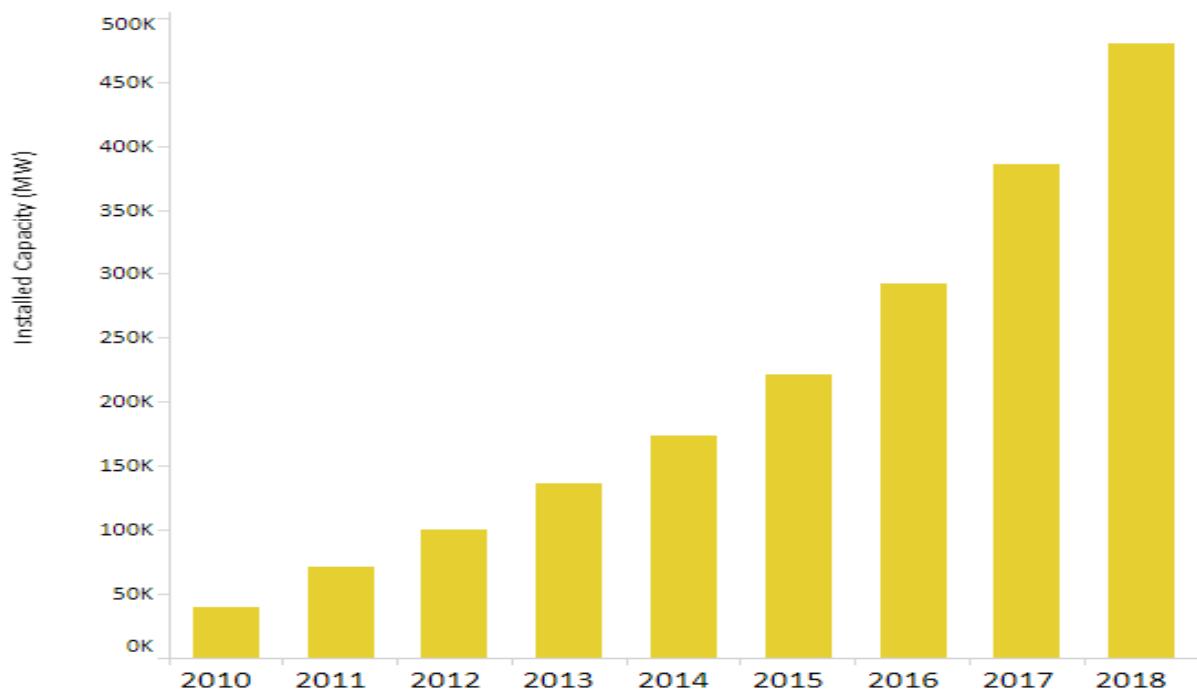
Le mot « photovoltaïque » apportée par la découverte de Alexandre Edmond Becquerel en 1839, et désigne la transformation d'une partie du rayonnement solaire en électricité.

Cette technique solaire photovoltaïque a constituée un grand avancement dans la découverte de l'électricité. Le principe consiste à capter les rayons du soleil par un capteur de constitution semi-conductrice, en général le Silicium, qui va créer une différence de potentiel aux bornes du capteur ou « cellule solaire » ainsi un courant électrique est créé.

La première cellule photovoltaïque était fabriquée par les deux ingénieurs de Bell Telephone aux Etats-Unis en 1954, et avait un rendement de 6%, suivie en 1959 par la mise d'une cellule photovoltaïque sur le satellite American Vanguard, puis il y avait un succès moyen dans ce domaine, se traduisant par l'utilisation des panneaux solaires sur les toits pour garantir l'électricité domestique, sur les calculatrices et lampes solaires, dans le domaine de télécommunication, et bien sûr pour pomper de l'eau.

Malgré le rendement faible, maximal de 15 à 19 %, des panneaux solaires, ils représentent un domaine indispensable et très répandu aujourd'hui pour avoir un confort en électricité, et diminuer les coûts de consommation vu l'élévation des coûts d'électricité à issue fossile comme le pétrole, le gaz et charbon.

Cependant, plusieurs recherches sont menées dans le domaine solaire photovoltaïque pour améliorer le rendement des cellules solaires et réduire leurs prix dans le marché afin de garantir le confort vis-à-vis cette technologie.



**Figure I.4** : Puissance mondiale installée en solaire photovoltaïque en MW

- ✓ Le photovoltaïque a marqué un taux d'énergie installée de 443 TWh en 2017, et d'une puissance totale de 10 GW en 2018.
- ✓ Le champ photovoltaïque a marqué un taux d'énergie installée de 515 TWh en 2018, soit 480,35 GW après avoir été 386 GW en 2017.
- ✓ Le taux de croissance composé annuel des installations photovoltaïques a atteint 24% de 2010 à 2017.

- ✓ Le ratio de performance des systèmes photovoltaïques a atteint les 80% à 90% après avoir été au bout de 70% les années 2000 [3].

### I-3 Spectre du rayonnement solaire :

Le rayonnement électromagnétique est composé de «grains» de lumière appelés photons. L'énergie de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde  $\lambda$  elle est donnée par la formule suivante :

$$E = h\nu = \frac{h c}{\lambda}, \text{ où :}$$

h : La constante de Planck, égale à  $6,62 \cdot 10^{-34} \text{ J.s}^{-1}$

C : La vitesse de propagation égale à  $3 \cdot 10^8 \text{ m.s}^{-1}$

La figure (I.5) représente la variation de la répartition spectrale énergétique. L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement en :

Ultraviolet UV :  $0.20 < \lambda < 0.38 \text{ } \mu\text{m}$  6.4%.

Visible :  $0.38 < \lambda < 0.78 \text{ } \mu\text{m}$  48.0%.

Infrarouge IR :  $0.78 < \lambda < 10 \text{ } \mu\text{m}$  45.6%

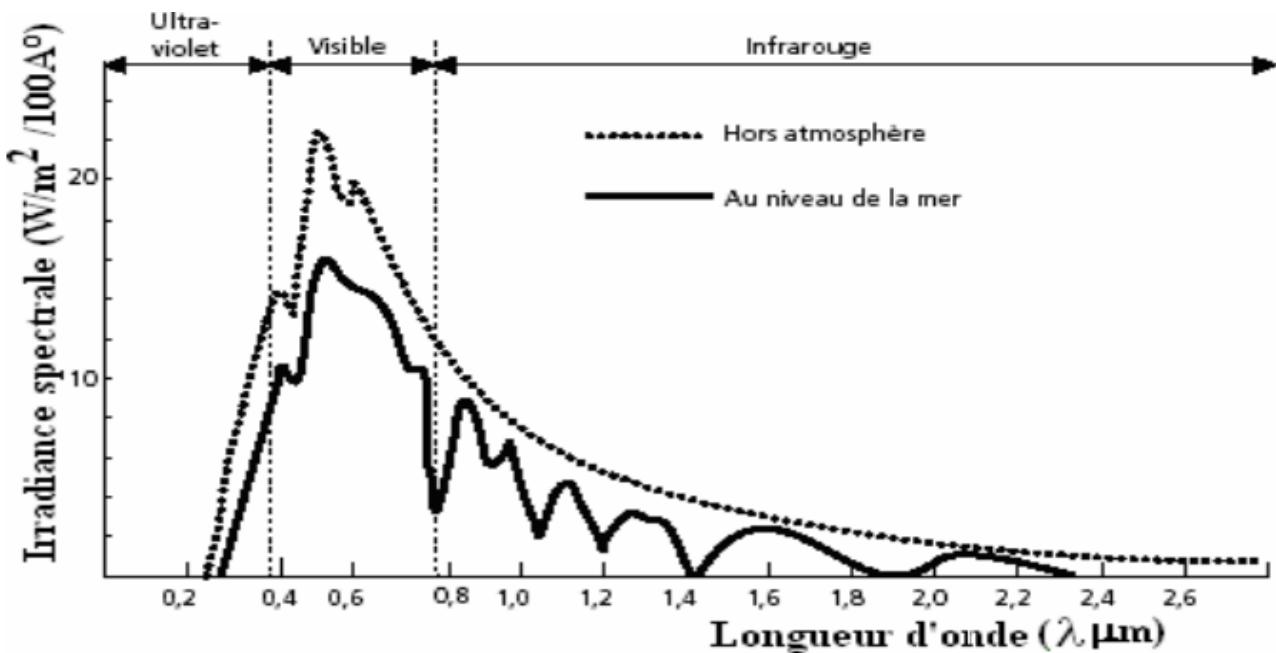


Figure I.5 : Analyse spectrale du rayonnement solaire

### I.4 Rayonnement solaire:

L'énergie reçue au niveau du sol est plus faible que  $1354 \text{ w/m}^2$  (la constante solaire) car l'atmosphère réfléchit une autre partie du rayonnement solaire vers l'espace (environ 6%) et absorbe une partie du rayonnement solaire (environ 15%) et la réémet dans toutes les directions sous forme de rayonnement diffus. Le rayonnement absorbé par l'atmosphère est ensuite partiellement réfléchi, absorbé et diffusé par les atomes, les molécules, les gaz et tous les aérosols qui constituent l'atmosphère de telle sorte que le rayonnement reçu au sol comporte une partie directe et une partie diffuse.

Cependant, Le rayonnement global au niveau du sol se définit comme la somme du rayonnement direct, réfléchi et diffus.

L'énergie reçue par une surface dépend en outre de la saison, de la latitude, des conditions météorologiques, du relief, de la pollution, de l'orientation de la surface considérée.

#### **I-4-1 Rayonnement solaire direct :**

C'est le rayonnement du soleil qui franchit les couches atmosphériques sans aucune déformation ou déviation et provient à la surface su sol.

Il est mesuré par un appareil appelé pyrhéliomètre.

#### **I-4-2 Rayonnement solaire diffus:**

Le rayonnement diffus est le rayonnement émis par des obstacles (nuages, sol, bâtiments) et provient de toutes les directions. La part du rayonnement diffus n'est pas négligeable et peut atteindre 50% du rayonnement global (selon la situation géographique du lieu). Le rayonnement global sur la terre et sa part de rayonnement diffus varie au cours de l'année. Sa mesure est effectuée avec un pyranomètre.

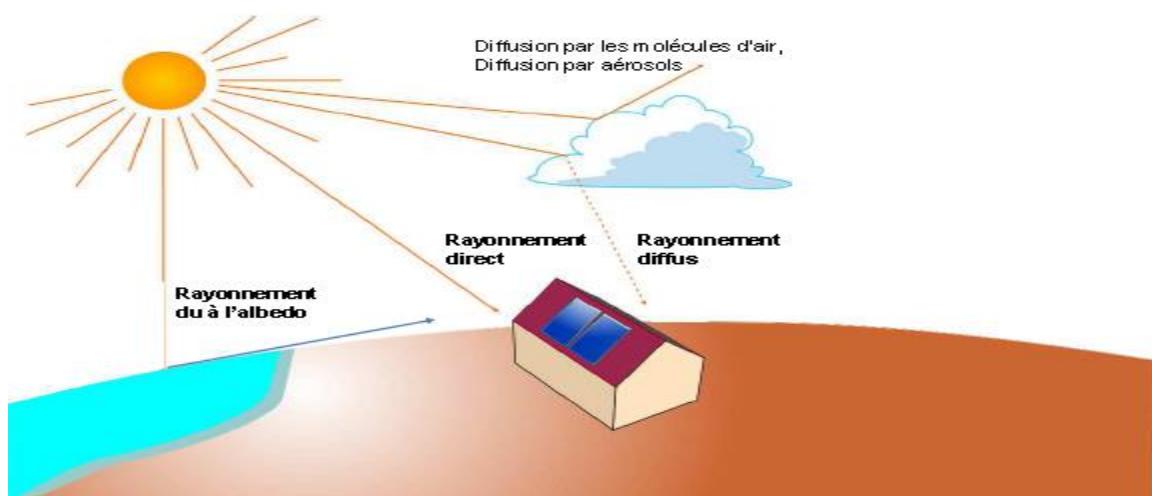
#### **I-4-3 Rayonnement solaire réfléchi ou « du à l'albédo » :**

C'est le rayonnement solaire résultant de la réflexion du rayonnement par les surfaces inclinées du sol. Albédo : c'est le rapport entre le rayonnement réfléchi ou diffus et le rayonnement incident, les valeurs de l'albédo changent selon la constitution du sol réfléchissant. ce coefficient est d'autant plus élevé que la surface est claire (étendue d'eau, neige,,)

Rayonnement solaire réfléchi = rayonnement solaire horizontal \* albédo

#### **I-4-4 Rayonnement solaire global:**

C'est au niveau d'une surface du sol, la somme des rayonnements direct, diffus et réfléchi.



**Figure I.6 : rayonnement global**

## I-5 Gisement solaire :

### I-5-1 Introduction :

L'énergie solaire est la plus dominante de toutes les énergies renouvelables, elle est l'une des plus facilement exploitable. Comme la plus part des énergies douces, elle donne à l'usager la possibilité de subvenir sans intermédiaire à une partie de ses besoins.

La connaissance de la position du soleil dans le ciel à un moment donné, à un tel lieu et durant une saison définie, et le savoir des heures du coucher et lever du soleil ainsi que les heures d'ensoleillement et le taux d'irradiation solaire à la surface, sont des exigences primordiales pour l'étude des données nécessaires pour l'exploitation de l'énergie solaire [4].

Cependant, le gisement solaire est l'ensemble des données astronomiques, météorologiques et géographiques du soleil durant son parcours, ou bien plus précisément durant la rotation de la terre dans son trajectoire elliptique.

### I-5-2 Sphère Céleste :

C'est la sphère imaginaire dont le centre est la terre et le rayon est la distance soleil-terre, et dont tous les astres vus dans l'espace sont considérés sur sa surface.

C'est sur la sphère céleste que sont repérés les astres pour déterminer leurs coordonnées célestes.

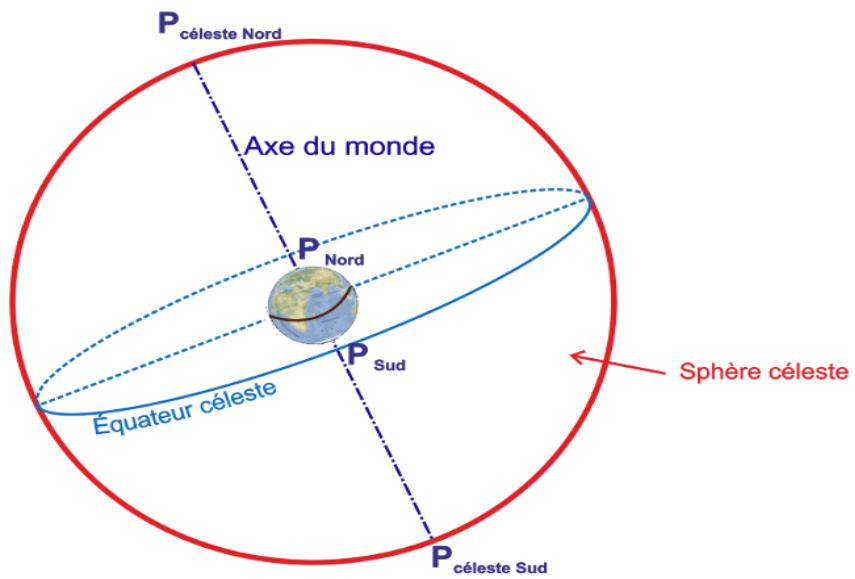


Figure I-7: Sphère céleste

### I-5-3 Coordonnées géographiques :

La terre a une forme sphérique, elle tourne autour de son axe, axe de pôles dont l'extrémité est le pôle nord et pôle sud. Le plan passant par le centre de la terre et perpendiculaire à cet axe est l'équateur.

Tout point sur la terre est défini par ses grandeurs géographiques : sa latitude et son longitude :

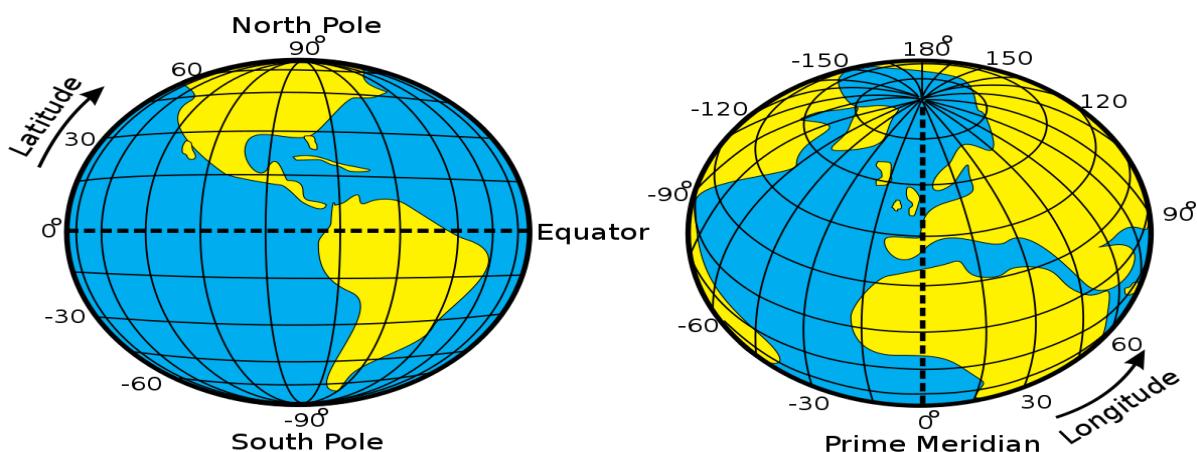
#### ✓ La Latitude :

C'est l'angle que fait l'équateur avec le rayon de la terre passant par le lieu considéré, elle est notée  $\phi$  et varie de 0 à 90 vers le nord, et 0 à -90 vers le sud. Cette convention de signe affecte le signe (+) à tous les lieux de l'hémisphère nord et le signe (-) tous les lieux de l'hémisphère sud.

### ✓ La longitude :

C'est l'angle que le méridien de Greenwich avec le méridien du lieu considérée, elle est notée  $L$  et varie de 0 à 180 vers l'est et 0 à -180 à l'ouest. On affecte du signe (+) les méridiens situés à l'est du méridien de Greenwich, et du signe (-) les méridiens situés à l'ouest [4]. Par exemple Casablanca a pour coordonnées géographiques :

Latitude **33° 35' 17 N**  
Longitude **-7° 36' 40 O**



**Figure I-8 :** coordonnées géographiques sur la terre

### I-5-4 Coordonnées horaires :

Les coordonnées horaires sont déterminées par l'axe des pôles et le plan de l'équateur, le méridien du lieu étant pris comme origine. Chaque point de l'espace est repéré par sa déclinaison  $\delta$  et son angle horaire  $\omega$  :

### ✓ La déclinaison:

Désignée par  $\delta$ , c'est l'angle que fait le plan équatorial avec le plan écliptique. Elle varie au cours de l'année entre + 23,45° au 22 juin et -23,45° au 22 décembre, et est égal à zéro aux équinoxes. Elle se calcule par la relation suivante :

$$\delta = 23.45^\circ \sin \left( \frac{360}{365} \times (284 + j) \right)$$

Avec  $j$ : le nombre des jours compté dès le premier janvier.

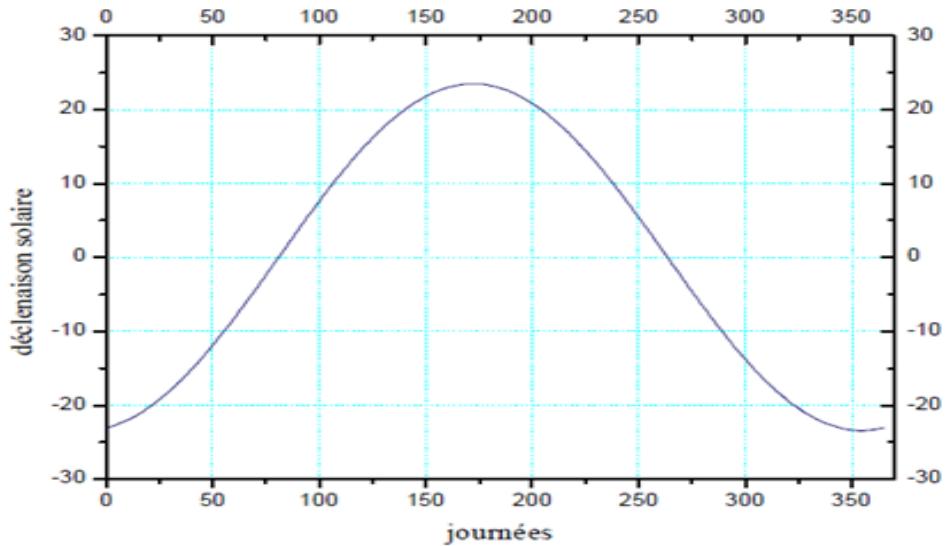


Figure I.9: La déclinaison du soleil au cours de l'année

#### ✓ L'angle horaire :

Désigné par  $\omega$ , c'est l'angle entre le méridien céleste du lieu et le cercle horaire de l'astre, compté sur l'équateur céleste positivement vers l'ouest à partir du méridien, de 0 à 24 heures ou de  $0^\circ$  à  $360^\circ$ . L'angle horaire mesure la course du soleil dans le ciel, et est donné par la relation :

$$\omega = 15 (TSV - 12)$$

Avec TSV : temps solaire vrai

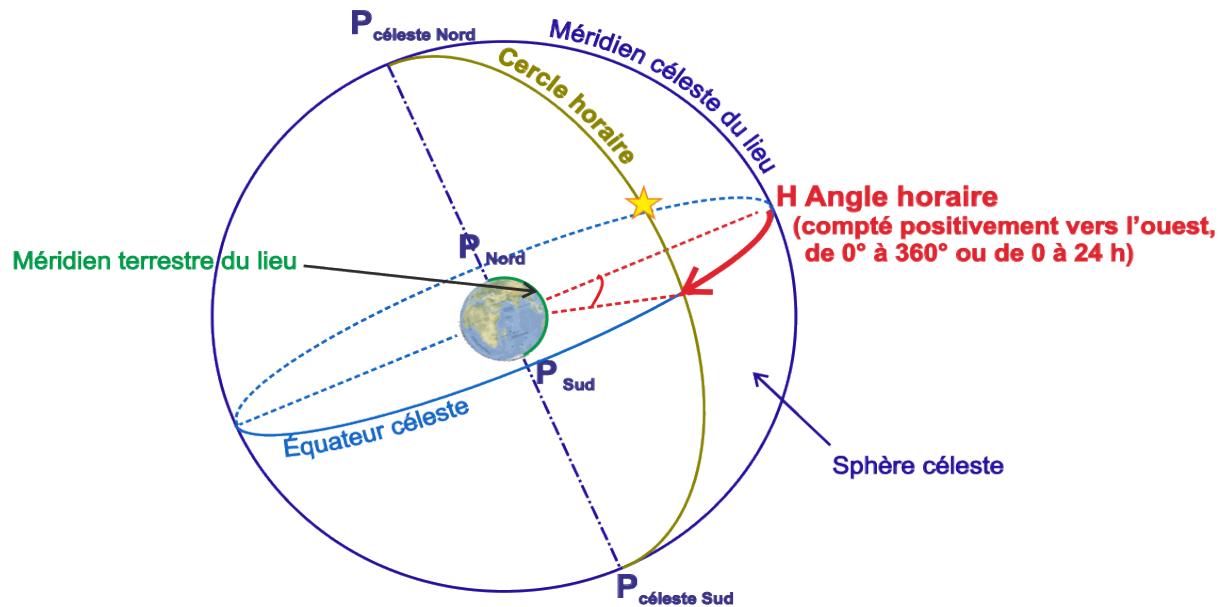


Figure I.10 : angle horaire

#### I -5-5 Coordonnées horizontales :

Le repère horizontal est formé par le plan de l'horizon astronomique et la verticale du lieu. Dans ce repère les coordonnées du soleil sont [4] :

### ✓ La hauteur du soleil (h) :

C'est l'angle formé entre le plan horizontal du lieu et la direction du soleil, il varie entre 0 au lever et 180 au coucher du soleil, et est maximal à midi. Il est donné par la relation :

$$\sin(h) = \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta) + \cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega)$$

$\varphi$  : Latitude du lieu.

$\delta$  : La déclinaison du soleil.

$\omega$  : L'angle horaire.

### ✓ L'azimut (a) :

L'azimut du soleil est l'angle formé entre la direction du sud et la projection du soleil sur le plan horizontal, il est compté positivement vers l'ouest et négativement vers l'est,

Il est donné par la relation:

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta) \cdot \sin(\omega)}{\cos(h)}$$

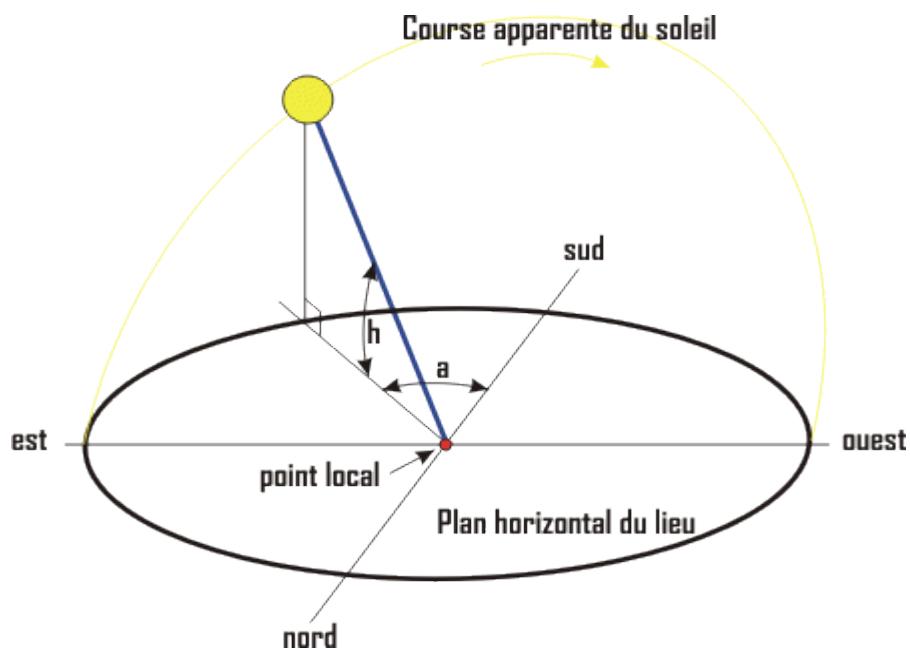
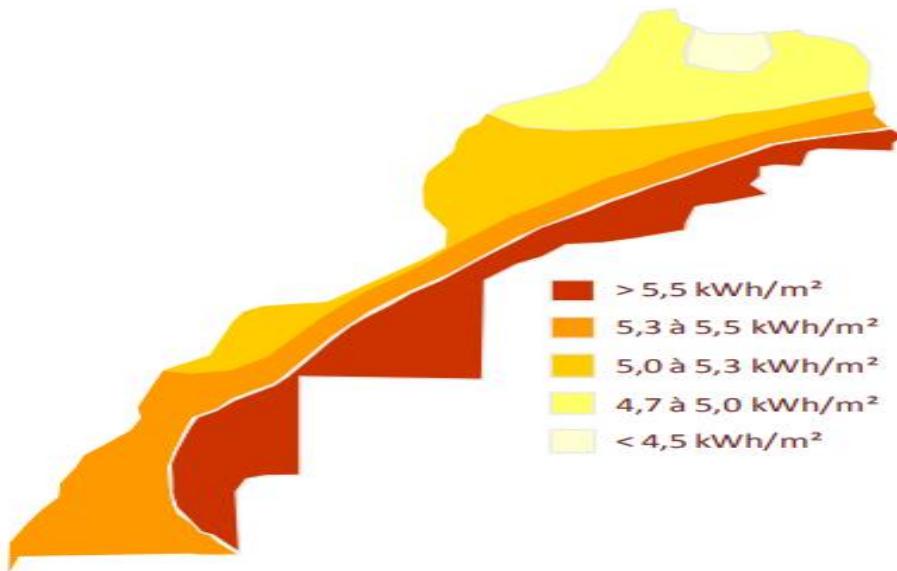


Figure I.11 : Hauteur (h) et azimut (a) du soleil

## I-6 Gisement solaire au Maroc

Le Maroc dispose d'une durée annuelle d'ensoleillement variant entre 2800 heures au nord et 3400 heures au sud, et une irradiation moyenne supérieure à 5 KWh.m<sup>-2</sup>.j<sup>-1</sup>, ce qui constitue un gisement solaire vaste [5].

Par ses trois voies d'exploitations photovoltaïque, thermique et thermodynamique, L'énergie solaire constitue une branche importante parmi les sources d'énergie renouvelables exploitées au Maroc, visant une capacité de 2000 MW, soit 14% de la puissance totale installée, à l'horizon de 2020.



**Figure I.12 :** Carte d'irradiation solaire au Maroc [5].

### I-7 Gisement solaire au monde :

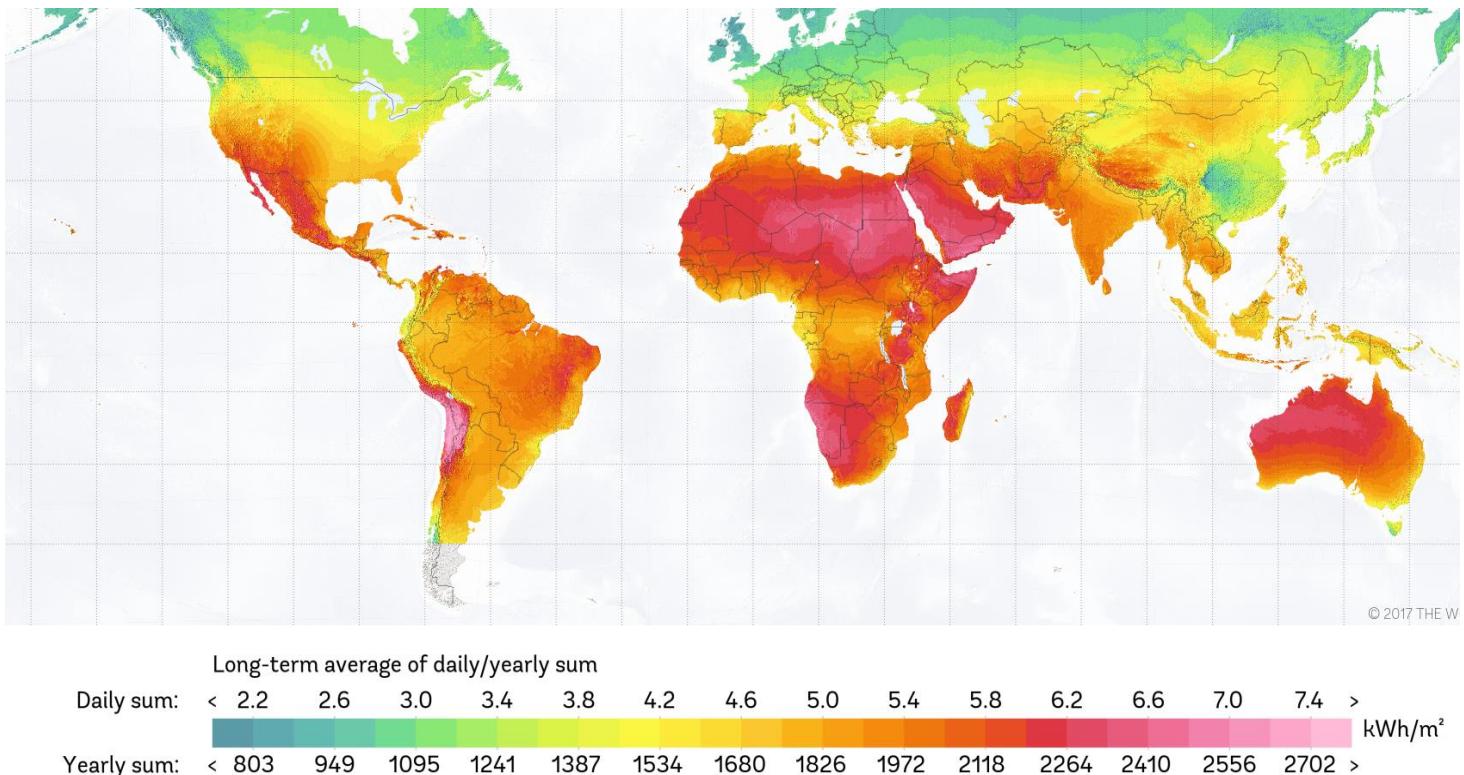
La quantité d'énergie reçue par la Terre est considérable. Chaque année, ce sont 1.070.000 pétawatts-heures (PWh, soit 1015 Wh) que reçoit la Terre, soit plus de 8.000 fois la consommation énergétique mondiale annuelle (133 PWh en 2005). Exploiter seulement 0,01% de cette énergie suffirait donc à couvrir les besoins énergétiques de la planète [6].

Pourtant, l'énergie solaire au sens où on l'entend (photovoltaïque et thermique) ne représentait que 0,1% de la consommation énergétique mondiale en 2008. L'un des freins au développement de l'exploitation de cette énergie est sa production intermittente, en fonction de l'ensoleillement (nuage, nuit, saison), et la difficulté de son stockage, que ce soit sous forme de chaleur ou d'électricité.

Les cinq plus grands parcs solaires au monde sont [7] :

- ✓ Le parc solaire de Pavagada en Inde a une capacité de 2 000 MW et s'étend sur 52,5 kilomètres carrés sur cinq villages. Il produira suffisamment d'électricité pour alimenter environ 700 000 foyers.
- ✓ Le parc solaire Kurnool Ultra Mega de 1000 MW à Andhra Pradesh en Inde. Réparti sur 23 kilomètres carrés, ce parc solaire était opérationnel en mai 2017. En octobre 2017, il avait déjà généré plus de 800 millions d'unités d'énergie et économisé plus de 700 000 tonnes de dioxyde de carbone.
- ✓ Parc solaire du barrage de Longyangxia en Chine et compte 4 millions de panneaux solaires. La taille de l'usine et sa capacité de 850 mégawatts et génère environ 220 GWh d'électricité par an, ce qui équivaut à alimenter 200 000 foyers.
- ✓ Le parc de Kamuthi en Inde comprend 2,5 millions de modules solaires et génère une capacité de 648 mégawatts sur une superficie de 10 kilomètres carrés.

- ✓ La centrale d'énergie solaire à concentration (CSP) du complexe de Noor au Maroc avec une capacité de 580 mégawatts est la plus grande au monde dans la technologie CSP.



**Figure I.13 :** Irradiation globale horizontale dans le monde [8]

## II-8 Conclusion :

Dans ce premier chapitre, nous avons présenté les caractéristiques du soleil, les voies d'exploitation de l'énergie solaire et ensuite les données du gisement solaire qui est le siège de toute étude solaire photovoltaïque, y compris l'irradiation solaire, la composition du rayonnement solaire arrivant sur le sol, les paramètres de positionnement du soleil et, puis on a terminé par une vue sur les plus grandes fermes solaires au monde.

## CHAP II

# Généralités sur les générateurs photovoltaïques

## II-1Introduction :

Le phénomène « photovoltaïque » est né avec Alexandre Edmond Becquerel en 1839, annonçant le début d'une fantastique découverte qui serait ainsi une technologie de base pour la génération de l'électricité.

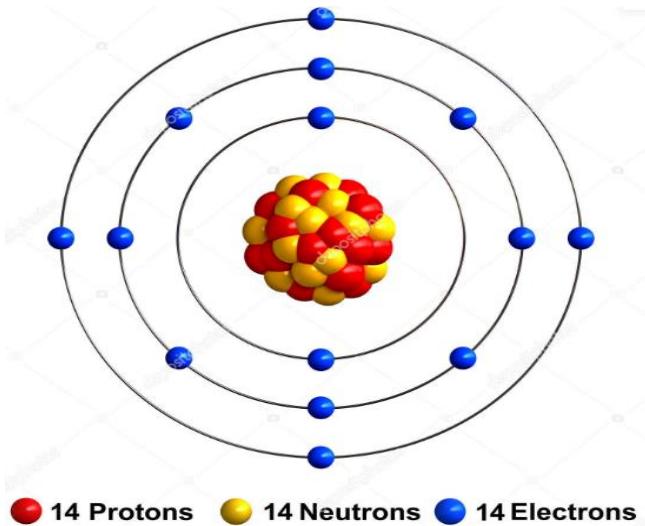
Le générateur photovoltaïque a constitué un moyen efficace et adapté dans la production de l'électricité, et est intégré aujourd'hui dans les installations autonomes, isolées, raccordés au réseau et dans les stations de pompage de l'eau.

La technologie photovoltaïque est une solution « gratuite » fournie par le soleil, et une technologie, malgré le cout élevé partiellement, propre et ne génère pas des émissions de dioxyde de carbone qui nuit la couche atmosphérique et cause l'effet de sert.

## II-2 Cellule Photovoltaïque :

La cellule photovoltaïque est l'unité de base de production du courant photo-électrique, qui transforme l'énergie des rayonnements solaires en électricité.

La cellule photovoltaïque ou « solaire » est constituée à la base des matériaux semi-conducteurs dont le plus utilisé est le Silicium (Si).



**FigureII.1** : Composition de l'atome de Silicium

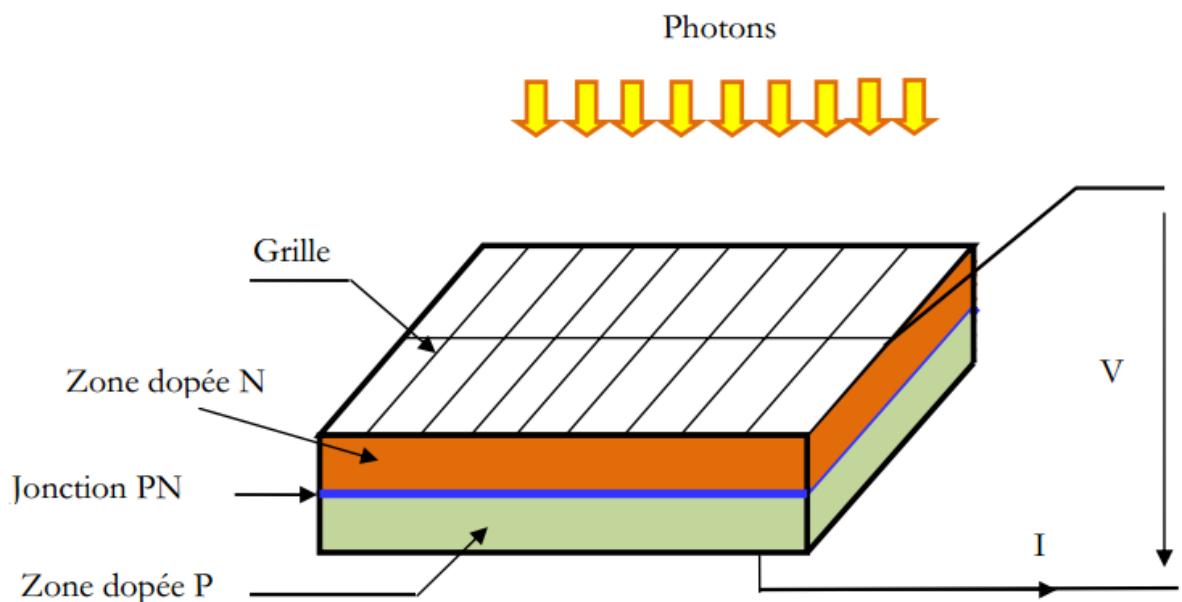
### II-2-1 Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque :

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p [15].

La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction (dite p-n) a été formée.

En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p, une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction et laisse aussi un trou capable de se mouvoir, engendrant ainsi une paire électron-trou. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule, c'est la tension V de la cellule dépendant du taux d'éclairage solaire.

La tension maximale d'une cellule photovoltaïque, nommée tension de circuit ouvert (V<sub>co</sub>), est d'environ 0.5 à 0.8V et peut être directement mesurée à ses bornes sans charge. Le courant maximal produit par la cellule photovoltaïque est nommé courant de court-circuit (I<sub>cc</sub>). Ce dernier est obtenu lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées. Ces valeurs peuvent changer fortement en fonction de l'ensoleillement, de la température et du matériau utilisé.



**Figure II.2 :** Schéma d'une cellule photovoltaïque

## II-2-2 Types de cellules photovoltaïques

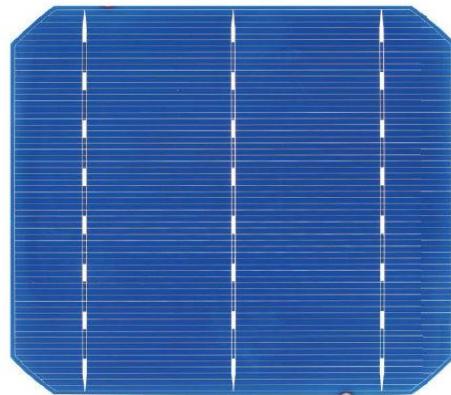
On distingue en général trois grands types de cellules photovoltaïques :

- Cellules monocristallines
- Cellules polycristallines
- Cellules amorphes

### II-2-2-1 Cellule monocristalline

La cellule au silicium monocristallin est constituée d'un silicium formé d'un seul cristal ordonné. Ce matériau est obtenu directement d'un germe ou recristallisé à haute température sous forme d'un lingot. Il est ensuite découpé en fines tranches qui donneront les cellules. La couleur des cellules est en général d'un bleu uniforme.

Ayant un rendement très bon de 15 à 20%, son prix est plus élevé que les cellules polycristallines et amorphes, son seul avantage est d'utiliser une surface réduite : il faut environ 7m<sup>2</sup> pour obtenir 1 kiloWatt-crête (kWc).



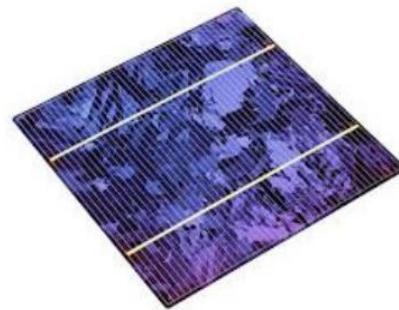
**Figure II.3 :** cellule monocristalline

#### **II-2-2-2 Cellule polycristalline :**

Elle est formée du silicium mais avec plusieurs cristaux de formes cristallographiques différentes, et cette différence est vue à l'œil nu sur un panneau polycristallin.

Les modules utilisant des cellules au silicium polycristallin ont en général un rendement compris entre 12 et 14%. Il faut environ 8m<sup>2</sup> de cellules pour obtenir 1kWc [16]. Ces cellules sont plus simples à fabriquer et moins chères que les cellules au silicium monocristallin. Ils ont un rendement faible sous éclairement faible, et en cas de température élevée.

Les panneaux à Silicium polycristallin dominent le marché avec un pourcentage de 43% vu leur cout commercial plus faible que ceux à Silicium monocristallin.



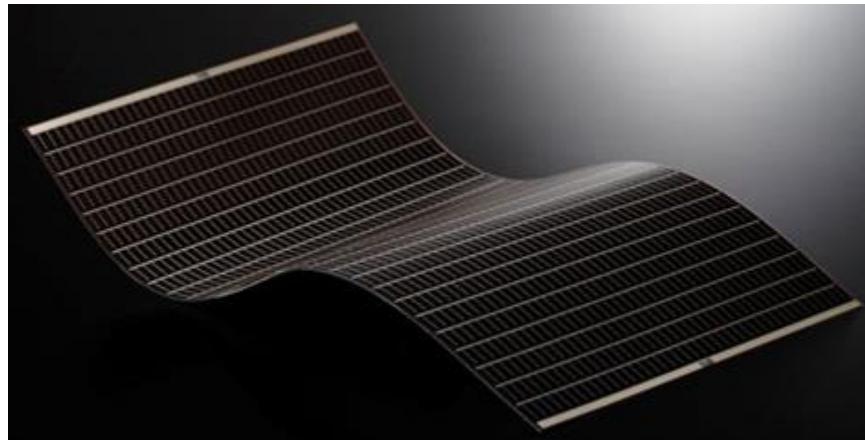
**Figure II.4 :** cellule polycristalline

#### **II-2-2-3 Cellule au silicium amorphe:**

Les cellules au silicium amorphe sont des cellules à couche mince, c'est-à-dire qu'elles sont fabriquées en déposant une fine couche de silicium sur un support (ou "substrat"), par exemple du verre. L'épaisseur de silicium utilisée est beaucoup plus faible que pour les cellules mono ou polycristallines qui sont réalisées à partir de tranches de silicium. Ce type de cellules est donc moins cher et plus facile à fabriquer. Sa faible épaisseur permet, par exemple, de les utiliser pour créer des panneaux solaires souples. Cependant ces cellules ont des rendements limité (de l'ordre de 5 à 7%, soit environ 15m<sup>2</sup> pour obtenir 1kWc) et sont donc réservées à des applications nécessitant peu de puissance.

Les cellules au silicium amorphes sont beaucoup utilisées pour l'alimentation de petits appareils solaires (montre, calculatrice...) [16].

Les panneaux à Silicium amorphe ont l'avantage de production d'électricité sous faibles éclairements et sont moins sensibles à l'élévation de température. Mais elles ont de défaut d'avoir un rendement faible en plein soleil.



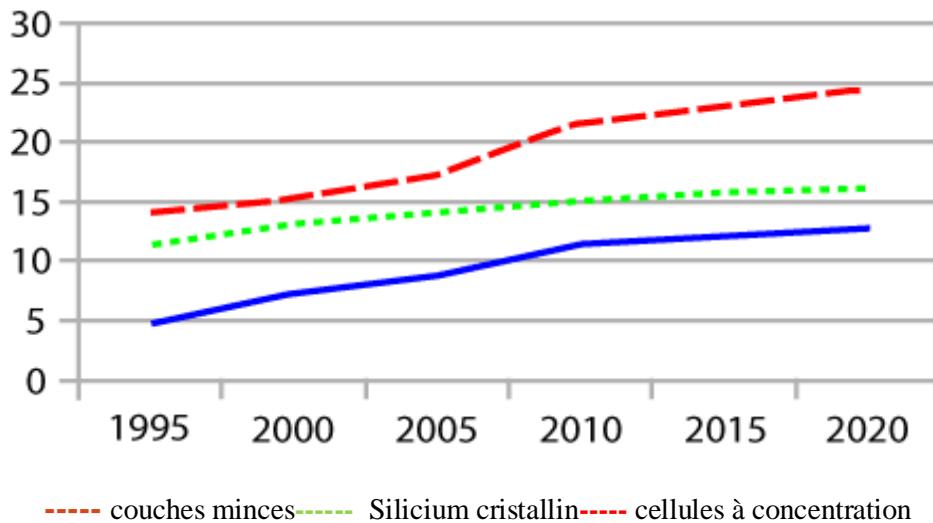
**Figure II.5** : cellule au Silicium amorphe

Les couches minces constituent la seconde génération de technologie photovoltaïque. Dans cette génération, on distingue le silicium amorphe (a-Si), le disélénium de cuivre indium (CIS), le tellure de cadmium (CdTe), entre autres,...

La 3ème génération des cellules photovoltaïques voit le jour, même avec un rendement faible allant de 3 à 5%, ,on parle des cellules organiques, cellules à colorant, cellules à polymères, cellules à multi-jonction et cellules à concentration.

**Tableau II.1** : rendements des différentes cellules solaires photovoltaïques

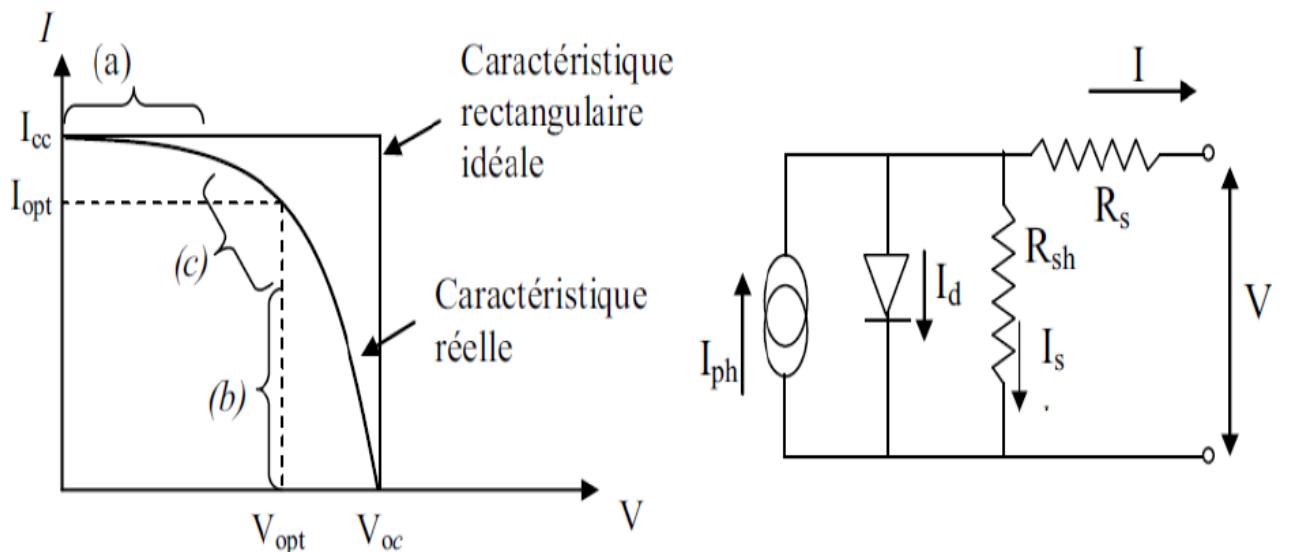
Génération de cellules PV	Technologie	Rendement [%]
1 <sup>ère</sup> génération: Silicium Cristallin	Monocristallin Polycristallin	18-25 12-20
2 <sup>ème</sup> génération : Couches minces	Silicium amorphe CIGS CdTe	6-9 9-15 10-16
3 <sup>ème</sup> génération :	Organique Pigment photosensible Multi-jonction	4-6 8-11 30-40



**Figure II.6 :** évolution des rendements des différentes cellules solaires photovoltaïques

### II-3 Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque :

Une cellule photovoltaïque est souvent présentée comme un générateur de courant électrique dont le comportement est équivalent à une source de courant shuntée par une diode. Pour tenir compte des phénomènes physiques au niveau de la cellule, le modèle est complété par deux résistances série  $R_s$  et  $R_{sh}$  comme le montre le schéma équivalent de la figure suivante



**Figure II.7:** Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque [11]

La loi de Kirchhoff nous donne [11] :

$$I = I_{ph} - I_d (V)$$

Où :

$I$  = courant fourni par la cellule.

$I_{ph}$  : le photo-courant, proportionnel à l'éclairement  $E$ , il correspond également au courant de court circuit  $I_{cc}$  défini comme suit :

$$I_{ph} = I_{cc} \frac{E}{1000}$$

$I_d$  :  $I_D$  représente le courant de polarisation d'une diode, il est donné par :

$$I_d = I_s \left( \exp\left(\frac{V * R_s * I}{V_T}\right) - 1 \right), \text{ avec :}$$

$I_s$  :  $I_s$  dépendant de la température  $T$  et des paramètres électriques technologiques de la jonction.

$V_T$  : potentiel thermodynamique défini par :

$$V_T = \frac{A k T}{q}, \frac{k T}{q} = 26 \text{ mV à } 300 \text{ °K (27°C) pour le silicium.}$$

$q$  : nombre de charges

$T$  : température effective de la cellule en °K

$K$  : constant de Boltzmann =  $1,380\,648\,8 \times 10^{23} \text{ J.K}^{-1}$

$A$  : Coefficient d'idéalité de la diode.

A partir des relations précédentes, on obtient l'expression de la caractéristique  $I(V)$  de la cellule photovoltaïque :

$$I = I_{cc} \frac{E}{1000} - I_s \left( \exp\left(\frac{V * R_s * I}{V_T}\right) - 1 \right)$$

La relation entre les trois grandeurs,  $I$ ,  $I_{ph}$  et  $I_d$  ( $V$ ) représente la caractéristique courant-tension permettant de déterminer quatre grandeurs caractéristiques principales du fonctionnement des cellules solaires :

- Le courant de court-circuit.
- La tension en circuit ouvert.
- Le facteur de qualité  $A$ .
- Le facteur de forme  $ff$ .

La caractéristique  $I(V)$  se divise en trois parties :

✓ La zone (a) où la cellule se comporte comme un générateur de courant  $I_{cc}$  proportionnel à l'éclairement.

✓ La zone (b) où la cellule se comporte comme un générateur de tension [11].

La figure II.8 illustre la relation entre le courant, la tension et la puissance d'une cellule photovoltaïque.

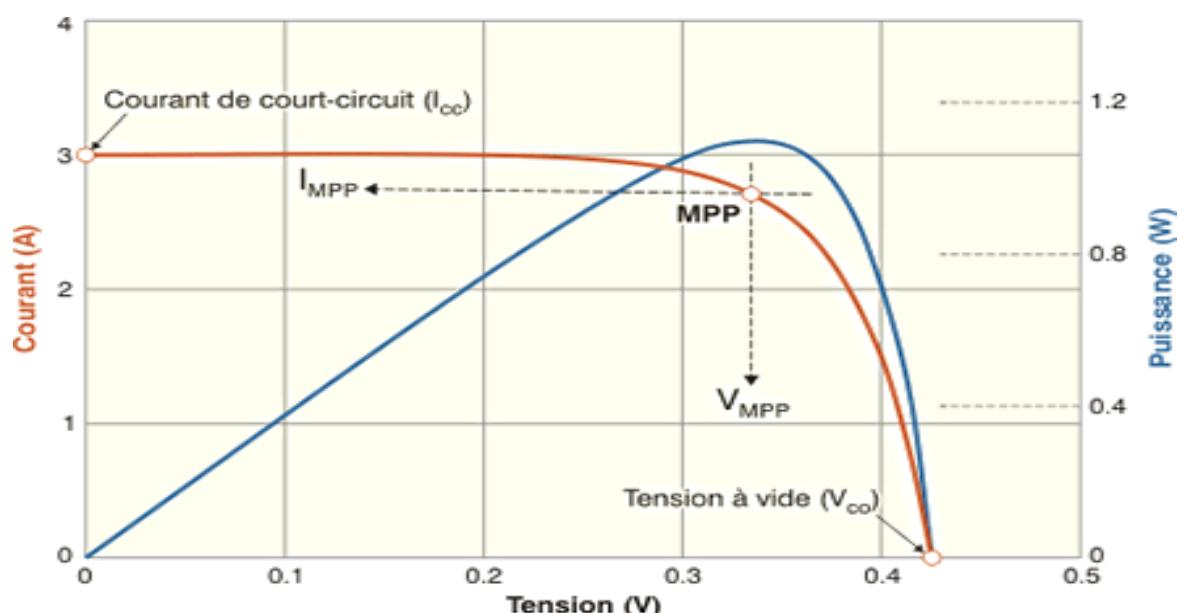


Figure II.8 : Caractéristique courant-tension  $I=f(V)$  d'une cellule PV

## II-4 Paramètres électriques d'une cellule photovoltaïque :

### II-4-1 La tension à circuit ouvert $V_{co}$ :

C'est la tension aux bornes de la cellule photovoltaïque lorsqu'elle n'est reliée à aucune charge, donc à un courant nul, elle est donnée par [11] :

$$V_{co}(I=0) = V_t \log \left( 1 + \frac{I_{sc}}{I_0} \right) [11].$$

### II-4-2 Le courant de court-circuit $I_{sc}$ :

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. On peut écrire :  $I_{sc} = I_{ph}$

### II-4-3 La Puissance maximale $P_{max}$ :

La puissance crête d'une cellule PV, notée  $W_c$  (Watt crête) ou  $W_p$  (Watt peak) représente la puissance électrique maximale délivrée dans les conditions suivantes dites conditions standard (STC) :

- éclairement solaire de  $1 \text{ kW} / \text{m}^2$  ;
- température de la cellule PV égale à  $+ 25^\circ\text{C}$ .
- un rayonnement solaire traversant 1,5 fois l'épaisseur de la couche atmosphérique (« AM 1.5 » pour « Air Mass »).

Pour une cellule photovoltaïque, la puissance maximale  $P_{max}$  ,est donnée par :

$$P_{max} = V_{max} \times I_{max} , \text{ avec :}$$

$V_{max}$  : tension à puissance maximale

$I_{max}$  : intensité du courant à puissance maximale

Pour une cellule photovoltaïque idéale, la puissance maximale est le produit du courant de court-circuit  $I_{cc}$  par la tension du circuit ouvert  $V_{co}$ . Le produit ( $V_{max} \times I_{max}$ ) donne la puissance maximale qui représente 80% environ du produit ( $V_{co} \times I_{sc}$ ).

### II-4-4 Le facteur de qualité :

$A$  est le facteur d'idéalité de la cellule qui dépend des mécanismes de recombinaison dans la zone de charge d'espace.

### II-4-5 Le facteur de forme $ff$ :

C'est le rapport entre la puissance maximale que peut fournir une cellule et la puissance qu'il est théoriquement possible d'obtenir (puissance optimale) :

$$ff = \frac{V_m \times I_m}{V_{oc} \times I_{cc}}$$

#### II-4-6 Rendement énergétique maximum $\eta$ :

Le rendement de la cellule correspond au rapport entre la puissance électrique maximale fournie par la cellule et la puissance solaire incidente :

$$\eta = \frac{V_m \times I_m}{E \times S}$$

Où

S : Surface de cellule solaire.

E : Flux incident.

#### II-5 Les paramètres influençant sur la caractéristique I(V) :

Quatre paramètres influent sur le comportement électrique d'une cellule solaire ou un générateur photovoltaïque :

- La résistance série.
- La résistance shunt.
- L'éclairement E.
- La température T.

#### II-5-1 Influence des résistances série $R_s$ et shunt $R_p$ :

Ces résistances  $R_s$  et  $R_p$  parasites consomment une partie du courant photo-généré. Les résistances série sont principalement dues à la résistivité du substrat, à la résistance des lignes de connexion. Les résistances parallèles (shunts) représentent en fait les courants de fuite dans la cellule, dus aux pertes dans les joints de grains, à de mauvais contacts entre le silicium et les connexions, à des courts-circuits qui peuvent être créés pendant la fabrication des cellules.

##### II-5-1-1 Influence de la résistance série $R_s$ :

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 la résistivité de ces grilles. La Figure II.9 montre l'influence de la résistance série sur la caractéristique I-V. Cette influence se traduit par une diminution de la pente de la courbe  $I = f(V)$  dans la zone où le module fonctionne comme source de tension, à droite du point de puissance maximum [13].

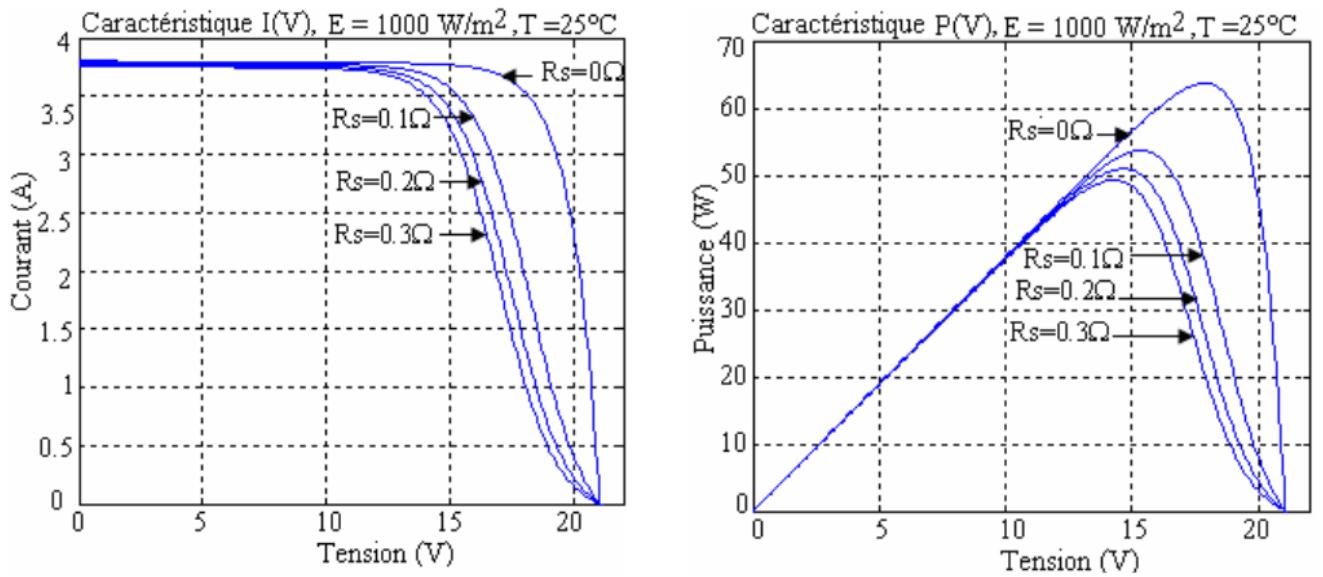


Figure II.9: L'influence de la résistance série  $R_s$  sur la caractéristique  $I(V)$  et  $P(V)$  [13].

#### II-5-1-2 Influence de la résistance shunt :

La résistance shunt est une résistance qui prend en compte les fuites inévitables du courant qui intervient entre les bornes opposées d'une photopile. La résistance shunt est liée directement au processus de fabrication, et son influence ne se fait sentir que pour de très faibles valeurs du courant (proche du courant de court-circuit). La Figure II.10 montre que cette influence se traduit par une augmentation de la pente de la courbe  $I-V$  du module dans la zone correspondante à un fonctionnement comme une source de courant [13].

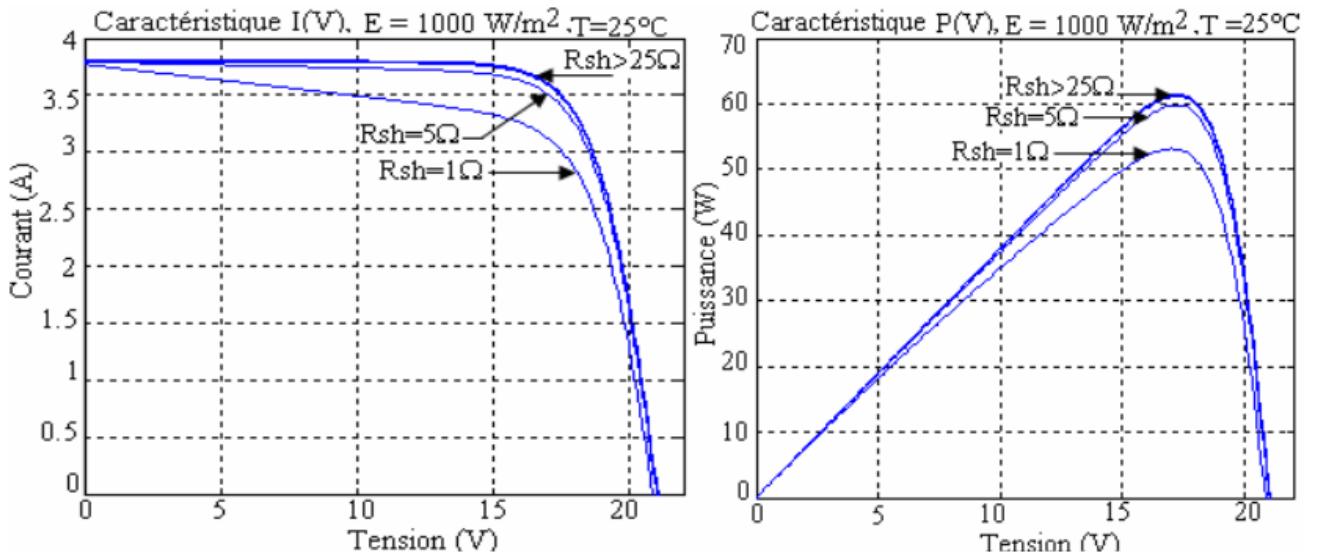
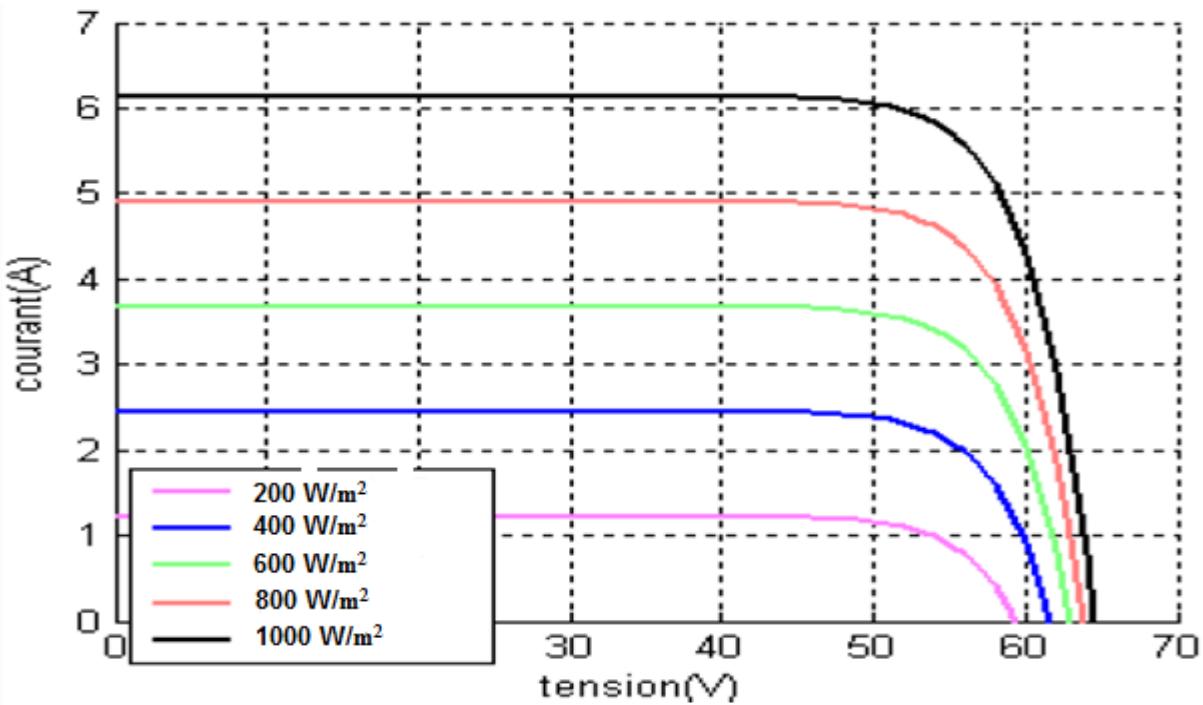
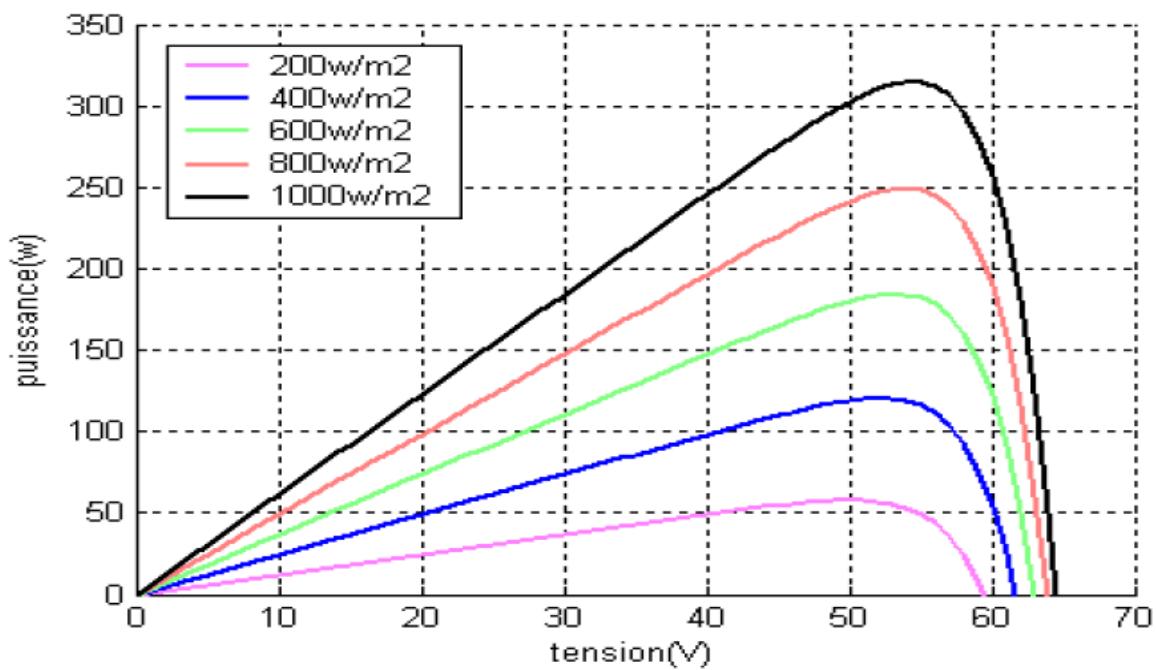


Figure II.10 :Influence de la résistance shunt  $R_{sh}$  sur la caractéristique  $I(V)$  et  $P(V)$  [13]

#### II-5-2 Influence de l'éclairement :



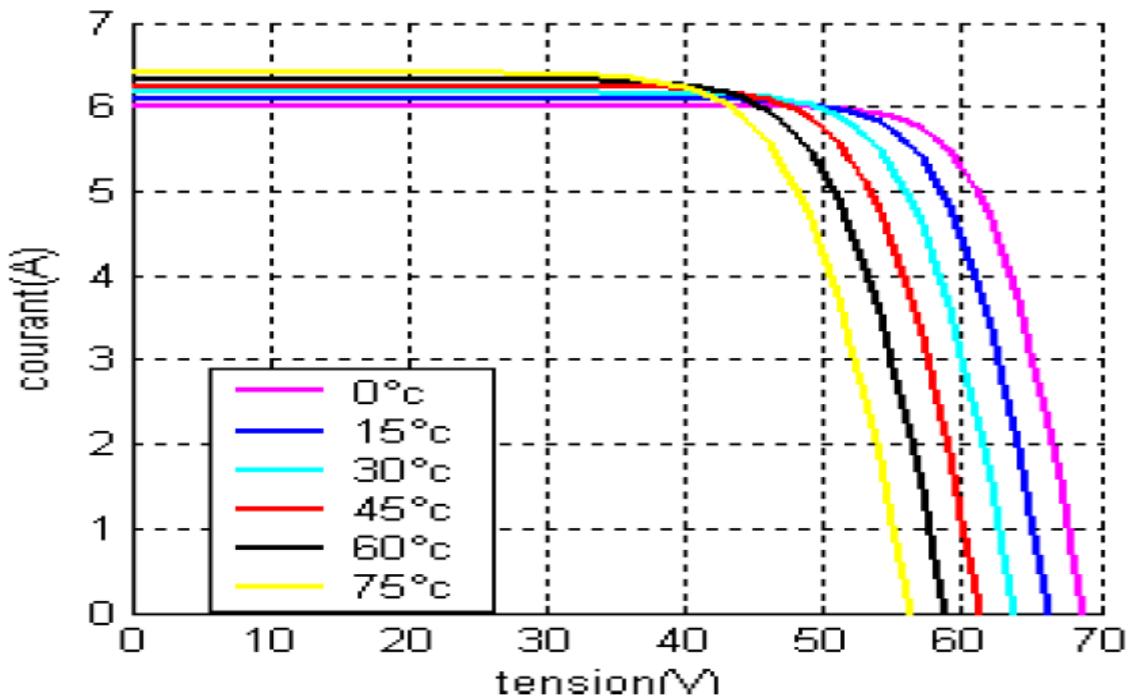
**Figure II.11: Influence** de l'éclairement sur la caractéristique I (V) à T=25°C[12]



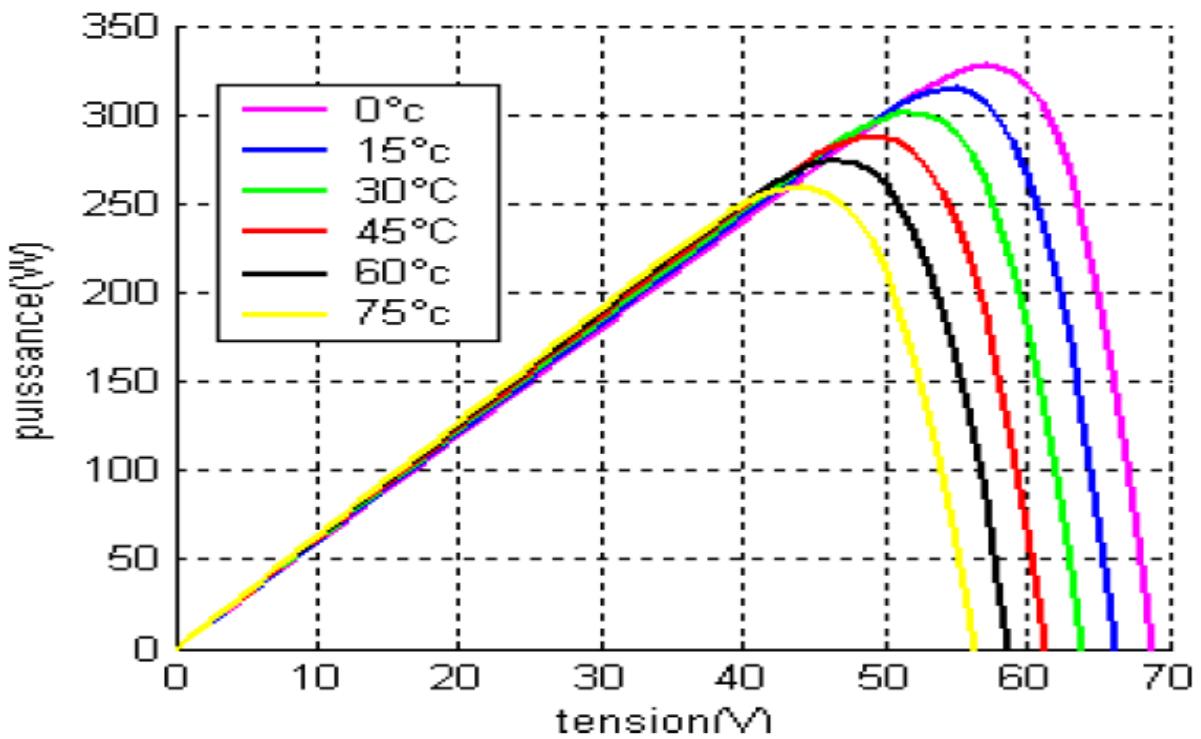
**Figure II.12: Influence** de l'éclairement sur la caractéristique P (V) à T=25°C [12]

Les figures (II.4 et II.5) représentent les caractéristiques d'un panneau photovoltaïque SPR315E SUNPOWER vis-à-vis des variations de l'éclairement à une température constante. On remarque que la tension ne varie que très peu en fonction de l'éclairement, contrairement au courant et la puissance qui augmentent fortement avec l'éclairement.

### II-5-3 Influence de la température :



**Figure II.13 :** Influence de la température sur la caractéristique I (V) à  $E=1000W/m^2$  [12]



**Figure II.14 :** Influence de la température sur la caractéristique P (V) à  $E=1000W/m^2$  [12]

Les figures (II.14 et II.15) représentent les caractéristiques d'un panneau photovoltaïque SPR315E SUNPOWER vis-à-vis des variations de la température à un éclairement constant. On remarque que le courant est pratiquement inchangé et la tension est inversement proportionnelle par rapport à la température.

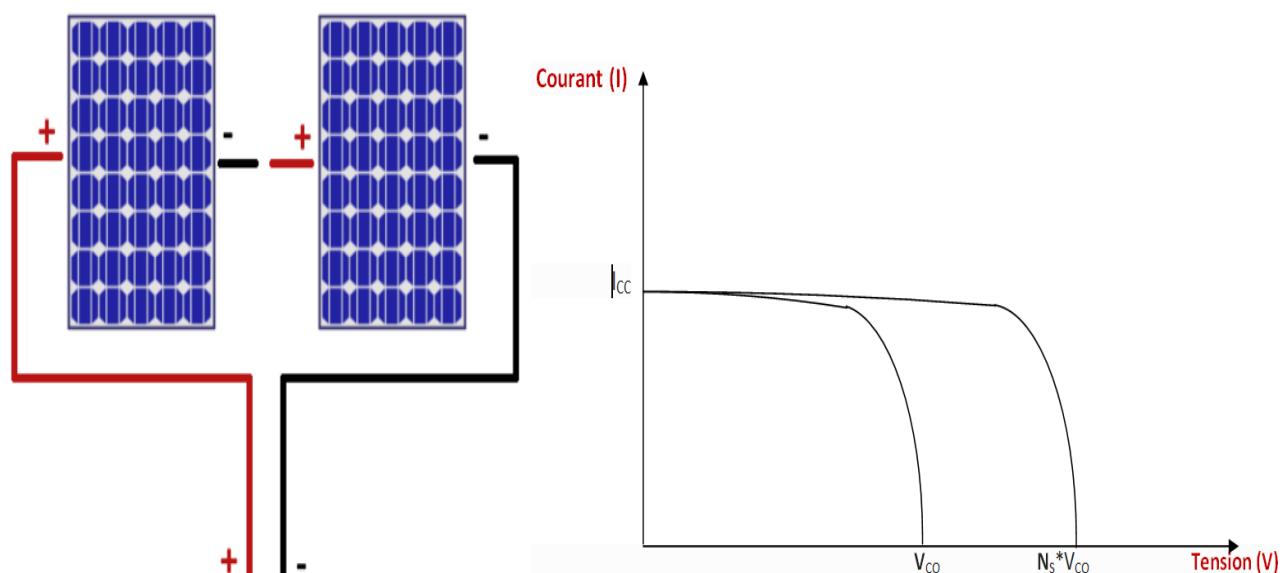
En effet, pour le silicium, lorsque la température augmente, le courant de la cellule augmente d'environ  $0,025 \text{ mA/cm}^2/\text{°C}$  alors que la tension décroît de  $2,2 \text{ mV/°C/cellule}$ . Cela se traduit par une baisse de puissance d'environ  $0,4\%/\text{°C}$ .

## II-6 Associations des cellules :

Les cellules photovoltaïques peuvent être associées les une par rapport aux autres soit en série, en parallèle ou en série-parallèle (association mixte), et chaque association permet la modification des paramètres électriques du générateur photovoltaïque équivalent.

### II-6-1 Association des cellules en série :

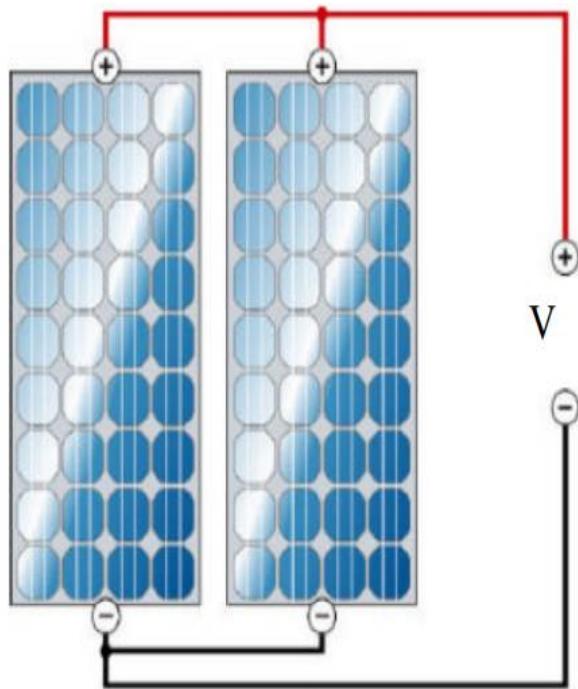
Une association de ( $N_s$ ) cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque. Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule. L'équation résume les caractéristiques électriques d'une association de ( $N_s$ ) cellules en série.



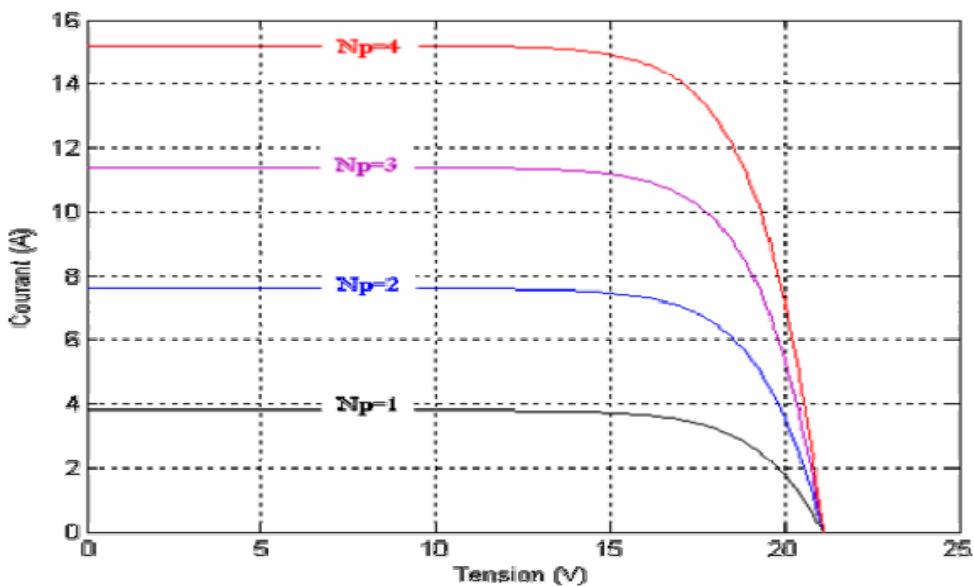
**Figure II.15** :a)association des cellules en série b) caractéristique  $I = f(V)$

### II-6-2 Association en parallèles :

L'association en parallèle de  $NP$  panneaux contribue à l'augmentation du courant électrique généré à la sortie de la chaîne, il est égal à la somme des courants électriques de chaque panneau, alors que la tension électrique à la sortie est égale à la tension unitaire au bornes de chaque panneau.



**Figure II.16 :** Schéma d'association de deux panneaux en parallèle.



**Figure II.17:** Caractéristique I(V) d'un groupement des panneaux en parallèle.

### II-6-3 Association mixte (série-parallèle)

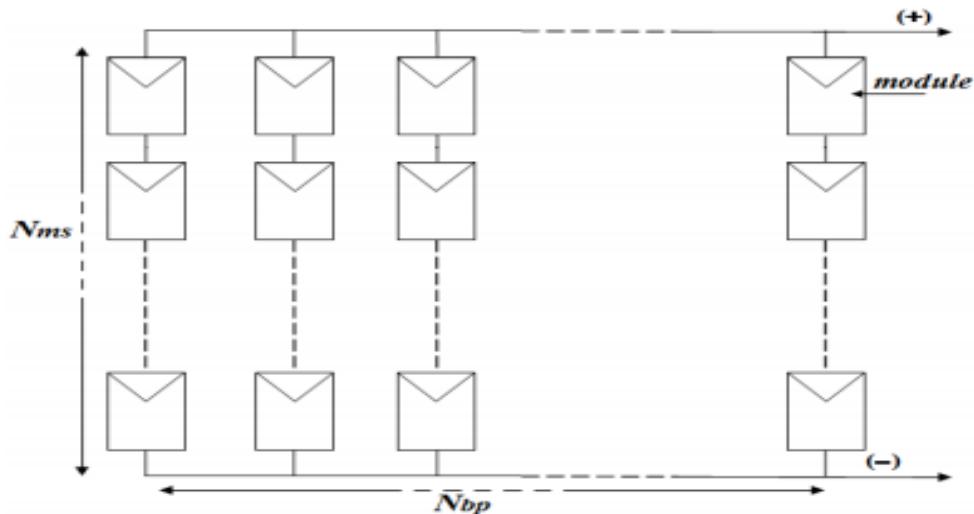
Le générateur photovoltaïque est constitué d'un réseau série-parallèle de nombreux modules photovoltaïques regroupés par panneaux photovoltaïques figure (I-11-a).

La caractéristique électrique globale courant/tension du générateur photovoltaïque se déduit donc théoriquement de la combinaison des caractéristiques des cellules élémentaires supposées identiques qui le composent par deux affinités de rapport  $n_s$  parallèlement à l'axe des tensions et de rapport  $n_p$  parallèlement à l'axe des courants  $n_s$  et  $n_p$  étant respectivement les nombres totaux de cellules en série et en parallèle.

$I_{gcc} = n_p I_{cc}$ : courant de court-circuit du module résultant.

$V_{gco} = n_s V_{co}$ : tension du circuit ouvert du module résultant.

$P_m = n_s n_p I_m V_m$  : puissance maximale du générateur photovoltaïque



**Figure II.18** : Schéma de panneaux photovoltaïques en position mixte ou série-parallèle

## II-7 Plaque signalétique d'un panneau photovoltaïque :

Elle comporte les caractéristiques du panneau, tels que la puissance nominale, la tension et intensité du courant au point de puissance maximale, au point de courant circuit et en circuit ouvert, ainsi que les dimensions du panneau et d'autres données.

# Solar module

Module Type:	SS270-60P			
Rating Power at STC	(Wp)	270W		
Tolerance		0~+3%		
Selection Limits		-0/+5W		
Rating Power Voltage	(Vm)	31.7V		
Rating Power Current	(Im)	8.52A		
Open Circuit Voltage	(Voc)	38.8V		
Short Circuit Current	(Isc)	9.09A		
Nominal Operating Cell Temp (NOCT)		45±2°C		
All Technical Data at STC				
AM=1.5 TC=25°C	E=1000W/m²			
Maximum System Voltage		1000V		
Mechanical Loading Test		5400Pa		
Series Fuse		15A		
Application Class		CLASS A		
Weight		19.0kg		
Dimension		1650*992*40		



**Figure II.19** : Plaque signalétique d'un panneau photovoltaïque

On lit sur cette plaque signalétique :

- Puissance nominale  $P_m$  : 270 W

- Tension à puissance maximum  $V_m$ : 31,7 V
- Courant à puissance maximum  $I_m$  : 8,52 A
- Tension à circuit ouvert  $V_{oc}$  : 38,8 V
- Courant de court-circuit : 9,09 A
- Dimensions : 1650\*992\*40 mm<sup>3</sup>

NB : Toutes ces caractéristiques sont aux conditions STC c.à.d. irradiation de 1000W/m<sup>2</sup> et température de 25°C.

## II-8 Différents types de systèmes photovoltaïques :

On rencontre généralement trois types de systèmes photovoltaïques, les systèmes autonomes, les systèmes hybrides et les systèmes connectés au réseau. Les deux premiers sont indépendants du système de distribution d'électricité, on les retrouvant souvent dans les régions éloignées.

### II-8-1 Les systèmes autonomes :

Ces systèmes photovoltaïques sont installés pour assurer un fonctionnement autonome sans recours à d'autres sources d'énergie. Généralement, ces systèmes sont utilisés dans les régions isolées et éloignées du réseau.

Les différents types de systèmes photovoltaïques autonomes sont :

#### II-8-1-1 Système autonome avec stockage :

Système autonome avec stockage c'est le système le plus répandu. Le composant de stockage permet d'emmageriser de l'énergie et de la restituer à la charge lorsque le rayonnement solaire est faible ou absent (pendant la nuit). Il existe divers composants de stockage, dont les plus répandus, les batteries électrochimiques [14].

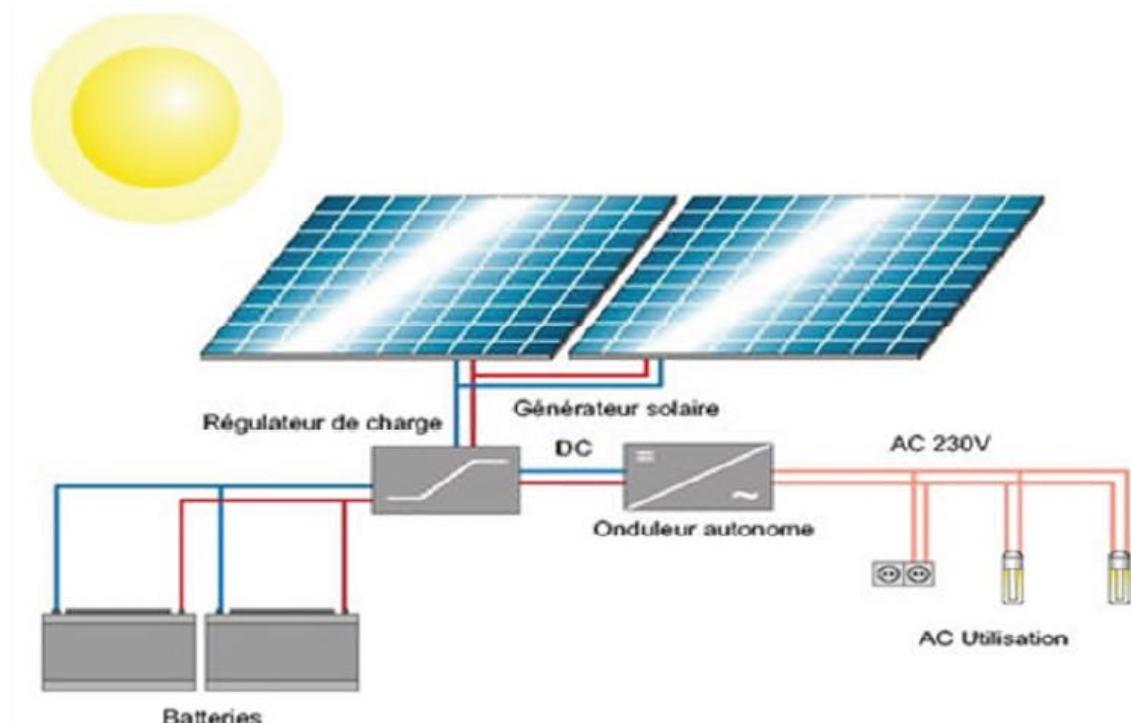


Figure II.20: Système photovoltaïque autonome avec stockage [14]

### II-8-1-2 Système autonome sans stockage :

Dans ce cas, l'appareil alimenté ne fonctionnera qu'en présence d'un éclairage solaire suffisant pour le démarrage. C'est intéressant pour toutes les applications qui n'ont pas besoin de fonctionner dans l'obscurité, et pour lesquelles le besoin en énergie coïncide avec la présence de l'éclairage solaire. Mais il faut bien dimensionner le générateur photovoltaïque de sorte qu'il ait assez de puissance pour alimenter l'appareil au plus faible. Le pompage photovoltaïque est un exemple de cette catégorie de système autonome où le stockage de l'eau dans un réservoir est généralement le plus adopté par rapport au stockage électrochimique. La pompe solaire est branchée directement sur le générateur photovoltaïque par l'intermédiaire d'un convertisseur DC/DC ou DC/AC selon que nous utilisons respectivement un moteur à courant continu ou un moteur à alternatif. Le débit d'arrivée d'eau dans le réservoir est donc variable et fonction du rayonnement solaire [14].

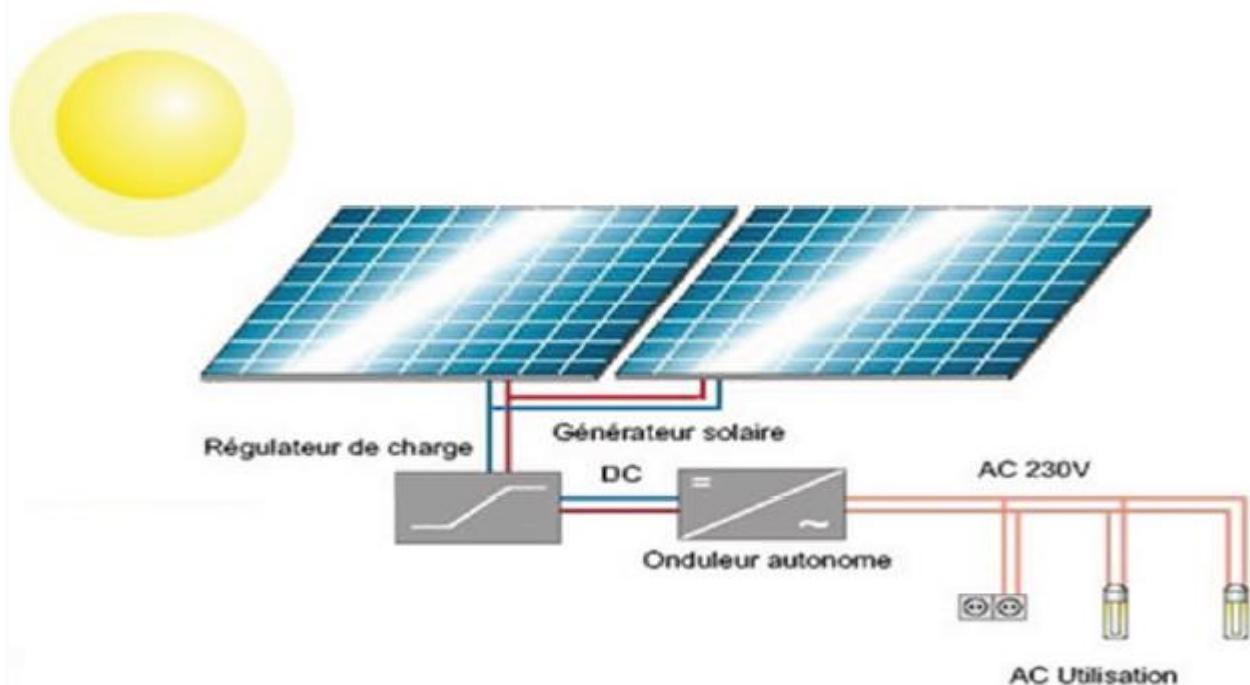
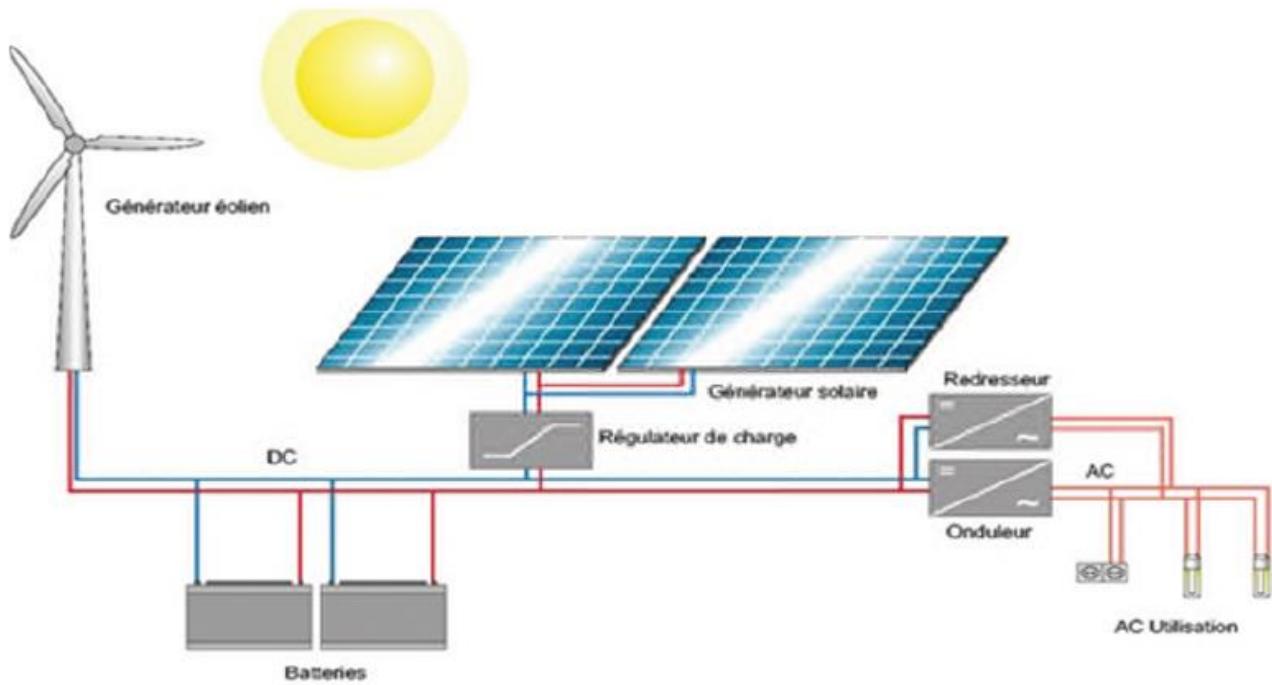


Figure II.21: Système photovoltaïque autonome sans stockage [14]

### II-8-2 Systèmes hybrides :

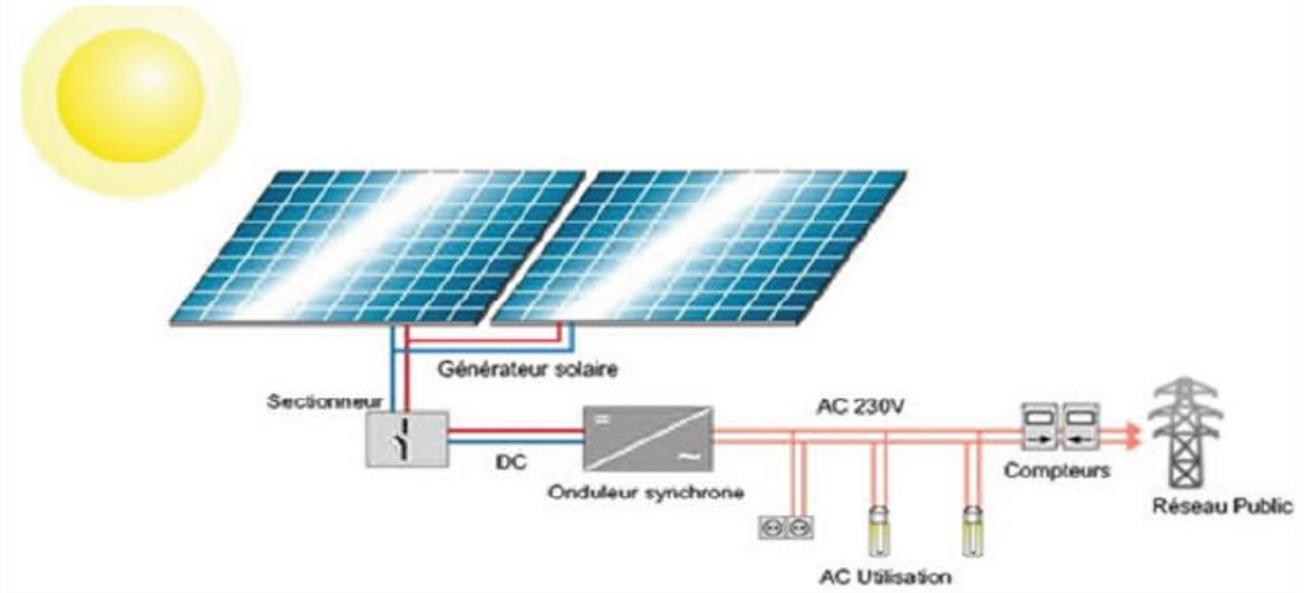
Les systèmes hybrides, qui sont également indépendants des réseaux de distribution d'électricité, sont composés d'un générateur photovoltaïque combiné à une éolienne ou à un groupe électrogène à combustible, ou aux deux à la fois. Un tel système s'avère un bon choix pour les applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée, lorsqu'il n'y a pas assez de lumière solaire à certains moments de l'année, Ou si vous désirez diminuer votre investissement dans les champs de modules photovoltaïques et les batteries d'accumulateurs [14].



**Figure II.22:** Systèmes hybrides [14]

### II-8-3 Systèmes connectés à un réseau :

Les systèmes de production d'énergie photovoltaïque connectés à un réseau sont une résultante de la tendance à la décentralisation du réseau électrique [14].



**Figure II.23 :** Système photovoltaïque connecté à un réseau [14]

### II-9 Avantages et Inconvénients du photovoltaïque :

En tant que source d'énergie électrique, un système photovoltaïque offre des avantages mais aussi des inconvénients.

## **II-9-1 Avantages du photovoltaïque :**

- Les installations photovoltaïques sont en général de haute fiabilité, peu sujettes à l'usure.
- Elles demandent peu d'entretien. Le montage des installations photovoltaïques est simple et les installations sont adaptables aux besoins de chaque projet.
- Il s'agit d'une source d'énergie électrique totalement silencieuse ce qui n'est pas le cas, par exemple des installations éoliennes.
- Il s'agit d'une source d'énergie inépuisable.
- L'énergie photovoltaïque est une énergie propre et non-polluante qui ne dégage pas de gaz à effet de serre et ne génère pas de déchets.

## **II-9-2 Inconvénients du photovoltaïque:**

- Les rendements des panneaux photovoltaïques sont encore faibles et de l'ordre de 23.4 %
- Dans le cas d'une installation photovoltaïque autonome qui ne revend pas son surplus d'électricité au réseau, il faut inclure des batteries dont le coût reste très élevé.
- Le niveau de production d'électricité n'est pas stable et pas prévisible mais dépend du niveau d'ensoleillement. De plus, il n'y a aucune production d'électricité le soir et la nuit.
- La durée de vie d'une installation photovoltaïque n'est pas éternelle mais de l'ordre de 20 à 30 ans. De plus, le rendement des cellules photovoltaïques diminue avec le temps qui passe. On parle en général pour les panneaux photovoltaïques, d'une perte de rendement de 1 % par an.

## **II-10 Conclusion :**

On a traité dans ce chapitre le principe de la technologie photovoltaïque et les différents types de la cellule, et ses caractéristiques et paramètres électriques, ensuite le comportement des cellules via l'éclairement solaire et la température, et on a identifié les différents systèmes d'installations photovoltaïque, enfin on a parlé des avantages et inconvénients de la technologie photovoltaïque.

Tout ce bagage nous aide à bien intégrer notre système photovoltaïque de pompage qui sera traité le chapitre qui suit.

# **Chapitre III**

## **Composants d'un système de pompage solaire**

### III-1 Introduction

L'eau est une matière indispensable à la vie animale et végétale, et le besoin à une eau potable était toujours un défaut majeur que l'homme confrontait pour assurer sa vie et même la vie des êtres vivants qui l'entourent. Il chercha de toute façon disponible à exploiter l'eau des rivières et l'extraire des forages.

Le pompage de l'eau a une longue histoire; tant de méthodes ont été développées pour pomper l'eau. L'homme a utilisé une variété de sources d'énergie, à savoir l'énergie humaine, énergie animale, l'énergie hydraulique, éolienne, solaire et les carburants comme le diesel pour les petits générateurs.

Mais la demande croissante sur l'eau dans les zones rurales et isolées des réseaux de distribution de l'eau, et du réseau électrique également ,et l'élévation des prix des carburants des moteurs électriques comme le diesel ou le gaz butane, ont poussé à adopter une source d'énergie propre ,simple et pas chère pour réaliser un pompage d'eau confortable et continu : c'est le soleil, on parle cependant du pompage solaire.

Le pompage solaire est donc, tout simplement, un système hydraulique pour pomper l'eau grâce à l'utilisation de l'énergie solaire.

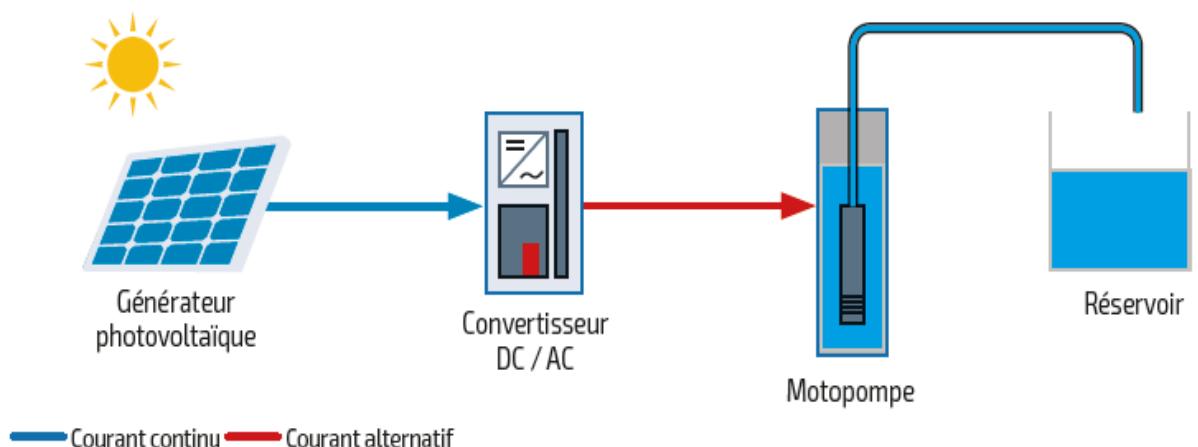
Au Maroc, avec un pourcentage de 18,79% de la balance énergétique du pays, l'agriculture se base sur les ressources fossiles : gasoil, l'essence, le butane, le propane et en dernier lieu l'électricité. Par ailleurs, une grande partie des motopompes d'irrigation fonctionnant au gasoil sont converties par les paysans en gaz butane, du fait de son prix largement subventionné. Le ministère de l'Agriculture parle de plus de 100.000 ha irrigués par l'utilisation du butane. Selon le département de l'Energie, la consommation de butane dans l'agriculture est estimée à environ 800 ktep par an.

### III-2 Méthodes de pompage solaire

En effet, le pompage solaire photovoltaïque se fait par deux voies :

#### III-2-1 Pompage au fil du soleil :

L'alimentation électrique est disponible seulement dans les heures où le soleil brûle, et l'eau pompée sera stockée dans un réservoir en fin de s'en servir dans la nuit ou en temps de soleil faible.



**Figure III.1 :** Système de pompage au fil du soleil

Le réservoir d'eau ne requiert pas un entretien complexe et est facile à réparer localement.

### III-2-2 Pompe par stockage d'énergie :

Dans ce cas, le système dispose de batteries pour emmagasiner et fournir l'alimentation électrique à la pompe en cas de non production des panneaux d'énergie suffisante.

Mais cette technologie est moins confortable en termes des couts des batteries et leurs âge très court, el leur maintenance exigée et même elles diminuent après un certain temps le rendement de production électrique de 20 à 30%.

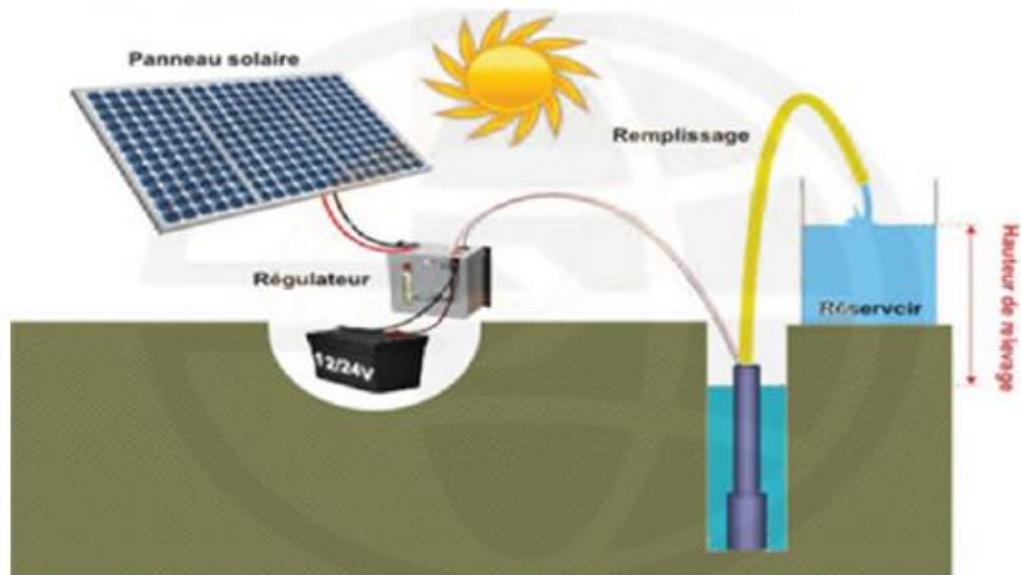


Figure III.2 : Pompe par stockage d'énergie

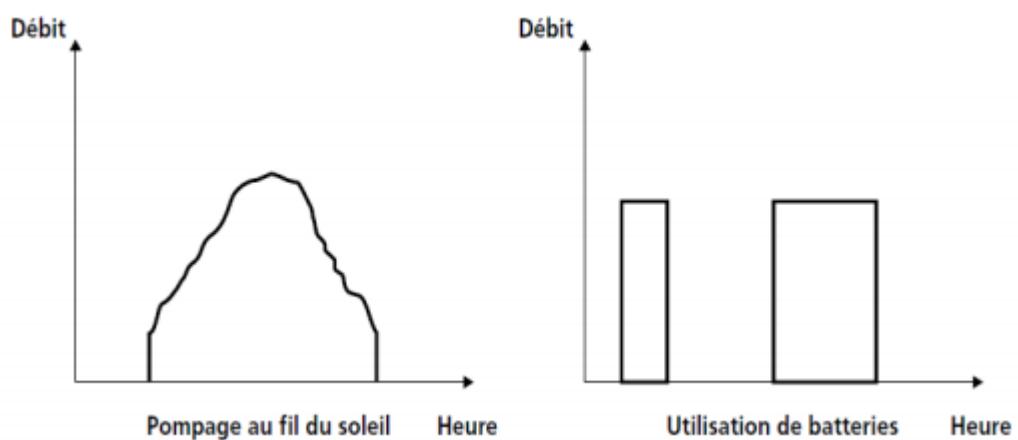


Figure III.3 : débit du pompage au fil du soleil et en stockage d'énergie par batteries

### III-3 Composants d'un système de pompage photovoltaïque :

La figure III-4 montre le schéma des différents composants d'un système de pompage photovoltaïque, il est constitué de :

- ✓ Un générateur lui-même composé de modules photovoltaïques, interconnectés électriquement pour constituer une unité de production de courant continu. Il comporte aussi une structure métallique pour supporter l'ensemble.
- ✓ Une unité de conditionnement de puissance, constituée d'un convertisseur (onduleur), capable de faire varier la fréquence et la tension de sortie en fonction de la puissance disponible du générateur solaire, elle-même fonction de l'irradiation solaire qu'il reçoit.
- ✓ Un groupe motopompe, constitué d'un moteur électrique à induction et d'une pompe centrifuge ou volumétrique.
- ✓ Un câblage électrique, par lequel transite l'énergie du générateur au moteur.
- ✓ Une infrastructure hydraulique qui conduit l'eau de sa source (souvent un puits ou un forage), jusqu'à un réservoir de stockage [14].

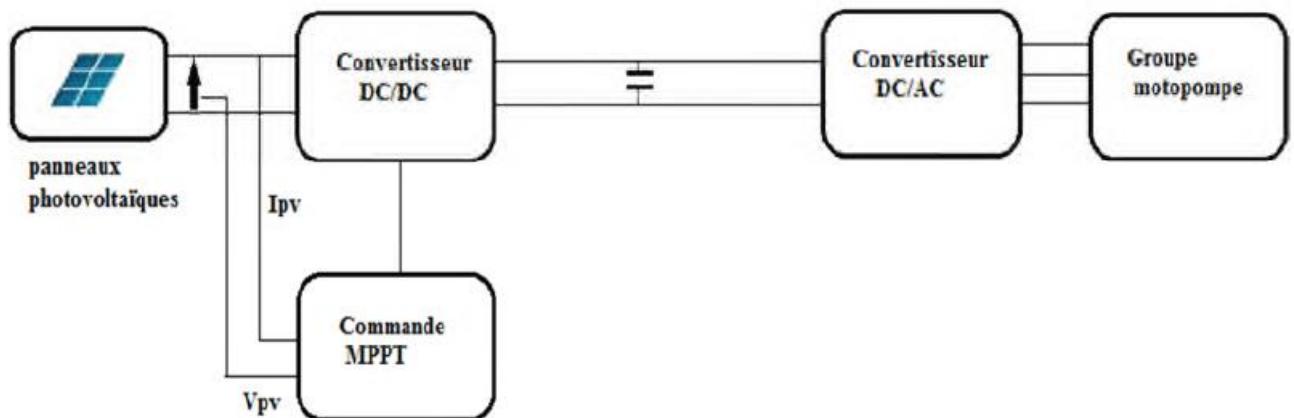
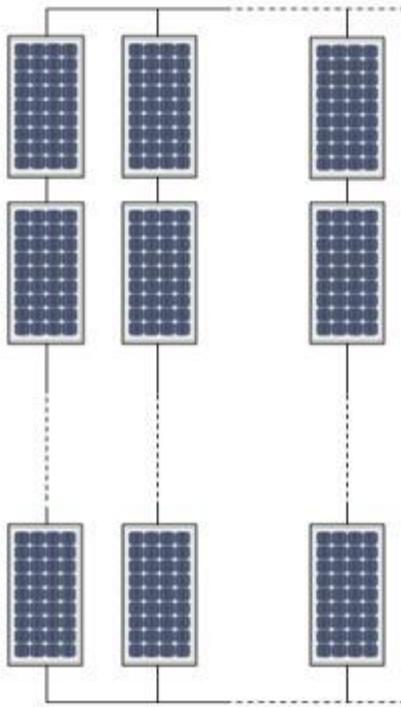


Figure III.4 : Schéma des composants d'un système de pompage photovoltaïque.

### III-3-1: Le générateur photovoltaïque :

Modules photovoltaïques interconnectés en une seule unité de génération d'électricité, montés sur des structures diverses (support ou châssis, toits et autres).



**Figure III.5 : Shéma du générateur photovoltaïque**

### **III-3-2 : pompe hydraulique :**

#### **III-3-2 -1 Introduction**

On appelle pompe tout appareil qui aspire un fluide d'une région à basse pression pour le refouler vers une région à plus grande pression. Ainsi, d'après cette définition on peut dire que le rôle de la pompe consiste à « augmenter la pression du fluide ».

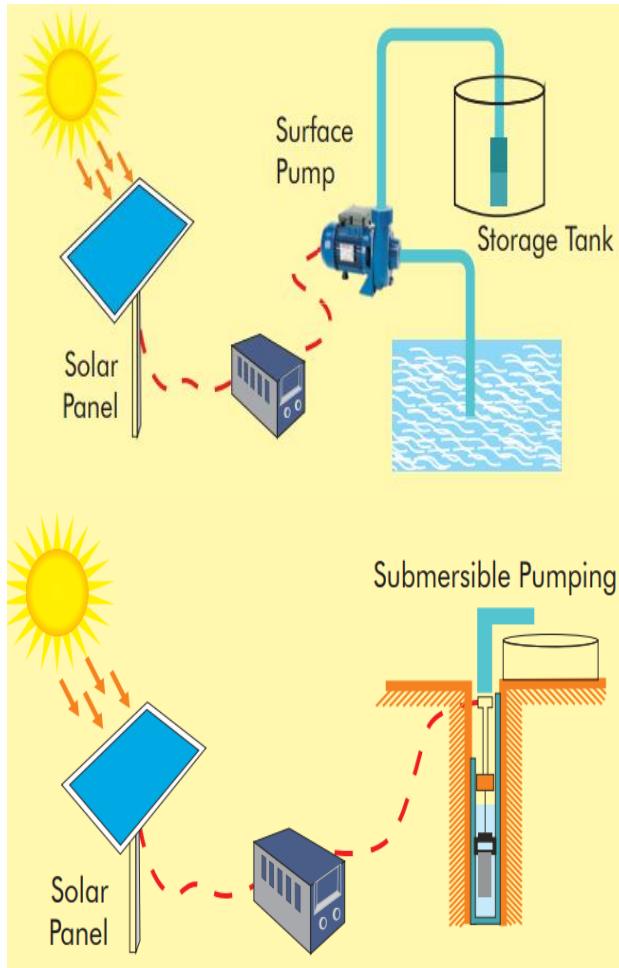
L'augmentation de la pression du liquide véhiculé par la pompe a lieu à la suite de la transformation de l'énergie mécanique fournie par un moteur entraînant cette pompe en une augmentation de l'énergie hydraulique qui est acquise par le liquide entre l'entrée et la sortie de la pompe.

La pompe est toujours reliée à un moteur qui est la source de l'énergie mécanique du mouvement de la pompe, et l'ensemble est le groupe motopompe.

Il existe deux grandes catégories de pompes hydrauliques : volumétriques et centrifuges. et selon l'emplacement de la pompe, en surface ou au profond de l'eau (immersionnée), on distingue les pompes à aspiration ou 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 et 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.



**Figure III.6 :** Schémas de pompage photovoltaïque pour une pompe de surface et une pompe immergée

### III-3-2-2 Pompes volumétriques :

#### a) Introduction

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 fonctionnent en deux temps : remplissage puis vidange d'un volume de liquide, d'où leur appellation. Elles permettent des pressions importantes pour des débits relativement faibles et nécessitent un moteur qui a un couple de démarrage important.

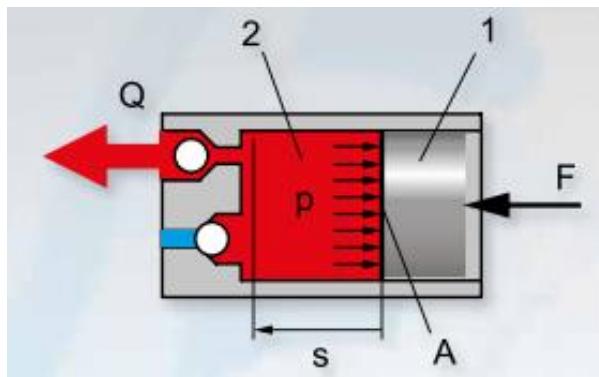
Une pompe volumétrique permet en général d'aspirer l'air contenu dans la tuyauterie, on dit alors qu'elle est auto-amorçante.

#### b) Principe de fonctionnement :

Un volume  $V_0$  de fluide emprisonné dans un espace donné (le récipient de départ) est contraint à se déplacer de l'entrée vers la sortie de la pompe par un système mécanique. Ce volume prélevé dans la conduite d'aspiration engendre une dépression qui fait avancer le fluide vers la pompe par aspiration. Cet effet confère aux pompes volumétriques d'être auto-amorçantes [17].

La pression d'aspiration ne doit pas s'abaisser en-dessous de la pression de vapeur saturante sous peine de voir le liquide entrer en ébullition. Ce phénomène peut d'ailleurs intervenir sur n'importe quelle machine. On obtient un débit théorique moyen proportionnel à la vitesse de rotation.

Par contre, si le volume aspiré ne peut s'évacuer dans la canalisation de sortie (vanne fermée, ou canalisation obstruée) l'augmentation de pression aboutirait soit à l'éclatement de la conduite, soit au blocage du moteur d'entraînement de la pompe. C'est pourquoi une soupape de sûreté doit être impérativement montée à la sortie de la pompe.



1 : organe déplaceur,  
 2 : espace de travail; Q : débit volumétrique,  
 F : force de déplacement, A : surface,  
 p : pression de refoulement,  
 s : distance de déplacement

Figure III.7 : Principe de fonctionnement d'une pompe volumétrique [17]

Le travail réalisé  $W_s$  est le produit de la force de déplacement  $F$  et de la distance de déplacement  $s$ . Cette équation peut également être écrite comme le produit de la cylindrée  $V_s$  par la pression de refoulement  $p$  :

$$W_s = F \cdot s = A \cdot p \cdot s = V_s \cdot p$$

La puissance transmise sur le fluide est calculée à partir de débit volumétrique  $Q$  et de la pression de refoulement  $p$  :

$$P = Q \cdot p$$

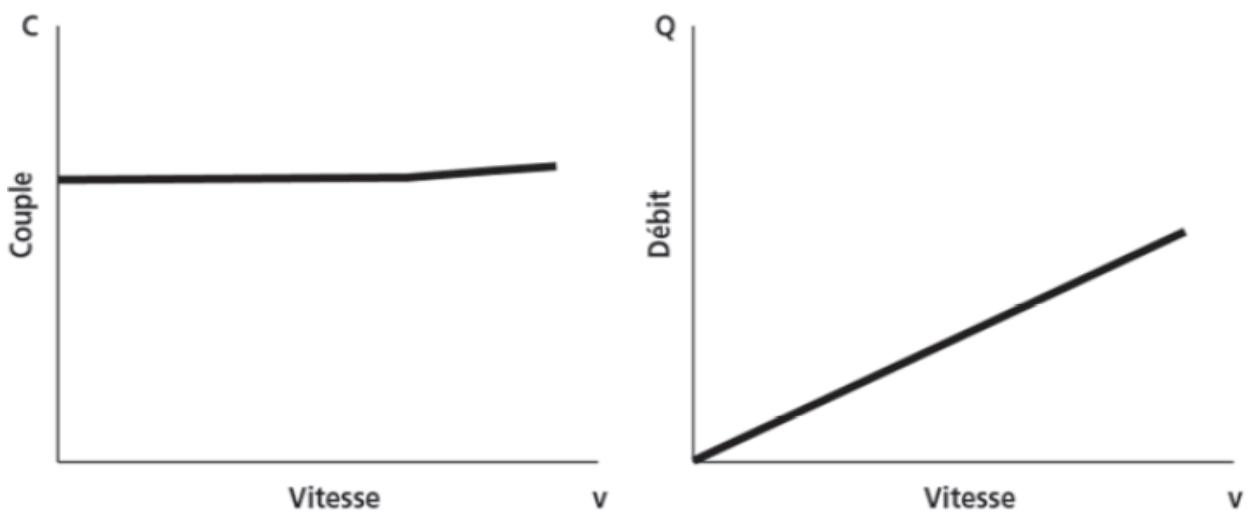
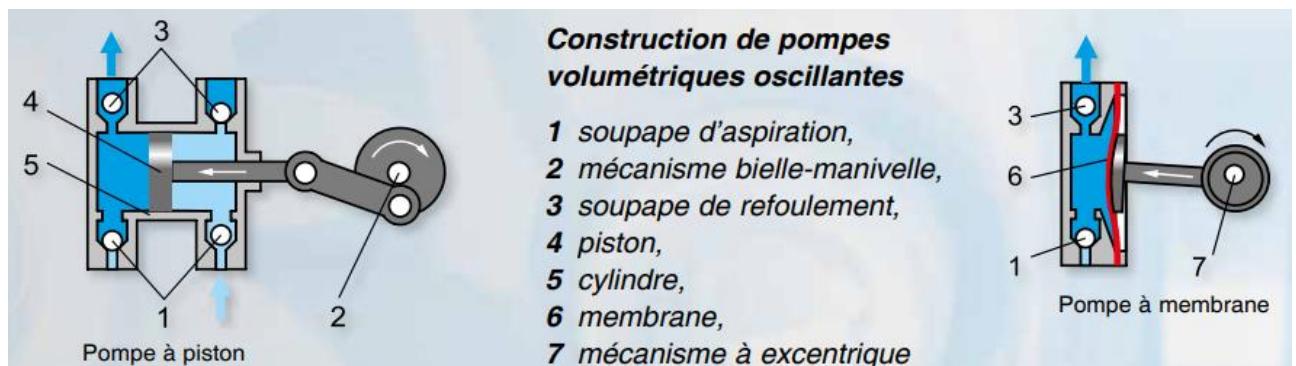


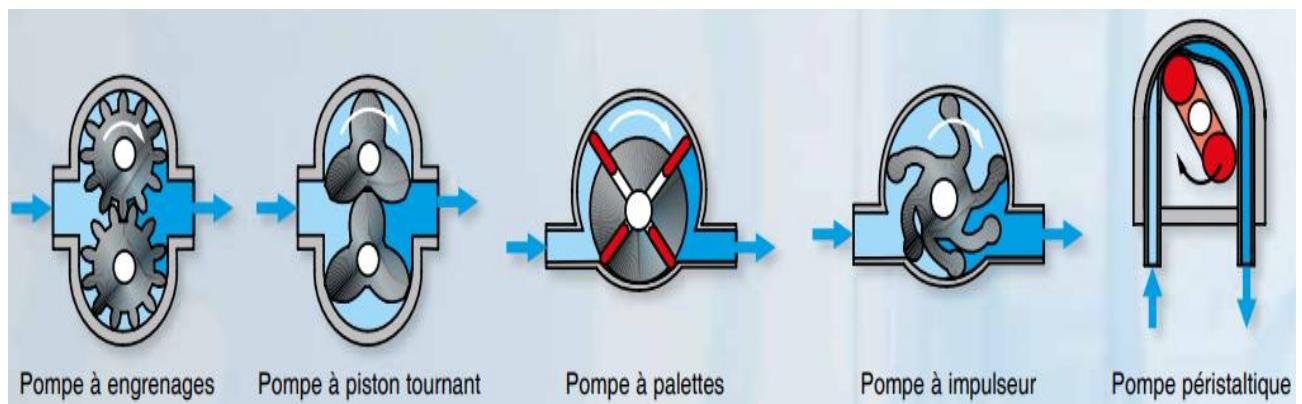
Figure III.8 : Caractéristiques d'une pompe volumétrique

### c) Types de pompes volumétriques :

On classe les pompes volumétriques en deux catégories : les pompes alternatives et les pompes rotatives. La plus connue des pompes alternatives est la pompe à piston ; Elle comporte une soupape d'admission et une soupape d'échappement, le pompage se fait en deux temps : aspiration puis refoulement, et le débit n'est pas régulier. Dans les pompes rotatives, le débit est régulier (pompes à engrenages, à lobes, à palettes). Cette deuxième catégorie de pompes a aussi l'avantage de ne comporter, en général, ni soupape ni clapet.



**Figure III.9 :** Schéma de pompe à piston et pompe à membrane [17]



**Figure III.10 :** Schémas de pompes volumétriques rotatives [17]

### III-3-2-3 Pompe centrifuge :

## a) Introduction

Inventée en 1689 par le physicien Denis Papin la pompe centrifuge, aujourd’hui la plus utilisée au monde est une turbomachine tournante destinée à communiquer au liquide pompé une énergie suffisante pour provoquer son déplacement dans un réseau hydraulique comportant en général une hauteur géométrique, une augmentation de pression et toujours des pertes de charges.

Les pompes centrifuges constituent un système ouvert et en équilibre, où le fluide n'est jamais enfermé dans un volume totalement clos.

La pompe centrifuge reste le type de pompe industrielle le plus commun à cause de sa simplicité et de sa facilité d'exploitation. Et son débit de refoulement peut atteindre jusqu'à 15 m<sup>3</sup>/h.

les pompes centrifuges sont composées d'une roue à aubes qui tourne autour de son axe, d'un stator constitué au centre d'un distributeur qui dirige le fluide de manière adéquate à l'entrée de la roue, et d'un collecteur en forme de spirale disposé en sortie de la roue appelé volute.

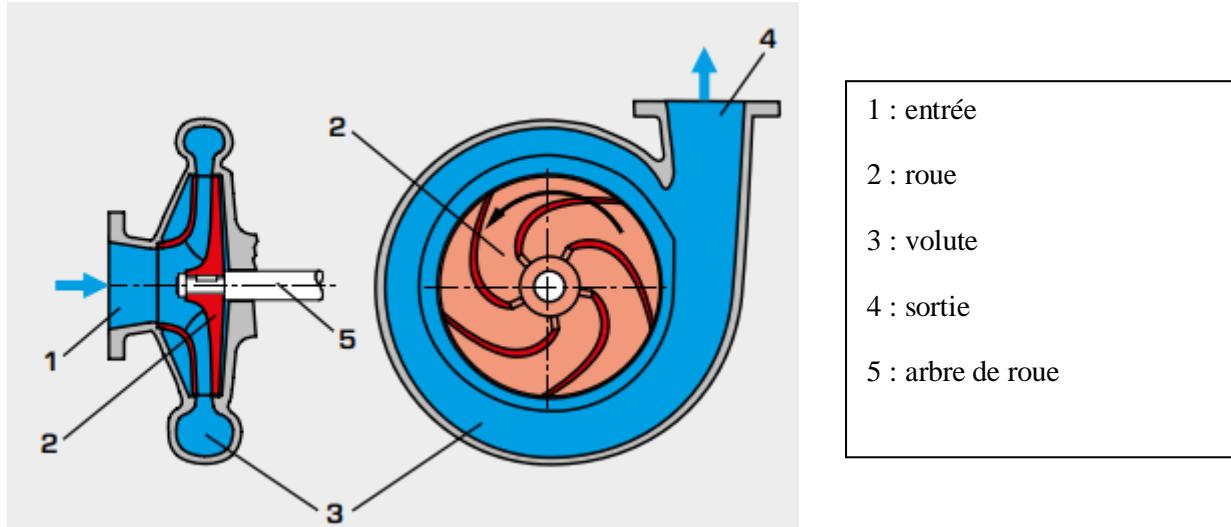


Figure III.11 : vues de face et de coupe d'une pompe centrifuge [18]

**b) Principe de fonctionnement :**

- ✓ la roue à aube est entraînée par l'arbre de transmission qui sort de la prise de mouvement.
- ✓ L'eau arrive à une pression minimum de 1bar (pression atmosphérique) dans l'ouïe.
- ✓ La roue à aube en accélérant éjecte l'eau vers l'extérieur grâce à la force centrifuge.
- ✓ Les diffuseurs captent l'eau et l'orientent vers le collecteur de refoulement en transformant l'énergie cinétique en énergie potentielle.
- ✓ L'eau sort du collecteur avec son énergie potentielle qu'on appelle pression.

**c) Description mécanique :**

Un impulsor (roue munie de palettes) tourne à grande vitesse dans un corps de pompe, et imprime au liquide une vitesse et une force centrifuge, qui conduira à un débit et une pression à la bride de refoulement de la pompe. Le mouvement du liquide vers la bride de refoulement provoquera l'admission d'un volume équivalent à la bride d'aspiration.

Un impulsor unique permet de générer un relevage maximum de l'ordre 50m pour une vitesse de rotation de 1500t/mn [20].

Plus le diamètre de l'impulsor et la vitesse de rotation sont grands, plus le débit et le relevage seront grands.

Plusieurs impulsors peuvent être montés sur le même arbre. On dit que la pompe est multi-étageée. Les hauteurs de relevage de chaque impulsor s'additionnent.

L'impulsor est généralement relié au moteur d'entraînement par un arbre. Alors que l'impulsor est en contact avec le fluide du procédé, le moteur est généralement à l'air libre. L'arbre doit donc traverser la paroi du corps de pompe sans autoriser aucune fuite du fluide du procédé. Ceci est obtenu par un système d'étanchéité complexe du type presse-étoupe ou du type garniture mécanique.

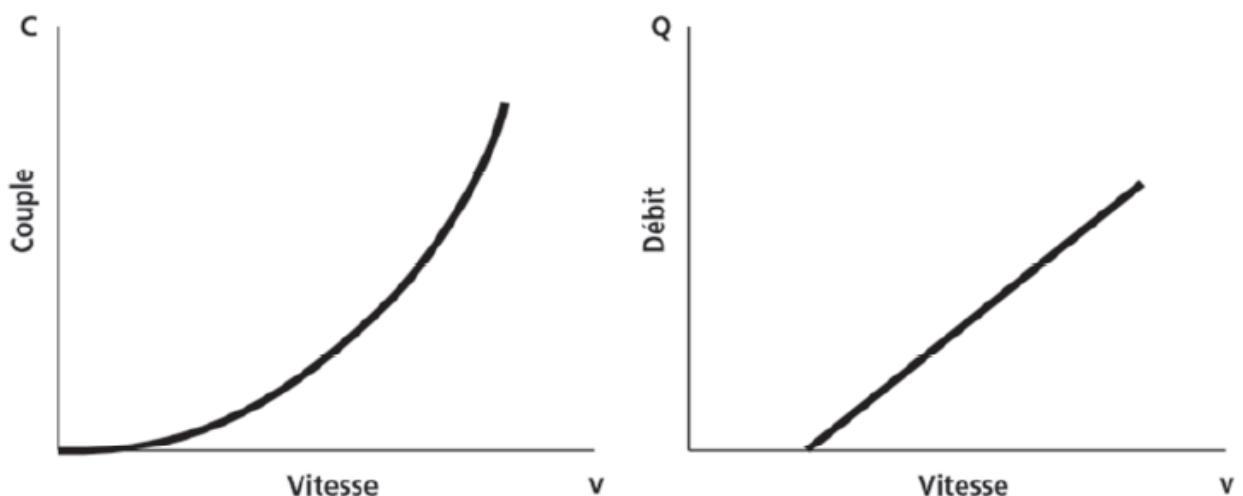
Lorsqu'une étanchéité parfaite est requise, le passage de l'arbre à travers la paroie de la pompe est supprimé. Deux technologies sont disponibles:

- ✓ L'entraînement magnétique; l'impulseur à l'intérieur du corps de pompe étanche et l'arbre moteur à l'extérieur sont couplés au moyen de deux aimants permanents. La puissance de telles pompes est limitée par le couple mécanique qui peut ainsi être transmis.
- ✓ Le rotor noyé; le moteur d'entraînement et l'impulseur sont inclus dans la même enceinte contenant le fluide procédé. Le fluide procédé doit donc être capable d'assurer le refroidissement du moteur. La seule connection avec l'extérieur qui subsiste et pour laquelle on doit assurer l'étanchéité est le passage du câble d'alimentation électrique du moteur [20].

Les caractéristiques des pompes centrifuges sont très différentes des précédentes :

- ✓ Le couple de démarrage est faible, principalement lié à l'inertie des éléments mobiles
- ✓ La pompe offre, pour une vitesse donnée, différentes possibilités de débit et de pression.

Une pompe centrifuge est mal adaptée pour de faibles débits et de grandes hauteurs contrairement à sa cousine volumétrique. Signalons aussi que la pompe centrifuge ne peut pas aspirer l'air et n'est pas donc auto-amorçant.



#### d) Classification de pompes centrifuges :

- **Selon le type de la roue :**

Les pompes sont souvent classées par le type de roue qu'elles utilisent, on distingue [21] :

- ✓ Roues radiales ou « centrifuges » : Les roues radiales agissent en déplaçant le fluide hors de la pompe "radialement" ou perpendiculaire à l'axe de la pompe. Elles génèrent des débits faibles allant jusqu'à 20 - 30 m<sup>3</sup> / h, pour des H<sub>tm</sub> élevés. Elles sont également utilisées dans la plupart des pompes à un étage.

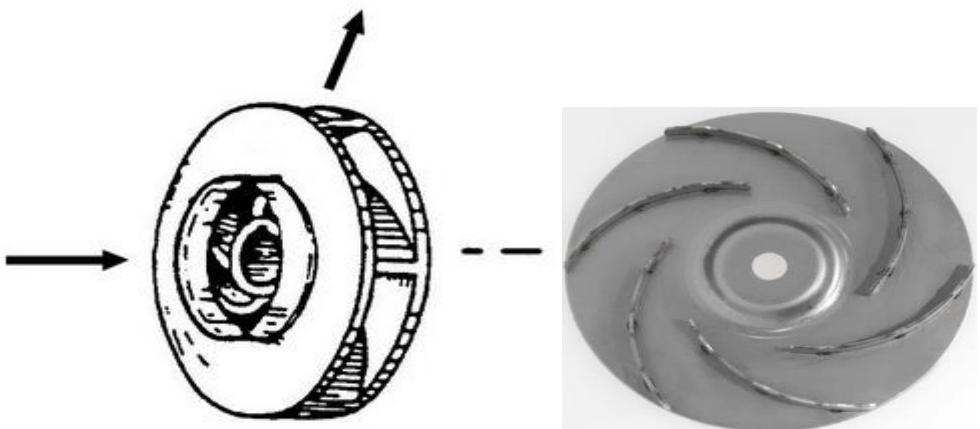


Figure III.13 : roue radiale ou centrifuge

- ✓ Roues semi-radiales : Les roues semi -axiales sont semblables aux roues de flux radiaux, mais soumet le fluide à un degré de flux radial afin d'améliorer le rendement. Les roues à flux semi -axial peuvent gérer des flux plus importants que les roues radiales, et les pompes avec des roues à flux semi -axiales sont généralement utilisées pour des objectifs plus vastes d'admission ou de distribution d'eau dans l'adduction en eau, l'irrigation et les applications de refroidissement.
- ✓ Roues axiales : Une roue axiale est essentiellement une unité composée d'une hélice et d'un arbre moteur, logée dans un tube. L'hélice déplace simplement le liquide à travers le long du tube. Les roues axiales ne génèrent pas beaucoup de pression, donc pour des faible  $H_{mt}$ , mais elles sont très bonnes pour fournir un débit élevé ( plus de  $40\ 000\ m^3 / h$ ). Les pompes avec roues axiales sont principalement utilisées pour les liquides de recirculation entre les réservoirs des usines de traitement des eaux usées, et pour les applications de contrôle d'inondation où de grands volumes d'eau doivent être pompés à faible pression [21].

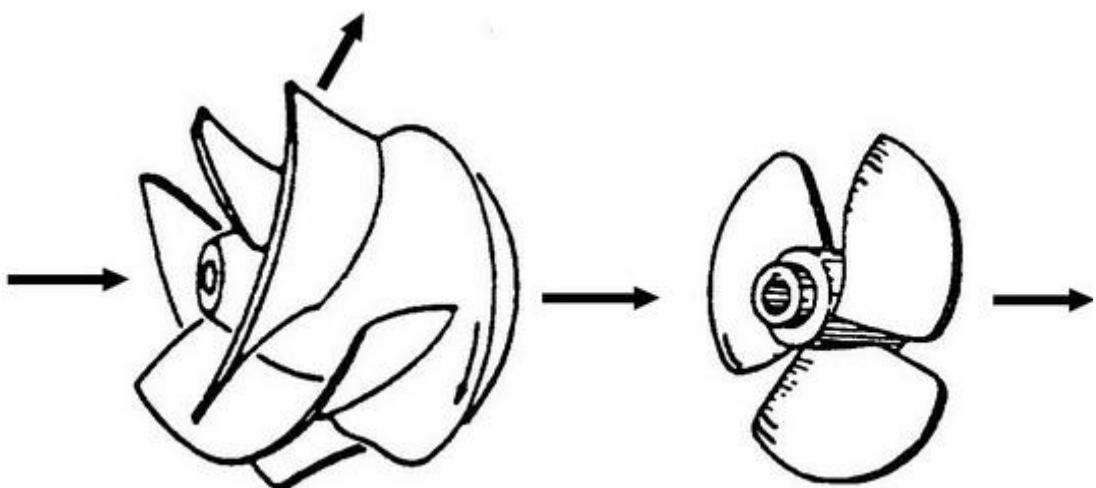


Figure III.14 : a) roue semi-radiale b) Roue axiale

- ✓ Roues Vortex : Une roue vortex crée des tourbillons dans le carter de la pompe qui déplacent les fibres, les matières solides et le sable à travers la pompe. Ce qui rend ces roues idéales pour la manipulation de liquides avec des fibres longues, des particules et du sable abrasif .. les pompes à roues vortex sont normalement utilisées dans des applications d'assainissement plus petites avec de grandes quantités de fibres et de sable [21].



Figure III.15 : Roue Vortex

- **Selon le nombre de roues ou étages :**

- ✓ A un étage : Dans la pompe centrifuge à un étage, une roue est utilisée dans l'arbre de la pompe. Ce type de pompe est utilisé lorsqu'une faible pression est requise.
- ✓ A deux étages : Pour obtenir une charge moyenne en raison du débit de la pompe, deux impulsions ou roues peuvent être utilisées en série dans un seul arbre.
- ✓ A plusieurs étages : Lorsqu'une hauteur de charge et une sortie de décharge élevées sont requises, plusieurs nombres de roues peuvent être utilisés dans un seul arbre.

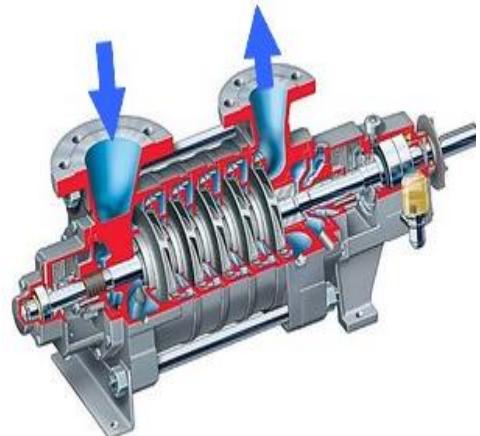
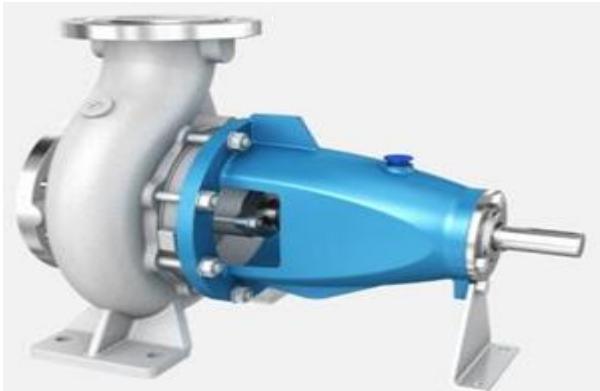


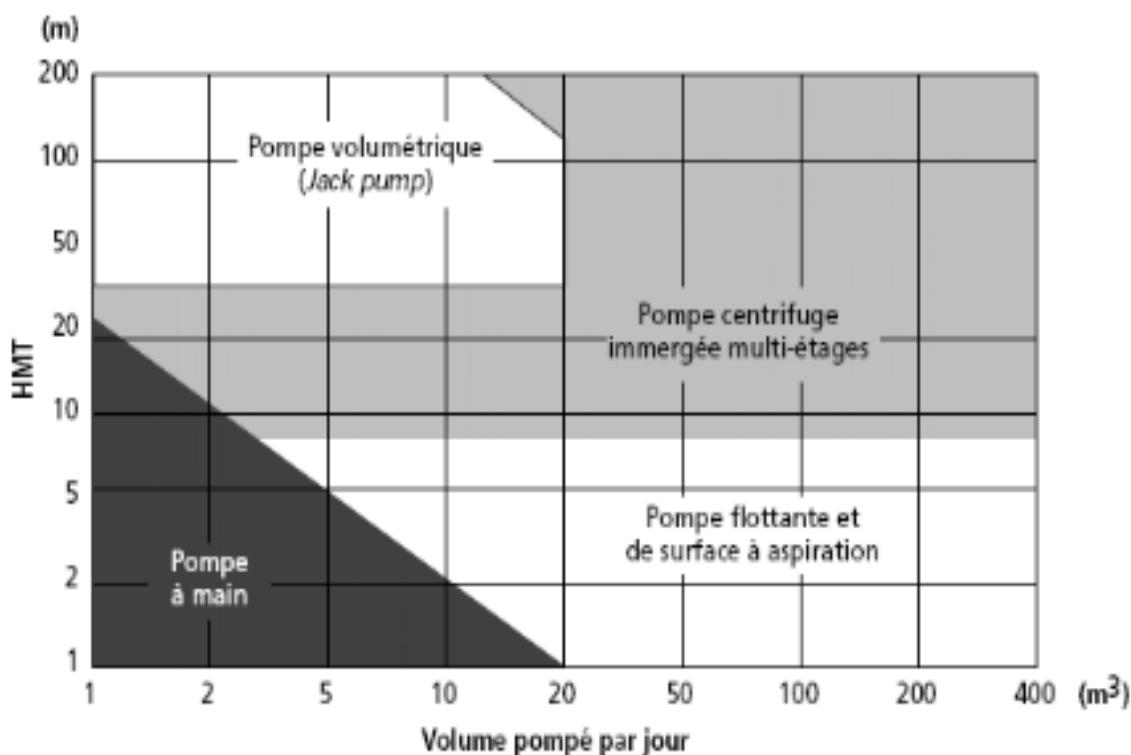
Figure III.16 : pompe centrifuge a) à un seul étage ; b) à cinq étages

### III-3-2-4 Choix de pompe :

Les pompes volumétriques à main peuvent s'avérer plus intéressantes pour de petites hauteurs et de faibles débits journaliers ( $H_{moy} \cdot Q < 25 \text{ m}^4$ ). L'utilisation de pompes mécaniques sur cette plage d'utilisation se limitera principalement aux pompes volumétriques de faible puissance.

Il est conseillé d'utiliser des pompes à aspiration pour les hauteurs de moins de 7 mètres ce qui correspond généralement au type centrifuge à ailettes. Pour de faibles débits et une puissance disponible variable (par exemple, couplage éolien), l'emploi d'une pompe volumétrique permet un débit plus constant. Pour une hauteur moyenne, comprise entre 10 et 50 mètres, la pompe immergée centrifuge est généralement la plus efficace. Mais son rendement

est très étroitement lié à la hauteur et son dimensionnement est critique. Pour les hauteurs supérieures à 35 mètres et de faibles débits journaliers (<20m<sup>3</sup>), la pompe volumétrique sera la plus utilisée. Pour des débits plus élevés, l'emploi d'une pompe centrifuge est souvent le seul choix possible [22].



**Figure III.17** : Choix d'une pompe selon la hauteur et le débit demandés [22]

### III-3-3 Moteur électrique :

Le moteur d'un groupe motopompe convertit l'énergie électrique en énergie mécanique. Il peut être à courant continu ou alternatif. Dans ce dernier cas, un convertisseur électronique ou un onduleur est nécessaire pour convertir le courant continu provenant d'un générateur photovoltaïque en courant alternatif. Pour cette raison, le choix d'un moteur à courant continu peut sembler, de prime abord, plus intéressant, mais nous allons voir que l'évolution de convertisseurs électroniques efficaces permet également de choisir des moteurs alternatifs efficaces et surtout moins coûteux.

#### III-3-3-1 Moteur à courant continu :

Les modules PV produisent du courant continu, de sorte que les moteurs à courant continu sont généralement utilisés dans un système de pompage d'eau solaire à faible puissance. Les systèmes de pompes solaires de moins de 5 kW utilisent généralement des moteurs à courant continu. Ces moteurs sont de deux types: moteur à courant continu avec balais et sans balais.

Le moteur à courant continu avec balais nécessite un entretien fréquent en raison du collecteur et des contacts de balais coulissants, en particulier dans les applications immergées où la pompe doit être retirée fréquemment du puits pour remplacer les balais. Un moteur CC sans balai à aimant permanent synchrone (MAPM) couplé à une pompe centrifuge s'avère être une meilleure alternative qu'un moteur à courant continu pour les

systèmes de pompage d'eau PV couplés à faible puissance. Ce type de moteur est de petite taille et robuste par rapport à un moteur à courant alternatif.

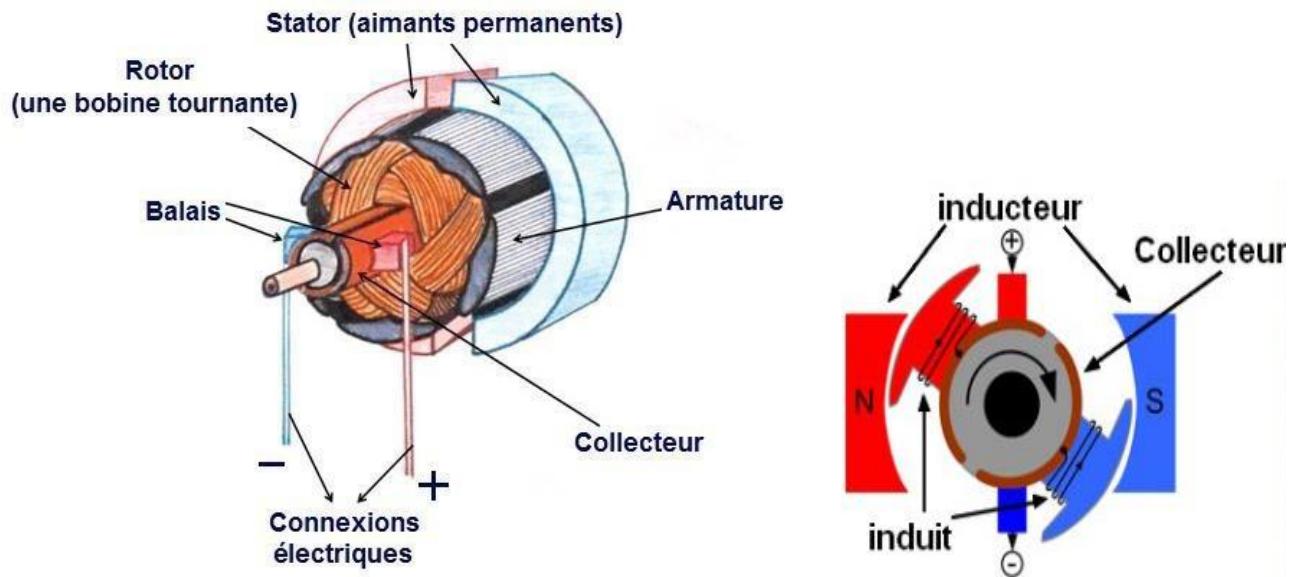


Figure III.18 : Moteur électrique à courant continu

### III-3-3-2 Moteur à courant alternatif :

Mais problèmes de coût et de maintenance des moteurs à courant continu ont abouti à l'utilisation de moteurs à courant alternatif « ou à induction », qui nécessitent l'utilisation d'un onduleur entre le générateur photovoltaïque et le moteur. Le système de pompage PV basé sur un moteur à induction est robuste, fiable, sans entretien, avec un rendement accru et offre davantage de possibilités de stratégies de contrôle par rapport aux moteurs à courant continu.

Ces moteurs alternatifs se déclinent en deux types :

- Moteur synchrone
- Moteur asynchrone

#### a) Moteur synchrone :

La machine synchrone est une machine à champ magnétique tournant qui présente deux paires (P) de pôles magnétiques au rotor ainsi qu'au stator. P représente le nombre de paires de pôles (p pôles nord et p pôles sud). La vitesse de rotation  $n$  du rotor dépend directement de la fréquence  $f$  de la tension d'alimentation, on parle de vitesse de synchronisme.

Autrefois utilisés quasi exclusivement en alternateur, le développement de l'électronique de puissance et la généralisation des aimants comme inducteur permettent aujourd'hui d'employer les machines synchrones en tant que moteurs dans une large gamme de puissance. La machine synchrone dans la très grande majorité des cas est utilisée en triphasé [14].

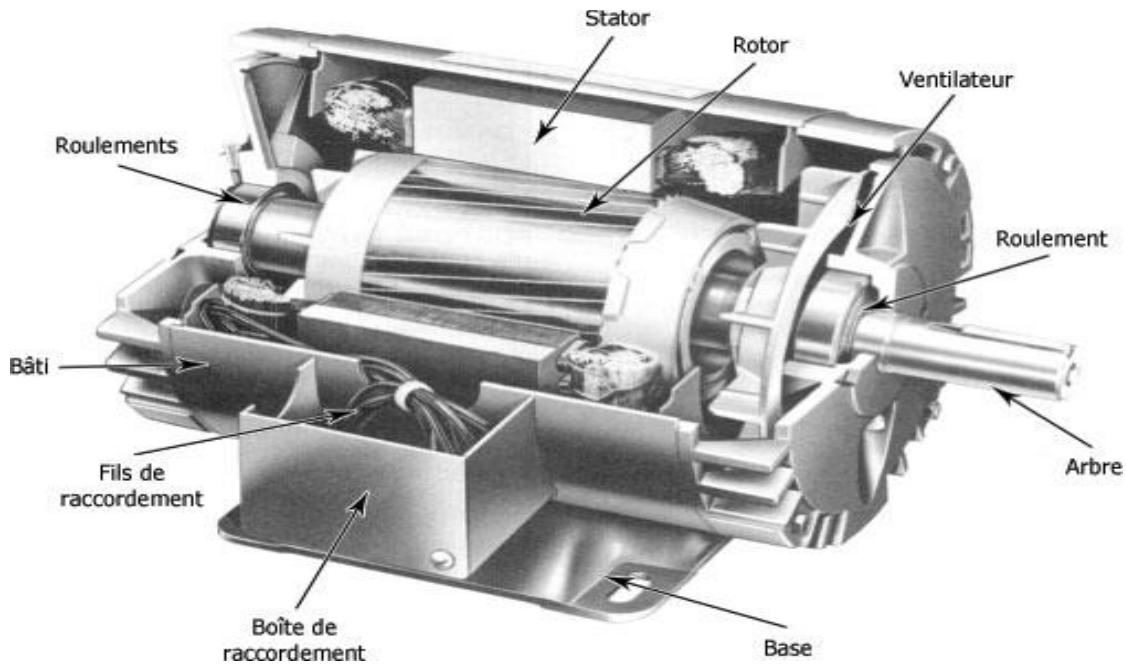


Figure III.19: moteur électrique synchrone triphasé

**b) Moteur asynchrone :**

La machine asynchrone est constituée des principaux éléments suivants [14] :

- Le stator (partie fixe) constitué de disques en tôles magnétiques portant les enroulements chargés de magnétiser l'entrefer.
- le rotor (partie tournante) constitué de disques en tôles magnétiques empilés sur l'arbre de la machine portant un enroulement injecté.
- les organes mécaniques permettant la rotation du rotor et le maintien des différents sous-ensembles.

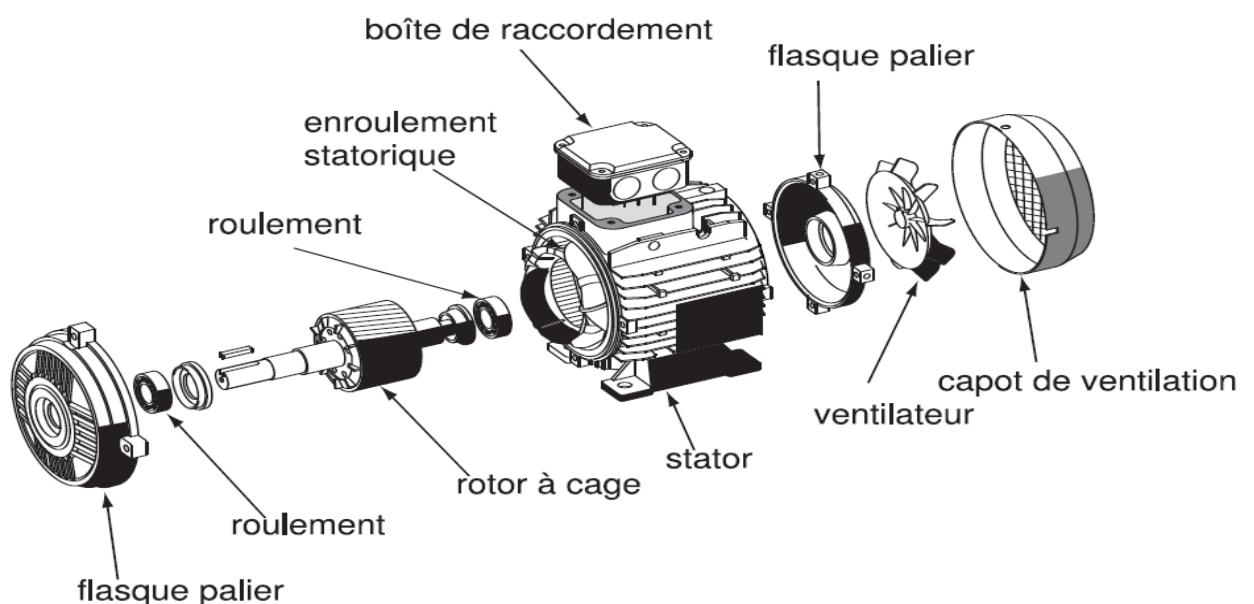


Figure III.20 : composants du moteur asynchrone triphasé

Et voici un résumé des avantages et inconvénients des différents moteurs : [23]

**Tableau III.2** : résumé des avantages et inconvénients des différents moteurs

Type du moteur	Avantages	Inconvénients
Moteur à courant continu	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Simple et efficace pour les faibles charges.</li> <li>-Ne nécessite pas un circuit de commande compliqué</li> </ul>	Les balais doivent être Remplacé périodiquement
Moteur à courant continu Sans balais	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Un bon rendement</li> <li>-Ne demande pas de maintenance</li> </ul>	La commutation électronique ajoute des dépenses de plus et avec le risque de défaillance
Moteur à courant alternatif	<ul style="list-style-type: none"> <li>-De larges gammes disponibles pour de larges gammes de charges.</li> <li>-Moins chère que le moteur à courant continu.</li> </ul>	Moins efficace que le moteur à courant continu. Nécessite un onduleur

### III-3-4 Les Convertisseurs:

Un convertisseur est un appareil électronique qui sert à la conversion de la tension électrique soit du régime continu à continu tension continue ou du régime continu à alternatif pour faire fonctionner une telle charge. Il est placé entre la source d'énergie et la charge.

Dans le système de pompage photovoltaïque, le convertisseur il est soit raccordé directement au générateur photovoltaïque ou raccordé à la batterie d'accumulateurs.

On distingue donc deux types de convertisseurs :

#### III-3-4-1 Le convertisseur continu-continu (DC-DC)

Un convertisseur continu-continu ou hacheur est un convertisseur statique (utilisant des composants à semi-conducteurs) qui permet d'alimenter une charge sous une tension continue réglable, à partir d'une source de tension continue constante.

Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximale, donc de faire varier la vitesse de rotation d'un moteur à courant continu. On distingue deux types :

##### a) Hacheur dévolteur (Buck)

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie est inférieure à celle de l'entrée. Il comporte un interrupteur à amorçage commandé H (transistor, bipolaire, transistor MOS ou IGBT...) en série avec la source et une diode de roue libre D. Le cycle de fonctionnement, de période de hachage T, comporte deux étapes. Lors de la première, on rend le MOSFET passant et la diode polarisée en inverse, est bloquée. Cette phase dure de 0 à  $\alpha T$ , avec

$\alpha$ : est appelé rapport cyclique, et compris entre 0 et 1. Lors de la seconde, on bloque le MOSFET et La diode devient passante. Cette phase dure de  $\alpha T$  à  $T$  [24].

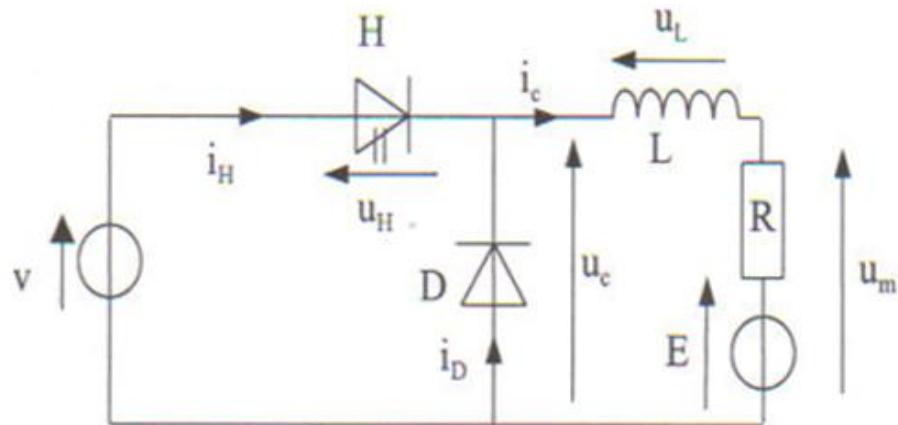


Figure III.21 : Schéma d'un hacheur dévoleur

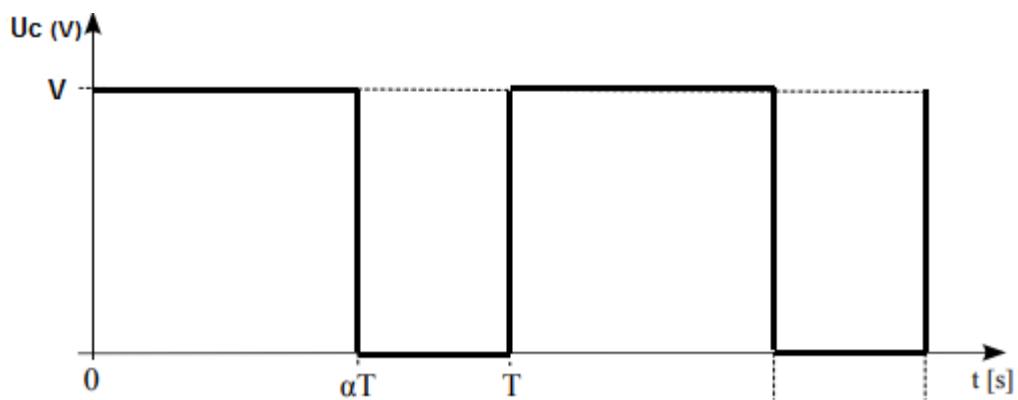


Figure III.22 : Tension de sortie du hacheur dévoleur

### b) Hacheur survolteur (Boost)

Un hacheur survolteur (boost) ou hacheur parallèle fournit une tension de sortie dont la valeur moyenne est supérieure à celle de la tension d'entrée.

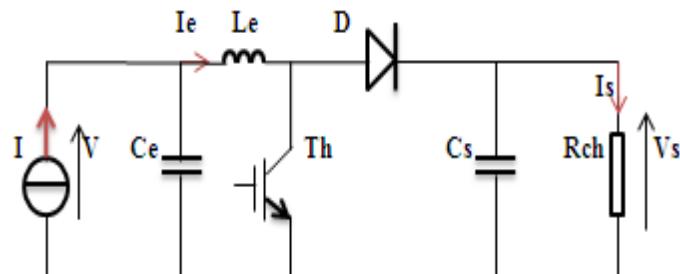


Figure III.23 : Schéma d'un hacheur survolteur

Durant l'intervalle  $[0, \alpha T]$  l'interrupteur commandé, le théristor Th, est fermé. Seule l'inductance  $L_e$  se trouve connectée à la source ; elle emmagasine alors une certaine énergie sous forme de courant. La diode D est bloquée.

Pendant l'intervalle  $[\alpha T, T]$ , l'interrupteur est bloqué. L'énergie emmagasinée sera restituée à la charge via la diode D. La tension visible en sortie sera  $V_s = V - V_L$  dépassant de loin la valeur V.

Les expressions de la valeur moyenne de la tension de sortie du hacheur ainsi que la valeur moyenne du courant d'entrée du hacheur sont données par :

$$V_{smoy} = V \frac{1}{1-\alpha}$$

$$I_s = (1 - \alpha) I_e$$

### c) Avantages du convertisseur élévateur

Malgré le rendement inhérent élevé du convertisseur BUCK dans les systèmes avec des sources de puissance conventionnelles, le convertisseur BOOST peut être plus approprié aux systèmes photovoltaïques avec le suiveur du point de puissance maximale (MPPT), puisque le convertisseur fonctionne au mode de courant continu extrayant autant de puissance que possible à partir des cellules solaires. Par conséquent le rendement énergétique du convertisseur BOOST peut être plus grand que le convertisseur BUCK.

#### III-3-4-2 Le convertisseur continu-alternatif (DC-AC) : L'onduleur

Un onduleur est un dispositif électronique permettant de fournir une tension alternative avec une fréquence fixe ou ajustable à partir d'une source d'énergie électrique de tension continue. Avec même puissance presque, L'onduleur est un convertisseur statique de type continu/alternatif. Il est dit autonome s'il assure de lui même sa fréquence et sa forme d'onde.

La conception de l'ensemble du système photovoltaïque de façon à extraire le maximum de puissance du générateur photovoltaïque, quelles que soient les perturbations d'éclairement et de la température, pour alimenter les appareils sous la tension alternative à partir des panneaux solaires nécessite l'utilisation d'un onduleur assurant la conversion DC/AC. Il peut être conçu à base de transistors de puissance ou à thyristors utilisés comme commutateurs de puissance.

La fréquence de commutation de semi-conducteurs détermine la fréquence de la tension de sortie. L'onduleur autonome impose lui- même la forme et la fréquence de l'onde de sortie.

Dans le système de pompage photovoltaïque, la connexion entre le générateur photovoltaïque et la pompe entraînée par un moteur à courant alternatif est faite par un onduleur. Ce dernier permet de réaliser un transfert optimal de puissance entre le générateur et le groupe moto- pompe sous les conditions variables de la puissance produite et de la demande en puissance. Ce transfert est contrôlé par variation de fréquence [24].

Deux types d'onduleurs sont donc utilisés pour assurer une telle conversion :

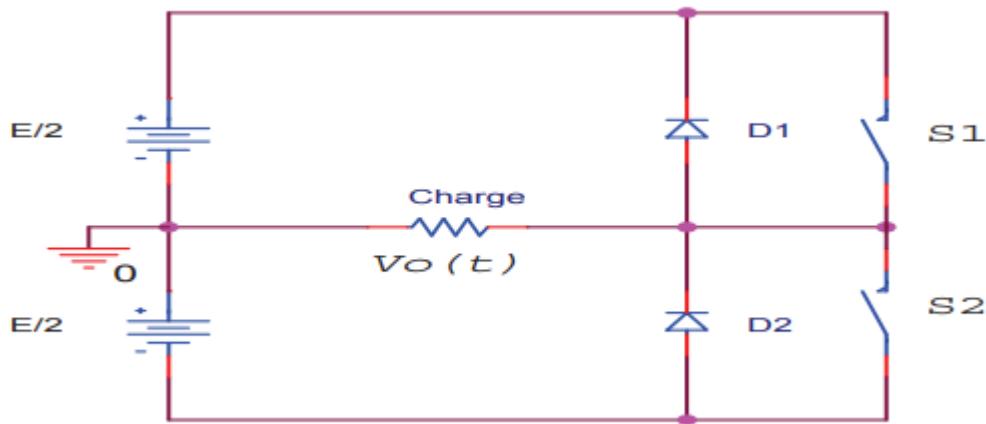
- Onduleur Monophasé.
- Onduleur Triphasé.

#### a) Onduleur Monophasé

Ce type d'onduleur délivrant en sa sortie une tension alternative monophasée, est généralement destinée aux alimentations de secours. Deux classes d'onduleurs monophasés sont à distinguer, suivant leur topologie.

### ➤ Onduleur monophasé en demi-pont

Le schéma de principe d'un tel onduleur monté en demi-pont est montré sur la Figure III.24 :



**Figure III.24 :** Schéma de principe d'un onduleur monophasé en demi-pont.

Il est constitué principalement de deux interrupteurs de puissance notés S1 et S2 à commande complémentaire. La durée de conduction de chacun des interrupteurs est alors d'un demi cycle ( $180^\circ$ ) correspondant à la fréquence du signal de sortie requis. Lors de la fermeture de l'interrupteur S1, la tension aux bornes de la charge serait donc de  $+ E/2$ , et prend la valeur  $- E/2$  quand le second interrupteur, S2 est fermé.

La conduction simultanée des deux interrupteurs est évitée par l'élaboration d'une commande adéquate qui tient compte des différentes caractéristiques des imperfections de ces interrupteurs de puissance (temps de montée  $t_r$ , temps de descente  $t_f$  et temps de stockage  $t_s$ ). Les diodes D1, D2, dites de récupération, assurent la conduction d'un courant négatif en cas de déphasage de ce dernier par rapport à la tension aux bornes de la charge [25].

### ➤ Onduleur monophasé en pont (Pont H)

L'onduleur en pont est représenté en Figure III.25 il comporte quatre interrupteurs de puissance désignée par S1, S2, S3 et S4 quand les interrupteurs S1 et S2, sont fermés simultanément la tension imposée aux bornes de la charge prend la valeur  $+ E$ , et de  $-E$  lors de la fermeture simultanée des deux autres interrupteurs S3 et S4. Deux interrupteurs du même bras ne peuvent pas conduire simultanément, à cause d'un court-circuit de la source de tension continue [25].

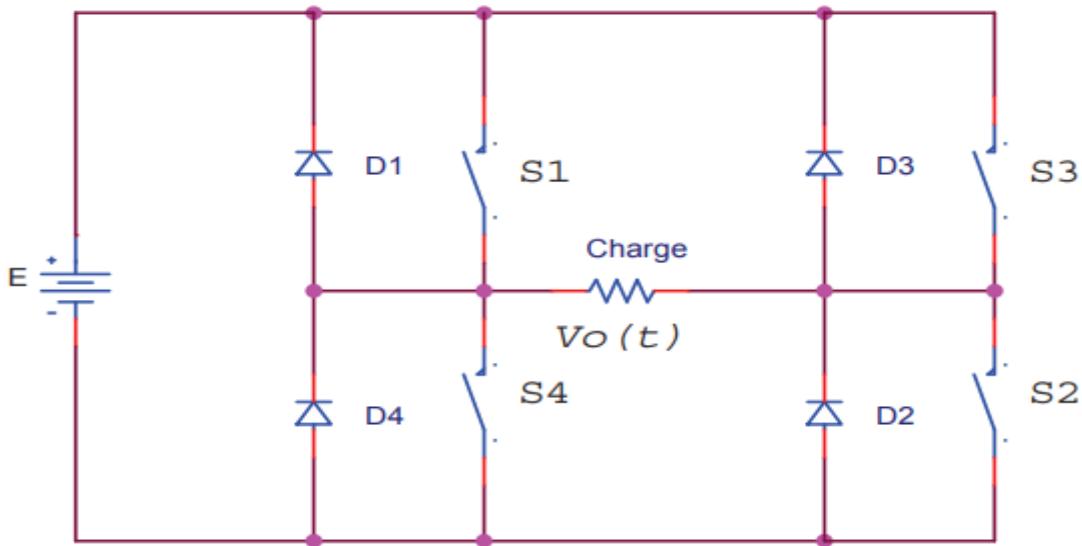


Figure III.25 : Schéma de Principe d'un Onduleur Monophasé En Pont.

**b) Onduleur triphasé :**

Ce type d'onduleur est généralement recommandé pour des applications de grande puissance. La structure de tel convertisseur se fait par l'association, en parallèle, de trois onduleurs monophasés en demi pont (ou en pont) donnant trois tensions de sortie déphasées de  $120^\circ$  degrés, l'une par rapport à l'autre [25].

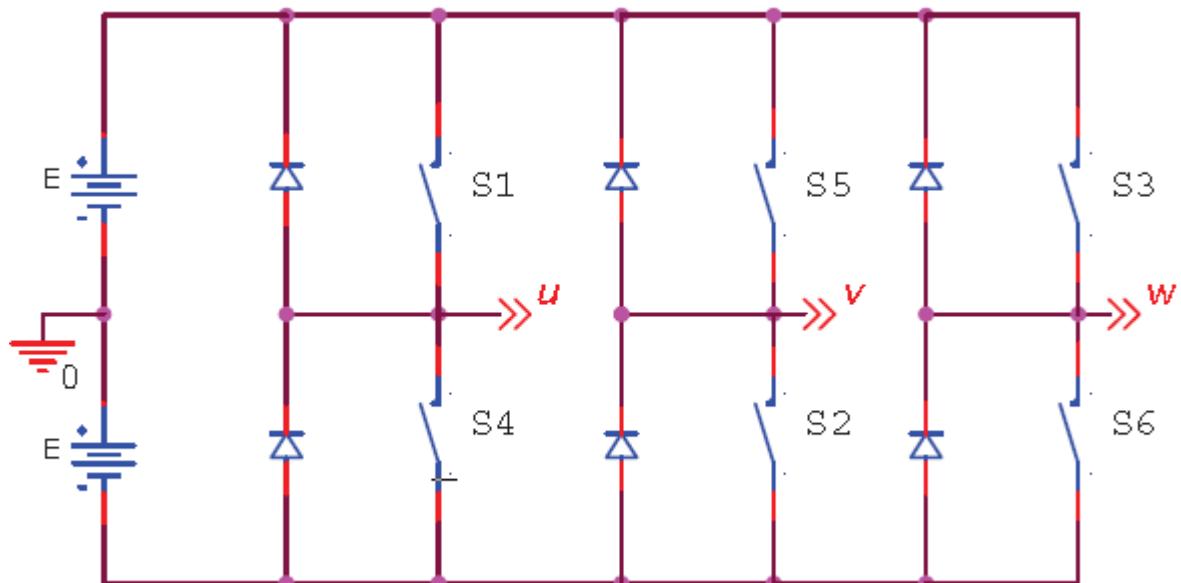


Figure III.26 : Schéma de Principe d'un Onduleur Triphasé En Pont

La Figure III.26 illustre la topologie d'un onduleur triphasé à six interrupteurs de puissance. Le décalage entre les signaux de commande est de  $60^\circ$ .

### III-3-4-3 Méthodes de recherche du point de puissance maximale MPP

L'unité de régulation de l'onduleur assure un fonctionnement du générateur PV au point de fonctionnement optimal (point de puissance maximale ou MP) pour garantir une production de puissance électrique maximale. Il

existe environ une vingtaine de méthodes de recherche du point de puissance maximale d'un champ de modules (Maximum Power Point Tracking), dont l'efficacité et la rapidité varient. Les deux méthodes les plus couramment rencontrées sont celles dites du Hill-Climbing et du P&O (Perturb and Observe) [26].

Ces deux méthodes fonctionnent sur le même principe qui consiste à perturber le fonctionnement du système et à analyser ensuite comment le système réagit à cette perturbation : modification du rapport cyclique de hachage pour la méthode de Hill-Climbing, modification de la tension aux bornes du champ de modules photovoltaïques pour la méthode P&O.

Le fait de modifier le rendement de conversion de l'onduleur perturbe le courant continu issu des modules et par conséquent la tension à leurs bornes et la puissance instantanée délivrée. Ces deux méthodes sont donc basées sur le contrôle de la puissance instantanée délivrée par le champ de modules PV en fonction de variations de la tension continue aux bornes du champ PV [26].

### III-3-4 Les batteries

Pour la maintenance d'un fonctionnement continu du système photovoltaïque de pompage, la mise en place d'un système de stockage d'énergie dans le cas d'insuffisance de puissance crête du générateur photovoltaïque est nécessaire mais aussi assez chère.

Les batteries, dites aussi accumulateurs, sont des systèmes électrochimiques destinés à stocker une énergie chimique et à la restituer ultérieurement sous forme d'énergie électrique.

Un accumulateur est un dispositif électrochimique qui permet la conversion réversible d'énergie chimique en énergie électrique.

En charge, l'énergie électrique est convertie et stockée sous forme d'énergie chimique à travers des réactions d'oxydoréduction. En décharge, l'élément fonctionne en mode générateur. Dans ce cas, l'énergie chimique est convertie en énergie électrique, et les réactions inverses se produisent aux électrodes.

Un accumulateur est constitué principalement, de deux électrodes qui permettent de stocker les électrons à l'issue des réactions électrochimiques d'oxydoréduction. Ces électrodes sont immergées dans l'électrolyte qui permet le transport des espèces ioniques d'une électrode à l'autre. Le séparateur permet l'isolation électrique pour assurer le passage des électrons via le circuit électrique extérieur [27].

La Figure III.27 présente le schéma de principe de fonctionnement d'un accumulateur pour les modes de décharge (a) et de charge (b).

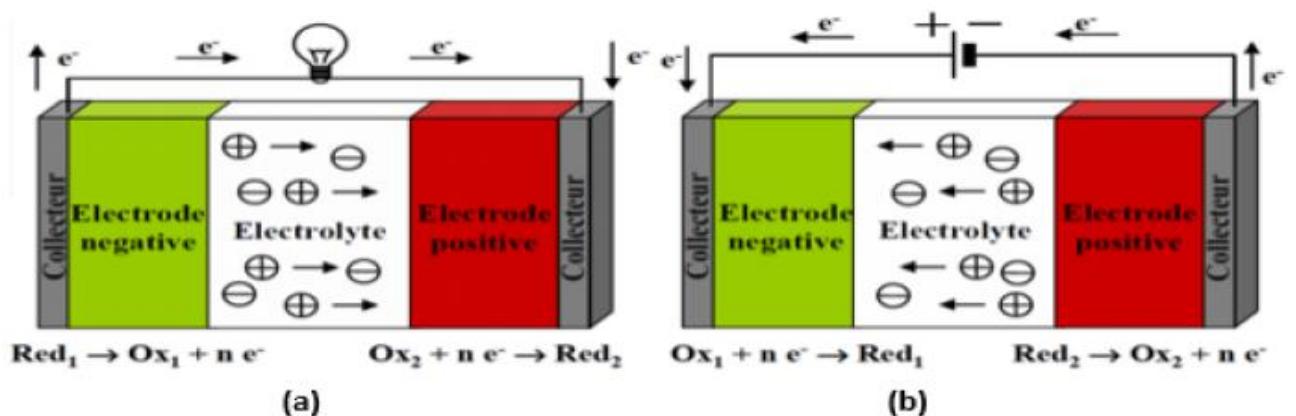


Figure III.27 : Principe de fonctionnement d'un accumulateur [27]

La batterie est caractérisée par : [27]

- Sa résistance interne faible (quelques centièmes d'ohm).
- Sa tension à vide à laquelle la batterie est totalement chargée.
- Sa tension nominale à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge ; elle varie selon le type de batterie et peut avoir : 6, 12, 24, 48 volts.
- Son rendement qui est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.
- Sa capacité qui est la quantité d'Ampères qu'elle fournit multipliée par le nombre d'heures pendant lesquelles le courant circule, elle est proportionnelle aux dimensions de la batterie. Ce paramètre est exprimé en Coulombs ou l'ampère-heure (Ah) (1Ah=3600C).
- Sa tension de fin de décharge qui la tension minimale qu'elle doit avoir pour ne pas s'endommager.
- Sa profondeur de décharge qui est le pourcentage de l'énergie maximale qui doit être extraite de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge, elle influence sur la durée de vie de la batterie (plus la profondeur de décharge est importante plus la durée de vie de la batterie sera courte).
- Son nombre de jour d'autonomie qui est la période durant laquelle que la batterie alimente les récepteurs de sa charge jusqu'à sa décharge

Il existe plusieurs types d'accumulateurs, on cite les principaux :

- Accumulateur au plomb Pb
- Accumulateur au Lithium-ion
- Accumulateur au Nickel-Cadmium
- Accumulateur Nickel-Metal-Hybride

La batterie au plomb acide est la technologie la plus utilisée, à cause de son faible coût et sa disponibilité

La capacité de stockage de la batterie est déterminée par la relation suivante :

$$C = \frac{E_c \cdot N}{D \cdot U_{sys}}, \text{ avec :}$$

Ec : énergie électrique consommée par jour en Wh/jour

N : nombre de jours d'autonomie

D : profondeur de décharge de la batterie

Usys : la tension du système

### **III-3-5 Contrôleur de charge :**

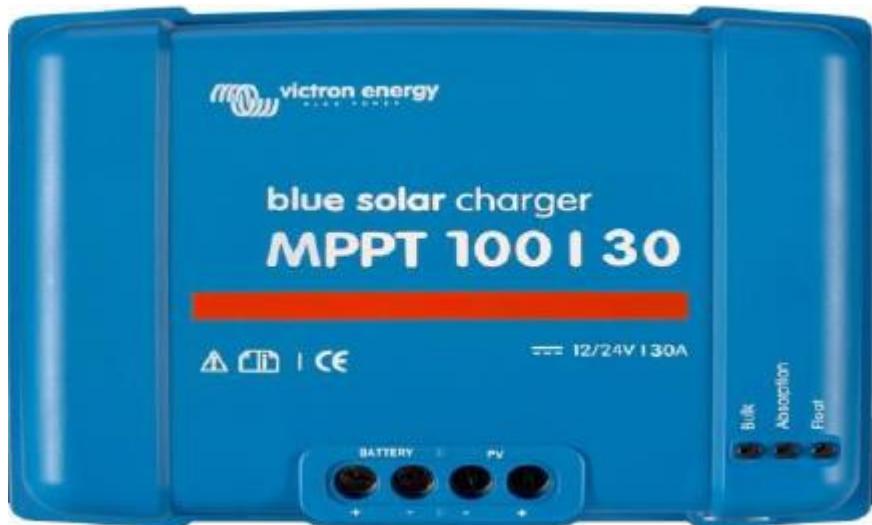
Le contrôleur de charge ou régulateur de charge, a pour rôle de suivre l'état de charge de la batterie et la protéger contre la surcharge et la décharge profonde .Le contrôleur de charge arrête de charger une batterie elle dépasse un niveau de tension élevé défini et réactive la charge lorsque la tension de la batterie redescend en dessous de ce niveau.

Dans un système photovoltaïque, l'utilisation d'un régulateur de charge pour la batterie est nécessaire pour maintenir une alimentation réglable des composants du système.

Sans contrôle de charge, le courant du module circulera dans la batterie proportionnellement à l'éclairage énergétique, que la batterie ait besoin d'être chargée ou non. Si la batterie est complètement chargée, une charge non régulée fera en sorte que la tension de la batterie atteigne des niveaux excessivement élevés, provoquant un dégagement de gaz important, une perte d'électrolyte, un chauffage interne et une corrosion accélérée du réseau. En fait, le contrôleur de charge maintient l'état de la batterie et prolonge sa durée de vie.

On distingue quatre types de régulateurs : régulateur en série, en shunt, régulateur PMW et régulateur MPPT

- ✓ un régulateur en série désactive le flux de courant supplémentaire dans les batteries lorsqu'elles sont pleines.
- ✓ Un contrôleur de charge shunt détourne l'électricité excédentaire vers une charge auxiliaire lorsque les batteries sont pleines.
- ✓ Les technologies de modulation de largeur d'impulsion (PWM) et de suivi du point de puissance maximale (MPPT) sont plus sophistiquées électroniquement, ajustant les taux de charge en fonction du niveau de la batterie, afin de permettre une charge proche de sa capacité maximale



**Figure III.28** : contrôleur de charge MPPT

### III-4 Conclusion :

On a traité dans ce troisième chapitre les différents éléments constituants d'un système pompage solaire photovoltaïque, qui est soit autonome, hybride ou raccordé au réseau. Ces composants sont le générateur photovoltaïque, le convertisseur et le groupe motopompe en cas de pompage au fil du soleil et disposant d'un réservoir de stockage de l'eau, et on y ajoute la batterie et le régulateur en cas de pompage par stockage d'énergie.

On verra dans le chapitre suivant la méthodologie de dimensionnement d'un système de pompage solaire, et le choix adéquat de ses composants.

# **Chapitre IV :**

## **Méthodologie de dimensionnement d'un système de pompage solaire**

## IV-1 Introduction

Les différentes étapes pour le dimensionnement d'un système de pompage sont :

- Evaluation des besoins en eau
- Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire
- Détermination de l'énergie solaire disponible
- Choix des composants

## IV-2 Evaluation des besoins en eau

La détermination des besoins en eau pour la consommation d'une population donnée dépend essentiellement de son mode de vie.

Les besoins en eau que l'on estime nécessaires pour les zones rurales des pays pauvres sont de l'ordre de 20 litres par personne et 30 litres par tête de bétail [28].

Les besoins d'eau pour l'irrigation dépendent du type de culture, des facteurs météorologiques comme la température, l'humidité, la vitesse du vent, l'évapotranspiration du sol, la saison de l'année considérée et de la méthode d'irrigation. Cependant, il est important de se baser sur la pratique et l'expérience locale. La capacité du réservoir sera déterminée selon les besoins en eau journalières et l'autonomie requise du système [28].

## IV-3 Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire

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

$$E_h = \frac{g \cdot \rho \cdot V \cdot H_{mt}}{3600} \text{ où}$$

$E_h$  : énergie hydraulique (Wh/jour)

$H_{mt}$  : hauteur manométrique totale de pompage (m)

$V_a$  : volume d'eau pompée par jour ( $m^3$  /jour)

$\rho$  : densité de l'eau (1000 kg/ $m^3$ )

$g$  : accélération de la pesanteur ( $9,81 m/s^2$ )

Durant le processus de pompage, le niveau d'eau à l'intérieur du puits tend à baisser, jusqu'à ce que la vitesse avec laquelle la régénération du puits arrive à équilibrer la quantité pour que l'on puisse pomper l'eau de nouveau. L'abaissement du niveau d'eau dans le puits dépend d'un certain nombre de facteurs, comme le type et la perméabilité du sol et l'épaisseur de l'aquifère [28].

### IV-3-1 Le débit d'eau pompée Q :

C'est la quantité d'eau que la pompe peut fournir durant un intervalle de temps donné. En pompage, le débit est habituellement donné en litres par heure (l/h).

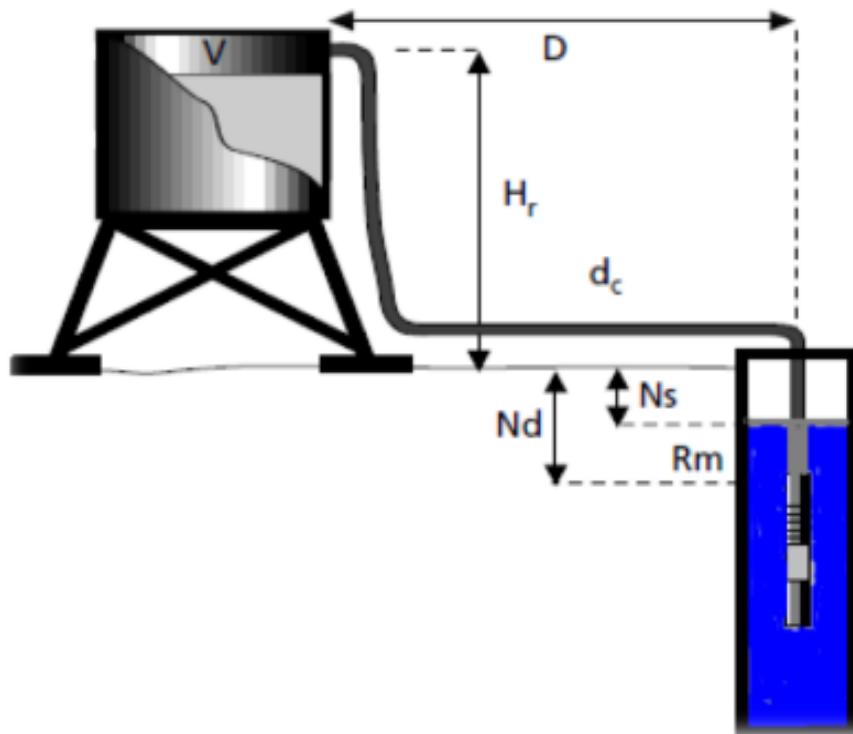
En pompage solaire, le débit (ou le besoin en eau) est souvent exprimé en  $m^3$  par jour.

### IV-3-2 La hauteur manométrique totale (Hmt) :

La Hmt d'une pompe est la différence de pression en mètres de colonne d'eau (mCE) entre les orifices d'aspiration et de refoulement. Cette hauteur peut être calculée comme suit :

$$Hmt = Hg + P_c, \quad \text{Où :}$$

- ✓  $H_g$  : Hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation ( $H_r + N_d$ ). Pour une pompe de surface sur un plan d'eau,  $H_g$  sera choisie en fonction de la hauteur de la pompe à son niveau le plus bas.
- ✓  $P_c$  : Pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites. Ces pertes sont fonction de la distance des conduites entre le réservoir et le puits ( $D$ ), de diamètre de la conduite ( $d_c$ ) et du débit de la pompe ( $Q$ ) et s'expriment en mètres d'eau. Le diamètre des conduites doit être calculé afin que ces pertes de charge correspondent au plus à 10 % de la hauteur géométrique totale (voir section sur le dimensionnement de la conduite d'eau).
- ✓ Niveau statique  $N_s$  : Le niveau statique d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau avant pompage.
- ✓ Niveau dynamique  $N_d$  : Le niveau dynamique d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau pour un pompage à un débit donné. Pour le calcul de la HMT, le niveau dynamique est calculé pour un débit moyen. La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique est appelée rabattement.
- ✓  $R_m$  : est le rabattement maximal acceptable avant de stopper la pompe.



**FigureIV.1** : Pompage d'eau au sein d'un puits

Donc la hauteur manométrique totale peut s'écrire :

$$\begin{aligned} Hmt &= H_r + N_d + P_c \\ Hmt &= H_r + N_s + R_m + P_c = H_g + P_c \end{aligned}$$

Avec  $H_g$  la hauteur géométrique de pompage.

Donc la hauteur manométrique totale décroît avec le débit, du fait des pertes par frottements dans la pompe. La courbe donnant cette hauteur manométrique totale en fonction du débit est appelée « caractéristique de la pompe ».

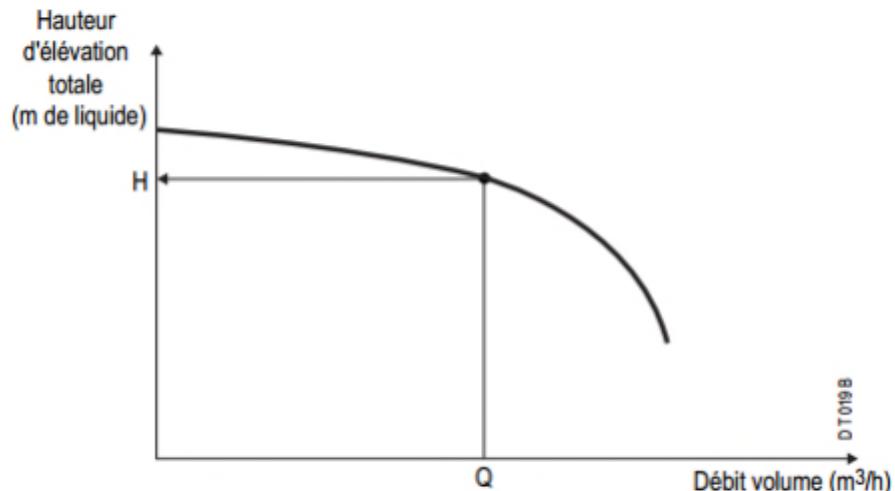


Figure VI.2 : caractéristique H-Q d'une pompe centrifuge.

#### IV-3-3 Caractéristique du NPSH :

Le NPSH, en anglais « net positive suction head » est simplement une mesure permettant de quantifier la hauteur manométrique d'aspiration disponible pour éviter la vaporisation au niveau le plus bas de la pression dans la pompe. Il est la différence entre la pression du liquide à l'orifice d'aspiration  $P_a$  et la pression correspondante de vapeur saturante  $P_0$ .

$$NPSH = P_a - P_0 \text{ en pascal.}$$

Pour éviter une cavitation dans le corps de la pompe qui peut provoquer son disfonctionnement, il faut que le NPSH disponible soit supérieur à une valeur minimale qui est le NPSH requis ou nécessaire donné par le constructeur de la pompe centrifuge. Pour une pompe centrifuge en aspiration, on a :

$$NPSH_{\text{disponible}} = \frac{P_a - P_0}{\rho g} - H_{\text{mt}} \text{ (en mètres ou mCE)}$$

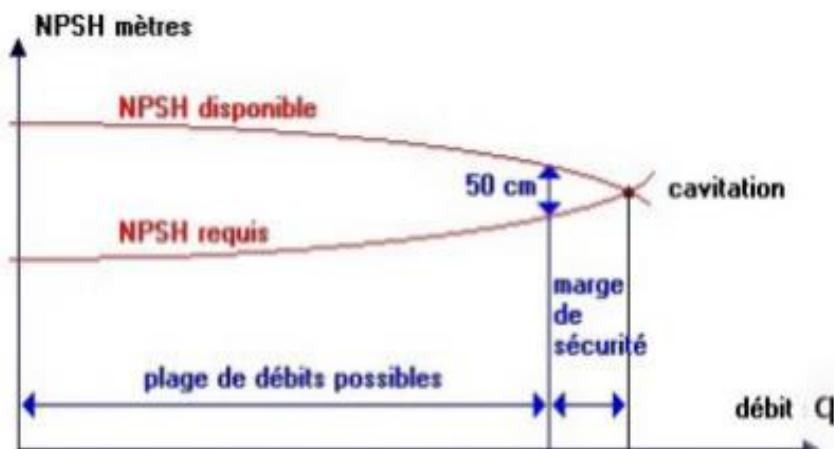


Figure IV.3 : caractéristique NPSH-Q d'une pompe centrifuge.

#### IV.4 Dimensionnement des pertes de charge :

On appelle pertes de charge la chute de pression entre deux sections droites d'une conduite, elles sont causées par la résistance à l'avancement due à la rugosité des tuyauteries. En général dans un système hydraulique les pertes de charges ont deux causes :

##### IV-4-1 Pertes de charge linéaires

Les pertes de charge linéaires dues aux frottements internes ou sur les parois au cours de l'écoulement dans une conduite. Elles représentent la perte d'énergie causée par le frottement entre le fluide et la paroi interne de tube. La formule générale de la perte de charge linéaire en pression est donnée en hauteur d'eau par la relation :

$$\Delta H_L = f \cdot \frac{L}{d_c} \cdot \frac{V^2}{2g}$$

$\Delta H_L$  est exprimé en m ou en mCE

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

$v$  = vitesse moyenne de l'eau dans la conduite en m/s

$L$  : longueur de la conduite(m)

$d_c$  : diamètre de la conduite (m) ,

$g$  : accélération de la pesanteur ( $m/s^2$ )

On l'exprime aussi en chute de pression

$$\Delta P_L = f \cdot \rho \cdot \frac{L \cdot V^2}{2 \cdot d_c}$$

La vitesse de l'écoulement dans la conduite a comme expression :

$$V = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d_c^2}$$

Avec  $Q$  le débit volumique en  $m^3/s$ . Pour  $n$  tronçon en série la perte de charge linéaire totale est donnée par l'expression suivante :

$$\Delta H_L = \sum_{i=1}^n f \cdot \frac{L_i}{d_{ci}} \cdot \frac{V_i^2}{2g}$$

Le régime d'écoulement est déterminé à partir du nombre du Reynolds donné par :

$$Re = V \cdot \frac{d_c}{v} = \rho \cdot \frac{V \cdot d_{ci}}{\mu}$$

Avec  $V$  vitesse moyenne en ( $m/s$ ),  $d_c$  diamètre de la conduite en (m),  $\mu$  viscosité cinétique en ( $m^2/s$ ) et  $\mu$  viscosité dynamique du fluide en ( $Kg/(m.s)$ ).

- Si  $Re < 2000-2500$  : le régime est dit laminaire donc  $f$  dépend uniquement de  $Re$  :  $f = \frac{64}{Re}$
- Si  $Re > 3000-4000$  : le régime est turbulent et  $f$  dépend de  $Re$  et de la rugosité  $\epsilon$  :

$$\text{Equation de Moody : } f = 0,0055 + \frac{0,15}{\sqrt[3]{\frac{d_c}{\varepsilon}}} \quad [29].$$

Avec  $\varepsilon$  rugosité absolue de la paroi intérieure du tuyau.

#### IV-4-2 Pertes de charges singulières :

Appelées aussi les pertes de charge locales, ce sont des pertes causées par des objets de géométrie complexe tel que des coudes, des robinets, des jonctions, des raccords, des clapets et des robinets-vanne. Les pertes de charge singulières apparaîtront donc à chaque changement de direction (coude), de vitesse (élargissement, rétrécissement), à chaque séparation ou jonction, et enfin à chaque entrée/sortie. La perte de charge singulière en pression  $\Delta P_s$  est donnée par :

$$\Delta P_s = \rho \cdot k \cdot \frac{V^2}{2}$$

On l'exprime aussi en hauteur de colonne de fluide  $\Delta H_s$  :

$$\Delta H_s = k \cdot \frac{V^2}{2g}$$

Avec  $K$  le coefficient de perte de charges singulières dont la valeur change suivant la nature de l'accessoire (sans dimension).

Pour  $m$  éléments, les pertes de charge singulières totales sont données par l'expression suivante :

$$\Delta H_s = \sum_{j=1}^m k_j \cdot \frac{V_j^2}{2g}$$

Donc la somme des pertes de charges linéaires et singulières, donne la valeur des pertes de charges dans les conduites, et s'exprime donc :

$$\Delta H = \Delta H_L + \Delta H_s$$

$$\Delta H = \sum_{i=1}^n f \cdot \frac{L_i \cdot V_i^2}{d_{ci} \cdot 2g} + \sum_{j=1}^m k_j \cdot \frac{V_j^2}{2g}$$

#### IV-5 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. Il est possible d'obtenir analytiquement les diamètres des tuyauteries de pompage qui s'approximent à ceux qui minimisent les coûts des installations par la formule de Bresse [28].

$$D = K \sqrt{Q}$$

$D$  : diamètre de la tuyauterie (m)

$K$  : coefficient qui varie de 0,75 à 1,40

Q : débit crête de la pompe ( $\text{m}^3/\text{s}$ ). L'équation de continuité est de :

$$Q = 4 \frac{\pi \cdot D^2}{4}$$

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 :

$$v = \frac{4}{\pi K^2}$$

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

#### IV-6Dimensionnement du groupe motopompe :

Le dimensionnement du motopompe sert à déterminer selon la hauteur de pompage et l débit désiré, l'énergie hydraulique nécessaire à la pompe et l'énergie électrique nécessaire au moteur. Selon la relation de Bernoulli, on a :

$$P_{\text{ref}} - P_{\text{as}} = \rho \cdot g \cdot H_{mt}, \text{ alors } H_{mt} = \frac{\Delta P_{\text{pompe}}}{\rho \cdot g}$$

Avec :  $\Delta P_{\text{pompe}} = \text{pression différentielle de la pompe}$

Donc la puissance hydraulique fournie au fluide est :

$$P_{\text{hyd}} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_{mt} = Q \cdot \Delta P_{\text{pompe}}$$

La puissance électrique absorbée par le groupe motopompe est de :

$$P_m = \frac{P_{\text{hyd}}}{\eta_{MP}} = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H_{mt}}{\eta_{MP}}, \text{ avec :}$$

$\eta_{MP} = \eta_P \cdot \eta_M$ : rendement du groupe motopompe et est en général entre 30% et 60%.

$\eta_P$  : rendement de la pompe : c'est le rapport entre la puissance hydraulique fournie à l'eau pompée sur la puissance absorbée de l'arbre du moteur.

$\eta_M$  : rendement du moteur : c'est le rapport entre sa puissance mécanique fournie sur sa puissance électrique consommée.

#### IV-7Dimensionnement de l'onduleur :

L'onduleur doit être choisi à ce que sa puissance nominale soit supérieur ou égale à la puissance nominale du moteur.

Le rapport de puissance des onduleurs sur celui du champ PV,  $P_c$  , doit être compris entre 90 et 150 %. Ce rapport peut varier en fonction de l'orientation du système.

Le courant court-circuit maximal des modules doit être inférieur au courant maximal d'entrée acceptable par l'onduleur.

La tension des modules à 70°C doit être supérieure à la tension d'entrée minimale de l'onduleur.

La tension des modules à -10°C doit être inférieure à la tension maximale de fonctionnement de l'onduleur la tension court-circuit des modules à -10°C doit être inférieure à la tension maximale acceptable par l'onduleur.

#### **IV-8 Dimensionnement du régulateur :**

Une fois la technologie la plus adaptée identifiée, il faut s'attacher au dimensionnement du régulateur photovoltaïque. Celui-ci dépend de deux critères principaux :

La tension nominale doit correspondre à celle qui existe entre les panneaux et la batterie photovoltaïque 12, 24 ou 48 Volts.

L'intensité maximale admissible par le circuit d'entrée du régulateur doit être supérieure à l'intensité du courant produit par les panneaux solaires. Cela vaut également pour le circuit de sortie.

#### **IV-9 Dimensionnement du générateur photovoltaïque**

Etant la source d'énergie électrique de l'ensemble du système, le dimensionnement du GPV pour générer la puissance d'alimentation suffisante, dépend de l'irradiation solaire disponible dans le site de pompage, du mois du dimensionnement, de la position des panneaux, du raccordement des panneaux entre eux, et le nombre nécessaire des panneaux en série et en parallèle.

##### **IV-9-1 Détermination de l'énergie solaire disponible**

La méthode de dimensionnement utilisée est basée sur les calculs des valeurs moyennes journalières mensuelles de l'irradiation solaire disponible et de l'énergie hydraulique nécessaire.

##### **IV-9-2 Inclinaison du générateur photovoltaïque**

L'inclinaison  $\beta$  des modules photovoltaïques (PV) par rapport au plan horizontal doit se faire de manière à optimiser le rapport entre l'irradiation solaire  $I_m$  et l'énergie hydraulique nécessaire [28].

##### **IV-9-3 Mois de dimensionnement**

Le mois de dimensionnement sera le mois le plus défavorable, c'est-à-dire celui dont le rapport entre l'irradiation solaire et l'énergie hydraulique nécessaire soit minimum.

Comme idée de principe, à chaque inclinaison  $\beta$ , correspond un mois le plus défavorable. Le mois de dimensionnement à l'inclinaison optimale sera précisément celui qui présente le plus petit rapport entre l'irradiation solaire et l'énergie hydraulique. L'irradiation solaire  $I_m$  ( $\beta$ ) et l'énergie hydraulique nécessaire  $E_h$  correspondantes à ce mois serviront pour le choix des composantes du système.

##### **IV-9-4 Détermination de la puissance crête du GPV**

La puissance de sortie d'un générateur photovoltaïque sous les conditions standards de mesure, CSM, (éclairement  $I_{CSM}=1000 \text{ W/m}^2$  et température de cellule  $T_{CSM} = 25^\circ\text{C}$  ) est :

$$P_c = \eta_g \cdot A \cdot I_{CSM} \quad \text{où :}$$

$P_c$  : puissance de sortie sous CSM, ou puissance crête du GPV (W)

$\eta_g$  : rendement du générateur à la température de référence ( $25^\circ\text{C}$ )

$A$  : surface active du générateur ( $\text{m}^2$ )

$I_{CSM}$  : éclairement dans les CSM (1000 W/m<sup>2</sup> )

L'énergie électrique journalière  $E_j$  est donnée par :

$$E_j = \eta_{PV} \cdot A \cdot I_{mj} (\beta) \text{ où :}$$

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

$I_{mj} (\beta)$  : irradiation moyenne journalière incidente sur le plan des modules à l'inclinaison  $\beta$  (kWh/m<sup>2</sup> /jour).

Le rendement  $\eta_{PV}$  peut être calculé à l'aide de l'expression :

$$\eta_{PV} = F_m [1 - \gamma(T_c - T_{CSM}) \eta_g]$$

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 généreraient si le système travaillait au point de puissance maximum.  $\gamma$  : coefficient de température des cellules.  $\gamma$  prend des valeurs entre 0,004 et 0,005 /°C pour des modules au silicium mono et polycristallin, et entre 0,001 et 0,002 pour des modules au silicium amorphe.  $T_c$  : température moyenne journalière des cellules durant les heures d'ensoleillement.

L'énergie électrique nécessaire est liée avec l'énergie hydraulique par l'expression :

$$E_j = \frac{E_{hyd}}{\eta_{ond} \eta_{MP}} \text{ où :}$$

$E_{hyd}$  : énergie hydraulique nécessaire par jour (kWh/jour)

$\eta_{MP}$  : rendement du sous-système moteur-pompe.

$\eta_{ond}$  : rendement de l'onduleur

Nous obtenons pour la puissance crête du générateur [28] :

$$P_c = \frac{I_{CSM}}{F_m [1 - \gamma(T_c - T_{CSM}) I_{mj} (\beta)] \eta_{ond} \cdot \eta_{MP}} \frac{E_{hyd}}{}$$

#### IV-9-5 Nombre de panneaux photovoltaïques :

Le nombre de panneaux nécessaire pour l'installation est de :

$$N = E \left( \frac{P_c}{P_p} \right), \text{ avec : } E \text{ la partie entière.}$$

$P_c$  la puissance crête du GPV et  $P_p$  la puissance crête du panneau photovoltaïque choisi.

Et selon la puissance crête du système, la tension nécessaire au système sera déterminée.

**Tableau IV.1 : tension du GPV recommandée**

$P_C$	0 – 500 Wc	500 Wc – 2kWc	2 kWc – 10 kWc	>10 kWc
Tension recommandée	12 V <sub>DC</sub>	24 V <sub>DC</sub>	48 V <sub>DC</sub>	>48 V <sub>DC</sub>

- Le nombre nécessaire de panneaux en série est déterminé par [30] :

$$\text{Le nombre minimal } N_{S\min} = E\left(\frac{U_{mpp,\min \text{ de l'onduleur}}}{U_{mpp}*0,85}\right)$$

$$\text{Le nombre maximal } N_{S\max} = E\left(\frac{U_{mpp,\max \text{ de l'onduleur}}}{U_{mpp}*1,15}\right)$$

- Le nombre nécessaire de panneaux en parallèle est déterminé par :

$$N_p = E\left(\frac{I_{max}}{I_{cc}*1,15}\right), \text{ avec } I_{max} \text{ l'intensité maximale à l'entrée de l'onduleur}$$

#### **IV-10 Dimensionnement des câbles :**

Le câblage doit être capable de supporter les intempéries, il doit ensuite être de section suffisante pour que les chutes de tension n'affectent pas de façon significative le fonctionnement du système.

##### ✓ Pour les câbles DC :

Pour les systèmes photovoltaïques concernant les installations photovoltaïques, le pompage, la chute de tension acceptable maximale dans les câbles DC est égale à 3% selon le guide de l'UTE C15-712. Cela signifie que [30] :

$$\frac{\Delta U}{U} \leq 0,03, \text{ et on calcule la section des câbles nécessaire selon l'équation :}$$

$$S = \frac{\rho \cdot L \cdot I}{0,03 \cdot U}, \text{ avec :}$$

$\rho$  : résistivité du câble et dépend du matériau du câble, elle est égale à :

- $2,7 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$  pour l'aluminium
- $1,7 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$  pour le cuivre
- $1,6 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$  pour l'argent

L : longueur du câble en mètres(m).

I : Courant maximum possible fournie par plusieurs strings(chaines) en parallèle, et c'est égal à:

$$I = N_p \cdot I_{cc} \cdot K, \text{ avec :}$$

- $I_{cc}$  : Courant de court-circuit à travers le string aux conditions standards de test, STC
- $K$  : Coefficient de sécurité de surintensité = 1.25
- $N_p$  : Nombre de strings en parallèle

U: la tension délivrée par le champ PV dans les câbles.

##### ✓ Pour les câbles AC :

Pour dimensionner la section les câbles électriques cotée courant alternatif (AC), il suffit de calculer la section nécessaire du câble AC par la formule suivante [30] :

$$S = B \frac{\rho \cdot L \cdot K' I_{AC}}{\Delta U} \cdot \cos(\phi), \text{ avec :}$$

S : section du câble en  $\text{mm}^2$

$\Delta U = 0,03U$

B : coefficient équivalent à 2 en monophasé et 1 en triphasé

$\rho$  : résistivité du matériau conducteur

L : longueur du câble

K' : coefficient de surintensité égal à 1,25

$I_{AC}$  : courant maximal à sortie de l'onduleur

$\phi$  : déphasage entre le courant et la tension alternatifs

$\cos(\phi)$  : facteur de puissance

$\Delta U$  : chute de tension

#### IV-12 Conclusion :

Dans ce chapitre on a traité la méthodologie de dimensionnement d'un système de pompage solaire, qui détermine l'ensemble de calcul du système, y la détermination des besoins journaliers et le mois de dimensionnement passant par le calcul des énergies : hydraulique du motopompe, énergie électrique consommée par jour, et le choix de l'onduleur correspondant pour alimenter le groupe motopompe le type adéquat des modules et leur nombre en série et en parallèle constituant en ensemble le générateur photovoltaïque, et en terminant par le dimensionnement des câbles DC et AC.

## **Chapitre V :**

# **Etude et simulation par PVSYST d'une installation de pompage solaire à Marraakech.**

## **V-1 Etude de l'installation :**

### **V-1-1Introduction:**

Dans la partie précédente de ce mémoire, nous avons détaillé l'étude et le dimensionnement d'un système de pompage d'eau fonctionnant à l'énergie solaire photovoltaïque.

Mais il est intéressant d'appliquer les techniques étudiées sur un site réel pour valider la méthode choisie et en tirer des conclusions. On traite dans cette partie un cas réel appliqué de pompage solaire.

Pour cette partie pratique de l'étude, le cas réel traité est à Marrakech. Un tel site caractérisé par une énergie d'ensoleillement journalière importante. Dans ce chapitre, nous étudions le dimensionnement d'un système de pompage PV fonctionnant par la méthode dite « au fil de soleil ».

Le choix d'un système énergétique doit respecter certaines règles. Le système énergétique proposé doit démontrer au préalable sa compétitivité vis-à-vis d'autres systèmes pour le même service rendu. Sa crédibilité doit reposer sur des bases économiques et techniques.

Dans ce chapitre nous analysons la faisabilité et la rentabilité économique d'une station de pompage alimentée par l'énergie solaire photovoltaïque. Ce système de pompage d'eau par l'énergie solaire photovoltaïque est comparé avec une autre installation présentant les mêmes caractéristiques et fonctionnant à l'aide d'un groupe électrogène au gasoil.

### **V-1-2 Présentation du cahier de charge**

Cette étude a pour but le dimensionnement d'un système de pompage « au fil du soleil » pour un champ d'oliviers de 5 hectares à Marrakech. Son objectif est de garantir à l'utilisateur une installation dont l'exploitation sera conforme à ses besoins et ses exigences, et qui respecte les normes et les règlements en vigueur.

Pour aboutir à ses objectifs, après avoir déterminé les besoins journaliers de ce client, on a choisi une pompe compatible à notre installation en fonction du débit et de la Hauteur manométrique totale (HMT) de la pompe, puis on a choisi le groupe motopompe nécessaire et le convertisseur adéquat ainsi précisément la configuration pour les panneaux photovoltaïques qui alimentent la pompe et leurs coffrets de protection.

Nous travaillons sur une installation de pompage solaire dans la région de Marrakech plus précisément à Ménara.

### **V-1-3 Localisation du site**

Les coordonnées géographiques du site sont :

**Tableau V.1 : coordonnées géographiques du site**

Latitude	Longitude	Altitude
31,62	-8,05	441 m



Figure V.1 : carte géographique du site

#### V-1-4 Estimation des besoins en eau

##### ✓ Étude pour 1 hectare

Le réseau d'irrigation, basé sur un système de goutte à goutte, est approvisionné par une borne fournissant de l'eau :

Chaque olivier a besoin de 4 goutteurs et chaque goutteur débite : 3L/h, d'où le débit nécessaire est :  $Q=4 \text{ goutteur} \times 3 \text{L/h} = 12 \text{L/h}$

Pour la région de Marrakech 1 hectare contient 400 arbres avec une distance de 4\*4. Pour l'irrigation de 3 jours nous avons besoin de 8 à 10 heures.

Le débit nécessaire pour un hectare est :  $Q' = \text{nombre d'arbre} \times Q = 12 \times 400 = 4800 \text{L/h}$

##### ✓ Étude pour 5 hectares

Le débit nécessaire pour 5 hectare est :  $Q'' = 5 \times Q'$ , donc :

$Q'' = 24000 \text{L/heure} = 24 \text{m}^3/\text{heure}$

Pour l'agriculteur qui irrigue son champ 3h par jour, le débit journalier est :

$Q = Q'' \times 3 \text{ heures/jours} = 72 \text{m}^3/\text{jours}$

#### V-1-5 Données d'ensoleillements

##### V-1-5-1 Nombre d'heures d'ensoleillements :

C'est le nombre minimal d'heures d'ensoleillement par jour, ces nombres ont été recueillis à partir de données du site web météorologique [31].

Tableau V.2 : heures d'ensoleillement de Marrakech

Mois	Nombre d'heures d'ensoleillement
Janvier	7
Février	7
Mars	8
Avril	8
Mai	9
Juin	10

Juillet	11
Aout	10
Septembre	9
Octobre	8
Novembre	7
Décembre	7

Le dimensionnement de l'installation se fait en général sur la base de la situation la plus désavantageuse. Le mois de l'ensoleillement sera le mois le plus défavorable, donc selon le tableau **V.2** nous remarquons que le nombre d'heure le plus défavorable est  $Nh=7h/j$ .

#### V-1-5-2 Irradiation solaire et le mois de dimensionnement :

Pour définir le gisement solaire de la région, nous avons utilisé le site PVGIS AFRIQUE comme indiqué sur le tableau ci-dessous. On peut obtenir des estimations de l'irradiation mensuelle dans le site étudié, ainsi que des valeurs approchées pour l'inclinaison et l'orientation optimale. Site : 31°62'48" Nord, 8,05° Ouest, Elévation : 441m

Tableau **V.3** : irradiation mensuelle du site Manara à Marrakech

Mois	$H_h$	$H_{opt}$	DNI	$I_{opt}$
Jan	3590	5540	5460	58
Fev	4410	5990	5670	49
Mar	5870	6870	6090	36
Avr	6620	6830	6920	21
Mai	7240	6730	7130	5
Juin	7820	6920	8000	-1
Jui	7720	7010	7760	3
Aug	7050	6990	7080	15
Sep	5920	6640	6320	30
Oct	4920	6330	5870	44
Nov	3790	5610	5460	55
Dec	3290	5280	5250	60
<b>Année</b>	<b>5690</b>	<b>6400</b>	<b>6420</b>	<b>31</b>

Irradiation annuelle perdue à cause des ombres (horizontale) : 0.0 %

Avec :  $H_h$  irradiation sur un plan horizontal (Wh/m<sup>2</sup>/jour),  $H_{opt}$  irradiation sur un plan avec l'inclinaison optimale (Wh/m<sup>2</sup>/jour), DNI : l'irradiation normale directe(Wh/m<sup>2</sup>/jour), et  $I_{opt}$  angle d'inclinaison optimale.

Donc l'angle d'inclinaison optimal le long de l'année est de 31.

Cependant, le calcul est effectué pour le mois le plus défavorable de l'année qui est le mois de Décembre ayant l'irradiation la plus faible de 5,28 kW/m<sup>2</sup>/jour.

**Inclinaison** :  $\beta=31$

**Orientation**=en plein sud ( Azimut =0).

**Mois de dimensionnement** : Décembre

## V-1-6 Choix de la tuyauterie :

La conduite utilisée de l'entrée de la pompe jusqu'au point de refoulement dans le réservoir est de type PVC de longueur  $L = 67\text{m}$  et de diamètre  $d_c = 80\text{mm}$

## V-1-7 Calcul des pertes de charge

### V-1-7-1 Pertes de charge linéaires

Les pertes de charge linéaire en pression ( $\Delta H_L$ ) dues aux frottements entre le fluide et la paroi interne exprimées en (m) ou en mètres de colonne d'eau (mCE).

$$\Delta H_L = f \cdot \frac{L}{d_c} \cdot \frac{V^2}{2g}$$

- $V = \frac{4Q}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 24}{3600 \cdot \pi \cdot 0,08^2} = 1,32\text{m/s}$
  - Pour déterminer le coefficient de pertes nous allons utiliser l'équation de Moody. Calculons donc le nombre de Reynolds :  $Re = \rho \cdot \frac{V \cdot d_{ci}}{\mu} = 1000 \cdot \frac{1,32 \cdot 0,08}{0,001} = 105600$ . Il s'agit d'un régime turbulent. le matériau de est le tube PVC dont le coefficient de rugosité est  $\epsilon = 0,0015$
- Voici dans le tableau suivant les valeurs de coefficients de rugosité de différents matériaux :

Tableau V.4 coefficients de rugosité

Valeurs usuelles indices de rugosité (K) en mm		
	Nature de la surface intérieure	Indice rugosité k
1	cuivre, plomb, laiton, inox	0,001 à 0,002
2	Tube PVC	0,0015
3	Acier inox	0,015
4	tube acier du commerce	0,045 à 0,09
5	Acier étiré	0,015
6	Acier soudé	0,045
7	acier galvanisé	0,15
8	Acier rouillé	0,1 à 1
9	fonte neuve	0,25 à 0,8
10	fonte usagée	0,8 à 1,5

Donc on calcule  $f$  :

$$f = 0,0055 + \frac{0,15}{\sqrt{\frac{d_c}{\epsilon}}} = 0,0055 + \frac{0,15}{\sqrt{\frac{0,08}{0,0015}}} = 0,045$$

**Application numérique :**

$$\Delta H_L = 0,045 \cdot \frac{67}{0,08} \cdot \frac{1,32^2}{2 \cdot 9,81} = 3,34\text{m}$$

### V-1-7-2 Pertes de charge singulières :

Les pertes de charge singulières exprimées en hauteur de colonne  $\Delta H_S$  sont données par :

$\Delta H_s = k \frac{V^2}{2g}$ , et pour une coude d'angle 90, le coefficient de pertes de charges singulières k est égal à 1,13.

**Tableau V.5 : Coefficient de perte de charges singulières**

Angle $\delta$	22,5	30	45	60	90
K	0,77	0,11	0,24	0,47	1,13

$$\text{Alors : } \Delta H_s = 1,13 \cdot \frac{1,32^2}{2 \cdot 9,81} = 0,1 \text{m}$$

Donc la perte de charge totale est :

$$\Delta H = \Delta H_L + \Delta H_s = 3,34 + 0,1 = 3,34 \text{m}$$

## V-1-8 Calcul de la hauteur manométrique totale

La hauteur manométrique est donnée par la relation suivante :  $H_{mt} = H_g + \Delta H$  avec  $H_{mt}$  la hauteur manométrique totale en (m),  $H_g$  la hauteur géométrique entre le niveau de refoulement de l'eau pompée et le niveau de pompage dans le puits en (m).

$H_g = H_d + H_r$  respectivement la hauteur dynamique et celle de refoulement.

Dans le puits étudié la pompe est mise à une profondeur statique de 50m avec un niveau de rabattement de 5m, donc la  $H_d = 50 + 5 = 55 \text{m}$ .

Et le niveau de refoulement de l'eau dans le réservoir est égal à  $H_r = 7 \text{m}$

Donc :

$$H_{mt} = 55 + 7 + 3,34 = 65,34 \text{m}$$

## V-1-9 Calcul des énergies

### V-1-9-1 énergie hydraulique requise pour la pompe

L'énergie hydraulique est déterminée par :

$$E_h = 2,725 * Q * H_{mt}$$

$$\text{AN : } E_h = 2,725 * 72 * 65,34 = 12818 \text{ Wh/jour}$$

### V-1-9-2 Calcul de l'énergie électrique

L'énergie électrique consommée par la pompe est calculée par la relation suivante :

$$E_{ele} = \frac{E_h}{\eta_{MP}} = \frac{12818}{0,566} = 22647 \text{ Wh/jour}$$

Dans notre cas le rendement du groupe motopompe  $\eta_{MP}$  est égale 56,6%.

Voir annexe1.

## V-1-10 Choix du groupe motopompe

La puissance consommée par le groupe motopompe est donnée par la relation suivante :

$$P_a = \frac{\rho \cdot g \cdot Q_h \cdot H_{mt}}{3600 \cdot \eta_{MP}}$$

$$P_a = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 24 \cdot 65,34}{3600 \cdot 0,556} = 7122 \text{ W}$$

✓ **Choix de la pompe :**

Pour notre étude, la motopompe est SP30-7 de Gundfos dont voici les caractéristiques :

- triphasée, U=[380-400-415 V]
- Puissance nominale P = 7,5 kW
- Intensité nominale I= [18,4-18,8-19,6 A]

Voir annexe1.

Le choix de la pompe se fait selon nos besoins. Le débit horaire est de 24 m<sup>3</sup>/h, la hauteur manométrique totale est de 65,34m. Il s'agit donc d'une motopompe immergée (13 kW/380 VAC) (celle installée), adéquate avec les données du site à Marrakech.

### V-1-11 Choix de l'onduleur

On a choisi le variateur triphasé SI10-T3/D5 de Veichi dont les caractéristiques :

Plage de tension mpp : [480-780 V DC]

Puissance nominale : 7,5kW

Tension nominale de sortie : U = 380 V AC

Courant nominal de sortie : 17 A

Nombre de MPPT : 1

Fréquence : [0-60 Hz]

Rendement maximal : 96%

Il est compatible avec notre motopompe.

Voir annexe2.

### V-1-11 Choix du générateur photovoltaïque

#### ✓ Puissance crête délivrée par le champ

La puissance crête définit la taille du champ solaire à installer. Elle fixe la surface du capteur capable de fournir l'énergie nécessaire à la pompe, et elle est calculée pour :

- irradiation journalière du mois de décembre de 4,63 kWh/m<sup>2</sup>
- un rendement de motopompe de 56,6
- un rendement du variateur 95%
- un ratio de performance de 0,775 (généralement entre 0,7 et 0,8) par la relation :

$$P_c = \frac{22647}{0,8 * 0,96 * 0,566 * 5,28} = 9868 \text{ kWc}$$

#### ✓ Composition du GPV :

Les modules choisis sont les modules polycristallins Futurasun 280Wc dont voici les caractéristiques :

Puissance du module (Pmax)	280 W
Tension en circuit ouvert (Voc)	39 V
Courant de court-circuit (Isc)	9.21 A
Tension à puissance max (Vmpp)	31.8 V
Courant à puissance max (Impp)	8.85 A
Rendement du panneau	17.14 %
Coefficient de température	Isc : 0.0474 %/°C Voc : -0.285 %/°C Pmax : -0.37 %/°C
Courant inverse max	20 A
Tension max du système	1000 V
Température nominale de fonctionnement (NMOT)	45 °C
Plage de température de fonctionnement	-40 à +85 °C

Figure V.2 Plaque signalétique des modules Futurasun 280Wc

✓ **Nombre de panneaux**

- Nombre de panneaux nécessaire :

$$N = E\left(\frac{P_c}{P_p}\right) = E\left(\frac{9868}{280}\right) = 36 \text{ panneaux}$$

- Le nombre nécessaire de panneaux en série est déterminé par :

$$\text{Le nombre minimal } N_{\text{min}} = E\left(\frac{U_{\text{mpp,min de l'onduleur}}}{U_{\text{mpp}} * 0,85}\right) = E\left(\frac{480}{31,8 * 0,85}\right) = 18$$

$$\text{Le nombre maximal } N_{\text{max}} = E\left(\frac{U_{\text{mpp,max de l'onduleur}}}{U_{\text{mpp}} * 1,15}\right) = E\left(\frac{780}{31,8 * 1,15}\right) = 21$$

On vérifie :  $N_{\text{max}} * U_{\text{mpp}} = 21 * 31,8 = 667,8 \text{ V} < 780 \text{ V}$  ( $U_{\text{mpp,max}}$  du variateur)

On admet 21 panneaux en série.

- Le nombre nécessaire de panneaux en parallèle est déterminé par :

$$N_p = E\left(\frac{N}{N_{\text{max}}}\right) = 2$$

Alors on a le GPV est constitué de deux chaînes de 18 panneaux, en total 36 panneaux.  
 $42 * 280 = 10080 \text{ Wc} > \text{Pc}$

**V-1-12 Choix des câbles :**

Le câblage doit être capable de supporter les intempéries, il doit ensuite être de section suffisante pour que les chutes de tension n'affectent pas de façon significative le fonctionnement du système.

Pour les systèmes photovoltaïques concernant le pompage, la chute de tension acceptable maximale est égale à 3%.

✓ Pour les câbles AC :

La section nécessaire du câble est calculée selon la relation:

$$S = \frac{1,25 * \rho * L * I_{AC}}{0,03U} \cdot \cos(\Phi)$$

Le câble choisi est du cuivre dont :  $\rho = 1,7 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$

$L = 62 \text{ m}$

$\cos(\Phi) = 0,67$  (Annexe)

$$AN : S = \frac{1,25 \cdot 1,7 \cdot 10^{-8} \cdot 62 \cdot 17}{0,03 \cdot 380} \cdot 0,67 = 1,32 \text{ mm}^2$$

- ✓ Pour les câbles AC :

La section nécessaire du câble est calculée selon la relation:

$$S = \frac{\rho \cdot L \cdot I}{0,03 \cdot U}$$

Le câble choisi est du cuivre dont :  $\rho = 1,7 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$

$L = 10 \text{ m}$

$$I = 1,25 \cdot N_p \cdot I_{cc} = 1,25 \cdot 2 \cdot 9,21 = 23 \text{ A}$$

$$U = N_s \cdot U_{mpp} = 21 \cdot 31,8 = 667,8 \text{ V}$$

$$AN : S = \frac{1,7 \cdot 10^{-8} \cdot 10 \cdot 23}{0,03 \cdot 667,8} = 19,5 \text{ mm}^2$$

### V-1-13 Dimensionnement du réservoir

Puisque le pompage au fil du soleil n'est pas adapté à la demande d'irrigation de plantes, il est donc nécessaire de stocker la quantité d'eau pompée au milieu de la journée pour en profiter pendant le reste de la journée. La pompe va donc fonctionner le plus longtemps en stockant l'eau dans un réservoir suffisamment grand pour absorber la demande maximale en eau de la journée. Le volume de stockage est souvent déterminé de telle façon que le débit journalier constitue entre 60% et 100% de la capacité du réservoir.

Le pourcentage qu'on a choisi pour notre étude est : 100% pour garantir la fourniture des besoins journaliers en eau

L'objectif ici est d'offrir la possibilité de répondre aux besoins en eau dans le cas où l'ensoleillement est insuffisant. Après calculs, la fiche de définition des caractéristiques du réservoir s'écrit :

Tableau V.6 : fiche technique du réservoir

Forme du réservoir	Cylindrique
Hauteur du réservoir	6m
Diamètre du réservoir	3,9m
Volume du réservoir	72m <sup>3</sup>
Hauteur du point de refoulement de l'eau	7m

### V-2 Simulation de l'installation par PVSYST :

#### V-2-1 Introduction sur le logiciel :

PVSYST est un logiciel de dimensionnement des installations photovoltaïques permettant d'obtenir diverses informations telles que la production d'énergie, l'irradiation solaire journalière, mensuelle et annuelle, les pertes d'énergies, le coût de l'installation, la surface nécessaire, ainsi que la taux de gain de CO<sub>2</sub>.

Un mode avancé permet d'obtenir beaucoup plus d'informations pour une étude très complète. Le logiciel comprend principalement deux modes de fonctionnement. Le premier est une application de pré-dimensionnement assez simple à prendre en main. Le deuxième permet une étude beaucoup

plus approfondie et prend en compte beaucoup plus de paramètres. De plus il se base sur du matériel concret pour ses calculs, contrairement au premier mode qui effectue ses calculs pour un cas très général. Pour chacun des deux modes, le principe est le même : on donne la localisation géographique de l'installation, puis on entre les données concernant l'installation. Puis on visualise les résultats de simulation dans le rapport final y compris les figures, et tableaux des différentes variables

Dans cette partie nous allons faire une simulation sur PVSYST 6.82 de notre installation à Marrakech, puis on va discuter sur les résultats aboutis pour faire une comparaison entre les résultats de simulation et celles de calculs faites dans la partie précédente.



Figure V.3 : fenêtre d'accueil du PVSYST

## V-2-2 localisation du site:

On détermine sur la carte géographique la localisation de l'installation, puis on visualise les données météorologiques correspondantes y compris les irradiations solaires du lieu.

Le site est à Manara à Marrakech  
31,6 Nord, 8,06 ouest, 445 m

Coordonnées Géographiques | Météo mensuelle | Carte interactive |



**Lieu**

Nom du site: Manara Marrakech

Pays: Maroc | Région: Afrique

Obtenir depuis les coordonnées

**Coordonnées Géographiques**



	Decimal	Deg.	min.	sec.	
Latitude	31.6297	[°] 31	37	46	(+ = Nord, - = Hemisph. Sud)
Longitude	-8.0602	[°] -8	3	36	(+ = Est, - = Ouest de Greenwich)
Altitude	55	M au-dessus du niv. de la mer			
Fus. horaire	0.0	Correspondant à une différence moyenne			
Temps Legal - Temps Solaire = 0h 32m 					

Obtenir depuis le nom

Figure V.4 : localisation du site dans PVSYST

### V-2-3 Orientation des modules

On oriente les modules selon les angles :

- Inclinaison : 31
- Azimut : 0

Type de champ: Plan incliné fixe

**Paramètres du champ**

Inclinaison plan: 31.0 [°]  
Azimut: 0.0 [°]

**Inclin. 31°** **Azimut 0°**

**Optimisation par rapport à**

Irradiation annuelle 

Eté (Avr-Sept)  
 Hiver (Oct-Mars)

**Meteo incidente annuelle**

Facteur de Transposition: 1.13  
Perte par rapport à l'optimum: 0.0%  
Global sur plan capteurs: 2194 kWh/m<sup>2</sup>



Figure V.5 : orientation des modules

## V-2-4 : Détermination des besoins journaliers

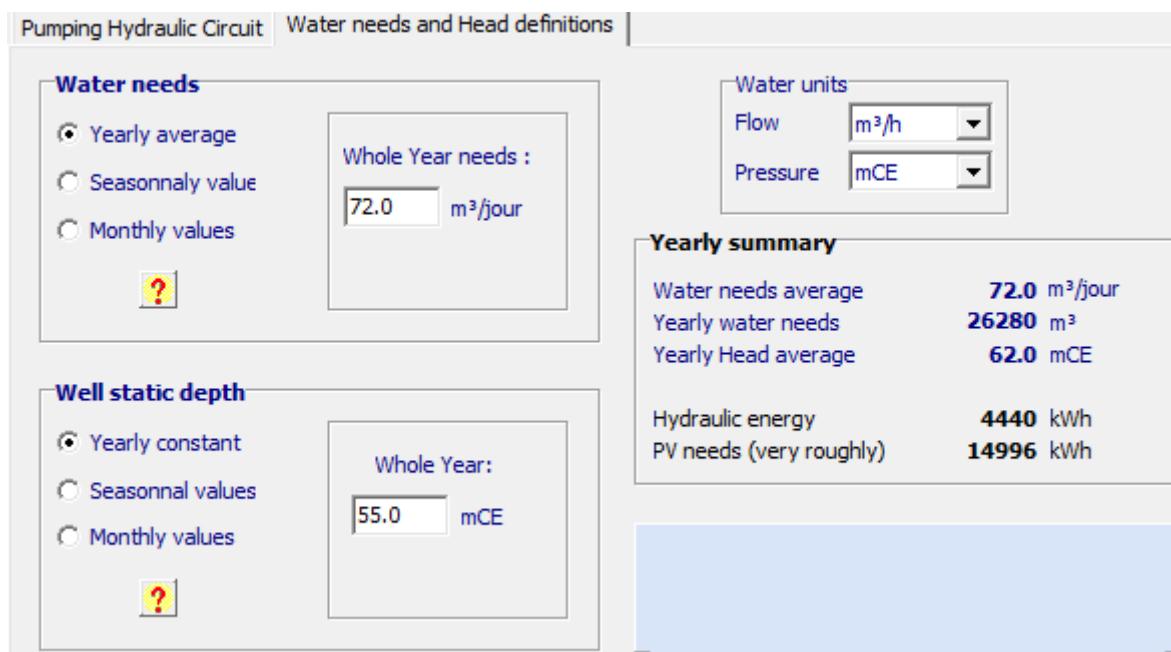


Figure V.6 Détermination des besoins journaliers

## V-2-5 Détermination du puits et du réservoir

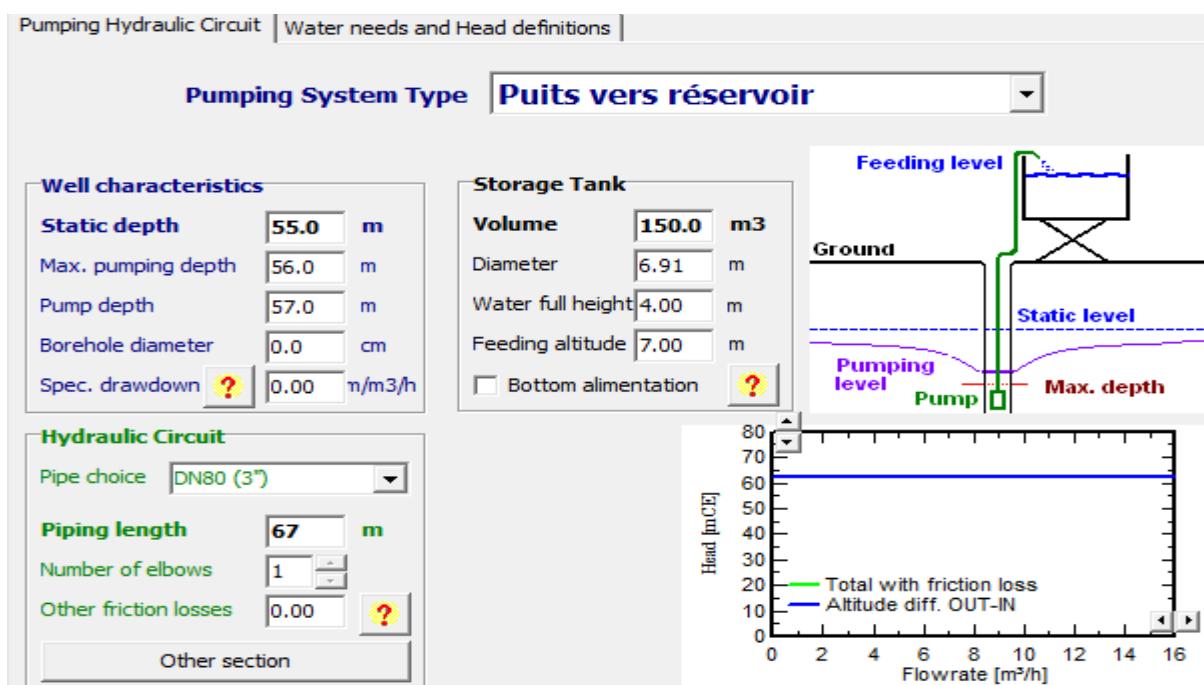


Figure V.7 Données du puits et réservoir

## V-2-6 Sélection des éléments du système

On choisit le type de chaque élément, conformément aux éléments choisis dans notre calcul.

- Motopompe : SP30-7 de Grundfos
- Onduleur SI10 7.5 de Veichi
- Modules poly futurasun 280Wc

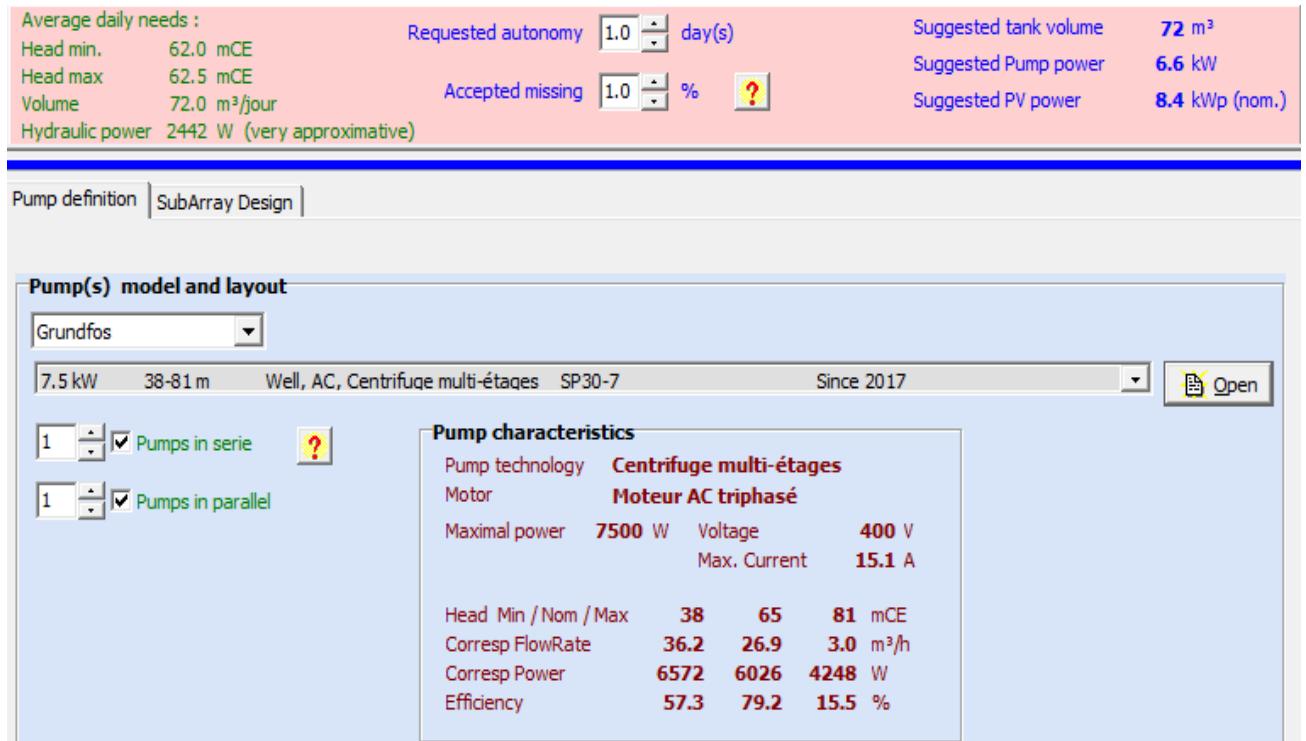


Figure V.8 : Sélection de la pompe SP30-7

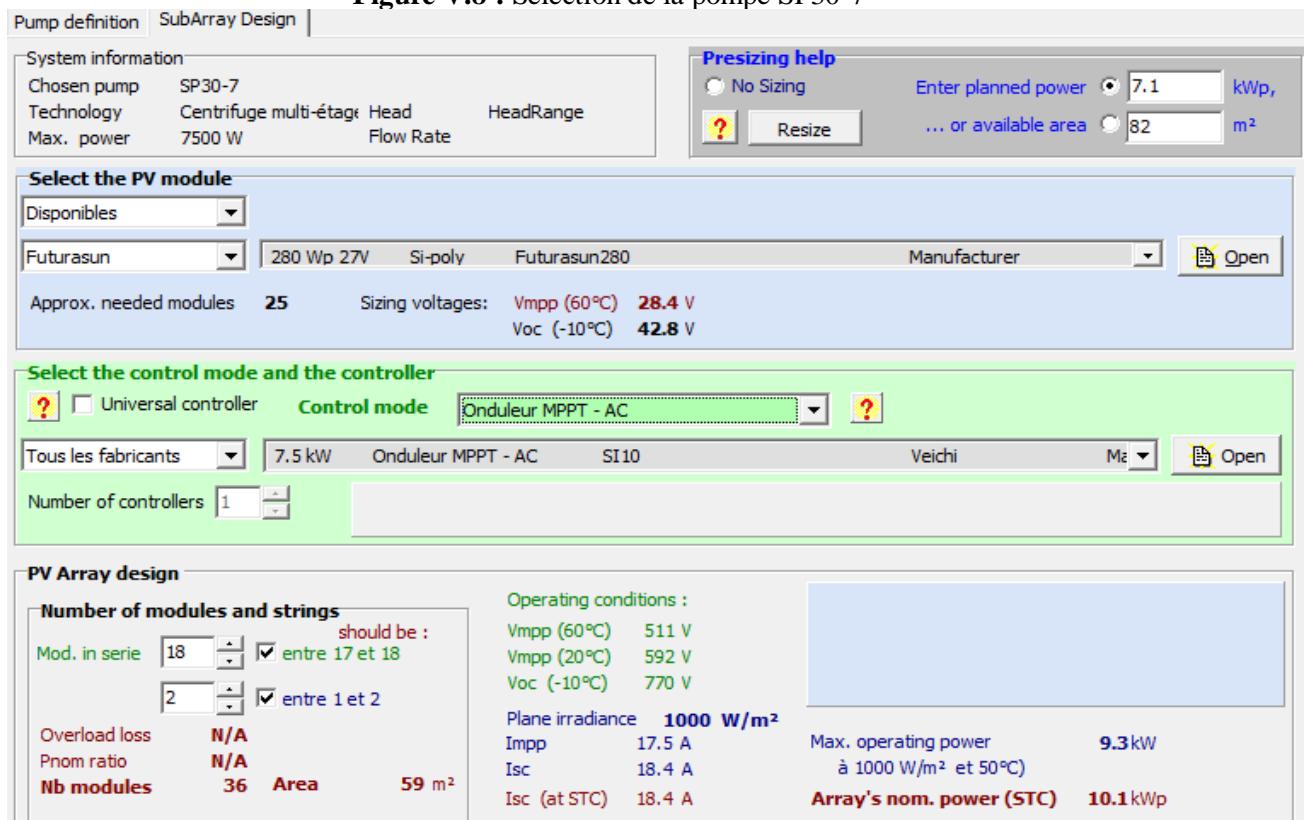


Figure V.9 : Sélection de l'onduleur et les modules

## V-2-7 Résultats de simulation

Après avoir insérer dans le logiciel PVSYST 6.84 toutes les données nécessaires de notre installation de pompage solaire à Manara à Marrakech, et choisir les éléments du système, on fait une simulation pour visualiser tous les résultats sur toute l'année. Le logiciel affiche les résultats pour l'année 1990.

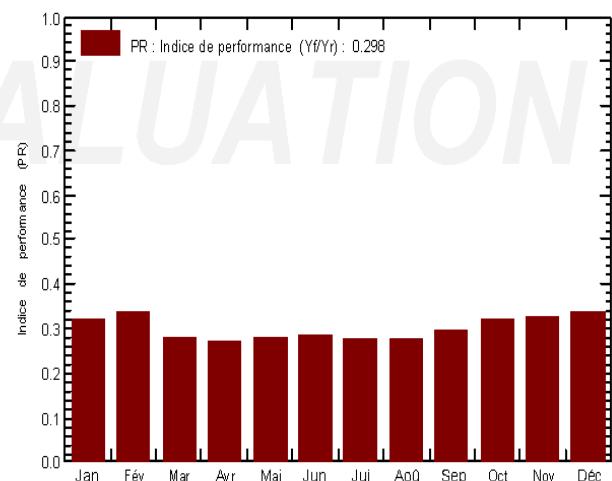
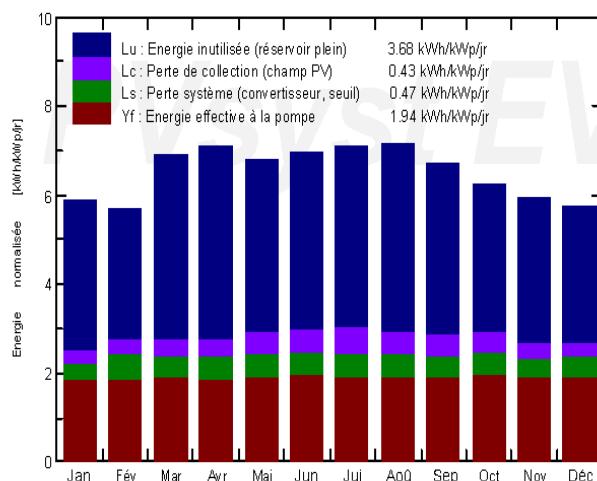
Système de pompage PV: Paramètres de simulation détaillés					
Projet :	Nouveau Projet marrakech				
Variante de simulation :	Nouvelle variante de simulation Pompage Marrakech simulation N4				
<b>Principaux paramètres système</b>	Type de système	<b>Puits vers réservoir</b>			
Besoins du système	pression de base	62.0 mCE	Besoins d'eau 72.0 m <sup>3</sup> /jour		
Pompe	Modèle / Fabricant	SP30-7 / Grundfos			
Champ PV	Modèle / Fabricant	Futurasun280 / Futurasun			
Nombre de modules	18 S x 2 P	Puissance du champ	10080 Wc		
Configuration du système	Stratégie de régulation	<b>Onduleur MPPT - AC</b>			
<b>Contrôle de fonctionnement du système</b>					
<b>Convertisseur de puissance</b>	Onduleur MPPT - AC				
Conditions de fonctionnement	Tension MPP minimale	470 V	puissance nominale 7500 W		
	Tension MPP maximale	780 V	Puissance seuil 340 W		
	Tension champ max.	780 V	Efficacité maxi 96.0 %		
	Courant d'entrée maximum	30.0 A	Efficacité EURO 95.0 %		
<b>Facteurs de perte du champ PV</b>					
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (vent) 0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s		
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	499 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC		
Perte de qualité module			Frac. pertes 3.0 %		
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes 1.0 % au MPP		
Perte de "mismatch" strings			Frac. pertes 0.10 %		

**Figure V.10 : Principaux paramètres du système**

Production du système	Eau pompée	26248 m <sup>3</sup>	Spécifique	422 m <sup>3</sup> /kWp/bar
	Besoins d'eau	26280 m <sup>3</sup>	Eau manquante	0.1%
	Energie à la pompe	7143 kWh	Spécifique	0.27 kWh/m <sup>3</sup>
	Energie PV inutilisée (réservoir plein)	10650 kWh	Fraction inutilisée	52.8 %
	Efficacité système	35.4 %	Efficacité de la pompe	63.4 %

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 10.08 kWc

Indice de performance (PR)



	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArrMPP kWh	E_PmpOp kWh	ETkFull kWh	H_Pump mCE	WPumped m <sup>3</sup>	W_Used m <sup>3</sup>	W_Miss m <sup>3</sup>
<b>Janvier</b>	178.8	1610	586.6	853	63.10	2241	2232	0.00
<b>Février</b>	155.8	1394	539.7	663	62.99	2002	1999	16.60
<b>Mars</b>	209.0	1828	609.3	1004	62.98	2235	2232	0.00
<b>Avril</b>	206.3	1802	575.8	1006	63.01	2160	2160	0.00
<b>Mai</b>	204.4	1774	601.4	951	62.92	2210	2210	21.79
<b>Juin</b>	200.6	1716	595.9	921	62.87	2160	2160	0.00
<b>Juillet</b>	213.4	1794	612.3	977	62.89	2232	2232	0.00
<b>Août</b>	215.2	1809	613.0	1002	62.91	2232	2232	0.00
<b>Septembre</b>	195.4	1668	593.5	886	62.90	2160	2160	0.00
<b>Octobre</b>	189.3	1636	625.9	809	62.88	2221	2224	8.12
<b>Novembre</b>	175.0	1551	589.7	795	62.95	2160	2160	0.00
<b>Décembre</b>	174.6	1569	599.6	784	63.04	2235	2232	0.00
<b>Année</b>	2317.8	20152	7142.6	10650	62.95	26248	26233	46.52

Légendes: GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages  
EArrMPP Energie champ, virtuelle au MPP  
E\_PmpOp Energie de fonctionnement pompe  
ETkFull Energie inutilisée (réservoir plein)

H\_Pump Pression totale moyenne à la pompe  
WPumped Eau pompée  
W\_Used Eau consommée  
W\_Miss Eau manquante

Figure V.11 : Bilan et résultats principaux

## Diagramme d'entrée/sortie journalier

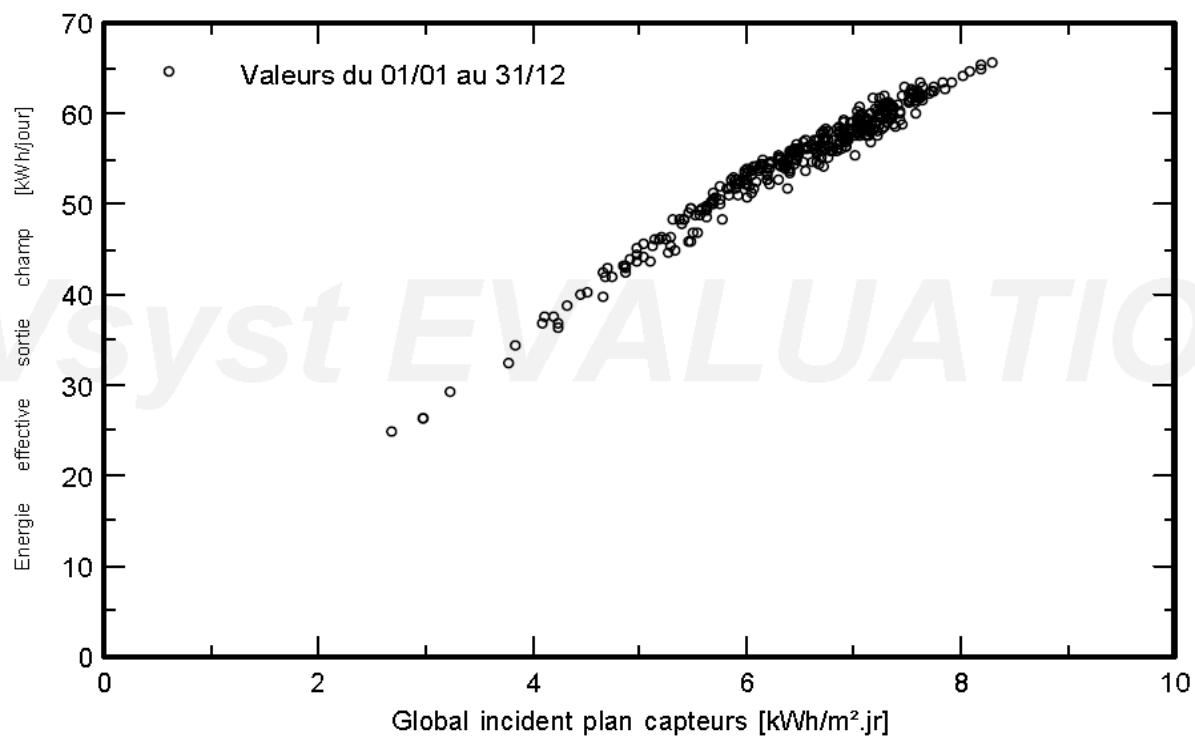
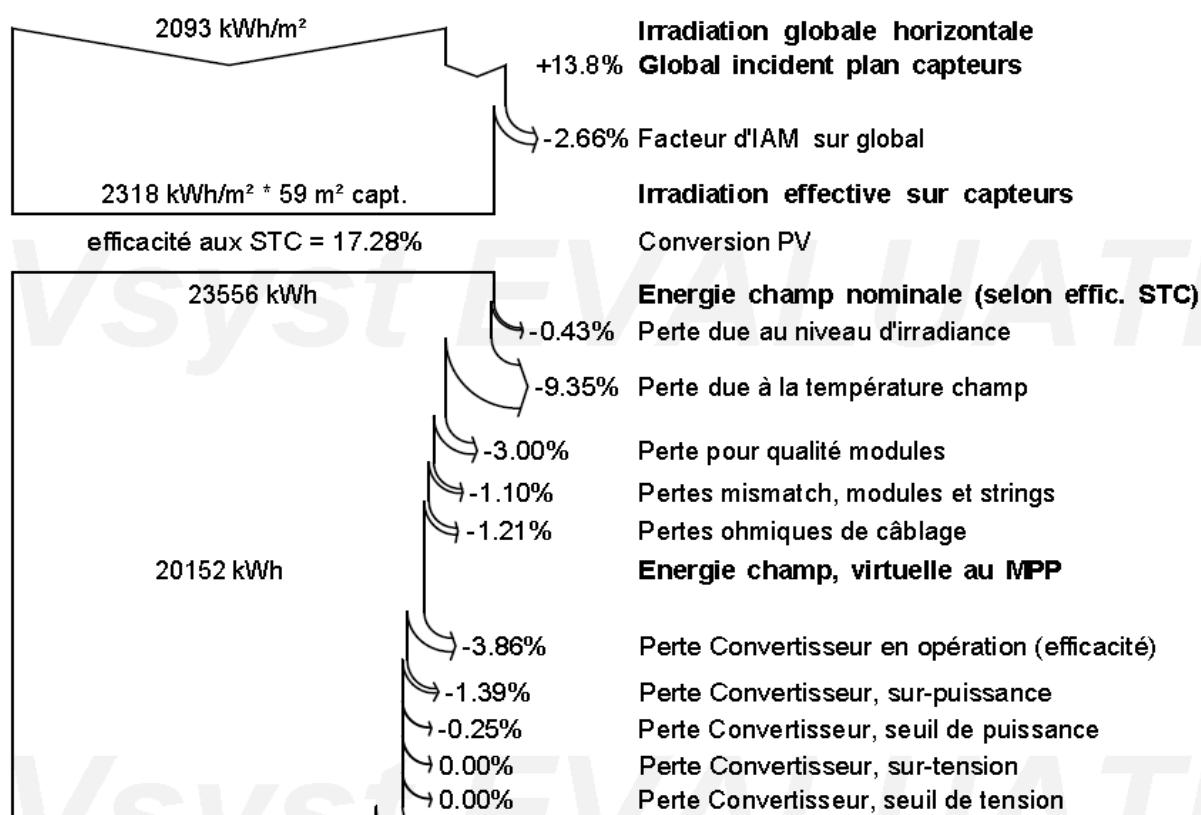


Figure V.12 : Diagramme d'entrée/sortie journalier



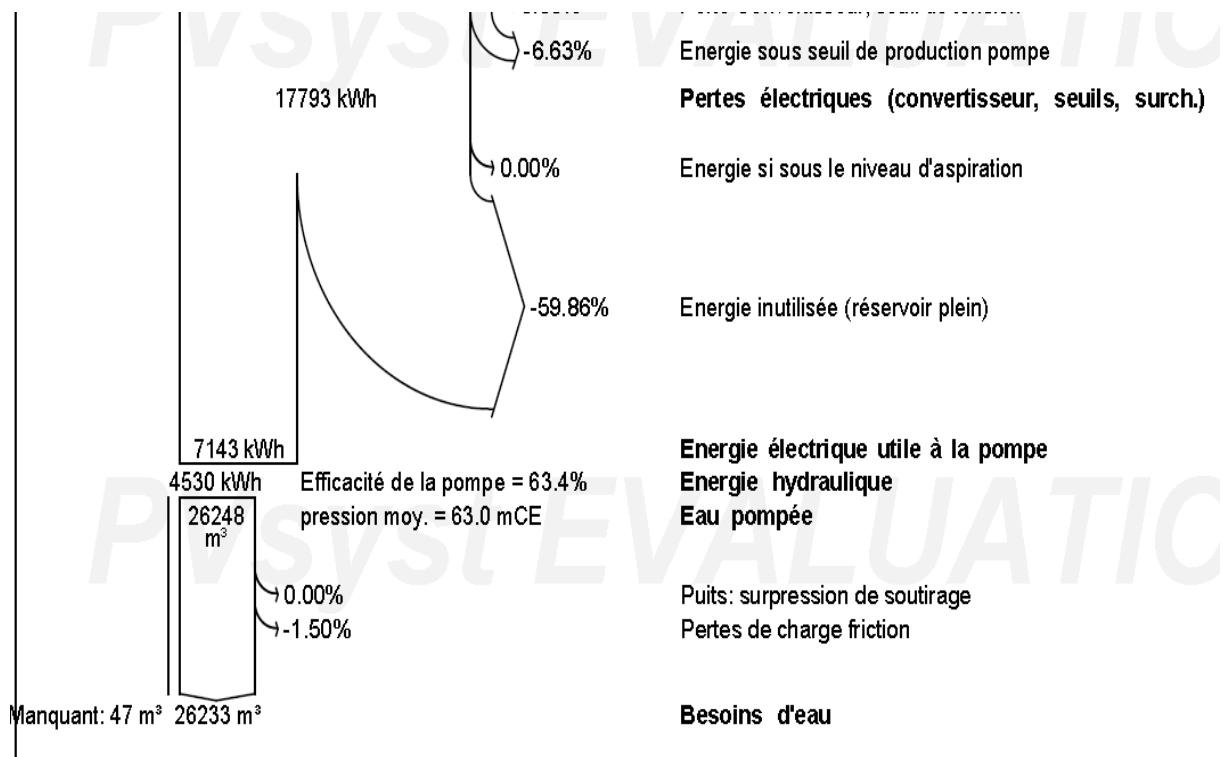


Figure V.13 : Diagramme de pertes

## V-2-8 Discussion des résultats de simulation

On discute le bilan des résultats pour une année :

- ✓ Au niveau du champ PV :

On constate au niveau du GPV que l'énergie nominale du champ PV au STC est de 23556 kWh : Mais avec des pertes totales au niveau du champ PV égales à 15,09%, l'énergie finale produite par le GPV est de 20152 kWh.

- ✓ Au niveau du convertisseur :

Avec des pertes totales au niveau du convertisseur de 5,5%, et pertes dues à énergie sous seuil de production pompe égales à 6,63%, l'énergie produite par l'onduleur est de : 17793 kWh

- ✓ Au niveau de la motopompe :

Avec une perte due à énergie inutilisée 59,86 %, donc la puissance consommée par la pompe est : 7143 kWh, avec une énergie hydraulique de 4530 kWh, le rendement de la pompe est de : 63,4%.

Et le volume d'eau pompée est de 26233 m<sup>3</sup> sachant que le volume d'eau en besoin est de : 365\*72=26280m<sup>3</sup>, il ya un manque total de 47 m<sup>3</sup>, donc un manque de 0,1%.

- ✓ Au niveau de la hauteur manométrique, on constate que la hauteur moyenne de pompage est de : 62,95m.

## V-2-9 Comparaison avec les résultats de calcul :

- On calcul suivant le fonctionnement de l'installation : 3h par jours.
- ✓ Au niveau du champ PV :

Le besoin annuel en énergie est de  $10080 \times 3 \text{ heures} \times 365 = 11037,6 \text{ kWh}$ .

- ✓ Pertes au niveau des câbles :

On considère un taux de pertes de 0,5 % donc, l'énergie devient :

$$11037,6 \times 0,95 = 10485,72 \text{ kWh}$$

- ✓ Au niveau du convertisseur :

L'énergie annuelle produite par l'onduleur ayant un rendement annuel de 95% est de :

$$10485,72 \times 0,95 = 9961,434 \text{ kWh}$$

- ✓ Au niveau de la motopompe :

L'énergie hydraulique annuelle utile à la pompe sachant que le rendement du moteur est de 72,3% (voir annexe) est de:

$$9961,434 \times 0,723 = 7202,11 \text{ kWh}$$

Or l'énergie annuelle consommée par la pompe selon PVSYST est de 7143 kWh, la différence est de :

$$7202,11 - 7143 = 59,11 \text{ kWh, donc pour chaque jour :}$$

$$\frac{59,11}{365} = 0,16 \text{ kWh/jour de différence.}$$

Le logiciel donne l'énergie annuelle nominale du champ PV de 23556 kWh, et le fait qu'elle est différente de l'énergie annuelle du champ PV calculée qui est de 11037,6 kWh, donnant une différence de 12528 kWh, cette différence est dite au fait que le logiciel calcule l'énergie pour toutes les heures de la journée, contrairement à notre calcul qui se fait pour 3 heures seulement, on peut calculer le nombre d'heures de calcul pour le logiciel :

$$H = \left( \frac{23556}{11037,6} \times 3 \right) = 6,13 \text{ heures.}$$

On conclut que les résultats sont proches, et les manques de :

- $47 \text{ m}^3 / \text{année}$  en eau soit de  $0,12 \text{ m}^3 / \text{jour}$
  - $59,11 \text{ kWh} / \text{année}$  soit de  $0,16 \text{ kWh/jour}$
- sont des pertes acceptables et sont dites au fait que notre calcul est fait pour une irradiation précise du mois de décembre, alors que le logiciel prend en compte toutes les irradiations le long de l'année et aussi les pertes prévues dites au faible ensoleillement.

## V-2-10 Conclusion

On a traité dans ce dernier chapitre le dimensionnement d'une installation de pompage photovoltaïque à Manara à Marrakech et son simulation sur PVSYST 6.82.

Dans la première partie on a fait tous les calculs nécessaires pour les besoins journaliers et la puissance consommée par la pompe et le convertisseur et leur choix convenable, ainsi on a déterminé la puissance crête du champ PV ainsi que le choix des modules et leurs nombre en série et en parallèle, et on a fini la première partie par le dimensionnement des câbles DC et AC.

Dans la partie de simulation, on a entré les données du système de l'installation, et on a visualisé les résultats de simulation et on fait une comparaison entre les résultats entre la simulation et le calcul.

# Conclusion générale :

Ce rapport a porté sur le dimensionnement et la simulation par PVSYST 6.82 d'un système de pompage solaire photovoltaïque. Ces systèmes se présentent comme une solution appropriée pour l'alimentation en eau pour les régions rurales, pour l'alimentation en eau potable et l'irrigation des champs d'agricultures. Les systèmes de pompage photovoltaïque sont une alternative bien adoptée pour profiter d'une source d'énergie inépuisable et rentable en termes d'énergie et d'économie. Ces systèmes fonctionnent « au fil du soleil » où le moteur est soit directement couplé au générateur photovoltaïque ou par l'intermédiaire d'un convertisseur statique et le stockage d'énergie dans les accumulateurs est remplacé par le stockage d'eau dans les réservoirs pour éviter un coût supplémentaire de l'installation à cause du prix élevé des batteries.

Pour notre système, qui alimente en eau un champ d'oliviers à Marrakech, on a fait une partie sur le calcul détaillé des exigences de l'installation, l'énergie journalière consommée par la motopompe pour pomper l'eau dans le réservoir qui va alimenter les oliviers, et la puissance crête demandée du champ PV, et la composition du générateur PV comprenant le nombre de modules en série et en parallèle et leur inclinaison optimale déterminée par PVGIS qui est proportionnelle au données géographiques du site.

Pour la partie de simulation, le logiciel photovoltaïque PVSYST donne un dimensionnement de toute installation photovoltaïque. Dans notre cas on a fait une simulation grâce aux données géographiques du site de pompage, et les besoins journaliers en eau et le volume du réservoir de stockage. Les résultats ont été bien proches des estimations de calcul. Et une petite différence dans la quantité annuelle d'eau pompée de  $47 \text{ m}^3$  est acceptée et négligeable, une autre différence en énergie annuelle utile à la pompe est dite au fait de la prise en compte du logiciel des irradiations de tous les mois de l'année alors que le calcul est basé sur l'irradiation du mois plus défavorable de décembre.

On termine notre rapport par affirmer que le photovoltaïque est une solution appréciable et rentable au pompage photovoltaïque dans le but d'approvisionnement en eau potable, et les prix accumulés des carburants sont élevés à long terme contrairement au prix d'une installation photovoltaïque dont la durée de vie atteint 15 à 20 ans.

# Références

- [1] : [https://www.4c.ma/medias/fiche\\_resume\\_nama\\_pompage\\_solaire.pdf](https://www.4c.ma/medias/fiche_resume_nama_pompage_solaire.pdf)
- [2] : <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/energie-solaire-exploitation>
- [3] : Photovoltaic report, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE, 2019
- [4] : [https://www.academia.edu/7510504/Chapitre\\_I\\_Le\\_gisement\\_solaire\\_I.1-Introduction\\_L](https://www.academia.edu/7510504/Chapitre_I_Le_gisement_solaire_I.1-Introduction_L) , 04/05/2019
- [5] : <http://www.cfcim.org/wp-content/uploads/2017/02/Energie-solaire-maroc-20151.pdf>, 08/05/2019
- [6] : [https://www.futura-sciences.com/planete/questions-reponses/energie\\_renouvelable-potentiel-energetique-energie-solaire-999/](https://www.futura-sciences.com/planete/questions-reponses/energie_renouvelable-potentiel-energetique-energie-solaire-999/), 09/05/2019
- [7] : <https://www.originenergy.com.au/blog/lifestyle/5-largest-solar-farms-in-the-world.html>  
29/06/2019
- [8] : <https://globalsolaratlas.info> 09/05/2019
- [9] : [http://fr.solarpedia.net/wiki/index.php?title=Cellule\\_au\\_silicium\\_monocristallin](http://fr.solarpedia.net/wiki/index.php?title=Cellule_au_silicium_monocristallin) 11/05/2019
- [10] : <http://energie-developpement.blogspot.com/2012/01/cellules-photovoltaïque-technologies.html>  
11/05/2019
- [11] Mlle DEBILI Narimene « Etude et optimisation en environnement Matlab/Simulink d'un système de pompage photovoltaïque ». Thèse Magistère en électronique, Université Constantine I.
- [12] : Assia ZERDOUDI et Rachid CHENNI « Etude de l'influence des différents paramètres sur un panneau photovoltaïque », Faculté des sciences de la technologie, Université des frères Mentouri de Constantine 2014-2015.
- [13] : BOUSSAID Mohamed « Modélisation des phénomènes de vieillissement des modules Photovoltaïques » UNIVERSITE ABOU-BAKR BELKAÏD – TLEMCEN 2011-2012
- [14] : AMROUCH Rabah et BEDJOU Syfax « Contrôle d'un système de pompage photovoltaïque », Mémoire PFE Master. Université Abderrahmane MIRA de Bejaia.
- [15] : <https://photovoltaïque-energie.fr/l-effet-photovoltaïque.html>
- [16] : <http://energie-developpement.blogspot.com/2012/01/cellules-photovoltaïque-technologies.html>
- [17] : [https://www.gunt.de/images/download/positive-displacement-pumps\\_french.pdf](https://www.gunt.de/images/download/positive-displacement-pumps_french.pdf)
- [19] : [https://www.gunt.de/images/download/centrifugal-pumps\\_french.pdf](https://www.gunt.de/images/download/centrifugal-pumps_french.pdf)
- [20] : <http://processs.free.fr/Pages/VersionClassique.php?page=0250> , 09-06-2019
- [21] : principaux types de roues, Grundfos Academy
- [22] : DAOUD Amine « Contrôle de la Puissance d'un Générateur photovoltaïque pour le pompage solaire », Thèse Doctorat Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf

[23] : AOUIFI Saliha « Modélisation et commande d'un système de pompage photovoltaïque », UNIVERSITE FERHAT ABBAS — SETIF-1

[24] : MEFLAH Aissa « Modélisation et commande d'une chaîne de pompage photovoltaïque » Université Abu Bakr Belkaïd 2011-2012

[25] : Othmane BENSESSIK et Fethi DJALOUD « Etude et optimisation d'un système photovoltaïque » Université Kasdi Merbah ,2012

[26] : Violaine Didier « Les Onduleurs pour Systèmes Photovoltaïques » Hespul, 2007.

[27] : Mekki ADDOU et Abderrahim BEDDIAF « Dimensionnement d'une installation photovoltaïque autonome pour l'alimentation d'une ferme », Université Abou Bekr Belkaïd

[28] : A. Hadj Arab, M.Benghanem et A.Gharbi « Dimensionnement de systèmes de pompage photovoltaïque » Centre de développement des Energies renouvelables, Algérie, 2005

[29] : Asmar Amine et Boukahar Abdelwahed « Etude et dimensionnement d'une installation de pompage au fil du soleil » université hassen II.

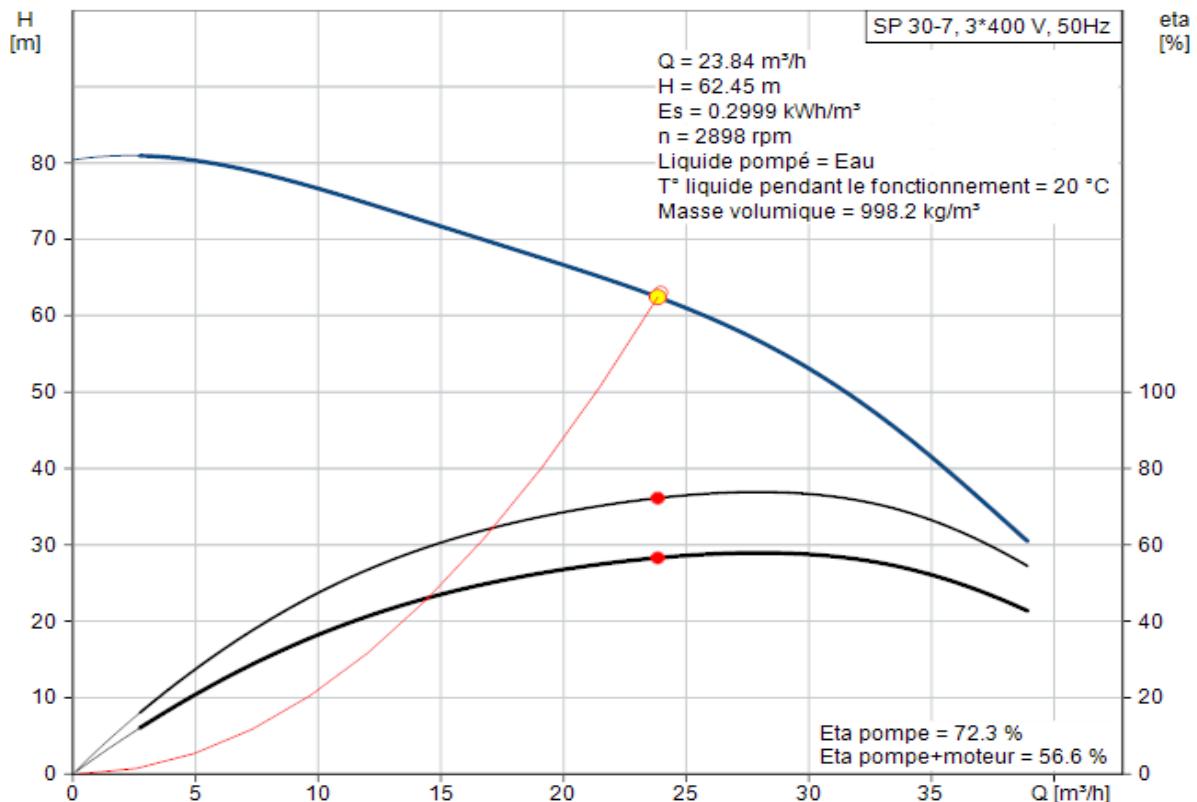
[30] : AMINE Lilane « Dimensionnement d'une installation photovoltaïque autonome »

[31] : <https://www.climatsetvoyages.com/climat/maroc/marrakech>

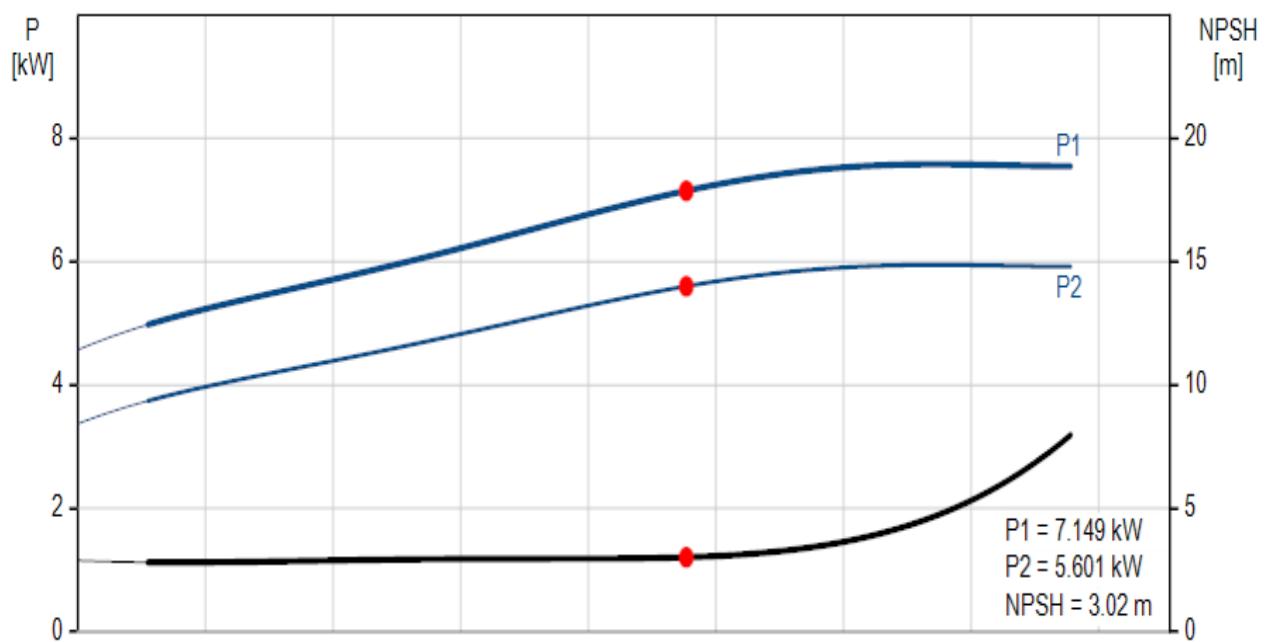
# Annexes

## Annexe 1

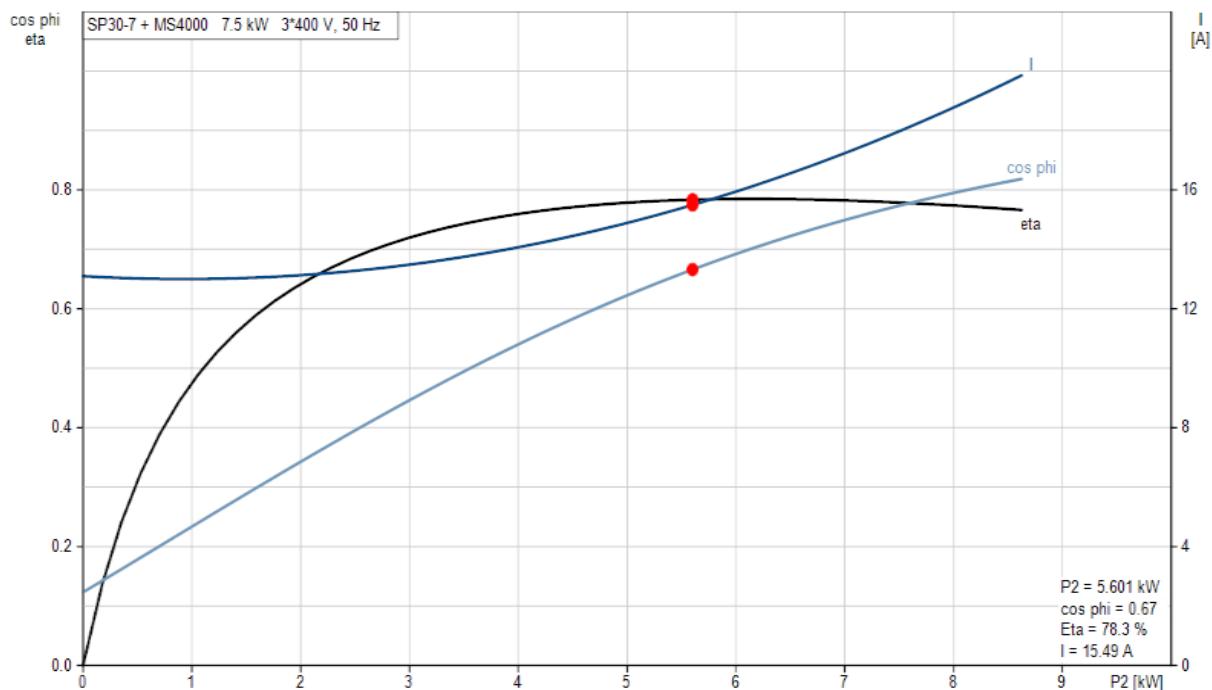
- Caractéristique de  $H=f(Q)$  de la pompe SP30-7 de Grundfos



- Caractéristique  $P=f(NPSH)$



- Caractéristique  $\cos(\phi)$  ,  $P_2(\text{kW})$  et  $I(\text{A})$



## Annexe 2

- Fiche technique de l'onduleur SI10 7.5 kW de Veichi

Modèle	SI10-S2						SI10-T3/D5				
Puissance de variateur (kW)	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18	22	30	37
Tension de sortie AC	Triphasé 220V						Triphasé 380V				
L'entrée											
Tension Max DC	400V						780V				
Nombre de MPPT/string							Seul : MC4				
Plage de tension	220-400V dc						480-780V dc				
La sortie											
Courant nominale (A)	7	10	17	13	17	25	32	38	45	60	75
Fréquence (Hz)	0-60										
Rendement maximale	96%										
Fonction de protection	Surtension, sous-tension, limite de courant, surintensité, surcharge, Relais thermique électrique, une surchauffe, la prévention de décrochage, le paramètre de verrouillage										
Affichage LED	Une ligne chiffres-segments affichage LED pour surveiller l'état de fonctionnement 1 Double ligne affichage chiffres segment pour surveiller l'état de fonctionnement 1										

<b>Touches control</b>	
<b>Performance</b>	Mode de contrôle du moteur en boucle ouverte régulation vectorielle sans PG, contrôle V / F
<b>Système de contrôle</b>	Optimisé Space Vector PWM Modulation
<b>Fréquence porteuse</b>	0,6 ~ 15kHz, porteuse Aléatoirement modulée
<b>Plage de réglage de vitesse</b>	OLV sans PG avec charge nominale : 1 : 100,
<b>Stable contrôle précision</b>	OLV vitesse sans PG : moins de 1% évalué la vitesse synchrone
<b>Couple réponse</b>	OLV sans mode de commande PG : $\leq 20\text{ms}$
<b>Précision de la fréquence (Température Fluctuation)</b>	Entrées numériques : $\times$ maximale $\pm 0,01\%$ Entrées analogiques : maximum $\times \pm 0,2\%$
<b>Reg. De Fréquence de la résolution</b>	Entrées numériques : 0,01 Hz Entrées analogiques : 0,5% de la fréquence maximale de sortie
<b>Fonctionnement standard</b>	
<b>Freinage DC</b>	Démarrage Fréquence : 0,00 à 60.00Hz, Temps de freinage : 0,0 à 60.0s Le courant de freinage : 0,0 à 150% du courant nominal de
<b>Environnement</b>	
<b>Site d'installation</b>	Intérieur, Altitude doit être inférieur à 1000m, gaz corrosifs libres et lumière directe du soleil.
<b>Humidité</b>	-10 ~ + 40 ° C (montage mural), 20% à 95% HR (sans condensation)
<b>Degré de protection</b>	IP20
<b>Vibration</b>	Moins de 0,5 g lorsque la fréquence inférieure à 20Hz
<b>Température de stockage</b>	-25 + 65 ° C
<b>Mode d'installation</b>	Installation murale, pied de sol meuble
<b>Méthode de refroidissement</b>	Refroidissement forcé, refroidissement par air