

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la Recherche Scientifique



Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-Oued

FACULTE DE TECHNOLOGIE



DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE

Mémoire de fin d'étude

Présenté pour l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Electrique

Spécialité : Réseaux Electrique

Thème

**ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE D'UN SYSTEME
DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE SUR UN SITE
DE LA WILYA D'EL-OUED**

Devant le jury composé de :

Dr. LABBI Yacine

Président

Dr. MIDA Dris

Encadreur

Dr. BARKA Nour-Eddine

Examineur

Présenté par :

- DEBBECHE Mohammed

- TOUAHRI Abdelfattah

- NECIBI Laid

2018-2019

Dédicace

Tout d'abord je tiens à remercier le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience pour arriver à ce stade afin de réaliser ce travail que Je dédie :

A ma très chère mère, qui n'a jamais cessé de prier pour moi. A mon très cher père, pour ses encouragements.

A mes très chères frères. A toute ma grande famille : A mes meilleurs amis chacun à son nom.

*A tous mes amis de master promotion GENIE ELECTRIQUE .
A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire .*

A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin pour la réalisation de ce travail.

Remerciements

En guise de reconnaissance, je tiens à témoigner mes sincères remerciements à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin au bon déroulement de notre d'étude et à l'élaboration de ce modeste travail.

*Mes sincères gratitudes à notre encadreur **Dr. MIDA Dris** pour la qualité de son enseignement, ses conseils et son intérêt incontestable qu'il porte à tous les étudiants.*

*Nous remercions le **Professeur : CHEMSA Ali , Dr LABBI Yacine, Dr BARKA Nour-Eddine** et l'ensemble des professeurs de département du génie Electrique L'université Echahid Hamma Lakhdar El-Oued, pour leur patience, leurs conseils de plein de sens et pour le suivi et l'intérêt qu'ils ont portaient à mes travaux.*

Dans l'impossibilité de citer tous les noms, nos sincères remerciements vont à tous ceux et celles.

Nous adressons également nos sincères remerciements aux membres de nos familles qui n'ont jamais hésité à nous offrir le meilleur eux-mêmes, et surtout les parents.

Sommaire

Liste des figures	i
Liste des tableaux	ii
Liste des symboles	iii
Introduction Générale.....	1
CHAPITRE I Généralité Sur Le Système Photovoltaïque	
I.1. Introduction.....	2
I.2. L'énergie solaire.....	2
I.2.1. L'énergie solaire thermique.....	3
I.2.2. L'énergie solaire photovoltaïque.....	3
I.3.Rayonnement solaire.....	3
I.4.L'effet photovoltaïque	4
I.4.1. Montage de panneaux photovoltaïques en série	4
I.5.La fabrication des panneaux solaires photovoltaïques	5
I.6.Les différents types de panneaux solaires photovoltaïques	6
I.6.1. Les cellules amorphes.....	6
I.6.2. Les cellules monocristallines	6
I.6.3. Les cellules poly cristallines	7
I.7. Installation photovoltaïque	7
I.7.1. L'ensoleillement.....	7
I.7.2.1. Captage des rayons	7
I.7.2.2. Production de l'électricité	7
I.7.3. Régulateur de charge solaire (contrôleur de charge)	8
I.7.3.1 Régulateur solaire PWM.....	8
I.7.3.2 Régulateur solaire MPPT.....	8
I.7.4. Batterie.....	9
I.7.5. L'onduleur solaire	9
I.8.Les différentes installations photovoltaïques.....	10
I.8.1. Les installations sur site isolé.	10
I.8.2. Les installations raccordées au réseau de distribution public	10
I.8.2.1.Solution avec injection totale.....	10
I.8.2.2.Solution avec injection de surplus	11
I.9 Définition de la puissance de crête	11
I.10 Types des systèmes PV.....	12
I.10.1 Systèmes autonomes (off grid)	12
I.10.2. Le système PV autonome avec batteries.....	13
I.10.3. Systèmes raccordés au réseau (on grid).....	13
I.10.4 Systèmes hybrides	14
I.11. Domaines d'application des systèmes PV	14
I.11.1 Les systèmes PV pour le chalet et le domicile	14
I.11.2 Les systèmes PV pour les applications mobiles et récréatives	15
I.11.3 Les systèmes PV en agriculture	15
I.11.4 Les systèmes PV pour d'autres applications	15
I.11.5 Composants d'un système PV autonome.....	15
I.12 Conclusion	16

CHAPITRE II Caractéristique d'un système photovoltaïque

II.1. Introduction :	17
II.2. Cellule photovoltaïque :	17
II.2.1. Comment ça marche :	17
II.2.2. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque (Transfert de puissance) :	18
II.2.3. Rendement – Performance d'une cellule :	18
II.2.4. Caractéristique courant-tension d'une cellule :	19
II.3. Module (ou panneau) photovoltaïque :	21
II.3.1. Association en série :	22
II.3.2. Association en parallèle :	23
II.4. Schéma électrique équivalent à une cellule photovoltaïque :	23
II.5. Simulation un panneau solaire après fabrication :	24
II.6. Calcule la production nécessaire pour couvrir besoin d'un appartement :	25
II.6.1. Installation :	25
II.6.2. Tableau de matériels :	25
II.6.3. Plan de coefficient de performance :	25
II.7. Le couplage direct ou avec adaptation du générateur par un hacheur :	28
II.7.1. Moteur à courant contenu :	28
II.7.2. Moteur à courant alternatif :	28
II.8. Technique de commande :	29
II.8.1 Hacheur convertisseur DC/DC :	29
II.8.2 Onduleur (convertisseur DC/AC) :	29
II.8.3 stockage :	30
II.9. Conclusion :	31

CHAPITRE III Les Systèmes De Pompage Photovoltaïque

III.1 Introduction :	33
III. 2. Générateur photovoltaïque :	34
III.3. Connexion directe source charge	34
III.3.1. Définition et étude de l'étage d'adaptation entre un générateur et une charge continue	35
III.3.2. Convertisseurs DC-DC	37
III.3.3. Types des convertisseurs DC-DC	37
III.4. Convertisseur parallèle (Boost)	38
III.4.1 Principe de fonctionnement	39
III.4.2 Fonctionnement en mode de conduction continu (MCC)	40
III.5. Principe du PWM	41

III.6. Définition de l'étage d'adaptation entre une source et une charge	42
III.7.Principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT)	43
III.7.1 Définition.....	43
III.7.2. Principe du contrôle MPPT.....	43
III.8. Sous système de pompage :	45
III.8.1 Groupe moteur-pompe :	45
III.8.2. Conditionneur d'énergie :	48
III.9. Le stockage :	49
III. 9. 1. Stockage de l'eau :	50
III.9.1.1. Ressources en eaux de l'Algérie	50
III.9.1.2. Types des ressources en eaux dans l'Algérie	50
III.9.1.3. Potentialités d'eau en Algérie	51
III.9.1.4. Barrages et transferts régionaux	51
III.9.1.5. Dessalement de l'eau de mer	51
III.9.1.6. L'épuration des eaux usées	52
III.9.1.7. Bassins hydrographiques	52
III.9.1.8. Ressources en eaux du Sahara	53
III.9.2. Stockage électrochimique :	54
III.10. Le gisement solaire :	55
III.10.1. Le gisement solaire en Algérie :	55
III.10.2. Données météorologiques :	58
III.11. Etude théorique de dimensionnement d'un système de pompage PV autonome sans batterie.	59
III.12. Conclusion	63
 CHAPITRE IV Etude technico-économique de système PV	
IV.1.Introduction.....	65
IV.2 Description climatique de la zone d'El-oued.....	66
IV.2. Coût des systèmes photovoltaïques	72
IV. 3. Hypothèses et calculs des coûts	72
IV.4. Estimation du coût global du système installé	72
IV.4.1. Description de l'installation du mini central de pompage PV	73
IV.4.2. Étude estimative de nos systèmes photovoltaïques	73
IV.4.2. Etude technico-économique.....	78
IV. 4. 3. Coût estimatif du mètre cube d'eau	80
IV. 5. Conclusion	81
Conclusion Générale	82
Bibliographie.....	
Annexe.....	

Liste des figures

Figure I.1: Schéma de principe d'un générateur photovoltaïque.....	2
Figure I.2: Le rayonnement solaire.....	3
Figure I.3: La forme d'un panneau solaire.....	4
Figure I.4: Panneaux photovoltaïques en série.....	4
Figure I.5: Panneaux photovoltaïques en parallèle.....	5
Figure 6: Silicium issu de la silice du sable.....	5
Figure I.7: Cellule amorphe.....	6
Figure I.8: Cellule monocristalline.....	6
Figure I.9: Cellule poly cristalline.....	7
Figure I.10: Schéma d'un système photovoltaïque.....	7
Figure I.11: Régulateur solaire PWM.....	8
Figure I.12: Régulateur solaire MPPT.....	8
Figure I.13: Batterie pour système photovoltaïque.....	9
Figure I.14: Exemple d'utilisation des installations dans les sites isolés.....	10
Figure I.15: Installations raccordée au réseau avec injection totale.....	10
Figure I.16: Installations raccordée au réseau avec injection surplus.....	11
Figure I.17: Système PV autonome sans batteries.....	12
Figure I.18: Système PV autonome avec batteries.....	13
Figure I.19: Composants générales d'un système PV connecté au réseau.....	13
Figure I.20: Système PV Hybride.....	14
Figure I.21: Structure générale d'un système PV autonome avec batterie.....	15
Figure II.1: Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	17
Figure II.2: principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque (Transfert de puissance)	18
Figure II.3: Essai en court-circuit.....	19
Figure II.4: Essai à vide.....	19
Figure II.5: L'intensité et la puissance en fonction de la tension.....	20
Figure II.6: $I=F(V)$ à $E=1\text{kw}/\text{m}^2$, $AM=1.5$ en fonction de la température.....	20
Figure II.7: $I=F(V)$ à $E=1\text{kw}/\text{m}^2$, $AM=1.5$ en fonction de l'irradiance.....	21
Figure II.8: Module photovoltaïque.....	21
Figure II.9: Association des cellules en série.....	22
Figure II.10: Courbe de module se constitue par des cellules en série.....	22
Figure II.11: Courbe de module se constitue par des cellules en Parallèle.....	23
Figure II.12: Schéma électrique équivalent à une cellule photovoltaïque.....	23
Figure II.13.A: Rendement d'un module donné par le fabricant.....	24
Figure II.13.B: Simulation un panneau solaire après fabrication.....	24
Figure II.13.C: Module de 60 cellules 250W.(1.6m/0.99m).....	24
Figure II.14: installation solaire dans un appartement.....	25
Figure II.15: indication par coefficient de performance.....	25

Figure II.16: Schéma synoptique simplifié du pompage PV par motopompe DC.	28
Figure II.17: Schéma synoptique simplifié du pompage PV par motopompe à AC.....	28
Figure II.18: Conversion DC / DC.....	29
Figure II.19: Conversion DC / AC.....	29
Figure II.20 : Différents types de batteries.....	30
Figure II.21 : réservoir de stockage d'eau.....	30
Figure III.1: Configuration générale d'un système de pompage photovoltaïque.....	33
Figure III.2: Connexion directe GPV-Charge par le biais d'une diode anti-retour.....	34
Figure III.3: Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge en connexion directe.....	36
Figure III.4: Etage d'adaptation jouant le rôle d'interface de puissance entre un GPV et une charge... 36	36
Figure III.5: Circuit électrique d'un convertisseur DC-DC de type Boost.....	39
Figure III.6: Circuit équivalent du convertisseur boost avec S fermé.....	39
Figure III.7: Circuit équivalent du convertisseur boost avec S ouvert.....	40
Figure III.8: Fonctionnement de boost en mode continu.....	40
Figure III.9: Principe du PWM.....	41
Figure III.10: Etage d'adaptation d'un générateur PV – charge.....	42
Figure III.11: Puissance disponible en fonction de la tension.....	44
Figure III.12: Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque contrôlée par une MPPT.....	44
Figure III.13: Courbes du couple et du débit d'une pompe centrifuge.....	45
Figure III.14: Courbes du couple et du débit d'une pompe volumétrique.....	46
Figure III.15: Schéma électrique équivalent d'un hacheur série.....	48
Figure III.16: Schéma électrique équivalent d'un hacheur parallèle.....	49
Figure III.17: Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel	56
Figure III.18: le fort potentiel solaire d'Algérie par rapport.....	57
Figure III.19: L'implantation pour les plus grands projets prévus.....	58
Figure III.20: Irradiation journalière reçue sur plan horizontal : (a) Juillet (b) Décembre.....	58
Figure III.21: la hauteur manométrique totale.....	59
Figure III.22: critère de choix de pompe selon besoin journalier et Hmt.....	62
Figure IV.1 : Système pompage PV dans la commune de Ben Guecha W.d'El-Oued.....	65
Figure IV.2: Image Google Earth wilaya d'EL-OUED.....	66
Figure IV.3: Carte de profondeur du niveau statique de la nappe phréatique de la vallée de Oued Souf 67	67
Figure IV.4: Schéma complet de l'installation de pompage PV.....	68
Figure IV.5: Installation des panneaux photovoltaïque.....	69
Figure IV.6: Armoire électrique.....	70
Figure IV.7: Circuit fermé de pompage.....	70
Figure IV.8: Ben Guecha El Oued.....	71
Figure IV.9: Onduleur SOLAR PUMP CONTROLLER 220V.....	75
Figure IV.10 : Panneaux solaire raccordée (série + parallèle).....	76
Figure IV.11: Eléments de Système de pompage PV après dimensionnement cas réel.....	76
Figure IV.12: Distribution des coûts des équipements solaires du système de pompage.....	79
Figure IV.13: Distribution des coûts du système de pompage photovoltaïque.....	79
Figure IV.14: Distribution des coûts d'entretien du système de pompage photovoltaïque.....	79

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1 : Caractéristiques de cellule PV.....	06
Tableau I.2 : Type d'onduleur.....	09
Tableau II : Liste de matériel.....	25
Tableau III.1: Rapports de transformation des principaux convertisseurs DC-DC.....	38
Tableau III.2 : Avantages et inconvénients des pompes centrifuges.....	46
Tableau III.3 : Avantages et inconvénients des pompes volumétriques alternatives et rotatives.....	47
Tableau III.4: Données en eaux de la région du Hoggar – Tassili [20].....	54
Tableau III.5: Données en eaux de la région du M’Zab[20].....	54
Tableau III.6: Donn é es en eaux de la région du Saoura – Tindouf [20].....	55
Tableau III.7. Taux d’ensoleillement pour chaque région de l’Algérie [22].....	56
Tableau III.8: tension de syst è me photovoltaïque selon la puissance crête.....	60
Tableau IV.1: Tableau choix de c â ble.....	78
Tableau IV.2 : Devis Estimatif D’un Systeme De Pomage Pv.....	78

Liste des symboles

PV	photovoltaïque
GPV	Générateur photovoltaïque.
I-V	Courant-tension
AC	Courant alternatif.
DC	Courant Continu.
I_{cc}	Le courant de court-circuit
PWM	Pulse Wide Management
MPPT	Maximum Power Point Tracking.
G	L'éclairement de référence (1000 W/m ²).
t	La température (°C)
AM	Répartition spectrale du rayonnement
W_c	La puissance de crête
E	Eclairement (W/m ²).
MPMP	Maximum Power Point (Le point de puissance maximale)
U_{co}	La tension en circuit ouvert
STC	Standard Test Condition
V_{co}	Tension à vide
V_{mpp}	La puissance maximale
HMT	Hauteur manométrique total (m)
H	Constant de Planck (6,62 10 ⁻³⁴ j.s) .
I_{ch}	Courant de charge (A).
I_d	Le courant circulant dans la diode.
I_m	Courant qui correspond à la puissance maximale (A).
I_{opt}	Courant optimum (A).
I_p	Courant de résistance parallèle (A).
I_{ph}	Le photo-courant (A).
I_{pv}	Courant délivré par une cellule photovoltaïque (A).
I_{sat}	Courant de saturation (A).
K	Coefficient de Boltzman (1.38.10 ⁻²³ J / K)
N	Facteur d'idéalité de la photopile
N_p	Nombre de modules dans le panneau en parallèle.
N_s	Nombre de modules dans le panneau en série.
P&O	Méthode de Perturbation et observation.
P_m	La puissance maximale produite PV (W).
PV	Photovoltaïque.
Q	Charge de l'électron (1,6.10 ⁻¹⁹ C)
T	Température de la jonction des cellules PV (°K).
T_c	Température de la cellule (C°)
V_{co}	La tension de circuit ouvert (V).
V_m	Tension qui correspond à la puissance maximale (V).

Vopt	Tension optimale (V).
Vt	Tension thermique
Roc	Résistance interne de batterie en pleine charge.
Hg	Hauteur géométrique (niveau dynamique)
Eh	Énergie hydraulique (Kwh/j)
Ch	Constante hydraulique(Kg.s.h/m ²)
Q	Volume d'eau (m ² /j)
P	Densité de l'eau (1000 kg/m ³)
Ee	Energie électrique exprimé en (Kwh/j)

ملخص

تعتبر الطاقة الشمسية من أهم الطاقات المتجددة التي تستعمل في المناطق المعزولة عن شبكة توزيع الطاقة الكهربائية لما لها من فوائد كثيرة. من بين المجالات التي تستعمل فيها نجد مجال ضخ المياه، لكن هناك عدة مشاكل تعرقل استعمالها نذكر من بينها غلاء تكلفتها والمردود الضعيف. في هذا المنوال تم إنجاز هذه المذكرة التي من خلالها قمنا بالتعريف بنظام الكهروضوئي و مبدأ عمله و التطرق إلى نظام ضخ المياه بالطاقة الشمسية، هذا النظام يتكون من عدة أجزاء تشارك فيما بينها، و هي مولد الطاقة الشمسية، و مضخة غاطسة و خزان للمياه و ذلك بمثال حي عن السقي الرعوي بمنطقة بن قشة ولاية الوادي.

RESUME

L'énergie solaire est l'une des plus importantes énergies renouvelables utilisées dans les zones isolées sur le réseau de distribution d'électricité pour ses nombreux avantages. Parmi les domaines dans lesquels on trouve le pompage d'eau, mais plusieurs problèmes entravent son utilisation, notamment le coût élevé et les faibles rendements.

Nous avons ainsi complété ce mémo par lequel nous avons présenté le système photoélectrique ainsi que le principe de fonctionnement et le principe de fonctionnement du système de pompage d'eau solaire, composé de plusieurs éléments communs: générateur d'énergie solaire, pompe immergée et réservoir d'eau. Avec un exemple vivant d'arrosage pastoral dans la région de Ben Guecha , Wilaya d'El Oued.

ABSTRACT

Solar energy is one of the largest renewable energies used in remote areas of the electricity grid for its many benefits. Among the areas in which water pumping occurs, there are several problems with its use, including high cost and low yields.

We have thus completed this memo by which we presented the photoelectric system as well as the principle of operation and the operating principle of the solar water pumping system, composed of several common elements: solar energy generator, submerged pump and reservoir. of water. With a living example of pastoral watering in the region of Ben Guecha, Wilaya El Oued.

الكلمات المفتاحية

الخلايا الكهروضوئية ، الألواح الشمسية ، الإشعاع ، الإضاءة ، مولد الطاقة الضوئية ، طاقة الذروة ، ضخ الألواح الضوئية ، الآبار الرعوية ، (الحد الأقصى لتتبع نقطة الطاقة) MPPT ، (إدارة النبض على نطاق واسع) PWM

Keywords

Photovoltaic, Solar Panel, Radiation, Illumination, Photovoltaic Generator, Peak Power, Photovoltaic Pumping, Pastoral Well
MPPT (Maximum Power Point Tracking),
PWM (Pulse Wide Management)

Les mots clés

Photovoltaïque, Panneau Solaire, Rayonnement, Eclairage, Générateur photovoltaïque, La puissance de crête, Pompage photovoltaïque , Puits pastorale
MPPT (Maximum Power Point Tracking) ,
PWM(Pulse Wide Management)

Introduction Générale

Introduction générale

De nos jours, l'homme dispose de nombreuses sources d'énergie, les plus utilisées sont les énergies dites fossiles (charbon, Pétrole, gaz) ...etc.

Les réserves d'énergie fossiles commencent à diminuer et lors de leur utilisation engendrent une grande quantité de gaz à effet de serre (dioxyde de Carbone) qui participent fortement au réchauffement planétaire.

De nombreuses énergies non polluantes et renouvelables abondantes Partout à la surface de la terre pourraient pourtant être utilisées par l'homme, parmi elle on distingue l'énergie éolienne, l'énergie Hydroélectrique et l'énergie solaire qui est la plus intéressante car, L'énergie solaire est disponible partout à la surface du globe, en quantité égale dans l'année, et Elle est de plus facile à exploiter. Elle semble être l'énergie la plus prometteuse pour l'avenir.

On distingue deux types d'application de l'énergie solaire.

- L'énergie solaire thermique : cette application consiste à transformer les rayonnements solaires en chaleur soit pour utilisation directe ou indirect.
- L'énergie solaire photovoltaïque : la production d'électricité à partir des rayonnements solaires est appelé effet photovoltaïque, en effet à partir de son nom on peut tirer deux mots photo pour les photons et volta pour la tension.

Parmi ces applications, la plus intéressante est l'énergie solaire photovoltaïque on effectue cette dernière peut être utilisée pour alimenter des cités isolées ou faire le pompage de l'eau pour la consommation et l'irrigation en agriculture.

L'eau est indispensable pour l'être humain, malgré que beaucoup de villes ne disposent pas de cette source pour cette raison on a recours au pompage de l'eau mais le pompage nécessite de l'énergie électrique qui n'est pas disponible partout, donc l'énergie solaire photovoltaïque s'avère très intéressante.

CHAPITRE I

GENERALITE SUR LE SYSTEME PHOTOVOLTAIQUE

I.1. Introduction:

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe d'une partie du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à produire une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier en fonction du matériau utilisé pour la fabrication de la cellule. L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donnent lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui a une caractéristique courant-tension (I-V) non linéaire présentant un point de puissance maximale. Cette figure représente le principe de fonctionnement :

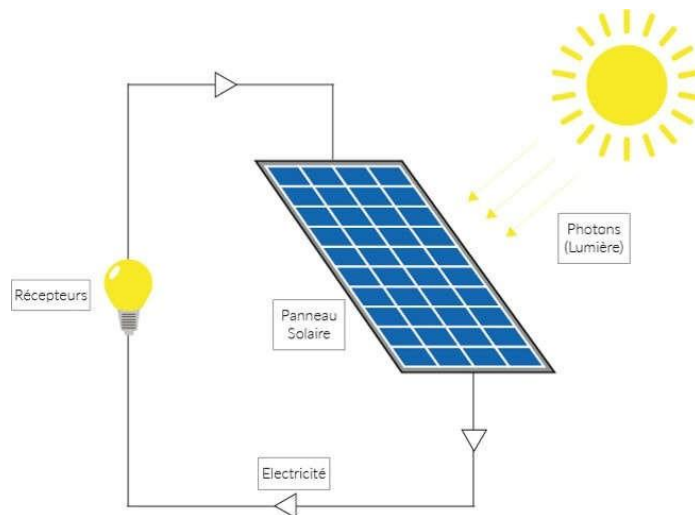


Figure I.1: Schéma de principe d'un générateur photovoltaïque.

Dans ce chapitre, nous commencerons par la définition de l'énergie solaire puis les composants d'un système photovoltaïques ainsi que le principe de fonctionnement. Puis nous présentons les différentes installations photovoltaïques.

Enfin les principaux caractéristiques d'une cellule d'un module photovoltaïque.

I.2. L'énergie solaire : [1]

Le soleil est une source quasiment inépuisable d'énergie qui envoie à la surface de la terre un rayonnement qui représente chaque année environ 8400 fois la consommation énergétique. Cela correspond à une puissance instantanée reçue de 1 kilowatt crête par mètre carré (KWc/m^2) répartie sur tout le spectre, de l'ultraviolet à l'infrarouge.

Les déserts de notre planète reçoivent en 6 heures plus d'énergie du soleil que n'en consomme l'humanité en une année. L'énergie solaire est produite et utilisée selon plusieurs procédés :

I.2.1. L'énergie solaire thermique :

Qui consiste tout simplement à produire de la chaleur grâce à des panneaux sombres. On peut aussi produire avec de la vapeur à partir de la chaleur du soleil puis convertir la vapeur en électricité.

I.2.2. L'énergie solaire photovoltaïque :

Qui consiste à produire directement de l'électricité à partir de la lumière à l'aide de panneaux solaires. Cette forme d'énergie est déjà exploitée dans de nombreux pays, surtout dans les pays ou les régions ne disposant pas de ressources énergétiques conventionnelles tels que les hydrocarbures ou le charbon.

I.3. Rayonnement solaire :

Le rayonnement solaire est un rayonnement radiatif issu du soleil et qui touche la terre en lui transférant de l'énergie à l'aide d'ondes électromagnétiques.

- **Irradiance** : Exprime la puissance du rayonnement solaire incident tombant sur une surface unitaire. Unité de mesure [W/m^2].
- **Irradiation** : Exprime l'énergie du rayonnement solaire incident sur une surface de 1 m^2 . Cela correspond à l'intégration de l'irradiance sur une période de temps (l'heure ou la journée) .Son unité de mesure [Wh/m^2] ou le [kWh/m^2].
- **Heures d'ensoleillement** : Exprime la durée d'ensoleillement durant une période de temps (heure en général).

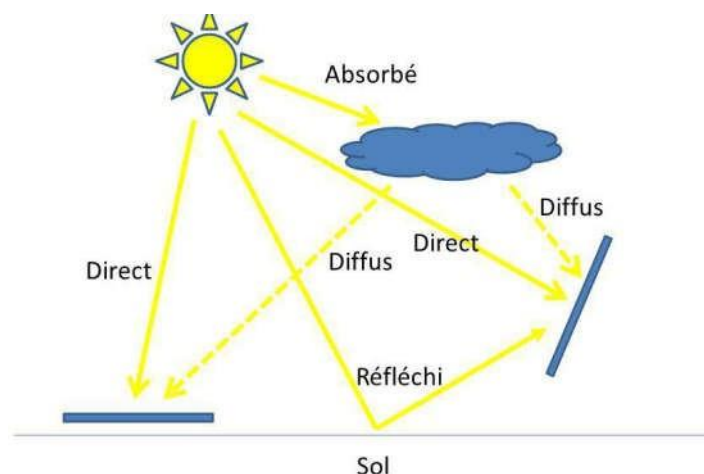


Figure I.2: Le rayonnement solaire.

I.4. L'effet photovoltaïque: [2]

Le terme photovoltaïque est formé à partir de deux mots:

- ✓ « **Phots** », qui signifie lumière.
- ✓ « **Volta** », du nom du physicien Alessandro Volta (1745-1827, inventeur de la pile électrique).

Appelé PV, c'est un panneau solaire qui est destiné à récupérer les rayonnements du soleil pour les transformer en électricité (Courant continu DC). L'effet photovoltaïque constitue la conversion directe de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique au moyen de cellules généralement à base de silicium. Pour obtenir une puissance suffisante, les cellules sont reliées entre elles et constituent le module solaire.

L'ensemble de panneaux photovoltaïques interconnectés forme le générateur. Celui-ci est caractérisé par sa puissance crête exprimée en kilowatt crête (kWc)

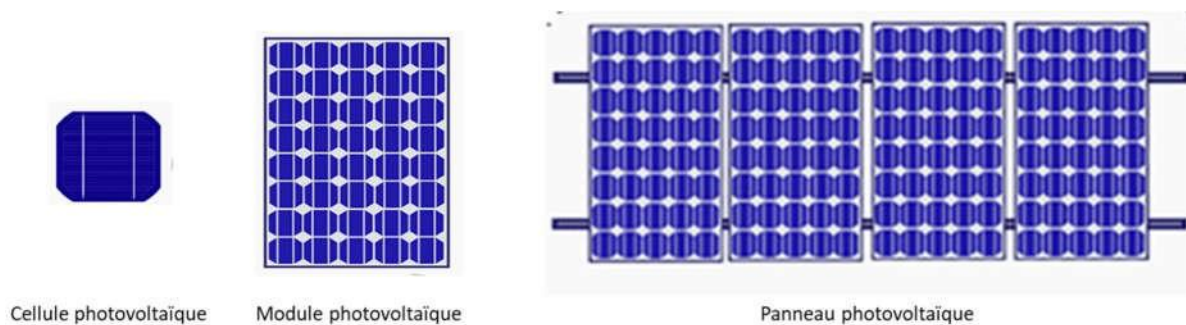


Figure I.3: La forme d'un panneau solaire.

I.4.1. Montage de panneaux photovoltaïques en série :

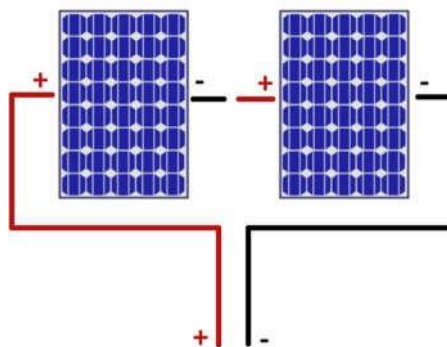


Figure I.4: Panneaux photovoltaïques en série

Pour une installation sur mesure on opte pour un raccordement des panneaux en série ou en parallèle, voire une combinaison des deux. Le montage de panneaux photovoltaïques en série est l'option à retenir lorsque l'on souhaite additionner les voltages de chaque panneau en préservant un ampérage identique. On relie les pôles positifs d'un panneau aux pôles négatifs d'un autre panneau. Ce type de branchement s'effectue avec des panneaux de même ampérage. En effet si l'on relie deux panneaux d'ampérage différent, l'ensemble s'aligne sur l'ampérage le plus faible.

I.4.2. Montage de panneaux photovoltaïques en parallèle :

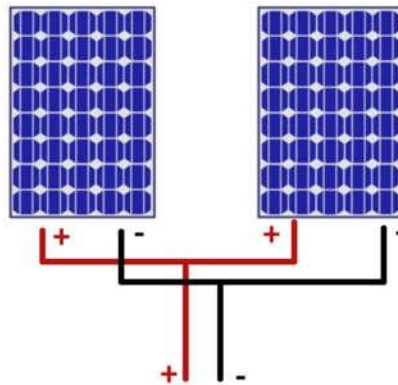


Figure I.5: Panneaux photovoltaïques en parallèle.

Le montage des panneaux photovoltaïques en parallèle additionne les intensités tandis que la tension reste identique. Ce type de raccordement influe donc sur l'ampérage et non sur le voltage. Les bornes positives de chaque panneau sont reliées entre elles, de même que les bornes négatives. On choisit ce type de branchement lorsque l'on souhaite une forte intensité. Afin d'éviter les risques de surtension et de court-circuit. On relie entre eux des panneaux de même voltage. On peut par contre utiliser des panneaux d'intensité différente afin d'atteindre l'ampérage désiré.

I.5. Les étapes de fabrication des panneaux solaires photovoltaïques :

- ✓ Extraire le silicium du sable
- ✓ Transformer le silicium en lingot (à haute température)
- ✓ Découper le lingot en fines tranches (on obtient des Plaquettes appelées wafers)
- ✓ Traitement physico-chimique (on obtient les cellules)

Assemblage de plusieurs cellules (on obtient un panneau Solaire photovoltaïque)



Figure 6: Silicium issu de la silice du sable

I.6. Les différents types de panneaux solaires photovoltaïques : [3]

On distingue actuellement 3 principaux types de panneaux photovoltaïques, qui sont différenciés par le type de cellules qui les composent. Toutes les cellules sont produites à base de silicium, mais les méthodes de fabrication différentes leurs donnent des caractéristiques très différentes, notamment en termes de productivité.

I.6.1. Les cellules amorphes :

Sont produites à partir d'un "gaz de silicium", qui est projeté sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide.

I.6.2. Les cellules monocristallines :

Sont issues d'un seul bloc de silicium fondu, elles sont donc très "pures".

I.6.3. Les cellules poly cristallines :

Sont élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples.

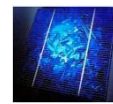
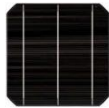


Figure I.7: Cellule amorphe Figure I.8: Cellule monocristalline Figure I.9: Cellule poly cristalline

Tableau (I.1) Caractéristiques de cellule PV

Type de cellule	Elaboration	Rendement	Caractéristique
Les cellules amorphes	Sont produites à partir d'un "gaz de silicium", qui est projeté sur du verre, du plastique souple ou du métal, par un procédé de vaporisation sous vide	2 à 3 fois plus faible << 11%	Ce cellule est grise très foncé C'est la cellule des calculatrices et des montres dites « solaires », car ce type de cellule est bon marché et la technologie est utilisable sur de nombreux supports
Les cellules monocristallines	Sont issues d'un seul bloc de silicium fondu, elles sont donc très "pures".	entre 13 et 17%	Ces cellules sont en général octogonales et d'une couleur uniforme foncée (bleu marine ou gris), ceux qui produisent le plus d'énergie avec le moins de surface
Les cellules poly cristallines	élaborées à partir d'un bloc de silicium cristallisé en forme de cristaux multiples	entre 11 à 15%	de forme rectangulaire et sont couleur bleu nuit avec des reflets le coût de production est moins élevé que les cellules monocristallines

I.7. Installation photovoltaïque : [4]

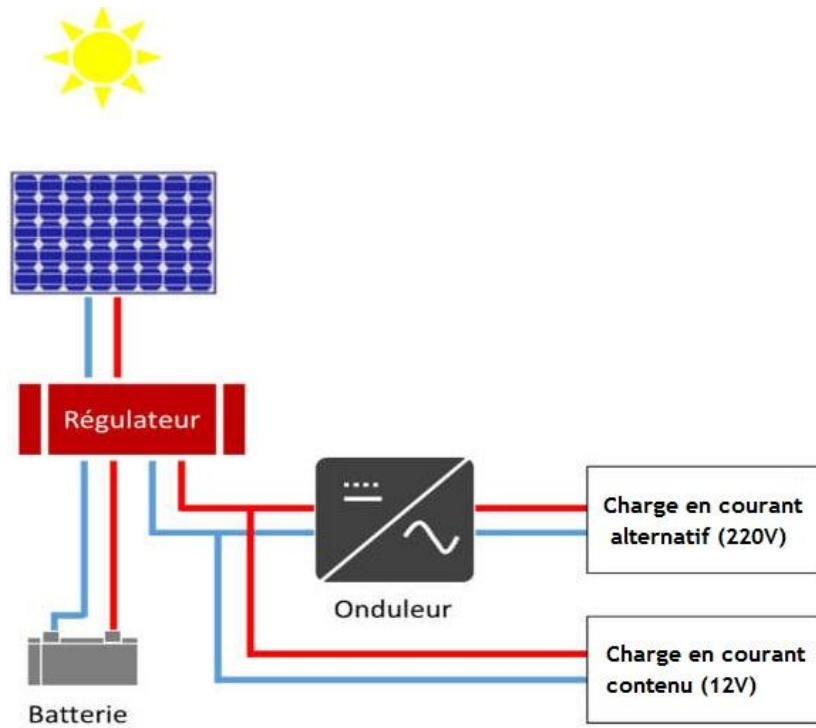


Figure I.10: Schéma d'un système photovoltaïque

I.7.1. L'ensoleillement :

- Rayonnement transmis par le soleil vers la terre (énergie solaire).

I.7.2. Panneaux photovoltaïques :

I.7.2.1. Captage des rayons :

Les panneaux solaires composent des cellules captent la lumière du soleil.

I.7.2.2. Production de l'électricité :

Sous l'effet de la lumière, le silicium contenu dans chaque cellule libère des électrons pour créer un courant électrique continu. Qu'il sera nécessaire de stocker dans des accumulateurs, si l'on souhaite

I.7.3. Régulateur de charge solaire (contrôleur de charge) :

Le régulateur de charge connecte les panneaux solaires avec les batteries : il permet de limiter le courant des panneaux pour ne pas surcharger les batteries (et optimiser leur durée de vie).

Lors de la sélection d'un régulateur de charge, le courant de court-circuit (I_{cc}) des panneaux solaires est la caractéristique essentielle.

I.7.3.1. Régulateur solaire PWM :

C'est le contrôleur de charge idéal pour les petits systèmes. Il connecte les panneaux solaires avec la batterie : il peut réduire la tension des panneaux pour la rapprocher de la tension de la batterie. Le régulateur solaire PWM fonctionne uniquement avec les panneaux 36 cellules ou 72 cellules.



Figure I.11: Régulateur solaire PWM

I.7.3.2. Régulateur solaire MPPT :

C'est un contrôleur de charge plus sophistiqué. Le contrôleur de charge MPPT permet de localiser le point de puissance maximal afin d'obtenir le maximum d'énergie en provenance des panneaux solaires (entre 10% et 40% de gain par rapport à un régulateur PWM).



Figure I.12: Régulateur solaire MPPT

I.7.4. Batterie :

La batterie joue le rôle d'accumulateur pour stoker l'énergie produite par le panneau solaire et la fournir durant les périodes de faible ensoleillement. Pourvoir aux points de démarrage et stabiliser la tension du système.



Figure I.13: Batterie pour système photovoltaïque

I.7.5. L'onduleur solaire : [5]

L'onduleur solaire permet de convertir une tension continue de batterie 12V, 24V ou 48V en tension alternative 220V - 240V identique à celle du réseau électrique domestique.

Tableau (I.2) : Type d'onduleur

Type d'onduleur	Applications	Avantages
<p><u>Onduleur pour site isolé du réseau 12V / 24V / 48V</u> Ces onduleurs convertissent une tension batterie continue (12V, 24V ou 48V) en tension alternative 230V, équivalente à celle du réseau électrique standard.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Habitation isolée • Pompage • Eclairage 	<ul style="list-style-type: none"> • Pur sinus • Accepte un pic de puissance jusqu'à 2x supérieur (démarrage moteur)
<p><u>Onduleur raccordé au réseau ></u> L'onduleur raccordé réseau est utilisé pour injecter l'énergie produite par un champ solaire sur le réseau électrique. Il intègre les protections obligatoires pour respecter la norme en vigueur.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Revente d'électricité au fournisseur réseau • Autoconsommation 	<ul style="list-style-type: none"> • SMA leader mondial • Matériel éprouvé • Très bon rendement • Prix intéressant pour les grands champs solaires
<p><u>Micro-Onduleur raccordé au réseau ></u> Le Micro-onduleur raccordé réseau est utilisé pour injecter l'énergie produite par un ou plusieurs panneaux solaires sur le réseau électrique. Il intègre les protections obligatoires pour respecter la norme en vigueur.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Revente d'électricité au fournisseur réseau • Autoconsommation 	<ul style="list-style-type: none"> • Permet le raccordement d'un seul panneau solaire • Optimisation de la production • Simplicité d'installation et d'évolution

<https://fr.wikipedia.org/wiki/Onduleur>

I.8. Les différentes installations photovoltaïques :

I.8.1. Les installations sur site isolé :

Ce type de montage est adapté aux installations ne pouvant être raccordées au réseau. L'énergie produite doit être directement consommée et/ou stockée dans des accumulateurs pour permettre de répondre à la totalité des besoins.



Eclairage public



Chalet isolé

Figure I.14: Exemple d'utilisation des installations dans les sites isolés

I.8.2. Les installations raccordées au réseau de distribution public :

I.8.2.1. Solution avec injection totale :

Toute l'énergie électrique produite par les capteurs photovoltaïques est envoyée pour être revendue sur le réseau de distribution.

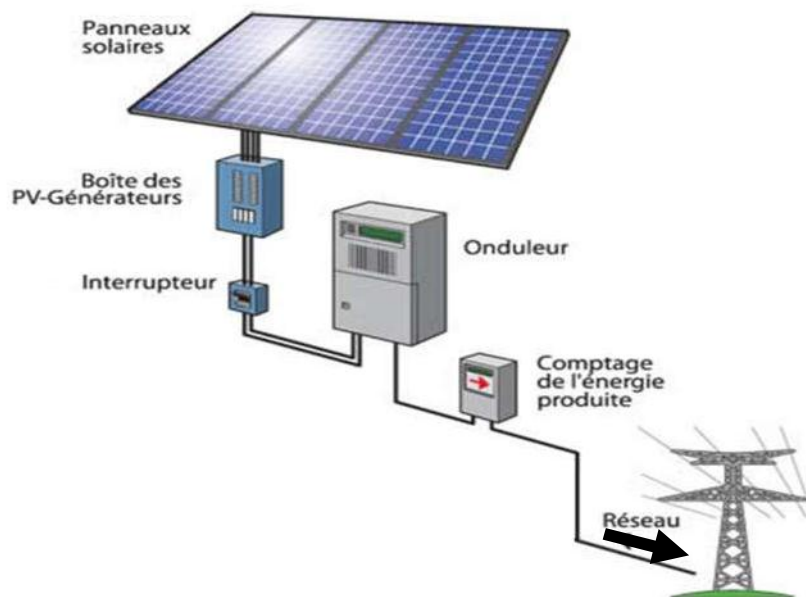


Figure I.15: Installations raccordée au réseau avec injection totale

I.8.2.2. Solution avec injection de surplus :

Cette solution est réalisée avec le raccordement au réseau public en un point : l'utilisateur consomme l'énergie qu'il produit avec le système solaire et l'excédent est injecté dans le réseau. Quand la production photovoltaïque est insuffisante, le réseau fournit l'énergie nécessaire.

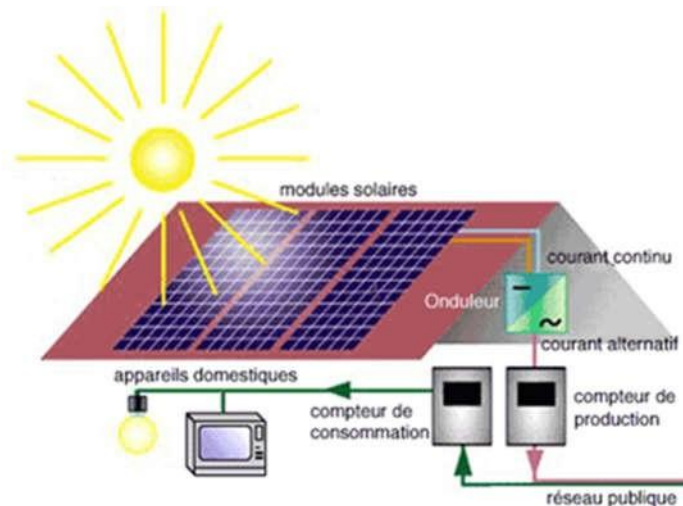


Figure I.16: Installations raccordée au réseau avec injection surplus

I.9. Définition de la puissance de crête :

Par définition, la **puissance de crête** représente la puissance maximum fournie par une cellule lorsque l'éclairement $G = 1000\text{W/m}^2$, la température $t = 25^\circ\text{C}$ et une répartition spectrale du rayonnement dit **AM 1,5**. [5]

L'unité de cette puissance est le Watt crête, noté **Wc**.

Les constructeurs spécifient toujours la puissance de crête d'un panneau photovoltaïque.

Cependant, cette puissance est rarement atteinte car l'éclairement est souvent inférieur à 1000W/m^2 et la température des panneaux en plein soleil dépasse largement les 25°C .

I.10. Types des systèmes PV :

Les systèmes PV sont classés en fonction de trois types autonomes, hybrides et reliés au réseau. Le type que vous choisissez dépendra de vos besoins, de votre emplacement et de votre budget.

I.10.1. Systèmes autonomes (off grid) :

Ils sont complètement indépendants d'autres sources d'énergie. Ils servent habituellement à alimenter les maisons, les chalets ou les camps dans les régions éloignées ainsi qu'à des applications comme la surveillance à distance et le pompage de l'eau. Dans la majorité des cas, un système autonome exigera des batteries d'accumulateurs pour stocker l'énergie.

De tels systèmes sont particulièrement utiles et rentables dans les applications estivales, lorsque l'accès à un endroit est difficile ou coûteux ou lorsque les besoins en entretien doivent être réduits au minimum.

On peut classer ce type en deux modes :

- a- Autonome avec batteries pour les systèmes autonomes qui nécessitent une continuité de service durant toute la nuit ou quelques heures de la nuit.
- b- Autonome sans batteries (au file de soleil) destiné pour le pompage photovoltaïque.

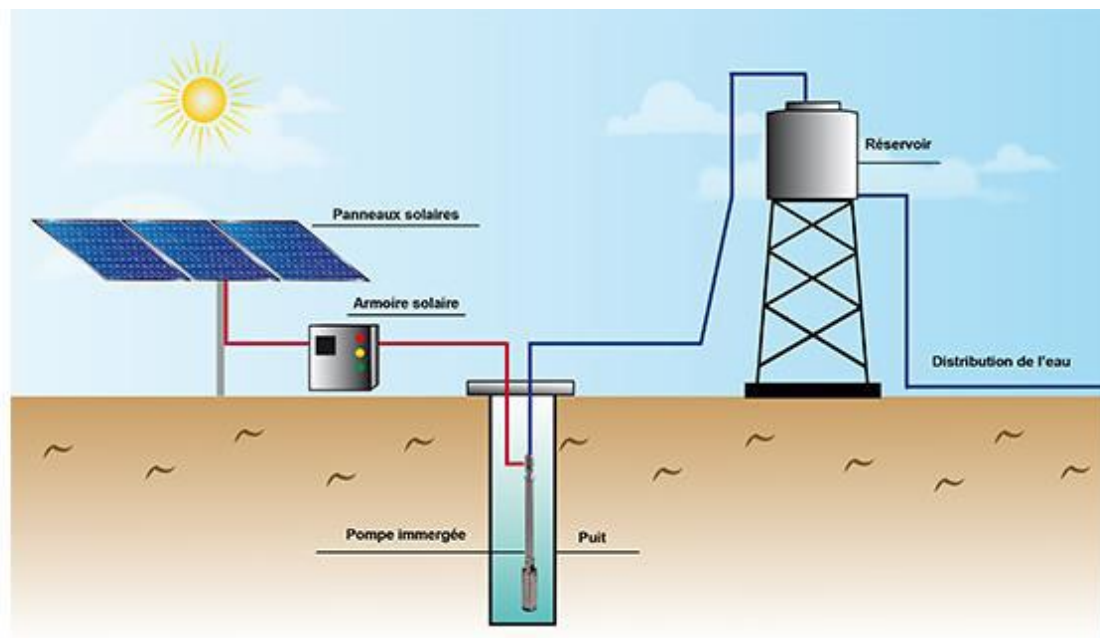


Figure I.17: Système PV autonome sans batteries [5].

I.10.2. Le système PV autonome avec batteries :

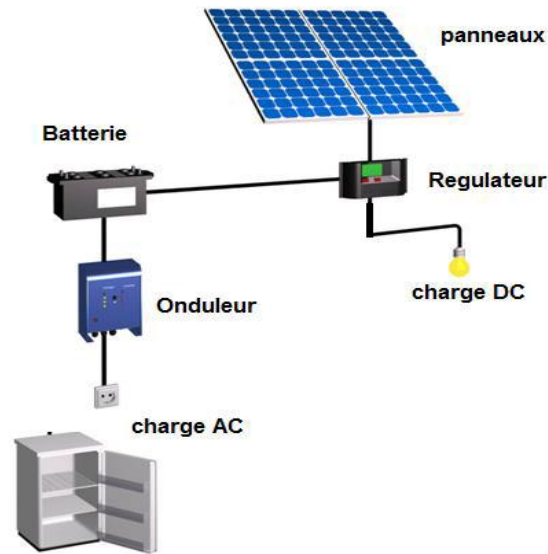


Figure I.18: Système PV autonome avec batteries.

I.10.3. Systèmes raccordés au réseau (on grid) :

Ils permettent de réduire la consommation d'électricité provenant du service public et, dans certains cas, de lui renvoyer l'énergie excédentaire. Dans certains cas, le service public pourrait vous créditer l'énergie retournée au réseau. 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.

Ces systèmes sont utilisés dans les immeubles, les domiciles ou les chalets déjà reliés au réseau électrique. [3]

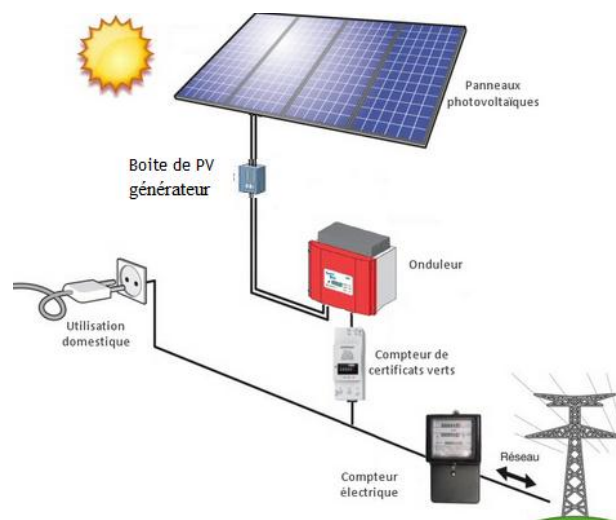


Figure I.19: Composants générales d'un système PV connecté au réseau.

I.10.4. Systèmes hybrides :

Ils reçoivent une partie de leur énergie d’une ou de plusieurs sources supplémentaires, En pratique, les modules de systèmes PV sont souvent alliés à une éolienne ou à une génératrice à combustible.

De tels systèmes ont habituellement des accumulateurs de stockage d’énergie.

Ils conviennent mieux lorsque la demande d’énergie est élevée (pendant l’hiver ou tout au long de l’année), lorsque l’énergie doit être fournie sur demande ou si votre budget est limité.

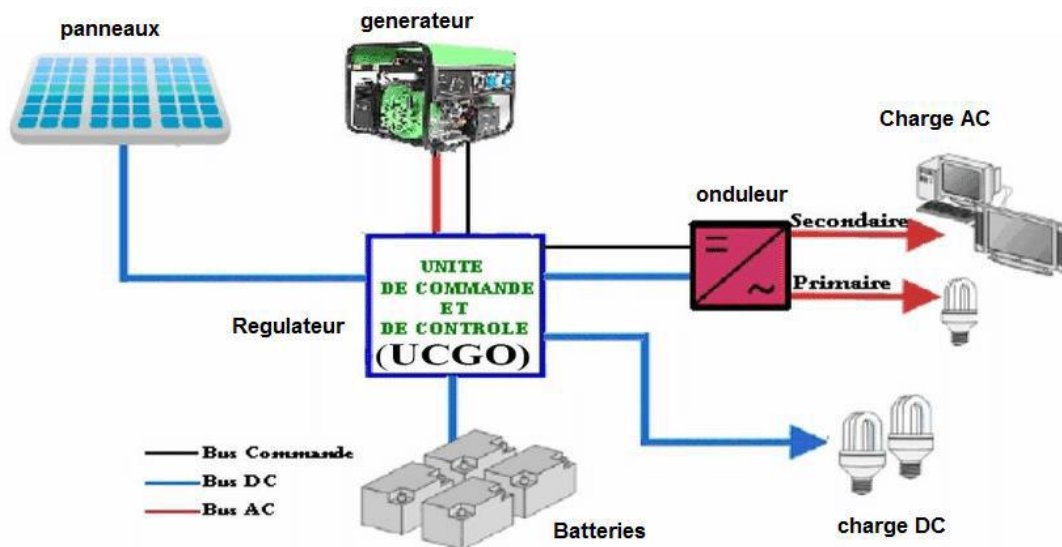


Figure I.20: Système PV Hybride.

I.11. Domaines d’application des systèmes PV :

I.11.1. Les systèmes PV pour le chalet et le domicile :

En général, les systèmes PV sont une option économique pour les chalets et les domiciles situés dans des régions éloignées. Dans la plupart de ces régions, il est impossible de se relier au réseau électrique et, dans de nombreux cas, du combustible fossile coûteux est utilisé afin de produire de l’électricité. Si votre domicile est relié au réseau actuel, les systèmes PV vous donneront la source autonome d’électricité dont vous pourriez avoir besoin pendant une panne d’électricité.

I.11.2. Les systèmes PV pour les applications mobiles et récréatives :

Les utilisateurs de véhicules et de bateaux de plaisance ainsi que les membres d'expéditions peuvent aussi profiter du fonctionnement silencieux et sans pollution des systèmes PV portatifs pour recharger des batteries et des piles.

I.11.3. Les systèmes PV en agriculture :

Les systèmes PV sont utilisés efficacement dans le monde entier afin de pomper de l'eau pour le bétail, les plantes ou les êtres humains. Étant donné que le besoin en eau est plus grand les jours chauds et ensoleillés, ces systèmes conviennent parfaitement aux applications de pompage. Ils fournissent également l'énergie de clôtures électriques dans les fermes. [3]

I.11.4. Les systèmes PV pour d'autres applications :

Les systèmes PV peuvent être adaptés pour répondre à tous besoins, petit ou grand. Par exemple, les cellules PV sont utilisées dans les calculatrices et les montres. Aussi, le matériel de télécommunication, les panneaux de construction routière, les feux de stationnement et les signaux d'avis aux navigateurs sont d'excellentes applications pour les systèmes PV. [5]

I.11.5. Composants d'un système PV autonome :

Un système PV autonome doit comprendre les éléments suivants

- ✓ 1- Panneaux solaires.
- ✓ 2- Batteries.
- ✓ 3- Onduleur.
- ✓ 4- Régulateur de charge.
- ✓ 5- Accessoires (câble, protection).

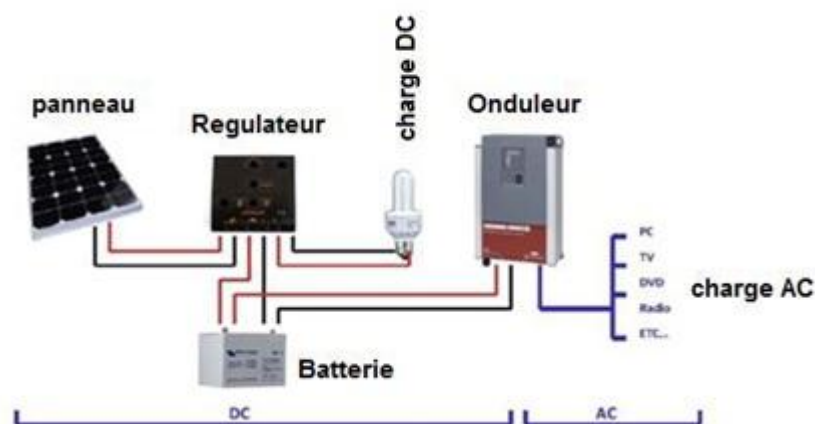


Figure I.21: Structure générale d'un système PV autonome avec batterie.

I.12. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté la production d'énergie solaire à moyen des panneaux photovoltaïques, Des cellules photovoltaïques convertissent la lumière solaire en électricité. Après avoir connu les composants de l'installation solaire et ses types, nous pouvons les utiliser en fonction de nos besoins. Pour augmenter la part de l'énergie solaire dans la consommation globale .il faudrait augmenter en conséquence la surface illuminé

CHAPITRE II

CARACTERISTIQUES D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

II.1. Introduction :

Avec le changement de temps, il est devenu important d'avoir un regard pour les nouvelles méthodes et les sources de production d'énergie. Découvrir de nouvelles techniques de production d'énergie plus utile est essentiel pour nous de devenir indépendant des sociétés d'énergie et aider l'environnement. La production d'énergie la plus utile est une exigence cruciale de notre vie depuis, le prix de l'énergie est toujours en flèche et le monde entier souffre à cause de lui.

Les études de terrain sur les techniques efficace de la création de l'électricité ont enfin montré que la cellule photovoltaïque qui transforme l'énergie solaire produite par la nature à une énergie électrique, est l'une des techniques plus importante pour la future.

II.2. Cellule photovoltaïque : [7]

II.2.1. Comment ça marche :

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

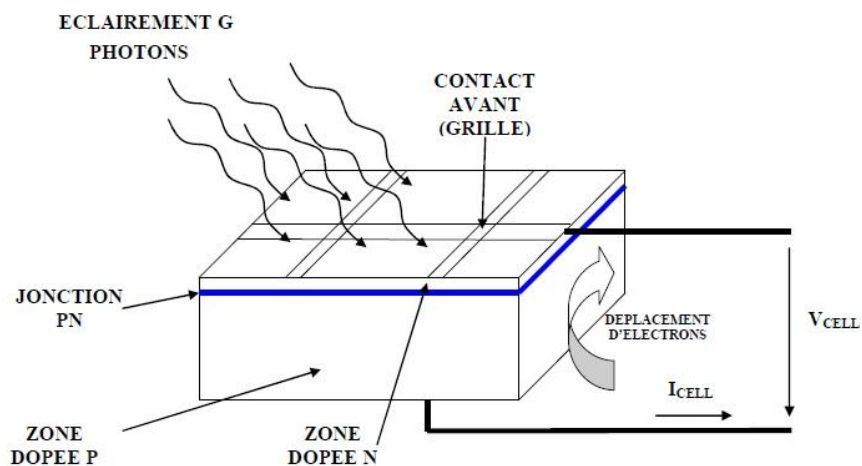


Figure II.1: Fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [7]

Les cellules sont souvent réunies dans des modules solaires photovoltaïques ou panneaux solaires, en fonction de la puissance recherchée.

II.2.2. Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque (Transfert de puissance) :

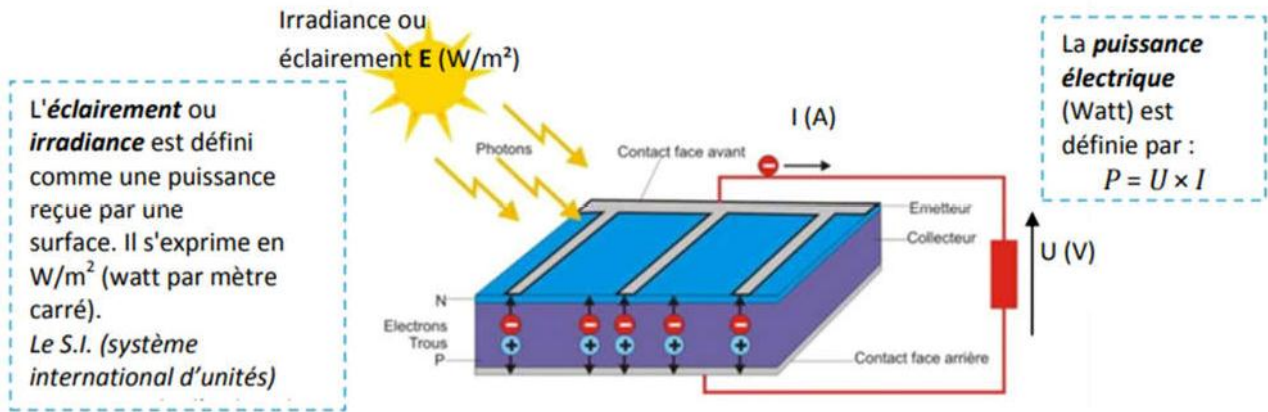


Figure II.2: principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque (Transfert de puissance) [7]

- La puissance reçue dépend donc de la surface de la cellule.
- La puissance et le courant électrique dépend du flux lumineux (importance des conditions climatiques).
- La puissance nominale d'une cellule est définie pour un flux lumineux de 1000W/m² à une température de 25°C. Cette puissance est aussi appelée puissance crête (W Crête).

II.2.3. Rendement – Performance d'une cellule :

Correspond au rapport entre la puissance fournie et la puissance reçue par la cellule.

Rendement maximum d'une cellule :

$$\eta = \frac{Pc}{E \cdot S} \tag{I- 01}$$

E : Eclairement (W/m²)

S : Surface de la cellule (m²)

Pc : Puissance crête

Coefficient de performance d'une cellule :

$$PR = \frac{\eta_{réel}}{\eta_{théorique}} \tag{I-02}$$

Les dimensions des panneaux photovoltaïques dépendent aussi de leur rendement. En effet, ce rendement diffère selon le type de cellules :

- jusqu'à 22 % pour les cellules monocristallines.
- entre 10 et 13 % pour les cellules poly cristallines.
- entre 6 et 10 % pour les cellules amorphes.

Ainsi, les panneaux photovoltaïques composés de cellules amorphes doivent être de plus grandes dimensions pour fournir un rendement équivalent à ceux équipés de cellules monocristallines.

II.2.4. Caractéristique courant-tension d'une cellule :

Les propriétés électriques de la cellule sont synthétisées dans un graphe qu'on appelle caractéristique courant tension.

Remarque : tout dipôle électrique est entièrement défini par sa caractéristique courant-tension, qui lui est propre.

- Trois points sont importants sur cette courbe :

- ✓ **Le point de puissance maximale PMPP** - (Maximum Power Point) : c'est quand la charge a une résistance égale à R_{charge} (droite verte) que la cellule délivre la puissance maximale.
- ✓ **Le courant de court-circuit noté I_{cc}** : il s'agit du courant qui traverse la cellule photovoltaïque lorsque celle-ci est en court-circuit, c'est-à-dire lorsque le pôle + est relié au pôle - (la tension à ses bornes est alors nulle). Dans ce cas, la puissance fournie par la cellule ($P = U \times I$) est nulle.

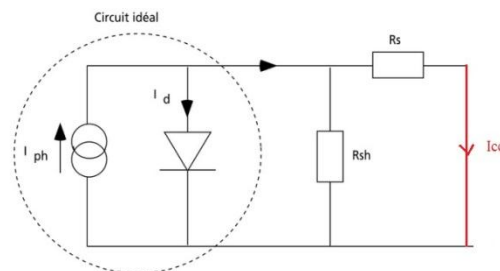


Figure II.3: Essai en court-circuit

- ✓ **La tension en circuit ouvert notée U_{co}** : il s'agit de la tension aux bornes de la cellule lorsque celle-ci est en circuit ouvert, c'est-à-dire lorsque le pôle + et le pôle - sont isolés électriquement de tout autre circuit électrique (le courant la traversant est alors nul). Dans ce cas, la puissance fournie par la cellule ($P = U \times I$) est nulle.

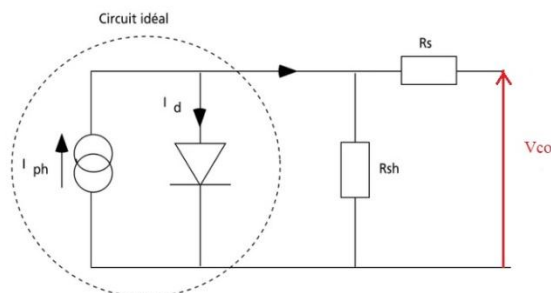


Figure II.4: Essai à vide

✓ Courbes caractéristiques courant-tension d'une cellule photovoltaïque :

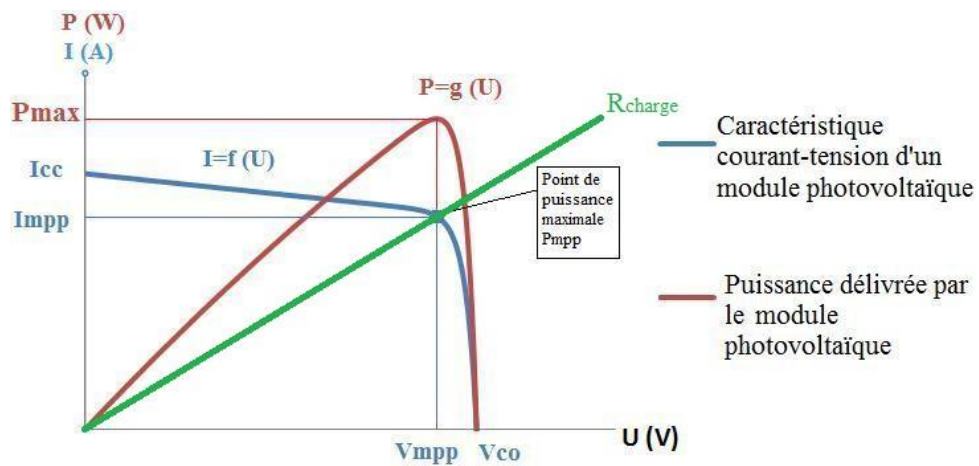


Figure II.5: L'intensité et la puissance en fonction de la tension[7]

✓ $I=F(V)$ à $E=1kw/m^2$, $AM=1.5$ en fonction de la température :

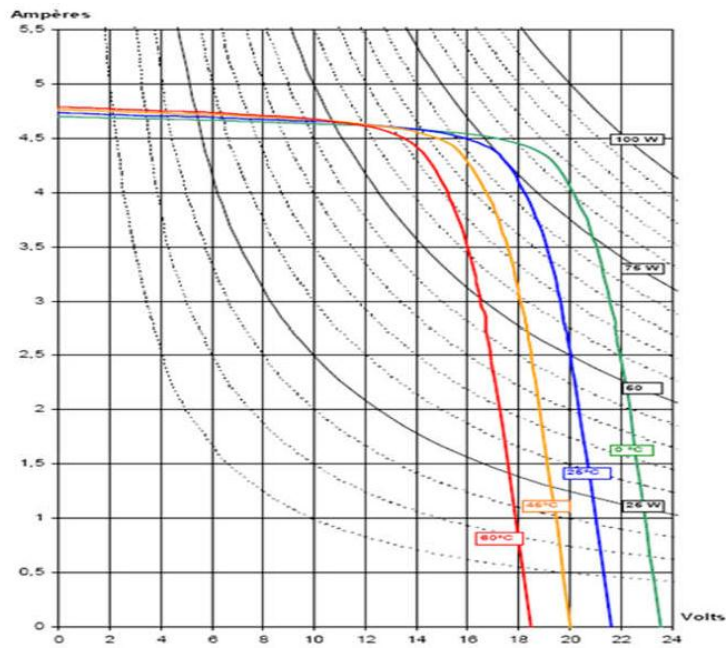


Figure II.6: $I=F(V)$ à $E=1kw/m^2$, $AM=1.5$ en fonction de la température[7]

✓ $I=F(V)$ à $T=25^{\circ}C$, en fonction de l'irradiance E (kW/m^2), AM 1.5 :

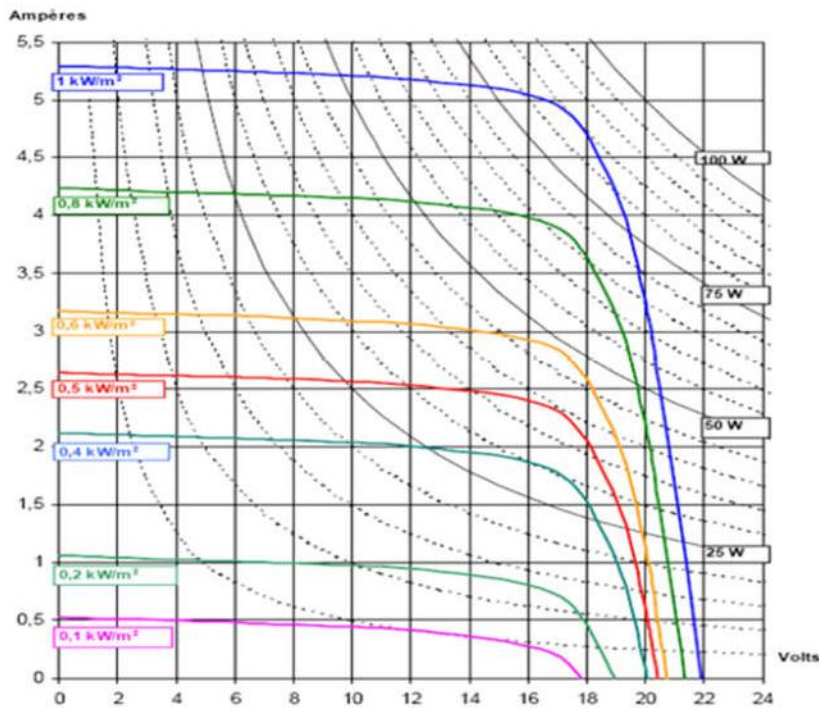


Figure II.7: $I=F(V)$ à $E=1kw/m^2$, AM=1.5 en fonction de l'irradiance[7]

II.3. Module (ou panneau) photovoltaïque : [8]

- les cellules sont reliées entre elles et constituent le module solaire.
- les modules sont reliés entre elles et constituent un panneau solaire.

Pour obtenir une tension plus importante il faudra connecter plusieurs cellules en série.

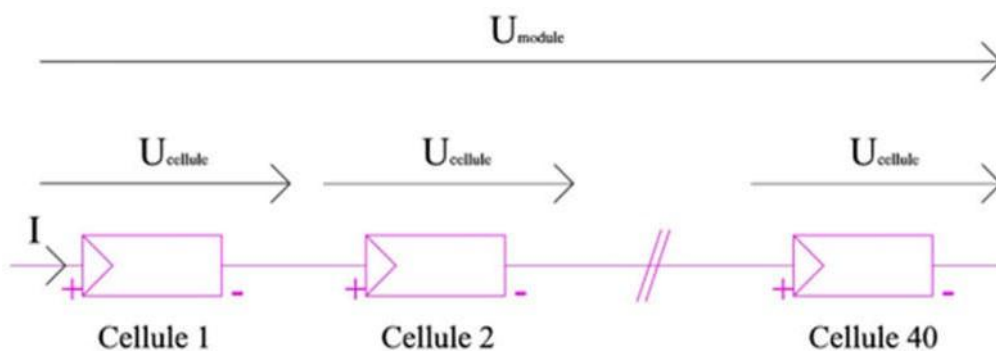


Figure II.8: Module photovoltaïque [8]

Le profil de la caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque est le même que celui d'une cellule photovoltaïque. Les cellules étant connectées en série, les tensions de chacune des cellules s'ajoutent. Ainsi, la caractéristique courant-tension d'un module photovoltaïque voit la valeur de la tension augmentée.

II.3.1. Association en série :

Avec cette structure, si une des cellules est dans l'ombre, elle devient résistante (elle s'oppose au passage du courant) : le module fournit moins d'énergie, mais surtout, la cellule chauffe (effet Joule) et se détériore rapidement !

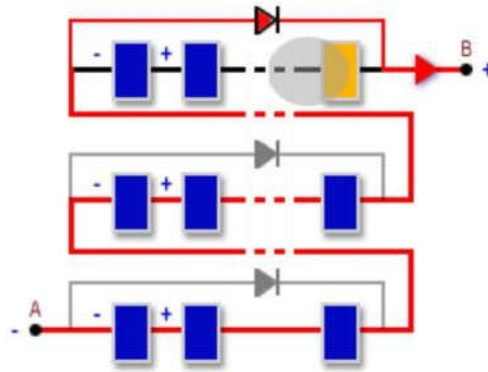


Figure II.9: Association des cellules en série

Pour remédier à ce problème des diodes Bypass permettent d'isoler une série de cellule.

- Le courant produit par les autres cellules ne passe plus dans la cellule occultées (À l'ombre), mais par la diode.

Dans une rangée de cellules en série, protégées par une diode Bypass, si une cellule seulement est complètement occultée, la rangée entière ne produit pas de courant.

- Par association en série (appelée "String"), les cellules sont traversées par le même courant et la tension résultante correspond à la somme des tensions générées par chacune des cellules.

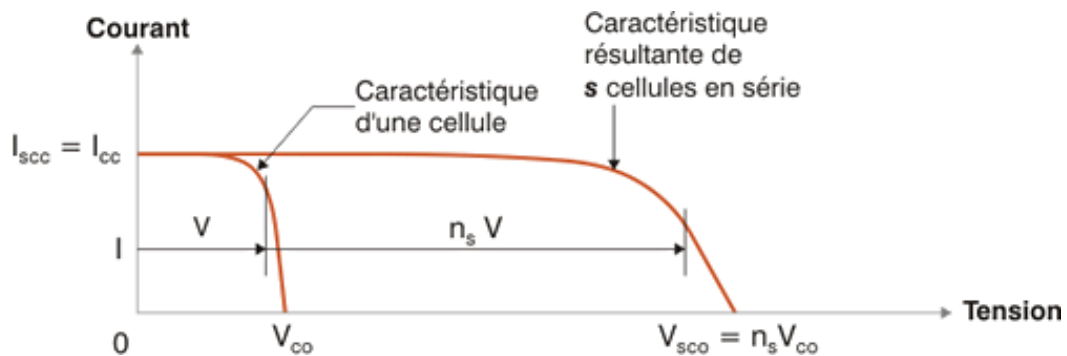


Figure II.10: Courbe de module se constitue par des cellules en série

II.3.2. Association en parallèle :

Par association en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et le courant résultant correspond à la somme des courants générés par chacune des cellules.

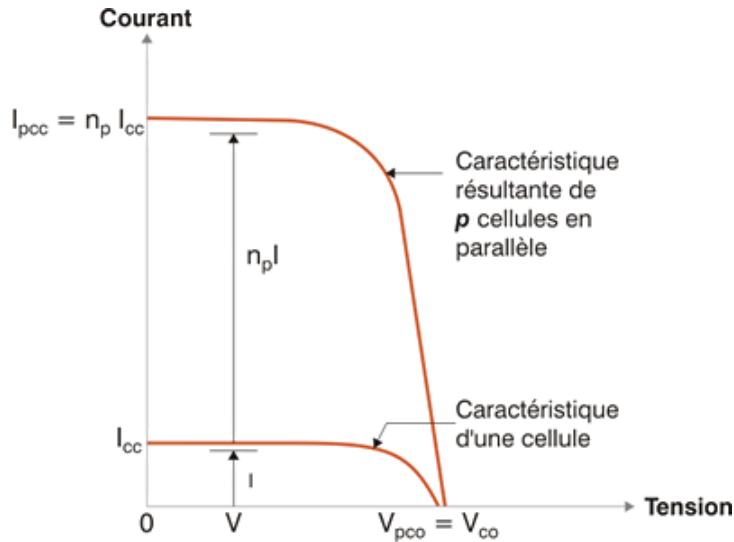


Figure II.11: Courbe de module se constitue par des cellules en Parallèle

II.4. Schéma électrique équivalent à une cellule photovoltaïque :

Schéma électrique équivalent à une cellule photovoltaïque est représenté par la figure II.12. Ce circuit est constitué d'une source de courant et d'une diode montées en parallèles. La source de courant délivre un courant I_{ph} , directement proportionnel à l'intensité de la lumière, la diode représente la jonction p-n de la cellule solaire.

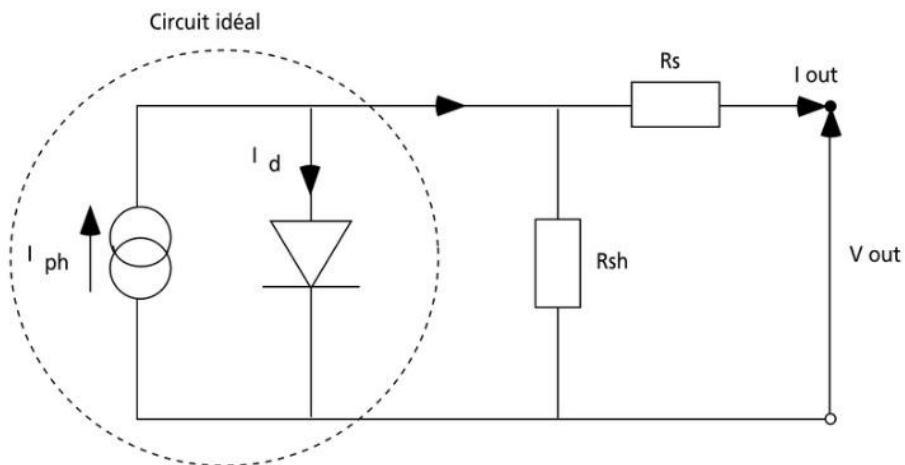


Figure II.12: Schéma électrique équivalent à une cellule photovoltaïque

II.5. Simulation un panneau solaire après fabrication :

Après association des cellules photovoltaïque pour former un module. Ces cellules solaires produisent chacune une tension d'environ **0.5V** en courant continu. Plusieurs cellules photovoltaïques sont alors reliées entre elles afin de former un panneau solaire photovoltaïque qui permettra de produire plusieurs watts avec une tension de sortie d'au moins **12V**. Le fabricant va inscrire la caractéristique de ce module dans la condition STC (Standard Test Condition) :

- La puissance maximale **P_{max}**.
- La tension **V_{co}** (tension à vide).
- Le courant de court-circuit **I_{cc}**.
- La tension **V_{mpp}** (la puissance maximale).
- Le courant **I_{mpp}** (la puissance maximale).
- Le rendement en % sous la radiation optimale 1000W/m².

HORAIRES temps universel	Panneau solaire à plat/vehicule			P.S. fixe en azimut orienté plein sud. Incliné			P.S. rotation automat. inclinaison fixe		
	①	②	③	①	②	③	①	②	③
	azimut 0°	azimut 0°	azimut 0°	25°	45°	65°	25°	45°	65°
12h	95%	73%	41%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
11 ou 13h	91%	71%	39%	77	93	97	100	100	100
10 ou 14	86%	52%	29%	49	77	86	99	99	99
9 ou 15	73	36	19	20	56	77	95	95	97
8 ou 16	60	17	8	0	35	59	88	91	93

Radiations optimales = 1000 W / m².



Figure II.13.A: Rendement d'un module donné par le fabricant

Figure II.13.B : Simulation un panneau solaire après fabrication

La capacité des panneaux solaires varie d'un panneau solaire à l'autre selon les cellules qui les composent, car ils forment la longueur et la largeur du panneau solaire.



Figure II.13.C : Module de 60 cellules 250W.(1.6m/0.99m)



Figure II.13.D : Module de 36 cellules 150W.(1.4m/0.64m)

II.6. Calcule la production nécessaire pour couvrir besoin d'un appartement :

II.6.1. Installation :



Figure II.14: installation solaire dans un appartement

II.6.2. Tableau de matériels : [9]

Tableau II : Liste de matériel

Matériels	Puissance	Quantité	Nbr des heures	Energie (kWh)
Télévision	80W	01	08 heures	0.64
Moteur mono ph	1100W	01	1/2 heures	0.55
Climatiseur	1200W	01	04 heures	4.8
Réfrigérateur	200W	01	10 heures	2
Machine à laver	1200W	01	1/2 heures	0.6
Lampe	40w	04	05 heures	0.8
Consommation par jour				9.39

Créé pour calculer

II.6.3. Plan de coefficient de performance :

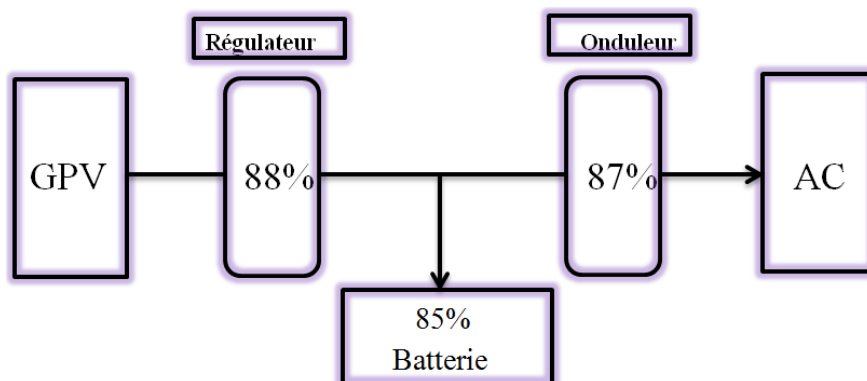


Figure II.15: indication par coefficient de performance

- Le nombre maximal de rayonnement solaire par jours = 5,479 Heures.
- La consommation d'énergie par jour = 9,39 KWh
- L'énergie à l'entrée de l'onduleur = $\frac{9,39}{0,87} = 10,79 \text{ KWh}$
- L'énergie à l'entrée de régulateur = $\frac{10,79}{0,88} = 12,26 \text{ KWh}$

Donc les panneaux solaires doivent fournir 12,26kW durant 5,479 heures pendant un jour.

II.6.4. Calcule le nombre de module solaire :

- **Méthode N° :01**

L'énergie fournit par les panneaux solaire durant une heure = $\frac{12,26}{5,4} = 2,27 \text{ Kw/h}$

✓ Soit le panneau solaire figure (II.13.D) de 150W(1,4m/0,64m)

La surface = $1,4 * 0,64 = 0,896 \text{ m}^2$

0,89m² ----- 150W

01m² ----- ? donc $P = \frac{150}{0,89} = 168,53 \text{ W}$

Le nombre de panneau de $1 \text{ m}^2 = \frac{2270}{168,53} = 13,46$

- Le nombre de panneau figure (II.13.D) de 150W(1,4m/0,64m) :

$$= \frac{13,46}{0,89} = 15,12 \text{ module de } 150 \text{ W}$$

✓ Soit le panneau solaire figure (II.13.C) de 250W(1,6m/0,99m)

La surface = $1,6 * 0,99 = 1,58 \text{ m}^2$

1,58m² ----- 250W

01m² ----- ? donc $P = \frac{250}{1,58} = 158,22 \text{ W}$

Le nombre de panneau de $1 \text{ m}^2 = \frac{2270}{158,22} = 14,34$

- Le nombre de panneau de 250W(1,6m/0,99m) :

$$= \frac{14,34}{1,58} = 9,07 \text{ module de } 250 \text{ W}$$

✓ Méthode N°:02

En utilisant le facteur correctif (à cause de perte) = 1,3

- Le nombre maximal de rayonnement solaire par jours = 5,479 heures.

- La consommation d'énergie par jour = 9,39kWh

Les panneaux solaires doivent fournir 1,3*9,39kW durant 5,479 heures pendant un jour
= 12207W

L'énergie qui doit fournir par les panneaux solaires :

$$= \frac{12207}{5,4} = 2260W$$

✓ Soit le panneau solaire figure (II.13.D) de 150W(1,4m/0,64m)

$$= \frac{2260}{150} = 15,07 \text{ module solaire}$$

✓ Soit le panneau solaire figure (II.13.C) de 250W(1,6m/0,99m)

$$= \frac{2260}{250} = 9,04 \text{ module solaire}$$

II.6.5. Calcule le nombre de batterie :

Soit Le système est alimenté par des batteries de 12 volts/100Ah

Capacité de la batterie (A) = (Puissance à générer × Nombre de jours de repos (lorsque les panneaux seront éteints))*1,3/12volt

Soit Nombre de jours de repos = 2jours

$$\text{Capacité de la batterie (A)} = \frac{(12207*2*1,3)}{12} \\ = 2644A$$

$$\text{Le nombre de batterie} = \frac{2644}{100} \\ = 26 \text{ batteries}$$

II.7. Le couplage direct ou avec adaptation du générateur par un hacheur :

II.7.1. Moteur à courant continu :

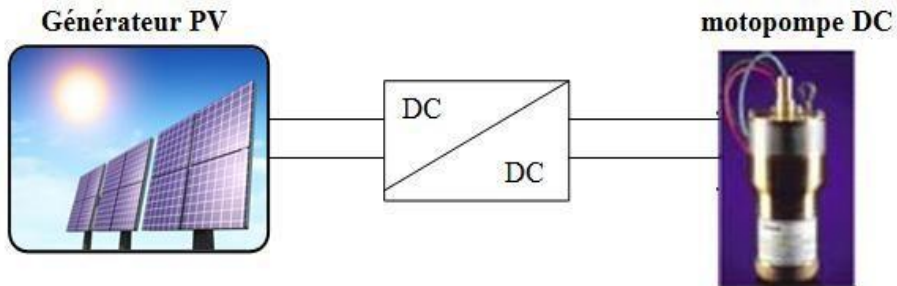


Figure II.16: Schéma synoptique simplifié du pompage PV par motopompe DC.

II.7.2. Moteur à courant alternatif :

Les moteurs alternatifs asynchrones (rotor à cage) sont les plus couramment employés pour une gamme variée d'applications industrielles. Ils sont utilisés particulièrement pour le pompage immergé dans les forages et les puits ouverts.

L'arrivée d'onduleurs efficaces a permis l'utilisation de ce type de moteurs dans les applications de pompage solaire.

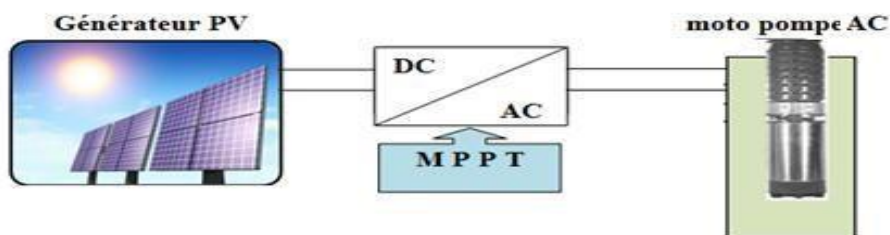


Figure II.17: Schéma synoptique simplifié du pompage PV par motopompe à AC.

II.8. Technique de commande :

II.8.1 Hacheur convertisseur DC/DC :

Hacheur (convertisseur DC/DC) utilisé dans le cas d'une pompe montée à un moteur à courant continu.

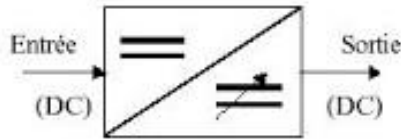


Figure II.18: Conversion DC / DC.

II.8.2 Onduleur (convertisseur DC/AC) :

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant continu, produit par les panneaux solaires en courant alternatif 220V ou 380V avec une fréquence bien défini. Généralement ces Onduleurs de pompage sont équipés d'un régulateur de charge incorporé dans la même boîte. [7]

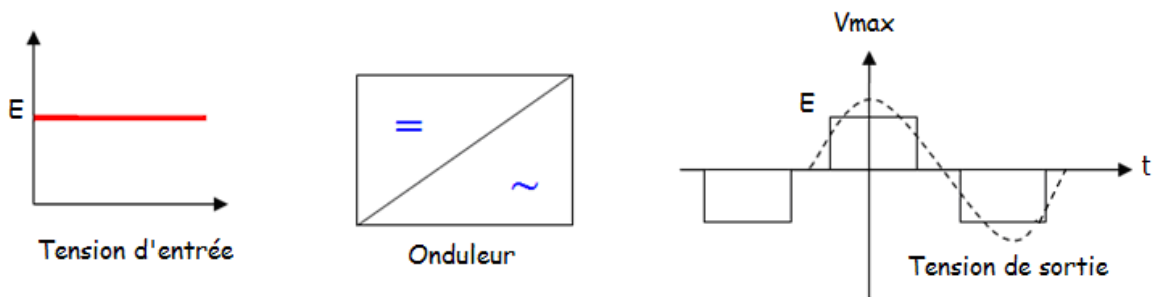


Figure II.19: Conversion DC / AC.

II.8.3 stockage :

Le stockage d'énergie peut se faire de deux façons :

a) Stockage d'énergie électrique dans des batteries :

Cette opération est rarement utilisé à cause de son coût très élevé aussi nécessite un entretien périodique coûteuse.



Figure II.20 : Différents types de batteries.

b) Stockage d'eau dans des réservoirs :

Afin de l'utiliser pendant la nuit ou dans le cas d'insuffisance d'ensoleillement. Cette opération est plus pratique puisque le cout est très basse puisque la construction de réservoir ne nécessite pas beaucoup de dépense pour le changement ou l'entretien comme le stockage d'énergie dans des batteries.



Figure II.21 : réservoir de stockage d'eau

II.9. Conclusion :

Dans ce chapitre nous Avon vu que le Certes l'énergie solaire est une énergie propre mais cela présente des limites. Ainsi, les panneaux solaires sont une solution pour les endroits isolés, non raccordés au réseau électrique et pour rendre des installations autonomes. L'énergie solaire peut également s'avérer très avantageuse dans le cas d'installations chez des particuliers.

Cependant, les panneaux solaires ne sont actuellement pas rentables pour une production à grande échelle, à cause de nombreuses limites et des autres sources d'énergie plus avantageuses telles que le nucléaire.

Les panneaux solaires sont donc parfaits pour compléter les besoins énergétiques mais toute l'énergie ne peut être produite entièrement par leur utilisation.

L'idéal serait donc une mixité des énergies où le solaire serait utilisé au maximum de son potentiel ainsi que les autres énergies renouvelables.

CHAPITRE III

LES SYSTEMES DE POMPAGE PHOTOVOLTAÏQUE

III.1 Introduction :

Généralement, le pompage photovoltaïque fonctionne au fil du soleil c'est-à-dire sans stockage électrochimique. Ainsi, le pompage est sans doute l'une des plus pertinentes utilisations de l'énergie solaire photovoltaïque. Il offre une très grande simplicité d'exploitation et de fiabilité à moindre coût, qui l'ont avantage par rapport à l'utilisation de batteries d'accumulateurs.

L'évolution progressive, depuis 20 ans, des matériaux et des gammes de performances permet aujourd'hui de considérer le pompage solaire comme une technologie mature.

Le pompage de l'eau à l'aide de l'énergie photovoltaïque est utilisé pour l'alimentation en eau potable et pour la petite irrigation.

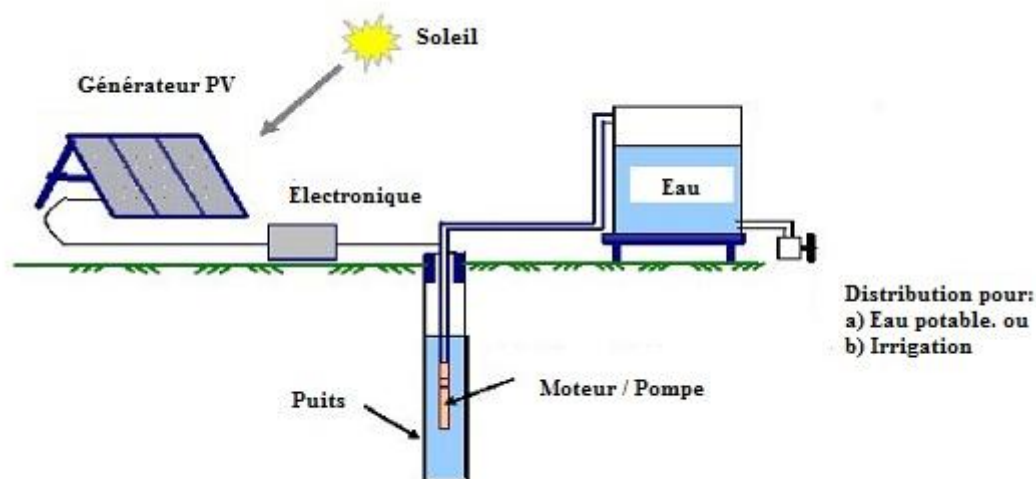


Figure III.1: Configuration générale d'un système de pompage photovoltaïque.

Le domaine d'application du pompage photovoltaïque est très large. Nous citons ci-dessous les applications d'alimentation en eau pour les besoins suivants :

- Habitations individuelles isolées,
- Habitations collectives isolées,
- Petite irrigation et irrigation moderne (Système goutte à goutte),
- Point d'eau pour abreuvement du bétail.

III. 2. Générateur photovoltaïque :

Les seules servitudes d'un générateur photovoltaïque sont de maintenir la demande énergétique au niveau de celle qui a servi à son dimensionnement.

L'installation d'un générateur solaire photovoltaïque élémentaire est très simple à réaliser. Il suffit de fixer les panneaux solaires préalablement occultés sur leur châssis orienté au sud (si hémisphère nord), de relier le régulateur de charge et les équipements destinataires (éteints) à la batterie, de coupler les modules au régulateur. La fourniture d'énergie est alors immédiatement gérée par le régulateur et le système photovoltaïque est en ordre de fonctionnement.

Les utilisations communes des générateurs photovoltaïques sont classiquement subdivisées en courant continu (12, 24 ou 48 Volts DC) et en courant alternatif produit par un convertisseur (230 Volts AC monophasé ou 380 Volts AC triphasé)

III.3. Connexion directe source charge :

Actuellement, il reste encore beaucoup d'applications où une connexion directe entre un GPV et une charge est effectuée. Ce choix est principalement lié à la simplicité de l'opération et au très haut degré de fiabilité.

La configuration d'une connexion directe du générateur photovoltaïque (GPV)-Charge par le biais d'une diode anti-retour est illustrée sur la figure (III.1). Dans le cas où, la charge est une batterie, lorsque le module n'est pas éclairé, celui-ci pourrait fonctionner en tant que récepteur. La batterie pourrait donc se décharger sur le GPV et entraîner par conséquent un endommagement irréversible.

De ce fait, pour éviter cette situation, la connexion doit être assurée à l'aide d'une diode anti-retour placée entre le GPV et la charge.

L'inconvénient de cette configuration, est qu'elle n'offre aucun type de limitation et/ou réglage de la tension de la batterie. Le transfert de P_{max} disponible aux bornes du GPV vers la charge n'est pas non plus garanti [10].

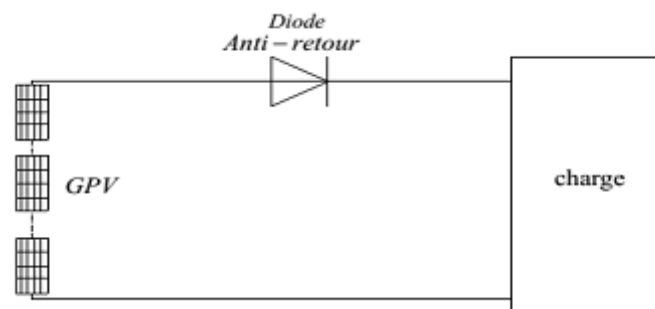


Figure III.2: Connexion directe GPV-Charge par le biais d'une diode anti-retour [10].

En effet, le point de fonctionnement du GPV résulte de l'intersection entre la caractéristique I-V du GPV et la caractéristique I-V de la charge. Il est à noter que dans ce type de connexion directe la nature de la charge est continue (DC) car une charge de type alternative n'est pas du tout compatible avec la connexion directe du fait que le GPV fournit un courant continu. Pour la connexion d'un GPV à une charge alternative, nous avons obligatoirement besoin d'un étage d'adaptation spécifique de type onduleur.

Trois types de charges DC existent à savoir : charge purement résistive, charge de type source de tension et charge de type source de courant.

Sur la figure (III.3), nous avons représenté les caractéristiques I-V et P-V d'un GPV ainsi que les caractéristiques I-V pour les trois types de charges. Le point de fonctionnement où la puissance fournie par le générateur est maximale (P_{max}) pour un courant optimal (I_{pot}) et une tension optimale (V_{pot}) est le point d'intersection entre les caractéristiques I-V du GPV et celles des trois types de charges :

- ✓ point A pour une charge résistive ;
- ✓ point B pour une charge de type source de tension ;
- ✓ point C pour une charge de type source de courant.

Pour ces trois points, la puissance fournie par le générateur est respectivement P_a , P_b , P_c correspondant à des valeurs de puissance inférieures à la puissance maximale disponible P_{max} . Ce qui nous permet de dire qu'une perte d'une partie de la puissance délivrable aux bornes du générateur PV entraînant à la longue des pertes de production énergétiques importantes [11].

III.3.1. Définition et étude de l'étage d'adaptation entre un générateur et une charge continue :

Il est connu qu'un GPV présente des caractéristiques I-V non linéaires avec des MPP. Ces caractéristiques dépendent entre autres du niveau d'éclairement et de la température des cellules. De plus, selon les caractéristiques de la charge sur laquelle le GPV débite, nous pouvons trouver un très fort écart entre la puissance potentielle du générateur et celle réellement transférée à la charge en mode connexion directe.

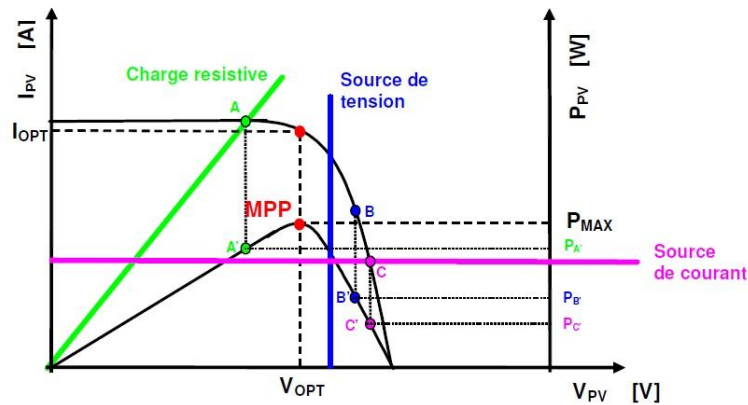


Figure III.3: Points de fonctionnement d'un GPV en fonction de la charge en connexion directe [11].

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV et de la transférer à la charge, la technique la plus usuelle consiste à utiliser un étage d'adaptation entre le GPV et la charge (figure (III.3)). Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de P_{max} disponible [12].

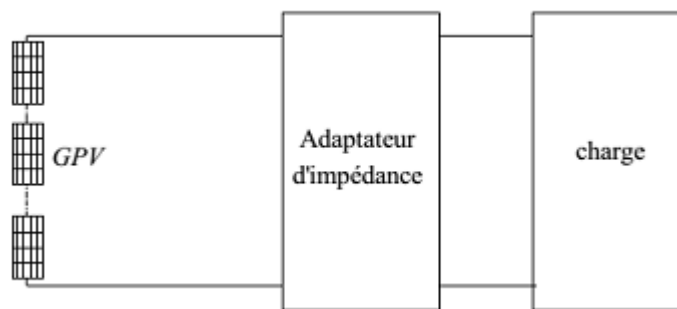


Figure III.4: Etage d'adaptation jouant le rôle d'interface de puissance entre un GPV et une charge [10].

Ce dernier par le biais d'une commande spécifique est alors susceptible de permettre au générateur de délivrer sa puissance maximale notée P_{max} ($P_{max}=I_{opt} \cdot V_{opt}$, où I_{opt} et V_{opt} représentent respectivement la tension et le courants optimaux du générateur photovoltaïque pour une courbe I-V donnée) tout en assurant que la tension ou bien le courant de la charge correspond bien aux caractéristiques de cette dernière.

Pour que le GPV fonctionne le plus souvent possible dans son régime optimal, la solution communément adoptée est alors d'introduire un convertisseur statique qui joue le rôle d'adaptateur source-charge.

III.3.2. Convertisseurs DC-DC :

Les convertisseurs DC-DC sont des convertisseurs statiques continu-continu permettant de générer une source de tension continue variable à partir d'une source de tension fixe.

Ils se composent de condensateurs, d'inductances et de commutateurs. Tous ces dispositifs ne consomment aucune puissance dans le cas idéal, c'est pour cette raison que les convertisseurs DC-DC ont de bons rendements.

Généralement, le commutateur est un transistor MOSFET qui travaille en mode bloqué-saturé. Si le commutateur est bloqué, son courant est nul, il ne dissipe donc aucune puissance ; s'il est saturé, la chute de tension à ses bornes sera presque nulle et par conséquent la puissance perdue sera très petite. Le commutateur du convertisseur est commandé par un signal PWM (Pulse Width Modulation) ou MLI (Modulation Largeur d'Impulsion), avec une fréquence de commutation f_s fixe et un rapport cyclique D variable.

III.3.3. Types des convertisseurs DC-DC :

Il y a un plusieurs topologies des convertisseurs DC-DC. Elles sont classées par catégorie selon que la topologie isolée ou non isolée. Les topologies isolées emploient un transformateur d'isolement fonctionnant à haute fréquence. Elles sont très employées souvent dans les alimentations à découpage. Les topologies les plus connues dans la majorité des applications sont le flyback, en demi-pont et en pont complet. Dans les applications photovoltaïques (PV), les systèmes de couplage avec le réseau électrique emploient souvent ces types de topologies quand l'isolement électrique est préféré pour des raisons de sûreté [13].

Les topologies non isolées ne comportent pas de transformateurs d'isolement. Elles sont généralement utilisées dans l'entraînement des moteurs à courant continu [13]. Ces topologies sont encore classées en trois catégories :

- ✓ Abaisseurs (Buck);
- ✓ Elévateurs (Boost);
- ✓ Elévateurs - Abaisseurs (Buck-Boost).

La topologie buck est employée pour les faibles tensions. Dans les applications PV, le convertisseur buck est habituellement employé come chargeur de batteries et dans des systèmes de pompage de l'eau.

La topologie boost est employée pour augmenter la tension. Les systèmes de production de l'énergie emploient un convertisseur boost pour augmenter la tension de sortie au niveau de service

avant l'étage de l'onduleur. Puis, il y a des topologies capables d'augmenter et de diminuer la tension tel que le buck-boost, le cuk, et le sepic. Les convertisseurs DC-DC peuvent être vu comme des transformateurs DC-DC.

Le tableau III.1 résume les principaux rapports de transformation en fonction du rapport cyclique pour les différentes structures de convertisseurs statiques avec et sans isolement galvanique. Où D désigne le rapport cyclique du convertisseur et K le rapport de transformation du transformateur d'isolement [14].

Tableau III.1: Rapports de transformation des principaux convertisseurs DC-DC

Convertisseur	Rapport de transformation $n(D)$	Isolement galvanique
Buck	D	Non
Boost	$\frac{1}{1-D}$	Non
Buck-boost	$\frac{-D}{1-D}$	Non
Cuk	$\frac{-D}{1-D}$	Non
SEPIC	$\frac{D}{1-D}$	Non
Flyback	$K \frac{D}{1-D}$	Oui
Push-pull	$K D$	Oui
Forward	$K D$	Oui

III.4. Convertisseur parallèle (Boost) :

Dans le convertisseur boost, la tension moyenne de sortie est supérieure à la tension d'entrée, d'où son nom (survolteur). Cette structure demande un interrupteur commandé à l'amorçage et au blocage (MOSFET, IGBT) et une diode (amorçage et blocage spontanés) comme il est illustré dans la figure (III.5).

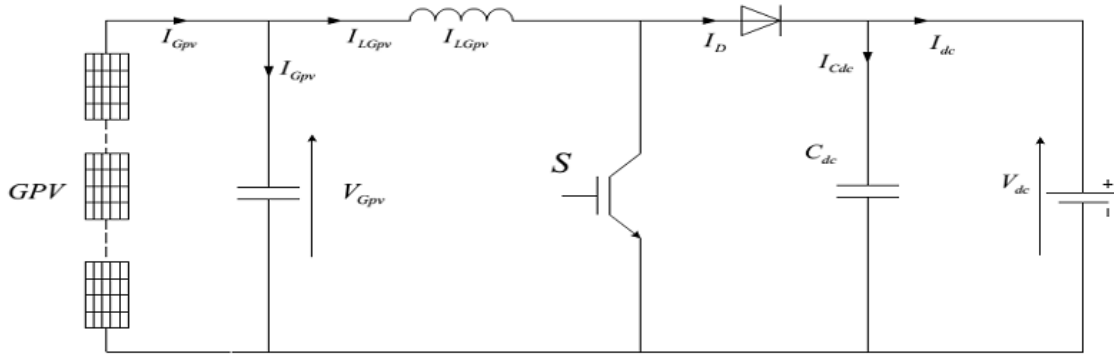


Figure III.5: Circuit électrique d'un convertisseur DC-DC de type Boost[10].

III.4.1. Principe de fonctionnement :

Le principe de fonctionnement d'un boost est basé sur la position du commutateur S ouvert/fermé.

Pendant l'intervalle de temps $T_{on}=DT_s$, où D est le rapport cyclique l'interrupteur fermé connecte l'entrée (à travers l'inductance) à la masse, et donc la puissance stockée dans la bobine augmente (par l'augmentation du courant la traversant). La diode est alors bloquée, ainsi aucun courant ne peut charger la batterie comme le montre la figure (III.6).

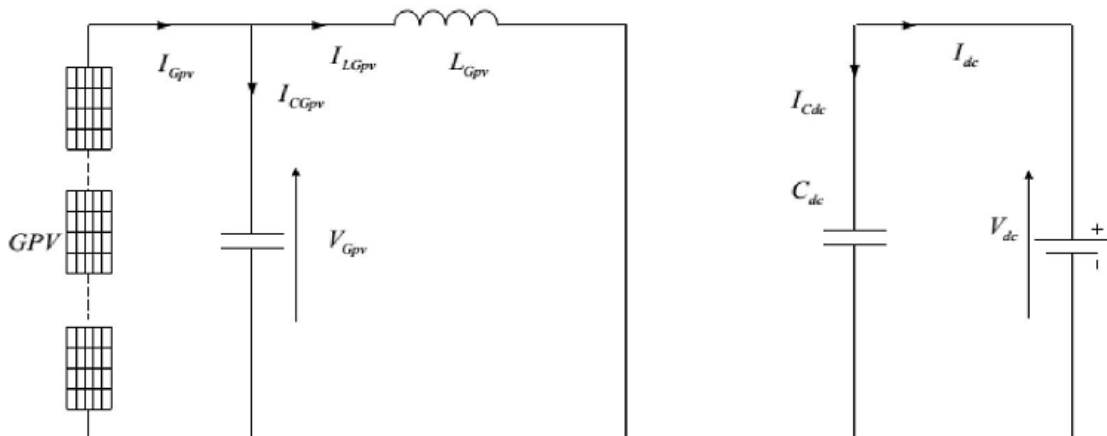


Figure III.6: Circuit équivalent du convertisseur boost avec S fermé [10].

Lorsque l'interrupteur est ouvert sur l'intervalle $T_{OFF} = (1-D) T_s$, l'étage de sortie reçoit l'énergie emmagasinée dans la bobine ainsi que celle provenant directement de l'entrée (du module photovoltaïque). En régime établi, le condensateur de sortie est supposé avoir une capacité suffisante pour assurer une tension de sortie constante V_{dc} (et donc le courant traversant le condensateur de sortie est supposé nul) comme il est illustré dans la figure (III.7) [15].

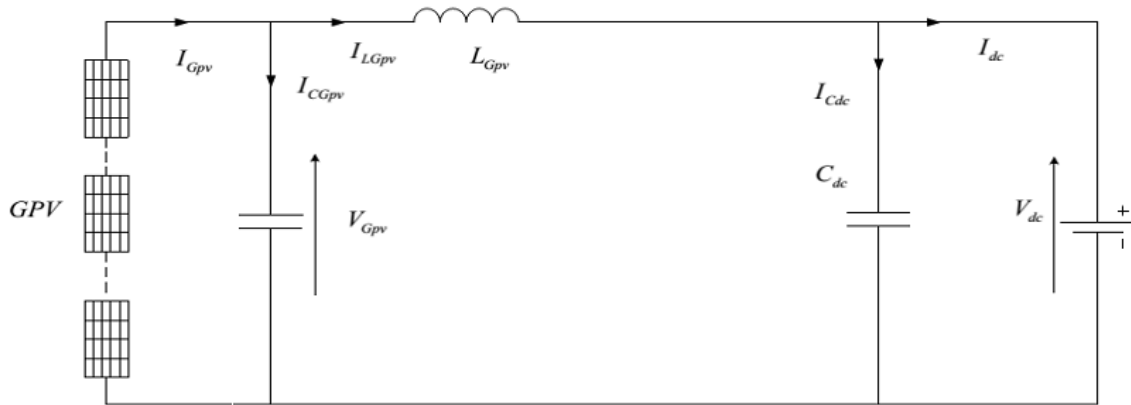


Figure III.7: Circuit équivalent du convertisseur boost avec S ouvert [10].

III.4.2 Fonctionnement en mode de conduction continu (MCC) :

En régime établi, ce mode se caractérise par le fait d’avoir en permanence $i_{LGpv} > 0$

$$V_{LGpv} = V_{Gpv} \tag{III-1}$$

Tandis que l’interrupteur est ouvert, la loi des mailles fournit :

$$V_{LGpv} = V_{Gpv} - V_{dc} \tag{III-2}$$

La tension aux bornes de la bobine est donnée par :

$$V_{LGpv} = L_{Gpv} \frac{di_{LGpv}}{dt} \tag{III-3}$$

Donc le courant de la bobine s’écrit comme :

$$i_{LGpv} = \int_0^{DT_s} \frac{di_{LGpv}}{L_{Gpv}} dt + \int_{DT_s}^{T_s} \frac{V_{LGpv} - V_{dc}}{L_{Gpv}} dt \tag{III-4}$$

Le tracé représentatif du courant qui traverse la bobine et la tension à ces bornes est donné par la figure (III.8).

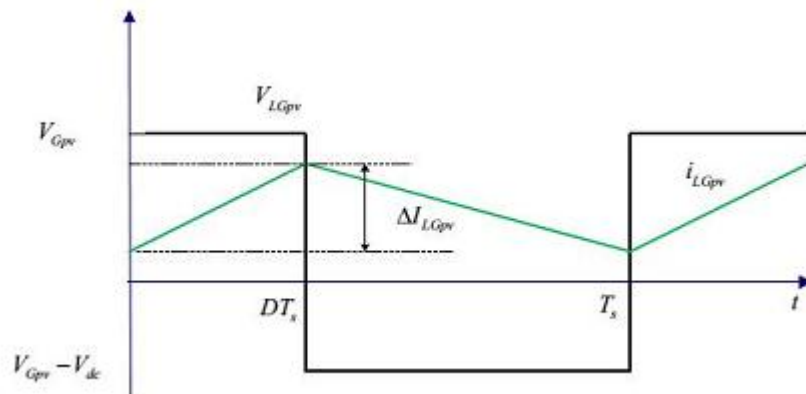


Figure III.8: Fonctionnement de boost en mode continu

Où : $\Delta I_{L_{Gpv}}$ représente l'ondulation du courant $I_{L_{Gpv}}$. Nous supposons plus tard que notre MPPT travaillera toujours en mode continu, alors il est nécessaire de faire fonctionner le convertisseur dans ce mode.

La tension moyenne aux bornes de l'inductance L_{Gpv} étant nulle, ce qui en résulte :

$$V_{Gpv} T_{ON} = T_{OFF} (V_{dc} - V_{Gpv}) \quad (III-5)$$

Ceci conduit à :

$$V_{dc} = \frac{1}{1-D} V_{Gpv} \quad (III-6)$$

En supposant que les pertes sont négligeables, nous obtenons :

$$V_{Gpv} I_{Gpv} = V_{dc} I_{dc} \quad (III-7)$$

Où, d'après l'équation précédant on trouve :

$$I_{Gpv} = (1 - D) I_{dc} \quad (III-8)$$

III.5. Principe du PWM :

Dans les convertisseurs DC-DC, la tension de sortie doit être régulée pour être constamment égale à une tension de référence, du fait que la tension d'alimentation V et les caractéristiques de la charge peuvent varier.

Une méthode pour réguler la tension de sortie $V_0(t)$ afin d'obtenir une tension moyenne $V_{0\text{ moy}}$ fixe consiste à ajuster en permanence le rapport cyclique de commande de l'interrupteur $D = \frac{t_{ON}}{T}$ sans modifier T .

Cette méthode qui consiste à faire varier la largeur des impulsions de commande de l'interrupteur est appelée méthode de Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI) ou encore PWM (Pulse Width Modulation).

Le signal de contrôle de l'interrupteur S devra être élaboré par comparaison entre le rapport cyclique D et une tension en dents de scie V_{DS} comme suite :

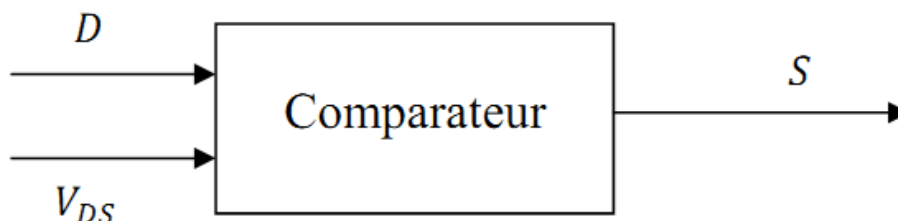


Figure III.9: Principe du PWM

- Lorsque $D > V_{DS}$: $S = 1$, l'interrupteur S est commandé à la fermeture (état ON).
- Lorsque $D < V_{DS}$: $S = 0$, l'interrupteur S est commandé à l'ouverture (état OFF).

III.6. Définition de l'étage d'adaptation entre une source et une charge :

Comme nous l'avons vu dans le paragraphe 2.1, un générateur PV présente des caractéristiques $I(V)$ non linéaires avec des PPM. La production de puissance varie fortement en fonction de l'éclairement, de la température, mais aussi du vieillissement global du système. De plus, selon les caractéristiques de la charge sur laquelle le générateur PV débite, nous pouvons trouver un très fort écart entre la puissance potentielle du générateur et celle réellement transférée à la charge en mode connexion directe. Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur PV et de la transférer à la charge, la technique adoptée classiquement consiste à utiliser un étage d'adaptation entre le générateur PV et la charge comme décrit dans la figure III.10 ci-dessous. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant, à travers une action de contrôle, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de la puissance maximale disponible [16].

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

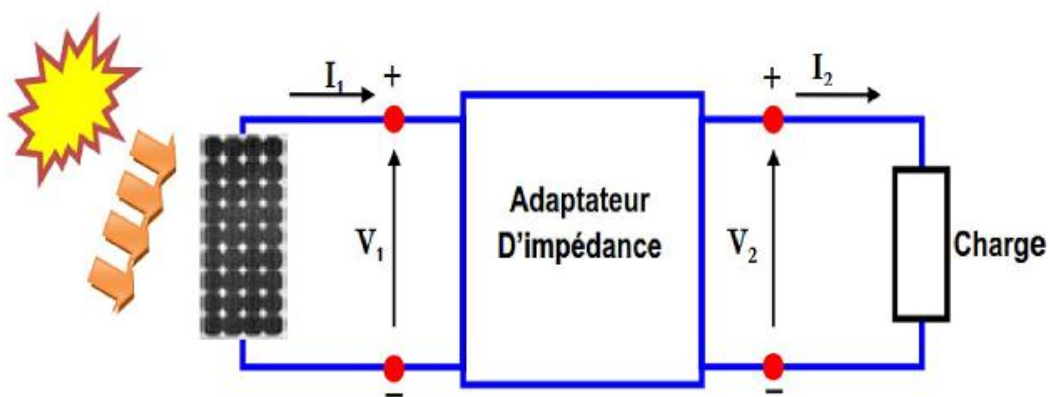


Figure III.10: Etage d'adaptation d'un générateur PV – charge

III.7.Principe de la recherche du point de puissance maximale (MPPT) :

III.7.1 Définition :

Les cellules photovoltaïques sont utilisées pour fournir de l'énergie dans de nombreuses applications électriques. Pour obtenir la puissance maximale du panneau solaire, l'algorithme de poursuite du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking: MPPT) est utilisé pour contrôler les variations de la caractéristique courant-tension des cellules. A noter que la caractéristique d'une cellule est affectée par l'éclairement et de la température.

Notre système doit donc pouvoir évoluer, rapidement et efficacement, en fonction des changements d'illuminations et variation du point de puissance maximale (Maximum Power Point : MPP) [14]. Une possibilité aurait été de fixer un point de fonctionnement, en abaissant la tension du panneau et dans un même temps en augmentant le courant. Or ceci n'est plus valable lorsque le point de puissance maximale change. Ainsi le système MPPT doit suivre le point de fonctionnement optimal du panneau [17].

Dans le domaine de la conversion d'énergie, la commande MPPT contrôle le convertisseur DC-DC assurant l'interface de puissance du générateur photovoltaïque et la charge.

Cette commande permet au générateur d'énergie de produire une puissance maximale [18].

Dans ce contexte plusieurs méthodes de poursuite et algorithmes ont été mis en application, chacun présente des avantages comme des inconvénients. Ce chapitre donne une représentation générale des méthodes de poursuite du point de puissance maximale les plus répandues.

III.7.2. Principe du contrôle MPPT :

Le MPPT commande un étage d'adaptation qui permet de relier aisément un générateur photovoltaïque à une charge de type continue (DC) pour avoir un rendement de conversion très élevé. Pour utiliser le concept du transformateur DC avec rapport de transformation variable pour l'adaptation d'un générateur PV à une charge DC, il suffit de faire varier le rapport de transformation $n(D)$ pour trouver le point d'adaptation optimal entre le générateur PV et la charge de manière à transférer le maximum de puissance du générateur. Etant donnée la caractéristique du générateur PV, cette variation doit suivre les ordres de commande délivrées par une commande de type MPPT. L'action de contrôle provenant de la commande MPPT va induire la variation de rapport de transformation qui va indirectement correspondre à une variation de rapport cyclique du convertisseur statique DC-DC [19].

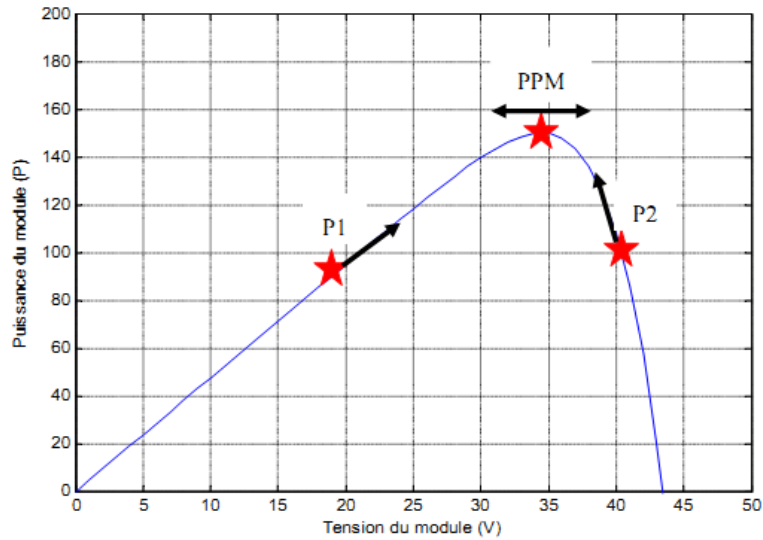


Figure III.11: Puissance disponible en fonction de la tension aux bornes d'un panneau solaire

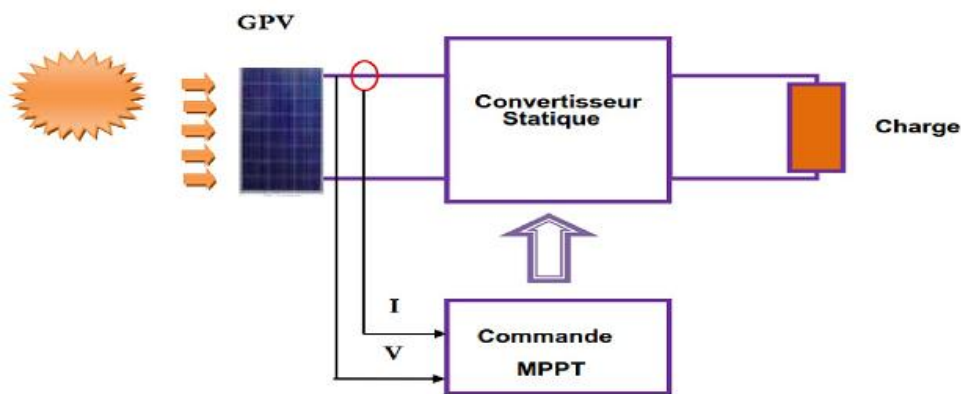


Figure III.12: Chaîne élémentaire de conversion photovoltaïque contrôlée par une MPPT

III.8. Sous système de pompage :

Le sous-système de pompage est composé d'un groupe moteur-pompe et d'un conditionneur d'énergie.

III.8.1. Groupe moteur-pompe :

- Pompes [20] :

Les pompes à eau sont habituellement classées selon leur principe de fonctionnement, soit de type volumétrique ou centrifuge. Outre ces deux classifications, nous distinguons également deux autres types de pompes en fonction de l'emplacement physique de la pompe par rapport à l'eau pompée: la pompe à aspiration et la pompe à refoulement.

La hauteur d'aspiration de n'importe quelle pompe est limitée à une valeur théorique de **9,8 mètres** (pression atmosphérique en mètres d'eau) et dans la pratique à **6 ou 7 mètres**.

Les pompes à aspiration sont donc toujours installées à une hauteur inférieure à celles-ci. Ces pompes doivent également être amorcées, c'est-à-dire que la section en amont de la pompe doit être remplie d'eau pour amorcer l'aspiration d'eau.

Les pompes à refoulement sont immergées dans l'eau et ont soit leur moteur immergé avec la pompe (pompe monobloc), soit le moteur en surface ; la transmission de puissance se fait alors par un long arbre reliant la pompe au moteur. Dans les deux cas, une conduite de refoulement après la pompe permet des élévations de plusieurs dizaines de mètres, selon la puissance du moteur.

• Pompes centrifuges [21]

Elles utilisent les variations de vitesse du fluide pompé combinées avec l'effet de la force centrifuge pour obtenir un accroissement de pression. L'énergie cinétique transmise au fluide est fournie par la rotation d'une roue munie d'aubes ou d'ailettes, c'est une partie de cette énergie qui est transformée en pression par réduction de vitesse.

Les caractéristiques des pompes centrifuges sont particulièrement intéressantes dans le cadre de l'utilisation des modules photovoltaïques :

- Le couple d'entraînement de la pompe est pratiquement nul au démarrage : la pompe tourne même par très faible ensoleillement. Mais il faut une certaine vitesse du moteur pour que la pression de l'eau soit suffisante pour sortir à l'extrémité du tuyau d'amenée d'eau.
- La puissance absorbée est bien adaptée aux modules solaires, fournissant un bon rendement global.

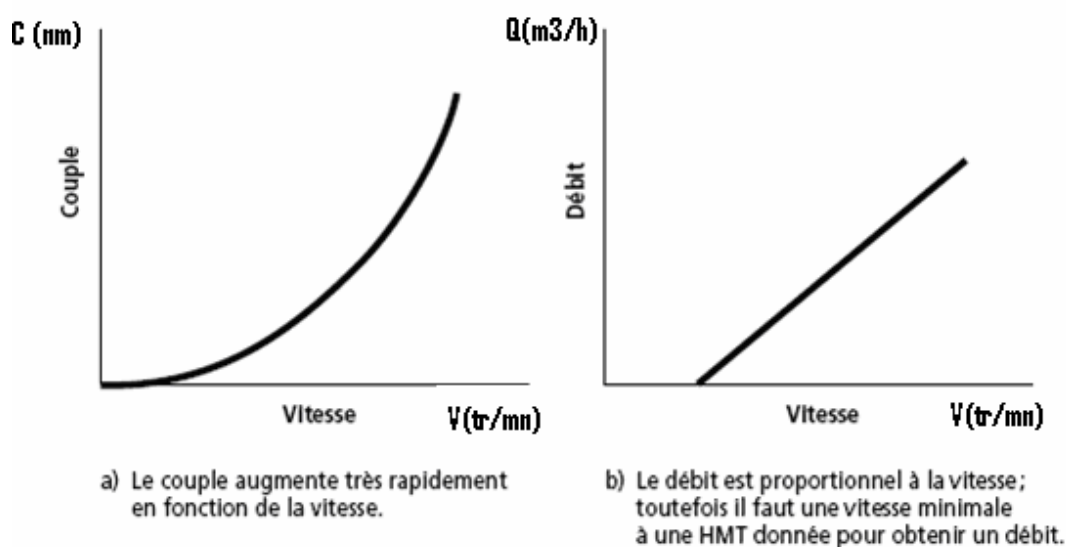


Figure III.13: Courbes du couple et du débit d'une pompe centrifuge.

Le tableau III.2 résume les avantages et inconvénients des pompes centrifuges.

Avantages	Inconvénients	Utilisations
<ul style="list-style-type: none"> - Débit stable - Disponible et faible prix - Robuste et fiable - Faible encombrement 	<ul style="list-style-type: none"> - Non autoamorçage (surface) - Débit et pressions interdépendants - Faible rendement 	<ul style="list-style-type: none"> - Débits importants - Liquide purs (eau)

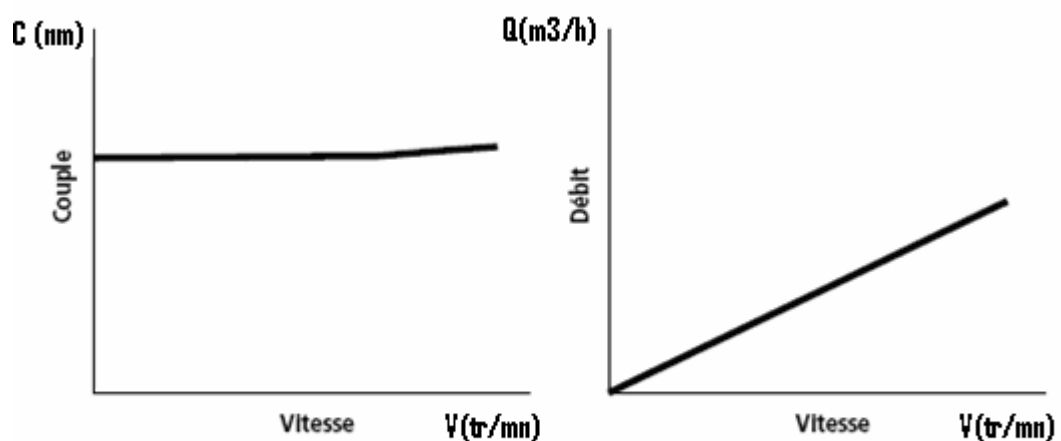
Tableau III.2 : Avantages et inconvénients des pompes centrifuges

• Pompes volumétriques [20] :

Dans ces pompes, le fluide est mis en mouvement par une variation du volume qui le contient. Les pompes volumétriques sont de deux sortes, les pompes volumétriques alternatives (exemple : pompe à piston, à membranes, etc.) et les pompes volumétriques rotatives (pompe à vis, etc.).

Leurs principaux atouts sont les suivants :

- Elles sont destinées aux faibles débits (inférieur à 5 m³/h) et aux grandes hauteurs.
- Elles ont de bons rendements, et les pompes de surface sont auto-amorçages.



a) Le couple est pratiquement constant en fonction de la vitesse.

b) Le débit est proportionnel à la vitesse.

Figure III.14: Courbes du couple et du débit d'une pompe volumétrique [20]

Le tableau **III.3** résume les avantages et inconvénients de deux types de pompes volumétriques : la pompe à piston et à membrane.

Type	Avantages	Inconvénients	Utilisations
Pompe alternative à membrane	<ul style="list-style-type: none"> - Débit précis - Débit réglable - Rendement élevé - Peu sensible aux particules - Très bonne résistance chimique 	<ul style="list-style-type: none"> - Débit par à-coups - Prix élevé - Température de service limitée 	<ul style="list-style-type: none"> - Liquides chargés, corrosifs, dangereux - Pression à 2 bars et débit à 30 m³/h
Pompe rotative à vis et engrenage	<ul style="list-style-type: none"> - Débit précis - Débit réglable - Débit régulier - Rendement élevé - Encombrement réduit 	<ul style="list-style-type: none"> - Sensible aux particules - Sensible aux liquides corrosifs - Mécanique Compliquée 	<ul style="list-style-type: none"> - Liquides purs, visqueux - Pressions à 100bars et débit à 200 m³/h

Tableau III.3 : Avantages et inconvénients des pompes volumétriques alternatives et rotatives

• Moteurs :

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

- Parmi les moteurs à courant continu, seuls les moteurs à aimants permanents et les moteurs série sont utilisés pour des applications de pompage solaire. Eux seuls arrivent à avoir un couple de démarrage suffisant pour vaincre la résistance de démarrage d'une pompe et bien répondre à un courant variable.

- Le moteur à courant alternatif est utilisé de plus en plus pour les systèmes de pompage photovoltaïque. Le coût peu élevé du moteur, son faible besoin de maintenance et l'efficacité accrue des onduleurs solaires le rendent particulièrement attrayant pour les systèmes de pompage plus importants où le coût additionnel de l'onduleur est moins significatif.

Les moteurs alternatifs asynchrones sont les plus couramment employés pour une gamme variée d'applications industrielles [22]. Par exemple, les pompes sur réseau utilisent depuis longtemps ce type de moteur. De dimension compacte, il est utilisé particulièrement pour le pompage immergé dans les forages et les puits ouverts. Depuis quelques années, l'arrivée d'onduleurs efficaces permettant un contrôle de la vitesse de ces moteurs a permis leur utilisation pour des applications de pompage solaire.

III.8.2. Conditionneur d'énergie :

Le conditionneur d'énergie a un rôle d'optimiser le transfert de l'énergie entre le générateur photovoltaïque et le groupe moteur-pompe. Il peut être un convertisseur DC/AC pour un moteur à courant alternatif ou un convertisseur DC/DC pour un moteur à courant continu.

▪ Convertisseur DC/DC (hacheur) :

Les convertisseurs continus ont pour fonction de fournir une tension continue variable à partir d'une tension continue fixe. La tension continue de départ peut être un réseau alternatif redressé et filtré, une batterie d'accumulateurs, une alimentation stabilisée.

- Hacheur dévolteur (ou série) :

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie est inférieure à celle de l'entrée. Il comporte un interrupteur à amorçage et à blocage commandés (transistor bipolaire, transistor, MOS ou IGBT...) et un interrupteur à blocage et amorçage spontanés (diode) [23].

Le cycle de fonctionnement, de période de hachage T ($T=1/f$), comporte deux étapes. Lors de la première, on rend le transistor passant et la diode polarisée en inverse, est bloquée. Cette phase dure de 0 à αT , avec α compris entre 0 et 1 . α est appelé rapport cyclique.

Lors de la seconde, on bloque le transistor. La diode devient passante. Cette phase dure de αT à T .

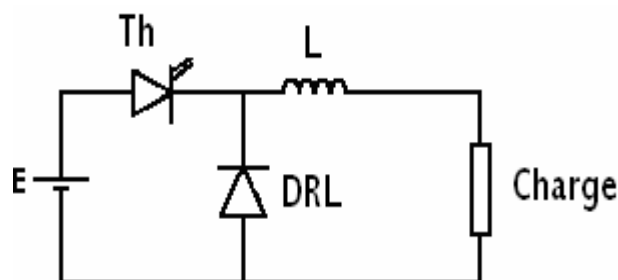


Figure III.15: Schéma électrique équivalent d'un hacheur série. [23].

- Hacheur survolteur (ou parallèle) :

Dans ce hacheur, la tension moyenne de sortie est supérieure à la tension d'entrée, d'où son nom. Cette structure demande un interrupteur commandé à l'amorçage et au blocage (Bipolaire, MOS, IGBT...) et une diode (amorçage et blocage spontanés) [23].

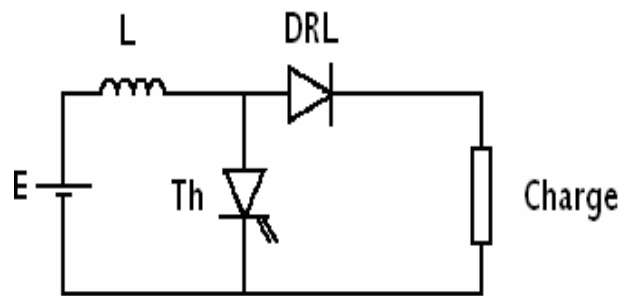


Figure III.16: Schéma électrique équivalent d'un hacheur parallèle. [23].

Lors de la première partie du cycle de fonctionnement, de 0 à αT , l'interrupteur commandé est bloqué. Lors de la seconde partie du cycle, de αT à T , on ouvre l'interrupteur commandé et la diode devient passante. C'est alors que la source et la charge sont reliées [24].

▪ Convertisseur DC/AC (onduleur) :

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant continu, produit par le générateur solaire, en courant alternatif monophasé ou triphasé.

Les onduleurs de pompage sont en général à fréquence (f) variable afin de permettre une variation de la vitesse de rotation de la pompe. Dans ce cas, le rapport de la tension alternative (U) sur la fréquence – U/f – est constant. La fréquence du courant alternatif est directement proportionnelle à l'intensité de l'ensoleillement.

III.9. Le stockage :

L'énergie solaire est continuellement variable en fonction de l'ensoleillement au cours d'une journée. Ainsi, il faut un stockage tampon afin de pouvoir utiliser l'énergie délivrée par le générateur le moment souhaité.

Le stockage en pompage photovoltaïque peut être réalisé de deux façons : stockage d'énergie électrique dans les accumulateurs ou stockage d'eau dans des réservoirs.

III. 9. 1. Stockage de l'eau :

La tendance actuelle dans le monde est de stocker de l'eau dans des réservoirs. Cette méthode est pratique et peu coûteuse par rapport au stockage électrochimique dans les batteries. En effet, les batteries ont une durée de vie limitée et elles nécessitent des entretiens périodiques et ainsi, le réservoir d'eau peut être dimensionné en fonction de la durée d'autonomie souhaitée [25].

III.9.1.1. Ressources en eaux de l'Algérie [35]

[La production d'énergie à partir des énergies renouvelables, constitue un excellent moyen pour protéger l'environnement et de contribuer au développement durable et ce, du fait qu'elle est considérée comme une énergie très propre. Dans le cas de l'Algérie, l'énergie photovoltaïque est utilisée pour le pompage de l'eau, surtout en zones arides où l'irradiation solaire est importante et les besoins en eau sont extraordinaires.

L'Algérie se situe parmi les pays les plus pauvres en matière de potentialités hydriques, soit en dessous du seuil théorique de rareté fixé par la Banque Mondiale à 1 000 m³ par habitant et par an. Actuellement elle est estimée à 500 m³, d'après des projections faite par l'ONU.

Dans ce contexte nous décrivons les types des ressources en eaux en Algérie surtout au Sahara ainsi que, le dessalement d'eau de mer et les grandes stations de dessalement.

III.9.1.2. Types des ressources en eaux dans l'Algérie : [37]

Il existe deux types des ressources en eaux dans l'Algérie à savoir :

- **Eaux conventionnelles**

Les eaux superficielles

Le volume d'eau terrestre sous forme solide, liquide et gazeuse est estimé à 1,384,120,000 km³ dont seul 0.26% sont de l'eau douce directement exploitable. On estime qu'il y a théoriquement, l'eau douce suffisamment pour alimenter quelques 20 milliards d'habitants. Dans le monde Arabe, le volume total des eaux de surface est estimé à 204 milliards de m³.

L'Algérie avec ses barrages ne mobilise que 4.5 10⁹m³ Pour l'ensemble des barrages Algériens les sédiments déposés sont évalués à 108m³ en 5 ans soit 20 10⁶m³/an de volume perdu.

Les eaux souterraines

Ces ressources sont évaluées à 1.8 milliards de m³ dans le Nord de l'Algérie. Les potentialités du Sud sont estimées à 60000 milliards de m³ Ces dernières sont difficilement exploitables et sont pratiquement très faiblement renouvelables .

- **Les eaux non conventionnelles**

Les eaux usées

Les réseaux d'assainissement totalisent 17000km (11500 km en milieu urbain et 5500km en milieu rural) en 1994. Le taux de raccordement en milieu urbain est supérieur à 80%. Le volume rejeté annuellement est évalué à plus 600 millions de m³. Une cinquantaine de stations d'épuration ont été réalisées en Algérie avec une capacité de l'ordre de 4 millions d'habitants équivalents. En l'année 2000, le nombre a été porté à une soixantaine de stations avec une capacité de l'ordre de 5.2 millions équivalent d'habitants. Cependant, il est à noter que près de 95% de ces stations sont à réhabiliter.

Les eaux saumâtres/salées

L'Algérie, pays méditerranéen, a plus de 1200km de côtes, ce qui laisse présager d'énormes possibilités. La quantité d'eau dessalée en Algérie est estimée à 60 106 m³ (dans le monde arabe 4537 106 m³).

III.9.1.3. Potentialités d'eau en Algérie :

- ✓ Les ressources en eaux conventionnelles
- ✓ 718 Retenues collinaires.
- ✓ Nappes souterraines.
- ✓ Les ressources en eaux non conventionnelles
- ✓ 25 Stations de dessalement d'eau de mer.
- ✓ 138 Stations d'épurations.

III.9.1.4. Barrages et transferts régionaux :

L'Algérie dispose présentement de soixante-six (66) barrages pour une capacité de stockage de près de 7 milliards de m³. (19 nouveaux barrages programmés au titre du Plan quinquennal 2010-2014), au final, la moitié de l'apport total des oueds, soit 5 milliards m³ par an pour une capacité installée avoisinant les 10 milliards.

III.9.1.5. Dessalement de l'eau de mer :

Le dessalement des eaux de mer, ressources abondantes, constitue un facteur de sécurité non négligeable, car son impact permettra de couvrir une part importante des besoins.

De ce fait, il constitue une option stratégique et efficace en matière d'alimentation des populations des régions pauvres en eau et celles qui connaissent des stress pluviométriques prolongés. Parmi les grandes stations de dessalement on peut citer :

Kahrama(Arzew), Hamma(Alger), Skikda, BeniSaf, Ain-Temouchent, Mostaganem, Douaouda (Alger Ouest), Souk Tleta et Honaine (Tlemcen), Mectaa(Oran), et Ténès Oued Sebt (Tipaza).

L'expérience algérienne en matière de dessalement des eaux est étroitement liée au développement de l'industrie et tout particulièrement de l'industrie pétrolière et sidérurgique.

Le recours au dessalement en vue d'un usage destiné exclusivement à l'alimentation de la population en eau potable est quasi-inexistant. Une seule expérience a été tentée dans une situation où il n'existait aucune autre solution. Il s'agit de l'unité de déminéralisation d'Ouled Djellabe dans la Wilaya de Biskra (Sud- Est Algérien). L'Algérienne des Eaux (entreprise nationale) qui a amorcé la première expérience en matière de dessalement de l'eau de mer par la réalisation de 23 stations monobloc, d'une capacité totale de 57500 m³/j , dans le cadre d'un programme d'urgence, dans les wilayas de Tlemcen, Oran, Tipaza, Alger, Boumerdes, Skikda et Tizi-Ouzou et 14 grandes stations d'une capacité totale de 1.94 106 m³/j sont mises en service en 2003 et 2005.

III.9.1.6. L'épuration des eaux usées :

Le nombre des stations d'épuration des eaux usées en Algérie atteindra 272 unités à la fin du quinquennat 2015-2019 contre plus de 166 actuellement.

III.9.1.7. Bassins hydrographiques :

Conformément à la loi N°83-17 du 16 juillet 1983 portant code des eaux, le territoire national a été écopé en cinq (05) unités hydrographiques naturelles dénommées bassins hydrographiques à savoir.

- ✓ Algérois- Hodna- Soummam
- ✓ Constantinois– Seybouse - Mellègue
- ✓ Oranie- Chott - Chergui
- ✓ Cheliff – Zahrez
- ✓ Sahara

III.9.1.8. Ressources en eaux du Sahara :**• Les eaux superficielles**

Les eaux superficielles au Sahara sont localisées dans les piedmonts de l'Atlas saharien et dans les régions du Hoggar et du Tassili. Les crues sont généralement rares et proviennent du grand Atlas marocain et du versant sud des Aurès (Nememchas).

• Les barrages

Les barrages sont d'une importance stratégique pour la région, car ils constituent des réserves d'eau, dont la maîtrise de la gestion constitue un enjeu capital pour assurer une distribution régulière et planifiée de la ressource. Le Sahara se distingue par des principaux réservoirs : Biskra (F. Gherza 47 hm³, F. Gazelles 55hm³) Bechar (D. Torba 350hm³) et El Bayadh (Brézina 122 hm³).

• Les foggaras [20]

La foggara est développée dans la région du Touat, Gourara et Tidikelt. Cette technique réalise à la fois le captage et l'adduction d'eau de la nappe aquifère au moyen d'un système de galeries drainantes.

• Ressources en eau souterraines

Les ressources en eau souterraines au Sahara sont essentiellement constituées par :

- ✓ Les eaux renouvelables localisées dans les inféro-flux du versant sud des Aurès (région Nord de Biskra), du Hoggar et Tassili à l'Est, et de la région de Béchar à Tindouf, à l'Ouest.
- ✓ Les eaux non renouvelables représentées par les deux grands réservoirs des deux bassins sédimentaires (le Complexe Terminal et le Continental Intercalaire).

Les tableaux suivants (Tableau1.3 à 1.5) présentent les ressources en eau souterraines au Sahara.

Nappe	Profondeur (m)	Niveau Statique (m)	Débit (l/s)	RS (g/l)
Quaternaire	20	8	5	2
Cambro-ordovicien	100 – 600	65	25	2
Dévonien Inf.	200 – 700	10/150	20	2
Albien	400 – 900	200	60	2/3

Tableau III.4: Données en eaux de la région du Hoggar – Tassili [37].

Nappe	Profondeur (m)	Niveau Statique (m)	Débit(l/s)	RS(g/l)
Quaternaire	20	6	5– 12	2/6
Albien	400 – 1000	20	40 – 80	0.5 – 1

Tableau III.5: Données en eaux de la région du M’Zab[37].

Nappe	Profondeur (m)	Niveau Statique (m)	Débit (l/s)	RS(g/l)
Phréatique	95	10	10	1/5
Complexe terminal	70 – 200	20 – 50	1 – 6	
Turonien	30 – 150	10 – 30	10 – 50	1/3
Carbonifère	50 – 300	10 – 30	2 – 5	1 / 2
Cambro-ordovicien	60 – 300	50	12	1 / 2

Tableau III.6: Données en eaux de la région du Saoura – Tindouf [37].

III.9.2. Stockage électrochimique :

Dans certains systèmes de pompage photovoltaïque, l’utilisation des batteries de stockage électrochimique est indispensable pour leurs fonctionnements. Généralement, ces systèmes de pompage nécessitent des tensions de fonctionnement faibles (12VDC, 24VDC, etc.). Egalement, le stockage électrochimique est utilisé pour permettre au système de pompage de fournir de l’eau avec une certaine pression constante impossible de l’assurer avec la méthode gravitationnelle du réservoir d’eau.

III.10. Le gisement solaire :

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible au cours d'une période donnée. Il est utilisé pour simuler le fonctionnement d'un système énergétique solaire et faire un dimensionnement le plus exact possible compte tenu de la demande à satisfaire [37].

III.10.1. Le gisement solaire en Algérie :

Grace à sa position géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants dans le monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et atteint les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara).

L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 KWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 KWh/m²/an au Nord et 2263 KWh/m²/an au sud du pays. La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le tableau 1.6 selon l'ensoleillement reçu annuellement [37] :

Régions	Régions côtières	Hauts plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (kWh/m²/an)	1700	1900	26500

Tableau III.7. Taux d'ensoleillement pour chaque région de l'Algérie [37].

L'Algérie en particulier et les pays du Maghreb ont un potentiel solaire élevé.

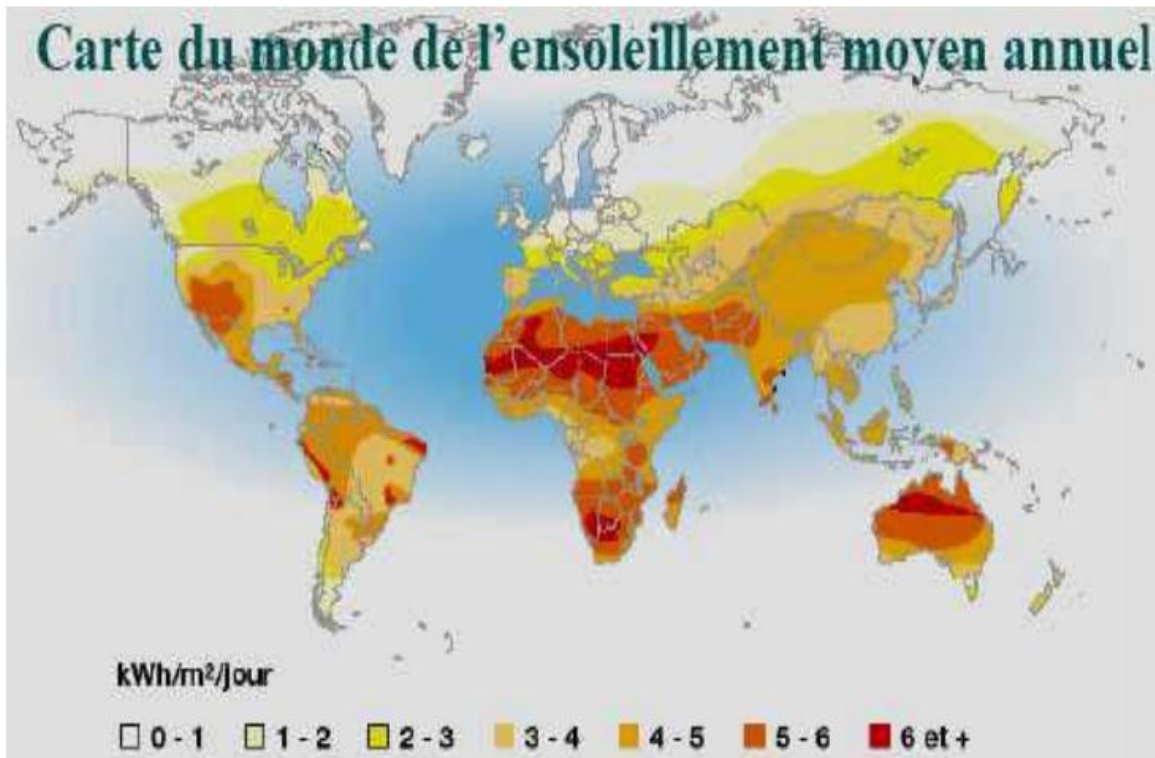
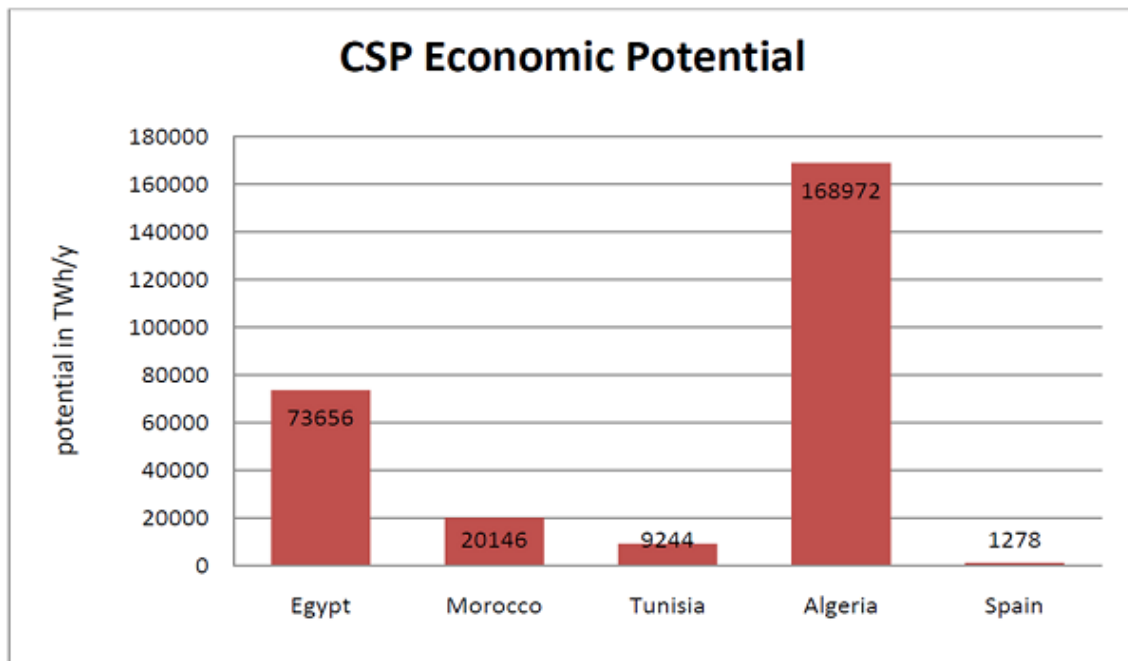


Figure III.17: Carte du monde de l'ensoleillement moyen annuel [26].

Les taux d'irradiation solaire effectués par satellites par l'Agence Spatiale Allemande (DLR), montrent des niveaux d'ensoleillement exceptionnels de l'ordre de 1200 kWh/m²/an dans le Nord du Grand Sahara. Par contre, les meilleurs taux d'irradiation solaire en Europe sont de l'ordre de 800 kWh/m²/an limités à la partie sud de l'Europe [27].

Suite à une évaluation par satellites, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit 169.000 TWh/an pour le solaire thermique, 13,9 TWh/an pour le solaire photovoltaïque. Le potentiel solaire algérien est l'équivalent de 10 grands gisements de gaz naturel qui auraient été découverts à HassiR'Mel. [37]

La figure (III.21) nous montre le fort potentiel solaire d'Algérie par rapport à quelque la région pays méditerranéenne.



Economic potential of most active countries in CSP in MENA

Figure III.18: le fort potentiel solaire d'Algérie par rapport à quelque la région pays méditerranéenne. [26].

La stratégie de l'Algérie en la matière vise à développer une véritable industrie des énergies renouvelables associée à un programme de formation et de capitalisation des connaissances, le programme est prévu comme suite [23] :

2011-2013 : Réalisation de projets pilotes et test des filières.

2015 : Phase début de déploiement et fabrication des équipements.

2020-2030 : Phase de déploiement à grande échelle.

La figure (III.22) montre l'implantation pour les plus grands projets prévus

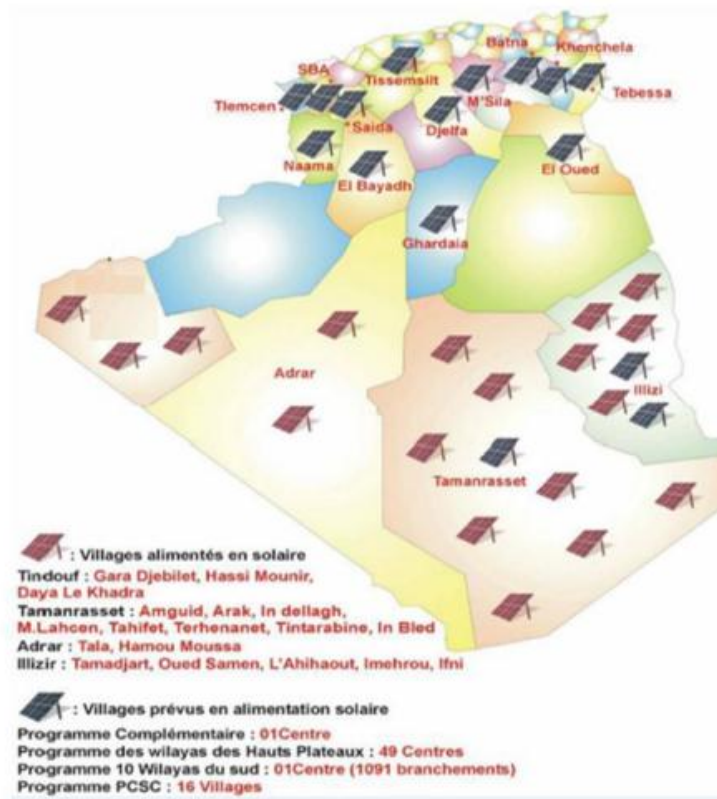


Figure III.19: L’implantation pour les plus grands projets prévus[26].

III.10.2. Données météorologiques :

L'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara). [28]

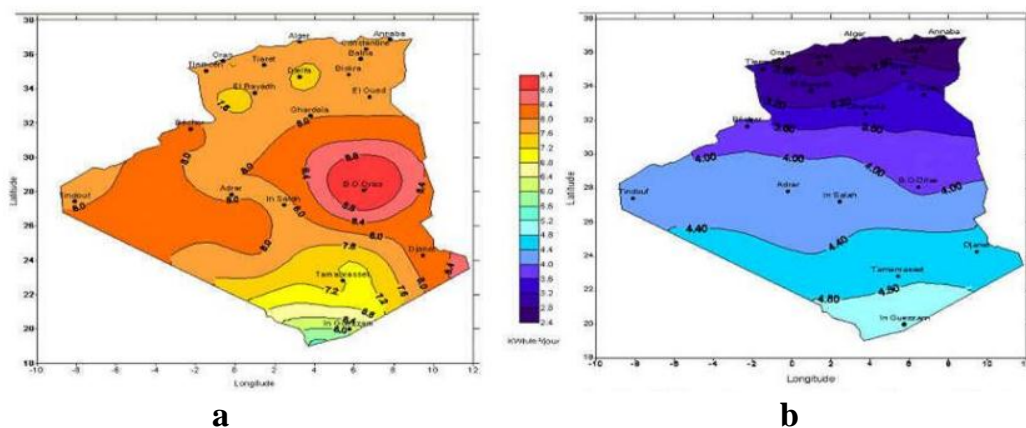


Figure III.20: Irradiation journalière reçue sur plan horizontal : (a) Juillet (b) Décembre [28]

III.11. Etude théorique de dimensionnement d'un système de pompage PV autonome sans batterie

Cette étude permet de déterminer et de faire le choix des différents composants : pompe, panneaux solaires, convertisseur, d'une station de pompage solaire au fil du soleil.

❖ Calcul de l'énergie électrique nécessaire par jour E_{elec}

Pour transférer à une certaine hauteur d'élévation (en m) une certaine quantité d'eau Q en (m³/jour) avec une pompe électrique de rendement R se calcule ainsi:

$$E_{elec} = \frac{\text{constante hydraulique} \cdot \text{quantité d'eau} \cdot \text{hauteur d'élévation}}{\text{Rend pompe moteur}} \quad (\text{III-9})$$

❖ **Constante hydraulique = 2,725** (Cette constante hydraulique dépend de la gravité et de la densité de l'eau)

❖ Rendement du groupe de pompage

R_{mp} : rendement moteur x rendement pompe

Rendement moteur de 75% à 85% on prendra 80%

Rendement pompe de 45% à 65% on prendra 55%

$$R_{mp} = 0,8 \times 0,55 = 0,44 \text{ soit } 44 \%$$

❖ Quantité d'eau ou besoin journalier

Définie par l'agriculteur ou l'intéressé : en m³/jour

a) **Hauteur d'élévation** : C'est la **HMT** totale du système (Hauteur manométrique Totale)

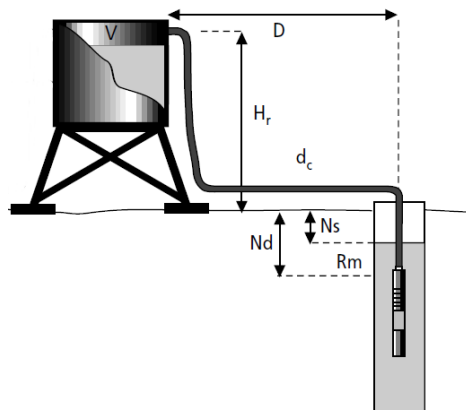


Figure III.21: la hauteur manométrique totale [29]

Tel que : $HMT = H_r + N_d + P_c$ (en m)

H_r : hauteur du château d'eau(m)

N_d : niveau dynamique du forage(m)

P_c = pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites.

Ces pertes sont fonction de la longueur des conduites, de leur diamètre, du débit de la pompe et du nombre d'appareils sur la canalisation (vannes, compteur, clapet anti-retour, coudes.....).

Ces renseignements se trouvent dans tous les catalogues constructeurs. Il a exprimé en mètres.

Le diamètre des conduites doit être calculé afin que ces pertes de charge correspondent au maximum à 10 % de la hauteur géométrique totale.

$$Elect = \frac{2,725 \times Q \times Hmt}{Rmp} \quad (III-10)$$

b) Estimation de l'ensoleillement :

Selon les données de chapitre précédent on a détaillé plusieurs sites officiels de carte d'ensoleillement de la région de Biskra où on va installer notre système. Nous a donné un ensoleillement moyenne de **5 KW /m²/j**.

c) Calcul de la puissance crête P_{cr}

L'énergie fournie par les panneaux solaires en une journée doit être égale à l'énergie journalière consommée par la pompe

La puissance crête se calcule en fonction de trois facteurs :

a- L'énergie électrique calculée calculé selon les besoin de notre système **Elect**

b- Le facteur de correction **Fc = 0.6 a 0.8**

c- L'ensoleillement moyenne de site d'installation **Ens = 5**

$$P_{cr} = \frac{Elect}{Ens \times Fc} \quad (III-11)$$

d) Détermination de tension du système

Comme on a expliqué dans le chapitre précédent la tension de système se détermine par un tableau des intervalles comme suite :

Tableau III.8: tension de système photovoltaïque selon la puissance crête [28]

Puissance De champ	0-500	500 –2Kw	2Kw - 10 Kw	plus que 10Kw
Tension de système	12V	24V	48V	96V

e) Calcul de nombre de panneaux solaire

$$N_{bp} = \frac{P_{cr}}{P_p} \quad (III-12)$$

N_{bp} : le nombre total des panneaux.

P_{cr} : la puissance crête de système.

P_p : la puissance du panneau.

- Nombre de panneaux en série :

$$N_{bps} = \frac{V_{sys}}{V_{mp}} \quad (III-13)$$

- Nombre de panneaux en parallèle :

$$N_{bpp} = \frac{N_{bp}}{N_{bps}} \quad (III-14)$$

f) Critères de Choix de type de pompe

❖ Pompes pour un niveau dynamique :

N_d < 6 m (puits) , utilisation d'une **pompe de surface**

N_d de 10 m à 100 m, utilisation d'une **pompe immergée centrifuge**

N_d > à 100 m, utilisation d'une pompe **immergée volumétrique**.

❖ Moteurs

Pour les pompes de petite puissance (petite HMT et faible débit journalier) **les moteurs** sont en **courant continu** sans balais et de faible tension ; 12V ou 24V.

Pour les pompes de moyenne puissance (HMT de 10 à 60 m et débit journalier moyen) **les moteurs** sont en **monophasé ou triphasé** avec un convertisseur continu/alternatif (onduleur), extérieur ou intérieur à la pompe.

Il faut vérifier sur les courbes des constructeurs que la pompe est capable de fournir **le débit voulu à la HMT** désirée. [29]

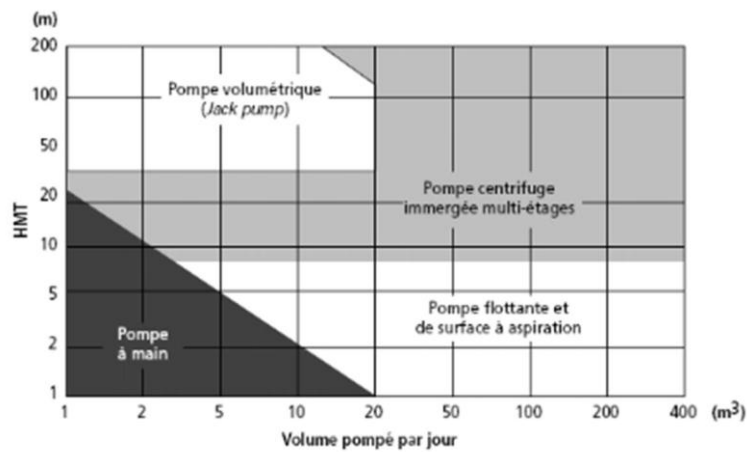


Figure III.22: critère de choix de pompe selon besoin journalier et Hmt [29]

g) Choix du convertisseur

Les critères de choix d'un onduleur pour le pompage sont généralement :

- la puissance de l'onduleur qui est égale à la puissance de pompe multiplier par 1.3 c'est-à-dire qu'on a dimensionné la pompe avant de déterminer l'onduleur puis on va chercher la gamme disponible au marchai.
- la tension d'entrée qui est égale à la tension de système V_{sys} .
- la plage de tension d'entrée des panneaux.
- La tension de sortie qui égale à 220V ou 380V.
- courant d'entrée et de sortie.
- disponibilité de régulateur de charge incorpore oui.
- protection interne contre la surcharge ou le court-circuit.
- la qualité de signale : purement sinusoïdale ou carrée.
- le cout et enfin le prix.

III.12. Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons présenté le principe de fonctionnement des convertisseurs DC-DC les plus utilisés avec les systèmes photovoltaïques.

Il s'agit des convertisseurs. L'ensemble des équations qui régissent le fonctionnement de convertisseur, ont incité les exploitants à chercher pour tirer le maximum de puissance électrique disponible au niveau du générateur PV.

Généralement, un système de pompage photovoltaïque est constitué d'un générateur photovoltaïque, un sous-système de pompage et un réservoir d'eau. Le stockage d'eau dans les réservoirs est la solution adoptée par rapport au stockage électrochimique dans les batteries.

En fin nous présentons l'étude théorique de dimensionnement d'un système de pompage PV et l'étude technico-économique de ce système.

CHAPITRE IV

ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE DE SYSTEME PV

IV.1. Introduction :

Afin de valoriser les résultats issus de l'étude effectuée pour un tel système, il est indispensable de connaître certains coûts représentatifs de l'installation, une étude technico-économique relative à notre système de pompage est effectuée ; la première partie de cette étude est consacrée à l'évolution des équipements composant le système de pompage, dans la deuxième partie nous avons évalué le coût relatif à l'environnement de l'installation et la dernière partie de cette étude économique aboutira à une estimation du coût du mètre cube d'eau pompée par notre système de pompage photovoltaïque.

Dans cette étude tous les coûts qui sont liés aux systèmes de pompage et à l'installation ont été considérés.



Figure IV1 :. Système pompage PV dans la commune de Ben Guecha W.d'El-Oued

IV.2 Description climatique de la zone d'El-oued

La wilaya d'El-oued située au sud-est Algérien. Elle est dotée d'un fort potentiel de rayonnement solaire, et la région est caractérisée par une saison d'été très chaude (Juin - Septembre), la température ambiante varie entre 10°C au mois de Janvier (le mois le plus froid) et 34°C au mois de Juillet (le mois le plus chaud), avec une valeur moyenne annuelle de 25.37°C. Généralement elle est caractérisée par un climat saharien avec une énergie "ensoleillement de plus de 5.71 kWh/m² par jour. La région dispose de ressources importantes d'eau souterraine [35].

La Zone D'el-Oued

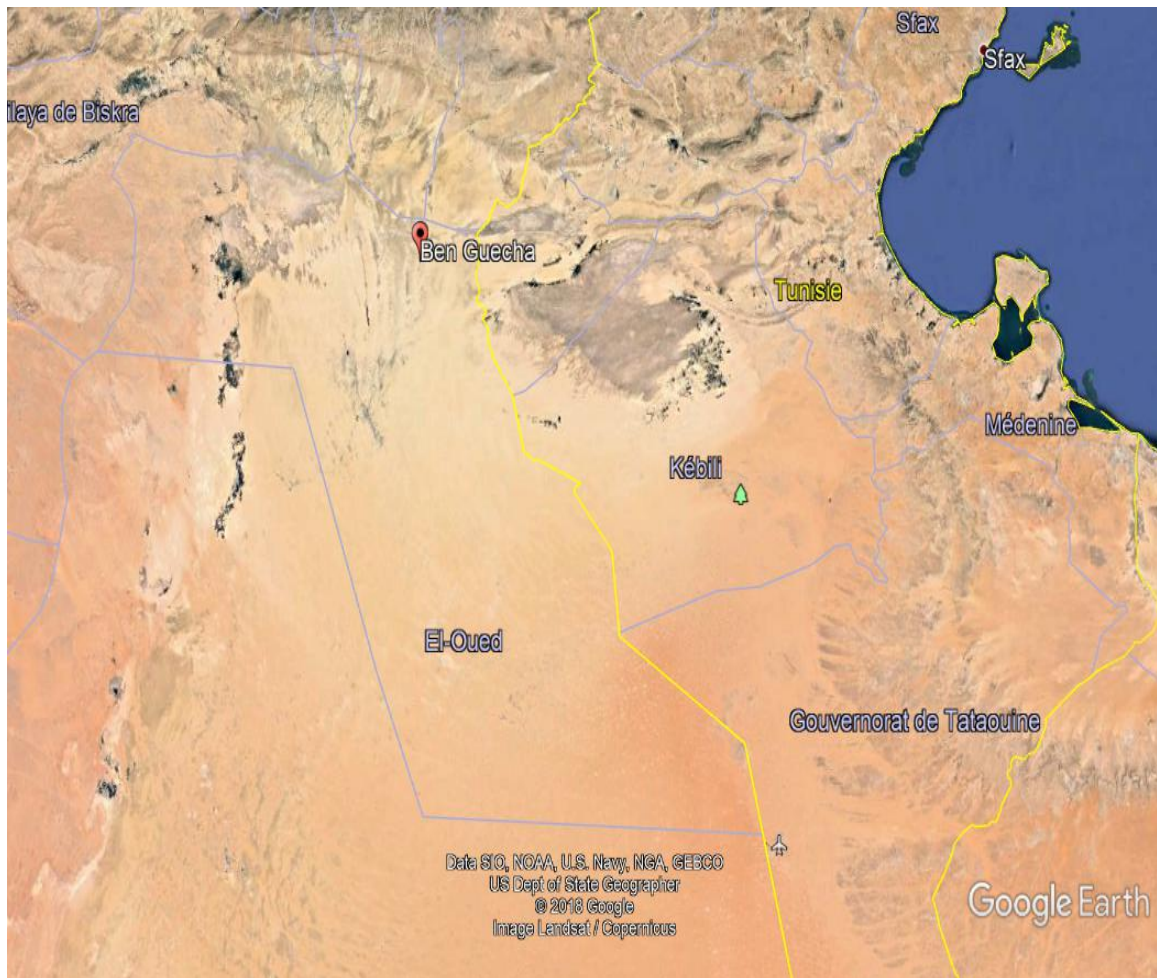


Figure IV.2: Image Google Earth wilaya d'EL-OUED

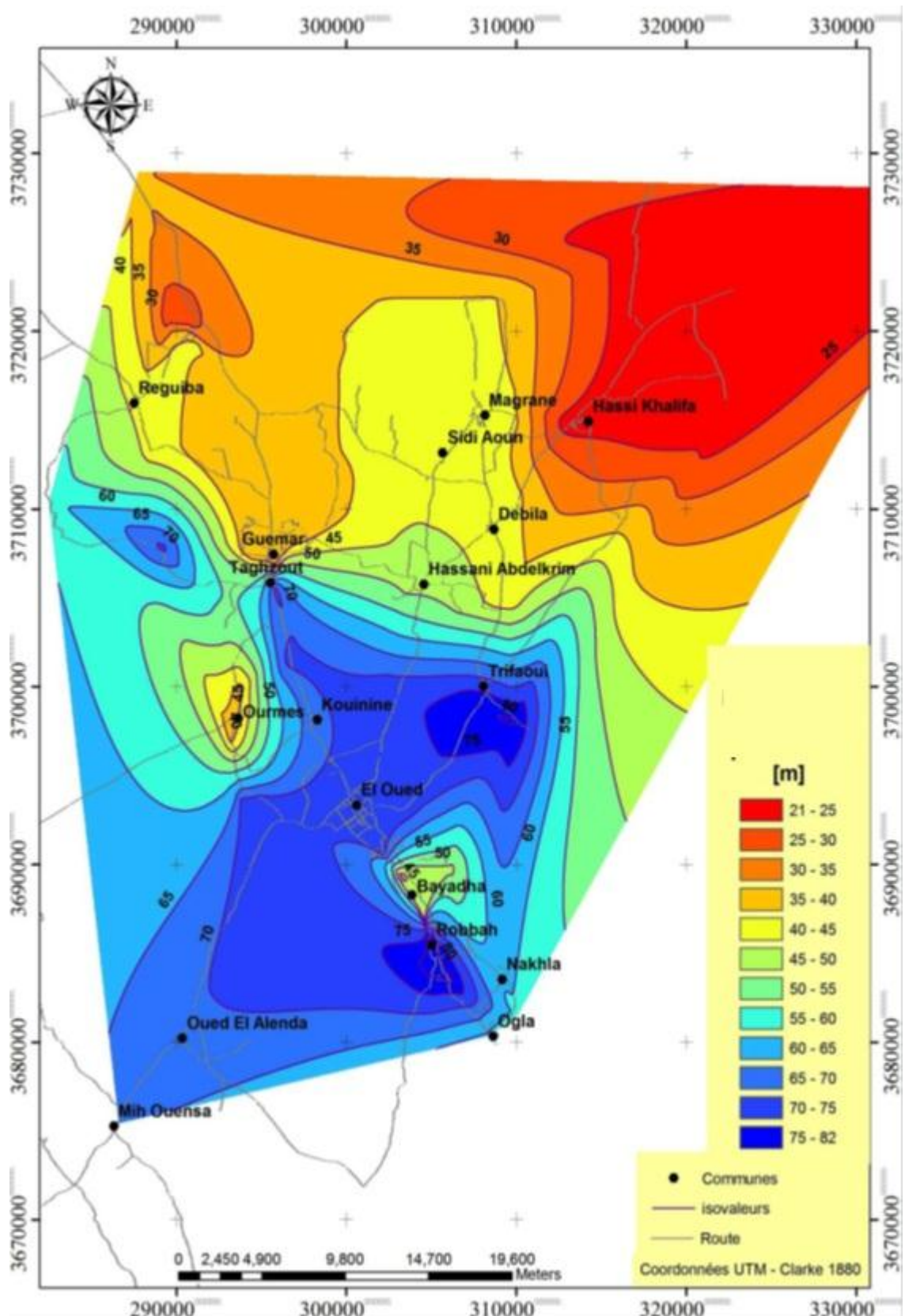


Figure IV.3: Carte de profondeur du niveau statique de la nappe phréatique de la vallée d'Oued Souf. [35].

Schéma complet de l'installation de système pompage PV



Figure IV.4: Schéma complet de l'installation de pompage PV[39].

Le pompage d'eau photovoltaïque contribue à la lutte contre la pauvreté par des améliorations économiques, financières et sociales avec des retombées favorables sur les femmes et les enfants.

Le pompage photovoltaïque ne présente pas de risques particuliers pour l'environnement. Au contraire, l'énergie solaire contribue à l'économie d'importations pétrolières qui constituent une difficulté pour la plupart des pays du sahel.



Figure IV.5: Installation des panneaux photovoltaïque

- Pour assurer la continuité de l'alimentation pendant la nuit ou durant les jours nuageux et lorsque la puissance délivrée par les panneaux est insuffisante, on a prévu un système de stockage composé d'une batterie, et d'un réservoir pour le stockage de l'eau pompé (en se basant sur les besoins en eau potable).
- En second temps, nous avons raccordé les panneaux à un disjoncteur pour la protection du système, la phase du panneau est reliée à un fusible (32A), ensuite à un interrupteur pour connecter ou déconnecter les panneaux de l'installation. Les panneaux sont ensuite directement raccordés aux bornes du régulateur de charge solaire de type STECA, auquel est raccordé aussi un accumulateur de type STECO 5000. La protection des accumulateurs contre les surtensions et les sous tensions est assurée par ce régulateur de charge. Un onduleur autonome (série Solarix) est directement connecté à l'accumulateur au moyen d'un câble court. Le courant alternatif fourni par cet onduleur permet d'alimenter l'électropompe submersible de la série (SKUBA).

L'onduleur, le régulateur de charge solaire et les appareils de protections sont groupés dans une armoire électrique.



Figure IV.6: Armoire électrique[40].

- En dernier lieu, nous avons installé la partie hydraulique, qui consiste à la réalisation d'un circuit fermé pour le pompage de l'eau.

Ce dernier est constitué de :

- Deux réservoirs d'eau : un remplace le puit (source d'eau) où est immergée la pompe, l'autre utilisé pour le stockage de l'eau pompé à partir du 1^{er} réservoir.



Figure IV.7: Circuit fermé de pompage

Etude pratique :

Avant d'entamer les travaux nous étions obligés de faire une étude précise sur les caractéristiques du site pastorale. Ceci a abouti aux résultats suivants :

Assiette de projet: Ben Guecha El Oued, Algérie

- ✓ Latitude : $34^{\circ} 1'27.26''N$
- ✓ Longitude: $7^{\circ}10'47.67''E$
- ✓ Ensoleillement : 5 kW/m^2 ;
- ✓ Angle d'inclinaison : 36° .
- ✓ L'altitude : 30m



Figure IV.8: Ben Guecha El Oued

Equipement et matériels solaires :

Ils sont les principaux composantes du système photovoltaïque : c'est-à-dire les modules photovoltaïques, les onduleurs, la motopompe et les diverses accessoires utilisés dans l'installation (câbles, boîtiers, ...).

Etude technique et réalisation :

Pour tout projet de réalisation et d'installation d'un système de pompage photovoltaïque, il faudrait ajouter les frais dus à l'étude de prospection et visite du site.

Travaux de génie civil :

Les frais relatifs aux travaux de génie civil (réalisation du puits ou du forage, socles pour les structures, réalisation du bassin ou du réservoir d'eau).

Installation :

Dans le cadre de l'installation sur site, une équipe de techniciens (installateurs) spécialistes est directement mise en place. Le poste relatif au montage, à l'installation et à la mise en service du système photovoltaïque peut être évalué à 8 % du coût global de l'installation, il représente l'ensemble des frais occasionnés à la réalisation et l'installation de la centrale sur le site prévu [41].

IV. 2. Coût des systèmes photovoltaïques :

Pour évaluer le coût global actualisé du m³ d'eau pompé, il est nécessaire d'avoir certaines données, les unes sont connues et les autres sont estimables :

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

Le coût de l'entretien

Les hypothèses retenues pour le calcul du coût moyen annuel de l'entretien sont les suivantes [42, 43] :

- Remplacement de composants : 5 % tous les ans,
- Remplacement de modules : 10 % tous les 05 ans,
- Remplacement du moto- pompe : 100 % tous les 07 ans,
- Réparation de l'onduleur : 50 % tous les 05 ans,
- Entretien génie civil : 1 % tous les 05 ans,

IV. 3. Hypothèses et calculs des coûts :

Le coût du générateur photovoltaïque est calculé sur la base 600.00 DA le watt crête, c'est le tarif moyen appliqué dans le marché Algérien [32].

Le coût de l'installation du système de pompage photovoltaïque sur un site donné tient en compte tous les coûts relatifs au montage du générateur photovoltaïque et le sous-système de pompage tel que : la structure du générateur, le béton, le câblage, tuyauteries, coudes, etc.

Durant cette durée de vie, le système ne nécessite pas une très grande maintenance. Le générateur ne nécessite pas de maintenance sauf quelques interventions de nettoyage de sa surface exposée au soleil des dépôts de poussières. Ainsi donc, la maintenance annuelle du système se limite à la maintenance du sous-système de pompage.

Dans le cas des pompes centrifuges et les moteurs alternatifs asynchrones qui sont robustes et nécessitent moins de maintenance, le taux de maintenance est estimé à 2% du coût total de l'installation initial.

IV.4. Estimation du coût global du système installé :

IV.4.1. Description de l'installation du mini central de pompage PV :

Dans cette partie, nous présentons les étapes d'installation d'un mini centrale de pompage photovoltaïque.

Le banc d'essai est réalisé sur le toit de la salle 3 du laboratoire machines électriques du bloc Haute tension du département d'électrotechnique qui répond aux exigences de l'installation à savoir :

- Absence d'obstacle (bâtiments, arbres...etc.) pour les rayons du soleil tout au long de la journée et de l'année.
- Isolée pour éviter les projectiles.

- En premier lieu, nous avons installé cinq (05) panneaux de 80 W crête chacun et d'une tension de 17,2 V montés en parallèle. Ces derniers sont installés sur un support métallique incliné de 45°, et dirigé vers le sud afin de capter le maximum de flux solaire durant toute la journée et durant l'année.

-

Généralement, les besoins sont :

- onduleur
- régulateur
- panneaux
- Câbles
- accessoires
- Pompe immergée
- installation

IV.4.2. Étude estimative de nos systèmes photovoltaïques :

Les données de site étudié :

- ❖ **Constante hydraulique = 2,725**
- ❖ **Rendement du groupe de pompage**

R_{mp} : 0,6

Rendement moteur x rendement pompe

Rendement moteur de 75% à 85%

Rendement pompe de 45% à 65%

❖ **Quantité d'eau ou besoin journalier:** 32 m³/jour (bassin 4x4 m haute de 2m)

Répondre aux besoins de 716 chameaux et 1600 moutons

❖ **Hauteur d'élévation :**

Profondeur de la nappe = 50 m

Nd= 40 m

Hr = 02 m

Pc = 10 % de 42 = 4,2 m

HMT = Hr + Nd + Pc (en m)

HMT = 2+40+4,2 = 46,2 m

C'est la **HMT** totale du système = **46.2 m**

Estimation de l'ensoleillement = **5 KW /m²/j**

Le facteur de correction **Fc = 0.6 a 0.8 on prendra 0,6**

L'ensoleillement moyen de site d'installation **Ens = 5**

Longueur de câble = **45 m**

a- Calculant l'énergie électrique :

$$\text{Elec} = \frac{\text{constante hydrolique} * \text{quantité d'eau} * \text{hauteur d'élévation}}{\text{Rend pompe moteur}}$$

$$\text{Elect} = \frac{2,725 \times Q \times \text{Hmt}}{\text{Rmp}} = \frac{2,725 \times 32 \times 46.2}{0,6} = 6714.4 \text{ Wh}$$

b- calcule de la puissance crête :

$$\text{Pcr} = \frac{\text{Elect}}{\text{Ens} \times \text{Fc}} = \frac{6714.4}{5 \times 0,6} = 2238.13 \text{ Wc} \approx 2,5 \text{ KWc}, \quad \text{donc onduleur du } 2,5 \text{ KWc}$$

c- calcule de tension de système :

D'après le tableau des puissances et la tension de système convenable on trouve que :

2Kw - 10 Kw \longrightarrow 48V

$$\mathbf{V_{sys} = 48 \text{ V}}$$

d- calcule de nombre de panneaux

Nous choisissons le type de panneau solaire suivant

- (1649 * 992*35) mm
- Pmpp = 270 W
- Vmpp = 32,70 V
- Icc = 8,81 A
- Impp = 8,35 A

- Ces panneaux sont assortis d'un onduleur triphasé présentant les caractéristiques suivantes

- P = 2500 W
- V = 220 V
- Vmax = 350
- I = 10 A

Soit la tension moyenne absorbe par l'onduleur est

$$\frac{V_{max} + V}{2} = \frac{350 + 220}{2} = 285 V$$



Figure IV.9: Onduleur SOLAR PUMP CONTROLLER 220V

❖ Pour assurer la tension nécessaire

$$N_{bps} = \frac{V_{m. ond}}{V_{mpp}} = \frac{285}{32,70} = 8,71 \approx 09 \text{ Panneaux en série}$$

❖ Pour assurer l'intensité de courant nécessaire

$$N_{bpp} = \frac{I_{ond}}{I_{mpp}} = \frac{10}{8,35} = 1,19 \approx 02 \text{ Panneaux en parallèle}$$

Donc le nombre de panneaux dans notre système est 09 Panneaux en série multiple a 02 Panneaux en parallèle = 18 Panneaux

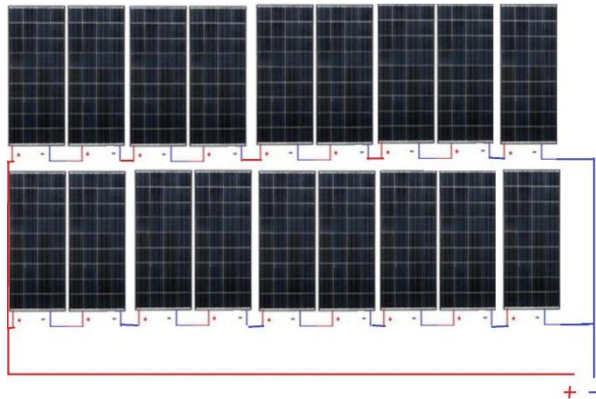


Figure IV.10 : Panneaux solaire raccordée (série + parallèle)

e- Critères de Choix de type de pompe

Nd de 10 m à 100 m, utilisation d'une pompe immergée centrifuge

f- Schéma de notre système après dimensionnement :



Figure IV.11: Eléments de Système de pompage PV après dimensionnement cas réel

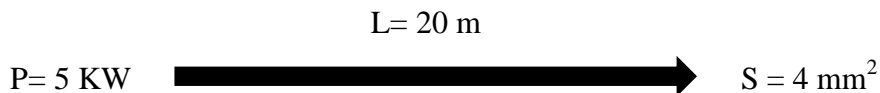
g- Calcul de section du câble :**- Coté panneaux – onduleur (DC)**

D'après les abaques qu'on a utilisés dans le chapitre 3 et selon la longueur de câble entre les panneaux et l'onduleur :

Nous avons $L = 20\text{m}$ $I = 8,81\text{ A} \times 2 = 17,62\text{ A}$ et $V = 285\text{ V}$

$P = 17,62 \times 285 = 5\text{ KW}$

Donc



Alors : la section théorique $S_t = 4\text{ mm}^2$

La section pratique qui correspond a la gamme disponible au marché c'est bien que : **$S = 4\text{ mm}^2$**

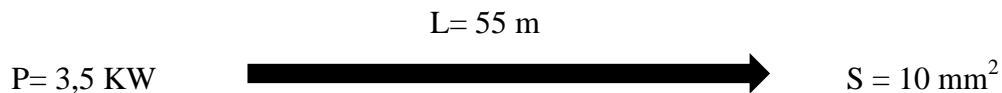
- Coté onduleur – pompe (AC)

D'après les abaques qu'on a utilisés dans le chapitre 2 et selon la longueur de câble entre les panneaux et l'onduleur :

Nous avons $L = (5\text{m} + 50\text{ m})$ $I = 10\text{A}$ et $V = 350\text{ V}$

$P = 10 \times 350 = 3,5\text{ KW}$

Donc



Alors : la section théorique **$S_t = 10\text{ mm}^2$**

La section pratique qui correspond a la gamme disponible au marché c'est bien que : **$S_p = 10\text{ mm}^2$**

Puissance en KW	Intensité en Ampères	Longueur du câble en mètres															
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	120	140	160	180	200	
0,5	2,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	4	4	
1	4,6	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	4	4	4	8	8	8	8	
1,5	6,8	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4	4	4	4	8	8	10	10	16	16	
2	9	1,5	1,5	2,5	2,5	4	4	8	8	8	8	10	10	10	16	16	
2,5	11,5	1,5	1,5	2,5	4	4	8	8	8	10	10	10	16	16	16	25	
3	13,5	1,5	2,5	4	4	8	8	10	10	10	10	16	16	25	25	25	
3,5	16	1,5	2,5	4	8	8	10	10	10	10	16	16	16	25	25	25	
4	18	2,5	2,5	4	8	10	10	10	10	16	16	16	25	25	25	25	
4,5	20	2,5	4	4	8	10	10	10	16	16	16	16	25	25	25	35	
5	23	4	4	8	10	10	10	16	16	16	16	25	25	25	35	35	
6	27	4	4	8	10	10	16	16	16	16	25	25	25	35	35	50	
7	32	8	8	10	10	16	16	16	25	25	25	25	35	35	50	50	
8	36	10	10	10	10	16	16	25	25	25	25	35	35	50	50	70	
9	41	10	10	10	16	16	16	25	25	25	35	35	50	50	70	70	
10	45	10	10	16	16	16	25	25	25	35	35	35	50	70	70	70	
12	55	16	16	16	16	25	25	25	35	35	50	50	70	70	70	95	
14	64	16	16	16	25	25	25	35	35	50	50	70	70	70	95	95	
16	73	25	25	25	25	25	35	35	50	50	70	70	70	95	95	95	
18 *	82	25	25	25	25	35	35	50	50	70	70*	70	95	95	120	120	
20	91	35	35	35	35	35	50	50	70	70	70	95	95	95	120	120	
25	114	50	50	50	50	50	50	70	70	70	95	95	120	150	150	185	
30	136	70	70	70	70	70	70	70	95	95	95	120	150	150	185	185	
35	159	95	95	95	95	95	95	95	95	95	120	150	150	185	250	250	

Tableau IV.1: Tableau choix de câble

IV.4.2. Etude technico-économique

On va essayer d’estimer le devis de ce système de pompage PV pour avoir une idée générale de coût de ces systèmes dans notre pays et quels sont les avantages et les inconvénients.

Tableau IV.2 : Devis Estimatif D’un Systeme De Pomage Pv

N°	désignation	p.u (DA)	nb	montant (DA)
1	onduleur + régulateur	27.000,00	1	27.000,00
2	panneaux	13.000,00	18	234.000,00
3	Cables et accesoirs	3.000,00	1	3.000,00
4	Pompe immergée	120.000,00	1	120.000,00
5	Installation + GCv	75.000,00	1	75.000,00
totale				459.000,00

En cas de suspension de l’état :

La suspension de l’état = 45% alors le cout devient :

$$459000,00 \times 45 / 100 = 20.6550,00 \text{ DA}$$

Alors le cout devient : 252.450,00 DA

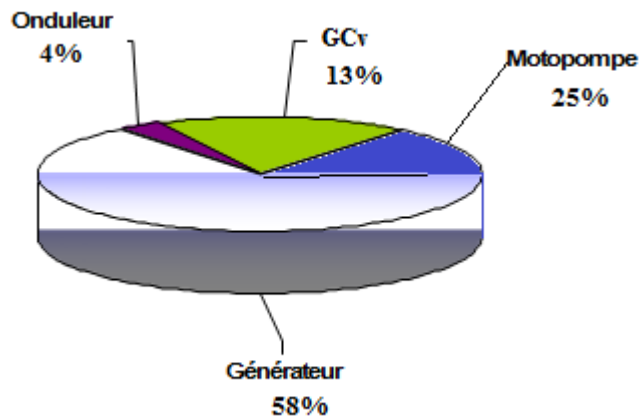


Figure IV.12: Distribution des coûts des équipements solaires du système de pompage

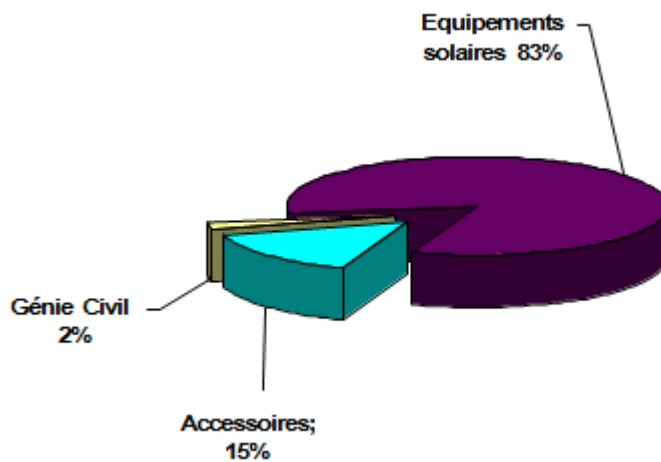


Figure IV.13: Distribution des coûts du système de pompage photovoltaïque.

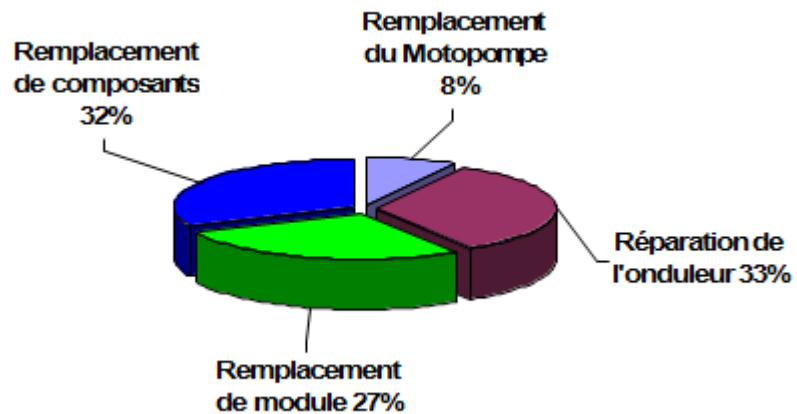


Figure IV.14: Distribution des coûts d'entretien du système de pompage photovoltaïque

IV. 4. 3. Coût estimatif du mètre cube d'eau :

Pour une estimation du coût relatif du mètre cube d'eau pompée par le système, il a été pris en considération l'ensemble des rubriques.

Le coût global actualisé comprend le coût d'amortissement et le coût de fonctionnement pendant toute la durée d'utilisation du système.

La quantité journalière moyenne d'eau pompée est de **32m³/j**.

Et par conséquent, la quantité d'eau pompée annuellement est estimée à **11680m³/an**.

La poursuite de l'analyse des chiffres nous conduit à déterminer dans ces cas particuliers un coût du mètre cube d'eau. Nous considérons deux hypothèses :

a) Toute l'eau productible est utilisée :

Le coût estimatif du mètre cube d'eau est égal à environ de : **39,29 DA /m³**

b) Compte tenu des variations saisonnières de consommation et du gaspillage, on suppose que seulement 70% de l'eau productible est utilisée, dans ce cas-là :

Le coût de mètre cube pompée est estimé à **56,13 DA /m³**.

Nous remarquons à l'analyse de ces résultats économiques que :

- Le générateur PV représente 58 % du coût total des équipements, et le coût des équipements représente 3 % du coût total du système.

Il est à souligner que ce coût peut varier dans de larges proportions, en fonction de l'année. Il dépend en outre de plusieurs paramètres importants :

- Les visites pour le suivi de cette installation peuvent être très fréquentes, pour cela les frais de maintenance et d'entretien peuvent être élevés et par conséquent peuvent faire augmenter le coût réel du mètre cube d'eau.

- Le changement de certains composants du système fait augmenter également le coût du mètre cube d'eau.

IV. 5. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons extrait les résultats de la production de système photovoltaïque, qui peut être appliqué aux systèmes de pompage photovoltaïque pour puits pastorales, ce qui affecte particulièrement la zone d'El-oued, qui a une énorme quantité de rayonnement solaire par année.

Une étude pilote est menée pour démontrer l'efficacité énergétique de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque pour répondre aux besoins en électricité.

Conclusion générale

Ce mémoire a porté sur l'étude des performances des systèmes de pompage photovoltaïque destinés pour l'alimentation en eau potable. Ces systèmes se présentent comme une solution idéale pour l'alimentation de l'eau pour les régions peu peuplées, isolées et enclavées.

Les systèmes de pompage photovoltaïque sont conçus pour un fonctionnement autonome, c'est-à-dire au fil du soleil, soit avec stockage électrochimique. Le générateur photovoltaïque est couplé directement au groupe motopompe à l'aide d'un convertisseur CC/CA.

Le développement d'un programme de simulation pour calculer les performances des systèmes de pompage photovoltaïque a été le principal objectif du troisième chapitre. Ce programme est basé sur les modèles développés pour les sous-systèmes de pompage et sur les modèles les plus performants pour la simulation du générateur photovoltaïque.

L'estimation des besoins en eau potable a été basée sur une enquête sur le terrain et sur les quitus de consommation de l'eau délivrés par l'ADE de la wilaya de Bejaia. Dans l'enquête, nous avons ciblé des familles urbaines et rurales

La validation des modèles développés a été obtenue à l'aide des mesures expérimentales réalisées sur le banc d'essais des systèmes de pompage photovoltaïque au niveau du Centre de Décrites l'énergie solaire est une énergie propre mais cela présente des limites. Ainsi, les panneaux solaires sont une solution pour les endroits isolés, non raccordés au réseau électrique et pour rendre des installations autonomes. L'énergie solaire peut également s'avérer très avantageuse dans le cas d'installations chez des particuliers. Centre De Développement des Energies Renouvelables, CDER (Alger).

Dans le dernier chapitre, nous avons présenté la réalisation pratique d'un système de pompage photovoltaïque. L'étude économique montre l'avantage du système de pompage photovoltaïque par rapport à l'énergie conventionnelle qui présente les contraintes de l'éloignement du réseau électrique et les contraintes du transport du combustible et les entretiens périodiques pour les moteurs diesels surtout avec des gammes de puissance qui ne dépasse pas les quelques kilowatts, contrairement pour les grands systèmes de pompage photovoltaïque, le coût initial élevé de l'installation représente l'inconvénient major pour leurs utilisation à grande échelle. La réduction du coût des systèmes photovoltaïques est souhaitable pour que cette source d'énergie propre soit utilisée et intégrée dans la stratégie énergétique du pays.

Annexes

Annexe 01 plaque signalétique du module PV IF.P270.60

IFRI-SOL

Product code

270000040769

Photovoltaic Module Model IF-P270-60

Rated Power (Pmpp)	270 Wp
Power Tolerance Range	(0~5) Wp
Open Circuit Voltage (Voc)	38.34 V
Max. Power Voltage (Vmpp)	32.70 V
Short Circuit Current (Isc)	8.81 A
Max. Power Current (Impp)	8.35 A
Mechanical Load Test	5400 Pa

Max. System Voltage	1500 VDC
Max. Series Fuse Rating	16 A
Weight	19 Kg
Dimension	1649 x 992 x 35 mm
Module Application	Class A

All technical data at standard test condition:
Am 1.5 / E=1000W/m² / Tc= 25°C

Warning / Electrical Hazard 

Do not disconnect under load.
This module produces electricity when exposed to light
Follow all applicable electrical safety precautions
Only qualified personnel should install or perform maintenance work on these
Be aware of high dangerous high DC voltage when connecting modules
Do not damage or scratch the rear surface of the modules
Do not handle or install modules when they are wet

MADE IN TUNISIA     

www.ifrisol.com

Annexe 02 Pompe immergée (SOLAR PUMP) model 5TSC41-28



Annexe 02 Onduleur SOLAR PUMP CONTROLLER 220V



Bibliographie

- [1] : P. Claux, « Atlas solaire français », PYC éditions, 1982.
- [2] CHERRAHI Messaoud. «Etude de Caractéristique d'un Panneau Photovoltaïque ». Mémoire de Licence Académique, Département Génie Electrique. Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued .
- [3] ; Site Web « Ecolodis Solaire » :<https://www.ecolodis-solaire.com/conseils/panneau-solaire-photovoltaique-fonctionnement-et-description-les-differents-types-de-panneaux-solaires-photovoltaïques-1>
- [4] : M. Iqbal. « An introduction to solar irradiation ». Academic Press. Toronto. pp.303, 1983.
- [5] : J.A. Duffie and W.A. Beckman. « Solar Engineering of Thermal Processes ». Second Edition. A Wiley-Interscience Publication. pp. 91, 1991.
- [6]: HAMDI Abderrazak «Conception et dimensionnement d'un système Photovoltaïque pour habitation et pompage». Mémoire de Master Académique, Département Génie Electrique. Université Mohamed Khider de Biskra
- [7] : T. Fromherz, F. Padinger, D. Gebeyehu, C. Brabec, J. C. Hummelen, Sariciftci,
«Comparison of photovoltaic devices containing various blends of polymer and fullerene derivatives », Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol. 63, Iss. 1, pp. 61-68, 2000.
- [8] : Maafi A. « A survey on PV activities in Algeria ». Renewable Energy 2000;20(1):9–17.
- [9] : A. Laugier and J.A. Roger. «Les photopiles solaires». Edt Technique et documentation, 1981.
- [10]: F. T. Reis, D. Mencaraglia, S. Oould Saad, I. Séguy, M. Oukachmih, P. Jolinat, P. Destruel.
« Characterization of ITO/CuPc/Al and ITO/ZnPc/Al structures using optical and capacitance spectroscopy », Synthetic Metals, Vol. 138, Iss. 1-2, pp. 33-37, 2003.
- [11]: I. Séguy, R. Mamy, P. Destruel, P. Jolinat, H. Bock, « Photoemission study of the ITO/triphenylene/perylene/Al interfaces », Applied Surface Science, Vol. 174, Iss. 3-4, pp. 310- 315, 2001.
- [12]: R. Meseenger, J. Ventre, « Photovoltaic systems Engineering », CRC Press, 1999.
- [13]: Site Web: www.iufmrese.cict.fr/catalogue/2006/Toulouse/PV/A_-
- [14]: P. Rueda, E. Fernandez, « MultijonctionGa/As Solar Cell Capacitance and its impact upon Solar Array Regulators », 6th European Space Power Conference, Porto, Portugal, 6-10 May 2002, pp. 29-34, 2002.
- [15]: L. Protin, S. Astier, « Convertisseurs photovoltaïques », Techniques de l'Ingénieur, Réf. D3360, vol. DAB.
- [16]: A. Labouret, M. Viloz, « Energie solaire photovoltaïque » (Le manuel du professionnel), édition DUNOD, août 2003, Paris (France).
- [17]: A.C. Postor, « Evaluation comparative de chargeurs de batteries pour systèmes photovoltaïque », Projet de fin d'études, université Toulouse, septembre 2002.

- [18]: M. Nikoz, H. Dehbonei, C. Naher, « A dsp-controlled photovoltaic system with maximum power point tracking », *Revue Electrical engineering and information technology ITEE*, pp:1-6, Australie 2003.
- [19]: D-L. King, S. Igari, W. Watrta, « Solar efficiency Tables, version 19' », *Progress in photovoltaics. Research and applications* », Vol. 10, pp.55-61, 2002.
- [20]: Site Web:www.perso.wanadoo.fr/f5zv/RADIO/RM/RM33/RM33/energie-solaire.html
- [21]: J- Royer, T- Djiako, E- Schiller, B- Sadasy, « Le pompage photovoltaïque » (Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens), Éditions Multi Mondes (1998).
- [22]: Site Web:www.physique-appliquée.net/physique-appliquée/machine-a-courant-alternatif
- [23]: www.physique-appliquée.net/physique-appliquée/hacheur/cours-hacheur-serie.htm
- [24]: Site Web: www.univ-Savoie.fr/labos/lahc/hacheur.htm
- [25]: F. Gacem. « Simulation des systèmes de pompage photovoltaïque destinés pour l'alimentation en eau potable ». Mémoire de magister, Faculté des sciences de l'ingénieur, Université Saad Dahleb de Blida, 2008.
- [26]: I. Hadj Mohammed. « Modélisation du générateur photovoltaïque ». Mémoire de magister, Département d'électronique. Ecole Nationale Polytechnique, 2003.
- [27]: V. Salas, E. Olias, A. Lazaro, A. Barrado. « Evaluation of a new maximum power point tracker (MPPT) applied to the photovoltaic stand-alone systems ». *Solar Energy Materials & Solar Cells* 87 (2005) 807–815 815.
- [28]: D.S.H. Chan, J.R. Philips and J.C.H. Phang. « A comparative study of extraction methods for solar cell model parameters ». *Solid State Electronics*, Vol. 29(3), pp. 329-337, 1986.
- [29]: G.H. Hart. « Residential photovoltaic system simulation electrical aspect ». *IEEE*, pp. 281- 288, 1982.
- [30]: Buresh M. « Photovoltaic energy systems ». New York: McGraw-Hill Book Company; 1983.
- [31]: Hamidat A, Benyoucef B, Hartani T. « Small-scale irrigation with photovoltaic water pumping system in Sahara regions ». *Renewable Energy* 2003;28(7):1081–96.
- [32]: L. Keating, D. Mayer, S. McCarthy and G.T. Wrixon. « Concerted action on computer modeling and simulation ». *Proceeding of the 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pp. 1259-1265, Lisbon Portugal, 1991.
- [33]: A. Hamidat. « Simulation of the performance and cost calculations of the surface pump. *Renewable Energy* », Vol. 18, pp. 383-392, 1999.
- [34]: Michael T. Heath. « Scientific computing. An introductory survey », 2nded, New York: McGraw-Hill; 2002.
- [35]: A. Hamidat, « Simulation des systèmes de pompage photovoltaïque destinés pour l'alimentation en eau potable et pour la petite irrigation ». Thèse de Doctorat, Faculté des Sciences. Université de Tlemcen. Algérie. 2004.

- [36]: A. Hamidat, B. Benyoucef, M.T. Boukadoum. « New Approach to Determine the Performances of the Photovoltaic Pumping » System. International Congress for
- [37] Renewable Energies and Sustainable Development, ICRESO'07. Tlemcen (Algeria). 21, 24th May 2007
- [38]: A. Hamidat, B. Benyoucef. « Mathematic models of photovoltaic motor-pump systems ». Renewable Energy 33 (2008) 933–942
- [39]: B. Herrmann, H. Karl, E. Koff and G. « Lehner. Realistic indoor testing of photovoltaic water pumping systems ». SolarEnergy, Vol. 38, pp. 275-279, 1987.
- [40]: D.Rekioua, A. Hamidat, K. Haddouche, L. Katti, « Dimensionnement d'un système de pompage photovoltaïque », Colloque National sur l'Energie Solaire, CNESOL'2006, Université de Bejaia, 29-30 novembre 2006.
- [41]: J. Royer, T. Djiako, E. Schiller, B. SadaSy. « Le pompage photovoltaïque. Editions Multimonde ». Québec, Canada. 1998.
- [42]: M. Chikh, « Etude analytique conceptuel des systèmes photovoltaïques de puissance adaptés aux sites isolés de l'Algérie », Thèse de magister, CDER, 1994.
- [43]: B. Bouzidi et A. Malek, « Introduction aux critères micro économiques des systèmes photovoltaïques- pompage », 2002.