REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA



Faculté de **T**echnologie

Mémoire de fin d'études de Master

Filière : Génie électrique
Spécialité : Energie Renouvelable

Etude et Dimensionnement d'un Système PV Alimentent une Ferme Agricole

---

Présenté par :

KHALEF Elyas

BENSEIDI Abdellah Amine

Proposé et Dirigé par :

Mr. A. FERRAI

Mr. Dj .Hassani

Promotion 2019

Remerciements

Avant tout, nous remercions Dieu le Tout-puissant de nous avoir donné le courage, la volonté, la patience et la santé durant toutes ces années d'études et que grâce à lui que ce travail a pu être réalisé.

En second lieu, nous tient à remercient notre encadreur Mr. FERRAI A pour leurs orientation et accompagnement.

Nous remercient messieurs les membres de jury pour l'honneur qu'il nous en fait pour le jugement de ce travail.

Nos remercient aussi tous les enseignants du département du génie électrique qui ont contribué à notre formation.

Sans oublier l'administration de l'université Dr. Yahia Fares de Medea qui nous a ouvert ces portes pour avoir l'opportunité d'arrivée a ce niveau-là ainsi que la population de medea qui est très aimable et accueillent.

Enfin en tiens à exprimer nos remerciements à tous nos collègues de promo.

Dédicaces

Je dédie ce travail :

- *Ma mère et mon père, ma femme et mon fils ; mon frère et mes sœurs pour tous les sacrifices qu'ils ont faits pour moi, pour leur soutien continu durant mon travail, que Dieu les protège ;*
- *à tous mes enseignants depuis le primaire jusqu'á maintenant ;*
- *à mon frère amine Benseidi*
- *enfin, à tous ces ceux qui m'ont aidé de près ou de loin dans ce travail ainsi qu'à tous les collègues de la promotion du Master Energie Renouvelables.*

KHALEF Elyas

Dédicaces

Je dédie ce travail :

- *Ma mère et mon père, ma femme et mon fils, ma fille, mon frère et mes sœurs pour tous les sacrifices qu'ils ont faits pour moi, pour leur soutien continu durant mon travail, que Dieu les protège ;*
- *à tous mes enseignants depuis le primaire jusqu'á maintenant ;*
- *enfin, à tous ces ceux qui m'ont aidé de près ou de loin dans ce travail ainsi qu'à tous les collègues de la promotion du Master Energie Renouvelables.*

BENSEIDI Abdellah Amine

ملخص

يتضمن هذا العمل دراسة وتغيير حجم التركيب الكهروضوئي المستقل للطاقة الشمسية في مزرعة، المزودة بنظام تخزين.

يتضمن التركيب دراسة إضاءة لمباني المزرعة المختلفة ونظام تخزين ونظام ضخ بالطاقة الشمسية.

يتم تقديم التقنيات المختلفة عن طريق بروتوكول تغيير الحجم يتم توجيهه جيدًا، والذي يهدف إلى إنتاج طاقة نظيفة غير مكلف في معظمه.

إن استخدام برامج التحجيم مثل (... PVsyst، RETScreen، HOMER pro) قد ساهم كثيرًا في هذه الدراسة.

Résumé

Ce travail consiste à faire l'étude et le dimensionnement d'une installation solaire photovoltaïque autonome d'une ferme agricole, équipée d'un système de stockage.

L'installation comprenant une étude sur l'éclairage des différents locaux de la ferme, un système de stockage et un système de pompage au fil solaires.

Les différentes techniques sont présentées ont présenté par un protocole de dimensionnement bien acheminée, pour objectif de produire une énergie propre est surtout non couteuse.

L'utilisation des logiciels de dimensionnement telle que (HOMER pro, RETScreen, PVsyst…) à beaucoup contribuée a nous facilité cette étude.

Abstract

This work involves the study and sizing of an autonomous photovoltaic solar installation of a farm, equipped with a storage system.

The installation includes a lighting study of the different premises of the farm, a storage system and a solar pumping system.

The different techniques are presented presented by a sizing protocol well routed, aiming to produce a clean energy is mostly inexpensive.

The use of sizing software such as (HOMER pro, RETScreen, PVsyst ...) to much contributed to us facilitated this study.

NOMENCLATURE
&
LISTE DES ABREVIATIONS

I	Intensité du courant
I-V	Courant -Tension
kW	Kilo Watt
kWc	Kilo Watt crête
kWh	Kilo Watt heure
m^3/J	Mètre cube par jour
m^3/h	Mètre cube par heure
Wh / m^2	Watt heure par mètre carrée
Pc	Puissance crête
PV	Photovoltaïque
Vcc	Volt tension continu
Vac	Volt tension alternative
W	Watt
Wc	Watt crête
K	Kelvin
Pb	Plomb
UV	Ultraviolet
AM	Masse d'Air
DC	Courant Continue
AC	Courant Alternatif
TVS	Temps solaire vrais
GPV	Générateur photovoltaïque
HMT	Hauteur Manométrique Totale
OMS	Organisation Mondiale de la santé

Liste des Figures

N° Figure	Désignation	Page
Figure I.1	Distribution spectrale du rayonnement solaire [4]……	3
Figure I.2	Position relative du soleil [1]……	4
Figure I.3	Différents types de rayonnement [1]……..	6
Figure I.4	Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné [8]……..	7
Figure I.5	Trajectoire de la terre autour du soleil [8]……..	8
Figure I.6	Définition des coordonnées horizontales……..	9
Figure I.7	Ensoleillent moyen annuel dans le monde [54]……	10
Figure I.8	Moyenne annuelle de l'irradiation solaire en Algérie [54]……..	11
Figure I.9	Principe de fonctionnement d'une cellule solaire……	12
Figure I.10	Technologie monocristalline [24]…….	14
Figure I.11	Technologie poly cristalline [24]……..	15
Figure I.2	Technologie des couches minces [26]…….	17
Figure I.13	Absorbance en longueur d'onde d'une multi-jonction [28]……..	18
Figure I.14	Système photovoltaïque autonome [32]……...	20
Figure I.15	Système photovoltaïque connecté au réseau [32]…….	20
Figure I.16	Système hybride [34]……	21
Figure II.1	Diagramme du pompage PV par motopompe à CC [7]……	25
Figure II.2	Diagramme du pompage PV par motopompe à AC [8]……...	25
Figure II.3	Schéma du principe de pompage au fil du soleil [8]……	27
Figure II.4	Système de pompage photovoltaïque avec stockage [6]……..	30
Figure II.5	Formule de Jules Dipuit [12]……	31
Figure III.1	Le rayonnement annuel à el kenadssa……..	38
Figure III.2	Système de pompage……	41
Figure III.3	Implantation générale de la ferme ……..	44
Figure III.4	Eclairement d'une surface……	46
Figure III.5	Variation de l'éclairement moyen ……..	47
Figure III.6	Flux lumineux d'une source……	48
Figure III.7	Répartition photométrique……	49
Figure III.8	Tube fluorescent……...	51
Figure III.9	Dimension d'un local……	51
Figure III.10	Schéma d'implantation détaillé des composants de ferme……..	56
Figure IV.1	Interface Homer pro…….	58
Figure IV.2	Choix du site sur HOMER……	59
Figure IV.3	Choix du site sur GOOGLE……	59
Figure IV.4	Le rayonnement annuel de la ville d'el kenadssa……	60
Figure IV.5	La consommation journalière de l'énergie……...	60
Figure IV.6	L'évolution de la consommation……..	61
Figure IV.7	Schéma unifilaire de l'installation……	61
Figure IV.8	Choix des Module PV……..	62
Figure IV.9	Choix des batteries……	63
Figure IV.10	Choix de l'onduleur……..	63
Figure IV.11	La consommation annuelle……...	64
Figure IV.12	Echantillon de la consommation du mois d'aout……..	65
Figure IV.13	Interface RETScreen…….	66
Figure IV.14	Résultats du dimensionnement par RETScreen……	67

Liste des Tableau

N° Figure	Désignation	Page
Tableau I.1	Valeurs d'albédo pour différentes surfaces [1]…….	5
Tableau I.2	Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques [2]…….	10
Tableau II.1	Les avantages et inconvénients des pompages au fil du soleil et avec batteries [3 ; 4]	23
Tableau II.2	Caractéristiques des pompes volumétriques et centrifuges [3 ; 6]	25
Tableau II.3	Consommation spécifique donnée par l'OMS [6]…….	28
Tableau III.1	Données climatiques à Béchar……	34
Tableau III.2	Besoin journalier en eau…….	34
Tableau III.3	bilan de puissance global……	37
Tableau III.4	Classes de luminaires……..	49
Tableau III.5	Facteur de réflexion…….	52
Tableau III.6	Valeurs des différents facteurs……	53
Tableau III.7	Coefficients d'interdistance des luminaires……	54
Tableau III.8	Dimensions et couleur des zones d'études de la ferme……..	54
Tableau III.9	Type des luminaires…….	54
Tableau IV.1	Couts et quantité des matériaux de l'installation…….	65

Table des matières

Remerciements
Dédicace
Résumé
Nomenclature
Liste des Figures
Liste des Tableaux
Table des matières
Introduction générale

I Présentation du Gisement Solaires en Algérie

I.1 Radiation solaire 2
I.2 Rayonnement solaire hors de la terre. 3
I.3.1 Masse d'air 4
I.3.2 Composants d'irradiation 5
I.3.2.a Le rayonnement direct 5
I.3.2.b Le rayonnement diffuse 5
I.3.2.c Albédo 5
I.4 Paramètres de position 6
I.4.1 Repérage d'un site à la surface de la terre 6
I.4.1.a La latitude 6
I.4.1.b La longitude 6
I.4.2 Repérage du soleil 7
I.4.3 Coordonnées équatoriales 8
I.4.3.a Déclinaison 8
I.4.3b Angle horaire 8
I.4.4 Coordonnées horizontales 9
I.4.4.a Hauteur du soleil 9
I.4.4.b Azimut du soleil 9
I.5 Le gisement solaire en Algérie 10
I.6 Technologie solaire et système photovoltaïque 11
I.6.1 L'effet photovoltaïque 11
I.6.2 Principe de fonctionnement 12
I.6.3 Technologies de la cellule solaire 12
I.6.3.a Monocristallin 13
I.6.3.b Silicium poly cristallin 14
I.6.3.c Couche mince 15
I.6.3.d Multi-jonction 17
I.6.4 De cellule unique à module PV 19
I.6.5 Système d'alimentation photovoltaïque 19
I.6.5.a Système PV autonome 19
I.6.5.b Système PV connecté au réseau 20
I.6.5.c Système PV hybride 21

II Etude et Conception d'un Système de Pompage PV
II.1 Différentes méthodes de pompage photovoltaïque 22
II.2 Etude des différents composants du système de pompage photovoltaïque 23
II.2.1 Le groupe électropompe 24
II.2.2 L'électronique de commande et contrôle 26
II.2.3 Stockage 27
II.3 Méthodologie de conception du système de pompage photovoltaïque 27
II.4 Besoins journaliers en eau 28
II.4.1 Détermination de la consommation spécifique 28
II.4.2 Estimation de la population 29
II.4.3 Estimation de la demande journalière en eau 29
II.5 Dimensionnement et choix de la pompe 29
II.5.1 Détermination du débit horaire de la pompe 29
II.5.2 Calcul de la hauteur manométrique totale 30
II.5.3 Détermination de la capacité de stockage 31
III Exploitation Agricole en Algérie
III.1 Expression des besoins 33
III.1.1 Situation et activité 33
III.2 besoin en en énergie 34
III.2.a Alimentation en eau 34
III.2.b Consommation électrique domestique 35
III.2.c Consommations électrique agricoles 35
III.2.d Autres consommations électriques 35
III.3 Choix des récepteurs et consommation 35
III.3.1 Pompage de l'eau 35
III.3.2 Engin de traite 36
III.3.3 Appareils domestiques 36
III.3.4 Bureautique et téléphonie 37
III.4 consommations totale 37
III.5 Dimensionnement et installation des systèmes photovoltaïque 38
III.5.1 Rayonnement solaire 38
III.6 Système de pompage 39
III.6.1 Choix du matériel 39
III.6.2 Système principale 40
III.6.2.a Modules photovoltaïques 40
III.6.2.b Batterie 41
III.6.2.c Régulateur 42
III.6.2.d Câblage et implantation 43
III.6.3 Calcule des pertes 44
III.6.3.a Pertes en tension 44
III.6.3.b Pertes en courant 45
III.7 Eclairement 46
III.8 Eclairage 47
III.8.1 Terminologie et notions de photométrie 47
III.8.2 Flux lumineux 48

III.8.3 Différent types d'éclairages 48
III.9 Luminaire 48
III.10 Classification photométrique des luminaires 49
III.11 Recherche de la classe photométrique 50
III.12 Sources lumineuses 50
III.13 Etapes à suivre pour l'étude de l'éclairage de la ferme 51
III.14 Application à la ferme 54
III.14.1 Locaux à éclairer 54
III.14.2 Choix des luminaires 54
III.15 Installation 56
IV Simulation et Interprétation des Résultats
IV.1 Logiciels pour le photovoltaïque 57
IV.2 Présentation de HOMER pro 57
IV.3 Interfaces 58
IV.3.1 Choix de site 59
IV.3.2 Rayonnement annuel du site 60
IV.3.3 Estimation de la consommation d'énergie 60
IV.3.4 Consommation journalières d'énergie 61
IV.3.5 Représentation du système PV 61
IV.3.6 Choix des panneaux 62
IV.3.7 Choix des batteries 62
IV.3.8 Choix de l'onduleur 63
IV.4 Résultat après simulation 64
IV.4.1 Consommation annuelle 64
IV.4.2 Echantillon de la consommation du mois d'aout 65
IV.5 Cout de l'installation 65
IV.6 Entretien d'une installation de pompage solaire 66
IV.7 Résultat de dimensionnement par RETScreen 66
IV.7.1 Présentation de RETScreen 66
IV.7.2 Donnée du Projet 66
IV.7.3 Résultat de simulation 67
Conclusion Generale 68
Bibliographie
Annexe

Introduction générale

Le marché énergétique algérien comprend l'importation, le raffinage, la commercialisation et la consommation de sources d'énergie en Algérie La majeure partie de l'énergie utilisée par l'Algérie provient de sources non renouvelables, telles que le charbon, le pétrole, le pétrole et le gaz naturel. Un petit pourcentage provient d'énergies renouvelables. Ces dernières années, il y a eu une nette tendance à augmenter la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et à réduire la production à partir de sources conventionnelles telles que les combustibles fossiles. Cela se produit pour des raisons compréhensibles: diminution des réserves, augmentation du prix des combustibles fossiles et pollution de l'environnement associée à leur utilisation.

L'Algérie fait également des efforts dans cette direction. Malgré l'augmentation de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, il ne représente toujours qu'une petite fraction de la production totale d'électricité. En 2015, l'Algérie a déclaré un objectif : 10% de l'électricité en 2020 sera produite à partir de sources d'énergie renouvelables, ainsi qu'un objectif de 5% en 2019, ce qui a été atteint. [43]

L'énergie solaire a le plus grand potentiel en Algérie par rapport aux autres sources d'énergie renouvelables. Avec la baisse substantielle du prix des panneaux photovoltaïques ces dernières années, l'installation d'installations photovoltaïques et la production d'électricité à partir de l'énergie solaire ont augmenté.

L'Algérie est un pays nord-africain doté d'un littoral sur la mer Méditerranée et d'un intérieur désertique, le Sahara, Avec une superficie de 2 381 741 km2, c'est à la fois le plus grand pays d'Afrique.

Le but de cette étude est de concevoir un système photovoltaïque autonome, dans une ferme à la willaya de Bechar, et pour cela nous avons divisé ce travaille en quatre chapitre en premier on a fait une ***Présentation du gisement solaires en Algérie*** par la suite une ***étude et conception d'un système de pompage PV*** puis une ***présentation agricole en Algérie*** et en fin ***la simulation et interprétation des résultats.***

Introduction

Le rayonnement solaire peut être converti de différentes manières, notamment en énergie thermique, en énergie chimique ou en énergie électrique. Cette thèse portera sur la conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par des dispositifs photovoltaïques. Le dispositif photovoltaïque ou cellule solaire, en d'autres termes, possède deux points de connexion entre l'anode et la cathode, de sorte que sous la lumière irradiante (photons), la tension est construite entre les deux points. De cette raison vient le nom de PV. Ces cellules utilisent l'effet photovoltaïque pour leur fonctionnement. Cet effet a été découvert par Edmond Becquerel en 1839 qui a étudié le comportement des métaux sous irradiation lumineuse.

I.1. Radiation solaire

Le rayonnement solaire est un nom général du rayonnement électromagnétique du soleil vers la Terre. Une grande partie de ce rayonnement se situe dans le spectre visible, raison pour laquelle le rayonnement solaire est également appelé rayonnement solaire. Physiquement, le rayonnement solaire est un rayonnement électromagnétique dans un spectre comprenant: la lumière ultraviolette, le spectre visible et l'infrarouge.

La distribution spectrale du rayonnement solaire entre différentes longueurs d'onde correspond à la distribution du rayonnement émis par un corps noir d'une température d'environ 6 000 K. Le corps noir est un corps idéal qui permet à l'ensemble du rayonnement d'entrer sans réfléchir l'énergie et absorbe la totalité du rayonnement. En d'autres termes, est un absorbeur et un émetteur de rayonnement parfaits pour toutes les longueurs d'onde [1].

L'intensité du rayonnement solaire est le rayonnement instantané reçu par unité de vitesse surfacique de l'émission d'énergie par unité de surface. Il est mesuré en unité de: watt par mètre carré (W / m^2). L'énergie de rayonnement est une mesure de l'énergie de rayonnement solaire reçue sur une surface donnée pendant un temps donné. Elle est mesurée en unités de: wattheures par mètre carré (Wh / m^2). Par conséquent, il est possible de dire que l'intensité du rayonnement solaire est le rayonnement reçu par unité de surface et que l'énergie du rayonnement est l'énergie du rayonnement solaire reçue sur la surface pendant un temps donné [1].

I.2. Rayonnement solaire hors de la terre

L'intensité de rayonnement du soleil reçu par la Terre est fonction des caractéristiques d'émission et de la distance du soleil. L'énergie générée dans le soleil créée par la fusion nucléaire. Cela se produit à une température d'environ 20 x 106 K. La valeur de l'intensité du rayonnement solaire change du centre à la surface. Le flux de rayonnement qui en sort se propage à la surface de la sphère. Par conséquent, la valeur du flux de rayonnement devient plus faible avec le carré de la distance au soleil. La valeur du flux de rayonnement reçu du soleil en dehors de l'atmosphère est constante et appelée constante solaire. Normalement, sa valeur est de 1367 W / m2 et définit la valeur moyenne de l'énergie en unités de temps situées hors de l'atmosphère sur une distance moyenne de l'orbite terrestre autour du soleil [2].

I.3. Rayonnement solaire à la surface de la terre

Selon la constante solaire, l'intensité du rayonnement à l'extérieur de la Terre appelle un rayonnement extraterrestre. La plage de longueur d'onde visible maximale (0,38 à 0,78 µm) se situe entre deux longueurs d'onde non visibles, l'ultraviolet (UV: 0,2 à 0,38 µm) et le rayonnement infrarouge (IR: 0,78 à 2,68 µm). La figure 2.1 montre la distribution spectrale du rayonnement solaire [3].

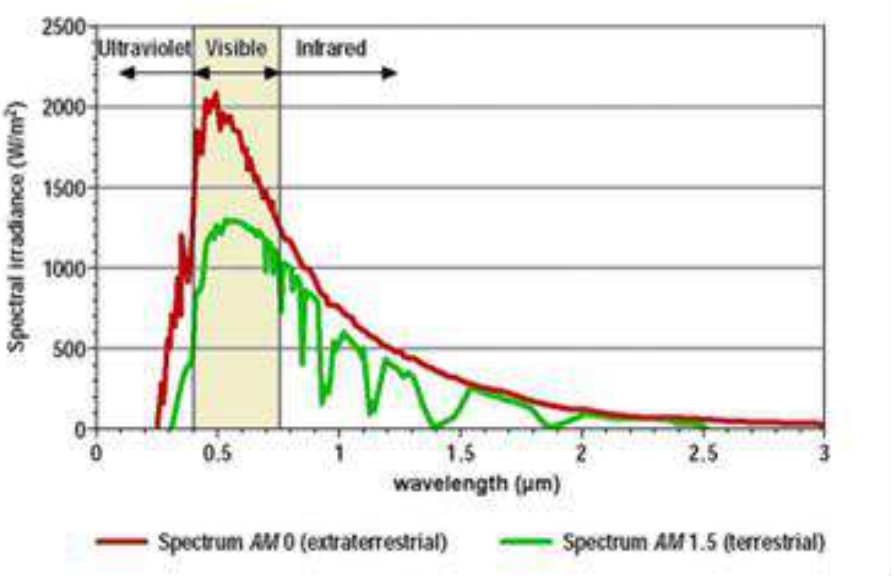


Figure I.1. Distribution spectrale du rayonnement solaire [4].

Lorsque le rayonnement extraterrestre traverse l'atmosphère, il est possible d'obtenir différents comportements, tels que: la réflexion et la diffusion - la réflexion dans peu de directions et l'absorption. Premièrement, les nuages, des particules comme la poussière ou la fumée et les gaz, réfléchissent l'irradiation solaire. Ainsi, il y a un faible rayonnement solaire lorsque le climat est nuageux ou dans des régions nuageuses. Cependant, même par temps clair, l'intensité du rayonnement sur la Terre change au cours de la journée. L'intensité du rayonnement est plus forte à midi comparée au reste de la journée. La valeur standard de l'éclairement énergétique à la surface de la Terre est d'environ 1 kW / m^2 [3].

I.3.1. Masse d'air

L'énergie solaire est calculée dans l'espace à une température de 5800oK et à un angle direct avec la terre, AM (masse d'air). La valeur de la masse d'air est définie par la distance optique à laquelle le rayonnement solaire traverse l'atmosphère et est décrite par [5]:

$$AM = 1/cos\theta \qquad \text{(Eq. 1.1)}$$

Où θ est l'angle d'incidence entre la position du soleil en rayonnement direct et le plus proche de l'horizon (Figure 1.2)

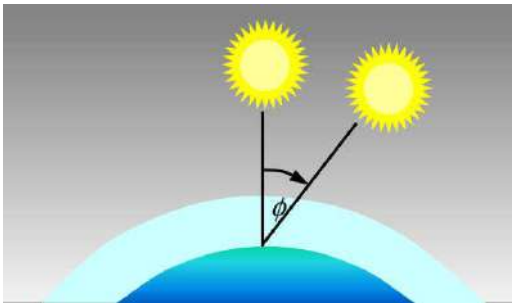


Figure I.2. Position relative du soleil [1]

Plusieurs facteurs réduisant l'intensité du rayonnement, tels que la distance parcourue, la direction de la Terre, la position du soleil, les conditions du ciel et les pertes liées à la dispersion du rayonnement par les particules de poussière dans l'air. On constate que l'angle utilisé pour calculer la masse d'air est de 48,2 ° C; le rayonnement effectif atteignant la surface de la Terre est donc calculé par AM 1,5G (Figure I.2). En d'autres termes, dans ces conditions, la distance du faisceau solaire à l'atmosphère est égale à une fois et demie celle qui serait atteinte si celui-ci était placé verticalement jusqu'au point où la puissance est mesurée [4].

I.3.2. Composants d'irradiation

Il existe 3 types de rayonnement: directe, diffuse et albédo. Ces trois composants arrivent à la terre et donnent ensemble de rayonnement global [5] [6] [7].

I.3.2.a. Le rayonnement directe

Le rayonnement direct est le rayonnement solaire qui se déplace en ligne droite du soleil à la surface. Il est mesuré en unités de: W / m^2. Ce type de rayonnement est le composant le plus important et le plus important pour les systèmes PV.

I.3.2.b. Le rayonnement diffuse

L'éclairement énergétique diffus correspond aux faisceaux qui ont été diffusés par des molécules et des particules dans l'atmosphère, mais qui arrivent encore à la surface. Il est mesuré en unités de: W / m^2.

I.3.2.c. Albédo

L'albédo est un coefficient qui indique la puissance réfléchie d'une surface. Ce coefficient dépend du type de surface (eau, herbe, neige, sable, etc.) qui importe le lieu d'installation des systèmes photovoltaïques. Ce coefficient influe sur la puissance reçue des panneaux PV.

Le coefficient d'albédo est toujours compris entre 0 et 1. Plus la surface est blanche, plus la valeur de son albédo est élevée. Les valeurs typiques de l'albédo pour les surfaces communes sont répertoriées dans le tableau I.1.

Location	**Albédo (%)**
Océan	10^{-2}
Forêt	18^{-6}
Herbe	25^{-7}
Sol	20^{-10}
Désert	45^{-35}
la glace	70^{-20}
Neige	80^{-70}

Tableau I.1. Valeurs d'albédo pour différentes surfaces [1]

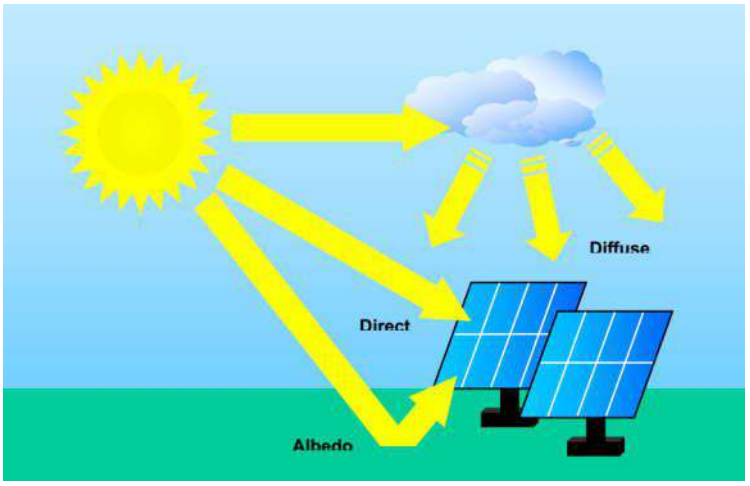


Figure I.3. Différents types de rayonnement [1]

I.4. Paramètres de position

I.4.1. Repérage d'un site à la surface de la terre

Un point quelconque de la sphère terrestre est caractérisé par sa latitude et sa longitude. Ces deux grandeurs sont appelés coordonnées géographiques :

a. La latitude :

C'est l'angle θ que fait la verticale du lieu avec le plan équatorial, elle varie de -90° à +90° :

- si 0°<θ<+90° le site est dans l'hémisphère nord,

- si -90°<θ<0° le site est dans l'hémisphère sud.

b. La longitude :

Elle représente l'angle entre le plan méridien passant par ce lieu et le plan méridien origine (Green Winch). C'est l'angle formé entre le méridien du lieu envisagé et le méridien de l'origine (Green Wich 0°). Elle est comprise entre -180° et +180° :

- si 0°< φ <+180° le lieu est situé à l'est,

- si -180°<φ <0° le lieu est situé à l'ouest.

Une autre coordonné, l'altitude est également introduite, c'est la distance verticale entre le point considéré et une surface de référence (niveau de la mer). Elle est exprimée généralement en mètre.

La figure I.4 définir les différents coordonnées terrestres.

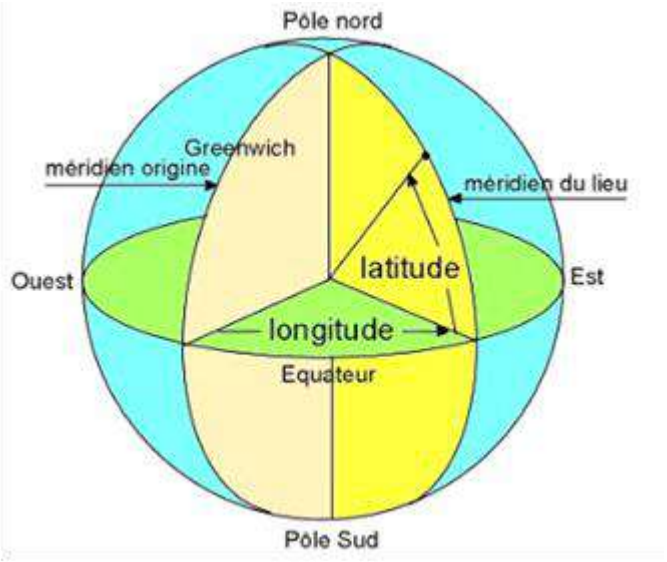


Figure I.4. Définition des coordonnées terrestres d'un lieu donné [8]

Comme la terre met 24 heures pour faire un tour sur elle-même (360˚),

Chaque heure représente 15˚ d'écart de longitude et donc chaque degré de longitude représente 4 minutes [22].

I.4.2. Repérage du soleil

La terre gravite autour du soleil sur une trajectoire sous forme d'ellipse dont le soleil est l'un de ses foyers dans une période de 365 jours 5h 48 mn 40s (365.25 jours) [28]. La distance terre-soleil est variable durant l'année telle qu'elle est maximale au début de mois de juillet et minimale au début de janvier comme le montre la figure I.5.

La position du soleil par rapport à la terre n'est pas fixe, elle correspond de l'heure de la journée et la saison. Ce changement est la conséquence de la rotation de la terre sur elle-même et de son mouvement autour du soleil.

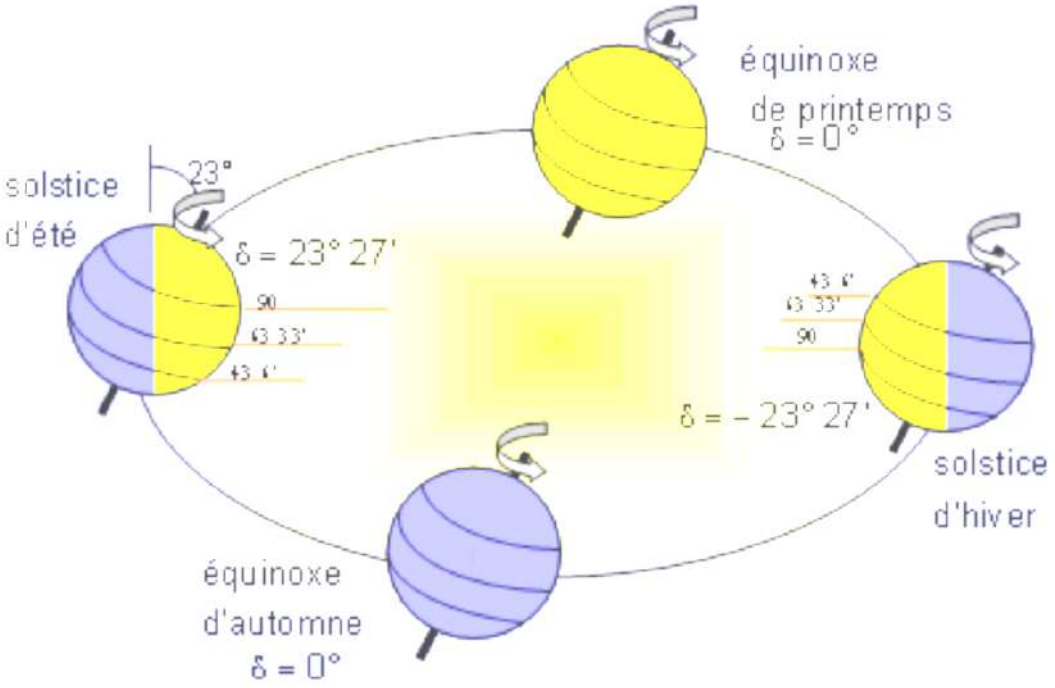


Figure I.5. Trajectoire de la terre autour du soleil [8]

La détermination de cette position se base sur deux systèmes de coordonnées :

I.4.3.Coordonnées équatoriales

a. Déclinaison :

C'est l'angle δ formé entre la direction soleil-terre et le plan de l'équateur ter- restre. Elle est nulle aux équinoxes ou les durées du jour et de la nuit sont égales et atteint ses deux valeurs extrêmes aux solstices, elle vaut -23,27˚ au solstice d'hiver et +23,27˚ au solstice d'été où :

Elle est exprimée en degrés par la relation suivante [39] :

$$\delta = 23,45.\ \text{Sin}\ 360 / 365{,}25(j + 284) \qquad \text{(I.3)}$$

J est le numéro du jour de l'année.

b. Angle horaire :

C'est l'angle ω compris entre le méridien du lieu et la projection du soleil sur le plan équatorial à un moment donné, il mesure le mouvement du soleil par rapport à l'instant où le soleil passe au plans méridien du lieu (midi). Il est donné par la relation suivante :

$$\omega = 15.\ (T\,SV - 12) \quad \text{(I.4)}$$

Où : TVS est le temps solaire vrai.

I.4.4. Coordonnées horizontales

a. Hauteur du soleil :

C'est l'angle h que fait entre la direction du soleil et sa projection sur le plan horizontal. Elle varie entre -90˚ et +90˚.

- h<0, pour la nuit,

- h=0, aux levé et couché,

- h>0, pour le jour.

Il est donné par la relation suivante [39] :

$$Sin(h) = sin(\theta) \bullet sin(\delta) + cos(\theta) \bullet cos(\delta) \bullet cos(\omega) \qquad (I.5)$$

b. Azimut du soleil :

C'est l'angle a compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et le sud, sa variation est de -90˚à +90˚. Elle a le signe positif vers l'ouest et négatif vers l'est. Il est donné par la relation suivante :

$$Sin(a) = cos(\delta) \bullet sin(\omega) / cos(h) \qquad (I.6)$$

L'azimut à est exprimé indépendamment de la hauteur h :

$$Tag(a) = sin(\omega) / (sin(\varphi) \bullet cos(\omega) - cos(\varphi) \bullet tag(\delta)) \qquad (I.7)$$

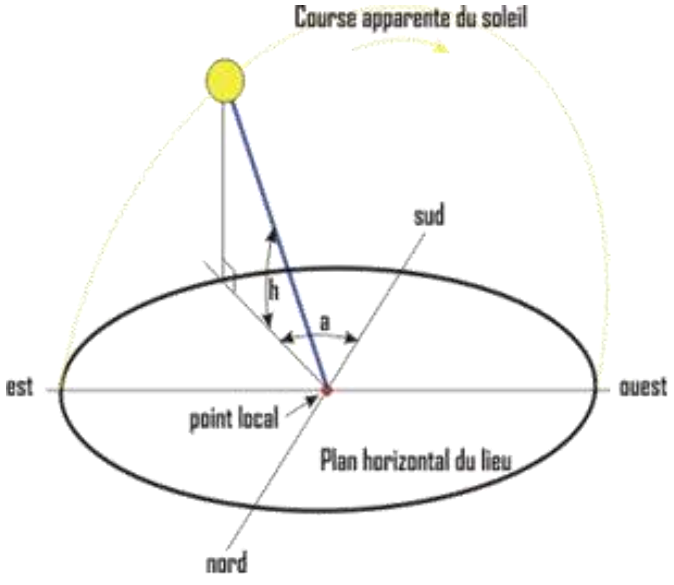


Figure I.6. Définition des coordonnées horizontales

I.5. Le gisement solaire en Algérie

La situation géographique de l'Algérie lui offre un gisement solaire très élevé, ce qui la classe parmi les trois pays qui disposent des meilleurs gisements solaires dans le monde [1] comme le montre la figure I.7.

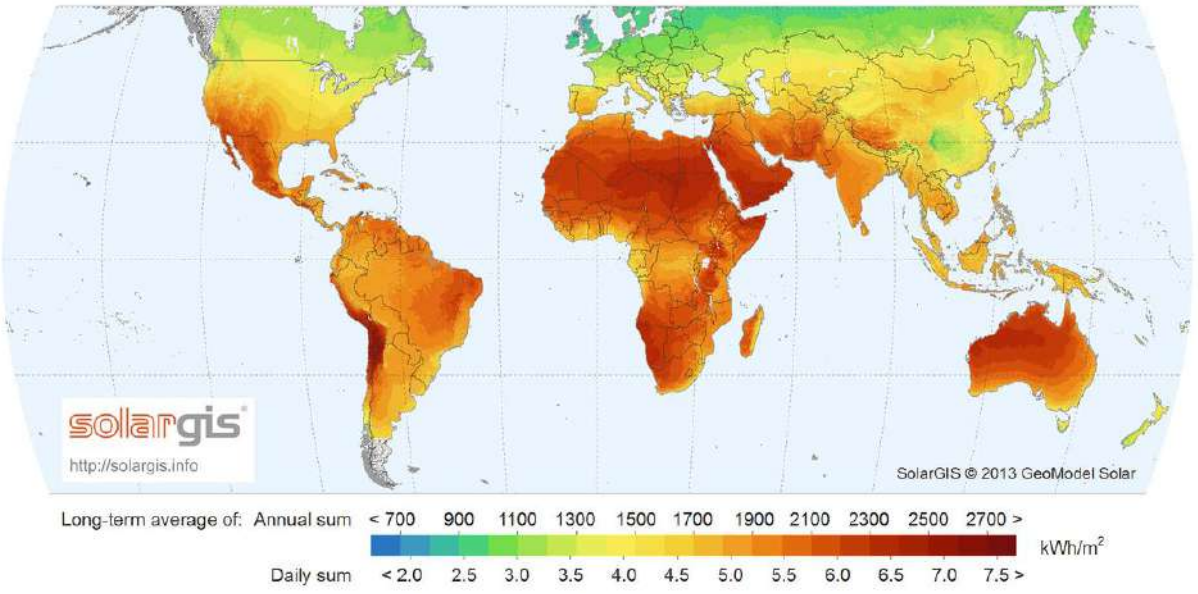


Figure I.7. Ensoleillent moyen annuel dans le monde [54]

Les taux d'irradiation solaire au niveau du nord de Sahara Algérien, La région d'Adrar particulièrement, est de l'ordre de 1200 kWh/m2 /an, 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. 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 Hassi R'Mel [40]-[6].

Le tableau suivant indique le taux d'ensoleillement pour l'Algérie :

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

Tableau I.2. Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques [2]

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). 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 [2].

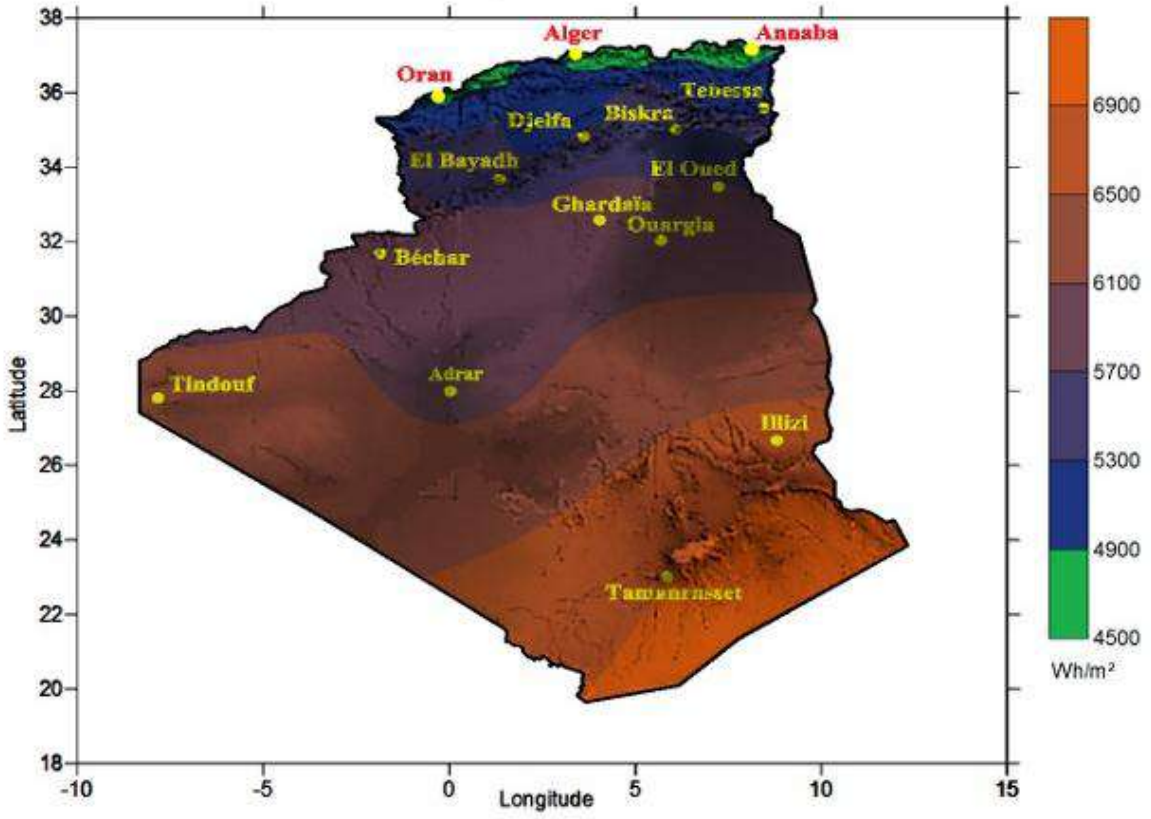


Figure I.8. Moyenne annuelle de l'irradiation solaire en Algérie [41]

I.6 Technologie solaire et système photovoltaïque

I.6.1 L'effet photovoltaïque

Le terme photovoltaïque est d'origine Grecque, il est composé de deux mots : photo qui signifie la « lumière » et le nom de l'inventeur de la pile électrique « Alessandro Volta » [55].L'effet photovoltaïque est la conversion directe d'une partie de la lumière émis par le soleil (photons) en énergie électrique par le biais de cellule photovoltaïque lorsque sa surface est exposée à la lumière, elle aussi connue sous le nom de photopile.

I.6.2 Principe de fonctionnement

Une cellule photovoltaïque est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P et l'autre dopée N créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des paires électron-trous. Ils créent alors des électrons (chargés N) et des trous (chargés P). Ceux-ci créent alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positive et négative de la cellule.

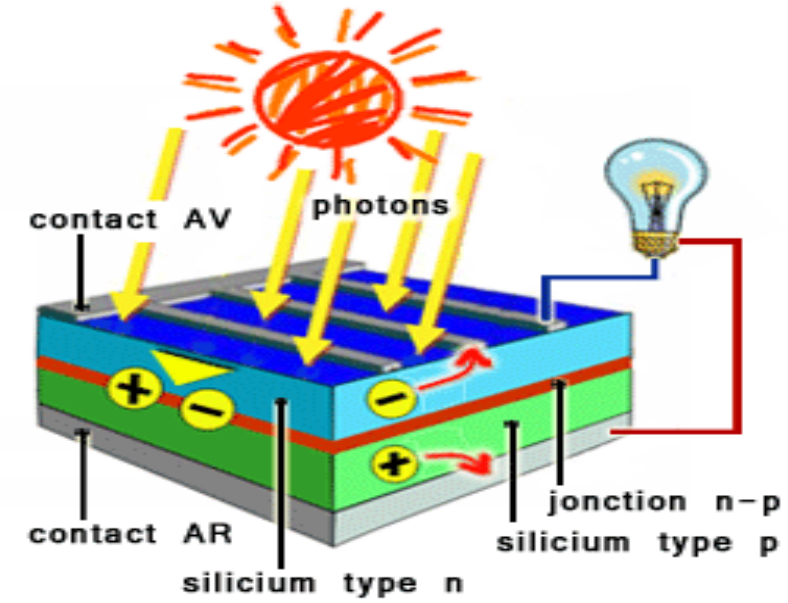


Figure I.9. Principe de fonctionnement d'une cellule solaire

I.6.3. Technologies de la cellule solaire

Il existe plusieurs technologies de cellules solaires permettant de convertir la lumière du soleil en énergie électrique. Pour les applications génératrices d'énergie, les technologies disponibles dans le commerce sont principalement à base de silicium et peuvent être classées en silicium cristallin ou en film mince. Chacune a des caractéristiques de fonctionnement, des rendements de conversion et des coûts différents [21].

I.6.3.a. Monocristallin

Les panneaux solaires photovoltaïques monocristallins constituent le choix le plus populaire depuis de nombreuses années. Ils font partie des moyens les plus anciens, les plus efficaces et les plus fiables de produire de l'électricité à partir du soleil. Les cellules solaires monocristallines sont constituées de lingots de silicium de forme cylindrique. Pour optimiser les performances et réduire les coûts d'une seule cellule solaire monocristalline, quatre faces sont découpées dans les lingots cylindriques pour en faire des tranches de silicium, ce qui donne aux panneaux solaires monocristallins leur aspect caractéristique [22] [23]. La figure 3.8 illustre la technologie monocristalline.

Avantage:

• Les taux d'efficacité des panneaux solaires monocristallins sont généralement de 15 à 20%. Sun Power produit actuellement les panneaux solaires les plus performants sur le marché américain. Sun Power a lancé la série X avec une efficacité record de 21,5%.

• Ils sont peu encombrants: étant donné que ces panneaux solaires offrent les rendements les plus élevés en puissance, ils nécessitent également le moins d'espace possible par rapport aux autres types. Les panneaux solaires monocristallins produisent jusqu'à quatre fois plus d'électricité que les panneaux solaires à couche mince.

• Leur durée de vie est meilleure: la plupart des fabricants de panneaux solaires offrent une garantie de 25 ans sur leurs panneaux monocristallins.

• Ils ont tendance à mieux fonctionner que les panneaux solaires poly cristallins de classe similaire dans des conditions de faible luminosité.

Désavantage:

• C'est le plus cher

• Si le panneau solaire est partiellement recouvert d'ombre, de poussière ou de neige, tout le circuit peut tomber en panne.

• Une quantité importante de silicium d'origine finit par être gaspillée.

• Les panneaux solaires monocristallins ont tendance à être plus efficaces par temps chaud.

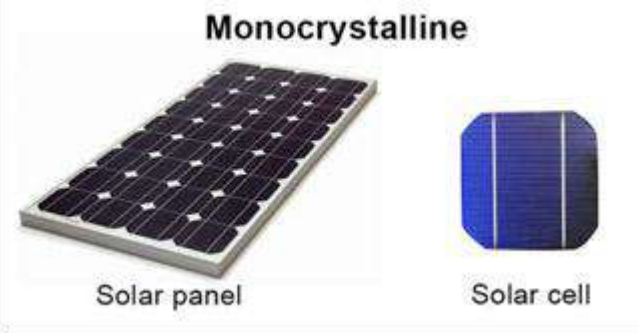


Figure I-10. Technologie monocristalline [24]

I.6.3.b. Silicium poly cristallin

Le silicium poly cristallin (mc-Si) a été introduit sur le marché en 1981. Contrairement aux panneaux solaires à base monocristalline, les panneaux solaires poly cristallins ne nécessitent pas le procédé Czochralski. Dans ce processus, le silicium de haute pureté est fondu dans un creuset. À ce stade, des dopants peuvent être ajoutés, en fonction du résultat de la plaquette. On ajoute souvent du Bore ou du phosphore pour changer le silicium en type p ou n et modifier ainsi les propriétés électroniques du silicium. Plongé dans le silicium fondu se trouve un germe cristallin monté sur une tige qui est lentement tiré vers le haut et mis en rotation. En contrôlant la vitesse de rotation, la vitesse de tirage et monocristallin, le lingot cylindrique peut être extrait [22] [23]. La figure I.11 illustre la technologie poly cristalline.

Voici le fonctionnement caractéristique du poly cristallin:

Avantage:

• Le processus de fabrication du silicium poly cristallin est plus simple et moins coûteux. La quantité de déchets de silicium est inférieure à celle des monocristallins.

• Les panneaux solaires poly cristallins ont tendance à avoir une tolérance à la chaleur légèrement inférieure à celle des panneaux solaires monocristallins. Cela signifie techniquement qu'ils fonctionnent légèrement moins bien que les panneaux solaires monocristallins à des températures élevées.

Désavantage:

• L'efficacité des panneaux solaires à base de poly cristallins est généralement de 13 à 16%. En raison de la pureté inférieure du silicium, les panneaux solaires poly cristallins ne sont pas aussi efficaces que les panneaux solaires monocristallins.

• Réduction de l'efficacité spatiale. Vous devez généralement couvrir une plus grande surface pour produire le même courant électrique que vous le feriez avec un panneau solaire en silicium monocristallin. Toutefois, cela ne signifie pas que chaque panneau solaire monocristallin a de meilleures performances que ceux à base de silicium poly cristallin.

• Les panneaux solaires monocristallins et à couche mince ont tendance à être plus esthétiques car ils ont un aspect plus uniforme par rapport à la couleur bleue mouchetée du silicium poly cristallin.

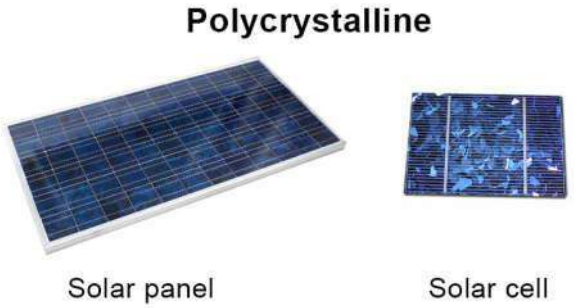


Figure I.11. Technologie poly cristalline [24]

I.6.3.c. Couche mince

Le dépôt d'une ou de plusieurs couches minces de matériau photovoltaïque sur un substrat est l'essentiel de la fabrication des cellules solaires à couche mince. Elles sont également connues sous le nom de cellules photovoltaïques à couches minces (TFPV). Les différents types de cellules solaires en couches minces peuvent être classés selon le type de matériau photovoltaïque déposé sur le substrat, par exemple: séléniure de cuivre-indium (CIS) et silicium amorphe (a-Si).

En fonction de la technologie, les prototypes de modules à couche mince ont atteint leur efficacité entre 7 et 13% et les modules de production fonctionnent à environ 9%. Les rendements futurs des modules devraient s'approcher des 10 à 16% environ [23] [25]. La figure 3.10 illustre la technologie des couches minces.

- **Séléniure de cuivre indium (CIS):**

La cellule solaire à couche mince de séléniure de cuivre et d'indium est constituée d'une fine couche de CulnSe2. Il a un support en verre ordinaire ou en métal flexible. Les cellules CIS ont une efficacité allant jusqu'à 14%.

Voici la caractéristique de fonctionnement du film mince de séléniure de cuivre-indium (CIS):

Avantage:

• L'actif ultérieur peut être poly cristallin, directement sur des feuilles de verre revêtues ou des bandes d'acier. Pour cette raison, l'utilisation de l'énergie est inférieure à la croissance de gros cristaux. En outre, les substrats peuvent être flexibles.

• La technologie CIS utilise moins de cadmium.

• Les cellules solaires CIS ont une meilleure résistance à la chaleur que les cellules solaires au silicium.

Désavantage:

• Les cellules solaires CIS sont moins efficaces que les cellules solaires au silicium cristallin. Cependant, ils ont une très bonne efficacité par rapport au reste de la cellule des technologies à couches minces.

• Le coût des cellules solaires CIS est loin d'être compétitif par rapport aux cellules poly cristallines; leur coût les empêche de rivaliser avec le prix actuel du réseau.

- **Silicium amorphe (a-Si):**

La cellule solaire au silicium amorphe a été la première cellule solaire à film mince. Il a une forme simple et une seule structure p-i-n. Cette technologie est couramment utilisée dans les calculatrices et les petits appareils électroniques. La cellule solaire en silicium amorphe est la plus développée de la technologie des couches minces

Voici la caractéristique de fonctionnement du film mince de silicium amorphe:

Avantage:

• La production en masse est simple. Cela les rend potentiellement moins coûteux à fabriquer que les cellules solaires à base de cristaux.

• Leur apparence homogène les rend plus attrayantes.

• Peut être rendu flexible, ce qui ouvre de nombreuses nouvelles applications potentielles.

• Les températures élevées et les ombres ont moins d'impact sur les performances des panneaux solaires.

• Dans les situations où l'espace n'est pas un problème, des panneaux solaires à couche mince peuvent avoir un sens.

Désavantage:

• Les panneaux solaires à couche mince ne sont généralement pas très utiles dans la plupart des situations résidentielles. Ils sont bon marché, mais ils nécessitent également beaucoup d'espace. Les panneaux solaires monocristallins de Sun Power produisent jusqu'à quatre fois plus d'électricité que les panneaux solaires à couche mince pour le même espace.

• La faible efficacité spatiale signifie également que les coûts des équipements PV (structures de support et câbles, par exemple) vont augmenter.

• Les cellules solaires à couche mince ont tendance à se dégrader plus rapidement que les cellules solaires monocristallines et poly cristallines. C'est pourquoi elles ont généralement une garantie plus courte.



Figure I.12. Technologie des couches minces [26]

I.6.3.d. Multi-jonction

Les cellules solaires à jonctions multiples ont plusieurs jonctions p-n provenant de différents matériaux semi-conducteurs. Cette structure de la cellule solaire à jonctions multiples est autorisée à utiliser davantage de spectres solaires. En d'autres termes, grâce aux différents matériaux, la cellule solaire est capable d'absorber une large gamme de longueurs d'onde. Il existe peu de modèles de cellules solaires à jonctions multiples, de deux jonctions p-n à quatre jonctions p-n. Théoriquement, le nombre de jonctions n'est pas limité, mais aujourd'hui, le maximum de jonctions dans une cellule solaire à jonctions multiples est de

Quatre cellules solaires à jonctions multiples avec plus de jonctions seront plus efficaces en raison de la plage de longueur d'onde d'absorbance plus large. Par conséquent, la cellule

Solaire à jonctions multiples est beaucoup plus efficace que n'importe quelle technologie de cellules solaires et son efficacité peut atteindre environ 46%. La figure 3.11 montre l'absorbance de différentes longueurs d'onde de la cellule solaire à jonctions multiples [27].

Voici la caractéristique de fonctionnement de la multi-jonction:

Avantage:

• Les cellules solaires multi-jonctions ont un rendement très élevé par rapport à toute autre technologie de cellules solaires.

• Mieux dans les situations où il y a un manque d'espace en raison de la possibilité de convertir une grande quantité de lumière directe du soleil avec une petite partie de la cellule solaire.

• Avoir la possibilité d'absorber une large gamme de longueurs d'onde.

Désavantage:

• Les cellules solaires multi-jonctions sont assez coûteuses comparées à toutes les autres technologies de cellules solaires.

• Les matériaux utilisés et le processus de fabrication sont complexes.

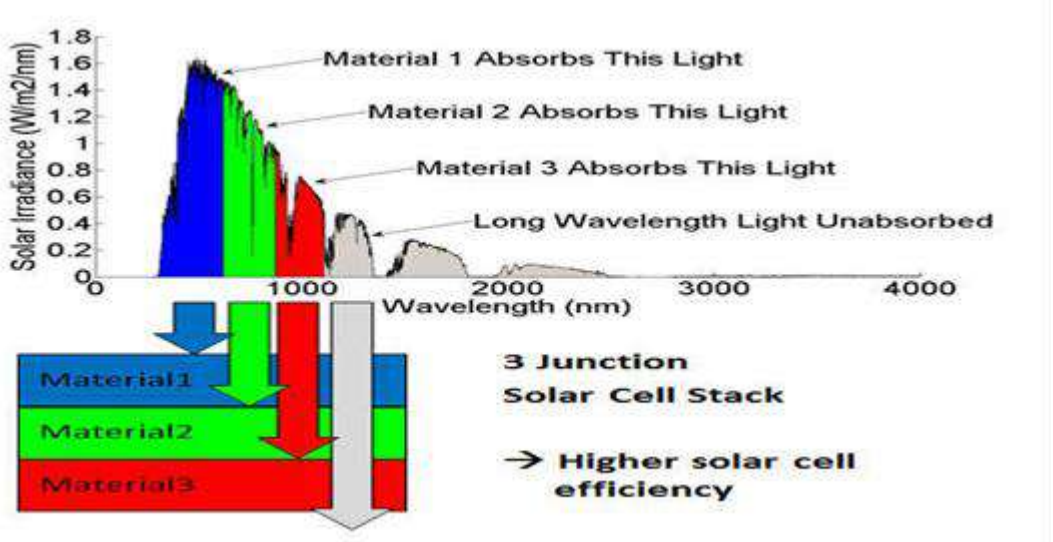


Figure I.13. Absorbance en longueur d'onde d'une multi-jonction [28]

I.6.4. De cellule unique à module PV

Normalement, les cellules solaires ne sont pas utilisées séparément. Au lieu de cela, les cellules sont connectées à un module / panneau afin d'atteindre des valeurs de puissance plus élevées. Le module solaire est l'assemblage des cellules solaires en une unité. Les cellules solaires sont connectées en série. La connexion de plusieurs chaînes parallèles crée le module solaire. Les cellules du module sont recouvertes d'un matériau de protection, encadrées d'aluminium et recouvertes d'un verre transparent. Le module solaire est construit de manière à pouvoir fonctionner efficacement pendant des décennies. Le panneau est résistant à la pluie, au vent et à la grêle. Ces modules sont connectés à la construction de la matrice afin de fournir diverses applications avec une plage de puissance différente [30].

I.6.5. Système d'alimentation photovoltaïque

Les systèmes d'alimentation photovoltaïque sont conçus pour une variété d'applications, généralement des systèmes domestiques et à grande échelle. Cette thèse portera sur le système PV connecté au réseau. Il existe trois types de systèmes d'alimentation photovoltaïque:

• Système PV connecté au réseau.

• Système PV autonome.

• Système PV hybride.

I.6.5.a. Système PV autonome

Les systèmes photovoltaïques autonomes fonctionnent de manière indépendante et sont généralement utilisés dans des zones isolées où le réseau électrique n'arrive pas ou où les frais de connexion pour l'accès au réseau sont trop coûteux par rapport à l'alternative. Les systèmes photovoltaïques autonomes ne sont pas connectés au réseau électrique. L'électricité CC est produite par le générateur photovoltaïque, stockée dans des batteries et alimente la charge CC. Le courant continu généré est également converti en courant alternatif pour alimenter l'électricité domestique ou à des fins commerciales.

Les systèmes d'alimentation autonomes sont ce qu'il y a de mieux pour les villages isolés et l'électrification de projets temporaires éloignés. En outre, ces systèmes fournissent une source d'électricité fiable et disponible, en particulier dans les zones rurales isolées, qui

ne produisent leur électricité que par des générateurs diesel. Le plus gros avantage de ce système est que

L'électricité produite qui entre dans les batteries est stockée et que le surplus d'électricité (pendant la journée) fournit l'électricité nécessaire pendant la nuit. La figure 4.2 montre la structure du système photovoltaïque autonome [33].

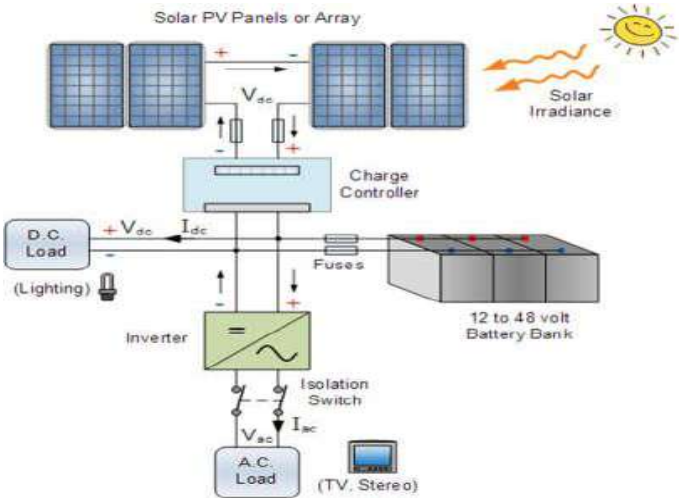


Figure I.14. Système photovoltaïque autonome [32]

I.6.5.b. Système PV connecté au réseau :

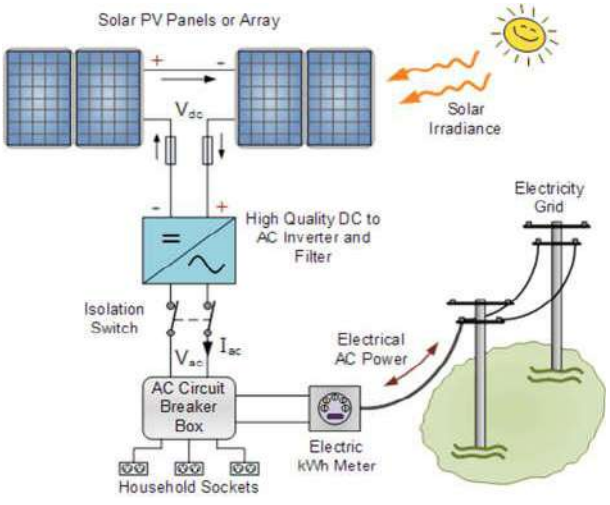


Figure I.15. Système photovoltaïque connecté au réseau [32]

I.6.5.c. Système PV hybride :

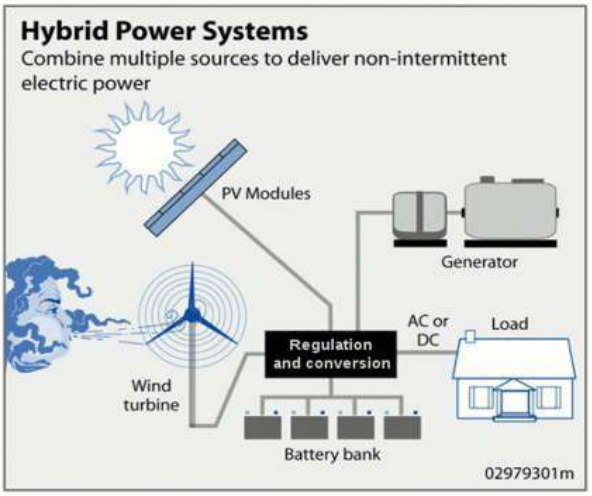


Figure I.16. Système hybride [34]

Conclusion :

Dans ce chapitre on a élaboré en bref les conditions et la disposition du gisement Solaires au monde et particulièrement celui disponible en Algérie, puis on a aussi cité les différents types des générateurs PV pour une utilisation optimale ;

Le prochain chapitre sera consacré à la conception et dimensionnement de pompage solaires.

Introduction :

L'évolution de la vie a été possible grâce à la présence de l'eau. Cependant, bien qu'existant en quantité abondante, seule une petite portion de cette eau est réellement disponible pour la consommation humaine ou animale. Les eaux salées des mers et des océans représentent près de 97% du volume total d'eau de notre planète, et une grande partie des 3% restants se trouve bloquée sous forme de neige, de glaciers ou d'eaux souterraines profondes. La quantité d'eau douce sous forme liquide représente environ 0,6%du volume total d'eau, dont seulement 0,014 % est facilement exploitable en tant qu'eaux de surface ou nappes phréatiques peu profondes

II.1.Différentes méthodes de pompage photovoltaïque

Pour pomper l'eau avec un système photovoltaïque, deux (2) techniques sont possibles [3]
Pour la première technique, l'énergie solaire est consommée en « temps réel » ; on parle alors d'un « Pompage au fil du soleil (sans batterie) ». Cette technique permet d'utiliser directement une puissance continuellement variable, celle issue des modules photovoltaïques. Le débit de pompage va donc évoluer avec l'intensité de l'ensoleillement. En effet dans cette première technique, c'est l'eau elle-même qui est pompée et stockée lorsqu'il y a suffisamment d'ensoleillement, dans un réservoir à une hauteur au-dessus du sol. Elle est ensuite distribuée par gravité au besoin.

La deuxième technique consiste à utiliser un stockage d'énergie cette fois-ci, via des batteries (pompage avec batterie). Ces batteries stockent l'énergie produite par les cellules photovoltaïques lors des périodes d'ensoleillement afin de pouvoir restituer cette énergie pour pomper l'eau en temps voulu. Le débit de pompage peut se faire à la demande, lorsque les utilisateurs en ont besoin.

Le pompage au fil du soleil doit être privilégié systématiquement, compte tenu du coût des batteries et du maillon faible qu'elles représentent dans un système photovoltaïque du fait de leur durée de vie limitée. Néanmoins, il présente certains inconvénients qu'il ne faut pas négliger lors de son choix (voir tableau 1).

Les avantages et inconvénients des deux (2) techniques de pompage photovoltaïque sont résumés dans le tableau 1 ci-après :

Tableau II.1 : *Les avantages et inconvénients des pompages au fil du soleil et avec batteries [3 ;4]*

Méthodes de pompage	Avantages	Inconvénients
Pompage au fil du soleil	▪ Economie du coût des batteries et par conséquence leur maintenance ▪ Système photovoltaïque plus simple, plus fiable et moins coûteux ▪ Meilleur rendement énergétique	▪ Perte d'énergie au début et à la fin de la journée ▪ Le débit de la pompe n'est pas constant et le rabattement du forage peut-être trop élevé durant certaines périodes de la journée.
Pompage avec batterie	▪ Débit de la pompe régulier et à pression fixe ▪ Possibilité de pomper l'eau lorsque le soleil est absent.	▪ Coût élevé d'entretien et maintenance des batteries ▪ Changement des batteries tous 5 à 7 ans ▪ Les batteries introduisent un certain degré de perte de rendement d'environ 20% à 30% de la production d'énergie. ▪ Coût élevé du système photovoltaïque

II.2. Etude des différents composants du système de pompage photovoltaïque

Le pompage de l'eau est l'une des applications les plus courantes utilisant de l'énergie solaire pour l'irrigation ou l'alimentation en eau potable. La performance du pompage photovoltaïque dépend des caractéristiques du site (ensoleillement, température, obstacles géographiques), du rendement des modules photovoltaïque, mais aussi des caractéristiques des autres équipements (modules photovoltaïque, onduleur, moteur, pompe, etc..).

Le système de pompage photovoltaïque est généralement composé de :

- Le générateur photovoltaïque ; (vu au chapitre I)
- Le groupe électropompe ;
- L'électronique de commande et de contrôle ;
- La partie stockage le cas échéant ;

II.2.1. Le groupe électropompe

Le groupe électropompe est constitué d'un moteur électrique et d'une pompe.

a)Pompe

Une pompe est un dispositif permettant d'aspirer et de refouler un fluide.

Les pompes à eau sont habituellement classées selon leur principe de fonctionnement, soit de type volumétrique ou centrifuge. A part ces deux classifications on distingue 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
[3].

La hauteur d'aspiration de n'importe quelle **pompe à aspiration** est limitée à une valeur théorique de 9,8 (pression atmosphérique en mètres d'eau) et dans la pratique à 6 à 7 mètre. Ces pompes sont donc toujours installées à une hauteur inférieure à celle-ci. Elles 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, dans ce cas la transmission de puissance se fait alors par un long arbre reliant le moteur à la pompe qui engendre des pertes mécaniques.

Les pompes volumétriques transmettent l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de va et vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement. Ces pompes aspirent le fluide par l'accroissement d'un volume puis refoulent par diminution de ce même volume.

Les pompes centrifuges transmettent l'énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation de roues à aubes ou d'ailettes. L'eau entre au centre de la pompe et est poussée vers l'extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubages. Elles utilisent les variations de vitesse du fluide pompé combinée avec l'effet de la force centrifuge pour obtenir un accroissement de pression.

Tableau II.2. *Caractéristiques des pompes volumétriques et centrifuges [3 ;6]*

Les pompes volumétriques	Les pompes centrifuges
-Faible débit et une grande hauteur manométrique totale -Le débit et la puissance absorbée sont proportionnels à la vitesse -Le couple est fonction de la HMT -Le couple de démarrage est de 3 à 5 fois le couple nominal	-Grand débit -Le débit est proportionnel à la vitesse lorsqu'elle atteint une certaine valeur -La puissance absorbée est proportionnelle au cube de la vitesse -Le Couple est fonction du carré de la vitesse -La pression est proportionnelle à la vitesse -Couple de démarrage est quasiment nul qui est intéressant dans l'application du système photovoltaïque car la pompe peut tourner à un faible ensoleillement et le moteur peut avoir une vitesse de rotation rapide, à peu constant.

B) Moteur

Le moteur d'un groupe électropompe convertit l'énergie électrique en énergie mécanique. Il peut être à courant continu ou alternatif. Dans le cas où le moteur est à courant alternatif, un convertisseur électronique appelé onduleur est nécessaire pour convertir le courant continu provenant du générateur photovoltaïque en courant alternatif.

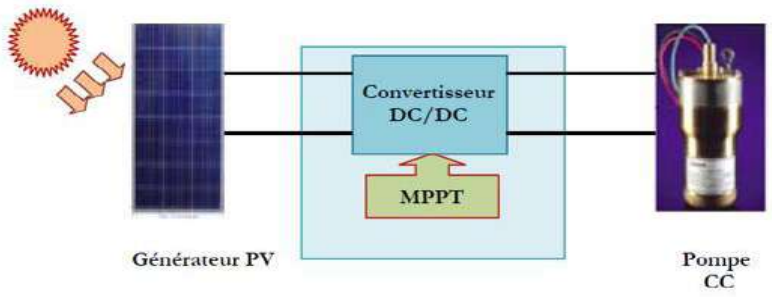


Figure II.1.*Diagramme du pompage PV par motopompe à CC [7]*

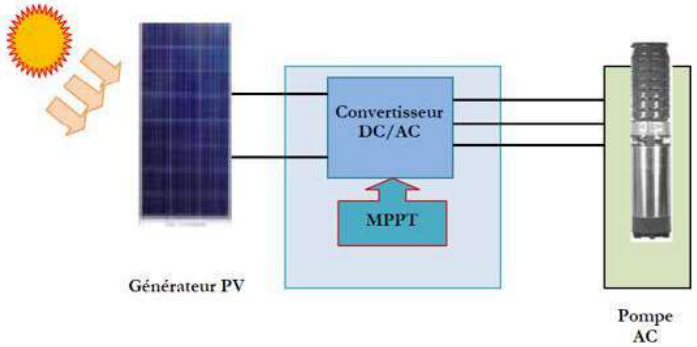


Figure II.2. *Diagramme du pompage PV par motopompe à AC [8]*

II.2.2. L'électronique de commande et contrôle

Le dispositif de commande et de contrôle est assuré par un onduleur ou hacheur.

a • **Le convertisseur DC/DC (hacheur)**

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

b • **Le convertisseur DC/AC (onduleur)**

Le convertisseur DC/AC assure le transfert optimal de puissance du générateur solaire vers le groupe électropompe et protège la pompe contre le fonctionnement à vide lorsqu'il n'y a pas d'eau dans le puits. Le rendement de l'onduleur est généralement élevé pour valoriser au mieux l'énergie produite par le générateur. Il est de l'ordre de 95 % au point de fonctionnement nominal [3].

Caractéristiques de fonctionnement les plus importants :

- Tension et courant d'entrée/sortie
- Forme de l'onde
- Limites de la tension d'entrée
- Basse de consommation et haut rendement
- Puissance de sortie
- Capacité de surcharge
- Facilité la réparation et la maintenance
- Fonctionnement dans les points de puissance maximale
- Conditions ambiantes (température de fonctionnement)

II.2.3. Stockage

Le stockage d'énergie peut se faire de deux façons : stockage électrique ou stockage d'eau. Cette dernière méthode est souvent adoptée car il est plus pratique de stocker l'eau dans des réservoirs que l'énergie électrique des accumulateurs lourds, coûteux et fragiles. Le réservoir ne requiert pas d'entretien complexe et est facile à réparer localement.

Aussi, le système de stockage avec batterie génère un coût additionnel, des problèmes de maintenance des batteries et de l'obligation les remplacer après 3 à 5 ans d'usage. De plus le rendement énergétique est dégradé avec des accumulateurs.

Dans le cas de notre étude, nous retenons la méthode de pompage au fil de soleil car la demande en eau n'est pas régulière dans la localité d'étude, elle se fait notamment pendant la journée.

II.3.Methodologie de conception du système de pompage photovoltaïque

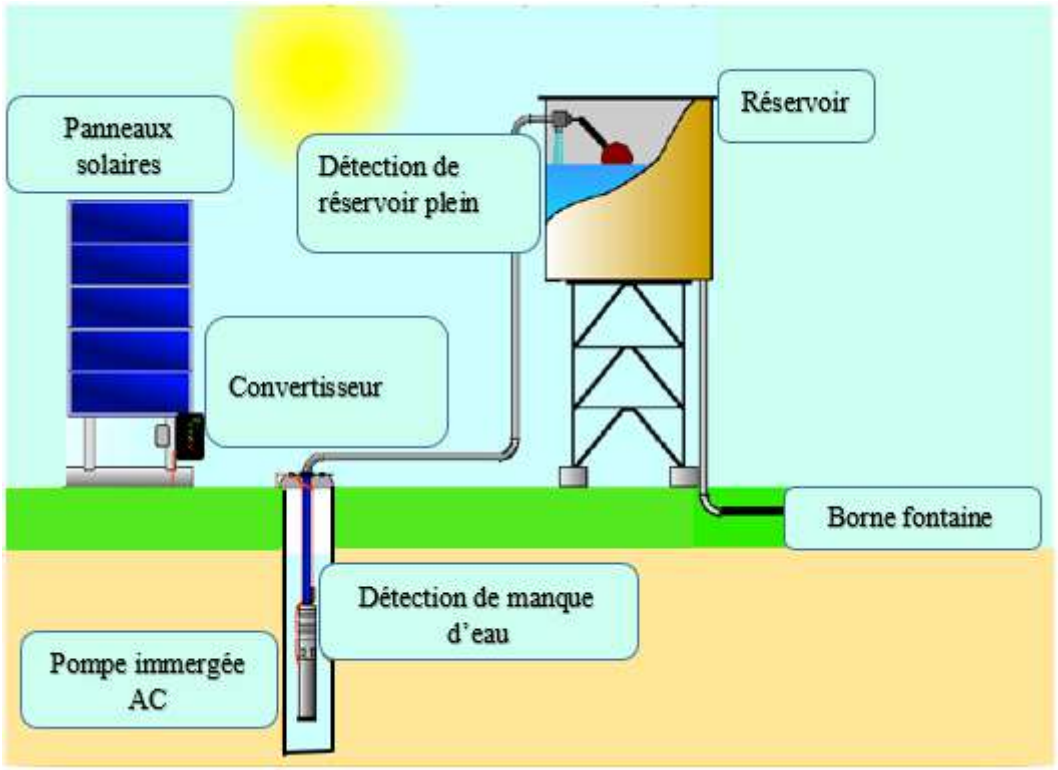


Figure II.3. *Schéma du principe de pompage au fil du soleil [8]*

Le dimensionnement du système de pompage photovoltaïque au fil du soleil concerne essentiellement le calcul de la puissance crête du générateur photovoltaïque, le choix de la pompe et le choix du contrôleur répondants au service requis dans les conditions de référence. La démarche analytique adoptée dans le cadre de notre étude s'articule autour de quatre (3) étapes suivantes :

II.4. Besoins journaliers en eau

II.4.1. Détermination de la consommation spécifique (Cs)

L'estimation des besoins en eau constitue la base du dimensionnement de système de pompage solaire photovoltaïque. Elle correspond au débit total nécessaire pour satisfaire les besoins de l'ensemble de la ferme.

La détermination des besoins en eau pour la consommation d'une donnée

Dépend essentiellement de son mode de vie. Ainsi les besoins peuvent être estimés sur la base des

Enquêtes socioéconomiques ou en se basant sur des ratios de consommation établis par des

Organismes internationaux tels que l'OMS (voir le tableau 4 ci-dessous).

Tableau II.3. *Consommation spécifique donnée par l'OMS [6]*

Humain	
5 l/jour	Survie
10 l/jour	Minimum admissible
30 l/jour	Condition de vie normale en Afrique
Animaux	
Bœuf 40 l/jour	Mouton- Chèvre 5l/jour Cheval 40 l/jour
Âne 20 l/jour	Chameau 20 l/jour (réserve de 8 jours)
Irrigation	
Riz	100 m3/jour/ha
Graines	45 m3/jour/ha
Canne à sucre	65 m3/jour/ha
Coton	55 m3/jour/ha

La base des objectifs actuels des organismes de financement pour les besoins unique de

L'homme est de 20 litres/jour/personne.

II.4.2. Estimation de la population

L'évaluation du nombre d'habitants se fait sur la base du taux d'accroissement annuel de la population. Pour notre étude, l'horizon du projet est de 25 ans. La détermination du nombre d'habitants de l'année 2041 a été faite selon la relation suivante [9] :

$$\boldsymbol{Pn = (1+\tau)} \quad \textbf{(1)}$$

Avec :

Pn : nombre d'habitants à l'horizon 2041

τ : taux d'accroissement annuel de la localité

$P0$: nombre d'habitants en 2016

n : durée du projet (25 ans)

II.4.3. Estimation de la demande journalière en eau :

Dans notre étude, les demandes journalières sont en général constituées essentiellement de la demande domestique. L'estimation de ces demandes s'est faite selon les formules suivantes

Demande journalière moyenne Djm ($m3/j$) : $\boldsymbol{Djm=1, (CS \times Pn1000)}$ (2)

Demande journalière de pointe Djp ($m3/j$) : $\boldsymbol{Djp = Djm \times Cpj \times Cps}$ (3)

Avec :

CS : Consommation spécifique 20 litres/jour/personne.

Cpj : Coefficient de pointe journalier généralement compris entre 1,05 et 1,15 [9]

Cps : Coefficient de pointe saisonnière généralement compris entre 1,1 et 1,2 [9]

Les pertes sont estimées à 10 % des besoins journaliers moyens.

II.5. Dimensionnement et choix de la pompe (Annexe –F-)

II.5.1 Détermination du débit horaire de la pompe en (m3/h)

Pour estimer le débit maximal de la pompe en m3/h, on prend approximativement la Valeur de la demande journalière de pointe Djp à l'horizon 2041 qu'on divise par 4,31 qui est le nombre heures d'ensoleillement maximal. Le débit horaire de la pompe est calculé de la manière Suivante [8] :

$\boldsymbol{Qp=DjpHi}$ ……(II.1)

Avec :

Hi: Nombre d'heure d'ensoleillement (de référence 4,31 h/j)

II.5.2. Calcul de la hauteur manométrique totale (HMT)

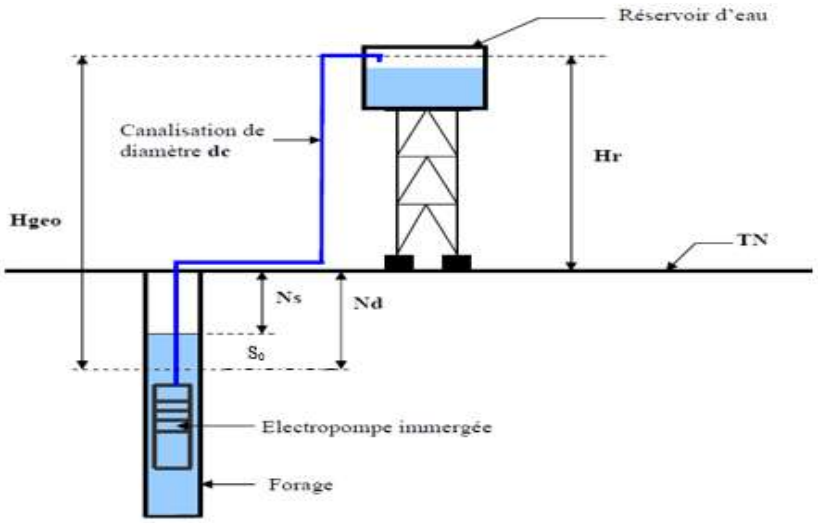


Figure II.4. *Système de pompage photovoltaïque avec stockage [6]*

La hauteur manométrique totale dépend de la hauteur géométrique d'élévation et des pertes de charge. Les pertes de charge dites de friction dépendent du diamètre, de la longueur, de la rugosité de la conduite, et du débit, tandis que les pertes de charge singulières sont dues à la présence d'accidents sur la canalisation tels que les vannes, les coudes, clapet, les filtres, les débitmètres, etc.

Cette hauteur peut être calculée comme suit :

HMT=$\boldsymbol{Hg\acute{e}o}$+$\Sigma\boldsymbol{Pdc}$ ……..(II.2)

Où

ΣPdc: Pertes de charges (linéaires et singulières).

$Hg\acute{e}o$: Hauteur géométrique = Niveau dynamique (Nd) + Plan d'utilisation (Hr)

Le niveau statique (Ns) est la distance du sol à la surface de l'eau avant pompage.

Le niveau dynamique (Nd) est la distance du sol à la surface de l'eau pour un pompage à un débit donné.

La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique est appelée rabattement S0.

Ce rabattement sera calculé par la formule de **Jules Dipuit [11 ; 12]** :

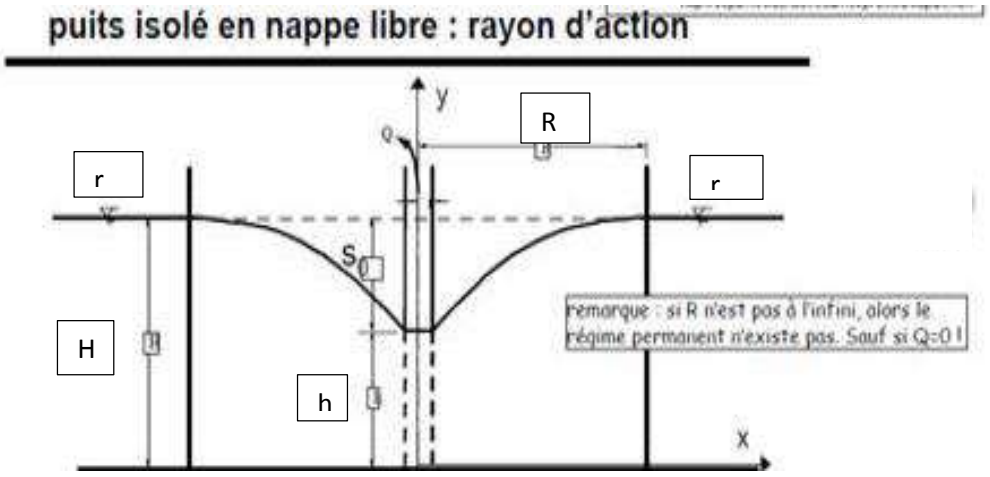


Figure II.5. *Formule de Jules Dipuit [12]*

La formule de **Jules Dipuit : Q**= $(\boldsymbol{H2-h2})\ \boldsymbol{ln}\ (\boldsymbol{Rr})$ (6)

La formule empirique de **Sichardt : R**=$\mathbf{3}\ (\boldsymbol{H-h})\ \sqrt{\boldsymbol{K}}$ (7)

H : Epaisseur de la partie saturée en (m)

Q : Débit de pompage en (m3/s)

K : Perméabilité du sol en m/s

r : Rayon du forage

R : Rayon d'action ou d'influence du cône de dépression en (m)

h: Hauteur d'eau dans le forage pendant le pompage en (m)

$\boldsymbol{S0}$: Rabattement (m)

Après avoir déterminé la HMT et le débit de pompage, on se réfère aux catalogues des constructeurs des pompes pour choisir la pompe qui répond aux exigences

II.5.3. Détermination de la capacité de stockage

Le réservoir sert non seulement à stocker de l'eau mais il constitue aussi un régulateur de débit. Ainsi, la capacité utile du réservoir sera déterminée pour qu'elle puisse permettre de stocker les excédents de pompage pendant les heures de faibles consommations et de compenser le déficit entre le pompage et la consommation.

Pour la détermination de la capacité utile du réservoir, nous avons utilisé la méthode de calcul par le tableau.

Conclusion

Dans le présent chapitre, on a pu voir les différents types des pompes hydraulique utilisé dan le pompage solaires leurs domaine d'application ainsi que les étapes à poursuivre pour l'installation, le dimensionnement pour un rendement optimale ; par la suite on fera une étude personnalisé de le système d'une ferme agricole.

Introduction

Il s'agit d'une petite exploitation agricole dans le sud algérien exemple d'électrification rurale. Car le système et complètement autonome.
Loin de saisir tous les enjeux de ce développement spécifique du photovoltaïque, détailles ce modeste exemple nous permet de mettre en lumière les éléments suivants:
-le photovoltaïque permet de subvenir à des besoins vitaux dans les régions reculées alimentation en eau, éclairage communication;
-un rayonnement solaire plus élève qu'en Europe et plus constant dans l'année conduit à des systèmes moins conséquents pour un service équivalent.
Comme pour les antres cas, nous abordons le problème d'un point de vue technique .et présentons dans l'ordre : l'expression des besoins, puis les récepteurs choisis et le système photovoltaïque à mettre en œuvre, enfin, nous donnons le plan de l'installation complète.

III.1. Expression des besoins :

III.1.1.Situation et activité :

La ferme fait partie d'un hameau isole, situe à l'intérieur des terre au sud-ouest de l'Algérie a Bechar. Le climat et sec, avec une saison sèche et chaude suivie d'une saison assez chaude et peut humide, la fin de la saison chaude étant marquée par les pluies d'octobre.la température moyenne est située aux alentours de 30c-42c en été et de 22c-30c en hiver.
Vit la une famille de trois personne, dont l'activité et double: l'élevage de chèvres (50 bêtes), ces bêtes fournissent du lait qui est directement collecte par une coopérative pour la consommation locale ou la confection de fromages sur un autre site, quant aux légumes issus des cultures, ils sont vendus sur le marché local.
Notons que cette famille dispose d'un véhicule pour se rendre en ville, ils s'approvisionnent régulièrement en gasoil. D'ailleurs, avant de développer ces activités agricole et de recouvrir a une installation photovoltaïque, ils ont démarré dans ces locaux en s'alimentant en électricité à l'aide d'un groupe électrogène .mais son usage trop fréquent était bruyant et il arrivait en fin de vie.
De là est venu la motivation de passer au solaire.

Tableau III.1.Données climatiques à Béchar**.**

Mois	jan.	fév.	mars	avril	mai	juin	jui.	août	sep.	oct.	nov.	déc.	année
Température minimale moyenne (°C)	1	4	8	12	16	21	25	25	20	13	7	2	**13**
Température moyenne (°C)	8	11	15	19	23	28	32	31	26	20	13	9	**20**
Température maximale moyenne (°C)	15	18	22	26	30	35	40	38	33	27	20	16	**27**
Précipitations (mm)	0	0	10	0	0	0	0	0	0	10	10	0	**80**

III.2. Besoin en en énergie

Nous allons lister d'abord les besoins sans préjuger de la solution énergétique à mettre en place.

III.2.a.Alimentation en eau

Cette eau et nécessaire aux hommes, aux bêtes et aux cultures.

pour les besoins domestiques, en considère l'eau de boisson, de cuisinée l'eau de sanitaire. En compte100 litres par personne et par jour. Pour les animaux on a besoin de 5 litres à boire par tête et par jour. Soit 250 litres par jour pour 50 tête .quant au maraichage, il requérir en moyenne 350 litre par jour pendent la haute saison de mars a septembre.

Le tableau ci-dessus récapitule ces consommations.

Tableau III.11.Besoin journalier en eau (litre) [14].

	Mars-septembre	Octobre-Février
Hommes	**300**	**300**
Bêtes	**250**	**250**
Cultures	**350**	**200**
Total	**900**	**750**

III.2.b.Consommation électrique domestique

Pour la maison et l'étable, il faut 12 points lumineux fonctionnant en moyenne 5 heures/jour, compte nu de la chaleur, on souhaite placer aussi un ventilateur au plafond de la pièce principale d'habitation. En ce qui concerne le reste de l'électroménager, il y a une TV, qui fonctionne 4heures/jour, et un réfrigérateur de 140 litres pour les produit alimentaire. Occasionnellement, un outillage portatif de 500 W-230VACest utilise ½ heure à 1 heure

III.2.c.Consommations électrique agricoles

Le seul appareil agricole de la ferme nécessitant de l'énergie électrique (en dehors du pompage de l'eau) est un appareil de traite pour le lait des chèvres chaque chèvre produit 3 à 4 litres par jour. Cet engin doit extraire 150 à 200 litres de lait par jour pour 50 bête .les autres tâches liées à l'activité de culture maraichère sont manuelles.

III.2.d.Autres consommations électriques

Un ordinateur de 150w en 230vac est utilisé 2h le soir pour la comptabilité de la ferme notamment. Sinon, pour communiquer avec l'extérieur, la famille possède des téléphones GSM qui est relaye par une station située sur une hauteur à quelques Km. Comme la région est peu accidentée lis n'ont pas trop de problème de communication.

III.3. Choix des récepteurs et consommation :

Afin de consommer le minimum d'énergie et réduire autant que possible la taille de l'alimentation photovoltaïque, en privilège les appareils de faible consommation et les appareils en continu.

III.3.1. Pompage de l'eau :

La ferme dispose d'un puits situe à 200m de l'habitation, la surface de l'eau est à 25m de profondeur, vu la distance au bâtiment, on envisage une installation de pompage solaire indépendante du reste. On l'appelle (système de pompage) et l'autre qui alimente la maison et l'étable (système principal).les cultures maraichères serrant installées à proximité immédiate du puits, avec un terrassement astucieux en pente douce, compatible avec une irrigation par ruissellement.il faut donc monter l'eau sur une hauteur de 30m (en comptant la

Citerne et la profondeur d'immersion de la pompe), et le stocker dans une citerne pose a même le sol. La dimension de cette citerne est calculée pour permettre un stockage de 4 jours l'été, pour le cas de mauvais temps afin de ne pas Interrompre la fourniture. Cela donne un volume de 4*400=3600 litres minimum (4m cube par exemple).
Les occupants des lieux, habitues à puiser de l'eau au puits pour leurs besoins domestiques, ne demandent pas l'eau courante. Ils viendront se servir dans ce réservoir à l'aide de jerricans pour leur consommation domestiques .les bêtes, elles, pourront boire dans un abreuvoir qui sera alimente directement à partir de la citerne par gravite.
Pour remplir ce réservoir, on donc besoin d'une pompe permettant d'extraire entre 550 et 900 litre par jour à une profondeur de 30m [10].

III.3.2.Engin de traite :

Un appareil de traite développe en 24 VDC va être employé sur cette ferme. D'une puissance de 1120W pour le modèle qui traite 4 a 5 bêtes en simultané, il consomme 3 fois moins d'énergie qu'une machine à moteur triphasé; il suffit de 12Wh par litre de lait .comme il y a 50 bêtes et que chacune produit 3a 4 litres par jour max, la consommation électrique pour ce poste sera 12*50*4=2400Wh/jour.

III.3.3.Appareils domestiques :

On choisit pour l'éclairage des **lampes fluorescentes**, en 24VDC également, de 10W, il s'agit de lampes flux type U avec un rendement de 60L/W ce qui est tout à fait correct.
Pour la **ventilation**, on choisit un appareil classique, un plafonnier avec de grandes pales, entrainé par un moteur à courant continu, et réglable par un régulateur de vitesse. Sa puissance nominale est de 20Wet une estime de 6 heures d'utilisation par jour.
Le téléviseur est en 12VDC et elle ne consomme que 60W. Si l'on arrive à la conclusion que le système PV doit être en 24VDC/12VDC et la consommation 60W devra être augmenté à cause du rendement de 80% de ce dernier. On introduira donc cette correction au départ.
Le réfrigérateur est choisi pour sa faible consommation, avec un compresseur à courant continu de 24VDC et une armoire à isolation renforcée pour un minimum de déperdition sa consommation est estimée à 500Wh/J.
L'outillage portatif en 230VAC d'une puissance de 500Wa nécessairement besoin d'un onduleur pour son fonctionnement est en devra tenir compte de son rendement.

On prend un onduleur sinusoïdal pour que le moteur ne chauffe pas, ainsi, on peut aussi alimenter **l'ordinateur** avec.

III.3.4.Bureautique et téléphonie :

L'ordinateur retenu ici est un appareil classique qui fonctionne en 230VAC (ce n'est pas un portable) .il consomme 150W en régime permanant et son utilisation ne devrait pas dépasser 2 h/jour.

On choisit pour l'alimenter, ainsi que l'outillage décrit ci-dessus, un onduleur sinusoïdal performent, avec un minimum de distorsion harmonique - 3% pour le respect du moteur et un max de rendement 85-90%selon la puissance.

Comme en doit disposer d'une puissance de 500W pour l'outillage, un onduleur de 800VA en régime permanant a été retenu. Cela permet d'avoir un peu de marge pour un futur matériel plus puissant est ce modèle est compatible avec la puissance au démarrage de l'outillage (plus élevée qu'en régime permanant).

Comme pour tout récepteur alimente au travers d'un convertisseur, la consommation globale de l'onduleur devra tenir compte de son rendement.

NB: cet onduleur aura donc 2 usages, a des moments choisit par les utilisateurs. Il sera mis en route que a la demande, et ne sera jamais mis en mode 'attente' car les courants a se mode sont loin d'être négligeables.

III.4. consommations totale :

Le **tableau III.3**.récapitule toutes les consommations électriques que doit alimenter le système photovoltaïque principal. Celle de la pompe photovoltaïque est alimenter par un système sépare comme nous l'avons vu plus haut.

Tableau III.3.bilan de puissance global.

	Tension (V)	Puissance en régime permanent (W)	Rendement de conversion	Puissance Corrigée du rendement (W)	Durée d'utilisation par jours (h)	Consommation électrique (Wh/J)
Engin de traite	24 VDC	1120	-	1120	-	2400
Eclairage	24 VDC	120	-	120	5	600
Ventilation	24 VDC	20	-	20	6	120
Télévision	12 VDC	60	0.8	75	4	300
Réfrigération	24 VDC	70	-	70	-	500
Ordinateur	230VAC	150	0.85	188	2	376
Outillage portatif	230VAC	500	0.85	588	0.5	294
Total				2181		4590

III.5. Dimensionnement et installation des systèmes photovoltaïque :

III.5.1. Rayonnement solaire :

Les données d'ensoleillement que nous allons utiliser sont celles relevées a **knadsa Bechar** 31° 37′ 00″ de latitude nord, 2° 13′ 00″ ouest et altitude 773m. Ce site est le plus proche de notre installation pour lequel on dispose de données métrologique. La courbe de la **figure III.1** donne le rayonnement annuel.

On notera également qu'en s'inclinant vers le sud, on bénéficie d'un rayonnement d'hiver moyen, et bon en été.

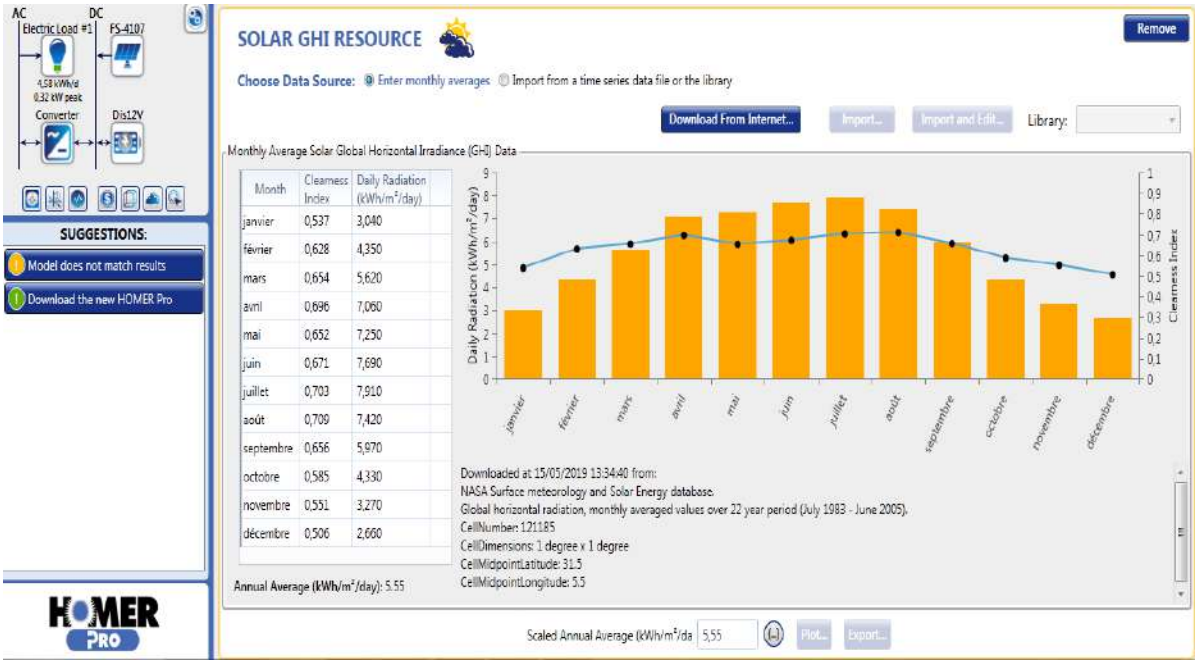


Figure III.1.Le rayonnement annuel à el kenadssa [15].

- Quelle exposition pour les modules ?

Il y a 2 systèmes photovoltaïques Independent à installer : le système principal et celui de la pompe.

Rien n'oblige à placer les modules dans la même direction sur les deux. Or ils n'ont pas les mêmes exigences de ce point de vue.

La pompe elle, va réclamer plus d'énergie en été puisque le besoin en eau est supérieur à cette période; on donc intérêt a placé les panneaux à l'horizontale, pour maximiser l'énergie reçue en été. Pour permettre l'évacuation des eaux de pluie, il est préférable cependant d'incliner légèrement les modules (de 5 à 10° environ). Et cet écart à l'horizontale ne provoquera qu'une très faible réduction du rayonnement reçu.

Par contre, la consommation électrique de notre système principal (4.59kWh/jour) est constante tout au long de l'année, il faut donc optimiser l'inclinaison des modules de façon à maximiser la valeur minimale reçue dans l'année. C'est à 40° vers le Sud que l'on obtient ce résultat, avec un rayonnement global journalier toute l'année supérieure ou égale à 2.66KWh/jour. C'est cette exposition optimale pour la latitude de notre site (latitude du lieu + 10 dégrée), pour une utilisation annuelle, qu'il faut appliquer pour ce deuxième système.

III.6. Système de pompage

III.6.1. Choix du matériel

Le puits étant à 30m de profondeur, la pompe choisit sera de type immergée (les pompes de surface ne sont pas adaptées à des forages plus profonds que 6m en général .son système photovoltaïque, le, sera indépendant du système principal.

Les performances de pompage ne sont pas très contraignantes: de nombreuses pompes peuvent satisfaire le besoin, qui est de faible capacité par rapport à tous les produits existant sur le marché. On trouve en effet des pompes photovoltaïque pouvant puiser des dizaines de M cube par jour jusqu'à 200m de profondeur.

Le besoin de la ferme, et nettement plus modeste; le volume journalier demander et de 900litres/jet de mars à septembre 550l/j pour le reste du temps, et ce en prélèvent l'eau a 30m de profondeur.

Compte tenu de cette caractéristique, et pour faire simple, on choisira une pompe en courant continu pour pouvoir travailler (au fil du soleil) sans batterie. C'est la citerne de 4 m cube qui tiendra lieu de stockage tampon.

Le modèle identifie est une pompe volumétrique de faible encombrement (hauteur 30cm, diamètre 9.5cm), prévue pour des forages de $100mm^2$ de diamètre. Il s'agit d'un model a diaphragme a trois chambres .le moteur 24VDC est à aiment permanente, avec une protection thermique.

D'après les données du fabriquant il apparait qu'avec seulement 100wc installés, en 24 VDC le volume pompé devrait atteindre $1.2m^3$ pour le rayonnement solaire de $2.66kWh/m^2$ .jour un profondeur de 30m (de l'entrée dans la citerne et la pompe) C'est suffisant pour notre besoin quotidien de 900litres.Or entre le mois de mars et le mois de septembre ,le rayonnement global horizontale est de $3kWh/m^2$ .jour (figure III.1.rayonnement globale a Bechar) comme les module seront légèrement inclinés pour éviter la stagnation d'eau de pluie comme les autres, un peu de salissure ,il est bon d'avoir cette marge .

Pendent le reste de l'année, le rayonnement solaire sera compris entre 3 et 5kWh/m^2 .jour compte tenu de la longueur des journées, il est certain qu'en hiver, le rayonnement instantané sera rarement 1000w/m^2 il est donc intéressant de monter en amant de la pompe un « booster » qui permettra de démarrer même sous un rayonnement plus faible afin de ne pas risquer la pénurie d'eau, un booster présente aussi l'avantage de protéger la pompe contre des surintensités ou surtension accidentelles.

Le système de pompage est donc composé de :

- Un module PV 100Wc -24V (du même type que ceux du système principale) ;
- Une pompe volumétrique submersible 24Vdiamettre 9.5cm ;
- Un booster électronique de démarrage ;
- Un tuyau d'eau ½ »de diamètre ;
- Un câble étanche d'alimentation ;
- Une citerne de 4m^3 posée sur le sol ;
- Un abreuvoir pour les animaux (de 500litres par exemple) ;

III.6.2. Système principale

III.6.2.a. Modules photovoltaïques

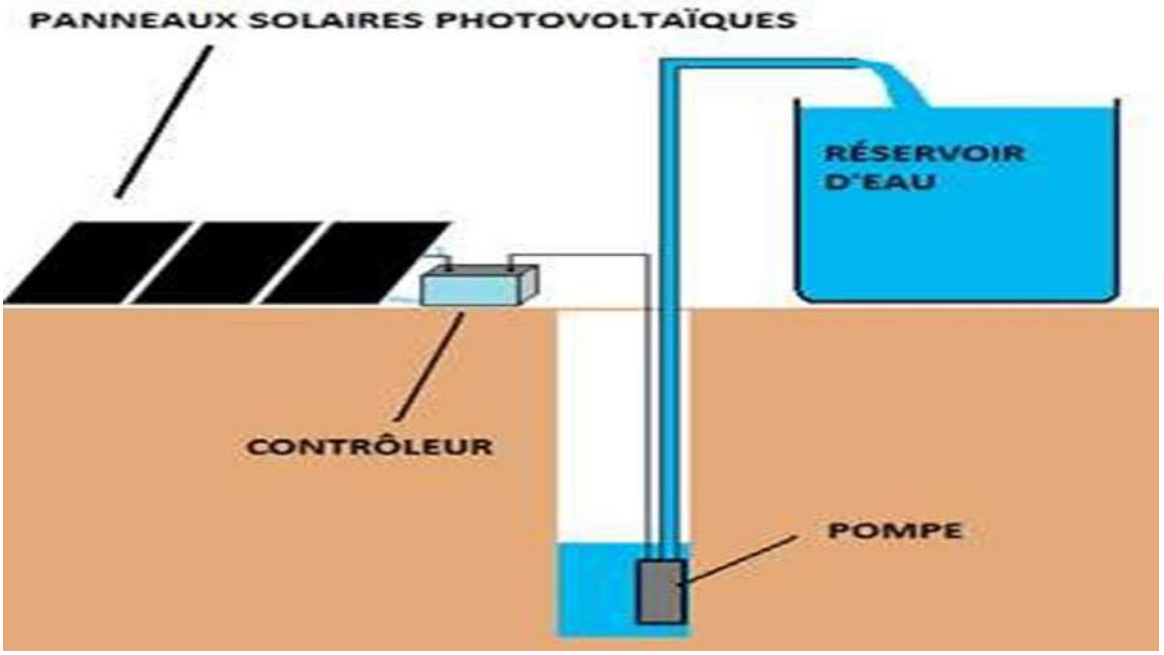
Faisons d'abord un calcul approché de la puissance en Wc à mettre en œuvre ,
Le coefficient de perte sera pris égale à 0.7 dans un premier temps .la consommation électrique journalière est de 4590Wh et le rayonnement solaire globale minimum et de 2.66kwh/jour, donc :

$$Pc=P/(E_{min}*pert_{pv}) \qquad \text{(III.1)}$$

AN : Pc = 4.59/(2.66*0.7)=2.46kWc

Si l'on se reporte au tableau III.3.Sur les tensions recommandées pour les systèmes PV ; on voit d'ores et déjà que le système devra être câblé en 24v.

Il est claire également que la technologie silicium cristallin sera choisie, en raison de la puissance totale à installer.



FigureIII.2. Système de pompage [16].

Pour montrer que ce système, on identifie des modules 100Wc -24V produisant chacune 2.85A/35V aux conditions STC, d'une surface de 0.7m^2 (rendement 14%).
Le champ photovoltaïque serait donc de quiz module de 100Wc-24 v montés en parallèle, puissance crête totale 2460Wc, courant de charge 68.4A (2.85*24), surface totale 16.8m^2 (24*0.7).
Avant de confirme ce choix, nous allons identifier les autres composants du système afin de chiffrer les pertes.

III.6.2.b. Batterie :

La capacité de la batterie va dépendre en priorité de l'autonomie sans apport solaire souhaitée. La période de mauvais temps sont constatées dans les régions surtout en mois d'octobre, le reste du temps, on ne rencontre que très rarement un ciel couvert plus de deux jours d'affilée.la durée de trois jours sans soleil est donc une valeur assez correcte qui limitera considérablement le risque de rupture de la fourniture électrique.
Pour le système de pompage, on a décidé de prendre une valeur de quatre jours pour assurer un service en eau toute l'année sans interruption (dans ce cas le stockage est dans la citerne et non dans la batterie, et c'est beaucoup moins onéreux).
La consommation journalière en Ah du système principale est de 191.2Ah en 24V (=4590Wh/24).avec un coefficient initiale de 0.7 et 3jours d'autonomie sans apport solaire,

La capacité batterie doit donc être de :

$$Cn=P/ (24h*3(N_{br} J_{autonomie}))\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots(III.2)$$

AN : C_n= (191.2*3)/0.7=820Ah

Dans ces capacités, sachent que les lieux sont occupés, il est clair qu'il faut recourir à une batterie plomb (a électrolyte liquide) l'entretien pourra être assurée régulièrement, la technologie choisie sera un modèle a électrode tubulaires, qui annonce 500cycle de décharge à 80%.

Un modèle de capacité nominale 800Ah existe qui serait compatible avec un coefficient de perte de 0.72.

Sachent que la température ambiante et la plupart de temps entre 25et 35 °c, la perte de la capacité en température peut être estimée en 10% en hiver si on garde ce coefficient de perte de 0.72, cela conduit donc à une profondeur de décharge disposer de 500cycles.

Nous avons donc une batterie composée de 12 éléments 800Ah -2V au Pb à électrode s tubulaires.

La dimension de chaque élément de 2V est de 200*150*650mm. Si on aligne en deux rangées, le parc batterie aura un encombrement la sole de 400* 900 mm et une hauteur de 800mm environ.

Pour ce qui de son rendement de charge en courant, il est de 80% minimum [17].

III.6.2.c. Régulateur :

Compte tenu de la puissance du système et du type de batterie, on s'oriente vers un régulateur série avec charge d'égalisation.

Pour ce type de régulateur le courant de charge maximal doit être pris égal 1.5*le courant de fonctionnement des modules en 24V, soit :

1.5*2.85A*24 = 102.6A pour les 25 modules 100Wc

Quant au courant de décharge des récepteurs, il dépend de la puissance de l'ensemble des récepteurs, qui seront montés en sortie « utilisation » du régulateur.

Comme dans le cas du chalet, l'onduleur, avec sa propre protection batterie basse, sera branché directement sur la batterie, ainsi que la machine a traire, munie du même dispositif (elle ne peut plus fonctionner quand la batterie et trop basse).

Si l'on considère la consommation de tous le matériels sauf celle de la machine à traire et de ceux qui fonctionnent en 230VAC (l'outillage portatif et l'onduleur), seulement (tableau III.3), ce qui donne a Paine 12A.la régulation série doit donc être 24Vet dimensionnée pour

Des courants de 70A et de sortie de 12V.Avec ce genre de courant assez élevée en sortie de panneaux, afin d'éviter les gros câblages, c'est plus simple de mettre deux régulateurs en parallèle, reliés chacun à sous ensemble de panneaux .Pour 2*35A d'entrée, on peut avantageusement monter des régulations avec des relais mercure de puissance (modèle 35A, ils sont assez bon pour un pays chaud).

III.6.2.d. Câblage et implantation :

Avec ces deux régulateurs, on divise donc le champ PV en deux sous ensemble de sept ou huit panneaux .le courant d'un groupe de sept panneaux en parallèle serait de 12*2.85=34.2A et d'un groupe de huit panneaux 13*2.85= 37.05A.

A l'aide du tableau Annexe -g-, on calcule les pertes en ligne entre les composants. Pour $16mm^2$ de section avec 1A de courant, on perd 4mV/men câble double. Avec un tel câble $2*16mm^2$, pour 34.2A, on perdrait donc 92mV/m entre les modules et le régulateur, soit 0.92V s'il y a 10 m à parcourir.

Du coté récepteurs, le courant de la seule machine à traire est déjà de 47A (1120W/24V).

Si on alimente de puis la batterie avec un câble de 10m de $2*16mm^2$, la perte sera de 1.88V : si on réduit cette distance a 3m, ce la amenait la perte a 0.56V.

L'implantation physique et la distance entre les postes sont donc primordiales dans cette affaire. En pratique, la batterie, le régulateur et l'onduleur seront placés dans l'étable avec la machine à traire, puisque c'est ces derniers qui consomme le plus.

On aura ainsi un abri pour ces composants sensibles. On prévoira une bonne ventilation de la pièce (pour émanations éventuelles d'hydrogène en cas de surcharge accidentelle).

Le champ PV sera située le plus près possible de ce locale (-10m longueur des câbles).

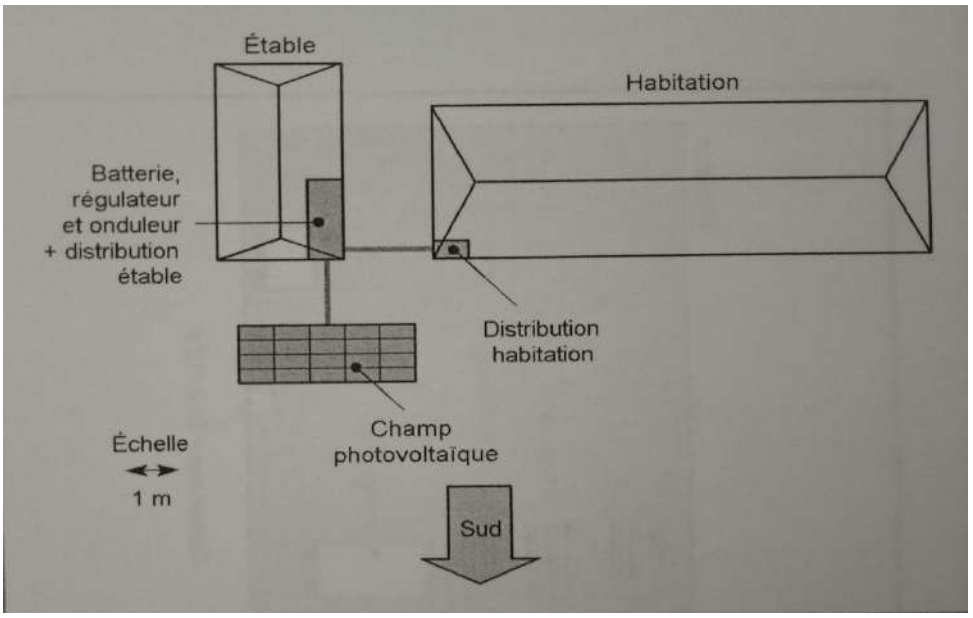


Figure III.3.Implantation générale de la ferme et de son alimentation principale

L'habitation Abritera quant à elle la distribution 24VDC domestique câbles depuis le régulateur, plus un câble 230VAC provenant de l'onduleur pour alimentation de l'ordinateur.

III.6.3. Calcule des pertes

III.6.3.a. Pertes en tension :

Une fois le plan générale établi, on voit qu'entre les modules (connectés sur une boite de jonction sous le châssis) et la batterie, la distance réelle ne sera que de 6m finalement, ce qui donne une perte ohmique dans le câble de 92mV/m*6m=0.55V avec le câble de 2*16mm^2 en 34.2 A (en supposant un sous –ensemble a huit panneaux).

Notre régulateur série engendre quant à lui une perte de 0.44V et les diodes en sortie de chaque branche de deux modules ont une chute de tension de 0.5V. Pour évaluer la perte par élévation de la température, on considère que les modules sont à la NOCT : 40C° en permanence la chute étant de -0.4V%/C° on va avoir une baisse de tension de 6% pour un écart de 15C° (40C° au lieu de
25C°. La tension V_m des modules étant de 35V, la chute du fait de la température sera de 2.1V par branche parallèle.

Les pertes en tension par branche s'élèvent donc à : 0.55+0.5+0.44+2.1=3.59V
La tension nominale par branche est en sortie de modules de 35Và25C°. Dans les conditions d'exploitation, la tension disponible au niveau de la batterie serait donc au minimum de 35-3.59V = 31.4V. Sont 2.62V par élément de batterie (il y en a 12). C'est assez pour charger la batterie : il suffit de 2.45V en générale, sauf en cas de charge forcée. Le supplément de la tension est une bonne chose, cela permettra une charge efficace même sous un rayonnement solaire instantané plus bas que 1000W/m2.La tension V_m baissera typiquement de 35à33V sous un rayonnement de 300W/m2, d'où une tension de charge de 33-3.59=29.4V l'entrée de la batterie, soit 2.45V/élément.
Conclusion : les modules de 100Wc, avec leur point de charge STC à 2.85 A/35V sont adaptés ; il faut maintenant confirmer le dimensionnement de 1500Wc installés [18].

III.6.3.b. Pertes en courant :

Les salissures des modules ne seront pas un problème, les utilisateurs veilleront à leur propreté, on ne perdra que 5% de pertes de ce côté il reste à prendre en compte le rendement de charge de la batterie qui est évalué à 80% On appliquera donc le calcule finale du courant de charge du champ PV un coefficient de pertes en courant :

Cp=0.95*0.8=0.76

Il faut aussi vérifier que toutes les consommations annexes ont été prises en compte. En particulier, la consommation du ou de régulateurs. La technologie choisie est économe en énergie, sera sa consommation permanant est de 125mA, ce qui fait 3Wh/jour sous 24V.C'est faible comparé à la consommation journalières de 4590Wh, mais il faut tout de même l'ajouter.
Choix définitif pour le système principal
Le courant de charge demandé au système est donc au final de :

Im=4593/2.66*34*0,76=66.82A

Comme les modules délivrent chacun 2.85A, le besoin définitif est de :

Np= 66.82/2.85=23.44 modules

Le nombre de modules à installer sera finalement de 24 module 100Wc -24V en silicium cristallin, donnent totale de 66A/35V en charge STC environ 17m^2;

- Deux régulateurs série 24V, 35A d'entrée sur relais mercure, courant de sortie 15A pour les deux.
- Douze (12) batteries bp - acid 800Ah-2V.
- Un onduleur sinusoïdal 24V -800VA a distorsion harmonique -3% et un rendement.

- Minimum 85%.
- Un convertisseur 24VDC/12VDC à 80% de rendement [18].

III.7. Eclairement

L'éclairement lumineux est la grandeur définie par la photométrie correspondant à la sensation humaine de l'éclairement. Plus un objet qui n'est pas totalement noir et qui ne produit pas de lumière par lui-même est éclairé, plus il est visible distinctement. La photométrie définit cette grandeur rigoureusement, afin de pouvoir la calculer, connaissant l'intensité lumineuse des sources de la lumière, leur distance et leur direction [3].

L'éclairement lumineux se différencie de l'éclairement énergétique par l'application d'une pondération par longueurs d'onde qui correspond à la sensibilité de la vision humaine. La Commission internationale de l'éclairage a défini les tables d'efficacité lumineuse spectrale qui représentent la sensibilité de l'« observateur de référence ». Les appareils de mesure doivent avoir une sensibilité spectrale similaire [3].

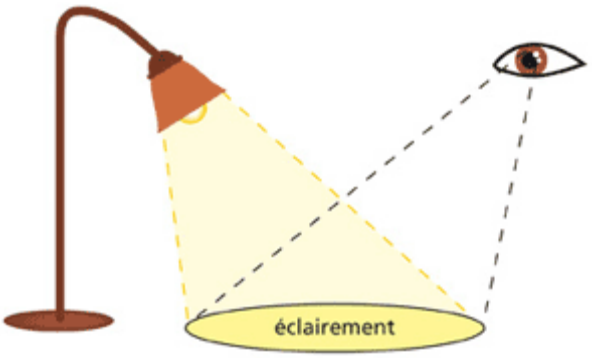


Figure III.4. Eclairement d'une surface

En photométrie, l'éclairement correspond à un flux lumineux reçu par unité de surface. Son unité dans le système international est le lux : 1 lux (lx) corres- pond à un flux lumineux de 1 lumen (lm) couvrant uniformément 1 mètre carré (m2) soit [19] :

1 lx =1 lm/m2

Le niveau d'éclairement dans un local n'est pas constant dans le temps. Il diminue progressivement en raison de différents phénomènes [20] :

- L'empoussièrement et le vieillissement des luminaires,
- L'usure des lampes,
- L'empoussièrement et le vieillissement des parois du local.

Pour cette raison, on distingue trois types d'éclairements [20] :

a- Eclairement moyen initial (E0) C'est la base des projets d'éclairage. Cette valeur est obtenue à la mise en service de l'installation, après stabilisation des lampes (généralement après 100 heures de fonctionnement).

b- Eclairement moyen en service(Es)

C'est la valeur obtenue en cours d'utilisation. On considère généralement cette valeur au milieu de la période de maintenance.

c- Eclairement moyen maintenu (Em)

C'est l'éclairement subsistant juste avant les interventions d'entretien (rem- placement des lampes et nettoyage des luminaires). Cet entretien permet en principe de revenir à l'éclairement initial (E0).

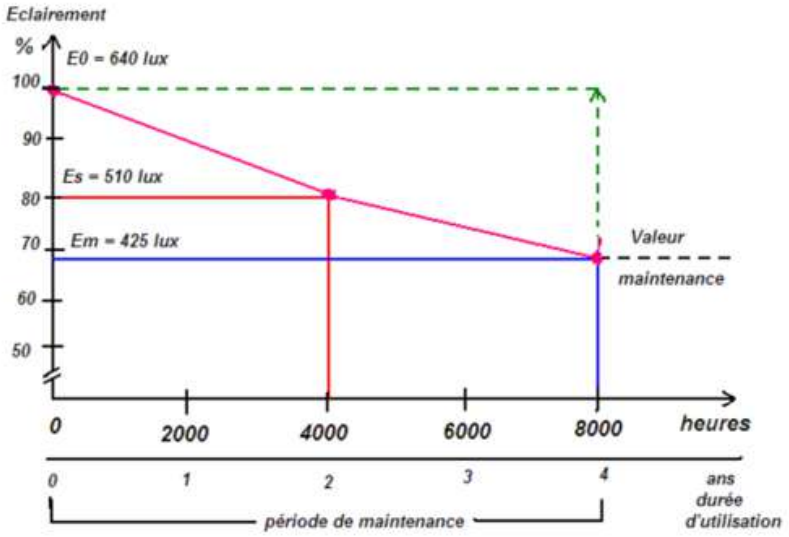


Figure III.5. Variation de l'éclairement moyen (en fonction de la durée d'utilisation)

III.8. Eclairage

L'éclairage est l'ensemble des moyens qui permettent à l'homme de doter son environnement des conditions de luminosité qu'il estime nécessaires à son activité ou son agrément.

III.8.1. Terminologie et notions de photométrie

Avant de passer en revue les différents moyens permettant d'assurer un éclairage efficace dans les logements, nous rappelons ci-dessous quelques principes théoriques de base relatifs à la lumière et à l'éclairage. Cette section a pour seul objectif d'introduire les notions fondamentales de terminologie et de photométrie nécessaires pour comprendre les concepts abordés dans ce guide [29].

III.8.2. Flux lumineux

Le flux lumineux F est la quantité de lumière rayonnée par une source dans toutes les directions de l'espace. Il s'exprime en lumens [19].

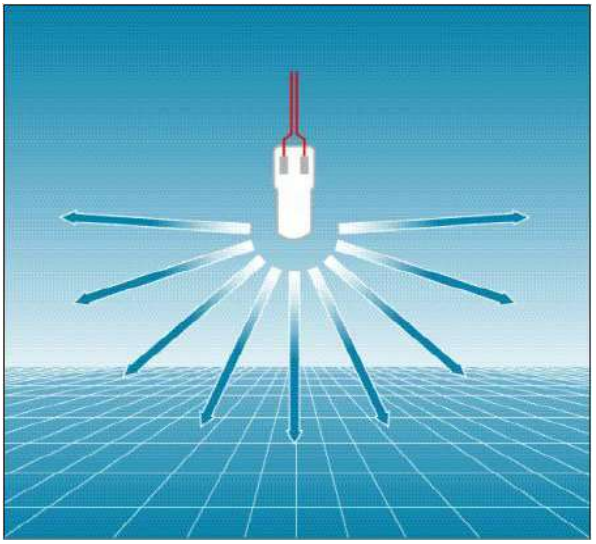


Figure III.6.8

III.8.3. Différent types d'éclairages

Selon la finalité de l'éclairage, la manière dont la lumière produite par une source est dirigée sur la surface à éclairer sera différente en fonction des luminaires utilisés et de leur placement [30].

a. Direct : Le flux lumineux est dirigé directement sur la surface à éclairer. Il est très économique ; Il y a des risques d'éblouissement.

b. Indirect : La totalité du flux lumineux est dirigé vers le haut ; Il supprime l'éblouissement mais diminue les ombres et le relief. Son inconvénient majeur est Son très mauvais rendement.

c. Mixte : C'est un compromis entre l'éclairage direct et indirect, avec les inconvénients et les avantages des deux systèmes.

III.9. Luminaire

Les luminaires sont des appareils d'éclairage qui contiennent la source lumineuse Ainsi que les éventuels auxiliaires. Son rôle est triple [19].

- Il dirige, au moyen de l'optique, la lumière fournie par la source lumineuse vers l'espace à éclairer ;

- Il protège la lampe et les éventuels auxiliaires contre les influences externes (Coups, eau, poussières, etc...) ;
- Il joue un rôle esthétique particulièrement important dans les applications résidentielles de par sa forme, ses couleurs et ses matériaux.

III.10. Classification photométrique des luminaires

Le flux lumineux émis par un appareil se divise en deux parties [26].

a. Une partie émise vers le plafond ou l'éclairage est indirecte (lettre T) ;

b. Une partie orientée vers le sol ou l'éclairage est directe.

Il y a des luminaires qui engendrent des cônes lumineux très évasés, d'autres très étroits. Ce critère très simple permet de construire 5 catégories de luminaires.

La répartition photométrique est caractérisée par les flux repérés de F1 à F5 conformément à la norme NF C 71-120.

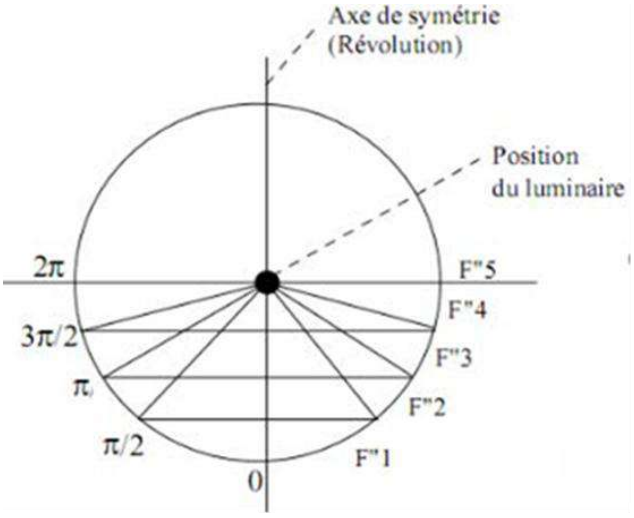


Figure III.7. Répartition photométrique

D'après la norme NFC 71-121 les luminaires sont repartis en 20 classes Repérées de A a T comme le montre le tableau ci-dessous.

Table III.4. Classes de luminaires

Classe	Catégorie de luminaire
A,B,C,D,E	F1 direct intensif
F,G,h,I,J	F2 direct extensif
K,L,M,N	F3 semi-direct
O,P,Q,R,S	F4 mixte
T	F5 indirect

III.11. Recherche de la classe photométrique

L'équation photométrique du luminaire est donnée par le constructeur. Elle est de la forme :

P H = ηi X + ηs T (II.1)

P H : Définition photométrique du lumière ;

ηi : Rendement de la partie inférieure ;

X : classe Photométrique (Éclairage direct) ;

ηs : Rendement de la partie supérieure ;

T : Classe photométrique supérieure (Éclairage indirect).

Exemple : 0,39.D+0,26.T

0,39 : 39 % du flux des lampes part en direct (vers le bas) ;

D : Répartition selon la norme C 71-121 ;

0,26 : 26 % du flux des lampes part en indirect (vers le haut) ;

T : éclairage indirect.

III.12. Sources lumineuses

Les sources lumineuses artificielles se répartissent en trois grandes familles technologiques [31] :

- Lampes à incandescence : elles émettent de l'énergie lumineuse par le biais d'un filament métallique porté à incandescence par la traversée d'un courant électrique.
- Lampes fluorescentes et les lampes à décharge : La lumière est pro- duite par la décharge d'un gaz excité par un courant électrique émis entre deux électrodes (phénomène que l'on peut comparer à celui de la foudre).

- Lampes incandescence.
- Lampes tungstène-halogènes.
- Lampes fluorescentes.
- Lampes fluorescentes compactes.
- Lampes à LED.
- Lampes à décharge.

Dans notre projet nous avons utilisé un éclairage de type Lampes fluorescentes compactes le principe de l'éclairage fluorescent est celui de la décharge dans une va- peur de mercure traversée par un courant électrique, décharge produisant un rayonnement peu visible principalement situé dans l'ultraviolet. Une poudre luminescente située sur l'enveloppe transforme ce rayonnement UV en lumière visible [30].



Figure III.8. Tube fluorescent

Avantages : [35]

- Prix relativement peu élevé à l'achat.
- Bon rendement énergétique,

(30 % de l'énergie électrique sont convertis en lumière).

- Leur durée de vie est 6 à 8 fois plus longue qu'une lampe classique, (6000 à 8000 heures).

Inconvénients : [35]

- Dimensions peu pratiques.
- Lumière relativement froide.

III.13. Etapes à suivre pour l'étude de l'éclairage de la ferme

1- Détermination du niveau d'éclairement nécessaire pour le local étudié suivant la nature de l'activité (Recommandations AFE).

2- Calcul de l'indice du local K et du facteur de suspension J

Le calcul de K et J s'effectuer en fonction des dimensions du local à éclairer :

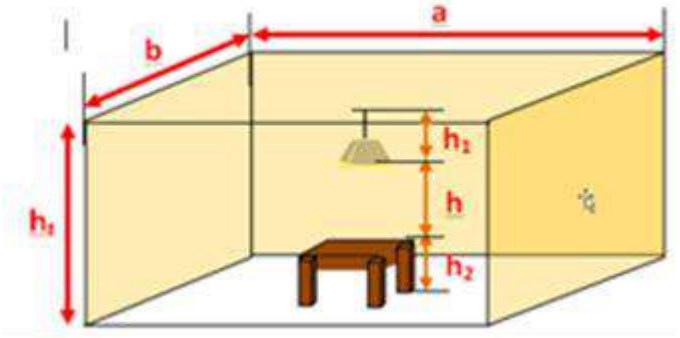


Figure III.9.Dimension d'un local

a : Longueur

b : Largeur

ht : Hauteur total

h2 : Hauteur du plan utile

h1 : Hauteur de suspension de source lumineuse

h : Hauteur plan de travail /source lumineuse

Indice du local K :

$K = a.b/(a+b).h$

Indice de suspension J :

$J = J\ l / (h+hl)$

NB :Il faut arrondir l'indice du local K aux nombres 0,6 - 0,8 - 1 - 1,25 - 1,5 - 2 - 2,5 - 3 - 4 - 5

J est très souvent pris à 0 ou à 1/3 [36].

3- Détermination du facteur de réflexion F R [37]

On a caractérisé en pourcentage les facteurs de réflexion du plafond, des murs et du plan utile. Pour éviter une surcharge des tableaux, ces facteurs ne sont pas donnés en pourcentage, mais en fonction du chiffre des dizaines de ces valeurs Le tableau ci-dessous nous donnent le coefficient à appliquer :

Table III.5. Facteur de réflexion

	Très clair	Clair	Moyen	Sombre	Nul
Plafond	8	7	5	3	0
Murs	7	5	3	1	0
Plan utile	3	3	1	1	0

Exemple

Plafond blanc mat 70%

Mur de couleur jaune vif 30%

Sol en carrelage foncé 10%

⇒ FR=731

4- Détermination du facteur de dépréciation d

En cours d'utilisation, le flux émis par une lampe baisse ; les causes sont diverses :

- les lampes se couvrent de poussière ; les parois du local sont moins réfléchissantes ;
- les lampes ont tendance à s'user et le flux lumineux produit diminue ;
- selon la maintenance, changement périodique des lampes.

Table III.6. Valeurs des différents facteurs

Niveau d'dépoussiérage	Facteur d'dépoussiérage	Facteur lampe	Facteur maintenance	Compensateur de dépréciation
Faible	0.9	0.9	0.8	1.25
Moyen	0.8	0.9	0.7	1.40
Elevé	0.7	0.9	0.6	1.6

5- Le choix de luminaire (Classe photométrique)

6- Relevé du facteur d'utilance

Ce tableau est issus de la norme NF C 71-120 et 7-121 et donne les valeurs du facteur d'utilance en fonction du facteur de suspension J , de l'indice du local K , de la classe photométrique et du facteur de réflexion.(Table II.5 – Facteur utilance pour J=1/3 voir Annexe……).

7- Calcul du flux total à fournir F

Pour éclairer la totalité du plan utile d'une pièce rectangulaire (surface = a.b) au niveau d'éclairement E avec des lampes, il faut installer des lampes donnant au total un flux F (en lumens).

$F= E".a.b.d/((\eta i .ui) + (\eta s .us))$

8- Détermination du nombre de luminaires N

$FN= n/ (n.fL)$

oú :

n : nombre de sources lumineuses (tubes ou lampes),

F : Flux lumineux total,

fL : flux d'une lampe.

9- Emplacement des luminaires pour que le flux soit équitablement répartit

L'uniformité de l'éclairement dépend de la répartition des luminaires, ainsi que de la diffusion de la lumière par les parois et le plafond. Selon la classe des luminaires (voir symbole photométrique), on doit respecter une valeur de rapport entre la distance des luminaires et la hauteur entre luminaire et plan de travail.

Table III.7.Coefficients d'interdistance des luminaires

Classe des luminaires	Distance maximale entre deux luminaires
A	DM ≤ 1, 0.h
B	DM ≤ 1, 1.h
C	DM ≤ 1, 3.h
D	DM ≤ 1, 6.h
E	DM ≤ 1, 9.h
F	DM ≤ 2.h
G	DM ≤ 2, 0.h
H	DM ≤ 1, 9.h
I	DM ≤ 2, 0.h
J	DM ≤ 2, 3.h

III.14. Application à la ferme

Le cahier des charges précise particulièrement les données suivantes.

III.14.1.Locaux à éclairer

La nature d'activité de chaque pièce de la ferme ainsi que leurs dimensions et la couleur des murs et du plafond sont mentionnées au tableau suivant :

Tableau III.8.Dimensions et couleur des zones d'études de la ferme

	Nature d'activité	Dimensions						Couleurs		
		a	b	h1	h2	h	ht	Plafond	Murs	Sol
CH1	Chambre	4	2	0.5	0	2.5	3	Blanc	Jaune vif	Gris foncé
CH2	Salon	4	3	0.5	0.85	1.65	3	Blanc	Vert	Gris foncé
CH3	Cuisine	4	3	0	0.85	2.15	3	Blanc	Verts	Gris foncé
CH4	Sanitaire	2	1	0	0	3	3	Blanc	Bleu	Blanc
CH5	Bergerie	10	8	1	0	2	3	Gris	Gris	Gris

III.14.2. Choix des luminaires

Table III.9. Type des luminaires

Constructeur	Réference	Symbole photométrique	Nombre des lampes	Type
PHILIPS	HPL-N	0,84C	1	Suspendu
	Savio TPS762	0,48C+0,21T	2	Suspendu
	Kristea MPK-632	0,67B	1	Plafonier
	SON	0,77C	1	Suspendu

On peut calculer maintenant le nombre de luminaires pour l'etable :

Choix des luminaires

- Constructeur : PHILIPS
- Référence : HPL-N
- Définition photométrique : Ph=0.84C+0T
- Type : suspendu
- Nombre des lampes : 1

Système d'éclairage : F1 (directe extensif)

Niveau d'éclairement : E"= 125 lux

Indice de local K :

$K = (a.b)/ ((a + b).h) \Rightarrow K = (10x8)/ (10 + 8)\ x4 = 2.22$

On prend la valeur la plus proche et supérieure : 2,5

Indice de suspension J :

$J = hl/ (h + hl) \Rightarrow 1/1 + 2 = 1/3$ (II.7)

Coefficient F R : F R = 311

Facteur U : U = 0,82

Facteur d : d = 1,6

Calcul du flux lumineux total F :

$F= E".a.b.d / (\eta i .ui) + (\eta s .us)$

F = (125 x10x8x1,6)/(0,84x0,82)= 23229 lm

Choix de lampe

- Type : économie d'énergie
- Constructeur : SPRINTING
- Puissance : 32 W
- Flux lumineux : 2055 lm

Nombre de luminaires N :

FN= n/ (n.fL)

$\Rightarrow N = 23229/2055 = 11, 31$

On prend une valeur de 12 luminaires

Distance entre luminaires DM : DM =1.3xh=1,3x2 =2,6

Nombre de luminaires sur la longueur X : X =a/DM = 10 /2,6 =3,85

On prend une valeur de 4 luminaires dans le sens longitudinal

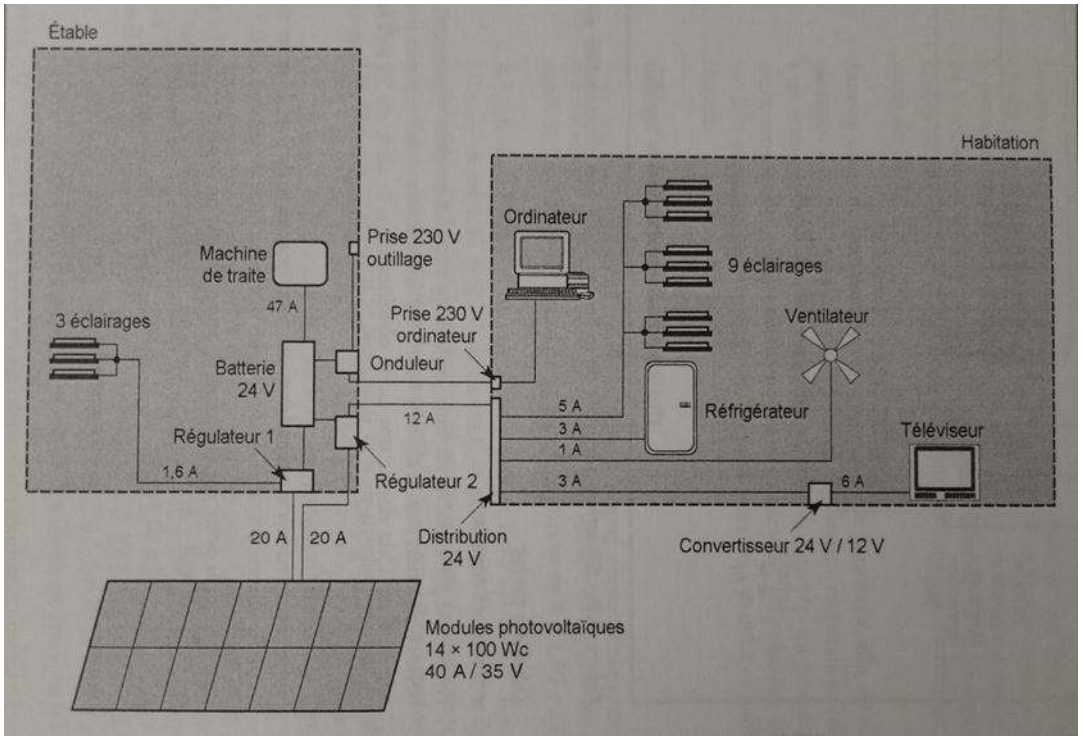
Nombre de luminaire sur le largueur Y : Y =b/DM =6/2,6=2,30

On prend une valeur de 2 luminaires dans le sens transversal.

Nombre de rangée : 2 Nombre de luminaires par rangée : 3

III.15. Installation :

Dans chaque groupe de 12 modules en parallèle sera câblée une boite de connexion munis de diode anti routeur en choisira le diamètre des câbles en fonction des distances
La (figure III.9) montre la disposition et liaison entre les composants, pour les fusibles coupe circuit, les récepteurs domestique (éclairages, ventilateur, réfrigérateur et téléviseur seront repartie sur les deux régulateurs. Un régulateur pour la maison, et l'autre pour l'étable
Le convertisseur DC/DC sera pour le téléviseur sera placé à proximité pour éviter le doublement de l'ampérage l'ors du passage de 24à12V.



FigureIII.10. Schéma d'implantation détaillé des composants de ferme (système principale)

Conclusion :

Dans Ce chapitre nous avons fait une étude appropriée et un bilan de puissance sur notre ferme et notre habitation, pour cela l'étude théorique d'une installation en module PV été possible et facile à installer et à entretenir toute en préservons la nature, et pour le cout en le déterminera au chapitre suivant.

Introduction

Étant donné les différents efforts des dernières années à travers le monde pour diminuer la dépendance au pétrole, beaucoup de ressources ont été mises de l'avant pour développer les énergies renouvelables et principalement, l'énergie éolienne et l'énergie solaire photovoltaïque. Ces énergies sont en forte croissance partout à travers le monde. Les outils comme les logiciels font partie des grandes réalisations concernant ces énergies à promouvoir. De nombreux logiciels existent maintenant pour modéliser, optimiser ou dimensionner les différents systèmes conçus à partir d'énergie renouvelable. Beaucoup de ces logiciels sont spécialisés pour un type d'énergie particulier. Il en existe un bon nombre pour le solaire photovoltaïque ainsi que pour l'énergie éolienne.

IV.1. Logiciels pour le photovoltaïque

Les technologies des panneaux solaires photovoltaïques ont beaucoup évolué et ces outils aussi. Il existe des logiciels pour la simulation (TRNSYS, INSEL, HOMER, PV-Design Pro) , d'autres pour l'évaluation des coûts et des différentes données économiques (SOL invest, RETScreen) ou pour l'analyse et la planification des systèmes (PV F-Chart, Laplace System, PV*SOL, PVcad, PVSYST, PV Professional, Kerychip,) , certains sont destinés à l'industrie (APOS Photovoltaic Statlab, PV Cost Simulation Tool) , certains sont développés pour la surveillance et le contrôle des systèmes installés (Meteocontrol, SPYCE) ou encore pour l'évaluation de site (ECOTECT, Shadow Analyzer, Shadows, GOSOL, METEONORM, Horizon, Sombrero) et finalement, il existe des outils disponibles en ligne, facilement accessibles à tous (Solardesigntool, PV Potential Estimation Utility, Logiciel CalSol, Panel Shading) [].

IV.2. Présentation de HOMER pro

Voici une brève discussion sur les logiciels concernant les énergies renouvelables, HOMER et RETScreen).

Homer est un logiciel développé pour des systèmes de production d'énergie de petites puissances. Il permet de faire des simulations de systèmes avec des énergies renouvelables et avec des énergies fossiles. Un de ses grands atouts est la possibilité de pouvoir simuler des systèmes hybrides combinant différentes sources d'énergie qu'elle soit renouvelable ou fossile. La première version a été développée en 1992 pour NREL (US National Renewable

Energy Laboratory), il a ensuite subi de nombreuses améliorations dans plus de 40 nouvelles versions. La version utilisée pour le présent projet est HOMER 2.68 beta sortie en juillet 2009. Depuis, il y a eu 2 nouvelles versions disponibles pour 2.75 et 2.76 qui sont maintenant vendues pour un faible coût 99 $US pour les nouveaux utilisateurs et pour 49 $US pour les anciens utilisateurs. La version pro 3.11.2 est toujours disponible gratuitement. Ce logiciel est largement utilisé dans plus de 190 pays et par plus de 50 000 utilisateurs [15].

IV.3. Interfaces

Le logiciel HOMER est facile à utiliser et son interface est similaire aux logiciels usuels, il est donc muni d'un menu dans le haut ainsi que des icônes que l'on peut utiliser sans aller dans les menus. Comme indiqué sur la Figure suivante.

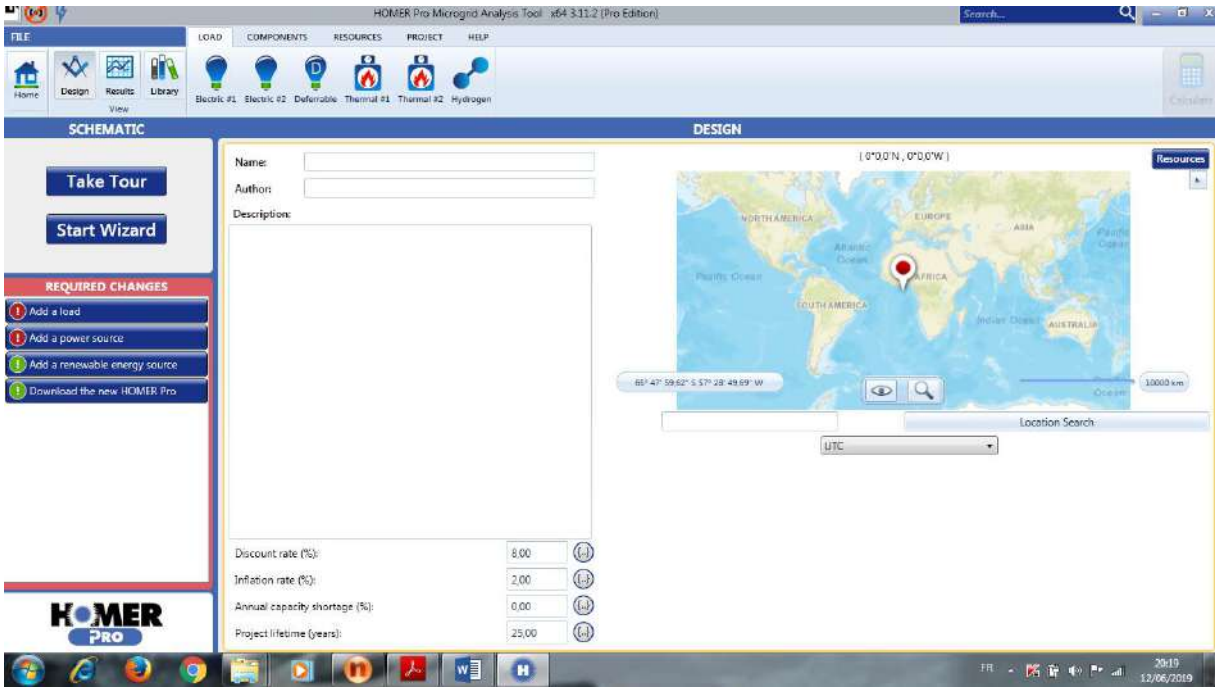


Figure IV.1. Interface Homer pro [15].

IV.3.1. Choix de site :

Apres avoir saisir les coordonnée GPS du site EL kenadssa- W- Bechar on a obtenu les résultats ci-après :

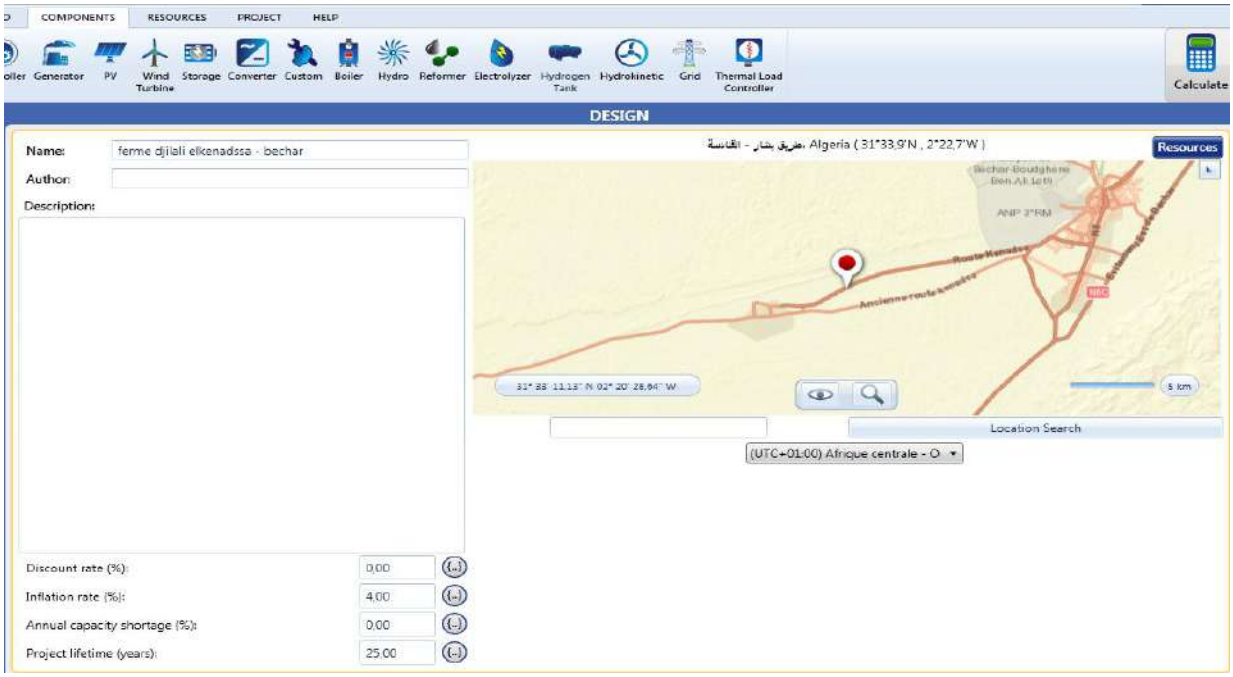


Figure IV.2. Choix du site [15].

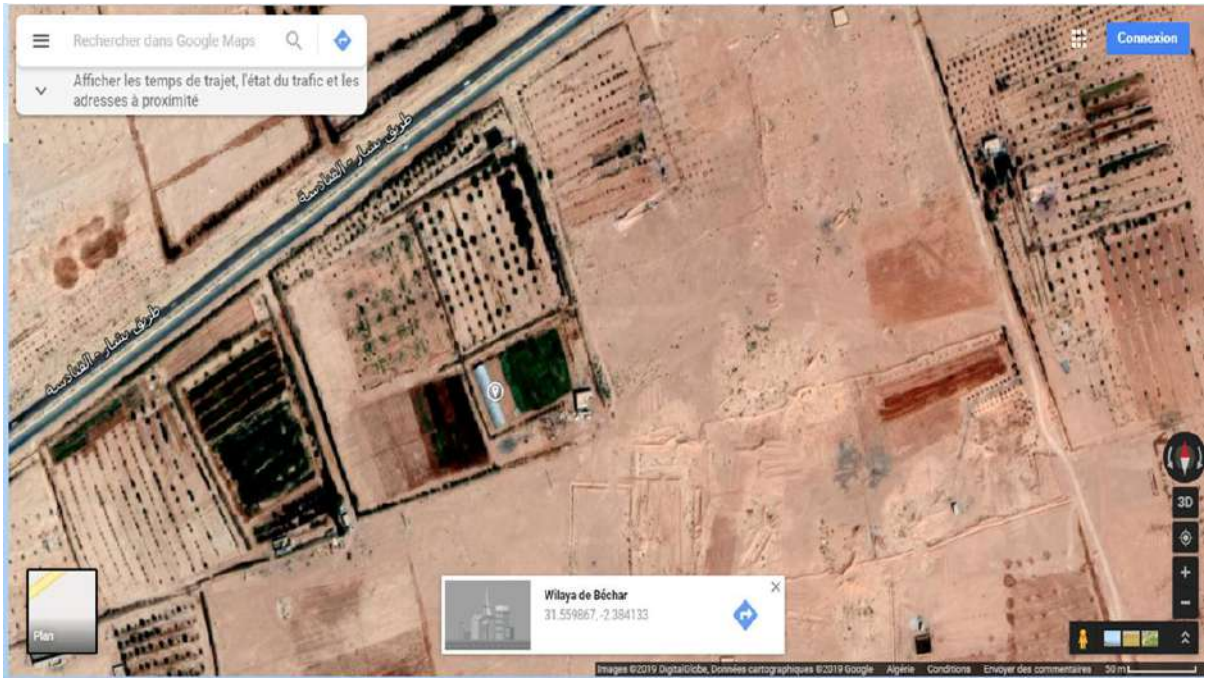


Figure IV.3. Choix du site (image réale) [16].

IV.3.2.Rayonnement annuel du site :

Le rayonnement annuel de la ville d'el kenadssa ainsi que la moyenne de ce rayonnement à été fourni par le logiciel et en remarque que le rayonnement minimum et de 2.66Kwh/j/m^2 en mois de décembre.

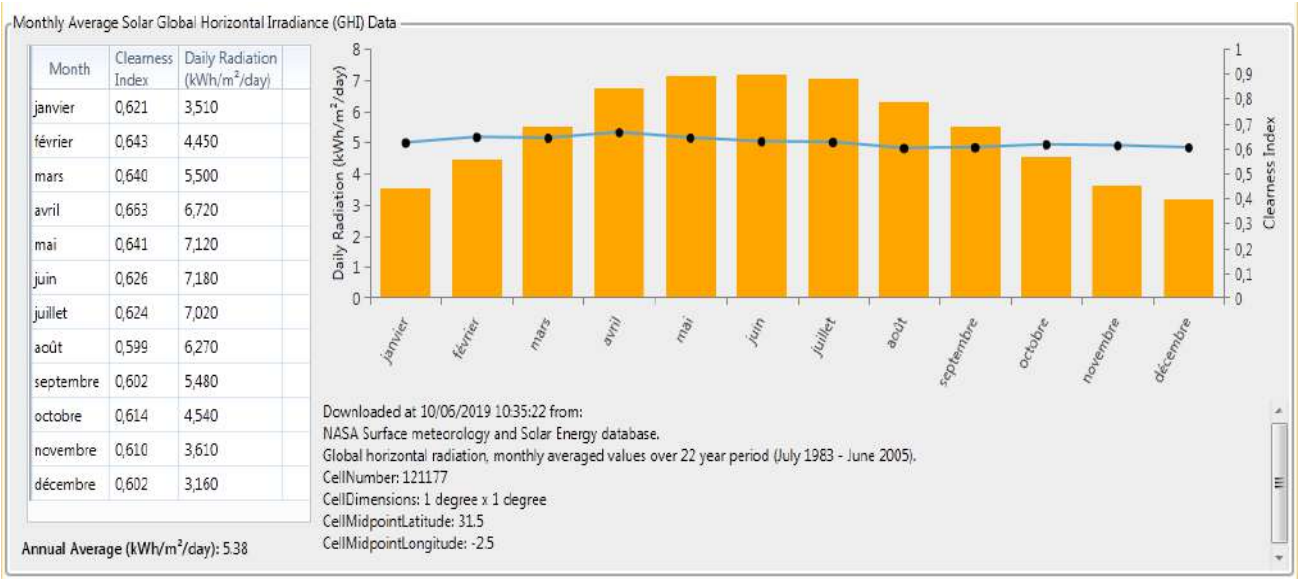


Figure IV.4. Le rayonnement annuel de la ville d'el kenadssa [15].

IV.3.3.Estimation de la consommation d'énergie

La figure ci-après nous montre la consommation journalier de l'énergie de notre ferme ainsi le pic de consommation et la baisse de consommation en 24h.



Figure IV.5. La consommation journalière de l'énergie [15]

IV.3.4.Consommation journalières d'énergie

Le diagramme ci-dessus nous montre l'évolution de la consommation aux heures de pointe ainsi que heurs creuse.

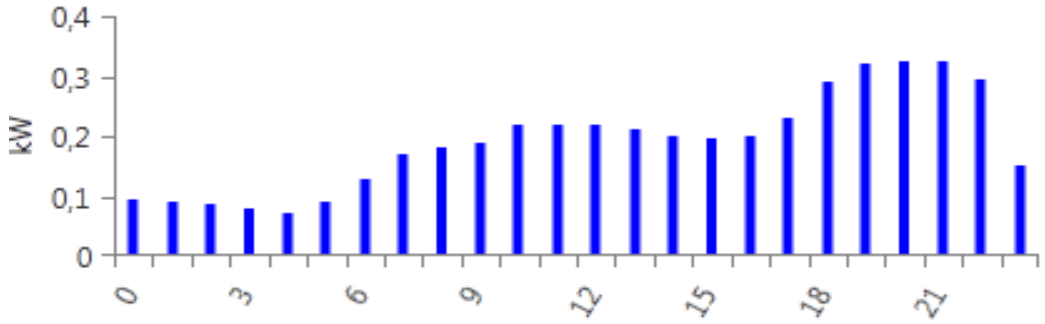


Figure IV.6. L'évolution de la consommation [15].

IV.3.5.Représentation du système PV

Cette figure représente le schéma unifilaire électrique de l'installation PV Autonome.

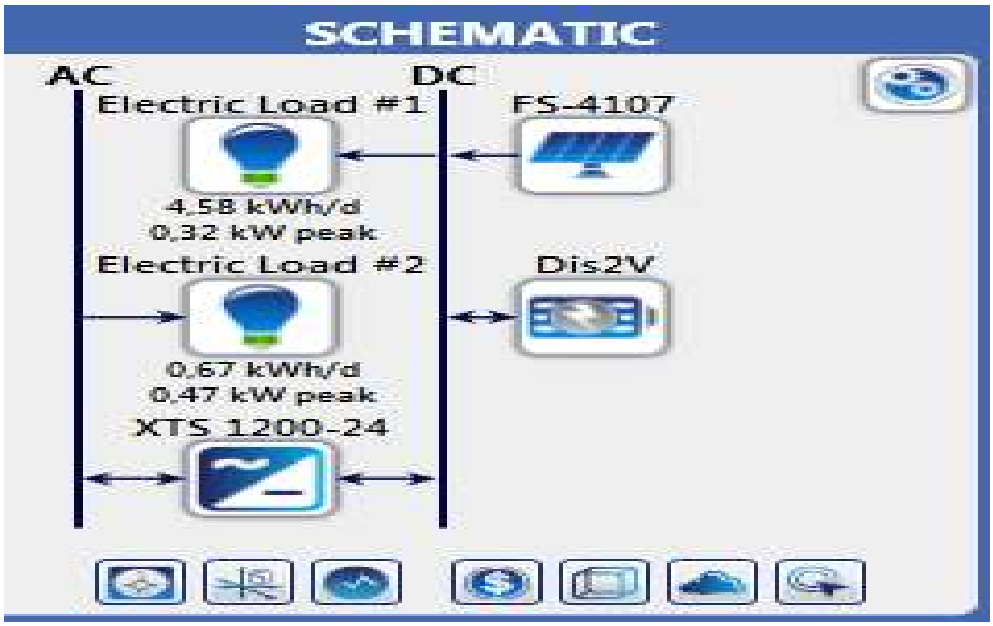


Figure IV.7. Schéma unifilaire de l'installation [15].

IV.3.6.Choix des panneaux :

Cette figure représente le type et la référence ainsi que la quantité de module PV à installer dans la ferme.

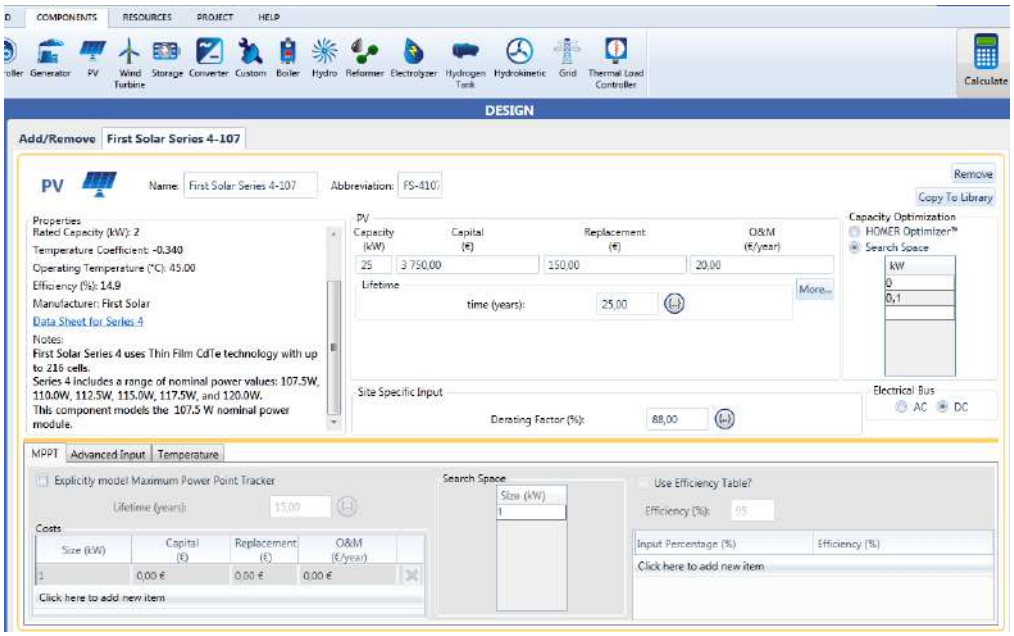


Figure IV.8. Choix des Module PV [15]. (Voir annexe B)

Le résultat nous a orientés à 25 modules pour une puissance crête de 2.46KWc plus un module de la pompe volumétrique. (Voir annexe B)

IV.3.7.Choix des batteries :

Cette figure représente le type et la référence ainsi que la quantité d'élément batterie à installer dans la ferme (figure page suivante). (Voir annexe C)

Les résultats nous ont orientés vers des batteries Pb acide de 2V 834Ah (12 éléments)

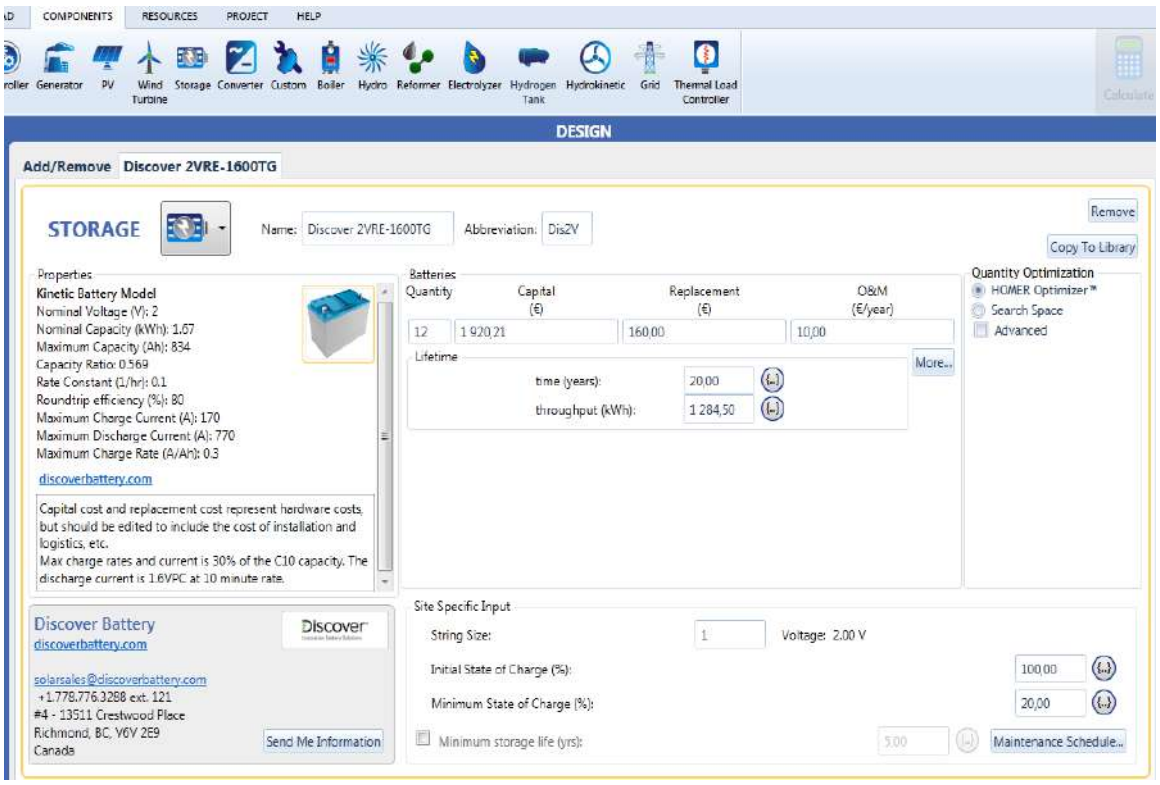


Figure IV.9. Choix des batteries [15].

IV.3.8.Choix de l'onduleur :

Cette figure représente le type et la référence ainsi que la quantité d'élément onduleur à installer dans la ferme. (Voir annexe E). Résultat on a choisie onduleur de 1200VA.

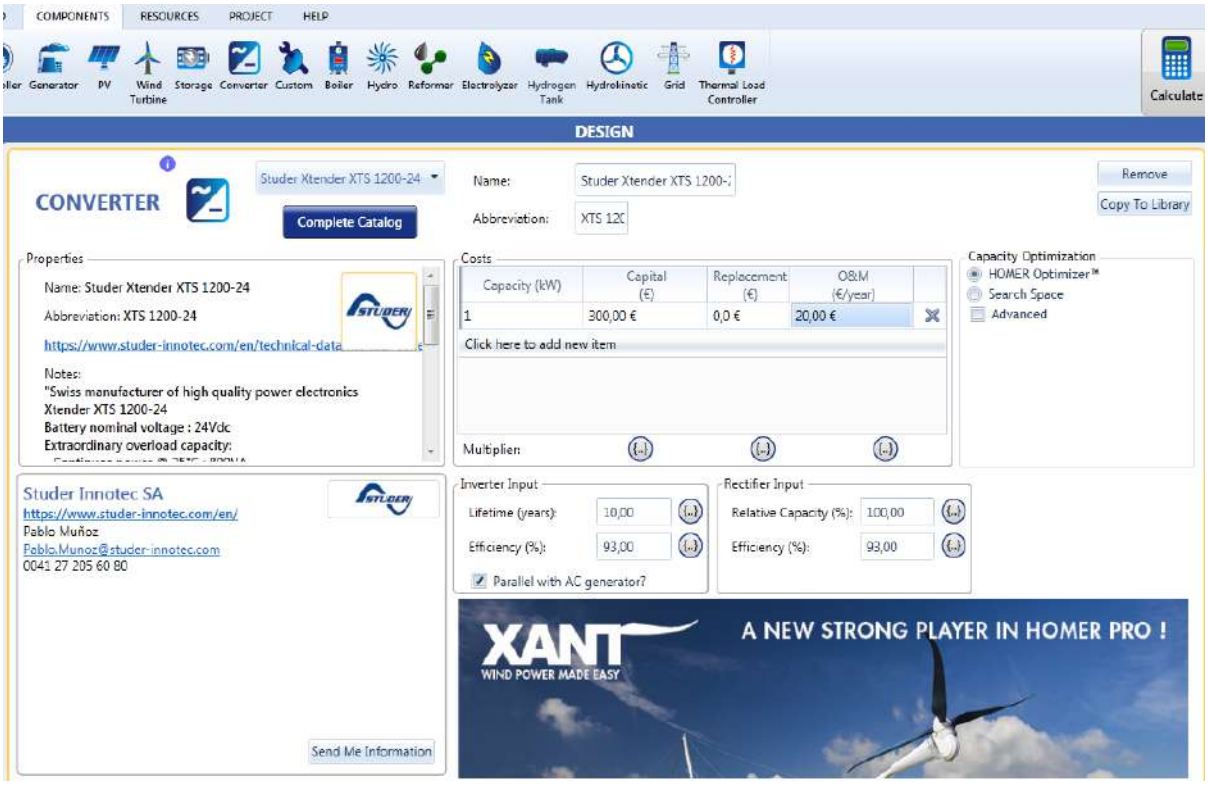


Figure IV.10. Choix de l'onduleur [15].

IV.4.Résultat après simulation

IV.4.1.Consommation annuelle

La figue ci-après nous montre la consommation annuelle parapet le rayonnement de la région d'elkenadssa -W Bechar.

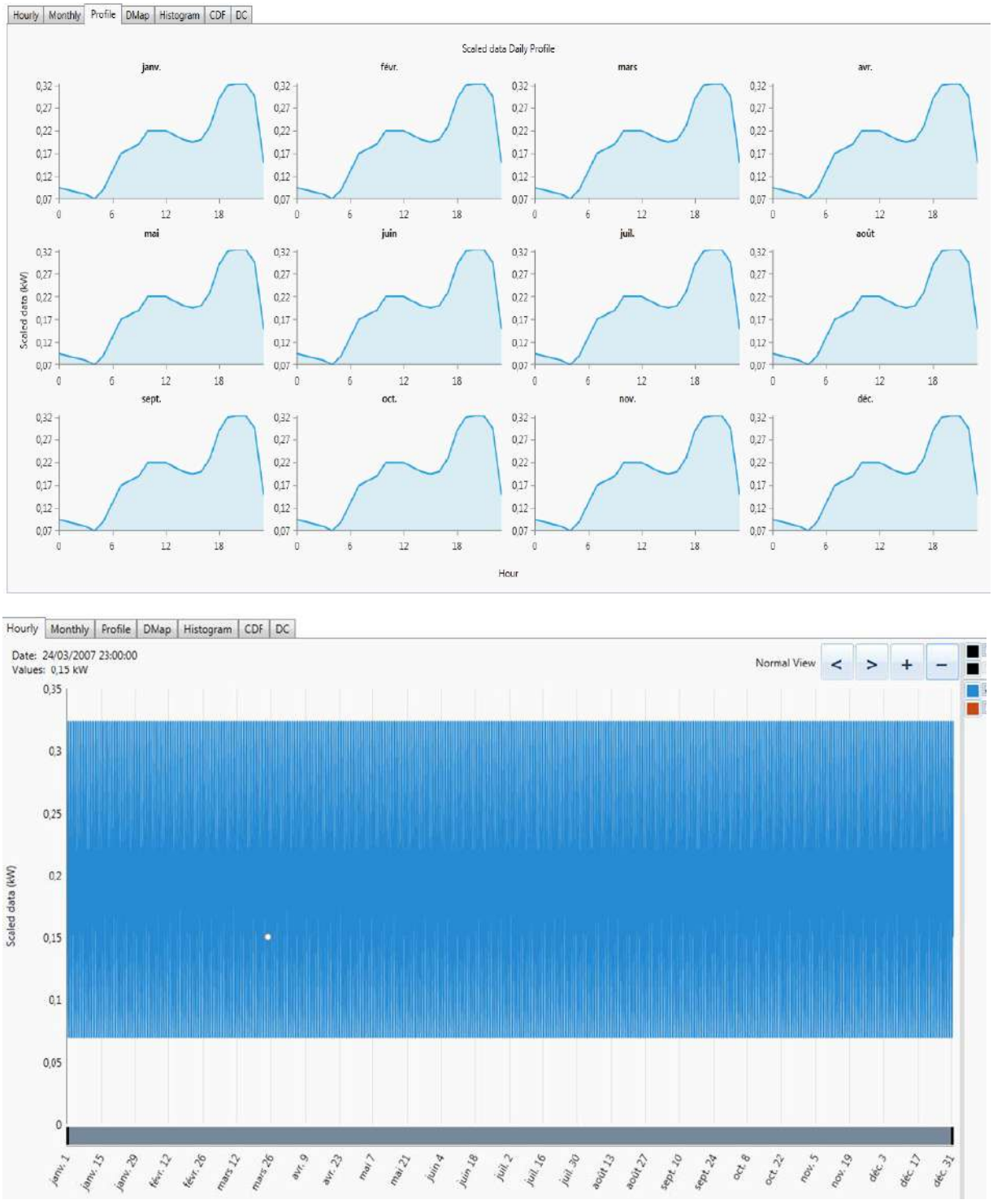


Figure IV.11. La consommation annuelle [15].

IV.4.2.Echantillon de la consommation du mois d'aout

D'après cette échantillon d'énergie relevée au mois d'aout, en remarque que les modules on presque atteint leurs puissance crête.

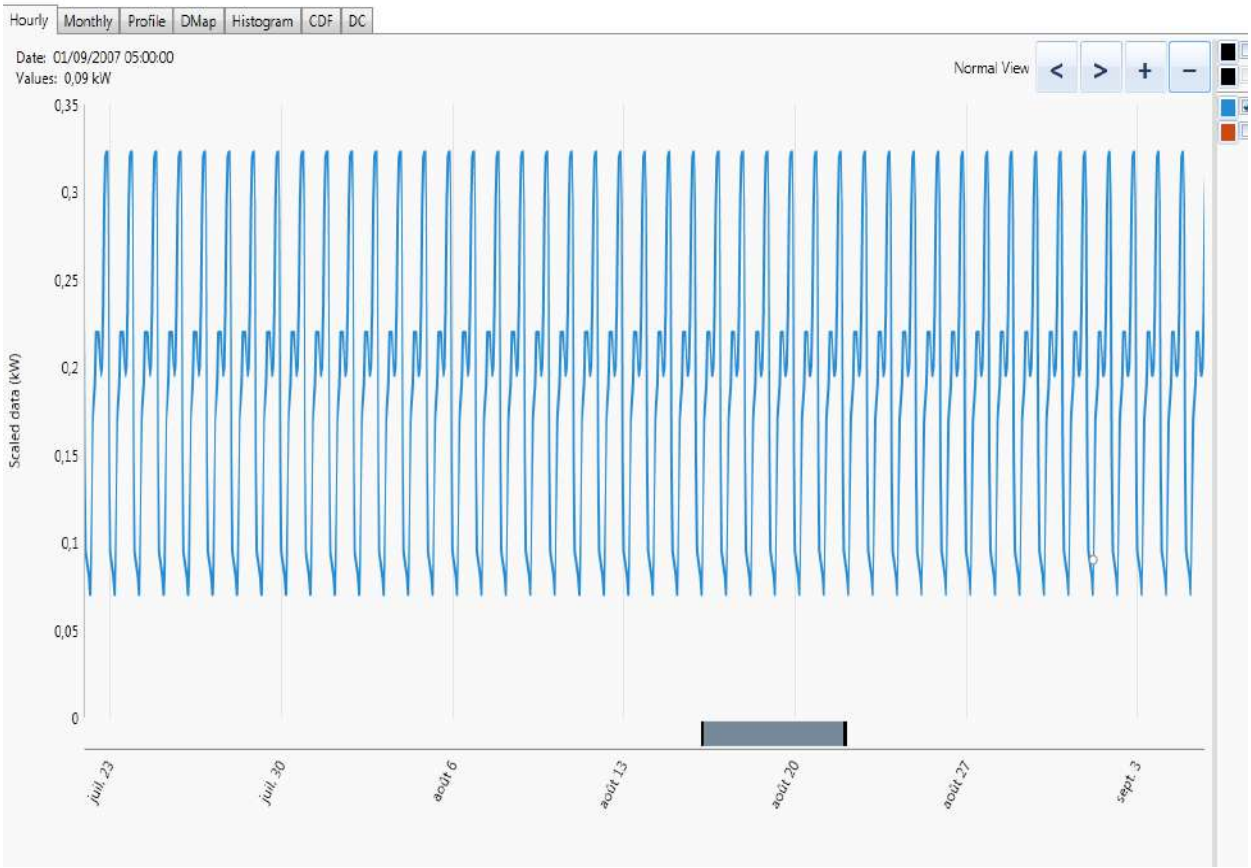


Figure IV.12. Echantillon de la consommation du mois d'aout [15].

IV.5.Cout de l'installation :

Tableau IV.1. Couts et quantité des matériaux de l'installation

Matériel	Quantité	Prix unitaire (DA)	Total (DA)
PV	**25**	**18 337.00**	**458 425.00**
Onduleur	**01**	**62 000.00**	**62 000.00**
Batterie	**12**	**20 000.00**	**240 000.00**
Régulateur	**02**	**20 000.00**	**40 000.00**
Support	**25**	**2 000.00**	**50 000.00**
Câbles (3*2.5 mm^2)	**100 (ml)**	**8 000.00**	**8 000.00**
Pompe	**01**	**150 000.00**	**150 000.00**
Installation			**100 000.00**
Maintenance			**30 000.00**
		TOTAL (DA)	**1 138 425.00**

IV.6.Entretien d'une installation de pompage solaire :

Pour assurer la pérennité du système de pompage il est absolument indispensable que le propriétaire de la ferme assure l'entretien des panneaux (dépoussiérage…).

IV.7.Résultat de dimensionnement par RETScreen :

IV.7.1. Présentation de RETScreen :

Depuis 1998, le Logiciel de gestion d'énergies propres RETScreen du gouvernement du Canada a servi à nombre de pouvoirs publics, entreprises et institutions universitaires dans le monde à analyser et réaliser des projets de production d'énergie propre. Cet outil de décision exceptionnel permet de comparer différentes sources d'énergie sur les plans des frais et des économies d'énergie, de la réduction des émissions, ainsi que de la viabilité financière de certaines technologies en matière de production d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique [38].

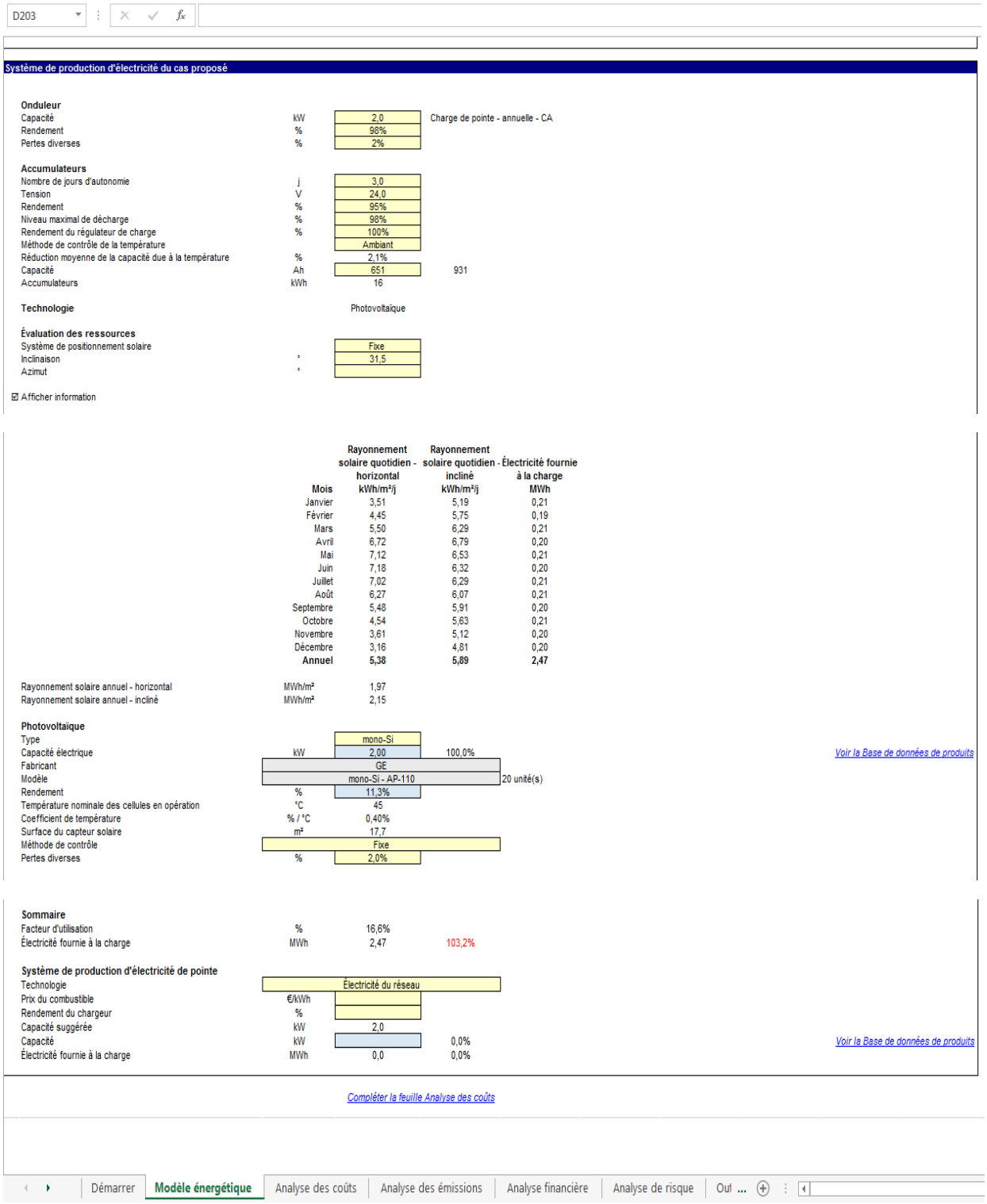
IV.7.2. Donnée du Projet :



Figure IV.13. Interface RETScreen [38]

IV.7.3. Résultat de simulation :

Apres avoir introduit les besoins en énergie et la puissance journalier, le type et la puissance des récepteurs on a obtenu les résultats suivant sur cette interface.



Système de production d'électricité du cas proposé

Onduleur			
Capacité	kW	2,0	Charge de pointe - annuelle - CA
Rendement	%	98%	
Pertes diverses	%	2%	
Accumulateurs			
Nombre de jours d'autonomie	j	3,0	
Tension	V	24,0	
Rendement	%	95%	
Niveau maximal de décharge	%	98%	
Rendement du régulateur de charge	%	100%	
Méthode de contrôle de la température		Ambiant	
Réduction moyenne de la capacité due à la température	%	2,1%	
Capacité	Ah	651	931
Accumulateurs	kWh	16	
Technologie		Photovoltaïque	
Évaluation des ressources			
Système de positionnement solaire		Fixe	
Inclinaison	°	31,5	
Azimut	°		

☑ Afficher information

Mois	Rayonnement solaire quotidien - horizontal kWh/m²/j	Rayonnement solaire quotidien - incliné kWh/m²/j	Électricité fournie à la charge MWh
Janvier	3,51	5,19	0,21
Février	4,45	5,75	0,19
Mars	5,50	6,29	0,21
Avril	6,72	6,79	0,20
Mai	7,12	6,53	0,21
Juin	7,18	6,32	0,20
Juillet	7,02	6,29	0,21
Août	6,27	6,07	0,21
Septembre	5,48	5,91	0,20
Octobre	4,54	5,63	0,21
Novembre	3,61	5,12	0,20
Décembre	3,16	4,81	0,20
Annuel	**5,38**	**5,89**	**2,47**

Rayonnement solaire annuel - horizontal	MWh/m²	1,97	
Rayonnement solaire annuel - incliné	MWh/m²	2,15	
Photovoltaïque			
Type		mono-Si	
Capacité électrique	kW	2,00	100,0%
Fabricant		GE	
Modèle		mono-Si - AP-110	20 unité(s)
Rendement	%	11,3%	
Température nominale des cellules en opération	°C	45	
Coefficient de température	% / °C	0,40%	
Surface du capteur solaire	m²	17,7	
Méthode de contrôle		Fixe	
Pertes diverses	%	2,0%	

Voir la Base de données de produits

Sommaire			
Facteur d'utilisation	%	16,6%	
Électricité fournie à la charge	MWh	2,47	103,2%
Système de production d'électricité de pointe			
Technologie		Électricité du réseau	
Prix du combustible	€/kWh		
Rendement du chargeur	%		
Capacité suggérée	kW	2,0	
Capacité	kW		0,0%
Électricité fournie à la charge	MWh	0,0	0,0%

Voir la Base de données de produits

Compléter la feuille Analyse des coûts

Démarrer | Modèle énergétique | Analyse des coûts | Analyse des émissions | Analyse financière | Analyse de risque | Out ...

Figure IV.14. Résultats du dimensionnement [38]

Conclusion

Le travail de dimensionnement sur le logiciel Homer et plus précis et plus détaillé para port au logiciel RETScreen.

Mais ce dernier demande beaucoup plus de détail pour la manipulation optimale et des résultats plus précis.

La seule langue qu'on peut utiliser sur Homer est la langue anglaise ce qui est un peu difficile pour les francophone ; tout au contraire du logiciel RETScreen qui propose une multitude de langues.

Conclusion Générale

Les exigences du protocole de Kyoto imposent une mutation énergétique basée sur des énergies non polluantes. L'énergie solaire de nature photovoltaïque est, aussi bien du point de vue technique qu'économique, une alternative intéressante pour les sites non raccordés au réseau de distribution centralisée. Elle devrait devenir l'énergie du futur, parce que l'électricité qu'elle produit respecte globalement l'environnement grâce l'absence d'émission de CO2.

D'autre part, lorsque les besoins á couvrir sont faibles les systèmes photovoltaïques trouvent leur pleine justification. Ce type d'énergie décentralisée peut être utilisée hors réseau dans le secteur des habitations secondaires, des refuges de montagnes, et dans les régions désertiques telle que le sud algérien où l'isolement est très accentué (un tiers de la population mondiale n'a pas accès á l'énergie électrique).

L'énergie photovoltaïque permet de couvrir les besoins d'une habitation en électricité tels que l'éclairage, le pompage de l'eau. Le coût lié á l'éclairage des locaux représentant environ 10% de la facture électrique, convaincre les consommateurs de réaliser un bon éclairage autonome, est un excellent argument, car une installation d'éclairage bien pensée peut contribuer á la rentabilité d'une activité par des gains financiers, par une réflexion sur les coûts d'exploitation et de maintenance et des gains de productivité.

De même, le pompage photovoltaïque est l'une des applications les plus prometteuses de l'utilisation de l'énergie solaire et trouve naturellement sa place dans les sites ruraux agricoles.

Le type de stockage généralement utilisé dans ce système est la batterie au plomb. La maturité dont cette technologie fait preuve et son faible coût en sont les raisons principales. Pour contribuer á la solution des problèmes d'énergie dans les sites ruraux isolés, il est intéressant de développer des sources décentralisées reposant sur l'énergie photovoltaïque. Dans la recherche de telles solutions, le dimensionnement est une étape primordiale dans les buts de rationalisation et d'amortissement des investissements réalisés.

Ce travail consiste donc en étude de l'électrification d'une ferme agricole avec un système solaire photovoltaïque autonome munis de batteries d'accumulateur.

Le dimensionnement est défini comme étant la solution basée sur le compromis entre le coût et la fiabilité ;

Mais malheureusement la plus part des études de dimensionnement des systèmes PV reste sur du papier puisque les couts sont très cher en Algérie est que la loi de l'intégration des énergies renouvelable au réseau électrique algérienne n'as pas encore vu le jour.

Bibliographie

[1]. F. K. Rationelle Energiewandlung, Photovoltaic Systems Technology,. 2003

[2]. M. Günther, Advanced CSP Teaching Materials-Solar Radiation.

[3]. M. J. H. M. Y. K. a. Z. R. A. Acra, Water Disinfection by Solar Radiation,. 1990

[4]. Renewable Energy World, . [Online]. Available: http://www.volker-quaschning.de/articles/fundamentals1/index_e.php. 2003

[5]. P. Wurfel, "The chemical potential of radiation," *Solid States Physics,* vol. 15, no. 18, pp. 3967-3985, 1982.

[6]. J. Noé, "Laser ceter," [Online]. Available: http://laser.physics.sunysb.edu/. [Accessed 6 April 2017]. 2017

[7]. G. L. Stephens, D. O'Brien and P. J., "The albedo of Earth," 2015. 2015

[8]. A. a. T. C. K. Kumar, "Renewable Energy Technologies," p. 861, 2007. 2007

[9]. Denis Zoungrana « Cours d'approvisionnement en eau potable », EIER Novembre 2003 2003

[10]. Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens « le pompage photovoltaïque » ; IEPF/Université d'Ottawa/EIER/CREPA-ISBN 2-89481-006-7 1998

[11]. Jacques Lérau, « Cours de géotechnique », Institut national des sciences appliquées de Toulouse, Département de Sciences et Technologies pour l'Ingénieur ; 2006

[12]. Philippe Belleudy « hydrogéologie », octobre 2004 2004

[13]. Annne Labouret-Michel Villoz « Energie Solaire Photovoltaique »-Dunod,Paris, ISBN 2 10 049052 4. 2003-2005

[14] OMS (organisation mondiale de la santé). 2017

[15] Homer pro - 3.11.2 2018

[16] Google 2019

[17] Dr.A.Morsli : Cours Académique Etude d'un système solaire photovoltaïque, 2018-2019

[18] Dr.A.Ferrai : Cours Académique dimensionnement des systèmes PV. 18/19

[19] A.Deneyer, P.D'Herdt et B.Deroisy : Guide pratique et technique de l'èclairage rèsidentiel. JAN Venstermans, 2011

[20] dossier technique, 2007

[21]. M. A. Maehlum, "Which Solar Panel Type is Best? Mono- vs. Polycrystalline vs. Thin Film," May . [Online]. Available: http://energyinformative.org/best-solar-panel- monocrystalline-polycrystalline-thin-film/. 2015

[22]. O. T. a. A. V. AyGegül TaGçJoLlu, "A Power Case Study for Monocrystalline and Polycrystalline Solar Panels in Bursa City, Turkey," 2016. 2016

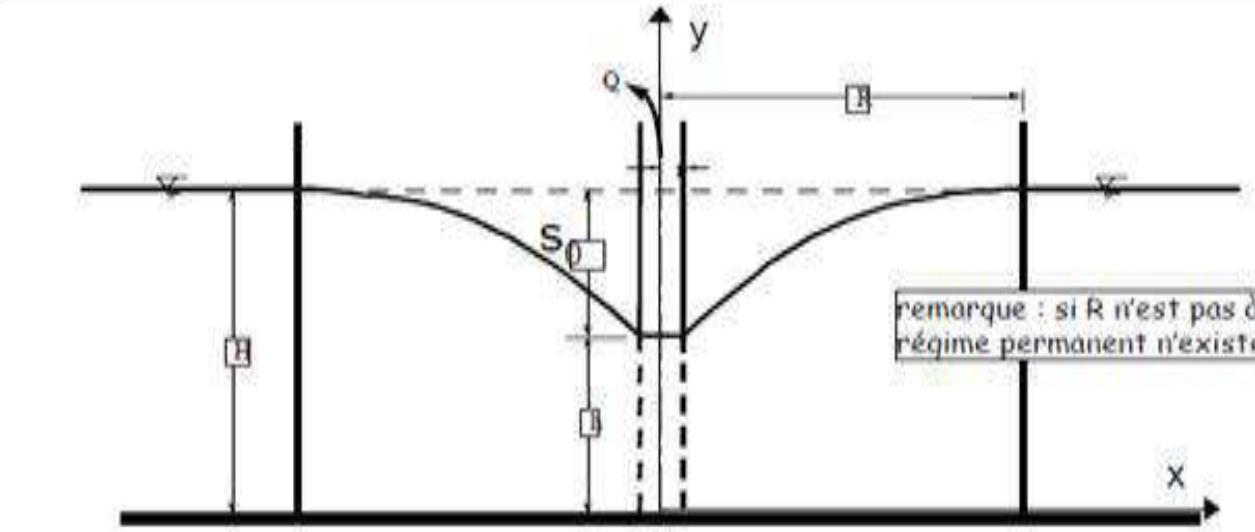
[23].	"Solar facts and advice,". [Online]. Available: http://www.solar-facts-and-advice.com/.	2010
[24].	"Solar advice," [Online]. Available: https://solaradvice.co.za	2017
[25].	G. Beaucarne, "Silicon Thin-Film Solar Cells,".	2007
[26]	L.FERRE : Étude de l'éclairage d'une salle de classe. janvier 2012.	2012
[27].	A. J. G.-L. a. G. P. S. Eduardo F. Fernández, "Multijunction Concentrator Solar Cells: Analysis and Fundamentals," .	2015
[28].	"Solar Junction," [Online]. Available: http://www.sj-solar.com/technology/. [Accessed May2017].	2017
[29]	https : //fr.wikipedia.org/wiki/	2019
[30].	N. M. Pearsall and R. Hill, "Photovoltaic modules, systems and applications," London, 2001, pp. 1-42.	Juin 2001
[31]	L.ZAROUR : Etude technoique d'un système d'energie hybride photovoltaïqueéolien hors rèseau. Thèse de doctorat, Univarsitè Mentouri de Constantine,	Juillet 2010
[32].	"Alternative Energy Tutorials," [Online]. Available: http://www.alternative-energy- tutorials.com. [Accessed May 2017].	2017
[33].	"Renewable energy world,"[Online]. Available: http://www.renewableenergyworld.com/index.html. [Accessed April 2017].	2017
[34].	" Wikipedia," [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_hybrid_power_systems. [Accessed May 2017].	2017
[35]	M.LE GUEN, J.P.PRUVOST et P.PUJADES : Thèse de doctorat. juin	2016
[36]	M.N.MECHALIKH et C.E.HAMADA : Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau. juin	2013.
[37]	M.REBHI, K.BOUFELDJA, M.SELLAM et A.BENATILLAH : Simulation et réalisation d'un étage mppt pour un système hybride pv- diesel ; Nov	2010.
[38]	RETScreen	2018
[39]	Ministry of Economy and Industry," [Online]. Available: http://economy.gov.il/Pages/Default.aspx. [Accessed June 2017].	2017
[40]	"SMA SOLAR TECHNOLOGY," [Online]. Available: http://en.sma-sunny.com/. [AccessedApril 2017];	2017
[41]	https://www.google.fr/search?rlz=1C2CHBD_frDZ843DZ843&q=Ensoleillement ;	2018
[42].	" Atlas Solaires Algerie ;	2006
[43]	Bultin technique ER ;	2019
[44]	Etude et dimensionnement d'un système de pompage PV dans la localité rurale du bénin, LAFIA SIDOU ; Juin	2017
[45]	Dimensionnement d'une installation PV autonome pour alimenter une ferme,Mekki abddo, université de telemcen ;	2016

Annexes

Annexe -A-

Arsène Jules Étienne Dupuit, 1804-66
http://cepa.newschool.edu/het/profiles/dupuit.htm

puits isolé en nappe libre : rayon d'action




Jules Dupuit

remarque : si R n'est pas à l'infini, alors le régime permanent n'existe pas. Sauf si Q=0 !

◆ **rayon d'action R ?**

- ❖ ne peut être déterminé qu'expérimentalement
- ❖ Sichart (empirique)

$$R = 3000(H-h)\sqrt{K}$$

- ❖ sable fin : 60m gravier : 200m

◆ **formule de Dupuit**

$$Q = \frac{\pi K(H^2 - h^2)}{\ln\left(\frac{R}{r}\right)}$$

◆ **si: H-h=ΔH<<H**

$$H - h = s_0 = \frac{Q}{2\pi KH}\ln\left(\frac{R}{r}\right)$$

Annexe -A-

2 - ÉCOULEMENTS TRIDIMENSIONNELS À SYMÉTRIE DE RÉVOLUTION – HYDRAULIQUE DES PUITS

On rencontre de tels écoulements lors de la réalisation de pompages dans la nappe phréatique. Les applications pratiques des pompages sont les suivantes : alimentation en eau, rabattement des nappes et essais de perméabilité in situ.

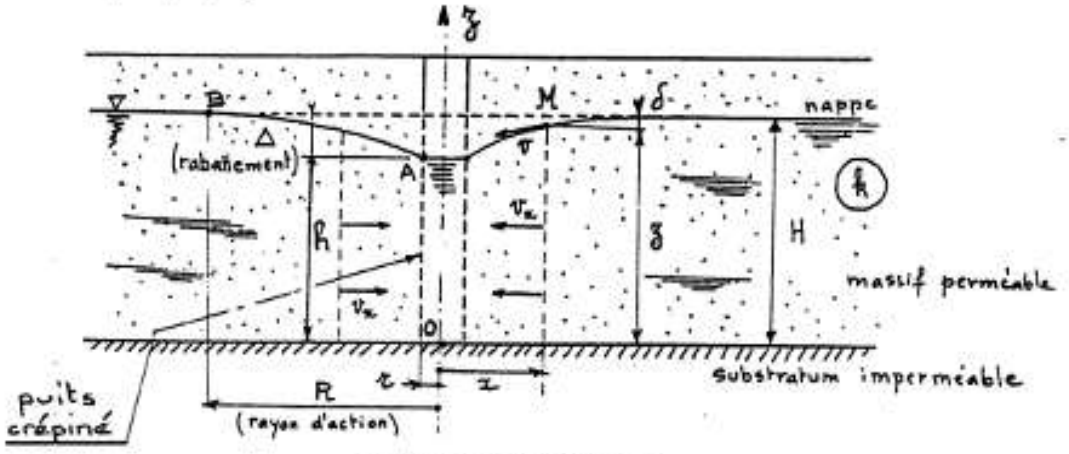
Nous ne donnerons ici que quelques résultats concernant le pompage en régime permanent.

2 - 1 - HYPOTHÈSES DE CALCUL

Soit un massif perméable, isotrope, de perméabilité k, baigné par une nappe libre d'épaisseur H, reposant sur un substratum imperméable (fig. 10). Supposons que l'on fore un puits circulaire vertical, de rayon r, traversant complètement la couche perméable jusqu'au substratum. Le puits est crépiné de manière à ce que les parois ne s'éboulent pas. On pompe alors dans le puits à débit constant q. La hauteur de l'eau dans le puits est notée h.

Dans le cas où la nappe phréatique a une grande épaisseur au repos, un régime permanent s'établit en une journée environ. La surface libre de la nappe présente alors une dépression en forme d'entonnoir, centrée sur le puits et se raccordant à une distance R de l'axe du puits à la surface initiale de la nappe. Le rabattement de la nappe n'affecte donc qu'une portion du massif perméable située à l'intérieur du cylindre vertical de rayon R, appelé rayon d'alimentation ou rayon d'action.

Le problème est de révolution autour de l'axe du puits. La figure ci-après représente une section du massif par un plan diamétral vertical. Le rabattement δ en un point d'abscisse x est donné par la différence de cote entre les points de la surface libre situés à la verticale de x avant et après pompage.



Rabattement de nappe libre

- Figure 10 -

2 - 2 - POMPAGE EN RÉGIME PERMANENT - FORMULE DE DUPUIT

Puits dans une nappe libre (fig. 10)

Soit un point M quelconque de la surface libre de coordonnées x et z.

En désignant par s l'abscisse curviligne le long de la surface libre, le gradient hydraulique en M a pour valeur -dz/-ds et la vitesse de décharge, tangente à la surface libre, a pour module : $v = k \cdot i = k \frac{dz}{ds}$

L'hypothèse de Dupuit consiste à supposer que la surface libre a une pente faible et que les lignes de courant peuvent, en première approximation, être considérées comme horizontales et parallèles.

On peut alors écrire : $v \approx v_x$ et $ds = dx \Rightarrow v_x = k \frac{dz}{dx}$

En admettant que les filets liquides sont pratiquement horizontaux et parallèles, il résulte que v_x est la valeur moyenne de la composante horizontale de la vitesse de décharge le long de la verticale d'abscisse x.

Par suite, le débit qui entre dans le cylindre de surface S (rayon x et hauteur z) a pour valeur : $q = S \cdot v_x = 2\pi . x . z . k . \frac{dz}{dx}$ (1)

Puisque l'eau est incompressible et que le régime est permanent, q est égal au débit pompé dans le puits. En intégrant l'équation (1) entre le rayon du puits r et le rayon d'action R, on trouve la formule de Dupuit :

$$q = \pi . k . \frac{H^2 - h^2}{\ln \frac{R}{r}}$$

2 - 3 - REMARQUES

2 - 3 - 1 - Rayon d'action

L'utilisation de la formule de Dupuit nécessite la connaissance du rayon d'action R. Ce dernier peut être évalué de différentes manières, soit simplement par relevé du niveau de la nappe au cours du pompage, soit à l'aide de formules empiriques, soit encore par un calcul théorique en régime transitoire.

1. En première approximation, on peut admettre que

$$100\, r < R < 300\, r$$

Les valeurs extrêmes du logarithme sont ln 300 = 5,70 et ln 100 = 4,61; on voit que la plage d'incertitude sur q reste faible. Pour R = 200 r, on obtient ln R/r = ln 200 = 5,30.

2. On peut également utiliser la formule empirique de Sichardt :

$$R = 3000\,(H - h)\,\sqrt{k}$$

avec : R, H et h exprimés en m, k exprimé en m/s.

First Solar Series 4™ PV Module

ADVANCED THIN FILM SOLAR TECHNOLOGY



117.5 WATT MODULE EFFICIENCY OF 16.3%

INDUSTRY BENCHMARK SOLAR MODULES

As a global leader in PV energy, First Solar's advanced thin film solar modules have set the industry benchmark with over 10 gigawatts (GW) installed worldwide and a proven performance advantage over conventional crystalline silicon solar modules. Generating more energy than competing modules with the same power rating, First Solar's Series 4™ and Series 4A™ PV Modules deliver superior performance and reliability to our customers.

PROVEN ENERGY YIELD ADVANTAGE

- Generates more energy than conventional crystalline silicon solar modules with the same power
- Superior temperature coefficient resulting in greater energy yield in typical field operating temperatures
- Superior spectral response resulting in a proven energy yield advantage in humid environments
- Anti-reflective coated glass (Series 4A™) enhances energy production

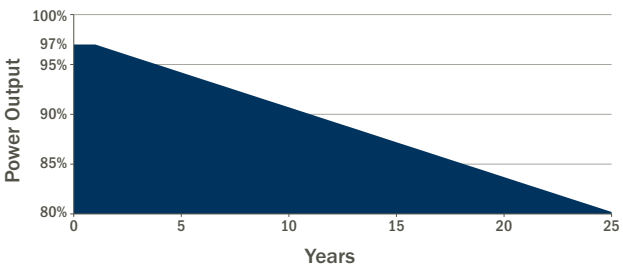
ADVANCED PERFORMANCE & RELIABILITY

- Long-term power-output warranted for 25 years
- Compatible with advanced 1500V plant architectures
- Highly predictable energy in all climates and applications
- Independently certified for reliable performance in high temperature, high humidity, extreme desert and coastal environments based on accelerated life and stress tests

CERTIFICATIONS & TESTS

- PID-Free, Thresher Test, Long-Term Sequential Test, and ATLAS 25+[1]
- IEC 61646 1500V, IEC 61730 1500V, CE
- IEC 61701 Salt Mist Corrosion, IEC 60068-2-68 Dust and Sand Resistance
- ISO 9001:2008 and ISO 14001:2004
- UL 1703 and ULC 1703 Listed Class B Fire Rating (Class A Spread of Flame)
- CSI Eligible (CA-USA), FSEC (FL-USA), MCS (UK), CEC Listed (Australia), JET (Japan)[2], SII (Israel), InMetro (Brazil)[2]

MODULE WARRANTY[3]



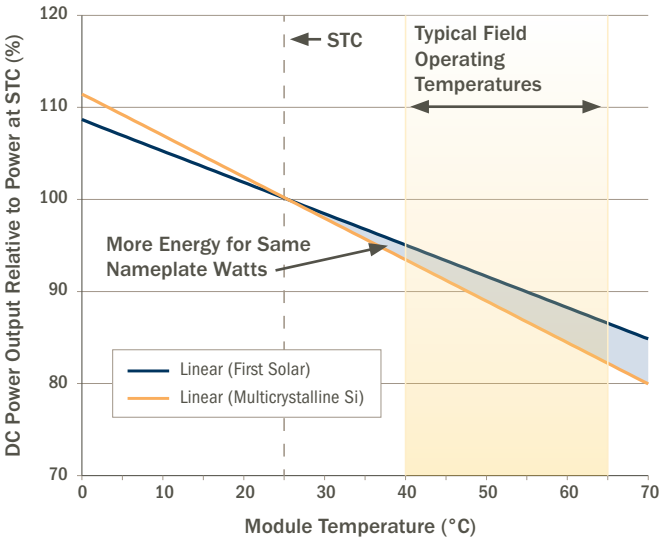
- 25-Year Linear Performance Warranty[4]
- 10-Year Limited Product Warranty

FIRST SOLAR SERIES 4™ PV MODULE

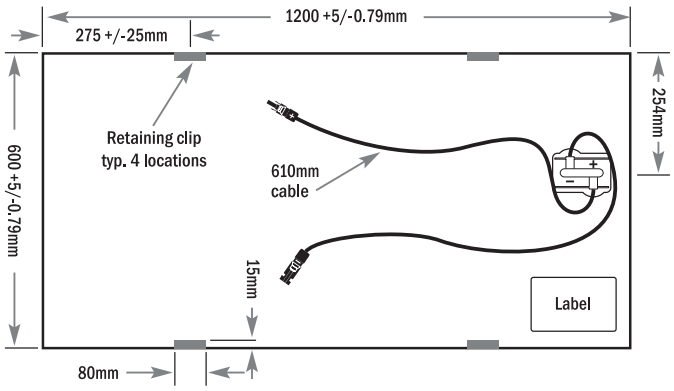
MECHANICAL DESCRIPTION	
Length	1200mm
Width	600mm
Weight	12kg
Thickness	6.8mm
Area	0.72m^2
Leadwire	2.5mm^2, 610mm
Connectors	MC4[9]
Bypass Diode	None
Cell Type	Thin-film CdTe semiconductor, up to 216 cells
Frame Material	None
Front Glass	3.2mm heat strengthened Series 4A™ includes anti-reflective coating
Back Glass	3.2mm tempered
Encapsulation	Laminate material with edge seal
Load Rating	2400Pa[10]

MODULE NUMBERS AND RATINGS AT STC[5,6]							
NOMINAL VALUES		FS-4105-2 FS-4105A-2	FS-4107-2 FS-4107A-2	FS-4110-2 FS-4110A-2	FS-4112-2 FS-4112A-2	FS-4115-2 FS-4115A-2	FS-4117-2 FS-4117A-2
Nominal Power (± 5%)	P_{MPP} (W)	105.0	107.5	110.0	112.5	115.0	117.5
Voltage at P_{MAX}	V_{MPP} (V)	67.8	68.6	69.4	70.2	70.5	71.2
Current at P_{MAX}	I_{MPP} (A)	1.55	1.57	1.59	1.60	1.63	1.65
Open Circuit Voltage	V_{OC} (V)	86.0	86.6	87.2	87.7	87.8	88.2
Short Circuit Current	I_{SC} (A)	1.74	1.75	1.75	1.75	1.78	1.79
Module Efficiency	%	14.6	14.9	15.3	15.6	16.0	16.3
Maximum System Voltage	V_{SYS} (V)	1500 [7]					
Limiting Reverse Current	I_R (A)	4.0					
Maximum Series Fuse	I_{CF} (A)	4.0					
MODULE NUMBERS AND RATINGS AT 800W/m^2, NOCT[8] 45°C, AM 1.5 [6]							
Nominal Power (± 5%)	P_{MPP} (W)	78.3	80.1	82.0	83.9	85.8	87.6
Voltage at P_{MAX}	V_{MPP} (V)	62.6	63.1	64.1	65.0	65.5	65.9
Current at P_{MAX}	I_{MPP} (A)	1.25	1.27	1.28	1.29	1.31	1.33
Open Circuit Voltage	V_{OC} (V)	81.0	81.6	82.1	82.6	82.7	83.1
Short Circuit Current	I_{SC} (A)	1.40	1.41	1.41	1.41	1.44	1.44
TEMPERATURE CHARACTERISTICS							
Module Operating Temperature Range	(°C)	-40 to +85					
Temperature Coefficient of P_{MPP}	T_K (P_{MPP})	-0.34%/°C					
Temperature Coefficient of V_{OC}	T_K (V_{OC})	-0.29%/°C					
Temperature Coefficient of I_{SC}	T_K (I_{SC})	+0.04%/°C					

SUPERIOR TEMPERATURE COEFFICIENT



MECHANICAL DRAWING



END-OF-LIFE RECYCLING

- Recycling services available through First Solar's industry-leading recycling program or customer-selected third party.

1 Device package meets ATLAS 25+.
2 Testing Certifications/Listings pending.
3 Limited power output and product warranties subject to warranty terms and conditions.
4 Ensures 97% rated power in first year, -0.7%/year through year 25.
5 Standard Test Conditions (STC) 1000W/m^2, AM 1.5, 25°C
6 All ratings ±10%, unless specified otherwise. Specifications are subject to change.
7 Application Class A for 1000V (class II), Application Class B for 1500V (class 0)
8 Nominal Operating Cell Temperature: Module operation temperature at 800W/m^2 irradiance, 20°C air temperature, 1m/s wind speed.
9 Multi-Contact MC4 (PV-KST4/PV-KBT4)
10 Higher load ratings can be met with additional clips or wider clips, subject to testing

Disclaimer
The information included in this Module Datasheet is subject to change without notice and is provided for informational purposes only. No contractual rights are established or should be inferred because of user's reliance on the information contained in this Module Datasheet. Please refer to the appropriate Module User Guide and Module Product Specification document for more detailed technical information regarding module performance, installation and use.

The First Solar logo, First Solar™, and all products denoted with ® are registered trademarks, and those denoted with a ™ are trademarks of First Solar, Inc.

OPzS (FLOODED) AND OPzV (GEL) TUBULAR PLATE BATTERIES

Innovative Technology.
Proven Expertise.
Best in Class Solutions.



Discover®
Innovative Battery Solutions

BENEFITS AND FEATURES

Long Service Life

Tubular positive plates with non-woven polyester gauntlets are designed to prevent active material plate shedding and provide the highest cycling expectancy amongst lead acid technologies, particularly in PSoC (Partial State of Charge) operation.

High energy density tubular plates in combination with lead calcium alloy reduces self discharge and charge current requirements during float operation and extends battery service life.

Performance and Reliability

Special sliding pole terminals are designed to accommodate natural grid growth occurrence throughout battery lifetime. Battery containers are made of Acrylonitrile Butadiene Styrene(ABS) and Styrene Acrylonitrile (SAN) to endure high impact and heat environments.

Maintenance and Optimization

OPzS Flooded batteries are manufactured with reduced watering frequency requirements and transparent containers to easily monitor electrolyte level. OPzV Gel batteries are valve-regulated, non-spillable, completely maintenance-free and can be ordered with the option to be horizontally mounted.

Safety

All products are tested and certified to multiple international safety standards for use in Photovoltaic and Stationary applications. Flame retardant containers and centralized gassing and watering kits are available upon request.

Lowest Total Cost of Ownership

OPzV and OPzS Tubular batteries provide the Lowest Total Cost of Ownership (TCO) amongst lead acid technologies. Further savings can be achieved in Hybrid systems through diesel abatement and peak shaving.

CERTIFIED QUALITY

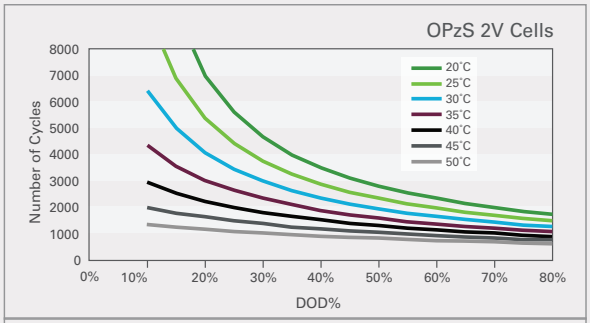
Discover and its manufacturing facilities are fully certified to ISO 9001/14001 and OSHA 18001 standards. OPzS and OPzV Tubular products are also tested in compliance to multiple international standards:

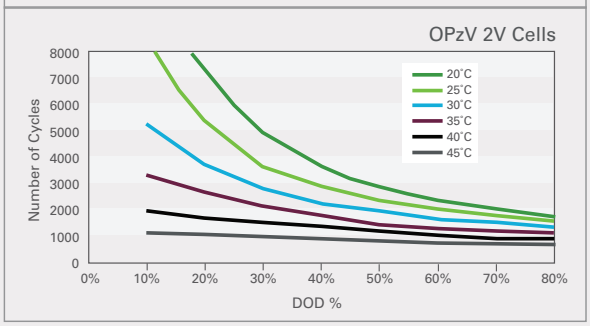
- Eurobat “Long Life” classification
- IEC 60896-21/22 (OPzV) and IEC60896-11 (OPzS) test standard for stationary applications
- IEC 61427 test standard for photovoltaic energy systems
- EN50272-1 and EN50272-2 safety requirements
- DIN 40742 (OPzV) and DIN 40736 (OPzS) standard for stationary tubular plate cells
- UN 2800 (US DOT Compliance)

APPLICATIONS

- Hybrid Systems
- Hydraulic Systems
- Micro-grid
- Net Metering
- Off-Grid Systems
- Peak Shaving / Grid Stabilization
- Residential Storage Systems
- Security / Traffic Lighting and Signaling Systems
- Telecom Network and BTS

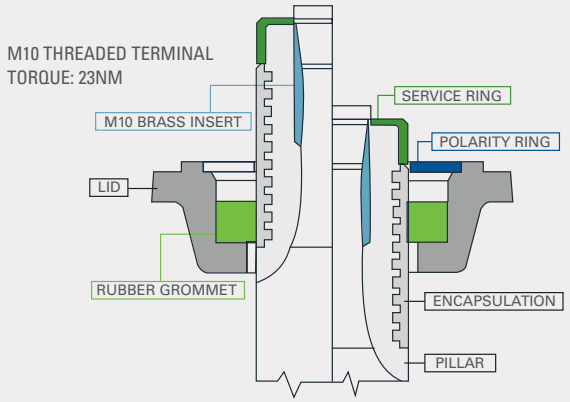
CYCLE LIFE IN RELATION TO DEPTH OF DISCHARGE





SLIDING POLE TERMINAL DESIGN

Maintains an airtight seal even when the plates expand and grow throughout the lifetime of the cell.



TUBULAR PLATE TECHNOLOGY

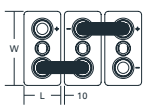
Tubular Positive Plate and non-woven Polyester Gauntlets extend battery cycle and service life performances by reducing corrosion, self-discharge rates and capacity loss from active material plate shedding.



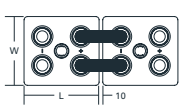
Type No.	NOMINAL CAPACITY					Poles	MECHANICAL CHARACTERISTICS									
	240 HR	120 HR	100 HR	20 HR	10 HR		Length		Width		Height*		Height**		Weight	
	1.85VPC at 20°C / 68°F			1.75VPC at 27°C / 80°F			IN	MM	IN	MM	IN	MM	IN	MM	LB	KG
2 VOLT CELLS																
OPZS FLOODED RANGE																
2VRE-400TF	197	187	183	139	126	2	4.1	105	8.2	208	14.4	367	15.4	392	31	14
2VRE-500TF	274	263	258	198	180	2	4.1	105	8.2	208	14.4	367	15.4	392	35	16
2VRE-600TF	310	300	294	237	215	2	4.1	105	8.2	208	14.4	367	15.4	392	40	18
2VRE-800TF	391	378	370	297	270	2	5.0	126	8.2	208	14.4	367	15.4	392	46	21
2VRE-900TF	470	454	445	356	324	2	5.8	147	8.2	208	14.4	367	15.4	392	55	25
2VRE-1100TF	574	553	542	436	396	2	5.0	126	8.2	208	19.0	484	20.0	509	59	27
2VRE-1300TF	686	661	648	521	474	2	5.8	147	8.2	208	19.0	484	20.0	509	70	32
2VRE-1500TF	780	750	735	595	541	2	6.6	168	8.2	208	19.0	484	20.0	509	81	37
2VRE-1800TF	948	904	886	670	609	2	5.8	147	8.2	208	25.8	656	26.8	682	84	38
2VRE-2000TF	1006	966	947	739	672	2	5.8	147	8.2	208	25.8	656	26.8	682	90	41
2VRE-2500TF	1286	1230	1205	920	836	2	5.8	147	8.2	208	25.8	656	26.8	682	86	39
2VRE-2600TF	1330	1278	1252	982	893	4	8.3	212	7.6	193	25.8	656	26.8	682	132	60
2VRE-3000TF	1546	1484	1454	1131	1028	4	8.3	212	9.2	235	25.9	659	26.9	684	154	70
2VRE-3200TF	1656	1592	1560	1225	1114	4	8.3	212	9.2	235	25.9	659	26.9	684	163	74
2VRE-3800TF	1985	1908	1870	1462	1329	4	8.3	212	10.9	277	25.9	658	26.8	683	191	87
2VRE-4400TF	2283	2216	2172	1785	1623	4	8.3	212	10.9	277	31.8	809	32.8	834	224	102
2VRE-4500TF	2294	2226	2181	1793	1630	4	8.3	212	10.9	277	31.8	809	32.8	834	233	106
2VRE-5500TF	2868	2770	2715	2176	1978	6	8.3	212	15.7	400	30.8	784	31.8	809	321	146
2VRE-5800TF	3019	2921	2863	2325	2114	6	8.3	212	15.7	400	30.8	784	31.8	809	321	146
2VRE-5900TF	3065	2972	2913	2405	2186	6	8.4	215	15.7	400	30.8	784	31.8	809	321	146
2VRE-7600TF	3917	3780	3704	2958	2689	8	8.3	212	19.2	489	30.7	782	31.7	807	394	179
2VRE-8200TF	4217	4076	3994	3219	2926	8	8.4	214	19.2	489	30.7	782	31.7	807	394	179
2VRE-8600TF	4639	4484	4394	3540	3219	8	8.4	214	22.7	578	30.8	784	31.8	809	442	201
2VRE-9200TF	4769	4620	4528	3697	3361	8	8.4	214	22.7	578	30.8	784	31.8	809	460	209
OPZV GEL RANGE																
2VRE-600TG	307	305	301	246	224	2	4.1	105	8.2	208	14.4	367	15.4	392	42	19
2VRE-800TG	382	380	376	308	280	2	5.0	126	8.2	208	14.4	367	15.4	392	48	22
2VRE-900TG	459	457	452	370	336	2	5.8	147	8.2	208	14.4	367	15.4	392	57	26
2VRE-1100TG	567	564	556	446	405	2	5.0	126	8.2	208	19.0	484	20.0	509	68	31
2VRE-1300TG	681	678	668	535	486	2	5.8	147	8.2	208	19.0	484	20.0	509	79	36
2VRE-1600TG	797	793	782	624	567	2	6.6	168	8.2	208	19.0	484	20.0	509	92	42
2VRE-1900TG	987	982	968	759	690	2	5.8	147	8.2	208	25.8	656	26.8	681	110	50
2VRE-2600TG	1313	1306	1287	1012	920	4	8.3	212	7.6	193	25.8	657	26.8	682	145	66
2VRE-3200TG	1643	1635	1610	1265	1150	4	8.3	212	9.2	235	25.9	659	26.9	684	180	82
2VRE-3900TG	1979	1969	1938	1518	1380	4	8.3	212	10.9	277	25.9	658	26.8	683	213	97
2VRE-4400TG	2238	2227	2197	1782	1620	4	8.3	212	10.9	277	31.8	809	32.8	834	246	112
2VRE-5900TG	2981	2966	2927	2376	2160	6	8.4	215	15.7	400	30.8	784	31.8	809	343	156
2VRE-7400TG	3723	3704	3655	2970	2700	8	8.4	214	19.2	489	30.7	782	31.7	807	418	190
2VRE-8200TG	4095	4074	4021	3267	2970	8	8.4	214	22.7	578	30.8	784	31.8	809	475	216
2VRE-8900TG	4483	4461	4402	3564	3240	8	8.4	214	22.7	578	30.8	784	31.8	809	497	226
2VRE-9700TG	4857	4833	4769	3861	3510	8	8.4	214	22.7	578	30.8	784	31.8	809	519	236

*** Height over lid. ** Height over pillar.**

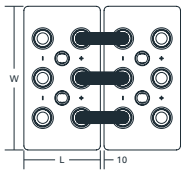
DRAWINGS



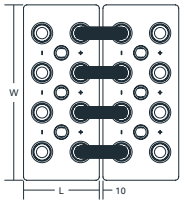
2V - 2 Pole



2V - 4 Pole



2V - 6 Pole



2V - 8 Pole

Discover®

Innovative Battery Solutions

Discover Energy Corp. attempts to ensure the correctness of the product description and data contained herein. We reserve the right to change designs, specifications and pricing at any time without notice or obligation. It is the responsibility of the reader of this information to verify any and all information presented herein.

©Discover Energy Corp. Discover is a registered trademark and used under license. All Rights Reserved.

Contrôleur de charge BlueSolar MPPT 75/10, 75/15 et MPPT 100/15

www.victronenergy.com





Contrôleur de charge solaire MPPT 75/15

Localisation ultra rapide du point de puissance maximale (MPPT - Maximum Power Point Tracking).

Surtout en cas de ciel nuageux, quand l'intensité lumineuse change constamment, un contrôleur ultra-rapide MPPT améliorera la collecte d'énergie jusqu'à 30 % par rapport aux contrôleurs de charge PWM (modulation d'impulsions en durée), et jusqu'à 10 % par rapport aux contrôleurs MPPT plus lents.

Sortie de charge

La décharge excessive de la batterie peut être évitée en connectant toutes les charges à la sortie de charge. La sortie de charge déconnectera la charge quand la batterie aura été déchargée à une tension prédéterminée.
Sinon, un algorithme de gestion de batterie intelligente peut être choisi : voir BatteryLife.
La sortie de charge est protégée contre les courts-circuits.
Certaines charges (en particulier les convertisseurs) seront plutôt connectées directement à la batterie, et le contrôle à distance du convertisseur à la sortie de charge. Un câble d'interface spécial peut être nécessaire, veuillez consulter le manuel.

BatteryLife : gestion intelligente de la batterie

Quand un contrôleur de charge solaire ne peut pas recharger la batterie entièrement en un jour, il en résulte souvent que la batterie alterne constamment entre un état « en partie chargée » et un état « fin de décharge ». Ce mode de fonctionnement (recharge complète non régulière) endommagera les batteries au plomb en quelques semaines ou quelques mois.
L'algorithme de BatteryLife contrôlera l'état de charge de la batterie, et le cas échéant, augmentera légèrement, jour après jour le niveau de déconnexion de la charge (c.à.d. il déconnectera la charge plus tôt), jusqu'à ce que l'énergie solaire récupérée soit suffisante pour recharger la batterie à près de 100 % de sa capacité. À partir de là, le niveau de déconnexion de la charge sera modulé afin qu'une recharge de près de 100 % soit atteinte au moins une fois par semaine.

Algorithme de charge de batterie programmable

Consulter la section Support & Téléchargements > Logiciel sur notre site Web pour davantage de détails.

Option Nuit/Jour et gradateur d'éclairage

Consulter la section Support & Téléchargements > Logiciel sur notre site Web pour davantage de détails.

Options d'affichage d'historique et données en temps réelles, programmation

- Smartphones modernes Apple et Android, tablettes, macbooks et autres appareils : consultez les captures d'écran sur la fiche découverte de l'application MPPT et de la clé électronique VE.Direct Bluetooth Smart.
- Tableau de commande ColorControl





Contrôleur de charge BlueSolar	MPPT 75/10	MPPT 75/15	MPPT 100/15
Tension de la batterie	Sélection automatique 12/24 V		
Courant de charge nominal	10 A	15 A	15 A
Puissance maximale PV, 12 V 1a, b)	135 W	200 W	200 W
Puissance maximale PV, 24V 1a, b)	270 W	400 W	400 W
Max. PV courant de court-circuit 2)	10 A	15 A	15 A
Déconnexion de charge automatique	Oui, charge maximale 15 A		
Tension PV maximale de circuit ouvert	75 V		100 V
Efficacité de crête	98 %		
Autoconsommation	10 mA		
Tension de charge « d'absorption »	14,4 V / 28,8 V (réglable)		
Tension de charge « float »	13,8 V / 27,6 V (réglable)		
Algorithme de charge	adaptative à étapes multiples		
Compensation de température	-16 mV / °C resp. -32 mV / °C		
Courant de charge continu/de crête	15 A / 50 A		
Déconnexion en cas de charge de tension réduite	11,1 V / 22,2 V ou 11,8 V / 23,6 V ou Algorithme BatteryLife		
Reconnexion de charge en cas de tension réduite	13,1 V / 26,2 V ou 14 V / 28 V ou Algorithme BatteryLife		
Protection	Inversion de polarité de batterie (fusible) Court-circuit de sortie / Surchauffe		
Température d'exploitation	-30 à +60 °C (puissance nominale en sortie jusqu'à 40 °C)		
Humidité	95 %, sans condensation		
Port de communication de données	VE.Direct Consultez notre livre blanc concernant les communications de données qui se trouve sur notre site Web		
BOÎTIER			
Couleur	Bleu (RAL 5012)		
Bornes de puissance	6 mm² / AWG10		
Degré de protection	IP43 (composants électroniques), IP22 (zone de connexion)		
Poids	0,5 kg		
Dimensions (h x l x p)	100 x 113 x 40 mm		
STANDARDS			
Sécurité	EN/IEC 62109		

1a) Si une puissance PV supérieure est connectée, le contrôleur limitera la puissance d'entrée au maximum défini.
1b) La tension PV doit dépasser Vbat + 5 V pour que le contrôleur se mette en marche.
Ensuite, la tension PV minimale est Vbat + 1 V
2) Un tableau de PV avec un courant plus élevé de court-circuit peut endommager le contrôleur

Victron Energy B.V. | De Paal 35 | 1351 JG Almere | The Netherlands
General phone: +31 (0)36 535 97 00 | Fax: +31 (0)36 535 97 40
E-mail: sales@victronenergy.com | **www.victronenergy.com**

Xtender
XTS



	Model	XTS 900-12	XTS 1200-24	XTS 1400-48
	Inverter			
	Nominal battery voltage	12 Vdc	24 Vdc	48 Vdc
	Input voltage range	9.5 - 17 Vdc	19 - 34 Vdc	38 - 68 Vdc
	Continuous power @ 25°C	650** / 500 VA	800** / 650 VA	900** / 750 VA
	Power 30 min. @ 25°C	900** / 700 VA	1200** / 1000 VA	1400** / 1200 VA
	Power 5 sec. @ 25°C	2.3 kVA	2.5 kVA	2.8 kVA
	Maximum load	Up to short-circuit		
	Asymmetric load	Up to Pcont.		
*	Load detection (stand-by)	2 to 25 W		
	Cos φ	0.1-1		
	Maximum efficiency	93 %	93 %	93 %
	Consumption OFF/Stand-by/ON	1.1 W / 1.4 W / 7 W	1.2 W / 1.5 W / 8 W	1.3 W / 1.6 W / 8 W
*	Output voltage	Pure sine wave 230 Vac (± 2 %) / 120 Vac [1]		
*	Output frequency	Adjustable 45 - 60 Hz [1] ± 0.05 % (crystal controlled)		
	Harmonic distortion	< 2 %		
	Overload and short-circuit protection	Automatic disconnection with 3 time restart attempt		
	Overheat protection	Warning before shut-off - with automatic restart		
	Battery charger			
*	Charge Characteristic	6 steps: Bulk, Absorption, Floating, Equalization,reduced floating, periodic absorption Number of steps, thresholds, end current and times completely adjustable with the RCC-02/-03		
*	Maximum charging current	35 A	25 A	12 A
*	Temperature compensation	With BTS-01 or BSP 500/1200		
	Power Factor Correction (PFC)	EN 61000-3-2		
	General data	**XTS 900-12**	**XTS 1200-24**	**XTS 1400-48**
*	Input voltage range	150 to 265 Vac / 50 to 140 Vac [1]		
	Input frequency	45 to 65 Hz		
	Input current max. (transfer relay) / Output current max.	16 Aac / 20 Aac		
	Transfer time	< 15 ms		
	Multifunction contacts	Module ARM-02 with 2 contacts, in option		
	Weight	8.2 kg	9 kg	9.3 kg
	Dimensions h/w/l [mm]	110 / 210 / 310	110 / 210 / 310	110 / 210 / 310
	Protection index	IP54		
	EU declaration of conformity	**Low Voltage Directive (LVD) 2014/35/EU:** - EN 50178:1997 **Electromagnetic Compliance (EMC) Directive 2014/30/EU:** - EN 62040-2:2006, EN 61000-3-2:2014		
	Operating temperature range	-20 to 55°C		
	Relative humidity in operation	100 %		
	Ventilation	Optional cooling module ECF-01		
	Acoustic level	<40dB / <45dB (without/with ventilation)		
	Warranty	5 years		
	ISO Certification	9001:2008 / 14001:2004		
	Accessories			
	Remote control RCC-02 or RCC-03	•	•	•
	Module Xcom-232i	•	•	•
	Communication sets Xcom-LAN / Xcom-GSM / Xcom-SMS	•	•	•
	Battery Status Processor BSP	•	•	•
	Remote Control Module RCM-10 (3 m)	•	•	•
	2 aux. contacts module ARM-02	•	•	•
	Cooling Module ECF-01	•	•	•
	Battery temp. sensor BTS-01 (3 m)	•	•	•
	Communication cable for 3ph and // CAB-RJ45-8-2	•	•	•
	Mounting frame X-Connect			

* Adjustable with the RCC-02/-03

** These features are valid only when using the cooling module ECF-01.

[1] With -01 at the end of the reference, means 120V/60Hz. Available for all Xtenders except XTH 8000-48

Data may change without any notice

PS600 HR/C

Système de pompe solaire immergée, 4”
Unité de pompage à Rotor hélicoïdal (HR) ou Centrifuge (C)

Caractéristiques

- Hauteur manométrique jusqu’à 180 m
- Débit jusqu’à 11 m³/h
- Installation simple
- Pas de maintenance
- Haute fiabilité, longue durée de vie
- Economique

Applications

- Alimentation en eau potable
- Abreuvage du bétail
- Gestion de réserve d’eau
- Irrigation
- etc.

Composants

Contrôleur PS600

- Contrôle du système de pompage et signalisation des états de fonctionnement
- Montage en surface (pas d’électrique immergée)
- Deux entrées pour sonde de niveau d’eau (protection contre le fonctionnement à sec), interrupteur à flotteur, pressostat, commande à distance, etc.
- Reset automatique 20 minutes après arrêt de la pompe par la sonde de niveau
- Protection contre les inversions de polarité, surcharges et températures excessives
- Contrôle de vitesse, vitesse maximale ajustable pour réduire le débit d’environ 30 %
- Fonctionnement solaire direct: MPPT (Maximum Power Point Tracking, point de fonctionnement max)
- Fonctionnement sur batteries: Protection contre les décharges profondes, reconnexion après recouvrement
- Rendement max. 92 % (moteur + contrôleur)
- Boîtier: IP54 (étanche aux intempéries)

Moteur ECDRIVE 600 HR/C

- Moteur à courant continu, sans balai
- Pas d’électronique à l’intérieur du moteur
- Rempli d’eau
- IP68, résistant à la pression, pas de limite de profondeur d’immersion
- Paliers en carbone/céramique
- Matériaux résistant à l’humidité: acier inoxydable (AISI 316), POM, caoutchouc, câble autorisé pour eau potable

Corps de pompe

- Longue durée de vie
- Clapet anti-retour
- Protection contre le fonctionnement à sec (optionnel)
- Matériaux résistant à l’humidité: acier inoxydable (AISI 316), caoutchouc

Pompes HR seulement

- Pompe à rotor hélicoïdal (pompe à déplacement positif)
- Deux parties principales: stator et rotor, ultra-résistants
- Stator: enrobé de caoutchouc résistant à l’abrasion
- Rotor: acier inoxydable, surfaces chromées, résistant à l’abrasion
- Plus résistant aux dommages du sable que d’autres types de pompes
- Autonettoyantes



Performances

PS600	HR-03	HR-03H	HR-04	HR-04H
Article N°	1040-X	1045-X	1050-X	1055-X
Hauteur manométrique [m]	0-140	140-180	0-80	80-140
Débit max. [m³/h]	0.5	0.5	0.8	0.8
Rendement max. [%]	60	64	60	65
Fonctionnement solaire direct	Tension nominale 48-72 V DC, Tension en circuit ouvert max. 150 V DC			
Générateur solaire [Wp]	300-480	420-900	300-480	420-900
Fonctionnement sur batteries	Tension nominale 48-72 V DC			

PS600	HR-20	HR-14	C-SJ5-8	C-SJ8-7
Article N°	1080-X	1070-X	1292	1293
Hauteur manométrique [m]	0-30	0-50	0-25	0-18
Débit max. [m³/h]	3.6	2.7	7.5	11.0
Rendement max. [%]	64	65	47	47
Fonctionnement solaire direct	Tension nominale 48-72 V DC, Tension en circuit ouvert max. 150 V DC			
Générateur solaire [Wp]	420-900	300-900	300-900	300-900
Fonctionnement sur batteries	Tension nominale 48-72 V DC			



Table de dimensionnement

Instructions

1. HMT: Rechercher la hauteur manométrique voulue et lire la colonne située dessous.

2. Volume journalier: Trouver le volume d'eau souhaité, pour une irradiation de 4.5, 6.0 ou 7.5 kWh/m²/jour. 7.5 correspond à un temps d'été modérément sec. Pour des débits supérieurs, lire la colonne plus basse.

3. Dimensionnement du tyau: Retenir le débit max. pour le dimensionnement du tuyau.

4. Dimensionnement câbles, lonueurs

Générateur solaire	Hauteur manométrique		5 m / 16 ft		10 m / 33 ft		15 m / 50 ft		20 m / 65 ft		30 m / 100 ft		40 m / 133 ft		50 m / 165 ft		60 m / 200 ft		70 m / 230 ft	
	Montage du champ solaire		Fixe	Suiveur	Fixe	Suiveur	Fixe	Suiveur	Fixe	Suiveur	Fixe	Suiveur	Fixe	Suiveur	Fixe	Suiveur	Fixe	Suiveur	Fixe	Suiveur
			Débit [m³/jour]																	
300 Wp	Irradiation kWh/m²/jour	7.5	45	65	19	27	19	26	15	22	7.5	9.5	6.2	8.7	6.0	7.9	4.7	6.8	3.8	5.3
		6.0	38	52	15	22	15	20	11	16	6.2	8.2	5.4	7.4	4.8	6.3	3.7	5.3	3.0	4.2
		4.5	29	38	12	16	11	15	7.0	9.0	5.0	6.8	4.5	6.0	3.5	4.7	2.8	3.8	2.3	3.0
	Type pompe		C-SJ8-7		HR-14						HR-04								HR-03	
	Débit max. [l/min]		110		47		40		36		14		13		13		11		7	
	Section/long. câble		4mm² / 45m #10 / 150ft								4mm² / 60. #10 / 250ft									
350 Wp	Irradiation kWh/m²/jour	7.5	52	78	22	30	23	29	18	26	14	20	6.8	8.7	6.1	8.3	5.7	7.9	4.9	6.8
		6.0	43	62	19	26	18	24	15	20	10	14	6.5	8.3	5.5	7.5	4.8	6.9	4.1	5.8
		4.5	33	44	16	22	14	19	10	14	6.0	8.0	6.0	8.0	4.7	6.2	4.0	5.6	3.5	4.8
	Type pompe		C-SJ8-7		HR-14								HR-04							
	Débit max. [l/min]		125		47		40		36		30		13		13		11		10	
	Section/long. câble		4mm² / 45m #10 / 150ft										4mm² / 60m #10 / 250ft							
420 Wp	Irradiation kWh/m²/jour	7.5	60	90	26	31	24	30	20	29	16	23	8.7	13	6.8	8.7	6.1	8.3	5.7	7.6
		6.0	50	72	22	27	19	25	17	24	12	17	7.5	11	6.0	7.9	5.4	7.2	4.8	6.4
		4.5	39	53	17	24	15	21	14	19	8.0	11	6.5	8.7	5.0	7.0	4.5	6.0	4.0	5.4
	Type pompe		C-SJ8-7		HR-14								HR-07		HR-04					
	Débit max. [l/min]		135		43		42		38		34		20		13		11		10	
	Section/long. câble		4mm² / 45m #10 / 150ft										4mm² / 75m #10 / 300ft							
480 Wp	Irradiation kWh/m²/jour	7.5	66	95	34	49	30	43	22	30	18	26	14	16	11	16	8.7	13	6.1	8.7
		6.0	56	80	28	38	24	32	19	27	15	19	10	14	8.5	12	7.0	10	5.5	7.4
		4.5	44	60	22	28	18	24	15	21	12	16	7.0	9.5	5.5	7.5	5.0	6.5	4.5	6.0
	Type pompe		C-SJ8-7		C-SJ5-8				HR-14				HR-07				HR-04 avec #10/280ft		HR-04	
	Débit max. [l/min]		145		80		75		42		36		28		20		19		13	
	Section/long. câble		6mm² / 55m #10 / 130ft												10mm² / 90m #8 / 230ft				6mm² / 80m	
660 Wp	Irradiation kWh/m²/jour	7.5	82	112	60	86	38	57	26	30	22	29	17	25	14	19	9.8	14.4	8.7	12.5
		6.0	71	98	50	70	32	46	23	29	18	24	14	19	11	15	8.5	12.0	7.3	10.5
		4.5	56	74	36	47	24	33	19	25	14	19	10	14	8.0	10	7.0	9.5	6.0	8.5
	Type pompe		C-SJ8-7				C-SJ5-8		HR-14								HR-07			
	Débit max. [l/min]		165		135		90		43		42		40		38		20		20	
	Section/long. câble		4mm² / 20m #10 / 85ft						6mm² / 55m #10 / 130						10mm² / 80m #8 / 230ft					
720 Wp	Irradiation kWh/m²/jour	7.5	87	125	66	93	42	61	33	47	24	30	20	29	18	26	11	14	10	14
		6.0	76	106	54	78	35	50	26	36	20	26	18	25	14	19	10	14	9.0	13
		4.5	59	80	39	53	25	34	22	30	17	23	16	21	9	12	9	12	8.0	11
	Type pompe		C-SJ8-7				C-SJ5-8				HR-14						HR-07			
	Débit max. [l/min]		175		145		95		75		44		43		39		20		20	
	Section/long. câble		4mm² / 20m #10 / 85ft						6mm² / 55m #10 / 130						10mm² / 80m #8 / 230ft					
840 Wp	Irradiation kWh/m²/jour	7.5	96	133	74	110	57	85	40	60	24	30	22	30	19	27	11	14	10	15
		6.0	84	110	63	91	45	65	33	47	22	29	21	28	16	23	10	14	9.8	14
		4.5	68	92	46	62	30	41	25	34	20	26	18	24	13	18	9.5	13	9.0	13
	Type pompe		C-SJ8-7						C-SJ5-8		HR-14						HR-07			
	Débit max. [l/min]		185		170		150		95		45		43		39		20		20	
	Section/long. câble		4mm² / 20m #10 / 85ft						6mm² / 55m #10 / 130						10mm² / 80m #8 / 230ft					

Tension de fonctionnement système

48-72 V nominal, soit 6-8 modules standard 12 V câblés en série, Voc 150 V max.

Limites de hauteur manométrique

Les systèmes sont sélectionnés pour une performance optimale. Pour pallier à des situations imprévues, chaque système peut en réalité dépasser les hauteur indiquées de 15 %.

Sections de câbles

La section de câbles est calculée pour ne pas excéder 4 % de pertes de puissance.

Câble de pompe: exemple 6 mm²/130 m = longueur max. possible avec cette section de câble.

Variations de longueur

Plus long: pour chaque augmentation de 50 %, la section de câble supérieure est requise.

Plus court: Pour chaque réduction de 33 %, la section de câble inférieure est possible.

Champ solaire vers contrôleur: si plus court que 6 m/20 ft: 4 mm²/#10

Contrôleur vers détecteur de niveau: 1 mm²/#18 min. 2-conducteurs

Pour HMT supérieurs à 100 m

Spécialement pour les HMT supérieures à 100 m/330 ft, comparer les sections de câbles avec le systèmes PS1200. Du fait d'une tension de fonctionnement supérieure, des sommes importantes peuvent être économisées sur le coût du câblage.

Calcul du volume d'eau journalier

Le volume d'eau journalier est calculé en intégrant le débit réel en fonction d'une puissance fournie (PV) réaliste tout au long de la journée.

Le champ solaire est réglé avec un angle d'inclinaison = latitude du lieu.

Le débits peuvent varier de +/- 10 %.

LORENTZ GERMANY

Conversion d'unités de débit

1 m³	264 US Gal.
1 m³	220 Imp. Gal.
1 l/min	0.264 US Gal./min
1 l/min	0.220 Imp. Gal./min

Conversion d'unités de longueur

1 m	3.3 ft

1 Hauteur manométrique Totale

80 m 265 ft		90 m 300 ft		100 m 330 ft		120 m 400 ft		140 m 460 ft		160 m 530 ft		180 m 600 ft		200 m 660 ft		230 m 760 ft		Hauteur manométrique	Générateur solaire
Fixe	Suiveur	Fixe	Suiveur	Fixe	Suiveur	Fixe	Suiveur	Fixe	Suiveur	Fixe	Suiveur	Fixe	Suiveur	Fixe	Suiveur	Fixe	Suiveur	Montage du champ solaire	
Débit [m³/jour]																			
3.2	4.7	2.6	4.2	2.5	3.8	2.3	3.4	1.9	2.7									7.5 6.0 4.5 Irradiation kWh/m²/jour	300 Wp
2.6	3.7	2.1	3.1	1.8	2.7	1.6	2.3	1.3	1.8										
1.9	2.6	1.5	2.1	1.1	1.6	0.9	1.3	0.7	0.9										
HR-03																		Type pompe	
6.4		6.1		5.7		5.3		4.9										Débit max. [l/min]	
10mm² / 120m #10 / 330ft						10mm² / 120m #8 / 450ft												Section/long. câble	
3.8	5.1	3.4	5.0	3.2	4.7	3.0	4.3	2.7	4.0									7.5 6.0 4.5 Irradiation kWh/m²/jour	350 Wp
3.3	4.4	3.0	4.0	2.7	3.9	2.5	3.3	2.0	2.9										
2.8	3.8	2.6	3.5	2.2	3.0	1.7	2.3	1.3	1.8										
HR-03																		Type pompe	
8.3		7.6		7.2		6.8		6.4										Débit max. [l/min]	
10mm² / 120m #10 / 330ft						10mm² / 120m #8 / 450ft												Section/long. câble	
4.7	6.9	4.5	5.4	4.0	5.0	3.7	5.0	3.0	4.2	2.3	3.2	1.7	2.4					7.5 6.0 4.5 Irradiation kWh/m²/jour	420 Wp
3.9	5.5	3.7	4.7	3.2	4.2	3.0	4.1	2.5	3.4	2.0	2.7	1.4	1.9						
3.0	4.0	2.9	3.9	2.4	3.3	2.3	3.2	2.0	2.7	1.7	2.2	1.0	1.4						
HR-04H		HR-03								HR-03H								Type pompe	
9.5		7.9		7.6		7.2		6.8		6.1		5.3						Débit max. [l/min]	
10mm² / 120m #10 / 330ft						10mm² / 120m #8 / 450ft				14mm² / 180m #6 / 600ft								Section/long. câble	
5.7	8.2	5.5	8.0	5.0	7.0	4.5	6.5	3.3	4.5	2.8	4.0	2.3	3.0					7.5 6.0 4.5 Irradiation kWh/m²/jour	480 Wp
4.8	6.7	4.4	6.5	3.8	5.3	3.4	4.8	3.0	4.0	2.4	3.3	1.9	2.5						
3.9	5.2	3.3	4.5	2.6	3.5	2.2	3.0	2.6	3.5	1.9	2.5	1.5	2.0						
HR-04H								HR-03		HR-03H								Type pompe	
12		11		10		9.5		7.2		6.4		5.7						Débit max. [l/min]	
10mm² / 100m #6 / 420ft								10mm² / 140m		14mm² / 180m #6 / 600ft								Section/long. câble	
8.0	11.5	6.5	8.0	5.5	7.8	5.1	7.4	4.5	6.4									7.5 6.0 4.5 Irradiation kWh/m²/jour	660 Wp
6.5	9.2	5.5	7.4	4.9	6.7	4.0	5.8	3.5	5.0										
5.0	7.0	4.5	6.0	4.3	5.5	3.0	4.2	2.5	3.5										
HR-07		HR-04H																Type pompe	
19		13		13		12		12										Débit max. [l/min]	
#8 / 265ft		10mm² / 100m #6 / 420ft																Section/long. câble	
9.4	14	8.7	13	6.0	8.0	5.7	8.0	5.3	7.0									7.5 6.0 4.5 Irradiation kWh/m²/jour	720 Wp
8.2	12	7.4	11	5.8	7.0	5.0	6.5	4.4	5.9										
7.0	9.5	6.0	8.1	5.5	6.1	4.0	5.4	3.5	4.7										
HR-07				HR-04H														Type pompe	
20		19		13		13		12										Débit max. [l/min]	
10mm² / 100m #8 / 300ft				10mm² / 120m #6 / 500ft														Section/long. câble	
10	14	9.4	14	6.8	8.0	6.4	8.0	6.0	7.2									7.5 6.0 4.5 Irradiation kWh/m²/jour	840 Wp
8.9	12	8.4	12	6.1	7.4	5.7	6.8	5.2	6.4										
7.8	11	7.3	9.8	5.7	6.4	4.7	6.1	4.4	6.0										
HR-07				HR-04H														Type pompe	
20		19		13		13		12										Débit max. [l/min]	
10mm² / 100m #8 / 300ft				10mm² / 120m #6 / 500ft														Section/long. câble	

2 Volume journalier

3 Débit pointe pour choix tuyau

4 Section des câbles, longueur max.

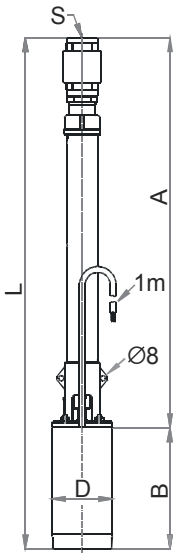
Conversion pour section de câbles

AWG	mm²
# 18	1
# 12	4
# 10	6
# 8	10
# 6	16

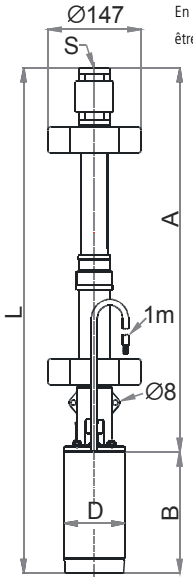
Le tableau donne la section métrique la proche.

Données techniques, dimensions et poids

	Dimensions					Dimensions d'emballage			
	L	A	B	D	S	Emballage	Volume	Poids net	Poids brut
	[mm]	[mm]	[mm]	[mm]	[in]	[mm]	[m³]	[kg]	[kg]
Pompe (moteur + corps de pompe)									
HR-03, HR-03H, HR-04, HR-04H	780	595	185	96	G 1 ¼	850×160×150	0.0204	11.2	12.0
HR-07, HR-10, HR-14, HR-20	771	586	185	96	G 1 ¼	850×160×150	0.0204	11.5	12.3
C-SJ5-8	524	339	185	96	G 1 ½	660×160×150	0.0158	11.2	12.0
C-SJ8-7	684	499	185	96	G 2	660×160×150	0.0158	12.7	13.5
Contrôleur									
PS600						450×250×240	0.0270	4.5	5.3

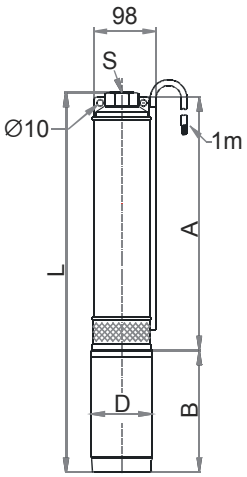


Pompe
HR-03, HR-03H,
HR-04, HR-04H

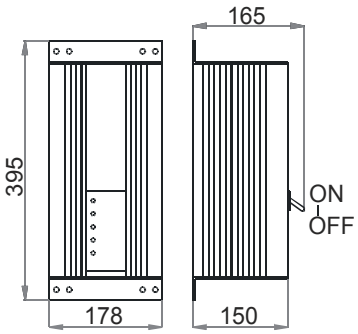


En coupant les caoutchoucs d'espacement, le diametre peut être ajusté de 147 mm (6 in) jusq'à 100 mm (4 in)

Pompe
HR-07, HR-10,
HR-14, HR-20



Pompe
C-SJ5-8, C-SJ8-7



Contrôleur PS600

Tolérance au sable et à la vase

La pompe (HR) a une résistance au sable, à l'argile etc. supérieur d'autres types de pompes. Dans un puit convenablement construit, la teneur en sable ou en argile, etc. est comprise dans la tolérance de la pompe.

Une concentration de solides supérieure à 2 % (par unité de volume) peut causer un blocage dans la pompe ou dans le tuyau, plus particulièrement à bas débit.

Ne pas utiliser la pompe pour curer un puit obstrué.

Câble de pompe et épissurage

Câble submersible standard, 3 conducteurs + terre (total 4 fils). La connexion à la pompe s'effectue avec les méthodes d'épissurage standard de l'industrie.

Tuyauterie

Sortie de pompe G 1 ¼ in (en option 1 in NPT). Lorsque l'eau est chargée, choisir un diamètre de tuyau plus faible pour augmenter la vélocité de circulation d'eau. Cela contribue à évacuer les particules solides et évite les accumulations dans le tuyau. En cas de réduction du diamètre, consulter les tables de pertes de charges. Le tuyau peut être de n'importe quel matériau standard, rigide ou flexible. Un raidisseur n'est pas nécessaire.

Températures limites

Corps de pompe, moteur: température d'eau jusqu'à +40°C (+104°F).

Spécifier la gamme de température sur la commande.

Contrôleur: température ambiante -30°C à +55°C (-22°F à +131°F).

Garantie

Deux ans de garantie fabricant contre tout défaut, pièces et main d'oeuvre.