

UNIVERSITE EL HADJ LAKHDAR - BATNA

Faculté des Sciences de l'Ingénieur
Département d'Electrotechnique

Mémoire de Magister

Pour obtenir

LE TITRE DE MAGISTER EN ELECTROTECHNIQUE

Option : Maîtrise d'Energie

Présenté Par

Mohamed Lakhdar LOUAZENE

Sujet du mémoire

Etude technico-économique d'un système
de pompage photovoltaïque sur le site de
Ouargla

Soutenu le : 12/06/2008

Devant le jury composé de :

| Nom & Prénom | Grade | Qualité | Université |
|-------------------------|-----------------------|----------------|----------------------|
| M. Mabrouk CHABANE | Professeur | Président | Université de Batna |
| M. Boubaker AZOUI | Professeur | Rapporteur | Université de Batna |
| M. Amar MOUSSI | Professeur | Examineur | Université de Biskra |
| M. Achour BATKA | Maître de conférences | Examineur | Université de Biskra |
| M. Mohamed ARROUF | Maître de conférences | Examineur | Université de Batna |
| M. Sebti BOUKHTACHE | Maître de conférences | Examineur | Université de Batna |

2008

Remerciements

*Avant tout, je remercie **ALLAH**, le tout puissant, de m'avoir donné le courage et la volonté pour accomplir ce travail de recherche.*

Le travail présenté dans ce mémoire a été dirigé par Monsieur Boubaker AZOUI, au sein du laboratoire L.E.B. à l'université de Batna. Monsieur AZOUI est professeur à l'université de Batna. Je tiens à lui exprimer toute ma gratitude et ma reconnaissance d'avoir proposer et diriger ce travail. Ses qualités humaines, son esprit critique et particulièrement ses conseils et ses orientations ont apporté beaucoup à l'aboutissement de ce travail.

Je remercie vivement Monsieur. Dris Korichi, maître de conférences à l'université de Ouargla, de m'avoir aidé par ses conseils précieux. Je le remercie également de son accompagnement tout au long de la rédaction de ce mémoire.

Je remercie très sincèrement Monsieur Mabrouk CHABANE, professeur à l'université de Batna, de m'avoir fait l'honneur de présider mon jury de mémoire.

J'adresse tous mes remerciements aux membres du jury, M. Amar MOUSSI, professeur à l'université de Biskra, M. Achour BATKA, maître de conférences à l'université de Biskra, M. Mohamed ARROUF, maître de conférences à l'université de Batna et M. Sebti BOUKHTACHE, maître de conférences à l'université de Batna, d'avoir accepté de participer à ce jury comme examinateurs.

Je remercie toutes les personnes que je n'ai pas pu citées ici et qui ont participé, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

Enfin, je ne pourrais terminer sans remercier mes parents, ma femme, mes enfants et tous les membres de ma famille de m'avoir soutenu et encouragé pour terminer le présent travail.

Table des matières

| | |
|---|-----------|
| Introduction générale | 1 |
| Chapitre 1 : Rayonnement solaire | 3 |
| 1.1 Introduction | 3 |
| 1.2 Spécification du site de Ouargla | 3 |
| 1.3 Principes de calcul de l'énergie solaire | 4 |
| 1.3.1 Déclinaison | 4 |
| 1.3.2 Le temps solaire vrai | 4 |
| 1.3.3 La durée et le taux d'insolation | 5 |
| 1.3.4 L'angle horaire ω | 5 |
| 1.3.5 Position du soleil | 5 |
| 1.4 Rayonnement hors atmosphère | 6 |
| 1.4.1 L'éclairement | 6 |
| 1.4.2 L'irradiation horaire | 7 |
| 1.4.3 L'irradiation journalière | 7 |
| 1.4.4 L'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère | 7 |
| 1.5 Le rayonnement solaire en présence de l'atmosphère | 8 |
| 1.5.1 L'indice de clarté | 9 |
| 1.5.2 Estimation de l'irradiation diffuse sur une surface horizontale | 9 |
| 1.5.3 Calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface horizontale | 9 |
| 1.5.4 Calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface inclinée | 11 |
| 1.5.5 La position des panneaux solaires | 13 |
| 1.6 Conclusion | 14 |
| Chapitre 2 : Etude du Système photovoltaïque | 15 |
| 2.1 Introduction | 15 |
| 2.2 Le générateur photovoltaïque GPV | 15 |
| 2.2.1 Principe de fonctionnement | 15 |
| 2.2.2 Les différents types de cellules solaires (cellules photovoltaïque) | 17 |
| 2.3 Constitution d'un générateur photovoltaïque | 17 |
| 2.3.1 Les cellules solaires | 17 |
| 2.3.2 Les modules (ou panneaux) | 18 |
| 2.3.3 Le générateur photovoltaïque | 18 |
| 2.4 Modèle de cellule | 18 |
| 2.5 Modélisation du Module (panneau) photovoltaïque | 19 |
| 2.5.1 Influence de la température sur le rendement des cellules | 22 |
| 2.5.2 Influence du rayonnement sur les cellules | 24 |
| 2.6 Connexion directe source-charge | 26 |
| 2.7 Définition de l'étage d'adaptation entre une source et une charge | 27 |
| 2.8 Principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT) | 28 |
| 2.8.1 Introduction | 28 |
| 2.8.2 La méthode dite « Perturbation et Observation » ou P&O | 30 |
| 2.8.3 Principe du contrôle MPPT | 32 |
| 2.9 Conclusion | 33 |
| Chapitre 3 : Le pompage photovoltaïque | 34 |
| 3.1 Introduction | 34 |
| 3.2 Méthodes de pompages | 34 |
| 3.2.1 Pompage « au fil du soleil » | 34 |

| | | |
|-------|---|----|
| 3.2.2 | Pompage avec batteries | 35 |
| 3.3 | Notions hydrauliques | 35 |
| 3.4 | Les composants d'un système de pompage PV | 36 |
| 3.4.1 | Le générateur photovoltaïque | 37 |
| 3.4.2 | Le groupe électropompe | 38 |
| 3.4.3 | L'électronique de commande et de contrôle..... | 41 |
| 3.4.4 | La partie stockage..... | 41 |
| 3.5 | Dimensionnement complet de l'installation | 42 |
| 3.5.1 | Estimations des besoins en eau..... | 42 |
| 3.5.2 | Calcul de l'énergie hydraulique quotidienne requise | 42 |
| 3.5.3 | Détermination de l'énergie solaire disponible..... | 43 |
| 3.6 | Taille du générateur photovoltaïque | 44 |
| 3.6.1 | Méthode analytique | 44 |
| 3.6.2 | Méthode graphique..... | 45 |
| 3.7 | Dimensionnement de la pompe | 46 |
| 3.8 | Démarche de dimensionnement des stations de pompage solaire | 47 |
| 3.9 | Conclusion | 47 |

Chapitre 4 : Application d'un système de pompage PV sur le site de Ouargla 48

| | | |
|---------|--|----|
| 4.1 | Introduction | 48 |
| 4.2 | Situation géographique | 48 |
| 4.3 | Milieu physique | 49 |
| 4.3.1 | Climatologie | 49 |
| 4.3.1.1 | Pluviométrie..... | 49 |
| 4.3.1.2 | Températures..... | 49 |
| 4.3.1.3 | Evapotranspiration | 50 |
| 4.3.1.4 | Vents | 50 |
| 4.3.2 | Ressources en eaux souterraines..... | 51 |
| 4.3.2.1 | La nappe phréatique | 51 |
| 4.3.2.2 | Le Complexe Terminal..... | 51 |
| 4.3.2.3 | Continental Intercalaire : | 52 |
| 4.4 | Recensement des forages (1950-2003)..... | 52 |
| 4.5 | Activités agricoles | 52 |
| 4.6 | Système de pompage solaire..... | 53 |
| 4.6.1 | Estimation des besoins en eau | 53 |
| 4.6.2 | Rayonnement solaire | 53 |
| 4.6.3 | Hauteur manométrique total..... | 54 |
| 4.7 | Dimensionnement de la station de pompage | 54 |
| 4.7.1 | Choix de la pompe..... | 54 |
| 4.7.2 | La capacité du réservoir..... | 56 |
| 4.7.3 | Le convertisseur DC/AC (onduleur)..... | 57 |
| 4.7.4 | Taille du générateur PV | 57 |
| 4.7.4.1 | Nombres de modules..... | 58 |
| 4.7.4.2 | Nombre de modules en série | 58 |
| 4.7.4.3 | Nombre de modules en parallèle | 58 |
| 4.8 | Conclusion | 61 |

Chapitre 5 : Etude Economique Comparative Photovoltaïque / Electrogène..... 62

| | | |
|---------|--|----|
| 5.1 | Introduction | 62 |
| 5.2 | Etude économique comparative Photovoltaïque-Electrogène | 62 |
| 5.2.1 | Systèmes de pompage photovoltaïque..... | 63 |
| 5.2.1.2 | Méthode du calcul | 64 |
| 5.2.1.1 | Analyse économique des systèmes de pompage photovoltaïque..... | 63 |

| | | |
|---|---|-----------|
| 5.2.1.3 | Calcul de l'investissement initial total | 64 |
| 5.2.1.4 | Calcul des coûts sur la durée de vie | 64 |
| 5.2.1.5 | Calcul de l'amortissement total | 65 |
| 5.2.1.6 | Calcul de l'entretien et de la maintenance annuel total | 68 |
| 5.2.2 | Systèmes de pompage par groupe électrogène | 71 |
| 5.2.2.1 | Calcul de l'investissement initial total | 72 |
| 5.2.2.2 | Calcul de l'amortissement total..... | 72 |
| 5.2.2.3 | Calcul de l'entretien et de la maintenance annuel total..... | 74 |
| 5.2.2.4 | Calcul de l'exploitation annuel total..... | 75 |
| 5.3 | Résultats comparatifs..... | 77 |
| 5.4 | Conclusion | 80 |
| Conclusion générale..... | | 83 |
| Références bibliographiques..... | | 85 |
| Annexes | | 88 |

Liste des tableaux

| | |
|---|----|
| Tableau 1.1 : Spécifications du site de Ouargla..... | 3 |
| Tableau 1.2 : Liste des jours types proposés par Klein..... | 8 |
| Tableau 1.3 : Valeurs de l'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère | 8 |
| Tableau 1.4 : Valeurs moyenne d'insolation mensuelle | 9 |
| Tableau 1.5 : Les valeurs de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface horizontale..... | 10 |
| Tableau 1.6 : Les valeurs de l'irradiation globale journalière mensuelle pour une inclinaison égal à l'altitude .. | 11 |
| Tableau 1.7 : Les valeurs de l'irradiation globale journalière mensuelle pour une inclinaison optimale | 12 |
| Tableau 1.8 : L'irradiation globale journalière mensuelle pour une inclinaison optimale saisonnière..... | 13 |
| Tableau 1.9 : L'énergie acquise annuellement pour différents inclinaisons | 13 |
| Tableau 2.1 : Caractéristiques électriques du module photovoltaïque BP SX 150..... | 20 |
| Tableau 3.1 : Diagramme d'estimation des besoins en eau | 42 |
| Tableau 4.1 : Vitesse moyenne mensuelle des vents à Ouargla..... | 50 |
| Tableau 4.2 : Recensement des forages à Ouargla entre 1950 et 2003..... | 52 |
| Tableau 4.3 : Les besoins journaliers moyens mensuels en eau des palmiers / hectare..... | 53 |
| Tableau 4.4 : Les valeurs globales de l'irradiation journalière mensuelle pour une inclinaison optimale..... | 53 |
| Tableau 4.5 : Caractéristiques électriques d'une gamme de pompes PANELLI | 55 |
| Tableau 4.6 : Caractéristiques électriques de l'onduleur | 57 |
| Tableau 5.1 : Les estimations des durées de vie des composants | 65 |

Liste des figures

| | |
|---|----|
| Figure 1.1: Représentation du mouvement de la terre autour du soleil | 4 |
| Figure 1.2 : Position du soleil | 6 |
| Figure 1.3 : L'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface horizontale..... | 10 |
| Figure 1.4 : L'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface inclinée pour deux inclinaisons. | 12 |
| Figure 1.5 : L'énergie acquise annuellement par quatre inclinaisons | 14 |
| Figure 2.1 : Coupe transversale d'une cellule PV..... | 15 |
| Figure 2.2 : Caractéristique courant – tension d'une cellule photovoltaïque. | 16 |
| Figure 2.3 : Schéma équivalent de cellule PV | 18 |
| Figure 2.4 : Effet de la température sur la caractéristique I-V | 23 |
| Figure 2.5 : Effet de la température sur la caractéristique P-V | 24 |
| Figure 2.6 : Effet de l'éclairement sur la caractéristique I-V | 25 |
| Figure 2.7: Effet de l'éclairement sur la caractéristique P-V | 25 |
| Figure 2.8 : Connexion directe d'un GPV-charge..... | 26 |
| Figure 2.9: Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge..... | 27 |
| Figure 2.10: Etage d'adaptation d'un générateur PV - charge | 28 |
| Figure 2.11 : La caractéristique I-V et la trajectoire de PPM..... | 29 |
| Figure 2.12: La caractéristique P-V et la trajectoire de PPM..... | 29 |
| Figure 2.13 : Puissance disponible en fonction de la tension aux bornes d'un panneau solaire | 30 |
| Figure 2.14 : Diagramme fonctionnel algorithme "perturbation et observation" [14]. | 31 |
| Figure 2.15 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque contrôlée par une MPPT. | 33 |
| Figure 3.1 : Hauteur manométrique total. | 36 |
| Figure 3.2: Schéma synoptique simplifié de Pompage PV | 37 |
| Figure 3.3 : Groupement de N_s module en série et N_p en parallèle..... | 38 |
| Figure 3.4 : Diagramme du pompage PV par motopompe à CC..... | 40 |
| Figure 3.5 : Diagramme du pompage PV par motopompe à AC | 40 |
| Figure 3.6 : Courbe typique des performances d'une pompe en conditions d'utilisation. | 46 |
| Figure 4.1 : Répartition mensuelle des pluies à Ouargla..... | 49 |
| Figure 4.2 : Température moyenne mensuelle à Ouargla | 49 |
| Figure 4.3 : Evaporation mensuelle moyenne à Ouargla | 50 |
| Figure 4.4 : Caractéristiques électriques de la pompe 95PR12N/9..... | 56 |

| | |
|--|-----------|
| Figure 4.5: Les étapes du calcul de la taille du générateur..... | 59 |
| Figure 4.6 : Schéma du calcul de la taille du générateur..... | 60 |
| Figure 5.1 : Les deux sources énergétiques utilisées pour le pompage d'eau. | 62 |
| Figure 5.2 : Organigramme du calcul de l'investissement et de l'amortissement du système PV. | 66 |
| Figure 5.3 : Calcul de l'investissement et de l'amortissement total de système PV. | 67 |
| Figure 5.4: Organigramme du calcul d'entretien annuel total du système PV..... | 69 |
| Figure 5.5 : Calcul de l'investissement et de l'entretien total de système PV. | 70 |
| Figure 5.6 : Répartition des coûts entre les différents composants du système PV. | 71 |
| Figure 5.7 : Calcul de l'investissement et de l'amortissement total du système de pompage par groupe électrogène..... | 73 |
| Figure 5.8 : Calcul de l'investissement et de l'entretien total du système de pompage par groupe électrogène.. | 74 |
| Figure 5.9 : Calcul du coût total d'exploitation du système de pompage par groupe électrogène. | 76 |
| Figure 5.10 : Calcul du coût de m ³ d'eau pompé par les deux systèmes photovoltaïques/électrogène..... | 77 |
| Figure 5.11 : Comparaison des coûts de m ³ d'eau pompé par les deux systèmes photovoltaïque/électrogène en fonction du nombre d'année d'exploitation. | 78 |
| Figure 5.12 : Coûts d'investissement initial des deux systèmes photovoltaïque/électrogène. | 79 |
| Figure 5.13 : Comparaison des coûts de m ³ d'eau pompé par les deux systèmes | 80 |

Introduction générale

Dans nos jours, il nous semble que personne ne peut s'en douter sur l'importance de l'eau et de l'énergie pour les besoins humains. Avec les avancés technologiques, le besoin en énergie ne cesse d'augmenter. Ce problème d'énergie est encore plus sensible dans les sites isolés où l'utilisation des ressources classiques s'avère souvent très coûteuse. En effet, plusieurs contraintes, comme le transport du combustible et les entretiens périodiques des moteurs diesels, rendent la recherche d'une source d'énergie alternative indispensable pour ce type de sites.

Comme nous le savons, la plus grande partie de l'énergie consommée actuellement provient de l'utilisation des combustibles fossiles comme le pétrole, le charbon, le gaz naturel ou encore l'énergie nucléaire. Les études et les prévisions récentes nous alertent que l'utilisation massive de ces ressources conduira certainement à l'épuisement total de ces réserves. En plus, tout le monde est mondialement convaincu par le danger de ce processus sur l'environnement. A partir de ce constat, il été nécessaire de chercher d'autres ressources d'énergie de remplacement. Les énergies renouvelables, comme l'énergie photovoltaïque, éolienne ou hydraulique, représentent une solution de remplacement par excellence et elles sont de plus en plus utilisées dans nos jours. Ce type d'énergie n'est pas seulement gratuit et inépuisable, mais aussi très propre pour l'environnement. D'ailleurs, on parle souvent d'une énergie « verte », puisqu'elle permet d'éviter totalement la pollution produite par les sources traditionnelles.

Dans ce travail de recherche, nous nous sommes intéressés plus particulièrement par l'énergie solaire photovoltaïque avec comme application, le pompage d'eau dans des sites isolés sur la région de Ouargla. Nous verrons que cette solution est particulièrement intéressante pour ce type de site. D'autant plus que le territoire national dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. La durée d'insolation peut atteindre les 3900 heures par an sur le Sahara. L'énergie acquise quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 KWh, soit près de 2263 kWh/m²/an au sud du pays [1]. L'utilisation de l'énergie photovoltaïque pour le pompage de l'eau est bien adaptée pour la plus part des régions arides et semi-arides en raison de l'existence dans ces régions d'un potentiel hydraulique souterrain peu profond. Une autre coïncidence très importante favorise l'utilisation de ce type d'énergie pour le pompage d'eau est que la demande d'eau, surtout dans l'agriculture, atteint son

maximum par temps chaud et sec où c'est justement le moment où l'on a accès au maximum d'énergie solaire.

Le présent mémoire traite plus particulièrement les aspects techniques et économiques d'une solution de pompage d'eau en utilisant une source d'énergie solaire photovoltaïque. Une étude comparative avec les méthodes classiques appliquées sur le site de Ouargla montrera l'importance de l'intéressement à ce type d'énergie nouvelle.

Dans le premier chapitre, nous avons donné des explications générales sur le gisement solaire et quelques notions fondamentales d'astronomie. Un calcul plus poussé sur le rayonnement solaire et l'énergie produite dans le site de Ouargla est présenté. Nous avons traité plus particulièrement l'importance de l'inclinaison des panneaux solaires sur l'énergie récoltée.

Le deuxième chapitre présente une explication technique de la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique, autrement dit « l'effet photovoltaïque ». Nous avons détaillé les caractéristiques électriques des cellules solaires et la méthode de couplage entre le générateur photovoltaïque et la charge.

La composition générale d'un système de pompage photovoltaïque, ainsi que les éléments théoriques permettant de dimensionner les stations de pompage courantes sont présentés dans le troisième chapitre.

Le quatrième chapitre a été entièrement consacré à une étude pratique de ce type de pompage d'eau sur la vallée de Ouargla. Nous avons dimensionné un système de pompage PV fonctionnant par la méthode dite « au fil de soleil » afin d'irriguer une surface d'un hectare de palmiers.

Dans le cinquième et dernier chapitre, après une explication des règles de choix d'un système énergétique, une étude comparative technico-économique entre les deux sources énergétiques pour le pompage d'eau, groupe électrogène classique et générateur solaire photovoltaïque, nous a permis de mieux voir les avantages et les inconvénients de chaque source.

Chapitre 1 : Rayonnement solaire

1.1 Introduction

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible dans un site donné et au cours d'une période donnée. Son évaluation peut se faire à partir des données de l'irradiation solaire globale. Pour effectuer le dimensionnement le plus exact possible, compte tenu des demandes en énergie à satisfaire, l'étude du gisement est le point de départ de toute investigation. Cette étude est très indispensable dans le domaine de l'énergie solaire afin de simuler le fonctionnement probable du système énergétique de s'assurer de son intérêt et de sa faisabilité.

Dans ce chapitre, nous commençons par la présentation de quelques notions fondamentales d'astronomie. Nous présentons les équations utilisées pour le calcul des composantes des radiations solaires (direct, diffus et global). Pour effectuer ces calculs, nous nous basons sur la moyenne journalière et mensuelle de l'irradiation sur un panneau solaire incliné volontairement d'un angle optimale afin de maximiser l'extraction des rayonnements solaire. Les valeurs de l'irradiation seront alors estimées sur un panneau de différentes inclinaisons en appliquant le modèle de LIU et JORDAN [1]. Nous avons choisi ce modèle, très ancien et assez simple, pour l'appliquer pour notre étude du site de Ouargla.

1.2 Spécification du site de Ouargla

Pour le site de Ouargla, les spécifications sont données par les grandeurs météorologiques suivantes [2]:

| | |
|-----------------|--------------------|
| Latitude : 31N | Longitude : 5°24'E |
| Altitude : 141m | Albédo : 0.35 |

Tableau 1.1 : Spécifications du site de Ouargla.

1.3 Principes de calcul de l'énergie solaire

Avant d'entrer dans le calcul de l'irradiation solaire, certains principes de base et définitions méritent d'être rappelés, notamment plusieurs variables qui seront mentionnées à plusieurs reprises par la suite.

1.3.1 Déclinaison

La déclinaison est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial. Sa valeur en degrés est donnée par l'équation de Cooper [2]:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(2\pi \frac{284+n}{365}\right) \quad (1.1)$$

Où :

n est le numéro de jour dans l'année (c.-à-d. $n = 1$ pour le 1^{er} janvier, $n = 32$ pour le 1^{er} février... etc.).

La déclinaison varie entre -23.45° (le 21 décembre) et $+23.45^\circ$ (le 21 juin). (voir Figure 1.1.)

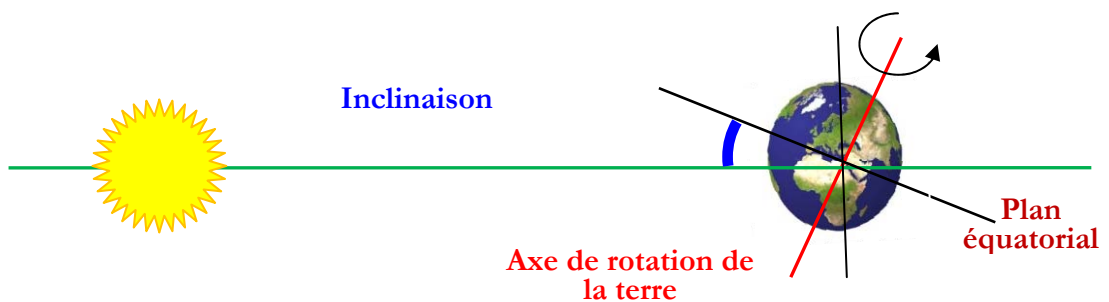


Figure 1.1: Représentation du mouvement de la terre autour du soleil [3].

1.3.2 Le temps solaire vrai

Le temps mis par le soleil entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu (direction Nord-Sud) a été nommé temps solaire vrai, on note **TSV**. Le temps solaire vrai est donc un temps local puisqu'il est lié directement à la rotation de la terre sur elle-même.

$$TSV = 12 + \frac{\omega}{15} \quad (1.2)$$

1.3.3 La durée et le taux d'insolation

Par ciel clair et pendant la durée de jour d'ensoleillement S_0 (de lever au coucher du soleil), le sol reçoit le rayonnement solaire maximal. Mais la durée effective d'ensoleillement S d'une journée ordinaire est inférieure à cette durée maximale.

Le taux d'insolation est donné par l'expression [2] :

$$\sigma = \frac{S}{S_0} \quad (1.3)$$

La durée maximale S_0 est calculée par l'expression suivante :

$$S_0 = (2/15) \cos^{-1}(-\tan \psi \tan \delta) \quad (1.4)$$

Avec :

δ : La déclinaison

ψ : L'attitude du lieu

1.3.4 L'angle horaire (ω)

C'est l'angle formé entre le plan méridien passant par le soleil et le plan méridien du lieu obtenu par le déplacement angulaire du soleil autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local.

La valeur de l'angle est nulle à midi solaire, négative le matin, positive en après midi et augmente de 15° par heure (donc un tour de 360° en 24 heures).

1.3.5 Position du soleil

La direction du soleil dans le ciel est repérée par l'intermédiaire de deux angles :

- La hauteur de soleil (h): angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal. Cette angle s'annule au lever et au coucher du soleil et prend sa valeur maximale au midi solaire.

(h) peut être déduite par la relation suivante :

$$\sin(h) = \sin \psi \cdot \sin \delta + \cos \psi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega \quad (1.5)$$

L'angle horaire ω_s au lever de soleil s'obtient en écrivant $\sin(h) = 0$ [2] :

$$\cos \omega_s = -\tan \psi \tan \delta \quad (1.6)$$

Où (δ) la déclinaison calculée d'après l'équation (1.1) et (ψ) la latitude du lieu.

- Azimut du soleil (a) : Angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du sud. Cet angle étant orienté positivement vers l'Ouest.

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta) \sin(\omega)}{\cos(h)} \quad (1.7)$$

Ces deux angles sont représentés sur la figure 1.2.

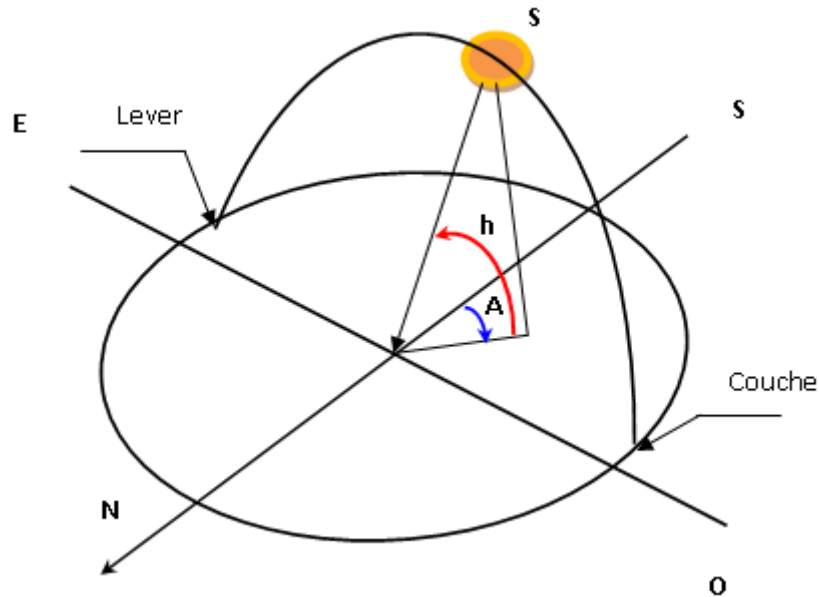


Figure 1.2 : Position du soleil.

1.4 Rayonnement hors atmosphère

Le rayonnement solaire parvient à la limite de l'atmosphère terrestre après un trajet dans l'espace d'environ 150.000.000 km, effectué en 8 minutes. Le flux de rayonnement intercepté par un récepteur plan perpendiculaire à la direction du soleil produit sur celle-ci un éclairement énergétique de l'ordre de $1367 [w/m^2]$. Ceci est connu sous le nom de « constante solaire » [4]. Cependant, la distance de la terre au soleil n'est pas constante tout au long de l'année, il en résulte que le rayonnement extraterrestre oscille par un pourcentage de 3 %.

1.4.1 L'éclairement

L'éclairement extraterrestre à la limite supérieure hors atmosphère, sur un plan horizontal, est calculé à partir de la constante solaire G_{sc} et de la facture de correction de la distance [5].

$$I = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right) (\cos \psi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \psi \cdot \sin \delta) \quad [w/m^2] \quad (1.8)$$

Avec :

n : Le numéro de jour de l'année ($n=1$ pour le premier janvier, ... etc.)

G_{sc} : La constante solaire, $G_{sc}=1367[w/m^2]$.

1.4.2 L'irradiation horaire

Pour une heure donnée, l'énergie reçue sur une surface horizontale se calcule par l'intégration de l'équation (1.8) entre deux angles horaires ω_1 et ω_2 . On obtient l'équation suivante :

$$I_0 = \frac{12.36}{\pi} G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right) (\cos \psi \cdot \cos \delta \cdot (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + (\omega_2 - \omega_1) \sin \psi \cdot \sin \delta) \quad (1.9)$$

I_0 est exprimée en $[w/m^2 \cdot h]$

1.4.3 L'irradiation journalière

Pour un jour n donné, l'énergie reçue sur une surface horizontale H_0 est obtenue par l'intégration de l'équation (1.8) (de lever au coucher du soleil). On obtient [4] :

$$H_0 = \frac{24}{\pi} \cdot G_{sc} \cdot \left(1 + 0.033 \cos 2\pi \frac{n}{365} \right) (\cos \psi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega_s + \sin \psi \cdot \sin \delta) \quad (1.10)$$

Avec l'angle solaire $\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \psi \tan \delta)$.

G_{sc} : La constante solaire (w/m^2).

δ : La déclinaison du soleil.

ψ : Latitude de lieu.

n : Le numéro de jour de l'année compte à partir du le premier janvier.

1.4.4 L'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère

Le jour type du mois : pour une grandeur donnée, le jour type du mois est le jour du mois qui se rapprochant de la moyenne mensuelle de cette grandeur.

La liste des jours types proposés par Klein [5] est représentée sur le tableau suivant :

| Mois | Jan | Fév. | Mar | Avr | Mai | Jun | Juil. | Aout | Sep | Oct | Nov. | Déc. |
|------------|-----|------|-----|-----|-----|-----|-------|------|-----|-----|------|------|
| Jour type | 17 | 16 | 16 | 15 | 15 | 11 | 17 | 16 | 15 | 15 | 14 | 10 |
| N° de jour | 17 | 47 | 75 | 105 | 135 | 162 | 198 | 228 | 258 | 288 | 318 | 344 |

Tableau 1.2 : Liste des jours types par mois proposés par Klein

Pour calculer l'irradiation journalière moyenne mensuelle, on utilise l'équation (1.10) avec n : Le numéro de jour type du mois.

Le résultat est présenté dans le tableau suivant :

| Mois | N° de jour | $\delta(^{\circ})$ | $\overline{H_0}[wh/m^2.j]$ |
|-------|------------|--------------------|----------------------------|
| Jan | 17 | -20.917 | 5750 |
| Fév. | 47 | -12.954 | 7081 |
| Mar | 75 | -2.417 | 8680 |
| Avr | 105 | 9.415 | 10187 |
| Mai | 135 | 18.792 | 11119 |
| Jun | 162 | 23.086 | 11447 |
| Juil. | 198 | 21.184 | 11242 |
| Aout | 228 | 13.455 | 10.494 |
| Sep | 258 | 2.217 | 9179 |
| Oct | 288 | -9.599 | 7516 |
| Nov. | 318 | -18.912 | 6044 |
| Déc. | 344 | -23.0496 | 5363 |

Tableau 1.3 : Valeurs de l'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère.

1.5 Le rayonnement solaire en présence de l'atmosphère

Avant d'atteindre le sol, le rayonnement solaire subit des phénomènes de diffusion et d'absorption par les molécules gazeuse, les aérosols, les gouttelettes et les poussières divers en suspension. Le rayonnement absorbé est transformé en chaleur et disparaît du bilan utilisable au sol.

Le rayonnement solaire reçu au sol est composé du rayonnement direct et diffus. Le diffus est lui-même décomposé en :

- Diffus provenant du ciel.
- Diffus provenant du sol.

L'ensemble du rayonnement direct et diffus représente le rayonnement **global**.

1.5.1 L'indice de clarté

Le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé indice de clarté. Les valeurs de ce dernier varient selon les endroits et les saisons :

$$\text{Indice de clarté horaire : } K_T = \frac{I}{I_0}$$

$$\text{Indice de clarté journalière : } K_T = \frac{H}{H_0}$$

$$\text{Indice de clarté moyen mensuel : } K_T = \frac{\overline{H}}{\overline{H_0}}$$

Les données I, H, \overline{H} sont les valeurs mesurées de l'irradiation globale (horaire, journalière et moyenne journalière) sur une surface horizontale. Ces données sont généralement disponibles et peuvent être mesurées par Pyranomètre. Cependant, $H_0, \overline{H_0}$ et I_0 peuvent être calculées par des formules connues.

1.5.2 Estimation de l'irradiation diffuse sur une surface horizontale

A partir de la mesure de la moyenne mensuelle de l'irradiation journalière globale, on estime l'irradiation diffuse journalière moyenne H_d par la corrélation de Beeckman :

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = K_d = a + b \cdot K_T \quad (1.11)$$

$$\text{Pour le Sahara Algérienne } \begin{cases} a = 0.91 \\ b = 0.98 \end{cases} \quad [5]$$

1.5.3 Calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface horizontale

On se basant sur les données mesurées durant les années 2000 à 2006 par la station météo de Ouargla [6], on obtient :

| Mois | Jan | Fév. | Mar | Avr | Mai | Jun | Juil. | Aout | Sep | Oct | Nov. | Déc. |
|---------------------|------|------|------|------|------|------|-------|------|------|------|------|------|
| Insol(h) | 255 | 249 | 261 | 287 | 284 | 305 | 334 | 322 | 259 | 254 | 240 | 195 |
| $\overline{S}(h)$ | 8,2 | 8,9 | 8,4 | 9,6 | 9,2 | 10,2 | 10,8 | 10,4 | 8,6 | 8,2 | 8,0 | 6,3 |
| $\overline{S_0}(h)$ | 10.2 | 10.9 | 11.8 | 12.7 | 13.6 | 13.9 | 13.8 | 13.1 | 12.2 | 11.2 | 10.4 | 10 |
| $\overline{\sigma}$ | 0,80 | 0,81 | 0,71 | 0,75 | 0,68 | 0,73 | 0,79 | 0,79 | 0,71 | 0,73 | 0,76 | 0,62 |

Tableau 1.4 : Valeurs moyenne d'insolation mensuelle.

Avec :

$\bar{S}(h)$: La durée d'insolation moyenne journalière (mesurée)

$\bar{S}_0(h)$: La durée astronomique du jour (calculer par la relation (2.4)).

Le taux d'insolation est calculé par :

$$\bar{\sigma} = \frac{\bar{S}}{\bar{S}_0} \quad (1.12)$$

D'après la formule de black, l'indice de clarté est obtenu par :

$$K_T = b + c \bar{\sigma} = \frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} \quad (1.13)$$

Les valeurs des constantes b et c sont données par Beeckman [5] pour la région saharienne en Algérie :

$$\begin{cases} b = 0.3 \\ c = 0.43 \end{cases}$$

| Mois | Jan | Fév. | Mar | Avr | Mai | Jun | Juil. | Aout | Sep | Oct | Nov. | Déc. |
|--|------|------|------|------|------|------|-------|------|------|------|------|------|
| K_T | 0.64 | 0.65 | 0.60 | 0.62 | 0.59 | 0.61 | 0.64 | 0.64 | 0.60 | 0.61 | 0.63 | 0.57 |
| $\bar{H}[\text{wh}/\text{m}^2.\text{j}]$ | 3706 | 4601 | 5259 | 6350 | 6576 | 7025 | 7157 | 6729 | 5541 | 4616 | 3809 | 3058 |

Tableau 1.5 : Les valeurs de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface horizontale

Pour une meilleure lecture, ces valeurs sont représentées graphiquement sur la Figure 1.3.

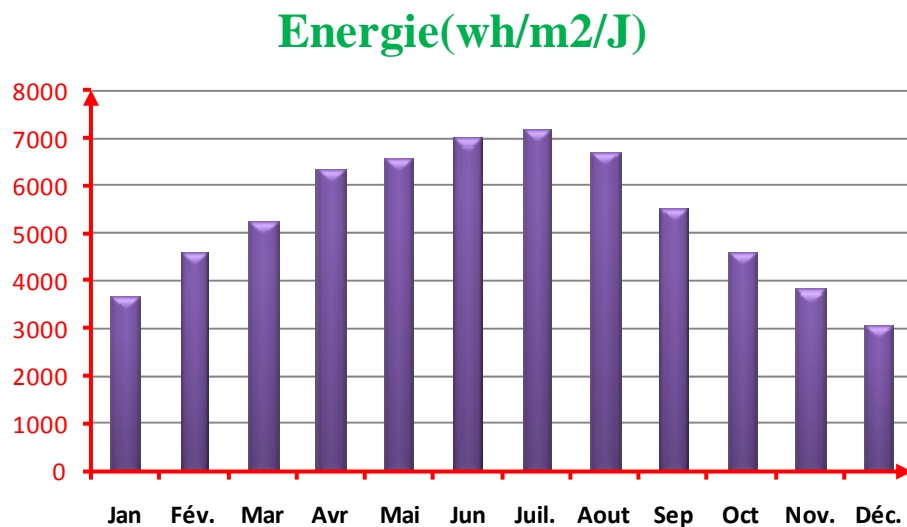


Figure 1.3 : L'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface horizontale.

1.5.4 Calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface inclinée

Les panneaux solaires peuvent être installés au sol ou sur la toiture orientés vers le sud et à l'écart des zones ombragées. Ils devraient présenter un angle de telle sorte que la surface de captation soit perpendiculaire au rayonnement solaire.

Pour la conception des systèmes solaires, nous avons besoin de la moyenne journalière mensuelle de l'irradiation incidente sur un plan du capteur \bar{H}_T .

En utilisant le modèle de LIU et JORDAN, le calcul de \bar{H}_T est donné par l'équation suivante [5]:

$$\bar{H}_T = \bar{H}_b \cdot \bar{R}_b + \bar{H}_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \bar{H} \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (1.14)$$

Avec :

\bar{R}_b : Facteur de conversion donné par :

$$\bar{R}_b = \frac{\cos(\psi - \beta) \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s' + \omega_s' \cdot \sin(\psi - \beta) \sin \delta}{\cos \psi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + \omega_s \cdot \sin \psi \sin \delta} \quad (1.15)$$

\bar{H}_d : La composante diffuse (calculer par la relation (1.11))

\bar{H}_b : La composante directe $\bar{H}_b = \bar{H} - \bar{H}_d$

ρ : L'albédo au sol

β : L'angle d'inclinaison

ω_s : L'angle horaire du coucher de soleil sur le plan horizontal

ω_s' : L'angle horaire du coucher de soleil sur le plan incliné

$\omega_s' = \text{Min}[\omega_s, \cos^{-1}(-\tan(\psi - \beta) \tan \delta)]$

$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \varphi \tan \delta)$

a) Inclinaison d'un angle égal à latitude :

Les valeurs moyennes journalières mensuelles de l'irradiation globale incidente sur un plan incliné sont présentées sur le tableau ci-dessous pour $\rho = 0.35$, $\beta = \psi$ (la latitude géographique de lieu)

| Mois | Jan | Fév. | Mar | Avr | Mai | Jun | Juil. | Aout | Sep | Oct | Nov. | Déc. |
|-----------------------------------|------|------|------|------|------|------|-------|------|------|------|------|------|
| $\bar{H}_{TL} [wh / m^2 \cdot j]$ | 5613 | 6158 | 6043 | 6394 | 6010 | 6137 | 6359 | 6491 | 6027 | 5820 | 5538 | 4618 |

Tableau 1.6 : Les valeurs de l'irradiation globale journalière mensuelle pour une inclinaison égale à l'altitude

b) Inclinaison optimal d'un panneau solaire :

Pour calculer l'angle d'inclinaison optimal pour une irradiation maximale reçue sur un capteur incliné, on fait varier l'angle d'inclinaison dans le jour type du mois afin d'identifier l'angle pour laquelle l'énergie reçue atteint sa valeur maximale.

Sur le tableau 1.7 ci-dessous, nous avons présenté les angles optimaux pour chaque mois avec l'énergie maximale correspondante.

| Mois | Jan | Fév. | Mar | Avr | Mai | Jun | Juil. | Aout | Sep | Oct | Nov. | Déc. |
|---------------------------|------|------|------|------|------|------|-------|------|------|------|------|------|
| β_{opt} | 60 | 51 | 35 | 17 | -1 | -8 | -5 | 10 | 28 | 46 | 58 | 61 |
| $\bar{H}_{To} [wh/m^2.j]$ | 6252 | 6459 | 6056 | 6531 | 6576 | 7073 | 7176 | 6791 | 6032 | 5970 | 6049 | 5167 |

Tableau 1.7 : Les valeurs de l'irradiation globale journalière mensuelle pour une inclinaison optimale

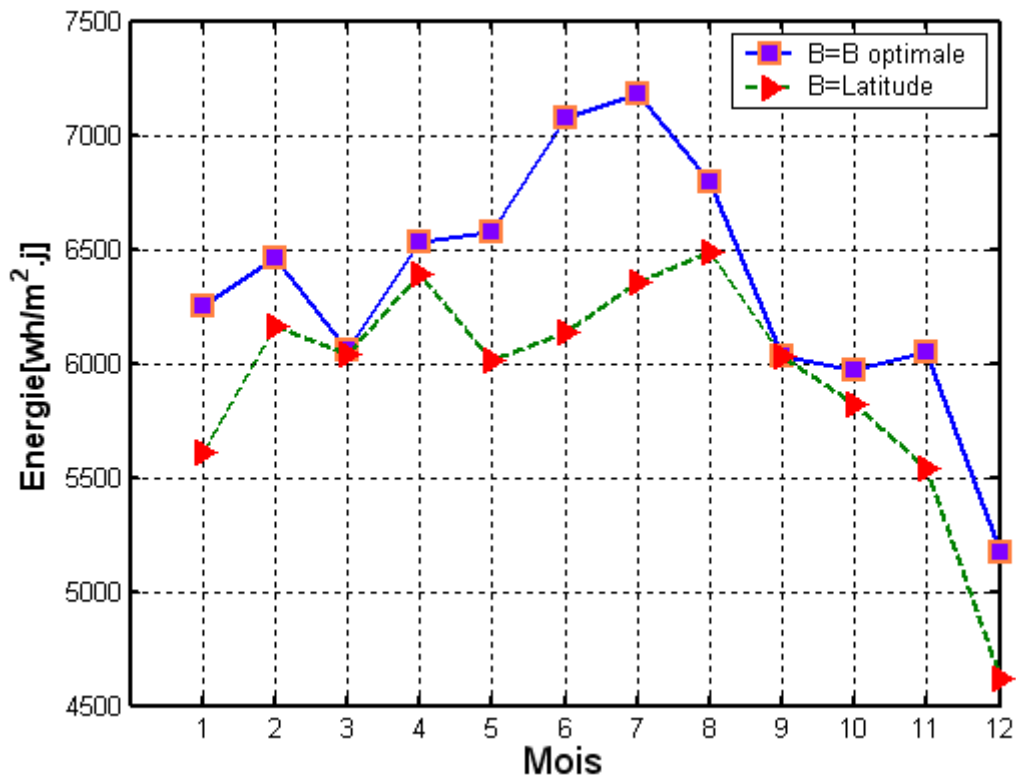


Figure 1.4 : L'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface inclinée pour deux inclinaisons.

Sur la Figure 1.4 ci-dessus, nous remarquons que l'énergie solaire reçue est bien maximale en utilisant les valeurs d'angles optimaux présentées dans le tableau 1.7 ci-dessus.

1.5.5 La position des panneaux solaires

Nous avons bien vérifié dans le paragraphe précédent que parmi les méthodes qui permettent l'augmentation du rendement global d'un système de pompage, en augmentant l'énergie solaire reçue, est l'amélioration du rendement de captation par le bon choix d'orientation de la surface des modules du champ photovoltaïque. Les panneaux solaires doivent être placés perpendiculairement au soleil vers le sud lorsqu'on est dans l'hémisphère nord, vers le nord lorsqu'on est dans l'hémisphère sud. Les capteurs solaires doivent être installés au sol ou sur la toiture orientés vers le sud, à l'écart des zones ombragées. Ils doivent d'être inclinés avec un angle « optimale » afin d'obtenir un résultat optimal (énergie maximale).

Pour mieux comprendre l'importance de l'angle d'inclinaison, nous étudierons ci-après l'énergie reçue pour différentes valeurs d'angle d'inclinaison.

1. La position horizontale l'angle $\beta = 0$
2. Angle d'inclinaison $\beta = \text{Latitude}$
3. Angle d'inclinaison $\beta = \beta_{\text{opt}}(\text{mensuelle})$
4. Angle d'inclinaison saisonnière : sur le tableau ci-après, nous avons présentés les angles d'inclinaison moyenne calculée par saison (hiver, printemps, été et automne) avec l'énergie correspondante.

| Période | L'hiver | | | Le printemps | | | L'été | | | L'automne | | |
|---|---------|------|------|--------------|-------|------|-------|-------|------|-----------|------|------|
| Angle Moy. /saison | 57 | | | 17 | | | -1 | | | 45 | | |
| Mois | Déc. | Jan | Fév. | Mar | Avril | Mai | Jun | Juil. | Aout | Sep | Oct. | Nov. |
| $\bar{H}_{To}[\text{wh}/\text{m}^2.\text{j}]$ | 5157 | 6245 | 6431 | 5835 | 6531 | 6398 | 7037 | 7164 | 6717 | 5851 | 5969 | 5933 |

Tableau 1.8 : L'irradiation globale journalière mensuelle pour une inclinaison optimale saisonnière.

Le tableau 1.9 ci-dessous, montre les différentes valeurs d'énergie annuelle pour différentes valeurs d'angle d'inclinaison. Nous constatons que l'énergie est bien maximale pour un angle optimal mensuel. Cependant, il est très intéressant de remarquer que l'énergie reste aussi importante avec un angle optimal saisonnier.

| Béta (degré) | $\beta = 0$ | $\beta = \text{Latitude}$ | $\beta = \beta_{\text{opt}}$ | $\beta = \beta_{\text{sai}}$ |
|---|-------------|---------------------------|------------------------------|------------------------------|
| Energie [$\text{Kwh}/\text{m}^2.\text{an}$] | 1954 | 2166 | 2315.7 | 2289.4 |

Tableau 1.9 : L'énergie acquise annuellement pour différents inclinaisons.

Sur l’histogramme de la figure 1.5, il est visiblement plus clair que les énergies pour les angles optimaux et saisonnières sont très proches.

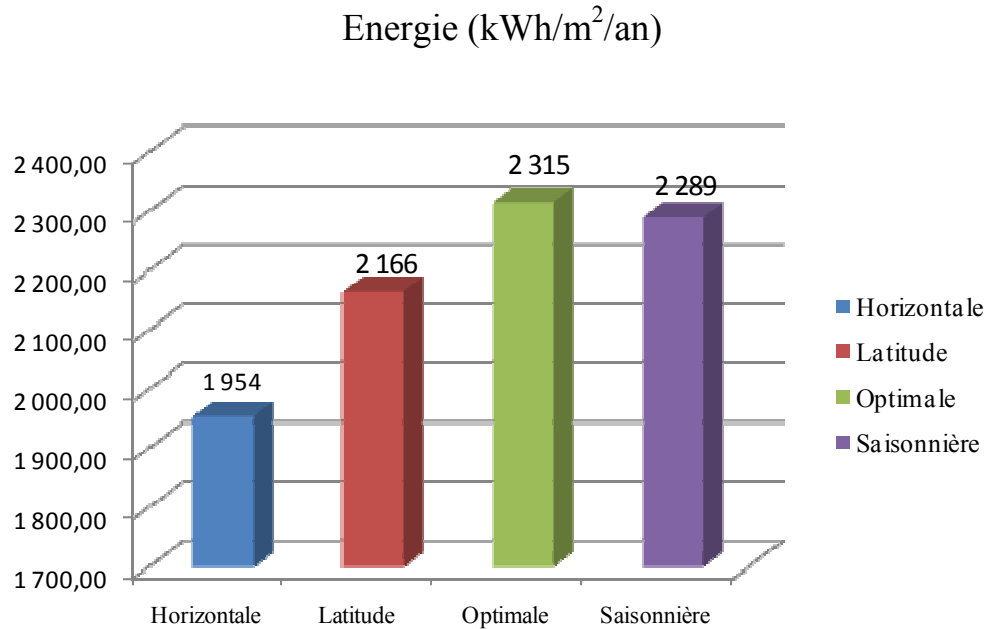


Figure 1.5 : L’énergie acquise annuellement par quatre inclinaisons

1.6 Conclusion

L’amélioration du rendement de captation par l’orientation de la surface des modules du champ photovoltaïque permet d’obtenir une utilisation rationnelle du système. Autrement dit, un bon rendement donc un coût réduit. En pratique et pour des raisons de coûts, les panneaux solaires sont généralement orientés avec une inclinaison fixe $\beta = \text{latitude}$. Le travail que nous avons présenté dans ce chapitre nous a permis de constater que nous pouvons améliorer le rendement du système, en récupérant l’énergie maximale que peuvent recevoir les panneaux solaires, et ce, en choisissant d’une manière optimale l’angle d’inclinaison mensuel. Encore plus pratique et plus intéressant, l’énergie reste maximale en changeant l’inclinaison des panneaux que quatre fois par an (saisonnement).

Chapitre 2 : Etude du Système photovoltaïque

2.1 Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la conversion directe de l'énergie provenant des photons, comprises dans le rayonnement solaire, en énergie électrique, par le biais de capteurs fabriqués avec des matériaux sensibles aux longueurs d'ondes du visible (cellules Photovoltaïque **PV**). L'association de plusieurs cellules PV en série et /ou parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV). Ce GPV a une caractéristique statique courant-tension $I(V)$ non linéaire et présentant un point de puissance maximale (PPM). Cette caractéristique dépend du niveau d'éclairement et de la température de la cellule ainsi que du vieillissement de l'ensemble. Le point de fonctionnement du générateur PV peut donc varier entre les points extrêmes correspondant au courant de court-circuit I_{SC} et la tension en circuit ouvert V_{OC} . La détermination du point de fonctionnement du GPV (**G**énérateur **P**hotovoltaïque) dépend directement de la charge à laquelle il est connecté. Ce point de fonctionnement est plus ou moins éloigné du PPM qui est caractérisé par le courant et la tension optimaux. Dans ce chapitre, nous commencerons par un rappel sur le principe de l'effet photovoltaïque et nous détaillerons les principales caractéristiques de la source PV. Enfin, nous étudierons le fonctionnement optimal du générateur PV et plus particulièrement la recherche du point maximale de puissance **MPPT (Maximum Power Point Tracking)**[7].

2.2 Le générateur photovoltaïque GPV

2.2.1 Principe de fonctionnement

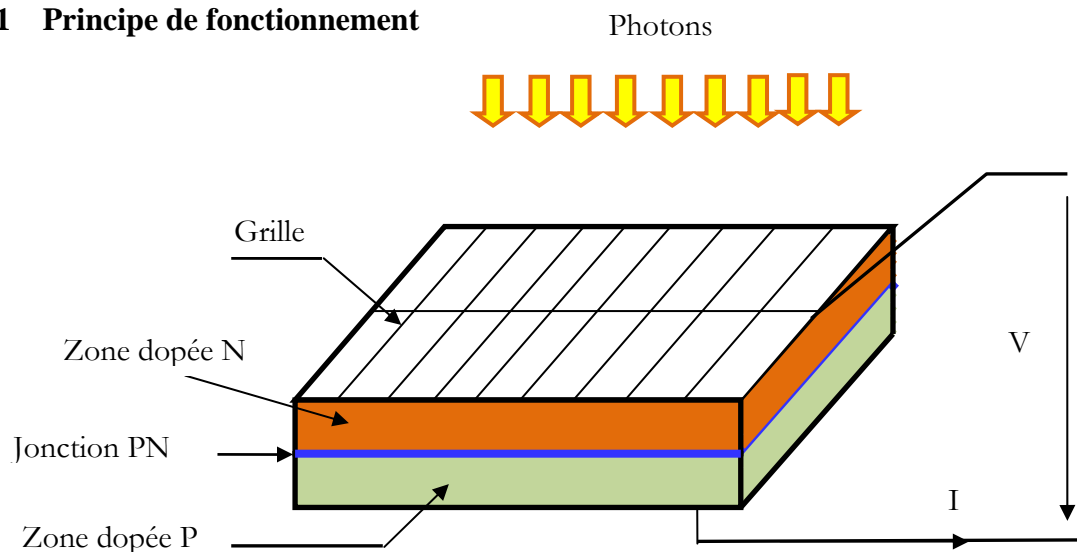


Figure 2.1 : Coupe transversale d'une cellule PV.

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé « effet photovoltaïque » qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé, de sa disposition, de la température de la cellule ainsi que le vieillissement de la cellule [7].

La figure 2.1 illustre une cellule PV typique. Elle montre clairement sa constitution détaillée. Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre couche dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positives et négatives de la cellule.

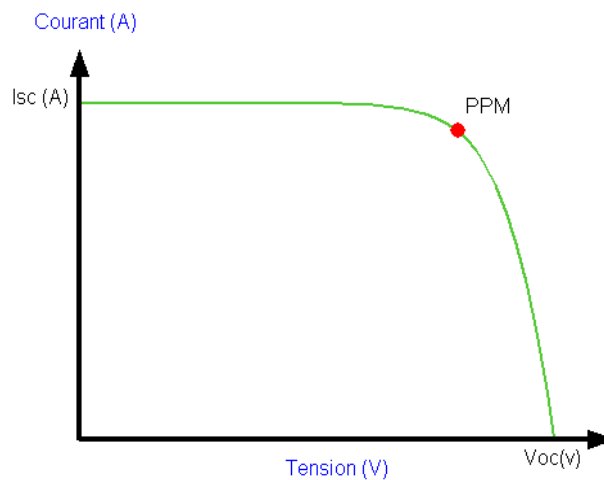


Figure 2.2 : Caractéristique courant – tension d'une cellule photovoltaïque.

Comme nous le voyons sur la figure 2.2, la cellule solaire PV est caractérisée par la courbe $I(V)$ non linéaire qui dépend particulièrement des conditions d'ensoleillement et de température.

Il y a trois points importants sur cette courbe :

- Le point de fonctionnement optimal PPM (la puissance maximale de la cellule).
- Le point du courant maximal (I_{SC}). Il se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées. Il est appelé courant de court circuit (I_{SC}) et dépend fortement du niveau d'éclairement.
- Le point de la tension maximale de la cellule (V_{OC}) (environ 0.6 V) pour un courant nul. Cette tension est nommée tension de circuit ouvert (V_{OC})

2.2.2 Les différents types de cellules solaires (cellules photovoltaïque)

Il existe différents types de cellules solaires ou cellules photovoltaïques. Chaque type de cellule est caractérisé par a un rendement et un coût qui lui sont propres. Cependant, quel que soit le type, le rendement reste assez faible : entre 8 et 23 % de l'énergie que les cellules reçoivent.

Actuellement, il existe trois principaux types de cellules [4]:

1. **Les cellules monocristallines** : Elles ont le meilleur rendement (de 12 à 18% voir jusqu'à 24.7 % en laboratoire). Cependant, elles coûtent trop chers due à leur fabrication complexe.
2. **Les cellules poly cristallines** : Leur conception est plus facile et leur coût de fabrication est moins important. Cependant leur rendement est plus faible : de 11% à 15% jusqu'à 19.8% en laboratoire).
3. **Les cellules amorphes** : Elles ont un faible rendement (5% à 8%, 13% en laboratoire), mais ne nécessitent que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevé. Elles sont utilisées couramment dans de petits produits de consommation telle que des calculatrices solaires ou encore des montres. L'avantage de ce dernier type est le fonctionnent avec un éclairement faible (même par temps couvert ou à l'intérieur d'un bâtiment).

2.3 Constitution d'un générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est composé particulièrement par :

2.3.1 Les cellules solaires

Une cellule solaire photovoltaïque est une plaquette de silicium (semi-conducteur), capable de convertir directement la lumière en électricité. Cet effet est appelé l'effet photovoltaïque. Le courant obtenu est un courant continu et la valeur de la tension obtenue est de l'ordre de 0,5 V.

2.3.2 Les modules (ou panneaux)

La cellule individuelle, unité de base d'un système photovoltaïque, ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un volt. Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module (ou panneau). Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. La puissance crête, obtenue sous un éclairage maximal sera proportionnelle à la surface du module. La rigidité de la face avant (vitre) et l'étanchéité sous vide offerte par la face arrière soudée sous vide confèrent à l'ensemble sa durabilité.

2.3.3 Le générateur photovoltaïque

L'interconnexion des modules entre eux, en série ou en parallèle, pour obtenir une puissance plus grande, définit la notion de générateur photovoltaïque. Le générateur photovoltaïque se compose de plusieurs modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs.

2.4 Modèle de cellule

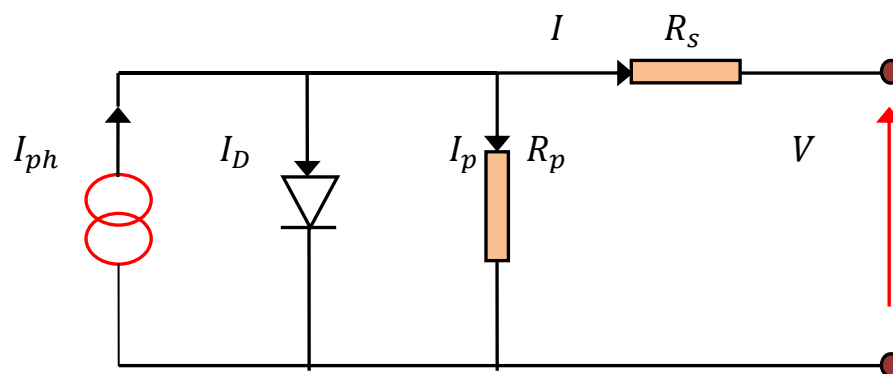


Figure 2.3 : Schéma équivalent de cellule PV

Une cellule PV peut se modéliser à partir de l'équation définissant le comportement statique de la jonction PN d'une diode classique. Ainsi, la figure 2.3 illustre le schéma électrique équivalent d'une cellule PV réelle. Dans cette équation, on prend en compte le courant de court-circuit et les différentes résistances modélisant les pertes dues à la connectique. En statique, le comportement d'une cellule PV constituée d'une jonction PN à base de silicium peut être décrit par l'équation suivante [8]:

$$I = I_{ph} - I_d - I_p \quad (2.1)$$

Avec

I : Le courant fourni par la cellule

$I_{SC} = I_{SCR} \left(\frac{G}{1000} \right)$: Où I_{SCR} le courant de court-circuit de référence.

$I_p = \frac{V+I.R_s}{R_p}$: Le courant dérivé par la résistance parallèle.

$I_d = I_0 \left[\exp \left(\frac{V+I.R_s}{nV_T} \right) - 1 \right]$: Le courant traversant la diode.

I_0 : Le courant de saturation inverse d'une diode.

$V_T = \frac{KT}{e}$: La tension thermique.

Où :

e : charge d'électron ($1.602 \times 10^{-19}C$),

K : constante de Boltzmann ($1.381 \times 10^{-23}J/K$)

n : Facture de non idéalité de la jonction comprise entre 1 et 5 dans la pratique.

T : La température effective de la cellule en kelvin.

En utilisant les équations ci-dessus, on peut en déduire l'expression du courant délivré par la cellule photovoltaïque :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V+I.R_s}{nV_T} \right) - 1 \right] - \frac{V+I.R_s}{R_p} \quad (2.2)$$

2.5 Modélisation du Module (panneau) photovoltaïque

Pour réaliser cette modélisation, nous avons utilisé MATLAB comme outil de tests et de simulation. Nous avons choisi le modèle photovoltaïque BP SX 150 de chez BP Solaire. La série SX de BP Solaire [9] fournit une puissance photovoltaïque rentable destinée à un usage général par exploitation directe de charges courant continu, ou de charges courant alternatif sur les systèmes munis d'onduleur. Le module est composé de 72 cellules solaires multi cristallines en silicone connectées en série pour produire une puissance maximale de 150 W.

Les caractéristiques électriques de ce module photovoltaïque sont données dans le tableau suivant :

| | |
|--|-----------------|
| Puissance maximale (P_{max}) | 150 W |
| Tension à P_{max} (V_{mp}) | 34.5 V |
| Courant à P_{max} (I_{mp}) | 4.35 A |
| Courant de court-circuit (I_{sc}) | 4.75 A |
| Tension à circuit ouvert (V_{oc}) | 43.5 V |
| Coefficient de température de I_{sc} | 0.065±0.015%/°C |
| Coefficient de température de V_{oc} | -160±20 mV/°C |
| Coefficient de température de la puissance | -0.5±0.05%/°C |
| NOCT | 47±2°C |

Tableau 2.1 : Caractéristiques électriques du module photovoltaïque BP SX 150

Plusieurs modèles mathématiques sont utilisés pour simuler le fonctionnement d'un générateur photovoltaïque. Ces modèles se différencient par la méthode de calcul et le nombre des paramètres intervenants dans la caractéristique courant - tension.

Dans notre cas, nous avons choisi un modèle simple nécessitant que les paramètres donnés par le fabricant, la caractéristique I-V de ce modèle est illustrée ci-dessous [10] :

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I.R_s}{nV_T} \right) - 1 \right] - \frac{V + I.R_s}{R_p} \quad (2.3)$$

Où I_D , le courant de diode, est donné par l'équation :

$$I_D = I_0 \left[\exp \left(\frac{V + I.R_s}{nV_T} \right) - 1 \right] \quad (2.4)$$

Le courant de saturation inverse d'une diode est donné par :

$$I_0 = I_{sc} / \left[\exp \left(\frac{V_{oc}}{nV_T} \right) - 1 \right] \quad (2.5)$$

Si l'on suppose que la résistance parallèle est infinie ($R_p = \infty$) l'équation (2.3) devienne :

$$I = I_{sc} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V+I.R_s}{nV_T} \right) - 1 \right] \quad (2.6)$$

Avec :

I : Le courant fourni par la cellule.

V : La tension à la borne de cellule.

$$I = I_{sc} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V+I.R_s}{nV_T} \right) - 1 \right] \quad (2.7)$$

Calcul de la résistance série dans le point V_{oc}

$$dI = 0 - I_0 \cdot \left(\frac{dV+R_s.dI}{nV_T} \right) \cdot \left[\exp \left(\frac{V+I.R_s}{nV_T} \right) \right] \quad (2.8)$$

La résistance série influe largement sur la pente de la courbe des caractéristique I-V au voisinage de V_{oc} . Elle peut être calculée par la formule suivante :

$$R_s = - \frac{dV}{dI} - \frac{nV_T}{I_0 \cdot \exp \left(\frac{V+I.R_s}{nV_T} \right)} \quad (2.9)$$

$$R_s = - \frac{dV}{dI} \Big|_{V_{oc}} - \frac{nV_T}{I_0 \cdot \exp \left(\frac{V_{oc}+I.R_s}{nV_T} \right)} \quad (2.10)$$

Enfin, pour résoudre l'équation de caractéristique non linéaire, on utilise la méthode de Newton décrite par :

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (2.11)$$

Où :

$f'(x_n)$: Le dérivé de la fonction $f(x_n)$

x_n : La présente itération.

x_{n+1} : L'itération suivante.

Ainsi, on réécrit l'équation (2.6) sous la forme suivante :

$$f(I) = I_{sc} - I - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+I.R_s}{nV_T}\right) - 1 \right] = 0 \quad (2.12)$$

En remplaçant dans l'équation (2.11), on calcule le courant (I) par les itérations [11] :

$$I_{n+1} = I_n - \frac{I_{sc} - I_n - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+I_n.R_s}{nV_T}\right) - 1 \right]}{-1 - I_0 \cdot \left(\frac{R_s}{nV_T}\right) \cdot \left[\exp\left(\frac{V+I_n.R_s}{nV_T}\right) \right]} \quad (2.13)$$

Les équations précédentes ne sont valables que pour un mode de fonctionnement optimal. Pour généraliser notre calcul pour différentes éclaircissements et températures, nous utilisons le modèle qui déplace la courbe de référence à de nouveaux emplacements.

$$I_{sc}(T) = I_{scr}(T_{ref}) \cdot [1 + a(T - T_{ref})] \quad (2.14)$$

$$I_{sc} = I_{scr} \left(\frac{G}{1000} \right) \quad (2.15)$$

Où I_{scr} le courant de court-circuit de référence.

$$I_0(T) = I_0(T_{ref}) \cdot \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^{\frac{3}{n}} \cdot \left[\exp\left(\frac{-q.E_g}{nk}\right) \cdot \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}}\right) \right] \quad (2.16)$$

Où :

a : Le coefficient de variation du courant en fonction de la température.

T_{ref} : La température de référence, 298k (25°C).

G : L'irradiation solaire.

2.5.1 Influence de la température sur le rendement des cellules

Comme nous l'avons expliqué précédemment, la base des cellules photovoltaïques est une jonction PN. Ceci nous laisse envisager que son rendement variera selon la température de la jonction. En effet, l'équation de Boltzmann donne :

$$I_{sc} = I_0 \cdot \exp - \left(\frac{eV_{oc}}{KT} \right) \quad (2.17)$$

La figure 2.4 ci-dessous montre que la tension à vide d'une cellule solaire diminue avec l'augmentation de la température de la cellule. L'ordre de grandeur des pertes est de 2.3 mV / par degré Celsius / par cellule. Le courant de court-circuit, par contre, augmente légèrement avec la température de la cellule (environ 0.05 % par degré Celsius). La figure ci-dessous montre clairement la baisse du rendement causée par l'augmentation de la chaleur sur la cellule.

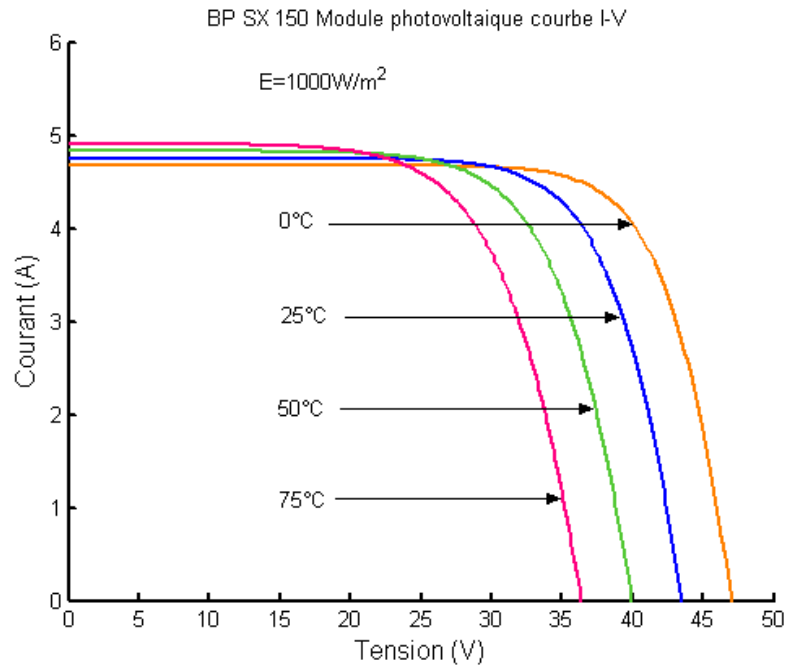


Figure 2.4 : Effet de la température sur la caractéristique I-V

On peut remarquer sur la figure 2.5 que l'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible (de l'ordre de $(5 \times 10^{-5} \text{w/K})$ par cm^2 de la cellule) [11].

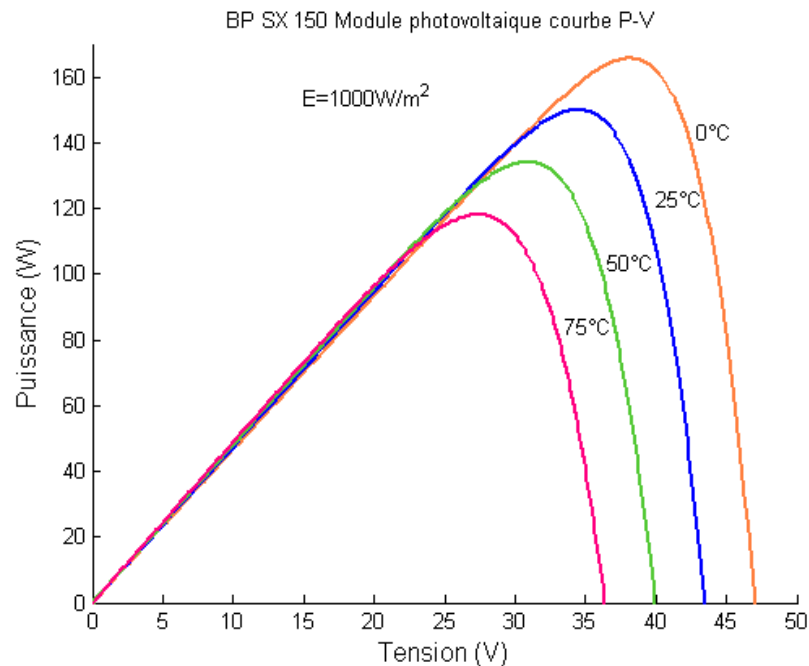


Figure 2.5 : Effet de la température sur la caractéristique P-V

2.5.2 Influence du rayonnement sur les cellules

De la même manière que la température, la jonction PN réagit différemment selon l'énergie qu'elle reçoit. Plus elle reçoit d'énergie plus elle en restitue, mais toujours avec un coefficient de rendement très faible de l'ordre de 15%. La variation des caractéristiques est représentée sur les courbes de la figure 2.6. Pour différents niveaux d'irradiation, le changement du courant optimal est très important. Ceci confirme l'approximation faite classiquement sur le courant optimal délivré par un générateur PV qui est globalement proportionnel au niveau d'irradiation. Nous pouvons le voir aussi sur la figure 2.7. Selon les conditions météorologiques, nous obtenons différentes courbes avec différentes puissances maximales au cours d'une même journée. Nous remarquons aussi la légère diminution de la tension du circuit ouvert à une chute du flux lumineux.

En examinant les caractéristiques réelles obtenues, nous pouvons conclure que des fortes variations du niveau d'irradiation provoquent des variations relativement importantes du courant optimal. Alors que, les variations relatives de la tension optimale restent faibles.

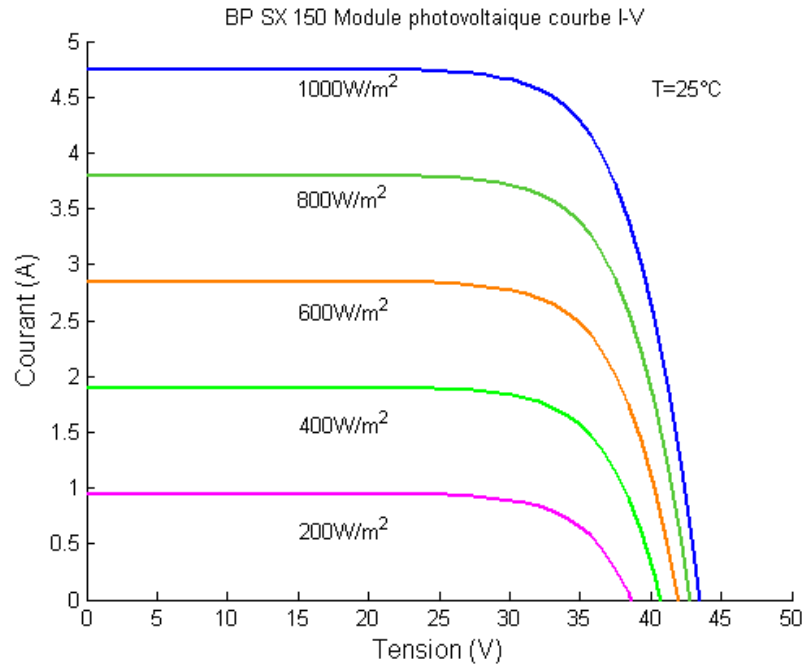


Figure 2.6 : Effet de l'éclairement sur la caractéristique I-V

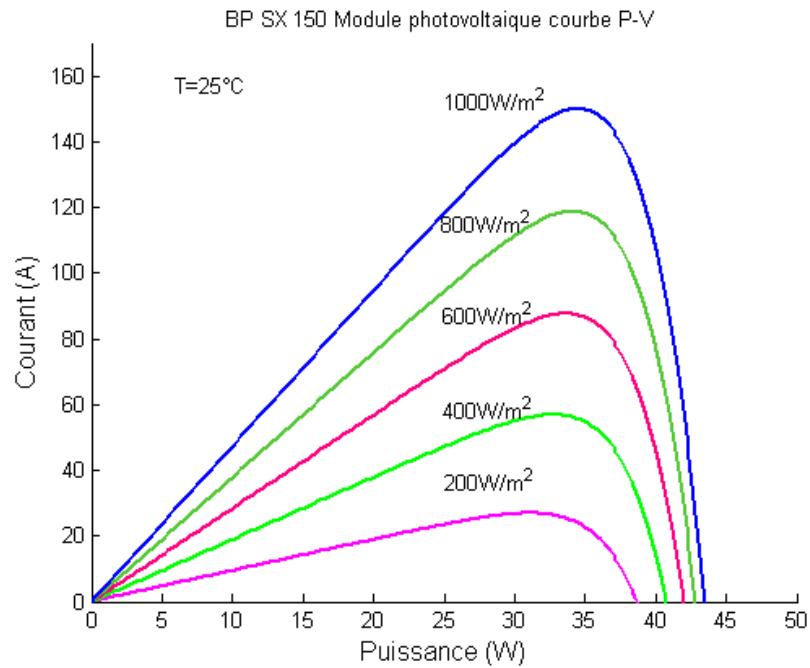


Figure 2.7: Effet de l'éclairement sur la caractéristique P-V

2.6 Connexion directe source-charge

Actuellement, nous trouvons encore beaucoup d'applications où une connexion directe entre un GPV et une charge est effectuée. Ce choix est principalement lié à la simplicité de l'opération et le très haut degré de fiabilité. Ceci est dû principalement à l'absence d'électronique, sans oublier le faible coût de la solution. La figure 2.8 montre ce cas de montage.

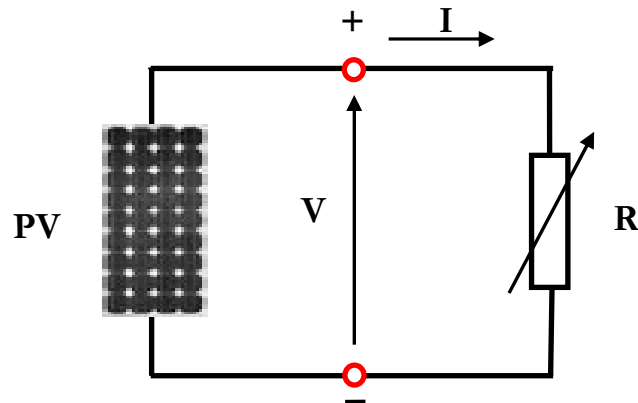


Figure 2.8 : Connexion directe d'un GPV-charge

L'inconvénient de cette configuration est qu'elle n'offre aucun type de limitation et/ou réglage de la tension de la batterie. Le transfert de P_{max} disponible aux bornes du GPV vers la charge n'est pas non plus garanti.

Trois types de charges DC typiques existent : une charge purement résistive, une charge de type source de tension et une charge de type source de courant. Sur la figure 2.9, nous avons représenté les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'un générateur PV ainsi que les caractéristiques $I(V)$ des trois types de charges.

Tout d'abord, nous pouvons identifier le point de fonctionnement où la puissance fournie par le générateur est maximale pour un courant optimal et une tension optimale. Ce point est nommé PPM. Ensuite, nous remarquerons le point d'intersection entre les caractéristiques $I(V)$ du générateur et celles des trois types de charges [12] :

- 1) point A pour une charge en source de courant,
- 2) point B pour une charge résistive,
- 3) point C pour une charge de type source de tension,

Pour ces trois points, la puissance fournie par le générateur est respectivement P1, P2 et P3, que, comme l'illustre la Figure 2.9, correspondant à des valeurs de puissance inférieures à la puissance maximale disponible. Donc une perte d'une partie de la puissance dérivable aux bornes du générateur PV implique à la longue des pertes de production énergétiques importantes.

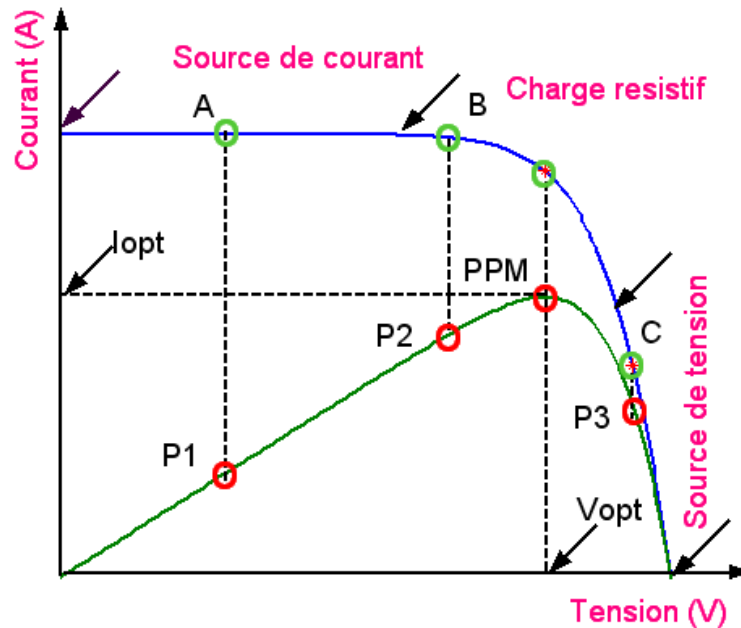


Figure 2.9: Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge

2.7 Définition de l'étage d'adaptation entre une source et une charge

Comme nous l'avons vu dans le paragraphe 2.1, un générateur PV présente des caractéristiques $I(V)$ non linéaires avec des PPM. La production de puissance varie fortement en fonction de l'éclairement, de la température, mais aussi du vieillissement global du système. De plus, selon les caractéristiques de la charge sur laquelle le générateur PV débite, nous pouvons trouver un très fort écart entre la puissance potentielle du générateur et celle réellement transférée à la charge en mode connexion directe. Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur PV et de la transférer à la charge, la technique adoptée classiquement consiste à utiliser un étage d'adaptation entre le générateur PV et la charge comme décrit dans la figure 2.10 ci-dessous. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant, à travers une action de contrôle, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de la puissance maximale disponible [8].

Pour assurer le fonctionnement d'un générateur GPV à son point de puissance maximale PPM, des contrôleurs MPPT sont souvent utilisés. Ces contrôleurs sont destinés à minimiser l'erreur entre la puissance de fonctionnement et la puissance maximale de référence qui est variable en fonction des conditions climatiques.

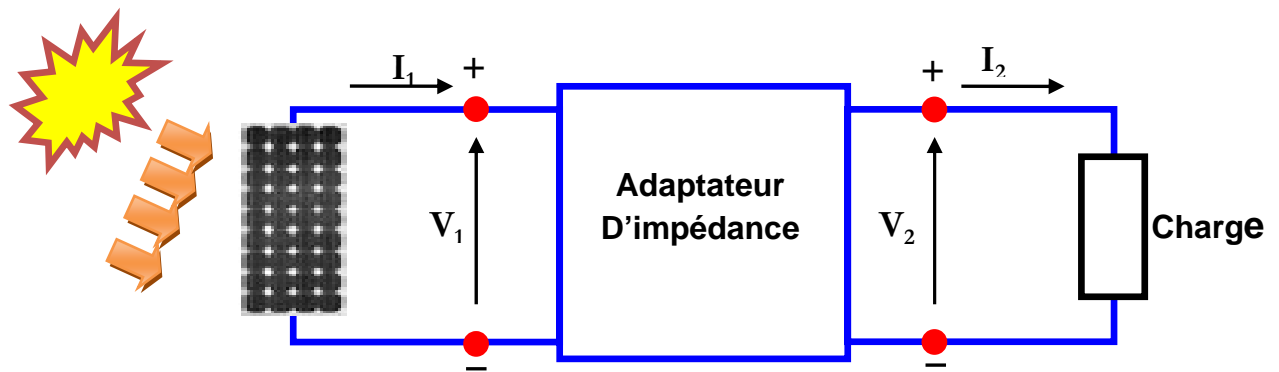


Figure 2.10: Etage d'adaptation d'un générateur PV – charge

2.8 Principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT)

2.8.1 Introduction

Un MPPT, de l'anglais Maximum Power Point Tracker, est une commande associée à un étage d'adaptation permettant de faire fonctionner un générateur électrique non linéaire de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance. Les systèmes MPPT sont généralement associés avec les générateurs photovoltaïques ou encore avec les générateurs éoliens [13]. Un générateur photovoltaïque est un générateur, dont la caractéristique $I = f(U)$ est fortement non linéaire. En conséquence, pour un même éclairement, la puissance délivrée sera différente selon la charge. Un contrôleur MPPT permet alors de piloter le convertisseur statique reliant la charge (une batterie par exemple) et le panneau photovoltaïque de manière à fournir en permanence le maximum de puissance à la charge. Les figures (2.11 et 2.12) représentent la trajectoire du point de puissance maximale produite par le générateur.

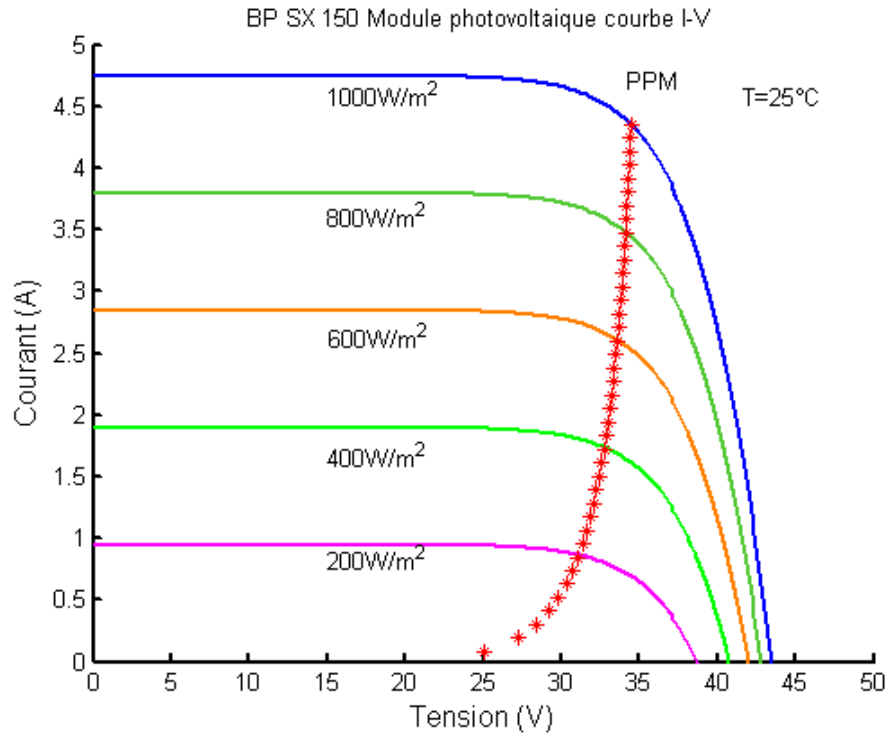


Figure 2.11 : La caractéristique I-V et la trajectoire de PPM.

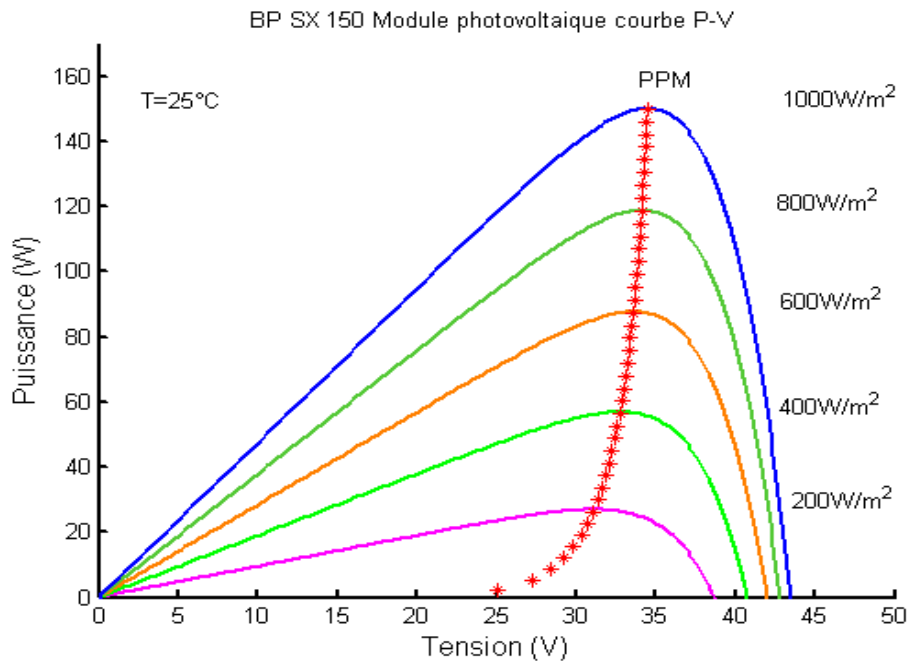


Figure 2.12: La caractéristique P-V et la trajectoire de PPM.

2.8.2 La méthode dite « Perturbation et Observation » ou P&O

La méthode P&O est sans doute la plus naturelle qui vient à l'esprit pour faire une recherche du point maximal de puissance PPM. En effet, dans le cas d'une application photovoltaïque, il s'agit concrètement d'un algorithme qui [13] :

- Pour une tension $U(k)$ fixée va mesurer la puissance correspondante $P(k)$ délivrée par le générateur
- Après un certain temps, l'algorithme impose une tension $U(k+1) = U(k) + \Delta U$ et mesure également la puissance correspondante $P(k+1)$,
- Si $P(k+1)$ est supérieure à $P(k)$: l'algorithme cherche à imposer une tension plus grande $U(k+2) = U(k+1) + \Delta U$. Sinon l'algorithme cherchera au contraire à abaisser la tension $U(k+2) = U(k+1) - \Delta U$

La trajectoire de la variation de ces points est représentée sur la figure 2.13

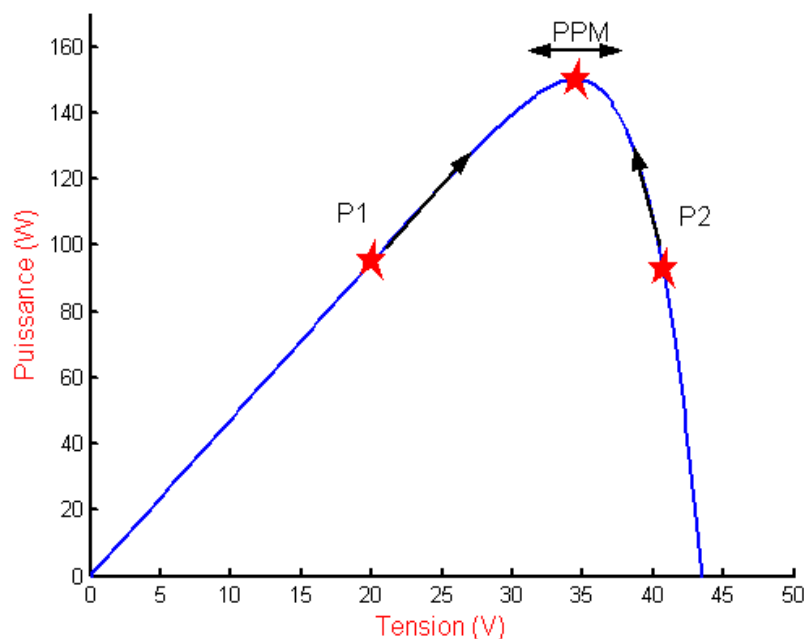


Figure 2.13 : Puissance disponible en fonction de la tension aux bornes d'un panneau solaire

De cette manière, le système adapte en permanence la tension aux bornes du générateur photovoltaïque afin de se rapprocher du point de puissance maximum, mais sans jamais l'atteindre précisément. D'autres algorithmes différents existent aussi et des solutions entièrement analogiques parfois assez simples à mettre en œuvre.

Les étapes de la recherche (du point optimal) sont illustrées dans le diagramme de la figure 2.14.

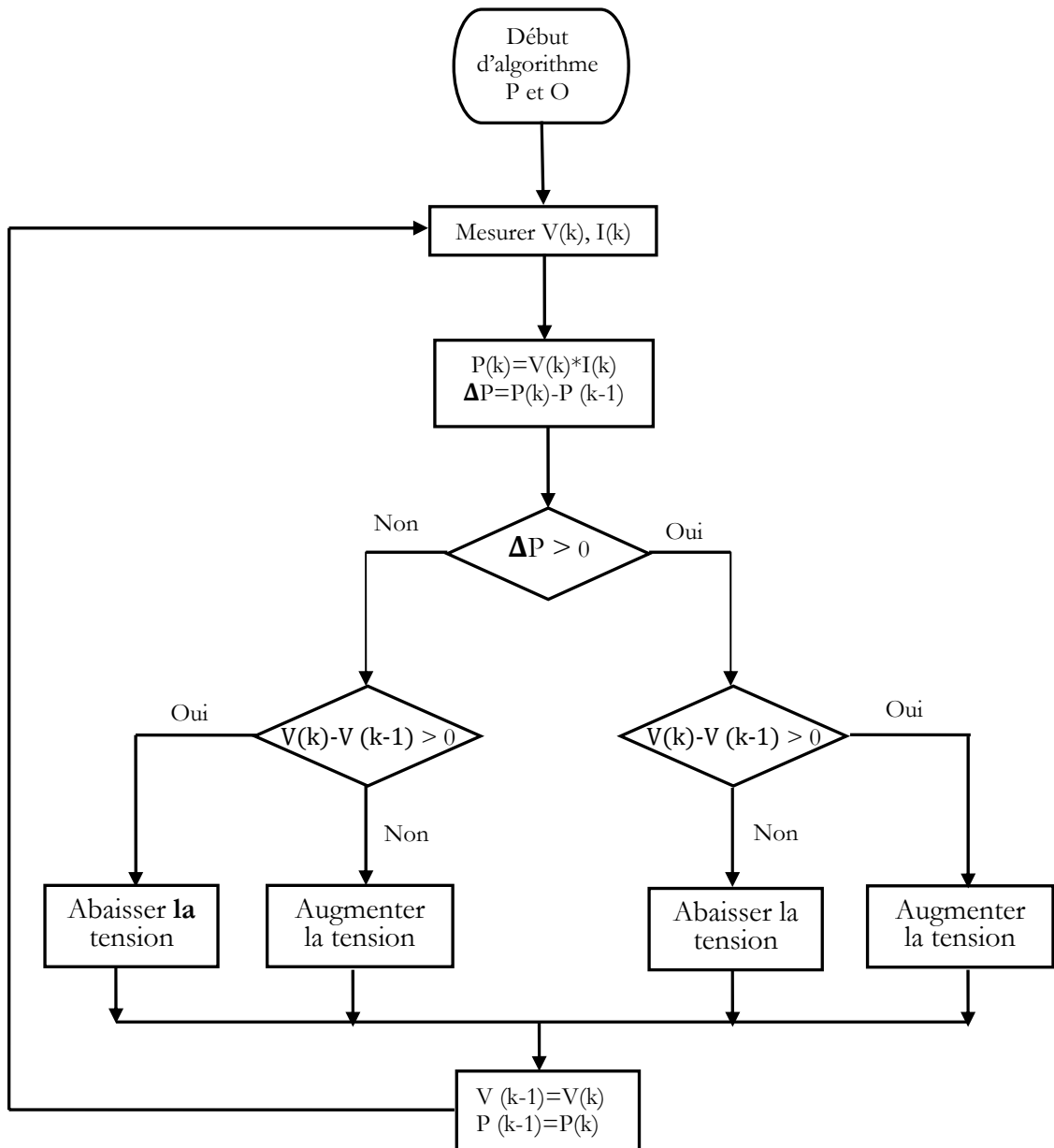


Figure 2.14 : Diagramme fonctionnel algorithme "perturbation et observation" [14].

Légende :

$V(k)$: tension en sortie du panneau à l'itération k

$I(k)$: intensité en sortie du panneau à l'itération k

$P(k)$: puissance en sortie du panneau à l'itération k

2.8.3 Principe du contrôle MPPT

Le MPPT commande un étage d'adaptation qui permet de relier aisément un générateur photovoltaïque à une charge de type continue (DC) pour avoir un rendement de conversion très élevé. Pour utiliser le concept du transformateur DC avec rapport de transformation variable pour l'adaptation d'un générateur PV à une charge DC, il suffit de faire varier le rapport de transformation $n(D)$ pour trouver le point d'adaptation optimal entre le générateur PV et la charge de manière à transférer le maximum de puissance du générateur. Etant donnée la caractéristique du générateur PV, cette variation doit suivre les ordres de commande délivrées par une commande de type MPPT. L'action de contrôle provenant de la commande MPPT va induire la variation de rapport de transformation qui va indirectement correspondre à une variation de rapport cyclique du convertisseur statique DC-DC [13].

$$V_s = n(D) \cdot V_e$$

Si on prend l'exemple du convertisseur DC-DC (SEPIC), la tension d'entrée du convertisseur : $V_e = V_s(1 - D)/D$

V_e : La tension d'entrée,

V_s : La tension de sortie,

D : Le rapport cyclique du convertisseur,

L'impédance vue par le générateur PV est R_e ,

$$\text{Ou : } R_e = R_{ch}(1 - D)^2/D^2$$

Si D augmente R_e diminue, la tension diminue aussi,

Si D diminue R_e augmente, la tension augmente aussi,

Le contrôle MPPT (figure 2.15) fait varier le rapport cyclique du convertisseur statique, qui influe sur le sens de la variation de tension de telle sorte que la puissance fournie par le générateur PV soit la puissance maximale disponible à ses bornes.

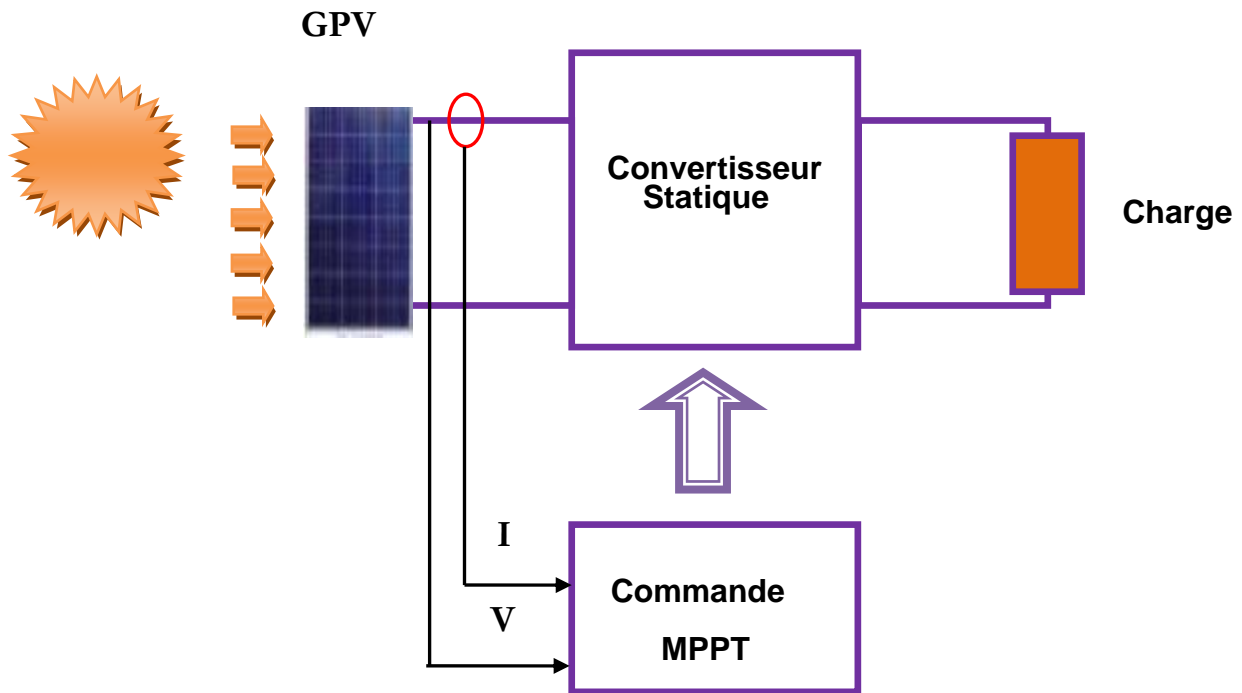


Figure 2.15 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque contrôlée par une MPPT.

2.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les principales caractéristiques et les technologiques des éléments constitutifs d'un générateur PV. Nous avons pu montrer les implications sur le rendement de conversion d'énergie solaire en énergie électrique d'une installation PV. Nous avons bien remarqué que le rendement de cette conversion reste encore très faible, souvent inférieure à 15 %, ce qui induit un coût élevé de watt crête. Ce rendement assez faible ainsi que le coût élevé de la source PV, ont incité les exploitants à chercher pour tirer le maximum de puissance électrique disponible au niveau du générateur PV. Nous avons également montré comment nous pourrions optimiser la puissance fournie par le GPV par le biais d'un étage d'adaptation avec fonction de recherche du point de puissance maximale MPPT.

Chapitre 3 : Le pompage photovoltaïque

3.1 Introduction

Dans nos jours, la demande d'eau est de plus en plus très importante, en particulier dans les zones rurales et les sites isolés où l'accès à l'énergie classique est difficile voir pratiquement impossible. Ce phénomène a fait qu'un intérêt grandissant est porté sur l'utilisation des générateurs photovoltaïques comme nouvelle source d'énergie. La réalisation d'un système de pompage photovoltaïque **autonome, fiable et à bon rendement**, constitue une solution pratique et économique au problème du manque d'eau, en particulier, dans les régions désertiques. En effet, un système photovoltaïque devient intéressant lorsqu'il est **facile à installer**, avec **une autonomie acceptable** et une **excellente fiabilité** de service.

Ce chapitre traite plus particulièrement les éléments théoriques permettant de dimensionner les stations de pompage courantes.

3.2 Méthodes de pompages

Pour pomper l'eau avec un système photovoltaïque, deux techniques sont possibles : Dans la première technique, l'énergie solaire est consommée en « temps réel » ; On parle alors d'un « pompage au fil du soleil ». Cette solution nécessite un stockage de l'eau dans un réservoir (l'eau pompée pendant la journée est stockée afin d'être utilisée plus tard, le soir par exemple).

La deuxième méthode consiste à utiliser un stockage de l'énergie, cette fois-ci, via des batteries. L'énergie stockée la journée peut être utilisée plus tard pour pomper l'eau [15].

3.2.1 Pompage « au fil du soleil »

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

3.2.2 Pompage avec batteries

La méthode de pompage d'eau en utilisant l'énergie stockée sur des batteries peut avoir l'avantage de garantir une stabilité d'alimentation des équipements (système présente l'avantage d'un débit régulier, la possibilité de pomper lorsque le soleil est absent). L'énergie emmagasinée pour être utilisée aussi pour d'autres besoins ultérieures. L'inconvénient majeur, voire handicapant, de cette technique est qu'elle comporte plusieurs composants qui influent négativement sur la fiabilité et le coût global du système. En effet, les batteries sont fragiles et sont souvent les premiers éléments qui auront besoin d'être changés. Elles nécessitent, en outre, un entretien constant et un contrôle rigoureux de leur charge et décharge. Les contrôleurs utilisés pour régulariser la charge et la décharge des batteries vieillissent rapidement et peuvent s'avérer non fiables. Les batteries introduisent également un certain degré de perte de rendement d'environ 20% à 30 % de la production d'énergie.

3.3 Notions hydrauliques

Les stations de pompage sont constituées d'une ou plusieurs pompes qui aspirent des volumes d'eau et les refoulent sous une certaine pression dans les canalisations du réseau. Les paramètres nécessaires pour dimensionner la pompe solaire sont le débit d'exploitation et la hauteur à laquelle la pompe devra refouler. Celle-ci est majorée par des pertes de charges et de la pression de refoulement dans la conduite [16].

Le débit Q :

Le débit fourni par une pompe est la quantité d'eau qu'elle refoule durant un intervalle de temps donné. En pompage solaire, le débit est souvent exprimé en m^3 par jour.

La hauteur manométrique totale H_{MT} :

C'est la différence de pression en mètres de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement. Cette hauteur peut être calculée comme suit :

$$H_{MT} = H_g + P_c \quad (3.1)$$

Avec :

H_g : Hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation (voir Figure 3.1). Elle est calculée par la formule suivante :

$$H_g = A + B + C \quad (3.2)$$

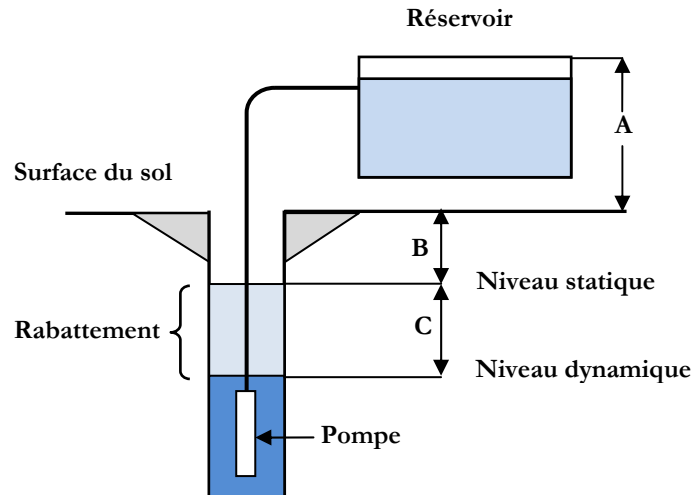


Figure 3.1 : Hauteur manométrique total.

P_c : Pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites. Elles s'expriment en mètres d'eau et elles sont fonction de la distance des conduites (D), de leur diamètre et du débit de la pompe.

N_s : Le niveau statique d'un puits ou d'un forage est la distance entre le sol et la surface de l'eau avant pompage.

N_d : Le niveau dynamique d'un puits ou d'un forage est la distance le sol et la surface de l'eau pour un pompage à un débit donné. Pour le calcul de la H_{MT} , le niveau dynamique est calculé pour un débit moyen.

Rabatement : La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique.

Rabatement maximal : est le rabatement maximal acceptable avant de stopper la pompe.

3.4 Les composants d'un système de pompage PV

Un système de pompage solaire est généralement constitué de [17]:

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

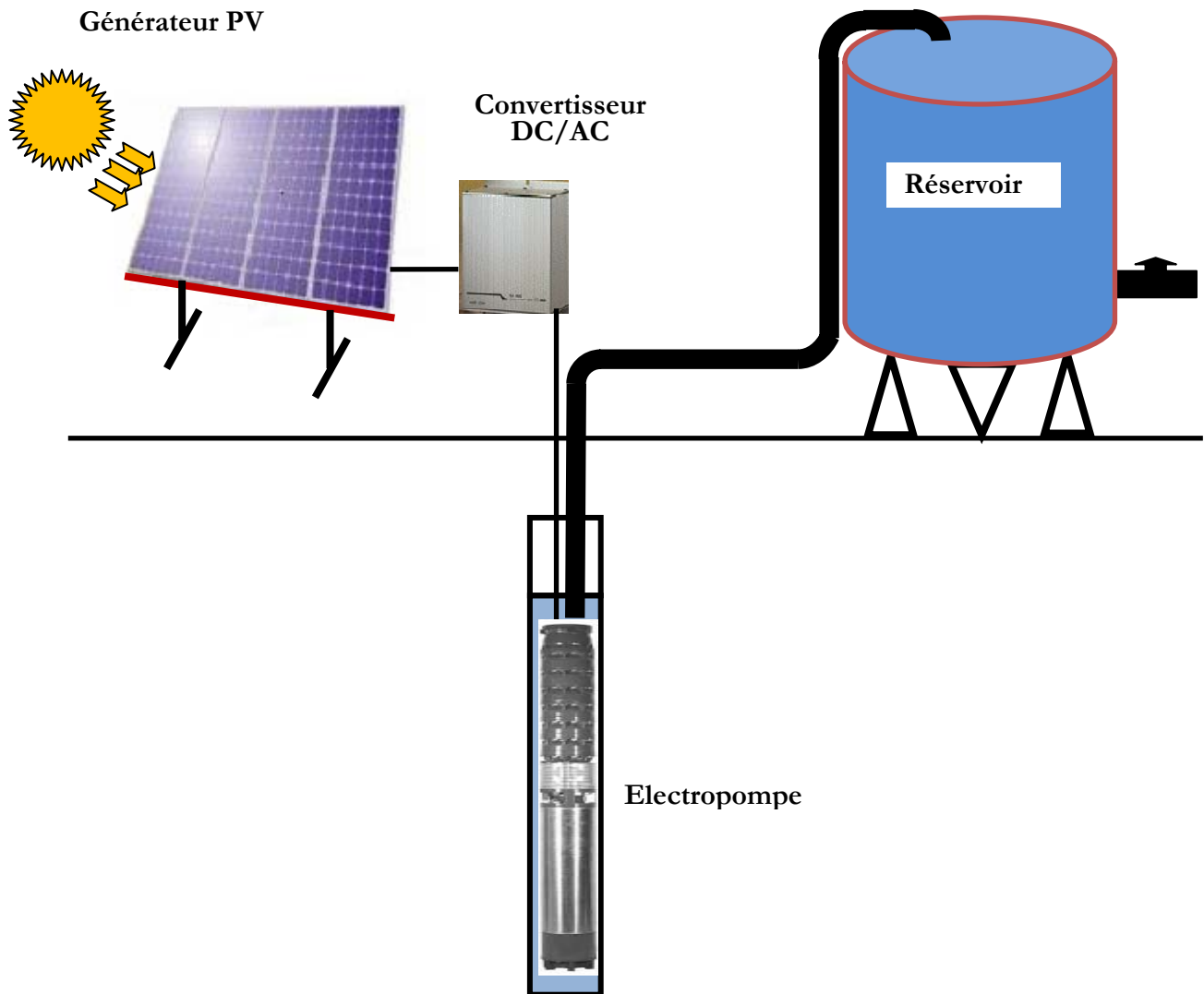


Figure 3.2: Schéma synoptique simplifié de Pompage PV

3.4.1 Le générateur photovoltaïque

Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d'associer en série et en parallèle plusieurs modules. Dans certaines applications, il est possible d'utiliser un ou plusieurs modules de quelques dizaines de cellules. Pour des utilisations plus importantes, les générateurs PV sont groupés dans un champ de plusieurs modules (quelques centaines).

La courbe de fonctionnement I-V d'une association sérié-parallèle de modules solaires aura une évolution de fonctionnement semblable à la courbe de la cellule de base, mais en modifiant les échèles sur les deux axes. Les performances d'un générateur PV sont déterminées à partir de ces courbes.

En utilisant l'équation ci-dessous, pour un groupement mixte formé à partir d'un nombre N_s module en série et N_p module en parallèle [18] :

$$I = N_p \cdot I_{ph} - N_p \cdot I_0 \left[\exp \left(\frac{N_s \cdot V + \frac{I \cdot N_s \cdot R_s}{N_p}}{n \cdot N_s \cdot V_T} \right) - 1 \right] - \frac{N_s \cdot V + \frac{I \cdot N_s \cdot R_s}{N_p}}{\frac{N_s \cdot R_p}{N_p}} \quad (3.3)$$

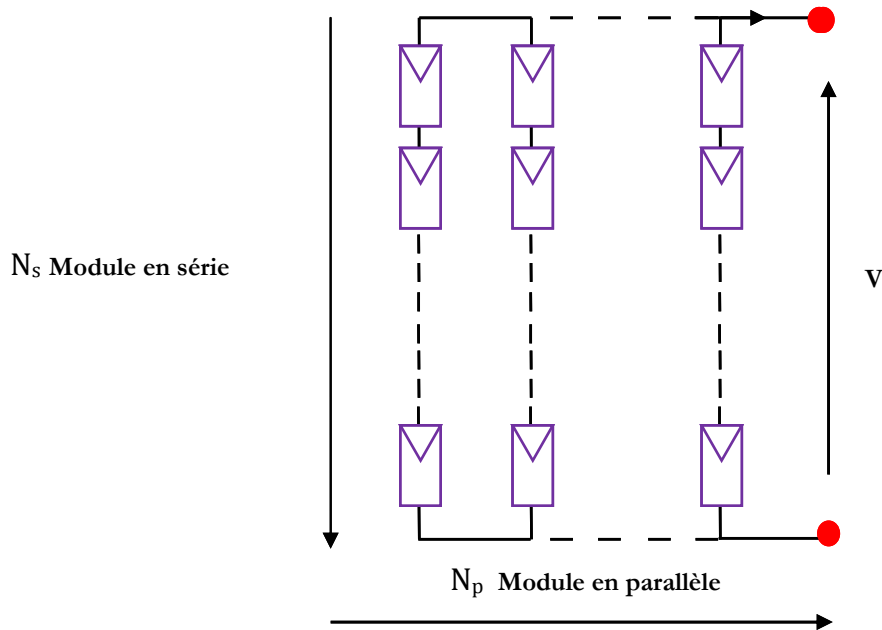


Figure 3.3 : Groupement de N_s module en série et N_p en parallèle

3.4.2 Le groupe électropompe

1) Les pompes

Une pompe est un dispositif permettant d'aspirer et de refouler un fluide. Il existe deux grands types de pompes : les pompes centrifuges et les pompes volumétriques. Ces dernières conviennent pour élever des faibles débits d'eau à des pressions élevées [16].

La pompe centrifuge

La pompe centrifuge transmet l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation de roues à aubes ou à ailettes. L'eau qui rentre au centre de la pompe sera poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubages.

Caractéristiques d'une pompe centrifuge

- Les pompes centrifuges sont très utilisées pour les applications avec énergie photovoltaïque parce que le couple d'entraînement de la pompe est pratiquement nul au démarrage

- La pompe tourne par très faibles ensoleillement, le moteur peut fournir une vitesse de rotation rapide à peu près constante

- Utiliser pour des débits importants.

La pompe volumétrique : La pompe volumétrique transmet l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et-vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement. Une pompe volumétrique comporte toujours une pièce mobile dans une pièce creuse qui déplace le liquide en variant le volume contenu dans la pièce creuse.

Le principal intérêt des pompes volumétriques est de pouvoir véhiculer un fluide sous de très fortes pressions. Mais elles ne conviennent que pour des débits faibles, ce qui rend leur emploi très limité pour l'alimentation en eau des cultures.

Caractéristiques d'une pompe volumétrique : Le couple de démarrage est pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la H_{MT} (3 à 5 fois le couple nominale). La puissance consommée sera proportionnelle à la vitesse. C'est pourquoi ces pompes sont habituellement utilisées pour les puits et les forages à grandes profondeurs et à petits débits d'eau inférieure à $5[m^3/h]$.

2) Les moteurs électriques

Un moteur électrique est un dispositif électromécanique permettant la conversion d'énergie électrique en énergie mécanique. La plupart des machines électriques fonctionnent grâce au magnétisme, il existe deux types de moteurs : à courants continu et alternatif [19].

Moteur à courant continu avec balais: les moteurs à courant continu utilisés pour des applications de pompage solaire sont les moteurs série, avoir un couple de démarrage suffisant pour vaincre la résistance de démarrage d'une pompe et bien répondre à un courant variable. Le couplage est direct ou avec optimisation du générateur par un hacheur adaptateur de puissance commandé par son rapport cyclique (Figure 3.4). L'installation ainsi définie nécessite une électronique relativement simple mais présente l'inconvénient du moteur à courant continu qui demande un entretien régulier. Les balais doivent être changés périodiquement. Ceci est particulièrement problématique dans le cas des pompes à moteur immergé où la pompe doit être retirée du forage pour changer les balais. , il est utilisé particulièrement pour le pompage dans les puits ouverts.

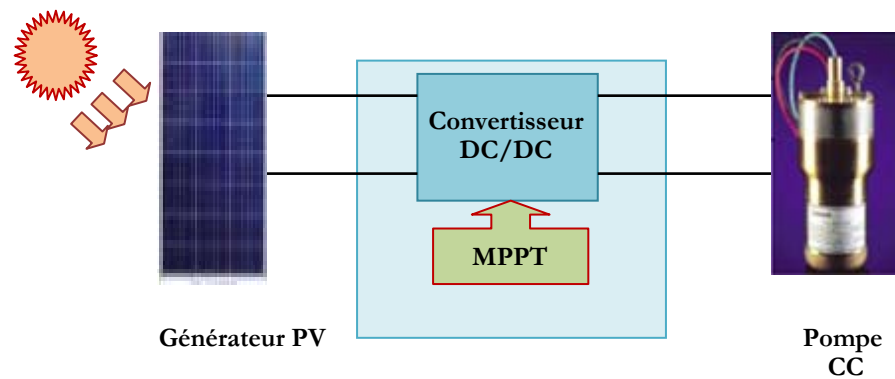


Figure 3.4 : Diagramme du pompage PV par motopompe à CC

Moteur à courant continu, sans balais (Brushless) : Ce type de moteur électrique comporte non seulement les avantages des moteurs à courant continu mais également ceux des moteurs à courant alternatif : fort couple au démarrage et durée de vie élevée (due à l'absence des paliers et des balais) mais leur utilisation reste limitée à des faibles puissances.

Moteur à courant alternatif : Les moteurs alternatifs asynchrones (rotor à cage) sont les plus couramment employés pour une gamme variée d'applications industrielles. Par exemple, les pompes sur réseau utilisent depuis longtemps ce type de moteur. Il est utilisé particulièrement pour le pompage immergé dans les forages et les puits ouverts. L'arrivée d'onduleurs efficaces a permis l'utilisation de ce type de moteurs dans les applications de pompage solaire. L'utilisation d'un moteur asynchrone (à courant alternatif triphasé) plus robuste et moins cher (aussi faible besoin de maintenance) devient une solution plus économique et plus pratique même au prix d'un circuit électronique de commande plus complexe. L'utilisation d'un moteur asynchrone augmente ainsi l'autonomie et la fiabilité de l'installation. Le moteur est alimenté par un onduleur (convertisseur DC/AC) qui assure l'optimisation du générateur PV voir figure 3.5.

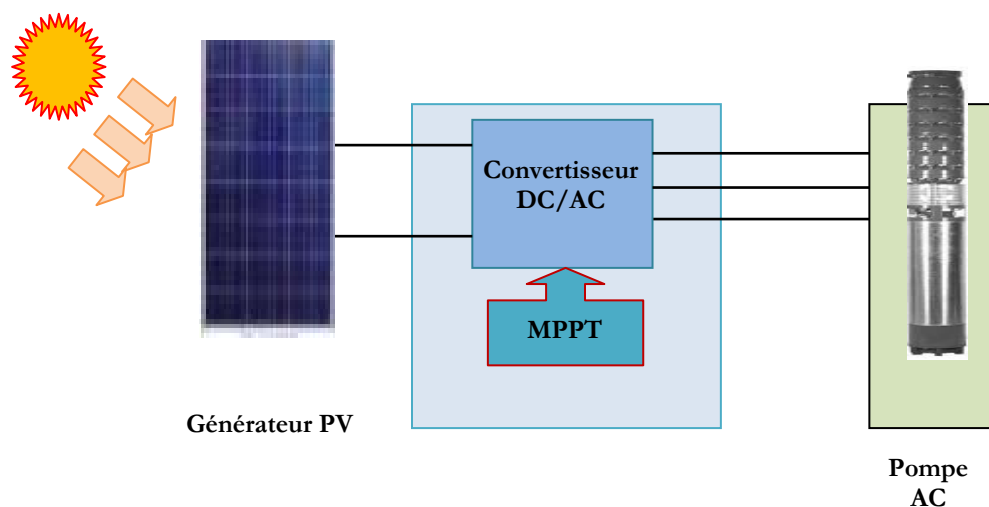


Figure 3.5 : Diagramme du pompage PV par motopompe à AC

3.4.3 L'électronique de commande et de contrôle

➤ Le convertisseur DC/DC (hacheur) :

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur PV et de la transférer à la charge (pompe alimentée par moteur à courant continu), la technique utilisée classiquement est d'utiliser un étage d'adaptation entre le générateur PV et la charge comme décrit dans la figure 3.4. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle commandé par son rapport cyclique, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de la puissance maximale disponible.

➤ Le convertisseur DC/AC (onduleur) :

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant continu, produit par les panneaux solaires en un courant alternatif triphasé pour actionner le groupe moteur pompe. L'onduleur fonctionne évidemment avec un circuit de génération des signaux PWM commandé par un circuit de régulation et de protection. Le convertisseur DC/AC assure le transfert optimal de puissance du générateur solaire vers le groupe moteur pompe et protège la pompe contre le fonctionnement à vide lorsque il n'y a pas d'eau dans le puits. Le rendement de l'onduleur est généralement élevé pour valoriser au mieux l'énergie produite par le générateur. Il est de l'ordre de 95 % au point de fonctionnement nominal.

3.4.4 La partie stockage

Le stockage d'énergie peut se faire de deux façons: stockage d'énergie électrique ou stockage d'eau. Cette dernière méthode est souvent adoptée car il est plus pratique de stocker l'eau dans des réservoirs que l'énergie électrique dans des accumulateurs lourds, coûteux et fragiles. Aussi, le système de stockage avec batterie génère un coût additionnel, des problèmes de maintenance de la batterie et de l'obligation de la remplacer après 3 à 5 ans d'usage. De plus, le rendement énergétique est meilleur quand il n'y a pas d'accumulateurs. Le réservoir peut souvent être construit localement et la capacité de stockage peut varier d'un à plusieurs jours. Ce réservoir ne requiert pas un entretien complexe et est facile à réparer localement.

3.5 Dimensionnement complet de l'installation

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

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

3.5.1 Estimations des besoins en eau

Pour une région tropicale, les besoins en eau peuvent être définis en utilisant les valeurs du tableau suivant [17]:

| |
|---|
| Humains |
| Par personne 5 à 10 litres/jour minimum |
| Conditions de vie normale 30 litres/jour |
| Animaux |
| Moutons et chèvres 5 litres/jours |
| Cheval 40 litres/jour |
| Ane 20 litres/jour |
| Chameau 20 litres/jour |
| Irrigation |
| Agriculture maraichère 60m ³ /hectare/jour |
| Riz 100 m ³ /hectare/jour |
| Sucre de canne 65 m ³ /hectare/jour |
| Coton 55 m ³ /hectare/jour |

Tableau 3.1 : Diagramme d'estimation des besoins en eau.

3.5.2 Calcul de l'énergie hydraulique quotidienne requise

Une fois les besoins nécessaires en volume d'eau pour chaque mois de l'année et les caractéristiques du puits sont définis, nous pouvons calculer l'énergie hydraulique moyenne journalière et mensuelle nécessaire à partir de la relation [17] :

$$E_h = C_h \cdot Q \cdot H_{MT} \quad (3.4)$$

Avec :

E_h : Énergie hydraulique [kwh/j]

C_h : Constante hydraulique [$kg.s.h/m^2$]

Q : Volume d'eau [$m^3/jour$]

H_{MT} : Hauteur manométrique total [m]

Où :

$$C_h = g \cdot \rho / 3600$$

g : La gravité terrestre [$9.81m/s^2$]

ρ : Densité de l'eau [$1000kg/m^3$]

Calcul de l'énergie électrique quotidienne requise :

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

$$E_e = E_h / (\eta_{MP} \times \eta_{Ond}) \quad (3.5)$$

Où :

E_e : Energie électrique exprimé en [kwh/j]

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

η_{Ond} : Le rendement d'onduleur.

3.5.3 Détermination de l'énergie solaire disponible

La méthode de dimensionnement utilisée est basée sur les calculs des valeurs moyennes journalières mensuelles de l'irradiation solaire disponible à l'inclinaison β des modules photovoltaïques (PV) par rapport au plan horizontal. Ce dernier doit se faire de manière à optimiser la conversion de l'énergie solaire en électrique. Les méthodes du calcul ont été expliquées dans le premier chapitre.

3.6 Taille du générateur photovoltaïque

Deux méthodes sont utilisées pour le dimensionnement de systèmes de pompage photovoltaïque : une méthode analytique et une méthode graphique. Ces méthodes permettent de dimensionner une installation de pompage photovoltaïque pour satisfaire les besoins en eau d'une consommation bien déterminée.

3.6.1 Méthode analytique

Une fois connus le volume journalier Q [m^3 /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 est calculée par l'expression suivante [20] :

La puissance fournie par le générateur PV dans les conditions standards de mesure CSM, (éclairage de [$1000w/m^2$] et la température $25^\circ C$).

$$P_c = \eta_g \cdot A \cdot G \quad (3.6)$$

Avec :

P_c : La puissance de sortie du générateur (w) sous CSM (puissance crête).

η_g : Le rendement du générateur à la température de référence ($25^\circ C$).

A : La surface active du générateur (m^2).

G : L'éclairement dans les conditions CSM.

L'énergie électrique journalière est donnée par l'équation :

$$E_e = \eta_{PV} \cdot A \cdot G_d(\beta) \quad (3.7)$$

Où :

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

$G_d(\beta)$: L'irradiation moyenne journalière incidente sur le plan des modules à l'inclinaison β [$kwh/m^2/j$].

Le rendement η_{PV} est calculé par la formule suivante :

$$\eta_{PV} = F_m [1 - \gamma(T - T_r)] \eta_g \quad (3.8)$$

Où :

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

γ : Coefficient de température des cellules. γ prend des valeurs entre 0,004 et 0.005 /°C pour des modules au silicium mono et poly cristallin, et entre 0,001 et 0,002 pour des modules au silicium amorphe.

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

Calcul de la puissance, en watts crêtes, que doit avoir le champ.

En substituant les équations (3.5), (3.7) et (3.8) dans (3.6), nous obtenons la puissance crête du générateur :

$$P_c = \frac{G}{F_m [1 - \gamma(T - T_r)] G_d(\beta)} \cdot \frac{E_h}{\eta_{MP} \times \eta_{Ond}} \quad (3.9)$$

3.6.2 Méthode graphique

Le calcul de la puissance du générateur photovoltaïque peut être effectuée de deux manières : soit par des expressions analytiques comme celle donnée si haut, ou bien en utilisant les abaques de rendement des pompes fournis par le constructeur qui donne en fonction de l'irradiation globale la puissance nécessaire développée P_c par les panneaux pour faire fonctionner la pompe dans cette gamme de débit, et de HMT. Ces dernières sont assez pratiques (voir Figure 3.5) et résument les performances des différents pompes en fonction des conditions de leur utilisation [21].

Les abaques :

Ce sont des graphiques à lecture directe facilitant les calculs numériques. Graphiques servant à déterminer spontanément des résultats obtenus par des calculs dans un système de lignes prédéfinies et préparées d'avance. Les abaques s'exploitent par une lecture directe sans avoir à effectuer de tracés complémentaires en lisant directement les données se situant à l'intersection des droites correspondante par la lecture du point concourant en relation avec les besoins de l'intervenant.

Les constructeurs d'équipement élaborent de tels diagrammes sur la base des données calculées ou mesurées. Ce genre de graphes donne la configuration possible d'une électropompe. A titre d'exemple, la figure 3.6 montre les caractéristiques de l'électropompe SP14A-3 donnée par le constructeur GRANDFOS.

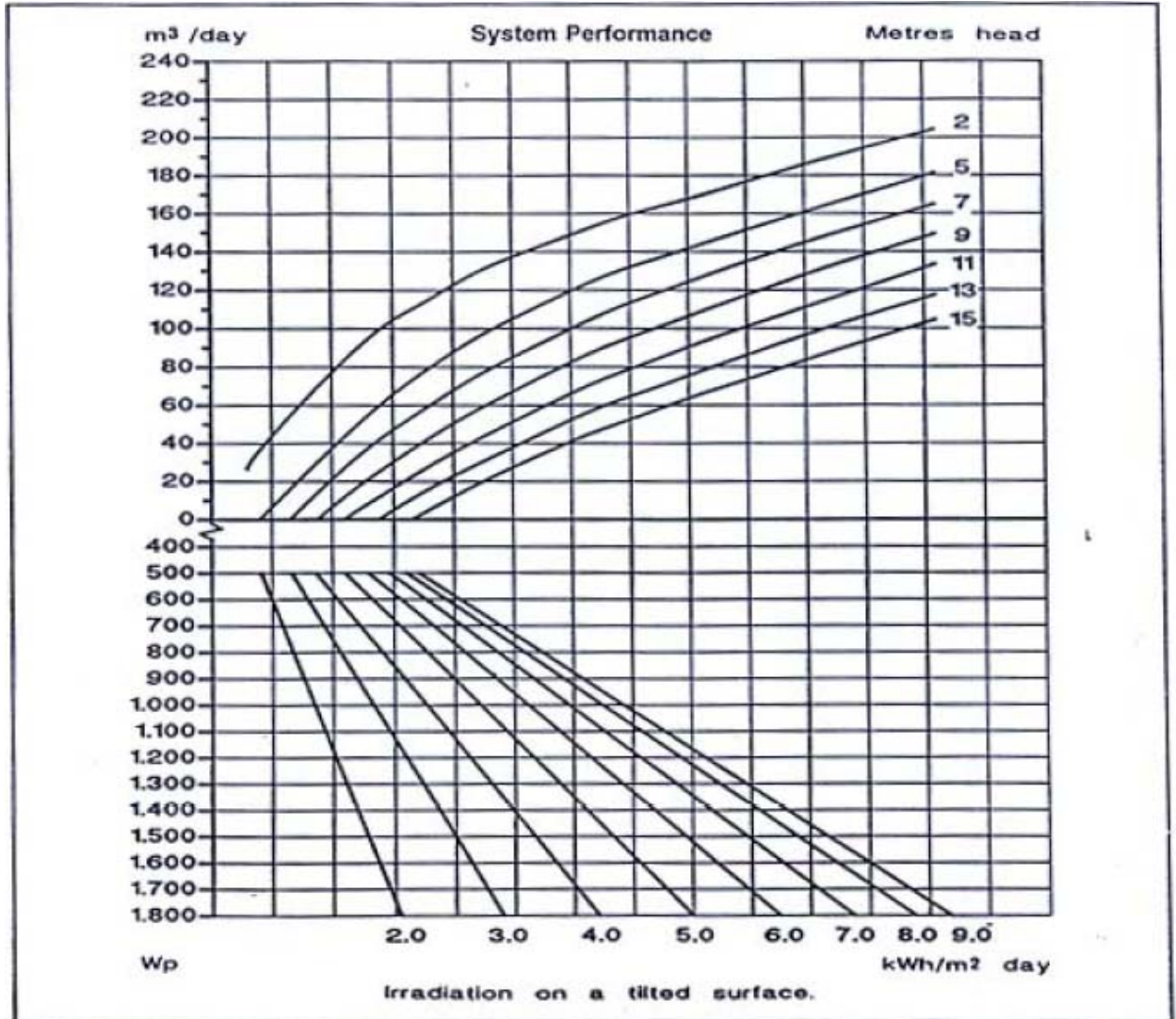


Figure 3.6 : Courbe typique des performances d'une pompe en conditions d'utilisation.

3.7 Dimensionnement de la pompe

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

- La hauteur manométrique totale H_{MT} .
- Le débit horaire Q_h .

$$Q_h = \frac{Q[m^3/jour]}{h} \quad (3.10)$$

h : est le nombre heures d'ensoleillement maximal à $[1000w/m^2]$

3.8 Dimensionnement des stations de pompage solaire

Pour définir la puissance utile au fonctionnement de la pompe développée par les panneaux solaires, les données minimums sont :

- ✚ La situation géographique pour déterminer l'irradiation solaire globale.
- ✚ Le débit pour déterminer les besoins journaliers en eau durant la période de besoin maximal.
- ✚ La hauteur manométrique totale pour mesurer le niveau statique, le rabattement maximal, la hauteur du réservoir et les pertes de charge dues à la tuyauterie.

On procèdera comme suit :

1. Définir l'irradiation globale journalière mensuelle en $[wh/m^2/j]$ par rapport à la latitude de la zone de travail.
2. Choisir une pompe en fonction du débit et de la hauteur manométrique totale, (utiliser les abaques de rendement des pompes fournis par le constructeur).
3. Choisir l'onduleur adapté à la pompe (tension et puissance).
4. Déterminer la puissance crête P_c nécessaire au fonctionnement de la pompe par la méthode analytique ou graphique.
5. Choisir le type de panneau solaire (définir leur puissance nominale P_n)
6. Déterminer le nombre de panneaux par la relation P_c/P_n
7. Vérifier la tension nominale pour le fonctionnement de l'onduleur (selon les modèles).
8. Déterminer le nombre de module série / parallèle (la forme de connexion).

3.9 Conclusion

Dans ce chapitre, deux techniques de pompage PV ont été présentées : pompage au fil de soleil et pompage avec batterie. Nous avons montré l'intérêt du pompage dit « au fil du soleil ». Nous avons également pu conclure que les systèmes de pompage photovoltaïque les plus courants, selon l'état de l'art actuel, sont constitués d'une pompe centrifuge menue d'un moteur à induction triphasé. Le moteur est alimenté par un générateur photovoltaïque sans batteries, via un onduleur triphasé à fréquence variable conçu spécifiquement pour cette application. Nous avons aussi donné les définitions importantes et nécessaires pour la compréhension de l'étude pratique présentée au chapitre suivant.

Chapitre 4 : Application d'un système de pompage PV sur le site de Ouargla

4.1 Introduction

Dans la partie précédente de ce travail, nous avons bien détaillé l'étude et le dimensionnement du système de pompage photovoltaïque. Il est alors intéressant d'appliquer les techniques étudiées sur un site réel pour valider la méthode choisie et d'en tirer des conclusions.

Pour cette étude pratique, nous avons choisi la vallée de la wilaya de Ouargla. Ouargla est une ville au sud-est Algérien. Elle est caractérisée par **un climat saharien, une énergie d'ensoleillement** de plus de 5 kWh/m² par jour et des ressources importantes d'**eau souterraine** [1].

Dans ce chapitre, nous étudions le dimensionnement d'un système de pompage PV fonctionnant par la méthode dite « au fil de soleil ». Le stockage de l'eau est réalisé par le biais d'un réservoir afin d'irriguer une surface d'un hectare de palmiers. Pour effectuer et présenter les calculs, nous avons utilisé Microsoft Excel.

4.2 Situation géographique

La vallée de Ouargla comprend plusieurs municipalités. Les communes de la wilaya sont :

Ouargla, Rouissat, Aïn Beïda, Sidi Khouiled et N'Goussa. Ouargla est la plus importante agglomération. Elle comprend également, Rouissat et Aïn Beïda pour former une seule unité urbaine. Sidi Khouiled est situé à l'est de Ouargla. N'Goussa étant la plus éloignée puisqu'elle se trouve à plus de 22 km au nord de l'agglomération sur la route W202.

La cuvette de Ouargla est située dans le prolongement de l'exutoire naturel du grand bassin versant du Sahara septentrional. Elle est limitée par l'Atlas Saharien au nord, le plateau de Tademaït au sud et les ergs oriental et occidental par l'est et l'ouest. La vallée de Ouargla, objet de l'étude, s'étend sur une superficie d'environ 100 000 hectares. Elle est orientée sud-ouest/nord-est sur une longueur d'environ 55 km. La ville est située à une altitude d'environ 141 mètres [22].

4.3 Milieu physique

4.3.1 Climatologie

La région de Ouargla est caractérisée par un climat de type saharien avec des températures élevées, une faible pluviométrie et une forte évaporation.

4.3.1.1 Pluviométrie

Les précipitations moyennes annuelles sont de 43 mm. Janvier est le mois le plus pluvieux avec 9 mm. Le mois d'août est le plus sec de l'année avec moins de 1 mm (figure 4.1).

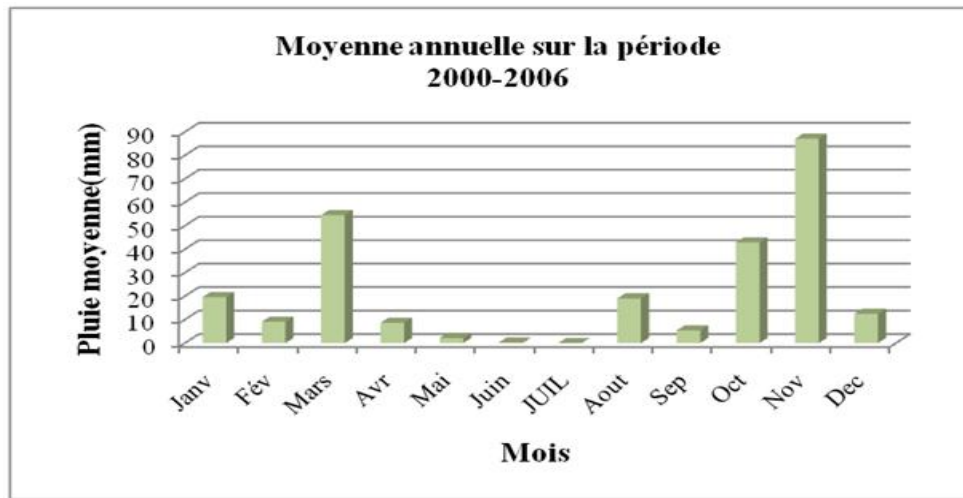


Figure 4.1 : Répartition mensuelle des pluies à Ouargla

4.3.1.2 Températures

Les températures sont de type saharien. La moyenne mensuelle du mois le plus chaud est de 36°C (mois de juillet). Janvier est le mois le plus froid avec une température moyenne de 11.4°C (figure 4.2).

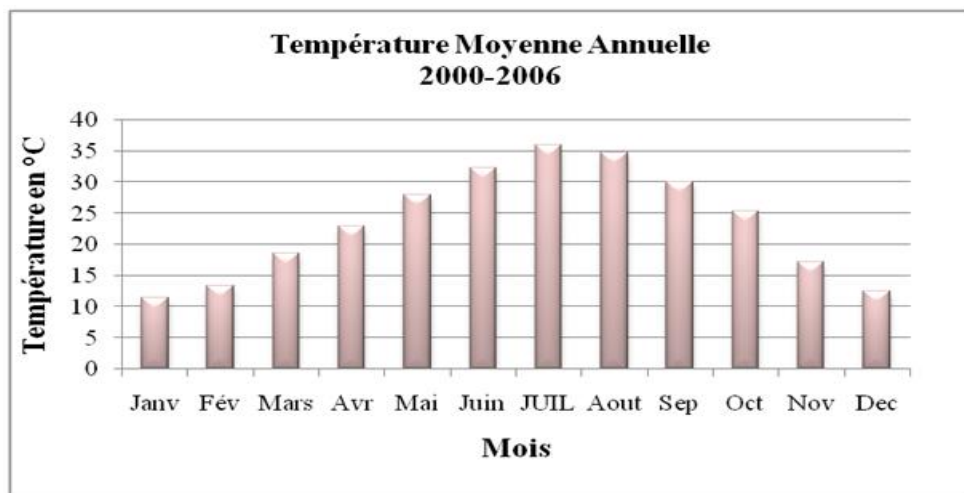


Figure 4.2 : Température moyenne mensuelle à Ouargla.

4.3.1.3 Evapotranspiration

L'évaporation est très élevée sur la vallée de Ouargla. En effet, elle est de 110 mm en moyenne sur le mois de janvier et de 350 mm sur le mois de juillet, soit une valeur moyenne annuelle de d'environ 2100 mm. (Figure 4.3).

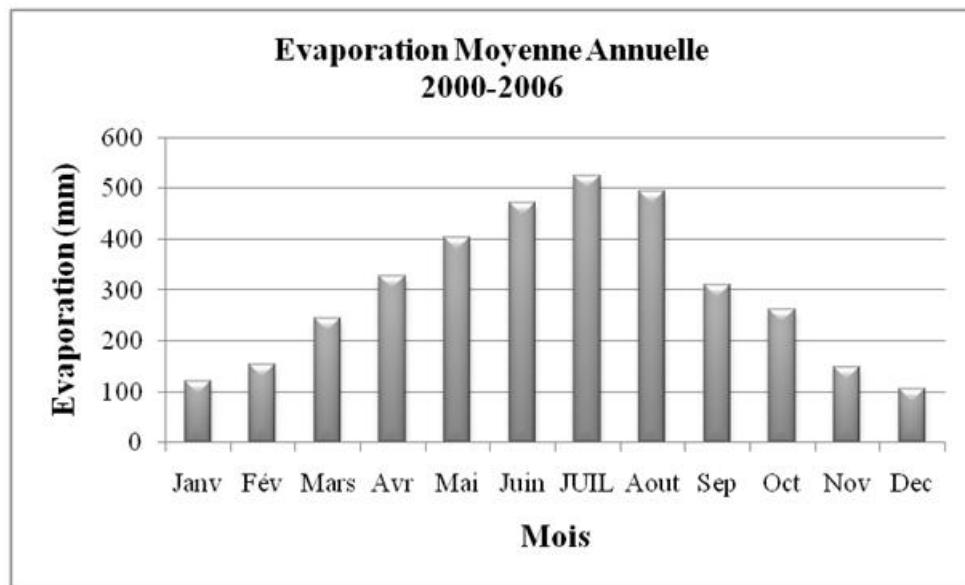


Figure 4.3 : Evaporation mensuelle moyenne à Ouargla

4.3.1.4 Vents

Les vents ont une vitesse moyenne de 3,6 m/s (tableau 4.1). Cette vitesse est plus élevée pendant l'été (juin, juillet et août) avec plus de 4.2 m/s. Elle est cependant moins élevée durant les mois d'hiver avec une vitesse moyenne de 2,9 m/s. La direction dominante des vents est Sud-Nord.

| Mois | Jan | Fév. | Mar | Avril | Mai | Jun | Juil. | Aout | Sep | Oct. | Nov. | Déc. |
|------------------|-----|------|-----|-------|-----|-----|-------|------|-----|------|------|------|
| <i>Vent(m/s)</i> | 2,8 | 3,3 | 3,8 | 4,6 | 4,9 | 4,4 | 4,4 | 3,9 | 3,1 | 3,2 | 2,6 | 2,7 |

Tableau 4.1 : Vitesse moyenne mensuelle des vents à Ouargla.

4.3.2 Ressources en eaux souterraines

Dans le sous-sol de la vallée de Ouargla, il existe trois grands ensembles aquifères qui, du haut vers le bas, sont : La **nappe phréatique**, le **Complexe Terminal** et le **Continental Intercalaire** dite aussi nappe de l'Albien fortement artésienne [22,23].

4.3.2.1 La nappe phréatique

Le niveau de la nappe phréatique est souvent proche de la surface ; parfois moins de 1 mètre. Elle se trouve généralement entre 1 et 2 m du sol, mais elle peut dépasser 18 m au sud de Ouargla. La qualité des eaux de cette nappe est très dégradée. La conductivité est très forte. Elle augmente en allant du sud vers le nord.

4.3.2.2 Le Complexe Terminal

Le Complexe Terminal comprend trois aquifères qui sont (du haut vers le bas) :

1. La nappe du Mio-Pliocène :

Cette nappe est contenue dans les sables grossiers atteints vers 30 à 160 m de profondeur par les puits artésiens jaillissants qui autrefois irriguaient les palmeraies de Ouargla. L'exploitation de cette nappe du mio-pliocène est réalisée par le creusement de nombreux puits artésiens depuis le 19^{ème} siècle (1883). Cette nappe est actuellement utilisée pour l'alimentation en eau potable de la ville de Ouargla.

2. La nappe du Sénonien :

La nappe artésienne du Sénonien est exploitée dans les calcaires entre 140 et 200 m de profondeur. C'est la nappe du Sénonien qui est exploitée au forage de Hassi Khefif au nord de la ville et de la Sebkhia Safioune à 400 mètres de profondeur. Le résidu sec varie entre 2,5 et 3,6 g/l. Plusieurs forages dont la plupart sont captant dans le complexe terminal assurent une production annuelle de 50 millions de m³ d'eau pour l'alimentation domestique et agricole.

3. La nappe du Turonien :

4.3.2.3 Continental Intercalaire CI :

La nappe du Continental Intercalaire couvre une superficie de 800 000 Km². Elle est l'une des plus grandes réserves souterraines au monde. Dans la région de Ouargla, le toit de la nappe est situé à -850 mètres (par rapport au niveau 0). Actuellement, deux forages sont implantés dans le CI pour assurer l'alimentation en eau potable de quelques zones à Ouargla.

4.4 Recensement des forages (1950-2003)

Le tableau ci-dessous nous donne une idée sur l'évolution des forages dans la vallée de Ouargla depuis 1950. Il est clairement visible que les forages sont majoritairement sur la nappe Mio-pliocène à cause de sa profondeur moins importante et à la qualité de l'eau qu'elle contient.

| Nombres des forages | Nappe capté | Profondeur (m) | | Débit (L/s) | |
|---------------------|--------------------------|----------------|-----|-------------|-----|
| | | Min | Max | Min | Max |
| 297 | Mio-pliocène | 32 | 131 | 2.18 | 50 |
| 59 | Sénonien | 140 | 400 | 9.45 | 33 |
| 02 | Continental intercalaire | 900 | | 25 | |

Tableau 4.2 : Recensement des forages à Ouargla entre 1950 et 2003.

4.5 Activités agricoles

La production de dattes constitue l'activité agricole principale de la population de Ouargla. Jusqu'en 1925, la production reste en autoconsommation, mais c'est à partir de cette date, que les exploitants commencent à exporter les dattes de qualité en profitant de l'amélioration des conditions de transports automobiles entre le sud et le nord.

En 1949, il y avait 680 000 palmiers dont 320 000 en production qui variait de 60 000 à 75 000 quintaux annuelle. A partir des années 60, l'agriculture a été partiellement délaissée pour les activités pétrolières et administratives liées au développement de la ville. Actuellement, les agriculteurs à Ouargla exercent souvent une double activité. Les difficultés d'exploitation de la palmeraie, à cause du niveau élevé de la nappe phréatique combiné à l'existence d'autres revenus familiaux, ont entraîné un délaissement et un mauvais entretien des palmiers. Il faut, cependant, noter que dans le cadre des subventions accordées au développement agricole dans les provinces du sud, de nouvelles palmeraies sont en cours d'implantation au nord-est de l'agglomération de Ouargla. Ces nouvelles exploitations s'étendent sur plusieurs dizaines d'hectares [22].

4.6 Système de pompage solaire

Nous avons bien signalé dans les paragraphes ci-dessus, que l'implantation des palmiers représente l'activité agricole principale de la population de Ouargla. Le besoin d'eau est bien évidemment très fort. En plus, la vallée de Ouargla se trouve en plein sud avec une valeur d'ensoleillement assez élevée. Pour ces raisons, nous avons choisi l'étude d'un système de pompage appliqué à l'irrigation d'un hectare de palmiers dans cette région. Le système est caractérisé par les trois valeurs suivantes :

- le volume journalier d'eau à pomper ;
- le rayonnement solaire journalier reçu par le générateur ;
- la hauteur manométrique total de pompage.

4.6.1 Estimation des besoins en eau

Les besoins d'eau pour l'irrigation dépendent du type de culture, de la méthode d'irrigation et des facteurs météorologiques (la température, l'humidité, la vitesse du vent, l'évapotranspiration du sol, et la saison de l'année en question). Cependant, la pratique et l'expérience locale restent toujours très indispensables pour une évaluation correcte des besoins. Les besoins d'eau des palmiers pour la région de Ouargla sont donnés dans le tableau suivant [24] :

| Période | L'Evert | | | Le printemps | | | L'été | | | L'automne | | |
|-------------------------|---------|-----|------|--------------|-------|-----|-------|-------|------|-----------|------|------|
| Mois | Déc. | Jan | Fév. | Mar | Avril | Mai | Jun | Juil. | Aout | Sep | Oct. | Nov. |
| Volume d'eau(m^3/j) | 13 | 10 | 22 | 36 | 49 | 62 | 67 | 66 | 64 | 50 | 35 | 18 |

Tableau 4.3 : Les besoins journaliers moyens mensuels en eau des palmiers / hectare

4.6.2 Rayonnement solaire

Le tableau ci-après donne les valeurs de rayonnement global journalier calculées sur la moyenne mensuelle pour des rayons incidents sur un plan incliné d'un angle optimal saisonnier sur le site de Ouargla.

| Période | L'hiver | | | Le printemps | | | L'été | | | L'automne | | |
|--------------------------|---------|------|------|--------------|-------|------|-------|-------|------|-----------|------|------|
| Mois | Déc. | Jan | Fév. | Mar | Avril | Mai | Jun | Juil. | Aout | Sep | Oct. | Nov. |
| $\bar{H}_{ro}[wh/m^2/j]$ | 5157 | 6245 | 6431 | 5835 | 6531 | 6398 | 7037 | 7164 | 6717 | 5851 | 5969 | 5933 |

Tableau 4.4 : Les valeurs globales de l'irradiation journalière mensuelle pour une inclinaison optimale

Vu l'emplacement spécifique de la vallée de Ouargla par rapport au mouvement du soleil, l'orientation des modules PV est plein sud avec une inclinaison optimale par rapport au plan horizontal.

4.6.3 Hauteur manométrique totale

Pour notre station de pompage, nous avons choisi une hauteur manométrique totale de 45 m. Elle correspond à la nappe du Mio-Pliocène qui est utilisée depuis 1883 pour l'irrigation des palmiers.

4.7 Dimensionnement de la station de pompage

Le dimensionnement du système de pompage PV concerne : le calcul de la puissance crête du générateur photovoltaïque, le choix de la pompe et le choix de l'onduleur répondants au service requis dans les conditions de référence. Ce dimensionnement prend en considération les deux conditions suivantes [25] :

- Choisir les besoins journaliers en eau durant la période de besoin maximal.
- Choisir le mois où l'ensoleillement maximal est le plus faible.

Pour notre exemple, le débit journalier maximal requis est de $67 (m^3/j)$ pendant le mois de juin et l'énergie d'ensoleillement la plus faible pour la saison d'été est égale à $6704 [wh/m^2/j]$ pendant le mois d'août.

Pour dimensionner la station de pompage, nous suivons les étapes suivantes :

4.7.1 Choix de la pompe

Nous choisissons la pompe en fonction du débit et de la hauteur manométrique totale [20].

- Débit horaire :

Il est calculé par la formule suivante :

$$Q_h = \frac{Q[m^3/jour]}{h} \quad (4.1)$$

Avec h : le nombre d'heures d'ensoleillement maximal;

Dans notre cas, nous prenons :

$$\begin{cases} h = 6.7 \text{ heures} \\ Q = 67 [\text{m}^3/\text{jour}] \end{cases}$$

Par conséquent, le débit horaire est le suivant :

$$Q_h = 10 \text{ m}^3/\text{h} \quad (4.2)$$

- Rappelons que la hauteur manométrique total est de 45 m.

Pour notre étude, le choix de la motopompe utilisée est porté sur une gamme de pompes immergées proposées par le constructeur PANELLI. Cette gamme est constituée de pompes de dimensions différentes ; chaque type de pompe est disponible avec un nombre de roues variables afin d'obtenir le point de fonctionnement requis. Les types des pompes sont donnés dans le tableau 4.4 [26].

| Type de pompe | Puissance (kW) | Rendement(%) | Débit (m3/h) | Hauteur(m) |
|-------------------|----------------|--------------|--------------|------------|
| 95 PR15N/7 | 0.37 | 60 | 2.5 | 38 |
| 95 PR15N/10 | 0.55 | 60 | 3.33 | 48 |
| 95 PR15N/13 | 0.75 | 60 | 5 | 42 |
| 95 PR15N/18 | 1.5 | 60 | 9 | 32 |
| 95 PR12N/9 | 2.2 | 60 | 10.5 | 45 |
| 95 PR12N/12 | 3 | 60 | 12 | 55 |
| 95 PR12N/16 | 4 | 60 | 13.5 | 68 |
| 95 PR12N/22 | 5.5 | 60 | 15 | 82 |
| 95 PR12N/29 | 7.5 | 60 | 18 | 71 |

Tableau 4.5 : Caractéristiques électriques d'une gamme de pompes PANELLI.

Selon nos besoins, d'une part, un débit horaire de $10 \text{ m}^3/\text{h}$, et une hauteur manométrique totale de 45 m, d'autre part, la motopompe adéquate sera alors la pompe 95PR12N/9. La figure ci-après illustre ses caractéristiques techniques.

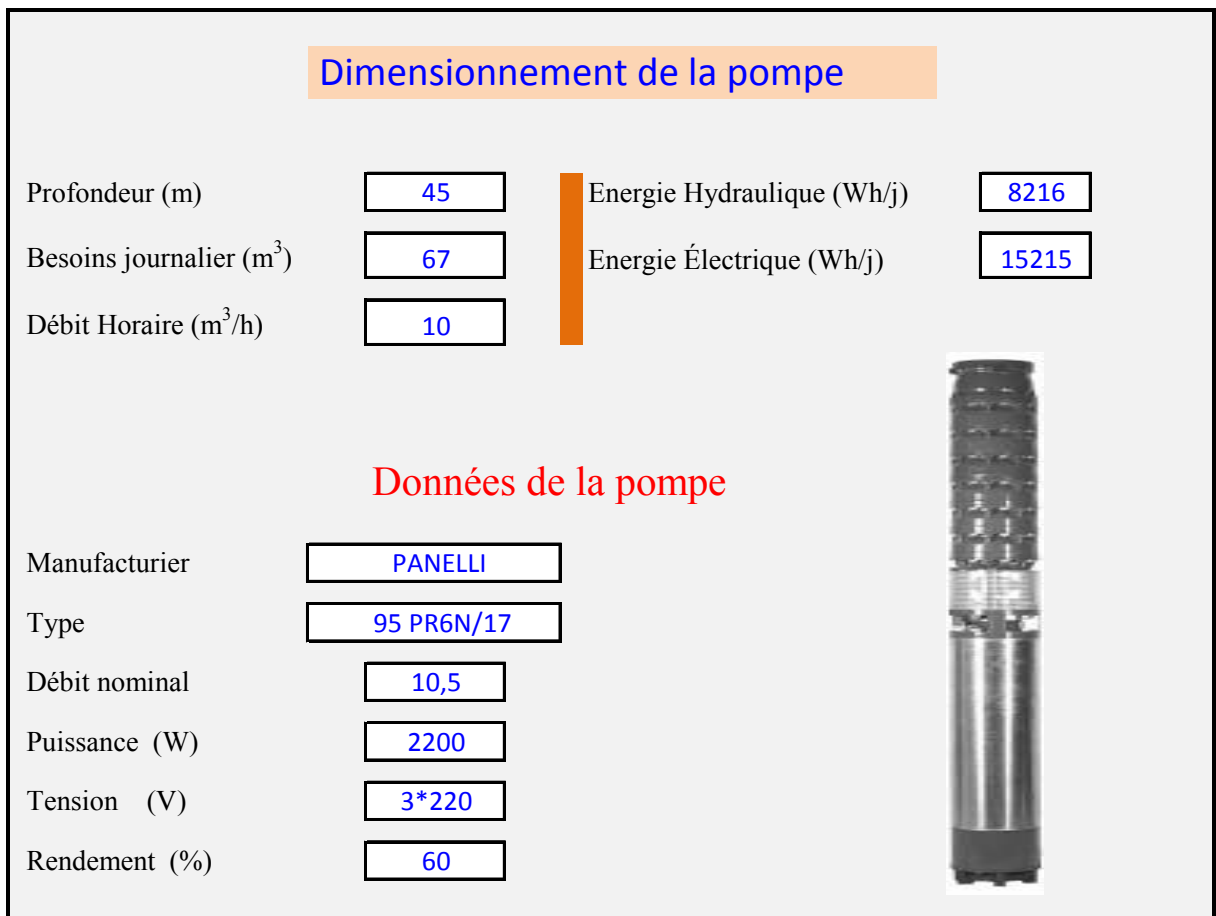


Figure 4.4 : Caractéristiques électriques de la pompe 95PR12N/9.

4.7.2 La capacité du réservoir

Rappelons que la technique de pompage choisi pour notre cas est le pompage dit « au fil de soleil ». Le stockage de l'eau est effectué dans un réservoir. La capacité de ce dernier est calculée pour répondre au besoin d'eau pendant les jours d'autonomie. Celui-ci varie d'un à plusieurs jours. Pour notre exemple, la capacité de stockage est calculée pour assurer deux jours d'autonomie.

4.7.3 Le convertisseur DC/AC (onduleur)

Il a pour rôle, la conversion du courant continu produit par les panneaux en courant alternatif identique à celui du réseau. Il est donc indispensable pour l'alimentation des charges à courant alternatif. Le choix de l'onduleur dépend des caractéristiques électriques de la pompe alimentée (puissance, tension). Pour le besoins de notre étude, le convertisseur choisit est présenté dans le tableau suivant [27] :

| Type D'onduleur | Puissance.MAX (Watts) | Tension de d'entrée(V) | Tension Sortie(V) | Fréquence (Hertz) |
|-----------------|-----------------------|------------------------|-------------------|-------------------|
| Solardrive 4000 | 4000 | 240 | 3*220 | 0 :65 |

Tableau 4.6 : Caractéristiques électriques de l'onduleur.

4.7.4 Taille du générateur PV

Selon la puissance demandée par le groupe moteur-pompe et l'irradiation journalière incidente sur le plan du générateur, la puissance nominale que doit fournir le générateur PV est calculée par l'expression suivante [20] :

$$P_c = \frac{G}{F_m [1 - \gamma(T - T_r)] G_d(\beta)} \cdot \frac{E_h}{\eta_{MP} \times \eta_{Ond}} \quad (4.3)$$

Où η_{MP} , η_{Ond} , sont respectivement, les rendements du groupe motopompe, de l'onduleur et F_m le facteur de couplage.

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.

4.7.4.1 Nombres de modules

Le nombre total de modules (N_M) constituant le générateur PV est calculé par la formule suivante :

$$N_M = \frac{P_C}{P_M} \quad (4.4)$$

Avec :

P_C : La puissance crête du générateur.

P_M : La puissance du module PV.

4.7.4.2 Nombre de modules en série

Pour trouver la tension convenable à l'alimentation d'une charge donnée par la mise en série de plusieurs modules PV, le nombre de ces modules est calculé par l'expression suivante :

$$N_{MS} = \frac{V_{Ch}}{V_M} \quad (4.5)$$

Avec :

V_{Ch} : La tension nominale de la charge (l'onduleur).

V_M : La tension nominale du module.

4.7.4.3 Nombre de modules en parallèle

La mise en parallèle de modules donne l'intensité nécessaire à la charge. Le nombre de branches est calculé par l'équation suivante :

$$N_{MP} = \frac{N_M}{N_{MS}} \quad (4.6)$$

Correction de la puissance crête :

Dans la plus part des cas, les nombres de modules (en séries et/ou en parallèles) calculés ne sont pas des entiers ; il faut donc les arrondir pour trouver la nouvelle puissance corrigée.

Le schéma ci-dessous explique les démarches à suivre pour la détermination de la taille du générateur PV.

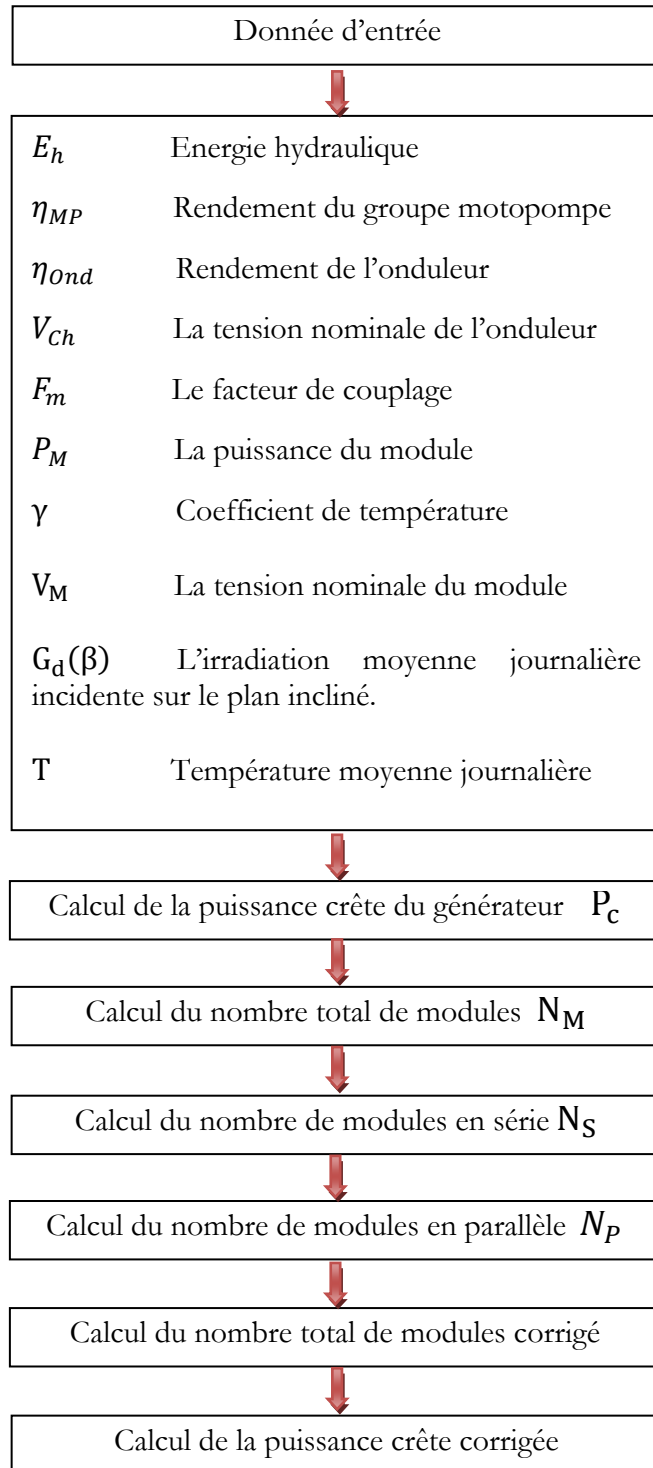


Figure 4.6: Les étapes du calcul de la taille du générateur.

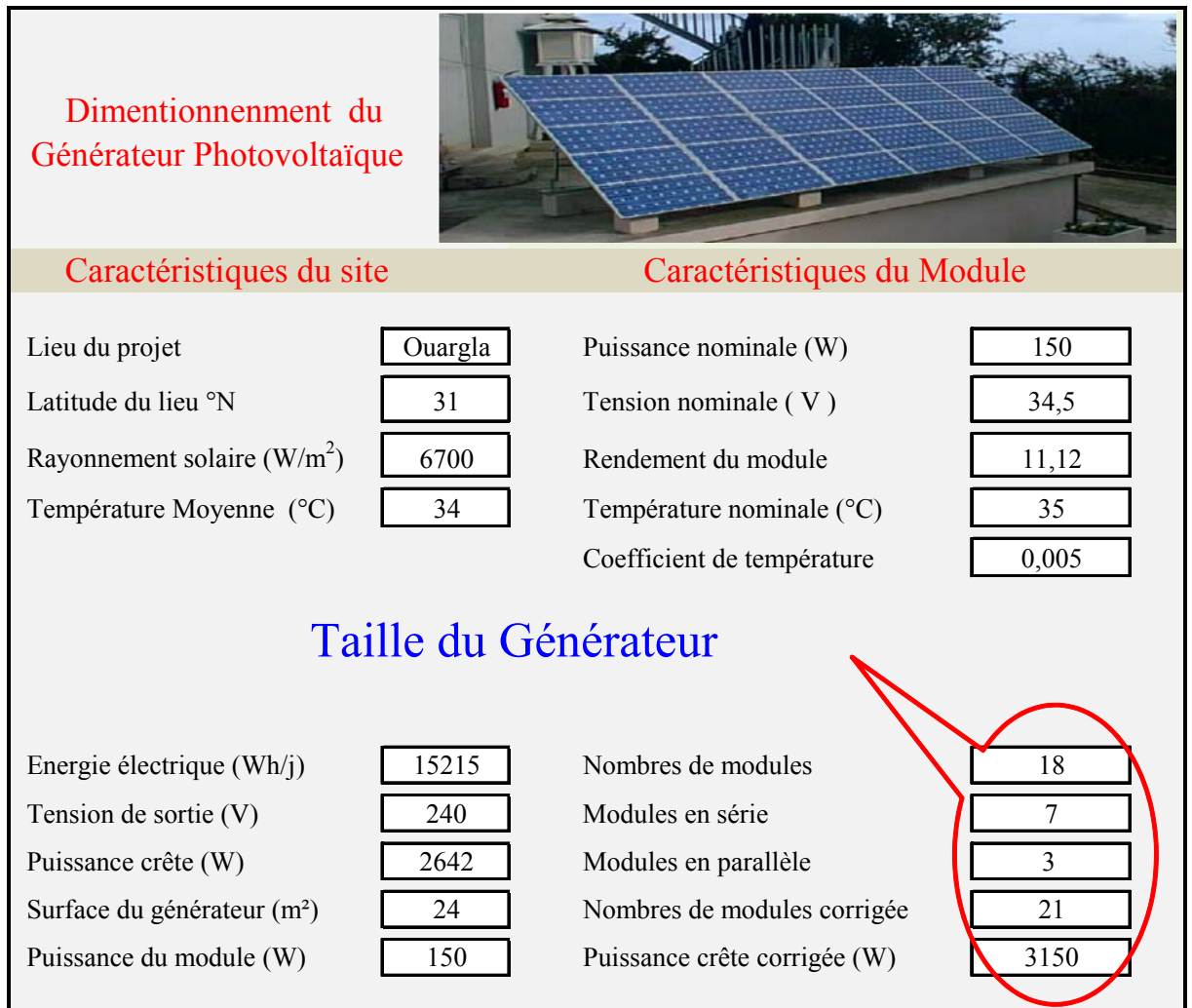


Figure 4.7 : Schéma du calcul de la taille du générateur.

Comme nous pouvons constater à partir l'écran ci-dessus, en se basant sur la connaissance des conditions spécifiques du site (système de pompage), de l'énergie consommée et des caractéristiques des modules PV choisis, nous calculons la taille du générateur photovoltaïque destiné à l'irrigation de la surface concernée (un hectare du palmier à Ouargla pour notre exemple).

N.B. : Pour effectuer ce calcul, nous avons utilisé Microsoft Excel. Nous aurons pu aussi utiliser des logiciels conçus spécialement pour ce besoin [28].

4.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats d'une étude qui a conduit au dimensionnement d'une installation de pompage photovoltaïque pour irriguer un hectare de palmiers située sur la vallée de Ouargla. Nous avons présenté les différents éléments de ce système photovoltaïque qui sont : un générateur photovoltaïque, une électropompe et un onduleur. Selon l'étude, le générateur photovoltaïque adéquat est constitué de 21 modules photovoltaïques en silicium poly cristallin d'une puissance crête de $150 W_C$ chacun. Ainsi, la puissance crête du générateur PV est de $3150 W_C$.

Il est cependant important de signaler que, souvent, le calcul de la taille du générateur comporte un certain degré d'incertitude. Cette incertitude est principalement due à deux raisons essentielles : la première est liée au caractère aléatoire du rayonnement solaire qui est souvent peu connu. La deuxième est liée à l'estimation difficile des besoins d'eau demandés. Il est ainsi conseillé de prendre des précautions quant au choix du type de pompe et de la taille du générateur.

Chapitre 5 : Etude Economique Comparative Photovoltaïque / Electrogène

5.1 Introduction

Le choix d'un système énergétique doit respecter certaines règles. Le système énergétique proposé doit démontrer au préalable sa compétitivité vis-à-vis d'autres systèmes pour le même service rendu. Sa crédibilité doit reposer sur des bases économiques et techniques. Dans ce chapitre nous analysons la faisabilité et la rentabilité économique d'une station de pompage alimentée par énergie solaire photovoltaïque, laquelle est comparée avec une autre installation présentant les mêmes caractéristiques et fonctionnant à l'aide d'un groupe électrogène. La méthode adoptée se base sur la détermination du coût global actualisé du mètre cube (m^3) d'eau en fonction du débit journalier, de la hauteur manométrique totale (Hmt) et de l'ensoleillement du site d'installation. De cette analyse, découlera le choix sur l'investissement à considérer car, l'analyse des coûts et de la rentabilité est un préalable incontournable avant toute décision d'investissement de système ou d'équipements énergétiques, que ce soit en énergie solaire photovoltaïque ou en énergie conventionnelle (diesel ou autres). L'objectif de notre étude consiste à évaluer les coûts représentatifs d'un système de pompage photovoltaïque installé dans la région de Ouargla, cette étude aboutira à une estimation du coût du mètre cube d'eau pompée par notre système de pompage photovoltaïque.

5.2 Etude économique comparative Photovoltaïque-Electrogène

Dans la partie suivante de ce chapitre, nous étudierons et analyserons les deux techniques de pompage séparément (pompage photovoltaïque – pompage par groupe électrogène). Le premier est basé sur un système d'énergie solaire photovoltaïque. Le deuxième est, par contre, conventionnel et utilisé plus fréquemment dans les régions sahariennes. Nous concluons sur la base d'une présentation comparative des résultats.

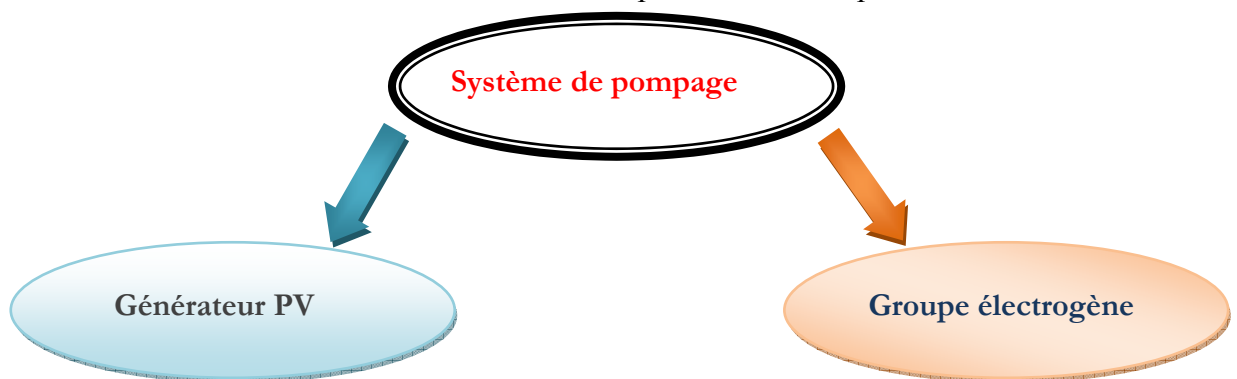


Figure 5.1 : Les deux sources énergétiques utilisées pour le pompage d'eau.

Concrètement, pour comparer les deux techniques, nous comparerons **le coût global actualisé du m³ d'eau pompé**. La troisième partie de ce chapitre sera justement consacrée à une présentation comparative entre les deux techniques avec une application numérique directe en utilisant l'exemple expérimental du chapitre précédent. Vous allez remarquer aussi que pour mieux comprendre les coûts de chaque technique de pompage, nous avons présenté un exemple applicatif à la fin de chaque étude séparée (parties 2.1 et 2.2 de ce chapitre).

5.2.1 Systèmes de pompage photovoltaïque

Rappelons que l'architecture d'un système de pompage est souvent composée de [21]:

- Générateur photovoltaïque,
- L'électronique de commande et de contrôle,
- Groupe électropompe.
- Partie hydraulique (forage, réservoirs,..)
- Les accessoires

Comme nous l'avons bien expliqué dans le chapitre précédent, l'utilisation de la technique de pompage dite « au fil du soleil » est la plus utilisée.

5.2.1.1 Analyse économique des systèmes de pompage photovoltaïque

En général, le calcul des coûts de la production d'électricité par l'énergie solaire photovoltaïque obéit aux mêmes règles que les solutions classiques. Nous étudierons séparément les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et les coûts d'entretien et de maintenance.

Pour évaluer le coût global actualisé du m³ d'eau pompé, il est nécessaire d'avoir certaines données, à savoir [29] :

- La durée de vie de chaque composant,
- Le coût ou l'investissement initial,
- Les coûts de maintenance annuels relatifs au système photovoltaïque,
- Les coûts de remplacements des différents sous-systèmes.

Nous remarquons que parmi les données ci-dessus, quelques unes sont connues, les autres sont estimées.

5.2.1.2 Méthode du calcul

Du point de vue de l'investisseur, les coûts actualisés du système de pompage permettent de comparer les coûts entre différentes options. Son importance est liée au fait que certaines options nécessitent de gros investissements de départ et des frais d'exploitation et de maintenance relativement faibles, alors que d'autres présentent la situation inverse. Dans ces conditions, une analyse des coûts devra inclure le coût du financement du capital ainsi que la valeur actualisée des coûts d'exploitation, d'entretien et de remplacement sur la durée de vie prévue du système de pompage. Cette analyse s'appelle le calcul des coûts sur la durée de vie (life cycle cost) [17].

5.2.1.3 Calcul de l'investissement initial total

L'investissement initial permet à l'utilisateur de savoir quel est le prix qu'il va devoir payer lors de l'installation de son système. Le coût total I_{Tot} est calculé par l'expression suivante [30] :

$$I_{Tot} = C_{GPV} + C_{Ond} + C_{Mp} + C_{Res} + C_{For} + C_{Acc} \quad (5.1)$$

Sachant que :

- C_{GPV} : Le coût du générateur PV est calculé par:

$$C_{GPV} = P_M * N_M \quad (5.2)$$

Avec :

- P_M : Prix du module
- N_M : Nombre de modules
- C_{Ond} , C_{Mp} , C_{Res} , C_{For} , C_{Acc} sont respectivement coût de l'onduleur, motopompe, réservoir, forage et accessoires.

5.2.1.4 Calcul des coûts sur la durée de vie

Nous utilisons la méthode dite le calcul des coûts sur la durée de vie (life cycle cost). Le coût global annuel de la valeur actualisée est calculé par l'expression suivante:

$$C_{GA} = A_{Tot} + E_{Tot} \quad (5.3)$$

Avec :

A_{Tot} : L'amortissement total.

E_{Tot} : L'entretien et la maintenance totale.

5.2.1.5 Calcul de l'amortissement total

Pour calculer le coût de l'énergie en tenant compte de l'amortissement sur le temps, on prend en compte dans nos calculs, la durée de vie des composants ainsi que les profits réalisés sur toute la durée active du système [30,31].

L'amortissement annuel total du système A_{Tot} est donné par la formule :

$$A_{Tot} = A_{GPV} + A_{Ond} + A_{Mp} + A_{Res} + A_{For} + A_{Acc} \quad (5.4)$$

Pour chaque composant, l'amortissement est calculé de la façon suivante :

✓ Amortissement du générateur :

$$A_{GPV} = C_{GPV}/N_1 \quad (5.5)$$

✓ Amortissement de l'onduleur :

$$A_{Ond} = C_{Ond}/N_2 \quad (5.6)$$

✓ Amortissement du groupe motopompe :

$$A_{Mp} = C_{Mp}/N_3 \quad (5.7)$$

✓ Amortissement du réservoir :

$$A_{Res} = C_{Res}/N_4 \quad (5.8)$$

✓ Amortissement du forage :

$$A_{For} = C_{For}/N_5 \quad (5.9)$$

✓ Amortissement des accessoires :

$$A_{Acc} = C_{Acc}/N_6 \quad (5.10)$$

Nous remarquons que l'amortissement de chaque composant est de la forme :

$$A = C/N \quad (5.11)$$

Avec : C : le coût de l'investissement initial de chaque composant, N : Durée de vie active du composant.

On note que les hypothèses retenues, relatives à la durée de vie pour chacun des éléments du système, sont données ci-après [17,30]:

| Equipements | Générateur PV | Electropompe | Onduleur | forage | Réservoir | Accessoires |
|-------------------|---------------|--------------|----------|--------|-----------|-------------|
| Durée de vie (an) | 20 | 7 | 7 | 20 | 20 | 20 |

Tableau 5.1 : Les estimations des durées de vie des composants

Pour mieux récapituler la procédure de calcul des coûts de l'investissement et de l'amortissement du système PV, l'organigramme de figure 5.2. Montre les étapes à suivre :

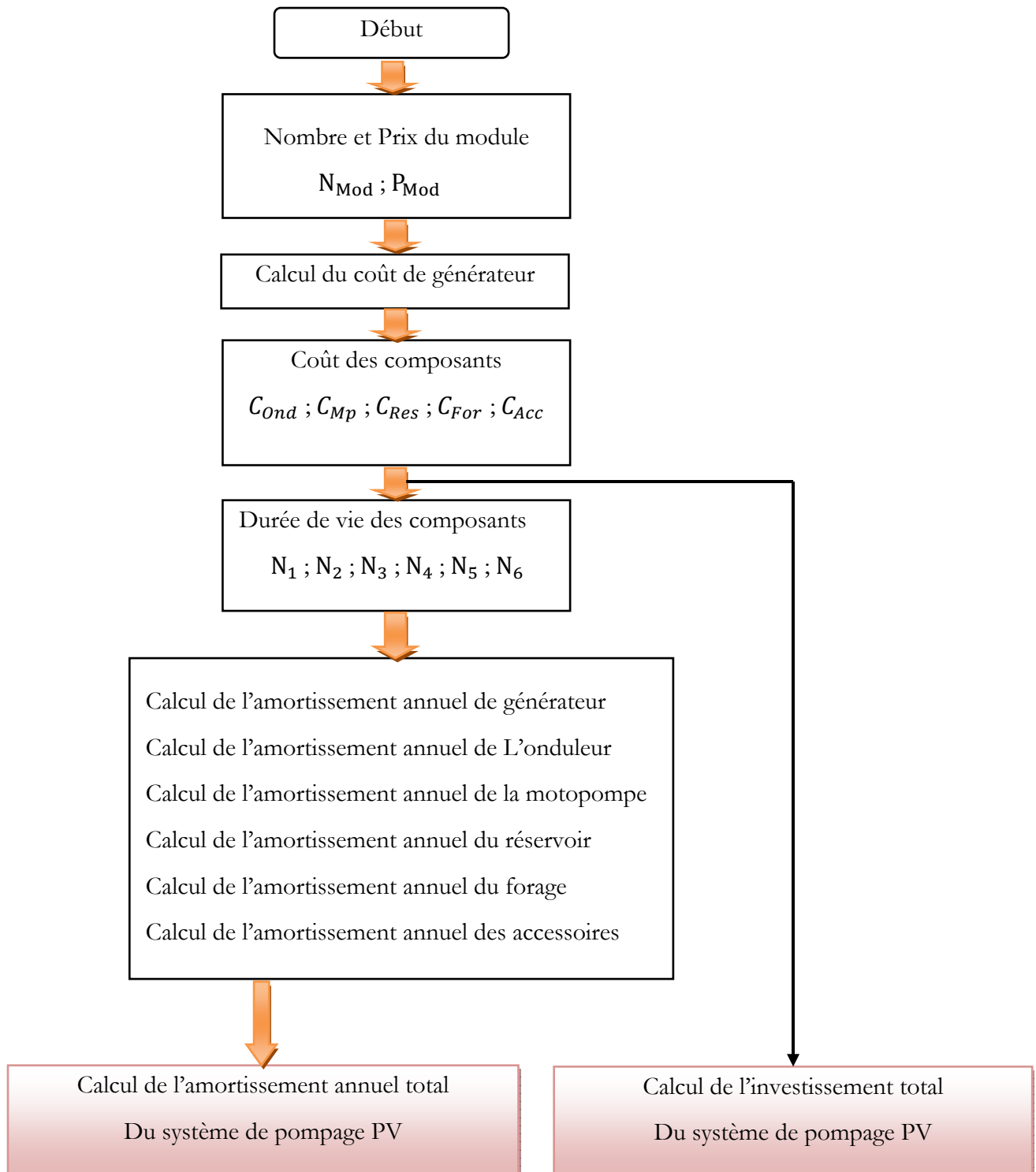


Figure 5.2 : Organigramme du calcul de l'investissement et de l'amortissement du système PV.

Exemple d'application :

L'écran de la figure 5.3 présente un exemple de calcul de coût total de l'investissement et de l'amortissement annuel d'un système de pompage PV, en utilisant une application (feuille Excel) que nous avons réalisé par la procédure détaillées ci-dessus.

| Système de pompage photovoltaïque | | | | | |
|--|-----------------|-----------------------------|----------------|--------------------|----------------|
| Investissement et Amortissement de l'installation PV | | | Invest (DA) | Durée de vie (ANS) | Amort (DA) |
| Besoins (m ³ /J) | <u>67</u> | Générateur | <u>1890000</u> | <u>20</u> | <u>94500</u> |
| Besoins annuels (m ³ /An) | <u>24455</u> | Onduleur | <u>120000</u> | <u>7</u> | <u>17142,9</u> |
| | | Electropompe | <u>100000</u> | <u>7</u> | <u>14286</u> |
| | | forage | <u>350000</u> | <u>20</u> | <u>17500</u> |
| | | Réservoir | <u>300000</u> | <u>20</u> | <u>15000</u> |
| Prix de module | <u>90000</u> DA | Accessoires | <u>80000</u> | <u>20</u> | <u>4000</u> |
| Nbre de module | <u>21</u> | | | | |
| | | Investissement Total | <u>2840000</u> | Amor total | <u>162429</u> |

Figure 5.3 : Calcul de l'investissement et de l'amortissement total de système PV.

L'exemple particulier montré dans la figure 5.3 représente les résultats en utilisant les mêmes données utilisées au chapitre précédent.

On remarque que pour un besoin journalier d'eau demandée, on détermine le nombre de modules photovoltaïques nécessaires au système de pompage. En utilisant la procédure ci-dessus et en se basant sur l'investissement et la durée de vie de chaque composant, on obtient le coût total de l'investissement du système et le coût total annuel de l'amortissement.

5.2.1.6 Calcul de l'entretien et de la maintenance annuel total

Malgré la fiabilité des pompes solaires, il est indispensable de veiller à leur bon fonctionnement par un entretien périodique. Dans la mesure où les hypothèses de départ peuvent être différentes, le coût de l'entretien est très difficile à évaluer dans le temps. Pour calculer un coût moyen annuel, l'approche la plus raisonnable est basée sur une expérience vécue sur le terrain qui, aussi théorique qu'elle soit, donnerait un ordre de grandeur réaliste [31].

Le calcul du coût d'entretien total annuel du système est donné par l'expression :

$$E_{Tot} = E_{GPV} + E_{Ond} + E_{Mp} + E_{Res} + E_{For} + E_{Acc} \quad (5.12)$$

Sachant que le coût de l'entretien de chaque composant est calculé comme suit :

- ✓ Le coût de l'entretien du générateur :

$$E_{GPV} = C_{GPV} * Rt_1 \quad (5.13)$$

- ✓ Le coût de l'entretien de l'onduleur :

$$E_{Ond} = C_{Ond} * Rt_2 \quad (5.14)$$

- ✓ Le coût de l'entretien t du groupe motopompe :

$$E_{Mp} = C_{Mp} * Rt_3 \quad (5.15)$$

- ✓ Le coût de l'entretien du réservoir :

$$E_{Res} = C_{Res} * Rt_4 \quad (5.16)$$

- ✓ Le coût de l'entretien du forage :

$$E_{For} = C_{For} * Rt_5 \quad (5.17)$$

- ✓ Le coût de l'entretien des accessoires :

$$E_{Acc} = C_{Acc} * Rt_6 \quad (5.18)$$

$Rt_1, Rt_2, Rt_3, Rt_4, Rt_5, Rt_6$ Sont les coefficients d'estimations du coût de l'entretien par rapport à l'investissement initial des composants.

Là aussi, pour mieux récapituler la procédure de calcul des coûts de l'entretien annuel total du système de pompage PV, l'organigramme de figure 5.4. Montre les étapes à suivre :

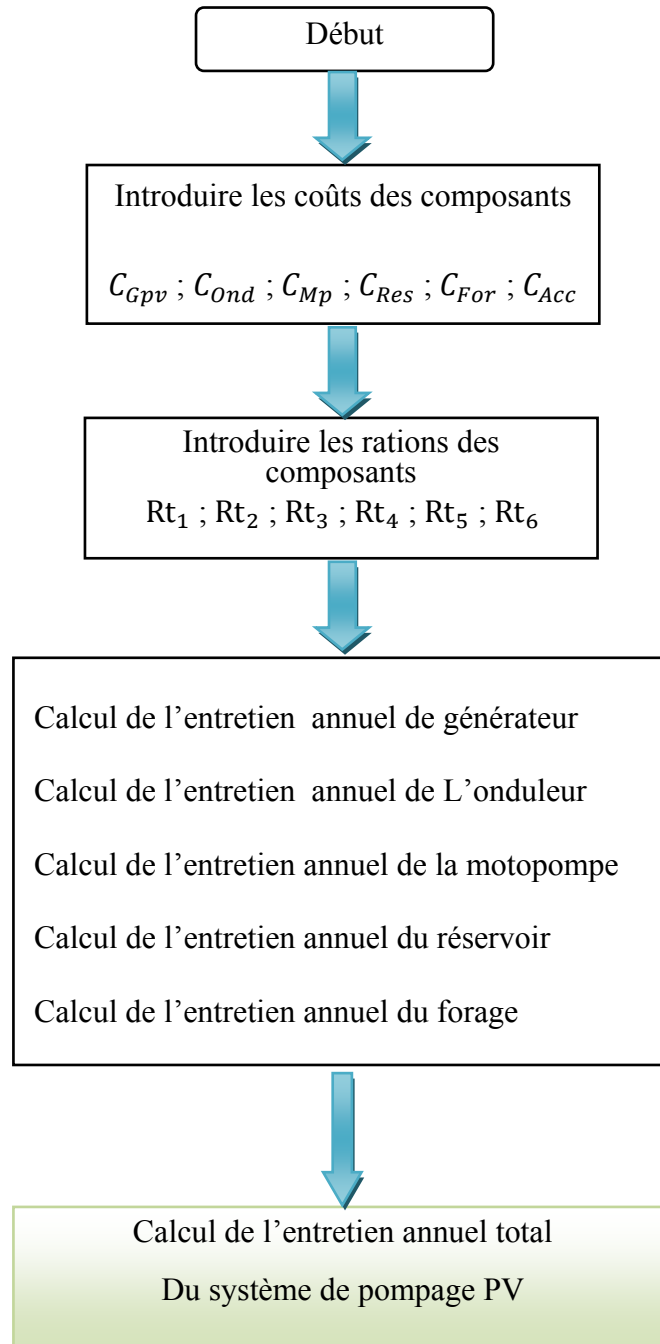


Figure 5.4: Organigramme du calcul d'entretien annuel total du système PV

Exemple d'application :

De la même façon que dans le cas de la figure 5.3 (coût total de l'investissement et de l'amortissement annuel), nous utilisons une application (feuille Excel) que nous avons réalisée en utilisant la procédure ci-dessus pour calculer le coût de l'investissement et de l'entretien annuel total du système de pompage PV.

| Système de pompage photovoltaïque | | | | | | |
|--|-------|---------------------|-----------------------------|-----------|-------------------------------|-------|
| Investissement et Entretien de l'installation PV | | | Invest (DA) | Ratio (%) | Coût /An (DA) | |
| Besoins (m ³ /J) | 67 | Générateur | 1890000 | 2 | 37800 | |
| Besoins annuels (m ³ /An) | 24455 | Onduleur | 120000 | 5 | 6000 | |
| | | Electropompe | 100000 | 2 | 2000 | |
| | | forage | 350000 | 2 | 7000 | |
| | | Réservoir | 300000 | 1 | 3000 | |
| Prix de module | 90000 | DA | Accessoires | 80000 | 2 | 1600 |
| Nbre de module | 21 | | Investissement Total | 2840000 | Coût total D'entretien | 57400 |

Figure 5.5 : Calcul de l'investissement et de l'entretien total de système PV.

L'exemple particulier montré dans la figure 5.5 représente les résultats en utilisant les mêmes données utilisées au chapitre précédent.

De même, on remarque que pour un besoin journalier d'eau demandée, on détermine le nombre de modules photovoltaïques nécessaires au système de pompage. En utilisant la procédure ci-dessus et en se basant sur les estimations entrant dans l'évaluation de l'entretien et de la maintenance de chaque composant, on obtient le coût total annuel de l'entretien et de maintenance du système de pompage.

Remarque importante :

Il est très important de signaler que pour réaliser l'étude économique comparative des coûts, nous avons pris en compte les prix moyens du matériel disponible chez quelques fournisseurs Algériens. Pour mieux comprendre la répartition des coûts entre les différents composants du système, le diagramme de la figure 5.6, illustre les pourcentages des coûts des différents éléments. Nous remarquons que le coût le plus important correspond au générateur PV lui-même.

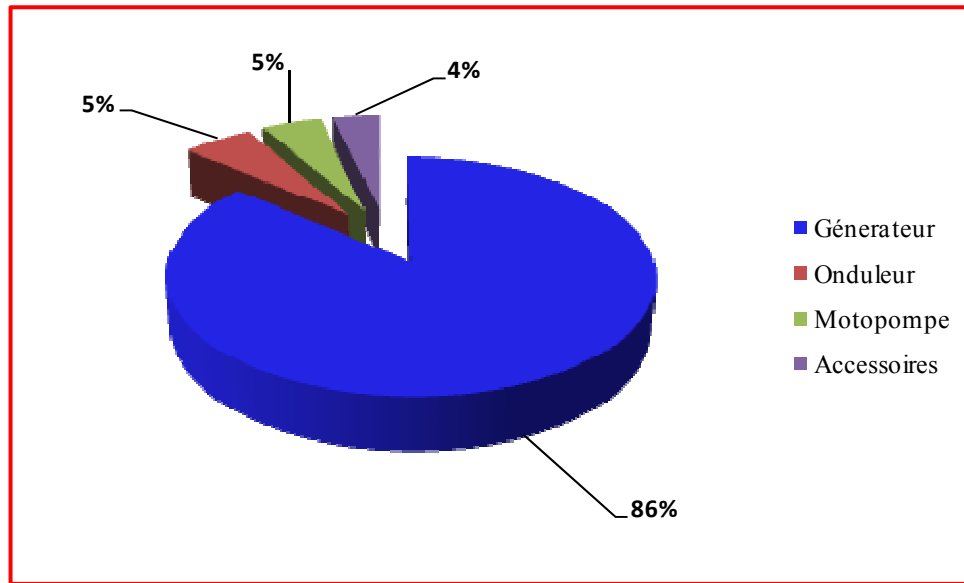


Figure 5.6 : Répartition des coûts entre les différents composants du système PV.

5.2.2 Systèmes de pompage par groupe électrogène

Pour la même station de pompage nous alimentons la motopompe par un groupe électrogène.

Le nouveau système est composé par :

- Le groupe électrogène
- Le groupe électropompe
- La partie hydraulique (forage, réservoirs,..)
- Les accessoires

Le groupe électrogène est choisi sur la base des caractéristiques du groupe électropompe. La puissance P du groupe électrogène est calculée par la formule suivante :

$$P = \frac{E_h}{\eta_{MP} * t_p} \quad (5.19)$$

Avec

E_h : L'énergie hydraulique (donné par le constructeur)

η_{MP} : Le rendement du groupe motopompe (donné par le constructeur)

t_p : Le temps nécessaire du pompage par jour

5.2.2.1 Calcul de l'investissement initial total

De la même manière que pour le système de pompage solaire, à partir du moment où les composants du système sont choisis, le coût total de l'investissement est calculé comme suit :

$$I_{Tot} = C_{GE} + C_{Mp} + C_{Res} + C_{For} + C_{Acc} \quad (5.20)$$

Sachant que :

C_{GE} : Coût du Groupe Electrogène.

C_{Ond} , C_{Mp} , C_{Res} , C_{For} , C_{Acc} : Sont respectivement coût de l'onduleur, motopompe, réservoir, forage et accessoires.

5.2.2.2 Calcul de L'amortissement total

Nous utilisons la même méthode (dite le calcul des coûts sur la durée de vie) pour calculer l'amortissement annuel total du système par la formule :

$$A_{Tot} = A_{GE} + A_{Mp} + A_{Res} + A_{For} + A_{Acc} \quad (5.21)$$

Sachant que pour chaque composant, l'amortissement est calculé comme suit :

- ✓ Amortissement du groupe électrogène :

$$A_{GE} = C_{GE}/N_1 \quad (5.22)$$

- ✓ Amortissement du groupe électropompe :

$$A_{Mp} = C_{Mp}/N_2 \quad (5.23)$$

- ✓ Amortissement du réservoir :

$$A_{Res} = C_{Res}/N_3 \quad (5.24)$$

- ✓ Amortissement du forage :

$$A_{For} = C_{For}/N_4 \quad (5.25)$$

- ✓ Amortissement des accessoires :

$$A_{Acc} = C_{Acc}/N_5 \quad (5.26)$$

Exemple d'application :

Dans notre exemple applicatif, suivant la puissance calculée par l'expression(5.19), nous allons utiliser le groupe électrogène dont les données techniques sont présentées dans l'annexe D [5].

L'écran de la figure 5.7 présente un exemple de calcul de coût total de l'investissement et de l'amortissement annuel d'un système de pompage par groupe électrogène, en utilisant une application (feuille Excel) que nous avons réalisé en utilisant la procédure détaillées ci-dessus.

| Investissement et Amortissement de l'installation | | Invest (DA) | Durée de vie (ANS) | Amort (DA) |
|---|--------------|--|--------------------|----------------------------------|
| Besoins (m ³ /J) | <u>67</u> | Groupe électrogène <u>200000</u> | <u>5</u> | <u>40000</u> |
| Besoins annuels (m ³ /An) | <u>24455</u> | Motopompe <u>100000</u> | <u>7</u> | <u>14285,7</u> |
| Energie hydraulique (Wh/j) | <u>8216</u> | forage <u>350000</u> | <u>20</u> | <u>17500</u> |
| Rendement de motopompe en % | <u>60</u> | Réservoir <u>300000</u> | <u>20</u> | <u>15000</u> |
| Puissance de groupe diesel (kVA) | <u>5</u> | Accessoires <u>80000</u> | <u>20</u> | <u>4000</u> |
| | | Investissement Total <u>1030000</u> | | Amor total <u>90785,7</u> |

Figure 5.7 : Calcul de l'investissement et de l'amortissement total du système de pompage par groupe électrogène.

L'exemple particulier montré dans la figure 5.7 représente les résultats en utilisant les mêmes données utilisées dans le cas du pompage PV.

On remarque que pour un besoin journalier d'eau demandée, on détermine la puissance nécessaire du groupe électrogène. En utilisant la procédure ci-dessus et en se basant sur l'investissement et la durée de vie de chaque composant, on obtient le coût total de l'investissement du système et le **coût total** annuel de l'amortissement.

5.2.2.3 Calcul de L’entretien et de la maintenance annuel total

L’évaluation du coût annuel de l’entretien et de la maintenance $C_{e/m}$ du groupe électrogène est déterminée par l’expression suivante [32] :

$$C_{e/m} = 5\% * C_{GE} * NH + X * C_{Tran} + C_{divl} \tag{5.27}$$

C_{GE} : Coût du Groupe Electrogène.

NH : Nombre d’heures de fonctionnement du groupe électrogène.

X : La distance séparant le site d’installation à la vile.

C_{Tran} : Le coût de transport par Km.

C_{divl} : Le coût de prise en charge.

Pour les autres composants, le calcul du coût annuel de l’entretien et de la maintenance est réalisé par la même manière utilisée dans le cas précédent du système de pompage par énergie solaire PV.

| Système de pompage par groupe electrogène | | | | | |
|---|-------|-----------------------------|-------------|-------------------------------|--------------|
| Investissement et Entretien de l'installation | | | Invest (DA) | Ratio (%) | Coût/An (DA) |
| Besoins (m ³ /J) | 67 | Groupe electrogène | 200000 | 5 | 50000 |
| Besoins annuels (m ³ /An) | 24455 | Motopompe | 100000 | 2 | 2000 |
| Energie hydraulique (Wh/j) | 8216 | forage | 350000 | 2 | 7000 |
| Rendement de motopompe en % | 60 | Réservoir | 300000 | 1 | 3000 |
| Puissance de groupe diesel (kVA) | 5 | Accessoires | 80000 | 2 | 1600 |
| | | Investissement Total | 1030000 | Coût/total D'entretien | 63600 |

Figure 5.8 : Calcul de l’investissement et de l’entretien total du système de pompage par groupe électrogène.

L'exemple particulier montré dans la figure 5.8 représente les résultats en utilisant les mêmes données utilisées dans le cas du pompage PV.

On remarque que pour un besoin journalier d'eau demandée, on détermine la puissance du groupe électrogène nécessaire au système de pompage. En utilisant la procédure ci-dessus et en se basant sur les estimations entrant dans l'évaluation de l'entretien et de la maintenance (ou les rations sont indiqués dans les cases apparentes pour l'utilisateur qui pourra en cas de besoins apporter des correctifs en fonction de son environnement et de ses moyens) de chaque composant, on obtient le coût totale annuel de l'entretien et de maintenance du système de pompage.

5.2.2.4 Calcul de l'exploitation annuel total

Le coût d'exploitation du groupe électrogène est évalué sur la base des données relatives à la plaque des caractéristiques électriques ainsi que la consommation en carburant et en lubrifiant du groupe électrogène. On calcule le coût d'exploitation annuel total $C_{d/l}$ par la formule [31] :

$$C_{d/l} = C_d + C_l \quad (5.28)$$

C_d : Coût du carburant (diesel)

C_l : Coût des lubrifiants

Sachant que, d'une part :

$$C_d = P * Cons/an + X * C_{Tran} \quad (5.29)$$

P : Prix de litre du carburant.

X : La distance séparant le site d'installation à la vile.

C_{Tran} : Le coût de transport par Km.

Et $Cons/an$ est la consommation annuelle calculée par :

$$Cons/an = Cons/j * 365 \quad (5.30)$$

Avec $Cons/j$ la consommation journalière.

$$Cons/j = Cons/h * NH \quad (5.31)$$

NH : Nombre d'heures de fonctionnement du groupe électrogène.

$Cons/h$: Consommation horaire (donnée constructeur)

D'autre part : Le coût des lubrifiants C_l

$$C_l = (P * Cons/an) * 20\% \tag{5.32}$$

P : Prix de litre du carburant.

L'écran de la figure 5.9 illustre Le coût annuel du carburant et lubrifiant, ainsi que Le coût d'exploitation total du groupe électrogène.

| Système de pompage par groupe electrogène | | | | | |
|---|--------------|----------------------------|-------------|---------------------------|---------------|
| Exploitation de l'installation | | | Invest (DA) | | Coût/An (DA) |
| Besoins (m ³ /J) | <u>67</u> | Cons/H | <u>2</u> | | |
| Besoins annuels (m ³ /An) | <u>24455</u> | Cons/j | <u>14</u> | Carburant | <u>91540</u> |
| Energie hydraulique (Wh/j) | <u>8216</u> | Cons/an | <u>5110</u> | | |
| Rendement de motopompe en % | <u>60</u> | Prix du litre du carburant | <u>14</u> | Lubrifiant | <u>14308</u> |
| Temps de pompage(H) | <u>7</u> | Distance | <u>100</u> | | |
| Puissance de groupe diesel | <u>5</u> | Coût du transport /KM | <u>50</u> | | |
| | | kVA | | Coût total D'exploitation | <u>105848</u> |

Figure 5.9 : Calcul du coût total d'exploitation du système de pompage par groupe électrogène.

5.3 Résultats comparatifs

Il est souvent et pratiquement très difficile de décider lequel des techniques de pompage d'eau, solaire photovoltaïque ou par groupe électrogène, est 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 **le coût global actualisé du m³ d'eau pompé C_{GA}(m³)**. Cette comparaison globale est souvent décisive sur l'acceptation ou le rejet du projet d'investissement.



Figure 5.10 : Calcul du coût de m³ d'eau pompé par les deux systèmes photovoltaïques/électrogène

Pour mieux comparer les résultats, la feuille de calcul Excel de la présentation 5.10 montre simultanément les coûts **globaux actualisés du m³ d'eau pompé** par les deux systèmes après 20 ans d'exploitation [29]. Sur la base de notre cas particulier, nous constatons que le pompage d'eau par énergie solaire photovoltaïque semble plus intéressant. En effet, en analysant l'évolution du coût d'exploitation selon le nombre d'année d'exploitation, nous remarquons clairement que le pompage par groupe électrogène est moins coûteux au début de l'exploitation et qu'au fur et à mesure que les années passent, l'investissement initial de la solution photovoltaïque devient rentable, tout en profitant des avantages de cette énergie propre. La comparaison de la figure 5.11 montre qu'après environ 10 ans d'exploitation, la solution de pompage par énergie photovoltaïque devienne moins coûteuse.

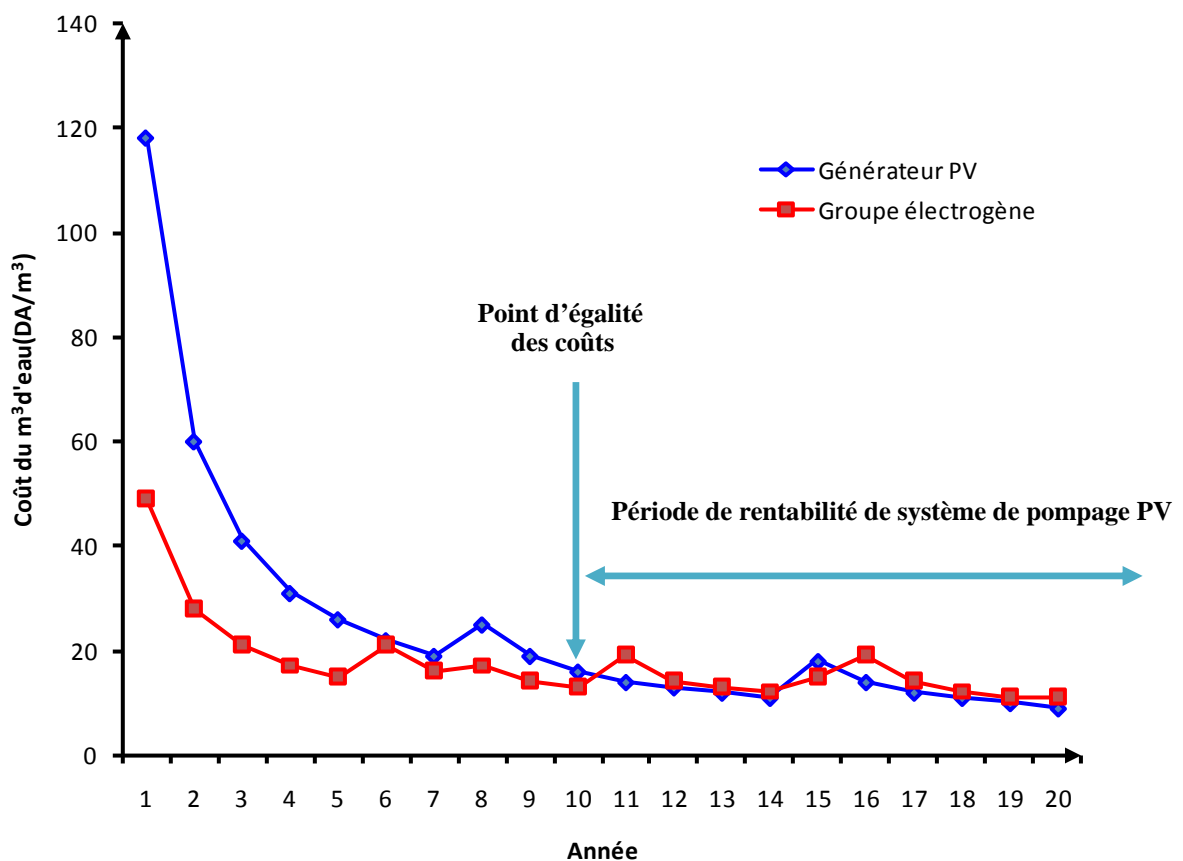


Figure 5.11 : Comparaison des coûts de m³ d'eau pompé par les deux systèmes photovoltaïque/électrogène en fonction du nombre d'année d'exploitation.

Le point « faible » de la solution de pompage par énergie photovoltaïque reste, comme le montre la figure 5.12, l'investissement initial. Nous avons bien montré ci-dessus qu'après un certain nombre d'année, cet investissement sera complètement amorti. D'autres indicateurs économiques nous font penser que le coût d'investissement initial des solutions photovoltaïques a tendance à diminuer dans le futur. Pour mieux imaginer la comparaison entre les deux systèmes, l'exemple de la figure 5.13, qui suppose une réduction des coûts des panneaux solaires (20 % environ), nous montrent que l'écart d'investissement initial devient moins important et que la rentabilité du système est obtenue beaucoup plus rapidement (après 6 ans environ).

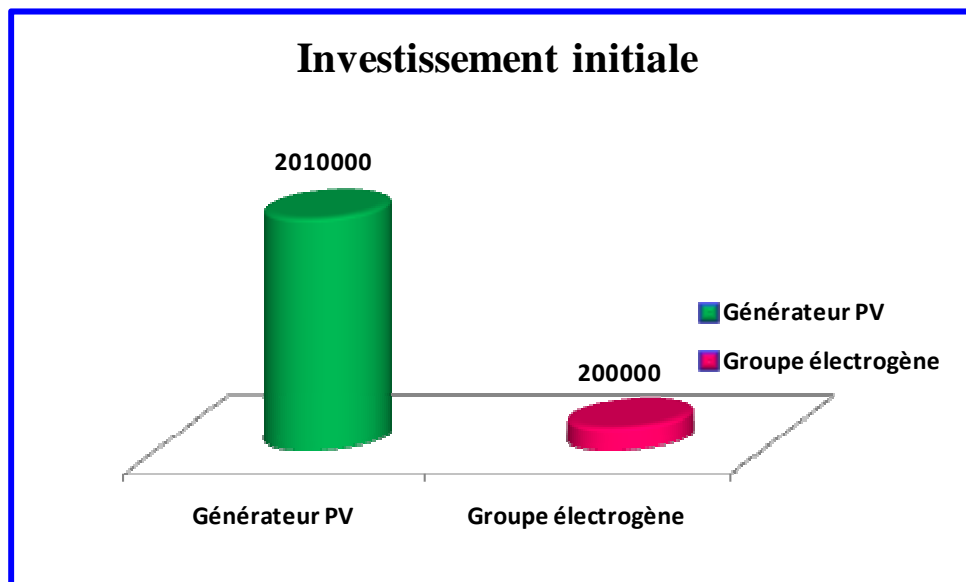


Figure 5.12 : Coûts d'investissement initial des deux systèmes.
photovoltaïque/électrogène

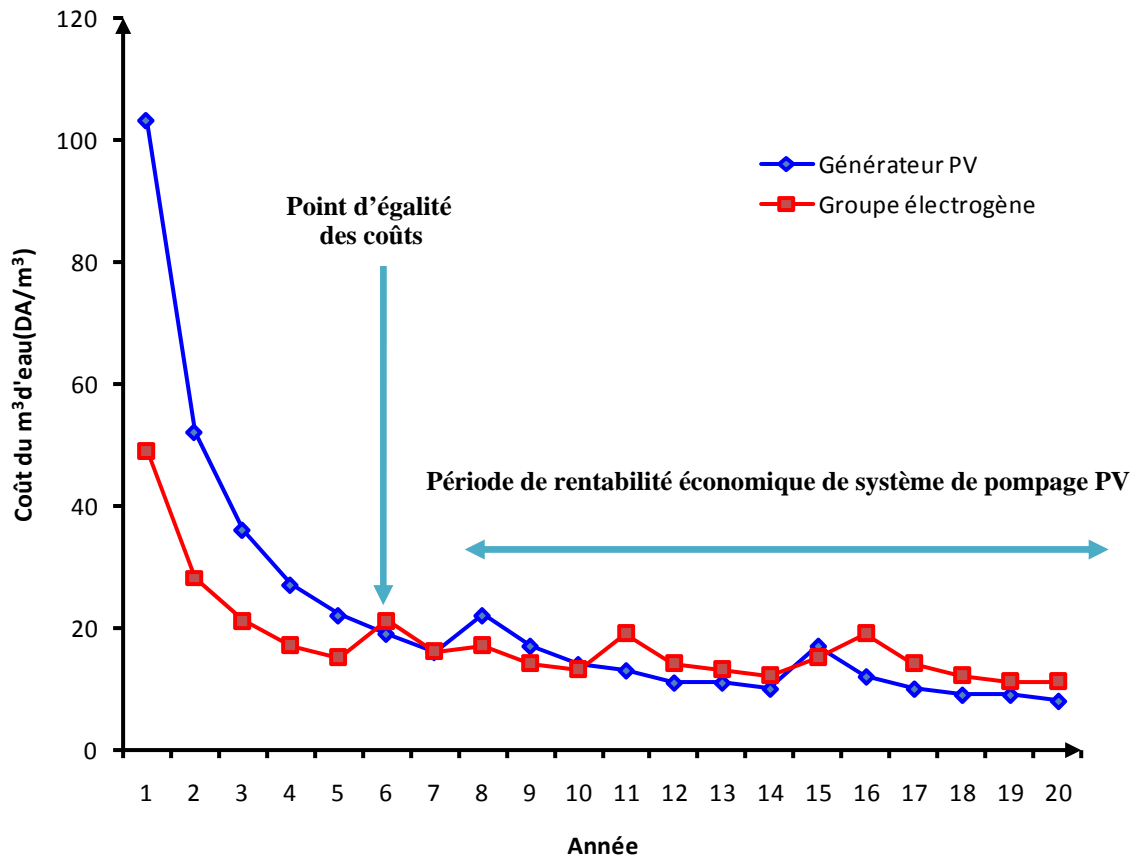


Figure 5.13 : Comparaison des coûts de m³ d'eau pompé par les deux systèmes photovoltaïque/électrogène (réduction de 20% du coût de panneau solaire)

5.4 Conclusion

Ce chapitre a été consacré à une étude économique comparative détaillée entre les deux techniques de pompage d'eau, pompage par énergie solaire photovoltaïque et pompage en utilisant des groupes électrogènes. Après une analyse approfondie de chaque technique, nous avons comparé les deux techniques de pompage par une étude comparative du coût global actualisé du m³ d'eau pompé.

Dans ce chapitre, nous avons bien compris que le coût du kWh produit par l'énergie solaire photovoltaïque est composé de plusieurs parties ; les frais d'amortissement et d'investissements présentent la part la plus importante. Les frais d'exploitation (combustibles) est bien évidemment nulle. Il reste, cependant, une partie faible ou moyenne pour les frais d'entretien (maintenance). Cette composition du coût (du kWh produit) est complètement différente dans le cas des combustibles fossiles (groupes électrogènes au

diesel) où les frais dus à l'amortissement de l'investissement sont faibles alors que les frais de combustible, d'exploitation et de maintenance sont prépondérants.

L'exemple applicatif que nous avons utilisé pour mieux comprendre le coût dans chaque technique, nous a appris que la technique de pompage par énergie solaire photovoltaïque semble être la moins coûteuse après 20 ans d'exploitation puisque, numériquement parlant, le m³ d'eau pompée coûtera 10 % de moins dans le cas de pompage par énergie solaire photovoltaïque. Le grand point faible pour la solution solaire reste le coût d'investissement initial et le nombre d'année avant rentabilité par rapport au pompage par groupe électrogène. Cela ne veut pas dire que la technique de pompage par groupe électrogène sera systématiquement la meilleure. En effet, notre étude et analyse doivent prendre en considérations d'autres facteurs importants lors d'un éventuel investissement. Un exemple parmi plusieurs, le calcul « numérique » présenté dans notre étude comparative ne prend pas en compte le coût de l'agent qui se charge quotidiennement de la mise en service et le suivi du groupe électrogène. Autre point important est que lors de notre analyse, nous avons fait des hypothèses relatives à certains paramètres pouvant varier dans différentes proportions :

- Prix variables en fonction de la qualité et quantité du matériel,
- Coûts des aménagements dépendant du type d'utilisation et des conditions locales,
- Choix du matériel conditionnant les performances,
- Prix du litre de gasoil et lubrifiant subventionnés d'une manière très importante par l'état.

Bien que le pompage d'eau par groupe électrogène soit intéressant au début, puisqu'il permet d'adapter la production aux besoins, ce système impose d'autres contraintes qui risquent de le rendre encore moins avantageux. On signale plus particulièrement :

- Un entretien périodique (Agent responsable),
- L'approvisionnement en carburant (moyens de transport),
- Le taux de panne élevé impliquant une maintenance périodique qui demande des techniciens spécialisés pouvant ne pas être facilement disponibles dans les cites isolées.
- Pollution de l'environnement, qui implique une taxe sur la pollution.

Certes, le pompage par énergie solaire photovoltaïque ne permet pas forcément d'adapter instantanément le débit en fonction des besoins, mais ce système présente plusieurs avantages en sa faveur, en particulier :

- Pas d'approvisionnement en carburant,
- Peu d'entretien régulier obligatoire,
- Faible coût de fonctionnement (limité à l'entretien et la réparation)

Enfin, Bien qu'il soit plus claire maintenant que ce n'est pas toujours facile de choisir laquelle des deux techniques de pompage d'eau est la meilleure, puisque le choix dépendra de plusieurs facteurs, il semble que l'avenir est pour l'énergie solaire photovoltaïque.

Conclusion générale

Ce travail a été consacré à une étude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque dans le site de Ouargla. On peut rapidement comprendre et justifier l'intéressement à l'énergie solaire pour pomper l'eau. D'abord, l'énergie solaire photovoltaïque est une énergie propre, silencieuse, disponible et gratuite. C'est d'ailleurs ce qui explique que son utilisation connaît une croissance significative dans le monde. D'autre part, la demande d'énergie électrique, essentiellement pour les besoins des zones rurales et les sites isolés, ne cessent d'augmenter, en particulier, les systèmes de pompage d'eau. Classiquement sur ce type de site, on utilise l'énergie conventionnelle par groupe électrogène. Mais cette énergie présente plusieurs contraintes, comme le transport du combustible et les entretiens périodiques pour les moteurs diesels.

En générale, la problématique posée lors de la conception d'un système de pompage, par énergie solaire photovoltaïque, est le coût élevé du mètre cube d'eau pompé. Il faut comprendre que pour produire l'eau, mais avec un coût abordable, trois conditions doivent être étudiées soigneusement :

Premièrement, l'amélioration de la captation d'ensoleillement par les panneaux solaires afin récupérer le maximum d'énergie possible. Nous avons développé spécialement pour ce besoin, un programme informatique pour simuler les différentes inclinaisons des panneaux. Les résultats nous ont bien confirmé que la meilleure inclinaison des panneaux solaires photovoltaïques pour un usage à longueur d'année est celle de la latitude de l'endroit où sont installés les capteurs. Environ 31° pour notre site d'application de Ouargla. Une inclinaison optimale mensuelle représente la solution idéale. Encore plus pratique et plus intéressant, nous avons montré que l'énergie reste maximale en changeant l'inclinaison des panneaux que quatre fois par an ; c'est que nous avons proposé comme étant l'angle optimale saisonnière.

Deuxièmement, l'exploitation maximale de l'énergie captée afin de tirer le maximum de puissance électrique disponible au niveau du générateur PV. Nous avons montré comment nous pourrions optimiser la puissance fournie par le GPV par le biais d'un étage d'adaptation avec fonction de recherche du point de puissance maximale MPPT.

La troisième et dernière condition concerne le dimensionnement optimal du système de pompage. Nous avons montré que dans un souci de simplification et de minimisation des coûts, il est plus intéressant d'utiliser un stockage de l'eau dans des réservoirs hydrauliques au lieu de stocker l'énergie électrique dans des batteries. Le système obtenu est alors avec un fonctionnement naturel, et donc à priori très fiable et à coût minimum.

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

Pour mieux analyser les contraintes de l'exploitation d'un système de pompage d'eau, nous avons présenté plusieurs résultats obtenus d'une étude qui a conduit au dimensionnement d'une installation de pompage photovoltaïque pour irriguer un hectare de palmiers situé sur la vallée de Ouargla. Nous avons montré que le site de Ouargla présente un climat favorable à ce type d'énergie nouvelle ; la vallée de Ouargla est étendue sur une surface de plus de 163 233 k m² avec un ensoleillement de plus de 5 kWh/m² / jour, ainsi que des ressources importantes d'eau souterraine. Une autre coïncidence très importante favorise encore l'utilisation de ce type d'énergie pour le pompage d'eau à Ouargla est que la demande d'eau, surtout dans l'agriculture, atteint son maximum par temps chaud et sec où c'est justement le moment où l'on a accès au maximum d'énergie solaire.

Une étude économique comparative détaillée entre les deux techniques de pompage d'eau, pompage par énergie solaire photovoltaïque et pompage en utilisant des groupes électrogènes, nous a appris l'importance du calcul du coût du kWh produit. L'exemple applicatif que nous avons utilisé pour mieux comprendre le coût dans chaque technique, nous a montré que la technique de pompage par groupes électrogènes semble être la moins coûteuse au début de l'exploitation. La balance devienne clairement en faveur de la solution de pompage par énergie solaire photovoltaïque après quelques années d'exploitation (10 ans environ). Le point « faible » de cette dernière solution reste l'investissement initial qui favorise clairement la solution de pompage par groupe électrogène. Cela ne veut pas dire que la technique de pompage par groupe électrogène sera systématiquement la meilleure. En effet, notre étude et analyse ont montré qu'il faut prendre en considérations d'autres facteurs importants lors d'un éventuel investissement.

Enfin, bien qu'il soit plus claire maintenant que ce n'est pas toujours facile de choisir laquelle des deux techniques de pompage d'eau est la meilleure, il semble que l'avenir est pour l'énergie solaire photovoltaïque. En effet, l'augmentation incontrôlée des prix des carburants et l'épuisement inévitable de ce type de ressources classiques favorisent considérablement l'utilisation des énergies renouvelables. Par conséquent, le développement de ce type d'énergie décentralisé, en particulier dans le sud de notre pays, est très recommandé puisqu'il permet l'accès à l'eau facilement et à moindre coût dans n'importe quel endroit.

Références bibliographiques

- [1] A. Moumi, N. Hamani , N. Moumi et A. Z. Mokhtari, « Estimation du rayonnement solaire par deux approches semi empiriques dans le site de biskra » , SIPE8, 11 et 12 Novembre 2006, Béchar, Algérie.
- [2] M. Capderou, « Atlas solaire de l'Algérie », Office des publications universitaire Tome 1' Tome 2, Algérie 1986.
- [3] A. VIAL, Étude des lignes de déclinaison d'un cadran solaire horizontal 2006, site internet "kaekoda.free.fr/bup/bup1".
- [4] B. Flèche, D. Delagnes, « Energie solaire photovoltaïque », juin 07, STI ELT Approche générale.
- [5] J. A. Duffie, A. Wiley and W.A. Beckman, « Solar Engineering of Thermal Processes », Second Edition. -Interscience Publication, 1991.
- [6] « station Météo Ouargla »
- [7] F. Lasnier, T. G. Ang, « Photovoltaic Engineering Handbook », IOP Publishing Ltd. 1980.ISBN 0-85274-311-4.
- [8] K. Benlarbi, L. Mokrani, M. S. Nait-Said, « A fuzzy global efficiency optimization of a photovoltaic water pumping system », Solar Energy, 77 (2004), pp. 203-216.
- [9] BP Solar BP SX150-150W Multi-crystalline photovoltaic Module Data sheet.
- [10] Walker, Geoff R. « Evaluating MPPT converter topologies using a MATLAB PV Model », Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC '00, Brisbane, 2000.
- [11] A. Oi. « Design and simulation of photovoltaic water pumping system », Thèse de Doctorat , California Polytechnic State University San Luis Obispo, 2005.
- [12] M. Angel, C. Pastor, « Conception et réalisation de modules Photovoltaïque électroniques », Thèse de Doctorat « Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, 2006.
- [13] M.S. Aït Cheikh et al. « Maximum power point tracking using a fuzzy logic control scheme », Laboratoire des Dispositifs de Communication et de Conversion Photovoltaïque Département d'Electronique, Ecole Nationale Polytechnique, Algérie,2007.
- [14] T. ESRAM, Patrick L. « Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques ».
- [15] A. Labonne, « Alimentation d'une pompe à Burkina Faso »,2004.
- [16] B. Molle, « Les stations de pompage individuelles pour l'irrigation », juin 1996.

- [17] J. Royer, T. Djako, « Le pompage photovoltaïque », Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, Université d'Ottawa, 2002.
- [18] Y. Pankow, « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau basse tension. Application au générateur photovoltaïque », Thèse de Doctorat de L'Ecole Doctorale de L'ENSAM ED432, 2004.
- [19] B. Multon, H. B. Ahmed, N. Bernard, « Les moteurs électriques pour applications de grande série », Pierre-Emmanuel CAVAREC Antenne de Bretagne de l'École Normale Supérieure de Cachan, Revue 3EI juin 2000.
- [20] A. Hadj Arab, M. Benghanem et A. Gharbi, « Dimensionnement de Systèmes de Pompage Photovoltaïque », Rev. Energ. Ren. Vol. 8 (2005) 19 – 26.
- [21] S. LABED. « Le pompage photovoltaïque et le développement des régions sahariennes », Colloque International sur les Ressources en Eau Souterraines dans le Sahara (CIRESS) Ouargla - 12 et 13 décembre 2005. Pompage Photovoltaïque 'Rev. Energ. Ren. Vol. 8 (2005) 19-26.
- [22] Ministère des ressources en eau, office national de l'assainissement, Vallée de Ouargla. Etudes d'assainissement des eaux résiduaires, N°6029.01-RN058 Lausanne, le 12 août 2003.
- [23] Gestion des ressources en eau souterraines au Sahara Algérien Site Web : www.abhs.dz
- [24] A. DJAFOUR, « Etude d'une station de pompage photovoltaïque dans une région saharienne », Thèse de magistère, université de Ouargla, 2000.
- [25] B. Azoui et M. Djarallah, « Dimensionnement et expérimentation d'un système photovoltaïque de pompage d'eau utilisant un moteur à aimants permanents sans balais collecteur », Journée d'Etude sur l'Energie Solaire, Mardi 01 mars 2005, Bejaia.
- [26] www.panellipumps.it
- [27] www.grundfos.com
- [28] Retscreen international-“Centre d'aide à la décision sur les énergies propres”
www.retscreen.net
- S. Merad, B. Azoui et C. Hamouda, « A comparative cost analysis of photovoltaic and diesel systems used in home lighting the algerian aurs mountanous », 12 th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp.1981- 1984, Amsterdam, April 1994.
- [29] B. Bouzidi et A. Malek, « Analyse économique des systèmes énergétiques-station de pompage », Rev.Energ.Ren : ICPWE(2003)53-60.

- [30] B.Chabot From cost to prices : « Economic analysis of PV energy and services progress in photovoltaics research and applications », Vol 6.P55-68 (1998).
- [31] B. Bouzidi, « Analyse de la faisabilité et la rentabilité économique de systèmes de pompage d'eau par énergie solaire photovoltaïque », mémoire de magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger.

Annexe - A -

Programme de la simulation – Chapitre 1

Calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle et l'inclinaison optimal d'un panneau solaire sur une surface inclinée.

```

clear;
% Calcul de l'irradiation globale journalière mensuelle sur une surface
inclinée
% Calcul de l'inclinaison optimal d'un panneau solaire
for k=1:1:12
% La durée d'insolation moyenne journalière (mesurée).
x=[8.2 8.6 8.4 9.6 9.2 10.2 10.8 10.4 8.6 8.2 8 6.3];
y=[17 47 75 105 135 162 198 228 258 288 318 344];%Le numéro de jour type du
mois.
j=1;
S=x(j,k);
n=y(j,k);
G=1367;L=31*pi/180;;
q=0.35;
Hil_max=0;
c=1+0.034*cos(2*pi*(n-2)/365);
g=23.45*sin(2*pi*(284+n)/365);% La déclinaison
gl=g*pi/180;
wl=acos(-tan(L)*tan(gl));
% H0 L'irradiation journalière moyenne mensuelle hors atmosphère
H0=(24*c*G/pi).*(cos(L).*cos(gl).*sin(wl)+wl.*sin(gl).*sin(L));
S0=(2/15)*wl*180/pi;%La durée astronomique du jour (calculer)
Q=S./S0;% Le taux d'insolation
K=0.3+0.43*Q;
H=K.*H0;
Hannuelle=(365/12)*sum(H);
Kd=0.91-0.98*K;
Hd=(0.91-0.98*K).*H;
for B=-10:1:90;
Bl=B*pi/180;
w2l=acos(-tan(L-Bl).*tan(gl));
x=[w1; w2l];
w3l=min(x);
%R :Le facture de conversion
R=(cos(L-Bl).*cos(gl).*sin(w3l)+w3l.*sin(L-
Bl).*sin(gl))./(cos(L).*cos(gl).*sin(wl)+wl.*sin(L).*sin(gl));
Hil=(H-Hd).*R+Hd.*(1+cos(Bl))/2+H*q.*(1-cos(Bl))/2;
if Hil > Hil_max;
Hil_max =Hil;
B_op=Bl*180/pi;
end
end
Hio=Hil_max %Hio:Les valeurs de l'irradiation globale journalière mensuelle
pour une inclinaison optimale
Bopt=B_op %Bopt:Inclinaison optimal d'un panneau solaire
end

```


Annexe -B -

Modélisation du module photovoltaïque BP SX 150 – Chapitre 2

bp_sx150s : La fonction de la simulation du courant fourni par la cellule par matlab.

```
function Ia = bp_sx150s(Va,G,TaC)
% La fonction bp_sx150s.m modele de module BP SX 150S
% Calcul du courant fourni par la cellule en fonction de la tension,
irradiation et la température
% Ia = bp_sx150s(Va,G,T)
% G = L'irradiation (1G = 1000 W/m^2)
% TaC = La température en degré Celsius
k = 1.381e-23; % Constante de Boltzmann
q = 1.602e-19; % La charge d'électron
n = 1.62; % Le coefficient de non idéalité ,
% 1 < n < 2
Eg = 1.12; % L'énergie de la bande de gap,
Ns = 72; % 72 Cellules en série
TrK = 298; %La température de référence(25C) en Kelvin
Voc_TrK = 43.5 /Ns; % Voc (Tension à circuit ouvert )
Isc_TrK = 4.75; % Isc (Courant de court-circuit )
a = 0.65e-3; % Coefficient de température (0.065%/C)
TaK = 273 + TaC; % La température en kelvin
Vc = Va / Ns; % La tension à la borne de cellule.
% Courant de court-circuit à TaK
Isc = Isc_TrK * (1 + (a * (TaK - TrK)));
% Le photo-courant
Iph = G * Isc;
%La tension thermique (Vt) à TrK
Vt_TrK =n * k * TrK / q;
% Définie b = Eg * q/(n*k);
b = Eg * q /(n * k);
% Le courant de saturation inverse d'une diode
Ir_TrK = Isc_TrK / (exp(Voc_TrK / Vt_TrK) -1);
Ir = Ir_TrK * (TaK / TrK)^(3/n) * exp(-b * (1 / TaK -1 / TrK));
% Calcul de La résistance série
dVdI_Voc = -1.0/Ns;
Xv = Ir_TrK / Vt_TrK * exp(Voc_TrK / Vt_TrK);
Rs = -dVdI_Voc - 1/Xv;
% La tension thermique (Vt) à Ta
Vt-Ta = n * k * TaK / q;
% I = Iph - Ir * (exp((Vc + I * Rs) / Vt-Ta) -1)
Ia =zeros(size(Vc)); % Initialisation du courant Ia à zéro
for j=1:5;
Ia = Ia - (Iph - Ia- Ir .* ( exp((Vc + Ia .* Rs) ./ Vt-Ta) -1))...
./ (-1 - Ir * (Rs ./ Vt-Ta) .* exp((Vc + Ia .* Rs) ./ Vt-Ta));
end
```

Influence de la température sur le rendement des cellules

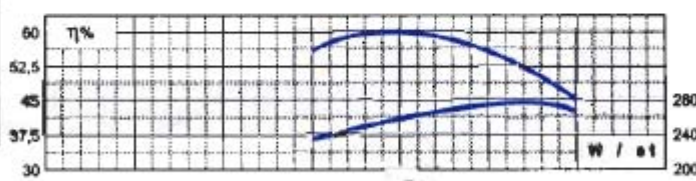
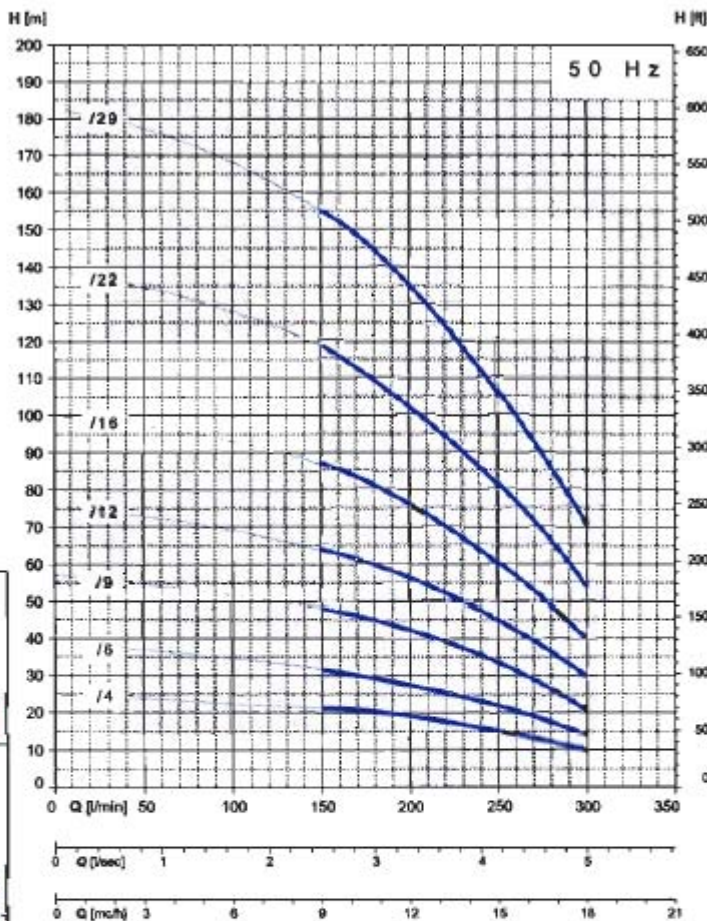
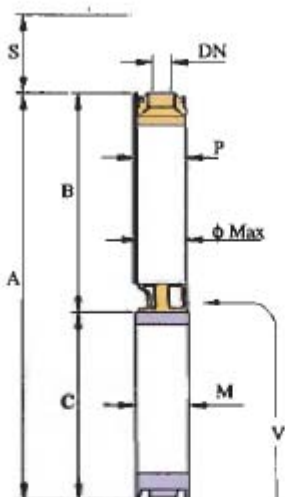
```
clear;
% Effet de la température sur la caractéristique I-V
G = 1;
hold on
for TaC=0:25:75
Va = linspace (0, 48-TaC/8, 200);
Ia = bp_sx150s(Va, G, TaC);
plot(Va, Ia)
end
xlabel('Tension (V)')
ylabel('Courant (A)')
axis([0 50 0 5])
gtext('0C')
gtext('25C')
gtext('50C')
gtext('75C')
hold off
```

Influence du rayonnement sur le rendement des cellules

```
clear;
% Effet de l'éclairement sur la caractéristique P-V
Va = linspace (0, 45, 200);
hold on
for G=.2:.2:1
Ia = bp_sx150s(Va, G, TaC);
Pa = Ia.*Va;
plot(Va, Pa)
end
xlabel('Puissance (W)')
ylabel('Courant (A)')
axis([0 50 0 160])
gtext('1000W/m^2')
gtext('800W/m^2')
gtext('600W/m^2')
gtext('400W/m^2')
gtext('200W/m^2')
hold off
```

Annexe - C -

Les courbes de performances de la pompe PANELLI. 95PR12N/9



H = Prevalenza manometrica totale in m. Da 10 a 155 m
Q = Portata in l/min. Da 150 a 300 l/min
η % = Rendimento della pompa. Max 60%
Wst = Assorbimento per stadio. Max 270
 Massimo contenuto di sabbia in sospensione 300 g/mc
S = Batteria minimo 1 m

H = Total manometric head in m. From 10 to 155 m
Q = Capacity in l/min. From 150 to 300 l/min
η % = Pump efficiency. Max 60%
Wst = Stage Absorption. Max 270
 Max suspension of sand contents 300 g/mc
S = Minimum head 1 m

H = Hauteur manométrique totale en m. De 10 à 155 m
Q = Débit en l/min. De 150 à 300 l/min
η % = Rendement de la pompe. Max 60%
Wst = Absorption pour étage. Max 270
 Contenu max de sable en suspension 300 g/mc
S = Niveau minimum 1 m

| Dimensioni di ingombro e pesi Overall dimensions and weights Dimensione d'ancombrent et poids | | | | | | | | | | | | |
|---|--------------|------------|------|--------------|------------|-----|------|------|------|--------------|------------|------|
| Tipo Type | A mm Moto | A mm T8 | B mm | C mm Moto | C mm T8 | DN" | P mm | M mm | s mm | M Kg Moto | M Kg T8 | P Kg |
| 95PR12N/4 | 951 | 804 | 305 | 308 | 209 | 2" | 89 | 95 | 99 | 13,5 | 10,8 | 4 |
| 95PR12N/6 | 848 | 789 | 462 | 364 | 327 | 2" | 89 | 95 | 99 | 14,4 | 12,1 | 5,5 |
| 95PR12N/9 | 1004 | 922 | 538 | 480 | 308 | 2" | 89 | 95 | 99 | 18 | 13,5 | 6,3 |
| 95PR12N/12 | - | 1260 | 785 | - | 423 | 2" | 89 | 95 | 99 | - | 18 | 7,5 |
| 95PR12N/16 | - | 1594 | 1011 | - | 593 | 2" | 89 | 95 | 99 | - | 21,8 | 10 |
| 95PR12N/22 | - | 2007 | 1318 | - | 697 | 2" | 89 | 95 | 99 | - | 27,3 | 13 |
| 95PR12N/28 | - | 2305 | 1585 | - | 828 | 2" | 89 | 95 | 99 | - | 45 | 15,8 |

| Tipo - Type | Motore - Motor - Moteur Caratteristiche a 230V 50Hz | | | | | Q = PORTATA - CAPACITY - DEBIT | | | | | | | | | | |
|-------------|--|-----|------|------|-----|--------------------------------|-----|------|------|------|------|------|------|-----|--|--|
| | | | | | | l/min | 0 | 150 | 175 | 200 | 225 | 250 | 275 | 300 | | |
| | kw | HP | A | μF | A | l/sec | 0 | 2,50 | 2,92 | 3,30 | 3,75 | 4,17 | 4,58 | 5 | | |
| 95PR12N/4 | 1,1 | 1,5 | 9,8 | 40 | 3,1 | 25 | 21 | 20 | 18 | 17 | 15 | 12 | 10 | | | |
| 95PR12N/6 | 1,5 | 2 | 11,8 | 50 | 4 | 38 | 32 | 29 | 28 | 25 | 22 | 18 | 15 | | | |
| 95PR12N/9 | 2,2 | 3 | 15,2 | 76 | 6,8 | 56 | 48 | 45 | 42 | 38 | 33 | 28 | 22 | | | |
| 95PR12N/12 | 3 | 4 | - | 7,5 | | 75 | 64 | 60 | 55 | 50 | 45 | 38 | 29 | | | |
| 95PR12N/16 | 4 | 5,5 | - | 9,8 | | 100 | 86 | 80 | 74 | 68 | 60 | 50 | 38 | | | |
| 95PR12N/22 | 5,5 | 7,5 | - | 13,5 | | 136 | 118 | 110 | 102 | 93 | 82 | 69 | 54 | | | |
| 95PR12N/28 | 7,5 | 10 | - | 17 | | 182 | 155 | 145 | 135 | 123 | 108 | 91 | 71 | | | |

Annexe - D-

GRUPE ELECTROGENE DIESEL 5 KW 400V TRIPHASE TARUS

E-START | 400V/230V | CE&ISO9001 | Fiable et
fortement!

Groupe électrogène Diesel Generator Tarus

LDG5000CLE Deluxe

Un démarreur électrique

Tension nominale de 400 V & 230 V

Fiable et fortement!

DIESEL GÉNÉRATEUR avec 4,6Kw
performance! E-START !

Tension nominale de 400 V & 230 V

1x 400v + 1x 230 V + 1x 12 V

DIESEL Groupe électrogène avec 4,6Kw
performance! E-START !

Facture avec TVA et 2 années garantie!

Equipement

Puissance:

En continu: 4400 W

, De pointe : 4600 W

Puissance de Moteur 9 CV

Capacité réservoir / Durée de service à réservoir
plein (maxi) 12,5L / 9 heures

Tension :

1 x 400 , 1 x 230 V , 1 x 12V

Données techniques

Type: Tarus Stromerzeuger LDG5000CLE

DeLuxe

Moteur: Diesel, un cylindre à 4 temps, refroidi à
l'air

Carburant: Diesel

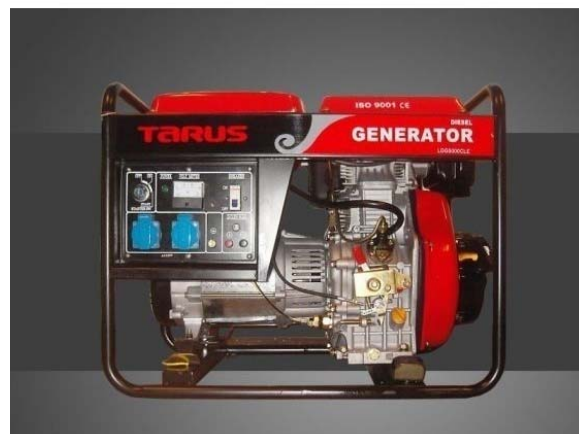
Cylindrée: 406 cc

Dimensions: 740 x 475 x 590 mm

Poids: 93 kg

Vous êtes fournis:

- Rémarchandise
- 2 Années de garantie
- Facture sur avec TVA
- Sécurité : CE
- Qualité : ISO9001 certification!!



² 163.233 ()

2263

Résumé

L'eau et l'énergie sont parmi les plus importants éléments essentiels et indispensables à la vie. La demande croissante de l'énergie et l'épuisement futur inévitable des sources classiques exigent des recherches sur des sources alternatives, comme les énergies renouvelables par exemple. L'énergie solaire est très utilisée à cause de ces nombreuses qualités.

Ce travail de recherche est une étude technique et économique sur la réalisation de stations de pompage d'eau fonctionnant à l'énergie solaire (photovoltaïque) au niveau de la wilaya de Ouargla. Cette dernière s'étend sur une grande superficie de 163.233 km² où on trouve beaucoup d'endroits isolés non connectés au réseau électrique (classique). La wilaya de Ouargla dispose également d'une grande réserve d'eau souterraine à quelques mètres du sol. Aussi l'énergie solaire annuelle dépasse les 2263 kWh au m².

L'utilisation de ce type d'énergie propre et décentralisée contribue au développement de l'économie de la zone. Les possibilités de production de l'énergie et du pompage de l'eau sur tout le territoire de la wilaya encouragent la population à rester dans leurs zones d'origines.