

LISTE DES ACRONYMES

AC	: Courant Alternatif
AEME	: Agence pour l'Economie et la Maitrise de l'Energie
Ah	: Ampère heure
ANER	: Agence Nationale pour les Energies Renouvelables
ASER	: Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale
CZTS	: Cuivre Zinc Etain Soufre
DC	: Courant Continu
DN	: Diamètre Normal
DVDP	: Dette Vivante en Début Période
E3C	: Energy and Climate Change Center
FCFA	: Franc de la Communauté Financière Africaine
Gpv	: Générateur Photovoltaïque
GW	: Gigawatt
Hg	: Hauteur géométrique
HMT	: Hauteur Manométrique Totale
Hr max	: Humidité relative maximale
Hr mini	: Humidité relative minimale
Hr moy	: Humidité relative moyenne
IAB	: Intégration Au Bâtiment
Ie	: Intérêt échu
j	: jour
kW	: kilowatt
kWh	: kilowatt heure
LBC	: Lampes à Basse Consommation d'énergie
LED	: Lampes à Economie D'énergie
Log	: Logarithme
MC4	: Connecteurs de Module
MeV	: Méga électron Volt
MLI	: Modulation de la Largeur d'Impulsion
MPPT	: Maximum Power Point Tracking
OMS	: Organisation Mondiale de la Santé
PASER	: Programme d'Actions Sénégalaise d'Electrification Rurale

PCS	: Pertes de Charge Singulière
PEHD	: Polyéthylène Haute Densité
PN	: Pression Nominale
PPM	: Point de Puissance Maximale
PRS	: Programme Régional Solaire
PS	: Pompe Submersible
PUDC	: Programme d’Urgence de Développement Communautaire
PV	: Photovoltaïque
PVC	: Polychlorure de Vinyle
PWM	: Pulse Width Modulation
SD	: Service de la Dette
SDDP	: Solde de la Dette en Débit de Période
SDFP	: Solde de la Dette en Fin de Période
TSV	: Temps Solaire Vrai
TWh	: Téra watt heure
Wh	: Watt heure

TABLE DES MATIERES

DEDICACES	I
REMERCIEMENTS.....	V
RESUME.....	VII
ABSTRACT	VIII
LISTE DES ACRONYMES	IX
TABLE DES MATIERES	XI
LISTE DES FIGURES.....	XV
LISTE DES TABLEAUX	XVIII
INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I : GENERALITE SUR L'ENERGIE SOLAIRE ET SES APPLICATIONS.....	4
I.1. Introduction	5
I.2. Le soleil et ses principales caractéristiques.....	5
I.3. Principe de base de la géométrie terre-soleil	6
I.3.1. Le repérage d'un site à la surface de la terre	6
I.3.2. Le repérage du soleil à la surface de la terre	7
I.4. La constante solaire.....	9
I.5. Le rayonnement solaire du sommet de l'atmosphère au sol et ses composants	9
I.6. Principe de la mesure du rayonnement solaire incident.....	10
I.6.1. Le luxmètre.....	10
I.6.2. Le pyranomètre.....	11
I.6.3. Le pointeur solaire	11
I.6.4. Le Pyrhéliomètre	12
I.6.5. L'héliographe.....	12
I.7. Le gisement solaire mondial et en Afrique	13
I.8. Le gisement solaire au Sénégal.....	13
I.9. Les applications de l'énergie solaire	14
I.10. Conclusion.....	15

III.1. Introduction	43
III.2. Dimensionnement d'un kit solaire domestique	43
III.2.1. Les panneaux solaires	43
III.2.2. Les batteries	44
III.2.3. Les régulateurs	45
III.2.3.1. Caractéristiques d'entrée	45
III.2.3.2. Caractéristiques de sortie	46
III.2.4. Les onduleurs	46
III.2.5. Les câbles	47
III.3. Dimensionnement du système de pompage solaire.....	47
III.3.1. Evaluation des besoins en eau.....	47
III.3.2. Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire	48
III.3.3. Choix du mois de dimensionnement.....	49
III.3.4. Le générateur photovoltaïque.....	49
III.3.5. Choix de la pompe	50
III.3.6. Dimensionnement des tuyauteries	50
III.3.7. Conclusion	51
CHAPITRE IV : RESULTATS ET DISCUSSIONS...	52
IV.1. Introduction	53
IV.2. Présentation de notre zone d'étude	53
IV.2.1. Situation géographique et pôle énergétique.....	53
IV.2.2. Activité agricole et caractéristique physique de la région de Thiès	54
IV.3. Visite de terrain et entretien	59
IV.4. Dimensionnement de la ferme	60
IV.4.1. Le kit solaire domestique.....	61
IV.4.1.1. Plan de la maison et choix des appareils.....	61
IV.4.1.2. Applications et Résultats pour le kit solaire domestique	62
IV.4.2. Le système de pompage solaire	69

IV.4.2.1 Cahier de charge et estimation des besoins en eau	69
IV.4.2.2. Applications et Résultats pour le système de pompage solaire	71
IV.5. Etude financière	79
IV.5.1. Coût initial du kit solaire domestique et du système de pompage PV.....	79
IV.5.2. Etude comparative du pompage solaire et du pompage électrogène	81
IV.5.2.1. Coût d'investissement du pompage PV et du pompage électrogène	82
IV.5.2.2 Coût d'exploitation du pompage par groupe électrogène	83
IV.5.3. Plan de financement et techniques de remboursement des emprunts :.....	85
IV.6. Conclusion	90
CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES.....	91
BIBLIOGRAPHIE ET WEBOGRAPHIE.....	94
ANNEXES.....	a

LISTE DES FIGURES

Figure 1 1: photographie de Vénus prise en 2016 par Akatsuki	5
Figure 1 2: Représentation de la longitude et latitude	6
Figure 1 3: Trajectoire de la terre autour du soleil	7
Figure 1 4: Trajet du soleil au cours de la journée	8
Figure 1 5: Les différents composants du rayonnement solaire	9
Figure 1 6: Luxmètre	10
Figure 1 7 : Schéma d'un pyranomètre	11
Figure 1 8: Pointeur solaire	11
Figure 1 9: Pyréliomètre	12
Figure 1 10: Héliographe	12
Figure 1 11: L'ensoleillement des différentes zones de la terre	13
Figure 1 12: Irradiation solaire au Sénégal	14
Figure 2 1: Dopage de type N	17
Figure 2 2: Dopage de type P	18
Figure 2 3: Jonction PN	18
Figure 2 4: Coupe transversale d'une cellule	19
Figure 2 5: Cellule en silicium monocristallin	19
Figure 2 6: Cellule à silicium polycristallin	20
Figure 2 7: Cellule à silicium amorphe	20
Figure 2 8: Caractéristique courant-tension d'une cellule	21
Figure 2 9: Caractéristique puissance-tension (P-V)	22
Figure 2 10: Courbe courant-tension $I = f(V)$ pour différentes valeurs du rayonnement	23
Figure 2 11: Courbe puissance-tension $P = f(V)$ pour différentes valeurs du rayonnement. ...	23
Figure 2 12: Courbe courant-tension $I = f(V)$ pour différentes valeurs de la température	24
Figure 2 13: Courbe puissance-tension $P = f(V)$ pour différentes valeurs de la température. .	25
Figure 2 14: Structure d'un panneau photovoltaïque à base de silicium	25
Figure 2 15: Montage des panneaux solaires en série	26
Figure 2 16: Montage des panneaux solaires en parallèle	26
Figure 2 17: Angle d'incidence des panneaux photovoltaïques	27
Figure 2 18: Angle d'inclinaison des panneaux solaires	28
Figure 2 19: Batterie Gel 12/200 Ah	29

Figure 2 20: Principe de fonctionnement d'un régulateur de charge de type Shunt	31
Figure 2 21: Principe de fonctionnement d'un régulateur de charge de type Série	31
Figure 2 22: Schéma d'un régulateur MPPT	32
Figure 2 23: Schéma d'un onduleur de 12V/500W	33
Figure 2 24: Composition d'une chaîne de conversion photovoltaïque	33
Figure 2 25: Structure du groupe motopompe	34
Figure 2 26: Pompe centrifuge à étage unique.	36
Figure 2 27: Moteur à courant continu avec balais au carbone	37
Figure 2 28: Principe de fonctionnement du pompage au fil du soleil	38
Figure 2 29: Principe de fonctionnement du pompage d'eau avec batterie	39
Figure 2 30: Système autonome	40
Figure 2 31: Système hybride	40
Figure 2 32: Système connecté au réseau	41
Figure 4 1: Localité géographique de la région de Thiès	53
Figure 4 2: Irradiation diffuse, directe et globale de la région de Thiès.	54
Figure 4 3: Evolution des rendements entre les campagnes 2011 à 2013	55
Figure 4 4: Régime pluviométrique de la région de Thiès	55
Figure 4 5: Evolution des températures moyennes annuelles de la région de Thiès	56
Figure 4 6: Variations moyennes mensuelles de l'humidité relative à la station de Thiès	56
Figure 4 7: Vitesse moyenne du vent dans la région de Thiès	57
Figure 4 8: Direction du vent dans la région de Thiès	57
Figure 4 9: Répartition des superficies cultivables selon les principaux types de sol	58
Figure 4 10: Un mini-forage sur une exploitation	59
Figure 4 11: Poste de santé de Béer Thialane (a) et Batteries de l'installation (b)	59
Figure 4 12: Groupe électrogène du jardin de Caniack	60
Figure 4 13: Plan de la maison avec trois chambres et un salon	61
Figure 4 14: Puissances et heures de fonctionnement des appareils	64
Figure 4 15: Diagramme de consommations des appareils	64
Figure 4 16: Longueurs des conducteurs	67
Figure 4 17: Besoins en eau journalière mensuelle	70
Figure 4 18: Irradiation et besoin en eau journalière	70
Figure 4 19: Schéma de principe de pompage	71
Figure 4 20: Détermination de la hauteur statique	72

Figure 4 21: Energie hydraulique journalière mensuelle	74
Figure 4 22: Rapport entre ensoleillement et énergie hydraulique nécessaire	75
Figure 4 23: Comparative énergie hydraulique et ensoleillement/énergie hydraulique.....	75
Figure 4 24: Pompe immergée de type PS2-150.....	77
Figure 4 25: Graphique pompe.....	77
Figure 4 26: Etude comparative pompage solaire et pompage électrogène	85
Figure 4 27: Principal échu constant	87
Figure 4 28: Intérêts échus	87
Figure 4 29: Service de la dette	88
Figure 4 30: Solde de la dette en début de période	88
Figure 4 31: Service de la dette en fin de période	89
Figure 4 32: Remboursement des emprunts par l'amortissement constant.....	90

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3 1: Section nominale des câbles.....	47
Tableau 3 2: Consommation spécifique donnée par l’OMS	48
Tableau 4 1: Besoins énergétiques journalier.....	63
Tableau 4 2: Calcul de la puissance crête.....	65
Tableau 4 3: Tension du système	65
Tableau 4 4: Résultats de dimensionnement des panneaux solaires PV	66
Tableau 4 5: Résultats de dimensionnement des batteries	66
Tableau 4 6: Résultats de dimensionnement du régulateur.....	67
Tableau 4 7: Résultats de dimensionnement de l’onduleur.....	67
Tableau 4 8 : Résultats de dimensionnement des câbles.....	68
Tableau 4 9: Estimation des besoins en eau	69
Tableau 4 10: Régime d’écoulement nombre de Reynolds.....	73
Tableau 4 11: La pompe choisie et ses paramètres	76
Tableau 4 12: Eléments nécessaire au dimensionnement de la tuyauterie.....	78
Tableau 4 13: Résultats de dimensionnement du générateur PV	78
Tableau 4 14: Coût initial du kit solaire domestique	80
Tableau 4 15 : Coût initial de la pompe solaire.....	81
Tableau 4 16: Coût d’investissement total du système de pompage solaire	82
Tableau 4 17: Coût d’investissement total du système de pompage par groupe électrogène ..	83
Tableau 4 18: Coût d’exploitation totale annuelle	84
Tableau 4 19: Résultats comparatifs du pompage photovoltaïque et Electrogène.....	84
Tableau 4 20: Remboursement des emprunts sur une période de 5 ans.....	86

INTRODUCTION GENERALE

- **Contexte générale**

Depuis plus d'un siècle, le pétrole est l'un des moteurs fondamentaux de la croissance économique mondiale [1]. L'augmentation incontrôlée du prix de cette ressource d'énergie est influencée par plusieurs facteurs tels que, le déséquilibre entre l'offre et la demande, ainsi que des tensions géopolitiques [1]. Ceci crée des conséquences néfastes au niveau mondial. Par ailleurs, la montée en puissance de certains pays (Asie et Amérique latine) en voie de développement et l'augmentation de la population mondiale mènent à une hausse considérable en besoins énergétiques [2]. Les combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon ...), assurent près de 85% de la consommation mondiale en énergie [3]. Ces ressources d'énergie contribuent grandement au réchauffement climatique et sont responsables des deux tiers d'émission (CO₂) mondiale de gaz à effet de serre [2]. Cela crée également des problèmes environnementaux comme la pollution atmosphérique. Ainsi, pour pallier à ces inconvénients, l'énergie devient un axe de développement majeur autour duquel de nombreuses recherches se concentrent. L'ultime objectif de toutes ces recherches est le développement d'un mix énergétique comme alternative aux énergies fossiles. C'est ainsi que le monde s'élance vers de nouveaux horizons à la découverte des énergies dites renouvelables dont la plus appliquée aujourd'hui est l'énergie solaire. Contrairement aux énergies fossiles, les énergies renouvelables assurent seulement 3% de la consommation mondiale [3]. Actuellement des efforts sont menés à l'échelle mondiale pour le développement de ces énergies dites « propres ». Les énergies renouvelables englobent près de la moitié de l'augmentation de la production électrique mondiale à l'horizon 2035 [2]. Ainsi, le photovoltaïque et l'éolien comptent pour 45% [2]. Les réserves totales d'énergie solaire théoriquement disponibles sont trois millions de TWh/an pour l'Asie et le Moyen-Orient, 37,5 millions de TWh/an pour l'Europe et 60 millions de TWh/an pour l'Afrique [4, 5]. Cela montre que l'Afrique constitue l'une des plus forts gisements solaires au monde. Malgré cette forte irradiation (200 kWh/m²/j), l'Afrique enregistre le taux d'accès à l'électricité le plus faible au monde (32%), selon la Banque Africaine de Développement (BAD) [6]. L'Afrique a une capacité de production de 4,15 GW_C en 2017 [7]. Sur la base des études faites en 2018, l'Afrique pourrait atteindre plus de 70 GW d'ici 2030 [8]. C'est dans ce scénario, que le Sénégal se lance dans le mix énergétique en injectant 100 MW sur 800 MW d'énergie renouvelable [9]. Le Sénégal se fait remarqué alors parmi les pays leaders en matière de transition énergétique. En particulier, la région de Thiès abrite six des neufs centrales solaires construites dans ce pays.

- **Problématique et contexte du sujet**

L'eau et l'énergie sont parmi les plus importants éléments essentiels et indispensables à la vie. L'approvisionnement en eau, soit pour la consommation domestique, soit pour l'agriculture et l'élevage a toujours été un grand enjeu des temps modernes [10]. Ce problème est lié à un autre enjeu qui est l'apport de l'énergie nécessaire. Au Sénégal, malgré les grands efforts et travaux réalisés, plusieurs régions restent non connectées au réseau de distribution publique d'électricité. Ceci constitue un handicap majeur pour les agriculteurs, car pour eux, l'eau est suffisamment disponible. Cependant, l'énergie requise est souvent insuffisante et très chère. C'est ainsi, qu'ils font recours à l'énergie solaire, vu qu'elle est très abondante dans notre pays pour toute la journée pendant presque toute l'année. Dans ce travail, on observe justement la problématique de l'éclairage domestique et l'approvisionnement d'eau pour l'irrigation. Pour cela, l'objectif de notre mémoire est de faire un dimensionnement et une réalisation d'un kit solaire domestique et d'une pompe solaire pour l'irrigation pour assurer l'autonomisation en eau et en énergie de la ferme écologique. En effet dans ce site, on y trouve beaucoup de dysfonctionnement des installations photovoltaïques (PV) déjà faites expliquant un mauvais dimensionnement et de maintenance. Mais également il y'a un manque d'éclairage. Par ailleurs, l'utilisation du pompage conventionnel gagne le terrain par faute de moyen en faveur du pompage solaire. Cette solution est particulièrement intéressante sur ce site. D'autant plus que cette zone dispose d'une grande réserve d'eau souterraine à quelques mètres du sol (1à 10 m) [11] et que la principale activité est l'agriculture maraîchère.

- **L'organisation du manuscrite**

Notre travail est scindé en quatre parties. D'abord, le premier chapitre énonce les notions fondamentales de l'énergie solaire et ses principes.

Ensuite à travers la deuxième partie, on présentera le système PV, le système de pompage solaire et l'ensemble de leurs composants.

Le troisième chapitre se consacre uniquement à la méthodologie de dimensionnement du kit solaire domestique et de la pompe solaire.

Dans la quatrième partie, nous présenterons également le processus de dimensionnement avec l'optimisation des coûts de production et de la consommation d'énergie électrique. Une étude économique vérifiant la rentabilité du système de pompage solaire sera faite, tout en comparant le pompage conventionnel.

Enfin, notre étude sera bouclée par une conclusion générale qui sera suivie par des perspectives.

CHAPITRE I :

**GENERALITE SUR L'ENERGIE
SOLAIRE ET SES APPLICATIONS**

I.1. Introduction

Ce chapitre décrit les principales caractéristiques du soleil et les principes de base de la géométrie solaire. Nous nous intéressons également sur les différents composants du rayonnement solaire et leurs principes de mesure. Pour les applications en énergie solaire, il est important de comprendre le mouvement apparent du soleil aussi bien que la position angulaire respective entre le soleil et la terre.

I.2. Le soleil et ses principales caractéristiques

Vénus est l'astre le plus brillant du ciel après le soleil et la lune. Elle gravite autour du soleil en 255 jours et reçoit un rayonnement solaire presque deux fois plus intense que la terre comme le montre la figure 1-1 [12]. C'est la deuxième planète du système solaire que l'on rencontre en s'éloignant du soleil. Le passage de vénus devant le soleil donne une idée sur quelques principales caractéristiques du soleil.

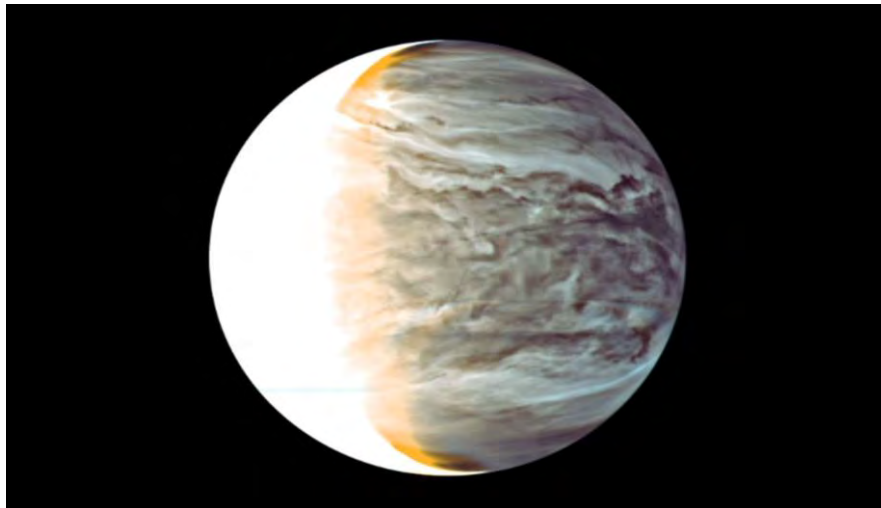
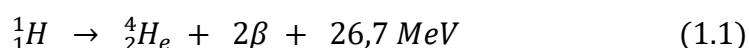


Figure 1-1: photographie de Vénus prise en 2016 par Akatsuki [12]

Le soleil forme avec ces huit planètes gravitant autour de lui, le système solaire dont il constitue à lui seul les 99,86% de sa masse [13]. C'est une grosse étoile assez proche de nous (8 minutes lumière, 150.10^6 Km). Il montre un diamètre apparent sur le ciel d'un demi-degré ce qui permet de l'étudier en détails. Le soleil est constitué d'une sphère de gaz chaud de diamètre 14.10^5 Km et de masse 2.10^{30} Kg. Il est composé de 74% d'hydrogène et de 24% d'hélium. Tous les autres éléments (métaux) sont présents mais sont sous forme de trace [13]. Au centre du soleil s'effectuent les réactions thermonucléaires de fusion qui transmutent l'hydrogène en hélium avec la production d'énergie et le rayonnement de notre étoile. Autrement dit, elles transforment chaque seconde, 564 millions de tonnes d'hydrogène en 560 millions d'hélium selon l'équation suivante [14, 15].



Ces réactions sont confinées dans un milieu où la densité est très élevée (150 fois celle de l'eau) et la température atteint 15.10^6 K [14]. L'énergie produite migre lentement par rayonnement et par convection, vers la surface solaire. Elle est ensuite émise dans l'espace sous forme de rayonnement électromagnétique (lumière, rayonnement solaire) et de flux de particules (vents solaires) [15].

I.3. Principe de base de la géométrie terre-soleil

I.3.1. Le repérage d'un site à la surface de la terre

Le repérage d'un site à la surface de la terre est caractérisé par le système de coordonnées géographiques. Ce système permet à chaque emplacement sur la terre d'être spécifié par l'intermédiaire de deux angles qui sont la longitude et la latitude comme le représente la figure 1-2. Ainsi l'angle formé par le plan méridien du lieu considéré et le plan méridien origine est appelé longitude. En effet cet angle de longitude 0° , passe par l'observateur de Greenwich Mine Time. Les longitudes qui se trouvent à l'Est (0° et 180°) et à l'Ouest (-180° et 0°) du méridien sont respectivement positives et négatives [16]. La latitude est l'angle que fait la verticale du lieu avec le plan équatorial. Elle permet de repérer la distance angulaire d'un point quelconque à l'équateur. Ainsi l'angle compris entre 0° et 90° est appelé hémisphère Nord et celui compris entre -90° et 0° est appelé hémisphère Sud [16]. L'altitude souvent exprimée en mètre, est la distance verticale entre le point considéré et une surface de référence théorique (niveau de la mer) [12].

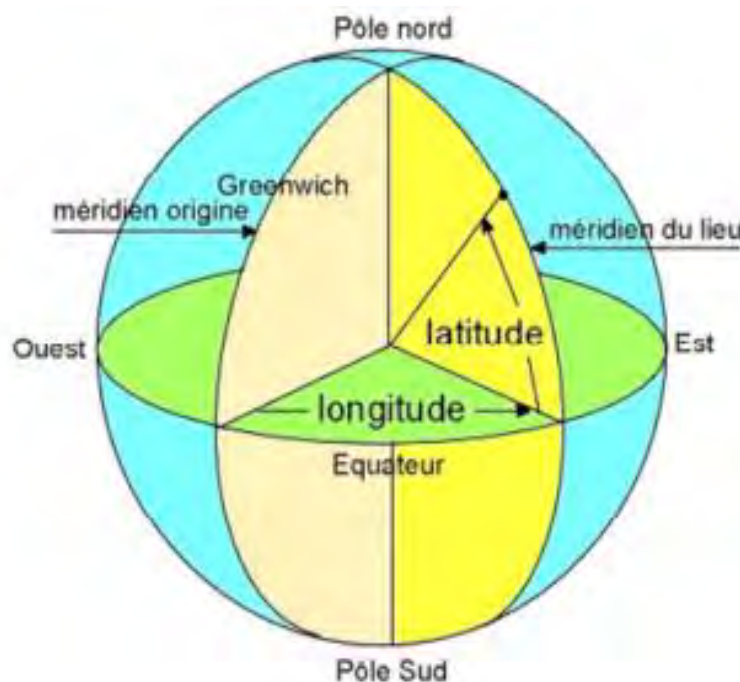


Figure 1-2: Représentation de la longitude et latitude [17].

La rotation complète de la terre s'effectue en 24 heures. C'est le temps au cours duquel chaque point de la surface terrestre traverse une zone éclairée et une zone non éclairée correspondant au jour et à la nuit [16]. Elle se fait sous un angle de 360° dont chaque heure représente 15° d'écart de longitude et donc chaque degré de longitude représente 4 minutes.

I.3.2. Le repérage du soleil à la surface de la terre

La rotation de la terre autour de son axe provoque les variations diurnes du rayonnement. La position de l'axe par rapport au soleil est la cause des variations saisonnières du rayonnement solaire. Le plan de l'orbite terrestre autour du soleil s'appelle plan écliptique. La terre tourne sur elle-même autour de l'axe polaire, qui est incliné à $23,45^\circ$ par rapport à la perpendiculaire avec le plan écliptique tout au long de l'année [18]. Ainsi, l'angle compris entre la ligne reliant les centres du soleil et de la terre d'une part et le plan équatorial d'autre part change constamment [18]. La distance terre-soleil varie durant l'année, elle est maximale au début du mois de Juillet et minimale au début de Janvier. Pendant le solstice d'été (vers 21 Juin), la terre est placée sur son orbite de sorte que le Pôle Nord soit incliné à $23,45^\circ$ vers le soleil, alors que pendant le solstice d'hivers le Pôle Sud est incliné à $-23,45^\circ$ vers le soleil (vers le 21 Décembre) (figure 1-3). Ainsi, pour les équinoxes du printemps (21 Mars) et de l'automne (21 Septembre), les durées du jour et de la nuit sont égales. Le soleil traverse le plan équatorial et sa déclinaison est alors nulle.

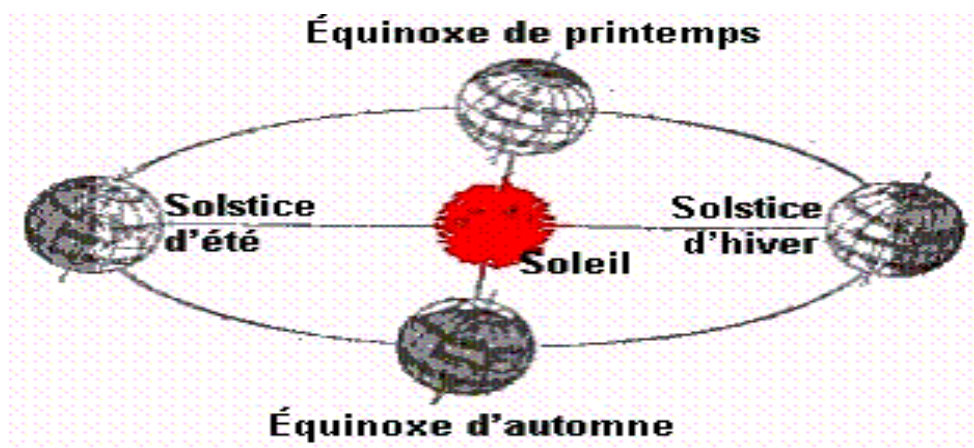


Figure 1-3: Trajectoire de la terre autour du soleil [18]

Le tracé de la course du soleil s'obtient en joignant les différentes localisations du soleil à différents moments de la journée. Le trajet du soleil peut être ainsi tracé pour n'importe quel jour de l'année. Depuis longtemps, le soleil était considéré comme un objet qui est en mouvement à cause de la rotation de la terre. En réalité, il ne s'agit que du mouvement apparent du soleil (figure 1-4) au cours duquel il semble se lever à l'Est, s'élever dans le ciel, puis se coucher à l'Ouest.

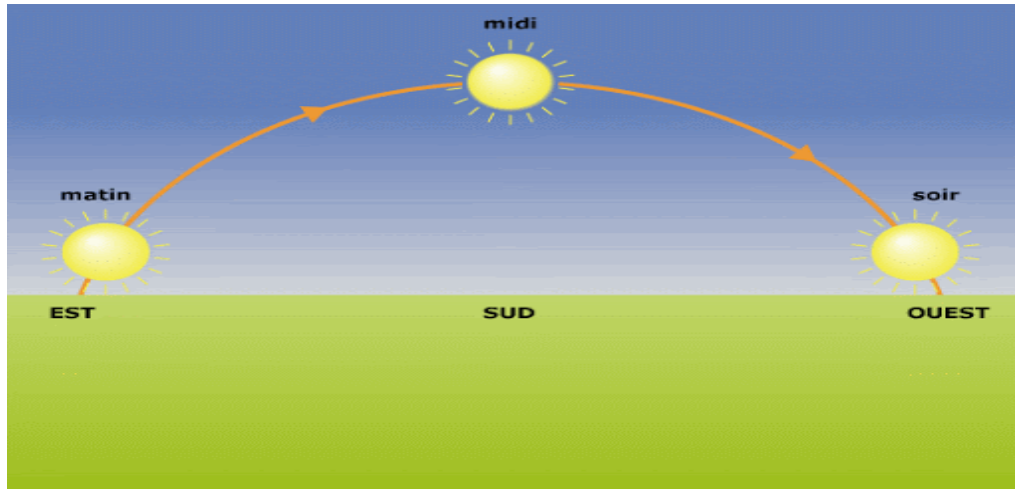


Figure 1-4: Trajet du soleil au cours de la journée [19]

Le repérage du soleil est fait grâce aux systèmes de coordonnées équatoriales (déclinaison et angle horaire) et horizontales (hauteur du soleil et l'azimut). La déclinaison (δ) est l'angle entre la direction du soleil et le plan équatorial. Pour le solstice d'Hivers, cet angle est égale à $23,45^\circ$, alors que le solstice d'Eté, la déclinaison est de $-23,45^\circ$ [18]. Elle est exprimée par la relation suivante :

$$\delta = 23,45^\circ \left(\sin \frac{360}{365,25(j + 284)} \right) \quad (1.2)$$

Avec j le numéro du jour de l'année et δ l'angle déclinaison.

L'angle horaire (W) est celui compris entre le méridien du lieu et la projection du soleil sur le plan équatorial. Il mesure le mouvement du soleil par rapport à l'instant où le soleil passe au plan méridien du lieu (midi). Il s'exprime de la manière suivante [20]:

$$W = 15 (T_{SV} - 12) \quad (1.3)$$

Avec T_{SV} : temps solaire vrai.

Les coordonnées horizontales sont caractérisées dans la sphère céleste par deux angles. Le premier angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal est appelé auteur du soleil (h). Il varie de 0° à 90° vers le zénith et de -90° à 0° vers le nadir et s'exprime par la relation suivante [16].

$$\sin(h) = \sin(\theta) \cdot \sin(\delta) + \cos(\theta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(w) \quad (1.4)$$

Avec h la hauteur du soleil, θ l'angle vertical du lieu, δ l'angle déclinaison et W l'angle horaire. Le deuxième angle est l'azimut (a) encore appelé angle horaire du soleil.

C'est l'angle que fait la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal avec la direction Sud. Il est compté de 0° à 360° d'Ouest en Est, ou de 0° à 180° à partir du Sud vers l'Ouest et s'obtient selon l'expression suivante [16].

$$\sin(a) = \frac{\sin(\delta) \cdot \sin(w)}{\cos(h)} \quad (1.5)$$

L'azimut (a) peut être exprimé indépendamment de la hauteur h :

$$\tan(a) = \frac{\sin(w)}{\sin(\phi) \cdot \cos(w) - \cos(\phi) \cdot \tan(\delta)} \quad (1.6)$$

Avec : ϕ angle formé par le méridien du lieu (longitude).

I 4. La constante solaire

Le rayonnement hors atmosphère est constitué seulement par la composante directe. Pour une distance moyenne entre la terre et le soleil, l'irradiation émise aboutit à une intensité presque fixe dite constante solaire. Elle est de 1360 W/m^2 [20]. La constante solaire est l'énergie reçue par unité de surface d'une superficie perpendiculaire à la direction de la propagation du rayonnement [21]. La terre reçoit pratiquement toute son énergie du soleil, sous la forme d'un rayonnement électromagnétique. Son contenu total de chaleur ne change significativement pas avec le temps. Ce qui montre en général un équilibre entre le rayonnement solaire absorbé et le flux de rayonnement diffus émis par la planète [20].

I.5. Le rayonnement solaire du sommet de l'atmosphère au sol et ses composants

Le rayonnement solaire est l'ensemble des ondes électromagnétiques émises par le soleil. Il est composé de toute la gamme des rayonnements, de l'ultraviolet lointain comme les rayons gamma aux ondes radio en passant par la lumière visible [16]. Ce rayonnement solaire dit global avec une répartition angulaire hétérogène est schématiquement décomposé en une somme de trois éclairagements comme le décrit la figure 1-5

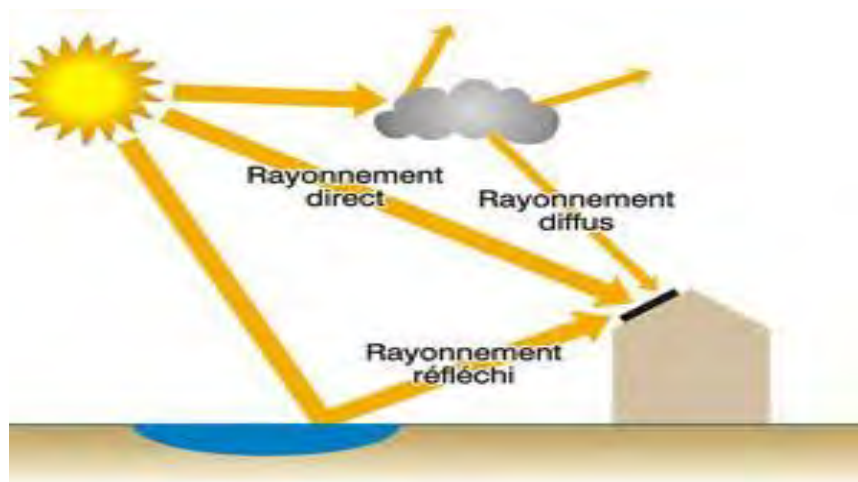


Figure 1-5: Les différents composants du rayonnement solaire [20]

L'éclairement direct provenant de l'angle solide du disque solaire est le rayonnement du sommet de l'atmosphère au sol sans aucune modification [12]. Ces rayons atteignant le sol directement restent parallèles entre eux et peuvent être concentrés par des miroirs. L'éclairement diffus provenant de l'angle solide du ciel vu par la surface est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère (air, nébulosité, nuage, eau, aérosols et autres obstacles) [20]. La diffusion est le phénomène qui répartit un faisceau lumineux en une multitude de faisceaux partant dans toutes les directions. L'éclairement réfléchi provenant de l'angle solide du sol vu par la surface est la partie réfléchie par le sol ou l'albédo. Il dépend de l'environnement du site [22].

I.6. Principe de la mesure du rayonnement solaire incident

Les appareils diffèrent selon qu'ils mesurent le rayonnement direct (pyrhéliomètre), le rayonnement global (pyranomètre) et le rayonnement diffus (pyranomètre diffus). En effet, une définition spécifique de quelques appareils de mesure du rayonnement sera citée ci-dessous.

I.6.1. Le luxmètre

Le luxmètre est un capteur permettant de mesurer l'éclairement dans le spectre visible. Il est basé sur la transformation d'une grandeur lumineuse en une grandeur électrique. Cette transformation est réalisée par le récepteur de lumière qui est le plus souvent une cellule PV [20]. Un circuit intégré reçoit une certaine quantité de lumière (photons constituant le signal qui est une énergie de rayonnement) et la transforme en signal électrique. Ce signal est visualisé par le déplacement d'une aiguille, l'allumage d'une diode, l'affichage d'un chiffre comme le représente la figure 1-6.



Figure 1-6: Luxmètre [20]

I.6.2. Le pyranomètre

Un pyranomètre est un appareil (figure 1-7) qui sert à mesurer la quantité d'énergie solaire en lumière naturelle. En d'autre terme, il mesure la puissance du rayonnement solaire global en W/m^2 . Il est sensible dans le domaine spectral de $300\text{ }\mu\text{m}$ à $3000\text{ }\mu\text{m}$ [2].



Figure 1-7 : Schéma d'un pyranomètre [23]

I.6.3. Le pointeur solaire

Cet appareil permet de mesurer les trois types de rayonnement (global, diffus et direct). Le principe consiste à monter deux pyranomètres (figure 1-8) sur un suiveur solaire qui suit en permanence la course du soleil. Un pyranomètre est utilisé pour l'acquisition du rayonnement global et le second, pour le rayonnement diffus grâce à un objet situé entre celui-ci et le soleil qui obstrue le rayonnement direct. La puissance du rayonnement direct est alors calculée en soustrayant la puissance du rayonnement diffus à celle du rayonnement global [2].



Figure 1-8: Pointeur solaire [2]

I.6.4. Le Pyrhéliomètre

Le pyrhéliomètre mesure la composante directe du rayonnement provenant de l'angle solide du disque solaire. Il est orienté vers le soleil et une surface noire capte le rayonnement lumineux (figure 1-9). La différence de température entre cette surface et le corps de l'instrument est proportionnelle à l'éclairement énergétique du rayonnement direct [14].



Figure 1-9: Pyrhéliomètre [23]

I.6.5. L'héliographe

Cet appareil permet de mesurer la durée d'insolation. C'est une mesure indirecte du rayonnement mais beaucoup plus simple. La boule de verre de l'héliographe Campbell-Stokes est l'appareil le plus utilisé (figure 1-10).



Figure 1-10: Héliographe [23]

Il se compose d'une sphère de cristal qui joue le rôle d'une loupe en focalisant les rayons du soleil. A la distance focale de la sphère, on dispose à l'opposé du soleil une bande graduée de carton traitée contre l'inflammation et l'humidité. Lorsque le soleil brille, le papier se consume et la brûlure progresse avec le mouvement apparent du soleil. Chaque soir, on relève le papier qui, convenablement gradué, permet de mesurer la durée quotidienne d'insolation. Une estimation du rayonnement global moyen mensuelle peut être évaluée en tenant compte de la position géographique du site et la durée d'insolation [14].

I.7. Le gisement solaire mondial et en Afrique

Le rayonnement solaire est inégalement réparti sur l'ensemble de la planète terre comme le montre la figure 1-11. Il est composé d'infrarouge (6%), de la lumière visible (48%) et de l'ultraviolet (6%) [24]. L'ensoleillement total de la terre est de $1,6 \cdot 10^{18}$ kWh. Ceci correspond à 15.000 fois la consommation mondiale d'énergie [24].

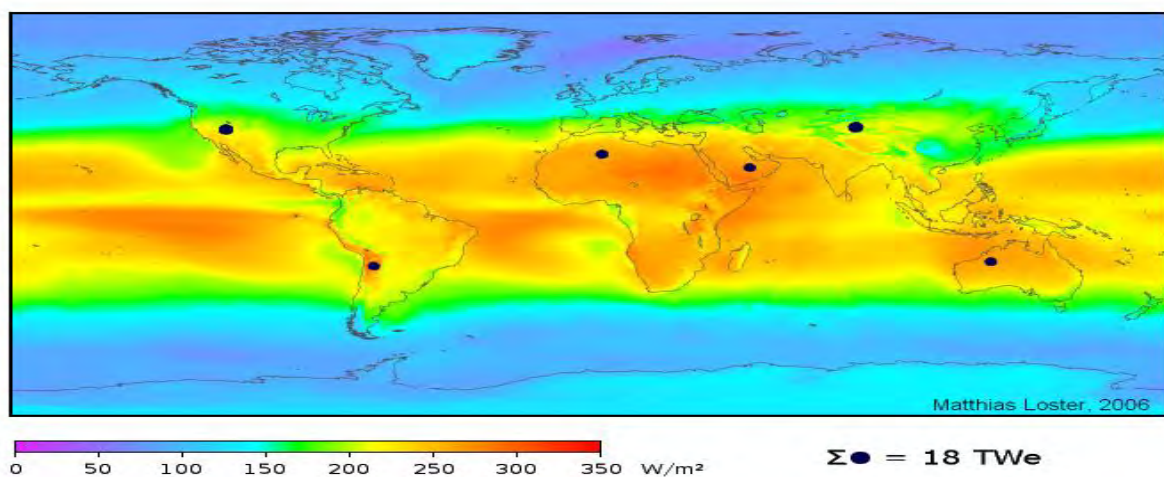


Figure 1-11: L'ensoleillement des différentes zones de la terre [24]

Cette carte montre que l'Afrique fait partie des sites les plus ensoleillés au monde, ce qui montre son fort potentiel en énergie solaire. Ainsi le gisement solaire de ce continent dans son ensemble est colossal (plus de 40% du potentiel solaire mondial) [24].

I.8. Le gisement solaire au Sénégal

Le Sénégal a un important potentiel solaire avec une durée annuelle moyenne d'ensoleillement de l'ordre de 3000 heures et une irradiation moyenne de $5,7 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$ [25]. Cette irradiation varie entre la partie Nord plus ensoleillée ($5,8 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$ à Dakar) et la partie Sud plus riche en précipitations ($4,3 \text{ kWh/m}^2/\text{j}$ à Ziguinchor) (figure 1-12). Cette ressource offre d'excellentes perspectives pour les projets photovoltaïques ainsi que pour l'utilisation des technologies solaires thermiques.

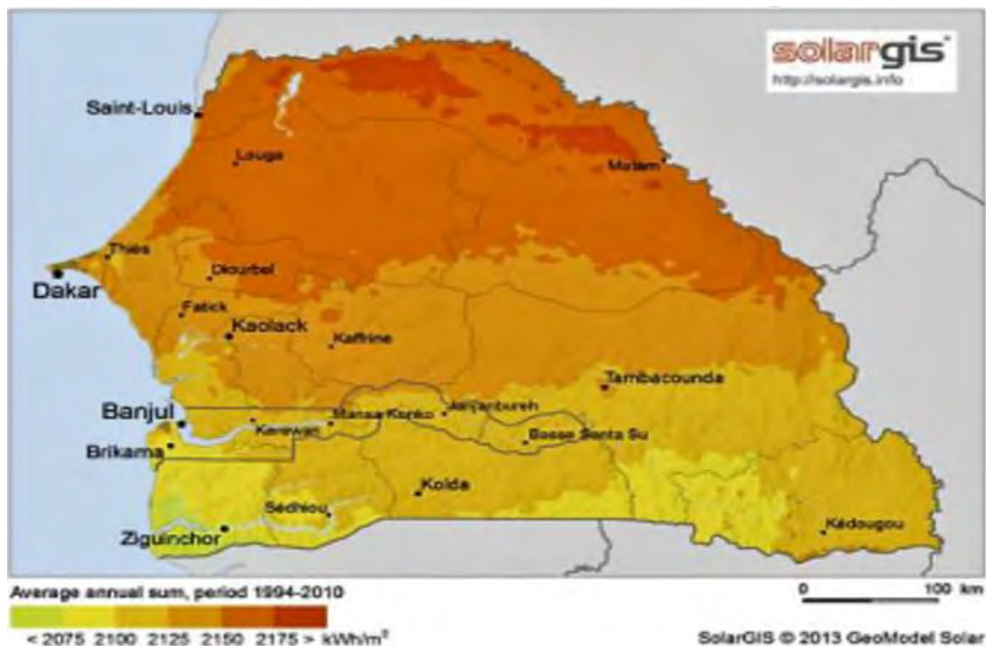


Figure 1-12: Irradiation solaire au Sénégal [25]

I.9. Les applications de l'énergie solaire

L'énergie solaire est souvent considérée comme l'énergie de l'avenir. Elle est renouvelable et potentiellement inépuisable à l'échelle humaine. Avec la raréfaction des énergies fossiles et leur rôle prépondérant dans le réchauffement de la planète, les sources renouvelables constituent une alternative majeure pour notre planète. Une des ressources les plus réparties sur terre est sans doute le solaire. Ainsi, chaque jour la terre reçoit plus de 15.000 fois d'énergie que l'humanité n'en consomme [26]. L'Afrique constitue un des plus importants gisements solaires au monde et c'est pour cela que plusieurs projets d'exploitation de cette ressource (Sahara et Sahel) sont entrain d'être élaborés. Ainsi trois familles de procédé de transformation de l'énergie solaire se distinguent de nos jours. D'abord, il y'a l'énergie solaire thermique qui consiste à utiliser la chaleur du rayonnement solaire à usage direct ou indirect [27]. L'utilisation directe de la chaleur se fait par des chauffages solaires, des chauffe-eaux, des cuisinières et des séchoirs solaires. Tandis que pour l'utilisation indirecte, la chaleur serve pour un autre usage comme le rafraîchissement solaire et le dessalement, etc. Pour cela, des capteurs thermiques sont utilisés. Il en existe plusieurs catégories mais le principe est toujours le même. Le capteur thermique absorbe les photons solaires et les transforment en chaleur. Celle-ci est ensuite transmise à un liquide ou à un gaz (caloporteur) qui la transporte vers un réservoir de stockage de chaleur.

Ensuite, il y'a l'énergie solaire thermodynamique qui est une variante du solaire thermique. Ce dernier permet également de produire de l'électricité par voie thermodynamique.

Le principe est identique à celui d'une centrale électrique classique. Ainsi la production de vapeur de gaz à haute pression est turbinée pour être ensuite transformée en électricité. Ce processus nécessite des températures importantes (de 250°C à plus de 1000°C) que l'on atteint en concentrant la lumière solaire avec des miroirs vers un fluide caloporteur. Parmi les technologies de concentration majeure, on peut citer, les centrales solaires cylindro-paraboliques avec concentration linéaire, les centrales solaires à miroir avec Fresnel, les centrales solaires à tour avec héliostats [27]. 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.

Enfin, le photovoltaïque qui est une énergie propre et renouvelable. L'intérêt de cette technique est de convertir l'énergie du soleil directement en électricité. Cette conversion se fait dans une cellule photovoltaïque [28]. Ces cellules sont fabriquées à partir de matériaux semi-conducteurs, comme le silicium [28, 29]. La première application est apparue dans le domaine spatial pour les satellites [30]. D'autres secteurs ont été ensuite utilisés dans la technologie PV, notamment les télécommunications, le balisage maritime et aérien, l'éclairage domestique et le pompage de l'eau [31].

I.10. Conclusion

Dans le présent chapitre, les différents composants du rayonnement solaire ont été évoqués. Nous avons également décrit les principes de mesure du rayonnement et les différents types d'appareils à utiliser. Cela a montré que chaque type de rayonnement a son appareil de mesure qui lui est spécifique. Cependant, on note une exception au niveau des pyranomètres qui mesurent à la fois le rayonnement global, direct et diffus. Le chapitre suivant concerne la présentation des différents équipements d'un kit photovoltaïque et du système de pompage solaire comme application de l'énergie solaire.

CHAPITRE II :

PRESENTATION DES DIFFERENTS

EQUIPEMENTS D'UN KIT

PHOTOVOLTAÏQUE ET DU SYSTEME DE

POMPAGE SOLAIRE

II.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons d'abord les mécanismes de conversion du dispositif photovoltaïque et les caractéristiques des cellules solaires. Ensuite nous étudierons le principe de fonctionnement des différents composants de ce dispositif et ses types de système. Pour finir, nous évoquerons les différentes techniques de pompage solaires et ses équipements de fonctionnement.

II.2. Les cellules solaires

II.2.1. Principe de fonctionnement des cellules solaires

L'élément de base de la génération photovoltaïque est la cellule solaire. Elle est obtenue à partir d'un matériau semi-conducteur dont le silicium est le plus utilisé. Ce type de matériau est le deuxième élément de la croûte terrestre [32, 33]. La conductivité électrique d'une cellule solaire est moyenne mais suffisante pour permettre le passage d'un courant électrique lorsqu'elle est dopée. Il y'a deux types de dopage à savoir le dopage de type N et le dopage de type P.

- **Dopage de type N**

Le dopage de type N est négatif et consiste à introduire dans la structure semi-conductrice des atomes étrangers. Ces derniers, ont la propriété de donner chacun un électron excédentaire (charge négative), libre de se mouvoir dans le cristal. C'est le cas du phosphore (P) dans le silicium (Si) comme l'indique la figure 2-1. Ce type de dopage permet d'augmenter la concentration en électrons libres. Le dopant ajoute une bande d'énergie près de la bande de conduction. Ainsi l'énergie nécessaire pour que les électrons passent dans la bande de conduction est bien plus facilement atteinte [32].

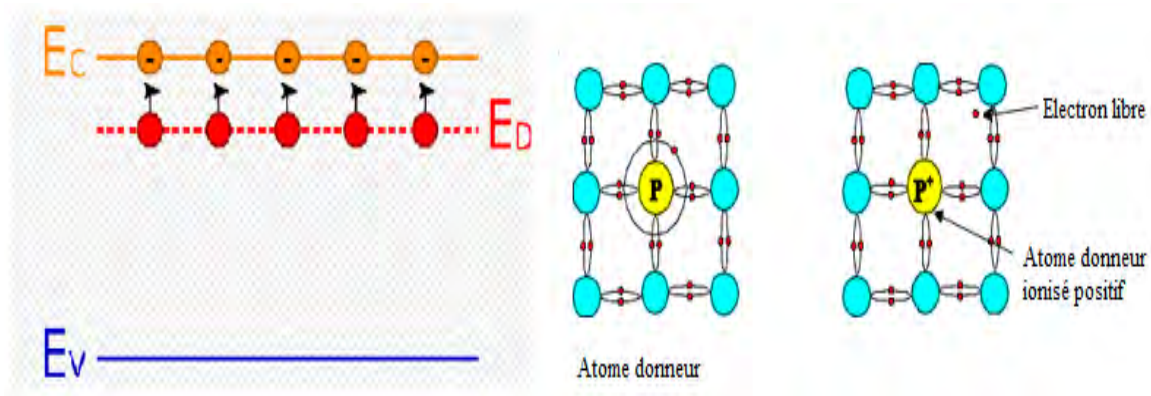


Figure 2-1: Dopage de type N [34]

- **Le dopage de type P**

Le dopage de type P est positif. Il consiste à utiliser des atomes dont l'insertion dans le réseau cristallin donnera un trou excédentaire. Le type de dopage le plus couramment utilisé pour le silicium est le bore (B) comme le représente la figure 2-2.

Le niveau d'énergie ajouté se situera près de la bande de valence et sera doté de trous, autrement dit cette bande agira comme un ion positif manquant d'électrons [33].

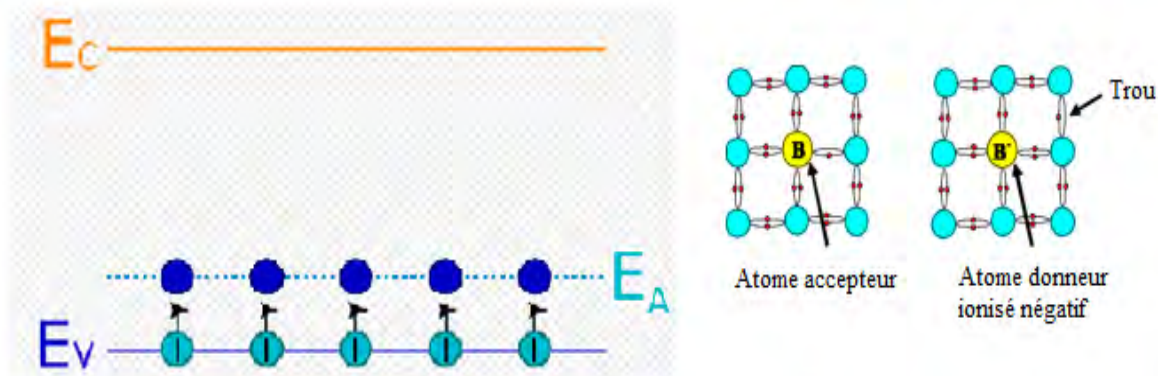


Figure 2-2: Dopage de type P [34]

- **Création de la jonction PN**

La mise en contact de deux semi-conducteurs habités par des ions de polarités différentes fait apparaître trois régions, telles que une région N, une région P et une région à l'interface appelée couche de déplétion ou jonction PN (figure 2-3). Cette jonction constitue le cœur de la cellule photovoltaïque et lui permet de se comporter comme un générateur électrique sous un éclairage.

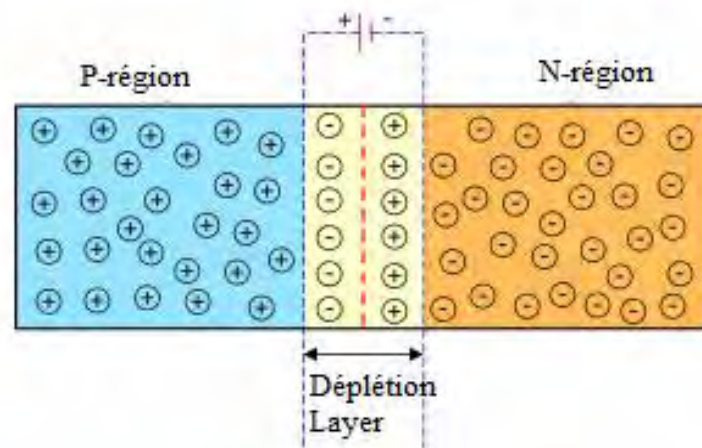


Figure 2-3: Jonction PN [35]

Ainsi le principe de fonctionnement des cellules solaires se fait à partir de la jonction PN. Des matériaux semi-conducteurs comme le silicium sont assemblés en deux couches l'une dopée positivement (P) et l'autre dopée négativement (N) (figure 2-4). Sous l'influence d'une énergie lumineuse extérieure, les électrons de la couche N excités vont se diriger vers la partie P et ainsi créer une différence de potentiel pour induire un courant électrique [33].

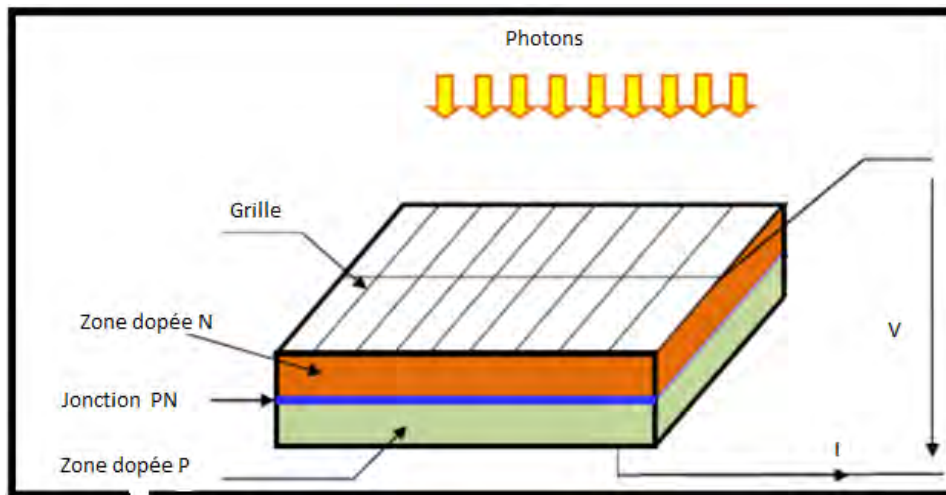


Figure 2-4: Coupe transversale d'une cellule [32].

II.2.2. Les différents types de cellules photovoltaïques

Le silicium est actuellement le semi-conducteur le plus utilisé car il est le plus abondant dans la nature [32]. Cela entraîne la raison pour laquelle les cellules PV les plus répandues sont constituées principalement à base de silicium (Si). Cependant il existe plus rarement d'autres semi-conducteurs de sulfure de cadmium (Cds), de tellure de cadmium (CdTe), de germanium (Ge), de sélénium (Se) ou d'arséniure de gallium (GaAs) [33]. En effet, il existe plusieurs types de cellules PV dont les plus importantes de nos jours sont les suivantes :

- **Les cellules à silicium monocristallin**

Le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension, lors du refroidissement. Ce cristal est découpé en fines tranches qui donneront les cellules. Ces dernières sont en général de bleus uniformes (figure 2-5). Leur principal avantage est qu'elles permettent d'obtenir des rendements élevés (entre 15% à 20%). Cependant elles ont comme inconvénients, un coût très élevé avec un rendement faible sous un faible éclairement [36].

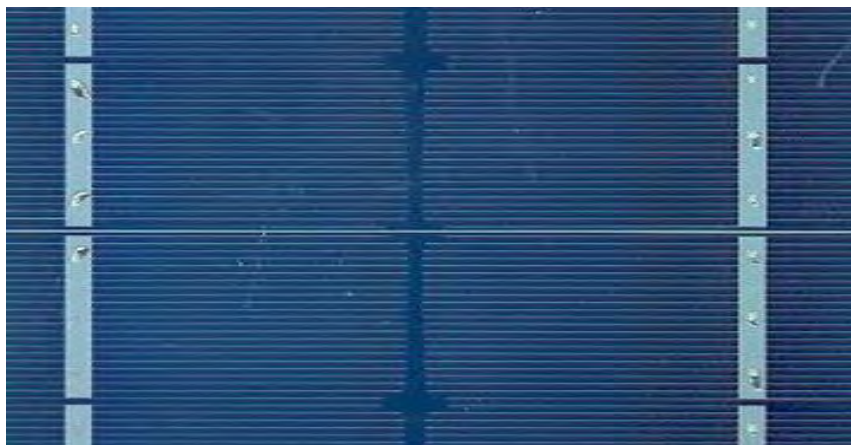


Figure 2-5: Cellule en silicium monocristallin [36].

- **Les cellules à silicium polycristallin**

Pendant le refroidissement du silicium, plusieurs cristaux se forment. Ces genres de cellules sont également bleues, mais pas uniformes, car il y'a des motifs créés par les différents cristaux (figure 2-6). Leur rendement est compris entre 11% à 15%. Celui-ci devient faible sous un faible éclairement. Il est le meilleur en rapport qualité prix que le monocristallin [32].

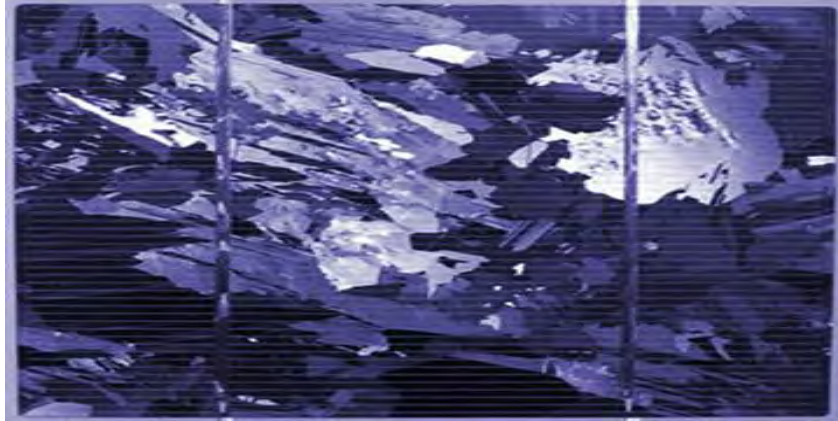


Figure 2-6: Cellule à silicium polycristallin [32]

- **Les cellules amorphes**

Le silicium produit un gaz, qui est projeté sur une feuille de verre, lors de sa transformation. La cellule est grise très foncée ou marron comme la représente la figure 2-7. C'est la cellule des calculatrices et de montres dites solaires. Ces cellules sont moins chères que les autres et peuvent fonctionner sous un faible éclairement. Leur faible rendement est compris entre (5% à 9%) et ses performances diminuent avec le temps [36].



Figure 2-7: Cellule à silicium amorphe [36]

Il existe d'autres types de cellules comme les cellules organiques, les cellules multi-jonctions et les cellules CZTS (Cuivre Zinc Etain Soufre) qui ne sont pas encore développées sur le marché [32].

II.2.3. Les caractéristiques des cellules solaires

- **Caractéristique courant-tension (I-V) d'une cellule solaire**

La cellule solaire PV est caractérisée par la courbe courant-tension non linéaire (figure 2-8), qui dépend particulièrement de l'éclairement et de la température [35].

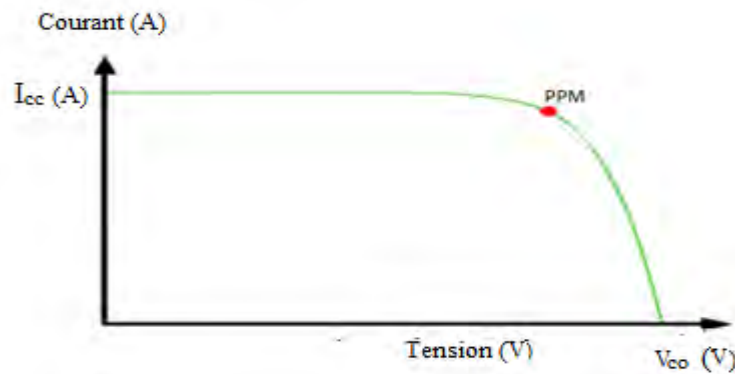


Figure 2-8: Caractéristique courant-tension d'une cellule [37]

Cette courbe met en évidence trois points essentiels [35] :

- Le courant de court-circuit noté I_{cc} : il s'agit du courant qui traverse la cellule PV lorsque celle-ci est court-circuitée.
- C'est-à-dire lorsque le pôle positif est relié au pôle négatif. La tension à ses bornes et la puissance fournie par la cellule est alors nulle. Ainsi, la cellule est éclairée et raccordée à elle-même.
- La tension à vide notée V_{co} : il s'agit de la tension aux bornes de la cellule lorsque celle-ci est en circuit ouvert.
- C'est-à-dire lorsque le pôle positif et le pôle négatif sont isolés électriquement de tout autre circuit électrique. Dans ce cas, le courant traversant la cellule et la puissance fournie sont alors nulles. Ainsi, la cellule est éclairée et non raccordée.
- Le courant de puissance maximale noté I_{MPP} : il est obtenu pour un courant et une puissance optimaux (I_M , V_M).

Ces trois paramètres apparaissent toujours dans la fiche technique d'un module PV, car ils permettent de dimensionner toute installation.

- **Caractéristique puissance-tension (P-V)**

La puissance crête d'une cellule PV, notée W_c (Watt crête) ou W_p (Watt peak) représente la puissance électrique maximum délivrée dans les conditions standards. On définit ces caractéristiques dans des conditions de test bien précis à savoir l'éclairement de $1000W/m^2$, la température de $25^\circ C$ et Air Masse 1,5 [35]. Ces conditions permettent de comparer l'efficacité des différentes cellules PV.

A partir de la caractéristique courant-tension, il est intéressant de dessiner la figure 2-9 de la puissance en fonction de la tension qu'on appelle puissance-tension [37].

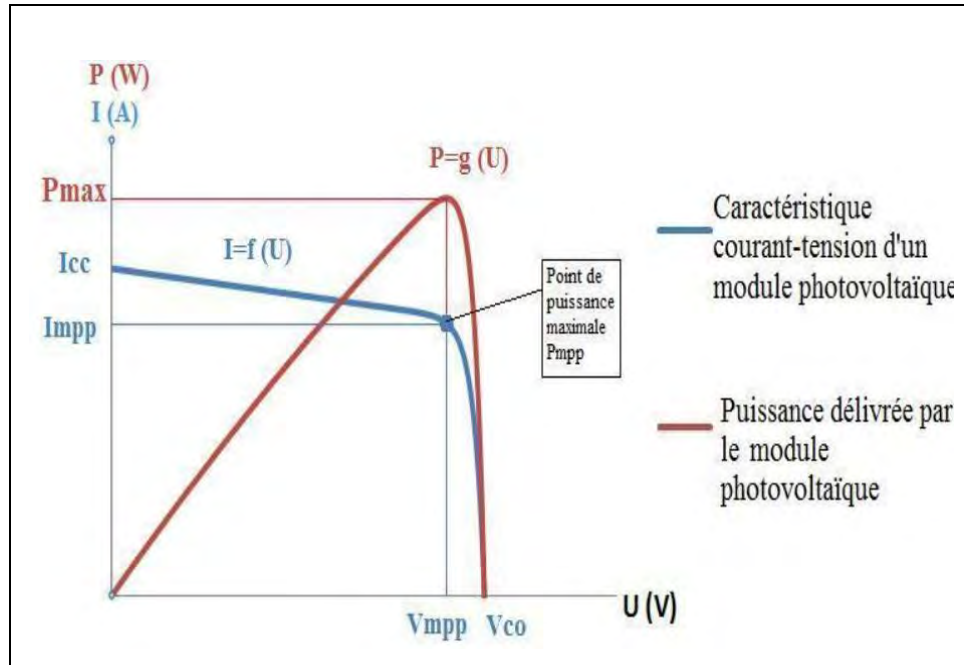


Figure 2-9: Caractéristique puissance-tension (P-V) [37].

- **Influence du rayonnement sur les cellules photovoltaïques**

L'énergie électrique produite par une cellule photovoltaïque dépend de l'éclairement qu'elle reçoit sur sa surface. La figure 2-10 représente l'influence de l'éclairement sur les caractéristiques courant-tension ($I = f(V)$). L'augmentation de l'éclairement entraîne une variation importante du courant de court-circuit à une température constante. Par contre la tension en circuit ouvert varie très légèrement dans les mêmes proportions. Ce phénomène peut être expliqué par le fait que le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement alors que la tension de circuit ouvert est une fonction logarithmique [2].

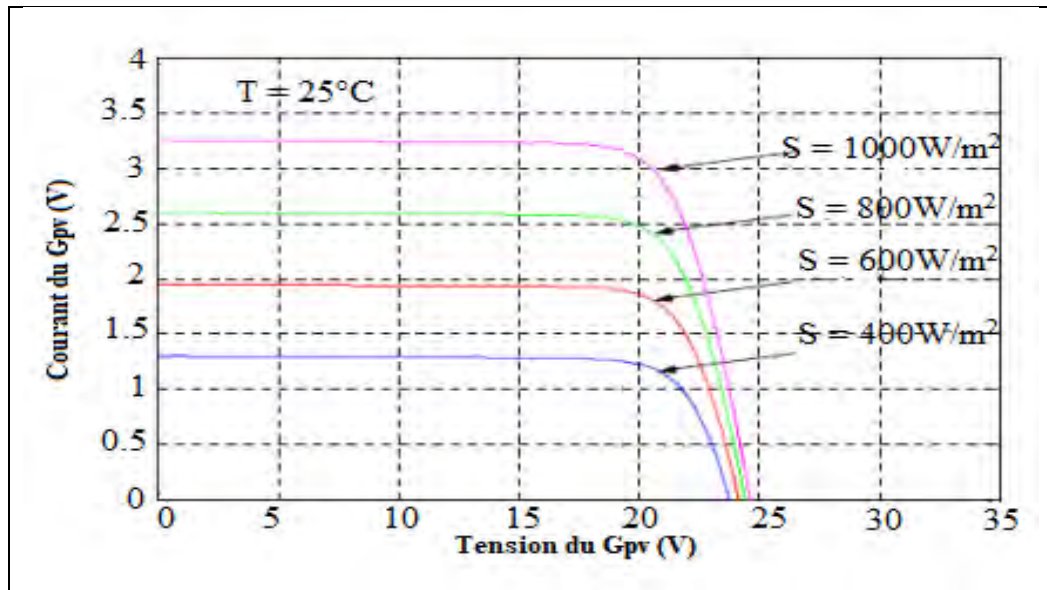


Figure 2-10: Courbe courant-tension $I = f(V)$ pour différentes valeurs du rayonnement [38].

La figure 2-11 montre l'influence de l'éclairement sur les caractéristiques puissance-tension $P = f(V)$. On remarque les mêmes phénomènes que sur la courbe courant-tension. Ainsi, pour différentes d'irradiations, le changement de la puissance maximale est important avec une température constante de 25°C .

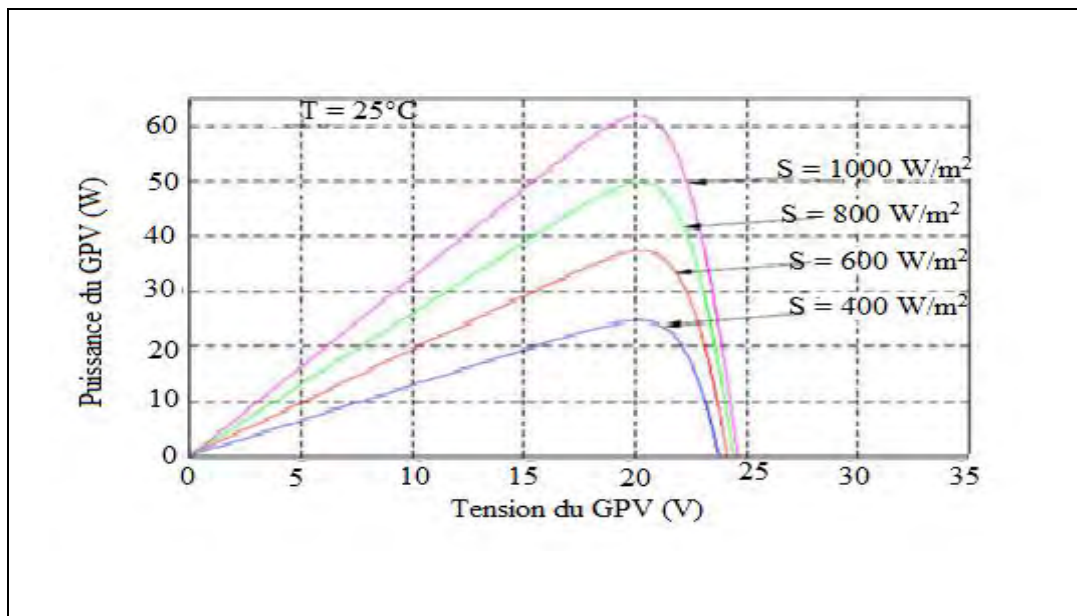


Figure 2-11: Courbe puissance-tension $P = f(V)$ pour différentes valeurs du rayonnement [38].

•Influence de la température sur le rendement des cellules photovoltaïques

La température est un paramètre important dans le comportement du générateur photovoltaïque. Etant donné que, la base des cellules PV est une jonction PN. En effet son rendement variera selon la jonction PN. La figure 2-12 montre que l'augmentation de la température entraîne une diminution nette de la tension de circuit ouvert et une légère augmentation du courant de court-circuit. Ainsi, l'effet de changement de la température d'une cellule solaire sur les caractéristiques courant-tension ($I = f(V)$) s'explique par le fait que le courant dépend de la température de la cellule [2].

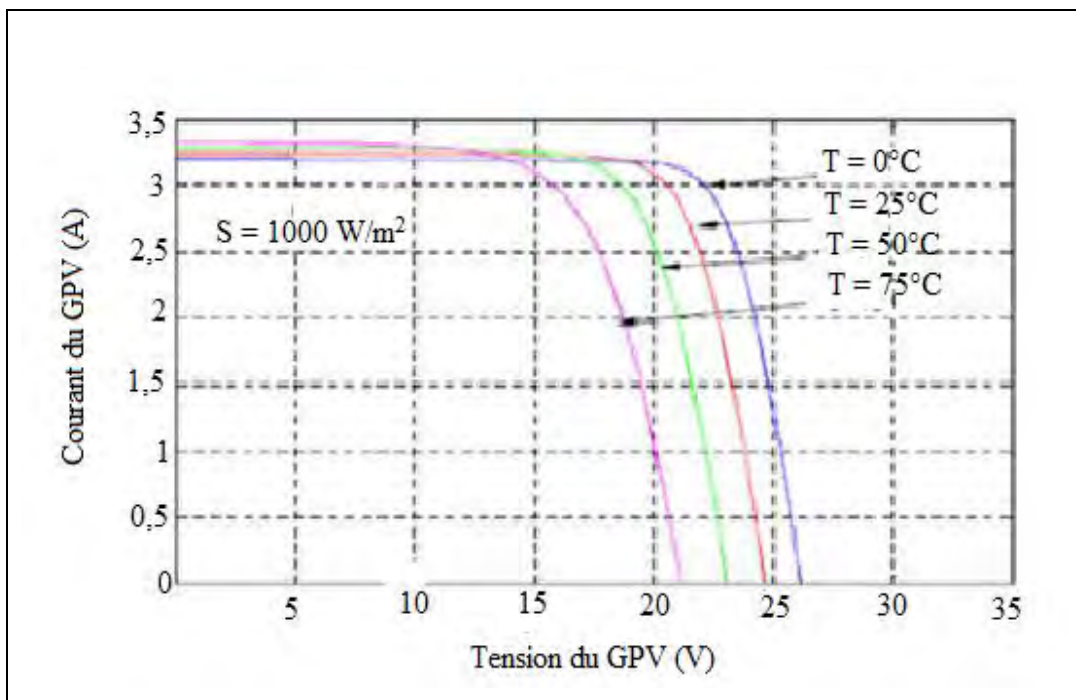


Figure 2-12: Courbe courant-tension $I = f(V)$ pour différentes valeurs de la température

Les mêmes phénomènes ont été constatés sur la courbe de puissance-tension ($P = f(V)$) (figure 2-13). En effet, l'augmentation de la température se traduit par une diminution de la puissance maximale disponible avec une émission lumineuse toujours fixée à 1000 W/m^2 .

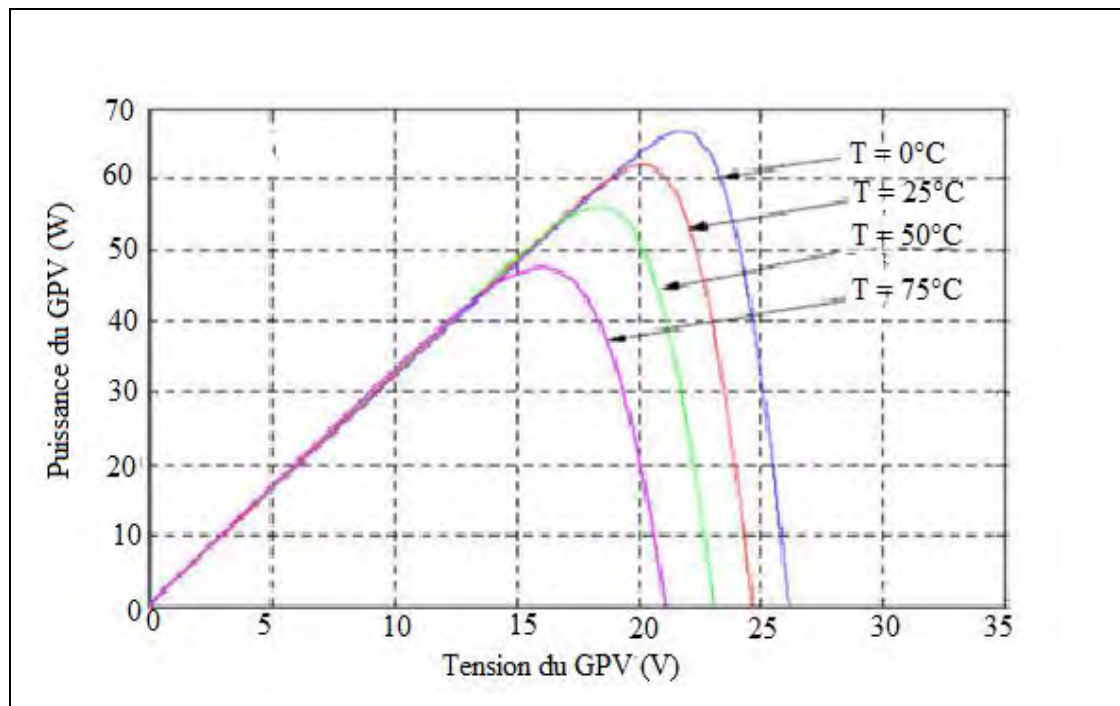


Figure 2-13: Courbe puissance-tension $P = f(V)$ pour différentes valeurs de la température [32].

II.3. Les composants d'un kit photovoltaïque

II.3.1. Les panneaux solaires

Les panneaux solaires assurent la production (conversion directe de l'énergie solaire en énergie électrique) de l'énergie. Ils constituent le maillon le plus essentiel du système de production d'énergie. Les paramètres concernant les modules sont la tension maximale, le courant maximal, la puissance maximale et l'inclinaison des modules qui est un paramètre relatif à la latitude du lieu [35]. La figure 2-14 montre la structure des différentes couches d'un panneau photovoltaïque ou module PV à base de silicium.



Figure 2-14: Structure d'un panneau photovoltaïque à base de silicium [39].

II.3.1.1. Le raccordement des panneaux en série

Le montage des panneaux photovoltaïques en série permet d'augmenter la tension en maintenant identiquement l'intensité [32]. Les pôles positifs d'un panneau sont reliés aux pôles négatifs d'un autre comme l'indique la figure 2-15. Ce type de branchement s'effectue avec des panneaux de même ampérage. En reliant ces derniers à d'ampérage différent, l'ensemble s'aligne sur celui le plus faible.

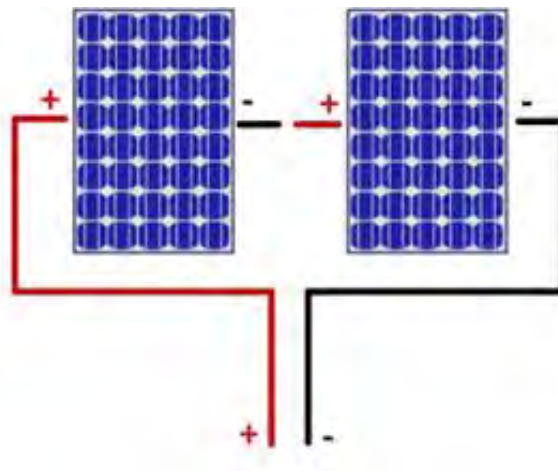


Figure 2-15: Montage des panneaux solaires en série [40]

II.3.1.2. Le raccordement des panneaux en parallèle

Le montage des panneaux photovoltaïques en parallèle permet d'additionner les intensités tandis que la tension reste identique [32]. Ce type de raccordement influe donc sur l'ampérage et non sur le voltage. Les bornes positives de chaque panneau sont reliées entre elles, de même que les bornes négatives comme le désigne la figure 2-16. Ce type de branchement est choisi lorsque l'on souhaite avoir une forte intensité. Afin d'éviter les risques de surtension et de court-circuit, on relie entre eux des panneaux de même voltage. Cependant des panneaux d'intensité différente peuvent être utilisés afin d'atteindre l'ampérage désiré.

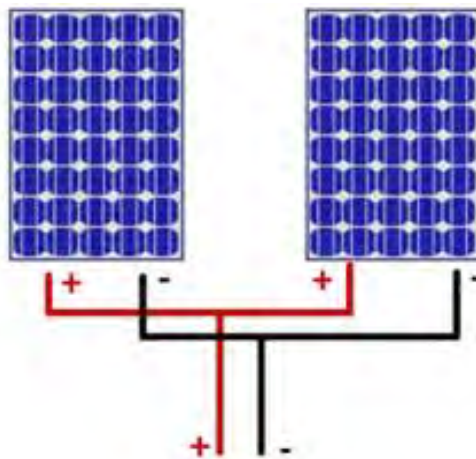


Figure 2-16: Montage des panneaux solaires en parallèle [40]

II.3.1.3. Techniques d'installation des panneaux photovoltaïques

- **L'angle d'incidence**

L'angle d'incidence s'influe bien sur la rentabilité des panneaux PV. C'est l'angle formé par les rayons du soleil et le plan du panneau comme le montre la figure 2-17 [41].

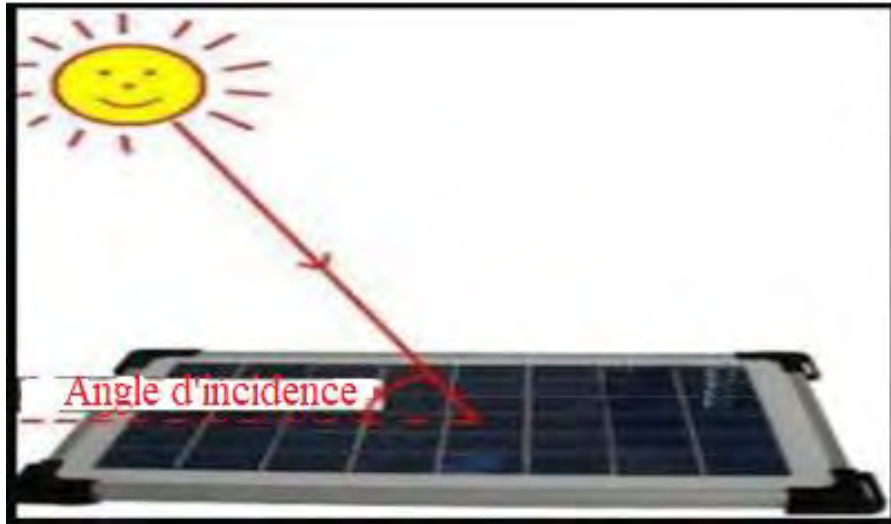


Figure 2-17: Angle d'incidence des panneaux photovoltaïques [41]

Cet angle joue un rôle majeur pour les rendements et il est défini par l'équation suivante:

$$R = \sin\beta \times 100 \quad (2.2)$$

Avec R, le rendement en pourcent (%) et β l'angle d'incidence en degré (°). En résumé, le rendement est maximal lorsque les rayons du soleil arrivent perpendiculairement au panneau. Autrement dit, il est de plus en plus important lorsque l'angle d'incidence est de plus en plus droit [41].

- **L'angle d'inclinaison du panneau**

Le rendement dépend également sur l'orientation du panneau, cela dépend de l'emplacement du panneau. Comme le soleil se lève à l'Est et se couche à l'Ouest (chapitre 1), et que le Sénégal est situé à l'hémisphère Nord alors le zénith est Sud. Globalement, les rayons du soleil viennent donc plus du Sud que des autres directions. D'autant plus à midi, lorsque le soleil est au zénith donc plein Sud, le rayonnement est le plus intense [42]. La meilleure orientation pour un panneau solaire doit être donc plein Sud pour les sites de l'hémisphère Nord et plein Nord pour les sites de l'hémisphère Sud. Pour le Sénégal, l'orientation est vers le Sud avec un angle de 15 ° qui est l'angle d'inclinaison [39]. L'angle d'inclinaison du panneau joue aussi un rôle crucial sur le rendement. C'est l'angle créé par le panneau par rapport au sol comme le représente la figure 2-18 [42].



Figure 2-18: Angle d'inclinaison des panneaux solaires [42]

Le rendement d'un panneau est le rapport entre l'électricité réellement produite et l'énergie lumineuse captée. Les panneaux solaires thermiques, photovoltaïques ou hybrides, s'installent de trois façons différentes : l'intégration au bâtiment (IAB), l'intégration simplifiée au bâtiment (ISB) et le système non intégré) [32].

II.3.2. Les batteries

II.3.2.1. Les modèles de batteries

La batterie sert à stocker de l'énergie produite par le champ des modules photovoltaïques. L'apport énergétique solaire est périodique (alternance jour et nuit). Ainsi, ce décalage nécessite un stockage d'électricité. Cela montre que les batteries sont indispensables dans les installations photovoltaïques autonomes. La façon dont on utilise les batteries solaires n'est pas la même, ce qui implique des technologies différentes [38]. Ainsi, selon leur mode d'utilisation, les batteries peuvent être classées en différents modèles. La figure 2-19 représente la batterie choisie dans l'installation.



Figure 2-19: Batterie Gel 12/200 Ah [43].

- **Les batteries au Plomb Acide**

Ces batteries peuvent stocker l'énergie produite par intermittence, comme l'énergie solaire ou éolienne. Elles peuvent être utilisées dans tout système de source d'alimentation de secours ayant besoin d'une bonne autonomie (12 à 48 heures). En effet, elles dominent le marché, leur poids et volume n'ont pas d'importance sur la qualité. Elles sont également très faciles à entretenir avec un bon circuit de recyclage. Elles sont meilleures en rapport de qualité et prix. C'est pourquoi dans la majorité des cas, elles restent le meilleur choix [31, 38].

- **Les batteries Nickel-Cadmium (NiCd)**

Elles présentent l'avantage d'une grande durée de vie en nombre de cycle de charge et de décharge. Leur charge est simple et rapide, même après une longue période de stockage. Elles conservent leur performance à basse température et ne vieillissent pas à haute température. Mais le cadmium est très toxique. En effet, une réglementation de la norme européenne a été mise en vigueur visant à interdire l'usage du cadmium par les particuliers [31, 38]. Cela entraîne leur remplacement par les batteries nickel-hydrure métallique (NiMH). Ces batteries sont très coûteuses.

- **Les batteries Nickel-Métal-Hydrure (NiMH)**

Elles ont une durée de vie très longue que celle des batteries au plomb (50% de plus). Leur capacité est extrêmement faible environ quelques ampères heures au maximum et leur autodécharge très forte. Ces types de batterie sont cependant assez chers et sont utilisés dans des installations haut de gamme. Elles remplacent les batteries NiCd, car elles sont moins toxiques. Leur utilisation commerciale se fait davantage autour des batteries de téléphones et des ordinateurs portables que dans des installations solaires [31, 38].

II.3.2.2. Caractéristiques des batteries

Les caractéristiques principales d'une batterie se renvoient à ses paramètres fondamentaux (tension, capacité et durée de vie). Cependant le poids et volume ne sont pas négligeables [44].

- **La capacité**

La capacité représente la quantité d'électricité qu'une batterie peut délivrer pendant une durée et une température donnée, sous un régime de décharge. Elle s'exprime en ampère heure (Ah). Celle-ci indique le temps pendant lequel la batterie délivre une intensité de courant avant de se décharger. La capacité nous renseigne sur la quantité d'énergie possible à stocker dans la batterie [44].

- **La tension**

La tension nominale d'une batterie est de 2V. Le montage des batteries en série permet d'additionner les tensions en maintenant l'intensité fixe. Cela permet d'obtenir les tensions de 6V, 12V, 24 et 48V. La batterie de 12V est la plus utilisée, car certains appareils électriques fonctionnent sous cette tension. Par contre le branchement des batteries en parallèle augmente l'intensité en maintenant la tension identique [38].

- **La durée de vie**

Le nombre de cycles est déterminant, car il permet de se faire une idée de la longévité des différents types de batteries. Un cycle correspond à une décharge et une recharge. Donc il est conseillé de choisir les batteries en fonction de leur capacité à se charger et se décharger un maximum [44].

- **Le poids et le volume**

Les batteries légères permettent tout simplement de faciliter le transport. Elles sont moins résistantes. Les batteries au plomb qui dominent le marché, sont cinq fois plus lourdes que les lithium-ion. Cela montre qu'une batterie ne se choisit pas en fonction de son poids de son volume [38].

II.3.3. Les régulateurs de charges

II.3.3.1. Les régulateurs de charge de type Shunt

Ce type de régulateur, très simple à réaliser, est le modèle le plus répandu. Le courant des panneaux solaires est envoyé dans un interrupteur en parallèle avec la batterie lorsque celle-ci atteint sa pleine charge comme le montre la figure 2-20. Autrement dit tout le courant passe normalement dans la batterie et dès que le seuil de coupure est atteint, tout le courant passe dans l'interrupteur. Ainsi, il est nécessaire d'ajouter une diode entre cet interrupteur et la batterie afin d'éviter un court-circuit.

Cette diode servira de diode antiretour. L'interrupteur utilisé est le plus souvent un mosfet, car il est plus intéressant qu'un transistor bipolaire puisqu'il dissipe moins d'énergie [44].

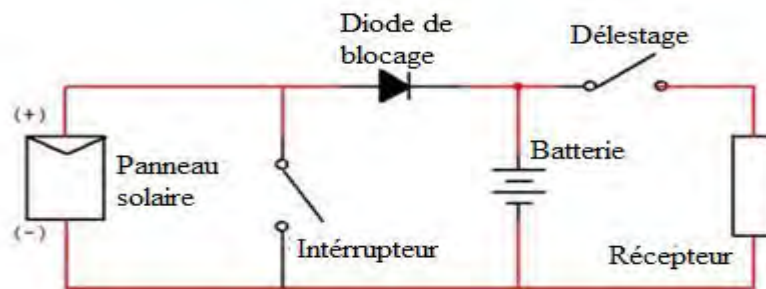


Figure 2-20: Principe de fonctionnement d'un régulateur de charge de type Shunt [38]

II.3.3.2. Les régulateurs de type série

Dans ce cas, l'interrupteur de charge est en série avec la batterie et il s'ouvre dès que la fin de la charge est atteinte (figure 2-21). Ce régulateur devient de plus en plus répandu et devrait à terme supplanter le shunt. Les mêmes interrupteurs peuvent être utilisés que pour les shunts [44]. Le régulateur série est le mieux utilisé pour les grandes puissances tandis que le régulateur shunt est prévu pour les petites puissances.

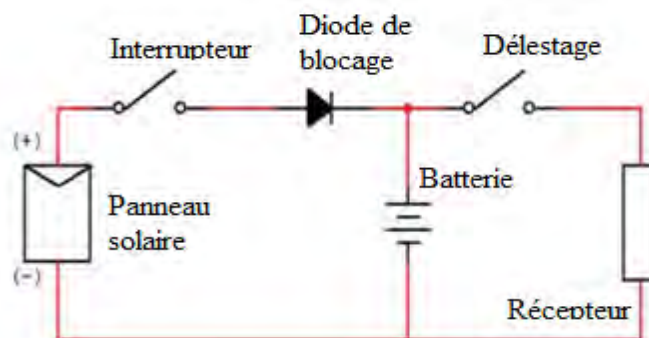


Figure 2-21: Principe de fonctionnement d'un régulateur de charge de type Série [38]

II.3.3.3. Les régulateurs de charge de type MLI (Modulation de la Largeur d'Impulsion)

Ce type de régulateur est encore appelé PWM (Pulse Width Modulation). Il gère de façon optimale les connexions et les déconnexions du module au reste du système. Selon l'état de charge de la batterie, il effectue des coupures plus ou moins longues et fréquents. Cette technologie permet d'effectuer une charge complète de la batterie. Cela entraîne la raison pour laquelle ce régulateur devient le plus utilisé dans les installations photovoltaïques autonomes [38].

II.3.3.4. Les régulateurs MPPT (Maximum Power Point Tracking)

Le régulateur MPPT (figure 2-22) est un convertisseur DC/DC qui optimise en permanence les paramètres électriques de fonctionnement entre les trois systèmes (PV, batteries et charges).

La recherche du point de puissance maximale est réalisée de façon électronique. Ce régulateur mesure et compare la tension délivrée par les modules avec celle des batteries. Il calcule le niveau de puissance maximum que les modules peuvent délivrer aux batteries mais également que les batteries sont capables de recevoir. Cette valeur de puissance permet au régulateur de déterminer le voltage le plus adapté afin d'obtenir le maximum d'ampère dans les batteries [45].



Figure 2-22: Schéma d'un régulateur MPPT [46]

II.3.4. Les onduleurs

- **Les convertisseurs continu-continus**

Un convertisseur est dit continu-continu lorsqu'il est placé entre le champ PV et la charge en continu sans stockage. Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à celle du champ PV correspondant au MPPT. Son rendement se situe entre 90% et 95% [31, 47].

- **Les convertisseurs continu-alternatifs**

Un convertisseur compris entre la batterie et la charge est appelé onduleur ou convertisseur continu-alternatif (figure 2-23). Comme son nom l'indique, c'est un dispositif destiné à convertir le courant continu en courant alternatif. La forte évolution de ce type d'onduleur s'appuie sur le développement de composants à semi-conducteurs entièrement commandé, robustes et rapides [31, 47].



Figure 2-23: Schéma d'un onduleur de 12V/500W [48]

II.3.5 Les câbles

Le câblage a pour but de regrouper électriquement les modules solaires. Généralement, les modules sont câblés tout d'abord en série pour réaliser des branches qui comportent chacune une diode en série. La mise en parallèle de branches est réalisée, pratiquement, à l'aide de boîtes de jonction fixées sur les châssis. Une chute de tension trop importante dans les connexions et dans les câbles peut réduire considérablement le courant de charge de la batterie. Cette chute de tension est loin d'être négligeable lorsque de forts courants sont fournis sous faibles tensions. Cette contrainte impose l'utilisation de câbles résistants aux intempéries et dont la section sera fonction de la distance entre panneaux solaires et les batteries [49].

En résumé, un système photovoltaïque se compose généralement en cinq parties (figure 2-24) :

- Production d'énergie avec un ou plusieurs modules photovoltaïques,
- Stockage de l'énergie produite par une ou plusieurs batteries,
- Régulation avec maximisation de l'énergie extraite et régulation du courant de charge,
- Convertisseur avec un hacheur pour les besoins en tension continue, et un onduleur pour les besoins en tension alternative,
- Câbles qui assurent le transport du courant vers les différents équipements

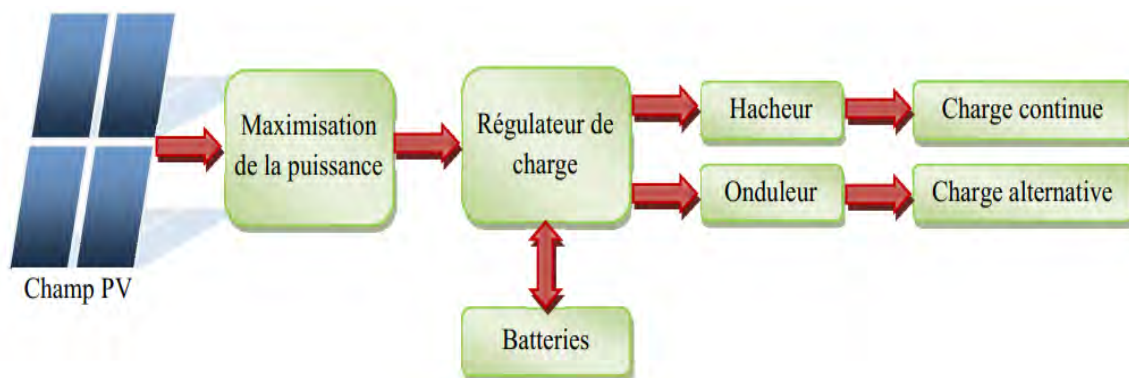


Figure 2-24: Composition d'une chaîne de conversion photovoltaïque [38].

II.4. Le système de pompage d'eau

II.4.1. Le pompage solaire et ses composants

Le système de pompage solaire permet un approvisionnement en eau à partir d'une source d'énergie renouvelable. Cette énergie est obtenue par la conversion du rayonnement solaire en électricité. Il est composé de quatre éléments de base (panneaux solaires, pompe, moteur, contrôleur) et des accessoires de protection de la pompe [50]. Les panneaux solaires assurent cette conversion et fournissent l'alimentation électrique nécessaire à la pompe à eau. L'onduleur assure la conversion du courant continu en courant alternatif. Ces deux derniers composants ont été déjà présentés dans le système de kit solaire domestique. En effet, nous décrirons le groupe motopompe (moteur + pompe) qui assure généralement le pompage en irrigation (figure 2-25) [51].

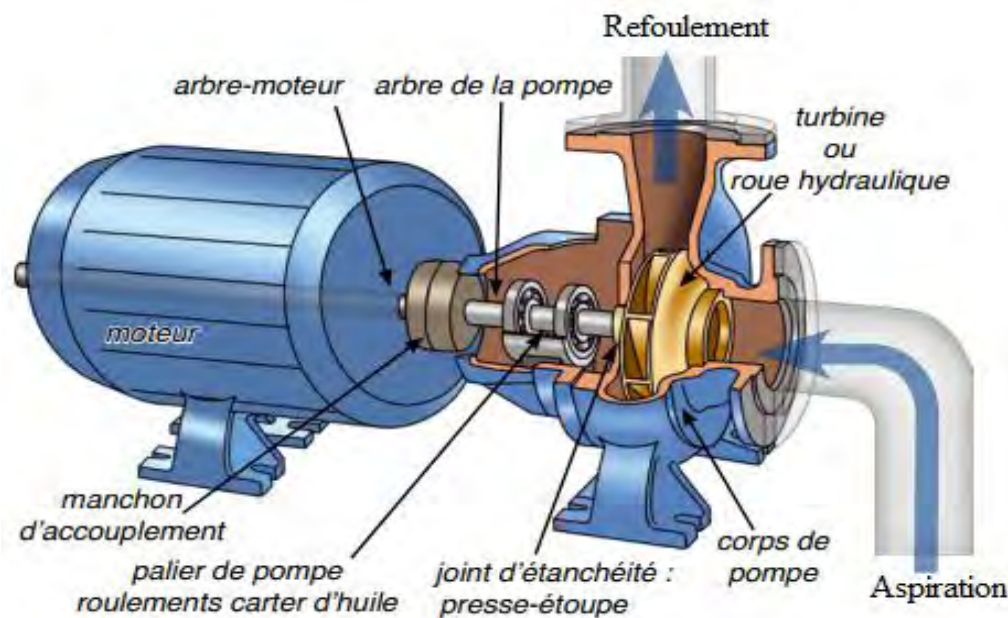


Figure 2-25: Structure du groupe motopompe [51]

La pompe solaire est l'élément mis en marche lorsqu'elle reçoit de l'énergie solaire afin de pomper l'eau sur une surface. Le moteur assure la conversion de l'énergie électrique en énergie mécanique. A l'intérieur d'un corps de pompe, une roue capte l'eau à l'aspiration et la projette vers son refoulement. Il existe quelques types de pompe et de moteurs.

II.4.1.1. Quelques types de pompes

Les pompes sont des appareils qui aspirent un fluide d'une région à basse pression pour le refouler, vers une région à plus grande pression [52]. Elles sont couplées directement aux moteurs et se caractérisent par un couple vitesse et débit [54]. Compte tenu de l'emplacement physique de la pompe par rapport à l'eau pompée, on distingue deux types de pompes [54].

- **Les pompes à aspiration**

Les pompes à aspiration sont des pompes dont la section en amont doit être remplie d'eau pour amorcer l'aspiration. La hauteur d'aspiration de n'importe quelle pompe de ce type est fixée à une valeur théorique de 9,8 (pression atmosphérique en mètres d'eau). Mais en pratique, cette valeur est environ 6 à 7 m [55, 56]. Ainsi, ces types de pompes sont toujours installés à une hauteur inférieure à la pompe de refoulement [52].

- **Les pompes à refoulement**

Les pompes à refoulement sont immergées dans l'eau. Leur moteur peut être immergé avec la pompe (monobloc). Cela peut être aussi en surface et dans ce cas, la transmission de puissance se fait à partir d'un arbre qui reliera les deux appareils moteur et pompe (figure 2.25). Ce système sera à la base des pertes mécaniques [52]. Pour l'installation d'une pompe immergée dans un forage, les deux types de pompes les plus couramment utilisées sont les pompes centrifuges et les pompes volumétriques [57].

- **Les pompes volumétriques**

Les pompes volumétriques permettent de transmettre l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et-vient. Cela permet au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et de refoulement [53]. Les pompes volumétriques englobent les pompes à vis, à palette à piston et à diaphragme. Ainsi, elles peuvent être classées en deux catégories à savoir les pompes volumétriques rotatives et alternatives. Le principal intérêt de ces pompes est de pouvoir véhiculer un fluide sous de très fortes pressions cause pour laquelle, elles ne conviennent que des débits faibles. Cela rend leur emploi très limité pour l'alimentation en eau potable. Elles sont employées souvent dans le domaine industriel compte tenu de leur large gamme d'utilisation qu'elles peuvent couvrir mais aussi de leur simplicité et faible coût [32]. Cependant les pompes à diaphragme et à piston peuvent être utilisées pour des puits et forages très profonds, environ plus de 100 m [57].

- **Les pompes centrifuges**

Les pompes centrifuges sont les plus couramment utilisées dans les forages. Une turbine tourne à très haute vitesse dans un boîtier appelé un étage. Sous l'effet de la force centrifuge, la turbine éjecte l'eau radialement vers l'extérieur du boîtier. Des étages supplémentaires sont rajoutés (pompe centrifuge multi-étage) lorsque la pression souhaitée est supérieure à ce que peut produire un étage [55]. Cette pompe transmet également l'énergie cinétique du moteur au fluide mais cette fois-ci par un mouvement de rotation de roues à aubes ou

aillettes. Ainsi par la force centrifuge, des aubages, l'eau qui rentre au centre de la pompe sera poussée à l'extérieur vers le haut (figure 2-26) [32, 57].

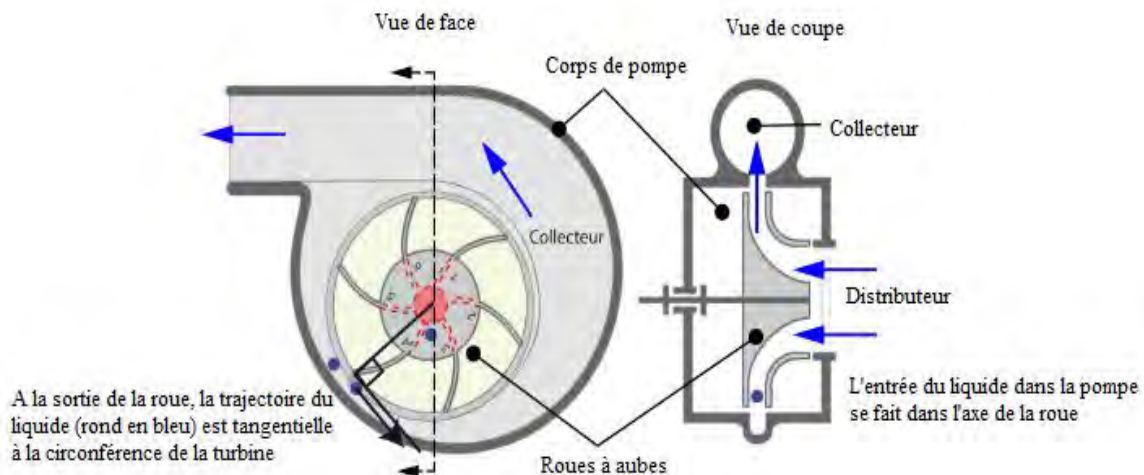


Figure 2-26: Pompe centrifuge à étage unique [58].

II.4.1.2. Exemple de types de moteurs

Les moteurs sont des dispositifs électromécaniques. Plusieurs critères permettent d'établir le choix le plus judicieux du moteur comme la robustesse du matériel, la souplesse de fonctionnement et le bon rendement [53]. Cela permet de limiter au maximum l'entretien, la fiabilité du système, les risques de panne, l'autonomie de l'installation et la faible puissance au démarrage. La plupart des machines électriques fonctionnent grâce au magnétisme. Il existe trois types de moteurs utilisés dans les systèmes de pompage PV.

- **Moteur à courant continu avec balais**

Dans les applications de pompage solaire, les moteurs à courant continu avec balais (figure 2-27) utilisés sont les moteurs séries. Leur couple de démarrage est suffisant pour vaincre la résistance de démarrage d'une pompe et bien répondre à un courant variable. Ce type de système relativement simple, nécessite un entretien régulier car les balais doivent être changés périodiquement. En effet, il est préférable de les utiliser dans les puits ouverts que dans les forages ou la pompe à moteur immergé doit être retirée pour changer les balais [57]. Le stator d'un moteur à courant continu est la partie fixe du moteur, tandis que le rotor est celle mis en rotation (mobile).

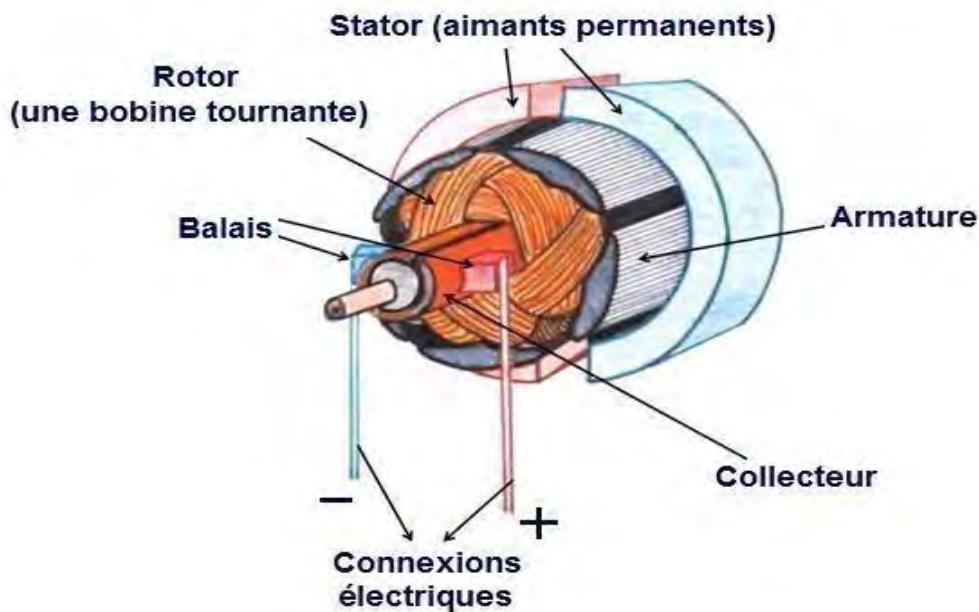


Figure 2-27: Moteur à courant continu avec balais au carbone [59].

- **Moteur à courant continu, sans balais (Brushless)**

Il est composé d'un aimant permanent au rotor, ce qui le différencie avec celui à courant continu conventionnel. Les moteurs à courant continu sans balais sont devenus extrêmement populaires par rapport à leur prédécesseur. Le mouvement du moteur est contrôlé par des signaux d'entraînement soigneusement conçus [32]. Ce type de moteur électrique comporte non seulement les avantages des moteurs à courant continu mais également ceux des moteurs à courant alternatif. En effet, son couple de démarrage est fort et sa durée de vie très élevée. Cela est dû à l'absence des paliers et des balais. Les moteurs sans balais sont plus fiables avec un poids inférieur et des dimensions réduites. Leur utilisation reste limitée à des faibles puissances [57].

- **Moteur à courant alternatif**

La machine asynchrone est une machine électrique à courant alternatif sans connexion entre le stator et le rotor. Le moteur asynchrone est le plus utilisé dans l'industrie, ce qui explique sa large gamme de fabrication [37]. Leur utilisation est renforcée dans les applications de pompage solaires grâce à l'arrivée d'onduleur efficace. En effet, ce modèle est réservé uniquement pour le pompage immergé dans les forages et les puits ouverts. Il existe deux types de moteurs asynchrones (triphasé et monophasé). Mais, on privilège les moteurs triphasés pour l'entraînement de grosse machine, car ils sont plus économiques et pratiques. Les moteurs asynchrones sont robustes, moins chers (peu d'entretien) et augmente, ainsi, l'autonomie et la fiabilité de l'installation [37].

II.4.1.3 Les techniques de pompage solaire

- **Le pompage au fil du soleil (stockage de l'eau)**

La première technique consiste à pomper et à stocker l'eau dans un réservoir lorsqu'il y'a suffisamment d'ensoleillement. Il ne requiert pas un entretien complexe et sa capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours selon les modèles. La méthode de pompage au fil du soleil (figure 2-28) permet d'avoir un système photovoltaïque plus simple, plus fiable et moins coûteux qu'un système utilisant des batteries pour stocker de l'énergie [57].

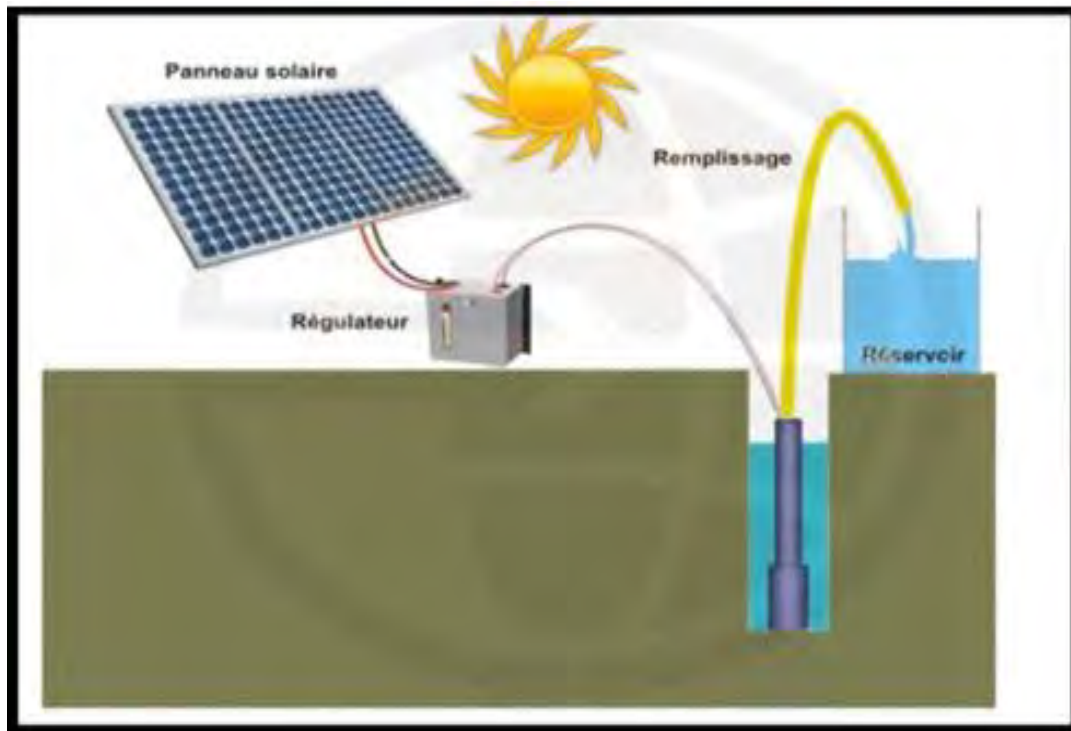


Figure 2-28: Principe de fonctionnement du pompage au fil du soleil [32].

- **Le pompage avec batterie (stockage électrique)**

La deuxième méthode consiste également à stocker de l'énergie par des batteries (figure 2-29). L'énergie stockée dans la journée peut être utilisée plus tard pour pomper l'eau. Ainsi, cette technique a l'avantage d'avoir un débit régulier et la possibilité de pomper lorsque le soleil est absent. C'est pourquoi, elle reste le meilleur choix pour des besoins de très forts débits en pompage (24 heures sur 24). L'inconvénient majeur de cette méthode est qu'elle présente plus de composant que la première. Cela peut s'influer sur la fiabilité et le coût du système. En plus, les batteries sont fragiles et nécessitent un entretien rigoureux. Les contrôleurs vieillissent aussi rapidement [57].

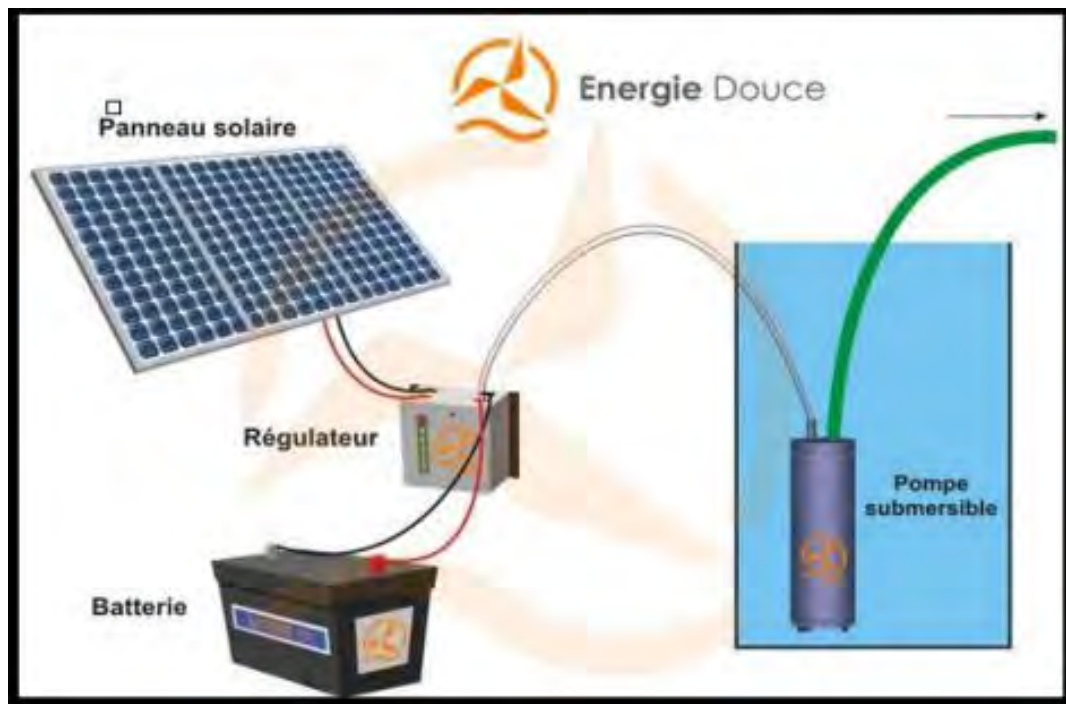


Figure 2-29: Principe de fonctionnement du pompage d'eau avec batterie [32].

II.4.2 Le pompage par groupe électrogène

Le réseau électrique de distribution publique s'avère inaccessible dans les zones rurales. Ainsi, pour être autonome en énergie, on fait recours à des groupes électrogènes. C'est au niveau du générateur que les deux types de pompage se diffèrent. Le groupe électrogène doit fournir de l'énergie à la pompe pour l'alimentation en eau de la population. Pour cela, le groupe doit tourner presque chaque jour. Le temps de fonctionnement du moteur est très élevé. Les moteurs diésels ont un rendement (35 à 40%) supérieur aux moteurs à essence [60]. En effet, il est préférable d'utiliser les moteurs diésels [60].

II.5. Les différents types de systèmes des installations photovoltaïques

Il y'a trois types de systèmes PV qui sont les systèmes autonomes, hybrides et connectés au réseau. Les deux premiers sont indépendants du réseau de distribution publique, on les retrouve souvent dans les régions difficiles d'accès au réseau [37].

- **Système autonome**

Le système PV non raccordé au réseau permet de produire de l'électricité de manière autonome. Il est composé de panneaux solaires, d'un onduleur, de régulateur et des batteries qui assurent le stockage du surplus d'énergie non consommée (figure 2-30). Cette solution est idéale pour les zones qui ne sont pas raccordées ou desservies par le réseau d'électricité. Ce système peut également répondre aux besoins d'une application (par exemple, le pompage de l'eau) sans recours aux accumulateurs. C'est ce qu'on appelle le pompage au fil du soleil [32].



Figure 2-30: Système autonome [61]

- **Système hybride**

Les systèmes PV hybrides intègrent un générateur et un autre générateur comme l'éolienne (figure 2-31), le groupe électrogène ou le système hydroélectrique. Ce type de système est également indépendant du réseau d'électricité. Il reste un meilleur choix pour les applications ayant besoin d'une alimentation continue de grande puissance. La difficulté de ce système est de pouvoir équilibrer les différentes sources d'énergie de façon à les optimiser au même moment [32].



Figure 2-31: Système hybride [62]

- **Système connecté au réseau**

Le système connecté au réseau de distribution inclut une unité de conditionnement de l'alimentation et d'un équipement de raccordement au réseau (figure 2-32) [32]. Ce système produit sa propre électricité et achemine son excédent d'énergie vers le réseau. Il fonctionne presque comme une centrale électrique. La consommation d'électricité est indépendante de l'énergie générée par les panneaux solaires. Ainsi on disposera de deux installations électriques différentes telles que la ligne habituelle d'alimentation et l'installation PV. L'avantage d'un tel système est que l'énergie non utilisée peut être vendue à la compagnie d'électricité [32].

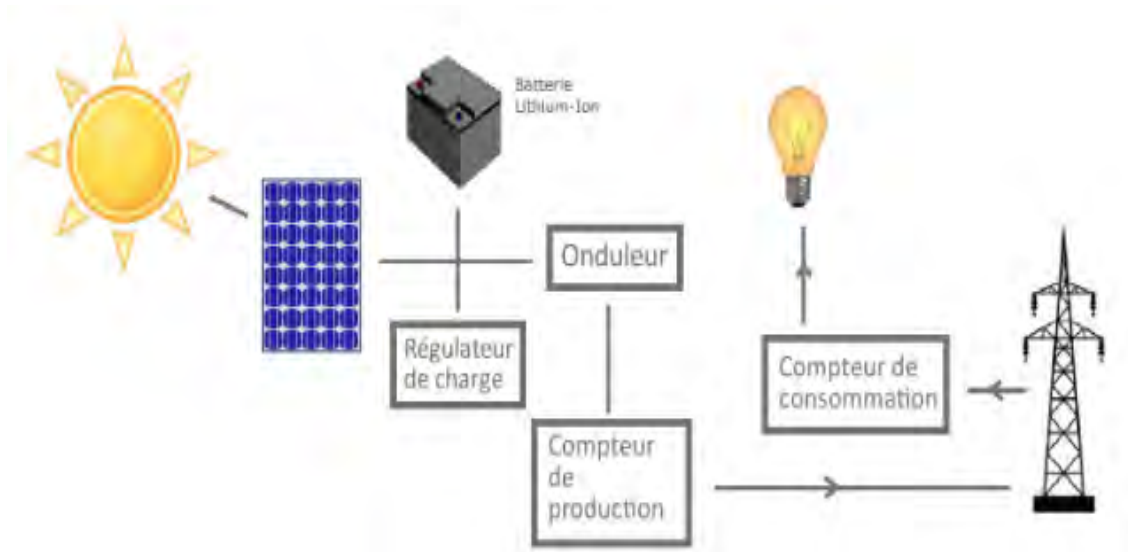


Figure 2-32: Système connecté au réseau [32]

II.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les composants du kit solaire domestique et du système de pompage solaire. Cela montre que les panneaux solaires constituent le maillon le plus important du système photovoltaïque. En irrigation, le pompage est généralement assuré par un groupe motopompe. Nous avons pu montrer également qu'avec l'arrivée d'onduleurs efficaces, l'utilisation d'un moteur asynchrone triphasé reste le meilleur choix dans les applications de pompage solaire. Ainsi, le chapitre suivant se portera uniquement sur la méthodologie de dimensionnement du système de pompage solaire et kit solaire domestique.

CHAPITRE III :

**METHODOLOGIE DE DIMENSIONNEMENT
D'UN KIT SOLAIRE DOMESTIQUE ET D'UNE
POMPE SOLAIRE**

III.1. Introduction

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque consiste à déterminer l'ensoleillement, le profil de charge et l'ensemble des caractéristiques optimales de chaque composant de la chaîne. Ainsi un bon dimensionnement tient compte de l'inclinaison des modules et de la tension d'utilisation du système. Cela montre que pour la réalisation d'une installation photovoltaïque, le dimensionnement s'avère une phase incontournable. Les méthodes de dimensionnement diffèrent seulement selon le type de raccordement. En effet, le chapitre se consacre uniquement sur la méthodologie de dimensionnement du kit solaire domestique et du système de pompage photovoltaïque. Premièrement, pour le kit solaire domestique, nous déterminons les besoins énergétiques journaliers et le potentiel d'énergie du lieu concerné. Deuxièmement, le choix des modules photovoltaïques, leur emplacement et la structure support sont étudiés. Ensuite, nous présentons les composants électriques assurant la régulation, la protection du système et des usagers. Enfin, pour le pompage solaire, il est nécessaire de déterminer le débit journalier en m³/jour, l'irradiation solaire, la hauteur manométrique totale, les autres équipements et accessoires.

III.2. Dimensionnement d'un kit solaire domestique

Un kit solaire est conçu pour produire de l'énergie directement consommée sur place. Ainsi, il se compose au minimum d'un panneau solaire, des équipements dédiés au fonctionnement et au raccordement du système. En effet, un système est constitué de cinq éléments de base essentielle dont leur dimensionnement dépend de plusieurs paramètres et composants :

III.2.1. Les panneaux solaires

Le dimensionnement des panneaux solaires se fait en quatre étapes [8] :

Etape 1 : Il faut d'abord, estimer l'énergie consommée (E_c) journalièrement par tous les équipements en fonctionnement électrique en Wh/j. La consommation en énergie de chaque équipement se calcule de la manière suivante [31]:

$$E_c = p \times t \quad (3.1)$$

Avec P et t respectivement, puissance nécessaire et durée d'utilisation de chaque équipement par jour.

Etape 2 : Ensuite, on détermine l'énergie produite (E_p) par jour. Cette énergie doit être égale à l'énergie consommée par l'introduction d'un coefficient de correction K [44]. Ce dernier prend en compte les facteurs comme l'incertitude météorologique et l'inclinaison non corrigée des modules suivant les saisons.

Il veille également sur le point de fonctionnement des modules rarement optimal et qui peut être aggravé par la baisse des caractéristiques des panneaux. Le coefficient K optimise aussi la perte du rendement dans le temps due à la poussière et au vieillissement des modules. L'énergie produite s'obtient par la relation suivante [31]:

$$E_p = \frac{E_c}{K} \quad (3.2)$$

Etape 3 : Après, il faut déterminer la puissance crête (P_c) qui est en fonction de l'éclairement du site. Elle est donnée par cette expression ci-dessous [8] :

$$P_c = \frac{E_p}{I_r} \times 1000 \quad (3.3)$$

Avec I_r : Irradiation ou ensoleillement local considéré ($KW/m^2/j$).

Le facteur 1000 est l'éclairement de référence dans les conditions standards [35].

Etape 4 : Enfin, on calcule le nombre de panneaux nécessaires (N_p) du kit solaire domestique. C'est le rapport entre la puissance crête (P_c) et la puissance unitaire (P_u) du panneau qui se trouve sur la fiche technique du module PV [42].

$$N_p = \frac{P_c}{P_u} \quad (3.4)$$

Après avoir effectué ces calculs, on détermine le type de montage des panneaux. Ainsi, le nombre de panneaux en série (N_{ps}) sera fait comme suit [31] :

$$N_{ps} = \frac{U_s}{U_m} \quad (3.5)$$

Avec U_s : Tension du système utilisée et U_m : tension unitaire du module se trouvant sur la fiche technique du panneau choisi.

Ensuite, le nombre de panneaux en parallèle (N_{pp}) est donné par cette formule [31]:

$$N_{pp} = \frac{N_p}{N_{ps}} \quad (3.6)$$

III.2.2. Les batteries

Le dimensionnement de la batterie se fait en quatre étapes [8].

Etape 1 : On détermine d'abord le nombre de jour (N_j) d'autonomie qui varie en général entre 3 et 15 jours [8]. Ce chiffre dépend des conditions météorologiques de chaque région. Par exemple, au Sénégal, le chiffre retenu varie de 3 à 5 jours [8].

Etape 2 : Ensuite, il faut tenir compte de la profondeur de décharge (D_p) maximale des batteries. C'est ainsi qu'une profondeur maximale est fixée et qui varie entre 30 à 80% [8].

Cela montre que la décharge d'une batterie ne doit pas être en dessous d'un certain seuil sinon, elle risque de l'endommager.

Etape 3 : Après, le calcul de la capacité de stockage de la batterie se fait en se basant sur les deux premières étapes citées ci-dessus et de la tension de la batterie. Elle est donnée par la relation suivante [42] :

$$C = \frac{E_c \cdot N_j}{D_p \cdot U_b \cdot \eta_b} \quad (3.7)$$

Avec U_b : tension de stockage de l'énergie solaire de la batterie se trouvant sur la fiche technique de la batterie et η_b : Rendement de la batterie.

Etape 4 : Enfin, le calcul du nombre de batteries (N_b) nécessaire à l'installation peut se faire maintenant. C'est le rapport entre la capacité de stockage (C) de la batterie et la capacité nominale (C_b) indiquée sur la fiche technique de la rame de la batterie. Il s'obtient à partir de cette relation [31]:

$$N_b = \frac{C}{C_b} \quad (3.8)$$

En général, il est recommandé de choisir une batterie de capacité nominale immédiatement supérieure après calcul [8]. Le raccordement des batteries se fait, en parallèle ou par combinaison des deux. Le nombre de batteries branchées en série (N_{bs}) s'obtient par l'expression suivante [8]:

$$N_{bs} = \frac{U_s}{U_b} \quad (3.9)$$

U_s : Tension du système et U_b : Tension de la batterie se trouvant sur la fiche technique de la rame de la batterie.

De même, le nombre de batteries branché en parallèle (N_{bp}) s'obtient par cette formule [8] :

$$N_{bp} = \frac{N_b}{N_{bs}} \quad (3.10)$$

III.2.3. Les régulateurs

Le dimensionnement de la régulation de charge (à l'entrée) est en fonction de la puissance du générateur donc du courant produit par les modules (courant de charge). Celui de la régulation de décharge (à la sortie) est en fonction de la puissance totale du récepteur [31].

III.2.3.1. Caractéristiques d'entrée

L'intensité admissible du courant du régulateur doit être supérieure à la valeur maximale produite par le générateur [63]. Cette dernière correspond à l'intensité maximale (courant de court-circuit : I_{cc}) de chaque module multiplié par le nombre de modules [8].

L'intensité maximale d'un module est fournie par le constructeur. L'intensité I_{\max} du champ PV est calculée comme suit [31]:

$$I_{\max} = N_p \times I_{cc} \quad (3.11)$$

Dans la pratique, il est recommandé de choisir un régulateur dont le courant d'entrée maximale (I_{\max}) admissible est égal à 1.5 fois le courant maximal de charge du champ PV [8]. C'est une marge de sécurité adoptée pour le régulateur [8]. Le courant d'entrée maximale est calculé par cette formule :

$$I_{\max} = 1,5 \times I_{\max} \quad (3.12)$$

III.2.3.2. Caractéristiques de sortie

L'intensité de sortie (I_s) du régulateur doit être supérieure à la valeur maximale consommée par les récepteurs. Elle peut être donnée comme suit [31, 49]:

$$I_s = \frac{P_T}{U_s} \quad (3.13)$$

Avec P_T : Puissance totale en (Watt) des équipements en fonctionnement maximum de leur puissance et U_s : Tension aux bornes du générateur.

Le nombre de régulateur (N_r) se calcule en faisant le rapport entre le courant d'entrée maximale (I_{\max}) et le courant du régulateur (I_{reg}) qu'on trouve sur la fiche technique du régulateur choisi [8].

$$N_r = \frac{I_{\max}}{I_{reg}} \quad (3.14)$$

III.2.4. Les onduleurs

Le dimensionnement des onduleurs est en fonction de trois grandeurs que sont la puissance totale (P_T) de l'ensemble des appareils, la tension de sortie des panneaux solaires en courant continu et la tension d'utilisation des récepteurs en courant alternatif. La puissance de l'onduleur (P_{ond}) est calculée ainsi [8]:

$$P_{ond} = \frac{P_T}{\eta} \quad (3.15)$$

Avec η le rendement de l'onduleur.

Le nombre d'onduleur (N_{ond}) est donné par le rapport entre la puissance de l'onduleur calculée (P_{ond}) et la puissance de l'onduleur qui se trouve sur la fiche technique de l'onduleur donnée par le constructeur (P_{1ond}) [8].

$$N_{\text{ond}} = \frac{P_{\text{ond}}}{P_{1\text{ond}}} \quad (3.16)$$

III.2.5. Les câbles

Les courants sont généralement élevés en basse tension. C'est pourquoi les longueurs en basse tension doivent être courtes pour éviter des chutes de tension [49]. Or, dans les installations PV, on est souvent confronté à des problèmes de chutes de tension liées aux courants importants. En effet, pour ces applications, c'est la basse tension (12 à 48V) qui est utilisée [8]. Ainsi pour pallier à ce problème, le bon dimensionnement des conducteurs devient impératif. Dès lors, pour des raisons de sécurité et d'efficacité énergétique, il sera nécessaire de calculer la section du câble de la liaison [31] :

- Panneaux et boîtier de raccordement des panneaux,
- Boîtier de raccordement et l'onduleur-chargeur,
- Batterie et l'onduleur chargeur.

La section d'un conducteur se calcule par la formule suivante [44] :

$$S = \frac{\rho \times L}{R} ; \quad R = \frac{\Delta U}{I} \quad (3.17)$$

Avec R : La résistance du câble et $\Delta U = 2\%$ [64] : chute de tension (dans la partie DC).

I : courant de puissance maximale qui se trouve sur la fiche technique du module PV.

L: longueur du câble (m), S : section du câble (mm²) et $\rho = 1,6.10^{-8}\Omega\text{m}$: la résistivité du câble.

Le tableau 3-1 donne les sections des câbles de cuivre en fonction de l'intensité maximale que le conducteur peut supporter.

Section des câbles (mm ²)	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50
Courant maximum (A)	13	21	28	36	46	61	81	99	125

Tableau 3-1: Section nominale des câbles [53].

III.3. Dimensionnement du système de pompage solaire

III.3.1. Evaluation des besoins en eau

L'estimation des besoins en eau est la chose la plus fondamentale du dimensionnement du système de pompage PV. Elle correspond au débit total nécessaire pour satisfaire toute la demande (population et bétail). La détermination des besoins en eau pour la consommation d'une population donnée dépend essentiellement de son mode de vie. En effet, les besoins en eau peuvent être estimés en se basant sur des enquêtes socioéconomiques ou sur la base des ratios de consommation établis par des organismes internationaux.

Par exemple, les besoins en eau que l'on estime nécessaire pour les zones rurales des pays pauvres sont de l'ordre de 20 L/ jour/personne et 30 L/jour/tête de bétail [65]. Quant aux besoins d'eau pour l'irrigation, ils dépendent du type de culture, des facteurs météorologiques comme la température, l'humidité relative, la vitesse du vent, l'évapotranspiration du sol, la saison de l'année considérée et de la méthode d'irrigation. Cependant il est toujours important de se baser sur l'expérience locale. Par ailleurs, l'Organisation Mondiale de la Santé (OMS) a établis un tableau des estimations des besoins en eau pour les personnes, les animaux et l'irrigation (tableau 3-2) [53]. Mais la base des organismes de financement pour les besoins uniques de l'homme est de 20 L/jour/personne [65].

Personnes	
Survie	5 l/jour
Minimum admissible	10 l/jour
Condition de vie normale en Afrique	30 l/jour
Animaux	
Bœuf	40 /jour
Mouton-chèvre	5 /jour
Cheval	40 /jour
Ane	20 l/jour
Chameau	20 l/jour (réserve de 8 jours)
Irrigation	
Riz	100 m ³ /jour/ha
Graines	45 m ³ /jour/ha
Canne à sucre	65 m ³ /jour/ha
Coton	55 m ³ /jour/ha
Maraîchage	60 m ³ /jour/ha

Tableau 3-2: Consommation spécifique donnée par l'OMS [53].

III.3.2. Calcul de l'énergie hydraulique nécessaire

Elle se calcule en tenant compte de la quantité d'eau journalière en m³/jour pour chaque mois de l'année et les caractéristiques des puits ou forages. L'énergie hydraulique moyenne journalière et mensuelle nécessaire s'obtient à partir de la relation suivante [66]:

$$E_h = \frac{V_a \cdot g \cdot \rho_a \cdot H_{MT}}{3600} \quad (3.18)$$

Avec E_h : énergie hydraulique (Wh / jour) et V_a : volume d'eau en (m^3 /jour).

ρ_a : densité de l'eau ($1000 \text{ Kg}/m^3$) et g : Accélérateur de la pesanteur ($9,81 \text{ m/s}^2$).

H_{MT} : hauteur manométrique totale (m) d'une pompe. Elle est la différence de pression en mètres de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement. La hauteur manométrique totale est donnée par la relation ci-dessous [67]:

$$H_{MT} = H_g + P_c \quad (3.19)$$

H_g : hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation (voir chapitre 4, figure 4.1). Elle est calculée par la formule suivante [67] :

$$H_g = H_r + N_d + N_s \quad (3.20)$$

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, de leur diamètre et du débit de la pompe (m).

H_r : hauteur du réservoir (m), $N_d = h_d$: niveau dynamique (m). La hauteur dynamique (h_d) représente les pertes d'eau dans la tuyauterie.

$N_s = h_s$: niveau statique (m). La hauteur statique (h_s) est la distance entre le niveau dynamique de l'eau dans le puits jusqu'au point le plus élevé auquel on doit pomper l'eau. La hauteur dynamique (h_d) représente les pertes d'eau dans la tuyauterie.

III.3.3. Choix du mois de dimensionnement

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 [53]. L'inclinaison β des modules PV se fait de manière à optimiser le rapport entre l'irradiation solaire et l'énergie hydraulique nécessaire. Ainsi, chaque inclinaison β correspond au mois le plus défavorable. Ce que l'on appelle le mois de dimensionnement [53]. Plus précisément, il sera celui qui présente le plus petit rapport entre l'irradiation solaire et l'énergie hydraulique. Ces deux derniers paramètres serviront pour le choix des composants du système.

III.3.4. Le générateur photovoltaïque

Le dimensionnement du générateur PV se fait de la même manière que dans le kit solaire domestique. Seulement, les paramètres se diffèrent. En effet, on calcule d'abord, l'énergie électrique (E_E) produite par le champ PV à partir de la relation suivante [68] :

$$E_E = \frac{E_C}{K} \quad \text{ou} \quad E_E = \frac{E_h}{\eta_{ond} \times \eta_{MP}} \quad \text{ou encore} \quad E_E = \frac{E_h}{\eta_g} \quad (3.21)$$

K : valeur théorique comprise entre 0,55 et 0,75 [32], η_{ond} : Rendement de l'onduleur

η_{MP} : Rendement du groupe motopompe, en général compris entre 30% et 60% [53].

η_g : Rendement global (20% à 50%) [53]. Il dépend du générateur, du groupe moteur électropompe ou du MPPT/Onduleur.

Ensuite, on calcule la puissance crête (P_c) du générateur PV qui dépend de l'irradiation quotidienne et du lieu d'utilisation. Elle s'obtient par la formule suivante [53] :

$$P_c = \frac{E_p}{I_r} \text{ ou } P_c = \frac{E_E}{\text{Ensoleil} (1 - \text{pertes})} \quad (3.22)$$

I_r : irradiation moyenne journalière pour le mois le plus défavorable.

Ensoleil : nombre d'heures maximales d'ensoleillement, Pertes : estimées entre 15% à 20%.

III.3.5. Choix de la pompe

Le choix de la pompe se fait en fonction de trois paramètres très importants à savoir le débit journalier, la hauteur manométrique totale et l'énergie hydraulique nécessaire de la pompe. On obtient la constante hydraulique à partir des relations suivantes [67]:

$$E_h = C_h \cdot Q \cdot H_{MT}; \quad C_h = g \cdot \delta = 9,81 \cdot \frac{10^3}{3600} = 2,725 \left(\text{Kg} \cdot \text{s} \cdot \frac{\text{h}}{\text{m}^2} \right) \quad (3.23)$$

Avec C_h : Constante hydraulique dépendant de la gravité terrestre et de la densité d'eau.

A partir de ces relations, on peut en déduire la formule du débit crête journalier :

$$Q = \frac{E_h}{2,725 \cdot H_{MT}} \text{ ou encore } Q = \frac{3,6 \cdot E_h}{g \cdot H_{MT}} \quad (3.24)$$

III.3.6. Dimensionnement des tuyauteries

Le bon dimensionnement de la tuyauterie du réseau hydraulique permet d'éviter les surconsommations électriques et limite les coûts d'installation [69]. Il dépend de quatre paramètres tels que, le diamètre, le débit, la vitesse de refoulement et les pertes de charge [70]. En effet, il se fait sous deux méthodes : D'abord, la première méthode est pratique et consiste à utiliser des tableaux ou des abaques et ensuite, la deuxième est théorique et se fait en trois étapes.

Étape 1 : On commence par déterminer le diamètre des tuyauteries à partir de la relation de Jacques Antoine Charles Bresse suivante [70] :

$$D = K\sqrt{Q} \quad (3.25)$$

D : diamètre de la tuyauterie (m) et K : coefficient variant entre 0,75 à 1,40

Q : débit crête de la pompe (m/s).

Étape 2 : Calculer le débit crête à partir de l'équation de continuité de la relation de Bresse qui donne la formule suivante [68] :

$$Q = \frac{\pi D^2 V}{4} \quad (3.26)$$

Etape 3 : Déterminer la vitesse moyenne du fluide (V). Elle s'obtient en remplaçant la valeur de Q prise par la formule de Bresse dans l'équation de la continuité. Cela donne finalement la relation suivante [68] :

$$V = \frac{4}{\Pi \cdot K^2} \quad (3.27)$$

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

III.3.7. Conclusion

Dans ce chapitre, il était question de décrire la méthodologie de dimensionnement du kit solaire domestique et du système de pompage solaire. Ce modèle que nous avons proposé, a permis d'avoir un aperçu sur la méthode théorique des installations PV. C'est pourquoi la dernière rubrique de notre travail sera portée sur les applications et résultats de cette méthode suivie d'une étude financière.

CHAPITRE IV :

RESULTATS ET DISCUSSIONS

- **Pôle énergétique**

La région de Thiès abrite six des neuf centrales solaires construites dans le pays. C'est la capitale des énergies renouvelables au Sénégal. La figure 4-2 indique l'histogramme de l'irradiation globale, diffuse et directe de la région de Thiès [8]. Ces données proviennent de la station de mesure du rayonnement solaire de Mbour. C'est pour bien mettre en évidence l'énergie solaire disponible dans cette région. L'irradiation solaire moyenne est de 5,91 kWh/m²/j. L'utilisation de ces données permet d'avoir le choix du mois de dimensionnement [53]. Notons que le mois de Janvier s'enregistre l'ensoleillement global le plus faible.

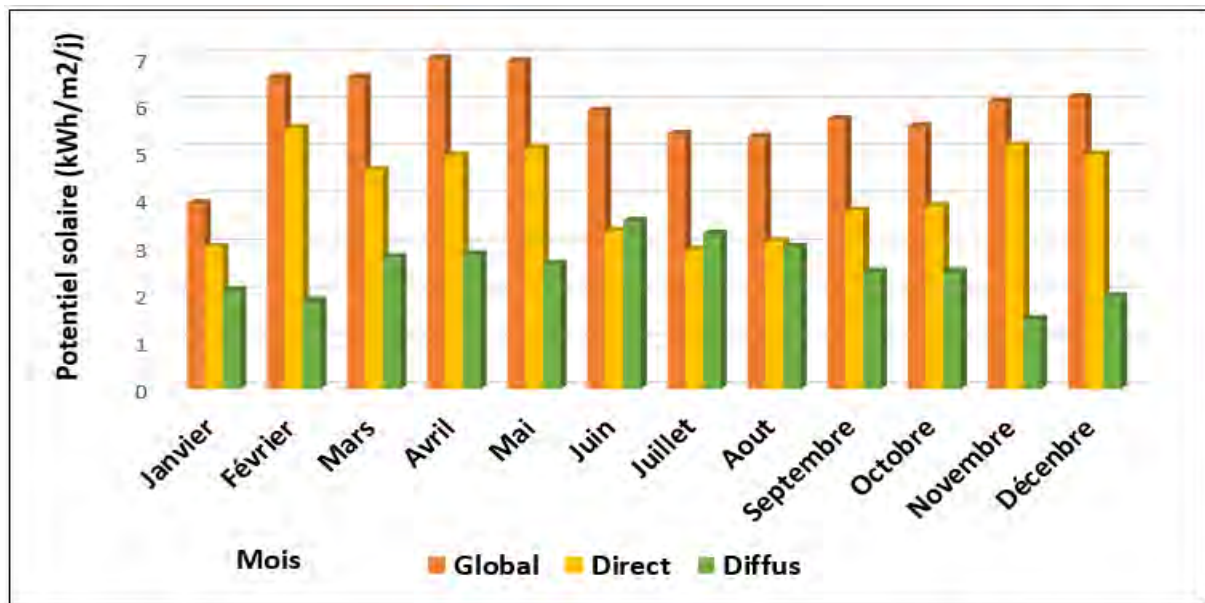


Figure 4-2: Irradiation diffuse, directe et globale de la région de Thiès.

IV.2.2. Activité agricole et caractéristique physique de la région de Thiès

- **Activité agricole**

L'agriculture est pratiquée dans trois zones telles que, la zone des Niayes (maraîchère et fruitière), la zone centre (arachidière, arboricole et de manioc) et la zone sud (maraîchère et vivrière). Elle occupe une place importante dans cette région. En effet, Thiès est le deuxième pôle de production maraîchère au Sénégal. Cette production est estimée à 30,25% de la production nationale avec un tiers des superficies exploitées [71]. C'est également la deuxième région productrice de fruits après la Casamance [71]. En 2012, la production totale de la région est estimée à 334.807 tonnes contre 217.322 tonnes en 2011 [71]. Cela correspond à une hausse relative de 54% [71]. La production s'obtient à partir des cultures pluviales et maraîchères (figure 4-3). Les cultures maraîchères dominent dans cette région par rapport aux cultures pluviales.

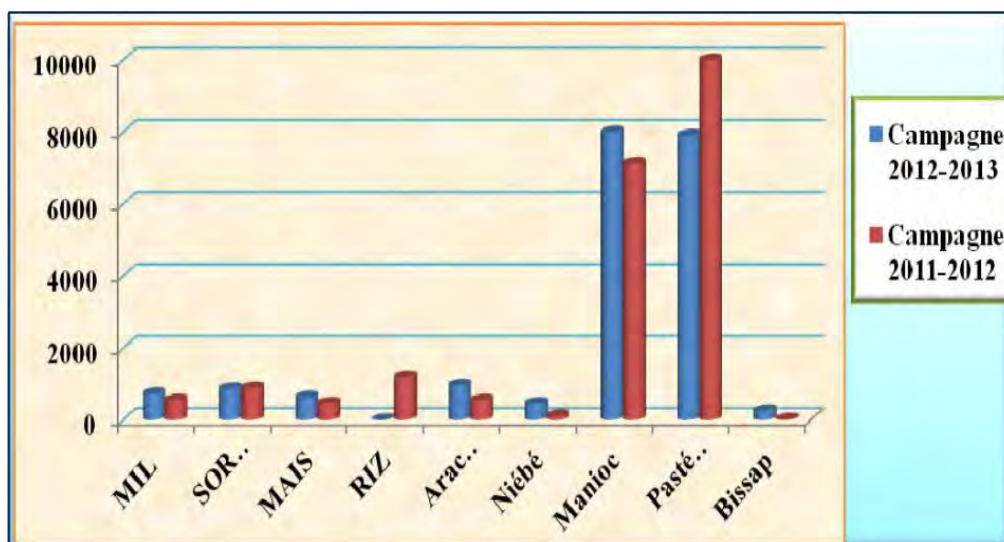


Figure 4-3: Evolution des rendements entre les campagnes 2011 à 2013 [71]

- **Caractéristiques physiques**

1°) Le régime pluviométrie et climatologique

Le régime climatique de notre zone d'étude est de type soudano-sahélien. Il est marqué par une saison sèche de Novembre à Mai et une saison des pluies de Juin à Octobre (figure 4-4) [74]. Ce régime se détermine par celui des précipitations comme toute l'Afrique de l'Ouest [74]. Celles-ci dépendent de l'apport de la mousson et sa répartition au cours des années est marquée par une grande variabilité. Les précipitations moyennes annuelles sont de l'ordre de 400 à 600 mm par an [11].

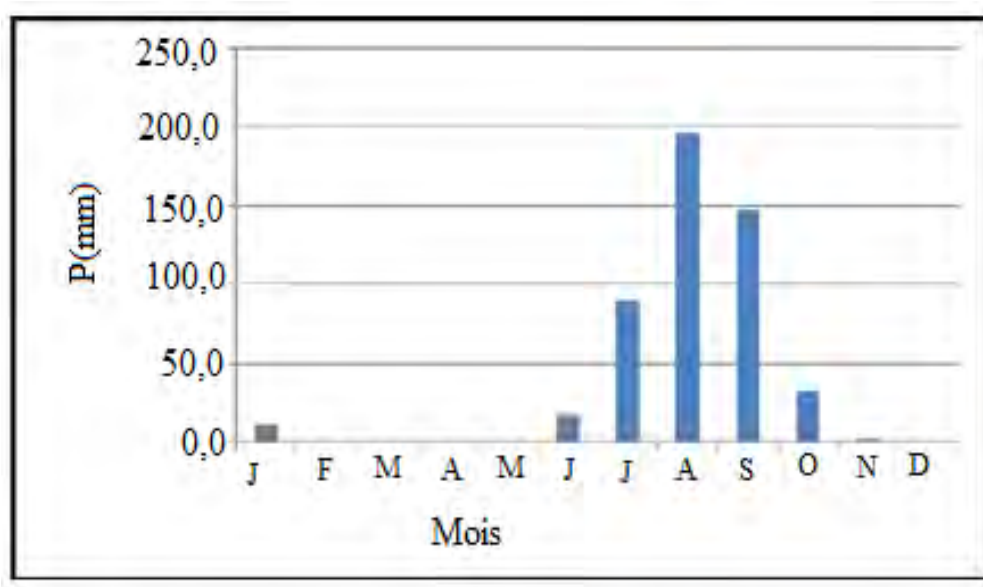


Figure 4-4: Régime pluviométrique de la région de Thiès [74]

2°) Température

La température moyenne mensuelle du mois le plus chaud est de 27,7°C (mois de Juillet). Les mois de Janvier et Décembre sont les mois les plus froids avec une température moyenne de 23,3°C (figure 4-5).

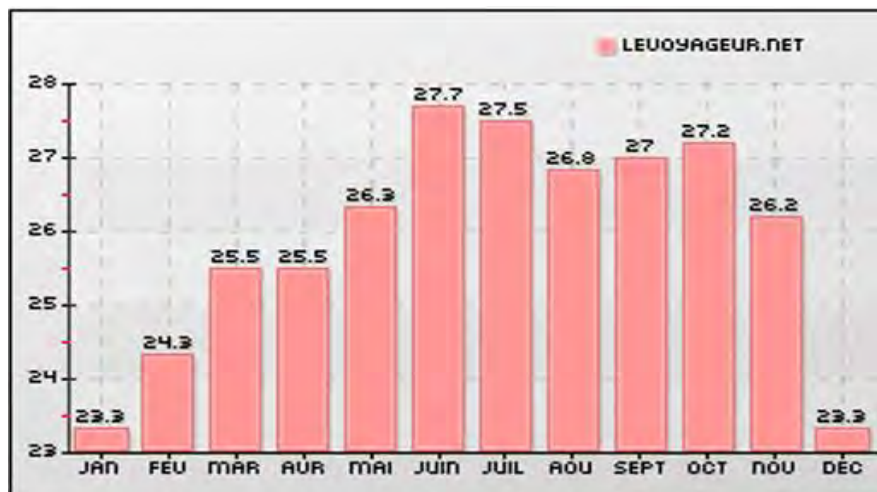


Figure 4-5: Evolution des températures moyennes annuelles de la région de Thiès [75]

3°) L'Humidité relative

Le rapport entre la quantité d'eau effectivement contenue dans l'air et la capacité d'absorption à une température donnée est appelé l'humidité relative [74]. Elle dépend de la température et varie en fonction des saisons. L'humidité relative moyenne de la ville de Thiès est de 63% mais varie relativement au cours de l'année (figure 4-6) [74]. Les valeurs les plus élevées sont enregistrées au cours de la saison des pluies avec un maximum en Septembre 79% [75]. Les humidités relatives les plus faibles s'observent en Avril-Mai et d'Octobre à Mars avec un minimum enregistré au mois de Février 49% [74].

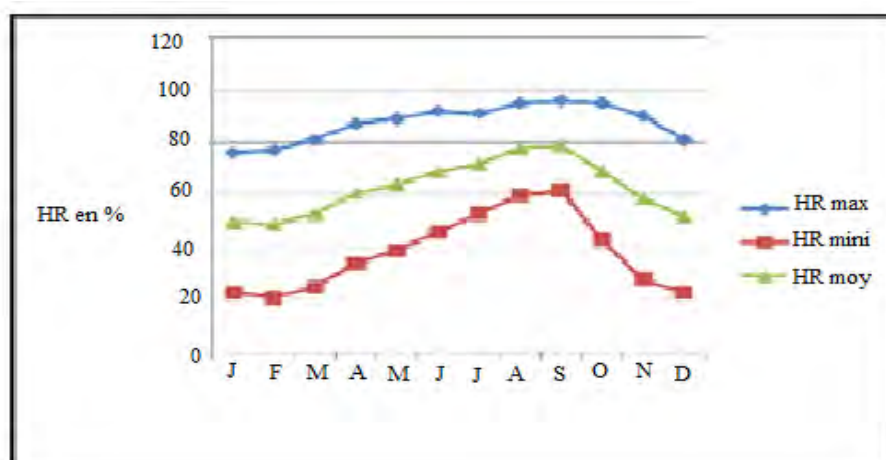


Figure 4-6: Variations moyennes mensuelles de l'humidité relative à la station de Thiès de 1977 à 2012 [74]

4°) Le vent

La vitesse horaire moyenne du vent à Thiès connaît une variation saisonnière considérable au cours de l'année. La période la plus venteuse s'étend du 25 Novembre au 19 Juin et dure 6,8 mois dans l'année, avec des vitesses de vent moyennes supérieures à 15,6 kilomètres par heure (figure 4-7) [76].

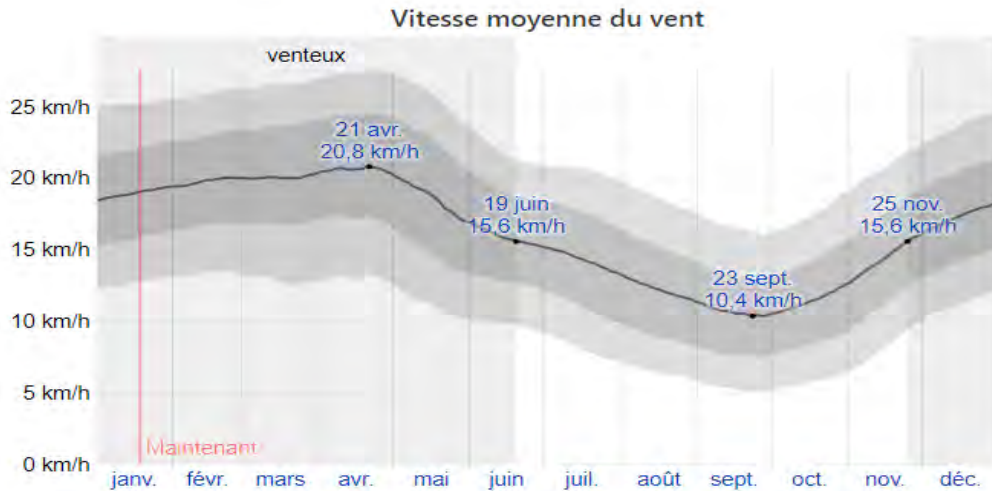


Figure 4-7: Vitesse moyenne du vent dans la région de Thiès [76]

La direction horaire moyenne principale du vent à Thiès varie au cours de l'année également. Sur la période du 4 Juin au 24 Septembre, le vent vient le plus souvent à l'Ouest pendant presque 3,7 mois, avec un pourcentage maximal de 70% le 6 Juillet (figure 4-8) [76]. Le plus souvent, le vent venant au Nord sur la période du 24 Septembre au 4 Juin dure 8,3 mois, avec un pourcentage maximal de 60% le 01 Janvier [76].

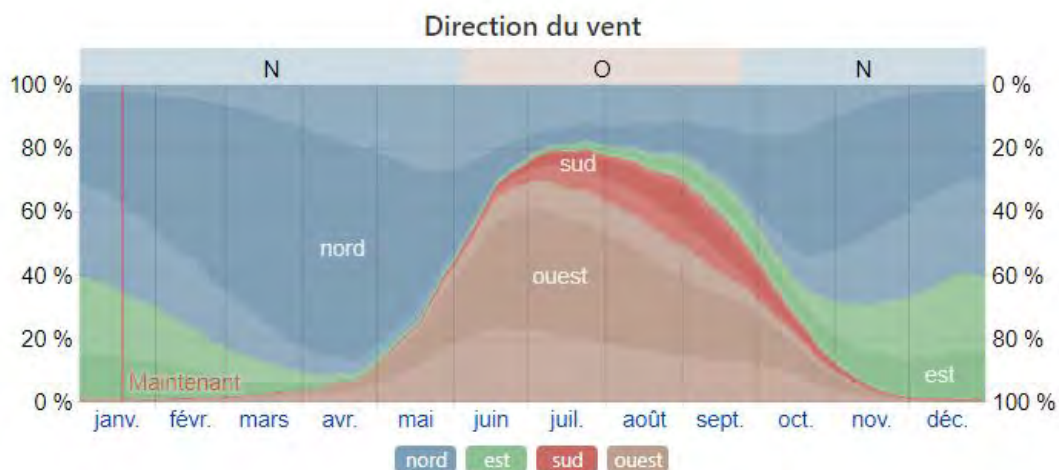


Figure 4-8: Direction du vent dans la région de Thiès [76]

5°) Ressource en eau souterraines et les types de sols

Les principaux types de sols rencontrés sont les sols dior (70%), deck (15%), deck-dior (10%) et bas-fonds (5%) comme le représente la figure 4-9 [11].

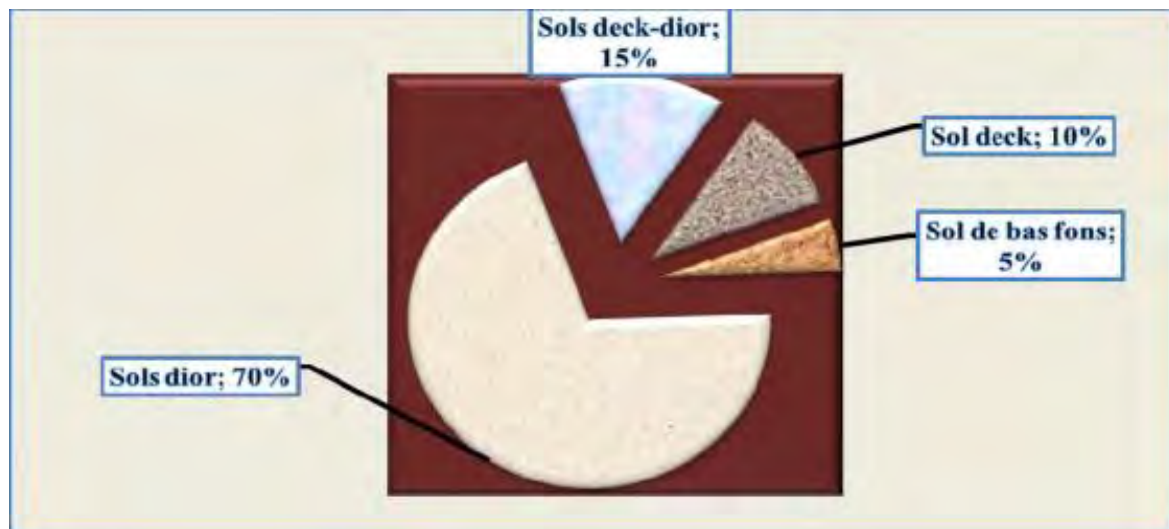


Figure 4-9: Répartition des superficies cultivables selon les principaux types de sol [11]

La région possède également d'importantes nappes souterraines (continental terminal, éocène, paléocène sable du littoral et des eaux superficielles...) [11]. Pour notre zone d'étude dans les Niayes, l'eau est relativement de bonne qualité (salinité inférieure à 0,3 g/l) mais contient un excès de fer [11]. Le niveau de l'eau varie entre 1 à 10 m [11]. Cette nappe est fortement utilisée par l'exploitation agricoles et les forages.

6°) Les forages d'eau dans la région

Les techniques de foration ont commencé à développer en Afrique francophone à la fin des années 80 [77]. Elles n'ont pas bien développé ni vulgarisé au Sénégal. Cette technique simple, est surtout pratiquée dans la zone sablonneuse. Elle se fait à la tarière par fonçage à diamètre unique et la profondeur d'investigation n'excède pas 20 m [78, 79]. Les tubes en PVC (Polychlorure de Vinyle) sont utilisés et les fentes des crépines sont réalisées manuellement. Ces dernières sont enveloppées d'un tissu (trous de diamètre de 2 cm environ sur le PVC) [79]. Les muni-forages se concentrent le plus dans la zone des Niayes (figure 4-10), en Casamance et exceptionnellement à Tambacounda [80]. Ces forages peu profonds captent la nappe phréatique à moins de 20 m [80]. Le coût unitaire de ces mini-forages dans la zone des Niayes varie de 350. 000 à 400.000 FCFA selon la complexité des terrains traversés et pour des profondeurs d'investigation ne dépassant pas 20 mètres [81, 82].



Figure 4-10: Un mini-forage sur une exploitation [77]

IV.3. Visite de terrain et entretien

Notre étude a commencé par une visite de terrain en compagnie des membres de l'association TAXWU Béer et d'autres autorités du village. Ces derniers nous ont amené respectivement au poste de santé et dans certaines maisons du village qui disposent d'installation PV. Lors de cette visite, nous avons eu à chaque étape, un entretien avec les personnes concernées. Globalement les problèmes qui ont été soulevés lors de ces entretiens sont les suivants :

- Un manque d'éclairage et des factures d'électricité trop chères,
- Une production très insuffisante d'énergie par rapport à la demande,
- Plusieurs équipements solaires et appareils disponibles au niveau du poste de santé sont en pannes comme les représente la figure 4-11. Elle montre l'installation faite au poste de santé de Béer avec ses huit panneaux solaires (a) et ses six batteries (b). Après trois ans de fonctionnement, cette installation ne marche plus, expliquant probablement un mauvais dimensionnement et de gestion.



Figure 4-11: Poste de santé de Béer Thialane (a) et Batteries de l'installation (b)

- Coût de production élevé de l'énergie solaire,
- Mauvais choix des équipements photovoltaïques et appareils électroménagers,
- Coût d'exploitation du pompage conventionnel très élevé. Cette photo montre un groupe électrogène dans un jardin se trouvant à Caniack (figure 4-12).



Figure 4-12: Groupe électrogène du jardin de Caniack

Tous ces désagréments notés causent d'énormes problèmes. Ces entretiens nous ont permis ainsi d'avoir une idée sur la nature des difficultés rencontrées dont nous proposons comme solution à long terme :

- Bon choix des équipements photovoltaïques et appareils électroménagers,
- Bon dimensionnement des installations photovoltaïques,
- Bonne installation de l'ensemble du système solaire.

IV.4. Dimensionnement de la ferme

Une ferme écologique est un lieu où on pratique de l'agriculture (à vocation vivrière) et de l'élevage en habitant sur place. Elle accueille également des visiteurs dans un but pédagogique. Notre ferme a besoin d'un kit solaire domestique pour l'éclairage d'une pièce de trois chambre plus salon et une pompe solaire pour l'irrigation du champ de 700 m².

IV.4.1. Le kit solaire domestique

IV.4.1.1. Plan de la maison et choix des appareils

- **Plan de la maison**

Notre travail consiste à dimensionner une maison contenant trois chambres plus salon, une salle de bain, la cuisine, une toilette extérieure et le grand couloir. La figure 4-13 montre un plan architectural d'une maison avec ces différents éléments cités ci-dessus.

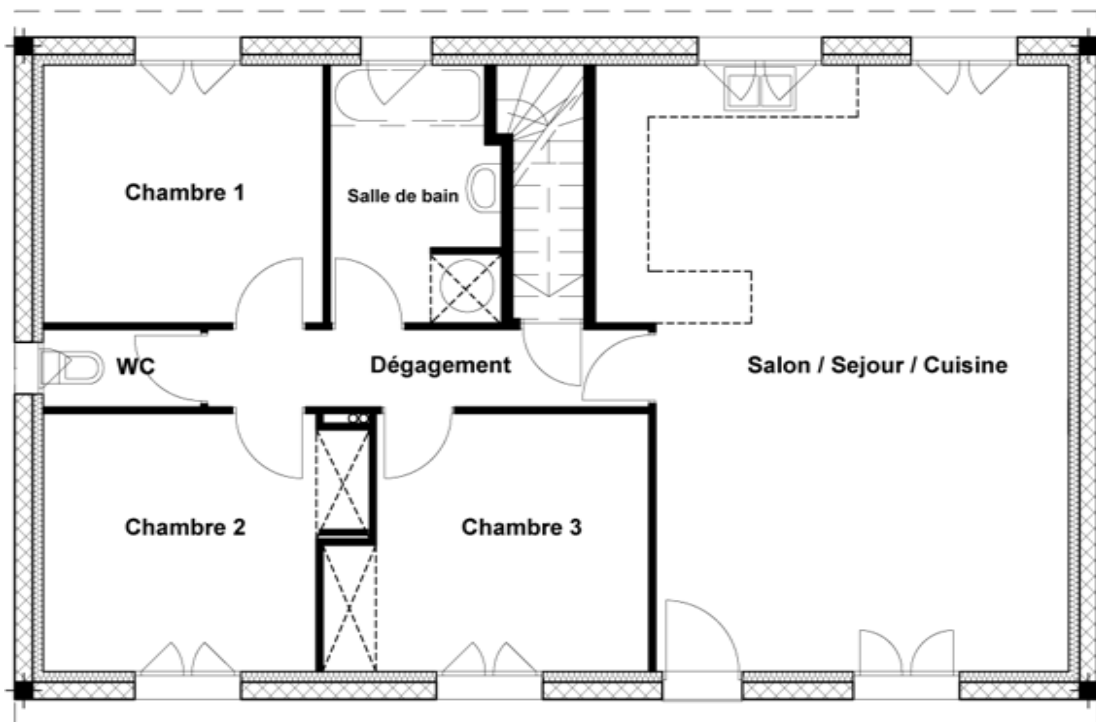


Figure 4-13: Plan de la maison avec trois chambres et un salon [83]

- **Choix des appareils**

Le choix des appareils se fait en se basant sur le coût, la durée de vie et la consommation d'énergie électrique. En effet, nous allons indiquer les types de lampes, télévisions, ventilateurs et réfrigérateurs à utiliser dans le but d'optimiser la consommation électrique et le coût de production.

1°) Les lampes et télévisions

Lors de notre visite de terrain, nous avons constaté que les lampes sont utilisées partout dans les maisons contrairement aux autres équipements (Télévision, ventilateur, et réfrigérateur) qui sont souvent absents dans certaines maisons. Raison pour laquelle un choix détaillé a été porté sur les lampes (annexe D-1 et D-2) [16, 84]. En effet, la promotion de l'éclairage en énergie, nous mène à la distinction de deux lampes (les lampes à basse consommation, LBC et les lampes à économie d'énergie, LED).

Dans le cadre du mécanisme de développement propre, la Banque Mondiale a financé un projet de l'Agence Sénégalaise de l'électrification rurale (ASER) pour la diffusion des ampoules à basse consommation d'énergie en milieu rural. Lancé en 2008, ce projet visait l'efficacité énergétique par l'installation d'environ 1.500.000 LBC [87]. Par ailleurs, le Sénégal a initié à travers l'Agence pour l'Economie et la Maîtrise de l'Energie (AEME), un programme de diffusion de lampes LED. Ce programme vise à atteindre 3.000.000 de lampes LED d'ici 2025 [85]. Les téléviseurs de marques LED ont été choisis. Elles sont compacts et peu énergivores avec un prix abordable et une qualité d'image excellente (annexe D-2) [86].

2°) Les ventilateurs et réfrigérateurs

Les ventilateurs en colonne permettent de rafraîchir une grande surface tout en étant discret. Ils sont peu esthétiques et consomment moins d'énergie par rapport aux autres avec une plus petite puissance [87]. Cela justifie leur choix. Les types de classe de réfrigérateur vont de la moins bonne 'D' jusqu'à la meilleure 'A+++' (D, C, B, A, A⁺, A⁺⁺, A⁺⁺⁺). Le choix des classes énergétiques peut réduire de moitié le coût et la consommation des réfrigérateurs [88]. C'est pourquoi les distributeurs ont désormais l'obligation de mettre sur le marché que des frigos de classe A⁺ ou supérieure.

Après une étude détaillée de ces appareils électroménagers, nous avons choisis ceux qui pourront répondre à notre objectif d'étude et ceux-ci sont donnés dans le tableau des besoins énergétiques de la maison.

IV.4.1.2. Applications et Résultats pour le kit solaire domestique

- **Dimensionnement des panneaux solaires**

1°) Estimation des besoins énergétiques de la maison

Pour ce faire, sous la direction des membres de TAXWU Béer, nous avons visité à peu près une vingtaine de maisons. Ensuite, nous avons recensé les différents appareils électriques de chaque maison et leur durée d'utilisation. Lors de cette visite, nous avons remarqué des similitudes du point de vue architectural de certaines maisons mais aussi des appareils qui s'y trouvent. C'est sous ces critères que le tableau 4-1 des besoins énergétiques a été établi.

Appareils	Quantités	Puissances (W)	Heures (h)	Consommations (Wh/jour)
Lampes chambres LBC	3	9	4	108
Lampe salon LED	1	9	4	36
Lampe cour LED	1	18	5	90
Lampe cuisine LED	1	7	3	21
Lampe salle de bain LED	1	7	3	21
Lampe toilette LED	1	7	4	28
Télévision LED	1	50	5	250
Ventilateur colonne	1	45	6	270
Réfrigérateur A ⁺	1	100	12	1.200
Totaux		252		2.024

Tableau 4-1: Besoins énergétiques journaliers

Ce tableau fournit deux informations capitales telles que la puissance totale des récepteurs et la consommation énergétique journalière dont leur valeur respective est estimée à **252 W** et **2024 Wh/j**. Celles-ci interviendront sur la quasi-totalité de nos calculs de dimensionnement. Ainsi, l'énergie produite sera égale à l'énergie consommée par l'introduction d'un coefficient K défini dans le chapitre 3. En général, sa valeur est comprise entre 0,55 et 0,65. Pour éviter tout risque de perte, on le fixe à 0,65 [8]. En tenant compte de ces corrections (c'est-à-dire du coefficient K), l'énergie produite de la maison est environ estimée à **3114 Wh/j**.

La figure 4-14 met en excès la puissance et l'heure de fonctionnement des appareils. Ainsi, nous remarquons que les lampes ont la puissance la plus faible, tandis que celle des autres équipements est très importante.

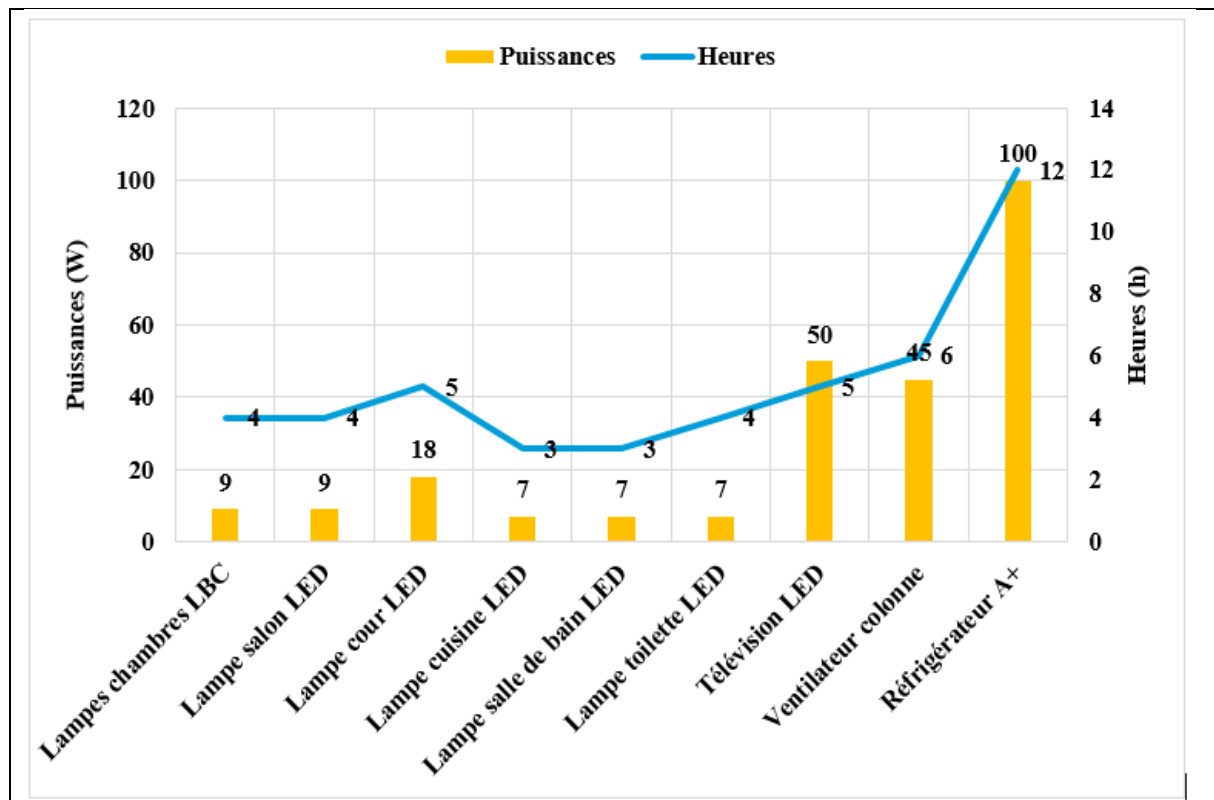


Figure 4-14: Puissances et heures de fonctionnement des appareils

La consommation d'énergie journalière des appareils est indiquée sur le diagramme circulaire en termes de pourcentage (figure 4-15). En effet, le réfrigérateur consomme 59% d'énergie, alors que les lampes utilisent 15% malgré leur nombre important [8]. Cependant le ventilateur et la télévision consomment la même quantité d'énergie (13%).

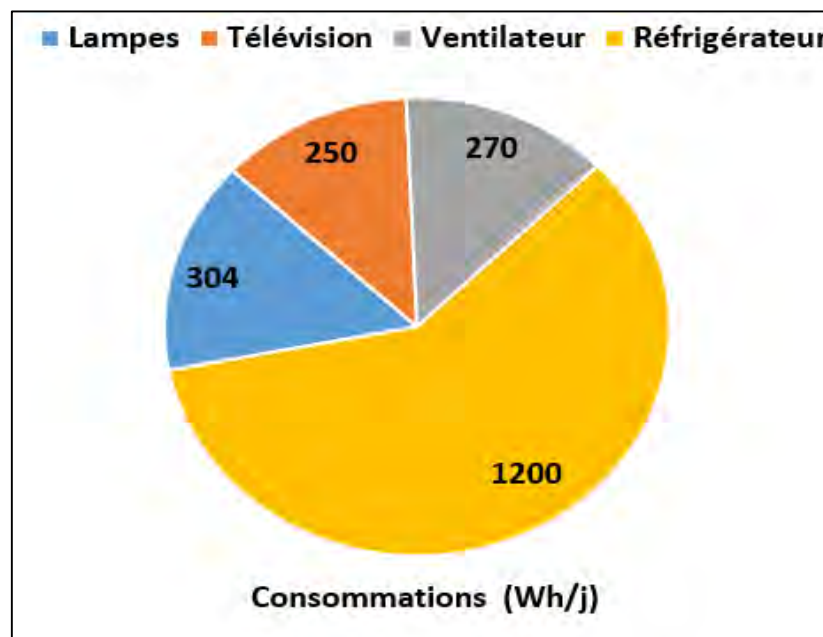


Figure 4-15: Diagramme de consommations des appareils

2°) Calcul de la puissance crête

L'irradiation solaire du site d'installation et l'énergie produite permettent de calculer la puissance crête. Après calcul nous avons obtenu 527 W_c (tableau 4-2).

Site d'installation	Irradiation solaire	Energie produite	Puissance crête
Thiès (Béer et Caniack)	5.91kWh/m ² /j	3114 Wh/j	527W _c

Tableau 4-2: Calcul de la puissance crête

3°) Choix de la tension de fonctionnement

Selon la gamme des puissances à installer, nous avons aux bornes de ses montages les tensions couramment utilisées qui se résument sur le tableau suivant [84]. Le choix de la tension du système dépend de la puissance crête du système. Mais en règle générale, plus la puissance est importante, plus on augmente la tension et ceci facilite le choix des composants. Ainsi d'après ce tableau 4-3, notre tension du système est de 24 V.

Puissance crête (W _c)	< 150	150 – 1000	> 1000
Tension recommandée (Volt)	12	24	48

Tableau 4-3: Tension du système

4°) Calcul du nombre de panneaux solaires

Le nombre de panneaux photovoltaïques est calculé en fonction des caractéristiques du module choisi et de la puissance crête du générateur. Pour notre installation, nous avons choisi les panneaux de type polycristallin avec une puissance nominale de 270 W_c et une tension de 24 V [89]. Il a un meilleur rendement que le panneau amorphe. Ce type de panneau choisi est le plus répandu sur le marché et résiste bien aux températures élevées du sahel (entre 25 et 40°C) [89]. Les caractéristiques de ce panneau sont détaillées dans l'annexe A-1. Ce tableau 4-4 résume le nombre de panneaux à installer et le type de montage. Les résultats du dimensionnement montrent que la connexion sera en parallèle.

Type de panneaux solaires	Puissance crête (W_c)	Nombre de panneaux	Panneaux en série	Panneaux en parallèle
Polycristallin 270W/24V	527	2	1	2

Tableau 4-4: Résultats de dimensionnement des panneaux solaires PV

- **Dimensionnement des batteries**

Après avoir fait nos calculs, nous avons obtenu une capacité de stockage estimée à 371Ah, avec une autonomie d'une demi-journée de stockage. Les deux batteries de type Gel au Plomb-carbone de 12V/200 Ah sont prévues pour assurer le stockage de l'énergie [43]. Ces batteries sont des batteries au plomb et ne nécessitent pas d'entretien. Elles sont étanches et d'avantages sécurisantes par rapport à celles au plomb ouvert avec une durée de vie de 15 ans. Les batteries ont une excellente performance en cyclage et résistent bien aux températures extrêmes [43]. Leur prix est très avantageux. Les caractéristiques des batteries sont mises en annexe A-2. Cependant, le type et le nombre de batteries ainsi que le raccordement en séries et en parallèles sont résumés dans ce tableau 4.5 suivant. Les résultats montrent que, le raccordement sera en série.

Type de Batteries	Capacité (Ah)	Nombre de Batteries	Batteries en série	Batteries en parallèle
Gel Plomb 12V/200 Ah	371	2	2	1

Tableau 4-5: Résultats de dimensionnement des batteries

- **Dimensionnement du régulateur**

Dans cette partie, nous avons déterminé le courant d'entrée (I_e) et le courant de sortie (I_s). D'après, nos calculs, la tension maximale d'entrée est égale à 30,24 A, ce qui nous permet de choisir le régulateur MPPT 150V/45A [46]. Les caractéristiques de ce type de régulateur sont mises en annexe A-3. Le tableau 4-6 indique l'étude des différents éléments du régulateur MPPT 150V/45A.

Type de régulateur	Intensité (A)	I _{max} (A)	I _{emax} (A)	I _s (A)
MPPT 150V/35A	35	20,16	30,24	10,5

Tableau 4-6: Résultats de dimensionnement du régulateur

- **Dimensionnement de l'onduleur**

Le dimensionnement d'un onduleur se base sur la somme des puissances maximales de chaque équipement à alimenter dite puissance active. La puissance de l'onduleur doit être légèrement supérieure à la puissance active, ce qui est constaté au tableau 4-7. L'onduleur choisi est de type pur sinus de 500 W/24V [48]. Les caractéristiques de cet onduleur sont mises en annexe A-4.

Type d'onduleur	Puissances appareils	Puissances onduleurs
Onduleur pur sinus 500W/24V	252 W	265 W

Tableau 4-7: Résultats de dimensionnement de l'onduleur

- **Dimensionnement des câbles**

Pour des raisons de sécurité et d'efficacité énergétique, il sera nécessaire de calculer la section du câble de la liaison (figure 4-16) [31] :

- Panneaux et boîtier de raccordement des panneaux (7 m),
- Boîtier de raccordement et l'onduleur-chargeur (10 m),
- Batterie et l'onduleur chargeur (4 m).



Figure 4-16: Longueurs des conducteurs [31]

1°) Calculons le courant de sortie d'un panneau à sa puissance nominale.

$$I = \frac{P_u}{U} = \frac{270}{24} = 11,25 \text{ A} \quad (4.1)$$

2°) Déterminons la section des conducteurs entre les panneaux et le boîtier de raccordement

$$R = \frac{\Delta U}{I} = \frac{24 \times 2\%}{11,25} = 4,26.10^{-2} \Omega \quad (4.2)$$

En appliquant la formule, nous trouvons un câble de section $S = 5 \text{ mm}^2$.

3°) Calculons le courant circulant entre le boîtier de raccordement et l'onduleur-chargeur

$$I = \frac{P_c}{U} = \frac{270 \times 2}{24} = 22,5 \text{ A} \quad (4.3)$$

4°) Déterminons la section des conducteurs entre le boîtier de raccordement et l'onduleur

$$R = \frac{24 \times 2\%}{22,5} = 2,13.10^{-2} \Omega \quad (4.4)$$

De même après calcul nous obtenons un câble de section $S = 15 \text{ mm}^2$.

5°) Calculons le courant circulant entre les batteries et l'onduleur-chargeur lorsque celui-ci débite sa puissance nominale.

$$I = \frac{P_{\text{ond}}}{U_{\text{bat}}} = \frac{265}{12} = 22,08 \text{ A} \quad (4.5)$$

6°) Déterminons la section des conducteurs entre le parc batterie et l'onduleur

$$R = \frac{24 \times 2\%}{22,08} = 2,17.10^{-2} \Omega \quad (4.6)$$

Ainsi la section calculée est : $S = 6 \text{ mm}^2$.

Les résultats du dimensionnement des câbles se résument sur le tableau 4-8 suivant :

Equipements solaires	Intensité (A)	Résistance (Ω)	Section de câble (mm^2)
Section entre panneaux et boîtier de raccordement	11,25	$4,26.10^{-2}$	5
Section entre boîtier de raccordement et l'onduleur	22,5	$2,13.10^{-2}$	15
Section entre batterie et l'onduleur	22,08	$2,17.10^{-2}$	6

Tableau 4-8 : Résultats de dimensionnement des câbles

Pour un tel système, après dimensionnement on a besoin de :

- 2 panneaux solaires polycristallins de 270 W/24V
- 2 Batteries Gel au plomb-carbone de 12V/200 Ah
- Un régulateur MPPT de 150V/35 A
- Un onduleur pur sinus de 500 W/24V
- Câbles
- Coffret de protection
- Et accessoires

IV.4.2. Le système de pompage solaire

IV.4.2.1 Cahier de charge et estimation des besoins en eau

- **Cahier de charge**

Le jardin faisant l'objet d'exemple pour un éventuel dimensionnement mesure 700 m². Il est situé dans la partie Nord-Est de la zone maraîchère des Niayes. Dans cette localité la présence d'eau ne pose pas de problème, car on peut atteindre les nappes phréatiques à moins de 15 m. Le jardinier utilise le pompage par groupe électrogène pour l'arrosage des plantes. Notre objectif est d'implanter un système photovoltaïque assurant l'arrosage du jardin. Dès lors, nous fabriquerons un kit de pompage solaire dont le temps de fonctionnement de la pompe sera fixé à 6 heures.

- **Estimation des besoins en eau**

La consommation d'eau mensuelle est établie sur ce tableau 4-9. Elle est obtenue à partir des entretiens menés par la population.

Types de population	Humains	Bétail	Irrigation	Totale population
Besoins en eau L/j	500	700	8.800	10.000

Tableau 4-9: Estimation des besoins en eau

Les besoins en eau journalière mensuelle (L/j) sont désignés sur la figure 4-17. Ainsi, les besoins en eau maximale sont de 9,554 m³/j au mois d'Avril, alors la valeur la plus faible s'enregistre aux mois d'Août, Septembre et Octobre avec 0,6 m³/j.

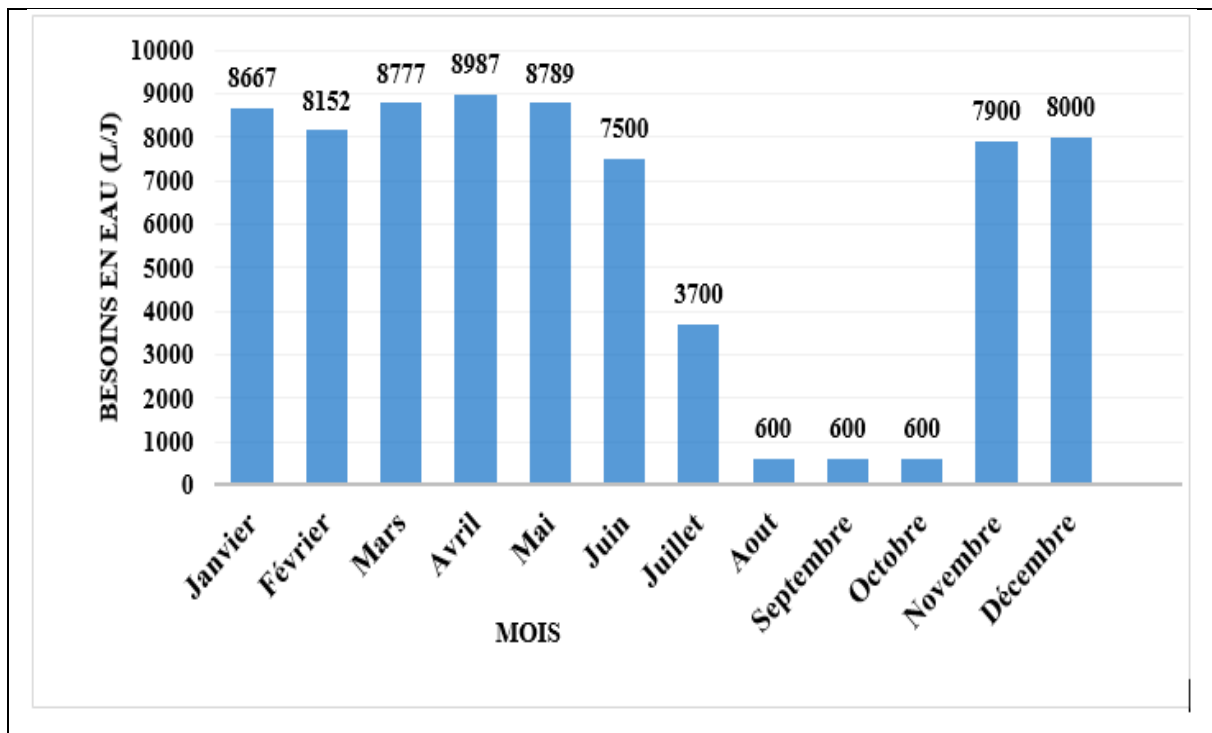


Figure 4-17: Besoins en eau journalière mensuelle

La figure 4-18 compare l'ensoleillement disponible sur le site et les besoins en eau journalière mensuelle. Nous remarquons que dans notre zone d'étude, l'irradiation la plus faible s'enregistre au mois de Janvier ($3,91 \text{ KW/m}^2/\text{j}$), tandis que les besoins en eau à ce niveau sont importants.

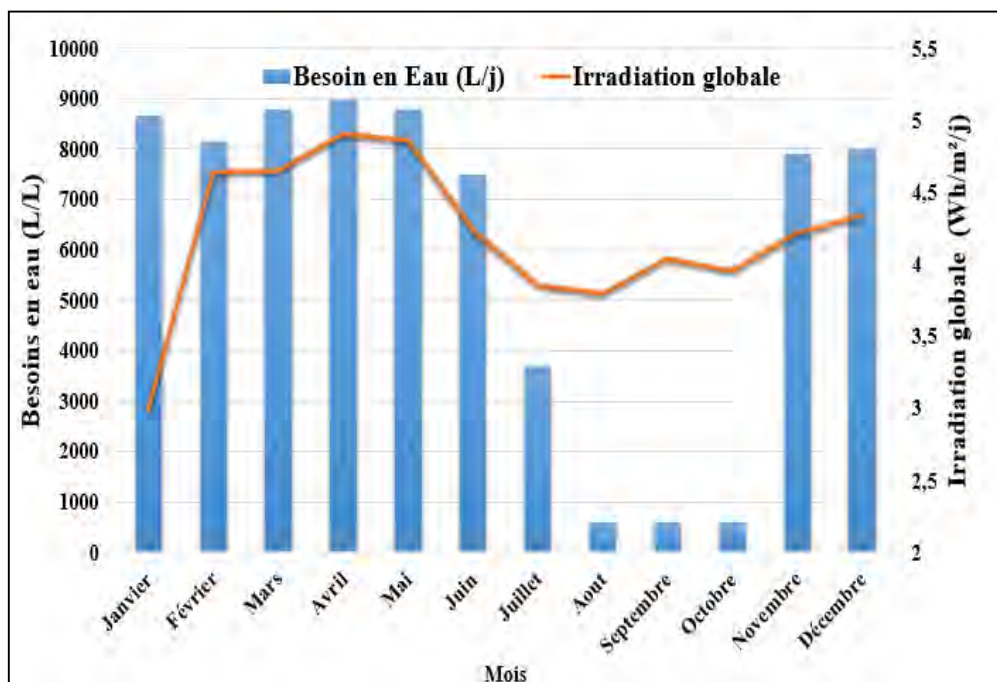


Figure 4-18: Irradiation et besoin en eau journalière

IV.4.2.2. Applications et Résultats pour le système de pompage solaire

- **Calcul de la hauteur manométrique totale**

La figure 4-19 sert d'exemple de calcul de la hauteur manométrique totale (HMT) [92]. D et d_c signifient respectivement longueurs et diamètres des conduites. La définition des autres paramètres a été déjà donnée dans le chapitre 3.

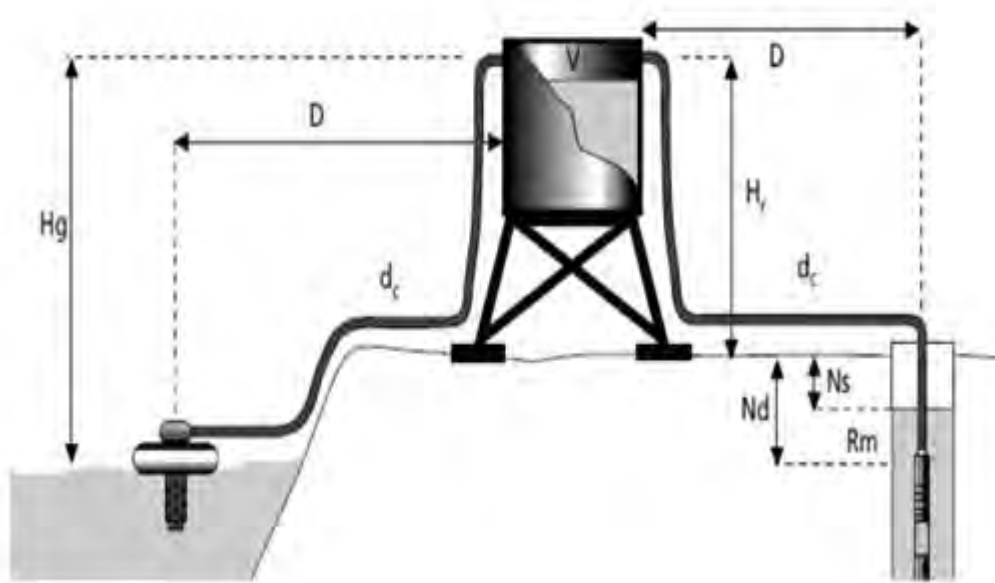


Figure 4-19: Schéma de principe de pompage [90]

D'après la figure 4.17, $HMT = H_r + N_d + \text{Pertes de charge}$

$$= H_r + N_s + R_m + \text{Pertes de charge}$$

R_m : Rabattement maximal avant d'arrêter la pompe ($N_d - N_s$)

1°) Calcul de la hauteur statique

L'emplacement du système de pompage PV sera déterminé par le lieu de la ressource aquifère et de la géographie du site. Pour l'eau domestique et l'irrigation de petits périmètres maraichers, la ressource aquifère sera préférentiellement les puits et les forages. Concernant notre zone d'étude, le niveau statique est de 6 m, dénivelé terrain tête de puits sur support citerne : 1,86 m, hauteur pied citerne : 1 m, hauteur du réservoir ou citerne : 2,5 m (figure 4-20) Le réservoir sera placé à une distance de 155 m du puits de 10 m de profondeur.

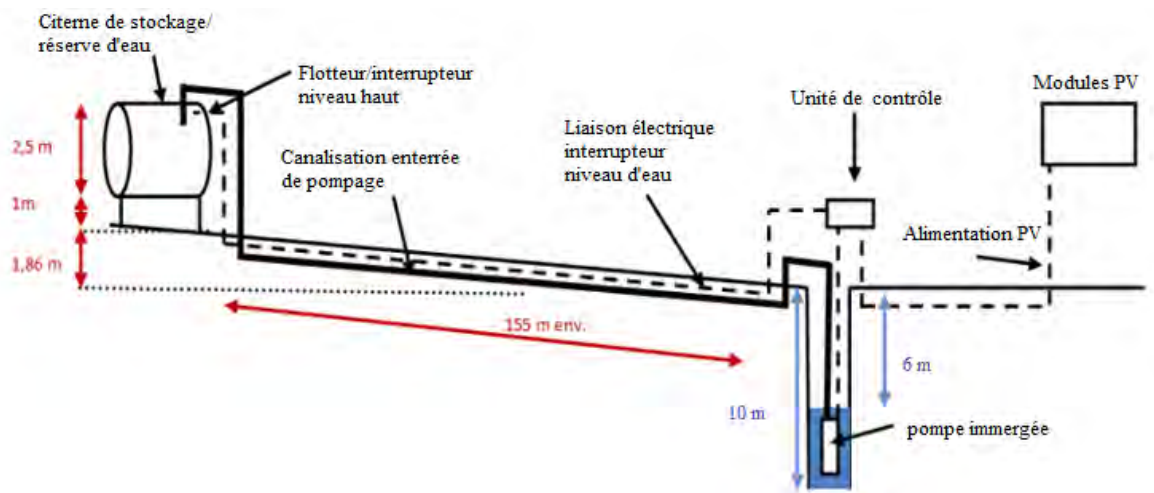


Figure 4-20: Détermination de la hauteur statique [90]

Hauteur Statique (m)	=	Profondeur Nappe (Ns)	+	Dénivelé terrain tête de puits sur support citerne	+	Hauteur pied citerne	+	Hauteur du réservoir ou Citerne	11,36 m
		6 m	+	1,86 m	+	1 m	+	2,5 m	

Des tests de pompage effectués sur le site permettent d'évaluer le niveau dynamique de la nappe. Cependant pour le rabattement, on considère $R_m = 0,5$ m.

2°) Calcul des pertes de charge

Déterminons le débit maximal horaire [53] :

$$Q_{\max} = \frac{10 \text{ m}^3/\text{j}}{6\text{h}} = 1,66 \text{ m}^3/\text{h}, \text{ on prend } 1,7 \text{ m}^3/\text{h} \quad (4.1)$$

Calculons les pertes de charge régulière [91] :

$$J = \frac{\lambda \times V_e^2}{D \times 2g} \quad (4.2)$$

J : Coefficient de perte singulière (mCE / m)

λ : Coefficient de perte de charge (à déterminer)

D : Diamètre de canalisation circulaire (m)

V_e : Vitesse d'écoulement du fluide dans la canalisation (m/s)

g : Constante d'accélération (m/s^2)

Exemple : Canalisation de DN 63, épaisseur = 3 mm, diamètre intérieur = 57 mm.

Calcul de la vitesse d'écoulement [90]:

$$V_e = \frac{Q_{\max} \times 4}{3600 \times \pi \times D_{\text{int}}^2} = \frac{1,7 \times 4}{3600 \times \pi \times (0,057)^2} = 0,185 \text{ m/s} \quad (4.3)$$

Indiquons le type d'écoulement [91]:

$$Re = \frac{V_e \cdot D_{int}}{V} = \frac{0,185 \times 0,057}{1,31 \cdot 10^{-6}} = 8050 \quad (4.4)$$

Avec, V : Viscosité cinématique de l'eau

Nous avons trois types de régime d'écoulement (laminaire, transition et turbulent). La nature du régime d'écoulement se détermine par le nombre de Reynolds (Re). Le tableau 4-10 indique que le régime est turbulent.

Re	< 2000	2000 < Re < 3000	> 3000
Régime	Laminaire	Transition	Turbulent

Tableau 4-10: Régime d'écoulement nombre de Reynolds [92].

Si $Re < 3000$: écoulement laminaire. La corrélation de Hagen Poiseuille est utilisée pour déterminer les pertes de charge et ce calcul est simple [91]:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (4.5)$$

Si $Re > 3000$: écoulement turbulent. La corrélation de Colebrook est utilisée [90]:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3,7 D_{int}} + \frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} \right) \quad (4.6)$$

Avec, ε : rugosité de la conduite ou de canalisation ; $\varepsilon = 0,007$ mm en PVC ou polyéthylène [92].

L'équation peut être résolue comme on peut utiliser les abaques.

D'après l'utilisation des abaques [90], $J = 0,4$ mm CE/m.

Pertes de charge régulier = $155 \times 0,4 = 62$ mm CE ou 0,062 mCE

Calculons les pertes de charge singulière (PCS) [90]:

$$PCS = NBT \times X \times \frac{V_e^2}{2g} = 10 \times 1,5 \times \frac{0,185^2}{2 \times 9,81} = 0,026 \text{ mCE} \quad (4.7)$$

NBT : Nombre total de vannes ou clapets..., X : Pour un coude de 90° [93]

Pertes de charge = pertes de charge régulier + pertes de charge singulière = 0,088 mCE.

Ainsi HMT = hauteur statique + hauteur rabattement + pertes de charge = 11,95 m.

Ces calculs se résument ci-dessous :

Hauteur statique (m)	+11,36
Pertes de charge régulière (mCE)	+0,062
Pertes de charge singulière (mCE)	+0,026
Hauteur manométrique totale (m)	=11,95

- **Dimensionnement et choix de la pompe**

Nous choisissons la pompe en fonction du débit, de la hauteur manométrique totale et de l'énergie hydraulique nécessaire. Ainsi, l'énergie hydraulique journalière mensuelle est indiquée sur la figure 4-21. Le maximum d'énergie que la pompe doit fournir s'opère sur la période d'Avril à Mai (311,109 Wh/j), alors qu'Août, Septembre et Octobre sont les mois où l'énergie hydraulique est faible (19,537 Wh/j).

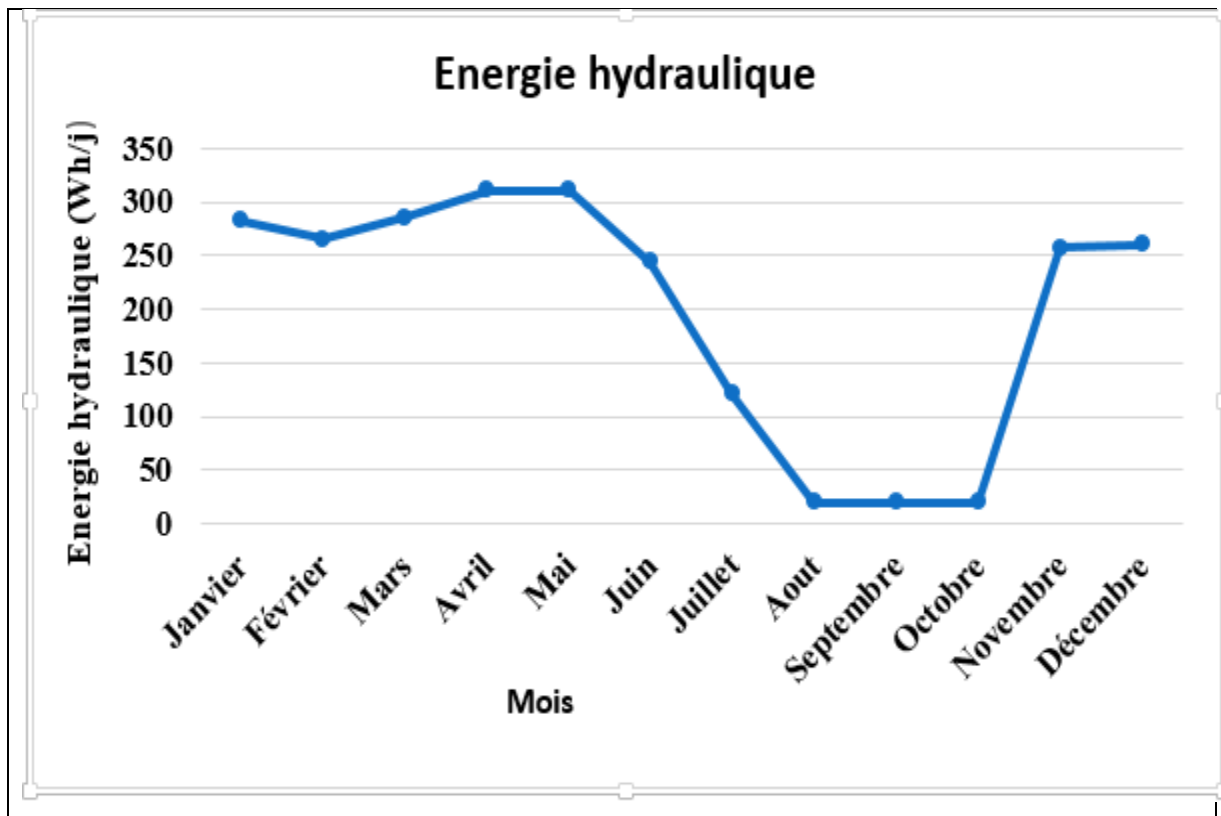


Figure 4-21: Energie hydraulique journalière mensuelle

Plus précisément, le mois de dimensionnement sera celui qui présente le plus petit rapport entre l'irradiation solaire et l'énergie hydraulique. En effet, d'après la figure 4-22, le mois de Janvier présente le plus petit rapport (13,854Wh/j) et est notre mois de dimensionnement.

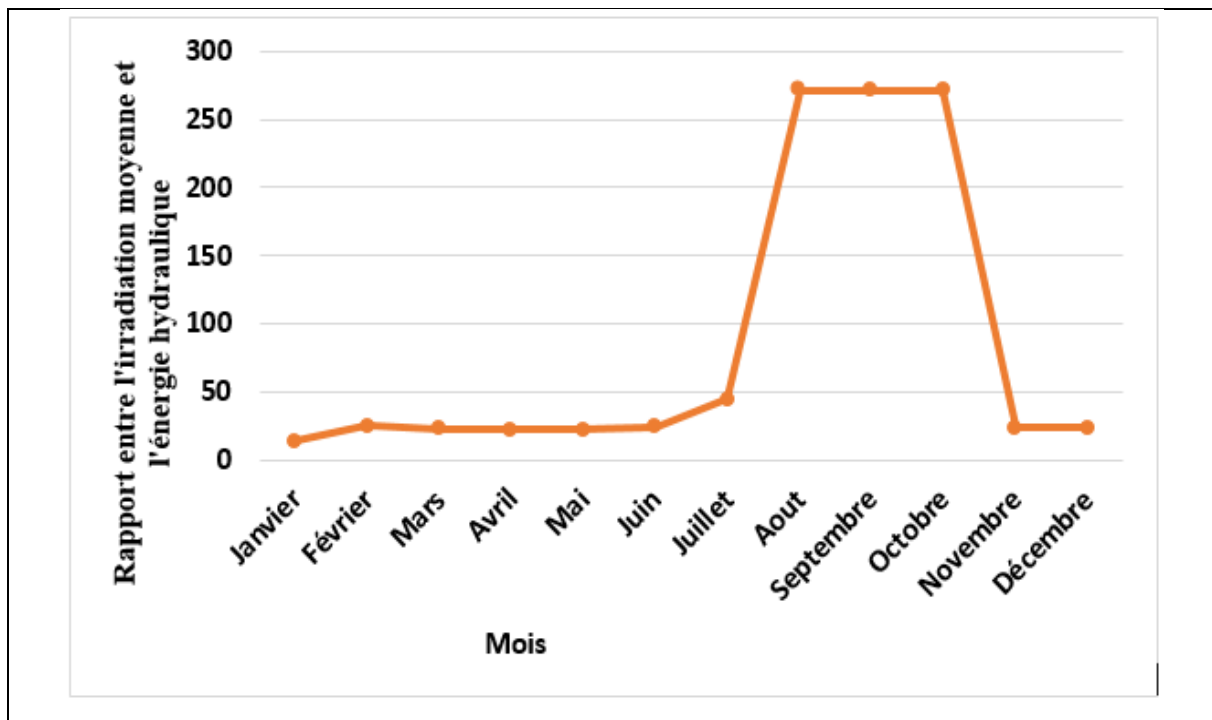


Figure 4-22: Rapport entre ensoleillement et énergie hydraulique nécessaire

Par ailleurs, la figure 4-23 compare l'énergie hydraulique et le rapport entre l'ensoleillement et l'énergie hydraulique. La valeur du rapport entre l'ensoleillement et l'énergie hydraulique la plus petite s'observe également au mois de Janvier (13,854 Wh/j), encore appelé mois de dimensionnement. Ce mois enregistre également l'irradiation la plus faible (3,91 kWh/m²/j).

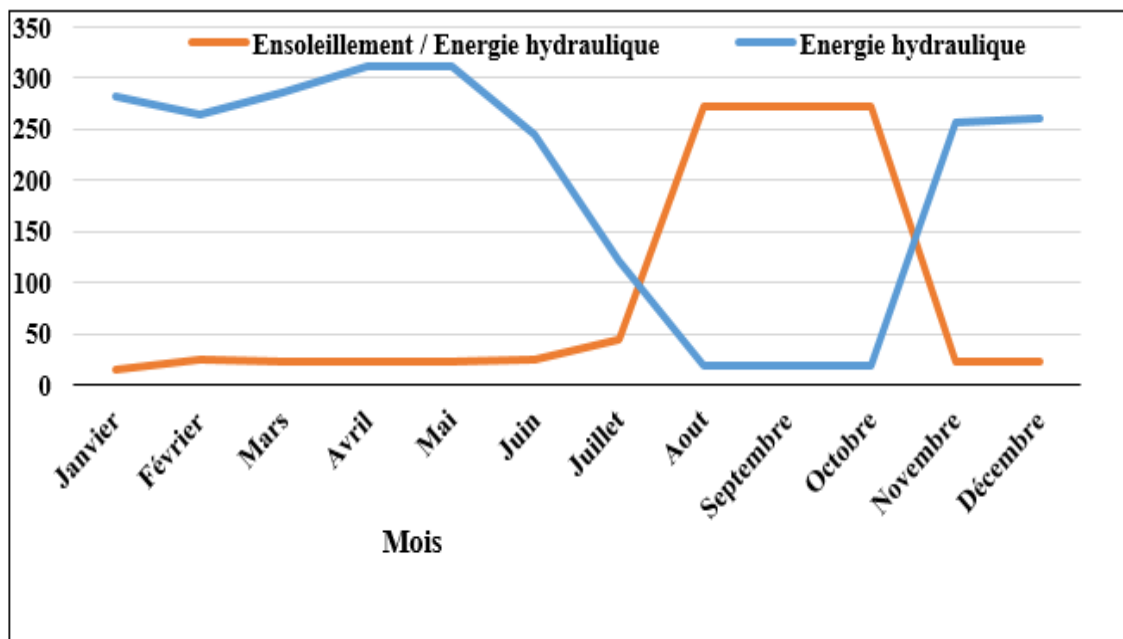


Figure 4-23: Comparative énergie hydraulique et ensoleillement/énergie hydraulique

En pompage, le débit est habituellement donné en litres par heure (l/h) ou en m³/jour. Après ajustement, nous avons retenu 10m³/j. Les données suivantes sur le tableau 4-11 permettent de choisir le type de pompe approprié à l'installation.

Paramètres importantes à la pompe	
Hauteur manométrique totale (HMT en m)	11,95
Débit horaire (Q en m ³ /j)	10
Energie hydraulique (Wh/j)	326
Type de pompe : (immergée) (W)	400

Tableau 4-11: La pompe choisie et ses paramètres

Après calcul, la pompe immergée de 400 W a été choisie. L'électropompe est de type centrifuge avec moteur immergée à accouplement direct pour l'installation dans les puits et forages hydrauliques. Elle sera installée avec un coffret de commande. La pompe sera équipée d'un moteur à courant alternatif ayant une puissance nominale de 0,398 kW et sera conçue pour la marche continue (jusqu'à 8000 h/an) dans de l'eau aux conditions et température ambiante de la zone du projet. L'aspiration sera prolongée par une crépine. Le refoulement sera à brides avec clapet anti-retour. Les brides seront en pression normale (PN 25). Le rendement minimum au point de fonctionnement nominal est fixé à 70%. Par ailleurs, le choix d'une pompe peut être réalisé en utilisant les courbes de performance de la pompe. Ces courbes montrent les caractéristiques de fonctionnement de la pompe solaire (annexes C-1, C-2, C-3, et C-4). Dans notre cas, nous avons utilisé le logiciel de dimensionnement en ligne internet Lelab avec les mêmes valeurs trouvées au dimensionnement de la pompe. Les résultats donnent une pompe immergée de type PS2-150 (figure 4-24) avec des courbes indiquant la chute maximale en fonction de la puissance et le rendement de la pompe (figure 4-25).



Figure 4-24: Pompe immergée de type PS2-150

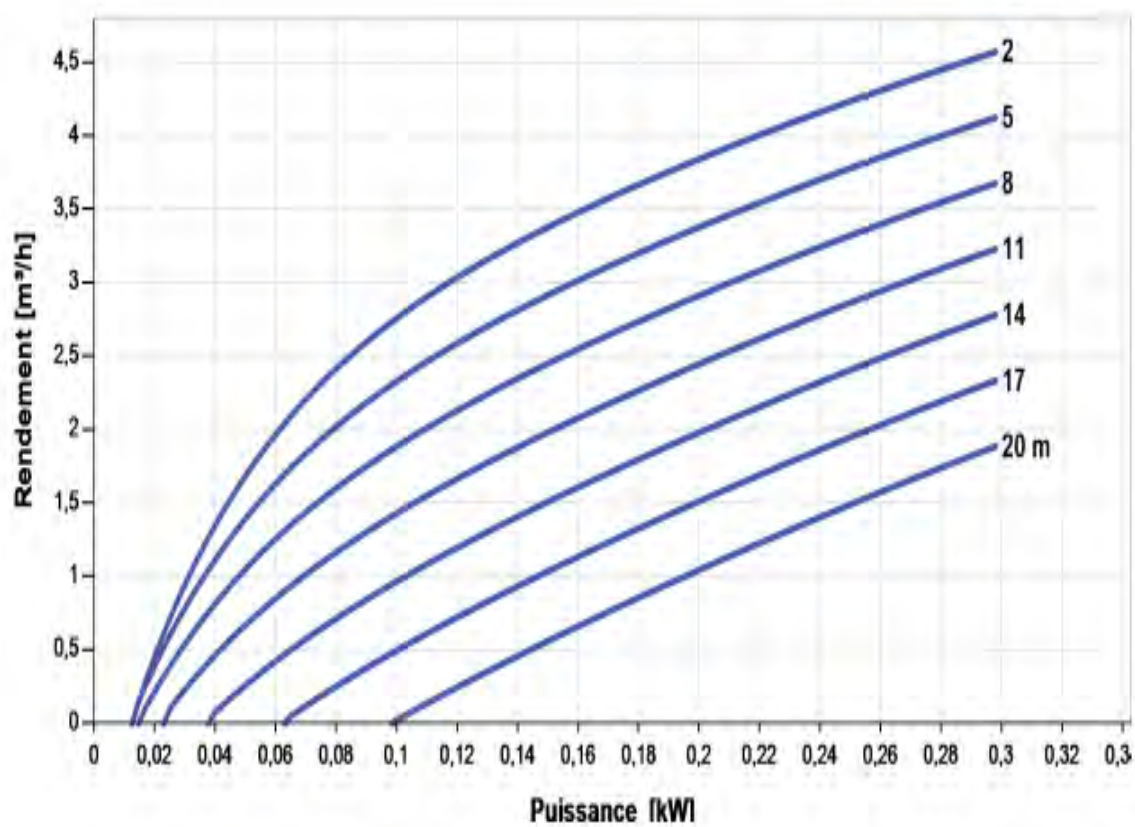


Figure 4-25: Graphique pompe

- **Dimensionnement et choix de la tuyauterie**

Après avoir calculé le débit horaire de la pompe, on peut déterminer le diamètre de refoulement et la vitesse moyenne du fluide. Ces valeurs sont mentionnées sur le tableau 4-12 suivant. Les tuyaux de refoulement sont en PEHD, DN50.

Diamètre de la tuyauterie	Débit horaire	Vitesse
4,427 m	10 m³/j	0,65 m/s

Tableau 4-12: Eléments nécessaire au dimensionnement de la tuyauterie

- **Dimensionnement du générateur PV**

Une fois connus le volume journalier Q [m³/jour], la hauteur manométrique totale H_{MT} et l'irradiation moyenne journalière incidente sur le plan du générateur, la puissance nominale correspondante du générateur photovoltaïque P_c peut être calculée. Après le calcul de la puissance du générateur PV, on détermine le nombre de modules constituant le générateur suivant la puissance du module PV choisie. Le calcul des mises en parallèle et série matérialisé sur ce tableau montre que le raccordement sera en parallèle. Ce tableau 4-13 montre les résultats de dimensionnement du générateur PV.

Energie électrique	Pertes de charge	Puissance crête	Nombre de panneaux	Panneaux en série	Panneaux en parallèle
326 Wh/j	0,088	172 Wc	2	1	2

Tableau 4-13: Résultats de dimensionnement du générateur PV

Le générateur est constitué de 2 modules photovoltaïques polycristallins. Il sera conçu pour fonctionner à des températures pouvant aller au-delà de 45°C. Les supports de panneaux PV sont en acier galvanisé de dimensions appropriées. Les modules PV sont fixés par un système de châssis en matériaux inoxydables. L'ensemble est fixé au sol par une solide fondation en béton armé. Ils sont inclinés à un angle de 15° plein Sud à une hauteur supérieure à 1 m.

IV.5. Etude financière

De façon générale, un projet est une idée que l'on cherche à concrétiser. Cependant, les économistes ne s'intéressent qu'aux projets pouvant avoir une incidence sur la création et l'utilisation de richesse [94]. Notre projet est alors défini comme une activité d'investissement dans laquelle des ressources sont utilisées pour créer des actifs. Ces derniers produisent des avantages sur une période de temps déterminée. C'est un projet de programme du développement par l'implantation d'un système photovoltaïque autonome. Ce système assurera le pompage de l'eau pour l'irrigation d'une ferme agricole dans la zone des Niayes dont le type de culture sera le maraîchage.

IV.5.1. Coût initial du kit solaire domestique et du système de pompage PV

- **Coût initial du kit solaire domestique**

D'abord dans cette étude, nous avons proposé un kit solaire pouvant alimenter une maison moyenne (trois chambres et un salon) composé de neuf lampes (BC et LED), une télévision LED, un ventilateur éternal sur pied et un réfrigérateur de classe A⁺ avec une consommation journalière de 1306 Wh/jour. Les résultats montrent que pour ce kit, nous avons besoin de deux panneaux solaires poly cristallins de 270 W/24V, deux batteries Gel au Plomb-carbone de 12V/200 Ah, un régulateur MPPT de 35 A et un onduleur de puissance 500W. Le coût initial de ce kit est évalué à 732.150 FCFA (annexes B-1 et B-3) (tableau 4-14).

Désignations	Quantités	Prix unitaire FCFA	Prix total FCFA
Panneaux 270W/24V	2	90.000	180.000
Batteries 12V/200Ah	2	200.000	400.000
Onduleur 600 W	1	30.000	30.000
Régulateur 30 A	1	35.000	35.000
Fil 16 mm			1.200
Paire connecteur MC4			2.000
Boitier + Bornier			3.000
Fil 2 x 4 mm			700
Cosse			250
Cadre Panneau			17.000
Paquet col son + scotch + Peau de chat			3.000
Installation			60.000
Coût initial			732.150

Tableau 4-14: Coût initial du kit solaire domestique

- **Coût initial du pompage PV**

Ensuite, nous avons réalisé un kit de pompage solaire pour l'irrigation d'un champ de 700 m² dont le besoin en eau est de 10m³/j. Pour cela, une pompe centrifuge (pompe immergée de 400 W) de type Lorentz (PS2-150) a été choisi. Ainsi pour son fonctionnement, la pompe a besoin de deux panneaux solaires de 270W/24V, car la méthode choisie est celle du pompage au fil du soleil. Le coût initial du kit de pompage est estimé à 622.100 FCFA (annexes B-2 et B-4) (tableau 4-15).

Désignations	Quantités	Prix unitaire	Prix total FCFA
Pompe immergée 400 W	1	300.000	300.000
Panneau 270 W/24V	2	90.000	180.000
Fil 3 x 2,5 mm	20	800	16.000
Fil 2 x 0,75 mm	20	250	5.000
Fil 2 x 4 mm	3	700	2.100
Paire connecteur MC4		2.000	2.000
Boitier + Bornier		3.000	3.000
Corde		200	4.000
Modulaire 32 A ⁺ boîte		6.000	6.000
Sonde		5.000	5.000
Emboue + coude		5.000	5.000
Support panneau		17.000	34.000
Installation		60.000	60.000
Coût initial			622.100

Tableau 4-15 : Coût initial de la pompe solaire

Finalement, pour réaliser une ferme autonome en énergie et en eau composée d'un kit solaire pour alimenter l'habitation (3chambres + salon) et d'une pompe solaire pour irrigation du champ de 700 m², il faudrait un investissement initial de 1.354.250 FCFA.

IV.5.2. Etude comparative du pompage solaire et du pompage électrogène

Elle s'agira d'étudier la faisabilité et la rentabilité économique énergétique de notre jardin alimenté actuellement par le pompage en groupe électrogène. Nous comparons celui-ci par une autre installation présentant les mêmes caractéristiques et fonctionnant à l'aide du solaire PV. De cette étude, le système énergétique à proposer doit démontrer au préalable sa compétitivité vis-à-vis d'autres systèmes pour le même service rendu. Dès lors, sa crédibilité se reposera sur des bases économiques et techniques.

La méthode que nous comptons adopter se basera sur la détermination du coût d'investissement total, de la durée de vie des équipements, de l'amortissement, de l'entretien et du coût d'exploitation de chaque système. De cette analyse découlera le choix sur l'investissement à considérer. En effet, l'analyse des coûts et de la rentabilité est un préalable incontournable avant toute décision d'investissement du système ou d'équipement électrique. Cela est valable que ce soit en énergie solaire PV ou en énergie conventionnelle (diesel ou autres).

IV.5.2.1. Coût d'investissement du pompage PV et du pompage électrogène

- **Coût d'investissement du système de pompage PV**

Pour un tel système, nous avons proposé les composants à savoir le générateur composé de deux panneaux solaires, l'électropompe, le mini-forage, l'onduleur, le régulateur et les accessoires. Le coût de chaque composant est mentionné sur le tableau dont la somme donne l'investissement initial de 1.057.100 F. Ensuite, nous avons donné la durée de chaque équipement et son pourcentage d'entretien. Pour cela, certains sont connus, d'autres sont estimés. Le calcul de l'amortissement n'est rien d'autre que le rapport entre le coût d'investissement et la durée de vie de cet équipement. Ainsi l'amortissement total sera la somme de tous les amortissements de chaque composant, ce qui donne la valeur de 64.184 F. Le coût d'entretien est l'investissement multiplié par le taux de pourcentage de cet équipement. Ainsi le coût d'entretien total par an est de 19.592 F. Le tableau 4-16 résume ces résultats.

Equipements	Investissement	Durée de vie	Amortissement	Entretien %	Coût/an
Générateur	180.000	25	7.200	2	3.600
Electropompe	300.000	10	30.000	2	6.000
Mini-forage	350.000	25	14.000	1	3.500
Onduleur	30.000	10	3.000	5	1.500
Régulateur	35.000	10	3.500	5	1.750
Accessoires	162.100	25	6.484	2	3.242
Investissement total	1.057.100	Amortissement total	64.184	Coût total Entretien	19.592

Tableau 4-16: Coût d'investissement total du système de pompage solaire

- **Coût d'investissement total du pompage électrogène**

De tel système, nous avons les composants tels que le groupe électrogène, l'électropompe, le mini-forage et les accessoires. Pour les méthodes de calculs, nous suivons la même démarche que celle effectuée par le pompage solaire. C'est ainsi que l'investissement total, l'amortissement total et le coût d'entretien total sont estimés respectivement à 595.000 F, 70.000 F et 30.800 F. L'ensemble des détails est résumé sur le tableau 4-17.

Equipements	Investissement	Durée de vie	Amortissement	Entretien	Cout/an
Groupe électrogène	120.000	5	24.000	19	22.800
Electropompe	300.000	10	30.000	2	6.000
Puits	150.000	10	15.000	1	1.500
Accessoires	25.000	25	1.000	2	.500
Investissement total	595.000	Amortissement total	70. 000	Cout total Entretien	30.800

Tableau 4-17: Coût d'investissement total du système de pompage par groupe électrogène

IV.5.2.2 Coût d'exploitation du pompage par groupe électrogène

Le coût d'exploitation du groupe électrogène est évalué sur la base des données caractéristiques de la consommation d'énergie journalière, mensuelle et annuelle du jardinier. Ainsi, connaissant le prix unitaire du gasoil et de l'essence, nous pouvons calculer le coût d'exploitation par an de ces deux paramètres tout en déduisant le coût d'exploitation totale annuelle (tableau 4-18).

	Cons/j	Cons/mois	Cons/an	Prix du litre de gasoil	Prix du litre d'essence
Consommation totale	gasoil : 0,26 L essence : 1 L	gasoil : 8L essence : 30L	Gasoil : 96L Essence : 360L	655 F	755 F
Coût total du gasoil / an	62.880 F				
Coût total d'essence / an	271.800 F				
Coût total d'exploitation/an	334.680 F				

Tableau 4-18: Coût d'exploitation totale annuelle

Il est souvent et pratiquement très difficile de décider lequel des techniques de pompage d'eau photovoltaïque ou par groupe électrogène, est le plus intéressant par son coût inférieur et sa fiabilité. En effet, plusieurs paramètres spécifiques au site doivent être pris en charge (éloignement du site, caractéristiques du site, coût de l'investissement, approvisionnement en carburant et lubrifiant, conditions d'exploitation...etc.). Néanmoins, une comparaison de coût total peut se faire rapidement en comparant les coûts globaux des deux systèmes de pompage. Cette comparaison globale est souvent décisive sur l'acceptation ou le rejet du projet d'investissement. Le tableau 4-19 montre les résultats comparatifs entre les deux systèmes de pompage, photovoltaïque et Electrogène



Etudes comparatives		
	Système pompage photovoltaïque	Système pompage électrogène
Coût initial d'investissement FCFA	1.057.100	595.000
Coût amortissement FCFA	64.184	70.000
Coût entretien FCFA	19.592	30.800
Coût d'exploitation FCFA/ an	0	334.680

Tableau 4-19: Résultats comparatifs du pompage photovoltaïque et Electrogène.

Le tableau 4-19 est traduit sous forme de diagramme comme le montre la figure 2-26.

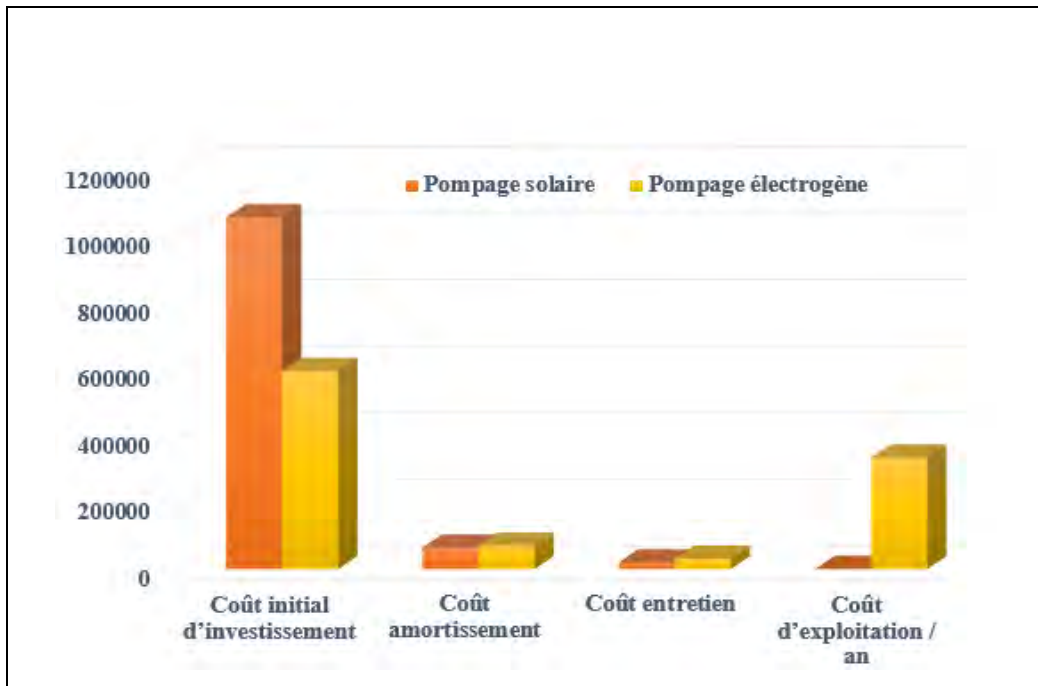


Figure 4-26: Etude comparative pompage solaire et pompage électrogène

Après l'étude économique (l'investissement, l'amortissement et l'entretien), on se rend compte que le coût global du pompage par groupe électrogène est moins cher par rapport au système de pompage photovoltaïque. Le plus important à noter est que le système de pompage photovoltaïque ne supporte aucun coût d'exploitation après son investissement initial. Cependant, l'accès à l'investissement initial s'avère difficile voire même impossible pour les populations à revenu moyenne ou très faible. Ceci nous pousse dans l'espoir d'établir un plan de financement en place.

IV.5.3. Plan de financement et techniques de remboursement des emprunts :

- **Plan de financement**

La recherche des sources de financement nous mène à se poser la question de savoir comment le projet sera financé : Par autofinancement, par emprunt, par fond propre ou par combinaison des deux [95, 96]. Ainsi l'expérience a montré que sous certaines conditions, le recours à l'emprunt peut avoir un important effet de levier sur la rentabilité du projet [96, 97]. Dès lors, le financement se fera par groupe de dix personnes et les emprunts seront payés sur une période de 5 ans.

- **Techniques de remboursement des emprunts :** Les tableaux de remboursement des emprunts fournissent à chaque période les informations suivantes [97]:

- Le solde de la dette en début de période (SDDP) ou dette vivante en début de période (DVDP),
- La principale échue (P_e) qu'on appelle aussi amortissement,
- L'intérêt échue (I_e), qui représente le coût de l'emprunt,
- Le service de la dette (SD), appelé repaiement ou remboursement. Il est égale à la somme P_e et I_e
- Le solde de la dette en fin de période (SDFP)

Le capital de l'emprunt est généralement noté E_0 et le tableau se calcule comme suit [97]:

- $SDDP_0 = \text{capital de l'emprunt}$
- $SDFP = SDDP - P_e$
- $SDDP_t = SDFP_{t-1}$
- $I_e = SDDP \times \text{taux d'intérêt (6\%)}$
- $SD = P_e + I_e$

Deux méthodes de base de remboursement existent :

- Principal échue constant
- Service de la dette constant

- **Principal échue constant :**

La méthode considérée est celle du principal échue constant [97]. Dans ce cas, le P_e (amortissement du capital de l'emprunt) est constant sur toute la période de remboursement avec $P_e = E_0/n$ (tableau 4-20) [97]. La dette principale et le nombre d'année à rembourser sont respectivement notés E_0 et n . Les tableaux de remboursement se présentent sous cette forme avec une durée de 5 ans.

Années	SDDP	P_e	I_e	SD	SDFP
1	1.057.100	211.420	63.426	274.846	845.680
2	845.680	211.420	50.740,8	262.160,8	634.260
3	634.260	211.420	38.055,6	249.475,6	422.840
4	422.840	211.420	25.370,4	236.790,4	211.420
5	211.420	211.420	12.685,2	224.105,2	0
Total		1.057.100	190.278	1.247.778	

Tableau 4-20: Remboursement des emprunts sur une période de 5 ans

Nous expliquons le tableau 4-20 à partir des figures ci-dessous. La colonne des P_e est représentée sur la figure 4-27.

La méthode utilisée est le remboursement par amortissement constant. Dans cette technique, on commence par calculer le montant de l'amortissement, puis le montant des intérêts et enfin, le montant de l'annuité. Ainsi, les bénéficiaires de ce projet devront rembourser chaque année 211.420F pour une durée de 5 ans. L'amortissement est égal au capital emprunté, divisé par la durée de l'emprunt.

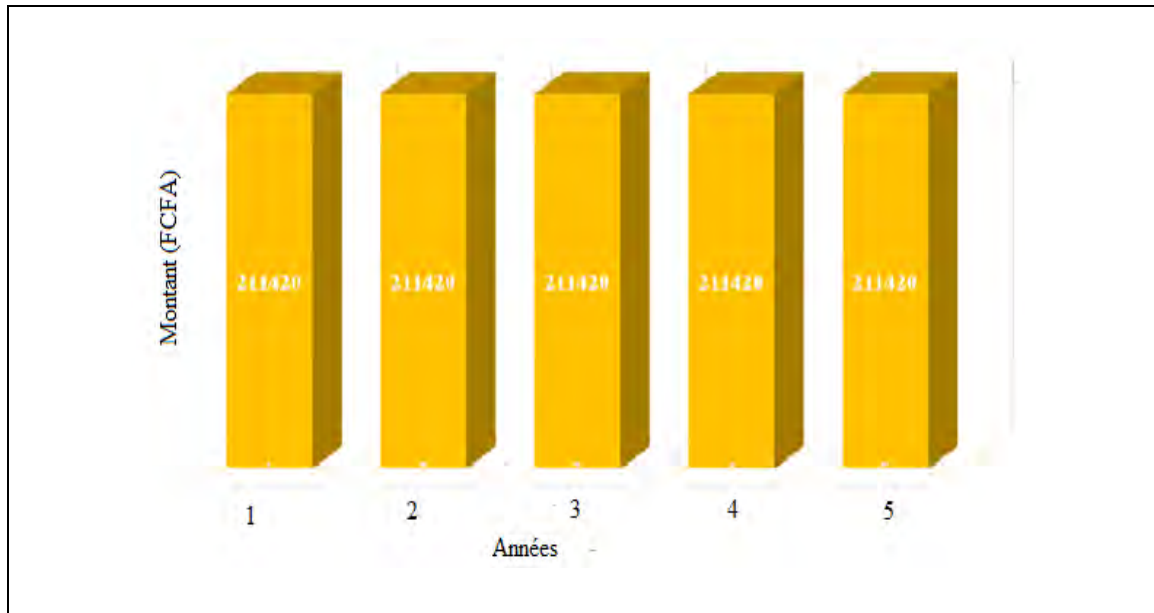


Figure 4-27: Principal échu constant

L'intérêt échu représente le coût de l'emprunt. Il est égal au capital restant dû multiplié par le taux d'intérêt (6%). Le montant de l'intérêt varie en fonction du capital restant dû et se représente sur la figure 4-28. Le taux d'intérêt est choisi en fonction de la solvabilité de l'emprunteur.

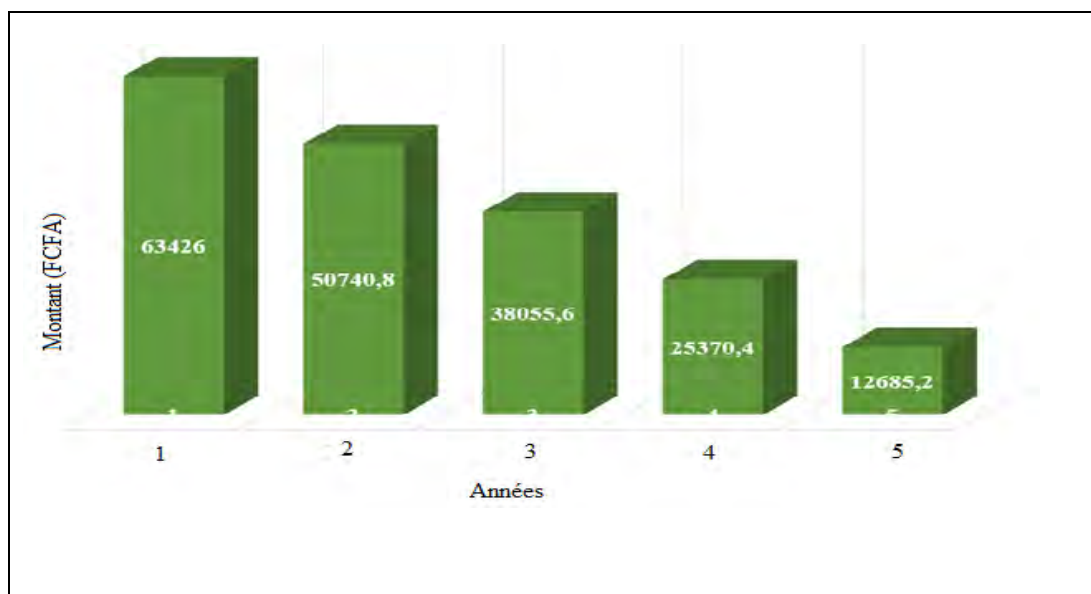


Figure 4-28: Intérêts échus

Le service de la dette appelé repaiement est la somme des $Pe + Ie$. Il se représente par la figure 4-29. Il représente le coût de l'emprunt.

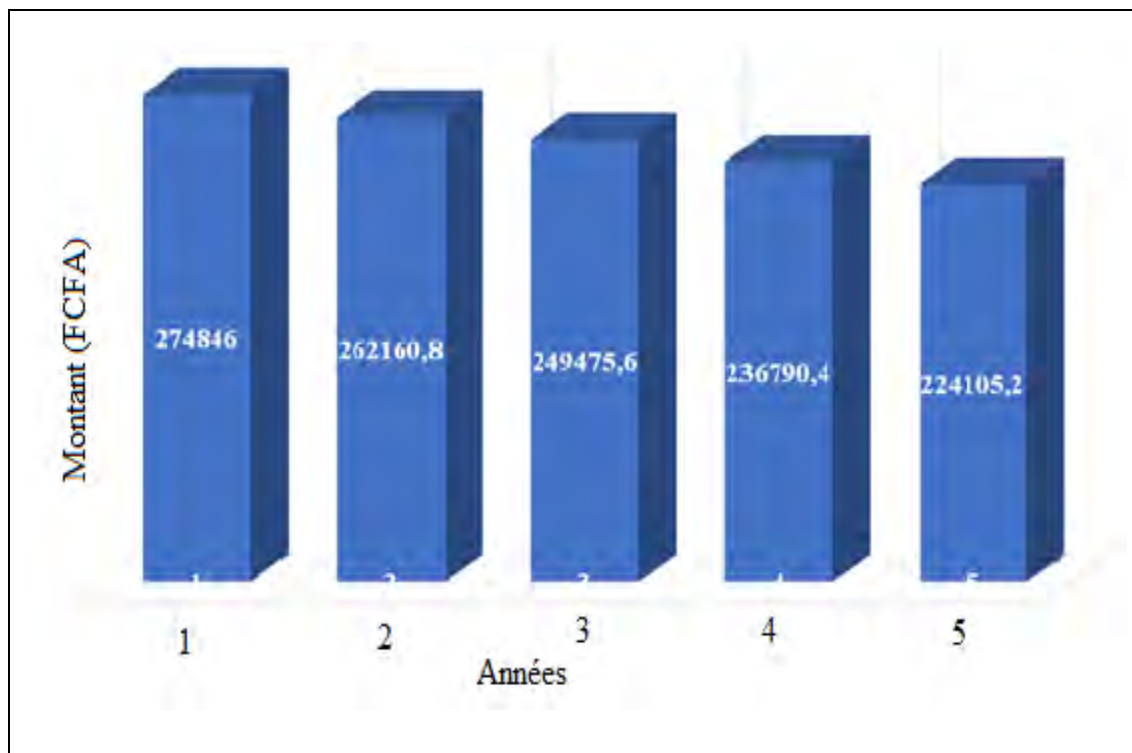


Figure 4-29: Service de la dette

Le service de la dette en début de période diminue progressivement au fur et à mesure qu'on respecte le remboursement de l'emprunt, ce que montre la figure 4-30.

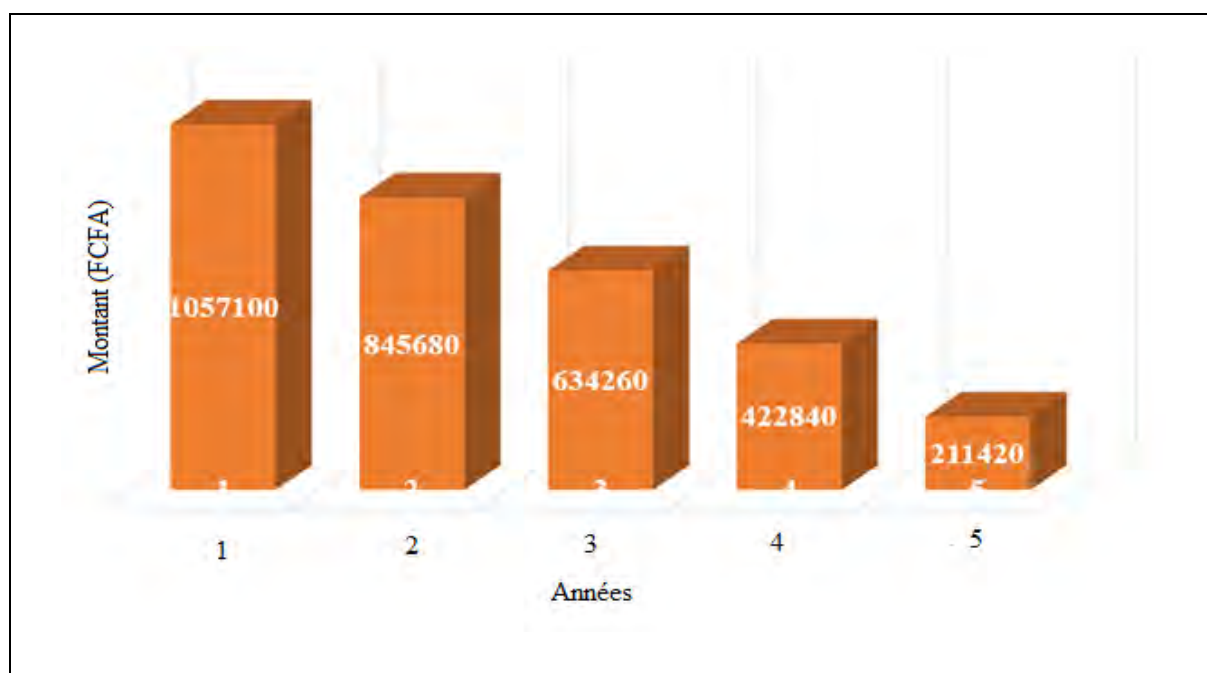


Figure 4-30: Solde de la dette en début de période

Le solde de la dette en fin de période reprend toujours la première colonne du service de la dette en début de période à partir de la deuxième ligne. Cause pour laquelle la dernière colonne est égale à zéro (figure 4-31).

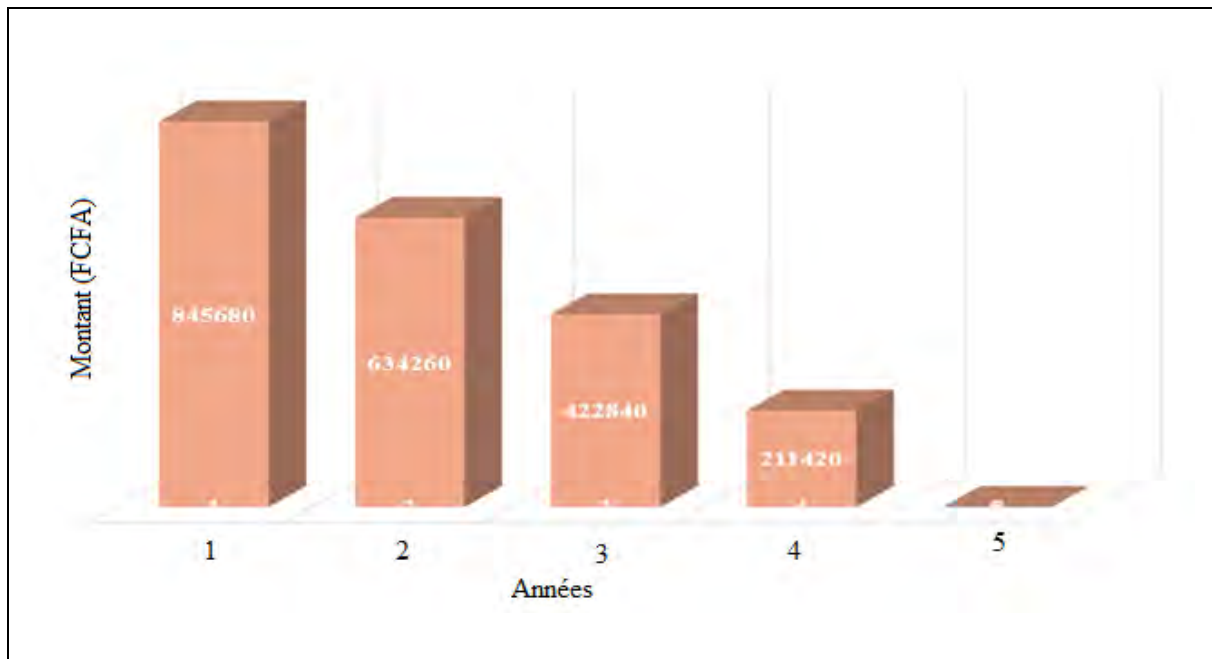


Figure 4-31: Service de la dette en fin de période

L'analyste du projet s'intéresse plus aux colonnes I_e et SD. Les bénéficiaires de ce projet devront rembourser chaque année 211.420 F pendant une période de 5 ans. La figure 4-32 résume les modalités de remboursement de l'emprunt. Etant donné que la durée de vie des panneaux solaires est de 25 à 30 ans, ils seront autonomes en eau et en énergie gratuitement pour une durée de 20 à 25 ans. Cependant durant les 5 ans du remboursement de la dette, le coût d'exploitation de pompage électrogène par an cumulé est de 1.673.400 FCFA. Cette dépense dépasse le coût d'investissement initial de la ferme évalué à 1.354.250 FCFA. Rappelons que certains équipements seront remplacés comme les batteries et quelques accessoires après 15 ans de fonctionnement environ. Mais ceux-ci n'auront d'impact vu la rentabilité du projet. L'intérêt accordé à cette dette est de 190.278 F. Ainsi, la somme globale à rembourser sera 1.247.778 F. En comparant les différents tableaux établis, on peut se rendre compte que plus il y a des facilités de paiement, plus le coût de l'emprunt augmente. Les négociations des conditions de remboursement se feront alors en tenant compte de l'objectif de rentabilité et de la capacité de remboursement du projet.

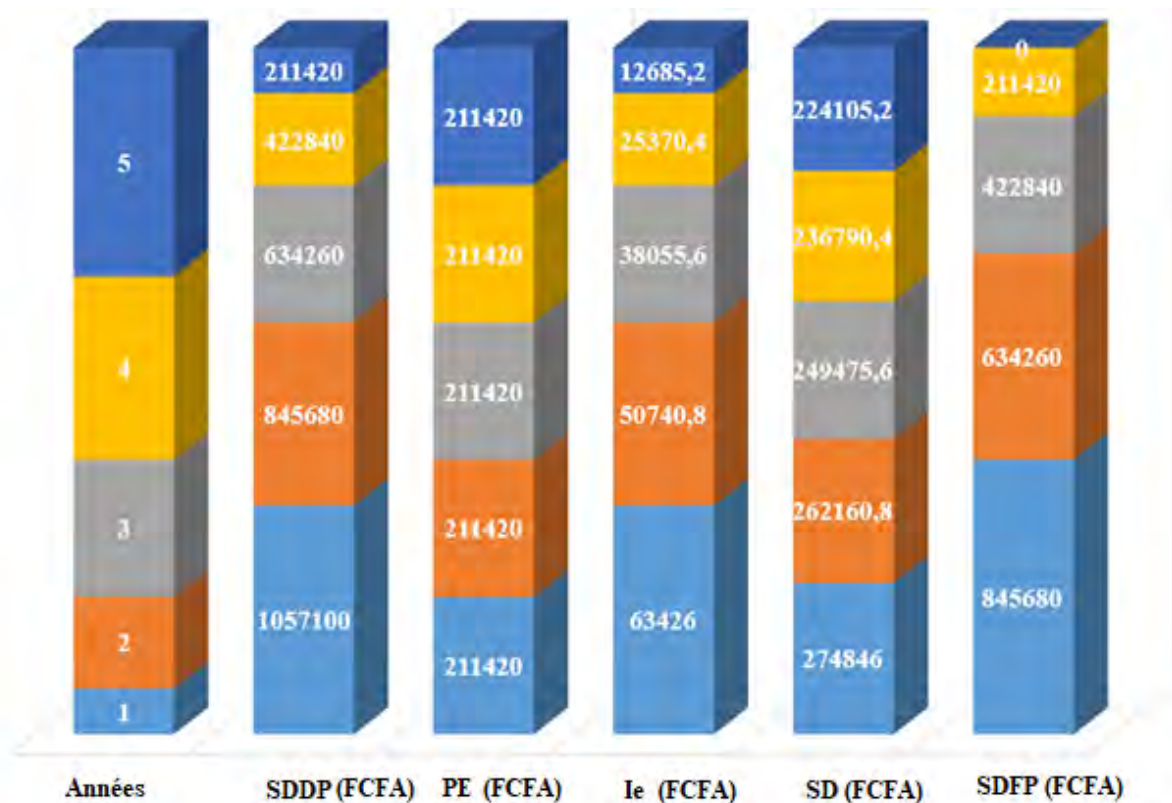


Figure 4-32: Remboursement des emprunts par l'amortissement constant

IV.6. Conclusion

Une fois l'analyse de la demande en service électrique effectuée, les gisements énergétiques disponibles localement connus et la configuration de l'habitat précisée, d'une part, nous avons procédé au dimensionnement du kit solaire domestique. D'autre part, la détermination du débit journalier et de la hauteur manométrique totale permet de dimensionner et de choisir le type de pompe adapté à ces besoins. Ainsi pour chacune des technologies envisageables, nous avons déterminé avec précision la puissance de l'unité de production, la taille et la nature de stockage pour les périodes de faibles gisements et les équipements nécessaires à la distribution de l'électricité, sans oublier les accessoires pour la sécurité des usagers. Pour identifier de façon certaine la meilleure option technique entre les solutions PV et les solutions conventionnelles du groupe électrogène, une analyse économique a été menée. Elle prend en compte les dépenses d'investissements et les charges d'exploitations. Ainsi, on peut en conclure que si l'investissement est élevé, les coûts d'exploitations des systèmes solaires PV sont nettement inférieurs à ceux des solutions basées sur les groupes électrogènes et peuvent être supportées par la population surtout à l'aide d'un financement.

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

Le travail effectué dans ce mémoire portait sur le dimensionnement d'un kit solaire domestique et d'une pompe solaire pour l'irrigation dans la zone des Niayes à Thiès. L'objectif était d'assurer l'autonomie en eau et en énergie d'une ferme écologique évoluant sur des cultures maraîchères. Pour son étude, une méthodologie de dimensionnement théorique bien détaillée a été utilisée. Les résultats de cette étude montrent, d'une part, que pour le kit domestique, nous avons besoins de deux panneaux solaires polycristallins de 270 W/24V, deux batteries Gel au plomb-carbone de 12V/200 Ah, un régulateur MPPT de 12V/200 Ah, un onduleur pur sinus de 500 W, des câbles de section et des accessoires. Le coût initial de ce kit est évalué à 732.150 FCFA. D'autre part, pour le système de pompage solaire, une pompe immergée centrifuge de 400 W de type PS2-150 a été choisie. Deux panneaux sont prévus pour son fonctionnement. La méthode de pompage au fil du soleil est celle choisie. La valeur initiale du kit de pompage solaire est estimée à 622.100 FCFA. En résumé, la ferme a besoin d'une somme initiale 1.354.250 FCFA pour être autonome en eau et en énergie. Pour sa réalisation, nous avons pensé à un plan de financement par emprunt dont les techniques de remboursement s'effectueront sur une période de 5 ans. La méthode choisie est celle dont l'amortissement est constant. Dans ce mémoire, la principale problématique soulevée était l'accès à l'eau, à l'électricité et au coût de production élevée de l'énergie solaire. La mobilisation de cette énergie propre et les résultats de cette étude permettent aujourd'hui d'apporter une solution fiable et durable aux problèmes liés à l'eau et l'énergie en milieu rural. En porte témoignage d'abord l'ambitieux programme pluriannuel (2002-2022) d'électrification rurale visant le déploiement de kits solaires pour les foyers difficiles d'accès. Ce projet est élaboré par le Programme d'Actions Sénégalaise d'Electrification Rurale (PASER) et l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (ASER). Ensuite l'établissement de 630 pompes solaires réalisées dans neuf pays par le Programme Régional Solaire (PRS) de l'Afrique de l'Ouest en est une parfaite illustration. Par ailleurs, la réalisation de ce projet d'étude associé à ce mémoire a une influence positive sur l'économie nationale en termes de valeur ajoutée, d'emploi et d'entrée, ce que montrent les études technico-économiques. Cela semble être l'une des solutions particulières à la résilience économique, à l'émigration clandestine, au chômage des jeunes. L'énergie solaire s'avère comme la meilleure solution pour la production d'énergie à moindre coût. Ainsi, pour élargir les résultats de ce travail, quelques perspectives pourraient être envisagées:

D'abord, il serait intéressant d'établir un programme de simulation par outil informatique pour l'amélioration de notre travail de dimensionnement.

Ensuite, la collaboration avec des spécialistes géologues et météorologues permettraient d'avoir des mesures beaucoup plus précises. De même, ce travail pourrait être élargir sur toute les régions du Sénégal afin de régler le problème de l'énergie et de l'eau, mais également de réduire le taux de dysfonctionnement des installations photovoltaïque.

Ensuite la réalisation de ce projet d'étude associé à ce mémoire semblerait être l'une des solutions particulières au chômage des jeunes, à l'émigration clandestine et à la résilience économique de notre cher pays, le Sénégal.

Enfin le dopage de nouveaux matériaux solaires et l'augmentation de leurs conductivités permettraient d'avoir de meilleur rendement pour les cellules solaires.

BIBLIOGRAPHIE ET WEBOGRAPHIE

- [1] T. Rajhi, M. Ben Abdallah et W. Amissi. Impacts des chocs pétroliers sur les économies africaines : une enquête empirique. CEA 2006, Faculté des sciences économiques de Tunis, 2006, P.1-45.
- [2] T. Mambrini. Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies. Thèse de Doctorat, Université Paris Sud, Paris, 2014, P.1-193.
- [3] N. Alazard-Toux, M. Yves. Un point sur les énergies fossiles. Article n°47, Responsabilité et environnement, publié en Juillet 2007.
- [4] M. S. Dramé. Caractérisation et impacts climatiques des aérosols en Afrique de l'Ouest. Phd thesis. Université Cheikh Anta DIOP de Dakar (Ecole Supérieure Polytechnique). 2012.
- [5] M. Dankassoua, S. Madougou, A. A. A Foulani. Etude du rayonnement solaire global à Niamey de la période de pré- mousson et de la mousson. Rev. Des Energies Renouvelables, 2017, P.1-146.
- [6] E. Derimian, J. F. Léon, O. Dubovik, I. Chiapello, D. Tanre, A. Sinyuk, F. Auriol, T. Podvin, G. Brogniez and B. N. Holben. Radiative properties of aerosol mixture observed during the dry season 2006 over Mbour, Sénégal. Journal of Geophysical Research, 2008, P.1-113.
- [7] J. L. Redelsperger, C.D. Thorncroft, A. Diédhiou, T. Lebel, D.J. Parker and J Polcher. African monsoon multidisciplinary analysis: An international research project and field campaign. Bull. Am. Meteorol. Soc, 8, 2006, P.1739-1746.
- [8] S. A .A. Niang. Etude comparative du potentiel d'énergie solaire et dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour plusieurs stations au Sahel. Mémoire, Université Cheikh Anta DIOP de Dakar, 2019, P.1-80.
- [9] Plan d'Action National des Energies Renouvelables (PANER), Sénégal, période (2015-2020/2030). Dans le cadre de la mise en œuvre de la Politique d'Energies Renouvelables CEDEA (PERC), Décembre 2015.
- [10] A. Moumi, N. Hamani, N. Moumi et A. Z. Mokhtari. Estimation du rayonnement solaire par deux approches semi empiriques dans le site de Biskra. Centre Universitaire de Béchar–Algérie, 11 et 12 Novembre 2006.
- [11] O. Laye, I. Diop et N. Wade. ANSD/SRSD Thiès : Situation Economique et Social régionale, 2012, P.1- 148.

- [12] F. Daninos. Pourquoi l'atmosphère de Vénus se déplace beaucoup plus vite que la planète elle-même? Article publié le 26/05/2020. Consulté le 02/01/2021. Disponible sur : https://www.sciencesetavenir.fr/espace/planetes/la-super-rotation-de-venus-enfin-expliquee_144562.
- [13] M. Sahélidine. Etude de Dimensionnement optimal d'une station solaire autonome en site isolé. Thèse, Université Abou Bekr Belkaid, 2014, P.1-122.
- [14] P. Bessemoulin, J. Oliviéri. Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette. La météorologie 8^e série N°31 septembre 2000, P.42-59.
- [15] B. Sorensen. Renewable energy its physics, engineering, use, environmental impacts, économy and planning aspects. (3rd ed), Elsevier, 2004.
- [16] A. Mekki et A. Beddiaf. Dimensionnement d'une installation photovoltaïque autonome pour une ferme. Mémoire, Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen, 2016, P.1- 138.
- [17] A. Oudrane. Contribution à la modélisation et au développement des systèmes de chauffage solaire à usage individuel. Thèse, Ecole nationale polytechnique d'Oran-Maurice Audin, 2018, P.1-195.
- [18] P. Manolis. Mesure et modélisation de la lumière naturelle dans les canyons urbains. Diss. École Nationale des Travaux Publics de l'État [ENTPE], 2014.
- [19] L'histoire de la mesure du temps. Observation des astres. Consulté le 10/ 17/ 2019. Disponible sur : <http://tpe-horloge-biologique.e-monsite.com/pages/i-mesure-du-temps-au-cours-du-temps/i-la-mesure-au-cours-du-temps.html>
- [20] S. Goni. Caractérisation de la durée d'insolation et du potentiel d'énergie solaire au Tchad, Thèse, Université Cheikh Anta Diop de Dakar, 2019, P.1- 96.
- [21] F. Beaubois. Le soleil comme laboratoire des pratiques scientifiques. Thèse de doctorat, Université Pierre et Marie Curie, 2014, P.1-428.
- [22] QU. Zhipeng. La nouvelle méthode Héliosat-4 pour l'évaluation du rayonnement solaire au sol. Thèse, Institut des sciences et technologies de Paris, école doctorale N° 432, 2013, P.1-214.
- [23] Système de surveillance de l'environnement pour les applications en énergie solaire. SLG Instruments Lyon, France, 2013. Consulté le 12/ 31/ 2020 Disponible sur : www.slg.instruments.com
- [24] Y. Fatih. Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque appliquée à un site Saharien (région d'Adrar). Mémoire, Université d'Adrar, 2018, P.1-64.
- [25] A. S. Ba. Accès Universel et durable à l'électricité au Sénégal, Les conditions du succès. Université Paris Dauphine, PSL Research University. Publié le 11/09/2018, P1-63.

- [26] G. H. Lin, M. Fukushima. Some Exact Penalty Results for Nonlinear Programs and Mathematical Programs with Equilibrium Constraints. *Journal of optimization theory and applications*: Vol. 118, N°1, July 2003 P.67–80.
- [27] J. Bonal et P. Rossetti. *Les énergies alternatives*, Omniscience, 2007.
- [28] Ch. Ngo. *L'énergie ressources technologies et environnement*. 3^{ème} édition, Dunod, Paris, 2008.
- [29] R. Souidi. *Etude des propriétés physiques et chimiques de la surface des substrats de silicium après découpe dans les applications aux cellules solaires photovoltaïques*. Thèse, Université Grenoble Alpes, 2018, P.1-206.
- [30] N. Mohamed. *Etude comparative des méthodes d'estimation du rayonnement solaire*. Mémoire, Université Ferhat Abbas Sétif, 2010, P.1-107.
- [31] L. Abdellah. *L'énergie solaire et pour des besoins d'habitation*. Mémoire, Université Badji Mokhtar Annaba, 2018, P.1-57.
- [32] M. R. Bentria. *Etude d'un système de pompage photovoltaïque pour les puits de parcours (cas de la région de Taibet-Ouargla)*. Mémoire, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2017, P.1-67.
- [33] Z. Zerrouki. et R. R. Béreksi. *Dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome*. Mémoire, Université Abou-Bekr Belkaid-Tlemcen, 2017, P1-94.
- [34] A. HafidAllah. *Etude du dopage des couches minces de ZnO élaborées par spray ultrasonique*. Université Mentouri Constantine-Magister, 2007.
- [35] D. Réaux. *Cellules photovoltaïques à hétérojonctions de silicium (a-Si :H/c-Si) : modélisation des défauts de la recombinaison à l'interface*. Ecole doctorale N°575, Electrical Optical Bio-physics and Engineering (EOBE), Paris, 2017, P.1-168.
- [36] Z. El Jaouad. *Réalisation et caractérisation des cellules photovoltaïques organiques*. Thèse, Université d'Angers, sous le sceau de l'Université de Bretagne Loire, 2016, P.1-213.
- [37] D. L. Mohommed et B. A. Bachir. *Dimensionnement d'un Système de Pompage Photovoltaïque*. Mémoire, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2017, P1- 44.
- [38] M. M. Bélarbi. *Contribution à l'étude d'un générateur solaire pour site autonome*. Thèse, Université des sciences et de la technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, Année 2015, P1- 202.
- [39] C. S. Touré. *Etude pour la réhabilitation d'une installation d'un Analyseur de Gisement Solaire (AGS) pour les mesures de production*. Mémoire, Université Alioune Diop de Bambey N°170, Année 2018, P.1-55.
- [40] M. S. Fateh. *Modélisation d'un système multi-générateur photovoltaïque interconnecté au réseau électrique*. Mémoire Magister, Université Ferhat Abbas de Sétif, 2011, P.1-103.

- [41] Aspect économique et rendement - l'énergie solaire. Consulté 15/12/2020. Disponible sur : <http://energie-solaire-angellier.e-monsite.com/pages/iii-aspect-economique-et-rendement.html>
- [42] S. M. Diop. Dimensionnement de l'éclairage en énergie solaire : (Tronçon poste Fann-Hopital Abass Ndao). Mémoire, Université Cheikh Anta Diop, Année 2015 P.1-64.
- [43] Caractéristique des batteries Gel, Consulté le 24/02/2021. Disponible sur : <https://kitsolaire-discount.com/fr/batteries-solaires-12v/530-batterie-solaire-plomb-carbone-200ah-12v-decharge-lente-ecowatt-8424511843109.html>
- [44] Y. Tabar. Mémoire 'Etude d'une installation photovoltaïque autonome dans une maison à keur Massar (Dakar-Sénégal) : Impacts énergétique et économique, Université Cheikh Anta Diop de Dakar, P.1- 40, Année 2015.
- [45] A. Amani, et A. Karim. Etude et dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque. Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, Année 2018, P.1-83.
- [46] Caractéristiques du régulateur MPPT, Consulté le 24/02/2021. Disponible sur : <https://www.solaris-store.com/1081-regulateur-victron-bluesolar-mppt-150-35.html>
- [47] S. Semanoui. Etude de l'électrification d'un village avec l'énergie solaire photovoltaïque. Mémoire, Université d'Ouargla, 2004, P.1-92.
- [48] Caractéristique de l'onduleur choisi, Consulté le 24/02/2021. Disponible sur : <https://www.wattuneed.com/fr/convertisseurs-230v/324-convertisseur-500w-pur-sinus-12v-0712971126169.html>
- [49] C. M. Faye. Dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome en milieu Rural - Etude comparative des couts entre le système et la connexion au réseau de distribution général. Mémoire, Université Cheikh Anta Diop de Dakar, Année 2011, P.1- 44.
- [50] J. Royer, T. Djako. Le pompage photovoltaïque. Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens. Université d'Ottawa, 2002.
- [51] P. Chartone, I. Boyer, L. Brochier, S. Cordier, A. Terrière. Le cœur d'une installation d'irrigation pour assurer débit et pression, Septembre 2013. Consulté le 23/03/2021. Disponible sur : https://www.pseau.org/outils/ouvrages/ardepi_le_pompage_2013.pdf.
- [52] A. Harrag. Etude Technico-économique d'un système photovoltaïque au pompage d'eau. Mémoire, Université Mohamed Boudiaf, Année 2016.
- [53] L. S. Imorou. Etude et dimensionnement des systèmes de pompage photovoltaïque dans les localités rurales de Bénin : Cas de Adjakpata. Mémoire, Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2IE), 2017, P.1-68.

- [54] T. Kiatsiriroat, P. Namprakai, and J. Hiranlabh, 'Performance estimation of a PV water pumping system with utilization function', International Journal of Energy Research, vol. 17, N°4, P. 305-310, Juin 1993.
- [55] J. Royer, T. Djacko. E. Schiller, B. S. Sy. Le pompage photovoltaïque, manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens. Institut de l'énergie des pays ayant en commun l'usage Français, 1998.
- [56] M. L. Louazène. Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site d'Ouargla. Mémoire de magister, Université El hadj Lakhdar Batna, 2008, P.1-101.
- [57] M. E. M. Mahmoud. Modélisation et optimisation d'un système de pompage photovoltaïque en milieu Sahélien. Thèse, Université Cheikh Anta Diop de Dakar, 2020, N°146, P.1-98.
- [58] Les composants de la pompe centrifuges. Consulté le 28/02/2021. Disponible sur le lien : <http://www.ttt-worms.de/les-composants-de-la-pompe-centrifuge.html>.
- [59] Moteur à courant continu : Principe. Jeudi 23 Juillet 2015. Consulté le 22/1/2021. Disponible sur : <https://www.astuces-pratiques.fr/electronique/le-moteur-a-courant-continu-principe>.
- [60] D. Kpandjia. Gestion des Systèmes de pompage solaire (rôle des utilisateurs et des installateurs). Mémoire Ecole Inter-états d'Ingénieurs de l'Equipement Rural de Bourkina Fasso, 1997, P.1-70.
- [61] Système autonome, Consulté le 23/03/2021. Disponible sur le lien suivant : <https://www.energie douce.com/kits-afrique/756-kit-solaire-complet-afrique-350-wh-a-500-wh.html>.
- [62] Système hybride, Consulté le 23/03/2021. Disponible sur le lien suivant : <https://www.eolienne-particulier.info/eolienne-hybride/>
- [63] N. Ndong. Modélisation du potentiel solaire par clair Kar. Mémoire, Ecole Supérieur Polytechnique (ESP), Université Cheikh Anta Diop, 2003.
- [64] Bensefia. And S. Mamoun. Dimensionnement pour une installation photovoltaïque, maison autonome appliquée au site de Tlemcen. Mémoire, Mather's Thesis, Université de Tlemcen (Physique énergétique), 2008.
- [65] M. G Thomas. Water Pumping-The Solar Alternative, Photovoltaic Disign, Assistance Center, Santia National Laboratires, NM87185, Albuquerque, 1987, P.1-58.
- [66] I. Narvate, E. Lorenzo and E. Caomono. PV Pumping Analytical Design and Characteristics of Boreholes. Solar Energy, Vol.68, N°1, 2000, PP.49-56

- [67] R. V. Giles. *Mecanica de Los Fluidos e Hidraulica*, Schaum- McGraw-Hill, Mexico, 1970, P.1-273.
- [68] *Handbook on Solar Water Pumping*. Intermediate Technology Power & Partners, Reading, 1984, P.1-124p.
- [69] P. Silvestre. *Fundamentos de Hidraulica General*, Universa, Mexico, 1983, P.1-381.
- [70] C. Mataix. *Mecanica de Fluidos y Maquinos Hidraulicas*, Castillo, Madrid, 1970, P.1-282.
- [71] Service Régional de la Statistique et de la Démographie de Thiès. Consulté le 23/03/2021, Disponible sur : <http://www.ansd.sn/ressources/ses/SES-Thies-2012.pdf>
- [72] A. Fall, M. Touré, F. Sèye, R. Ndione, D. Sembène et M. Ndiaye. Inventaire des plantes hôtes comestibles et évaluation du degré d'infestation par *Rastrococcus invadens* (Willams, 1986) (Homoptera, Pseudococcidae) au Sénégal. *Mémoire, Afrique Science*, 13(2), 344-353, 2017.
- [73] Localisation autoroute apéage Dakar-Thiès. Consulté le 31/03/2021. Disponible sur : <https://www.au-senegal.com/l-autoroute-aibd-mbour-thies-inauguree-mais-pas-encore-fonctionnelle,15593.html>
- [74] S. B. N. Ngom. La vulnérabilité de la commune d'arrondissement de Thiès-nord (ville de Thiès) aux inondations. *Mémoire, Université Cheikh Anta Diop de Dakar*, 2013.
- [75] Sénégal – Thiès : Climat, température, précipitations et ensoleillement. Consulté le 16/02/2020. Disponible sur : <http://www.levoyageur.net/climat-ville-THIES.html>
- [76] Météo habituelle à Thiès Sénégal. Rapport météo typique à Thiès, basée sur l'analyse statistique de rapports météorologiques horaires historiques et de la reconstruction modélisée du 1 Janvier 1980 au 31 Décembre 2016.
- [77] Practica /foundation Unicef. Etude de faisabilité des forages manuels. Identification des zones potentiellement favorables. *Rapport forages manuels*, P.1-45
- [78] Senagrosol/EDE : Etude d'impact environnemental et sociale des travaux de mobilisation des ressources alternatives pour l'irrigation des Niayes, 2009.
- [79] DGPRE, 2007 PSE/COWI/POLYCONSULT, 2002 : Etude hydrogéologique de la nappe profonde du Maastrichtien
- [80] Senagrosol : Evaluation Environnementale Stratégique (EES) des activités relatives à la promotion de la micro irrigation dans les Niayes, le bassin arachidier élargi à la région de Tambacounda et à la Casamance, 2009.
- [81] C. H. Kane. Etude sur l'optimisation du coût des forages en Afrique de l'Ouest – Rapport Sénégal, Financement Banque Mondiale, 2007.

[82] PAGIRE. Plan d'Action pour une Gestion Intégrée des Ressources en Eau, Rapport Sénégal, 2007.

[83] Plan architecturale d'une maison de trois chambres plus salon. Consulté le 24/03/2021. Disponible sur le lien suivant : <http://www.archi-id.net/plan-maison-80m2-avec-3-chambres/>

[84] K. Boulhares, C. Traket. Etude pratique et dimensionnement d'un système d'éclairage public photovoltaïque autonome. Cas d'étude : Unité de Recherche d'Adrar. Mémoire, Université Ahmed Draïa Adrar, 2018, P.1-65.

[85] Etude sur la situation de base des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique au Sénégal, publié à Dakar en novembre 2016, P.1-52.

[86] Les meilleurs TV en 2020. Consulté le 23/01/2019. Accessible à l'adresse suivante : <https://meilleurtest.fr/comparatif-tv/>

[87] Ventilateur ou climatiseur : quelle consommation, quelle puissance ? Consulté le 23/01/2019 sur <https://selectra.info/energie/guides/comparatifs/climatiseur-ventilateur>

[88] Consommation électrique du frigo : que consomme-t-il ? Consulté le 23/01/2019. Accessible à : www.hellowatt.fr > Suivi conso > Consommation électrique²²

[89] Les panneaux polycristallins, consulté le 23/03/2021. Disponible sur le lien suivant : <https://www.solaris-store.com/1210-panneau-solaire-polycristallin-victron-270w.html>

[90] Principe de Dimensionnement, Etude de Cas, Pompage au fil du Soleil, BE Alliance Soleil. Consulté le 18/03/21. Disponible sur le lien suivant : https://energypedia.info/images/6/6b/PVSI_Dimensionnement_pompage_02_04_2016.pdf

[91] K. Nippon Co. LTD, C. Taiyo Co. LTD. Etude de conception détaillée pour le projet d'approvisionnement en eau des zones rurales en République Tunnienne. Agence Japonaise de Coopération Internationale (JICA), Mars 2001, P.1-69.

[92] Les Pertes de Charge, consulté le 24/03/2021. Disponible sur le lien suivant : <https://docplayer.fr/8260839-Les-pertes-de-charge-j-m-r-d-btp.html>

[93] M. Mende. Variabilité et Risque Alimentaire : Un modèle d'optimisation stochastique d'une exploitation agricole Burkinabé. Mémoire, Institut d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement (2iE). Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, Formation Post Universitaire, 2006, P.1-32.

[94] A. Oussaid. Financement des petites et moyennes entreprises : Cas des PME Algérienne. Mémoire, Université Mouloud Mammeri de TIZI-OUZOU, 2016, P.1-189

[95] M. Lonez. Comment déterminer le mode de financement le plus adapté pour les Start-Ups en Belgique lors de la phase de lancement? Mémoire, Université Catholique de Louvain, 2018, P.1-148.

[96] M. F. Hattou. Les déterminants d'accès au financement bancaire pour les PME : Cas de l'Afrique de l'Est. Mémoire, Université du Québec à Trois-Rivières, 2016, P.1-93.

[97] M. P. Delamare. Le remboursement des emprunts. Consulté le 11/03/2021. Disponible sur : <http://mariepascal.delamare.free.fr/IMG/pdf/RemboursementEmprunt.pdf>

ANNEXES

Annexe A : Désignations des composants proposés pour le kit solaire domestique.

Dimensions Module	1640 x 992 x 35 mm
Poids	18.4 kg
Puissance nominale P _{mpp} *	270 W
Tension à puissance max. V _{mpp} *	31.7 V
Courant à puissance max. I _{mpp} *	8.52 A
Tension en circuit ouvert Voc	38.04 V
Courant de court-circuit I _{sc}	9.21 A

* Caractéristiques électriques selon STC (valeurs aux Conditions de test standardisées (STC): irradiation 1000W/m², température de cellule 25°C, masse d'air 1,5)

Puissance nominale (tolérance +/- 3%)	270 W
Type de cellules	Polycristallin
Nombre de cellules couplées en série	60
Tension maximale système	1000 V
Coefficient de température de P _{mpp} (%)	-0,47/°C
Coefficient de température de Voc (%)	-0,34/°C
Coefficient de température de I _{sc} (%)	+0,045/°C
Température de fonctionnement	-40°C à +85°C
Charge de surface maximale	200 kg/m²
Résistance aux impacts (grêle)	23 m/s, 7,53 g
Boîte de raccordement	PV-JB002
Type de connecteur	MC4
Longueur des câbles	900 mm
Tolérance de puissance	+/-3%

Cadre	Aluminium
Garantie produit	5 ans
Garantie de puissance	10 ans 90% + 25 ans 80% de la puissance minimale

Annexe A-1 : Caractéristiques du panneau solaire choisi [89].

Capacité 10h	200Ah (20.0A à 10.8V)
Capacité 3h	163Ah (54.2A à 10.8V)
Capacité 1h	132Ah (132.0A à 10.5V)
Durée de vie en floating	15 ANS
Matériau du conteneur	ABS
Courant de charge recommandé	20.0A à 40.0A
Température de charge	-20°C ~ 60°C
Température de décharge	-20°C ~ 50°C
Température de stockage	-20°C ~ 50°C
Auto-décharge	3% de la capacité a diminué par mois à 25°C
Cyclage Float	13.5-13.8V, recom.13.5V (système flottant complet)
Cyclage Veille	13.5-13.8V, recom.13.62V (système d'utilisation de cycle)

Tension	12V
Type de batterie	Plomb carbone
Poids Net	61.5 KG
Courant de charge Max	60A
Courant de décharge Max.	2400A (5S)
Capacité nominale	200 ah
Marque	ULTIMATRON
Dimensions (H x L x P)	219 x 522 x 240 mm
Borne	M8
Garantie Distributeur	2 ans
Garantie Magasin	1 an

Annexe A-2 : Caractéristique de la batterie choisie [43].

Tension de la batterie	Sélection auto 12 / 24 / 48 V (logiciel nécessaire pour sélectionner 36 V)
Courant de charge nominal	35 A
Puissance max PV 12 V 1a, b)	500 W (MPPT plage de 15 à 130 V)
Puissance max PV 24 V 1a, b)	1000 W (MPPT plage de 30 à 130 V)
Puissance max PV 48 V 1a, b)	2000 W (MPPT plage de 60 à 130 V)
Tension PV max de circuit ouvert	150 V
Efficacité max	98 %
Autoconsommation	< 10 mA
Tension de charge "absorption"	Config par défaut : 14.4 / 28.8 / 43.2 / 57.6 V
Tension de charge "float"	Config par défaut : 13.8 / 27.6 / 41.4 / 55.2 V
Algorithme de charge	adaptative à étapes multiples (8 algorithmes pré-programmés)
Compensation en température	-16 mV/°C resp. -32 mV/°C
Protection	Inversion de polarité de batterie et PV (fusible) Court-circuit en sortie Surchauffe

Température d'exploitation	-30 à +60°C (puissance nominale en sortie jusqu'à 40°C)
Humidité	95 % sans condensation
Port de communication et allumage/arrêt à distance	VE. direct

BOITIER

Couleur	bleu (RAL 5012)
Bornes de puissance	13 mm² / AWG6
Indice de protection	IP43 (composants électroniques) IP22 (bornier de connexion)
Poids	1.25 kg
Dimensions (h x l x p)	130 x 186 x 70 mm

Annexe A-3 : Caractéristiques du régulateur choisi [46].

Puissance	500W
Puissance crête	1000W
Tension d'entrée DC	12V
Coupure surtension	15V
Coupure sous-tension	10.4V
Rendement	>90%
Dimensions (mm)	200 x 100 x 54
Poids	1Kg
Modèle	PSM-500

Annexe A-4 : Caractéristique de l'onduleur choisi [48].

Annexe B : Caractéristiques des équipements de la pompe.



PS2-150 C-SJ5-8

Système de pompe solaire immergée pour puits 4"

Gamme de systèmes

Chute	max. 20 m
Débit	max. 4,6 m³/h

Données techniques

Contrôleur PS2-150

- Commande et surveillance
- Entrées de commande pour protection contre le fonctionnement à sec, commande à distance, etc.
- Protection contre inversion de polarité, surcharge et surchauffe
- MPPT (Maximum Power Point Tracking) intégré
- Fonctionnement à batterie: protection intégrée contre la décharge profonde

Puissance	max. 0,30 kW
Tension d'entrée	max. 50 V
Optimal Vmp**	> 17 V
Intensité du moteur	max. 22 A
Efficacité	max. 98 %
Temp. ambiante	-40...50 °C
Classe de protection	IP68

Moteur ECDRIVE 150-C

- Entretien minimal, moteur DC sans balais
- Rempli d'eau
- Matériel de haute qualité, acier inoxydable: AISI 304/316
- Moteur sans électronique à l'intérieur

Puissance nominale	0,3 kW
Efficacité	max. 92 %
Vitesse du moteur	600...3 300 rpm
Classe d'isolation	F
Classe de protection	IP68
Submersion	max. 150 m

Extrémité de la pompe PE C-SJ5-8

- Clapet anti-retour
- Matériel de haute qualité, acier inoxydable: AISI 304
- En option : protection contre le fonctionnement à sec
- Centrifugal pump



Annexe B-1 : Caractéristiques de la pompe immergée PS2-150

Pompe PU150 C-SJ5-8 (Moteur, Extrémité de la pompe)

Diamètre de forage min. 4,0 in
Température de l'eau max. 50 °C

Normes



2006/42/EC, 2004/108/EC, 2006/95/EC

IEC/EN 61702:1995

Les logos indiquent les autorisations obtenues pour cette gamme de produits. Les produits sont commandés et livrés selon les autorisations propres aux exigences du marché.

**V_{mp}: Tension MPP en condition de test standard (STC) : rayonnement solaire 1 000 W/m², température des cellules 25 °C.

BERNT LORENTZ GmbH & Co. KG
Siebenstuecken 24, 24558 Henstedt-Ulzburg,
Germany, Tel +49 (0)4193 8806-700, www.lorentz.de

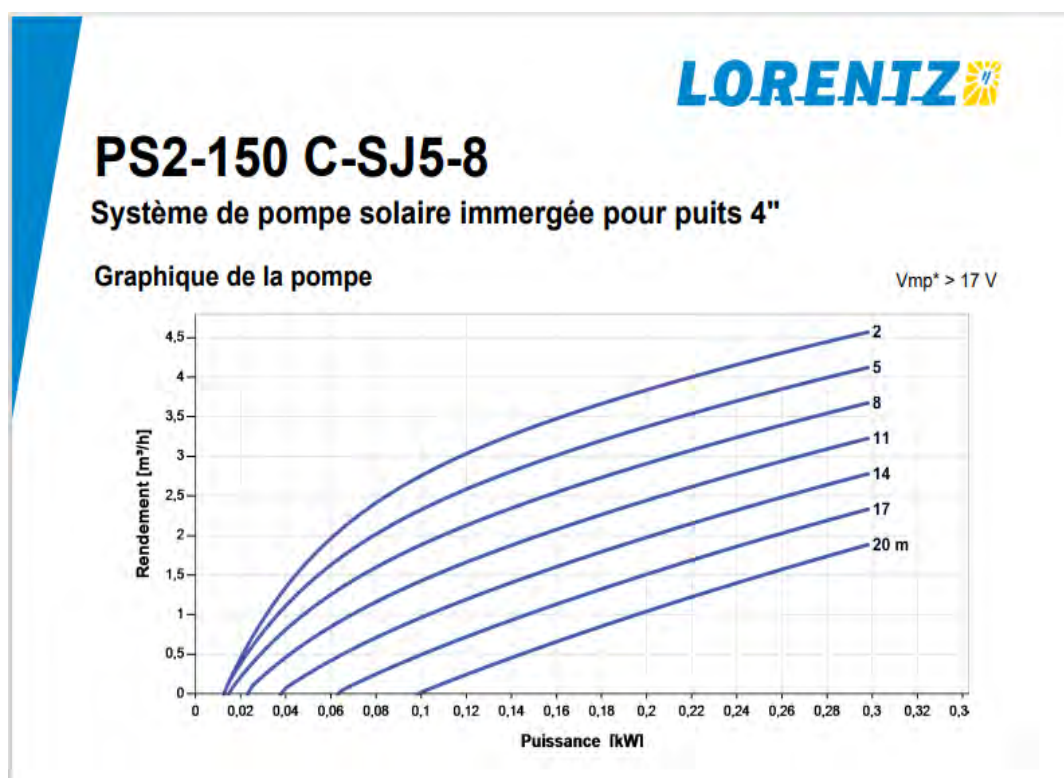


Créé par LORENTZ COMPASS 3.1.0.81

Toutes les caractéristiques techniques et informations sont fournies de bonne foi. Un risque d'erreur existe et les produits peuvent être modifiés sans préavis. Les photos peuvent varier des produits réels selon les exigences et les réglementations du marché local.

Sun. Water. Life.

Annexe B-2 : Caractéristiques de la pompe PS2-150 : Normes

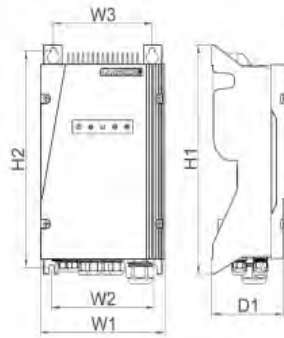


Annexe B-3 : Courbes de performance de la pompe

Dimensions et poids

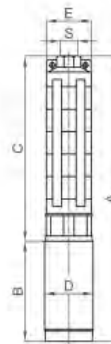
Contrôleur

H1 = 352 mm
H2 = 333 mm
W1 = 207 mm
W2 = 170 mm
W3 = 164 mm
D1 = 124 mm



Pompe

A = 524 mm
B = 185 mm
C = 339 mm
D = 96 mm
E = 98 mm
S = 1,5 in



	Poids net
Contrôleur	4,5 kg
Pompe	11 kg
Moteur	7,0 kg
Extrémité de la pompe	4,2 kg

*Vmp: Tension MPP en condition de test standard (STC) : rayonnement solaire 1 000 W/m², température des cellules 25 °C

BERNT LORENTZ GmbH & Co. KG
Siebenstuecken 24, 24558 Henstedt-Ulzburg,
Germany, Tel +49 (0)4193 8806-700, www.lorentz.de



Créé par LORENTZ COMPASS 3.1.0.81

Toutes les caractéristiques techniques et informations sont fournies de bonne foi. Un risque d'erreur existe et les produits peuvent être modifiés sans préavis. Les photos peuvent varier des produits réels selon les exigences et les réglementations du marché local.

Sun. Water. Life.

Annexe B-4 : Suites caractéristiques de la pompe : Dimensions et poids



F n° 1707194

Date: 3 November 2020

PROFORMA

Client

Nom AICHA SARR

Adresse _____

Pays SENEGAL Ville Dakar

Téléphone _____

OBSERVATION GARANTIE

1 an

Qté	Description	P .U	TOTAL HT
1	Pompe immergée 400W	300.000	300.000
2	Panneau 250W	80.000	160.000
22	Fil 3x2,5mm	800	17.600
22	Fil 2x0,75mm	250	5.500
3	Fil 2x4mm	700	2.100
1	Paire connecteur MC4	2.000	2.000
1	Boitier+bornier	3.000	3.000
1	Sonde	5.000	5.000
1	Modulaire+boite	6.000	6.000
1	Peau de chat+scotch+paquet colson	3.500	3.500
1	Fiche mâle+femelle	1.500	1.500
21	Corde	200	4.200
20	Tuyau flexible	1.500	30.000
1	Emboue+coude	8.000	8.000
1	Main d'oeuvre	150.000	150.000

MONTANT HT 698.400 F

NB:les cadres panneaux sont à la charge du client

Taux de T.V.A.

0,00% CGU(voir impots)

MONTANT TTC

MONTANT NET 698.400 F



REGLEMENT A RECEPTION DE FACTURE



Annexe C-2 : Devis pompe par Energie solaire

Fournisseur : TANFON ENVISOLAR PRESTIGE SARL Adresse : NORD FOIRE VILLA LOT N°26 Dakar-Sénégal Tel : +338247404 NINEA : 007439674 R/C : SN DKR 2019 B 19878 Email : contact@tanfonenvisolar.com				
Client :Aïcha Sarr TEL : 77 297 92 45 Email: sarrenebiaicha97@gmail.com				
ID	DESCRIPTION	QUANTITE	PRIX UNITAIRE FCFA	TOTAL FCFA
01	Panneaux Poly 270W	2pcs	85.000f	170.000f
02	Batteries 200Ah	2pcs	215.000f	430.000f
03	Régulateur PWM 40A	1pc	40.000f	40.000f
04	Onduleur 500W	1pc	50.000f	50.000f
05	Câbles (panneau+batteries)	1set	30.000f	30.000f
06	Cosses, Mc4, Modulaire	1set	10.000f	10.000f
Total				730.000f

Annexe C-3 : Devis kit solaire domestique par Envi-solaire

Fournisseur : TANFON ENVISOLAR PRESTIGE SARL Adresse : NORD FOIRE VILLA LOT N°26 Dakar-Sénégal Tel : +338247404 NINEA : 007439674 R/C : SN DKR 2019 B 19878 Email : contact@tanfonenvisolar.com				
Client :Aïcha Sarr TEL : 77 297 92 45 Email: sarrenebiaicha97@gmail.com				
ID	DESCRIPTION	QUANTITE	PRIX UNITAIRE FCFA	TOTAL FCFA
01	Pompe (2.5m³, 400w)	1pcs	190.000f	190.000f
02	Panneaux Poly 270W	2pcs	85.000f	170.000f
03	Modulaire+Câbles	1set	20.000f	20.000f
04	ANGU, (attache, clapet anti retour, manchon)	1set	38.000f	38.000f
Total				418.000f

Annexe C-4 : Devis pompe par Envi-solaire

Annexe D : Le choix des appareils électriques

Les différents types de lampes	Durée de vie en heure d'éclairage	Quantité de lumière émise en Lumens/W	Gamme de puissance des lampes
Lampes à incandescence	1.000 à 12.000 h	12 à 20	
Lampes halogènes économiques	3.000 à 5.000 h	18 à 25	
Lampes fluo compactes (LFC)	6.000 à 12.000 h	60 à 100	
Lampes fluorescents	12.000 h	80 à 100	
Lampes LED	10.000 à 30.000 h	Plus 100	

Annexe D-1 : Caractéristiques des différentes lampes [12,13].

Les différents types de ventilateurs	Avantages	Inconvénients	Consommation kWh/an	Puissance en W
Le ventilateur en colonne	Permet de rafraichir une grande surface tout en étant plus discret	Peu esthétique	8	45
Le ventilateur sur plafond	Plus puissant, discret, pas besoin de roue et peut intégrer une lampe	Peu esthétique	10	55
Le ventilateur sans pale	Sécurité totale, car pas de pale et très design	Un prix élevé	11.5	65
Le ventilateur sur pied	Permet de rafraichir une grande surface	Peu esthétique	12.5	70

Annexe D-2 : Les différents types de ventilateurs et leurs certaines caractéristiques [16].

Les différents types de télévision	Avantages	Inconvénients
Téléviseur plasma	<ul style="list-style-type: none"> -Qualité d'image optimale -Absence de rétroéclairage -Prix en baisse 	<ul style="list-style-type: none"> -Technologies obsolètes -Consommation en électricité assez élevée -Des reflets assez gênants, encombrant
Téléviseur LCD	<ul style="list-style-type: none"> -Qualité d'image acceptable -Absence de reflet -Peu énergivore -Prix abordable 	<ul style="list-style-type: none"> -Quelques problèmes au niveau de la densité du noir -Assez encombrant
Téléviseur LED	<ul style="list-style-type: none"> -Excellente qualité d'image -compact -Peu énergivore -Prix abordable 	<ul style="list-style-type: none"> -Les risques de pixels morts assez élevés sur les modèles entrées de gamme
Téléviseur OLED	<ul style="list-style-type: none"> -Meilleure qualité d'image -Ultra compact -Peu énergivore -Technologie récente et fiable 	<ul style="list-style-type: none"> -Prix encore très élevé

Annexe D-3 : Les différents types de télévision leurs avantages et inconvénients [15].

Annexe E : Désignation masse volumique, viscosité, et rugosité de quelques corps.

désignation	ρ kg/m ³	ν cSt m ² /s
Alcool	790	1,5
Benzène	880	0,74
Fioul domestique (1,5 °E)	860	6
Fioul lourd (200 °E)	960	1520
Gaz brûlés 100 °C	0,95	20
Gaz brûlés 300 °C	0,63	45
Gaz naturel	0,78	12,8
Méthane	0,67	15,6
Oxygène	1,10	18
Eau 15 °C	999	1,14
Eau 60 °C	983	0,48
Eau 80 °C	972	0,36

Annexe E-1 : Masse volumique et viscosité de quelques corps à 0°.

Type de conduite	Rugosité ε en mm
Conduites étirées (cuivre, etc...)	0,0015
Conduites en PVC et polyéthylène	0,007
Tuyauteries en acier du commerce	0,045
Conduites en amiante-ciment	0,05...0,1
Tuyauteries en fonte asphaltées	0,125
Conduits en tôle d'acier agrafés	0,15
Tuyauteries en acier galvanisé	0,15
Tuyauteries en acier rouillées	0,15...1,0
Conduits en bois	0,2...1,0
Tuyauteries en fonte	0,4...0,6
Conduits souples agrafés en spirale	0,6...2,0
Conduits treillis métallique et enduit	1,5
Tuyauteries en acier très rouillées	1,0...3,0
Conduits en béton brut de décoffrage	1,0...3,0
Conduits maçonnés	3,0...5,0

Annexe E-2 : Rugosité ε .