الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DR. YAHIA FARES DE MEDEA

FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE

Département du Génie Électrique et de l'Informatique



Projet de fin d'etudes

Présenté pour l'obtention du Diplôme
De Master en Génie Électrique

Spécialité : Energies Solaire & Eolienne

THEME

MODELISATION ET ANALYSE DES PERFORMANCES D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

Proposé et dirigé par,

Mr. HASSANI. D

Mr. FERRAI. H

Préparé et présenté par,

Mr/TAYEB BEY Kamel

Mr/ BALAHOUANE Mohamed Abdelaziz

Dédicace

A Mes parents, Mes frères et sœur

Je dédie ce mémoire à tous mes amis

Kamel

Dédicace

A Mes parents, Mes frères et sœur

Je dédie ce mémoire à tous mes amis

Mohamed Abd Elaziz

Remerciement

Je remercie ALLAH le Tout-puissant de m'avoir donner le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail.

Je tiens à exprimer mes vifs remerciements et témoigner ma profonde gratitude à Mr. *FERRAI Mohamed*, et Mr hassani Djamel, qui m'honoré de son encadrement, et lui exprime également ma profonde reconnaissance pour son dévouement d'avoir bien voulu me faire profiter pleinement de ses compétences scientifiques et encore de ses idées par les quelles il m'a orienté pour l'accomplissement de ce travail.

J'adresse mes vifs remerciements et ma profonde gratitude à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail, je tiens vivement à leur dire merci.

Table des matières

LISTE DES FIGURES…….....III
LISTE DES TABLEAUX……..…… III
LISTE DES ACRONYMES.....…. III
INTRODUCTION GENERALE……..…….……1

Chapitre I : Irradiation solaire

I.1. Introduction……03
I.2. Le soleil……03
I.2.1. Présentation du soleil ……03
I.2.2. Mouvement de la terre autour du soleil……..04
I.2.3. Trajectoire apparente du soleil……05
I.2.4. Cordonnées du soleil…….05
I.3. Cordonnées terrestres……...09
I.3.1 Longitude……..09
I.3.2. Altitude…….09
I.3.3. Latitude…….09
I.4. Le rayonnement solaire…….10
I.4.1. Répartition spectrale du rayonnement solaire……..…….10
I.4.2. Constante solaire……...……11
I.4.3. Masse d'air…….12
I.4.4. Durée d'insolation……14
I.4.5. Composition du rayonnement solaire……..15
I.5. Orientation et inclinaison d'une surface……..17
1.5.1. Azimute α.……..……..17
I.5.2. Angle d'inclinaison β ……...17
I.6. Estimation de l'irradiation solaire…….18
I.6.1. Irradiation sur un plan horizontal……18
I.6.2. Estimation de l'éclairement horaire sur une surface inclinée…….22
I.7. Conclusion……...24

Chapitre II : Implémentation du logiciel GIS pour l'estimation du système PV

II.1. Introduction……...26
II.2. Introduction du logiciel PV GIS…….…….26
II.2.1. Bases de données PVGIS……27
II.3. Application web……...29
II.4. Exemple et résultats…….32
II.5 CONCLUSION…….33

Chapitre III : Principes de conception d'un système PV autonome.

III.1 Introduction……..34
III.1 Le Générateur PV……34
III.2 Caractéristique Courant-Tension……34
III.3 Association de modules PV……35
III.4 La diode anti-retour/ diode By-pass……38
III.5 modélisation du module……..39
III.6 Les Cellules photovoltaïques……..41
III.6.1 Matériaux utilisés pour la fabrication des Cellules photovoltaïques……..41
III.6.2 Les différents types des cellules solaires…….41
III.6.2.1 Les cellules mono- cristallines…….41
III.6.2.2 Les cellules poly-cristallines…….41
III.6.2.3 Les cellules amorphes……...42
III.7 Conclusion……..43

Chapitre IV : composants d'un système PV

IV.1. Introduction……..45
IV.1.1. Batteries…….45
IV.1.2. Capacité……..45
IV.1.3. Types de batteries……..45
IV.1.4. Choix de batterie…….……..48

IV.2. Régulateur de charge de la batterie……..48
IV.2.1. Protection contre la surcharge et la décharge profonde…….……..48
IV.2.2. types des régulateurs de charge……..51
IV.2.2.1. Le Régulateur série……..51
IV.2.2.2. Le Régulateur shunt……..……..51
IV.2.2.3. Régulateur MPPT……..……52
IV.3. Les pertes dans le système PV……..…….52
IV.3.1. Pertes de photons incidents…….……52
IV.3.2. Pertes dues à l'ombre……..…….……52
IV.3.3. Pertes dues à la température…….53
IV.3.4. Pertes dues à l'onduleur …….……..53
IV.3.5. Pertes ohmique (cablage cc)……54
IV.3.6. Pertes dues au réseau d'alimentation public…….……..54
IV.4. Les convertisseurs pour les systèmes PV…….……..54
IV.4.1. Convertisseur DC/DC…….……54
IV.4.1.1. Hacheur dévolteur (série)…….55
IV.4.1.2. Hacheur survolteur (ou parallèle)…….……..55
IV.4.1.3. Hacheur dévolteur - survolteur (série − parallèle)…….56
IV.4.2. Techniques d'MPPT…….…….56
IV.5. Caractéristique d'un onduleur pour les systèmes photovoltaïques PV……58

Chapitre V : conception du système PV en utilisant le PVsyst

V.1 Introduction……...……60
V.2. Présentation du logiciel…….……60
V.3. Site d'implantation…….…….62
V.3.1. Données géographiques ……..……62
V.3.2. Données météorologies……62
V.3.3. Trajectoire du soleil……..63
V.4. Orientation du module PV……...……64
V.5. Dimensionnement du système PV autonome……..65
V.5.1 Présentation de l'habitation……..……65
V.5.2. Calcul du besoin énergétique …….…….66

V.5.3. Dimensionnement du champ PV et de la batterie……..……..67
V.5.3.1. Dimensionnement du champ PV …….……..67
V.5.3.2. Dimensionnement de la batterie……..69
V.5.3.3. Dimensionnement du régulateur …….……..71
V.6. Etude financière de l'installation…….……73
V.7. Résulta de simulation …….……..74
V.7.1. Le comportement du module selon irradiation incidente [w /m²]…….…….74
V.7.2. Le comportement du module selon la températur……..……75
V.7.3. Temps de charge et décharge de la batterie……..…..76
V.7.4. Rapports de simulation……....78
V.8. Conclusion ……..84

Chapitre VI : conception d'un système PV relié au résau électrique

VI.1 Introduction…….……..85
VI .2. Dimensionnement du système PV relié au réseau électrique……85
VI .2.1. Dimensionnement du champ PV……...……..86
VI.2.2. Dimensionnement de l'onduleur……....88
VI.3. Etude financière de l'installation…….……89
VI.4. Résultat de simulation …….……90
VI .5. Conclusion……98

Chapitre VII : Conclusion générale…….99

Notations

A : Surface de la cellule solaire (m^2)

E : Eclairement (w/m^2)

E_m : Eclairement maximal (w/m^2)

Err : Erreur absolu (%)

FF : facteur de forme

I : Courant débité par le générateur PV (A)

INC : INcrement Conductance

I_{op} : Courant optimal (A)

I_{ph} : Photo courant (A)

I_o : Courant de saturation (A)

I_{sc} : Courant de court circuit (A)

G : Inductance ( )

GPV : Générateur photovoltaïque

K : Constant de Boltzmann (J/k)

MPP : Maximum power point

MPPT : Maximum power point tracking

N_s : Nombre de modules en séries

N_p : Nombre de modules en parallèles

PV : Photovoltaïque

P&O : Perturbation & Observation

P_{op} : puissance optimale (W)

q : Charge de l'électron (coulomb)

R : Résistance (Ω)

R_s : Résistance série (Ω)

R_{sh} : Résistance shunt (Ω)

T : Température (^oC)

T_c : Température de cellule (^oC)

T_r : Température de référence (^oC)

V : Tension aux bornes du panneau PV (V)

V_{oc} : Tension en circuit ouverte (V)

V_{op} : Tension optimal (V)

V_s : Tension de sortie de l'hacheur (V)

V_{th} : Tension thermique (V)

α : L'angle d'amorçage de l'hacheur (^{o})

T : Période (s)

t_s : Temps solaire (h)

Liste des figures et des tableaux

Liste des figures

Figure I.1: Le mouvement de la terre autour du soleil…….04
Figure I.2: Repérage de la position du soleil ……..…….....05
Figure I.3: Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour de l'année J……06
Figure I.4: Variation de l'angle horaire en fonction du temps solaire vrai……...07
Figure I.5: Coordonnées horizontales du soleil ……..…….08
Figure I.6 : Cordonnée terrestre. …….……10
Figure I.7 : Analyse spectrale du rayonnement solaire……10
Figure I.8: La constante solaire……11
Figure I.9 : Le rayonnement solaire et le nombre d'air masse……..……..12
Figure I.10 : Spectre solaire en fonction de différentes valeurs, Air Mass……..……13
Figure I.11: Normes de mesures du spectre de l'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM…….14
Figure I.12 : Les trois composantes du rayonnement solaire global sur un plan incliné…….16
Figure I.13: Orientation et inclinaison d'une surface. ……17
Figure II.1 : Application en ligne de PVGIS……...27
Figure II.2 : Manipulation de l'application PVGIS…….....28.
Figure II.3 : Le point de simulation sur le PVGIS…….……30
Figure III.1: les modules photovoltaïques. ……34
Figure III.2 : Caractéristique courant –tension d'un module solaire ……37
Figure III.3 : Panneaux photovoltaïques……36.
Figure III.4: Association de n modules solaires en série Tension……36
Figure III.5 : Association de N_p modules solaires en parallèle……37
Figure III.6 : Association de N_p modules solaires en parallèle. ……37
Figure III.7 : Association mixte Nsx Np modules solaires. ……38
Figure III.8 :un panneau solaire déconnecté. ……38
Figure III.9 : trois panneaux solaires déconnectés……39
Figure III.10 : représente les différents types des cellules solaires ……42
Figure IV.1): les différents types de batteries au plomb……45

Figure IV.2 : Accumulateur lithium de Varta…….….46

Figure IV.3 : principe de fonctionnement d'un régulateur charge/décharge…….……..…50

Figure IV.4 : régulateur charge/décharge. ……50

Figure IV.5 : régulateur série…….……..51

Figure IV.6 : régulateur shunt ……51

Figure IV.7 : pertes dues à la température pour différentes technologie. ……53

Figure IV.8 : Schémas de principe d'un hacheur série……..……55

Figure IV.9 : Schémas de principe d'un hacheur parallèle……56

Figure IV.10 : Schémas de principe d'un hacheur série-parallèle……56

Figure IV.11 : Commande MPPT……..……57

Figure IV.12 : répartition de la caractéristique selon le fonctionnement du hacheur utilisé …….…..59

Figure V.1: menu principale du logiciel PVsyst…….……61

Figure V.2: données géographiques du site Médéa…….……62

Figure V.3: données météorologies du site Médéa de l'année 2015……..……63

Figure V.4 : trajectoire du soleil à Médéa……..……64

Figure V.5 : positionnement des panneaux PV…….……65

Figure V.6 : plan architectural de l'habitation……66.

Figure V.7 : consommation journalière moyenne CJM de l'habitation…….……66.

Figure V.8 : caractéristique du module PV choisi……..……68

Figure V.9 : la puissance fournie par le module…….…….……69

Figure V.10 : caractéristique de la batterie choisi…….…..……70

Figure V.11 : caractéristique du système de stockage…….……..….71

Figure V.12 : caractéristique du régulateur choisi……...72

Figure V.13 : schéma de principe du système autonome**……73**

Figure V.14 : caractéristiques et les prix des différents composants de l'installation photovoltaïque,**……..**73

Figure V.14 : Le comportement du module selon irradiation incidente [w /m²]……74.
Figure V.15 : Le comportement du module selon la température.....75.
Figure V.16 : Le chargement de batterie……..……..76.
Figure V.17 : Le déchargement de batterie……..…..…..77.
Figure V.18 : la production normalisée (par Wc installé) : puissance nominale 6.5 KWc....82
Figure V.19 : Indice de performance (PR), et fraction solaire (SF)…….……..82
Figure VI.1 : les principaux paramètres de simulation…….….86
Figure VI.2 : caractéristique du module PV choisi……..87
Figure VI.3 : caractéristique de l'onduleur choisi……...88
Figure VI.4 : schéma du système…….……89
figure VI.4 : Etude financière de l'installation……..……..89
Figure VI.5 : énergie utile produite par le système PV (à la sortie de l'onduleur)……92
Figure VI.6 : l'indice de performance représentant l'efficacité globale du système PV…...93.

Figure VI.7 : Energie incidente de référence sur le plan des panneaux……..……96
Figure VI.8 : distribution annuelle de l'irradiation incidente……..96
Figure VI.9 : distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV…….……...97
Figure VI.10 : diagramme journalier Entré / Sortie du système PV……97

Liste des tableaux

Tableau 1.1: Valeurs énergétiques des photos issues spectre solaire. ……11
Tableau 1.2 : Quelques valeurs d'albédo……16
.**Tableau 5.1 :** les paramètres du module choisi…….……68
Tableau 5.2 : caractéristique du système de stockage…….……70
Tableau 5.3 : caractéristique du régulateur choisi……..……72
Tableau VI.1 : les paramètres du module choisi…….87

Introduction générale

Par énergie renouvelable, on entend des énergies issues du soleil, du vent, de la chaleur de la terre, de l'eau ou encore de la biomasse. A la différence des énergies fossiles, les énergies renouvelables sont des énergies à ressource illimitée qui regroupent un certain nombre de filières technologiques selon la source d'énergie valorisée et l'énergie utile obtenue.

Aujourd'hui l'énergie solaire fournit un bon rendement de conversion énergétique, alors que le rendement d'un système fondé sur la combustion d'un minerai fossile est au mieux de 30 à 35% [1].

Dans le temps présent, cette utilisation doit être encouragée par des mesures appropriées et une politique énergétique des états. Dans les pays industrialisés, les lois sur les énergies renouvelables ont permis de booster fortement le marché du photovoltaïque.

L'Algérie, pays du soleil et de l'espace, peut s'inspirer de ces programmes pour une exploitation à grande échelle de l'énergie solaire. Elle a les moyens humains et financiers à la mesure de ces programmes. L'enjeu est grand, et vital. L'Algérie est dans le monde l'un des pays de fort potentiel d'exportation de l'énergie électrique solaire [2].

Le générateur photovoltaïque est le seul convertisseur direct pour transformer la lumière en énergie électrique [3], et offre la possibilité de produire de l'électricité directement à partir d'une ressource renouvelable et largement disponible. Leurs développements constituent de ce fait, un enjeu majeur dans la perspective d'un approvisionnement énergétique compatible avec la contrainte d'environnement local et global. Le champ d'utilisation des systèmes photovoltaïques est large avec beaucoup de configurations autonomes et reliées au réseau de distribution. Les applications de l'énergie solaire incluent le pompage d'eau, réfrigération, climatisation, sources lumineuses, véhicules électriques, centrales photovoltaïques, utilisation militaire, domaine spatial [4], et dans les systèmes hybrides [5].

Une caractéristique importante des panneaux solaires est que la puissance maximale disponible est fournie seulement en un seul point de fonctionnement défini par une tension et un courant connus, appelé point de puissance maximale. En outre, la position de ce point n'est pas fixe mais elle se déplace en fonction de l'irradiation et de la température des cellules solaires ainsi que de la charge utilisée [5]. A cause du coût relativement onéreux de ce genre d'énergie, on doit extraire le maximum de puissance des panneaux solaires. Cela nécessite un mécanisme de poursuite de ce point afin que la puissance maximale soit générée en permanence [1]. Plusieurs algorithmes sont proposés dans la littérature, une attention particulièrement a été portée sur la méthode des perturbations et observations.

L'objectif de ce travail étant d'analyser les performances d'un système photovoltaïque en utilisant le PVsyst, dont la partie de simulation sera appliqué sur une habitation prévé implanté à la ville de Médéa.

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

Nous aborderons dans le premier chapitre l'irradiation solaire, sa modélisation mathématique et ses caractéristiques, ainsi que l'estimation.

Le deuxième chapitre représentera le principe de l'application en ligne PVGIS utilisé dans le domaine de dimensionnement du système PV, l'estimation de l'irradiation solaire. A cet effet, un exemple sera appliqué.

Dans le troisième chapitre, on vas étudié le moule PV en terme de constitution, de caractéristique technique et dimensionnement.

Et pour parvenir au quatrième chapitre, qui se résume le dimensionnement du système PV, y compris le système de stockage, l'onduleur, le régulateur de charge. Et les types des batteries de stockage.

Les deux chapitres restants (le cinquième et le sixième) vont être exploités pour la conception d'un système PV autonome et couplet au réseau, cette conception sera appliqué sur une habitation privé implanté à la ville de Médéa.

En fin, on terminera par une conclusion générale discutant les résultats obtenus et les perspectives à entreprendre dans les futurs travaux.

Chapitre I :

Irradiation solaire

I.1. Introduction :

Les besoins énergétiques ne cessent de croître dans le monde. Malgré son énorme potentiel, l'énergie solaire ne correspond qu'à une partie négligeable de la production et de la consommation d'énergie en Algérie. Pourtant, l'exploitation du rayonnement solaire est compétitive à plusieurs niveaux par rapport aux autres sources d'énergies renouvelables. Il s'agit de la source d'énergie la plus répandue et la plus accessible sur terre. « Chaque jour, le soleil envoie vers la Terre 10 000 fois la quantité totale d'énergie consommée à l'échelle de la planète ». Aussi, la quantité d'énergie libérée par le soleil pendant une heure pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux pendant un an. [5]

Les diverses applications qui découlent de l'exploitation des rayons solaires sont innombrables. Les technologies solaires les plus répandues s'observent majoritairement dans le domaine de l'immobilier : solaire thermique passif, solaire thermique actif, solaire thermodynamique, solaire photovoltaïque et éclairage naturel.

Les avantages de l'exploitation à plus grande échelle de l'énergie solaire en Algérie sont nombreux : amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments, diminution de la consommation en énergie fossile et électrique, création d'emplois à travers les régions de tout le pays, réduction des émissions des gaz à effet de serre et hausse des exportations d'électricité, etc.

Dans ce premier chapitre, nous aborderons ainsi en premier temps quelques notions indispensables sur le gisement solaire. A savoir les coordonnées équatoriale et terrestre. Nous décrirons ensuite, le rayonnement solaire et sa composition. Puis, l 'orientation et inclinaison d'une surface, et enfin, l'estimation de l'irradiation solaire sur une surface horizontale et inclinée.

I.2. Le soleil :

I.2.1. Présentation du soleil :

Le soleil est une étoile de forme pseudo-sphérique dont le diamètre atteint 1391000 km. Il est situé à une distance moyenne de 149598000 km de la terre. Le soleil est composé de matière gazeuse, essentiellement de l'hydrogène et de l'hélium et il est le siège de réactions de fusion nucléaire permanentes et sa température de cœur atteint 10^7 K.

Vu de la terre, le soleil tourne autour de son axe. Le soleil ne tourne pas comme un corps solide :

- La rotation de l'équateur s'effectue environ dans 27 jours

- Les régions polaires durant 30 jours.

I.2.2. Mouvement de la terre autour du soleil :

Le mouvement de la terre autour du soleil s'effectue dans un plan nommé le plan de l'écliptique. L'axe des pôles, autour duquel s'effectue le mouvement de rotation de la Terre, n'est pas perpendiculaire au plan de l'écliptique. Le centre de gravité de la terre décrit une ellipse dont le soleil occupe l'un des foyers Figure 1.1.

La terre tourne sur elle-même autour de l'axe des pôles et le plan équatorial, perpendiculaire à cet axe. Ainsi, la rotation et l'inclinaison de la Terre font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon la latitude, l'heure et la saison. Elle tourne autour du soleil en 365 jours 5h 48 mn 40s ≈365,25 jours.

La terre tourne avec une vitesse moyenne 29,77 Km/s (vitesse maximale en hiver 30,27 Km/s et minimale en été 29,77 Km/s]. Ce mouvement s'effectue dans le sens trigonométrique et provoque le cycle des saisons. [5]

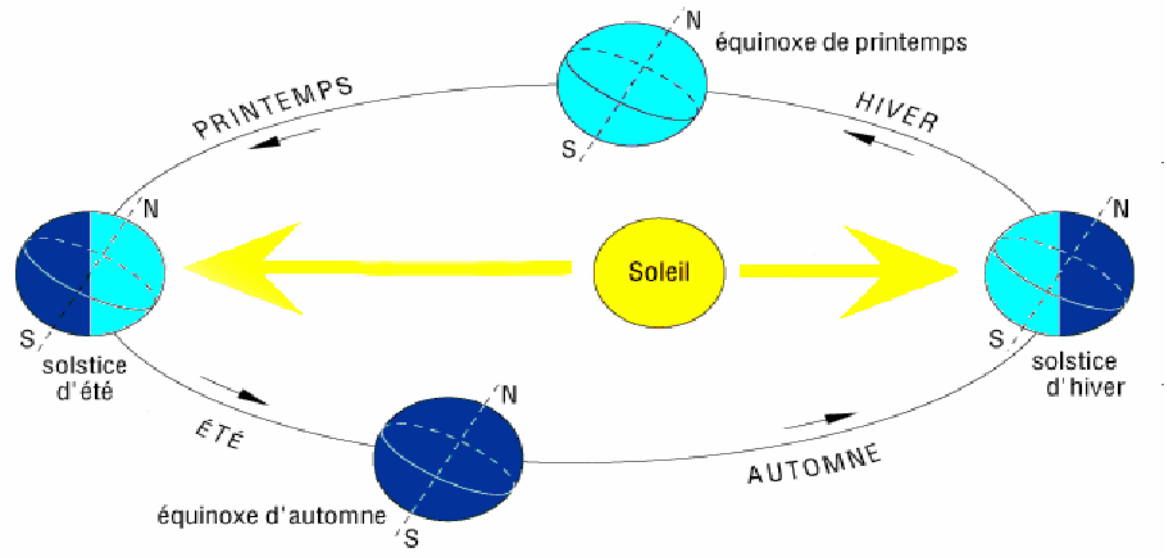


Figure I.1: Le mouvement de la terre autour du soleil. [8]

I.2.3. Trajectoire apparente du soleil :

Pour un observateur situé sur la surface de la terre, le soleil décrit une trajectoire apparente qui dépend de la latitude et la longitude du lieu où il se trouve, voir figure 1.2.

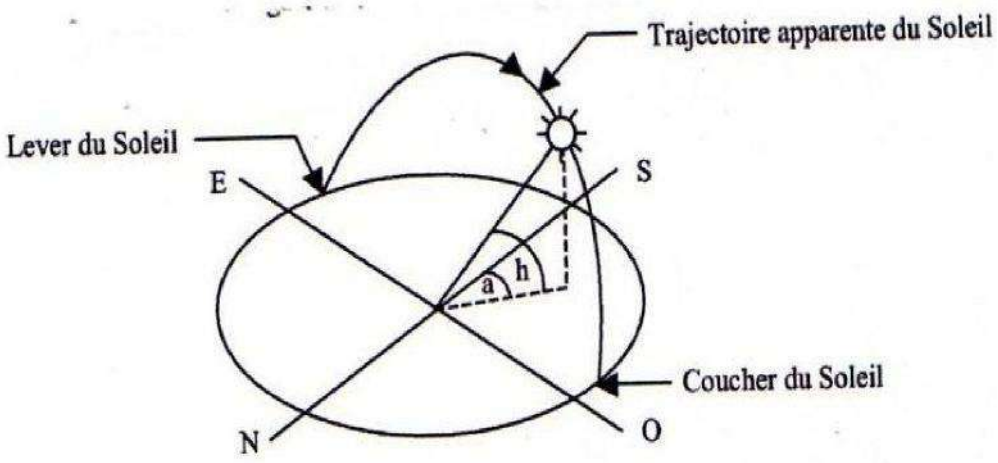


Figure I.2: Repérage de la position du soleil [8]

I.2.4. Cordonnées du soleil :

Pour un lieu donné, la position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux systèmes de coordonnées différents. [5]

> Par rapport au plan équatorial de la terre (repère équatorial).

> Par rapport au plan horizontal du lieu (repère horizontal).

- Coordonnées équatoriales :

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles.

- Déclinaison solaire (δ) :

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan équatorial. La déclinaison du soleil varie quotidiennement selon la relation : [5]

$$\delta| = 23{,}45 \times \sin\left[\frac{360}{365}(J - 80)\right] \qquad \text{(I.1)}$$

Ou avec plus de précision :

$$\delta = \text{ArcSin}\left[0.389 \times Sin\left[\frac{360}{365}(J-82) + 2 \times Sin\frac{360}{365}(J-2)\right]\right] \quad \text{(I.2)}$$

Avec :

J : le numéro du jour de l'année compté à partir du 1er janvier, c.-à-d. varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année.

La variation de la déclinaison du soleil au cours de l'année est représentée par la figure 1.3.

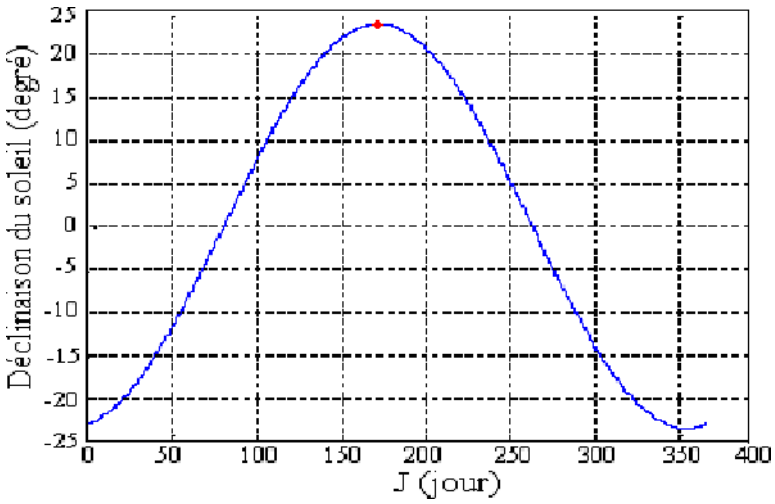


Figure I.3: Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour de l'année J. [5]

δ: varie entre deux valeurs extrêmes : $-\delta_0 < \delta < +\delta_0$ avec $\delta_0 = 23.45°$.

δ = 0 aux équinoxes (E.P, E.A)/ Les équinoxes représentent les deux dates de l'année où le soleil traverse le plan équatorial, l'équinoxe automnal, le 23 septembre, marquant le début de la chute de la durée de la journée, et l'équinoxe printanier le 21 mars, marquant le début de l'accroissement de la durée du jour. [5]

δ=23.45° : au Solstice d'été (S.E) (au 21 juin), nous observons que le soleil est à son point le plus élevé dans le ciel. Elle marque le début de l'été dans l'hémisphère nordique.

δ=-23.45° : au Solstice d'hiver (S.H) (au 21 décembre).

δ >0 : aux E.P - S.E- E.A

δ<0 : aux E.A –S.H- E.P

- **Angle horaire du soleil H :**

C'est l'angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du

méridien du lieu, l'angle horaire du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation : [5]

$$H = 15(TSV - 12) \tag{I.3}$$

Avec :

$$TSV = TL - TU + \left(\frac{\Delta t + \Delta\lambda}{60}\right) = TL - \left(TU - \frac{\lambda}{15}\right) + \frac{\Delta t}{60} \tag{I.4}$$

$$\Delta t = 9{,}87 \times Sin2\left(\frac{360}{365}(J - 81)\right) - 7{,}35 \times Cos\left(\frac{360}{365}(J - 81)\right) - 1{,}5 \times Sin\left(\frac{360}{365}(J - 81)\right)$$

TU : Temps universel : est le décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich. Pour l'Algérie : TU= +1.

TL : Temps légal : temps donné par une montre.

Δt **:** correction de l'équation du temps.

λ : Longitude du lieu.

H>0 : après midi.

H<0 : le matin.

H=0 : midi TSV.

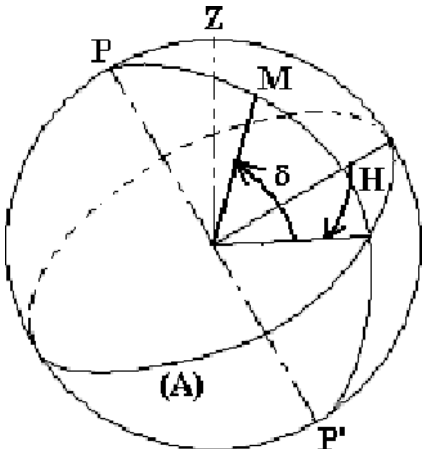


Figure I.4: Variation de l'angle horaire en fonction du temps solaire vrai. [8]

- Coordonnées horizontales du soleil:

La position du soleil à un instant considéré est donnée par l'azimut du soleil *a* et son élévation *h* (voir figure 1.5).

- **Azimut (a) :**

C'est l'angle compris entre la projection de la direction du soleil sur le plan horizontal et la direction du Sud.

L'azimut du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation : [5]

$$Sin\ a = \frac{Cos\ \delta \times Sin\ H}{Cos\ h} \quad (I.5)$$

a : varie entre -180° et 180' .

On prend :

- a>0 : vers l'ouest.
- a< 0 : vers l'est.
- a = 0 : direction du sud.

- **Hauteur (h):**

C'est l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan d'horizontal. La hauteur du soleil varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la relation suivante : [5]

$$Sin\ h = Cos\delta \times Cos\varphi \times CosH + Sin\varphi \times Sin\delta \quad (I.6)$$

La hauteur du soleil varie entre -90° et +90°.

- h = 0 aux lever et coucher,
- h > 0 le jour ;
- h < 0 la nuit.

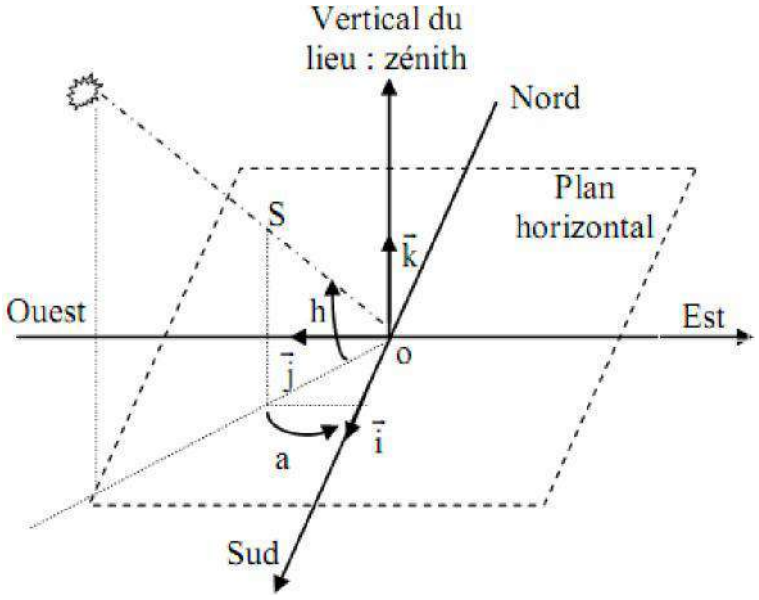


Figure I.5: Coordonnées horizontales du soleil [6]

I.3. Cordonnées terrestres :

Tout point sur la surface terrestre peut être repéré par ses coordonnées géographiques qui sont : la longitude, la latitude, ainsi que par son altitude, voir figure 1.6.

I.3.1. Longitude :

La longitude (λ) d'un lieu correspond à l'angle formé par deux plans méridiens (passant par l'axe des pôles), l'un étant pris comme origine (méridien de Greenwich 0°) et l'autre déterminé par le lieu envisagé.

La longitude d'un lieu peut être comprise entre -180 et 180 °. A tout écart de 1° de longitude correspond à un écart de 4 minutes de temps. [5]

On affecte du signe (+) les méridiens situés à l'Est de ce méridien, et du signe (-) les méridiens situés à l'Ouest.

I.3.2. Altitude :

L'altitude d'un point correspond à la distance verticale en mètre entre ce point et une surface de référence théorique (niveau moyen de la mer). [5]

I.3.3. Latitude :

L'angle (φ) de latitude est l'angle entre une ligne tracée d'un point sur la surface de la terre avec le centre de cette dernière, et le cercle équatorial de la terre. L'intersection du cercle équatorial avec la surface de la terre forme l'équateur et est indiquée en tant que latitude de 0°, le pole nord par la latitude +90° et le pole sud par la latitude -90°.

Par convention, le signe (-) est affecté à tous les lieux de l'hémisphère nord et le signe (-) à tous les lieux de l'hémisphère sud. La latitude d'un lieu peut être comprise ente -90° et +90°.

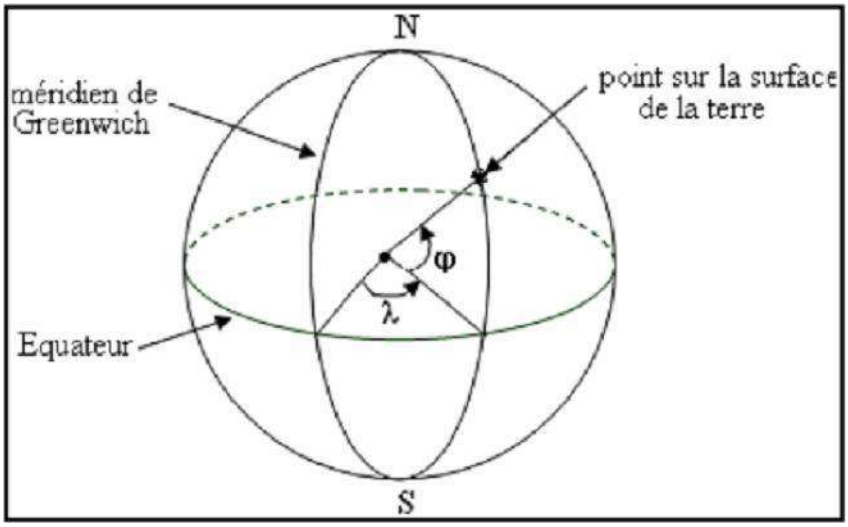


Figure I.6 : Cordonnée terrestre. [5]

I.4. Le rayonnement solaire :

I.4.1. Répartition spectrale du rayonnement solaire :

Le rayonnement solaire est constitué de photons dont la longueur d'onde s'étend de l'ultraviolet (0,2 µm) à l'infrarouge lointain (2,5 µm).

L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement de:

– 9% dans la bande des ultraviolets (<0,4 µm),

– 47% dans la bande visible (0,4 à 0,8 µm),

– 44% dans la bande des infrarouges (>0,8 µm).

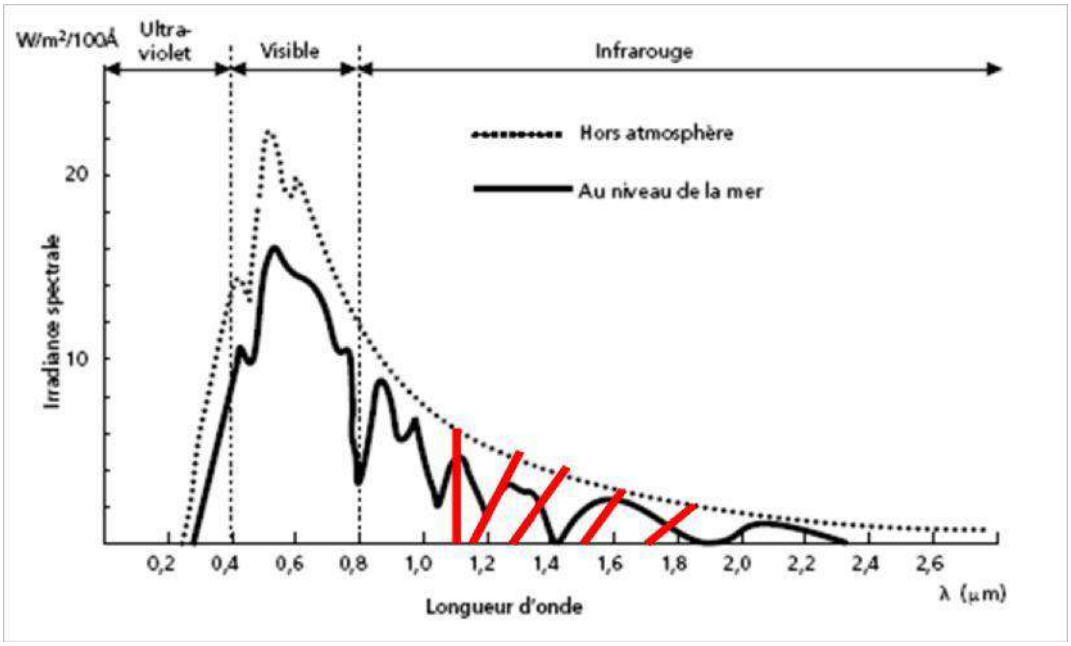


Figure I.7 : Analyse spectrale du rayonnement solaire. [5]

Le tableau 1.1 donne les valeurs énergétiques caractéristiques des photos pour diverses longueurs d'ondes, ainsi que les zones correspondantes au spectre lumineux. [6]

Tableau 1.1: Valeurs énergétiques des photos issues spectre solaire. [6]

λ (μm)	E_{ph} (eV)	Zone
0.2	6.2	Ultra-violet
0.4	3.1	Visible bleu
0.5	2.48	Visible jaune-vert
0.78	1.59	Visible rouge
1	1.24	Infrarouge
2	0.62	Infrarouge
4	0.31	Infrarouge

Les capteurs d'énergie solaire doivent donc être compatibles avec ces longueurs d'ondes pour pouvoir piéger les photos et les restituer sous forme de chaleur ou d'électrons.

Pour que le rayonnement solaire produise un courant électrique dans un matériau donné, faisant alors office de capteur, il faut que les photons soient tout d'abord absorbés par un ou plusieurs matériaux sensibles à la longueur d'onde des photons, qui sont ensuite collectés afin de constituer un curant électrique global. [6]

I.4.2. Constante solaire :

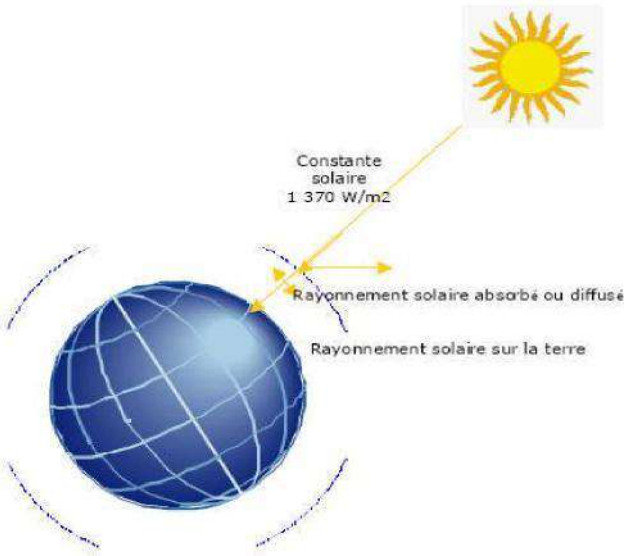


Figure I.8: La constante solaire.[5]

L'énergie solaire reçue par unité de temps à la limite supérieure de l'atmosphère sur une surface unité perpendiculaire aux rayons solaires et pour une distance Terre-Solaire égale à sa valeur moyenne, est appelée la constante solaire. La constante solaire a été estimée à 1367 W/m^2 par Claus Fröhlich et Christoph Wehrli du Centre radiométrique mondial de Davos (Suisse).

I.4.3. Masse d'air :

On appelle masse d'air ou Air Mass, le rapport entre l'épaisseur d'atmosphérique traversée par le rayonnement direct pour atteindre le sol et l'épaisseur traversée à la verticale du lieu.

A l'aide des points O, A et M et l'angle h, la longueur du trajet du soleil à travers l'atmosphère:

$$OM = \frac{OA}{\sin h} \tag{I.7}$$

Donc, l'Air Mass

$$\frac{OM}{OA} = \frac{1}{sin\ h} \tag{I.8}$$

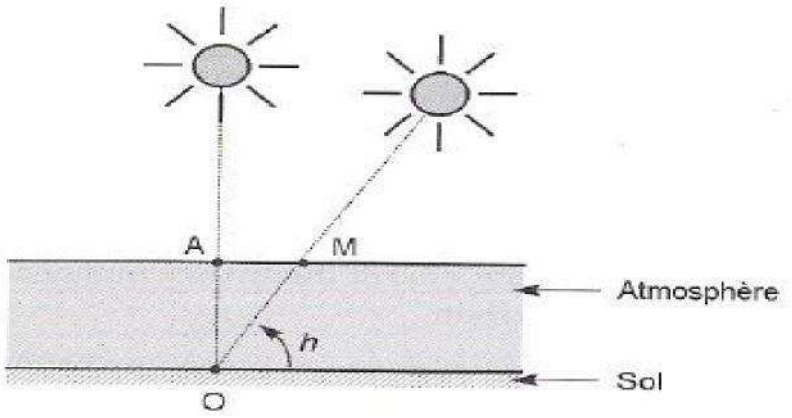


Figure I.9 : Le rayonnement solaire et le nombre d'air masse. [5]

Pour un site quelconque :

$$AMX = \frac{1}{\sin(h)} \times \frac{p}{1013} \tag{I.9}$$

p: pression atmosphérique du site considéré (mb)

Et on dit qu'on a les conditions AM1 lorsque le soleil est au zénith, AM2 lorsqu'on a une inclinai son de 30°.

Hors atmosphère à haute altitude, on est dans les conditions AM 0.
Les courbes ci-dessous figure 1.11 représentent le spectre solaire pour différentes valeurs de l'Air Mass, noté AM. L'indice après AM représente le nombre d'atmosphère traversé, AM0 donc est le spectre solaire hors atmosphère, AM2 est le spectre solaire ayant traversé 2 épaisseurs d'atmosphère (hauteur de 30° du soleil au dessus de l'horizon).

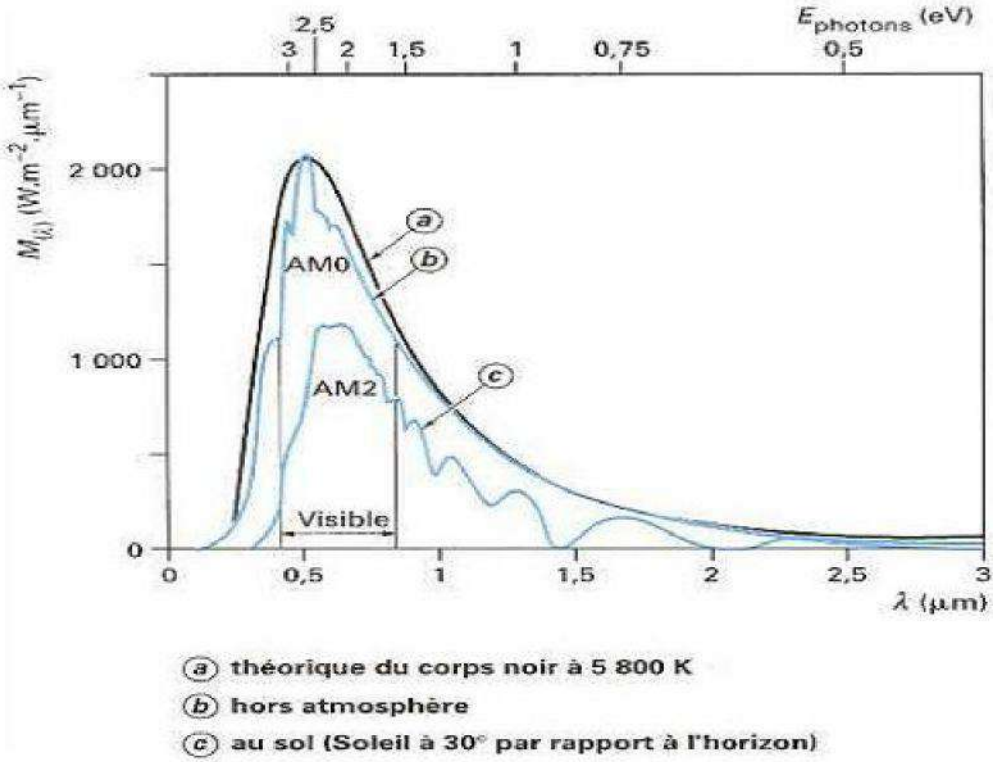


Figure I.10 : Spectre solaire en fonction de différentes valeurs, Air Mass.[3]

.

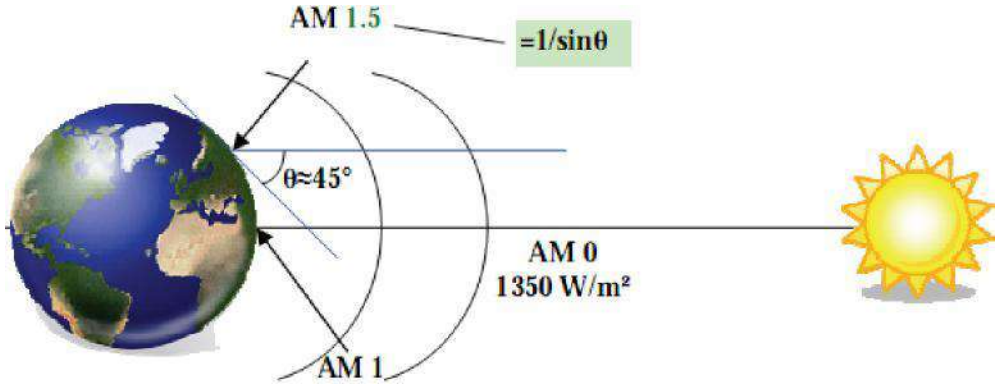


Figure I.11: Normes de mesures du spectre de l'énergie lumineuse émis par le soleil, notion de la convention AM. [7]

Il est important de comprendre les deux aspects recouverts par le concept de nombre d'air masse. D'une part, il caractérise la puissance transportée par le rayonnement solaire (1367 /m^2 pour AM0, 833 W/m2 pour AM1, 5) et d'autre part, il sert à définir un spectre de référence pour calibrer les cellules étalons destinées à qualifier les performances des dispositifs photovoltaïques. Ainsi les conditions standards de qualifications des cellules sont un spectre AM1, 5, une puissance incidente 1000W/m^2 et une température de 25°C.

Sauf indication contraire, c'est pour de telles conditions que doivent être fournies les performances et spécifications d'un dispositif photovoltaïque donné.

I.4.4. Durée d'insolation :

La durée d'insolation correspond au nombre d'heures dans la journée, entre le lever et coucher du soleil, où celui-ci est bien visible. Le relevé est fait au moyen de l'héliographe de Campbell-Stokes dans lequel une sphère de cristal concentre les rayons du soleil sur un papier qu'il brûle en se déplaçant. Ainsi, seuls les moments où le soleil est bien visible sont enregistrés ; on parle alors de durée d'insolation réelle ou effective et dépend du fait que le soleil levé soit visible du point d'observation ou caché par les nuages.

Au défaut de l'héliographe, il est possible à partir du calcul du mouvement astronomique relatif du soleil et de la terre d'évaluer la durée théorique du jour ; c'est-à-dire, celle qu'il y aurait si les nuages ne cachaient pas le soleil. Cette durée est calculée en fonction de la latitude du site et de la déclinaison apparente qu'elle-même dépend de la période de l'année considérée. [1]

I.4.5. Composition du rayonnement solaire :

Suite à l'atténuation du rayonnement solaire par les différents phénomènes atmosphérique, le rayonnement solaire sur une surface au sol est composé comme suit:

- Rayonnement direct

C'est la fraction du rayonnement solaire qui arrive directement au sol, dont le trajet est « linéaire » (il y a, en fait, de légères déviations) et unique à un instant donné. Si I est le rayonnement direct. [4]

Dans le cas d'un plan horizontal le rayonnement s'écrit :

$$I_h = I \times Sin\ h \tag{I.10}$$

Avec : h hauteur du soleil.

- Rayonnement diffus :

Le rayonnement diffus est le rayonnement provenant de toute la voûte céleste. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages. Ainsi, par ciel serein, il constitue 20% de l'énergie globale. Par ciel couvert, il correspond à la totalité de l'énergie reçue au sol. [5]

- Rayonnement réfléchi (L'albédo) :

Le rayonnement solaire réfléchi est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Ce rayonnement dépend de l'albédo du sol et il peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

$$L'albédo\ ALB = \frac{énergie\ réfléchie}{énergie\ reçue} \tag{I.11}$$

Il ya quelques valeurs de L'albédo selon la surface du sol.

Tableau 1.2 : Quelques valeurs d'albédo. [5]

Surfaces du sol	**Albédo**
Surface d'eau	0.01 à 0.1
Forêt	0.05 à 0.2
Sol cultivé	0.07 à 0.14
Pierres et rochers	0.15 à 0.25
Champs et prairies	0.1 à 0.3
Sol nul	0.15 à 0.4
Neige ancienne	0.5 à 0.7
Neige fraîche	0.8 à 0.95

- Rayonnement global :

- **Une surface horizontale :**

C'est l'ensemble du rayonnement d'origine solaire qui parvient sur une surface horizontale sur le globe terrestre. Il comprend donc la composante verticale du rayonnement solaire direct et rayonnement solaire diffus. [4]

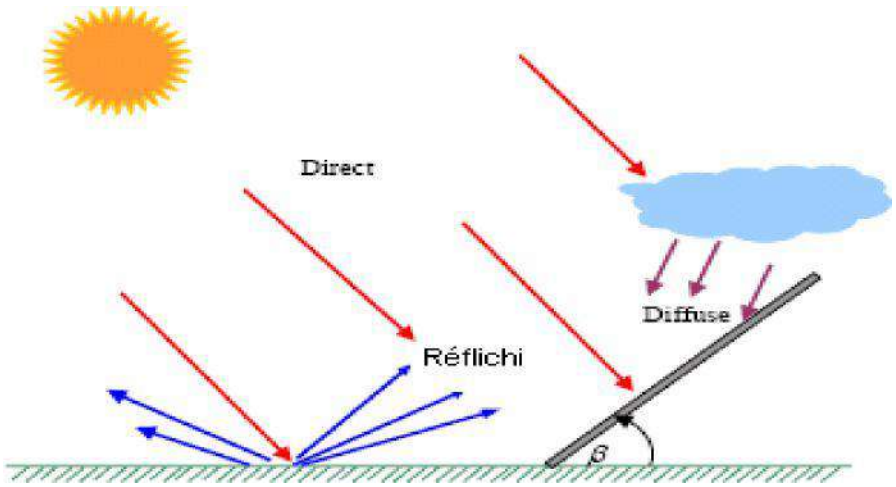


Figure I.12 : Les trois composantes du rayonnement solaire global sur un plan incliné. [5]

- **Une surface inclinée :**

Rayonnement global sur une surface inclinée est la somme des rayonnements: Direct, Diffus et Réfléchi.

I.5. Orientation et inclinaison d'une surface :

1.5.1. Azimute α :

C'est l'angle que fait la projection du soleil sur le plan horizontal avec la direction du Sud et il désigne l'orientation de la surface de telle sorte que:

α = -90° pour une orientation Est ;

α = 0 pour une orientation Sud ;

α = 90° pour une orientation Ouest ;

α = 180° pour une orientation Nord.

I.5.2. Angle d'inclinaison β :

C'est l'angle que fait la surface avec le plan horizontal. L'inclinaison de la surface est désignée par la variable *b*, choisie de telle sorte que :

$\beta = 0$ pour une surface horizontale ;

$\beta = 90°$ pour un plan vertical ;

$\beta = 180°$ pour un plan horizontal tourné vers le bas.

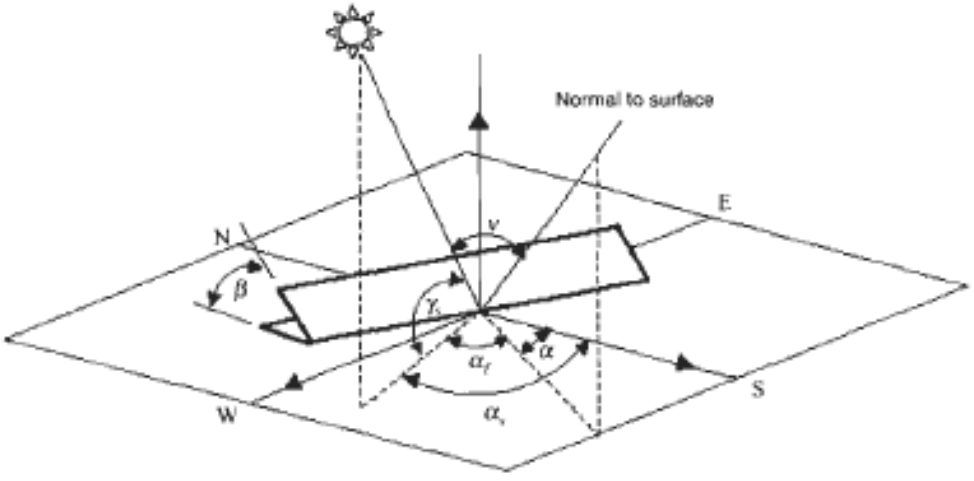


Figure I.13: Orientation et inclinaison d'une surface. [5]

I.6. Estimation de l'irradiation solaire :

I.6.1. Irradiation sur un plan horizontal :

a) Estimation de la composante directe et diffuse de l'irradiation horizontale à partir de l'irradiation globale journalière :

L'irradiation globale journalière $G_d(0)$ sur une surface horizontale peut être divisée en une composante diffuse $D_d(0)$ et une composante directe $B_d(0)$.

La distribution du diffus solaire est irrégulière à cause de la variation du climat. Néanmoins, la caractéristique moyenne du diffus est entièrement régulière et peut être en corrélation avec l'indice de clarté de l'atmosphère.

La composante diffuse de l'irradiation horizontale journalière se calcule à partir de la corrélation existante entre la fraction diffuse, K_d et l'indice de clarté de l'atmosphère, K_t. La fraction diffuse K_d est définit par la relation (1.12) suivante :

$$K_d = \frac{D_d(0)}{G_d(0)} \tag{I.12}$$

Et l'indice de clarté de l'atmosphère K_t. comme :

$$K_t = \frac{G_d(0)}{Ge_d(0)} \tag{I.13}$$

Avec :

$G_{ed}(0)$: Irradiation globale extraterrestre journalière ;

$G_d(0)$: Irradiation globale horizontale journalière ;

$D_d(0)$: Irradiation diffuse horizontale journalière.

Après le calcul de la composante diffuse horizontale, la composante directe de l'irradiation horizontale journalière est déduite de la relation suivante :

$$B_d(0) = G_d(0) - D_d(0) \tag{I.14}$$

- **Modèle de Ruth et Chant :**

La corrélation entre la fraction diffuse K_d et l'indice de clarté de l'atmosphère K_t est donnée par l'expression analytique suivante :

Pour l'intervalle $Kt \leq 0.1$

$$Kd = 0.98 \quad (I.15)$$

Pour l'intervalle $0.1 < Kt \leq 0.7$

$$Kd = 0.910 + 1.154\ Kt - 4.936\ Kt^2 + 2.848\ Kt^3 \quad (I.16)$$

- **Modèle de Collares-Pereira et Rabl**

L'expression analytique de la corrélation est donnée comme suit :

Pour l'intervalle $Kt \leq 0.17$

$$Kd = 0.99 \quad (I.17)$$

Pour l'intervalle $0.17 < Kt < 0.8$

$$Kd = 1.188 - 2.272\ Kt + 9.473\ Kt^2 - 21.856\ Kt^3 + 14.648\ Kt^4 \quad (I.18)$$

- **Modèle de Frutos**

La corrélation est donnée par l'équation

suivante : Pour l'intervalle $Kt < 0.166$

$$Kd = 0.9 \quad (I.19)$$

Pour l'intervalle $0.166 < Kt < 0.8$

$$Kd = 0.77 + 1.93\ Kt - 6.86\ Kt2 + 4.27\ Kt3 \quad (I.20)$$

Pour l'intervalle $K_t > 0.8$

$$Kd = 0.109 \quad (I.21)$$

- **Modèle de Macagnan**

La corrélation est donnée comme suit :

Pour l'intervalle $K_t < 0.18$

$$Kd = 0.942 \quad (I.22)$$

Pour l'intervalle 0.18 < Kt < 0.79

$$Kd = 0.974 + 0.326\,Kt - 3.896\,Kt2 + 2.661\,Kt3 \quad \text{(I.23)}$$

Pour l'intervalle $K_t > 0.79$

$$Kd = 0.115 \quad \text{(I.24)}$$

b) Estimation de la composante directe et diffuse horaire de l'irradiation à partir de l'irradiation globale horaire :

La disponibilité de l'irradiation globale horaire horizontale peut être un moyen pour dimensionner ou pour déterminer la performance d'un système photovoltaïque. Cependant, pour la simulation mathématique du fonctionnement d'un système photovoltaïque, les valeurs horaires de la composante diffuse et directe sont nécessaires. En effet, la composante horaire diffuse et directe est indispensable pour calculer l'irradiation globale horaire sur la surface inclinée d'un générateur photovoltaïque. Les modèles présentés ci-dessous utilisent la corrélation qui existe entre l'indice de clarté horaire de l'atmosphère, M_t et la fraction diffuse horaire, M_d. La fraction diffuse horaire M_d est définit par la relation suivante :

$$M_d = \frac{D_h(0)}{G_h(0)} \quad \text{(I.25)}$$

Et l'indice de clarté horaire de l'atmosphère M_t. comme :

$$M_t = \frac{G_h(0)}{G_{eh}(0)} \quad \text{(I.26)}$$

Avec :

$G_{eh}(0)$: Irradiation globale extraterrestre horaire [Wh/m^2] ;

$G_h(0)$: Irradiation globale horizontale horaire [Wh/m^2] ; $D_h(0)$: Irradiation diffuse horizontale horaire [Wh/m^2].

- **Modèle d'Orgill et Hollands**

La corrélation entre la fraction diffuse horaire *Md* et l'indice de clarté horaire de l'atmosphère *M t* est donnée par l'expression analytique suivante :

Pour $0 \leq M_t \leq 0.35$

$$Md = 1.0 - 0.249 \quad \text{(I.27)}$$

Pour $0.35 < M_t \leq 0.75$

$$Md = 1.577 - 1.84\, M\, t \quad \text{(I.28)}$$

Pour $M_t > 0.75$

$$Md = 0.177 \quad \text{(I.29)}$$

- ***Modèle de Erbs-Klein et Duffie***

Pour Erbs-Klein et al. la corrélation est donnée pour trois intervalles de l'indice de clarté horaire de l'atmosphère M_t comme suit :

Pour $0 \leq M_t \leq 0.22$

$$M_d = 1.0 - 0.09\, M_t \quad \text{(I.30)}$$

Pour $0.22 < M_t \leq 0.80$

$$Md = 0.9511 - 0.1604\, Mt + 4.388\, Mt^2 - 16.638\, Mt3 + 12.336\, Mt4 \quad \text{(I.31)}$$

Pour $M_t > 0.80$

$$M_d = 0.165 \quad \text{(I.32)}$$

- **Modèle de Spencer :**

Spencer prend en compte la latitude du lieu ϕ comme paramètre. Le modèle proposé par Spencer est illustré par la corrélation suivante :

Pour $0.35 \leq M_t \leq 0.75$

$$M_d = a - b\, M_t \quad \text{(I.33)}$$

Avec :

$a = 0.940 + 0.0118 \mid \phi \mid$;

$b = 1.185 + 0.0135 \mid \phi \mid$.

I.6.2. Estimation de l'éclairement horaire sur une surface inclinée :

Pour le calcul et les équations ci-dessous, il est supposé que l'irradiation solaire durant une heure coïncide numériquement avec l'éclairement solaire au milieu cette heure.

L'éclairement global incident sur une surface inclinée se compose en trois composantes qui sont les suivantes :

- L'éclairement direct ;
- L'éclairement diffus ;
- L'éclairement réfléchi par le sol.

Alors et pour une inclinaison d'un angleβ, l'éclairement globale $G(\beta)$est donné par la somme de l'éclairement directe $B(\beta)$, l'éclairement diffuse $D(\beta)$ et l'éclairement réfléchi $R(\beta)$:

$$G(\beta)=B(\beta)+D(\beta)+R(\beta) \tag{I.34}$$

- **Eclairement direct :**

La composante directe $B(\beta)$ peut être obtenue en utilisant l'angle de l'incidence θs et l'angle zénithal θzs comme suit :

$$G(\beta)=B(\beta)+D(\beta)+R(\beta) \tag{I.35}$$

- **Eclairement diffus**

➢ **Modèle de Liu et Jordan :**

Le modèle considère uniforme (isotrope) l'intensité de l'éclairement diffus provenant de la voûte céleste. L'éclairement diffus sur un plan incliné est donné par la relation (1.36) :

$$D(\beta)=D_h(0)\frac{(1+\cos\beta)}{2} \tag{I.36}$$

- **Modèle de Willmott :**

Willmott considère isotrope la composante diffuse provenant directement du disque solaire de même pour l'irradiation provenant du reste de la voûte céleste. La relation du modèle proposé est la suivante :

$$D(\beta)=D_h(0)\left[F(0)\frac{(1+\cos\beta)}{2}+(1-F(0))\frac{\cos\theta(0)}{\sin(\alpha(0))}\right] \quad \text{(I.37)}$$

$$F(0)=1-\left[1-\frac{D_h(0)}{G_h(0)}\right]\frac{G_h(0)}{G_{oh}(0)} \quad \text{(I.38)}$$

Avec :

α *(0)*: Hauteur du soleil au milieu de l'heure.

- **Eclairement réfléchi :**

L'éclairement réfléchi sur une surface inclinée est donné par la relation suivante :

$$R(\beta)=\rho\frac{G_h(0)(1-\cos\beta)}{2} \quad \text{(I.39)}$$

Avec :

$G_h(0)$: Eclairement Global horaire ;

β : inclinaison du module PV ;

ρ : Albédo du lieu.

I.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté des notions importantes sur l'irradiation solaire comme les coordonnées terrestres et horaires, la composition du rayonnement solaire, et enfin les différents modèles qui permettent d'estimer les composantes de l'irradiation solaire et de la température.

L'intérêt d'une exploitation rigoureuse du gisement solaire réside dans l'orientation précise de n'importe quel capteur sur terre.

Chapitre II :

Implémentation du logiciel GIS pour l’estimation du système PV

II.1. Introduction

De nombreux logiciels existent pour estimer la production de panneaux photovoltaïques. Les trois qui suivent (PVGIS, TECSOL et CALSOL) fournissent une bonne estimation et ils ont l'avantage d'être en ligne gratuitement.

PVGIS Logiciel d'estimation du gisement solaire et de la production d'un système photovoltaïque couplé au réseau en France, mais aussi dans toute l'Europe et en Afrique. Ce logiciel a été développé par le centre de recherche de l'institut pour l'environnement et le développement durable de la commission européenne.

- Pour l'Europe : Version française (momentanément indisponible):
  http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pves t.php?lang=fr

  Version anglaise : http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php#
- Pour l'Afrique : http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps3/pvest.php?map=africa

II.2. Introduction du logiciel PV GIS :

L'application en ligne gratuite PVGIS est un excellent outil de simulation qui permet de calculer gratuitement la production de systèmes photovoltaïques connectés au réseau en Europe et en Afrique (et également pour site isolés).

A l'aide de son interface Google Maps intégré, il est très facile d'obtenir les données de production d'un système PV à partir des données d'ensoleillement précises du site (intégrant notamment les masques lointains liés au relief, collines, montagnes).

Par ailleurs PVGIS propose des cartes d'ensoleillement (irradiation en kWh/m²) et de température précises haute définition de toute l'Europe, de l'Afrique et du Proche-Orient.

Il y a également un module de simulations de systèmes photovoltaïques "isolé" pour l'Afrique, avec pré-dimensionnement du stockage (parc de batteries).

Il permet également de télécharger des cartes d'ensoleillement pour la France, l'Europe et l'Afrique.

II.2.1. Bases de données PVGIS :

Une fois sur PVGIS, la première chose à faire est de naviguer sur la carte pour trouver le site où seront implantés les panneaux solaires. Cliquez sur un point de la carte pour choisir l'emplacement de vos panneaux.

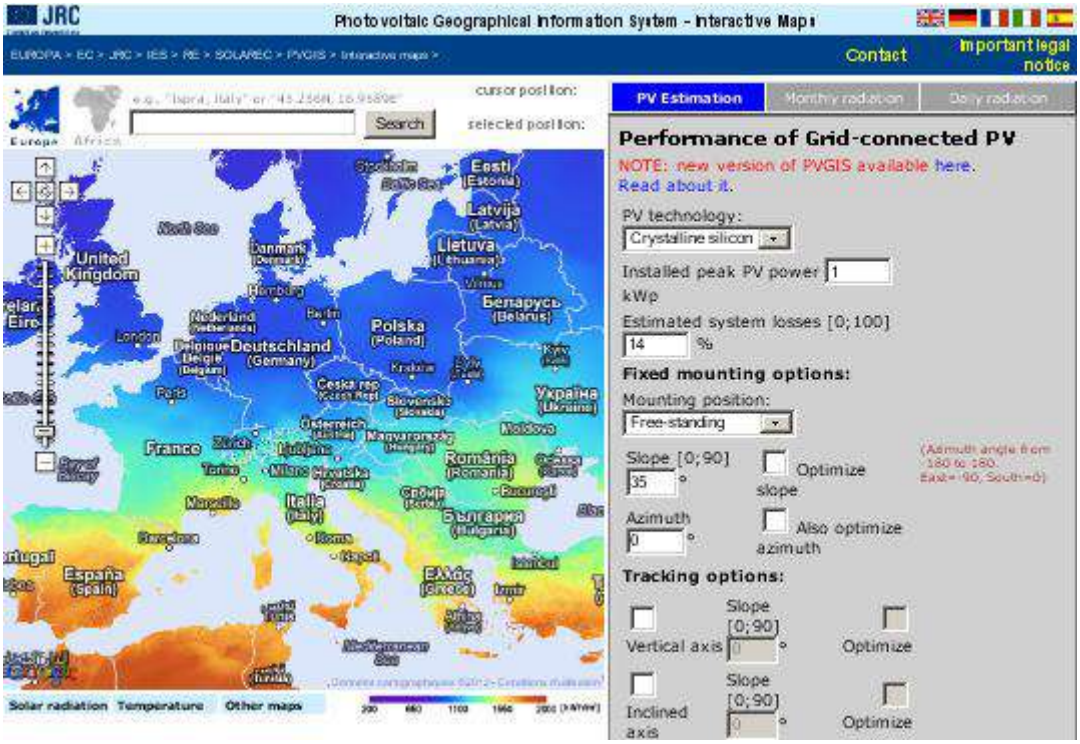


Figure II.1 : Application en ligne de PVGIS.

Ensuite vous devez renseigner les éléments suivant :

- **Radiation database :** Sélectionnez la base de donnée d'ensoleillement que vous souhaitez, laissez "classic PVGIS" par défaut.

- **Technologie PV :** type de panneaux photovoltaïques, sélectionnez le type de panneaux qui correspond à votre installation. Vous avez le choix entre

- des panneaux photovoltaïques cristallins (mono ou poly, PVgis ne fait pas la différence) ;
- des panneaux couche mince type CIS (séléniure de cuivre et d'indium) ;
- des panneaux au tellurure de Cadmium (CdTe) ;
- Autre technologie photovoltaïque (silicium amorphe, cellules multicouches, etc...) ;

- **Puissance PV crête installée kWp :** puissance de votre installation en kWc (puissance d'un panneau en Wc x nombre de panneaux / 1000)

- **Pertes estimées du système [0;100] % :** estimation des pertes du système liées aux câbles, au rendement des onduleurs etc, la valeur par défaut de PVGIS est de 14%. Attention! A ces

pertes PVGIS ajoute automatiquement les pertes liées à la température et à la réflexion de la lumière sur les panneaux. Au total pour des panneaux cristallins installés en France les pertes totales du système sont d'environ 26%, ce qui est réaliste pour une installation moyenne.

PVGIS intègre une base de donnée de température et calcule donc automatiquement les pertes de production liée aux températures moyennes réelles du site.

PVgis intègre aussi une base de donnée topographique. Un graphique montre ainsi l'horizon lointain du site concerné. Les pertes liées à ces masques sont donc prises en compte dans la simulation.

- **Options montage fixé, Position de montage :** type d'intégration (support) des panneaux, vous avez le choix entre :

- position libre = support ventilé (exemple structure triangulaire).
- Intégré au bâtiment = structure intégrée au bâtiment ou surimposée avec peu de ventilation.

- **Incline. [0;90] ° :** inclinaison, pente des panneaux.

- **optimiser l'inclinaison :** inclinaison optimale, cochez cette case si vous souhaitez que PVgis calcule automatiquement l'inclinaison optimale en fonction du lieu d'implantation (latitude) et de l'orientation de vos panneaux solaires.

- **Azimut ° :** azimut, orientation des modules (angle variant de -180° à 180°. Est = -90°, Ouest = 90° Sud = 0°).

- **optimiser aussi l'azimut :** orientation optimale, cochez cette case si vous avez entré une valeur pour l'inclinaison et que vous voulez que PVGIS calcule automatiquement la meilleure orientation en fonction de la latitude du lieu et de l'inclinaison de vos panneaux.

- **Options du système de poursuite:** option qui concerne seulement les systèmes PV avec tracker, (panneaux montés sur un support amovible qui suit la course du soleil). Liste de choix de tracker : axe vertical, axe horizontal (avec choix de l'inclinaison ou inclinaison optimisée selon la latitude du lieu) ou système à 2 axes.

- **Fichier de l'horizon :** import de fichier de données concernant l'horizon (intégrant éventuellement les ombres proches liées aux bâtiments environnants).

- **Formats de sortie :** choix d'option concernant le format du rapport de résultats de la simulation

- Montrer graphiques : affichage des graphiques de la production d'électricité mensuelle et annuelle
- Montrer l'horizon : affichage du graphique qui met en évidence l'horizon lointain (le relief) du site concerné.

- Site Web : rapport sous format html
- Fichier texte : rapport sous format .txt
- PDF : rapport sous format PDF

PVGIS est maintenant disponible en français et son utilisation est très simple.

II.3. Application web :

L'énergie solaire totale reçue sur Terre pendant une demi-heure pourrait suffire à combler les besoins énergétiques de l'humanité toute entière pendant un an ! Cet immense gisement trop peu exploité, est aujourd'hui à portée de main grâce aux panneaux solaires (thermiques ou photovoltaïques). Les avancées technologiques de ces dernières années ont permis d'améliorer leur rendement pour les rendre économiquement compétitifs. La quantité d'électricité produite par vos panneaux dépendra de l'ensoleillement. Cet ensoleillement varie avec les saisons et la localisation géographique du site.

Avant toute installation, il convient d'évaluer l'ensoleillement de l'emplacement de votre future installation photovoltaïque. La quantité d'électricité produite en dépendra.

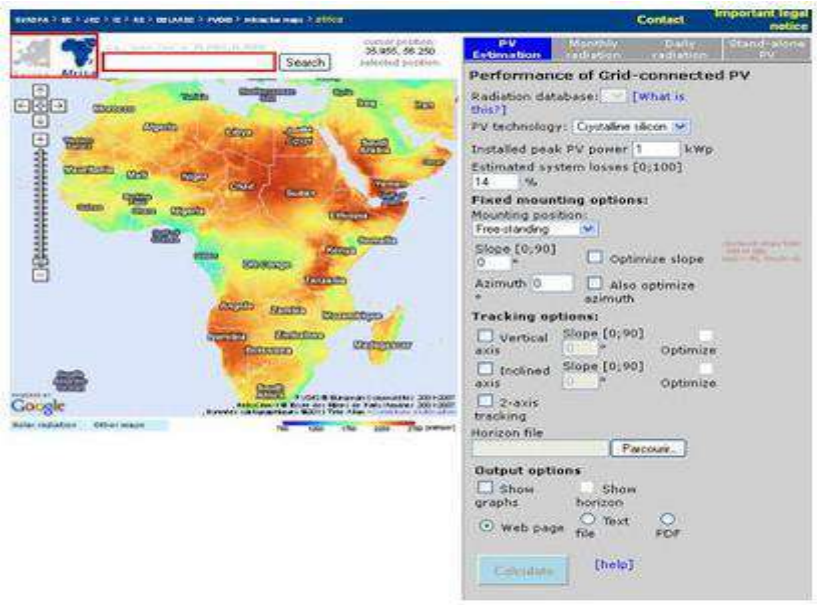


Figure II.2 : Manipulation de l'application PVGIS.

- Commencez par sélectionner le continent qui vous intéresse (en haut à gauche).
- Ensuite recherchez le lieu où se trouvera votre installation solaire (par exemple Bangui en République Centrafricaine).
- Vérifier sur la carte que le lieu correspond est bien déerminer.

  Vous pouvez également le déplacer manuellement par le curseur.

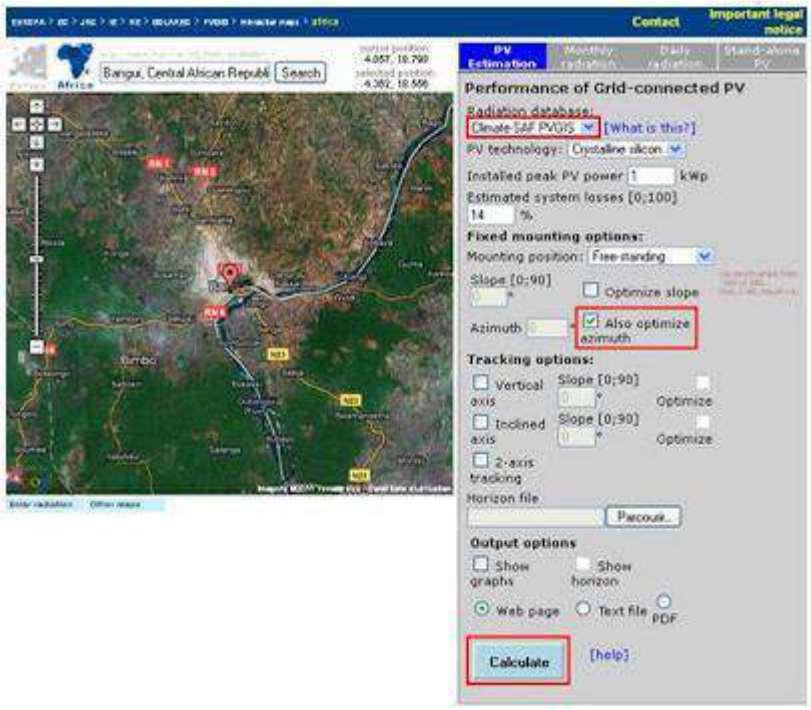


Figure II.3 : Le point de simulation sur le PVGIS.

De haut en bas :

Si elle est disponible pour le lieu sélectionné, choisissez la base de données "Climate-SAF PVGIS".

Sinon choisissez "PVGIS-Heliosclim" (moins précise).

Si l'inclinaison et/ou l'orientation de vos panneaux solaires vous est imposée (par exemple si l'installation se trouve sur un toit) indiquez les dans les cases "Slope" (inclinaison) et "Azimuth" (orientation).

Si vous pouvez placer vos panneaux dans la position qui vous donnera le plus d'énergie pendant l'année, cliquez sur la case "Also optimize azimuth", puis cliquez sur le bouton "Calculate".

Les résultats sont affichés dans une nouvelle fenêtre. Voir l'exemple du tableau :

Fixed system: inclination=6°, orientation=-4° (optimum)				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	4.47	139	6.25	194
Feb	4.57	128	6.43	180
Mar	4.52	140	6.33	196
Apr	4.20	126	5.83	175
May	4.01	124	5.53	172
Jun	3.60	108	4.92	148
Jul	3.40	105	4.65	144
Aug	3.61	112	4.95	153
Sep	3.96	119	5.42	163
Oct	3.82	118	5.26	163
Nov	4.22	127	5.83	175
Dec	4.42	137	6.15	191
Yearly average	**4.06**	**124**	**5.63**	**171**
Total for year		**1480**		**2050**

Tableau II.1 : résultat de calcule.

La première colonne de se tableau, appelée "Ed", donne la production d'énergie moyenne par jour pour un 1 kilowatt-crête installé.
Par exemple ici, une installation de 1kWc produira en moyenne 3,40 kWh en juillet (qui est le plus mauvais mois de l'année) et 4,57kWh en février (le meilleurs mois).
La production moyenne sur l'année sera de 4.06kWh. Ces valeurs ne sont que des estimations.

Il faut compter une marge d'erreur de 10% à 20% liée aux imperfections de la base de donnée, à laquelle s'ajoutent les pertes qui peuvent apparaître sur votre installation (ombres, mauvaise orientation des panneaux, sous-dimensionnement des câbles...).

La première colonne de se tableau, appelée "Ed", donne la production d'énergie moyenne par jour pour un 1 kilowatt-crête installé.

Par exemple ici, une installation de 1kWc produira en moyenne 3,40kWh en juillet (qui est le plus mauvais mois de l'année) et 4,57kWh en février (le meilleurs mois). La production moyenne sur l'année sera de 4.06kWh.

Ces valeurs ne sont que des estimations. Il faut compter une marge d'erreur de 10% à 20% liée aux imperfections de la base de donnée, à laquelle s'ajoutent les pertes qui peuvent apparaître sur votre installation (ombres, mauvaise orientation des panneaux, sous-dimensionnement des câbles...).

II.4. Exemple et résultats

Utiliser PVGIS (gratuit) pour obtenir des données climatiques d'un lieu L'étude thermique à réaliser pendant la conception d'un bâtiment nécessite de connaitre les données climatiques de l'emplacement du projet.

Plusieurs possibilités permettent d'obtenir des informations sur le climat local (température, irradiation solaire ...)

Cette page présente l'outil gratuit PVGIS mis en place par la commission Européenne pour accéder à des données climatiques dans toute l'Europe. Il est ainsi possible avec cet outil de comparer les conceptions pour des emplacements différents.

Les données d'irradiation solaire et de température moyenne journalière sont récupérables sous forme de tableau utilisable dans tout autre logiciel. Des graphes présentent les valeurs sur une année, le logiciel indique également l'inclinaison optimale pour des capteurs solaires.

Exemple ci dessous: (données issues de PVGIS)

Site: 47°9'2" Nord, 1°59'13" Ouest, Élévation: 26 m.s.n.m,

Base de données de radiation solaire employée: PVGIS-CMSAF

Puissance nominale du système PV: 0.8 kW (silicium cristallin)

Pertes estimées à cause de la température et des niveaux faibles de rayonnement: 7.9% (employons température ambiante Pertés estimées à cause des effets de la réflectance angulaire: 3.0%

D'autres pertes (câble, onduleur, etc.): 14.0%

Pertes conjuguées du système PV: 23.2%

	Système fixe: inclinaison=66 deg., orientation=-2 deg.			
Mois	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	1.38	42.8	2.26	70.0
Fev	2.14	60.0	3.56	99.8
Mar	2.67	82.6	4.55	141
Avr	2.94	88.3	5.09	153
Mai	2.64	81.7	4.67	145
Juin	2.59	77.8	4.70	141
Jui	2.68	83.1	4.86	151
Aug	2.81	87.1	5.06	157
Sep	2.97	89.1	5.24	157
Oct	2.10	65.2	3.64	113
Nov	1.64	49.2	2.75	82.5
Dec	1.45	45.0	2.37	73.6
Année	2.33	71.0	4.06	124
Total pour l'année		852		1480

Ed: Production d'electricité journalière moyenne par le systèm défini (kWh)

Em: Production d'electricité mensuelle moyenne par le systèm défini (kWh)

Hd: Moyenne journalière de la somme de l'irradiation globale par mètre carré reçue par les modules du systèm défini (kWh/m2)

Hm: Somme moyenne de l'irradiation globale par mètre carré reçue par les modules du système défini (kWh/m2)

II.5 CONCLUSION :

La dernière décennie a connu un essor spectaculaire du photovoltaïque (PV). Les capacités mondiales de production de modules ont été multipliées par 50 et les coûts de production divisés par 5 . Le temps nécessaire à restituer l'énergie utilisée pour la fabrication n'est plus que de 1 à 3 ans selon les technologies et les régions . L'Agence internationale de l'énergie, plutôt conservatrice, estime dans un rapport récent que, d'ici à 40 ans, 22% de l'électricité mondiale sera produite par le solaire (à parts égales entre le PV et les centrales thermiques).

Chapitre III

Principes de conception d'un système PV autonome.

III.1 Introduction :

L'électricité solaire est une importante source d'énergie renouvelable qui pourrait être une alternative aux autres sources classiques afin de satisfaire les larges besoins d'énergie dans le futur. Cette énergie trouve tout son avantage dans des applications de petite et moyenne consommation dans des régions isolées et loin des lignes de distribution électrique.

Dans le cadre de notre étude, nous nous sommes concentrés sur la production d'électricité à partir de l'énergie photovoltaïque. Dans ce chapitre nous détaillons les éléments ayant traits à cette ressource et sa transformation en énergie électrique.

III.1 Le Générateur PV : [09]

Les modules photovoltaïques sont des convertisseurs d'énergie lumineuse en électricité, donc par définition le module photovoltaïque est un groupement de cellules connecté entre elle en série pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière. Ce module est protégé en face avant par une plaque de verre et en face arrière par un autre matériau (verre ou résine) et installé sur un cadre en aluminium anodisé.



Figure III.1: les modules photovoltaïques. **[09]**

III.2 Caractéristique Courant-Tension : [09]

La caractéristique courant-tension illustrée dans la figure (3.2) décrit le comportement du générateur photovoltaïque sous l'influence des conditions météorologiques spécifiques (niveau d'éclairement G=1000 $\boldsymbol{W/m^2}$ et température ambiante T=25°C).

La courbe $\boldsymbol{I(V)}$ du module photovoltaïque passe par trois points importants qui sont :

- Le courant de court-circuit $\mathbf{I_{ccM}}$ en C ;
- La tension de circuit ouvert $\mathbf{V_{coM}}$ en S ;
- La puissance maximale Pmax en M.

Il est difficile de donner un caractère source de courant ou de tension à un générateur photovoltaïque sur toute l'étendue de la caractéristique courant-tension. Par conséquent, le générateur photovoltaïque est considéré comme une source de puissance avec un point P_{max} où la puissance se trouve maximale. Il est donc intéressant de se placer sur ce point pour tirer le maximum d'énergie et ainsi exploiter au mieux la puissance crête installée. Il est important de noter que certains régulateurs solaires réalisent une adaptation d'impédance afin qu'à chaque instant on se trouve proche de ce point P_{max}.

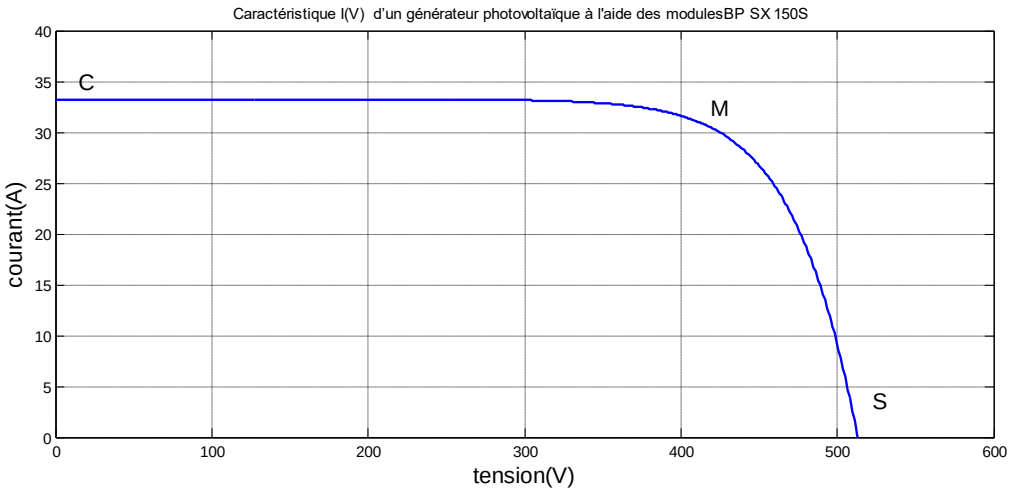


Figure III.2 : Caractéristique courant –tension d'un module solaire **[09]**

III.3 Association de modules PV : [10]

Un panneau photovoltaïque se compose d'un certain nombre de modules qui sont constitués par l'association de cellules en série. La mise en série et en parallèle des panneaux permet d'obtenir la tension et le courant exigés dont les performances dépendent de l'association des cellules et de la matière qui les compose.

Le point de fonctionnement de cet ensemble de panneaux photovoltaïques est défini par l'intersection de sa caractéristique courant-tension avec la ligne de charge.



Figure III.3 : Panneaux photovoltaïques. **[10]**

Donc pour quelque soit les nombres des modules en série et parallèle, La caractéristique courant-tension du panneau photovoltaïque se met sous la forme mathématique de l'équation (3-1) :

$$I = N_P I_{ph} - N_P I_S \left[\exp\left(\left(\frac{1}{AU_T} \right) \left(\frac{V}{N_S} + \frac{R_S I}{N_P} \right) \right) - 1 \right] - \frac{N_P}{R_{Sh}} \left(\frac{V}{N_S} + \frac{R_S I}{N_P} \right) \quad \text{(III -1)}$$

Les trois types d'association des modules solaires sont:

a) Association série:

L'association en série des photopiles délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule.

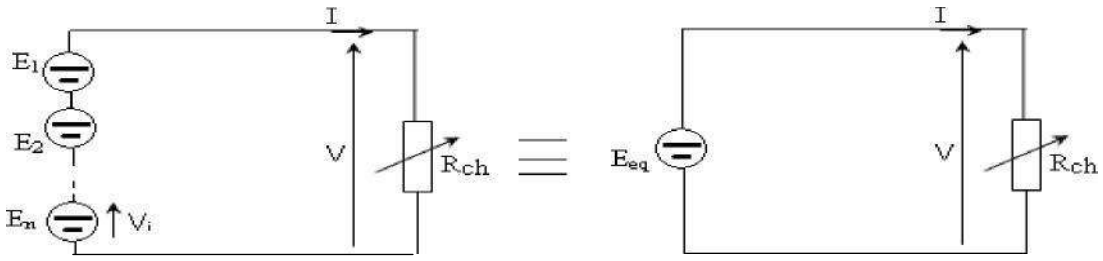


Figure III.4: Association de n modules solaires en série Tension. **[10]**

b) Association Parallèle:

L'association en parallèle des photopiles délivre un courant égal à la somme des courants individuels et une tension égale à celui d'une seule cellule

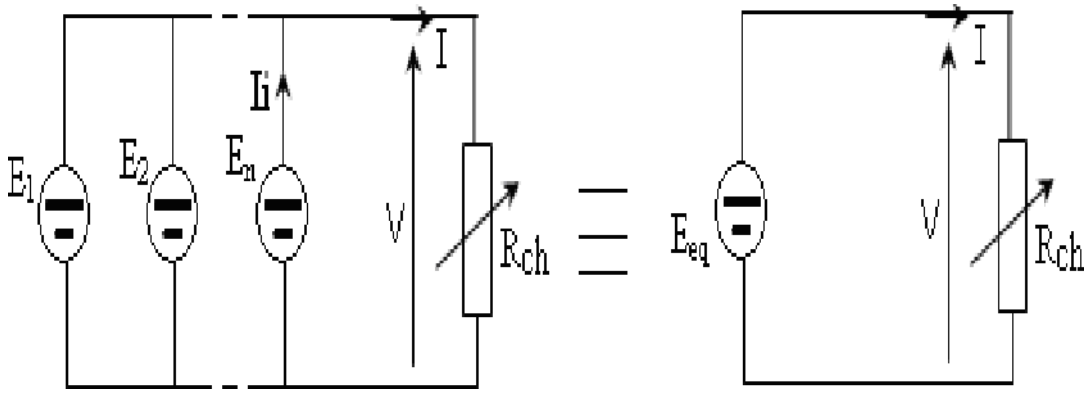


Figure III.5 : Association de N_p modules solaires en parallèle. **[10]**

b) Association Parallèle:

L'association en parallèle des photopiles délivre un courant égal à la somme des courants individuels et une tension égale à celui d'une seule cellule.

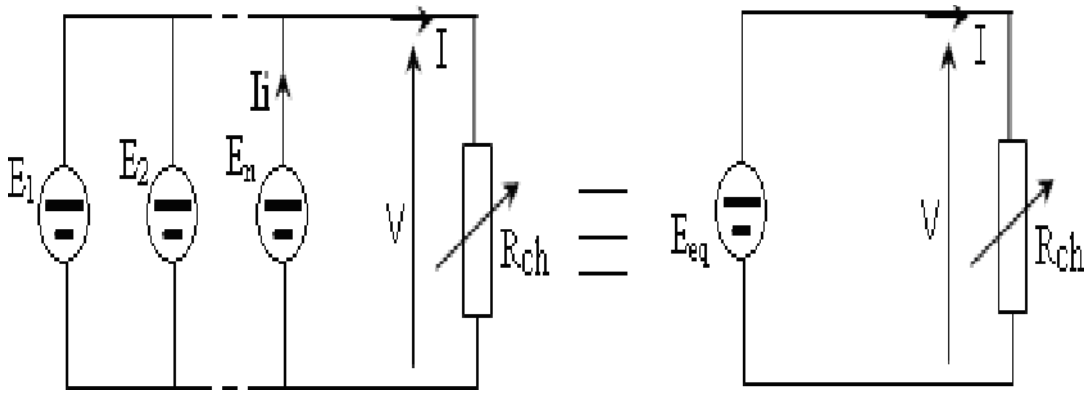


Figure III.6 : Association de N_p modules solaires en parallèle. **[10]**

c) Association mixte (Série + Parallèle) :

Pour avoir une satisfaction en courant et en tension, on est obligé d'utiliser un groupement mixte, c'est à dire Série-Parallèle.

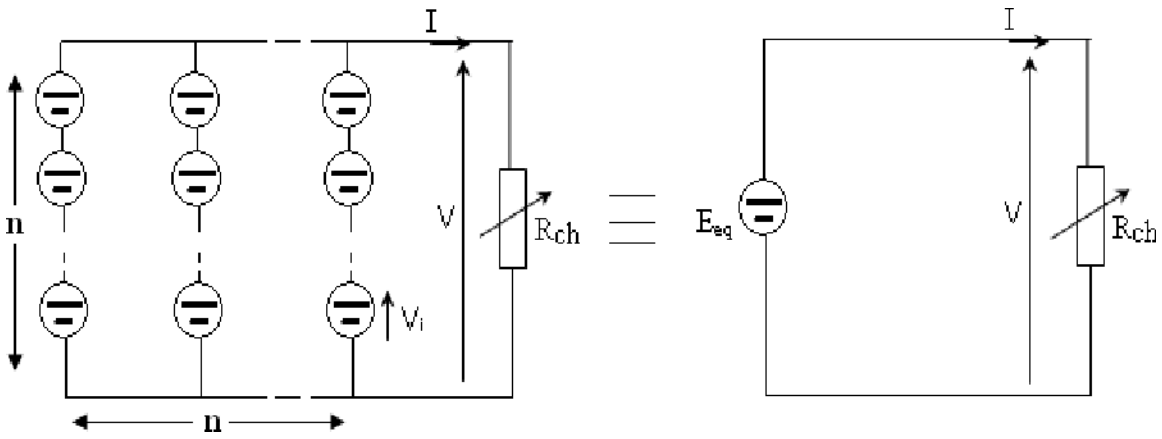


Figure III.7 : Association mixte Nsx Np modules solaires. **[10]**

III.4 La diode anti-retour/ diode By-pass : [11]

Lorsqu'unecelluleestombrée,elleneproduitplusd'électricité.Ducoup,lesautrescellules,dansunéla ndegénérosité,vontl'alimenterenénergie«pourcombler»cemanquedeproductiondelacelluleombr ée.Enréalité,lacelluleombréepassedegénératrice(génèredel'électricité)àréceptrice(reçoitdel'élec tricité).Cequelescellulesnesaventpas,c'estqu'enalimentantenénergieleurcamaradeombrée,ilsvo ntl'userprématurémentjusqu'àcequ'ellesedétruisecomplètementetc'esttrèsrapide.Lesconstructe ursplacentdoncdesdiodesBy-pass(Figure 3.8).

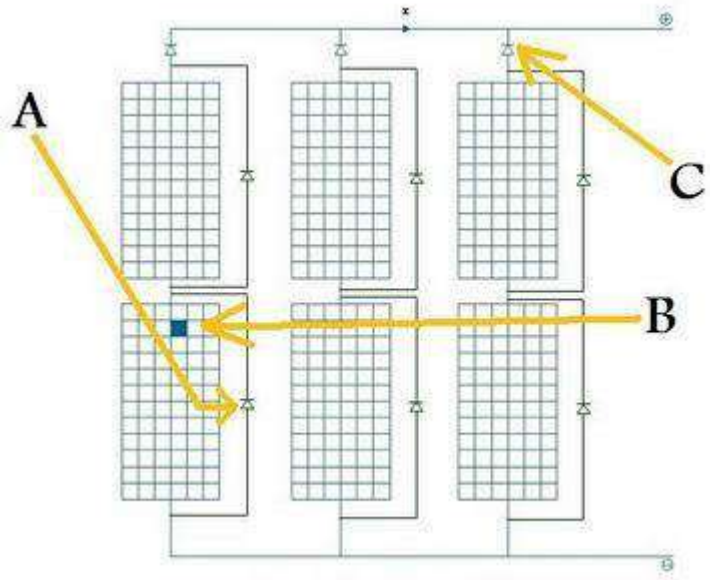


Figure III.8 :un panneau solaire déconnecté. **[11]**

A: la diode by-pass.

B: la cellule ombrée.

C : la diode anti-retour.

Les diodes by-pass servent à court-circuiter un ensemble de cellules afin d'éviter la destruction de celle qui est ombrée. Ici, ci-dessus, nous avons donc 72 cellules déconnectées de l'installation solaire. C'est un panneau photovoltaïque entier .

Ce pendant, la question qui se pose: que ce passe-t-il dans la figure 3.9 ci-dessous?

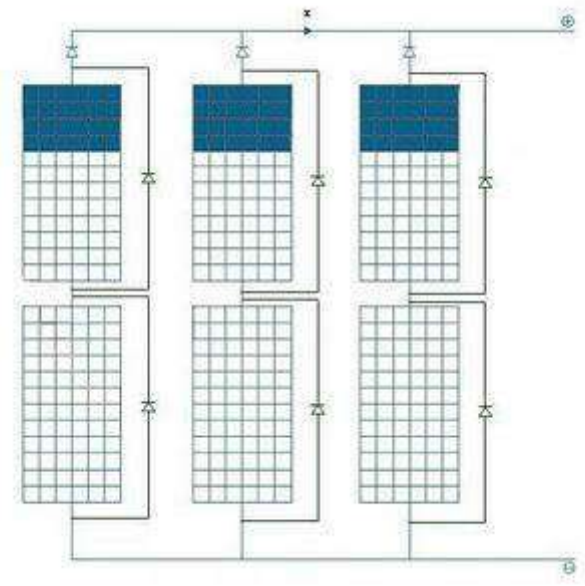


Figure III.9 : trois panneaux solaires déconnectés. **[11**]

L'installation solaire photovoltaïque est déconnectée à moitié. Trois panneaux (ceux du bas) fonctionnent normalement, tandis que les trois des hauts sont déconnectés (Figure 3.9). D'où la plus grande importance et la nécessité de positionner ses panneaux solaires de telle sorte qu'ils ne soient jamais ombrés à n'importe quelle heure de la journée.

Les diodes anti-retour servent à empêcher les panneaux solaires fonctionnels d'alimenter ceux qui ont étés déconnectés. C'est le même principe que la diode By-pass, sauf qu'au lieu d'agir sur les cellules, on agit sur les panneaux.

III.5 modélisation du module PV : [09]

Les principales équations utilisées dans le modèle mathématique du module sont les suivantes :

$$\begin{cases} \mathbf{I_M = n_p I} \\ \mathbf{I_{ccM} = n_p I_{cc}} \\ \mathbf{V_M = n_S V} \\ \mathbf{V_{coM} = n_s V_{co}} \\ \mathbf{I_{sM} = n_p I_s} \end{cases} \qquad \text{(III -2)}$$

Avec :

M: indice affecté au module.

$\boldsymbol{n_s}$: nombre de cellules en série.

$\boldsymbol{n_p}$: nombre de cellules en parallèle.

Ce qui donne pour un module :

$$\mathbf{I_M = I_{ccM} - I_{sM}[\ e^{\frac{(V_M + I_M R_{sM})}{n_s n V_T}} - 1]} \quad \text{(III.3)}$$

Avec :

$\boldsymbol{R_{sM} = \frac{n_s}{n_p} R_s}$: Résistance série du module.

En circuit ouvert et (T=$\mathbf{T_{ref}}$) à partir de l'équation (3. 3) le courant $\boldsymbol{I_{srM}}$ peut s'écrire pour un module comme suit :

$$\mathbf{I_{srM} = \frac{I_{ccrM}}{[\ e^{\frac{(V_{coM})}{n n_s V_{tref}} - 1}\ ]}} \quad \text{(III.4)}$$

Avec :

$\mathbf{I_{srM}}$: Courant de saturation référence du module.

$\mathbf{I_{ccrM}}$: Courant de court circuit référence du module.

Pour généraliser la modélisation pour différents éclairements et températures, nous utilisons le modèle qui déplace la courbe de référence à de nouveaux emplacements.

La nouvelle valeur du courant de court circuit du module $\mathbf{I_{ccM}}$ pour une irradiation G et une température T données est calculée selon l'équation suivante :

$$\mathbf{I_{ccM}(G, T) = I_{ccrM} \frac{G}{1000} [1 + a(T - T_{ref})]} \quad \text{(III.5)}$$

Le courant de saturation dépend $\mathbf{I_{sM}}$ de la température. Sa valeur pour une température T donnée est calculée par :

$$\mathbf{I_{sM}}\ (T) = \mathbf{I_{srM}(T_{ref})}\ (\frac{T}{T_{ref}})^{\frac{3}{n}} \mathbf{e}^{\left(\frac{-qE_g}{nk}\right)\left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}}\right)} \quad \text{(III.6)}$$

III.6 Les Cellules photovoltaïques: [10]

Les cellules photovoltaïques sont des composants électroniques a semi conducteur qui transforment directement la lumière solaire en électricité.

III.6.1 Matériaux utilisés pour la fabrication des Cellules photovoltaïques:

Les cellules photovoltaïques sont réalisées à l'aide de matériaux semi-conducteurs utilisés en tranches fines ou en dépôts sur un substrat. Les matériaux les plus connus sont: **[10]**

- le silicium (Si) ;
- le sulfure de cadmium (Cds) ;
- l'arséniure de gallium (As Ga) ;
- le tellure de cadmium (Cd Te) ;
- le germanium (Ge) ;
- le phosphore d'indium (InP).

Toutefois, le matériau le plus couramment utilisé est le silicium pur obtenu à partir de la silice (quartz ou sable) par transformations chimiques et métallurgiques.

III.6.2 Les différents types des cellules solaires: [10]

Il existe trois types principaux de cellules :

III.6.2.1 Les cellules mono- cristallines:

La cellule monocristalline qui s'approche le plus du modèle théorique: cette cellule est effectivement composée d'un seul cristal divisé en deux couches.

Ces cellules souffrent néanmoins des inconvénients:

- Première génération de photopiles.
- Un taux de rendement excellent de 15 % et jusqu'à 24 % en labo.
- Méthode de production laborieuse est difficile, et donc, très chère.

III.6.2.2 Les cellules poly-cristallines :

Les cellules poly-cristallines sont composées d'un agglomérat de cristaux. Elles aussi proviennent du sciage de blocs de cristaux, mais ces blocs sont coulés et sont dès lors hétérogènes.

Les cellules poly- cristallines est caractérisées par :

- Coût de production moins élevé ;
- Procédé moins gourmand en énergie ;
- Rendement de 13 % et jusqu'à 20 % en labo.

III.6.2.3 Les cellules amorphes:

Le silicium amorphe, apparu en 1976. Sa structure atomique est désordonnée, non cristallisée, mais il possède un coefficient d'absorption supérieur à celui du silicium cristallin.

Cependant, ce qu'il gagne en pouvoir d'absorption, il le perd en mobilité des charges électriques (rendement de conversion faible).

- Coût de production bien plus bas.
- Rendement de seulement 6 % par module et de 14 % en labo.
- Fonctionne sous très faible éclairement.

Grâce à la technologie des nouveaux matériaux le tellurure de cadmium (Cd Te), l'arséniure de gallium (GaAs) ainsi que le diséléniure de cuivre et d'indium (CIS) ont permis d'obtenir des photopiles ayant des rendements 38 % au laboratoire.

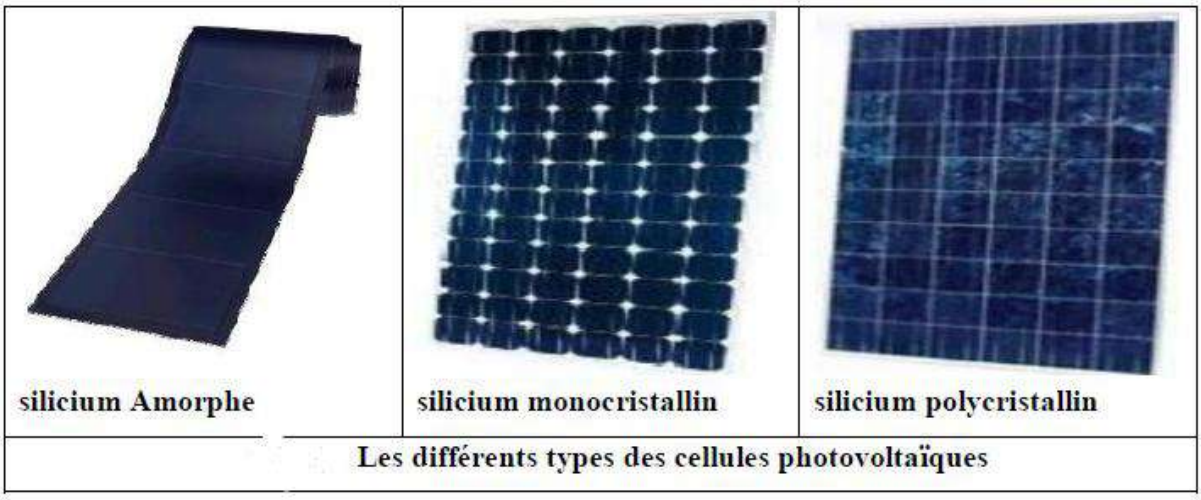


Figure III.10 : représente les différents types des cellules solaires **[10]**

III.7 Conclusion:

Dans ce chapitre nous avons présenté le générateur photovoltaïque avec ses caractéristiques, dont, La caractéristique de courant-tension I(V), mis en série ou parallèle et mixte des modules, ainsi que la modélisation du module PV.

nous avons présenté aussi les différents cellules photovoltaïques avec leurs matériaux de fabrication.

Chapitre IV

composants d’un système PV

IV.1. Introduction :

L'apparition de nouveaux concepts de production décentralisée d'électricité et le développement des sources renouvelables suscitent un vif intérêt pour les techniques de stockage de l'énergie.

IV.1.1. Batteries :

Le stockage contribue à stabiliser l'offre et la demande, à améliorer les conditions d'utilisation des réseaux de transport et de distribution, ainsi qu'à accroître le rendement de certaines unités de production à puissance nominale, tout en réduisant les émissions polluantes.

IV.1.2. Capacité :

la capacité d'une batterie est mesuré en Ampères heures, et représente le nombre d'Ampères qu'elle fournit multiplié par le nombre d'heures pendant lesquelles circule ce courant.
Théoriquement, par exemple, une batterie de **200 Ah** peut fournir **200 A** pendant une heure, ou **50 A** pendant **4** heures, ou **4 A** pendant **50** heures. [13]

IV.1.3. Types de batteries :

[13]

a) les batteries au plomb :

Les accumulateurs au plomb sont divisés en deux grandes familles : les batteries ouvertes (Vented Batteries) et les batteries scellées (Valve Regulated Lead Acid Batteries).

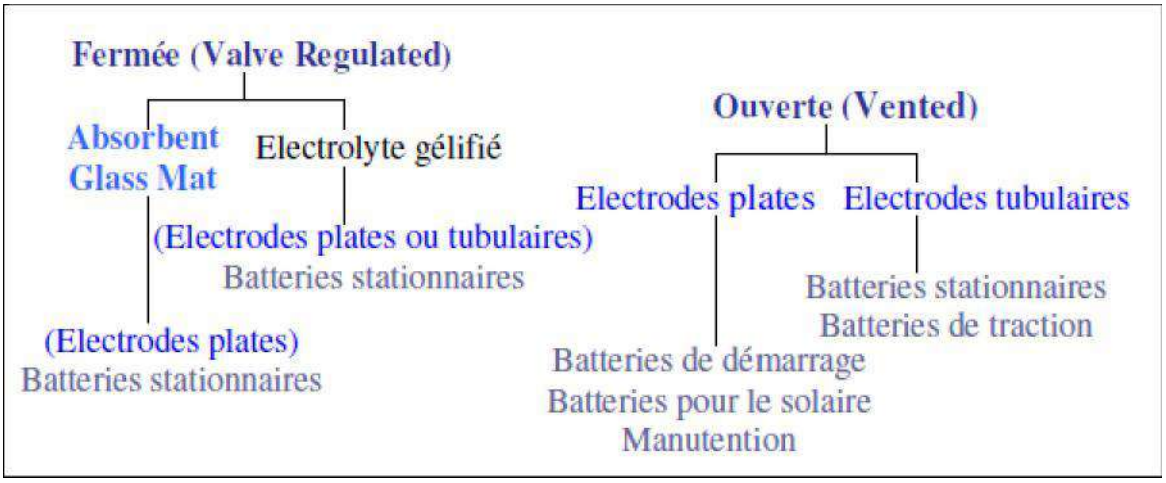


Figure IV.1): les différents types de batteries au plomb.

b) Les batteries au lithium :

L'élément lithium présente des caractéristiques physico-chimiques intéressantes :

- fort potentiel redox : $E_{Li/Li+}$ = - 3,04 $V_{/ENH}$;
- masse molaire faible : M= 6,94 g/mol ;
- capacité massique = 3,87 Ah/g.

Utilisé comme matière active à l'anode, il permet d'obtenir des batteries à fort potentiel énergétique. Mais sa réactivité avec le milieu ambiant (notamment avec l'air) en fait un matériau difficile à manipuler à l'état métallique.

Il existe trois grandes familles de batteries au lithium : Lithium métallique, Lithium-Ion et Lithium-polymère

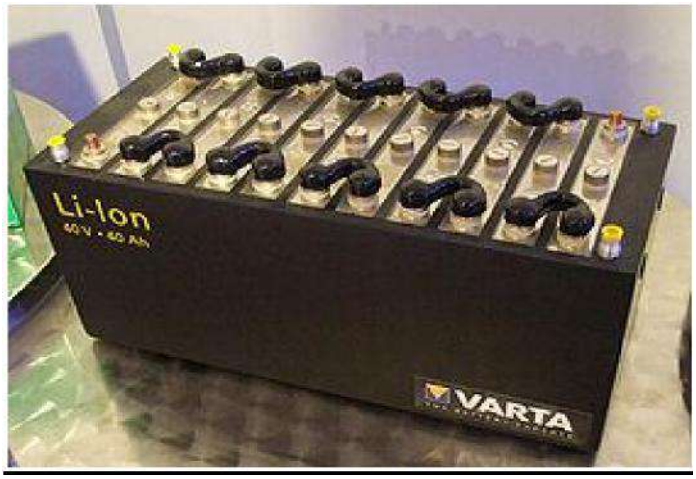


Figure IV.2 : Accumulateur lithium de Varta.

c) Les accumulateurs Nickel-Cadmium (Ni-Cd) :

Ils offrent des performances supérieures au plomb en terme de capacité et durée de vie. Ils demandent cependant une alimentation de charge très propre et leur prix est nettement plus élevé que les batteries plomb (environ 1,5 fois).

d) Les accumulateurs Nickel Hydrogène (Ni-H2) :

Depuis 1964, les piles H2/O2 sont couramment utilisées dans les applications spatiales (satellite et navette). Sur les satellites, ils servent d'accumulateur pour stocker le surplus d'électricité fournit par des panneaux solaires pour le restituer lors des éclipses (grand nombre de cycles).Cet accumulateur est très supérieur au Ni-Cd car il offre une très grande résistance au cyclage (plus de 10000 cycles avec des décharges à 40% de la capacité). Les ions actifs pour les échanges sont les ions hydrogène H+ et l'électrode positive est à base d'hydroxyde

de nickel, analogue à celle utilisée dans les accumulateurs NiCd. Durant la décharge, l'hydrogène se recombine en eau avec l'oxygène de l'hydroxyde de nickel. Mais durant la recharge, il se produit un fort dégagement d'hydrogène sous forme gazeuse et la pression à l'intérieur de la batterie peut atteindre 70 bars, d'où son allure de bonbonne de gaz. Ce type d'accumulateur conserve de bonnes caractéristiques à basse température (encore 400Wh/kg à -18°C avec un nombre de cycle jusqu'à 30000). Certains modèles sont capables de fournir 500Wh/Kg pour des démarrages d'avions à réaction.

e) Les accumulateurs Nickel-Metal-Hybride (Ni-MH) :

Ils sont une forme dérivée des batteries Nickel-Hydrogène. La batterie Ni-MH recombine les gaz comme l'hydrogène sur des alliages métalliques pour former des oxydes. Ils offrent des performances encore supérieures au Ni-Cd (capacité environ 1,8 fois supérieure) mais son prix est encore dissuasif pour les applications industrielles habituelles.

f) Les accumulateurs Nickel-Zinc (Ni-Zn) :

Ce couple à l'avantage d'être moins coûteux que le Ni-Cd et d'avoir une tension d'utilisation 25% plus élevée. En revanche, son plus gros défaut est une mauvaise résistance au cyclage1 (environ 600 à 1000 cycles).

g) Les accumulateurs Zinc-halogènes :

Les avantages des électrodes en nickel sont un coût relativement faible, sa légèreté et produit potentiel élevé. Pour améliorer le cycle de vie de ce type d'accumulateur, des études ont conduit au remplacement de l'électrolyte alcalin par une solution acide. Les couples les plus prometteurs sont Zinc- Chlore (Zn-Cl2) et Zinc-Brome (Zn-Br2). Ce dernier donne une FEM de 1,9V. Ce type de pile est adapté au régime de décharge soutenu sur un faible intervalle de temps.

h) Les piles à combustibles :

On parle de pile à combustible lorsqu'il y a consommation d'un élément (d'une ou des deux électrodes), ce qui rend le phénomène irréversible (électrode comburante et combustible). La charge de la pile est réalisée en remplaçant les éléments usés (électrode comburante) et le combustible. Il est cependant possible de remplacer une ou les deux électrodes par des gaz. Les électrodes sont alors composées d'alliage inattaquable plongé dans l'électrolyte. Ce sont

des concurrents sérieux pour les accumulateurs où la recharge s'effectue par inversion des phénomènes électrochimiques.

IV.1.4. Choix de batterie:

Les principales caractéristiques utilisées pour choisir une batterie sont :

- **La tension nominale :** c'est la force électromotrice de l'accumulateur en fonction du couple électrochimique utilisé
- **La tension de charge** : c'est la tension nominale à appliqué pour chargie efficacement l'accumulateur.
- **La capacité nominale** : c'est la qualité d'énergie que l'on peut stocker dans la batterie elle s'exprime en ampères-heures (Ah). Elle est donné dans des conditions de référence (durée de charge de 20 [heurs] et température de 25 [C°]).
- **La profondeur de charge :** Rapport entre la qualité de l'électricité déchargée à un instant t et la capacité nominale.

IV.2. Régulateur de charge de la batterie :

Le régulateur de charge dans un système photovoltaïque familial est le composant de jonction entre le générateur solaire, la batterie de stockage et les consommateurs intervenant dans le système. Il a pour rôle de protéger la batterie contre les surcharges et les décharges profondes et assure de ce fait et le mieux possible le bon fonctionnement de la batterie ainsi que la gestion du système autonome solaire PV. [14]

IV.2.1. Protection contre la surcharge et la décharge profonde :** [13]

L'objectif d'un régulateur de charge est de protéger la batterie pour lui assurer une meilleure durée de vie, pour que l'application autonome le soit pendant longtemps.

Améliorer la durée de vie d'une batterie plomb (les plus utilisées), c'est empêcher :

- la surcharge: que la tension dépasse un certain seuil.
- la décharge profonde: que la batterie soit vidée de plus de **90 %** de sa charge.

On réalise ces deux fonctions avec un régulateur charge/décharge connecté avec les panneaux, la batterie et l'utilisation. Quand la tension aux bornes de la batterie atteint **14,5 V** (seuil haut typique pour une batterie au plomb de **12 V** nominale), le régulateur coupe la liaison avec le panneau, ce qui implique que la batterie n'est plus chargée. Cette charge est rétablie vers **13,5 V.**

De même, quand la tension atteint **11,5 V** (seuil bas typique pour **12 V**), le régulateur coupe la liaison avec le récepteur, ce qui ne permet plus son utilisation, puisqu'il met ainsi l'appareil hors service jusqu'à ce que la tension batterie soit revenue à un niveau de **12,5 V**. Il rétablit alors l'utilisation.

Notons que la protection surcharge est presque toujours indispensable, car une alimentation solaire est excédentaire en énergie une partie du temps (l'été surtout). Il n'en est pas de même de la protection décharge, qui est davantage une sécurité en cas d'incident en effet, si le dimensionnement est bon et les composants bien adaptés, la batterie ne doit pas entrer en décharge profonde. Si cela se produit, ce ne peut être qu'accidentel.

On mettra une protection décharge lorsqu'il y a un risque de surconsommation (appareil laissé allumé par erreur, par exemple), ou une batterie très onéreuse. Dans ce cas, on préférera interrompre l'utilisation plutôt que d'endommager la batterie par décharge profonde en cas d'incident.

En pratique, ces fonctions anti retour et régulation de charge sont réalisées par des boîtiers électroniques avec une logique à relais ou à transistors. Ils peuvent être de type shunt (pour les basses puissances) ou de type série (pour les puissances élevées.

Entre autres caractéristiques, ils sont déterminés par le courant d'entrée (courant maximal des panneaux) et le courant de sortie (courant maximal de l'utilisation) qu'ils supportent.

S'ils ne comportent pas de protection décharge, ils sont appelés limiteurs de charge ou régulateurs de surcharge, se placent entre le panneau et la batterie, et donc seul le courant du panneau solaire conditionnera leur ampérage.

La figure suivant montre le principe d'un régulateur charge/décharge de type série.

Ce système mesure en permanence la tension batterie et agit en conséquence, selon son état de charge.

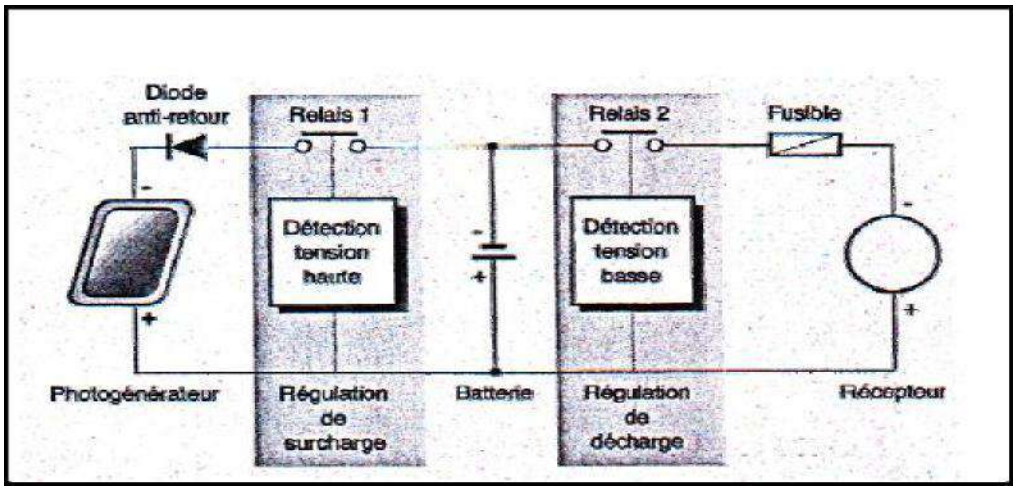


Figure IV.3 : principe de fonctionnement d'un régulateur charge/décharge. [13]

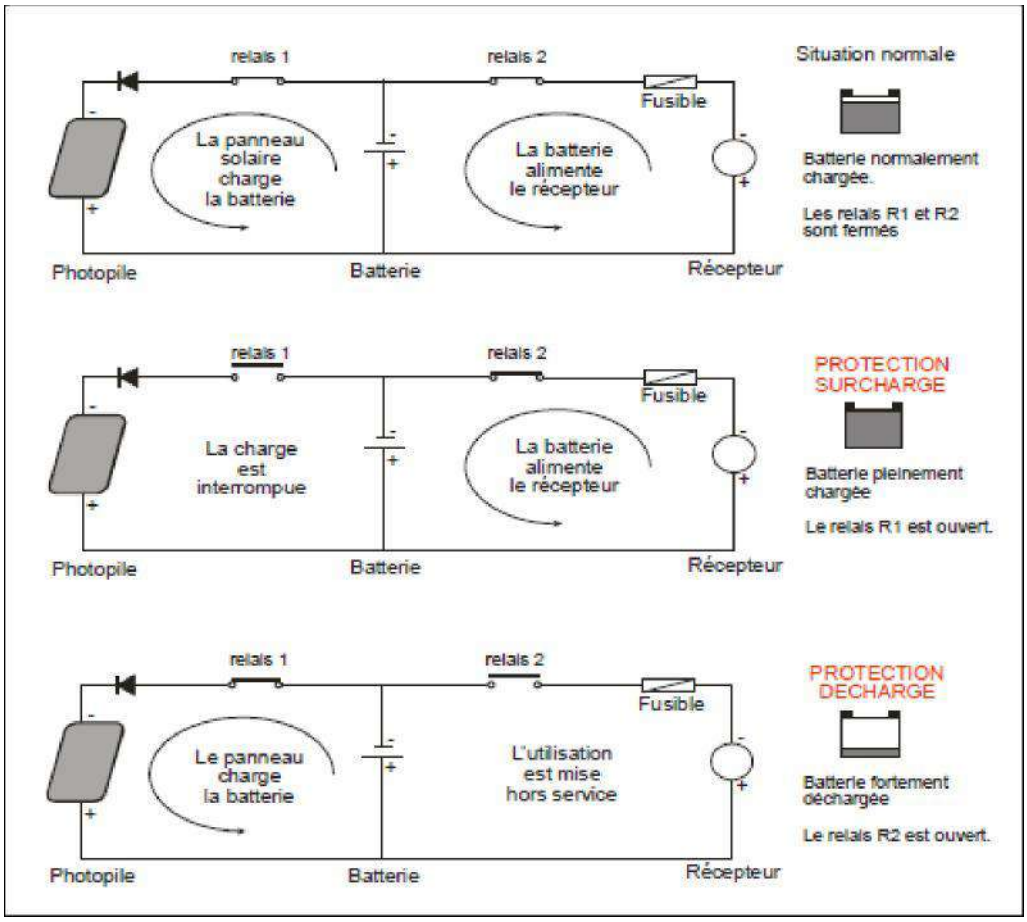


Figure IV.4 : régulateur charge/décharge. [13]

IV.2.2. types des régulateurs de charge :

Généralement, il y a deux familles de régulateurs de charge, les Régulateurs séries, et les régulateurs shunts. [14]

IV.2.2.1. Le Régulateur série :

Le composant de puissance qui assure la liaison du module et la batterie est placé en série. [14]

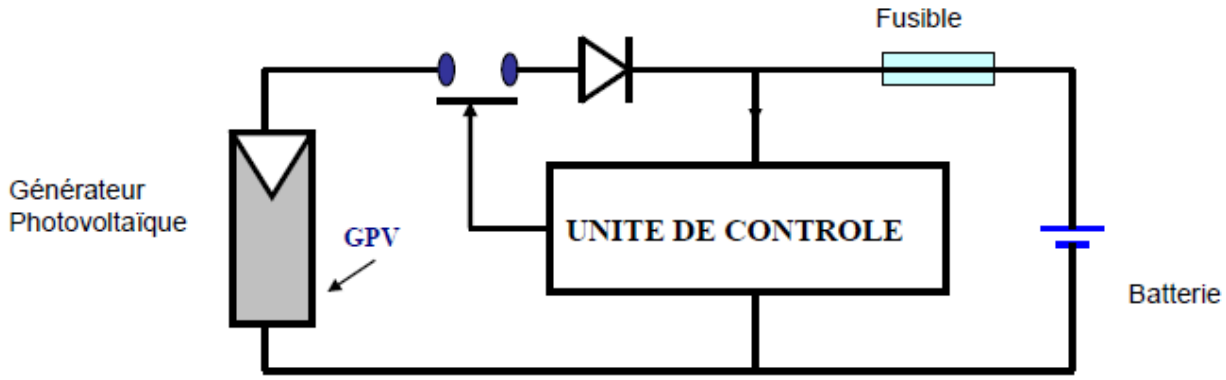


Figure IV.5 : régulateur série. [14]

IV.2.2.2. Le Régulateur shunt :

Le transistor qui assure la liaison de puissance entre le module et la batterie, fonction on deux modes :

1. Mode saturé : (Rien) le module shunté et l'énergie fournie est dissipée en chaleur.
2. Mode désamorcé : (Tous)Toute l'énergie fournie par le module passe à la batterie.

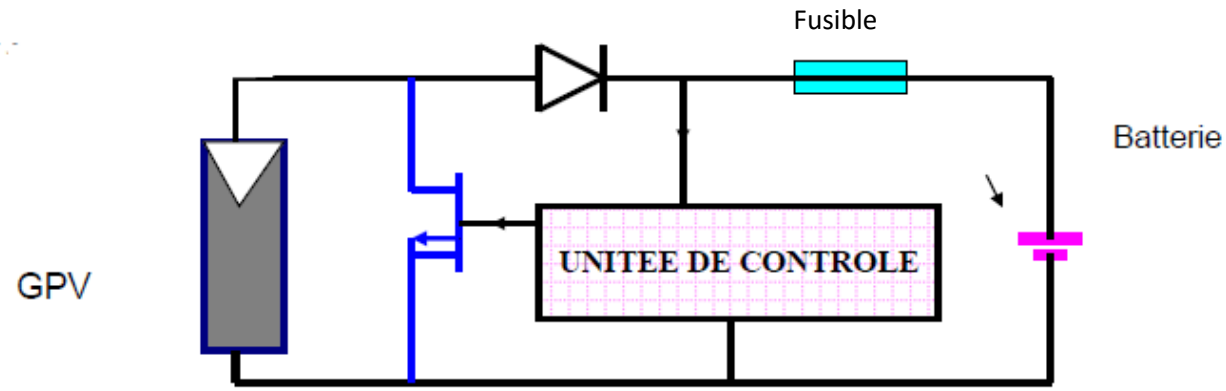


Figure IV.6 : régulateur shunt [14]

IV.2.2.3. Régulateur MPPT :

Dans ce régulateur, un circuit mesure en permanence la tension et le courant du panneau pour tirer de l'énergie au point de puissance maximale (MPPT Max Power Point Tracker). Ceci permet de garantir que le maximum d'énergie sera récupéré, quel que soit la température et l'ensoleillement. En général, ces régulateur fonctionnent soit en élevant, soit en réduisant la tension. Un premier circuit ajuste la demande au pont de puissance maximale de l'ensemble des panneaux et un deuxième circuit transforme le courant et la tension pour l'adapter au type de batterie. L'avantage de ce type de régulateur est qu'il permet de travail dans une grande plage de température et ainsi récupérer l'excès non négligeable de tension en hiver lorsque le point d puissance maximale peut monter au-dessus de 17 à 18 [V].

IV.3. Les pertes dans le système PV :

IV.3.1. Pertes de photons incidents :

le silicium est un matériau faiblement absorbant, d'aspect métallique très réfléchissant, l'indice de réfraction du silicium étant environ 3.05, le coefficient de réflexion d'une interface air-silicium est de l'ordre de 30%, ce qui représente les pertes directes de photons par réflexion sur la face avant, et son coefficient d'absorption diminue très vite au voisinage du gap, conduisant à des pertes par transmission dans le proche infrarouge.

pour diminuer les réflexions face avant, une solution courante est le dépôt d'une couche très fine de tio2 (quelques dizaines de nanomètres) dont l'indice de réfraction (environ 2.2) est inférieur à celui du silicium. pour augmenter l'absorption dans le silicium, il faut augmenter le trajet optique des photons, c'est-à-dire les confiner dans l'épaisseur de la plaque.

IV.3.2. Pertes dues à l'ombre :

Les ombres portées par le voisinage proche et lointain peuvent influencer de manière non négligeable la productivité de l'ensemble du système photovoltaïque. lors de la conception du système, il est indispensable que l'installateur identifier précisément les zones d'ombrages pour déterminer la dimension et la configuration optimale.

Selon la technologie, l'impacte d'une même ombre sera plus ou moins pénalisant. Certaines d'entres elles sont mieux adaptées aux configurations avec ombrage.

L'ombrage peut également être dû aux conditions météo. par exemple, l'accumulation de neige dans le bas d'un module peut réduire sa production assez fortement. Heureusement, ces cas – la n'arrivent qu'en hiver lorsque la production potentielle est la plus faible. [12]

IV.3.3. Pertes dues à la température :

L'efficacité du module et de l'onduleur est inversement proportionnelle à la température de ce même module. En fonction de la technologie utilisée. Les pertes d'efficacité seront plus ou moins importantes (figure 3.10). Par exemple, la technologie amorphe (a-Si) présente un coefficient de température moindre que la technologie cristalline (c-Si).

Si les modules sont superposés à la toiture. Une ventilation naturelle viendra refroidir les modules photovoltaïques. Dans le cas d'un système intégré. Cette ventilation devient plus difficile et les pertes occasionnées par l'augmentation de la température seront plus importantes. Ces augmentations de températures influencent la tension d'entrée de l'onduleur et par conséquent la productivité du rendement de l'onduleur. [12]

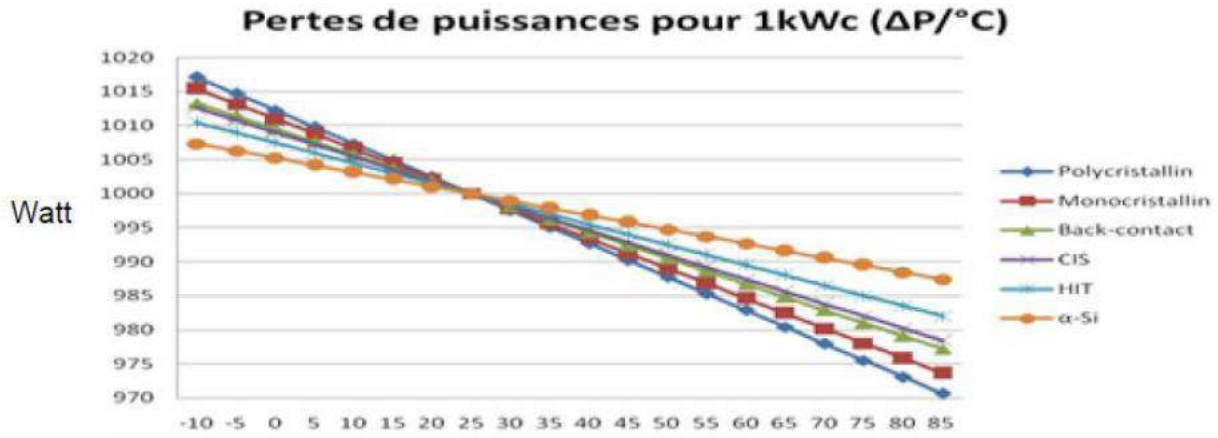


Figure IV.7 : pertes dues à la température pour différentes technologie. [12]

IV.3.4. Pertes dues à l'onduleur :

- **Influence de l'ensoleillement :**

  Si l'irradiation des modules n'est pas suffisants (début ou fin de journée, neige , ciel gris,…) l'onduleur reste en attente de meilleurs conditions pour commencer à produire de l'électricité solaire. La consommation interne de l'onduleur (de l'ordre de 5w) doit en effet être atteinte pour que le système soit productif. L'onduleur redémarrera automatiquement Dès que les conditions extérieures redeviendront favorables. . [12]

- **Influence de la température :**

  L'onduleur doit être installé dans un endroit sec et ventilé. son efficacité, tell que décrite dans la fiche technique, n'est assurée que dans le cas d'une installation conforme au manuel d'installation .un dégagement d'une vingtaine de cm est généralement

nécessaire pour assurer le dégagement de chaleur, en particulier du cote des grilles de ventilation (entrée et sortie).

Dans des conditions de température élevées (grenier non isolée), son rendement diminuera et sa durée de vie risque également diminuer.[12]

IV.3.5. Pertes ohmique (cablage cc) :

En pratique. Un système de qualté n'est dimensionné pour limiter le pertes ohmique dans le cablge courant continu (cc) à une chute de tension de maximum 2% entre les modules et l'onduleur. Si la chute de tension est superieur à20% (par exemple due à une longueur de cable trop importante). Il faudra augmenter la section du cable CC pour éviter l'échauffement des cable. [12]

IV.3.6. Pertes dues au réseau d'alimentation public :

Statistiquement. Le réseau électrique est assez souvent la cause d'une baisse de production d'un système photovoltaïque. Il y a plusieurs causes possibles :

- La tension du réseau est trop élevée (> 245V) ou trop fluctuante;
- Des écarts d'impédance trop grands;
- Des écarts de fréquence du réseau trop grands par rapport à la valeur standard.

  Ces différentes causes vont provoquer des arrêts temporaires de l'onduleur et donc une perte de production.[12]

IV.4. Les convertisseurs pour les systèmes PV :

IV.4.1. Convertisseur DC/DC :

Un hacheur peut être réalisé à l'aide d'interrupteur électronique commandable à l'ouverture et à la fermeture tels que les thyristors GTO ou les transistors bipolaire ou à effet de champ à grille isolée fonctionnant en régime de commutation. Le principe d'un hacheur consiste à établir puis interrompre périodiquement la liaison source- charge à l'aide de l'interrupteur électronique. Celui-ci doit pouvoir être fermé ou ouvert à volonté afin d'avoir une tension de sortie continue réglable. [15]

Les convertisseurs DC-DC (ou hacheurs) sont utilisés dans les systèmes d'énergie solaire pour adapter la source continue à amplitude variable (panneau PV) à la charge qui demande en général une tension DC constante. Les trois configurations de base sont : [15]

- Convertisseur dévolteur ;
- Convertisseur survolteur ;
- Convertisseur dévolteur- survolteur ;

IV.4.1.1. Hacheur dévolteur (série) :

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie Vs est inférieure à celle de l'entrée Vi. Pour un rapport cyclique « α » donné, et en régime de conduction continu, la tension moyenne à la sortie est donnée par : [15]

$Vs = \alpha .Vi$ **(IV.1)**

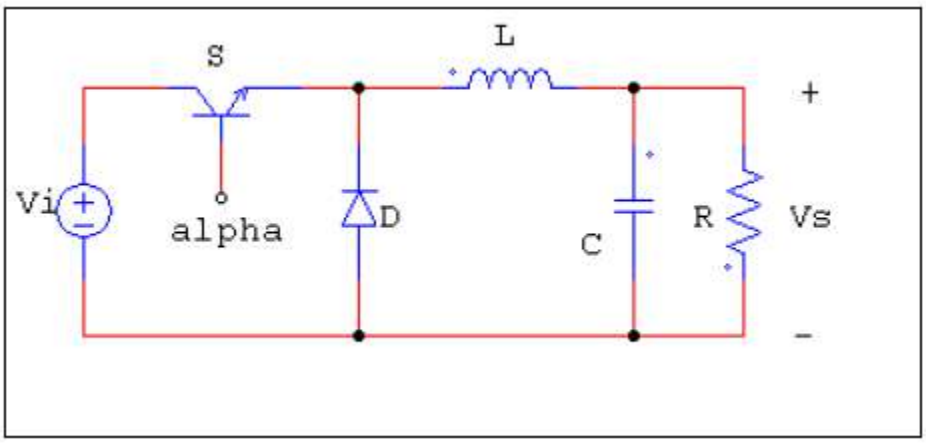


Figure IV.8 : Schémas de principe d'un hacheur série[43]

IV.4.1.2. Hacheur survolteur (ou parallèle)

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie Vs est supérieure à celle de l'entrée Vi. Pour un rapport cyclique « α » donné, et en régime de conduction continu, la tension moyenne à la sortie est donnée par : [15]

$Vs = \frac{1}{1-\alpha} Vi$ **(IV.2)**

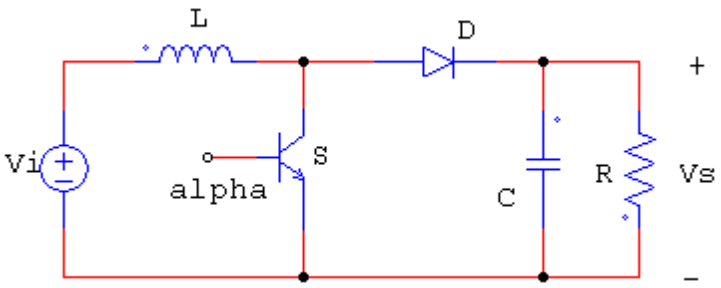


Figure IV.9 : Schémas de principe d'un hacheur parallèle[43]

IV.4.1.3. Hacheur dévolteur - survolteur (série − parallèle) :

Ce nom est lié au fait que la tension moyenne de sortie Vs est inférieure ou supérieure à celle de l'entrée Vi. Pour un rapport cyclique « α» donné, et en régime de conduction continu, la tension moyenne à la sortie est donnée par : [15]

$$Vs = \frac{\alpha}{1-\alpha} Vi \qquad \textbf{(IV.3)}$$

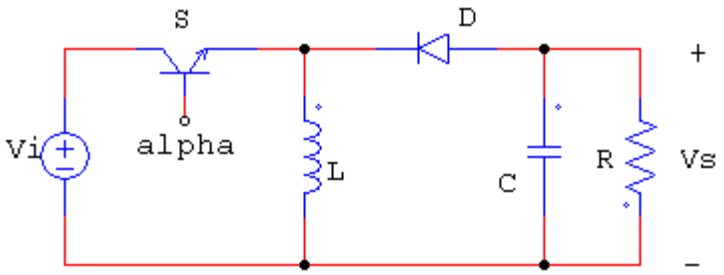


Figure IV.10 : Schémas de principe d'un hacheur série-parallèle[43]

IV.4.2. Techniques d'MPPT :

L'amélioration du rendement du système PV nécessite la maximisation de la puissance du générateur PV. Cela est possible si le point de fonctionnement est bien choisi en adaptant l'impédance de la charge à la source de tension. Le convertisseur DC/DC jouera le rôle d'un

adaptateur d'impédance assurant ainsi le fonctionnement au point optimal qui permet de produire la puissance maximale du générateur PV.

Donc, la maximisation de puissance de la source PV, revient à chercher ce point de fonctionnement optimal. Cette opération est dite MPPT ou « Maximum Power point Tracking ».

Donc, en intercalant un hacheur entre la source PV et la charge et avec le contrôle rigoureux du rapport cyclique de ce dernier, un suivie continue de la puissance est assuré et la puissance maximale est fournie. [15]

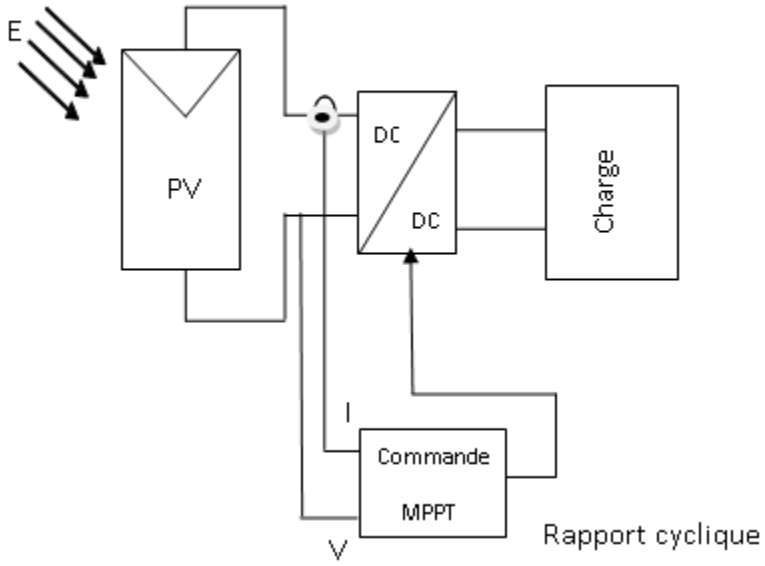


Figure IV.11 : Commande MPPT. [15]

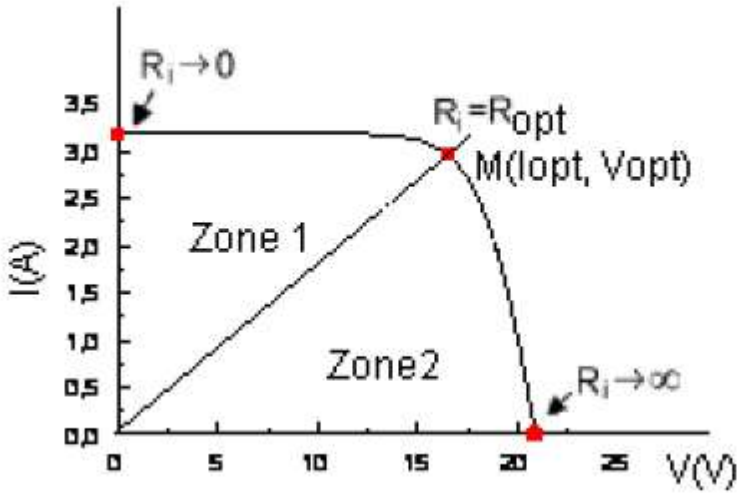


Figure IV.12 : répartition de la caractéristique selon le fonctionnement du hacheur utilisé [15]

Dans la figure (4.12), la zone.1de la caractéristique courant-tension I-V est une zone de fonctionnement dans le mode « hacheur dévolteur »et l'MPPT est assurée pour toute résistance Ri comprise entre [0, Ropt]. Ceci s'inverse pour la zone.2 de la caractéristique courant-tension I-V qui présente la zone de fonctionnement dans le mode « .hacheur survolteur » ou le fonctionnement du MPPT est assuré pour toute résistance Ricomprise entre [Ropt, ∞].

IV.4.3. Les convertisseurs DC/AC:

Ce sont des onduleurs. Ils peuvent être utilisés pour alimenter une charge isolée mais aussi pour raccorder un générateur photovoltaïque au réseau. La déformation de l'onde due aux commutations est susceptible de produire des perturbations plus ou moins gênantes pour les cellules photovoltaïques. Les onduleurs peuvent être classés en générateurs produisant soit une onde sinusoïdale, soit une onde carrée ou une onde dite pseudo sinusoïdale. Le choix de l'onduleur dépendra des appareils qu'il devra faire fonctionner. [12]

IV.5. Caractéristique d'un onduleur pour les systèmes photovoltaïques PV :

Les onduleurs destinés aux systèmes photovoltaïques sont quelque peu différents des onduleurs classiques utilisés en électrotechnique, mais l'objectif de conversion DC/AC est le même. La principale caractéristique de l'onduleur PV est la recherche du meilleur point de fonctionnement du système.

L'onduleur connecté au réseau et un convertisseur de puissance permettant de convertir le courant continu (CC), produit par le générateur photovoltaïque (PV), en courant alternatif (AC) avec ses circuit de puissance, de commande et de protection. Il doit être capable de supporter le courant et la tension maximum du champ photovoltaïque. L'onduleur comporte un contrôleur d'isolement coté courant continu permettant de prévenir un défaut éventuel d'isolement.

En plus, les onduleurs peuvent assurer ce qui suit :

- L'onduleur est pourvu de toutes ses protections interne.
- L'onduleur est caractérisé aussi par un temps de déclenchement automatique très rapide pour une isolation faible.
- La possibilité de limiter la puissance injecté dan le réseau selon la consigne de l'exploitation.
- Le taux d'harmonique de courant injecté THD est inferieur à 3%.

- Haute qualité et précision dans la recherche du point de puissance maximale.
- L'armoire de l'onduleur doit posséder un degré de protection élevé et adapté a la région de l'installation.
- Un fonctionnement sans dégradation dans une plage de température adapté à la région de l'installation.
- Fonction déconnexion automatique du réseau: Elle commande automatiquement l'arrêt de l'onduleur et la déconnexion du réseau en l'absence de tension sur le réseau électrique.

IV.6. Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté les composants d'un système PV, en commençant par le système de stockage (batteries) et leurs régulateurs de charge, ensuite, les pertes dans le système PV, Nous avons présenté aussi les différents convertisseurs utilisés dans ce dernier.

Chapitre V

Conception du système PV en utilisant le PVsyst

V.1 Introduction :

Une installation photovoltaïque (PV) est dite autonome – ou isolée – quand elle n'est pas reliée à un réseau de distribution. Le système PV autonome permet de fournir du courant électrique à des endroits où il n'y a pas de réseau. Il se révèle particulièrement adapté pour des applications comme une pompe dans le jardin, l'éclairage en zone isolée, l'alimentation de bornes téléphoniques le long de l'autoroute, etc. Pour ces applications, il n'est pas toujours possible de mettre en place un réseau d'alimentation classique, soit à cause de contraintes techniques, soit pour des raisons économiques.

Dans ce chapitre, on présentera la conception d'un système PV autonome en utilisant le PVsyst, cette conception sera appliquée sur une habitation privée implantée à la wilaya de Médéa.

V.2. Présentation du logiciel :

Le PVsyst est un logiciel de dimensionnement de panneaux solaires, permettant d'obtenir diverse informations telles que la production d'énergie, l'irradiation et le coût de l'installation, la surface nécessaire, ou la production annuelle d'énergie. Un mode avancé permet d'obtenir beaucoup plus d'informations pour une étude très complète.

Le logiciel comprend principalement deux modes de fonctionnement **(figure V.1).** Le premier est une application de pré-dimensionnement assez simple à prendre en main et accessible au néophyte. Le deuxième permet une étude beaucoup plus approfondie et prend en compte beaucoup plus de paramètre. De plus il se base sur du matériel concret pour ses calculs, contrairement au premier mode qui effectue ses calculs pour un cas très général.

Pour chacun des deux modes, le principe est le même : on donne la localisation géographique de l'installation, puis on entre les données concernant l'installation. Vien ensuite une partie résultats où l'on choisi les données qui nous intéresse.



Figure V.1: menu principale du logiciel PVsyst V6.43

Les modes portants sur ce menu ayants les objets suivants :

- Pré_ dimensionnement:

Pour une étude rapide et simple : on donne une location et un système puis le logiciel calcul quelques paramètres de pré dimensionnement ainsi qu'un graphe de production énergétique annuelle, un graphe d'irradiation par mois, un tableau récapitulatif et une étude de coût.

- Conception du projet:

Pour une étude plus approfondie avec de nombreux paramètres à prendre en compte notamment les ombres proches et lointaines. On dispose aussi de plus de choix au niveau de l'orientation des panneaux avec le choix par exemple de panneaux "tracking" qui suivent la course du soleil. Les calculs sont basés sur des systèmes réels commercialisés que l'on choisira parmi une vaste liste. On génère ensuite une simulation qui nous fournis un large choix de résultats et de graphe personnalisables.

- Bases de données:

Permet de modifier les bases de données et d'utiliser des outils du programme sans pour autant créer un projet complet.

- Outils:

Permet d’analyser et comparer des données mesurées sur des systèmes réels.

V.3. Site d'implantation :

Les données géographiques et météorologies de la wilaya Médéa ne sont pas inclues dans le PVsyst. A cet effet, on a récupérés ces données à partir de L'application en ligne gratuite du logiciel PVGIS précité en deuxième chapitre.

V.3.1. Données géographiques :

La Figure V.2 suivante nous présente l**es** données géographiques récupérées à partir du logiciel PVGIS (latitude, longitude, et l'altitude) du notre site.

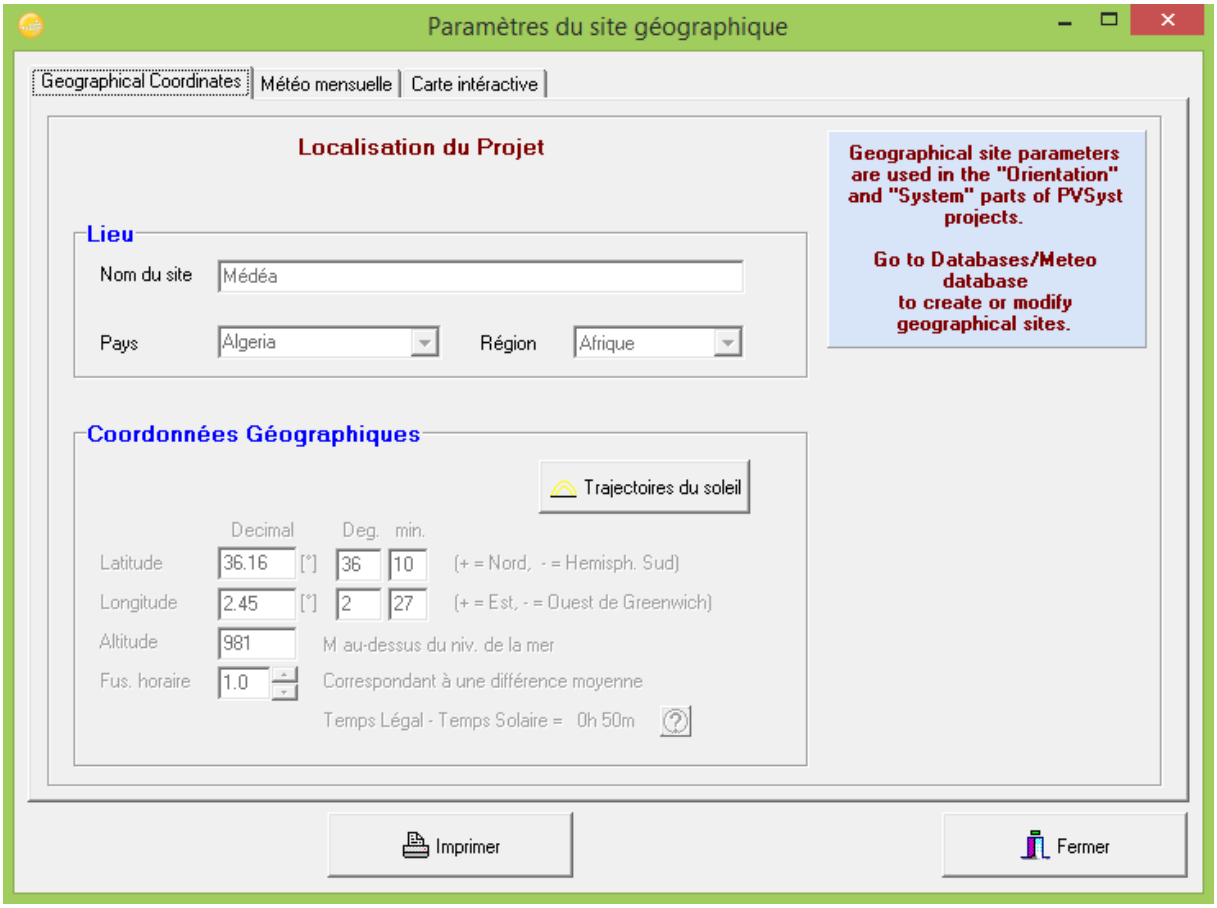


Figure V.2: données géographiques du site Médéa.

V.3.2. Données météorologies :

Le même paramètre nous présente l**es** données météorologies du site Médéa de l'année 2015.

A signalé que :

- ✓ Les valeurs moyennes de l'irradiation globale et diffuse ont été levées à partir du PVGIS.
- ✓ Les valeurs moyennes de la température ont été levées à partir du site web :

Http : //frenche.wundreground.c

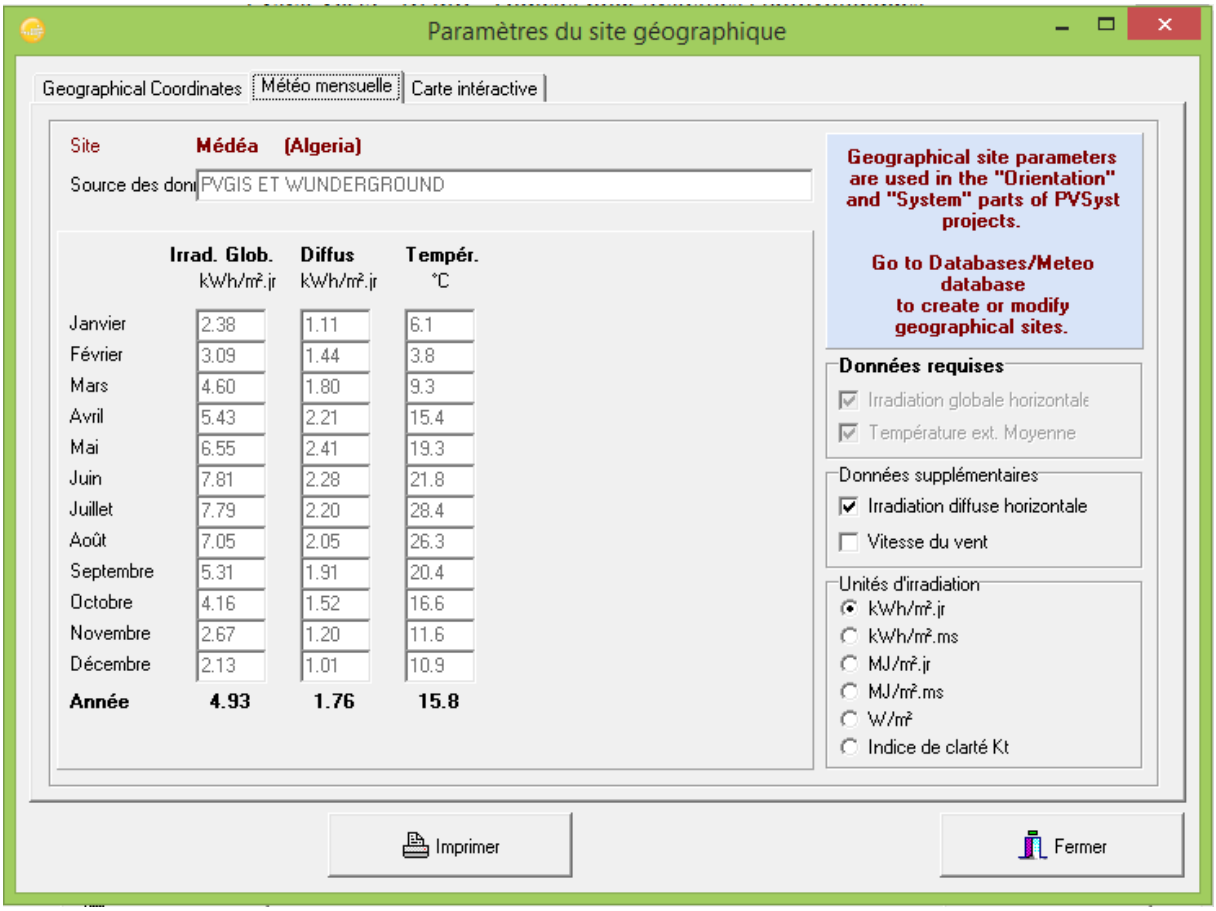


Figure V.3: données météorologies du site Médéa de l'année 2015.

V.3.3. Trajectoire du soleil :

La connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la surface terrestre est nécessaire pour toute application solaire. La position du soleil est définie par deux angles : Sa hauteur **HS** (angle entre le soleil et le plant horizontal du lieu) et son azimut **AZ** (angle avec la direction du sud, compté négativement vers l'est), la **figure (V.4)** présente l'hauteur du soleil dans le ciel en fonction de l'azimute à Médéa au cours d'une année.

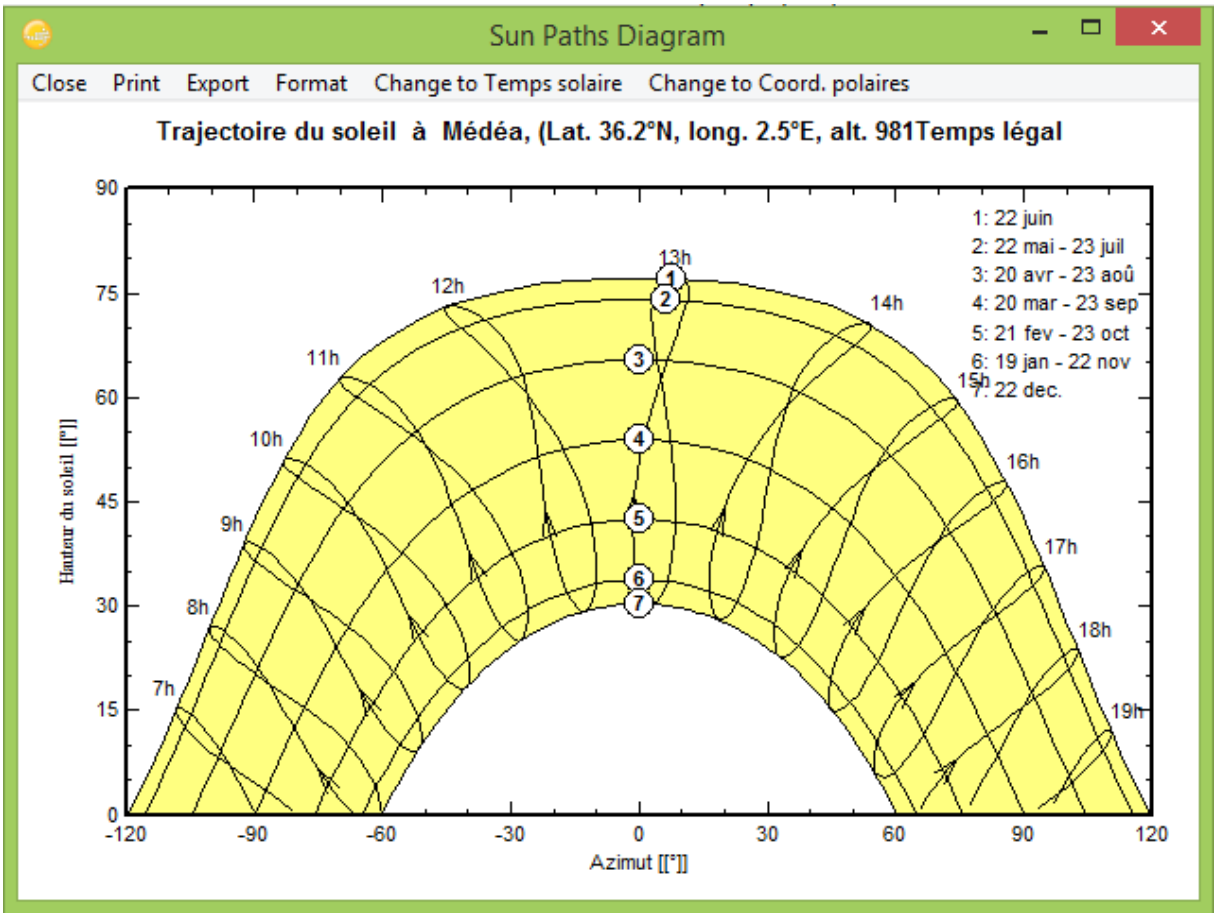


Figure V.4 : trajectoire du soleil à Médéa.

V.4. Orientation du module PV :

Vu la nécessité de choisir des orientations et inclinaisons favorable à la production de l'énergie, on a choisi pour la simulation un plan incliné fixé d'une inclinaison de 32° (par rapport à l'horizontale l'illustre la **(figure V.5).** 32° c'est une inclinaison optimale donnée par le logiciel PVGIS.

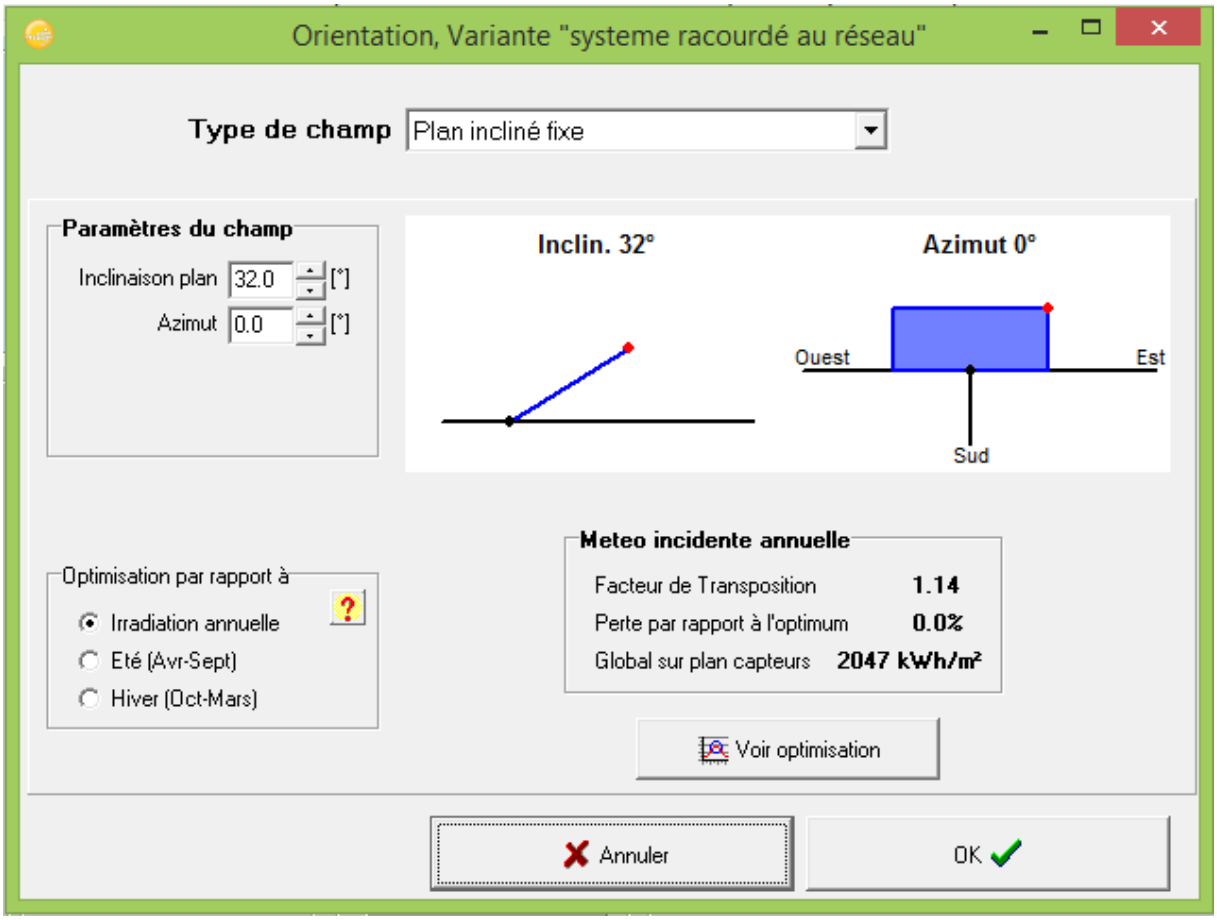


Figure V.5 : positionnement des panneaux PV.

V.5. Dimensionnement du système PV autonome :

Pour dimensionner un système autonome et déterminer le nombre de modules PV nécessaires, on se base sur la consommation pendant la période de moindre irradiation au cours de laquelle on veut faire fonctionner les applications. Dans notre conception, et selon la figure (V.5), cette période est le mois de décembre.

V.5.1 Présentation de l'habitation :

L'habitation est composée de deux chambres, un séjour, une cuisine, une SDB, et WC, la figure (V.6) présente le plan architectural de cette maison.

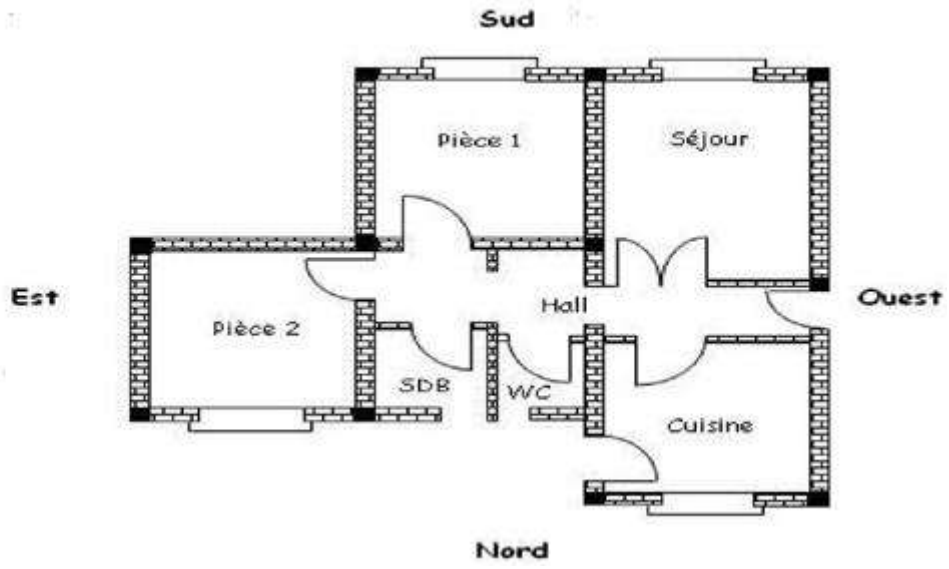


Figure V.6 : plan architectural de l'habitation.

V.5.2. Calcul du besoin énergétique :

Le dimensionnement d'un système photovoltaïque est basé sur l'évaluation des besoins en énergie électrique (consommation journalière moyenne CJM) de l'utilisateur. La figure (V.7) montre la fenêtre du logiciel PVsyst pour calculer cette CJM.

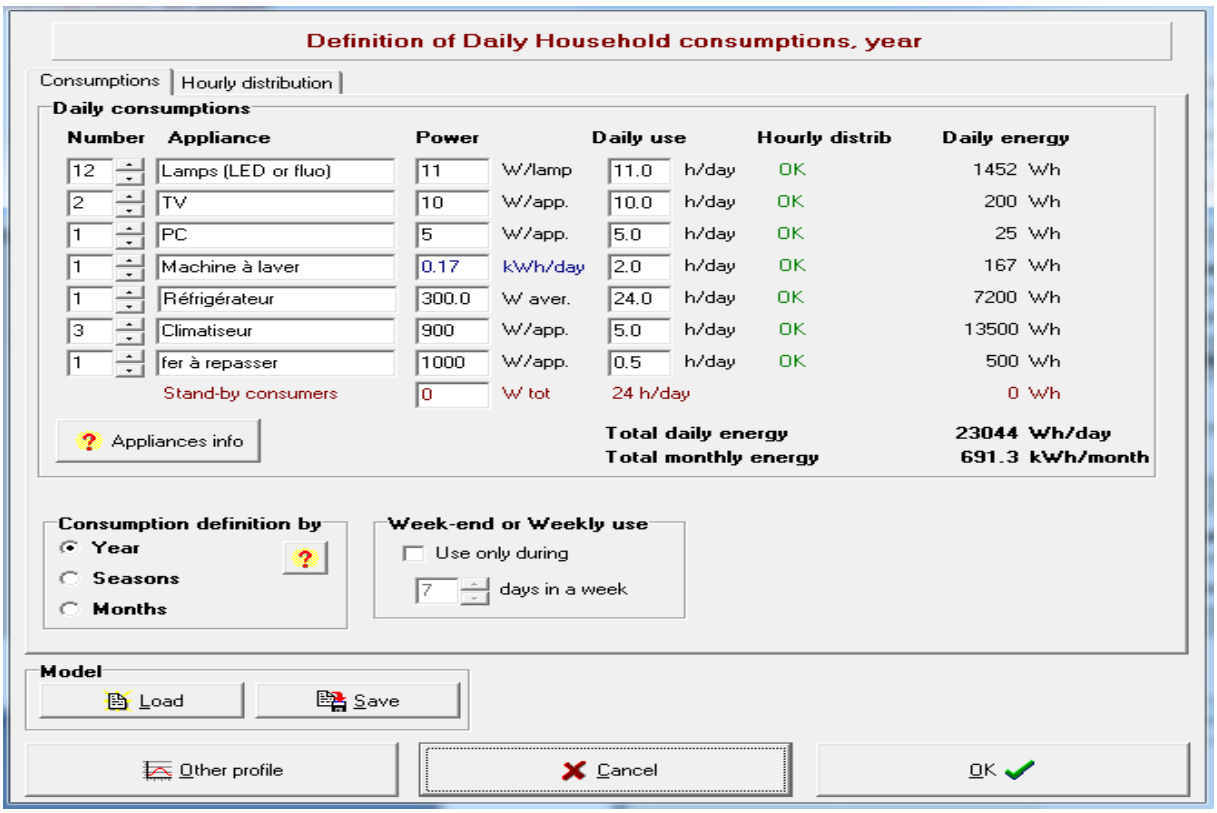


Figure V.7 : consommation journalière moyenne CJM de l'habitation.

V.5.3. Dimensionnement du champ PV et de la batterie :

Le dimensionnement du système photovoltaïque est déterminé en fonction des sollicitations, telles l'ensoleillement et le profil de charge, l'ensemble des éléments de la chaîne photovoltaïque, afin de garantir une bonne fourniture d'énergie.

Il faut donc dimensionner :

- le champ de module ;
- La capacité de stockage ;
- Le régulateur de charge et de décharge.

V.5.3.1. Dimensionnement du champ PV :

Il existe plusieurs méthodes de dimensionnement du champ PV, elles utilisent pratiquement toutes les mêmes paramètres pour effectuer le calcul permettant de définir la puissance crête du générateur :

- L'Energie journalière consommée : **Ej (Wh/jour)**
- L'irradiation du lieu : **E (Wh/m²/jour)**
- Les rendements respectifs des équipements utilisés : **ŋ**

$$P_c = \frac{E_j\,(wh)}{E\ \eta_{ond}\ \eta_{bat}\ \eta_{reg}\ k_p}$$

Ej : est l'énergie journalière consommée

E : est l'irradiation du lieu en kWh/m²/jour

Kp: est appelé coefficient panneau et vaut 0,8

Le tableau suivant définit le module choisi :

Modèle	CSUN 325-72M QSAR
Fabricant	China Sunergy
Nom de fichier	ChinaSunergy_CSUN_325_72M_Q.PAN
Technologie	Si-mono
Puissance nominale	325Wc
Longueur du module	1.956 m
Largeur du module	0.99 m
Surface du module	1.936 m²
Poids du module	22.3 kg

Nombre des modules	20 module
Surface du champ	39 m²
Puissance du champ	6.5

Tableau 5.1 : les paramètres du module choisi.

La figure (V.8) montre la fenêtre du logiciel PVsyst pour les caractéristiques du module PV.

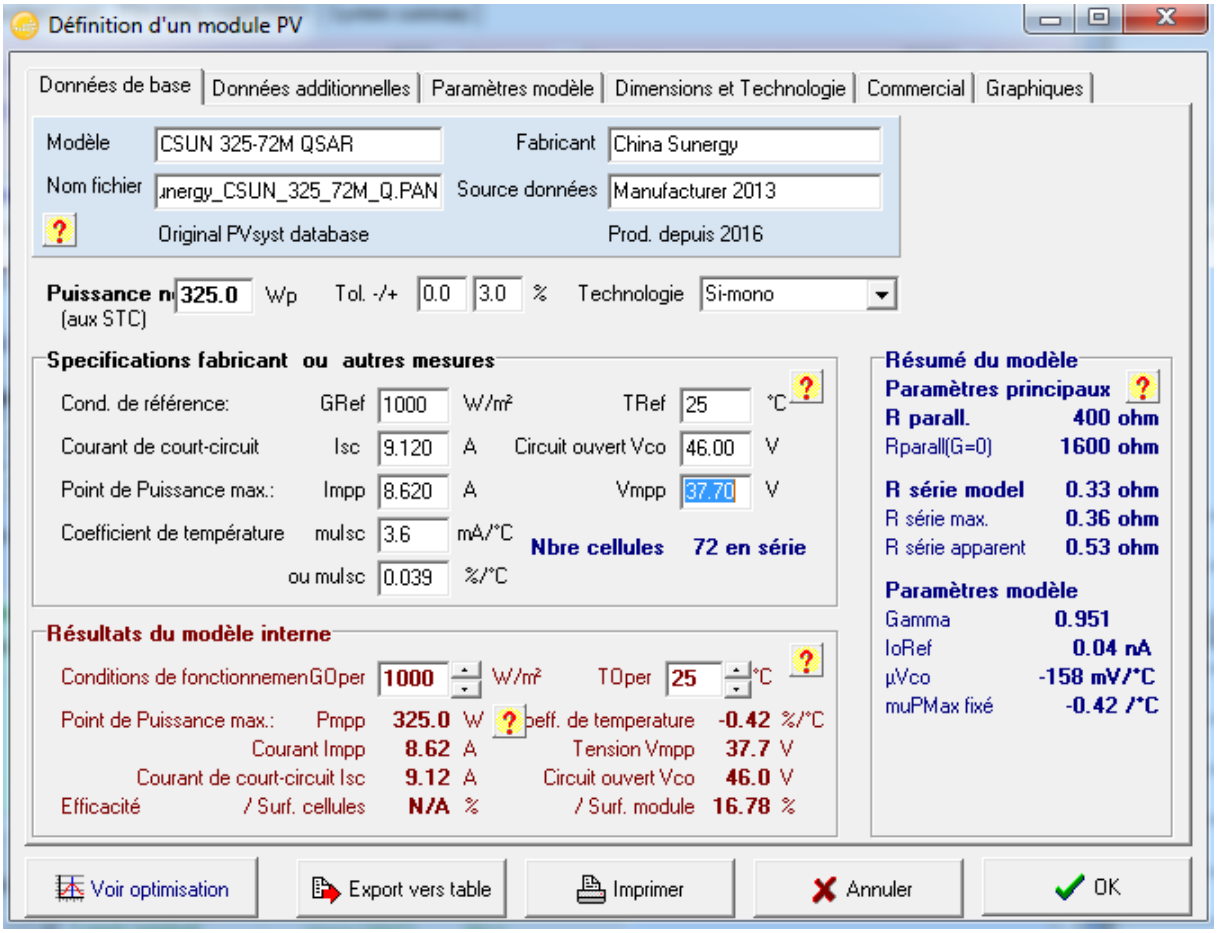


Figure V.8 : caractéristique du module PV choisi.

La figure (V.9) ci- dessous présente la fenêtre du logiciel PVsyst montrant la puissance fournée par le module choisi en pourcentage par rapport à l'irradiation globale incident, et avec plusieurs valeurs de température

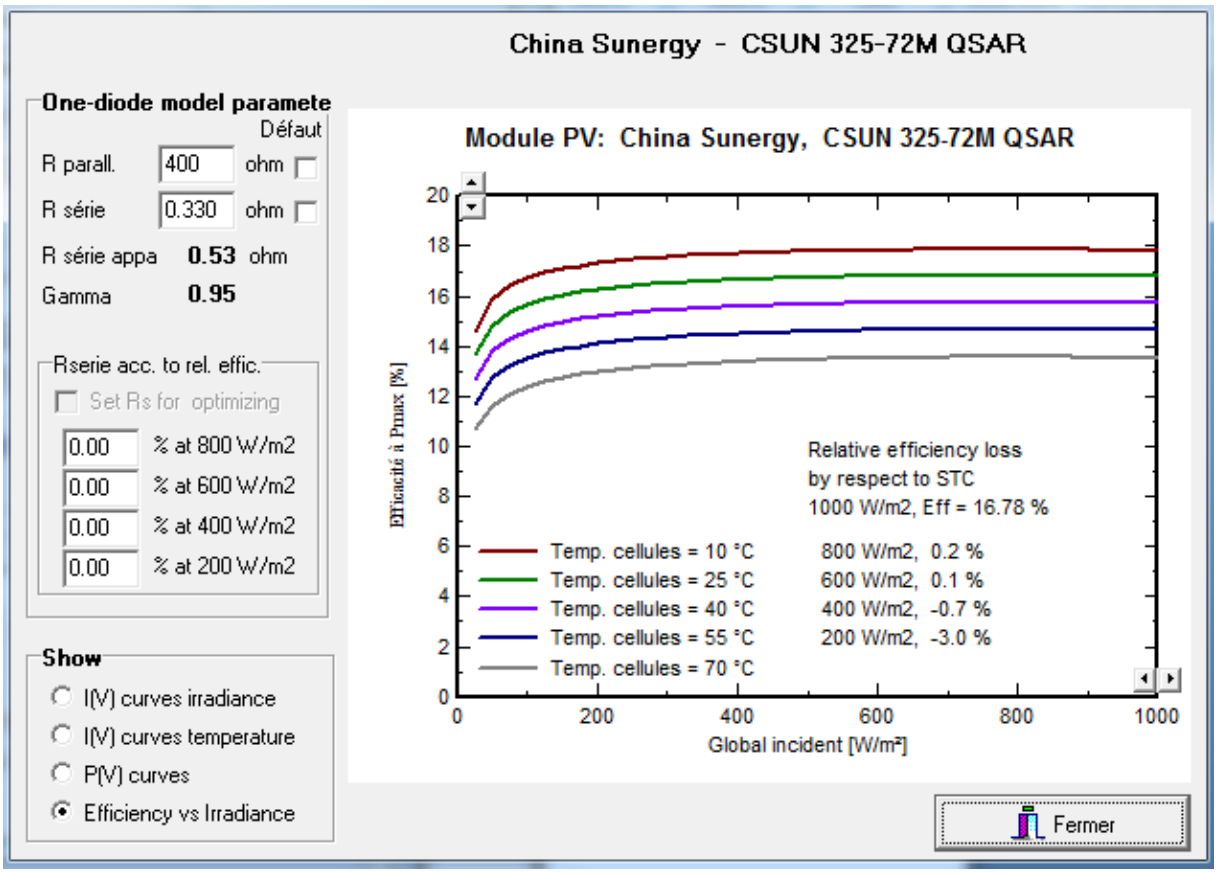


Figure V.9 : la puissance fournie par le module.

V.5.3.2. Dimensionnement de la batterie:

La détermination du parc batterie est réalisée à partir de la prise en compte d'un certain nombre de jours d'autonomie à assurer dans des conditions de production nulle. Ce nombre de jours varie suivant les auteurs, mais également suivant les applications et la situation géographique (entre 1 jour et 3 semaines).

L a méthode des rendements que nous utilisons, en plus de l'autonomie, tiens compte de la profondeur de décharge des batteries limitées à 50% - 70% selon les constructeurs. La capacité des batteries est évaluée par la formule suivante :

$$C = \frac{E_j \,.\, \text{Autonomie (jours)}}{D\ \eta_{bat}\ V_{bat}}$$

Ej : est l'énergie consommable par jour ;

C : es la capacité des batteries en Ah ;

D : est la profondeur de décharge (20, 40, 60 %) ;

Vbat : est la tension de la batterie ;

η_{bat} **:** rendement de la batterie.

Le tableau suivant définit la batterie choisie :

Modèle	Open 12V / 100 Ah
Fabricant	Generic
Nom de fichier	Generic_Open_12V100Ah.BTR
Technologie	Pb-acide, ouverte, plaques
Nombre d'éléments	06
Tension nominale	12V
Capacité nominale de la batterie	100Ah
Nombres de batteries	226
capacité globale du système de stockage	11300Ah
énergie stockée	217Kwh

Tableau 5.2 : caractéristique du système de stockage.

La figure (V.10) présente la fenêtre du logiciel PVsyst montrant les caractéristiques de la batterie de stockage.

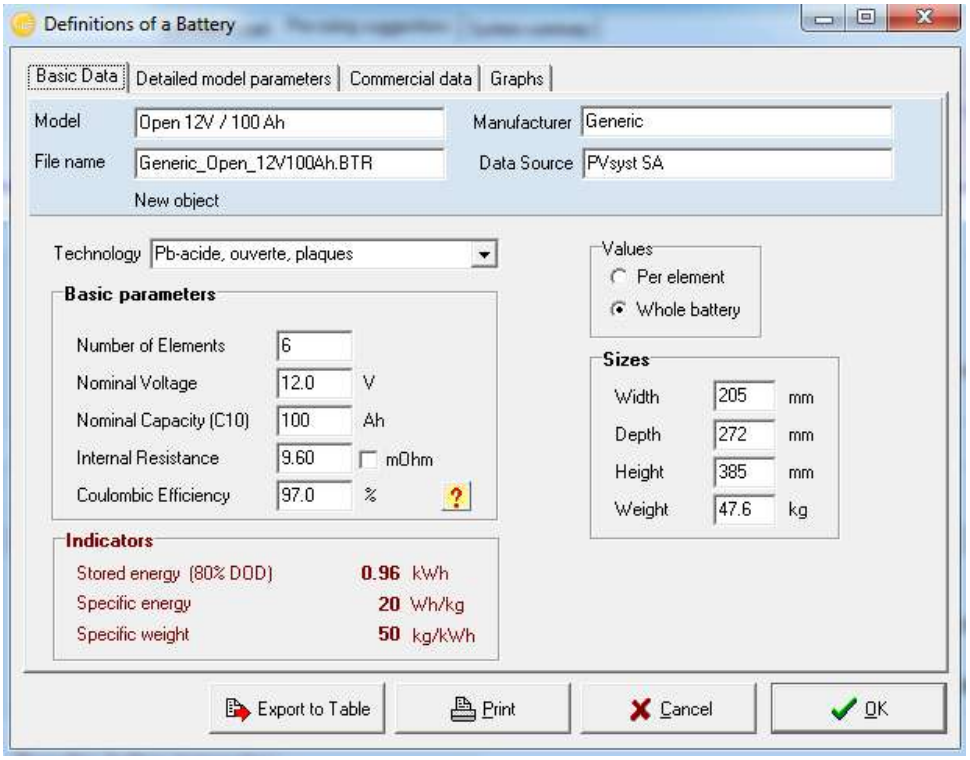


Figure V.10 : caractéristique de la batterie choisi.

La figure (V.11) présente la fenêtre du logiciel PVsyst montrant les caractéristiques du système global de stockage.

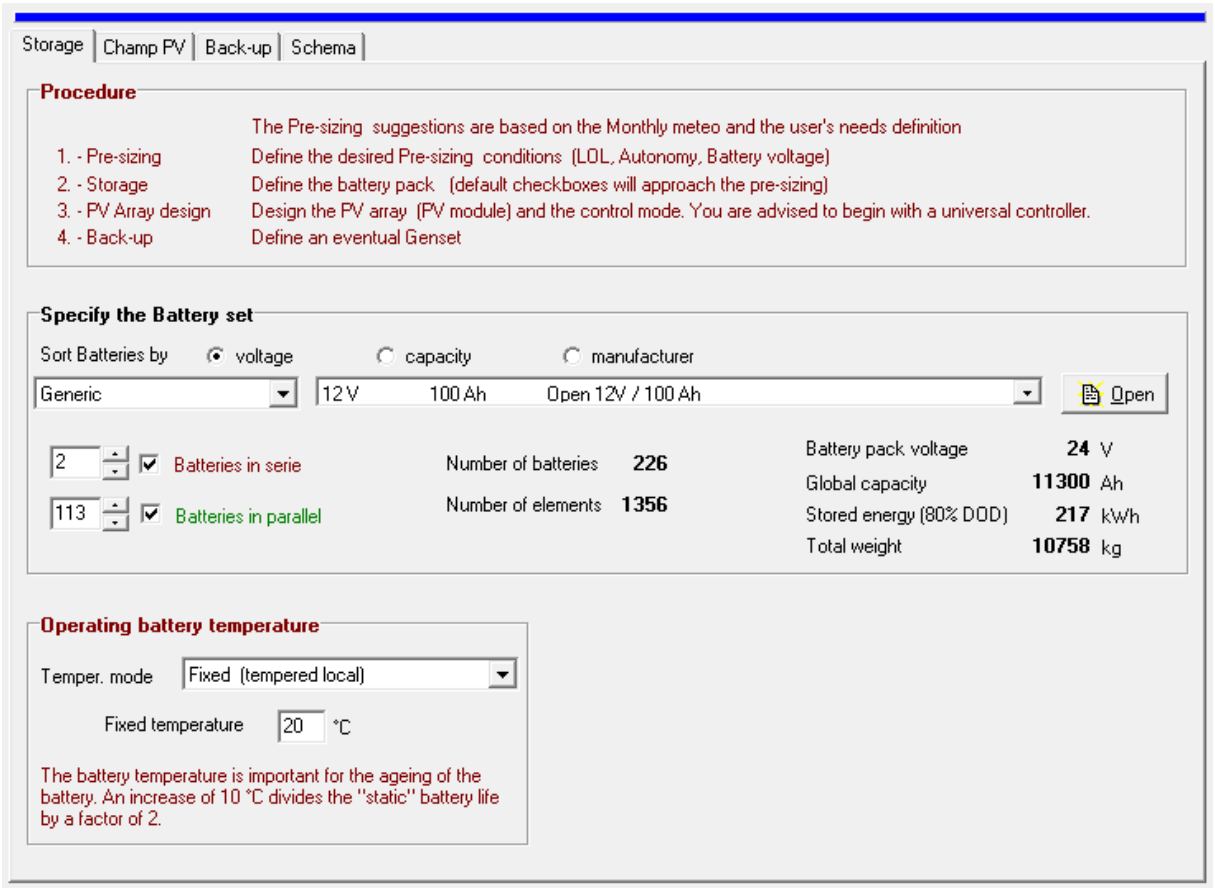


Figure V.11 : caractéristique du système de stockage.

V.5.3.3. Dimensionnement du régulateur :

Le dimensionnement du régulateur consiste à déterminer la puissance, la tension et l'intensité admissible. Le choix de ses trois (3) paramètres se fait de la façon suivante :

- Puissance du régulateur (Preg) doit être supérieure à la puissance crête (Pc) installée ;
- Le Tension du régulateur doit être identique à la tension du générateur PV ou du champ photovoltaïque (Ureg = Uch) ;
- Le régulateur doit supporter une intensité supérieure au courant maximal du champ PV ou du générateur. Il doit aussi supporter le courant maximum appelé par les récepteurs. (Ireg > Imax-ch et Ireg > Imax-recept) ;
- Intensité du régulateur : $\text{Ireg} = \frac{\text{Pc}}{\text{Uch}}$.

Le tableau suivant définit le régulateur choisi:

Modèle	Universal direct controller
Fabricant	Generic
Nom de fichier	Universal- controller-LA-direct.RLT
Technologie	Series
Seuil de charge	24.43V
Seuil de recharge	22.86V

Tableau 5.3 : caractéristique du régulateur choisi.

La figure (V.12) présente la fenêtre du logiciel PVsyst montrant les caractéristiques du régulateur choisi.

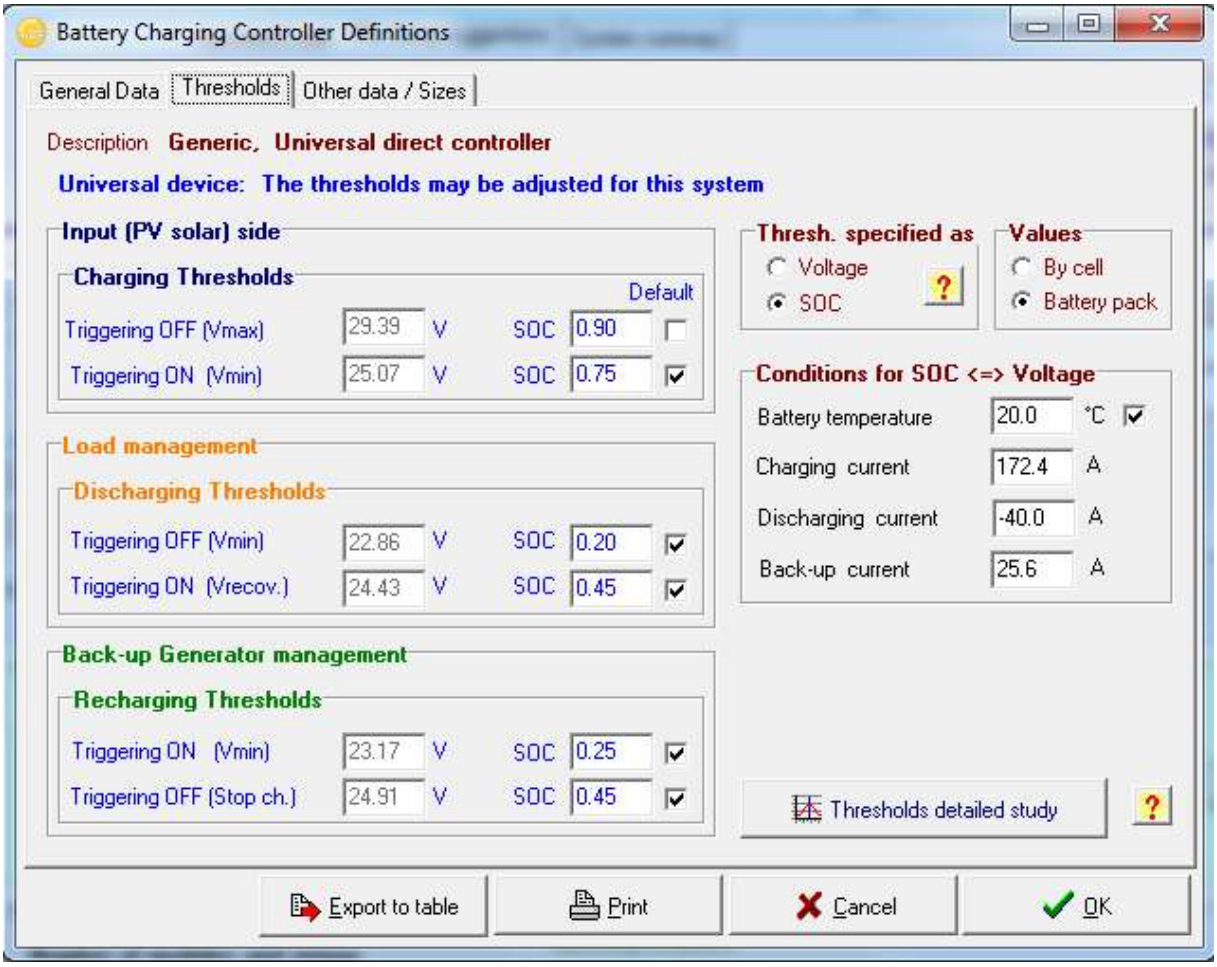


Figure V.12 : caractéristique du régulateur choisi.

La représentation finale de notre système photovoltaïque autonome, est représentée dans la figure suivante :

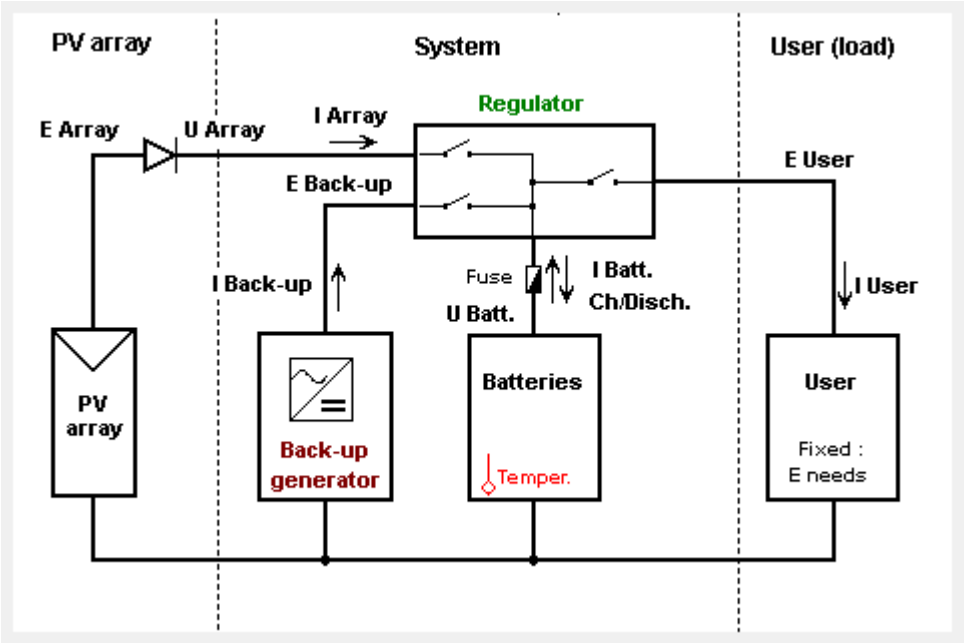


Figure V.13 : schéma de principe du système autonom.

V.6. Etude financière de l'installation :

La figure (V.14) présente la fenêtre du logiciel PVsyst montrant les caractéristiques et les prix des différents composants de l'installation photovoltaïque,

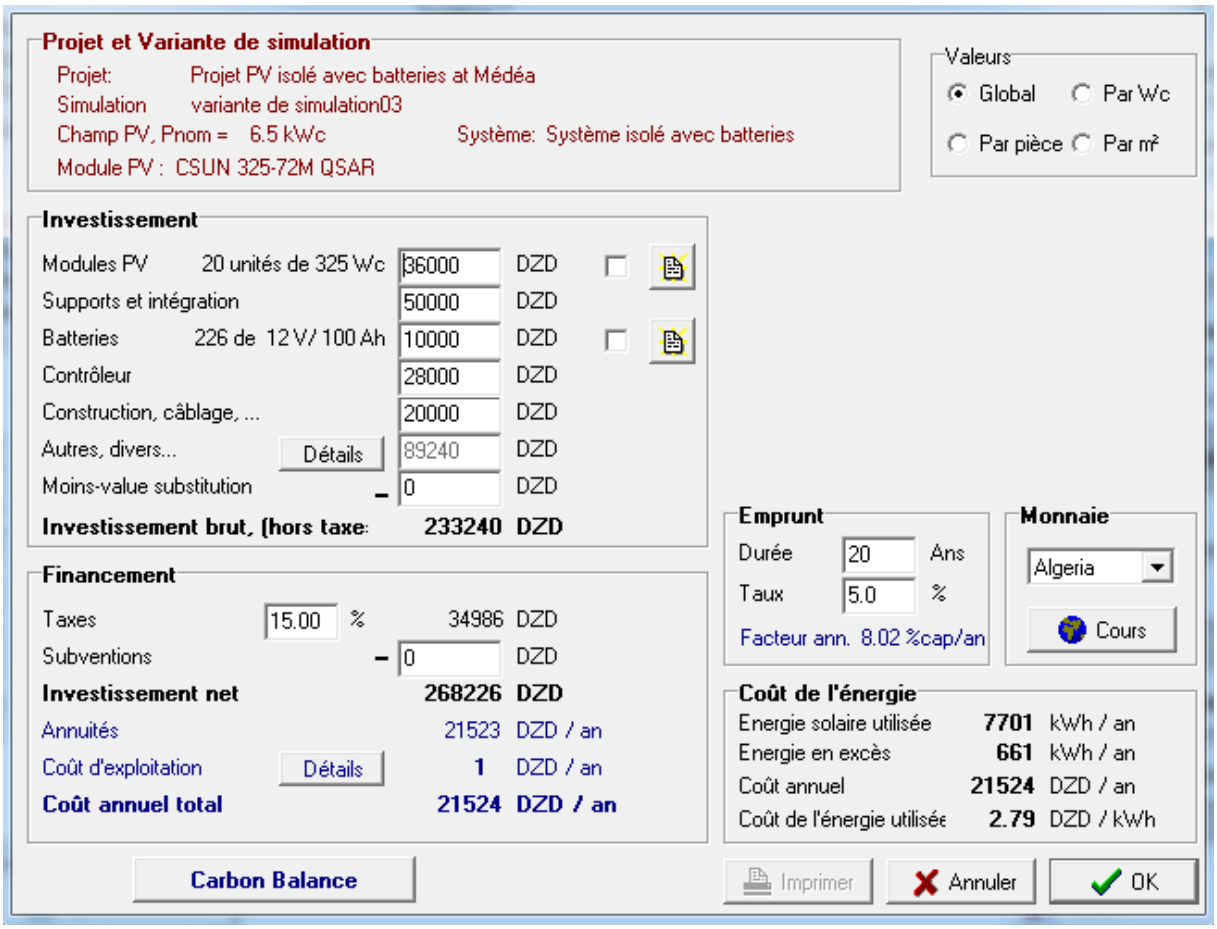


Figure V.14 : caractéristiques et les prix des différents composants de l'installation photovoltaïque,.

V.7. Résultat de simulation :

Dans cette partie, nous allons interpréter les résultats de système PV autonome.

V.7.1. Le comportement du module selon irradiation incidente [w /m²] :

Quand l'ensoleillement augmente, l'intensité du courant photovoltaïque croît, les courbes I−V se décalent vers les valeurs croissantes permettant au module de produire une puissance électrique plus importante, les points de puissance maximale sont marqués par un rond (figure V.14).

Donc l'irradiation incidente influence sur le comportement du module.

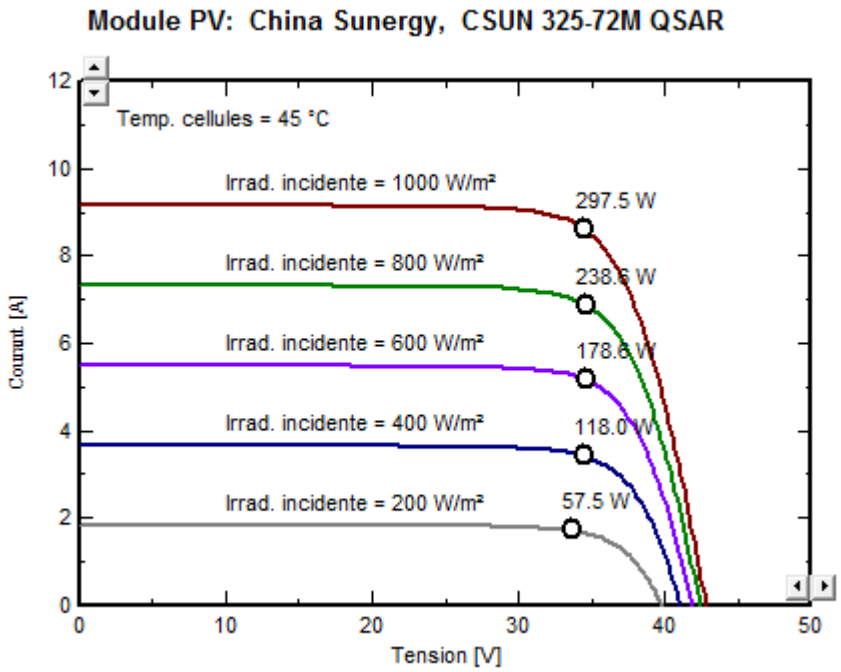


Figure V.14 : Le comportement du module selon irradiation incidente [w /m²].

V.7.2. Le comportement du module selon la température :

La figure (V.15) montre que le courant augmente très rapidement lorsque la température s'élève et engendre une décroissance moins prononcée de la tension de circuit ouvert, ce qui fait une baisse relative de la puissance disponible.

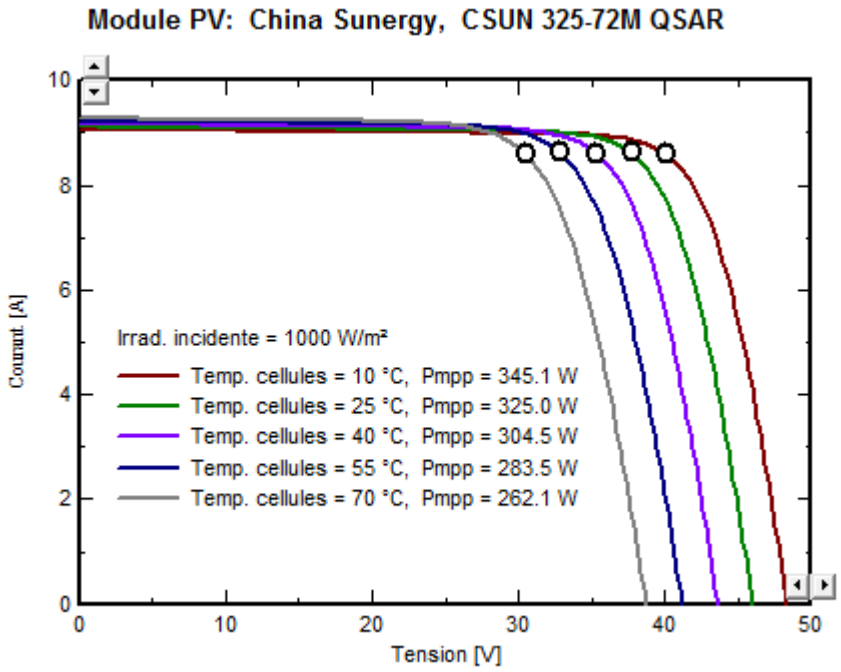


Figure V.15 : Le comportement du module selon la température.

V.7.3. Temps de charge et décharge de la batterie :

La batterie de 2 A, ça prend 58.3 heurs pour charger, par ailleurs la batterie de 10 A, prend 12.2 heurs pour charger, et la batterie de 20 A son temps de charge est 6heurs. Ce qui est présenté dans la figure (V.16).

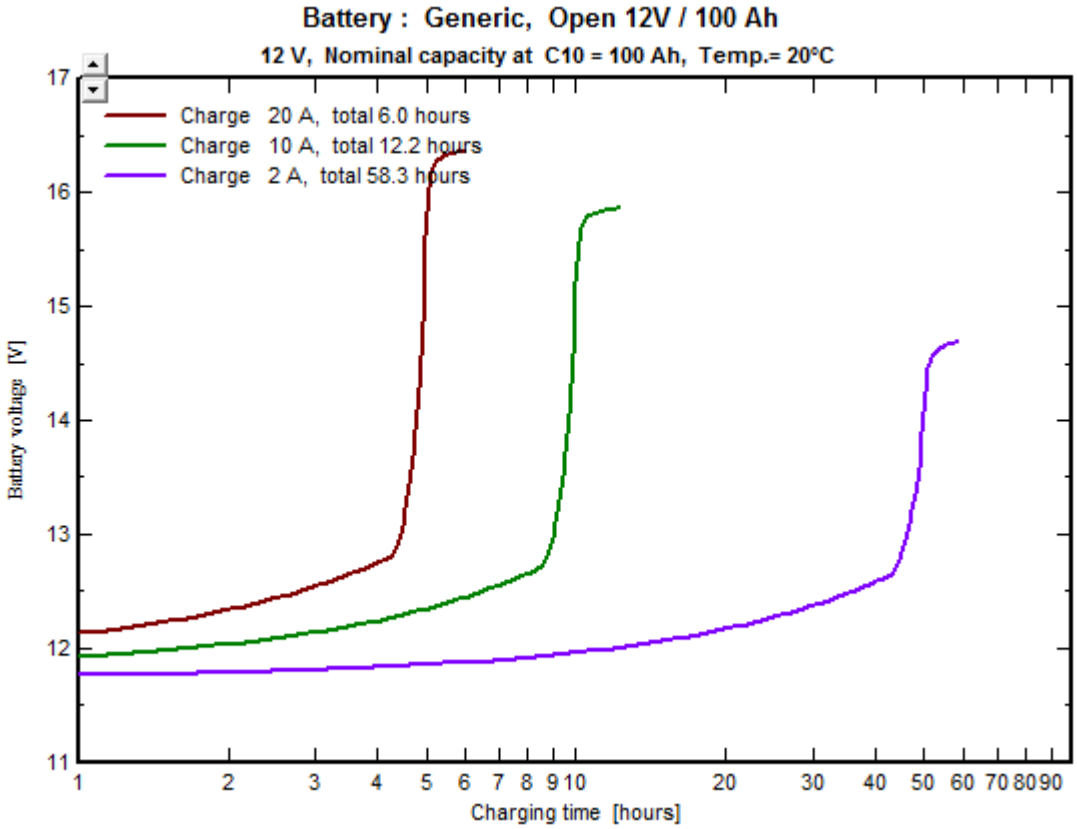


Figure V.16 : Le chargement de batterie.

La figure (V.17) montre que en mode décharge la batterie de 2 A, ça demande 50heurs pour décharge, et la batterie de 20 A, il décharge pendant 5heurs,

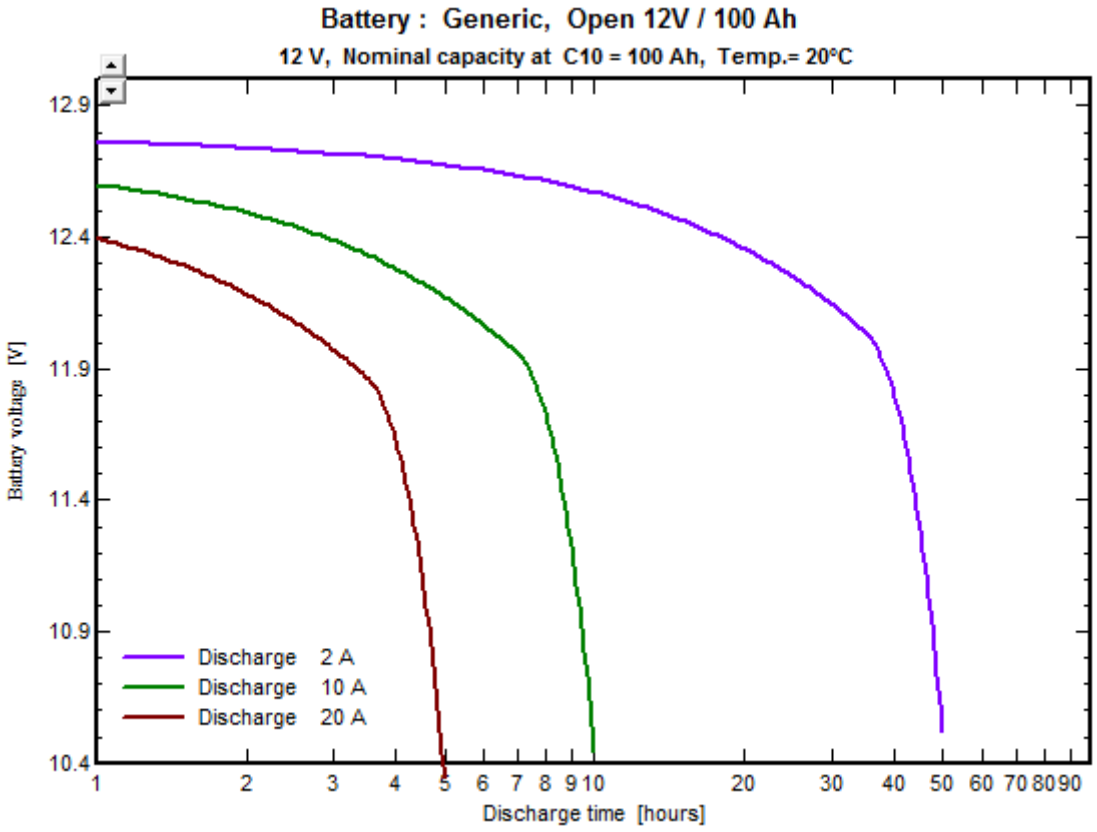
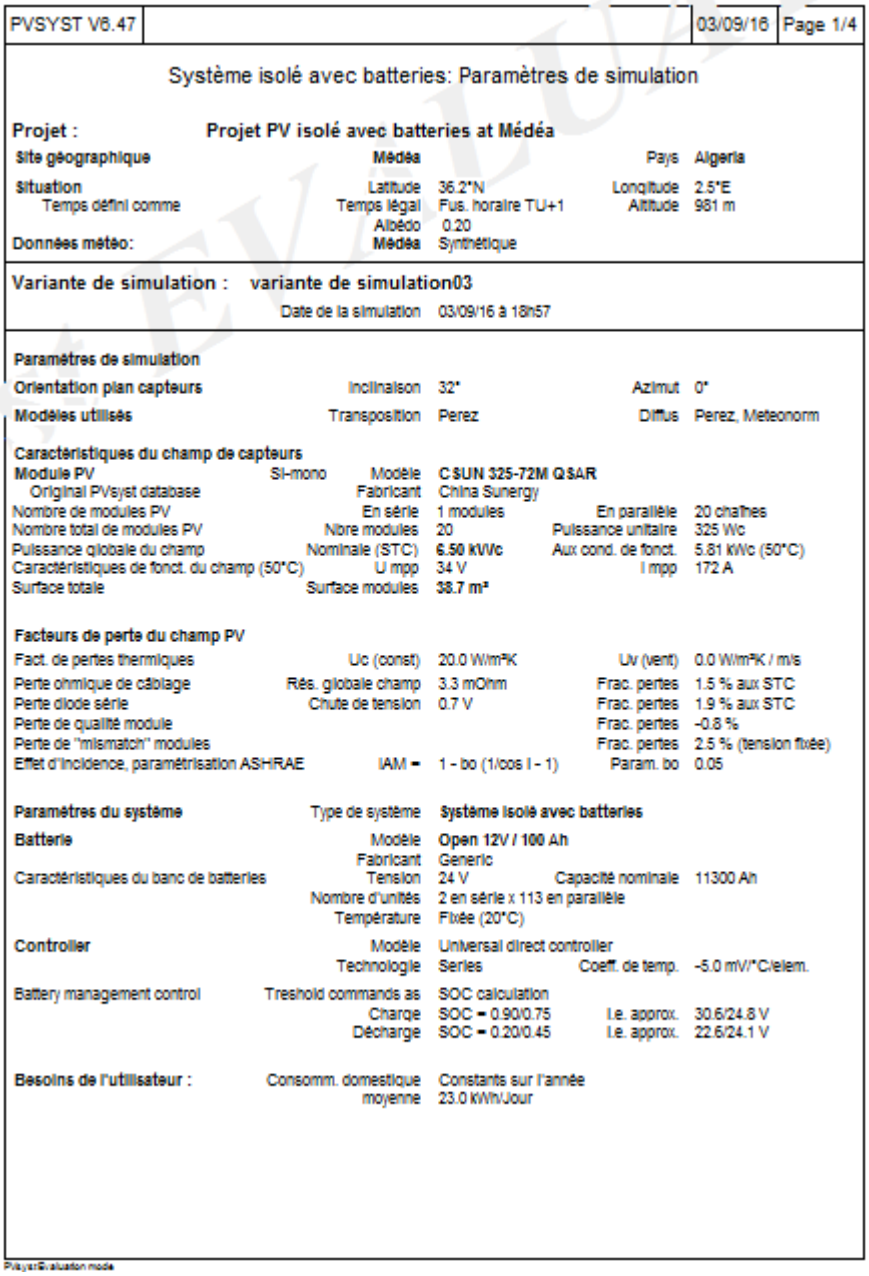


Figure V.17 : Le déchargement de batterie.

V.7.4. Rapports de simulation :



PVSYST V6.47 | 03/09/16 | Page 1/4

Système isolé avec batteries: Paramètres de simulation

Projet : Projet PV isolé avec batteries at Médéa

Site géographique	Médéa		Pays	Algeria
Situation	Latitude	36.2°N	Longitude	2.5°E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	981 m
	Albédo	0.20		
Données météo:	Médéa	Synthétique		

Variante de simulation : variante de simulation03

Date de la simulation 03/09/16 à 18h57

Paramètres de simulation

Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°	Azimut	0°
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus	Perez, Meteonorm

Caractéristiques du champ de capteurs

Module PV	Si-mono	Modèle	**CSUN 325-72M Q\$AR**	
Original PVsyst database		Fabricant	China Sunergy	
Nombre de modules PV		En série	1 modules	En parallèle 20 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	20	Puissance unitaire 325 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	**6.50 kWc**	Aux cond. de fonct. 5.81 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	34 V	I mpp 172 A
Surface totale		Surface modules	**38.7 m²**	

Facteurs de perte du champ PV

Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	3.3 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte diode série	Chute de tension	0.7 V	Frac. pertes	1.9 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes	-0.8 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	2.5 % (tension fixée)
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo	0.05

Paramètres du système	Type de système	**Système isolé avec batteries**		
Batterie	Modèle	**Open 12V / 100 Ah**		
	Fabricant	Generic		
Caractéristiques du banc de batteries	Tension	24 V	Capacité nominale	11300 Ah
	Nombre d'unités	2 en série x 113 en parallèle		
	Température	Fixée (20°C)		
Controller	Modèle	Universal direct controller		
	Technologie	Series	Coeff. de temp.	-5.0 mV/°C/elem.
Battery management control	Treshold commands as	SOC calculation		
	Charge	SOC = 0.90/0.75	I.e. approx.	30.6/24.8 V
	Décharge	SOC = 0.20/0.45	I.e. approx.	22.6/24.1 V

Besoins de l'utilisateur : Consomm. domestique — Constants sur l'année
moyenne 23.0 kWh/Jour

PVsyst Evaluation mode

Rapport (5.1) : paramètre de simulation d'un système PV autonme.

PVSYST V6.47 | 03/09/16 | Page 2/4

Système isolé avec batteries: Besoins de l'utilisateur

Projet : **Projet PV isolé avec batteries at Médéa**

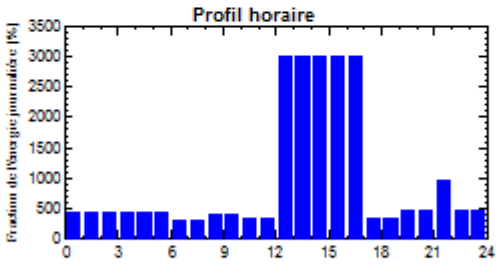
Variante de simulation : **variante de simulation03**

Principaux paramètres système	Type de système	**isolé avec batteries**		
Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	CSUN 325-72M QSAR	Pnom	325 Wc
Champ PV	Nombre de modules	20	Pnom total	**6.50 kWc**
Batterie	Modèle	Open 12V / 100 Ah	Technologie	ouverte, plaques
batteries	Nombre d'unités	226	Tension / Capacité	**24 V / 11300 Ah**
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	global	8412 kWh/an

Consomm. domestique, Constants sur l'année, moyenne = 23.0 kWh/jr

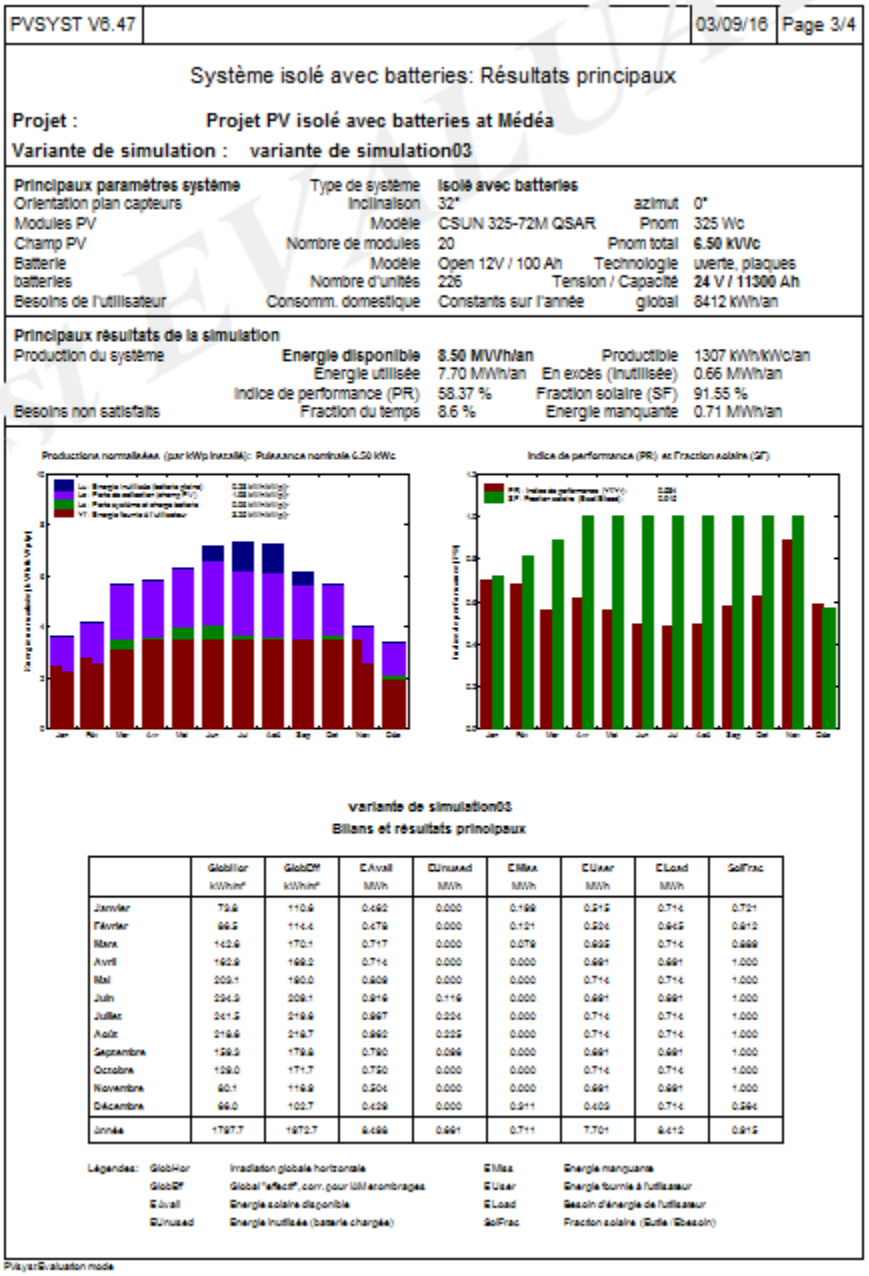
Valeurs annuelles

	Nombre	Puissance	Utilisation	Energie
Lamps (LED or fluo)	12	11 W/lampe	11 h/jour	1452 Wh/jour
TV	2	10 W/app	10 h/jour	200 Wh/jour
PC	1	5 W/app	5 h/jour	25 Wh/jour
Machine à laver	1		2 Wh/jour	170 Wh/jour
Réfrigérateur	1		24 Wh/jour	7200 Wh/jour
Climatiseur	3	900 W tot	5 h/jour	13500 Wh/jour
fer à repasser	1	1000 W tot	1 h/jour	500 Wh/jour
Energie journalière totale				23047 Wh/jour



PVsyst Evaluation mode

Rapport (5.2) : les besoins énergétique de l'habitation.



PVSYST V6.47 | 03/09/16 | Page 3/4

Système isolé avec batteries: Résultats principaux

Projet : Projet PV isolé avec batteries at Médéa

Variante de simulation : variante de simulation03

Principaux paramètres système	Type de système	**Isolé avec batteries**			
Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°	azimut	0°	
Modules PV	Modèle	CSUN 325-72M QSAR	Pnom	325 Wc	
Champ PV	Nombre de modules	20	Pnom total	**6.50 kWc**	
Batterie	Modèle	Open 12V / 100 Ah	Technologie	uverte, plaques	
batteries	Nombre d'unités	226	Tension / Capacité	**24 V / 11300 Ah**	
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	global	8412 kWh/an	

Principaux résultats de la simulation

Production du système	**Energie disponible**	**8.50 MWh/an**	Productible	1307 kWh/kWc/an
	Energie utilisée	7.70 MWh/an	En excès (Inutilisée)	0.66 MWh/an
	Indice de performance (PR)	58.37 %	Fraction solaire (SF)	91.55 %
Besoins non satisfaits	Fraction du temps	8.6 %	Energie manquante	0.71 MWh/an

variante de simulation03

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EAvail MWh	EUnused MWh	EMiss MWh	EUser MWh	ELoad MWh	SolFrac
Janvier	79.8	110.6	0.492	0.000	0.199	0.515	0.714	0.721
Février	99.2	114.4	0.479	0.000	0.121	0.594	0.643	0.812
Mars	142.9	170.1	0.717	0.000	0.078	0.635	0.714	0.889
Avril	162.9	169.2	0.714	0.000	0.000	0.691	0.691	1.000
Mai	203.1	190.0	0.809	0.000	0.000	0.714	0.714	1.000
Juin	234.3	209.1	0.919	0.119	0.000	0.691	0.691	1.000
Juillet	241.2	219.6	0.967	0.034	0.000	0.714	0.714	1.000
Août	218.9	216.7	0.992	0.035	0.000	0.714	0.714	1.000
Septembre	159.3	179.9	0.790	0.099	0.000	0.691	0.691	1.000
Octobre	129.0	171.7	0.750	0.000	0.000	0.714	0.714	1.000
Novembre	90.1	119.9	0.504	0.000	0.000	0.691	0.691	1.000
Décembre	99.0	102.7	0.439	0.000	0.311	0.403	0.714	0.564
Année	1787.7	1972.7	8.566	0.991	0.711	7.701	8.412	0.915

Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale; GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages; EAvail Energie solaire disponible; EUnused Energie inutilisée (batterie chargée); EMiss Energie manquante; EUser Energie fournie à l'utilisateur; ELoad Besoin d'énergie de l'utilisateur; SolFrac Fraction solaire (EUtile /EBesoin)

PVsyst Evaluation mode

Rapport (5.3) :résultats principaux.

PVSYST V6.47 | 06/09/16 | Page 5/5

Système isolé avec batteries: Evaluation économique

Projet : **Projet PV isolé avec batteries at Médéa**

Variante de simulation : **variante de simulation03**

Principaux paramètres système	Type de système	**Isolé avec batteries**			
Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°	azimut	0°	
Modules PV	Modèle	CSUN 325-72M QSAR	Pnom	325 Wc	
Champ PV	Nombre de modules	20	Pnom total	**6.50 kWc**	
Batterie	Modèle	Open 12V / 100 Ah	Technologie	uverte, plaques	
batteries	Nombre d'unités	226	Tension / Capacité	**24 V / 11300 Ah**	
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	global	8412 kWh/an	

Investissement

Modules PV (Pnom = 325 Wc)	20 unités	1800 DZD / unité	36000 DZD
Supports et intégration		2500 DZD / module	50000 DZD
Batteries (12 V / 100 Ah)	226 unités	44 DZD / unité	10000 DZD
régulateur / convertisseur			28000 DZD
Construction, câblage, ...			20000 DZD
Transport et montage			66930 DZD
Ingénierie			22310 DZD
Moins-value substitution			0 DZD
Investissement brut (sans taxes)			**233240 DZD**

Financement

Investissement brut (sans taxes)		233240 DZD
Taxes sur l'investissement (TVA)	Taux 15.0 %	34986 DZD
Investissement brut (TTC)		268226 DZD
Subventions		0 DZD
Investissement net (TTC)		**268226 DZD**
Annuités	(Emprunt 5.0 % sur 20 ans)	21523 DZD/an
Entretien		0 DZD/an
assurance, taxes annuelles		0 DZD/an
Provision remplacement batteries	(durée de vie 10.0 ans)	1 DZD/an
Coût annuel total		**21524 DZD/an**

Coût de l'énergie

Energie solaire utilisée	7701 kWh / an
Energie en excès (batterie pleine)	661 kWh / an
Coût de l'énergie utilisée	2.79 DZD / kWh

Rapport (5.4) :résultats de l'évaluation financier.

La figure (V.18) nous présente l'énergie utile produite par le système PV et l'énergie inutilisé (batterie), ainsi que les pertes Lc , Ls correspondante aux pertes de collection (champ PV) et pertes système et charge batterie, respectivement.

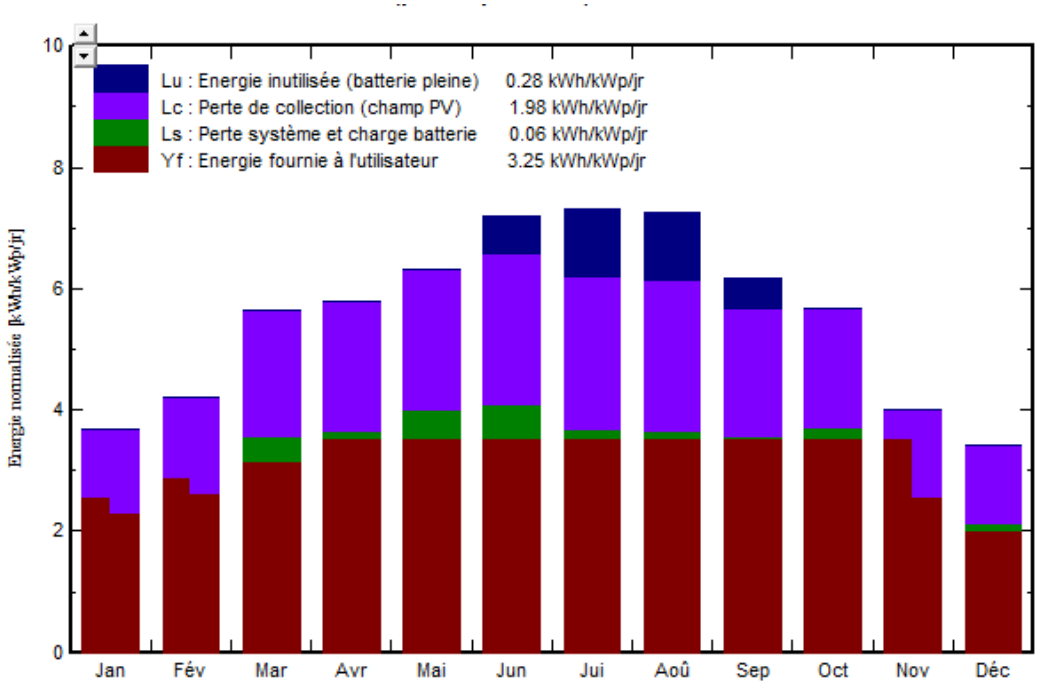


Figure V.18 : la production normalisée (par Wc installé) : puissance nominale 6.5 KWc.

D'après la figure (V.19), Nous remarquons que la fraction solaire (S F) vaut 91.5 % est supérieure à l'indice de performance (PR) vaut 58.4 %, ce qui confirme que notre Système isolé avec batteries est faisable.

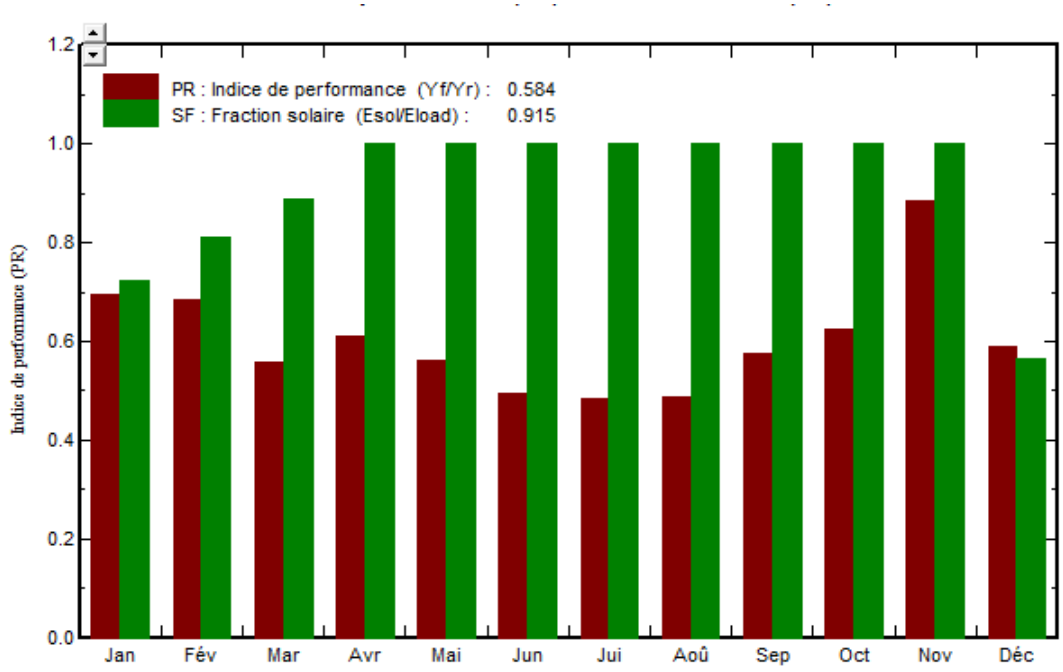
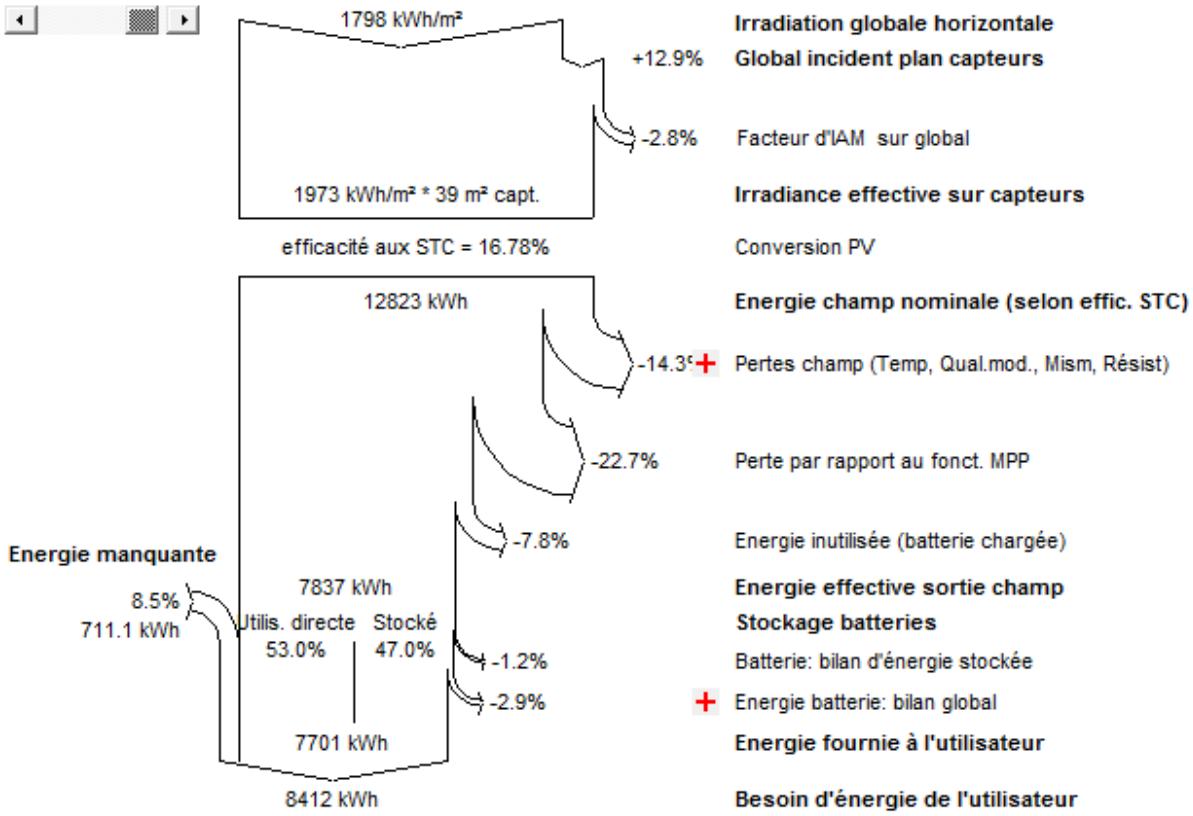


Figure V.19 : Indice de performance (PR), et fraction solaire (SF).

Le diagramme suivant, présent les étapes des énergies, depuis que nous avons reçu sur 1m², jusqu'à l'énergie fournie à l'utilisateur, avec toutes les pertes qu'on peut avoir.



V.8. Conclusion :

Nous pouvons conclure que les influences de l'éclairement et de la température sur la puissance pouvant être délivrée par un panneau PV sont importantes. Lorsque l'irradiation varie pour une température donnée, le courant varie proportionnellement à l'irradiation. Dans un même temps, la tension varie très peu. Par contre, si la température croît à irradiation constante, la tension V décroît alors que le courant I croît légèrement. De ces données, on peut estimer qu'en fonction des conditions de fonctionnement auxquelles nous allons soumettre le panneau, nous pouvons en déduire la puissance qu'il va pouvoir délivrer.

Conclusion générale

VI.1 Introduction :

Dans ce chapitre, on présentera la conception d'un système PV connecté au réseau électrique en utilisant le PVsyst, cette conception sera appliquée sur la même habitation cité en cinquième chapitre (habitation implantée à la ville de Médéa).

A cet effet, les données géographiques et météorologies, et le dimensionnement de la charge ont été déjà étudié et présenté en cinquième chapitre.

VI .2. Dimensionnement du système PV relié au réseau électrique :

Le dimensionnement du système photovoltaïque est déterminé en fonction des sollicitations, telles l'ensoleillement et le profil de charge, l'ensemble des éléments de la chaîne photovoltaïque, afin de garantir une bonne fourniture d'énergie.

Il nous reste donc le dimensionnement de ce qui suit :

- Dimensionnement du champ PV;
- Dimensionnement de l'onduleur.

La figure (VI.1) présente la fenêtre du logiciel PVsyst portant les principaux paramètres de simulation de notre système PV.

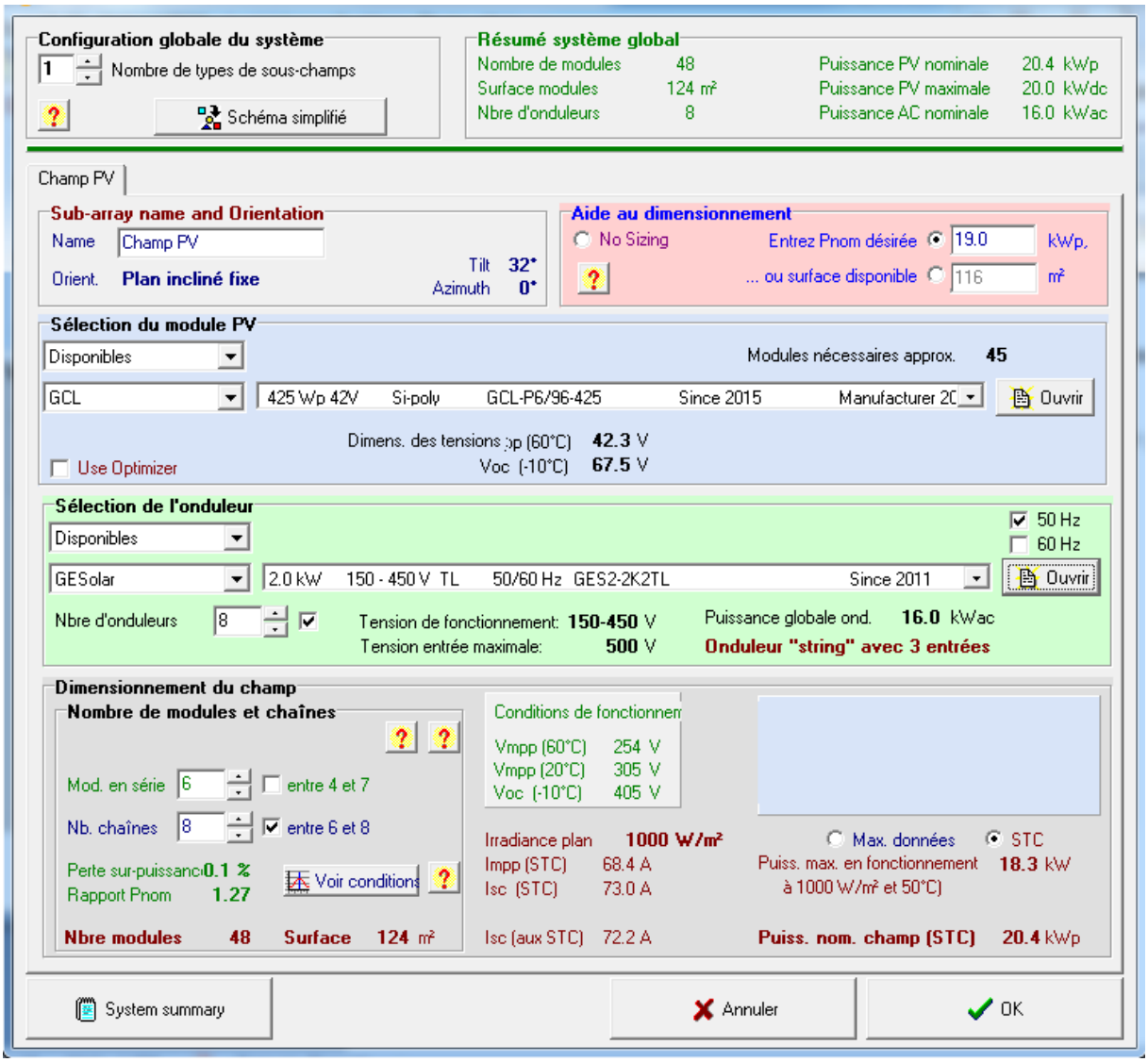


Figure VI.1 : les principaux paramètres de simulation.

VI .2.1. Dimensionnement du champ PV :

La même méthode appliqué en cinquième chapitre pour calculer la puissance crête du générateur PV sera utilisée dans c chapitre :

- - L'Energie journalière consommée : **Ej (Wh/jour)**
- - L'irradiation du lieu : **E (Wh/m²/jour)**
- - Les rendements respectifs des équipements utilisés : **ŋ**

$$P_c = \frac{E_j\,(wh)}{E\ \eta_{ond}\ \eta_{bat}\ \eta_{reg}\ k_p}$$

Ej : est l'énergie journalière consommée

E : est l'irradiation du lieu en kWh/m²/jour

Kp: est appelé coefficient panneau et vaut 0,8

Le tableau suivant définit le module choisi :

Modèle	GCL-P6/96-425
Fabricant	GCL
Nom de fichier	GCL_P6_96_425.PAN
Technologie	poly-cristallines
Puissance nominale	425Wc
Tension	42V

Tableau VI.1 : les paramètres du module choisi.

La figure (VI.2) montre la fenêtre du logiciel PVsyst pour les caractéristiques du module PV.

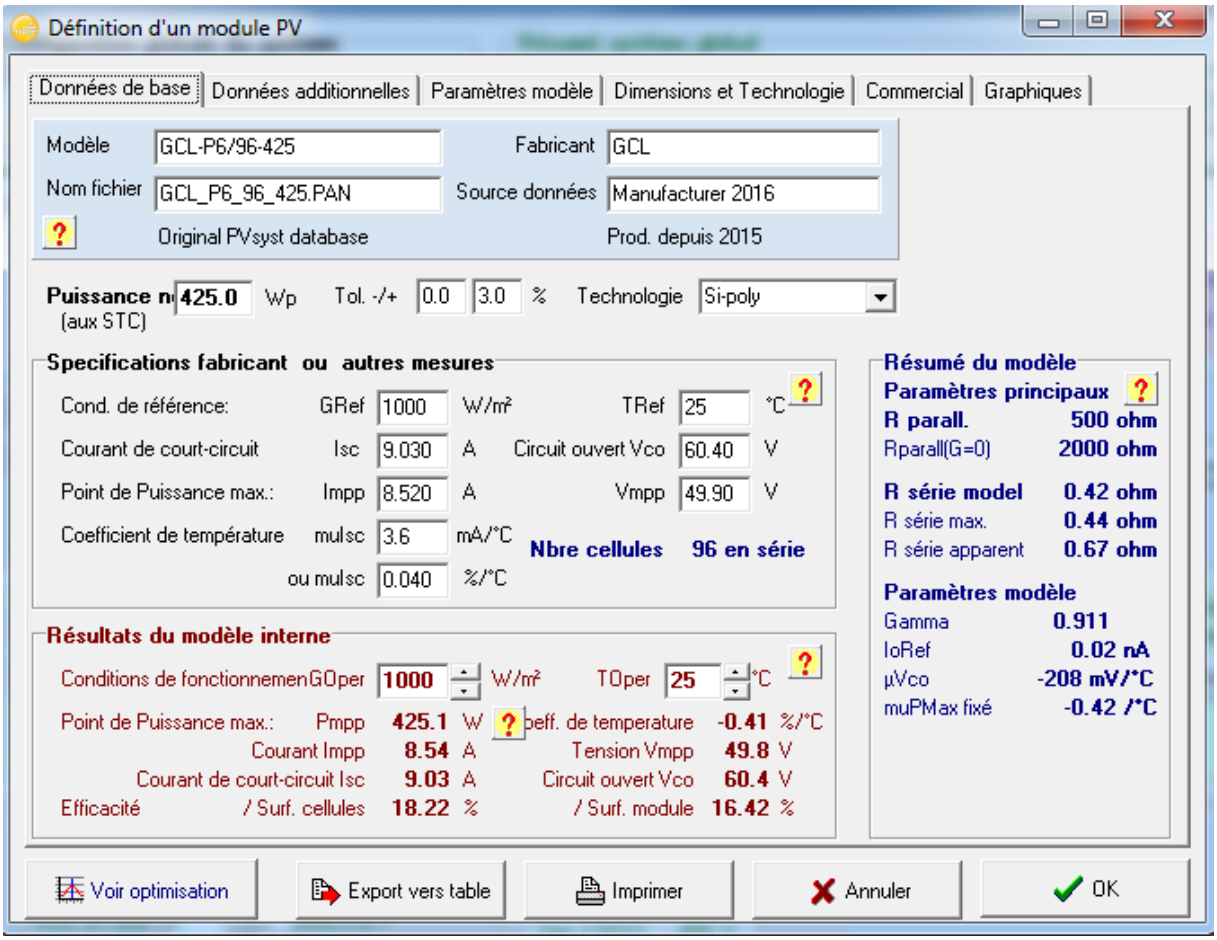


Figure VI.2 : caractéristique du module PV choisi.

VI.2.2. Dimensionnement de l'onduleur :

Les caractéristiques suivants présentent l'onduleur dimensionné par le PVsyst :

Model: GES2-2K2TL;

Fabricant: GESolar ;

Puissance : 2KWc ;

Tension MPP minimale : 360V ;

Tension MPP maximale : 450V ;

Rendement : 96%.

La figure (VI.3) présente la configuration du logiciel PVsyste portant les caractéristiques de l'onduleur.

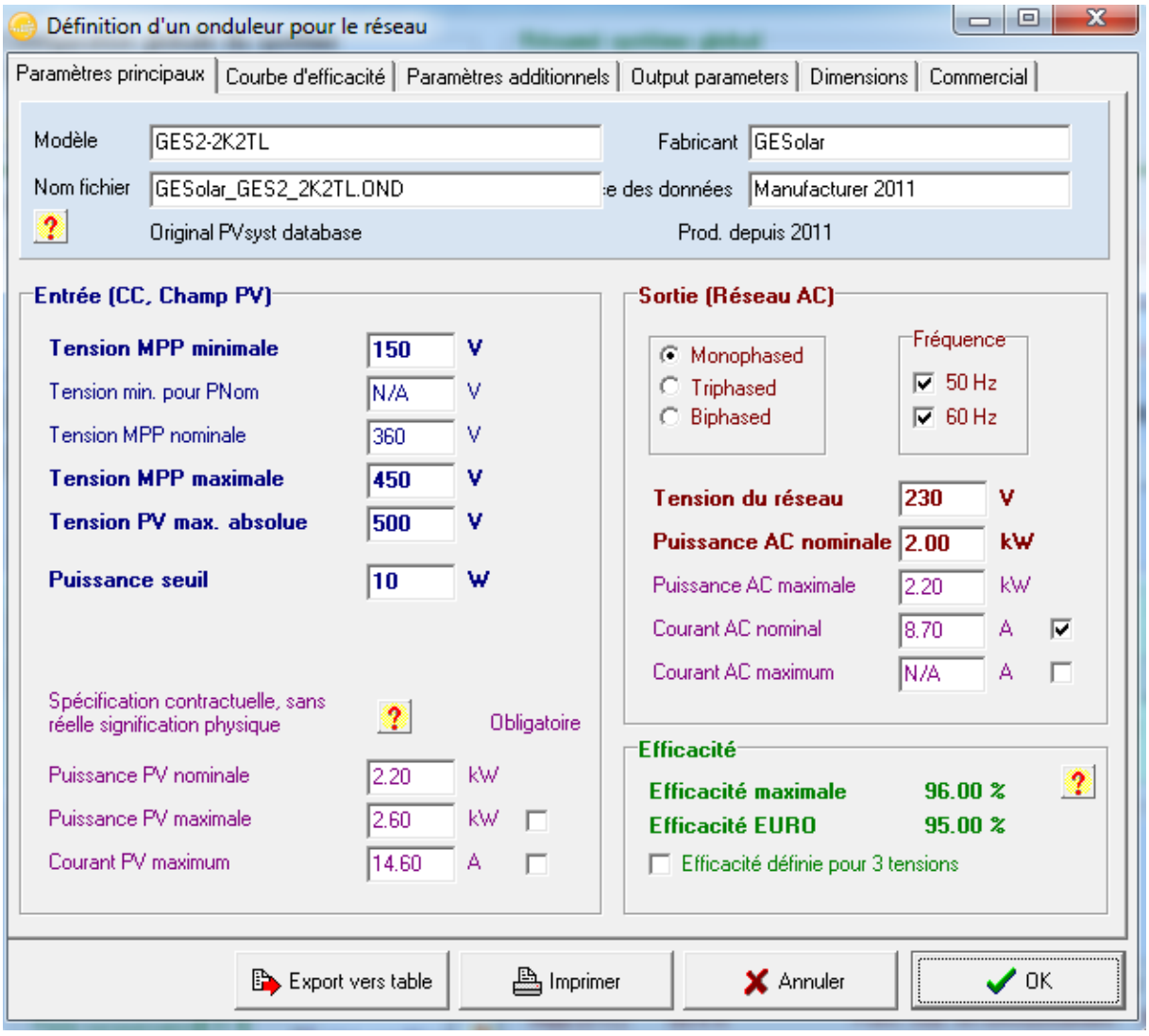


Figure VI.3 : caractéristique de l'onduleur choisi.

La représentation finale de notre système photovoltaïque relié au réseau est représentée dans la figure suivante :

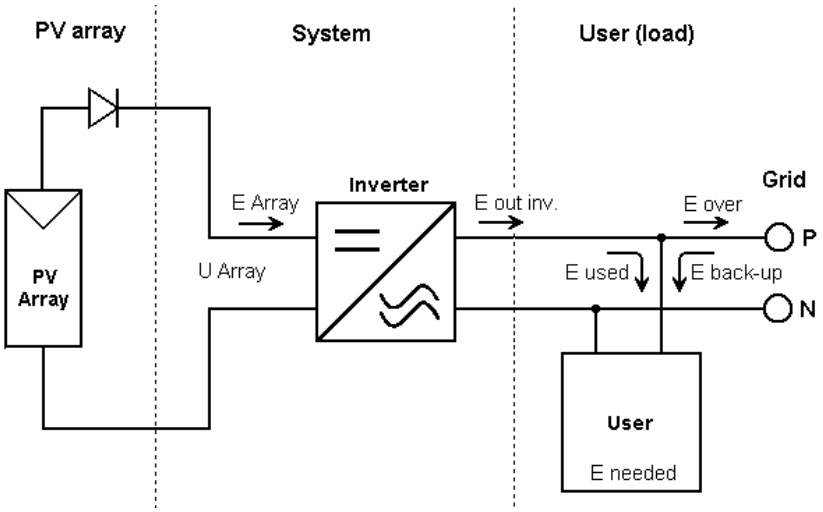


Figure VI.4 : schéma du système.

VI.3. Etude financière de l'installation :

La figure (VI.4) présente la configuration du logiciel PVsyste portant les caractéristiques et les prix des différents composants de l'installation photovoltaïque,

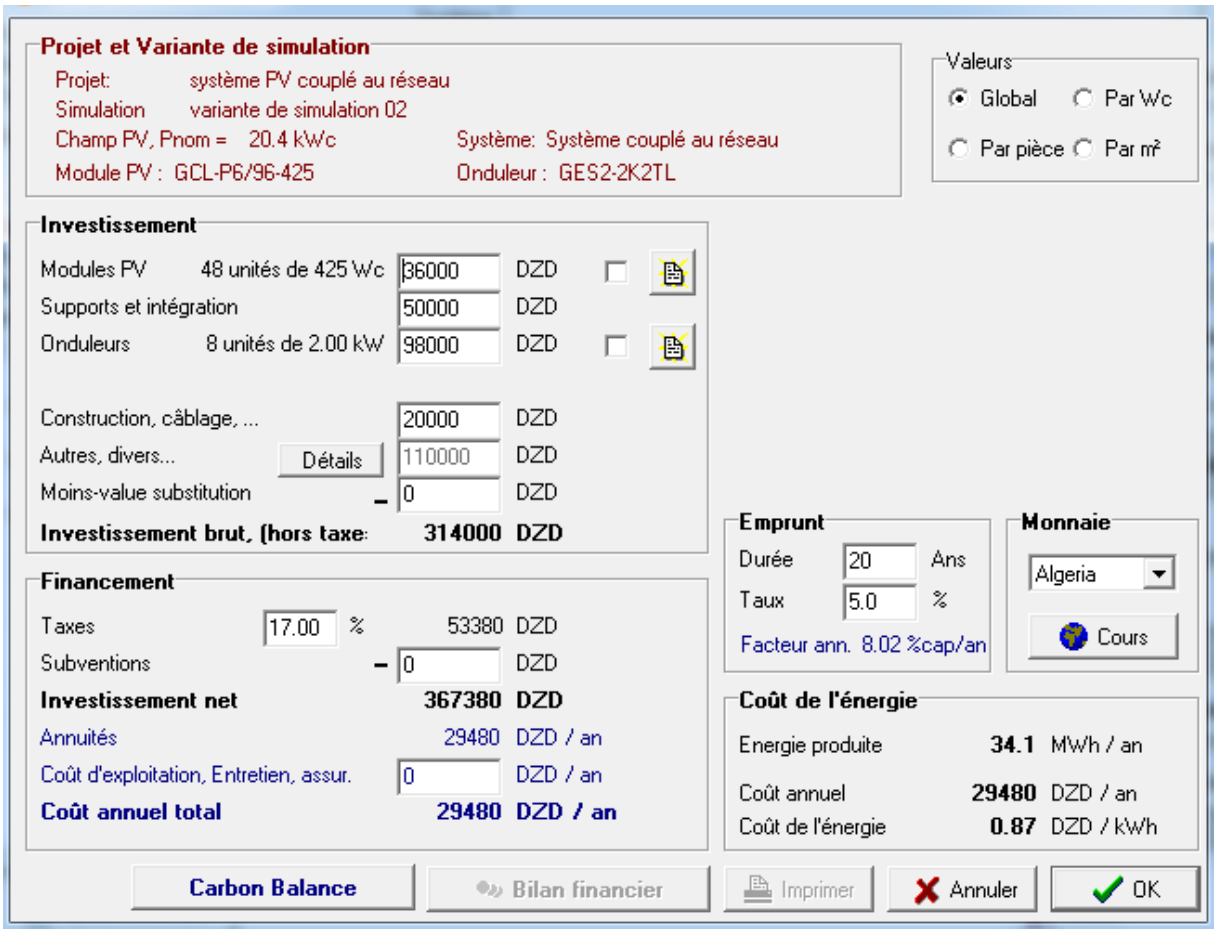


figure VI.4 : Etude financière de l'installation

VI.4. Résultat de simulation :

Les paramètres de dimensionnement du champ PV pour une puissance 19 KWc sont résumés dans le tableau ci_ dessous :

PVSYST V6.47 | 02/09/16 | Page 1/3

Système couplé au réseau: Paramètres de simulation

Projet : système PV couplé au réseau

Site géographique	**Médéa**		Pays	**Algeria**
Situation	Latitude	36.2°N	Longitude	2.5°E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	981 m
	Albédo	0.20		
Données météo:	**Médéa**	Synthétique		

Variante de simulation : variante de simulation 01

Date de la simulation 02/09/16 à 16h16

Paramètres de simulation

Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°	Azimut	0°
Modèles utilisés	Transposition	Hay	Diffus	Perez, Meteonorm
Horizon	Pas d'horizon			
Ombrages proches	Sans ombrages			

Caractéristiques du champ de capteurs

Module PV	Si-poly	Modèle	**GCL-P6/56-425**		
Original PVsyst database		Fabricant	GCL		
Nombre de modules PV		En série	6 modules	En parallèle	8 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	48	Puissance unitaire	425 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	**20.40 kWc**	Aux cond. de fonct.	18.26 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	267 V	I mpp	68 A
Surface totale		Surface modules	**124 m²**	Surface cellule	112 m²
Onduleur		Modèle	**GE $2-2K2TL**		
Original PVsyst database		Fabricant	GESolar		
Caractéristiques		Tension de fonctionnement	150-450 V	Puissance unitaire	2.00 kWac
Batterie d'onduleurs		Nbre d'onduleurs	8 unités	Puissance totale	16.0 kWac

Facteurs de perte du champ PV

Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent)	0.0 W/m²K / m/s
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	66 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes	-0.8 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	1.0 % au MPP
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo	0.05

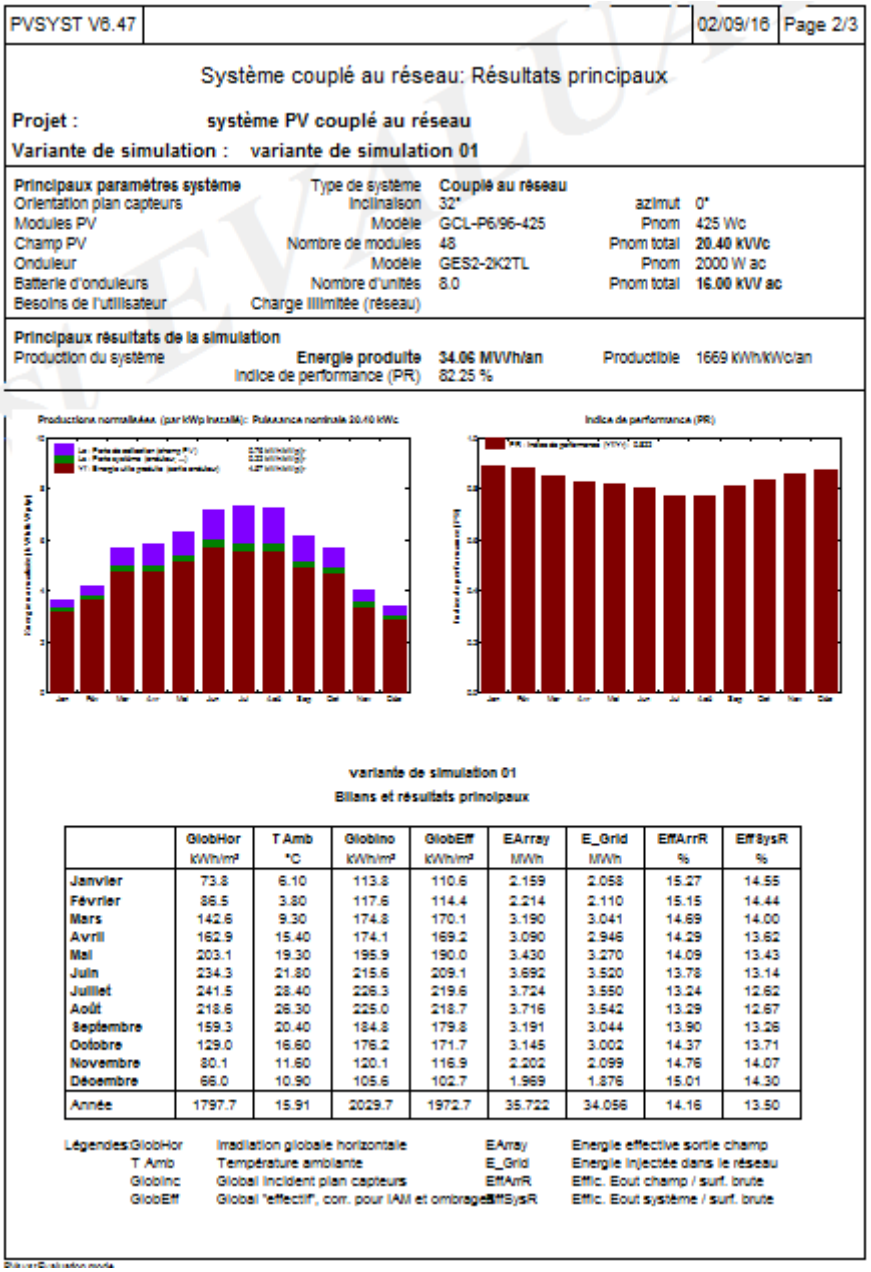
Besoins de l'utilisateur : Charge illimitée (réseau)

Tableau (VI.2) : paramètre de simulation d'un système PV

Comme l'illustre le tableau (VI.2), le champ PV sera constitué de 10 modules PV répartie comme suite :

- **en série** : dix (10) modules ;
- **en parallèle :** Un (08) chaine.

Le nombre d'onduleur est égal à 08 avec une puissance de 2.5 kw.



PVSYST V6.47 | 02/09/16 | Page 2/3

Système couplé au réseau: Résultats principaux

Projet : système PV couplé au réseau

Variante de simulation : variante de simulation 01

Principaux paramètres système	Type de système	Couplé au réseau			
Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°	azimut	0°	
Modules PV	Modèle	GCL-P6/96-425	Pnom	425 Wc	
Champ PV	Nombre de modules	48	Pnom total	**20.40 kWc**	
Onduleur	Modèle	GES2-2K2TL	Pnom	2000 W ac	
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	8.0	Pnom total	**16.00 kW ac**	
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)				

Principaux résultats de la simulation

Production du système	**Energie produite**	**34.06 MWh/an**	Productible	1669 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	82.25 %		

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 20.40 kWc

Indice de performance (PR)

variante de simulation 01

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Janvier	73.8	6.10	113.8	110.6	2.159	2.058	15.27	14.55
Février	86.5	3.80	117.6	114.4	2.214	2.110	15.15	14.44
Mars	142.6	9.30	174.8	170.1	3.190	3.041	14.69	14.00
Avril	162.9	15.40	174.1	169.2	3.090	2.946	14.29	13.62
Mai	203.1	19.30	195.9	190.0	3.430	3.270	14.09	13.43
Juin	234.3	21.80	215.6	209.1	3.692	3.520	13.78	13.14
Juillet	241.5	28.40	226.3	219.6	3.724	3.550	13.24	12.62
Août	218.6	26.30	225.0	218.7	3.716	3.542	13.29	12.67
Septembre	159.3	20.40	184.8	179.8	3.191	3.044	13.90	13.26
Octobre	129.0	16.60	176.2	171.7	3.145	3.002	14.37	13.71
Novembre	80.1	11.60	120.1	116.9	2.202	2.099	14.76	14.07
Décembre	66.0	10.90	105.6	102.7	1.969	1.876	15.01	14.30
Année	1797.7	15.91	2029.7	1972.7	35.722	34.056	14.16	13.50

Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale — EArray Energie effective sortie champ
T Amb Température ambiante — E_Grid Energie injectée dans le réseau
GlobInc Global incident plan capteurs — EffArrR Effic. Eout champ / surf. brute
GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages — EffSysR Effic. Eout système / surf. brute

Tableau VI.3 : principaux résultats de simulation d'un système PV.

D'après les résultats du tableau (VI.3), on voit bien que l'énergie produite par le champ photovoltaïque (E_{ARRAY} illustrée dans le tableau (VI.3)) est proportionnelle aux valeurs d'énergie incidente (GlobInc). La production du système (à la sortie de l'onduleur : Y_f) est représenté sur la figure (VI.5). Les pertes L_c et Ls sont les pertes correspondante dans le champ PV et dues à l'onduleur, respectivement. L'indice de performance (ou performance radio PR) représenté sur la figure (VI.6), est défini par le rapport de la production du système (Y_f) par l'énergie incidente de référence (Y_r) tel que $PR = \frac{Yf}{Yr}$. Autrement dit, il représente l'efficacité du système par rapport à ce qu'on pourrait en atteindre selon la puissance installée,

et peut atteindre à 80% dans les meilleures installations. L'énergie produite peut être donnée par la relation : Energie produite = $P_{nom}.E_{inc}.PR$, où P_{nom} : est la puissance nominale de l'installation.

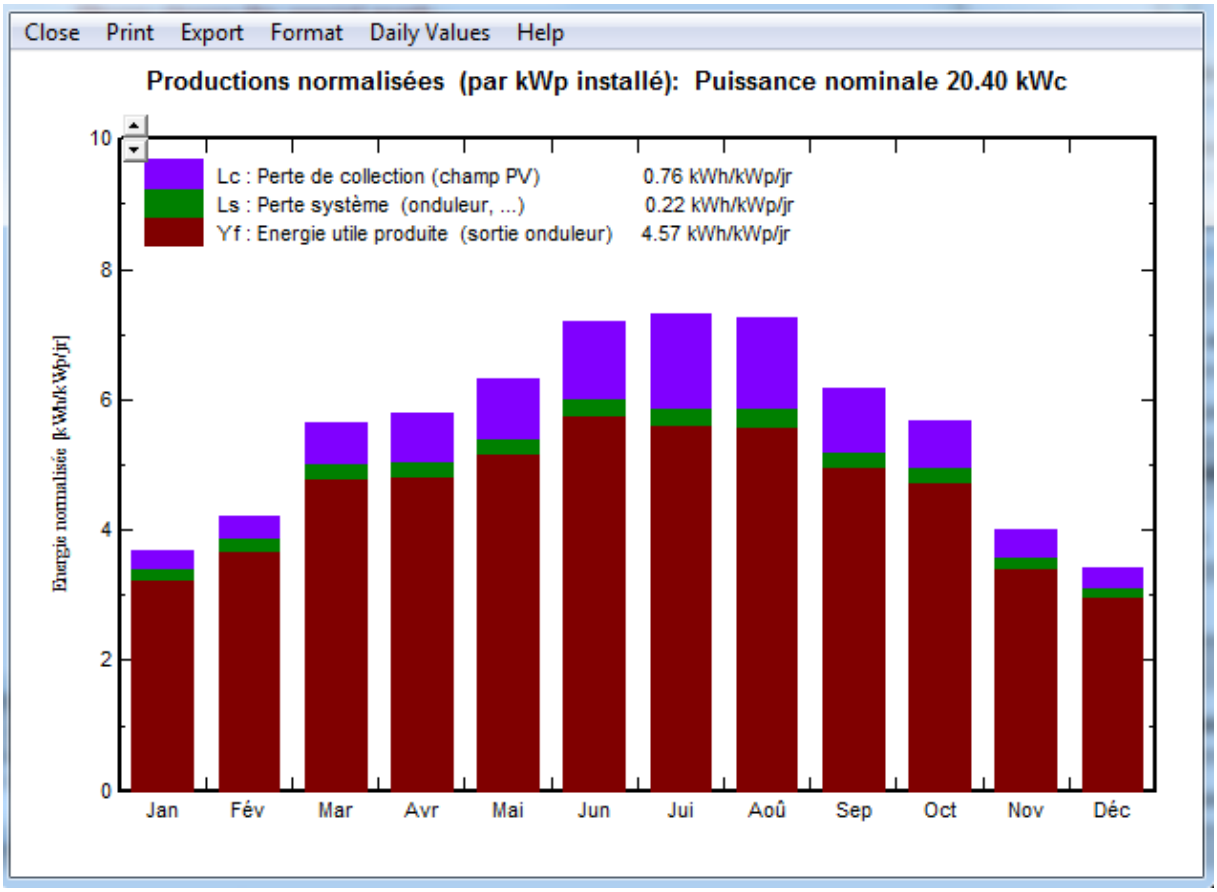


Figure VI.5 : énergie utile produite par le système PV (à la sortie de l'onduleur).

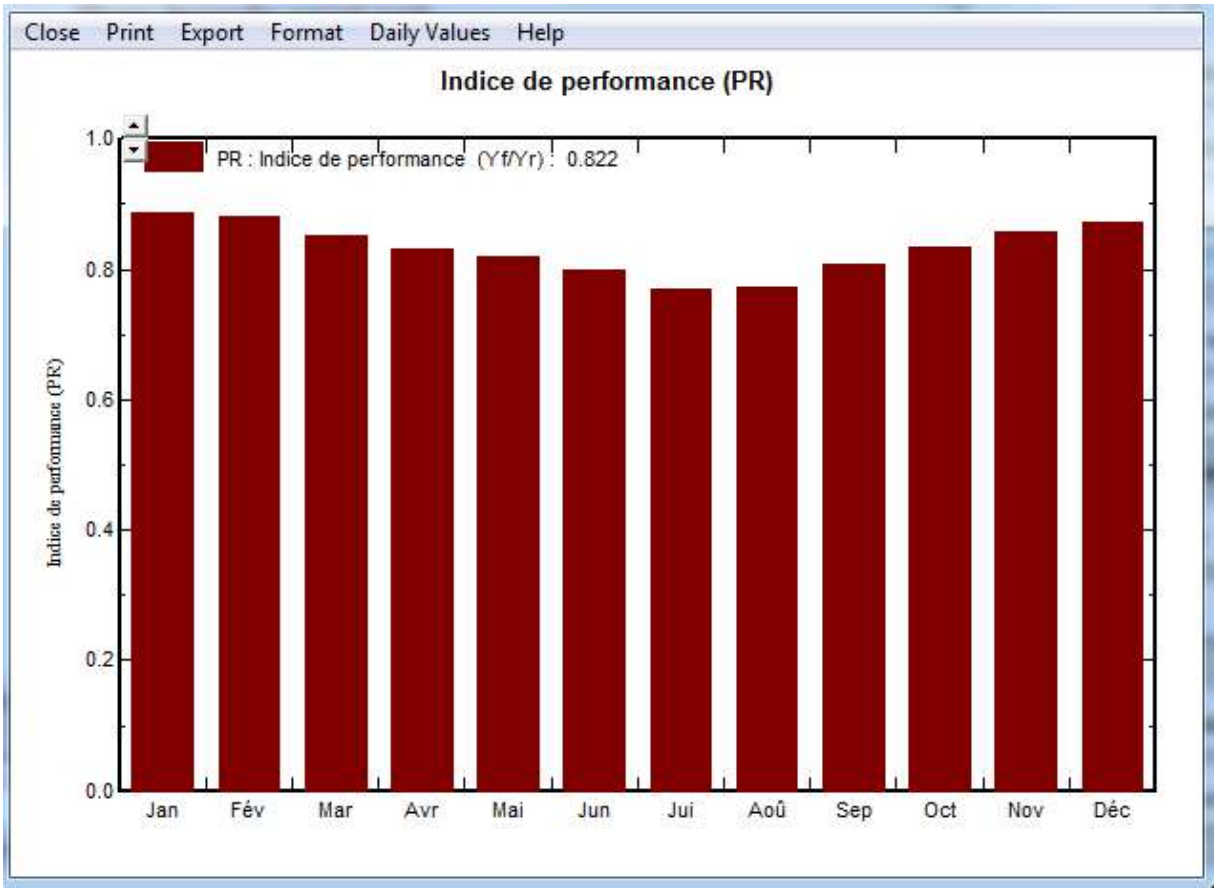


Figure VI.6 : l'indice de performance représentant l'efficacité globale du système PV.

Le tableau (VI.4) résume les pertes influençant la production du système PV, à savoir : les pertes ohmique du câblage, effets d'incidence, pertes dues à la température du champ, pertes dues à la qualité des modules,…etc. parmi celle-ci, nous remarquons que la contribution la plus importante est celle de l'onduleur, d'où l'importance de prendre en considération l'efficacité de l'onduleur. En effet, l'énergie produite par le champ (E_{array} : tableau (VI.3)) estimée à 35.77Kwh est réduite à 34.06 Kwh à la sortie de l'onduleur comme l'illustre le tableau ci-dessous.

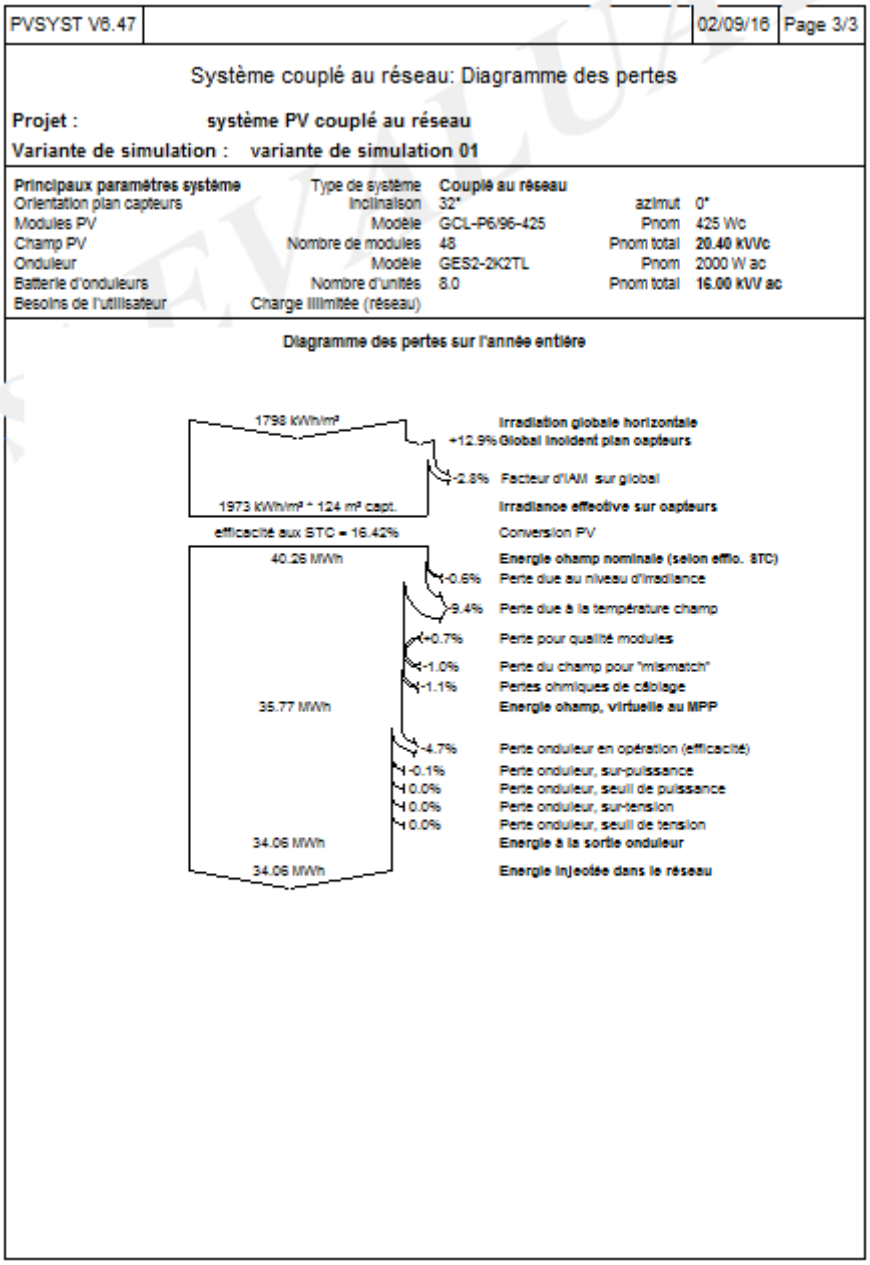
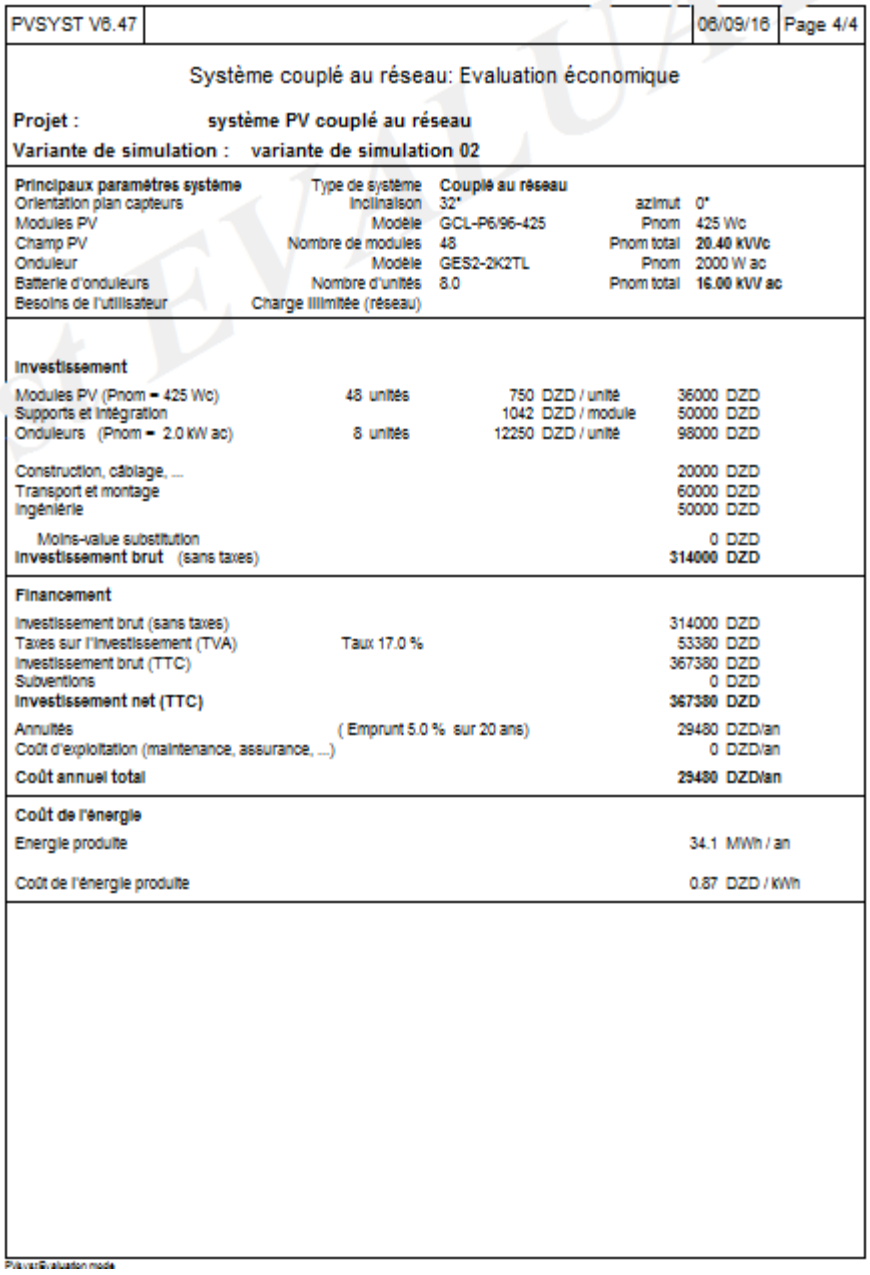


Tableau VI.4 : diagramme des pertes dans le système PV.



PVSYST V6.47 | 06/09/16 | Page 4/4

Système couplé au réseau: Evaluation économique

Projet : système PV couplé au réseau

Variante de simulation : variante de simulation 02

Principaux paramètres système	Type de système	**Couplé au réseau**		
Orientation plan capteurs	Inclinaison	32°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	GCL-P6/96-425	Pnom	425 Wc
Champ PV	Nombre de modules	48	Pnom total	**20.40 kWc**
Onduleur	Modèle	GES2-2K2TL	Pnom	2000 W ac
Batterie d'onduleurs	Nombre d'unités	8.0	Pnom total	**16.00 kW ac**
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)			

Investissement

Modules PV (Pnom = 425 Wc)	48 unités	750 DZD / unité	36000 DZD
Supports et intégration		1042 DZD / module	50000 DZD
Onduleurs (Pnom = 2.0 kW ac)	8 unités	12250 DZD / unité	98000 DZD
Construction, câblage, ...			20000 DZD
Transport et montage			60000 DZD
Ingénierie			50000 DZD
Moins-value substitution			0 DZD
Investissement brut (sans taxes)			**314000 DZD**

Financement

Investissement brut (sans taxes)			314000 DZD
Taxes sur l'investissement (TVA)	Taux 17.0 %		53380 DZD
Investissement brut (TTC)			367380 DZD
Subventions			0 DZD
Investissement net (TTC)			**367380 DZD**
Annuités	(Emprunt 5.0 % sur 20 ans)		29480 DZD/an
Coût d'exploitation (maintenance, assurance, ...)			0 DZD/an
Coût annuel total			**29480 DZD/an**

Coût de l'énergie

Energie produite	34.1	MWh / an
Coût de l'énergie produite	0.87	DZD / kWh

PVsysEvaluation mode

Tableau VI.4 : résulta de l'étude financière du PV.

Par complément, d'autre résultat concernant l'énergie incidente de référence sur le plan des panneaux, la distribution de l'irradiation incidente, distribution de la puissance du champ et le diagramme journalier d'Entré/Sortieé son représentées, respectivement, sur les figures (VI.7),(VI.8),(VI.9) et (VI.10).

L'énergie journalière incidente sur le plan des panneaux est de 5.561 KWh/m².jr.

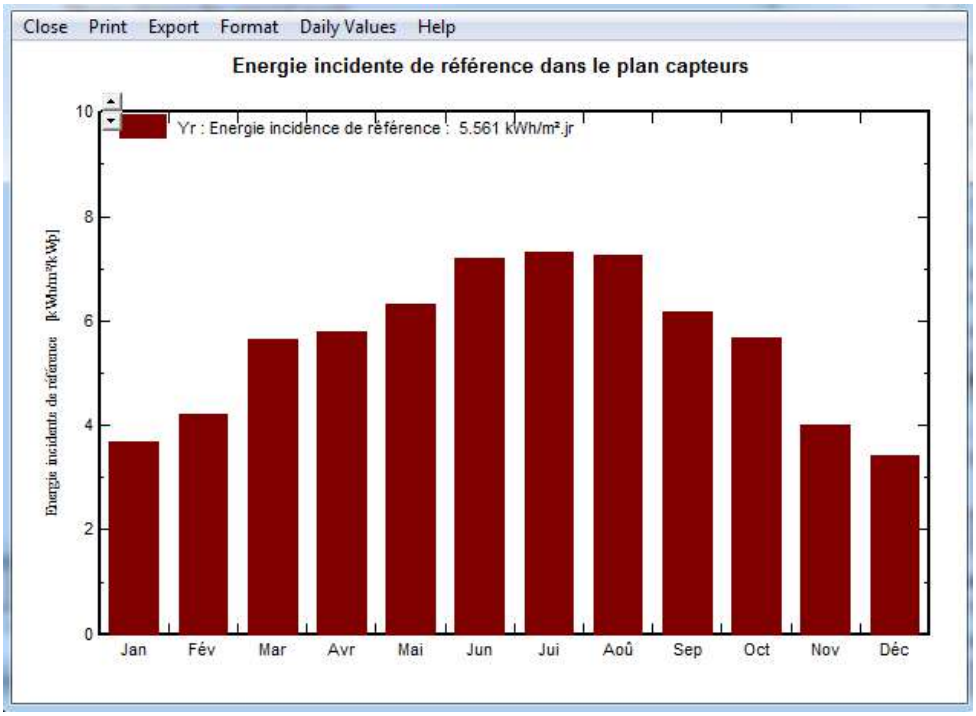


Figure VI.7 : Energie incidente de référence sur le plan des panneaux.

La distribution de cette meme energie le long de l'année est illustrée par la figure (VI.8).

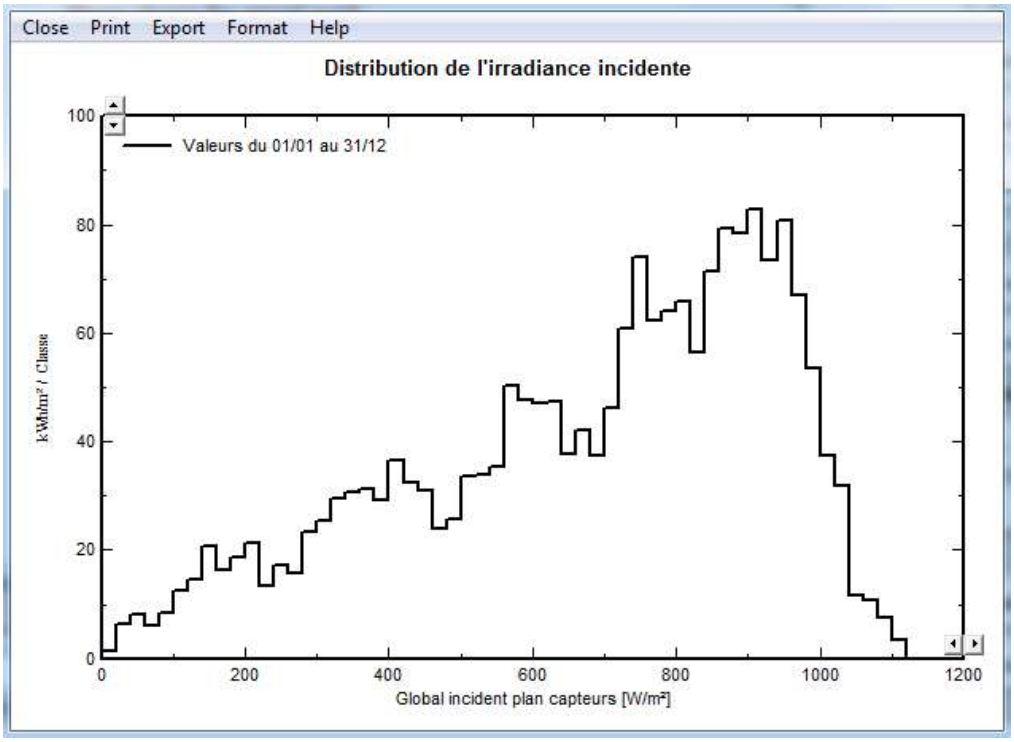


Figure VI.8 : distribution annuelle de l'irradiation incidente.

En comparant les deux figures (VI.8) et (VI.9), nous pouvant constater que la distribution de la puissane en sortie du champ PV varie suivant la meme allure que la distribution du rayonnement incident, à une échelle différente.

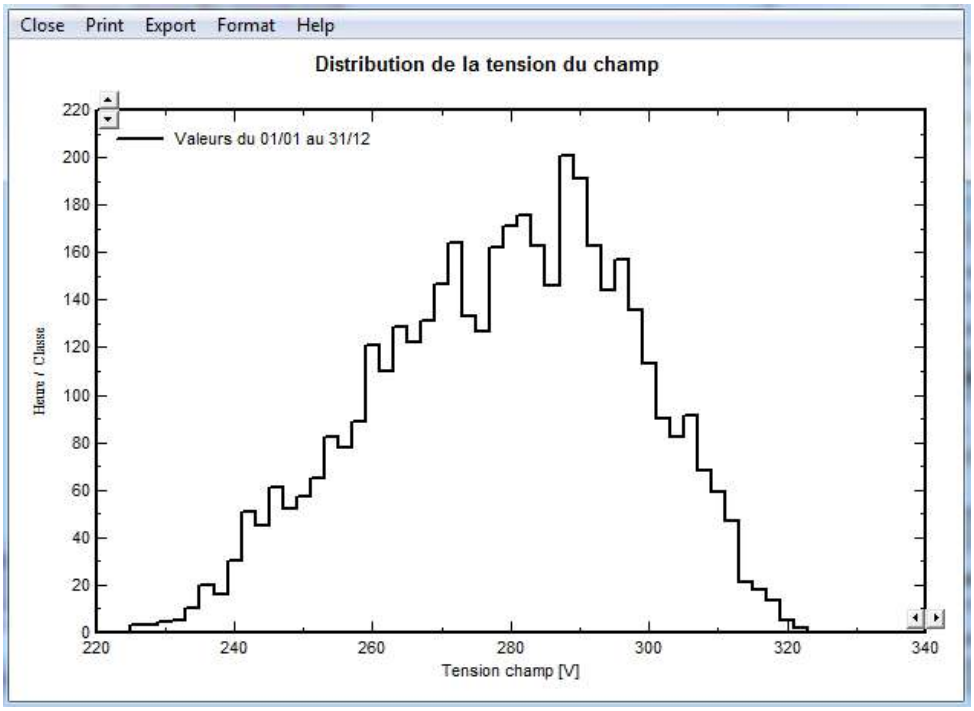


Figure VI.9 : distribution annuelle de la puissance en sortie du champ PV.

En plus des bilans mensuels et annuels, le résultat le plus signifiant est présenté sous forme de diagramme d'Entrée/Sortie reportant, pour chaque période, l'énergie produite en fonction de l'énergie incidente,(figure (VI.10)).les points de fonctionnement sont alignés sur une droite, dont la pente est directement liée à l'efficacité du système.

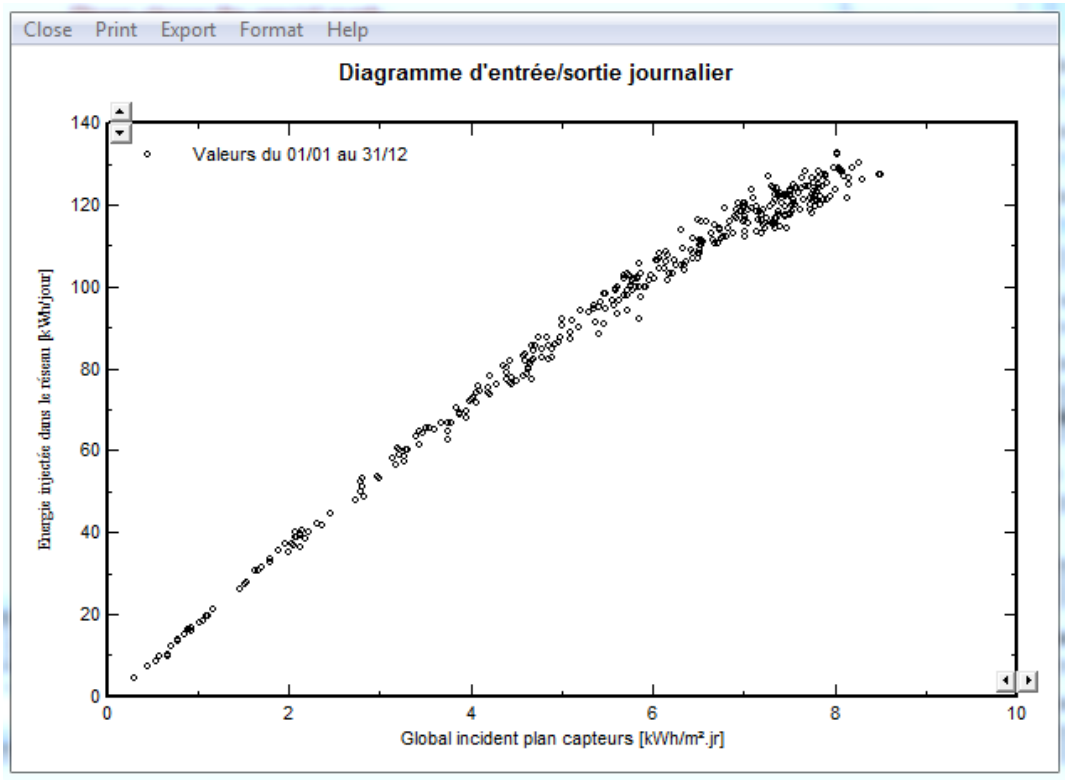


Figure VI.10 : diagramme journalier Entré / Sortie du système PV.

VI .5. Conclusion :

A la base des résultats de simulation, nous pouvons conclure que le système PV permet une production maximale d'énergie.

Les pertes dues à la qualité de l'onduleur ont une influence importante sur l'énergie produite par le système PV, d'où la nécessité d'opter pour une technologie permettant la meilleur efficacité annuelle possible de ce composant qui représente l'élément clé et le plus délicat d'une installation PV.

Conclusion générale

Conclusion générale :

Dans ce travail, il s'agis de faire une dimensionnement et analyse des performances d'un système photovoltaïque destiné à l'alimentation d'une habitation privé par les deux cas de mode de fonctionnement (mode autonome, et mode couplé au réseau électrique), pour ce faire, nous avons commencé par une étude théorique sur l'irradiation solaire en premier chapitre, dont le soleil, cordonnés terrestres, le rayonnement solaire, l'orientation et l'inclinaison d'une surface, et l'estimation de l'irradiation solaire, suivi d'une présentation en deuxième chapitre d'une application en ligne, le PVGIS, ce dernier est un parmi des nombreux logiciels existents pour estimer la production de panneaux photovoltaïques, et par lequel, on a estimé l'irradiation globales et la température moyenne du site Médéa.

Afin d'extraire le maximum connaissance sur le système PV, on a étudié en troisième chapitre, le module PV en terme de sa compositions et ses caractéristique électrique talque le courant-tension, association des modules PV, les différant type des cellules, et la même chose pour le quatrième, ce qui concerne le système de stockage, l'onduleur, et le régulateur d charge.

En les deux reste des chapitres (le Cinque et le six) , on a appliqué notre conception sur une habitation implanté à la village de Médéa, en commençant par le système autonome et en suite en sixième chapitre, le système couplé au réseau, les résultat obtenus ont fait ressortir la nécessité et l'importance d'avoir un bon dimensionnement des principaux composants suivants :

- le champ PV ;
- l'onduleur ;
- le système de stockage ;
- le régulateur de charge.

Bibliographie

[1] : Belhadj Mohammed, « Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome », Centre universitaire de Bechar, 2008.

[2] :Akassewa Tchapo SINGO, Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2010.

[3] :Akassewa Tchapo SINGO, Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2010.

[4] : CARREAU.C, DUFOUR .M, GIBILISCO.M, les énergies renouvelables dans l'habitat, France 2001.

[5] : Bouden Abdelmalek, Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque, Université Mentouri Constantine, 2008.

[6] :Bendjellouli Zakaria, contribution à la modélisation d'une cellule solaire, Université de Bechar, 2009.

[7] : M. PETIBON Stéphane, Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques, Université de Toulouse, 2009.

[8] : CHENNI. Rachid, Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque dans un village solaire, Université Mantouri de constantine, 2007.

[09] :DJERIOU SALIM «Simulation d'un système photovoltaïque alimentant une machine asynchrone », thèse de magister, UNIVERSITE FERHAT ABBAS DE SETIF,2011

[10] :Soualmia Adel, «Intégration de la Production Décentralisée dans un Système de Pompage Photovoltaïque », thèse de magister, université de Mentouri de Constantine, 2014.

[11] :M^{elle}AMARA Karima, «Contributionà l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque depuissance (1MW)interconnectée au réseau de distribution électriquemoyenne tension », thèse de magister, UNIVERSITE MOULOUDMAMMERI DE TIZI-OUZOU, 2015.

[12] :M^elle AMARA Karima, «Contributionà l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque depuissance (1MW)interconnectée au réseau de distribution électriquemoyenne tension », thèse de magister, UNIVERSITE MOULOUDMAMMERI DE TIZI-OUZOU, 2015.

[13] :***Bendjamâa Ibrahim*** «*Modélisation et commande d'un système*
De stockage photovoltaïque», thèse de magister, UNIVERSITE ABOU-BAKR BELKAID – TLEMCEN,2012

[14] :***LAADIOUI Khaled*** «Les Régulateurs de Contrôle de Charge pour Applications solaires Photovoltaïques
», Centre de Développement des Energies Renouvelables.

[15] :**Boucheritte wafa** «Convertisseurs multiniveaux dans les systèmes PV
Connectés au réseau», Université Mohamed Khider – Biskra.