

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

UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DE GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELERCTROTECHNIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

Spécialité : RESEAUX ELECTRIQUES

Présenté par
Saïd KEDDACHE
Rabah BAOUDJ

Thème

Etude et simulation du système de pompage d'eau par le procédé photovoltaïque

Mémoire soutenu publiquement le 23 septembre 2014 devant le jury composé de :

M Hamid SEDDIKI

MCA UMMTO, Président

M Tahar OTMANE-CHERIF

MCA. UMMTO, Rapporteur

M Ali BECHOUCHE

MCB UMMTO, Examineur

M Kousseila MESBAH

DOCTORANT, UMMTO, Examineur



Remerciements.



Remerciements

Ce présent travail n'aurait pas pu s'effectuer sans le soutien et l'encouragement permanent de toutes les personnes qui ont contribué à sa réalisation ; qu'ils trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude. Nous remercions particulièrement :

-Mr T.OTMANE CHERIF pour la gentillesse, la compréhension et la disponibilité qu'il a témoignée à l'égard de notre travail, ainsi que pour l'assistance et l'aide, si efficace qu'il nous a apportée.

-Nous remercions les membres du jury qui ont fait l'honneur de participer au jugement de ce travail.

-Tous les enseignants du département d'électrotechnique qui nous ont éclairés de leur savoir.

-Nous sommes également très reconnaissants, à toute personne ayant contribué à la limite du possible de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail.



Dédicaces.



Dédicaces

A mes très chers parents;

A mes sœurs et mes frères;

A toute ma famille ;

A notre promoteur ;

A tous mes amis;

A tous mes collègues;

A tous ceux que j'ai connus durant toutes mes études;



Saïd KEDDACHE





Dédicaces

A mes très chers parents;

A mes sœurs et mes frères;

A toute ma famille ;

A notre promoteur ;

A tous mes amis;

A tous mes collègues;

A tous ceux que j'ai connus durant toutes mes études;



Rabah BAOUDJ

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre I : Généralité sur le système de pompage photovoltaïque	
I.1.Introduction.....	3
I.2.Rayonnement solaire.....	3
I.2.1.Spectre de rayonnement.....	3
I.2.2.Durée d’insolation.....	4
I.3.Coordonnées géographiques terrestres	5
I.3.1.Latitude (φ)	5
I.3.2.Longitude (L).....	5
I.3.3.Altitude	5
I.4.L’effet photovoltaïque	5
I.4.1. Technologie des cellules solaires.....	5
I.4.2.Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque.....	7
I.4.3. Tableau Comparatif des différentes technologies.....	8
I.5.Le module photovoltaïque	9
I.5.1.Caractéristique d’un module photovoltaïque.....	9
I.6.Le panneau photovoltaïque	10
I.6.1.Assemblage de panneaux photovoltaïques	10
I.7.Type de système photovoltaïque.....	11
I.7.1.Avantages et inconvénients	12
I.8.La commande MPPT (Maximum Power Point Tracking).....	13
I.9.Les convertisseurs.....	16
I.9.1.Convertisseurs DC-DC	16
I.9.1.1.Convertisseur Buck.....	16

I.9.1.2. Convertisseur Boost	17
I.9.1.3. Convertisseur Buck-Boost	18
I.9.1.4. Avantage de convertisseur Boost	18
I.9.2. Les convertisseurs DC/AC, les onduleurs	18
I.9.2.1. Définitions	18
I.9.2.2. Onduleur de tension	18
I.9.2.3. Onduleur de courant	19
I.9.2.4. Commande d'un onduleur par MLI	19
I.9.2.5. Les types de commande en MLI	19
I.10. Machine asynchrone	20
I.10.1. Structure du moteur asynchrone	21
I.10.2. Principe de fonctionnement	23
I.11. La pompe	23
I.11.1. Classification des pompes	24
I.11.2. Les avantages et les inconvénients des pompes centrifuges	25
I.11.3. Constitution d'une pompe centrifuge	25
I.12. Conclusion	25

Chapitre II : Modélisation du système de pompage photovoltaïque

II.1. Introduction	27
II.2. Modélisation d'une cellule photovoltaïque	27
II.3. Caractéristique I-V	30
II.3.1. Rendement max de la cellule η	31
II.4. Modélisation des convertisseurs	31
II.4.1. Modélisation d'un hacheur	31
II.4.2. Modélisation de l'onduleur	33
II.5. Modélisation de la batterie	36

II.5.1.Caractéristique courant tension de la batterie.....	37
II.6.Modélisation de la pompe centrifuge	38
II.6.1.Caractéristique couple-vitesse	38
II.6.2.Caractéristique débit-hauteur.....	39
II.6.3.Caractéristique de rendement	40
II.7.Conclusion.....	41

Chapitre III : Dimensionnement du système de pompage photovoltaïque

III.1.Introduction	42
III.2.Dimensionnement du champ photovoltaïque.....	42
III.3.Dimensionnement des batteries.....	45
III.4.Dimensionnement du moteur	45
III.5.Notion hydrauliques	45
III.6.Configuration de systèmes de pompage.....	47
III.6.1.Système de pompage adapté	47
III.6.2.Les principaux avantages de ce système	47
III.7.Dimensionnement de la pompe.....	48
III.8.Dimensionnement des tuyauteries.....	48
III.9.Perte de charge	49
III.10.Conclusion	50

Chapitre IV : Simulation du système de pompage photovoltaïque

IV.1.Introduction.....	51
IV.2.Présentation des logicielles	51
IV.3.Le choix du site.....	52
IV.3.1.Caractéristique du site.....	52
IV.4.Simulation avec le logiciel Météonorm	52
IV.4.1.Les Résultats	55

IV.5.Simulation avec le logiciel PVsyst	58
IV.5.1.Introduction des paramètres du système de pompage.....	60
IV.5.2.Calcul de l'énergie hydraulique annuelle par PVsyst	60
IV.5.3.Résultats de dimensionnement en utilisant PVsyst.....	61
IV.5.4.Simulation et résultats.....	62
IV.5.5.Résultats et paramètres détaillées	66
IV.6.Résultats de Simulation avec Matlab-simulink.....	70
IV.7.Conclusion	71
Conclusion générale	72

Liste des figures

Figure I.1 : Répartition spectrale du rayonnement solaire	4
Figure I.2 : Les différentes technologies des cellules photovoltaïques.....	7
Figure I.3 : Principe fonctionnement d'une cellule PV.....	7
Figure I.4 : Module photovoltaïque	9
Figure I.5 : Cellules connectées en parallèle avec leur caractéristique courant-tension	11
Figure I.6 : Cellule connectées en série avec leur caractéristique courant-tension.....	11
Figure I.7 : La caractéristique I-V et la trajectoire de PPM	14
Figure I.8 : La caractéristique P-V et la trajectoire de PPM	14
Figure I.9 : Puissance disponible en fonction de la tension aux bornes d'un panneau solaire	15
Figure I.10 : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque contrôlée par une MPPT	16
Figure I.11 : convertisseur Buck	17
Figure I.12: Convertisseur Boost	17
Figure I.13 : Circuit électrique d'un convertisseur Buck-Boost	18
Figure I.14 : Onduleur triphasé	19
Figure I.15 : Moteur asynchrone.....	21
Figure I.16 : le stator d'une machine asynchrone triphasée.....	22
Figure I.17 : rotor à bague.....	22
Figure I.18 : constitution pompe centrifuge.....	25
Figure II.1 : cellule solaire idéale.....	27
Figure II.2 : Schéma équivalent d'une cellule solaire réelle	28
Figure II.3 : Schéma bloc de générateur photovoltaïque	30
Figure II.4 : caractéristique I(V) d'une cellule photovoltaïque.....	31

Figure II.5 : Circuit équivalent du convertisseur Boost, avec S fermé	32
Figure II.6 : Circuit équivalent du convertisseur Boost, avec S ouvert	32
Figure II.7 : La tension à la sortie du hacheur.....	33
Figure II.8 : Schéma simplifié de l'onduleur triphasé	34
Figure II.9 : Tension simple et composé à la sortir de l'onduleur	36
Figure II.10 : Schéma électrique équivalent de la batterie.....	37
Figure II.11 : Caractéristiques couple - vitesse d'une pompe centrifuge.....	38
Figure II.12 : Caractéristique de la pompe $H_m(Q)$ et de la canalisation.....	40
Figure II.13 : Caractéristiques de rendement de la pompe centrifuge	41
Figure III.1 : Hauteur manométrique total	46
Figure IV.1 : Rayonnement diffus et global.....	55
Figure IV.2 : Rayonnement global journalier	56
Figure IV.3 : Température mensuelle	56
Figure IV.4 : Température journalière	57
Figure IV.5 : Durée d'insolation et astronomique.....	57
Figure IV.6 : Référence de l'énergie incidente sur le plan des panneaux.....	62
Figure IV.7 : Facteurs normalisées de production et de pertes	63
Figure IV.8 : Production normalisées par kWp installé.....	63
Figure IV.9 : Débit en fonction de la puissance à la pompe	64
Figure IV.10 : Débit en fonction de l'irradiance.....	64
Figure IV.11 : Distribution de la puissance du champ.....	65
Figure IV.12 : Diagramme journalier Entrée/Sortie.....	65

Figure IV.13 : Caractéristique couple vitesse-vitesse de la pompe centrifuge	71
Figure IV.14 : L'évolution de débit d'eau pompée en fonction de temps	71
Figure IV.15 : Variation de la hauteur manométrique en fonction de débit du la pompe	72

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Tableau Comparatif des différentes technologies.....	8
Tableau IV.1 : Données géographiques du site.....	52
Tableau IV.2 : Données récapitulatives	58



*INTRODUCTION
GENERALE.*

Introduction générale

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. Ces ressources deviennent de plus en plus rares, pendant que les demandes énergétiques du monde s'élèvent continuellement. Il est estimé que les réserves mondiales seront épuisées vers 2030 si la consommation n'est pas radicalement modifiée, et au maximum vers 2100 si des efforts sont produits sur la production et la consommation [1].

Etant donné que cette forme d'énergie couvre une grosse partie de la production énergétique actuelle, il s'avère nécessaire de trouver une autre solution pour prendre le relais, la contrainte imposée est d'utiliser une source d'énergie économique et peu polluante car la protection de l'environnement est devenue un point important [2].

A ce sujet, les énergies renouvelables, comme l'énergie solaire photovoltaïque, apparaissent comme des énergies inépuisables et facilement exploitables.

La situation géographique de l'Algérie favorise le développement et l'épanouissement de l'utilisation de l'énergie solaire. En effet vu l'importance de l'intensité du rayonnement reçu ainsi que la durée de l'ensoleillement qui dépasse les dix heures par jour pendant plusieurs mois, notre pays peut couvrir certains de ses besoins en énergie solaire, ces avantages pourraient être profitables dans les régions les plus reculées surtout dans les applications du pompage photovoltaïque.

Le pompage photovoltaïque est l'une des applications prometteuses de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque. Le système de pompage PV est généralement composé d'un générateur PV, d'un convertisseur d'énergie, d'un moteur et d'une pompe.

De point de vue conception, le système de pompage peut être distingué suivant le type de moteur d'entraînement (moteur à courant continu ou moteur à courant alternatif) et la manière de stockage (électrique ou hydraulique). Pour les systèmes AC, deux types peuvent être utilisés.

Le premier système est composé d'un générateur PV couplé à une motopompe AC à travers un convertisseur CC/AC fonctionnant en MPPT (Maximum Power Point Tracking) et le deuxième est celui qui utilise le stockage de l'énergie à l'aide des batteries, il est rarement utilisé.

Pour éviter un coût supplémentaire de l'installation, la plupart des systèmes de pompage photovoltaïques fonctionnent au 'fil du soleil' sans stockage d'énergie, cet arrangement est bien adapté aux charges non critiques telles que les pompes, qui nécessitent pas une opération continue durant toute la journée. Elles commencent généralement à débiter vers 8^h et fonctionnent à leur maximum de 11^h à 12^h et s'arrêtent vers 17^h, soit environ 8 heures de fonctionnement par jour [3].

L'objectif de notre travail est l'étude et simulation du système de pompage d'eau par le procédé photovoltaïque.

De ce fait, le présent mémoire est subdivisé en quatre chapitres dont le contenu est succinctement résumé ci-dessous.

Dans le premier chapitre, on a fait une description générale des équipements constituant le système de pompage photovoltaïque.

Le deuxième chapitre a été consacré à la modélisation des éléments du système de pompage photovoltaïque.

L'objectif de troisième chapitre est le dimensionnement du système de pompage photovoltaïque.

Dans le chapitre quatre, nous avons procédé à la simulation du système de pompage photovoltaïque.

Enfin, nous terminons notre travail par une conclusion générale.

CHAPITRE I

*Généralités sur le
système de pompage
photovoltaïque.*

I.1.Introduction

La première génération des systèmes de pompes photovoltaïques, en particulier ceux pour les applications à hauteurs basses et moyennes incorporent des moteurs à courant continu à aimant permanent. Ces dernières années, un moteur asynchrone alimenté par un convertisseur de fréquence variable est devenu le moteur standard pour les applications de pompage solaires. Cela est dû principalement à sa simplicité, robustesse et faibles prix comparé au moteur à courant continu [4].

Un système de pompage photovoltaïque est devenu de nos jours un enjeu majeur. Pour l'amélioration des conditions de vie et le développement des zones rurales et désertiques.

Dans ce système, un réservoir de stockage est essentiel, l'eau étant pompée, lorsqu'il ya suffisamment d'ensoleillement. Ensuite, la distribution de l'eau se fait par gravité aux consommateurs [5].

I.2.Rayonnement solaire [6]

Le soleil émet en permanence, dans toutes les directions de l'espace, des rayonnements électromagnétiques composés de «grains » de lumière appelés photons. Ces rayonnements se propagent à la vitesse de la lumière C, il lui faut donc, en moyenne, 499 secondes, soit 8 minutes et 19 secondes, pour atteindre notre atmosphère.

L'énergie, E_{ph} de chaque photon est directement liée à la longueur d'onde λ par la relation :

$$E_{ph} = hv = \frac{hc}{\lambda} \quad (I.1)$$

h : Est la constant de Planck.

v : La fréquence.

C : La vitesse de la lumière.

λ : La longueur d'onde.

I.2.1.Spectre de rayonnement

Le rayonnement reçu sur l'atmosphère terrestre n'occupe qu'une faible portion du spectre d'ondes électromagnétiques solaire. Il est caractérisé par des longueurs d'ondes comprises entre 0,2 et 2,5 μ m, il inclut le domaine du visible (ondes lumineuses de 0,4 à 0,8 μ m).

Les capteurs d'énergie solaire, qui correspondent aux cellules solaires devront donc être compatibles avec ces longueurs d'ondes pour pouvoir piéger les photons et les restituer sous forme d'électrons (Figure I.1).

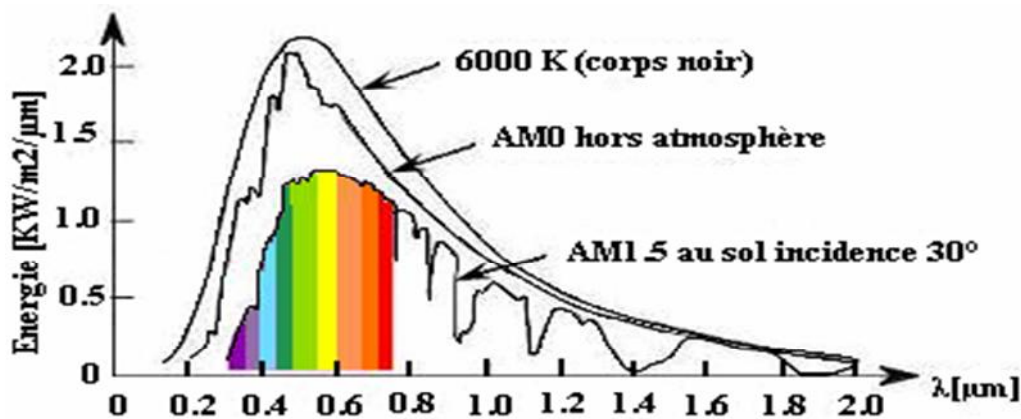


Figure (I.1) : Répartition spectrale du rayonnement solaire.

En traversant l'atmosphère terrestre, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé. On distingue plusieurs composantes :

- ✓ **Rayonnement direct** : C'est le rayonnement reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère.
- ✓ **Rayonnement diffus** : est le rayonnement diffusé par différents gaz constituant l'atmosphère.
- ✓ **Albédo** : C'est la partie réfléchiée par le sol.

Cette énergie est définie comme paramètre solaire qui a une valeur variable suivant la saison, l'heure, la localisation géographique du site, les conditions météorologiques (poussière, humidité, ... etc.).

I.2.2. Durée d'insolation

La durée d'insolation correspond à la durée pendant laquelle le rayonnement solaire direct reçu sur le plan normal dépasse un seuil fixé par convention à $120 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$.

En absence permanente de nuage, la durée d'insolation est pratiquement égale à la durée du jour, qui s'appelle aussi durée astronomique ou théorique du jour.

Elle est définie par :

$$S_0 = \frac{2}{15} \omega_0 \quad (\text{I.2})$$

Avec :

ω_0 : L'angle horaire au coucher du soleil ($^\circ$).

S_0 : Durée du jour (h).

I.3.Coordonnées géographiques terrestres [6]

Un point sur la surface de la terre est repéré par ces coordonnées :

I.3.1.Latitude (φ)

Une latitude donne la localisation d'un point par rapport à l'équateur, elle varie entre 0° et 90° , positivement vers le pôle Nord et négativement vers le pôle Sud.

I.3.2.Longitude (L)

La longitude d'un lieu donné est l'angle formé par le méridien de ce lieu avec le méridien d'origine (méridien de Greenwich), elle est comptée de 0° à 180° , positivement vers l'est et négativement vers l'ouest.

I.3.3.Altitude

L'altitude est l'élévation d'un lieu par rapport au niveau de la mer, mesurée en mètre (m).

I.4.L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque, c'est-à-dire la production d'électricité directement de la lumière, fut observée la première fois, en 1839, par le physicien français Edmond Becquerel. Toutefois, ce n'est qu'au cours des années 1950 que les chercheurs de la compagnie Bell-Lab. aux États-Unis, parvinrent à fabriquer la première photopile, l'élément primaire d'un système photovoltaïque. Les photopiles ou cellules photovoltaïques sont des composants optoélectroniques qui transforment directement la lumière solaire en électricité. Elles sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs [7].

I.4.1.Technologie des cellules solaires [8]

Une cellule photovoltaïque est un capteur constitué d'un matériau semi-conducteur, et le silicium devient le matériau le plus utilisé pour recevoir les cellules photovoltaïques en raison de sa disponibilité et de la connaissance acquise sur son comportement électrique.

Le silicium existe en grande quantité dans la nature, il est utilisé pour cela, sous de nombreuses formes, en fonction des performances recherchées.

➤ **Les cellules monocristallines**

La cellule monocristalline qui s'approche le plus du modèle théorique, cette cellule est effectivement composée d'un seul cristal divisé en deux couches. Ces cellules permettent d'obtenir de hauts rendements, de l'ordre de 15 à 20%.

Son procédé de fabrication est long et exigeant en énergie ; plus onéreux, il est cependant plus efficace que le silicium poly-cristallin. Du silicium à l'état brut est fondu pour créer un barreau, et lorsque le refroidissement du silicium est lent et maîtrisé, on obtient un monocristal. Un Wafer (tranche de silicium) est alors découpé dans le barreau de silicium.

Après divers traitements (traitement de surface à l'acide, dopage et création de la jonction P-N, dépôt de couche antireflet, pose des collecteurs), le wafer devient cellule.

➤ **Les cellules polycristallines**

Les cellules poly cristallines sont composées d'un agglomérat de cristaux. Elles aussi proviennent du sciage de blocs de cristaux, mais ces blocs sont coulés et sont dès lors hétérogènes. Elles ont un rendement de 11 à 15%, mais leur coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines.

Ces cellules, grâce à leur potentiel de gain de productivité, se sont aujourd'hui largement imposées.

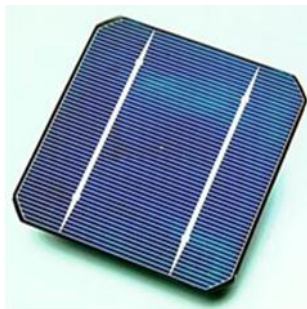
L'avantage de ces cellules par rapport au silicium monocristallin est qu'elles produisent peu de déchets de coupe et qu'elles nécessitent 2 à 3 fois moins d'énergie pour leur fabrication.

➤ **Les cellules amorphes**

Le silicium amorphe est apparu en 1976. Sa structure atomique est désordonnée, non cristallisée, mais il possède un coefficient d'absorption supérieur à celui du silicium cristallin. Cependant, ce qu'il gagne en pouvoir d'absorption, il le perd en mobilité des charges électriques (rendement de conversion faible).

Bien que le rendement de ces cellules soit moins bon, 5% par module et de 14% en laboratoire. Le silicium amorphe permet de produire des panneaux de grandes surfaces à faible coût en utilisant peu de matière première.

Grace à la technologie des nouveaux matériaux, le tellure de cadmium (CdTe), l'arséniure de gallium (GaAs) ainsi que le diséléniure de cuivre et d'indium (CIS) ont permis d'obtenir des photopiles ayant des rendements 38% au laboratoire (Figure I.2).



Silicium monocristalline



Silicium polycrystalline



Silicium amorphe

Figure (I.2) : Les différentes technologies des cellules photovoltaïques [7].

I.4.2.Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P et l'autre dopée N créant ainsi une 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 I.3) [9].

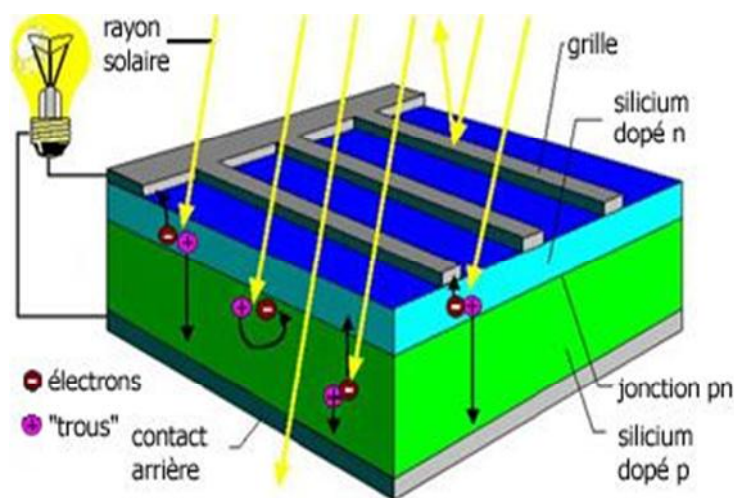


Figure (I.3) : Principe fonctionnement d'une cellule PV [7].

I.4.3. Tableau Comparatif des différentes technologies [10]

Technologie	Monocristallin	Poly-cristallin	Amorphe
Cellule et module.			
Caractéristiques.	<ul style="list-style-type: none"> . Très bon rendement : 15 à 20 %. . Durée de vie : importante (30 ans). . Puissance : 100 à 150 Wc /cm². 7 m²/KWc. . Rendement faible sous un faible éclairement. . Perte de rendement avec l'élévation de la température. . Fabrication : élaborés à partir d'un bloc de silicium fondu qui s'est solidifié en formant un seul cristal. . Couleur bleue uniforme. 	<ul style="list-style-type: none"> . Bon rendement : 11 à 15 %. . Durée de vie : importante (30 ans). . Puissance : 100Wc /m². 8 m² /KWc. . Rendement faible sous un faible éclairage. . Perte de rendement avec l'élévation de la température. . Fabrication : élaborés à partir de silicium de qualité électronique qui en se refroidissant, forme plusieurs cristaux. . Ces cellules sont bleues, mais non uniformes. 	<ul style="list-style-type: none"> . Rendement faible : 5 à 9 %. . Durée de vie : assez importante (20 ans). . Puissance : 50Wc /m². 16 m² /KWc. . Fonctionnement correct avec un éclairement faible. . Peu sensible aux températures élevées. . Fabrication : couches très minces de silicium qui sont appliquées sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide

Tableau (I.1) : Tableau Comparatif des différentes technologies.

I.5. Le module photovoltaïque

Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module. Les connections en séries de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la même tension [8].

Un module photovoltaïque se compose généralement d'un circuit de 36 cellules en série, protégées de l'humidité par un capsulage de verre et de plastique. L'ensemble est ensuite muni d'un cadre et d'une boîte de jonction électrique (figure I.4).

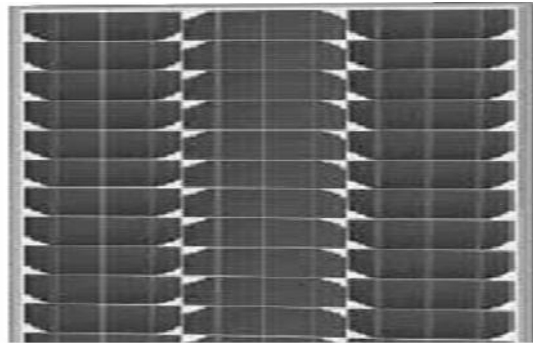


Figure (I.4) : Module photovoltaïque.

Les modules en silicium monocristallin (64% du marché avec une efficacité de conversion (énergie électrique produite /énergie solaire incidente) de l'ordre de 15 à 18%), poly cristallin (28% du marché avec une efficacité de conversion de l'ordre de 13 à 15%) ou silicium amorphe (13% du marché avec une efficacité de conversion de l'ordre de 5 à 12%) délivrent des tensions normalisées (12, 24, 48V) et des puissances comprises entre 10 et 100 W_c (Watte-crête : puissance obtenue pour l'ensoleillement maximal).

I.5.1. Caractéristique du module photovoltaïque

Voici la description des paramètres d'un module [10] :

- ✓ **La puissance crête P_c** : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans la condition standard (25°C et un éclairement de 1000 W/m²).
- ✓ **La caractéristique $I(V)$** : Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- ✓ **Tension à vide V_{co}** : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement en " plein soleil".
- ✓ **Courant de court-circuit I_{cc}** : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".

- ✓ **Point de fonctionnement optimum (U_m, I_m)** : Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil, $P_m = U_m \cdot I_m$
- ✓ **Le rendement maximal** : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- ✓ **Facteur de forme FF** : Rapport entre la puissance optimale P_{opt} et la puissance maximale P_{max} que peut avoir la cellule.

I.6. Le panneau photovoltaïque

Afin d'obtenir des puissances de quelques KW à quelques MW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en série (augmenté la tension) et en parallèle (augmenté le courant) pour former un panneau (ou champ PV).

La quantité d'électricité dans l'ensemble des composants du panneau PV dépend [8] :

- ✓ Des besoins en électricité.
- ✓ De la taille du panneau.
- ✓ De l'ensoleillement du lieu d'utilisation.
- ✓ De la saison d'utilisation.

I.6.1. Assemblage de panneaux photovoltaïques [11]

Pour disposer d'une puissance installée de plusieurs centaines de watts ; de kilowatts ; voir de mégawatts, il faut nécessairement assembler les modules photovoltaïques. On réalise alors un champ photovoltaïque de surface variable.

On distingue deux types de groupements série et parallèle qui répond aux règles connues de l'électricité quand les modules sont montés en série, les tensions s'ajoutent et le courant reste constant, et quand ils sont montés en parallèle c'est l'inverse, les courants s'ajoutent et les tensions restent constante.

Encore il faut que les courants des différents panneaux soient identiques dans une liaison série, et que les tensions dans une liaison parallèle soient identiques. On retiendra donc la première règle suivante : on ne monte en série que des panneaux ayant le même courant de fonctionnement (mais ils peuvent ne pas avoir la même tension), et on ne monte en parallèle que des panneaux qui ont la même tension de fonctionnement (mais ils peuvent ne pas avoir le même courant).

Dans la réalité, il n'y a pas deux panneaux strictement identiques, donc, on peut être amené à les grouper en tension ou en courant selon le cas. Cela consiste à mettre ensemble des panneaux dont les valeurs sont les plus proches possibles.

1. Assemblage en parallèle

En additionnant des cellules (modules) identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque cellule (module) et l'intensité augmente proportionnellement au nombre de cellules (modules) en parallèle dans la branche, figure(I.5).

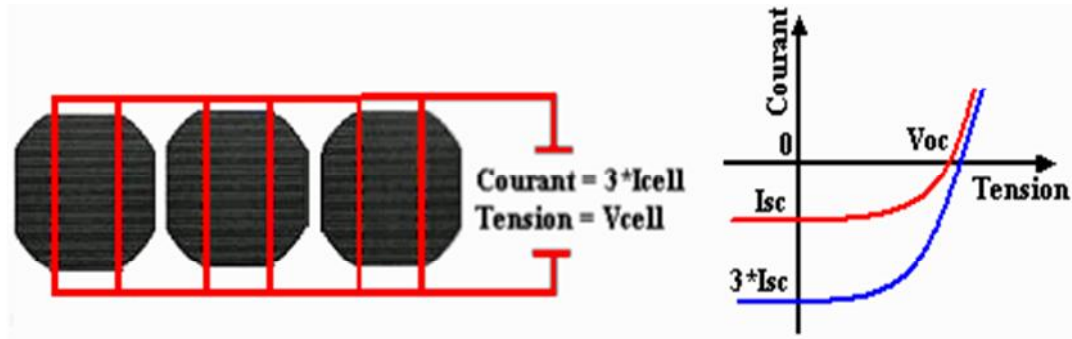


Figure (I.5) : Cellules connectées en parallèle avec leur caractéristique courant-tension [11].

2. Assemblage en série

En additionnant des cellules (modules) identiques en série, le courant de la branche reste le même, mais la tension augmente proportionnellement au nombre de cellules (modules) en série, figure(I.6).

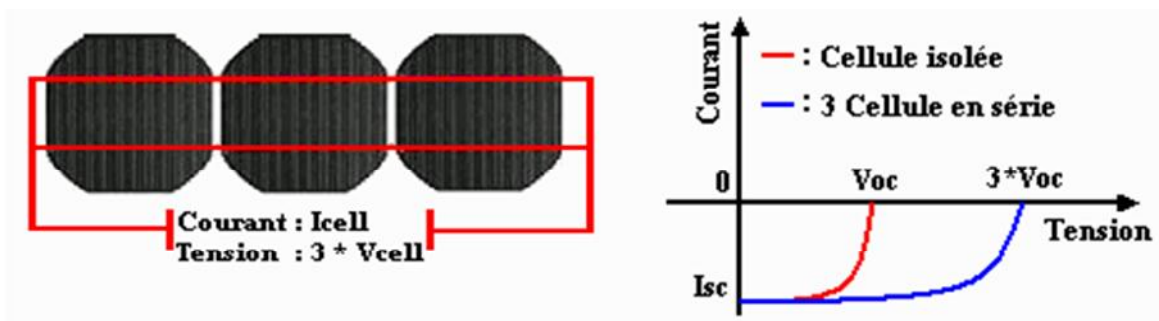


Figure (I.6) : Cellules connectées en série avec leur caractéristique courant-tension [11].

I.7.Type de système photovoltaïque

Les systèmes PV sont trois types : autonomes, hybrides et reliés au réseau :

1. Systèmes autonomes

C'est un système photovoltaïque complètement indépendant d'autre source d'énergie et qui alimente l'utilisateur en électricité sans être connecté au réseau électrique. Dans la majorité des cas, un système autonome exigera des batteries pour stocker l'énergie [10].

Ils servent habituellement à alimenter les maisons en site isolé, sur des îles, en montagne ainsi qu'à des applications comme la surveillance à distance et le pompage de l'eau.

En règle générale, les systèmes PV autonomes sont installés là où ils constituent la source d'énergie électrique la plus économique.

2. Systèmes hybrides

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

Un système hybride photovoltaïque optimise l'utilisation combinée de plusieurs sources d'énergies renouvelables et, ou fossiles et des moyens de stockage associés [10].

3. Systèmes photovoltaïques connectés au réseau

Le champ photovoltaïque est couplé directement au réseau électrique à l'aide d'un convertisseur courant continu- courant alternatif (CC-CA).

Étant donné que l'énergie est normalement emmagasinée dans le réseau même, les accumulateurs ne sont pas nécessaires à moins que vous ne vouliez une forme autonome d'énergie pendant les pannes d'électricité.

L'énergie produite est consommée sur place, le surplus étant injecté dans le réseau, qui alimente les maisons de nuit ou pendant les jours sans soleil [10].

I.7.1. Avantages et inconvénients

Tout système de production d'énergie à ses avantages et ses inconvénients [12] :

1. Avantages

Ce type de production d'énergie à une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.

Le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du Milliwatt au Mégawatt.

Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé. La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant

(électricité propre), silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

Ils fonctionnent de façon rentable dans les régions éloignées et dans de nombreuses applications résidentielles et commerciales. Ils sont flexibles et peuvent être élargis à n'importe quel moment pour répondre à vos besoins en matière d'électricité.

Temps de réalisation d'une centrale PV minimum, Ils ont une longue durée de vie.

2. Inconvénients

La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.

Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % avec une limite théorique pour une cellule de 28%.

Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées, tributaire des conditions météorologiques.

Beaucoup d'appareils vendus dans le marché fonctionnent aux 220 à 230V alternatif. Or, l'énergie issue du générateur PV est unidirectionnelle et de faible voltage (< 30V), elle doit donc être transformée par l'intermédiaire d'un onduleur.

Le stockage de l'énergie électrique dans des accumulateurs qui sont les plus souvent des batteries au Plomb. Sachant que les batteries ne doivent pas se décharger à plus de 60% (70% maximum) de leur capacité maximale. En outre, les batteries ont une faible durée de vie (3 à 5 ans), ce qui entraîne un surcout au fonctionnement.

I.8. La commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) [13]

Un MPPT, est une commande associée à un étage d'adaptation permettant de faire fonctionner un générateur électrique non linéaire de manière à produire en permanence le maximum de sa puissance. Les systèmes MPPT sont généralement associés avec les générateurs photovoltaïques.

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 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. La trajectoire du point de puissance maximale produite par le générateur est représentée en figure (I.7) et figure (I.8).

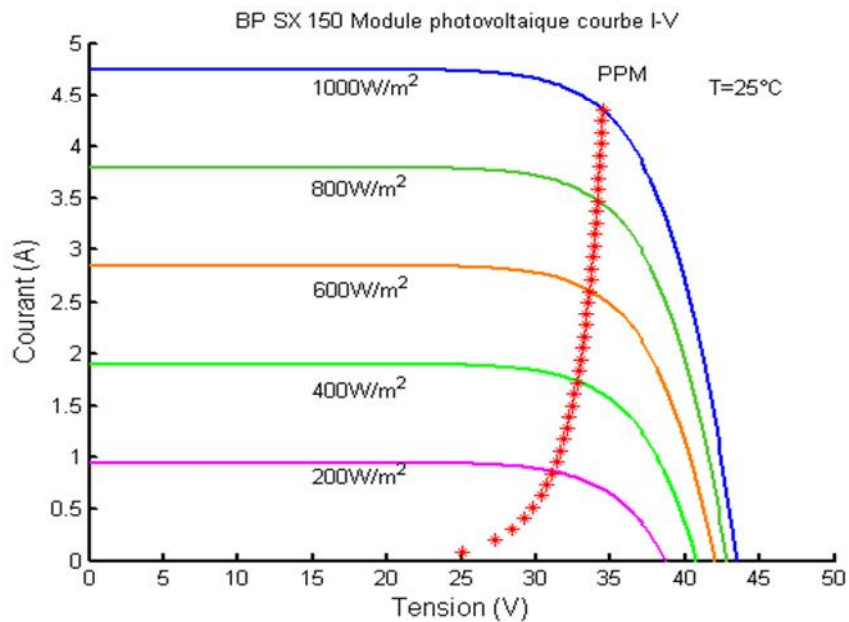


Figure (I.7) : La caractéristique I-V et la trajectoire de PPM [13].

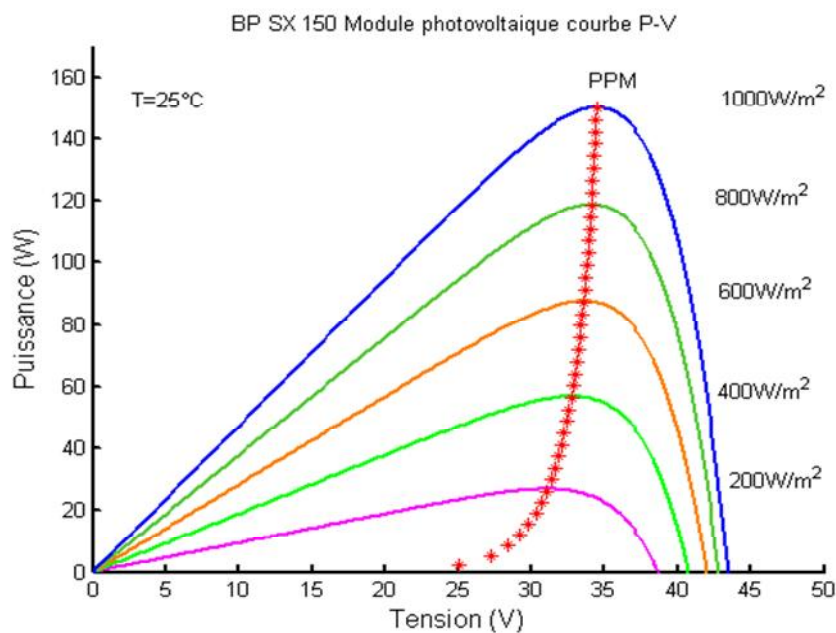


Figure (I.8) : La caractéristique P-V et la trajectoire de PPM [13].

➤ **Méthode de perturbation et observation**

La méthode perturbation et observation 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 fixe et sa puissance correspondante délivrée par le générateur en a :

$$\begin{cases} U(k) \\ P(k) \end{cases} \quad (I.3)$$

- Après un certain temps, l'algorithme impose une tension et également une puissance correspondante :

$$\begin{cases} U(k+1) = U(k) + \Delta U \\ P(k+1) \end{cases} \quad (I.4)$$

- L'algorithme cherche à imposer une tension plus grande ou bien à abaisser la tension.

$$\text{Si } \begin{cases} P(k+1) > P(k) \end{cases} \quad (I.5)$$

$$\begin{cases} U(k+2) = U(k+1) + \Delta U \\ U(k+2) = U(k+1) - \Delta U \end{cases} \quad (I.6)$$

La trajectoire de la variation de ces points est représentée sur la figure (I.9).

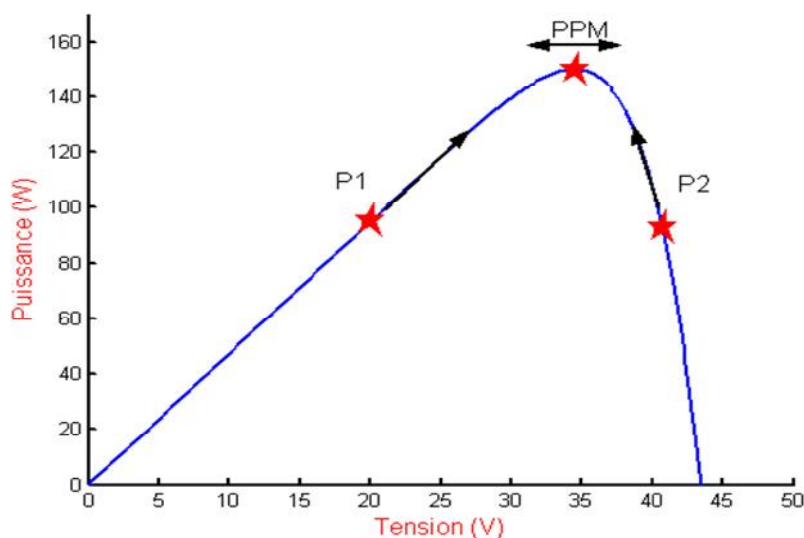


Figure (I.9): Puissance disponible en fonction de la tension aux bornes d'un panneau solaire.

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, figure (I.10).

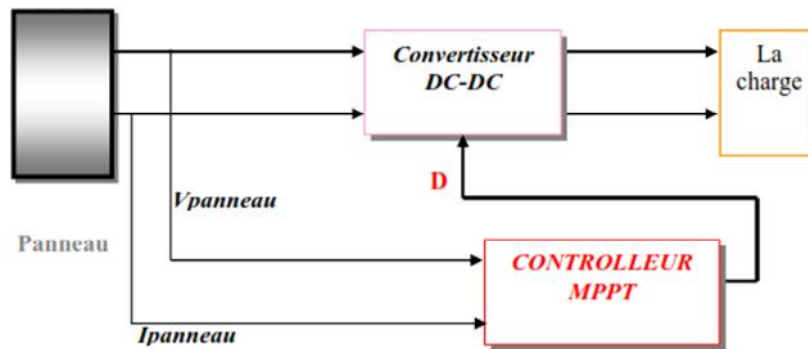


Figure (I.10) : Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque contrôlée par une MPPT. [10].

I.9. Les convertisseurs

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ photovoltaïque et la charge pour une charge continue (sans stockage avec une charge en continu, il portera le nom de convertisseur continu- continu), soit entre la batterie et la charge (après stockage, il sera appelé onduleur ou convertisseur continu- alternatif).

Le convertisseur remplit les fonctions suivantes [10]:

- Conversion de courant continu en courant alternatif compatible avec la tension du réseau.
- Optimisation de la tension continue de manière à ce que le champ de modules fonctionne dans des conditions de puissance optimales.

I.9.1. Convertisseurs DC-DC

Ils sont conçus sur les topologies Buck ou Boost. Le convertisseur Buck est généralement employé pour abaisser la tension de sortie et le convertisseur Boost est employé pour obtenir des tensions de sortie plus élevées [4].

I.9.1.1. Convertisseur Buck

Une bonne acceptation de l'opération du convertisseur est que la tension d'ondulation de sortie est beaucoup plus petite que la tension de sortie, par conséquent, le courant de charge peut être pris constant et le courant d'ondulation produit par le moteur asynchrone coule dans le condensateur duquel la tension d'ondulation peut être calculée. Le circuit de convertisseur buck est montré sur la Figure (I.11), [4].

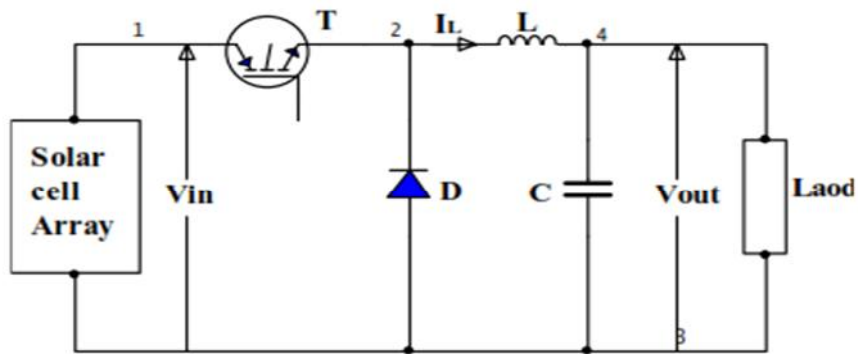


Figure (I.11) : Convertisseur Buck.

I.9.1.2. Convertisseur Boost

Quand le commutateur T est fermé, la diode est polarisée en inverse, le courant traverse l'inducteur L, l'alimentation d'énergie (rangée de cellules solaire) chargeant de ce fait le moteur asynchrone. En même temps, la charge reçoit sa puissance du condensateur éteint C.

Quand T est ouvert, le courant découle de l'alimentation de puissance par le moteur asynchrone et la diode D pour recharger le condensateur de sortie, et simultanément, pour assurer la puissance à la charge, figure (1.3). Pour des analyses simplifiées, les hypothèses suivantes sont faites:

- ✓ Tous les éléments sont idéals.
- ✓ Le temps de commutation est beaucoup plus court que la constante électrique de temps du circuit, donc une approximation linéaire peut être employée, figure (I.12).

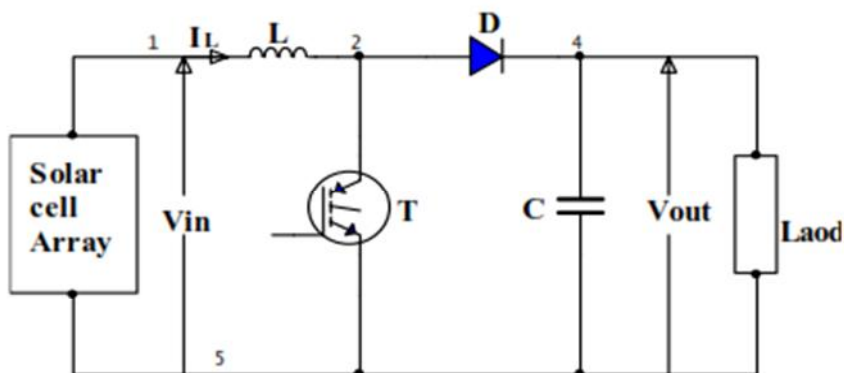


Figure (I.12) : Convertisseur Boost.

I.9.1.3. Convertisseur Buck-Boost

Combine les propriétés des deux convertisseurs précédents. Il est utilisé comme un transformateur idéal qui pourrait s'appliquer à n'importe quelle tension d'entrée afin d'obtenir la tension de sortie désirée, figure (I.13), [14].

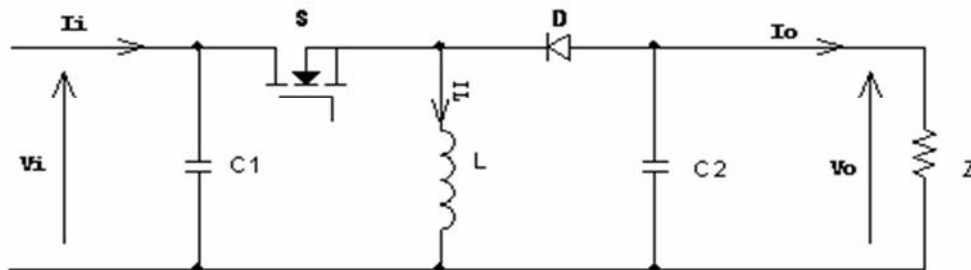


Figure (I.13) : Circuit électrique d'un convertisseur Buck-Boost.

I.9.1.4. Avantage de convertisseur Boost

Malgré le rendement inhérent élevé du convertisseur buck dans les systèmes avec des sources de puissance conventionnelles, le convertisseur boost peut être plus approprié aux systèmes photovoltaïques avec le suiveur du point de puissance maximale (MPPT) puisque le convertisseur fonctionne au mode de courant continu extrayant autant de puissance que possible à partir des cellules solaires. Par conséquent, le rendement énergétique du convertisseur boost peut être plus grand que le convertisseur buck. Le convertisseur boost est généralement employé pour obtenir une tension plus élevée de sortie, tandis que le convertisseur buck est employé pour abaisser la tension de sortie. [4].

I.9.2. Les convertisseurs DC/AC, les onduleurs [15]

I.9.2.1. Définitions

Un onduleur est un convertisseur statique assurant la conversion de l'énergie électrique de la forme continue à la forme alternative.

On distingue deux grands types d'onduleurs :

- Les onduleurs de tension, alimentés par une source de tension continue.
- Les onduleurs de courants, alimentés par une source de courant continue.

I.9.2.2. Onduleur de tension

L'onduleur utilisé dans ce système est un onduleur de tension triphasé à six interrupteurs commandés à l'ouverture et à la fermeture, ceux sont des transistors de type IGBT auxquels sont placés des diodes en anti parallèle. L'onduleur est alors constitué de trois bras, dont les deux interrupteurs de chaque bras conduisent de manière complémentaire. Les séquences de

commutation des interrupteurs sont fonction de la commande à utiliser (commande en pleine onde, commande en MLI «Modulation de largeur d'impulsion »).

La structure de l'onduleur de tension est représentée en figure (I.14).

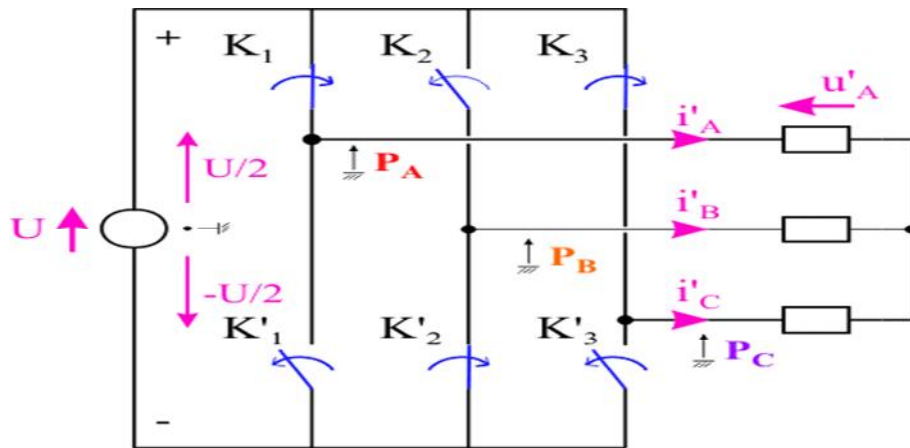


Figure (I.14) : Onduleur triphasé.

I.9.2.3. Onduleur de courant

L'onduleur de courant présente un grand inconvénient en raison de l'inductance du moteur asynchrone, car ce dernier lui fournit des créneaux de courant lors de la montée et de la décente rapide dans une phase, créant une surtension [16].

I.9.2.4. Commande de l'onduleur par MLI

Il s'agit d'un mode de commande particulier des onduleurs. Son principe est basé sur le découpage d'une tension $v(t)$, par action sur les commutateurs de l'onduleur, en plusieurs créneaux de largeurs différentes (Modulation de largeurs d'impulsion). L'opération a un double but :

- Modifier le contenu harmonique de la tension en conservant sa période, de façon à repousser vers les rangs élevés ainsi le filtrage de la tension se trouvera facilité.
- Permettre le réglage de la valeur efficace du fondamental de la tension $v(t)$, c'est indispensable dans le cas où l'on veut faire fonctionner à flux constant un moteur à vitesse variable [15].

I.9.2.5. Les types de commande en MLI

Un nombre important de stratégie de commande MLI, suivant les choix des instants de commutation des interrupteurs commandables à l'ouverture et à la fermeture, existe et repose sur un compromis entre :

- Un spectre d'harmonique minimal.
- Une plage de variation maximale de l'amplitude de la sortie.

- Une facilité d'implantation et de mise au point.
- Un coût abordable.
- Une facilité de réglage d'amplitude et de la fréquence des ondes de sorties.

Il est possible de classer les modes de commande selon quatre catégories principales :

❖ **Modulation en temps réel**

La commutation de l'onduleur est définie par les intersections, en temps réel, de deux ou trois signaux.

❖ **Modulation calculée**

Les instants de commutation sont préalablement calculés sur la base d'un critère d'optimisation puis mis en mémoire. La lecture de ces instants mémorisés à l'aide d'un microprocesseur, assure la génération des signaux de commande des interrupteurs.

❖ **Modulation par comparaison**

Le courant de sortie est comparé à une consigne sinusoïdale et l'écart détermine les commutations de l'onduleur.

❖ **Modulation vectorielle**

C'est une variante de la modulation calculée, particulière au triphasé. Elle est généralement engendrée de manière numérique à l'aide d'un système à microprocesseur et consiste à faire varier l'état des interrupteurs de manière à avoir un système que l'on veut obtenir à la sortie [7].

➤ **MLI sinus-triangle**

La MLI sinus-triangle se réalise par comparaison d'une onde modulante basse fréquence (tension de référence sinusoïdale) à une onde porteuse haute fréquence de forme triangulaire. Les instants de commutation sont déterminés par des points d'intersection entre la porteuse et la modulante. La fréquence de commutation des interrupteurs est fixée par la fréquence de la porteuse. En triphasé, les trois références sinusoïdales sont déphasées d'un angle égale à $\frac{2\pi}{3}$ rad.

I.10. Machine asynchrone

Le moteur asynchrone est largement utilisé dans l'industrie, sa simplicité de construction en fait un matériel très fiable et qui demande peu d'entretien. Le terme asynchrone provient du fait que la vitesse de cette machine n'est pas forcément proportionnelle à la fréquence des courants qui les traversent.

Parmi les machines asynchrones, on peut distinguer deux types [7]:

- ✓ Les machines à collecteurs.
- ✓ Les machines d'induction.

Le moteur d'induction est le plus utilisé que les autres, lorsqu'on parle de moteur asynchrone on sous-entend d'induction, figure (I.10).



Figure (I.15) : Moteur asynchrone [7].

I.10.1. Structure du moteur asynchrone [3]

On classe les différentes pièces rencontrées dans toute machine tournante selon les trois grandes fonctions réalisées : électrique, magnétique et mécanique.

❖ Le stator :

Partie fixe constitué par la carcasse du moteur sur laquelle est montée trois enroulements (bobines) parcourus par des courants triphasés et possède « p » paires de pôles. Les enroulements sont décalés de 120° entre eux.

Les courants alternatifs dans le stator créent un champ magnétique tournant à la vitesse de synchronisme, qui est la vitesse angulaire du champ magnétique tournant. Elle s'exprime en « rad /s », et reliée à la pulsation du courant triphasé et au nombre de paires de pôles du moteur.

La vitesse angulaire de synchronisme n_s est:

$$N_s = \frac{f}{p} \quad (I.7)$$

N_s : vitesse synchrone de rotation du champ tournant en (rad /s).

P : nombre de paires de pôles du moteur.

f : fréquence des courants alternatifs en rad/s.

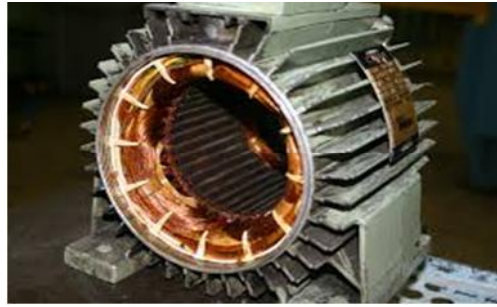


Figure (I.16): Le stator d'une machine asynchrone triphasée.

❖ Le rotor

Partie tournante solidaire de l'axe du moteur, n'est pas relié à aucune alimentation. Il en existe deux types :

➤ Rotor à cage d'écureuil

Constitué des barres métalliques (alliages aluminium pour l'alléger) parallèles sont reliées par deux couronnes de faible résistance. Ce rotor facile à construire présente un faible cout.

➤ Rotor bobiné

Les barres métalliques forment un enroulement triphasé. Les extrémités de ces enroulements sont soudées à trois bagues.

Des balais frottant sur ces bagues permettent d'accéder au rotor. Le rotor tourne à la vitesse de rotation $n_R < n_s$.

Ces conducteurs sont parcourus par des courants induits, courants de Foucault.



Figure (I.17) : rotor à bague.

❖ Entrefer

L'entrefer est l'espace entre le stator et le rotor. La relation entre la pulsation et la fréquence du courant:

$$\Omega = 2\pi f \quad (I.9)$$

Rappelons également les relations entre vitesse angulaire et fréquence de rotation f_s :

$$\text{Si } \begin{cases} f_s \text{ est en tr/min} \\ f_s \text{ est en tr/s} \end{cases} \quad \omega_s = \begin{cases} 2\pi f / 60 \\ 2\pi f_s \end{cases} \quad (\text{I.10})$$

➤ Glissement « G »

Le rotor du moteur tourne toujours un peu moins vite que le champ tournant (vitesse de synchronisme n_s). On dit que le rotor « glisse » par rapport au champ tournant.

Le glissement « G » c'est l'écart relatif entre la vitesse de synchronisme n_s et sa vitesse réelle n_R .

$$\text{Le glissement est défini par : } G = n_s - n_r / n_s = \omega_s - \omega_r / \omega_s \quad (\text{I.11})$$

Avec :

n_s : vitesse de rotation de synchronisme du champ tournant (imposé par le réseau) en tr/s.

n_r : vitesse de rotation du rotor en tr/s.

ω_s : pulsation des courants inducteurs en rad/s.

ω_r : pulsation des courants induits en rad/s.

I.10.2. Principe de fonctionnement [7]

Les trois enroulements statoriques (trois enroulements identiques décalées de 120°) alimentés par un réseau triphasé équilibré créent dans l'entrefer un champ magnétique tournant à la fréquence de rotation de synchronisme n_s . Les conducteurs du rotor sont soumis à ce champ tournant. Ils sont alors traversés par des courants de Foucault induits. D'après la loi de Lenz (les courants induits s'opposent par leurs effets à la cause qui leur donnent naissance). Les enroulements du rotor étant en court-circuit, la circulation des courants sont alors possibles. Les forces de Laplace qui en résultent exercent des moments sur le rotor. Le rotor tourne alors à la fréquence de rotation n_r . De par son principe, la fréquence de rotation du rotor est inférieure à la fréquence de synchronisme.

$$f_r < f_s \quad (\text{I.12})$$

I.11. La pompe [13]

Une pompe est un dispositif permettant d'aspirer et de refouler un fluide à une certaine pression qui peut être de l'eau ou quelconque (pétrole, l'huile..). 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.

I.11.1. Classification des pompes**1. 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.

❖ Principe de fonctionnement

Sous l'effet de la rotation de la roue, le liquide emmagasiné entre les aubes de la roue est projeté de la région axiale vers le diffuseur à cause de la force centrifuge. De ce fait, une dépression est créée à l'entrée de la pompe d'où l'effet d'aspiration du liquide et en même temps une compression à la sortie de la roue. Cela est suffisant pour établir le mouvement continu de l'écoulement.

A la sortie de la roue, le liquide est récupéré dans une volute reliée à l'orifice de refoulement où l'énergie cinétique est transformée en énergie potentielle. On dispose ainsi à l'orifice de refoulement, un débit sous une pression qui se traduit par une hauteur manométrique de refoulement.

❖ Caractéristiques de la 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. Elle est utilisée pour des débits importants.

2. La pompe volumétrique

La pompe volumétrique transmet l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va-et-vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement. 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 de la pompe volumétrique

Le couple de démarrage est pratiquement indépendant du débit et sera proportionnel à la

hauteur manométrique totale (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 débit d'eau inférieur à 5 m³/h.

I.11.2. Les avantages et les inconvénients des pompes centrifuges.

- **Avantages**

- Ces machines sont de construction simple et demande peu d'entretien.
- Prix modéré et coût de maintenance faible.
- Matériaux de construction très variés (fluide corrosif possible)
- Pompes compactes et peu encombrantes.
- Bons rendements.
- Le débit est continu.
- En cas de dysfonctionnement du circuit de refoulement (colmatage), la pompe ne subit aucun dommage.

- **Inconvénients**

- Elle n'est pas auto-amorçante.
- Elle ne fonctionne avec des fluides trop visqueux.
- Elle nécessite des dispositifs d'équilibrage.

I.11.3. Constitution de la pompe centrifuge

Les pompes centrifuges sont de construction très simple en version de base. Elles sont essentiellement constituées d'une pièce en rotation le rotor appelée aussi roue ou hélice qui tourne dans un carter appelée corps de pompe ou volute, figure (I.18).

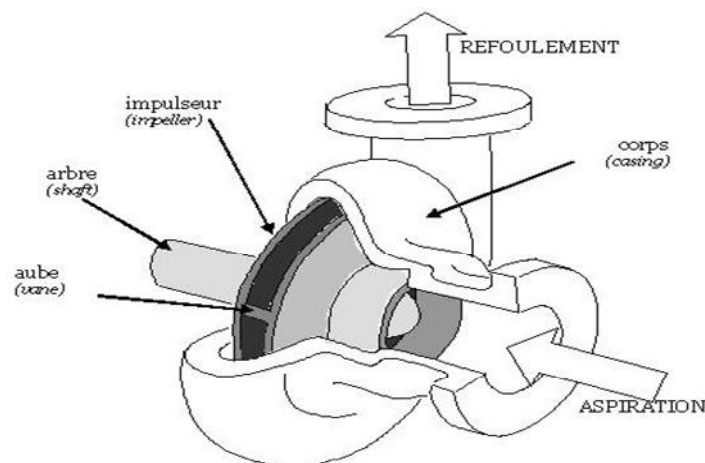


Figure (I.18) : constitution pompe centrifuge. [7]

Ces machines comprennent donc :

- un distributeur (arrivée du liquide).
- l'ouïe d'aspiration.
- le corps de la pompe ou volute.
- le refoulement qui va s'élargir.
- l'ouïe de refoulement.

I.12. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté : le principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par cellule photovoltaïque, ainsi que les différentes configurations des systèmes photovoltaïques. Et enfin, on a présenté le système de pompage photovoltaïque qui est constitué d'un ensemble d'éléments se trouvant en interaction, à savoir les panneaux photovoltaïques, les convertisseurs, le moteur asynchrone et la pompe.

CHAPITRE II

*Modélisation du
système de pompage
photovoltaïque.*

II.1. Introduction

La modélisation d'un système physique conduit à l'établissement des équations mathématiques régissant la dynamique de ce système, d'où un modèle est la représentation mathématique d'une entité réelle de son fonctionnement.

II.2. Modélisation de la cellule photovoltaïque

- **Cas idéal**

La figure ci-dessus présente un schéma simplifié d'une cellule solaire idéale [3] :

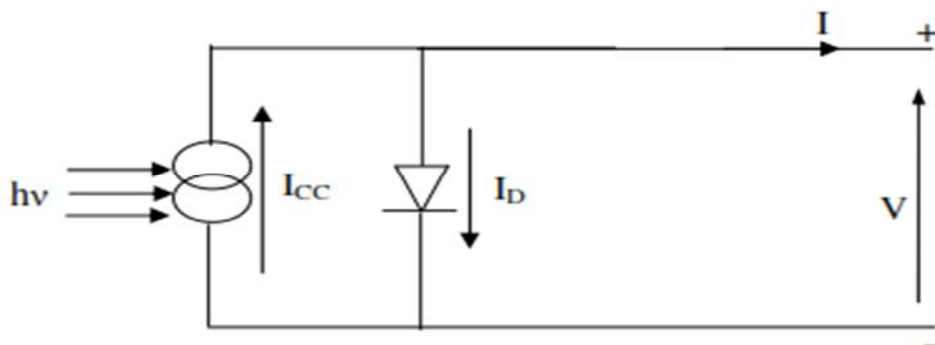


Figure (II.1) : Cellule solaire idéale.

L'équation caractéristique d'une cellule solaire idéale est de la forme :

$$I = I_{cc} - I_D = I_{cc} - I_0 \left(e^{\frac{q \cdot V}{k \cdot T}} - 1 \right) \quad (\text{II.1})$$

I, V : courant et tension fournis par la cellule.

I_D : Courant de diode donnée par :

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{q \cdot V}{k \cdot T}} - 1 \right) \quad (\text{II.2})$$

- **Cas réel**

La performance d'une cellule solaire est limitée par l'influence de deux phénomènes physiques assimilables à deux résistances (R_s et R_p).

- **R_s** : résistance série, due essentiellement aux pertes par effet joule à travers les grilles de collectes et la résistance propre des semi-conducteurs, ainsi qu'aux mauvais contacts (semi-conducteur, électrodes). Elle s'exprime par [3] :

$$R_s = \rho \frac{L}{S_g} + R_m \quad (\text{II.3})$$

Avec :

ρ : La résistivité de la grille.

L : La longueur de la grille.

S_g : Section des grilles collectrices.

R_m : Résistance propre du matériau, sa valeur est faible ($< 2\Omega$ pour les cellules au silicium).

- **R_p** : Résistance parallèle, dite « Shunt », provient des pertes par recombinaisons dues essentiellement à l'épaisseur, aux effets de surface, ainsi qu'au non idéalité de la jonction.

R_s et R_p modifient le courant de court-circuit de la cellule en photo- courant I_{ph} , on aura donc le montage électrique équivalent suivant :

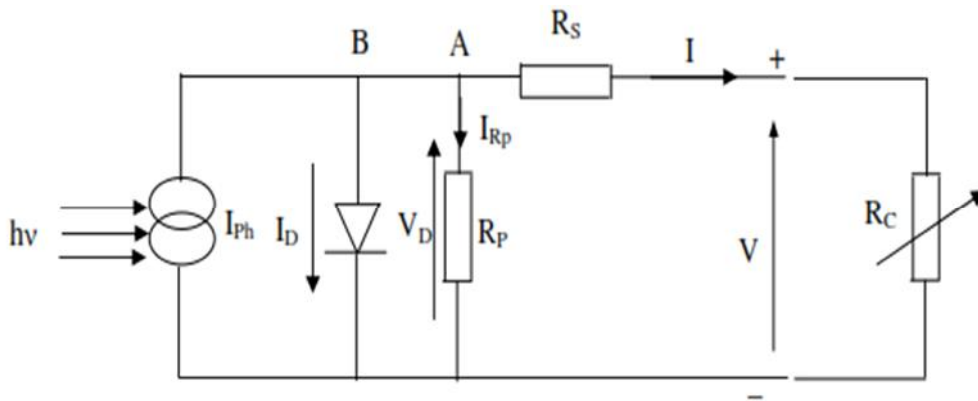


Figure (II.2) : Schéma équivalent d'une cellule solaire réelle.

Appliquant la loi de Kirchhoff aux nœuds A et B :

$$I = I_{Ph} - I_D - I_{RP} \tag{II.4}$$

Le courant I débité par la cellule est la somme algébrique de trois courants :

- ✓ I_{Ph} : photo courant indépendant de V (ou de R_s), il est proportionnel aux flux incidents (taux de génération-recombinaison) et aux longueurs de diffusion des porteurs.
- ✓ I_{RP} : Courant traversant R_p , si R_s est très grande, il devient très faible est indépendant de la tension.

$$I_{RP} = \frac{V_d}{R_p} = \frac{V + R_s I}{R_p} \tag{II.5}$$

Car: $V_d = R_p I_{RP} = V + R_s I \tag{II.6}$

- ✓ I_D : Courant diode, il est de même ordre de grandeur que I_{RP} pour les faibles tensions et il devient très grand au voisinage de V_{CO} , il s'écrit sous la forme :

$$I_D = I_0 (e^{\frac{qV}{AKT}} - 1) \quad (II.7)$$

Remplaçons dans (II.4) les équations (II.5), (II.7), l'équation caractéristique deviendra :

$$I = I_{ph} - I_0 (e^{\frac{qV}{AKT}} - 1) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (II.8)$$

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

Pour les cellules actuellement commercialisées au silicium, on prend $A = 1$.

Le courant I_{ph} dépend directement du rayonnement solaire E_s et de la température de la cellule T_j , il est donné par la relation suivante [17] :

$$I_{ph} = P_1 \cdot E_s \cdot [1 + P_2 \cdot (E_s - E_{ref}) + P_3 \cdot (T_j - T_{ref})] \quad (II.9)$$

La température de la cellule peut être calculée à partir de la température ambiante et celle d'irradiation comme suit :

$$T_j = T_a + E_s \cdot \frac{(N_{oct} - 200)}{800} \quad (II.10)$$

Avec :

T_a : Température ambiante.

N_{oct} : Condition de température nominale de fonctionnement de la cellule qui est donnée par le constructeur (45°).

Le courant de la diode est donné par :

$$I_d = I_{sat} [(e^{\frac{q(V + R_s I)}{A \cdot n_s \cdot K \cdot T_j}}) - 1] \quad (II.11)$$

Avec:

A: facteur d'idéalité.

I_{sat} : Courant de saturation, il est fortement dépendant de la température ; il est donné par l'expression suivante :

$$I_{sat} = P_4 T_j^3 \cdot e^{\frac{-E_g}{K \cdot T_j}} \quad (II.12)$$

Le courant de la résistance shunt est calculé par :

$$I_{sh} = \frac{V_d}{R_{sh}} = \frac{V + R_s \cdot I}{R_{sh}} \quad (\text{II.13})$$

Car :

$$V_d = R_{sh} \cdot I_{sh} = V + R_s \cdot I \quad (\text{II.14})$$

Le courant du module I est donné par:

$$I = P_1 \cdot E_S [1 + P_2 \cdot (E_S - E_{ref}) + P_3 \cdot (T_j - T_{ref})] - [I_{sat} \left(e^{\frac{q(V + R_s \cdot I)}{A \cdot n_s \cdot K \cdot T_j}} - 1 \right) - \frac{V + R_s \cdot I}{R_{sh}}] \quad (\text{II.15})$$

Le schéma bloc du générateur photovoltaïque est présenté sur la figure (II.3), avec :

- Les deux variables d'entrées sont :
 - E_S : ensoleillement dans le bloc de panneaux (W/m^2).
 - T_j : température de jonction des cellules ($^{\circ}\text{C}$).
- Les deux variables de sortie sont :
 - I : courant fourni par le GPV (A).
 - V : tension aux bornes du GPV (V).

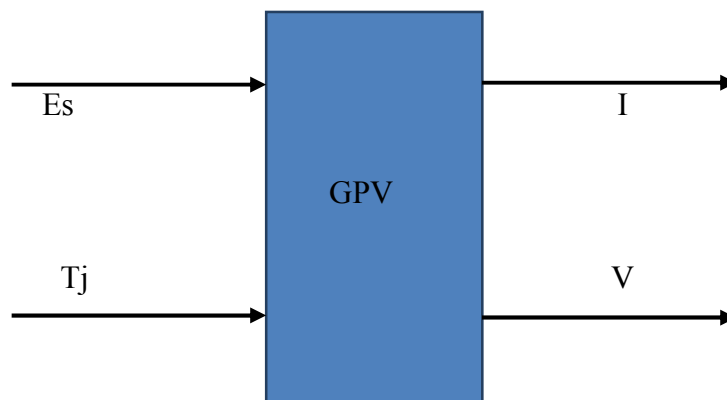


Figure (II.3): Schéma bloc de générateur photovoltaïque.

II.3. Caractéristique I-V

De nombreux constructeurs offrent une gamme importante des modules solaires, en prend l'exemple d'un panneau MSX 83 avec une puissance de 83 W. la figure (II.4), représente la caractéristique tension-courant tracée pour un éclairement $E = 1000\text{W}/\text{m}^2$ et une température ambiante $T = 25^{\circ}\text{C}$, [18].

On constate que la caractéristique de la cellule se comporte comme une source de courant constant dans la partie horizontale et comme un générateur de tension constant dans la partie verticale, on note aussi qu'il existe toujours un point de puissance maximale.

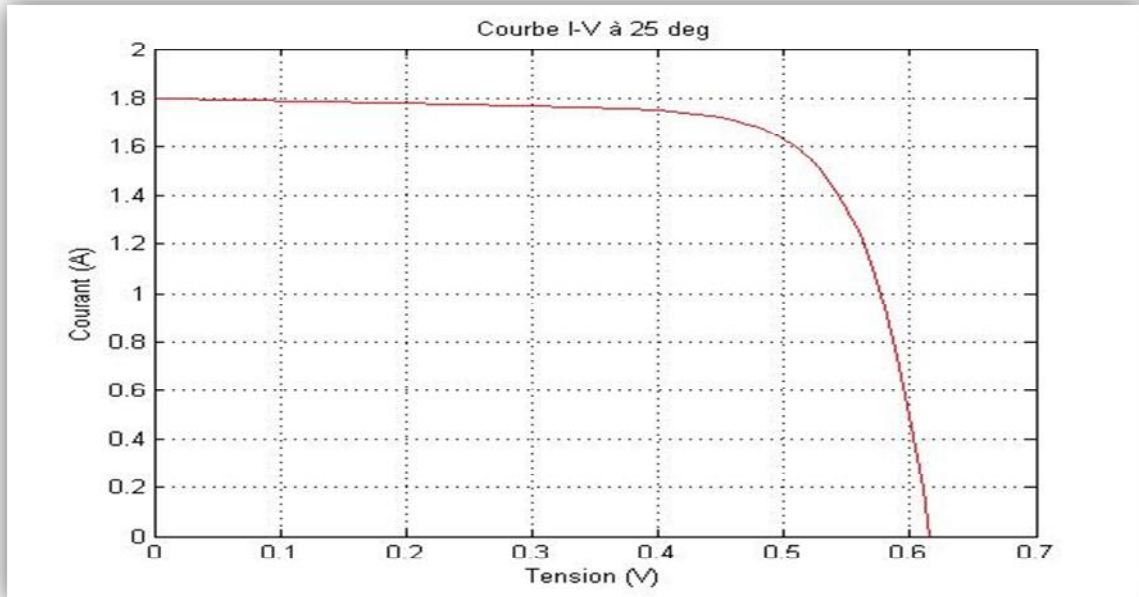


Figure (II.4) : Caractéristique I(V) d'une cellule photovoltaïque.

II.3.1. Rendement max de la cellule η

Le rendement maximum est le rapport de la puissance maximale fournie (P_{\max}) sur la puissance du rayonnement solaire incident (P_i), [3] :

$$\eta = \frac{P_{\max}}{P_i} = \frac{I_m V_m}{E S} \quad (\text{II.16})$$

Avec :

S : La surface de la cellule solaire.

E : Flux incident.

(I_m, V_m) : Coordonnée de point de fonctionnement.

II.4. Modélisation des convertisseurs

II.4.1 Modélisation de hacheur

- **Modèle mathématique équivalent**

Pour extraire le modèle mathématique du convertisseur, il faut l'étudier dans les deux phases de fonctionnement (S fermé et S ouvert), ensuite donner son modèle approximé [14].

➤ Pour la première période αT_s

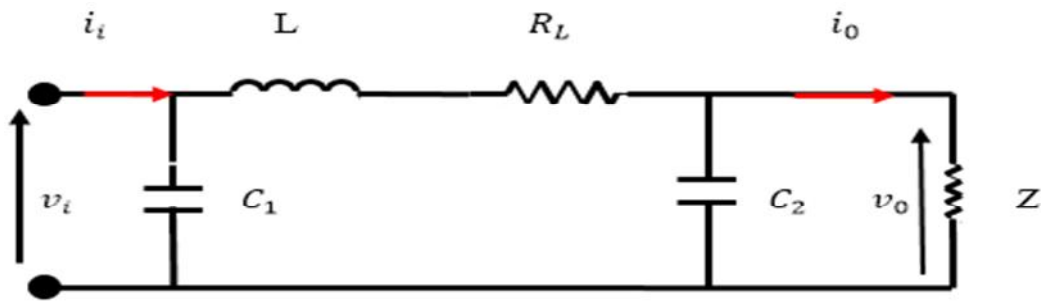


Figure (II.5) : Circuit équivalent du convertisseur boost, avec S fermé.

En appliquant les lois de Kirchhoff sur le circuit précédent on obtient le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} i_{c1} = C_1 \frac{dv_1}{dt} = i_i - i_1 \\ i_{c2} = C_2 \frac{dv_0}{dt} = i_1 - i_o \\ v_1 = L \frac{di_1}{dt} = v_i - v_0 - R_L i_1 \end{cases} \quad (II.17)$$

➤ Pour la deuxième période $(1 - \alpha)T_s$

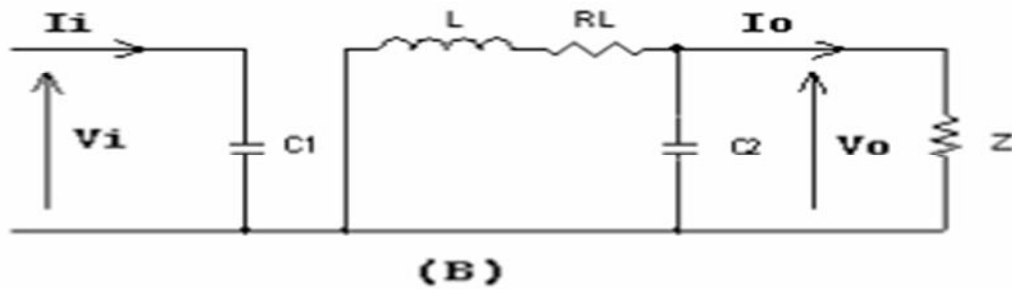


Figure (II.6) : Circuit équivalent du convertisseur boost, avec S ouvert.

En appliquant les lois de Kirchhoff sur le circuit précédent on obtient le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} i_{c1} = C_1 \frac{dv_1}{dt} = i_i - i_1 \\ i_{c2} = C_2 \frac{dv_0}{dt} = -i_o \\ v_1 = L \frac{di_1}{dt} = v_i - R_L i_1 \end{cases} \quad (II.18)$$

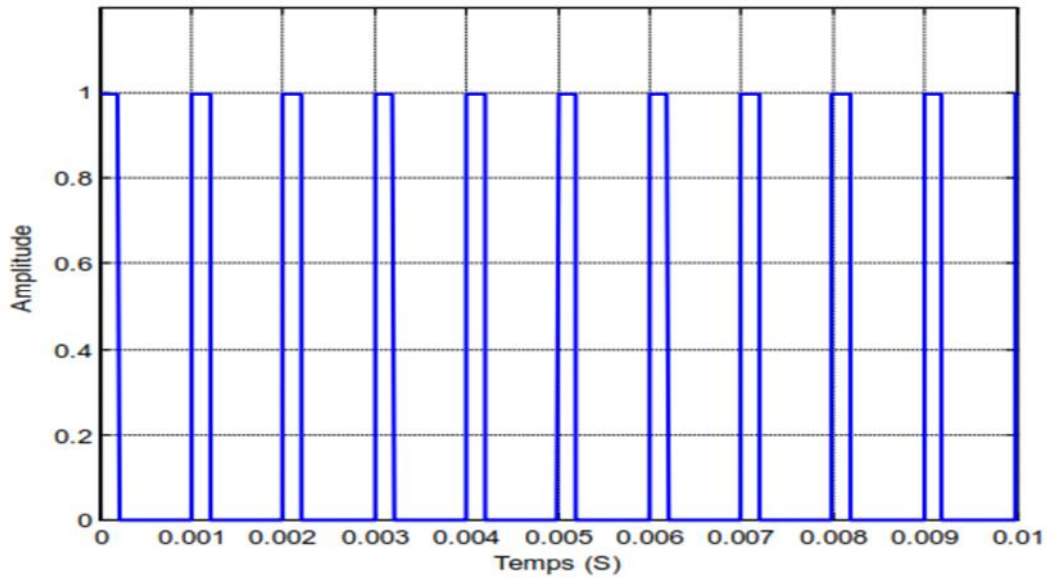


Figure (II.7) : La tension à la sortie du hacheur [19].

II.4.2. Modélisation de l'onduleur

- **Modèle de l'onduleur de tension**

Pour simplifier l'étude, on suppose que [20]:

- ✓ La commutation des interrupteurs est instantanée.
- ✓ La chute de tension aux bornes des interrupteurs est négligeable.
- ✓ La charge triphasée, est équilibrée, couplée en étoile avec neutre isolé.
- ✓ Les interrupteurs sont totalement commandables.
- ✓ Pour éviter le court-circuit d'un bras et éviter l'ouverture d'une phase d'une charge inductive ($F1 = 1 - F'1$).

En s'appuyant sur ces hypothèses, on aboutit au schéma simplifié de la figure (II.8) :

$V_a(t)$, $V_b(t)$, $V_c(t)$: les tensions simples délivrées par l'onduleur.

$U_{ab}(t)$, $U_{bc}(t)$, $U_{ca}(t)$: les tensions composées délivrées par l'onduleur.

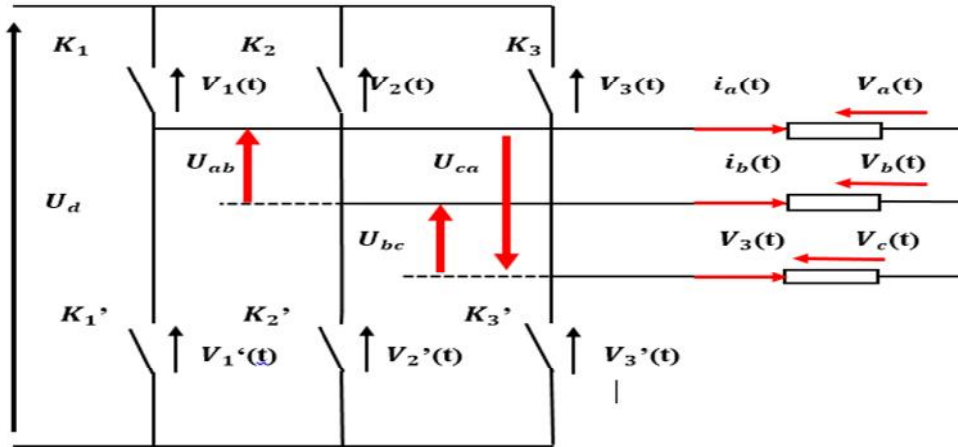


Figure (II.8) : Schéma simplifié de l'onduleur triphasé.

Les équations des tensions composées sont données par les relations suivantes :

$$\begin{cases} U_{ab} = V_a - V_b \\ U_{bc} = V_b - V_c \\ U_{ca} = V_c - V_a \end{cases} \quad (II.19)$$

D'autre part, on a les relations entre les tensions simples et les tensions composées comme suit :

$$\begin{cases} V_a = \frac{1}{3} (U_{ab} - U_{ca}) \\ V_b = \frac{1}{3} (U_{bc} - U_{ab}) \\ V_c = \frac{1}{3} (U_{ca} - U_{bc}) \end{cases} \quad (II.20)$$

L'hypothèse d'un système de tension équilibré implique :

$$V_a + V_b + V_c = 0 \quad (II.21)$$

Les interrupteurs K_1, K_2, K_3 et K_1', K_2', K_3' sont unidirectionnels en tension et bidirectionnels en courant.

On associe à chaque bras de l'onduleur une fonction logique de connexion F_1, F_2, F_3 correspondant aux signaux de commande des interrupteurs .

F_1, F_2, F_3 sont définies comme suit :

$$F_1 = \begin{cases} 1 \text{ si } k_j \text{ est fermé} & (j = 1, 2, 3) \\ 0 \text{ si } k_j \text{ est ouvert} \end{cases} \quad (\text{II.22})$$

$$\text{Si } \begin{cases} F_1 = 1 \Rightarrow V_1 = 0 & \Rightarrow V_1 = -(F_1 - 1) U_f \\ F_1 = 0 \Rightarrow V_1 = U_f \end{cases} \quad (\text{II.23})$$

$$\text{Si } \begin{cases} F_2 = 1 \Rightarrow V_2 = 0 & \Rightarrow V_2 = -(F_2 - 1) U_f \\ F_2 = 0 \Rightarrow V_2 = U_f \end{cases} \quad (\text{II.24})$$

$$\text{Si } \begin{cases} F_3 = 1 \Rightarrow V_3 = 0 & \Rightarrow V_3 = -(F_3 - 1) U_f \\ F_3 = 0 \Rightarrow V_3 = U_f \end{cases} \quad (\text{II.25})$$

Exprimons les tensions composées en fonction des états logiques des interrupteurs :

$$\begin{cases} U_{ab} = V_2 - V_1 \Rightarrow U_{ab} = (F_1 - F_2) U_f \\ U_{bc} = V_3 - V_2 \Rightarrow U_{bc} = (F_2 - F_3) U_f \\ U_{ca} = V_1 - V_3 \Rightarrow U_{ca} = (F_3 - F_1) U_f \end{cases} \quad (\text{II.26})$$

Ce qui donne la forme matricielle suivante :

$$\begin{pmatrix} U_{ab} \\ U_{bc} \\ U_{ca} \end{pmatrix} = U_f \begin{pmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} F_1 \\ F_2 \\ F_3 \end{pmatrix} \quad (\text{II.27})$$

L'expression (II.20) sous forme matricielle s'écrit comme suit :

$$\begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{pmatrix} \quad (\text{II.28})$$

En remplaçant (II.27) dans (II.28), on aura le système matriciel (II.29) comme suit :

$$\begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{pmatrix} = \frac{1}{3} U_f \begin{pmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} F_1 \\ F_2 \\ F_3 \end{pmatrix} \quad (\text{II.29})$$

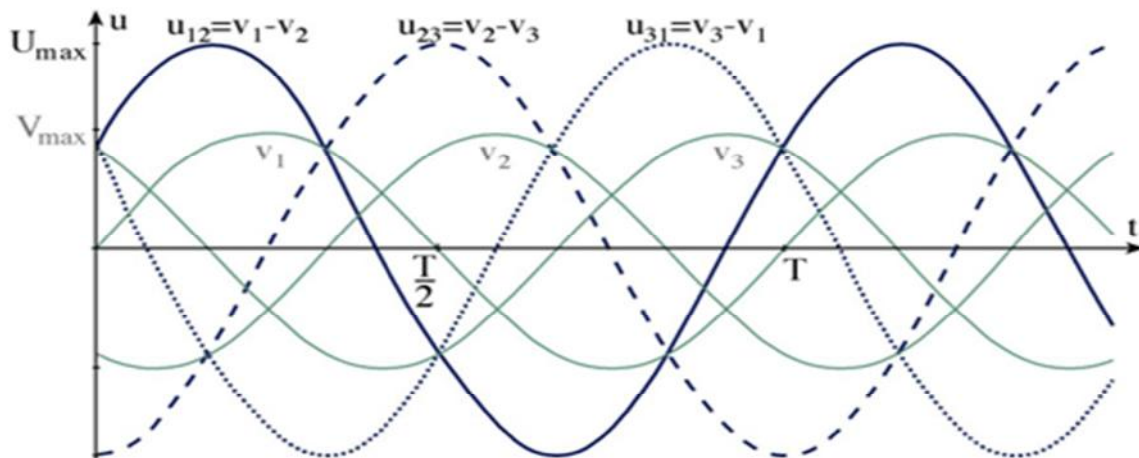


Figure (II.9) : Tension simple et composée à la sortie de l'onduleur [26].

II.5. Modélisation de la batterie

IL existe plusieurs modèles de batterie et leur mise en œuvre n'est pas aisée du fait de la prise en compte de plusieurs paramètres. Suivant les applications et les contraintes auxquelles elles sont soumises, les batteries réagissent différemment, et donc on ne trouve pas de modèle unique qui soit exact dans toutes les circonstances. On présente dans ce qui suit le modèle dit Plomb-acide [19].

- **Modèle plomb-acide**

Ce modèle est basé sur le schéma donné sur la figure (II.10) où la batterie est décrite par seulement deux éléments, une source de tension et une résistance interne, dont les valeurs dépendent d'un certain nombre de paramètres :

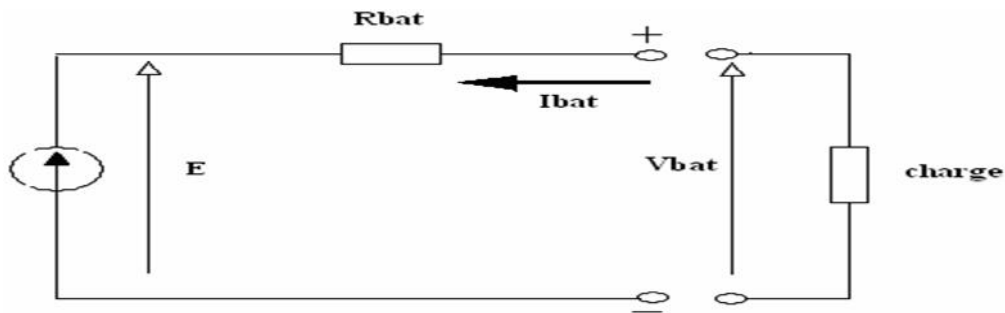


Figure (II.10) : Schéma électrique équivalent de la batterie.

II.5.1. Caractéristique courant tension de la batterie

La tension aux bornes de la batterie peut être exprimée en fonction de sa tension à vide et de la chute de tension due à la résistance interne de la batterie.

L'expression générale de la tension batterie :

$$V_{bat} = E_{bat} + R_{bat} \cdot I_{bat} \quad (II.30)$$

Avec :

E_{bat} : La force électromotrice de la batterie (V).

R_{bat} : Résistance interne.

I_{bat} : Courant de la batterie (Ah).

La force électromotrice de la batterie dépend de l'état de charge de la batterie, elle peut être exprimée par l'équation suivante :

$$E_{bat} = E_0 + K_e + \log(\text{SOC}) \quad (II.31)$$

Avec:

E_0 : La force électromotrice de la batterie à pleine charge (V).

K_e : Un coefficient empirique.

SOC: l'état de charge de la batterie.

Lors des processus de charge et de décharge, la résistance interne de la batterie varie en fonction de l'état de charge pour cela en a :

$I_{bat} > 0$ lors du processus de charge.

$I_{bat} < 0$ pendant le processus de décharge.

II.6. Modélisation de la pompe centrifuge

Le fonctionnement d'une pompe centrifuge met en jeu 3 paramètres, la hauteur, le débit et la vitesse. Les courbes principales qui caractérisent une pompe centrifuge et qui expriment ses performances sont, pour une vitesse de rotation donnée.

II.6.1. Caractéristique couple-vitesse

Le couple du moteur augmente très rapidement en fonction de cette vitesse et la hauteur de refoulement est fonction du carré de la vitesse du moteur. La vitesse de rotation du moteur devra donc être très rapide pour assurer un bon débit.

Parce que le couple de démarrage est limité au couple de frottement de la pompe à vitesse nulle (qui est plus important qu'en rotation), la pompe requiert une vitesse minimale à une H_m donnée pour obtenir un débit de départ non nul [5].

Donc la pompe centrifuge oppose un couple résistant C_r .

$$C_r = k_r \omega^2 + C_s \quad (\text{II.32})$$

Avec :

k_r : Coefficient de proportionnalité $[(\text{Nm}/\text{rad}\cdot\text{s}^{-1})^2]$.

C_s : Le couple statique, très petite $[\text{N}\cdot\text{m}]$.

ω^2 : Vitesse de rotation $[\text{rad}/\text{s}]$.

L'équation de puissance mécanique de la pompe est aussi déterminée en fonction de la vitesse est donnée par la relation suivante :

$$P_{\text{méc}} = k_r \cdot \omega^3 \quad (\text{II.33})$$

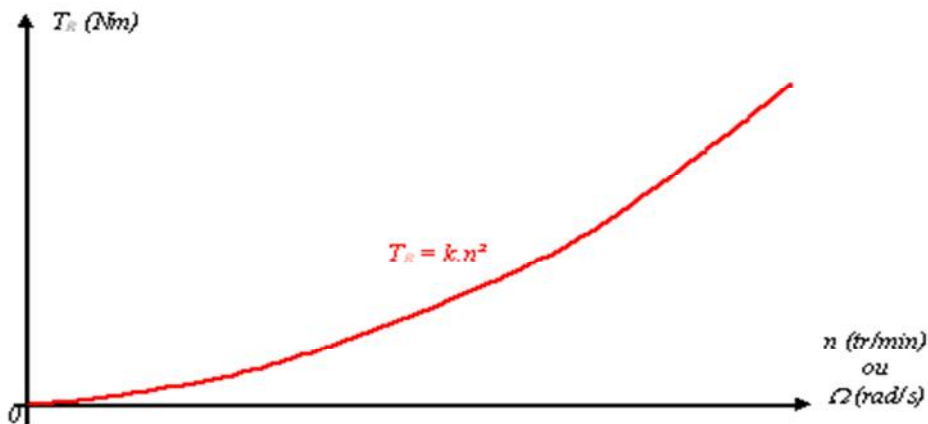


Figure (II.11) : Caractéristiques couple - vitesse d'une pompe centrifuge [26].

II.6.2 Caractéristique débit-hauteur

La courbe débit-hauteur, exprime les variations des différentes hauteurs de relèvement en fonction du débit.

Les constructeurs sont en mesure de fournir au client la courbe Q (Hm) correspondante aux diamètres, maximal et minimal possible de la roue [21].

Si la charge du moteur est une pompe émergée monocellulaire à roue radiale. Elle est caractérisée par un modèle qui sert à déterminer la dépendance de la hauteur manométrique totale Hm en fonction du débit Q. en prenant comme paramètre la vitesse de rotation du moteur, le modèle utilisé est identifié par l'expression de « PELEIDER-PETERMAN ».

$$H_m = C_1 W^2 - C_2 W Q - C_3 Q^2 \quad (\text{II.34})$$

Avec :

C_1, C_2, C_3 : Des constantes propres de la pompe donnée par le constructeur.

W : La vitesse de rotation [rad.s^{-1}].

H_m : La hauteur manométrique [m].

Q : Débit [m^3/s].

Lorsque la quantité d'eau est nulle, cela se manifeste par le phénomène de « barbotage » qui se traduit par la hauteur de barbotage H_m , et l'équation précédente devient comme suit :

$$H_m = C_1 W^2 \quad (\text{II.35})$$

Alors la caractéristique Hm (Q) peut être tracée et la caractéristique résistante Q (Hm) de la canalisation est ensuite déterminée. Cette dernière se met sous la forme suivante :

$$H_m = H_g + \Delta H \quad (\text{II.36})$$

Avec :

H_g : Hauteur géométrique, égale à la différence des hauteurs entre les niveaux libres du liquide coté d'aspiration et côté de refoulement.

ΔH : Désigne la somme de toutes les pertes de charge dues au frottement du fluide contre les parois et divers changements de sections.

$$\Delta H = K_h Q^2 \quad (\text{II.37})$$

Avec :

K_h : Constante donnée de la pompe.

La courbe $H_m(Q)$ comme indiquée sur la figure (II.12) est une parabole. Le point de rencontre de la courbe $H_m(Q)$ avec l'axe des ordonnées est le point à débit nul, on l'appelle point à vanne fermée ou encore point de barbotage [21].

Le point de fonctionnement de la pompe est le point d'intersection des deux courbes, de la pompe et de la canalisation.

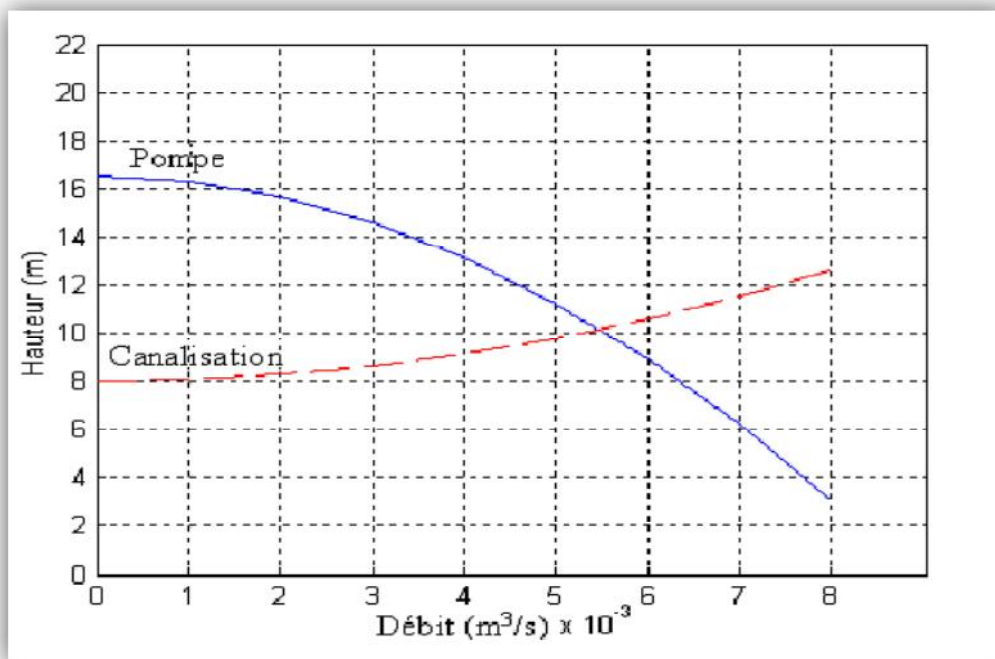


Figure (II.12) : Caractéristique de la pompe $H_m(Q)$ et de la canalisation [21].

II.6.3. Caractéristique de rendement

Comme toute machine entraînée, une pompe consomme une puissance supérieure à celle qu'elle fournit. Le rendement d'une telle machine est le rapport de la puissance hydraulique acquise à celle disponible sur l'arbre [3] :

$$\eta = \frac{\rho \cdot g \cdot H_m \cdot Q}{P_{ab}} = \frac{P_h}{P_{ab}} \quad (\text{II.38})$$

Avec :

ρ : La masse volumique de l'eau étant de 1000 kg/m^3 .

g : Accélération de la pesanteur.

H_m : Hauteur manométrique (m).

Q : Débit (m^3/s).

P_{ab} : Puissance fournie par le moteur.

Généralement le rendement maximal du groupe motopompe ne dépasse pas 72%.

Le schéma de figure (II.13) présente les valeurs de rendement d'une pompe :

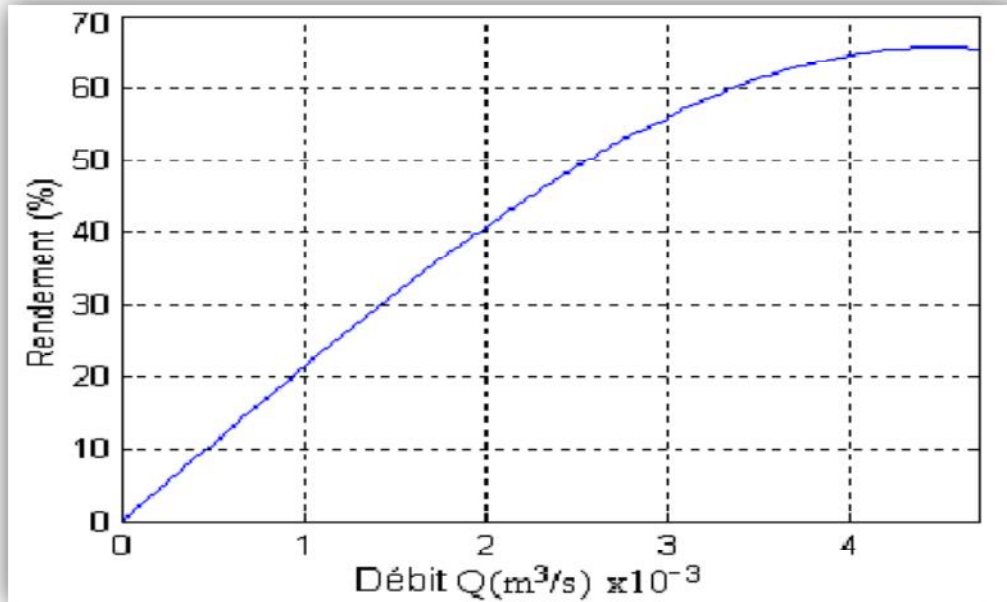


Figure (II.13) : Caractéristiques de rendement de la pompe centrifuge [3].

II.7. Conclusion

Dans ce deuxième chapitre, nous avons étudié la modélisation des différents éléments de la chaîne de pompage tels que : les cellules photovoltaïques, les convertisseurs et la pompe à eau.

CHAPITRE III

*Dimensionnement du
système de pompage
photovoltaïque.*

III.1. Introduction

Dans ce chapitre on va s'intéresser au dimensionnement de système du pompage photovoltaïque. Les facteurs les plus importants de cette approche devront être estimés soigneusement afin d'obtenir un dimensionnement satisfaisant.

III.2. Dimensionnement du champ photovoltaïque [22]

- **Détermination de l'énergie solaire disponible**

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

- **Inclinaison du générateur photovoltaïque**

L'inclinaison β des modules photovoltaïque (PV) par rapport au plan horizontal doit se faire de manière à optimiser le rapport entre l'irradiation solaire et l'énergie hydraulique nécessaire.

- **Evaluation des besoins en eau**

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

Les besoins en eau que l'on estime nécessaires pour les zones rurales des pays pauvres sont de l'ordre de 20 litres par personne et 30 litres par tête de bétail par jour [23].

Les besoins d'eau pour l'irrigation dépendent du type de culture, des facteurs météorologiques comme la température, l'humidité, la vitesse de vent, l'évapotranspiration du sol, la saison de l'année considérée.

La capacité de réservoir sera déterminée selon les besoins en eau journalières et l'autonomie requise du système.

- **Mois de dimensionnement**

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

Comme idée de principe, à chaque inclinaison β , correspond un mois le plus défavorable. Le mois de dimensionnement à l'inclinaison optimale sera précisément celui qui présente le plus petit rapport entre l'irradiation solaire et l'énergie hydraulique. L'irradiation solaire

G_{dm} () et l'énergie hydraulique nécessaire E_h correspondantes à ce mois serviront pour le choix des composantes du système.

- **Evaluation de l'énergie moyenne journalière requise par la charge [24]**

La consommation moyenne nécessaire pour le fonctionnement des équipements en (Wh/j) est donnée par la formule suivante :

$$C_j = \sum P \cdot h \quad (\text{III.1})$$

Avec :

P : La puissance électrique consommée par la charge en watts.

h : La durée d'utilisation quotidienne moyenne en heure.

- **Estimation de nombre de modules en série**

Le nombre de modules en série est :

$$N_s = \frac{U}{U_n} \quad (\text{III.2})$$

Avec :

U : Tension d'installation en volte.

U_n : Tension nominale d'un module en volte.

- **Estimation de nombre de branches en parallèle**

$$N_p = \frac{N}{N_s} \quad (\text{III.3})$$

Avec :

N_p : Nombre de modules en parallèle.

N_s : Nombre de modules en série.

N : Nombre de modules.

- **Calcul de la puissance du générateur**

La puissance crête délivré par le générateur est :

$$P_C = N_s * N_p * P_{cm} \quad (\text{III.4})$$

Avec:

P_{cm} : Puissance crête d'un module.

P_C : Puissance d'un générateur.

- **Calcul de la surface du générateur**

La surface totale occupée par le champ sur le sol ou le toit est :

$$S = N * S_m \quad (III.5)$$

Avec:

S_m : C'est la surface d'un module en m^2 .

N : Nombre de modules.

- **Estimation de la puissance [22]**

La puissance de sortie du générateur photovoltaïque sous les conditions standard de mesure, CSM, (éclairage $G_{ce} = 1000W /m^2$ et température de cellule $T_{C,ref} = 25^\circ C$) est :

$$P_p = \eta_g \cdot A \cdot G_{ce} \quad (III.6)$$

Avec :

P_p : Puissance de sortie sous CSM (W).

η_g : Rendement du régulateur a la température de référence ($25^\circ C$).

A : Surface active du générateur (m^2).

G_{ce} : Éclairage dans les CSM ($1000W/m^2$).

L'énergie électrique journalière, E_e est donnée par :

$$E_e = \eta_{pv} A G_{dm}(\beta) \quad (III.7)$$

Avec :

η_{pv} : Rendement moyen journalier du générateur dans les conditions d'exploitation.

$G_{dm}(\beta)$: Irradiation moyenne journalière incidente sur le plan des modules a l'inclinaison β ($KWh/m^2/jour$).

Le rendement η_{pv} peut être calculé à l'aide de l'expression :

$$\eta_{pv} = F_m [1 - \gamma (T_c - T_{c,ref})] \eta_g \quad (III.8)$$

Avec :

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 maximum.

γ : Coefficient de température des cellules. γ prends des valeurs entre 0.004 et 0.005/C° pour des modules au silicium mono et polycristallin, et entre 0.001 et 0.002 pour des modules au silicium amorphe.

T_c : Température moyenne journalière des cellules durant les heures d'ensoleillement.

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

$$E_e = \frac{E_h}{\eta_{mb}} \quad (III.9)$$

Avec:

E_h : Énergie hydraulique moyenne mensuelle (kWh).

η_{mb} : Rendement du sous système moteur-pompe.

En substituant les équations (III.7, 8 et 9) dans (III.6), nous obtenons pour la puissance crête du générateur :

$$P_p = \frac{G_{ce}}{F_m [1 - \gamma(T_c - T_{c,ref})] G_{dm}(\beta)} \frac{E_h}{\eta_{mb}} \quad (III.10)$$

III.3. Dimensionnement des batteries

Pour assurer la continuité de l'alimentation pendant les jours de mauvais temps, on prévoit un système de stockage qui se compose généralement de batteries. La capacité qui doit être installée dépend, de la tension (V_{Bat}) du rendement de la batterie (η_{Bat}) et de la profondeur de décharge (PDD = 0.8) de la batterie, ainsi que l'énergie demandée par la charge (E_c) et le nombre de jours d'autonomie (N) pendant lesquels les batteries initialement chargées peuvent assurer les besoins en électricité sans que les modules ne fonctionnent.

La capacité de la batterie est donnée en (Ah) par :

$$C_{Bat} = \frac{E_c \cdot N}{PDD \cdot V_{Bat} \cdot \eta_{Bat}} \quad (III.11)$$

III.4. Dimensionnement du moteur

Le moteur doit être capable de supporter la puissance crête du générateur photovoltaïque.

III.5. Notion hydraulique [13]

Les stations de pompage sont constituées d'une ou plusieurs pompes qui aspirent les 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 charge et de la pression de refoulement dans la conduite.

- **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 m³ 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 :

$$H_{MT} = H_g + P_c \quad (III.12)$$

Avec :

H_g : Hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation (figure III.1).

Elle est donnée par la formule suivante :

$$H_g = A + B + C \quad (III.13)$$

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

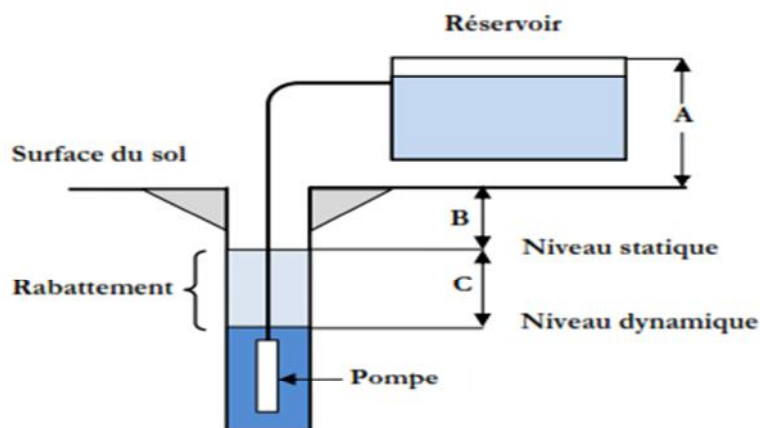


Figure (III.1) : Hauteur manométrique totale.

Avec :

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 entre 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.

III.6. Configuration du système de pompage

Les configurations du groupe moteur pompe les plus utilisées sont :

- Ensemble moteur-pompe immergé.
- Ensemble moteur-pompe flottant.
- Ensemble moteur-pompe en superficie.

Chaque configuration est utilisée selon le débit et la hauteur de pompage nécessaire. En général, les pompes immergées sont utilisées dans les puits profonds, de petits diamètres. Cependant, les pompes flottantes sont installées dans des puits, lacs de grands diamètres.

III.6.1. Système de pompage adapté

Dans les sites éloignés en zones arides et semi arides où les besoins en eau sont importants que ce soit pour l'eau potable ou la petite irrigation, le manque d'eau pourrait être dramatique pour la population.

- Un groupe électropompe immergée.
- Un générateur de modules photovoltaïques type Silicium polycristallin
- Un réservoir de stockage d'eau.

III.6.2. Les principaux avantages de ce système

- Pour des applications dans des climats chauds, le moteur est refroidit à l'eau et ne pose aucun problème de surchauffe.
- Un démarrage du groupe électropompe dès qu'un rayonnement incident critique est dépassé (ciel couvert ou nuageux, lever du soleil...), donc un temps de fonctionnement plus important.

- Un stockage de l'eau permettant à l'utilisateur de couvrir ces besoins en dehors des heures d'ensoleillement. Ceci est d'autant plus intéressant en particulier pour les régions du sud où l'irrigation pendant la journée est difficile (température élevée, risque d'évaporation dans le cas d'irrigation gravitaire...).

III.7. Dimensionnement de la pompe [22]

Le débit crête Q (m^3/h) est calculé par la relation :

$$Q = \frac{3.6 P_h}{g \cdot h} \quad (\text{III.14})$$

Avec :

P_h : Puissance hydraulique nécessaire (W).

g : Accélération de la pesanteur ($9.81 m/s^2$).

h : Hauteur manométrique totale (m).

La puissance hydraulique crête (P_h) nécessaire en fonction de la puissance électrique crête fournie par le générateur photovoltaïque (P_e) est donnée par :

$$P_h = P_e \cdot \eta_{mb} \quad (\text{III.15})$$

Avec :

η_{mb} : Rendement crête du sous-système moteur-pompe.

P_e : Puissance crête du générateur.

III.8. Dimensionnement des tuyauteries [22]

Le diamètre des tuyauteries peut être estimé en utilisant des tableaux ou des graphes qui expriment les pertes par frottements en fonction du débit pour chaque diamètre de la tuyauterie.

En pratique, il se présente le problème de fixer la hauteur dynamique H_d pour des considérations économiques. En effet, si nous augmentons le diamètre D de la tuyauterie, H_d diminue. Économiquement parlant, une augmentation de D suppose une augmentation des dépenses d'installation, mais en même temps une diminution des pertes d'énergie.

Le diamètre le plus économique sera celui qui réduit au minimum la somme des coûts de la tuyauterie et de l'énergie perdue par frottements. Il est possible d'obtenir analytiquement les diamètres des tuyauteries de pompage qui s'approchent à ceux qui minimisent les coûts des installations par la formule de Bresse :

$$D = K \sqrt{Q} \quad (\text{III.16})$$

Avec :

D : diamètre de la tuyauterie (m).

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

Q : débit crête de la pompe (m³/s).

L'équation de continuité est :

$$Q = \frac{\pi.D^2}{4} V \quad (\text{III.17})$$

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

$$V = \frac{4}{\pi.K^2} \quad (\text{III.18})$$

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

III.9. Perte de charge [25]

La perte de charge est la perte de pression qui se manifeste au fur et à mesure de l'avancement du fluide. Elle est définie comme étant la résistance à l'écoulement et à l'avancement du fluide à cause de la rugosité des surfaces des canalisations.

Pour une conduite rectiligne :

$$H = \frac{K L V^2}{D} \quad (\text{III.19})$$

K = 0.0015 (conduite ancienne).

K = 0.0020 (conduite neuve fente).

- **Les accessoires**

C'est les obstacles de courte longueur, vanne, soupape, crépine...

Seulement le nombre d'accessoires et en vitesse qui interviennent :

$$H = n K V^2 \quad (\text{III.20})$$

Avec :

n : Le nombre d'accessoires.

K = 0.0015 (coude normal).

$K = 0.04$ (vanne à tiroir).

$K = 0.1$ (vanne à soupape).

$K = 0.4$ (crépine à clapet).

III.10. Conclusion

Le troisième chapitre présente la méthode de dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque, qui nous permet de dimensionner une installation de pompage photovoltaïque pour satisfaire les besoins en eau d'une consommation bien déterminée.

CHAPITRE IV

*Simulation du système
de pompage
photovoltaïque.*

IV.1.Introduction

La simulation digitale est très importante pour l'analyse et conception des systèmes, afin de comprendre le comportement opérationnel de ces composants et les interactions entre eux. Pour cela on peut tracer toutes les étapes de conversion d'énergie et identifier en détail les pertes à travers les systèmes d'une part et l'évaluation des performances et les limites d'une réalisation d'autre part.

Les opérations de simulation sont faites par les logiciels suivants « Météonorm », « PVsyst », et « Matlab Simulink ».

IV.2.Présentation des logicielles

Le dimensionnement des générateurs solaires exige une analyse précise de différents facteurs pouvant influencer sur le rendement du système photovoltaïque.

Pour cela notre première simulation est basée sur le dimensionnement de l'installation dans le jour le plus défavorable de l'année, car une installation photovoltaïque qui fonctionne dans le jour défavorable sera fonctionnelle dans les autres jours de l'année. Ensuite nous comparons les résultats de simulation.

1. Logiciel Météonorm

Météonorm est un logiciel de la société METEOTEST à Berne en Suisse, sert pour les applications utilisant l'énergie solaire comme :

- ✓ Le photovoltaïque.
- ✓ Le solaire thermique.
- ✓ Le rafraîchissement solaire.
- ✓ La conception de bâtiments bioclimatique.

2. Logiciel PVsyst

PVsyst est un logiciel de dimensionnement et simulation des installations photovoltaïques qui a été réalisé par le CUEPE (University center for the Study of Energie Problems), université de Genève-Suisse et qui a été financé par OFEN (Swiss Federal Office for Energie).

Ce logiciel dispose des bases de données très riches des panneaux, régulateurs, batteries, onduleurs, pompes solaires. Ainsi une base de données météorologique très puissante qui couvre plus de 95 pays. C'est pour cela qu'on a choisi ce logiciel pour simuler notre installation de pompage d'eau et voire nos résultats s'ils sont proches de la réalité ou non.

3. Matlab Simulink

Est un logiciel de calcul numérique de visualisation et de programmations très raffinées et conviviale, développé par la société Mathworks. Il permet à l'utilisateur d'élaborer ses propres fonctions de véritables programmes, ainsi des interfaces graphiques très performantes.

IV.3. Le choix du site

Pour l'étude de notre projet, nous avons choisi le lieu-dit Timizart loghbar, c'est un village en Kabylie (Algérie), située à 10 Km à l'est de Tizi-Ouzou.

Le climat de Timizart loghbar est typiquement méditerranéen, chaud et sec en été et doux, humide et pluvieux en hiver, cependant avec une altitude de 350 m, les précipitations annuelles moyennes sont de 871mm et une température de 18.2°C.

IV.3.1. Caractéristiques du site

Les caractéristiques du site « Timizart loghbar » sont données par les grandeurs météorologiques suivantes :

Caractéristiques	Longitude [°]	Latitude [°]	Altitude [m]
Site	4.03	36.42	350

Tableau (IV.1) : Données géographiques du site.

IV.4. Simulation avec le logiciel Météonorm

Elle est représentée en 6 étapes :

✓ Etape 1

On introduit les informations géographiques qui définissent le site :

- Latitude (°) = 36.42
- Longitude (°) = 4.03
- Altitude (m) = 350
- Fuseau horaire (h) = 1
- Situation = ouverte
- Référence horaire (h) = 60

Information sur le site

Information générale

Nom: Tizi ouzou_Timirart Loghbar

Catégorie: Défini par l'utilisateur

Coordonnées: 36,419998 °N Lat, 4,03 °E Lon, WGS84

Altitude: 350 m a.s.l.

Fuseau horaire: 1 TUC

Référence de temps: 60 min

Situation: Situation ouverte

✓ Etape 2

Après avoir introduit l'information concernant le site dans l'étape précédente, on choisit le site défini par l'utilisateur.

✓ Etape 3

Après plusieurs calculs, on a constaté que l'angle d'inclinaison idéale pour notre système est inclus entre 25° et 35° est une orientation plein sud (Azimut 0°) pour avoir le maximum d'irradiation possible.

Sites: Tizi ouzou_Timirart Loghbar

Modifications

Modifications

Tizi ouzou_Timirart Loghbar 36,4°N / 4,0°E, 350 m

Défini par l'utilisateur

Général

Correction des mesures de rayonnement global

Employer les données corrigées du rayonnement global
 Employer les données originales (effets d'horizon inclus)
 Valable uniquement pour des stations météo avec des horizons hauts.

Site spécifique

Orientation du plan

Azimut: 0
 Inclinaison: 30

Albedo

Automatique 0,15
 Utilisateur

Horizon

Aucun
 Utilisateur
 Éditer l'horizon...

Turbidité atmosphérique

Interpolée
 Station Aeronet la plus proche
 Utilisateur
 Éditer le turbidité...

Importer des données

Valeurs mensuelles...
 Valeurs jours/horaires...

Retour Suivant

✓ Etape 4

On choisit de valider les données introduites par l'utilisateur pour le logiciel les prenant en considération.

✓ Etape 5

On doit choisir le type de système auquel on introduit les résultats finaux dans notre cas, on va exporter vers PVsyst.

✓ Etape 6

Dans cette étape le logiciel simule les données introduites précédemment pour obtenir la différente information recherchée (rayonnement, température,...).

Output

Tizi ouzou_Timirart Loghbar 36,4°N / 4,0°E, 350 m
 Défini par l'utilisateur

Tizi ouzou_Timirart Loghbar

	Rayonnement	Température	Précipitations				
	Durée d'insolation	Rayonnement global journalier					
	Température journalière	Tableau de données					
	Gh kWh/m ²	Gk hor kWh/m ²	Dh kWh/m ²	Bn kWh/m ²	Ta °C	Td °C	FF m/s
Janvier	81	0	30	125	9,7	5,3	2,5
Février	91	0	44	96	10,9	5,4	2,5
Mars	144	0	54	155	14,1	7,4	2,7
Avril	165	0	64	151	16,6	8,9	2,9
Mai	202	0	80	178	20,5	12,2	2,7
Juin	233	0	67	233	25,1	14,5	2,8
Juillet	247	0	59	261	28	16,9	2,7
Août	219	0	61	232	27,9	17,4	2,6
Septembre	159	0	58	164	23,9	16,1	2,5
Octobre	126	0	48	146	20,4	13,6	2,2
Novembre	86	0	30	127	14,5	8,9	2,4
Décembre	68	0	32	90	11,2	6,6	2,6
Année	1817	0	628	1957	18,6	11,1	2,6

Informations du résultat

IV.4.1. Les Résultats

❖ Rayonnement mensuel

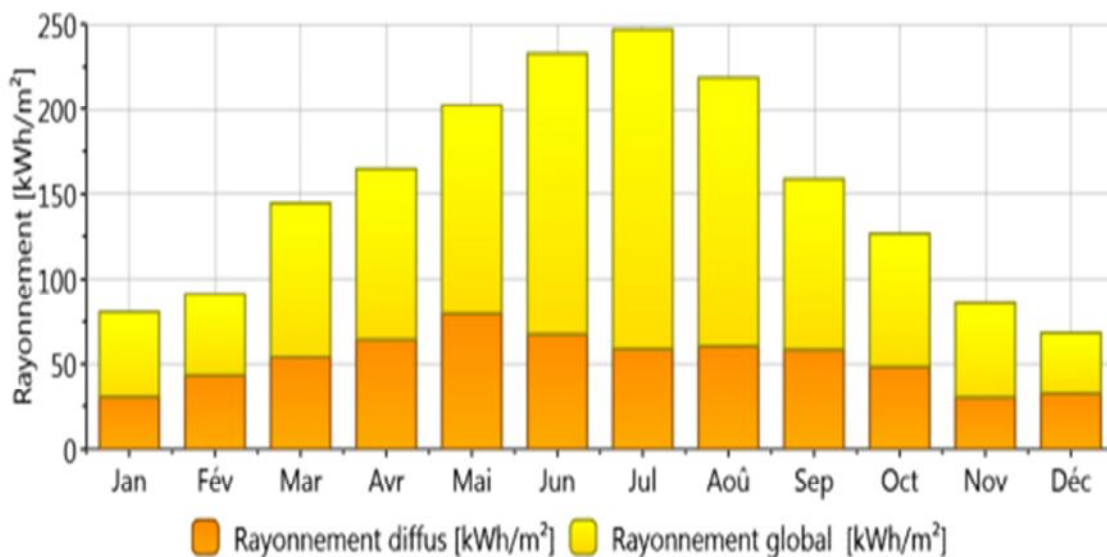


Figure (IV.1) : Rayonnement diffus et global.

❖ Rayonnement global journalier



Figure (IV.2) : Rayonnement global journalier.

Interprétation :

On remarque d’après la figure (IV.1) et figure (IV.2) que le rayonnement global mensuel et journalier atteint son seuil en mois de juillet est estimé respectivement à 250 KWh/m² et 8 KWh/m, alors qu’il n’est que de 75 KWh/m² et 3KWh/m en moi de décembre.

❖ Température mensuelle

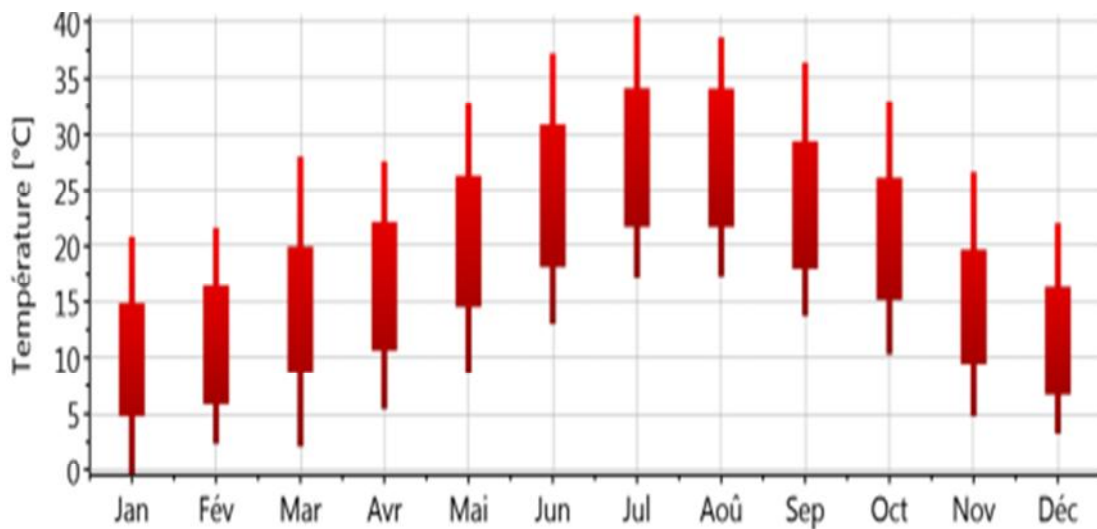


Figure (IV.3) : Température mensuelle.

❖ **Température journalière**

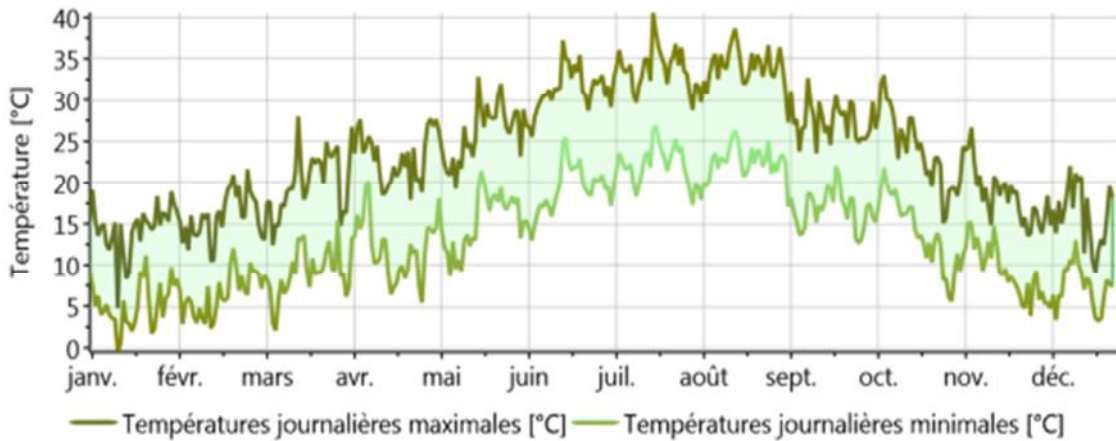


Figure (IV.4) : Température journalière.

Interprétation :

Les températures mensuelles maximales sont de 40°C au mois de juillet, tandis que la température minimale est de 0°C en mois de janvier ce qui fait une moyenne annuelle de 20°C. Même chose pour les températures journalières maximales et minimales, une crête entre juillet et aout et basse en janvier.

❖ **Durée d’insolation**

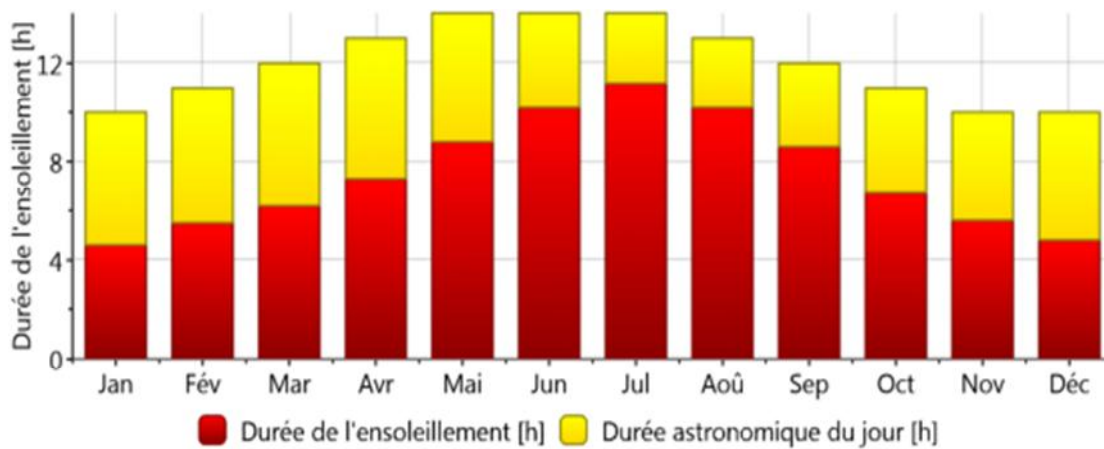


Figure (IV.5) : Durée d’ensoleillement et astronomique.

Interprétation :

La durée de l’ensoleillement est plus grande entre le mois d’avril jusqu’à mois de aout avec une moyenne de 13 heures, tandis que la durée astronomique du jour est d’environ 10 heures en mois de juillet et 4,3 heures en janvier.

❖ Tableau de données récapitulatives

Tizi ouzou_Timizart loghbar

Rayonnement		Température			Précipitations		
Durée d'insolation		Rayonnement global journalier			Température journalière		
Température journalière		Tableau de données					
	Gh kWh/m ²	Gk hor kWh/m ²	Dh kWh/m ²	Bn kWh/m ²	Ta °C	Td °C	FF m/s
Janvier	81	0	30	125	9,7	5,3	2,5
Février	91	0	44	96	10,9	5,4	2,5
Mars	144	0	54	155	14,1	7,4	2,7
Avril	165	0	64	151	16,6	8,9	2,9
Mai	202	0	80	178	20,5	12,2	2,7
Juin	233	0	67	233	25,1	14,5	2,8
Juillet	247	0	59	261	28	16,9	2,7
Août	219	0	61	232	27,9	17,4	2,6
Septembre	159	0	58	164	23,9	16,1	2,5
Octobre	126	0	48	146	20,4	13,6	2,2
Novembre	86	0	30	127	14,5	8,9	2,4
Décembre	68	0	32	90	11,2	6,6	2,6
Année	1817	0	628	1957	18,6	11,1	2,6

Informations du résultat
 Incertitude des valeurs annuelles: Gh = 5%, Bn = 9%, Ta = 1,1 °C
 Tendence de Gh / décennie: 1,6% Variabilité de Gh / an 4,2%
 Sites d'interpolation du rayonnement Données importées
 Stations de l'interpolation de température: Données importées

Tableau (IV.2) : Données récapitulatives.

Ta : température de l'air.

FF : vitesse du vent.

Gh : irradiation moyenne du rayonnement global horizontal.

Dh : irradiation du rayonnement diffus horizontal.

IV.5. Simulation avec le logiciel PVsyst

On exploite les résultats obtenus précédemment par météoNorm on suit les étapes suivantes :

- **Etape 1** : on clique sur « outils » dans la fenêtre principale qui nous donne différentes possibilités, puis on choisit site géométrique pour importer les informations de météoNorm.
- **Etape 2** : notre site n'existe pas dans la base de données du logiciel sauf Alger et Tamanrasset existe pour l'Algérie, donc en va créer notre site sur la base de données.
- **Etape 3** : on introduit les résultats de météoNorm ainsi les coordonnées géographiques afin de compléter les tableaux, puis valider cette étape.

- **Etape 4** : on revient à la fenêtre principale et on choisit « conception du projet » et « pompage ».
- **Etape 5** : cette figure nous donne accès pour configurer toutes les caractéristiques techniques de notre projet, où nous allons procéder étape par étape.



❖ **Projet**

On valide les données météorologiques et géographiques de notre site, pour cela on doit accéder à la base de données du logiciel pour charger le site créé « Tizi-Ouzou_Timizart loghbar ».

❖ **Orientation**

On fixe notre système à 30° d'inclinaison et 0° d'azimut, on choisit une irradiation annuelle pour une production annuelle.

❖ **Horizon**

Après traitement de données on obtient les lignes d'horizon tracées sur la trajectoire du soleil.

❖ **Ombrage**

Notre système est implanté dans une situation ouverte qui est sans ombrage, on choisit donc « sans ombrage ».

❖ **Système**

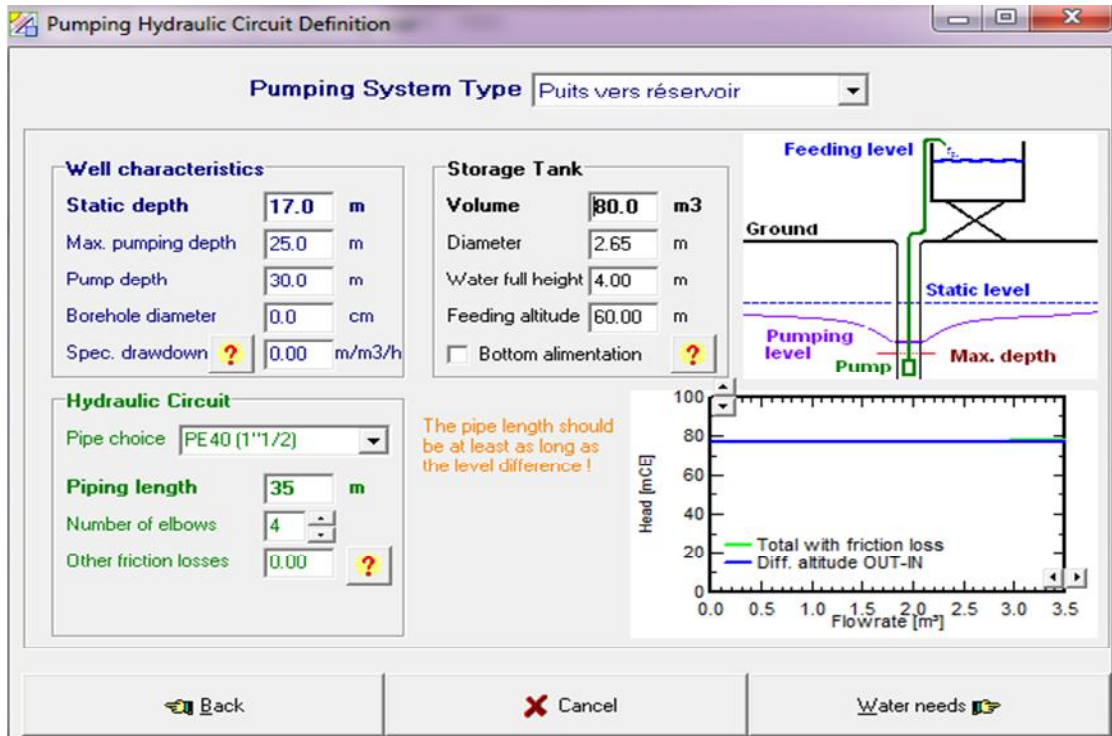
On choisit notre système de pompage d'eau « puits vers réservoir ouvert par le haut ».

Dans cette étape en remplissant les caractéristiques suivantes :

- ✓ Caractéristiques de réservoir de stockage d'eau.

- ✓ Caractéristiques de puits.
- ✓ Caractéristiques de circuit hydraulique.

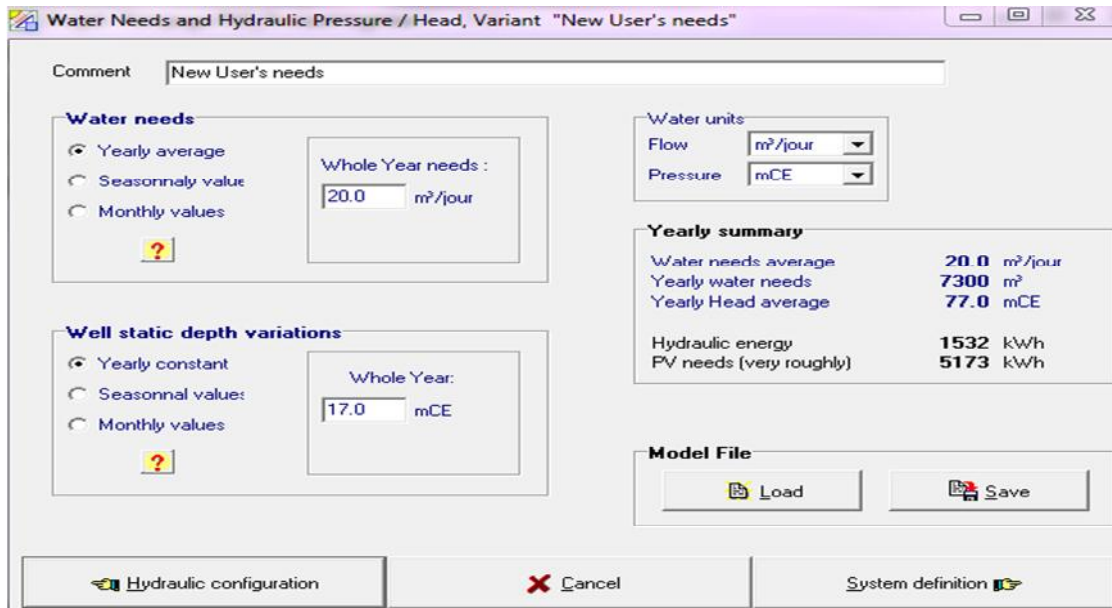
IV.5.1. Introduction des paramètres du système de pompage



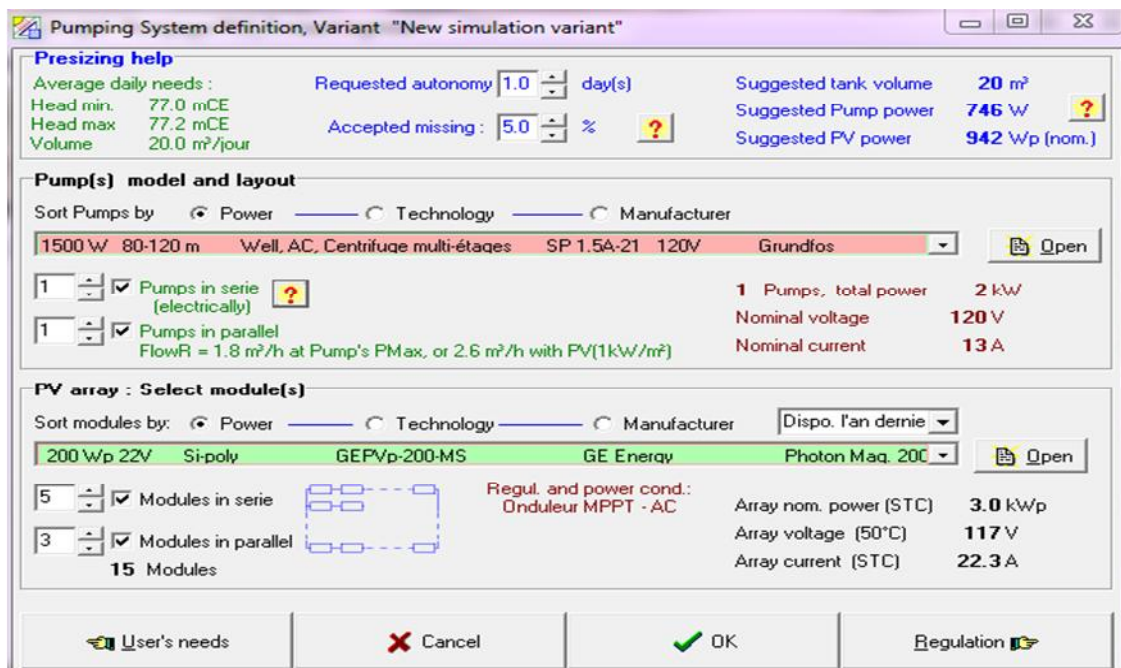
- Niveau statique du puits = 17 m
- Réservoir de stockage = 80 m³
- Profondeur de la pompe = 30 m
- Altitude d'alimentation = 60 m
- Longueur de la tuyauterie = 35 m

IV.5.2. Calcule de l'énergie hydraulique annuelle par PVsystem

- Besoins en eau journaliers à 20 m³ (valeur moyenne annuelle).
- Energie hydraulique nécessaire durant toute l'année = 1532 kWh
- Estimation de l'énergie annuelle fournie par le générateur PV = 5173 kWh



IV.5.3. Résultats de dimensionnement en utilisant PVsyst



1. On fixe le nombre de jours d'autonomie à une journée, puisque en utilise un stockage d'eau.

2. On choisit comme type de pompe, la pompe centrifuge multiétages de 1500 W, 80-120m AC model Grundfos , SP 1,5A-21, 120V.

Le logiciel nous donne les nombres de modules en séries et en parallèles ainsi que le nombre de pompes pour assurer le flux d'eau total.

IV.5.4. Simulation et résultats

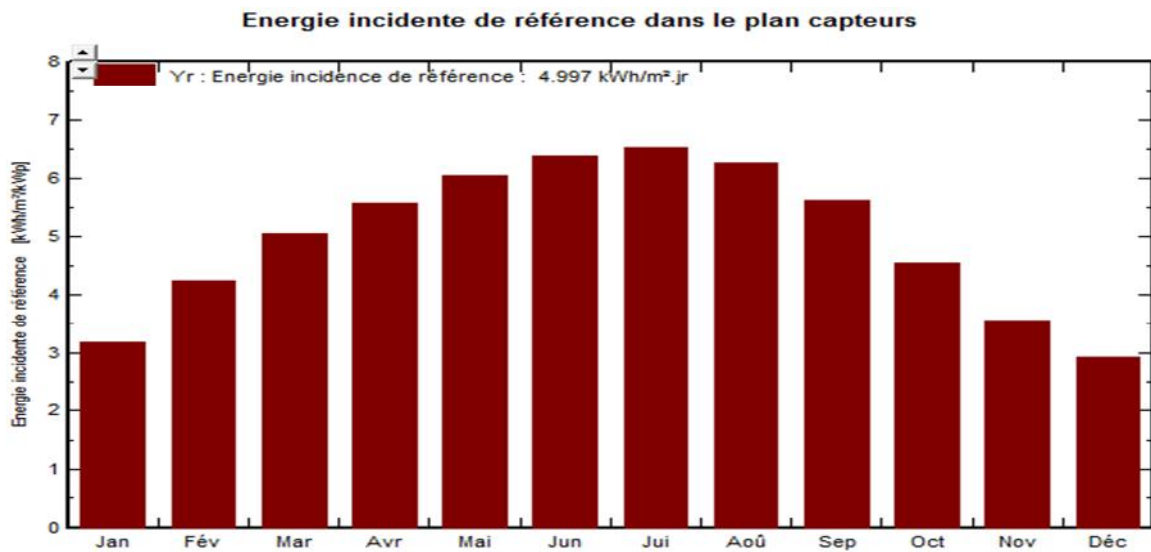
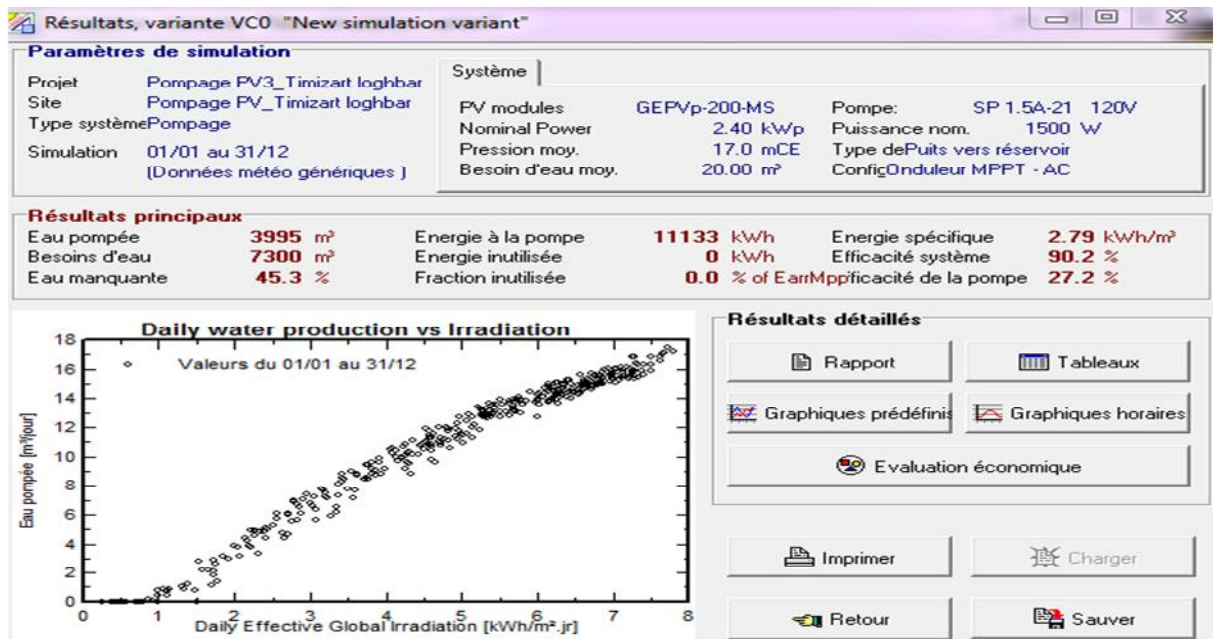


Figure (IV.6) : Référence de l'énergie incidente sur le plan des panneaux.

Interprétation :

L'énergie journalière incidente sur le plan des panneaux prend une valeur de référence de 4,9 KWh/m².j

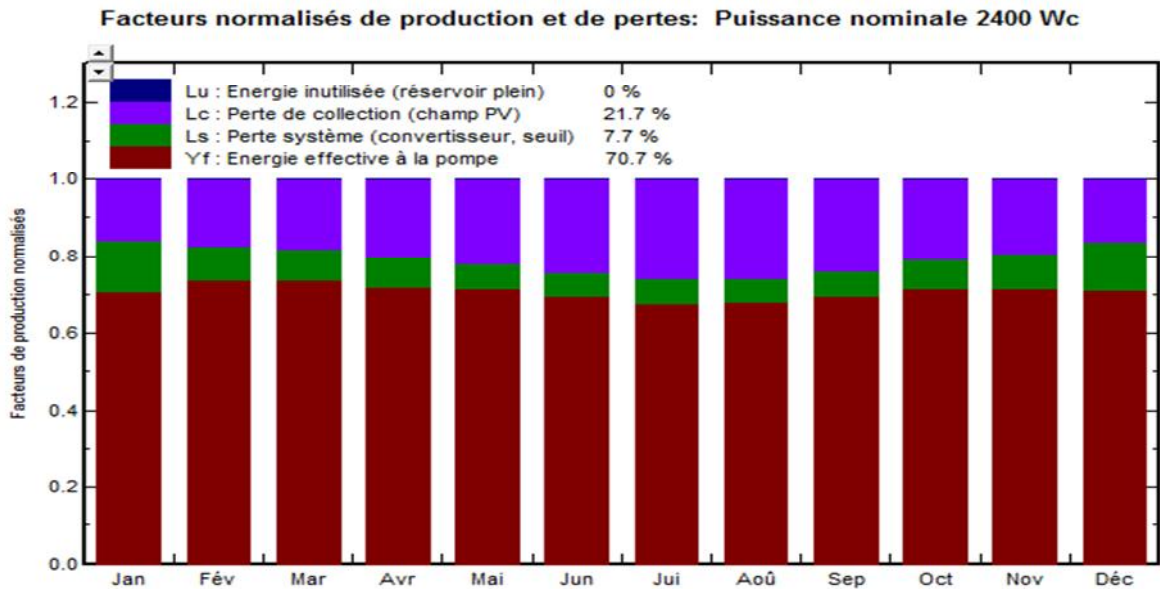
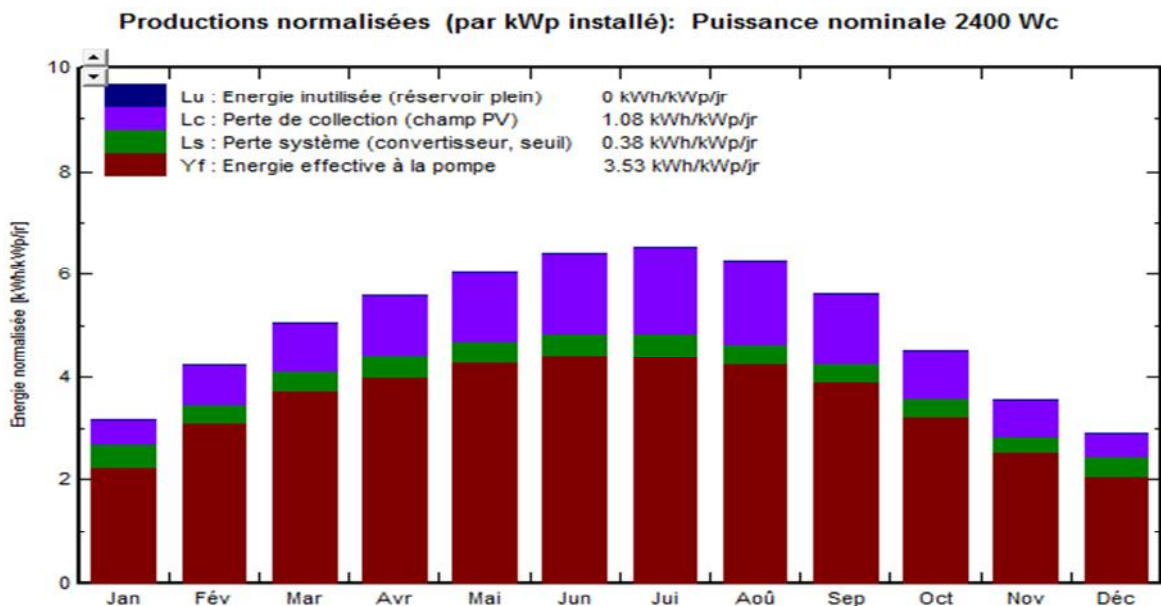


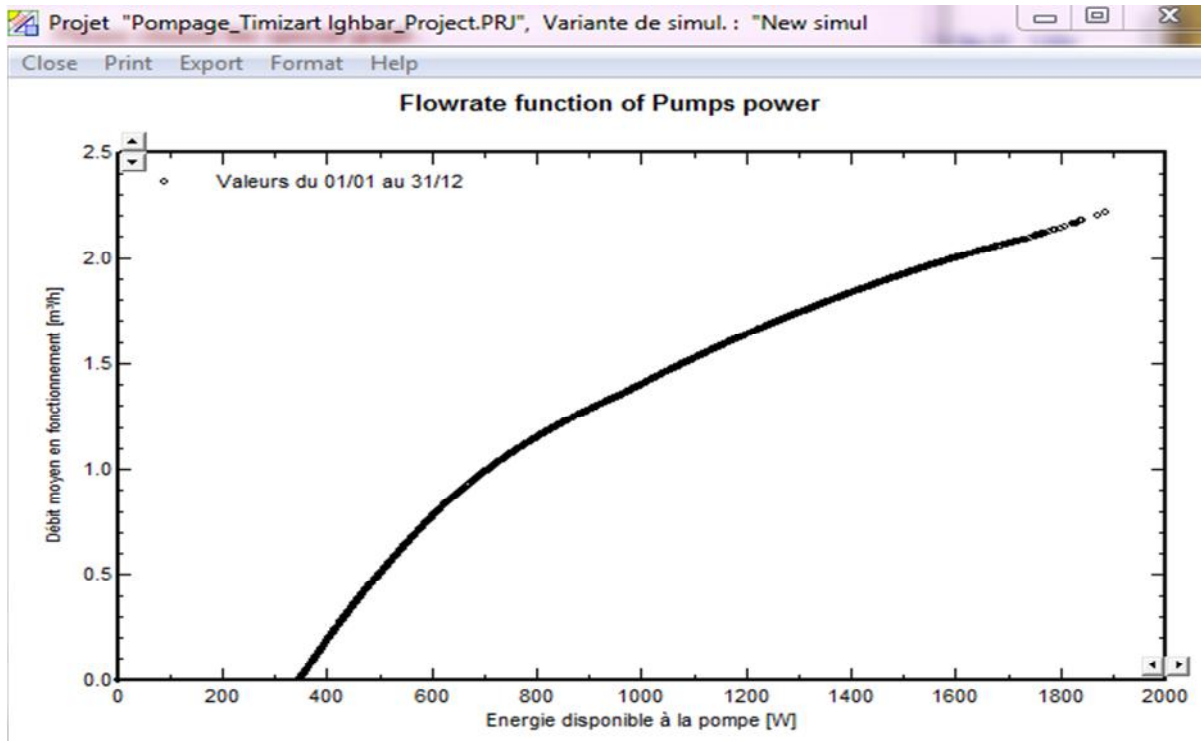
Figure (IV.7) : Facteurs normalisés de production et de pertes.



Figure(IV.8) : Production normalisées par kWp installé.

Interprétation :

Sur la figure (IV et IV), les pertes liées à la qualité du module (champ PV) sont enregistrées en période d’été, qui s’explique par la hausse des températures en cette saison. par contre les pertes du système (convertisseur) sont moins sensibles, évaluées à 7,7%.



Figure(IV.9) : Débit en fonction de la puissance à la pompe.

Interprétation :

Le débit d'eau augmente en fonction d'augmentation de la puissance de la pompe jusqu'à atteindre une valeur nominale.

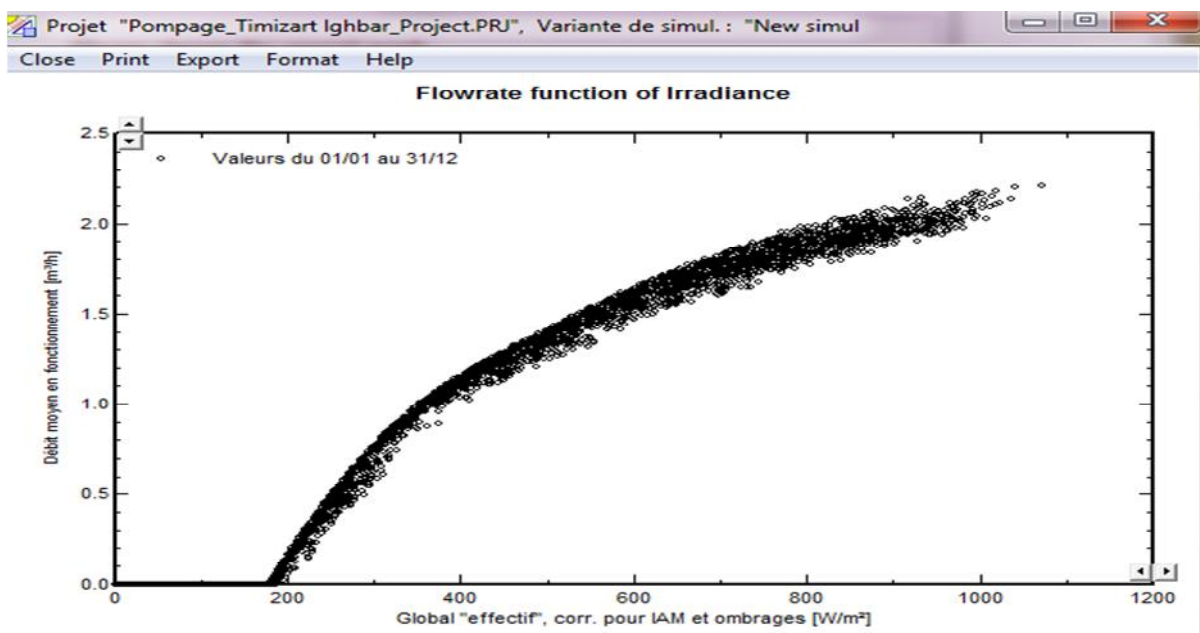


Figure (IV.10) : Débit en fonction de l'irradiance.

Interprétation :

Pour avoir un débit d'eau moyenne de fonctionnement il faut avoir une irradiation minimale sur la surface des panneaux équivalente à 200 W/m², pour cela le débit d'eau augmente en fonction d'augmentation de l'irradiation solaire, jusqu'au fonctionnement nominale des panneaux pour atteindre une pique de 1000 W/m² et un débit de 2,2 m³/h.

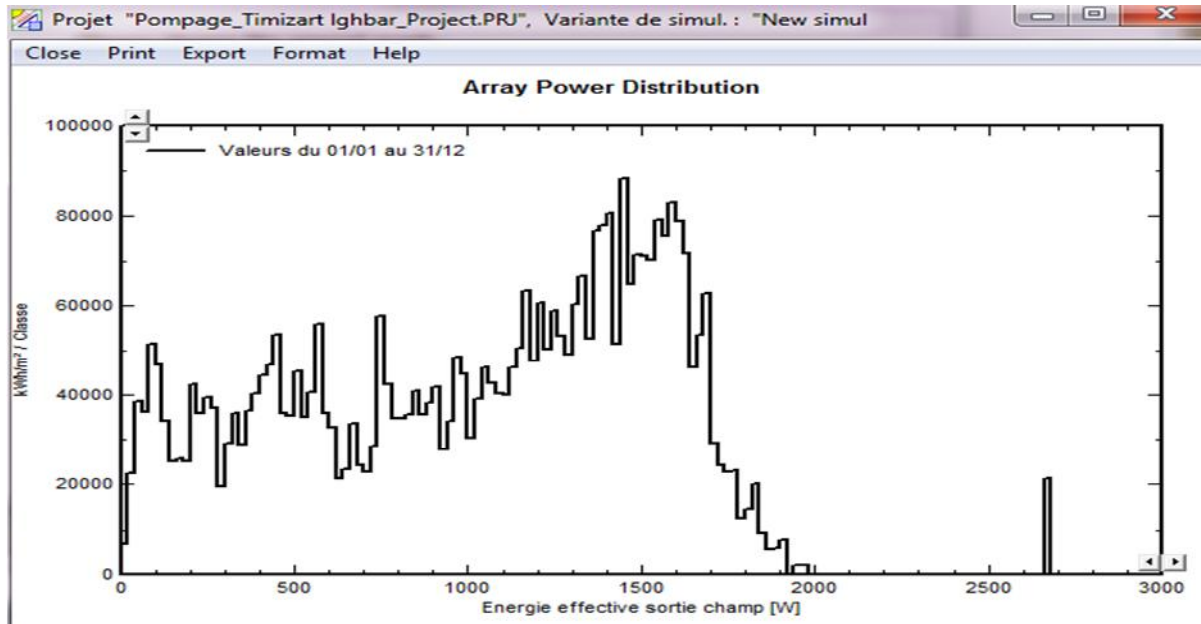


Figure (IV.11) : Distribution de la puissance du champ.

Interprétation :

Le graphe de distribution de la puissance en sortie des modules suit exactement la même distribution du rayonnement incident, à une échelle évidemment différente.

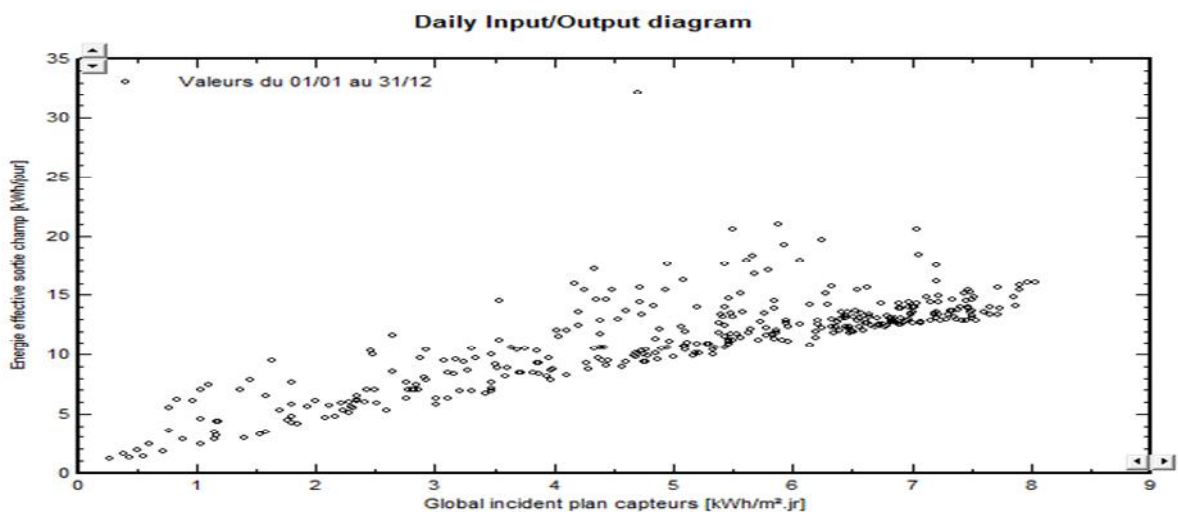


Figure (IV.12) : Diagramme journalier entrée/sortie.

Interprétation :

La dispersion de l'énergie effective en sortie des modules/irradiation journalière globale incidente suit une trajectoire linéaire jusqu'à atteindre le seuil au milieu de la journée.

IV.5.5. Résultats et paramètres détaillés

PVSYST V5.73		05/07/14		Page 1/4
Système de pompage PV: Paramètres de simulation de base				
Projet :	Pompage PV3_Timizart Ighbar			
Site géographique	Pompage_Timizart Ighbar		Pays	Algeria
Situation	Latitude	36.4°N	Longitude	4.0°E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	350 m
	Albédo	0.20		
Données météo :	Pompage_Timizart Ighbar, Synthetic Hourly data			
Variante de simulation : New simulation variant				
	Date de la simulation	13/06/14 à 16h02		
Paramètres de simulation				
Paramètres système de pompage	Type de système	Puits vers réservoir		
Caractér. du puits (Diamètre 0 cm)	Prof. du niveau statique	17.0 m	Baisse de niveau spéc.	0.00 m / m ² /h
	Prof. de la pompe	30.0 m	Prof. maxi de pompage	25.0 m
Réservoir	Volume	80.0 m ³	Diamètre	2.7 m
Alimentation par le haut	Altitude d'injection	60.0 m	Hauteur (niveau plein)	4.0 m
Circuit hydraulique	Longueur de tuyaux	35 m	Tuyaux PE40 (1"1/2)	Dint = 41 mm
	Nombre de coudes	4		
Besoins d'eau	Constant sur l'année:	20.00 m ³ /jour		
Pompe	Modèle	SP 1.5A-21 120V		
	Fabricant	Grundfos		
Technologie de la pompe	Centrifuge multi-étages	Pompe immergée (puits)	Moteur	Moteur AC triphasé
Convertisseur associé ou intégré	Type	MPPT	Plage de tension	100 - 140 V
Conditions de fonctionnement		Pression min.	Pression nom.	Pression max.
		80.0	100.0	120.0 mWater
Débit maximum correspondant		1.83	1.58	1.35 m ³
Puissance requise		1500	1500	1500 W
Orientation plan capteurs	Inclinaison	30°	Azimut	0°
Caractéristiques du champ de capteurs				
Module PV	Si-poly	Modèle	GEPVp-200-MS	
		Fabricant	GE Energy	
Nombre de modules PV		En série	6 modules	En parallèle 2 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	12	Puissance unitaire 200 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	2400 Wc	Aux cond. de fonct. 2099 Wc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	141 V	I mpp 15 A
Surface totale		Surface modules	17.5 m²	
Appareil de contrôle		Modèle	Appareil générique (optimisé selon ce système)	
		Configuration du système	Onduleur MPPT - AC	

PVSYST V5.73		05/07/14	Page 2/4
Système de pompage PV: Paramètres de simulation détaillés			
Projet :		Pompage PV3_Timizart loghbar	
Variante de simulation : New simulation variant			
Principaux paramètres système	Type de système	Puits vers réservoir	
Besoins du système	Pression de base	77.0 mCE	Besoins d'eau 20.0 m ³ /jour
Pompe	Modèle / Fabricant	SP 1.5A-21 120V / Grundfos	
Champ PV	Modèle / Fabricant	GEPVp-200-MS / GE Energy	
Configuration du système	Nombre de modules	6 S x 2 P	Puissance du champ 2400 Wc
	Stratégie de régulation	Onduleur MPPT - AC	
Contrôle de fonctionnement du système		(Appareil générique, param. ajustés selon le système)	
Convertisseur de puissance		Onduleur MPPT - AC	
Conditions de fonctionnement	Tension MPP minimale	100 V	puissance nominale 1901 W
	Tension MPP maximale	140 V	Puissance seuil 19 W
	Tension champ max.	140 V	Efficacité maxi 97.0 %
	Courant d'entrée maxi	15.0 A	Efficacité EURO 95.5 %
Facteurs de perte du champ PV			
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m ² K	Uv (vent) 0.0 W/m ² K / m/s
=> Tempér. de fonct. nominale (G=800 W/m ² , Tamb=20°C, Vent=1m/s.)			NOCT 56 °C
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	162 mOhm	Frac. pertes 1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes 2.5 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes 2.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Paramètre bo 0.05

Système de pompage PV: Résultats principaux

Projet : **Pompage PV3_Timizart loghbar**

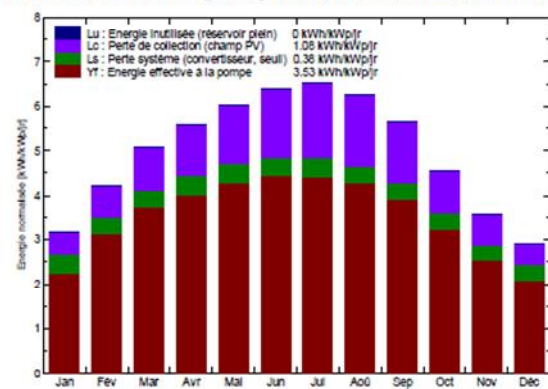
Variante de simulation : **New simulation variant**

Principaux paramètres système	Type de système	Puits vers réservoir	
Besoins du système	Pression de base	77.0 mCE	Besoins d'eau 20.0 m³/jour
Pompe	Modèle / Fabricant	SP 1.5A-21 120V / Grundfos	
Champ PV	Modèle / Fabricant	GEVPp-200-MS / GE Energy	
	Nombre de modules	6 S x 2 P	Puissance du champ 2400 Wc
Configuration du système	Stratégie de régulation	Onduleur MPPT - AC	

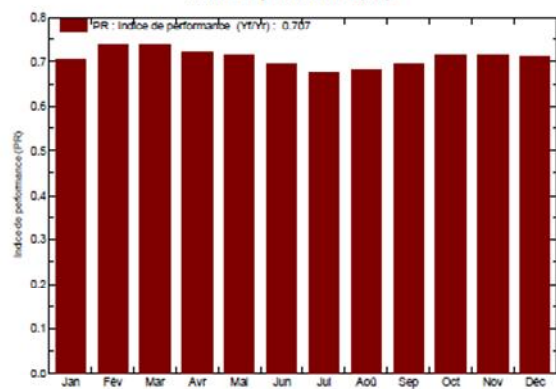
Principaux résultats de la simulation

Production du système	Eau pompée	3995 m³	Spécifique	220 m³/kWp/bar
	Besoins d'eau	7300 m³	Eau manquante	45.3%
	Energie à la pompe	3093 kWh	Spécifique	0.77 kWh/m³
	Energie PV inutilisée (réservoir plein)	0 kWh	Fraction inutilisée	0.0 %
	Efficacité système	90.2 %	Efficacité de la pompe	27.2 %

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 2400 Wc



Indice de performance (PR)



New simulation variant
Bilans et résultats principaux

	GlobEff kWh/m²	EArrMPP kWh	E PmpOp kWh	ETkFull kWh	H Pump mCE	WPumped m³	W Used m³	W Miss m³
Janvier	95.6	199.1	167.2	0.000	77.09	215.8	255.8	364.2
Février	115.2	234.3	210.1	0.000	77.11	263.8	262.8	297.2
Mars	152.5	307.3	278.3	0.000	77.11	358.4	359.5	260.5
Avril	162.1	320.0	289.0	0.000	77.11	368.1	368.1	231.9
Mai	181.1	350.2	320.3	0.000	77.11	411.6	409.1	210.9
Juin	186.0	348.7	320.5	0.000	77.11	415.4	416.4	183.6
Juillet	196.2	360.5	328.1	0.000	77.12	431.1	432.7	187.3
Août	188.5	346.3	317.8	0.000	77.12	415.8	414.0	206.0
Septembre	163.9	308.1	282.1	0.000	77.11	366.5	365.8	234.2
Octobre	136.9	266.9	241.7	0.000	77.10	314.7	310.2	303.8
Novembre	103.7	206.0	182.8	0.000	77.10	235.4	236.4	363.6
Décembre	87.9	182.1	154.5	0.000	77.09	198.2	198.2	421.8
Année	1769.5	3429.4	3092.5	0.000	77.11	3994.9	4034.9	3265.1

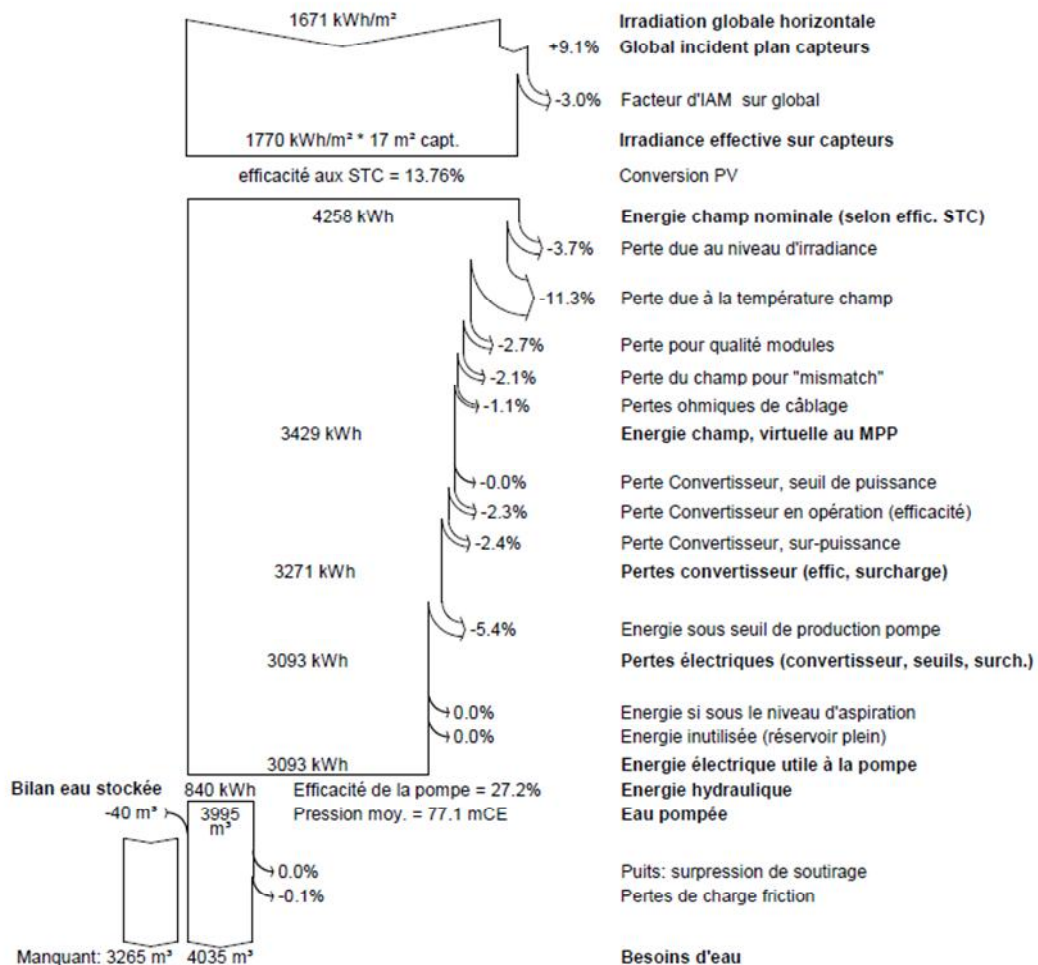
Légendes: GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages
 EArrMPP Energie champ, virtuelle au MPP
 E PmpOp Energie de fonctionnement pompe
 ETkFull Energie inutilisée (réservoir plein)
 H Pump Pression totale moyenne à la pompe
 WPumped Eau pompée
 W Used Eau consommée
 W Miss Eau manquante

Système de pompage PV: Diagramme des pertes

Projet : **Pompage PV3_Timizart loghbar**
 Variante de simulation : **New simulation variant**

Principaux paramètres système	Type de système	Puits vers réservoir	
Besoins du système	Pression de base	77.0 mCE	Besoins d'eau 20.0 m³/jour
Pompe	Modèle / Fabricant	SP 1.5A-21 120V / Grundfos	
Champ PV	Modèle / Fabricant	GEVPp-200-MS / GE Energy	
	Nombre de modules	6 S x 2 P	Puissance du champ 2400 Wc
Configuration du système	Stratégie de régulation	Onduleur MPPT - AC	

Diagramme des pertes sur l'année entière



IV.6. Résultats de simulation avec Matlab-simulink

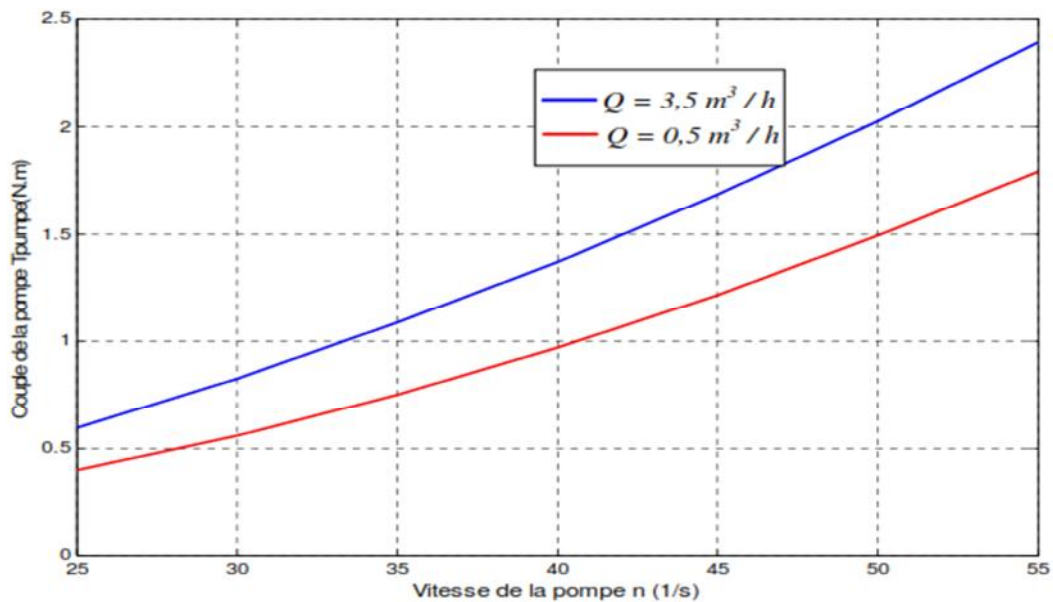
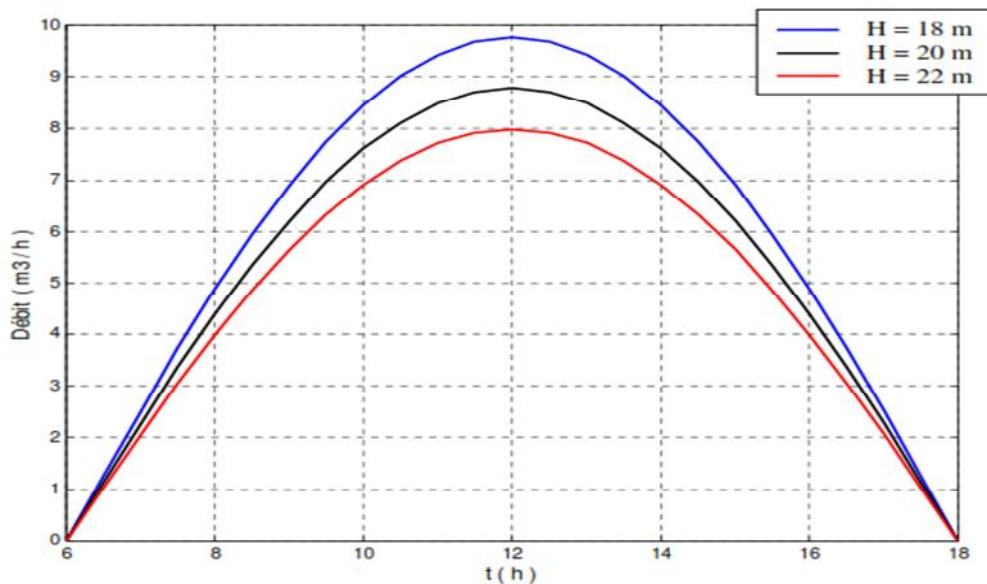


Figure (IV.13) : Couple vitesse-vitesse de la pompe centrifuge.

Pour un débit fixe et une vitesse de 25 rad/s et d'un couple de 0.6 N.m la courbe évolue d'une manière linéaire. Avec l'augmentation de débit le couple vitesse augmente d'avantage.



Figure(IV.14) : L'évolution de débit d'eau pompée en fonction du temps.

La variation de la quantité journalière d'eau pompée en fonction de la hauteur H, la courbe de débit augmente progressivement jusqu'à atteindre son seuil au milieu de la journée, puis elle diminue pour s'annuler la soirée, en augmentant la hauteur H le débit diminue.

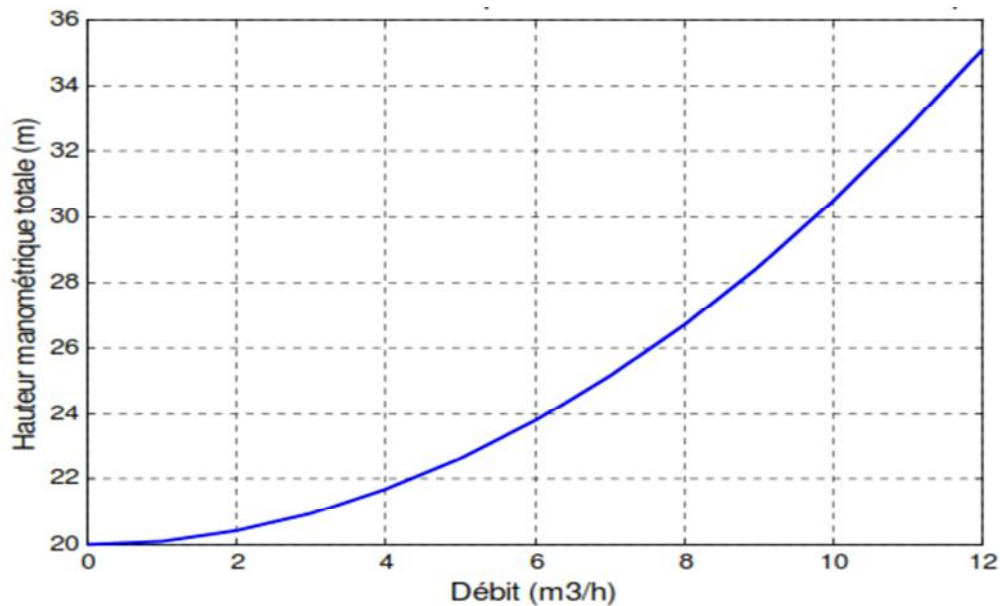


Figure (IV.15) : Variation de la hauteur manométrique en fonction du débit de la pompe.

L'allure de la hauteur manométrique augmente progressivement avec l'augmentation de débit d'eau. Elle démarre de 20 m pour atteindre 35 m.

IV.7. Conclusion

Les résultats de simulations obtenues précédemment montrent que la puissance hydraulique extraite du système de pompage photovoltaïque fonctionne au fil du soleil dépend de plusieurs paramètres, système de captage, onduleur, groupe motopompe et tuyauteries.

La puissance délivrée par le générateur photovoltaïque dépend de l'éclairement au niveau de la surface des panneaux ainsi la vitesse de rotation de moteur asynchrone qui entraîne la pompe.

Enfin la mise en œuvre d'une solution technique permettant de calculer la quantité d'énergie produite pendant un an par le générateur photovoltaïque et bien dimensionner le système pour mieux répondre aux exigences de l'installation pour un investissement raisonnable.



**CONCLUSION
GENERALE.**

Conclusion générale

Ce mémoire a porté sur l'étude et simulation du système de pompage photovoltaïque, il se présente comme une solution idéale pour l'alimentation de l'eau pour les régions isolées.

Le système de pompage photovoltaïque fonctionne au fil du soleil ou le stockage d'énergie dans les accumulateurs est remplacé par le stockage d'eau dans les réservoirs pour éviter un coût supplémentaire de l'installation.

Pour notre système, on a pris au départ l'inclinaison du panneau photovoltaïque à 30° pour notre site d'application, car l'énergie moyenne annuelle fournie par le panneau fixe est maximale pour cette inclinaison.

Le générateur photovoltaïque est couplé directement au groupe motopompe (moteur asynchrone et la pompe centrifuge) à l'aide d'un convertisseur CC/AC.

L'étude montre clairement l'avantage du système de pompage photovoltaïque par rapport à l'énergie conventionnelle qui présente les contraintes du transport du combustible et les entretiens périodiques pour les moteurs, contrairement pour les systèmes de pompage photovoltaïques le coût initial élevé de l'installation représente l'inconvénient major pour leur utilisation à grande échelle.

Ainsi nous pouvons faire ressortir de notre étude effectuée que :

La performance de générateur est fortement influencées par les conditions climatiques particulièrement l'irradiation solaire et la température des cellules.

Le générateur photovoltaïque est une source caractérisée par un certain point de fonctionnement ou la puissance générée est maximale donc un contrôleur MPPT s'avère indispensable pour que le générateur travaille avec une meilleure efficacité.

Toutefois un bon rendement de l'installation de pompage implique un dimensionnement optimal du système de pompage et l'amélioration du rendement des composants du sous-système (rendement du moteur et de la pompe), et le développement des nouvelles cellules plus performantes.

Cependant, quelque soit la précision avec laquelle sont pris en compte les différents composants du système de pompage, nous resterons confronter à des estimations sur la demande énergétique qui est dans la plupart des cas est assez mal définie, car souvent mal connue et subissant des fluctuations journalières, hebdomadaires ou saisonnières.

Enfin, il semble que l'avenir est pour l'énergie photovoltaïque vue l'épuisement inévitable des ressources classiques ce qui favorisent considérablement l'utilisation des

énergies renouvelables. Par conséquent, le développement de ce type d'énergie décentralisé, en particulier dans les sites isolés de notre pays est très recommandé puisqu'il permet l'accès à l'eau facilement sans contrainte de l'éloignement du réseau électrique.



Bibliographie.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] : O. Benseddik, F. Djaloud, « Etude et optimisation du fonctionnement d'un système photovoltaïque », Mémoire de Master en Automatique, Université Kasdi Marbeh Ouargla, le 27 juin 2012.
- [2] : A. Singo, « système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome », Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2010.
- [3] : M. Aissa, « Modélisation et commande d'une chaîne de pompage photovoltaïque », Thèse de Magister, Université de Tlemcen, le 14 novembre 2011.
- [4] : M. Arouf, « optimisation de l'ensemble onduleur, moteur et pompe branché sur générateur photovoltaïque », Thèse de doctorat en Electrotechnique, Université de Constantine, le 25 Décembre 2007.
- [5] : Jimmy Royer, Thomas Djiko, Enrico Schiler, « le pompage photovoltaïque », Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et techniciens.
- [6] : Trahi Fatiha, « prédiction de l'irradiation solaire globale par la région de Tizi-Ouzou par les réseaux neurones artificiel », Thèse de Magister en Electronique, Université de Tizi-Ouzou 2011.
- [7] : www.wikipedia.com
- [8] : www.Solarelectripower.org
- [9] : Angel Cid Pastor « conception et réalisation de module PV électronique », Thèse de Doctorat en Electronique, Toulouse 29 septembre 2006.
- [10] : F. Benyarou « conception assistée par ordinateur des systèmes photovoltaïques, modélisation, dimensionnement et simulation », Thèse de doctorat d'état, université Tlemcen juillet 2004.
- [11] : Djeriou Salim « simulation d'un système photovoltaïque alimentant une machine asynchrone », Thèse de Magister en Electrotechnique, Université Ferhat Abbas de Sétif, le 3 juillet 2011.
- [12] : Apère « Guide des énergies renouvelables », Ministère de Wallonie, Association de production des énergies renouvelable, 1999,2000.
- [13] : Louazene Mohamed Lakhdar, « Etude Technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla », Thèse de Magister, Université El Hadj Lakhdar Batna

Le 12 juin 2008.

[14] : Ait Cheikh Salah Mohamed, « Etude et investigation et conception d'algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques », Thèse de Doctorat en Electronique, Ecole National Polytechnique, Décembre 2007.

[15] : Anne Labouret, Michel Villos, « énergie solaire photovoltaïque » 3 ème édition Dunod 2007.

[16] : Mokdadi Med Nadjib, « étude et dimensionnement d'un système de pompage PV », Mémoire d'ingénieur en Electrotechnique, UMMTO, 20011.

[17] : O.Amrani, D.Rekioua, « étude et identification des différents modèles électrique photovoltaïque », Université de Bejaia.

[18] : Boukhers Djamil, « optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque application au pompage », Magister en Electrotechnique, Université Mentouri de Constantine, le 28 novembre 2007.

[19] : Bensaci Wafa, « modélisation et simulation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT », Master en génie électrique, Université Kasdi Merbah-Ouargla, 2012.

[20] : Jacque Laroche « électronique de puissance, convertisseurs », Edition Dunod 2005.

[21] : A.Saadi « étude comparative entre les technique d'optimisation d'un système de pompage PV », Thèse de Magister en Electrotechnique, Université Mohamed Khider, Biskra 2001.

[22] : A.Hadj Arab, M.Benghanem et A.Gharbi, « dimensionnement de systèmes de pompage photovoltaïque », Revue des énergies renouvelables, Vol 8 (2005) 19-26.

[23]: M.G.Tomas « water pumping, The solar alternative photovoltaïque design center », National laboratories, NM 87 185, Albuquerque, 58p, 1987.

[24]: Ait.Kahina « dimensionnement et installation d'un système photovoltaïque, application à la FGEI », Mémoire d'ingénieur d'état en électronique, UMMTO 2009.

[25]: A.Hadj Arab, F.Chenla et M.Bella « performance of the centrifugal and displacement pumps », WREC 1998, pp 1951-1954.

[26]: Physique.Vije.net

A blue scroll graphic with a white center and a blue gradient background. The scroll is unrolled, showing the word "Annexe." in a dark blue, handwritten-style font. The scroll has a vertical tab on the left side and two circular tabs at the top corners.

Annexe.

Paramètres et caractéristiques constituant le système de pompage photovoltaïque

➤ Le module photovoltaïques « GEPVp-200-MS »

Fabricant	GE-Energie
Technologie	Si-poly
Disponibilité	prod.depuis 2004
Température aux conditions standard	$T = 25^{\circ}\text{C}$
Eclairement aux conditions standard	$E = 1000\text{W}/\text{m}^2$
Tension de circuit ouvert	$V_{co} = 32.9 \text{ V}$
Courant de court circuit	$I_{cc} = 8.10 \text{ A}$
Puissance maximal	$P_m = 199.9 \text{ W}$
Tension au point de la puissance maximale	$V_m = 26.3 \text{ V}$
Courant au point de puissance maximale	$I_m = 7.60 \text{ A}$
Dimension module	$L * H = 0.981 * 1.485 \text{ m}^2$
Surface de module	$S = 1.46 \text{ m}^2$
Résistance parallèles	$R_p = 250 \Omega$
Résistance série	$R_s = 0.13 \Omega$
Nombres de cellules	$N = 54$
Nombre de modules en série	$n_s = 6$
Nombre de modules en parallèle	$n_p = 2$
Facteur de remplissage	$FF = 0.752$
Efficacité de module	$\text{Eff}_{\text{mod}} = 13.8\%$
Energie de gap	$E_g = 1.12 \text{ eV}$
Constante de Boltzmann	$K = 1,38. 10^{-23} \text{ J}/^{\circ}\text{K}$
Charge électrique d'un électron	$q = 1,6. 10^{-19} \text{ C}$

➤ L'onduleur MLI

Tension d'alimentation de l'onduleur délivrée par le hacheur élévateur : $E = 415 \text{ V}$

➤ Le moteur asynchrone

Puissance nominal	$P_n = 1.5 \text{ KW}$
Vitesse nominal	$N_n = 1420 \text{ tr}/\text{mn}$
Courant nominal	$I_n = 3 \text{ A}$
Résistance rotorique	$R_r = 4.2 \Omega$
Résistance statorique	$R_s = 5.75 \Omega$
Inductance rotorique	$L_r = 0.4662 \text{ H}$
Inductance statorique	$L_s = 0.4662 \text{ H}$
Inductance mutuelle	$M = 0.44 \text{ H}$
Nombre de paires de pôles	$P = 2$
Moment d'inertie	$J = 0.03 \text{ Kg.m}^2$

➤ **La pompe centrifuge**

Hauteur géométrique

$$H_g = 10 \text{ m}$$

Diamètre de canalisation

$$D = 0.06 \text{ m}$$

Accélération de la pesanteur

$$g = 9.81 \text{ m/s}^2$$

Densité d'eau

$$\rho = 1000 \text{ Kg/m}^3$$

Constantes propres de la pompe :

$$C_1 = 4,9234 \cdot 10^{-3} \text{ m/ (rad/s)}$$

$$C_2 = 1,5826 \cdot 10^{-3} \text{ m/ (rad/s)}$$

$$C_3 = - 18144 \cdot 10^{-3} \text{ m/ (rad/s)}$$

Symboles

E_{ph} : Energie d'un photon.

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

k : Aoefficient de Boltzmann ($1,38 \cdot 10^{-23} \text{j/°k}$).

E_g : Énergie de la bande de gap (eV).

g : accélération de la pesanteur (9.81m/s^2).

C : Vitesse de la lumière (m/s).

ν : Fréquence de l'onde lumineuse (Hz).

λ : Longueur d'onde (m).

S_0 : Durée de jour (h).

ω_0 : Angle horaire au coucher de soleil(°).

φ : Latitude (°).

L : Longitude (°).

FF : Facteur de forme.

P_{opt} : Puissance optimale (W).

P_{max} : Puissance maximale.

Ns' : Vitesse synchrone de rotation du champ tournant en (rad /s).

P : Nombre de paires de pôles du moteur.

G : Le glissement.

n_s : Vitesse de synchronisme.

n_r : Vitesse réelle.

Ω_s : Pulsation des courants inducteurs (rad/s).

Ω_r : Pulsation des courants induits (rad/s).

f_r : Fréquence de rotation.

f_s : Fréquence de synchronisme.

F : fréquence (Hz).

I : Courant (A).

I_{\max} : Courant maximal (A).

V_{\max} : Tension maximale (V).

U : Tension (V).

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

R_s : Résistance série (Ω).

R_p : résistance parallèle (Ω).

R_m : Résistance propre (Ω).

R_{sh} : Résistance shunt (Ω).

ρ : La résistivité.

I_0 : Courant a l'obscurité (A).

I_{ph} : Photon courant (A).

V_{CO} : La tension de circuit ouvert (V).

I_{sat} : Courant de saturation (A).

E_s : Rayonnement solaire (W/m^2).

E_{ref} : Rayonnement solaire de référence (W/m^2).

T_{ref} : Température de référence.

T_j : Température de la cellule ($^{\circ}C$).

T_a : Température ambiante ($^{\circ}C$).

N_{oct} : Condition de température nominale de fonctionnement de la cellule ($^{\circ}C$).

η : Rendement.

S : Surface du module photovoltaïque (m^2).

HMT : Hauteur manométrique total (m).

H_g : Hauteur géométrique (m).

Q : Débit de la pompe (m^3/s).

C_r : Couple résistant (N.m).

K_r : Coefficient de proportionnalité ($\text{Nm}/\text{rad}\cdot\text{s}^{-1}$).

C_s : Couple statique ($\text{N}\cdot\text{m}$).

$P_{\text{méc}}$: Puissance mécanique.

P_{ab} : Puissance fournie par la pompe.

W : Vitesse de rotation de la pompe (rad/s).

β : L'angle d'inclinaison du plan par rapport à l'horizontal.

C_j : Vonsommation moyenne nécessaire (Wh/j).

N : nombre de module.

N_s : Nombre de module en série.

N_p : Nombre de module en parallèle.

P_c : Puissance crête.

A : Surface active du générateur (m^2).

F_m : Facteur de couplage.

Y : coefficient de température des cellules.

E_h : Énergie hydraulique moyenne mensuelle (kWh).

N_d : Le niveau dynamique d'un puits (m).

D : Le diamètre de la tuyauterie (m).

Abréviation

PV : Photovoltaïque.

GPV : Générateur photovoltaïque.

MPPT : Maximum Power Tracking.

P&O : Perturbation et Observation.

DC : Courant Continu (Direct Current).

AC : Courant Alternatif (Alternative Current).

MAS : Moteur Asynchrone.

MLI : Modulation par largeur d'impulsions.

IGBT: Insulated Gate Bipolar Transistor.