REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA



Faculté de Technologie

Département du génie électrique

Mémoire de fin d'études de Master

Filière : Énergies Renouvelables

Spécialité : Énergies Renouvelables en Électrotechnique

Dimensionnement d'une installation photovoltaïque alimentant le bloc des servces communs de l'université de Médéa

---

Présenté par : BOUMEZIOUD Samir

LARBI Toufik

Proposé et Dirigé par : Dr.Hassani Djamel

Co dirigé par : Mr Ferrai Ahmed

Promotion 2021

Remerciements

Le plus grand merci revient à dieu qui lui seul nous a guidé dans le bon sens durant notre vie et qui nous a aidé à réaliser ce modeste travail.

Nous remercions vivement notre enseignant Dr. Hassani Djamel, Docteur à l'université Yahia Farés de Médéa qui a été présent et très actif tout au long de ce travail et Co-promotrice Mr Ferrai Ahmed, n'hésitant pas à prendre sur son temps pour nous aider dès le début jusqu'à la rédaction du mémoire.

Un grand merci A tous les enseignants de département d'électrotechnique de l'université Yahia Farés de Médéa qui ont participé à notre formation pendant tout le cycle de formation universitaire master.

Nous remercions également les membres du jury qui nous ont honorés de juger et d'enrichir ce modeste travail.

Nos remerciements sont destinés aussi à nos familles, et tous nos amis pour leur aide et leur soutien.

ملخص

الهدف من هذا العمل هو دراسة وتحجيم المنشآت الكهروضوئية .أولاً، ندرس الواجهة التي تميز نظام الكهروضوئي وفقًا لبيانات الموقع والمكان. بعد ذلك، نختار نوعه مستقل,عن طريق إجراء تحجيم يدوي ثم باستخدام برنامج PVsyst يجب أن تكون النتائج التي تم الحصول عليها معقولة.

الكلمات المفتاحية: نظام الكهروضوئي، تحجيم، مستقل، متصل بالشبكة، PVsyst

Résumé

L'objectif de ce travail est d'étudier et de dimensionner des installations PV. Dans un premier temps, nous étudions l'interface caractérisant un système PV selon
pour les données de localisation et de localisation. Ensuite, nous choisissons son type indépendant, en effectuant une mise à l'échelle manuelle, puis en utilisant PVsyst, les résultats obtenus devraient être raisonnables.

Mots clé: systèmes photovoltaïques, dimensionnement, autonome, raccordé au réseau, PVsyst.

Abstract

The objective of this work is to study and size PV installations. First, we study the interface characterizing a PV system according to
for location and location data. Then we choose its independent type, performing manual scaling, then using PVsyst, the results should be reasonable.

Key words: photovoltaic systems, sizing, off grid, on grid, PVsyst.

Table des matières

Table de matières……I

Liste des figures……..IV

Liste des tableaux……VIII

Nomenclature et Abréviations…….VIII

Introduction general

Introduction général 1

Chapitre I : Gisement solaire

I.1. Introduction 4

I.2. La source principale le Soleil 4

I.3. Le rayonnement solaire.....5

I.4. Aspects géométriques ….....5

I.5.Aspects énergétique …….....11

I.6. Différents types de rayonnement : 14

I.7. La sphère céleste 17

I.8. Coordonnées céleste 18

I.9. Temps solaire 21

I.10. Rayonnement solaire incident sur un plan quelconque par ciel clair 22

I.11. Calcul du rayonnement pour un plan d'inclinaison quelconque 23

I.12. Potentiel Solaire 24

I.13. Mesure du rayonnement solaire ……..25

I.14. Conclusion 26

Chapitre (II): Étude générale d'un système photovoltaïque

II.1. Introduction 28

II.2. Générateur photovoltaïque 28

II.3. La cellule photovoltaïque 29

II.4. Conversion photovoltaïque.....30

II.5. Effet photovoltaïque …… 32

II.6. Principe de fonctionnement …….....33

II.7. Les différentes technologies des cellules solaires…….34

II.8. Modèle mathématique et formulation 38

II.9. Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque 39

II.10. Caractéristiques I=f(V) et P=f(V) aux STC 40

II.11. L'influence des différents paramètres de la cellule solaire

Sur ca fonctionnement …….41

II.12. Les panneaux (modules) photovoltaïques 45

II.13. Association des cellules/modules photovoltaïques 47

II.14. Les différents types de centrales photovoltaïques 49

II.15. Les composants du système photovoltaïque 52

II.16. Avantages et inconvénients d'une installation PV 60

II.17. Conclusion 61

Chapitre (III): Présentation des logiciels PVsyst

III.1. Introduction 63

III.2. Présentation de logiciel de simulation PVsyst….....63

III.3. Logiciel PVsyst… 63

III.4. Pré dimensionnement 64

III.5. Conception du projet : 64

III.6. Utilisation de logiciel PVsyst 65

III.7. Les étapes pour faire les calculs 69

III.8. Conclusion…….……72

Chapitre (IV) : dimensionnement de l'installation photovoltaïque située en bloc de service commune de université de Médéa

IV.1.Introduction……....74

IV.2.Conditions géographiques et météorologiques de site……...74

IV.3.Dimensionnement d'un system PV autonome……...76

IV.4 Préface du logiciel……..77

IV.5 Consommation journalière de l'utilisateur…….77

II.6 Choix des paramètres de notre installation …….78

IV.7 Résultats de la simulation et discussions ……..82

IV.8 Le rapport final …….…..…...85

IV.9 Conclusion……..……...90

Conclusion générale

Conclusion générale…….92

Références Bibliographiques

Références Bibliographiques……94

Liste des figures

Figure (I.1): Coordonnées terrestres.....6

Figure (I.2) : Coordonnées horizontales…….....….8

Figure (I.3) : Schématisation des mouvements de la Terre autour du soleil. .....…9

Figure (I.4) : Trajectoires apparentes du soleil journalière de l'hémisphère nord…10

Figure (I.5) : Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol

Terrestre……..12

Figure (I.6) : Les composantes du rayonnement solaire global ……..……..17

Figure (I.7) : La sphère céleste. 18

Figure (I.8) : Coordonnées géographiques du lieu.. 19

Figure (I.9) : Coordonnées horaires. 20

Figure (I.10) : Graphe des variations annuelles de l'équation du temps (par outil

MATLAB/Simulink). 22

Figure (I.11) : Définition des angles caractérisant la position du soleil. 23

Figure (I.12) : Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur

un plan incliné la latitude du lieu…….....25

Figure (I.13) : Différents appareils de mesure du rayonnement solaire…….....25

Figure (II.1) : structure basique d'une cellule solaire…….……29

Figure (II.2) : le semi-conducteur (silicium)…….....30

Figure (II.3) : dopage de semi-conducteur de type n……..31

Figure (II.4) : dopage de semi-conducteur de type p…….…….31

Figure (II.5) : La jonction PN. …….....32

Figure (II.6) : l`effet photovoltaïque…….....33

Figure (II.7) : le principe de fonctionnement d`une cellule PV…….....34

Figure (II.8) : Silicium Monocristallin. 34

Figure (II.9) : Silicium Polycrystallin. 35

Figure (II.10) : Silicium Amorphe. 35

Figure (II.11) : Schéma équivalent d'une cellule PV à une diode.....38

Figure (II.12) : Modèle à deux diodes d'une cellule PV. 39

Figure (II.13) : Caractéristique Ipv =f(Vpv) dans les conditions : G stc=1000w/m², Test=25°C(parotid MATLAB/Simulink) 41

Figure (II.14) : Caractéristique Ppv =f(Vpv) dans les conditions : G stc=1000w/m², Test=25°C(parotid MATLAB/Simulink) .....…….....41

Figure (II.15) : Caractéristique I (V) d'un GPV pour différents éclairements (par outil MATLAB/Simulink) 42

Figure (II.16) : Courbe de puissance d'un GPV Pour différents éclairements (par outil MATLAB/Simulin.....42

Figure (II.17) : Influence de la température sur la caractéristique I (V)(par outil MATLAB/Simulink). 43

Figure (II.18) : Influence de la température sur la caractéristique P (V)(par outil MATLAB/Simulink). 43

Figure (II.19) : Influence de la résistance série sur la caractéristique I (V) (par outil MATLAB/Simulink). 44

Figure (II.20) : Influence de la résistance série sur la caractéristique P (V) (par outil MATLAB/Simulink). 44

Figure (II.21): Influence de la résistance shunt sur la caractéristique I(V) (par outil MATLAB/Simulink).....45
Figure (II.22) : Influence de la résistance shunt sur la caractéristique P(V) (par outil MATLAB/Simulink). 45
Figure (II.23) : panneaux photovoltaïque…..46
Figure (II.24) : Module constitué de Ncs connectées en série…….....46
Figure (II.25) : champ photovoltaïque composé de Nst strings en parallèle.....47
Figure (II.26) : Caractéristique résultante d'un groupement en série des 3 modules identiques (par outil MATLAB/Simulink).....47
Figure (II.27) : Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle des 3 modules identiques(par outil MATLAB/Simulink)..... 48
Figure (II.28) : Caractéristique résultante d'un groupement hybride des 3 modules en série et 3 modules en parallèle, identiques(par outil MATLAB/Simulink).....49
Figure (II.29) : Installation photovoltaïque autonome.....50
Figure (II.30) : Installation photovoltaïque couplée au réseau. 51
Figure (II.31) : circuit électrique du hacheur « Buck ». 54
Figure (II.32) : circuit électrique du hacheur « Boost ». 54
Figure (II.33) : circuit électrique du hacheur « Buck-Boost ». 55
Figure (II.34) : Schéma synoptique du système PV par une commande MPPT..56
Figure (II.35) : cellule électrochimique de base. 57
Figure (III.1) : Logiciel PVsyst……..……....65
Figure (III.2) : Bases de données PVsyst 65
Figure (III.3) : choix de site géographique 66
Figure (III.4) : carte interactive 66
Figure (III.5) : paramètre du site géographique, nouveau site 67
Figure (III.6) : paramètre du site géographique, nouveau site.....68

Figure (III.7) : Paramètres de site géographique météo mensuelle 68

Figure (III.8) : conception du projet 69

Figure (III.9): Caractéristique Ppv = f(Vpv) dans les conditions : G stc=1000w/m², Tstc=25°C 69

Figure (III.10): L'orientation 70

Figure (III.11): Réglage de l'horizon 71

Figure (III.12) : Définition d'un système.....72

Figure (IV.1) Trajectoire du soleil à Samir.....75

Figure (IV.2) Données météorologiques..76

Figure (IV.3) : Préface du logiciel PVsyst.....77

Figure (IV.4) : Consommation journalière.....77

Figure (IV.5) : Distribution des heures d'utilisation dans la journée.....78

Figure (IV.6) : choix de batteries.....79

Figure (IV.7) : Nombre de module PV et le type de régulateur de notre système....80

Figure (IV.8) : Inclinaison plan de 36°, Optimisation par rapport à l'hiver.....81

Figure (IV.9) : Trajectoire du soleil à Samir.....81

Figure (IV.10) Lancement de la simulation 82

Figure (IV.11) : Diagramme d'entrée/sortie journalier de notre système.....82

Figure (IV.12): Diagramme de comparaison entre le besoin énergétique et l'énergie fournil 'utilisateur.....83

Figure IV.13 : Bilan des courants dans le système.....84

Figure IV.14: Diagramme des pertes du système sur l'année entière.....84

Liste des tableaux

Tableau (I:1) : Quelques valeurs de L'albédo selon la surface du sol 17
Tableau (I:2) : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques. 24
Tableau (II:1) : État comparatif des différentes technologies des cellules PV…….37
Tableau (II:2) : Rapports de transformation des principaux convertisseurs DC-DC……53
Tableau (III:1) : Choix de l'inclinaison……70
Tableau (IV:1) : Le gisement solaire pour la région de Médéa…….....74
Tableau (IV:2) : Besoins journalière. 76

Nomenclature et Abréviations

Nomenclature :

ω0: L'angle horaire au coucher de soleil (°).

S_0: Durée du jour.

E_{ph}: Énergie du photon (j).

h: constante de Planck (j.s).

λ: Longueur d'onde (m)

Θ: représente l'angle entre la position du soleil et le zénith exprimée en (Degré).

G : Rayonnement global incident (W/m_2).

Gdi: Rayonnement direct.

Gdi: Rayonnement diffus

Ψ: l'azimut.

λ: longitude.

φ: latitude.

δ: La déclinaison δ.

Θ_z: Angle zénithal.

E_{bat}: Énergie exigée de la batterie pendant la décharge.

Nj: Nombre de jours d'autonomie.

V_{bat}: Tension de la batterie.

η_{bat}: Rendement de la batterie.

P_D : Profondeur de décharge.

E_c: Énergie de consommation journalière de la charge (en Wh/j).

Pch: Puissance crête de la centrale photovoltaïque (Wc).

Gin: Irradiation moyenne mensuelle reçue par le capteur photovoltaïque correspondant au mois le plus défavorable (Wh.m-2.jour-1).

Ec: Énergie consommée (Wh).

K: Coefficient correcteur.

L= Longer d'un seul fils du câbles en (mètre).

K : conductivité du fil.

ΔU_{max}: Chute de tension maximale en (volts).

I_{max} : Courant maximale en (Ampères).

Ib : Courant d'une branche.

Pm : Puissance que peut fournir un module.

Nb: Nombre de branche.

Vu: La tension d'un panneau photovoltaïque.

I_{Ph}: Densité de courant photo-généré

I: Densité de courant d'obscurité.

$V_{co}N_s$: la somme des tensions en circuit ouvert de Ns cellules en série

$I_{cc}N_s$: Courant de court-circuit de Ns cellules en série.

Is : le courant de saturation de la diode.

Q : charge élémentaire.

K : constante de Boltzmann.

T : la température.

FF : Facteur de forme.
I_{cc}: Courant de court-circuit.

V_{co}: Tension de circuit ouvert.

N_b: Nombre de branche (placées en parallèle).

N_m: Nombre de modules par branche.

P: Puissance optimale

Γ**:** Facteur de nébulosité du ciel

Abréviations :

GPV : Générateur photovoltaïque.

PV: Photovoltaïque.

TSV : le temps solaire vrai (h).

TSM : Temps Solaire Moyen (h).

TU : temps universel (h).

TL : Le temps légal (TL).

TSL : Temps solaire local.

MA : La masse d'air.

Et : Équation du temps.

ΔH: le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'état considéré.

MPPT: Maximum Power Point Tracker.

PPM : Maximum Power Point.

CC : Courant Continu.

CA: Courant alternatif.

Introduction générale

Introduction générale

Si la pandémie fait les gros titres, la crise climatique reste un sujet d'envergure. Les dangers des émissions de carbone sont toujours très préoccupants. De plus, la consommation excessive de stock de ressources naturelles réduit les réserves de ce type d'énergie de façon dangereuse. L'épuisement des ressources fossiles, la flambée du cours du pétrole, la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre rendent urgentes la maîtrise des consommations énergétique et la diversification des sources d'approvisionnement en énergie primaire principalement par l'utilisation de sources à base d'énergies renouvelables.

L'énergie solaire est disponible partout sur la Terre et représente, théoriquement, 900 fois la demande mondiale en énergie. L'énergie solaire peut jouer un rôle capital pour une production locale de chaleur et d'électricité, notamment pour l'habitat individuel et collectif, où les besoins sont moins massifs que dans l'industrie. Il y va de soi que si cette énergie présente des avantages, elle présente aussi quelques inconvénients .On notera parmi ses inconvénients son intensité variable, son caractère intermittent et son coût qui demeure malheureusement élevé, l'optimisation des générateurs solaires est donc nécessaire pour optimiser son rendement et amortir le cout de ces installations.

L'objectif de ce travail est de dimensionner un système photovoltaïque, autonome et connectée au réseau, adapté pour le bloc des services communs de l'université de Médéa. Pour cela, le dimensionnement a été basé sur l'utilisation du logiciel PVSYST 6.8.8 qu permet de dimensionner une installation photovoltaïque connecté au réseau ou une installation photovoltaïque isolé. Ce travail est devisé en quatre chapitres : le premier chapitre, représente une description générale des systèmes photovoltaïques. Dans le second chapitre, nous présenterons une généralité sur le gisement solaire. Sur le troisième chapitre, une généralité sur le logiciel PVSYST sera faite. Le chapitre quatre consiste à dimensionner une installation photovoltaïque, autonome et connectée au réseau, adaptée pour le bloc des services communs de l'université de Médéa. A la fin nous terminerons par une conclusion générale.

Chapitre I

Gisement solaire

I.1. Introduction :

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible dans un site donné et au cours d'une période donnée. Son évaluation peut se faire à partir des données de l'irradiation solaire globale.

Pour effectuer le dimensionnement le plus exact possible, compte tenu des demandes en énergie à satisfaire, l'étude du gisement est le point de départ de toute investigation. Cette étude est très indispensable dans le domaine de l'énergie solaire afin de simuler le fonctionnement probable du système énergétique de s'assurer de son intérêt et de sa faisabilité [1].

I.2. La source principale le Soleil :

Le soleil est une source quasiment inépuisable d'énergie qui envoie à la surface de la terre un rayonnement qui représente chaque année environ 15000 fois la consommation énergétique de l'humanité. Cela correspond à une puissance instantanée reçue de 1 kilowatt crête par mètre (KWc/m^2) répartie sur tout le spectre, de l'ultraviolet à l'infrarouge. Les déserts de notre planète reçoivent en 6 heures plus d'énergie du soleil que ne consomme l'humanité en une année. Depuis très longtemps, l'homme a cherché à utiliser l'énergie émise par le soleil, l'étoile la plus proche de la terre. La plupart des utilisations sont directes comme en agriculture, à travers la photosynthèse ou dans diverses applications de séchage et de chauffage, autant artisanale qu'industrielle. Cette énergie est disponible en abondance sur toute la surface terrestre. Malgré une atténuation importante lors de la traversée de l'atmosphère, une quantité considérable arrive à la surface du sol. On peut ainsi compter sur 1000 W/m^2 dans les zones tempérées et jusqu'à 1400 W/m^2 lorsque l'atmosphère est faiblement chargée en poussière ou en eau. Le flux solaire reçu au niveau du sol terrestre dépend de plusieurs paramètres :

a) L'orientation et l'inclinaison de la surface terrestre.
b) La latitude du lieu de collecte, de son degré de pollution ainsi que de son altitude.
c) La période de l'année.
d) L'instant considéré dans la journée.
e) La nature des couches nuageuses.

Remarque :

Les zones les plus favorables sont répertoriées sous forme d'atlas et mettent en évidence des « gisements solaires » à la surface de la terre.

I.3. Le Rayonnement solaire :

Le soleil est une sphère gazeuse composée presque totalement d'hydrogène. Son diamètre est de 1 391 000 km (100 fois celui de la Terre), sa masse est de l'ordre de 2.10^{27} tonnes. Toute l'énergie du Soleil provient de réactions thermonucléaires qui s'y Produisent.

Elles transforment à chaque seconde 564.10^{6}tonnes d'hydrogène en 560.10^{6} tonnes d'Hélium, la différence de 4 millions de tonnes est dissipée sous forme d'énergie ($E = mc^2$), ce qui représente une énergie totale de 36.10^{22}KW.

La Terre étant à une distance de $150 .10^{6}$ km du Soleil, elle reçoit une énergie de $1{,}8.10^{17}$ Watt. La valeur du flux de rayonnement solaire **E** reçu par une surface perpendiculaire aux rayons solaires placée à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre (soit à environ 80 km d'altitude) varie au cours de l'année avec la distance Terre/Soleil. Sa valeur moyenne **E0** est appelée la **constante solaire**, elle vaut $\mathbf{E_0 = 1353\ W.m^{-2}}$. En première approximation, on peut calculer la valeur de **E** en fonction du numéro du jour de l'année par : [2]

$$\mathbf{E = E_0\,[1+ 0{,}033 \cos (0{,}984\ j)]} \qquad \mathbf{(I.1)}$$

j : jour de l'année

I.4. Aspects géométriques :

Nous allons nous intéresser ici au calcul du flux de chaleur radiatif reçu par un plan incliné placé à la surface de la Terre et orienté dans une direction fixée. La connaissance de ce flux est la base du dimensionnement de tout système solaire. [2]

I. 4.1. Systèmes de coordonnées :

I .4.1.1. Coordonnées terrestres :

Tout point de la sphère terrestre peut être repéré par deux coordonnées, appelées coordonnées terrestres, à savoir sa latitude φ (positive dans l'hémisphère nord, négative dans l'hémisphère sud) et sa longitude **L** (positive à l'ouest, négative à l'est). [3]

a) La latitude φ :

La latitude est une coordonnée géographique représentée par une valeur angulaire, expression de la position d'un point sur Terre (ou sur une autre planète), au nord ou au sud de l'équateur qui est le plan de référence. Elle est comptée de 0° à +90° positivement dans l'hémisphère nord et négativement dans l'hémisphère sud. [4]

b) La longitude L :

La longitude 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. On affecte du signe (+) les méridiens situés à l'est de ce méridien, et du signe (-) les méridiens situés à l'ouest. La longitude d'un lieu peut aussi être comprise entre -180° et +180°, à tout écart de 1° de longitude correspond à un écart de 4 minutes de temps. [4]

C) Inclinaison β :

C'est l'angle que forme le plan de capteur et l'horizontal du lieu.

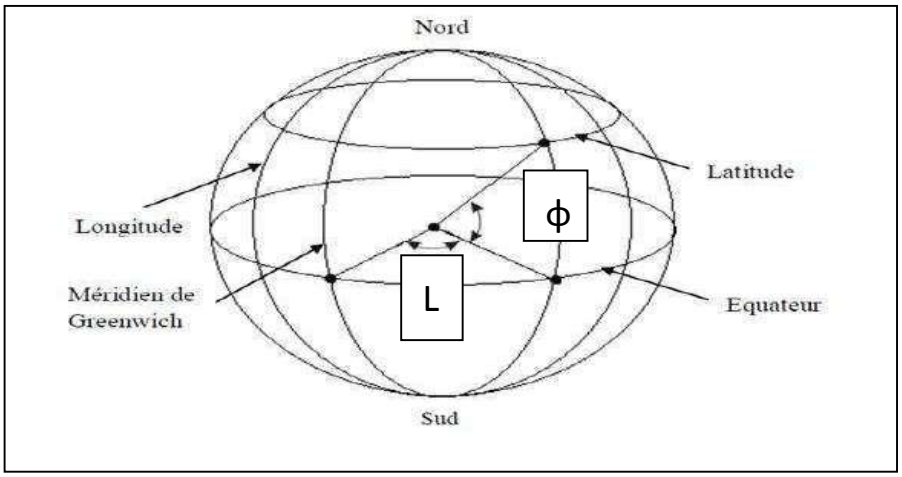


Figure (I.1) : Coordonnées terrestres. [4]

I.4.1.2. Coordonnées équatoriales :

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles (**δ, ω)**.

a) La déclinaison δ :

C'est l'angle que forme la direction du soleil avec le plan équatorial.

La déclinaison varie de façon sinusoïdale au cours de l'année : elle vaut 0 aux équinoxes et atteint ces deux valeurs extrêmes au solstice d'hiver **(-23°,27')** et au solstice d'été **(+23°,27')**.

Elle est donnée par la relation suivante : [5]

$$\delta = 23{,}45 \times \sin[0{,}980 \times (n - 81)] \qquad \textbf{(I.2)}$$

n : Numéro du jour de l'année à partir du 1er janvier.

b) L'angle horaire ω :

L'angle horaire mesure le mouvement du soleil par rapport à midi qui est l'instant où le soleil passe au plan méridien du lieu quand le solaire est au zénith. Cet angle est formé entre la projection du soleil sur le plan équatorial à un moment donné et la projection du Soleil sur ce même plan au midi solaire. Sa valeur est nulle à midi solaire, négative le matin et positive en après-midi et elle augmente de 15° par heure. Il varie entre -180° et +180°. [6]

$$\omega = 15 \times (TSV - 12) \qquad \textbf{(I .3)}$$

Avec :

ω : en degré

TSV : temps solaire vrai

I.4.1.3. Coordonnées horizontales :

Dans ce système de coordonnées le soleil est repéré par sa hauteur h, son azimut

α et l'horizon astronomiques comme plan de référence. [7]

a) La hauteur du soleil H :

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal. La hauteur du soleil varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la relation suivante :

$$\mathbf{Sin\ H = sin\ \varphi \times sin\ \delta + cos\ \varphi \times cos\ \delta \times cos\ \omega} \qquad \mathbf{(I.4)}$$

b) L'azimut du soleil α

C'est l'angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du Sud. Les azimuts varient de 0° à 360° de l'ouest vers l'est. Ils sont donnés par la formule suivante :[5]

$$\boldsymbol{sina = \frac{cos\delta \times sin\omega}{cosH}} \qquad \mathbf{(I.5)}$$

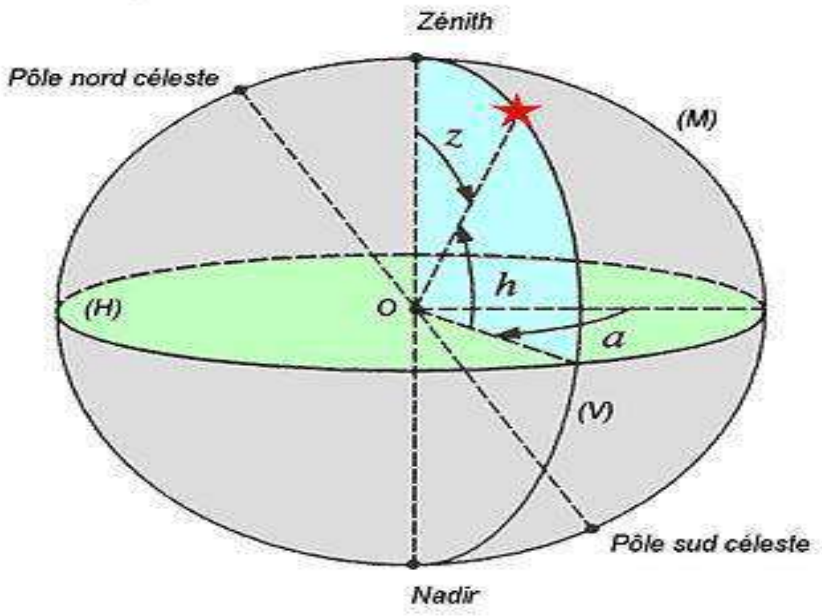


Figure (I.2) : Coordonnées horizontales

I .4.2. Mouvement de la terre :

La trajectoire de la terre autour du soleil s'appelle « l'écliptique ». La distance terre soleil ne varie que ±1,7% par rapport à sa valeur moyenne qui est de $1{,}5.10^8$ Km.

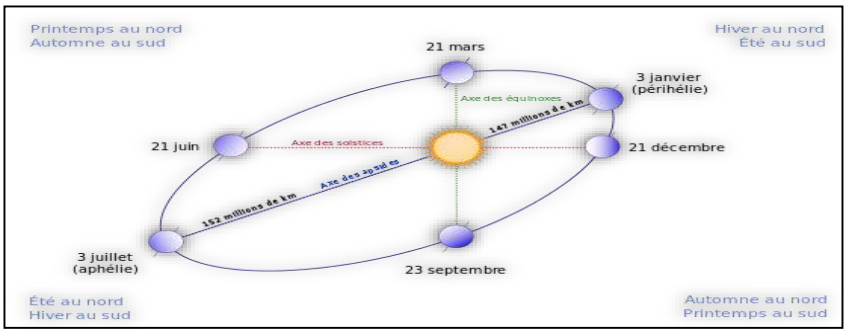
Cette distance est minimale au début de janvier et maximale au début de juillet. On peut décomposer le mouvement de la terre en mouvements de rotation et de translation. [2]

a) Mouvement de rotation :

La terre tourne autour de son axe de rotation (Pôle Nord, Pôle Sud) dans le sens trigonométrique. L'alternance des jours et des nuits est une manifestation immédiate de ce mouvement. On définit le jour solaire comme la durée moyenne entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu, ce jour est divisé en 24 intervalles égaux appelés heures. La rotation de la terre s'effectue avec une période de **23h 56mn 04s** ≈ **24h** et une vitesse linéaire de rotation de **0,465Km/s**. Les saisons n'existeraient pas si la terre se tenait droite, sur son orbite. Le fait que son axe de rotation est penché d'un angle de **23,45°** avec un mouvement de révolution, le pôle Nord et le pôle Sud vont pouvoir alternativement s'exposé au soleil. [8]

b) Mouvement de translation :

La terre est en rotation sur elle-même et elle effectue un tour complet au tour du soleil en 365 jours 5h 48mn 40s ≈ 365.25 jours. Elle décrit une orbite elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers. Cette orbite est située dans un plan appelé plan de l'écliptique où le soleil est presque au centre. Elle est légèrement aplatie, elle correspond à un cercle de rayon moyen de $1{,}5.10^{8}$km. Cette distance est minimale au début janvier et maximale au début de Juillet. [8]



Figure(I.3) : Schématisation du mouvement de la Terre autour du soleil

I.4.3. Mouvement apparent du soleil :

Le mouvement apparent du Soleil vu par un observateur fixe en un point de latitude φ au nord de l'équateur est représenté sur la figure (I.4).

Au midi solaire, l'angle que fait la direction du Soleil avec la verticale du lieu est égal à (φ –δ). La durée du jour est de 12h aux équinoxes, elle est inférieure à 12h entre le 21 septembre et le 21 mars, supérieure à 12h entre le 21 mars et le 21 septembre. [2]

I. 4.3.1. Le midi solaire :

C'est l'instant où le Soleil atteint son point de **culmination**, en un endroit donné de la Terre ; à cet instant, son angle horaire est égal à zéro.

- ✓ **La culmination :**

La culmination est le phénomène astronomique associé au passage d'un astre au méridien céleste d'un lieu donné. On distingue :

- La culmination supérieure, quand l'astre passe par son point de hauteur maximum.
- La culmination inférieure, quand l'astre passe par son point de hauteur minimum.

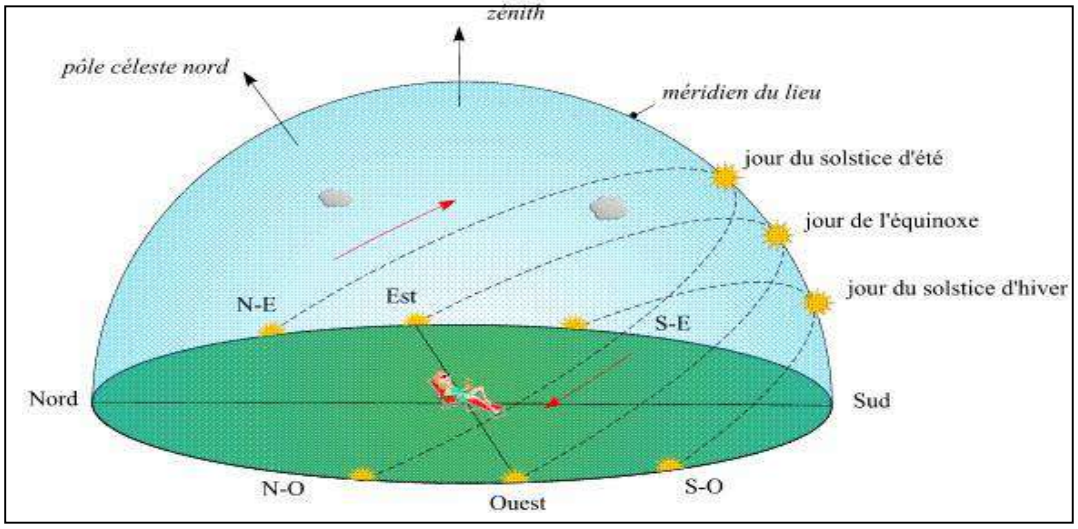


Figure (I.4) : Trajectoires apparentes du Soleil pour chacune de ces journées de l'hémisphère nord.

I. 4.4. Durée et taux d'ensoleillement :

a) Durée d'ensoleillement :

Selon les conditions atmosphériques, le ciel peut être plus ou moins couvert de nuages au cours d'une journée. Ceux-ci occultent le Soleil, totalement ou Partiellement, empêchant ainsi le rayonnement d'atteindre directement le sol.

On appelle **durée effective d'ensoleillement** ou **insolation SS** le temps Pendant lequel, au cours d'une journée, le rayonnement solaire direct a atteint le sol du lieu considéré.

b) Taux d'ensoleillement :

Par ciel clair sans nuages, le sol reçoit le rayonnement solaire direct pendant toute la durée du jour, ou plus précisément pendant la durée maximale d'ensoleillement **SSo**. On appelle taux d'ensoleillement ou taux d'insolation le rapport entre la durée effective et la durée maximale d'ensoleillement. :

$$\sigma = \frac{SS}{SSo} = \frac{durrée\ d'insolation}{durrée\ d'insolation\ maximale} \qquad \textbf{(I.6)}$$

C. Calcul de la durée d'ensoleillement :

A chaque réception d'une donnée du capteur de luminosité, les calculs sont effectués pour calculer le seuil théorique de radiation solaire. Si la valeur de radiation solaire mesurée est supérieure ou égale à 75% de la radiation solaire théorique alors on peut en conclure que le temps est ensoleillé.

A noter que ce calcul d'ensoleillement ne s'applique uniquement que lorsque l'inclinaison du soleil est supérieure à 3°. En effet, à l'approche du levé/couché du soleil, on atteint les limites de précisions de ces calculs.

I. 5. Aspects énergétiques :

I. 5.1. L'atmosphère terrestre :

L'atmosphère est constituée de plusieurs couches de caractéristiques différentes, ce sont :

- La troposphère, entre le sol et 15 km d'altitude.
- La stratosphère entre 15 et 80 km d'altitude.
- L'ionosphère entre 80 et 200km d'altitude.

Les caractéristiques absorbantes de l'atmosphère sont déterminées par la présence de :

- CO2 (0,03%).
- Vapeur d'eau : en quantité variable caractérisé par l'épaisseur d'eau condensable qui est l'épaisseur d'eau que l'on obtiendrait en condensant toute la vapeur d'eau contenue dans l'atmosphère.
- Ozone **(O_3)** située entre 10 et 30 km d'altitude.
- Aérosols : grains de sable, poussières, fumées…

I. 5.2. Caractéristiques du rayonnement solaire :

I. 5.2.1. Composition :

Le rayonnement solaire se compose de radiations électromagnétiques émises par le soleil, dont le spectre s'étend des plus petites longueurs d'ondes (rayons gamma) vers les grandes ondes radioélectriques. Les parties de ce spectre qui jouent un rôle dans l'interaction du rayonnement solaire avec l'environnement terrestre sont essentiellement les bandes infrarouges, visibles et ultraviolettes, ainsi que la gamme radioélectrique et celles des microondes lorsque ce rayonnement traverse l'atmosphère pour atteindre la surface terrestre, il est fortement atténué en raison des phénomènes d'absorption et de diffusion par les différents constituants de celle-ci. On trouvera sur la figure (II.5) la répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre avec indication des gaz partiellement opaques qui filtrent ce rayonnement selon la longueur d'onde. [7]

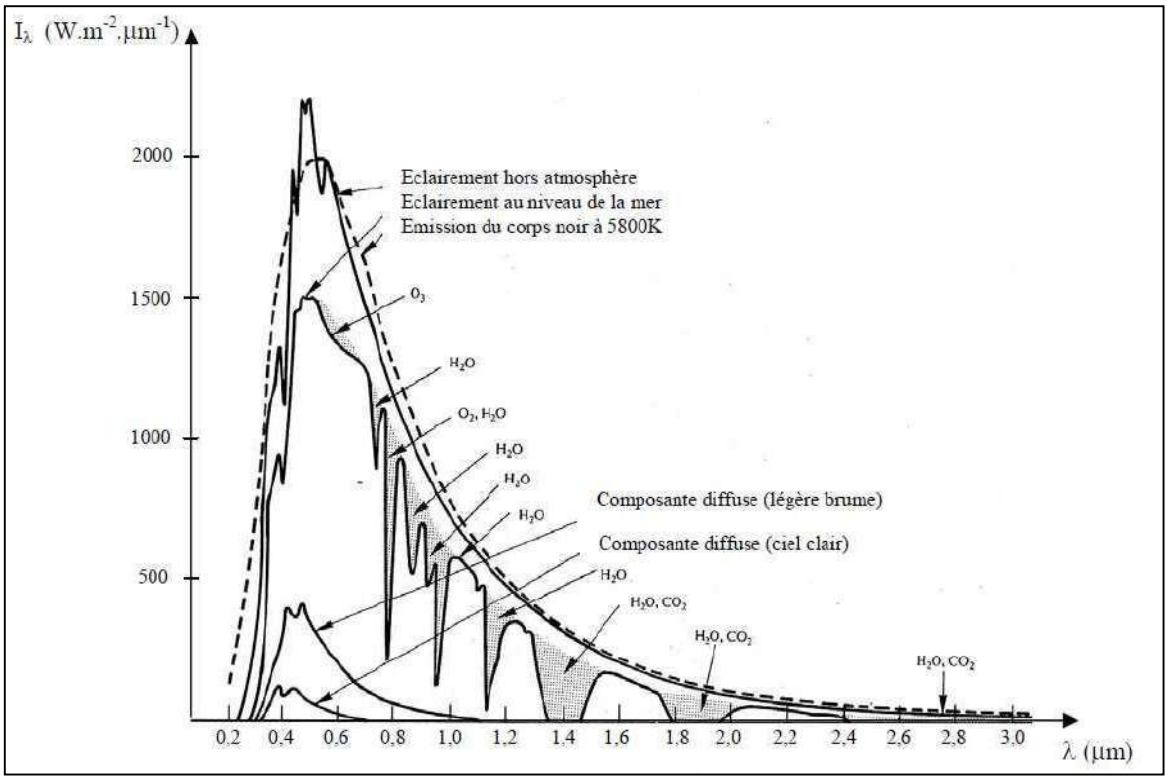


Figure (I.5) : Répartition spectrale du rayonnement solaire au niveau du sol terrestre.

I. 5.2.2. Dualité de la lumière :

La lumière peut être considérée sous forme d'ondes électromagnétiques de longueur d'onde λ ou sous forme de photons, corpuscules possédant une énergie E liée à λ par la relation suivante :

$$\mathbf{E = h\upsilon = \frac{hc}{\lambda}} \qquad \textbf{(I.7)}$$

Avec :

h : Constante de Planck [j.s]. h = 6,62607004 × 10^{-34}

m^2 kg /s **C** : Vitesse de la lumière dans le vide [$m.s^{-1}$].

C=3.10^8 $m.s^{-1}$ **υ** : fréquence [s^{-1}]

λ : Longueur d'onde [m]

La notion de dualité onde/corpuscule est importante pour comprendre les phénomènes d'interaction entre un rayonnement et un matériau. Les longueurs d'ondes du rayonnement solaire terrestre sont comprises entre 0,2µm (ultra-violet) et 4µm (infrarouge) avec un maximum d'énergie pour 0,5µm. 97,5% de l'énergie solaire est comprise entre 0,2µm et 2,5µm. De 0,4µm à 0,78µm, le spectre correspond au domaine du visible.

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

Pour que le rayonnement solaire produit un courant électrique dans un matériau donné, il faut qu'un électron lié à son atome (bande de valence) soit arraché pour participer à la conduction du courant, donc il faut lui fournir une énergie minimale (seuil d'énergie) afin qu'il puisse atteindre les niveaux énergétiques supérieurs (la bande de conduction) : c'est l'énergie du gap optique ou largeur de bande interdite **Eg**, exprimée en eV. Cette valeur seuil est propre à chaque matériau en raison de la structure électronique différente de chaque type d'atomes. Elle est de 1,1 eV pour le silicium cristallin et de 1,7 eV pour le silicium amorphe. Dans le cas du silicium, l'énergie minimale nécessaire correspond à l'énergie des photons ayant une longueur d'onde inférieure à 1,1 µm..

I. 6. Différents types du rayonnement solaire :

Comme nous l'avons évoqué précédemment, l'atmosphère ne transmet pas au sol la totalité du rayonnement solaire qu'elle reçoit. De ce fait le rayonnement solaire peut se décomposer en plusieurs catégories définies comme suites :

I.6.1. Rayonnement solaire sur un plan horizontal :

Au niveau du sol le rayonnement global reçu par une surface plane d'inclinaison quelconque est constitué de trois composantes principales [9]:

I.6.1.1.Rayonnement direct (S_H) :

Flux solaire sous forme de rayons parallèles provenant de disque soleil sans avoir été dispersé par l'atmosphère. Après des mesures pour des heures (i) nous avons l'équation statique pour le rayonnement direct.

$$S_H(i) = 1367.C(j).\sin\left(h(i).e\left(\frac{-T_L}{0{,}9\times 9{,}41\times M(i)}\right)\right) \qquad \textbf{(I.8)}$$

SH : Flux direct horizontal.

C(j) : La correction de la distance terre soleil.

h(i) : Hauteur du soleil.

TL : Facteur de trouble.

M(i) : Nombre d'aire masse.

I.6.1.2.Rayonnement diffus (D_H) :

C'est la partie du rayonnement provenant du soleil, ayant subi multiples réflexions (dispersions), dans l'atmosphère, pour un observateur le rayonnement diffus (D) par l'heur i est statistiquement donné par:

$$D_H(i) = \frac{1367}{3}.C(j) - \sin[h(i) - 2].e\left[-0.5\log^2\left(\frac{T_C}{22.M(i)^{-0.65}}\right)\right] \qquad \textbf{(I.9)}$$

I.6.1.3.Rayonnement réfléchi (R) :

C'est la partie de l'éclairement solaire réfléchi par le sol, ce rayonnement dépend directement de la nature du sol (neige, sable.). Il se caractérise par un coefficient propre de la nature de lien appelé Albédo (ξ): $0 \leq \xi \leq 1$

I.6.1.4.Rayonnement global (φ_G) :

Un plan reçoit de la part du sol un rayonnement global qui est le résultat de la superposition

des trois compositions direct, diffus et réfléchi:

$$\varphi_G = S + D + R \quad \textbf{(I.10)}$$

I.6.2. Rayonnement solaire sur un plan incliné :

Une surface incliné par rapport à l'horizontale avec l'angle B reçoit une puissance énergétique répartie entre le direct, le diffus, et le réfléchi :

$$G_b = \frac{S_B}{S_H} = \frac{\cos(\varphi-\beta)\cos(\delta)\cos(\omega)+\sin(\varphi-\beta)\sin(\delta)}{\cos(\varphi)\cos(\delta)\cos(\omega)+\sin(\varphi)\sin(\delta)} \quad \textbf{(I.11)}$$

I.6.2.1.Rayonnement direct :

Soit un lieu de latitude, le flux est défini par :
G_b: Rapport de flux direct
S_B: Flux direct pour un plan

d'inclinaison S_H: Flux direct

horizontale

ω: Angle horaire du soleil.

δ: Déclinaison du soleil

Alors le flux direct pour le plan incliné B :

$$G_{dir} = \frac{\cos(\varphi-\beta)\cos(\delta)\cos(\omega)+\sin(\varphi-\beta)\sin(\delta)}{\cos(\varphi)\cos(\delta)\cos(\omega)+\sin(\varphi)\sin(\delta)} S_H \quad \textbf{(I.12)}$$

I.6.2.2.Rayonnement diffus :

Le flux à une inclinaison B et les attitudes captées par une surface orientée face au Sud est donné par le modèle suivant :

$$G_{dif} = D_B \left[F(i).\frac{1+\cos\beta}{2} + (1 - F(i)).\frac{\cos\theta(i)}{\sin h(i)}\right] \quad \textbf{(I.13)}$$

Avec :

$$F(i) = 1 - K_T(i)\left[1 - \frac{S_H}{G_H}\right] \quad \textbf{(I.14)}$$

$$K_T(i) = \left[\frac{\theta_{GH}(i)}{\theta_i}\right] \quad \textbf{(I.15)}$$

K_T (i): Coefficient de sérénité

θ_i: Angle d'incidence du rayon direct par rapport au incliné

I.6.2.3.Rayonnement réfléchi :

La fraction du flux réfléchi par le sol sur la surface inclinée est proportionnelle au flux global horizontal.

$$G_{rif} = \emptyset_{GH}\left[\xi\left(\frac{1-\cos B}{2}\right)\right] \quad \textbf{(I.16)}$$

Avec :

$\emptyset_{GH}$: Flux global horizontal

: Albédo du sol

I.6.2.4.Rayonnement global incliné :

Il est la superposition des flux direct, réfléchi et diffus il sera donc la somme des trois composantes :

G =Gdir + Gdif + Grif **(I.17)**

Avec:

G : Rayonnement Solaire Global Sur Plan Horizontal

G_{dir} : Rayonnement Solaire Direct Sur Plan Horizontal

G_{dif}: Rayonnement Solaire Diffus Sur Plan Horizontal

G_{rif}: Rayonnement Solaire Réfléchi Sur Plan Horizontal

I.6.2.5.Notion d'albédo :

L'albédo désigne la fraction d'un rayonnement incident diffusée ou réfléchie par un obstacle. Ce terme est généralement réservé au sol et aux nuages, c'est une valeur moyenne de leur réflecteur pour le rayonnement considérée et pour tous les angles d'incidences possibles. Par définition, le corps noir possède un albédo nul [10].

Tableau I.1 : Quelques valeurs de L'albédo selon la surface du sol [10].

Surface du sol	Albédo
Surface d'eau	0.03 à 0.1
Foret	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 nu	0.15 à 0.4
Neige ancienne	0.5 à 0.7
Neige fraiche	0.8 à 0.95

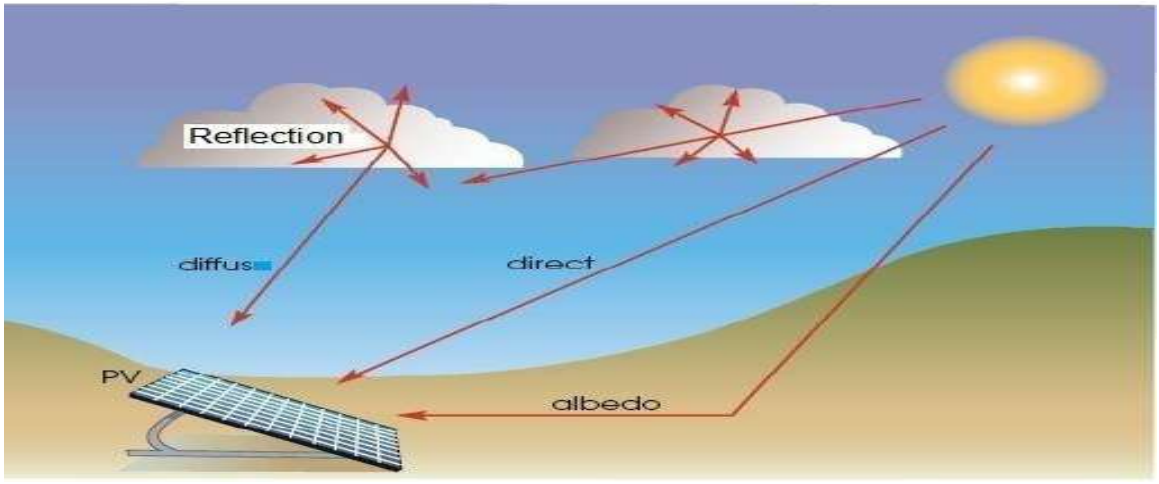


Figure (I: 6) : Les composantes du rayonnement solaire global.

I.7. La sphère céleste :

La sphère céleste est une sphère fictive et de rayon indéterminé, qui a pour centre le centre de la Terre et sur laquelle les astres sont considérés comme projetés. Cette fiction, née de l'apparence même du ciel, sert de base aux différents systèmes adoptés pour la détermination de la position des astres, ou, plus précisément, de leur direction, puisque l'on fait ici abstraction de leur distance [11].

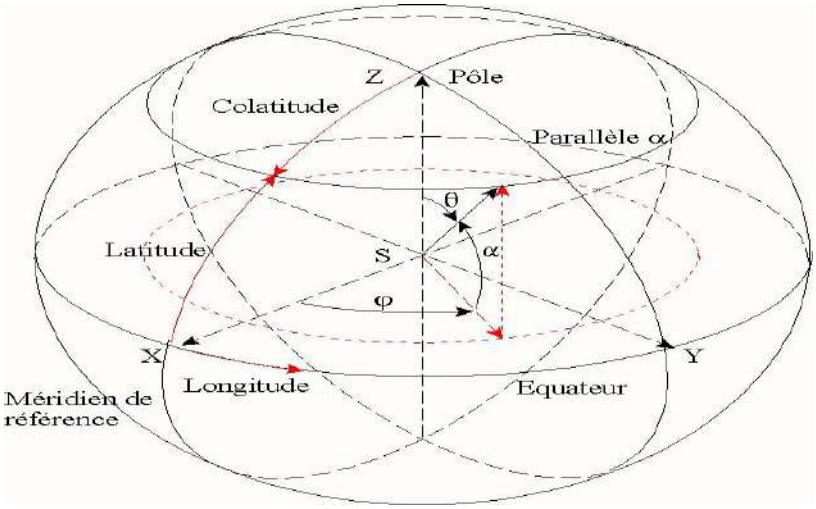


Figure (I:7) La sphère céleste

I.8. Coordonnées céleste :

I.8.1. Coordonnées géographiques :

La Terre est séparée par l'équateur en deux demi sphères, l'hémisphère Nord pour celle Située du côté du pôle Nord, et l'hémisphère Sud pour celle qui est située du côté du pôle Sud.

D'autre part, elle est partagée d'Ouest en Est, par le méridien d'origine qui passe par Greenwich (près de Londres en Angleterre) [12].

I.8.1.1. La latitude :

La latitude d'un lieu est une valeur angulaire, expression du positionnement nord-sud de L'équateur, d'un point sur la Terre. Théoriquement, elle a pour valeur, 0° à l'équateur jusqu'à 90° aux pôles, elle est comptée positivement de (0 à +90°) vers le Nord et négativement de (0 à -90°) vers le Sud. Généralement, cette grandeur est notée L [12].

I.8.1.2.La longitude :

La longitude d'un lieu est une valeur angulaire, expression du positionnement Est-Ouest d'un point sur Terre par rapport au méridien d'origine. C'est donc une mesure angulaire sur360° par rapport à un méridien de référence, avec une étendue de +180°à-180°ou180°Està180° Ouest.

Généralement, cette grandeur est notée L [12].

I.8.1.3.L'altitude :

L'altitude exprime un écart entre un point donné et un niveau moyen, le plus souvent le niveau de la mer (ou niveau 0). Les sommets sont associés à une altitude, calculée par divers moyens indirects (géodésie, triangulation) [12].

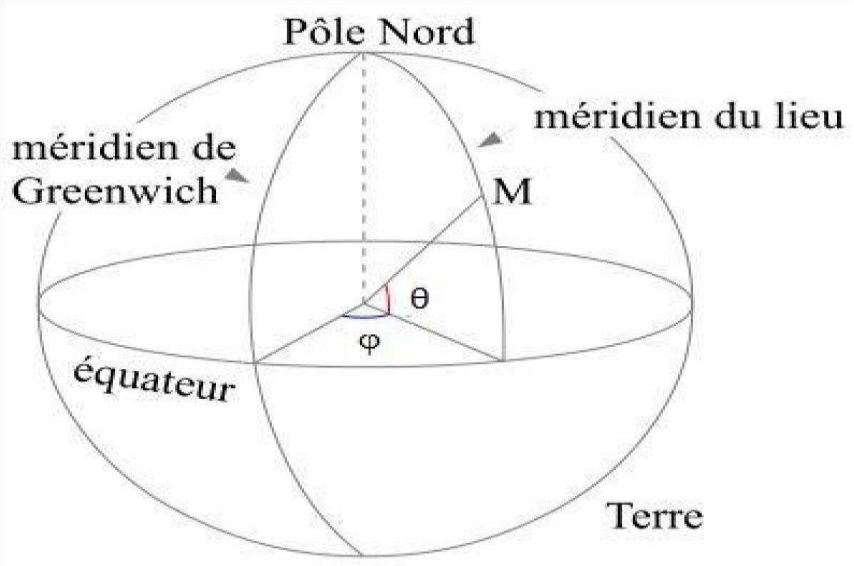


Figure (I: 8) : Coordonnées géographiques du lieu.

I.8.2. Coordonnées Horaires :

I.8.2.1.Angle horaire :

L'angle horaire (*ω)* du soleil est déterminé par la rotation diurne de la terre autour de son axe. Cet angle est exprimé en (°) et est donné par l'expression suivante [13] :

$$\boldsymbol{\omega = 15.(TSV - 12)} \qquad \textbf{(I.18)}$$

I.8.2.2. Déclinaison solaire :

La déclinaison du soleil (δ) est l'angle que fait la direction du soleil avec le plan équatorial
de la terre [13]:

$$\boldsymbol{\delta = 23°45'.\sin\left(\frac{360°}{365}.(J + 284)\right)} \qquad \textbf{(I.19)}$$

I.8.2.3. Hauteur du soleil :

C'est l'angle (h) formé par le plan horizontal au lieu d'observation et la direction du soleil Il est donné par la relation:

$$\sin(h) = [\sin(\varphi) \cdot \sin(\delta)] + [\cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega)] \quad \textbf{(I.20)}$$

La durée astronomique du jour s'obtient par [13] :

$$D_0 = (2 / 15).[\mathrm{Arccos}(-\mathrm{tg}(\varphi).\mathrm{tg}(\delta))] \quad \textbf{(I.21)}$$

I.8.2.4.Azimut du soleil :

L'azimut est relié à l'angle horaire, la hauteur et la déclinaison par la relation [13]:

$$\sin(a) = \frac{\cos(\delta).\sin(\varphi)}{\cos(h)} \quad \textbf{(I.22)}$$

I.8.2.5.Angle zénithal :

C'est l'angle entre le zénith local et la ligne joignant l'observateur et le soleil .Il varie de 0 jusqu'à 90° [13].

$$\cos(\theta z) = \cos(\delta).\cos(\omega).\cos(\varphi) + \sin(\delta).\sin(\varphi) \quad \textbf{(I.23)}$$

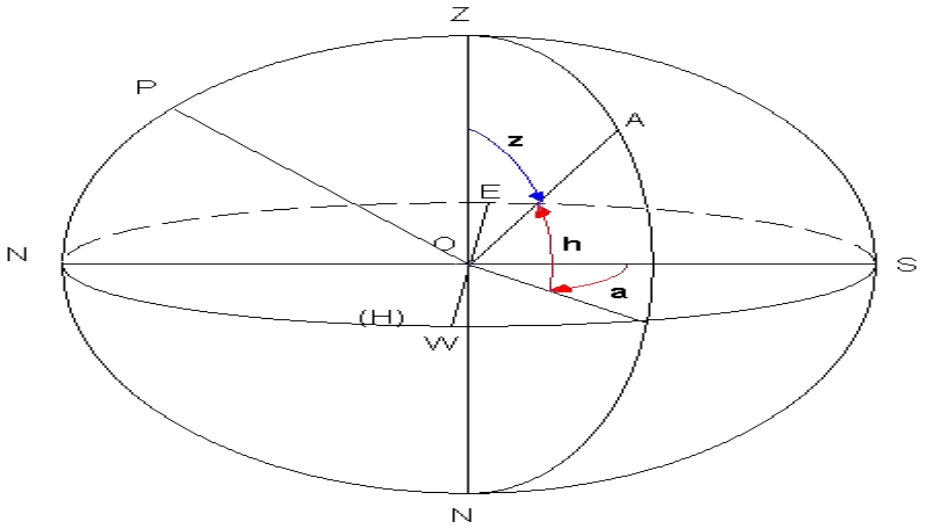


Figure (I: 9) : Coordonnées horaires.

Avec :

a : azimut du soleil.

h : hauteur du soleil.

z : angle zénithale.

H : angle horaire.

δ : Déclinaison.

I.9. Temps solaire :

I.9.1. Le Temps Solaire Vrai (T.S.V) :

Le temps solaire vrai (TSV) est l'angle horaire entre le plan méridien passant par le centre du soleil et le méridien du lieu considéré, il est donné par l'expression [14]:

$$\mathbf{TSV} = \mathbf{12} + \frac{\boldsymbol{\omega}}{\mathbf{12}} \qquad \textbf{(I.24)}$$

I.9.2. Le Temps Solaire Moyen (T.S.M) :

Il est appelé parfois temps locale (TSM), Il est donné par la relation [15]:

$$\boldsymbol{Et = TSV - TSM} \qquad \textbf{(I.25)}$$

I.9.3. Le temps universel (TU) :

Est le temps moyen de Greenwich, Il définit par [12]:

$$\boldsymbol{Tu = TSM - \frac{\lambda}{15}} \qquad \textbf{(I.26)}$$

I.9.4. Le temps légal (TL) :

Est le temps officiel d'un état, il est donné par [15] :

$$\mathbf{TL=TU+\Delta H} \qquad \textbf{(I.27)}$$

ΔH : le décalage horaire entre le méridien de Greenwich et l'état considéré

I.9.5. Lever et coucher du soleil :

Connaissons la déclinaison δ et la latitude θ du lieu considéré, on peut donc calculer l'heure solaire vrai du lever et du coucher du soleil, on a les équations suivantes : [16]

$$\mathbf{TSVlever} = \mathbf{12} - (\mathbf{arc\,sin}(-\mathbf{Tan}\,(\boldsymbol{\theta}) * \mathbf{Tan}\,(\boldsymbol{\delta})))/\mathbf{15} \qquad \textbf{(I.28)}$$

$$\mathbf{TSVcoucher} = \mathbf{12} + (\mathbf{arc\,sin}(-\mathbf{Tan}\,(\boldsymbol{\theta}) * \mathbf{Tan}\,(\boldsymbol{\delta})))/\mathbf{15} \qquad \textbf{(I.29)}$$

I.9.6. L'équation du temps :

C'est la différence du temps et elle est appelée équation de correction du temps. Elle varie en fonction du jour et de la longitude et est donnée par l'expression suivante [13].

$$\boldsymbol{Et} = \mathbf{9,87.\sin}\left(\mathbf{270°}\left(\frac{\boldsymbol{J-81}}{\mathbf{365}}\right)\right) - \mathbf{7,53\cos}\left(\mathbf{360°}\left(\frac{\boldsymbol{J-81}}{\mathbf{365}}\right)\right) - \mathbf{1,5\sin}\left(\mathbf{360°}\left(\frac{\boldsymbol{J-81}}{\mathbf{365}}\right)\right) \qquad \textbf{(I.30)}$$

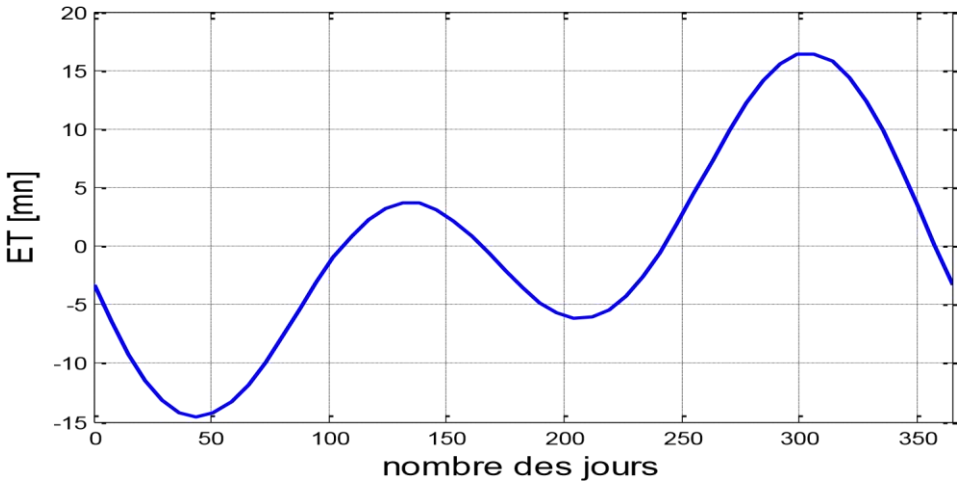


Figure (I: 10) : Graphe des variations annuelles de l'équation du temps (par outil MATLAB/Simulink).

I.10. Rayonnement solaire incident sur un plan quelconque par ciel clair :

I.10.1. Angle d'incidence du rayonnement :

Dans les applications solaires la question est donc de calculer l'angle (φ) entre un rayon arrivant directement du soleil et la normale à un plan quelconque. L'orientation du plan est définie par [13] :

- L'inclinaison (β) : Angle que fait le plan avec l'horizontal.
- L'azimut (γ) : Angle que fait la normale à la surface du plan considéré et le plan méridien.

L'angle d'incidence (θ) est l'angle entre la direction du soleil et la normale du plan. Cet angle est déterminé en coordonnées horaires comme suit [13]:

$$cos(\theta) = sin(\delta)sin(\varphi).cos(\beta) - sin(\delta).cos(\varphi).sin(\beta)cos(\gamma) + cos(\delta).cos(\varphi)$$

$$cos(\beta).cos(\omega) + cos(\delta).sin(\emptyset)sin(\beta).cos(\gamma).cos(\omega) + cos(\delta).\sin(\beta).\sin(\gamma).\sin(\omega)$$

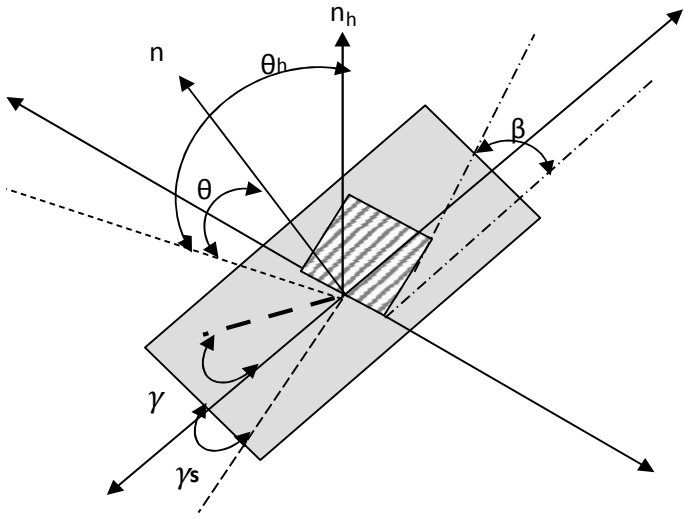


Figure (I: 11) : Définition des angles caractérisant la position du soleil.

Sur la figure 11, on définit :

n_h: La normale au plan horizontal.

n: La normale au capteur plan.

θ: Angle d'incidence formé par la perpendiculaire au plan du capteur ;

(Degré). β: Angle d'inclinaison du capteur ; (Degré).

θ_h: Angle horaire; (Degré).

γ : Azimut du soleil; (Degré).

γ_s: Déviation azimutal (Degré).

I.11. Calcul du rayonnement pour un plan d'inclinaison quelconque :

I.11.1. Calcul pour un ciel clair sur un plan horizontal :

Le rayonnement global (RGH) reçu par un plan horizontal se décompose en deux composantes:

- Le rayonnement direct (I) où (RDIRH).
- Le rayonnement diffus (D) où (RDIFH) de toute la voûte céleste.

Nous aurons donc sur un plan horizontal [13]

$$\mathbf{Gh} = \mathbf{I}.[\mathbf{sin}(\mathbf{h})] + \mathbf{Dh} = \mathbf{Ih} + \mathbf{Dh} \quad \textbf{(I.31)}$$

I.11.2. Calcul du rayonnement diffus pour un plan horizontal :

Le rayonnement diffus pour une surface horizontale est donné par l'expression [13] :

$$\boldsymbol{D_h = RDIFH = 120.\Gamma e^{\left(\frac{-1}{0{,}4511+\sin(h)}\right)}} \quad \textbf{(I.32)}$$

$$\boldsymbol{\Gamma = 0{,}796 - 0{,}01.\sin\left(\frac{360^\circ}{365}.(J+284)\right)} \quad \textbf{(I.33)}$$

I.11.3. Calcul du rayonnement pour un plan incliné

Dans la pratique le rayonnement solaire global sur un plan incliné s'exprime sous la forme suivante [13]:

$$\boldsymbol{G_i = (I_h + R_b) + D_h.\left(\frac{1+\cos(\beta)}{2}\right) + (\rho.G_h).\left(\frac{1+\cos(\beta)}{2}\right)} \quad \textbf{(I.34)}$$

$$\boldsymbol{R_b = \frac{\cos(\theta)}{\cos\theta_Z}} \quad \textbf{(I.35)}$$

$$\boldsymbol{\cos(\theta_Z) = [\sin(\varphi).\sin(\delta)] + [\cos(\varphi).\cos(\delta).\cos(\omega)]} \quad \textbf{(I.36)}$$

I.12. Potentiel Solaire :

Vue de sa localisation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse. les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara) d'après la figure (11). L'énergie reçue annuellement sur une surface horizontale de 1m² soit près de 3 KWh/m² au nord et dépasse 5,6 KWh/ m² au Grand Sud (Tamanrasset). La répartition du potentiel solaire par région climatique au niveau du territoire algérien est représentée dans le Tableau (I.1) selon l'ensoleillement reçu annuellement [16]:

Tableau I. 2 : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques.

Régions	**Régions côtières**	**Hauts-Plateaux**	**Sahara**
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (h/m)	2650	3000	3500
Énergie moyenne reçue (Km/m² /an)	1700	1900	2650

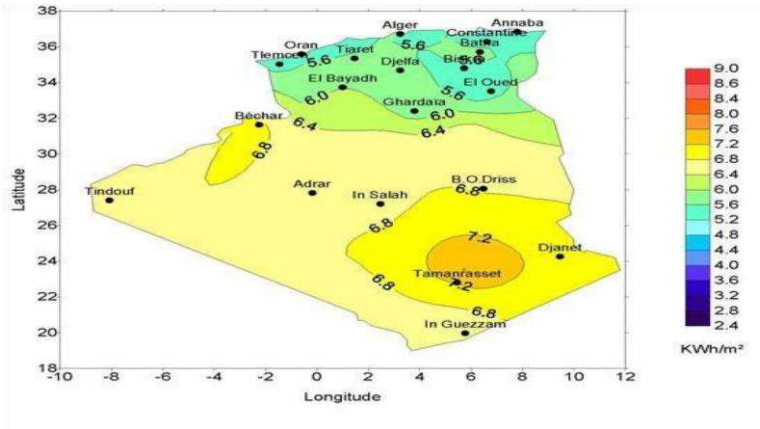


Figure (I: 12) : Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné la latitude du lieu.

I. 13. Mesure du rayonnement solaire :

Les figures suivantes présentent les appareils de mesure pour les différents types de rayonnement :



Héliographe

Mesure la durée d'insolation SS



Pyranomètre

Mesure *l'irradiation* directe et réfléchie



Pyrhéliomètre

Mesure l'irradiation directe



Pyranomètre

Mesure l'irradiation diffuse

Figure (I.13) : Différents appareils de mesure du rayonnement solaire. [7]

I.14. Conclusion :

Les données météorologiques concernant le rayonnement solaire ne sont généralement pas suffisantes pour pouvoir quantifier tous les phénomènes qui se produisent lorsqu'un panneau photovoltaïque reçoit de la lumière. Une bonne connaissance du gisement solaire s'avère nécessaire. Dans ce chapitre, nous avons présenté des notions importantes sur le gisement solaire, comme le mouvement de la terre autour de soleil et les coordonnées terrestres.

Enfin, nous avons présenté les différents appareils de mesure du rayonnement avec ses différentes composantes. Dans le chapitre suivant, on va s'intéresser à l'étude généralité d'un système photovoltaïque.

Chapitre II

Étude générale d'un système photovoltaïque

II.1 Introduction :

La limitation des réserves en ressources fossiles ainsi que leur impact négatif sur l'environnement d'une part, et la croissance de la demande en énergie d'autre part, font naître un nouveau principe de production d'électricité utilisant des énergies renouvelables tel que l'énergie photovoltaïque, car étant une énergie propre et inépuisable. Le terme «photovoltaïque» souvent abrégé par l'acronyme « PV », a été formé à partir des mots « photo » qui est un mot grec signifiant lumière et « Volta » qui est le nom du physicien italien Alessandro Volta qui a inventé la pile électrochimique en 1800. [14].

L'effet photovoltaïque est la conversion directe de l'énergie lumineuse des rayons solaires (photon) en électricité. Il utilise pour se faire des modules photovoltaïques composés de cellules. Ces cellules photovoltaïques sont constituées de semi-conducteurs à base de silicium (Si), de germanium (Ge), de sélénium (Se), etc. Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques, car il est très abondant dans la nature. [15].

Dans la plupart des systèmes photovoltaïque, il est nécessaire d'intégré la technique MPTT « Maximum Power Point Trac King » qui permet de suivre le point de puissance maximale du générateur PV. On trouve aussi dans ces systèmes des convertisseurs (hacheur, onduleur, …) qui sont utilisés pour charger des batteries de stockage et/ou pour transformer le courant continu en courant alternatif. L'énergie solaire n'étant pas disponible à tout moment, il est donc nécessaire d'équiper les systèmes photovoltaïques par de batteries d'accumulateurs qui permettent de stocker l'énergie et de la restituer en temps voulu. Dans ce chapitre, nous allons présenter des définitions sur l'énergie solaire. Puis, nous détaillerons le principe de fonctionnement d'une cellule, module et panneau photovoltaïques ainsi que leurs constituants. Enfin, nous présenterons l'ensemble des éléments d'une installation photovoltaïque incluant les convertisseurs statiques.

II.2. Générateur photovoltaïque :

Le générateur photovoltaïque permet de convertir l'énergie solaire en énergie électrique sous forme de tension et de courant continu, variable selon l'influence de l'éclairement sur les panneaux solaires. Le composant de base de cette conversion est la cellule photovoltaïque [17].

II.3. La cellule photovoltaïque :

La cellule photovoltaïque ou encore photopile est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique.

Les cellules photovoltaïques sont constituées :

- ✓ D'une fine couche semi-conductrice (matériau possédant une bande interdite, qui joue le rôle de barrière d'énergie que les électrons ne peuvent pas franchir sans excitation extérieure, et dont il est possible de faire varier les propriétés électriques) tel que le silicium, qui est un matériau présentant une conductivité relativement bonne.
- ✓ D'une couche antireflet permettant une pénétration maximale des rayons solaires.
- ✓ D'une grille conductrice sur le dessus ou cathode et d'un métal conducteur sur le dessous ou anode.

Les plus récentes possèdent même une nouvelle combinaison de multicouches réfléchissants justes en dessous de semi-conducteur, permettant à la lumière de rebondir plus longtemps dans celui-ci pour améliorer le rendement.

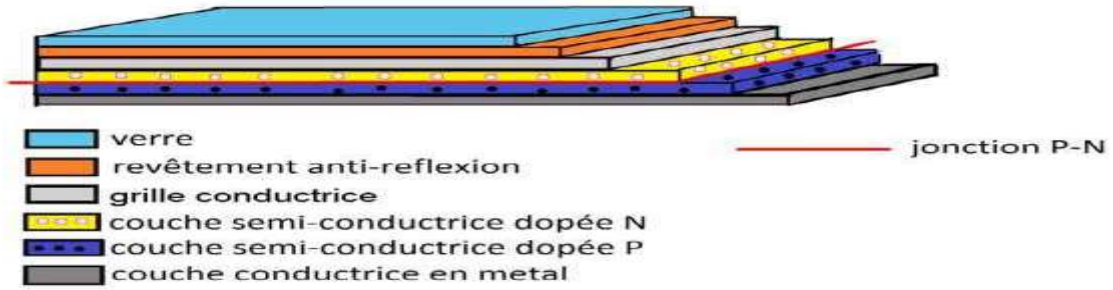


Figure (II.1) : structure basique d'une cellule solaire. [18]

Une cellule photovoltaïque est basée sur le phénomène physique appelé effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3V et 0.7 V en fonction du matériau utilisé et de sa disposition ainsi que de la température et du vieillissement de la cellule. [19]

II.4.Conversion photovoltaïque :

II.4.1. Semi-conducteur :

Les matériaux semi-conducteurs sont des corps dont la résistivité électrique est intermédiaire entre celle des conducteurs et celle des isolants. Les quatre électrons de valence du silicium permettent de former quatre liaisons covalentes avec un atome voisin. Dans ce cas, tous les électrons sont utilisés et aucun n'est disponible pour créer un courant électrique. [20]

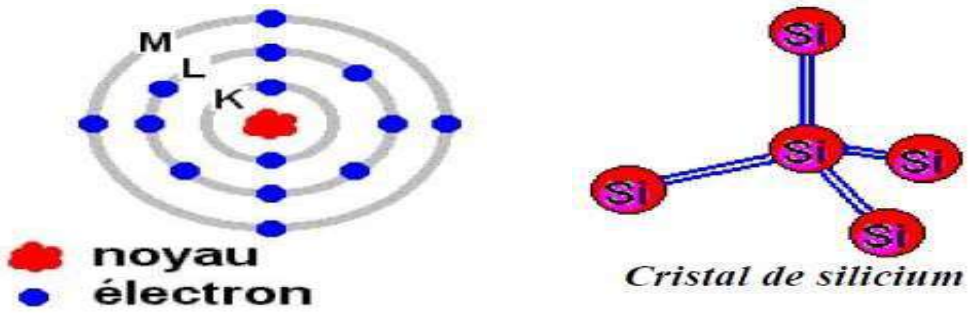


Figure (II.2) : le semi-conducteur (silicium).

II.4.2. Le dopage de semi-conducteur :

Pour augmenter la conductivité des semi-conducteurs on y introduit des impuretés. Ce procédé est appelé dopage.

a) Dopage de type N :

On remplace un atome de silicium par un atone pentavalent (phosphore p). Quatre d'entre eux assurent les liaisons avec les atomes voisins de silicium et le cinquième reste disponible, il sera excité vers la bande de conduction très facilement par l'agitation thermique. D'où le nombre d'électron libre qui va fortement augmenter : dans ce cas le nombre de trou est très inférieur au nombre d'électron libre. On obtient ainsi un cristal dopé N (négatif). [20]

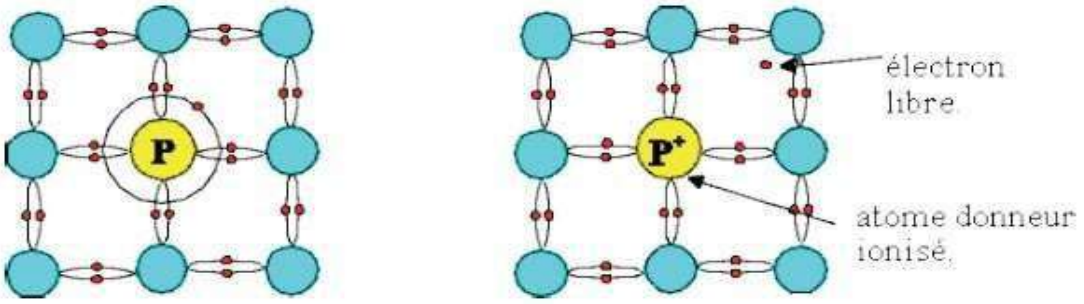


Figure (II.3) : dopage de semi-conducteur de type n. [20]

b) Dopage de type P :

De la même façon on introduit des atomes trivalents, ses trois électrons vont assurer les liaisons covalentes avec trois atomes voisins mais laisser un trou au quatrième. Ce trou se déplace de proche en proche dans le cristal pour créer un courant.

Ici le nombre de trous est très supérieur au nombre d'électrons libres du cristal intrinsèque, on obtient donc un cristal dopé P (positif), les impuretés utilisées sont souvent du Bore B. [20]

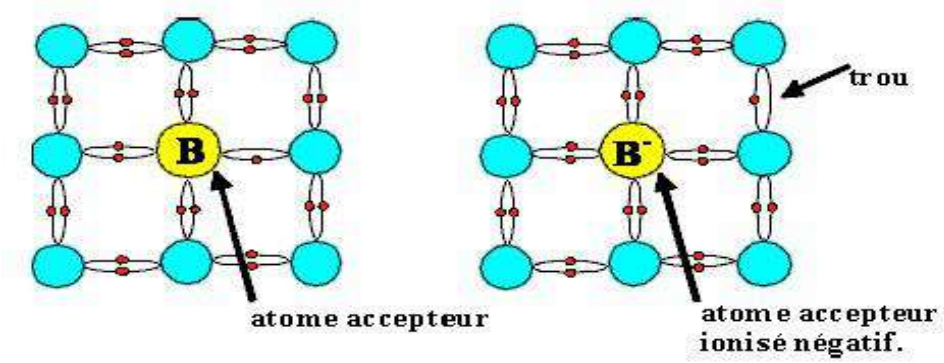


Figure (II.4) : dopage de semi-conducteur de type p. [20]

II.4.3. La Jonction PN :

Une jonction PN est l'accolement d'une région dopé P et d'une région dopée N. Lors de cet assemblage les porteurs de charges libres s'attirent et se recombinent dans la zone de jonction où les porteurs libres disparaissent : c'est la zone de transition. Il ne reste donc plus que les ions dans cette zone qui vont créer un champ électrique interne au niveau de la jonction et qui empêche les charges libres restantes dans chaque zone de traverser la jonction pour se recombiner. [20]

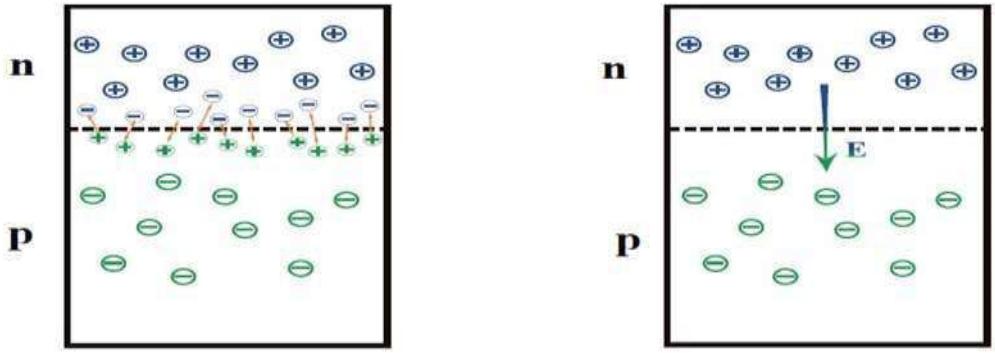


Figure (II.5) : La jonction p-n.

II.5. Effet photovoltaïque.

La conversion de l'énergie solaire en énergie électrique repose sur l'effet photovoltaïque, c'est-à-dire sur la capacité des photons à créer des porteurs de charges (électrons et trous) dans un matériau. Lorsqu'un semi-conducteur est illuminé avec un rayonnement de longueur d'onde appropriée (l'énergie des photons doit être au moins égale à celle du gap énergétique du matériau), l'énergie des photons absorbée permet des transitions électroniques depuis la bande de valence vers la bande de conduction du semi-conducteur, générant ainsi des paires électrons-trous, qui peuvent contribuer au transport du courant (photoconductivité) par le matériau lorsqu'on le polarise.

Si on illumine maintenant une jonction PN représenté sur la figure (III.5), les paires électrons-trous qui sont créés dans la zone de charge d'espace de la jonction sont immédiatement séparées par le champ électrique qui règne dans cette région, et entraînées dans les zones neutres de chaque côté de la jonction. Si le dispositif est isolé, il apparaît une différence de potentiel aux bornes de la jonction (photo tension), s'il est connecté à une charge électrique extérieure, on observe le passage d'un courant alors qu'on n'applique aucune tension au dispositif. C'est le principe de base d'une cellule photovoltaïque. [8]

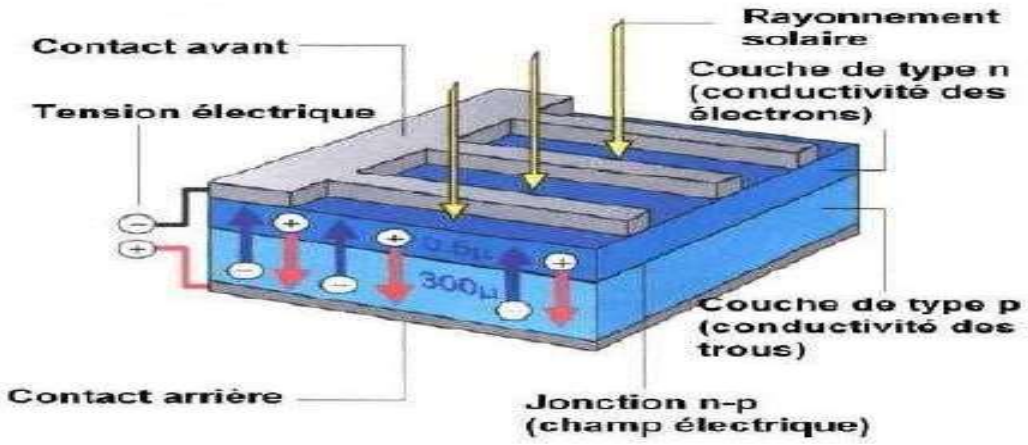


Figure (II.6) : l`effet photovoltaïque.

II.6. Principe de fonctionnement :

Pour créer un courant électrique dans un semi-conducteur, il faut lui fournir une énergie qui permet d'extraire des électrons de la bande de valence pour les transférer dans la bande de conduction, soit une énergie supérieure au gap de la bande interdite. La lumière dont les photons transportent une énergie : **E = h*υ** permet d'atteindre cet effet : c'est l'effet photovoltaïque. La lumière pénétrant dans un semi-conducteur permet donc, si son énergie est supérieure au gap de faire passer le semi-conducteur de l'état isolant à l'état conducteur, ce phénomène augmente lorsque la température du semi-conducteur s'élève. Lorsqu'un électron est extrait de la bande de valence pour passer dans la bande de conduction, il laisse derrière lui une vacance ou un trou à sa place, alors un autre électron proche de la bande de valence peut combler ce trou et laisser derrière lui à son tour un trou, on aura ainsi établi un courant de trous. Les deux types de courant ne seront pas différenciés, on parlera simplement de courant, qu'il s'agisse d'électrons ou de trous.

De même on dit que l'absorption de l'énergie des photons par le semi-conducteur crée des paires de porteurs électron-trou. L'effet photoélectrique modifie simplement la conductivité électrique de certains semi-conducteurs, ceci est utilisé pour fabriquer des résistances dépendant de la lumière, composants largement utilisés dans les appareils photographiques et partout où la lumière doit être mesurée. Pour transformer le semi- conducteur photosensible de composant passif en composant actif, il faut pouvoir générer un courant de porteurs, donc apporter une force qui obligera les électrons et les trous à s'écouler dans deux directions opposées. Cette force sera

réalisée par un champ électrique interne provenant du dopage du semi-conducteur. [21]

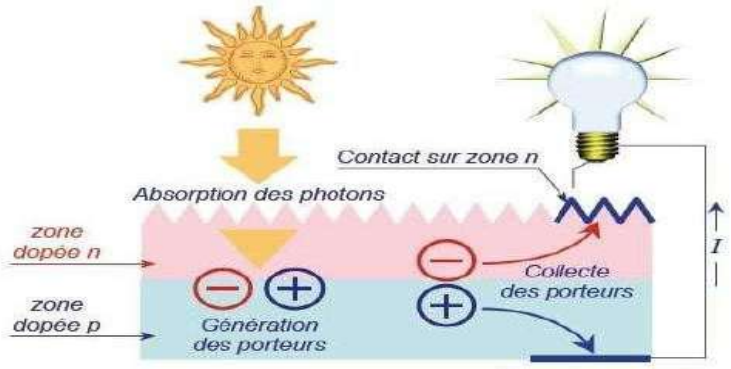


Figure (II.7) : le principe de fonctionnement d`une cellule PV.

II.7. Les différentes technologies des cellules solaires :

Les cellules photovoltaïques les plus répandues sont constituées de semi-conducteurs principalement à base de silicium (Si) et plus rarement d'autres semi-conducteurs : de sulfure de cadmium (CDs), de tellurure de cadmium (Cd Te), de Germanium (Ge), de sélénium (Se) ou d'arséniure de gallium (Ga As). Le silicium est actuellement le semi-conducteur le plus utilisé pour fabriquer les cellules photovoltaïques, car il est très abondant dans la nature [22]. En effet, il existe plusieurs types de cellules photovoltaïques dont les plus importants sont les suivantes [23]:

II.7.1. Les cellules mono- cristallines :

Lors du refroidissement, les silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules, ces cellules sont en général d'un bleu uniforme.

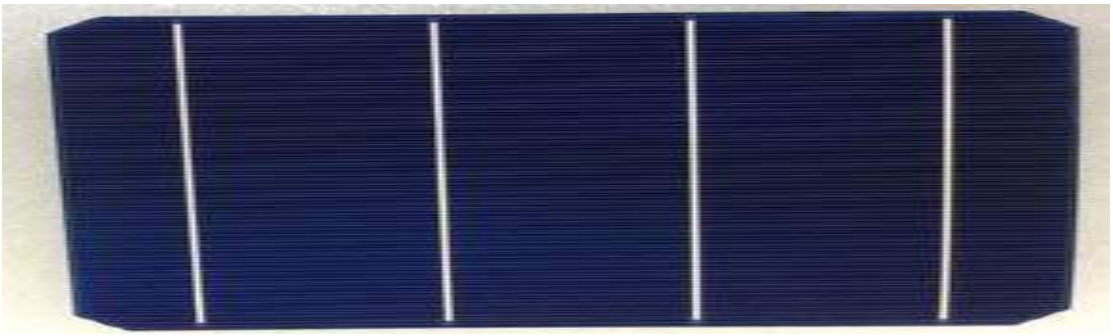


Figure (II : 8) : Silicium Monocristallin.

II.7.1.1.Avantage et les inconvénients :

- Elles permettent d'obtenir des rendements élevées (rendement entre 13 à 17%).

II.7.1.2. Inconvénients :

- Rendement faible sous un faible éclairement.

II.7.2. Les cellules poly-cristallines :

Elles sont constituées de plusieurs cristaux .la cellule à un aspect bleuté mosaïque (pas uniforme), Leur rendement est de 11 à 15%.

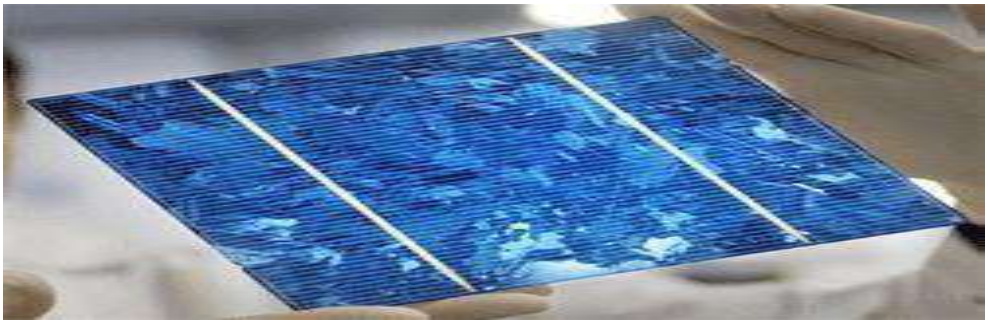


Figure (II: 9) : Silicium Polycrystallin.

II.7.2.1. Avantage :

- Un bon rendement, mais cependant moins bon que pour les cellules monocristallins.
- Elles offrent actuellement un bon rapport qualité/prix.

II.7.2.2. Inconvénients :

ŋ : Rendement faible sous un faible

II.7.3. Les cellules amorphes :

Le silicium lors de sa transformation, produit un gaz, qui est projeté sur une feuille de verre. La cellule est gris très foncé, c'est la cellule des calculatrices et des montres dites «solaires».



Figure (II : 10) : Silicium Amorphe.

II.7.3.1.Avantage :

- Moins cher que les autres.
- Fonctionnement avec un éclairement faible.

II.7.3.2.Inconvénients :

- Rendement faible.
- Performances qui diminuent avec le temps, durée de vie courte.

II.7.4. Cellule En Silicium Multi cristallin :

Pendant le refroidissement du silicium dans une lingotière, il se forme plusieurs cristaux. La cellule photovoltaïque est d'aspect bleuté, mais pas uniforme, on distingue des motifs créés par les différents cristaux.

II.7.4.1.Avantage :

- Cellule carrée (à coins arrondis dans le cas du Si monocristallin) permettant un meilleur foisonnement dans un module.
- Bon rendement de conversion, environ 100 Wc/m² (voire plus), mais cependant un peu moins bon que pour le monocristallin.
- Lingot moins cher à produire que le monocristallin.

II.7.4.2.Inconvénient :

- rendement faible sous un faible éclairement.

II.7.5. Cellule Tandem :

Empilement monolithique de deux cellules simples. En combinant deux cellules (couche mince de silicium amorphe sur silicium cristallin par exemple) absorbant dans des domaines spectraux se chevauchant, on améliore le rendement théorique par rapport à des cellules simples distinctes, qu'elles soient amorphes, cristallines ou microcristallines.

II.7.5.1.Avantage :

- Sensibilité élevée sur une large plage de longueur d'onde. Excellent rendement.

II.7.5.2.Inconvénient :

- Coût élevé dû à la superposition de deux cellules [24].

Tableau II.1 : État comparatif des différentes technologies des cellules PV [25].

Matériaux	Rendement	Longévité	Caractéristiques	Principales utilisations
Silicium monocristallin	12 à 18% (24,7% au laboratoire)	20 à 30 ans	*Très performant *Stabilité de production *Méthode de production couteuse et laborieuse.	Aerospatiale, modules pour toits, façades,…
Silicium Polycristallin	11 à 15% (19,8% au laboratoire)	20 à 30 ans	*Très performant *Stabilité de production*Méthode de production couteuse et laborieuse.	Modules pour toits, façades, générateurs…
Amorphe	5 à 8% (13% au laboratoire)	≤ 10 ans	*Peut fonctionner sous la lumière fluorescente. *Fonctionnement faible si luminosité. *Fonctionnement par temps couvert. *Fonctionnement si Ombrage Partiel. *La puissance de sortie varie dans le temps. En début de vie, la puissance délivrée est de 15 à 20% supérieure à la valeur nominale et se stabilise après quelques mois.	Appareils Électroniques (montres, calculatrices…), intégration dans le bâtiment
Composite monocristallin (GaAs)	18 à 20% (27.5%Au laboratoire)		Lourd, fissure facilement	Systèmes de concentrateurs Aerospatiale (satellites)
Composite polycristallin (CdS,CdTe, ClGS, etc.)	8%(16% au laboratoire)		Nécessite peu de matériaux mais certains contiennent des substances polluantes	Appareils Électroniques (montres, calculatrices…), intégration dans le bâtiment

II.8. Modèle mathématique et formulation :

II.8.1. Modèle réel à une diode d'une cellule photovoltaïque) :

Le circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque est présenté dans la Figure (II.6), il inclut une source de courant, une diode, une résistance série et une résistance shunt

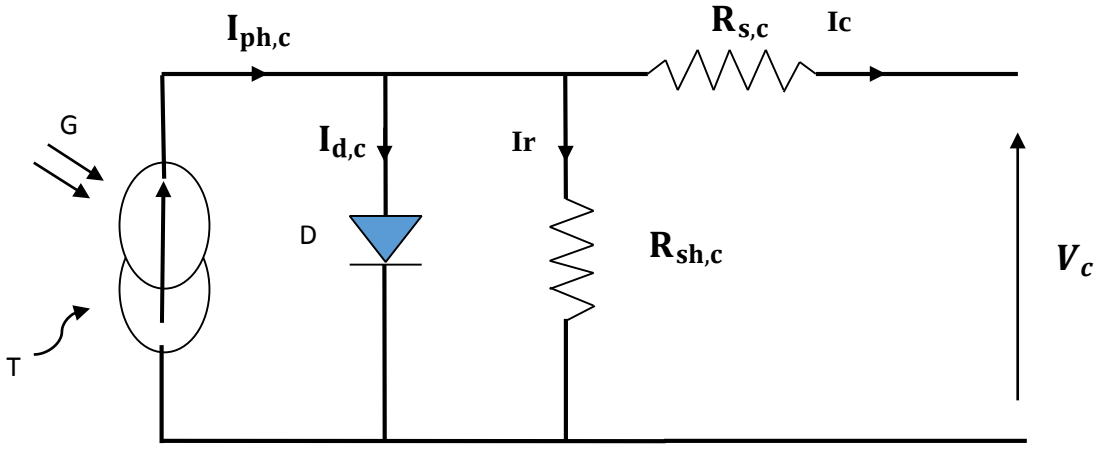


Figure (II : 11) : Schéma équivalent d'une cellule PV à une diode.

En se basant sur le circuit, le courant généré par la cellule pourra être présenté par l'équation

Suivante :

$$I_C = I_{ph,c} - I_{0,c}\left(e^{\left(\frac{q(V_C+R_{S,C}.I_C)}{nKT}\right)} - 1\right) - \frac{(V_C+R_{S,C}.I_C)}{R_{sh,c}} \qquad \textbf{(II.1)}$$

Dans cette équation, Iph,c est le photo-courant d'une cellule, I0,c est le courant de saturation inverse de la diode d'une cellule, q et n et K et T désignent respectivement la charge de l'électron, facteur d'idéalité de la diode, Constante de Boltzmann et la température de la cellule, V,c est la tension aux bornes de la cellule, I,c est le courant de la cellule, Rs,c et Rsh,c sont les résistances série et shunt de la cellule [26].

II.8.1.1.Modèle à deux diodes:

Actuellement le modèle électrique le plus proche d'une cellule photovoltaïque est celui à deux diodes (double exponentiel), où la cellule est bien sûr présentée comme un générateur de courant électrique dont le comportement est équivalent à une source de courant avec deux diodes en parallèle. Et pour tenir compte des phénomènes physiques au niveau de la cellule, comme les modèles précédents, ce modèle est complété par les deux résistances série Rs et parallèle Rsh comme le montre le schéma électrique équivalent de la Figure (II.7) [25].

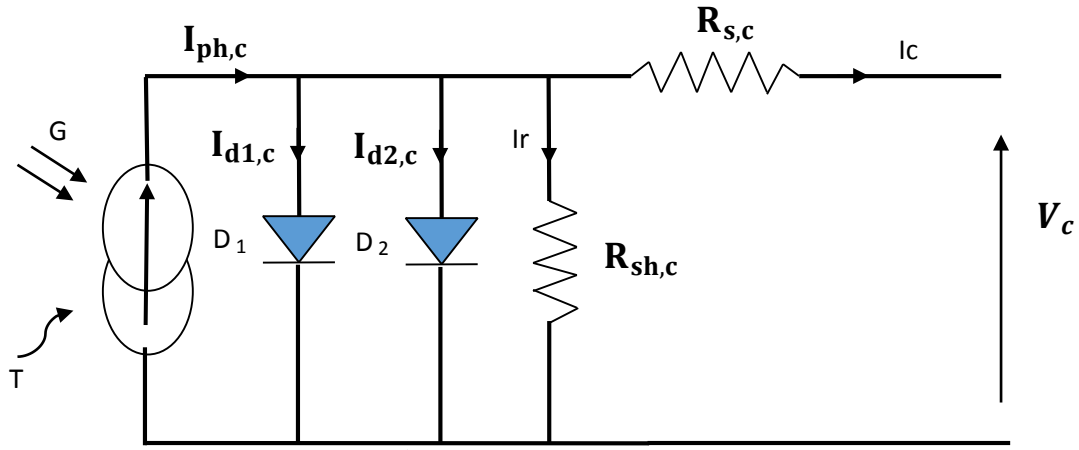


Figure (II:12): Modèle à deux diodes d'une cellule PV·

Avec quelques difficultés de calcul et développement mathématique, ce modèle donne un courant presque semblable au courant d'une cellule PV selon la relation :

$$I_C = I_{ph,c} - I_{d1,c} - I_{d2,c} - I_r \qquad \textbf{(II.2)}$$

Donc :

$$I_C = I_{ph,c} - I_{01,C}\left(e^{\frac{q(V_C+R_{S,C}\times I_C)}{n1KT}} - 1\right) - I_{02,C}\left(e^{\frac{q(V_C+R_{S,C}\times I_C)}{n2KT}} - 1\right) - \frac{V_C+R_{S,C}\times I_C}{R_{sch}}$$

(II.3)

Avec :

n1 et n2 : Facteurs d'idéalité des diodes D1et D2 respectivement.

I01,c et I02,c: Courants de saturation des diodes D1 et D2 respectivement

II.9. Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque :

II.9.1. Courant de court-circuit :

Icc = Iph, C'est la plus grande valeur du courant généré par une cellule. Elle est produite sous des conditions de court-circuit : V = 0 [26].

$$I_{cc} = I_{ph} - I_0\left(e^{\frac{(I_{cc}\times R_s)}{nKT}} - 1\right) - \frac{(I_{cc}\times R_s)}{R_{sh}} \qquad \textbf{(II.4)}$$

Pour la plupart des cellules (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme.

$$\mathbf{I}^0\left(\exp^{\frac{(\mathrm{Icc}*\mathrm{Rs})}{\mathrm{nKT}}} - 1\right) \qquad \textbf{(II.5)}$$

Devant I_{ph} l'expression approchée du courant de court-circuit est alors:

$$\mathbf{I_{cc}} \cong \frac{\mathbf{I_{ph}}}{\left(\mathbf{1}+\frac{\mathbf{R_S}}{\mathbf{R_{sh}}}\right)} \qquad \textbf{(II.6)}$$

II.9.2. Tension de circuit ouvert :

Correspond à la chute de tension dans la diode (jonction p-n), quand il est traversé par la photo courant Iph (à savoir ID = I ph), à savoir lorsque le courant généré est I=0. Il reflète la tension de la cellule dans la nuit et il peut être mathématiquement la formule suivante [26]:

$$\mathbf{V_{co} = \frac{m.K.T_{cK}}{q} Ln\left(\frac{I_{ph}}{I_s}\right) = V_t Ln\left(\frac{I_{ph}}{I_s}\right)} \quad \textbf{(II.7)}$$

II.9.3. Facteur de forme FF :

Facteur de forme FF est le rapport entre la puissance maximale qui peut être transmise à la charge et le produit de Icc et VCO [26]:

$$\boldsymbol{FF = \frac{P_{MPP}}{V_{oc}.I_{cc}} = \frac{V_{opt}.I_{opt}}{V_{oc}.I_{cc}}} \quad \textbf{(II.8)}$$

Le facteur de forme est la mesure réelle de la caractéristique I-V, Sa valeur est supérieure à 70/100 pour une bonne cellule. Il diminue lorsque la température de la cellule est augmentée.

II.9.4. Le rendement η :

Le rendement η des cellules photovoltaïque désigne le rendement de conversion en puissance, Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente.

$$\boldsymbol{\eta = \frac{P_{opt}}{P_{incidente}} = \frac{V_{opt} \times I_{opt}}{G \times S}} \quad \textbf{(II.9)}$$

Où bien, ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert [27].

II.10. Caractéristiques I=f(V) et P=f(V) aux STC :

Nous allons étudier le comportement de notre panneau photovoltaïque dans les conditions standard de fonctionnement a ensoleillement G = 1000 W/m2 et a température T = 25C°

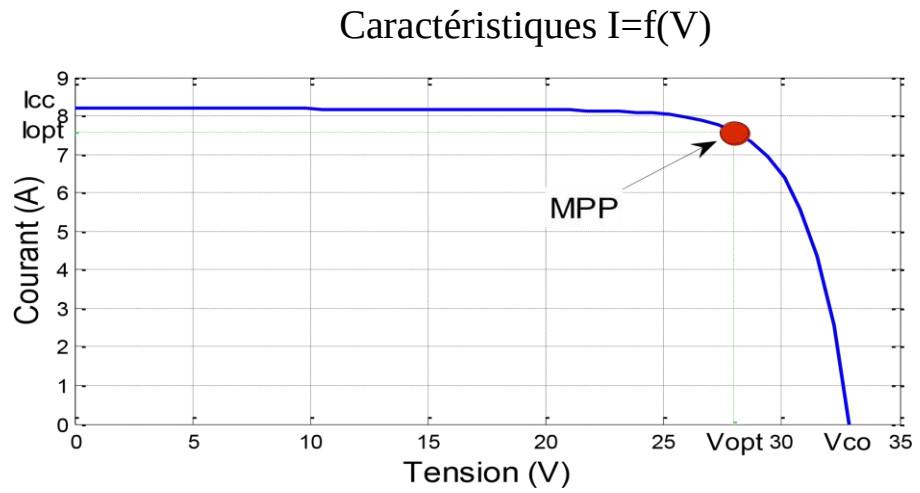


Figure (II: 13) : Caractéristique Ipv =f(Vpv) dans les conditions : G stc=1000w/m², Tstc=25°C (par outil MATLAB/Simulink).

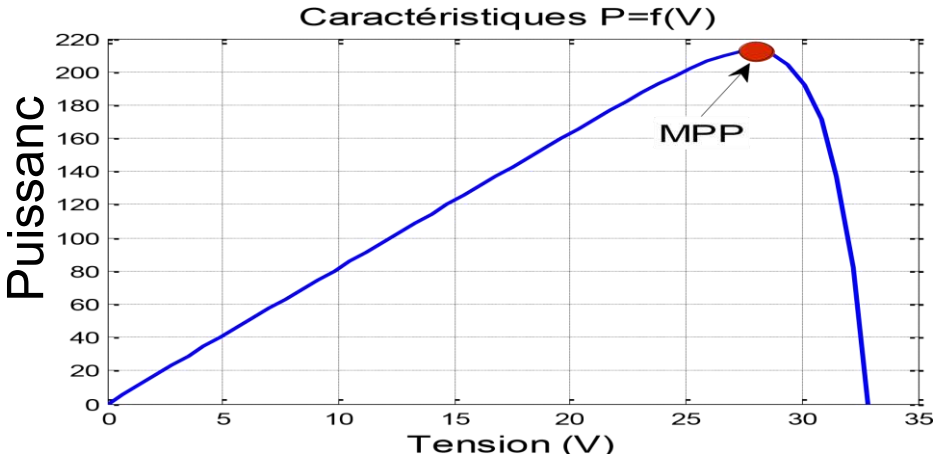


Figure (II : 14) : Caractéristique Ppv =f(Vpv) dans les conditions : G stc=1000w/m², Tstc=25°C (par outil MATLAB/Simulink).

On remarque trois points très importants qui donnent les grandeurs électriques de système en court-circuit (I = 8.1 A, V = 0), en circuit ouvert (I=0, = 32.9 V) et le point de puissance maximale = 212 W qui correspond à (I= 7.6 A, =27.9 V).

II.11. L'influence des différents paramètres de la cellule solaire sur ca fonctionnement :

II.11.1. L'influence de l'éclairement :

Les figures [(II.10), (II.11)] présente les caractéristiques I (V), P(V) on a tracé la variation du courant et la puissance par rapport à la tension pour plusieurs intensités de rayonnement solaire.

Dans la partie gauche des caractéristiques, le courant est directement proportionnel au rayonnement à ces niveaux d'éclairement. La tension par contre n'est pas très dégradée lorsque la lumière baisse.

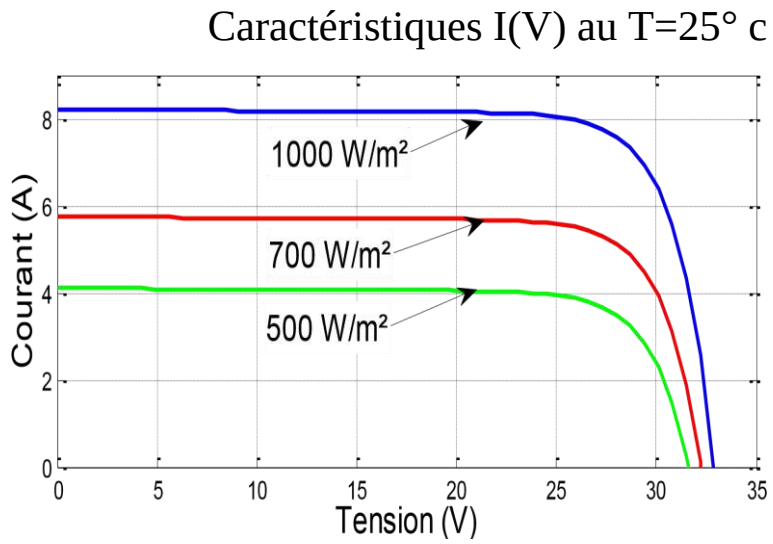


Figure (II: 15) : Caractéristique I (V) d'un GPV pour différents éclairements (par outil MATLAB/Simulink).

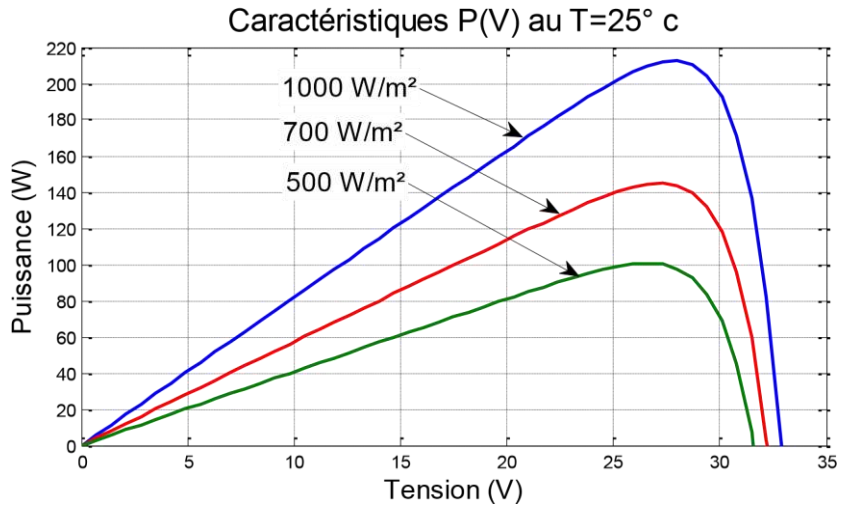


Figure (II: 16) : Courbe de puissance d'un GPV Pour différents éclairements(par outil MATLAB/Simulink).

II.11.2. L'influence de la température :

L'influence de la température est très significative, et demandera des choix importants de conception des systèmes.

La température de la cellule photovoltaïque induit un effet notable sur la tension de celle-ci. Par contre, l'effet de la température sur le courant de la cellule photovoltaïque

est négligeable. Il apparaît que plus la température du milieu de la cellule augmente, plus la tension à vide de celle-ci diminue. La puissance de la cellule étant égale au produit du courant et de la tension, la même remarque s'applique sur la courbe puissance.

L'effet est représenté à les figures sous-dessous [II.12 et II.13] où l'on voit différentes courbes I(V) et P(V) d'un module entre -2°c et 45°c sous un ensoleillement de 1000W/m^2.

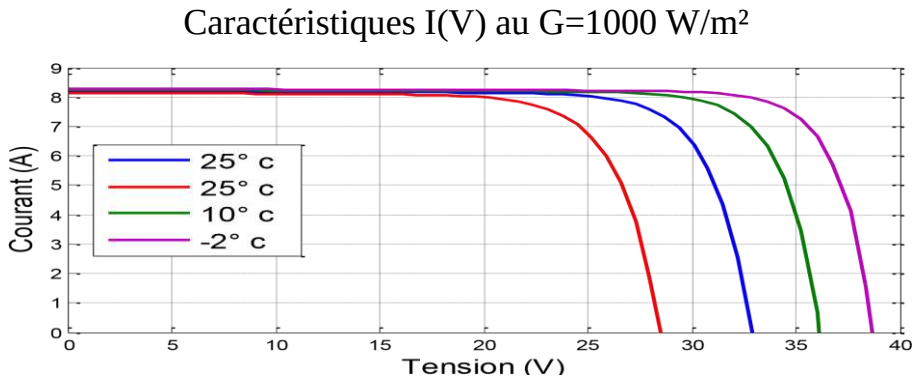


Figure (II: 17) : Influence de la température sur la caractéristique I (V)(par outil MATLAB/Simulink).

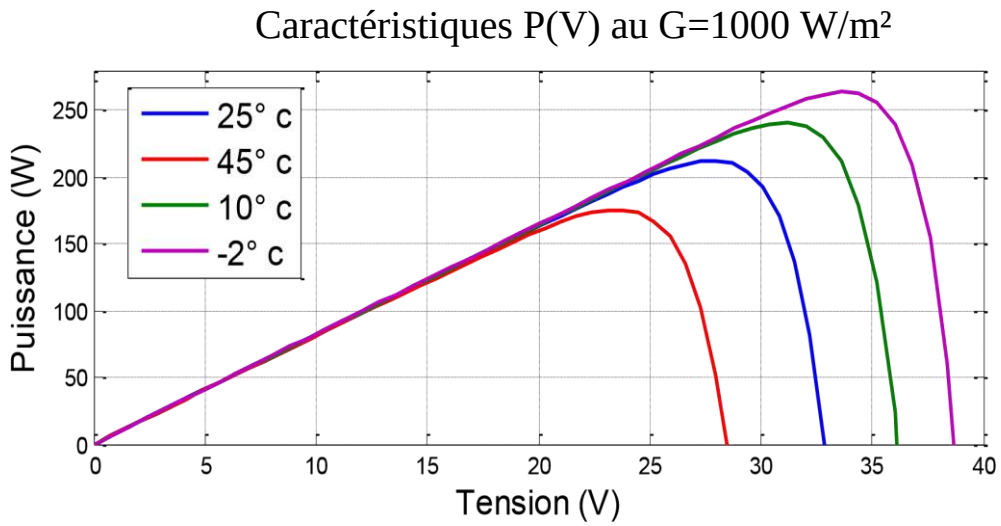


Figure (II:18) : Influence de la température sur la caractéristique P (V) (par outil MATLAB/Simulink).

II.11.3. L'influence de la résistance série :

La résistance série caractérise les pertes par effets Joule de la résistance propre du Semiconducteur et les pertes à travers les grilles de collectes et les mauvais contactes ohmiques de la cellule. L'influence de La résistance série sur la caractéristique I(V) est schématisée sur la figure (II.14) Cette influence se traduit par une diminution de la

pente de la courbe I(V), dans la zone où la cellule fonctionne comme source de tension, à droite du point de puissance maximum [28].

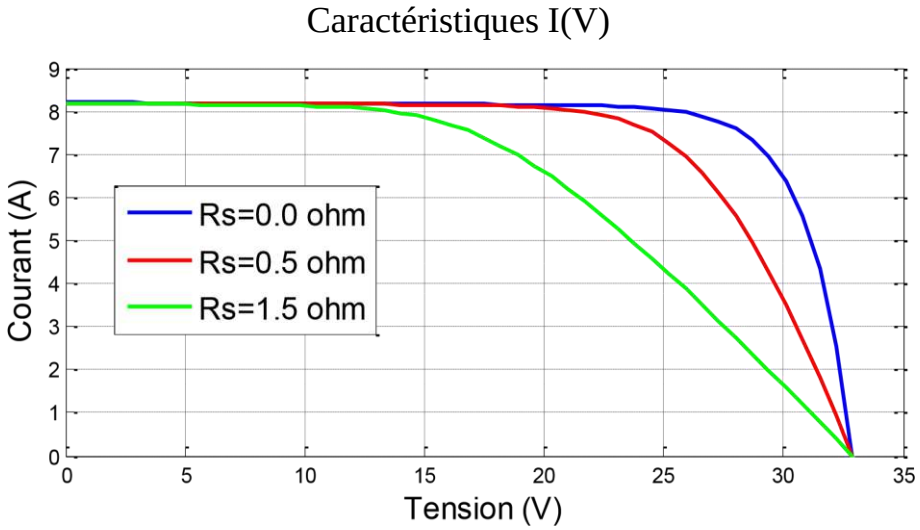


Figure (II: 19) : Influence de la résistance série sur la caractéristique I (V) (par outil MATLAB/Simulink).

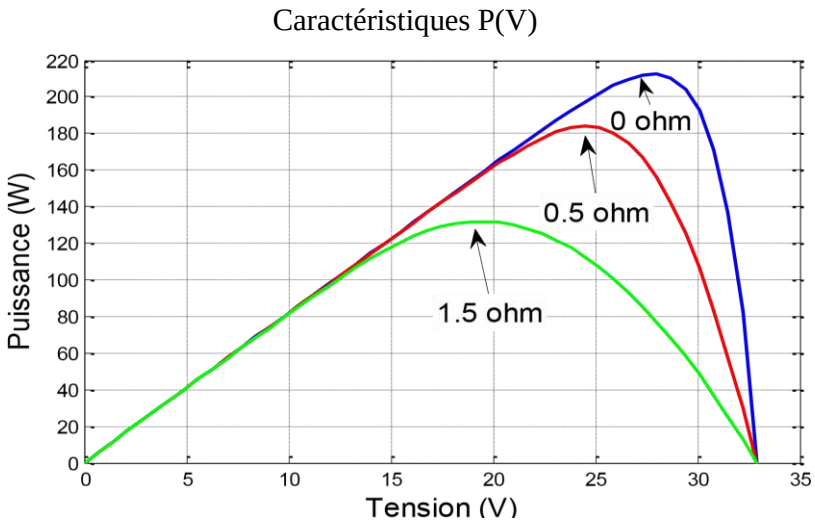


Figure (II: 20): Influence de la résistance série sur la caractéristique P (V) (par outil MATLAB/Simulink).

II.11.4. L'influence de la résistance Shunt :

La résistance parallèle (ou shunt) caractérise les pertes par recombinaison des porteurs dues aux défauts structuraux du matériau épaisseurs des régions N et P et de la zone de charge d'espace. L'influence de La résistance parallèle sur la caractéristique I(V) est représentée sur la figure (II.16). La résistance parallèle est directement liée au processus de fabrication, et son influence. Ne se fait sentir que pour de très faibles valeurs du courant (proche du courant de court-circuit) [28].

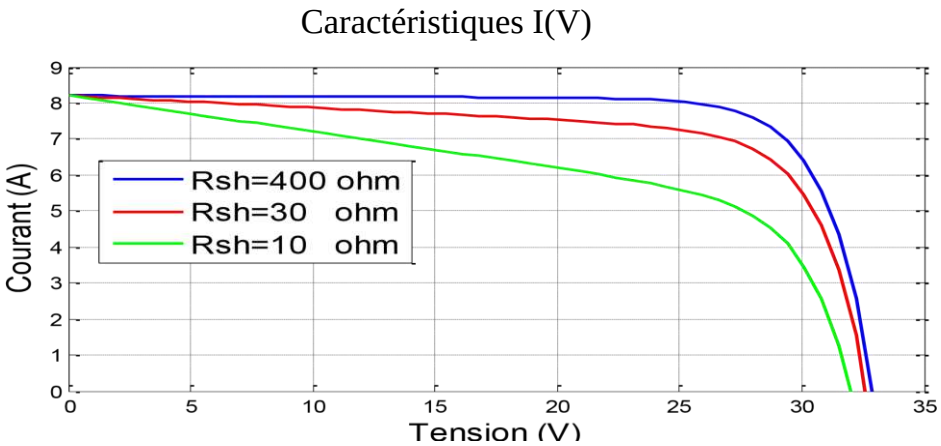


Figure (II : 21) : Influence de la résistance shunt sur la caractéristique I(V) (par outil MATLAB/Simulink).

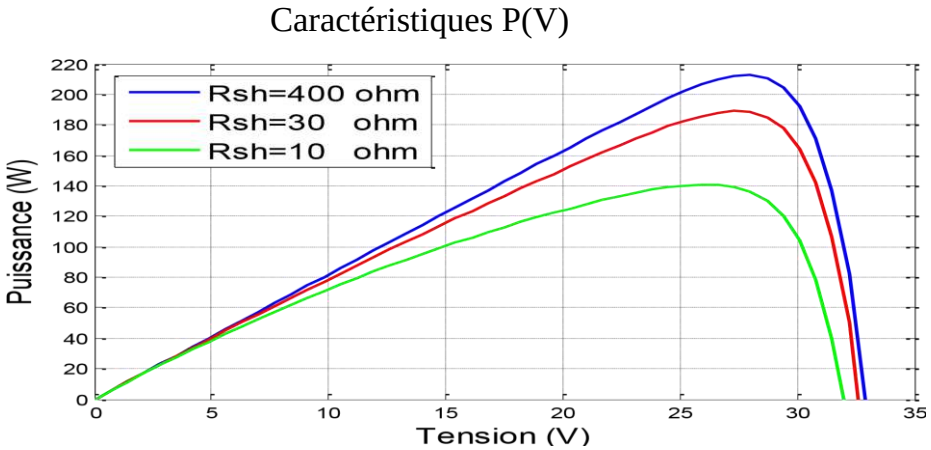


Figure (II : 22): Influence de la résistance shunt sur la caractéristique P(V) (par outil MATLAB/Simulink).

II.12. Les panneaux (modules) photovoltaïques :

Un générateur photovoltaïque ou module est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques élémentaires montées en série ou en parallèle afin d'obtenir des performances électriques désirées, tels que la puissance, le courant de court-circuit (Icc) et la tension en circuit ouvert (Voc) [29].



Figure (II: 23) : panneaux photovoltaïque.

II.12.1. Structure des panneaux photovoltaïques :

Généralement les cellules photovoltaïques sont associées pour constituer un panneau, Ces derniers sont regroupés en série ou bien en parallèle selon la puissance demandée pour protéger les modules PV contre le point chaud (hot-spot) à cause d'un déséquilibre d'éclairement il faut monter une diode au silicium "diode de by-pass" en parallèle tête-bêche (Figure (II.19) sur une branche en général de dix-huit cellules en série, cette diode sera conductrice dans le cas de l' ombrage d'une ou plusieurs cellules dans une branche et bloquée dans le cas normal [23].

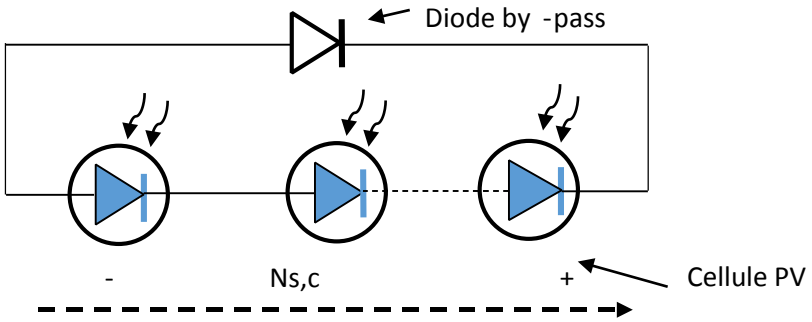


Figure (II: 24) : Module constitué de Ncs connectées en série.

Avec :

Ncs nombre de cellules en séries.

- **String et champ photovoltaïque :**

Suivant la puissance du panneau, le string est constitué de plusieurs modules connectés généralement en série. Ces strings sont connectés en parallèle pour former un champ photovoltaïque. Pour éviter qu'une branche de cellules connectées en série ne reçoive de l'énergie d'autres strings connectés en parallèle, il faut installer dans chacune des branches des diodes en série (diode anti retour) comme indiquée dans la Figure (II.20) [23].

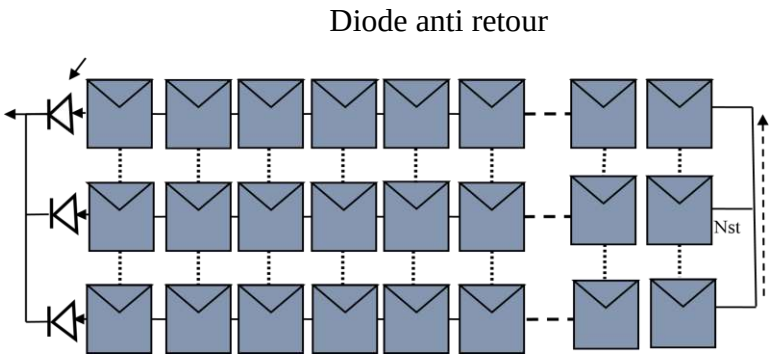


Figure (II: 25) : champ photovoltaïque composé de Nst strings en parallèle.

Avec :

Nst le nombre de strings branchés en parallèle

II.13. Association des cellules/modules photovoltaïques :

II.13.1. Association en série :

Dans un groupement en série, les cellules sont traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné. La figure (II.21) montre la caractéristique I(V) résultante obtenue en associant en série des 3 modules identiques.

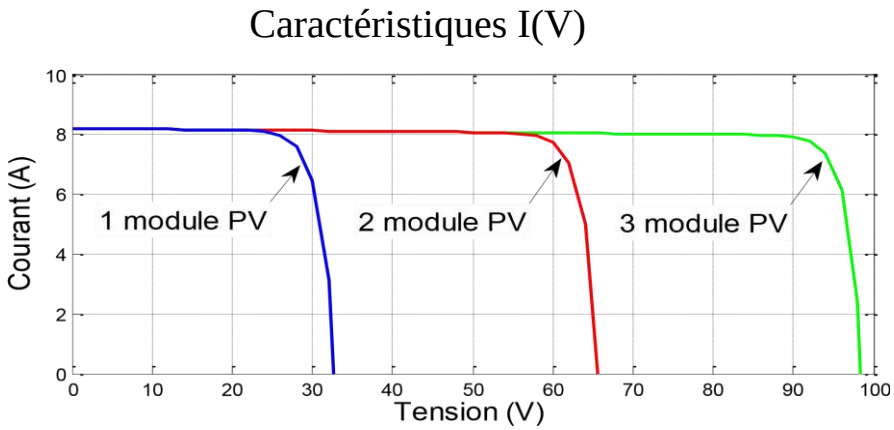


Figure (II: 26) : Caractéristique résultante d'un groupement en série des3 modules identiques (par outil MATLAB/Simulink).

II.13.2. Association Parallèle :

Les propriétés du groupement en parallèle des cellules sont duales de celles du groupement en série. Ainsi, dans un groupement de cellules connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultante de groupement

est obtenue par addition des courants à tension donnée. La figure (II.22) montre la caractéristique résultante obtenue en associant en parallèles des 3 modules identiques.

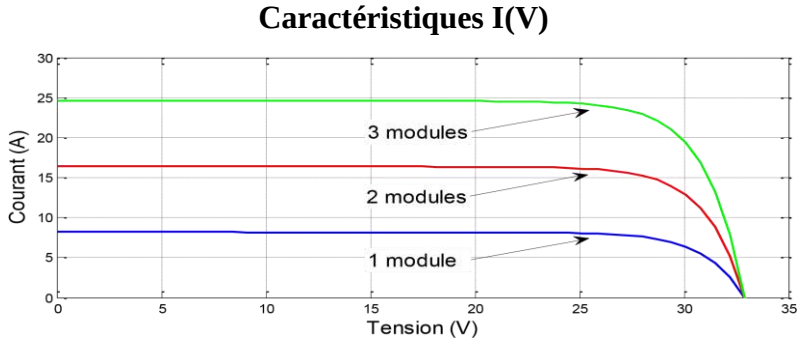


Figure (II: 27) : Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle des 3 modules identiques (par outil MATLAB/Simulink).

II.13.3. Association mixte :

Selon l'association en série et/ou parallèle de ces cellules, les valeurs du courant de court-circuit total et de la tension à vide totale sont données par les relations [30] :

$$Icc' = np \times Icc \quad \textbf{(II.10)}$$

$$Vco' = ns \times Vco \quad \textbf{(II.11)}$$

Avec :

n_p: nombre des cellule en parallèle.

n_s : nombre des cellule en série.

La figure (II.23) montre la caractéristique résultante obtenue en associant, des 3 modules en série et 3 modules en parallèle, identiques.

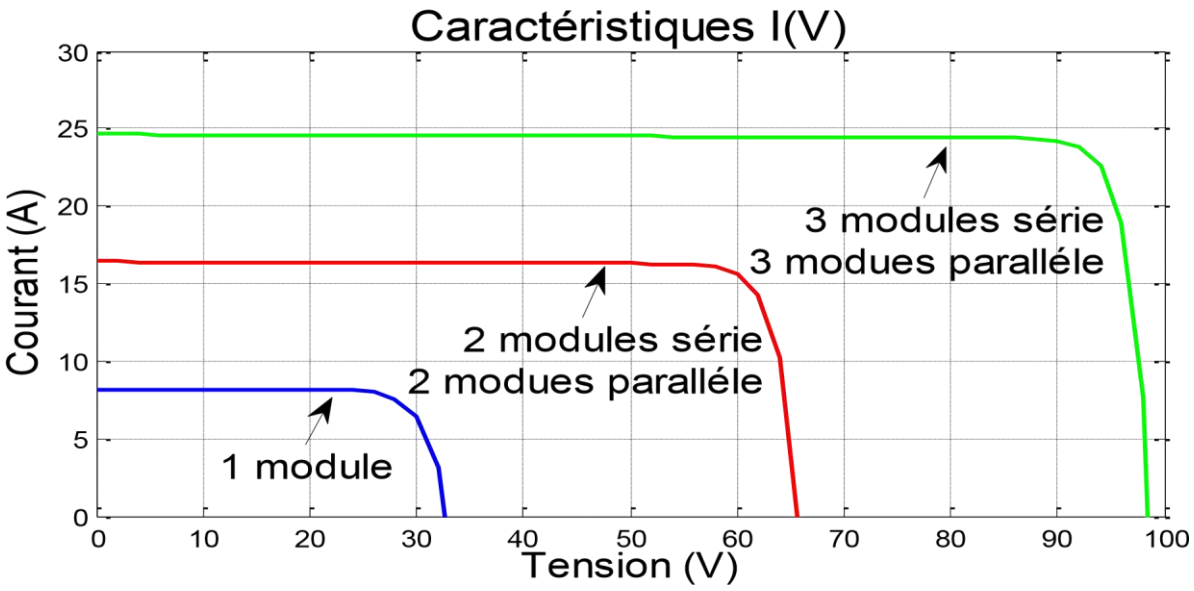


Figure (II: 28) : Caractéristique résultante d'un groupement hybride des 3 modules en série et 3 modules en parallèle, identiques(par outil MATLAB/Simulink).

II.14. Les différents types de centrales photovoltaïques :

L'énergie photovoltaïque est exploitée de multiples façons. On peut distinguer les installations autonomes et les installations raccordées au réseau.

II.14.1. Les systèmes photovoltaïques autonomes :

Les systèmes photovoltaïques peuvent être adaptés pour répondre à tous besoins, petits ou grands : calculatrices, montres, matériel de télécommunication, panneaux de signalisation, feux de stationnement, et balises météo.

Pionnières, les centrales photovoltaïques autonomes sont destinées à des consommateurs éloignés du réseau électrique (refuges en montagne, relais hertziens, stations de pompage agricole). Les centrales domestiques autonomes sont donc onéreuses du fait du coût de stockage de l'énergie, souvent sous forme de batteries, et sont parfois utilisées en complément d'un autre générateur d'énergie (diesel, essence, gaz, éolien) Les installations autonomes peuvent avoir des dimensions «familiales», ou alimenter les besoins d'une collectivité, d'un village [31].

II.14.2. Système autonome sans stockage électrochimique :

Dans ce cas, l'appareil alimenté ne fonctionnera qu'en présence d'un éclairement solaire suffisant pour son démarrage. C'est intéressent pour toutes les applications qui n'ont pas besoin de fonctionner dans l'obscurité, et pour lesquelles le besoin en énergie coïncide avec la présence de l'éclairement solaire. Mais il faut bien dimensionner le

générateur photovoltaïque de sorte qu'il ait assez de puissance pour alimenter l'appareil à l'éclairement le plus faible. Le pompage photovoltaïque est un exemple de cette catégorie de système autonome [32].

II.14.3. Système autonome avec stockage électrochimique :

C'est la configuration la plus courante des systèmes photovoltaïques autonomes. Elle comporte des batteries qui emmagasinent l'énergie électrique produite par le générateur photovoltaïque au cours de la journée. Donc, le stockage électrochimique est indispensable pour assurer le fonctionnement nocturne ou durant un nombre de jours prédéfinis dans le dimensionnement des systèmes photovoltaïques [32].

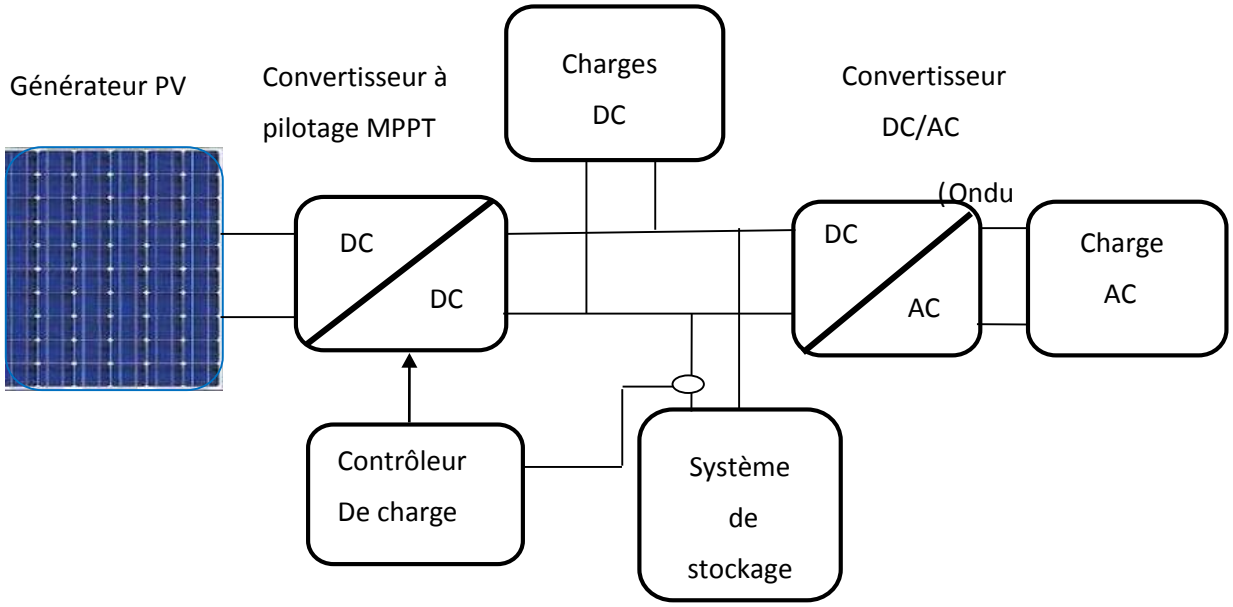


Figure (II :29) : Installation photovoltaïque autonome.

II.14.4. Les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau :

Dans les années 80 est apparue la pratique d'échange d'énergie avec le réseau, de cette façon, les installations photovoltaïques peuvent se dispenser d'un système de stockage par batteries, le réseau se comporte donc comme un stockage virtuel d'énergie. En plus de sa fonction traditionnelle de répartiteur de l'énergie produite par les gros producteurs, le distributeur assure maintenant le rôle de compensateur entre les excédents et les insuffisances de la production d'électricité d'origine solaire [31].

II.14.5. Principe de fonctionnement d'une installation photovoltaïque :

Les générateurs transforment directement l'énergie solaire en électricité (courant continu). La puissance est exprimée en Watt- crête (Wc), unité qui définit la puissance

électrique disponible aux bornes du générateur dans les conditions d'ensoleillement optimales.

Un ou plusieurs onduleurs convertissent le courant continu produit en courant alternatif à

50Hz et 220 V. Selon le choix retenu, toute ou une partie de la production est injectée sur le réseau public, et le reste est consommé par le producteur. Lorsque la production photovoltaïque est insuffisante, le réseau fournit l'électricité nécessaire [33].

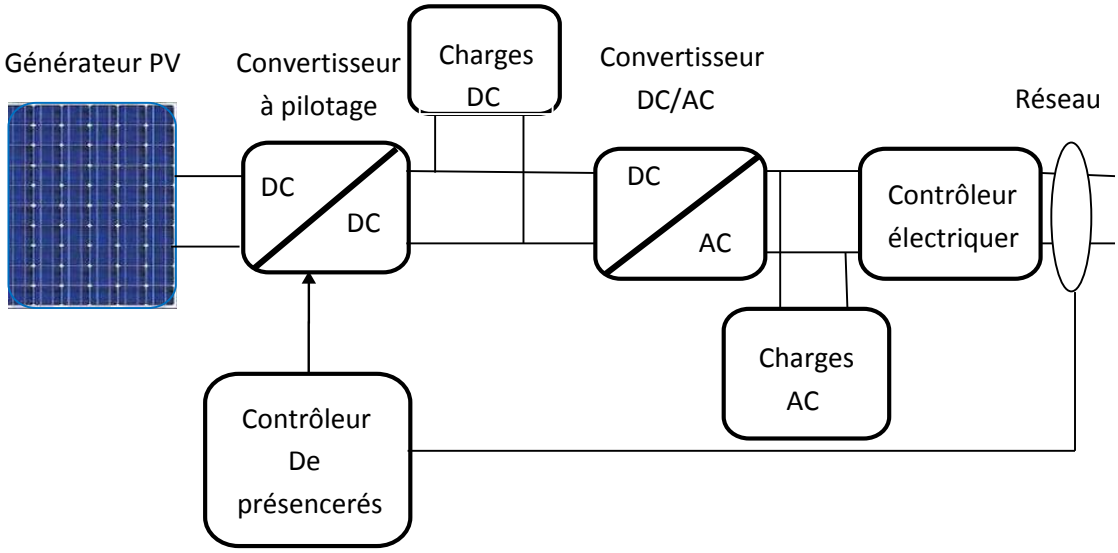


Figure (II : 30) : Installation photovoltaïque couplée réseau.

II.14.6. Les systèmes hybrides :

Les systèmes d'énergie hybride associent au moins deux sources d'énergie renouvelable aussi une ou plusieurs sources d'énergie classiques. Les sources d'énergie renouvelable, comme le photovoltaïque et l'éolienne ne délivrent pas une puissance constante, mais vu leurs complémentarités, leur association permet d'obtenir une production électrique continue.

Les systèmes d'énergie hybrides sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées.

Les différentes sources dans un système hybride peuvent être connectées en deux configurations, architecture à bus continu et architecture à bus alternatif.

Dans la première configuration, la puissance fournie par chaque source est centralisée sur un bus continu. Ainsi, les systèmes de conversion d'énergie à courant alternatif (CA) fournissent d'abord leur puissance à un redresseur pour être convertie ensuite en courant continu (CC).

Les générateurs sont connectés en série avec l'onduleur pour alimenter les charges alternatives. L'onduleur doit alimenter les charges alternatives à partir du bus continu et doit suivre la consigne fixée pour l'amplitude et la fréquence. La fonction spécifique du système de supervision est la commande de mise en marche et arrêt des générateurs et du système de stockage. L'avantage de cette topologie est la simplicité de commande. Dans la seconde configuration tous les composants du système hybride sont reliés à la charge alternative [33].

II.15. Les composants du système photovoltaïque :

Les composants d'un système photovoltaïque dépendent de l'application considérée : habitation isolée ou à proximité d'un réseau, utilisation de batterie ou « au fil du soleil », convertisseurs de puissance, Il existe plusieurs composants d'un système photovoltaïque [23] :

- ✓ Les cellules solaires ou panneau solaires qui forment le champ photovoltaïque
- ✓ Les régulateurs de charge qui ont pour rôle de transférer le maximum de charge aux batteries. Les convertisseurs, soit des convertisseurs DC/DC ou bien DC/AC.
- ✓ Les batteries de stockage comme leurs noms l'indiquent, ont pour rôle de stocker l'énergie afin de l'utiliser ultérieurement.
- ✓ Autres composants.

II.15.1. Les convertisseurs statiques :

Les convertisseurs sont des appareils servent à transformer la tension continue fournie par les panneaux ou les batteries pour l'adapter à des récepteurs fonctionnant en une tension continue différente ou une tension alternative.

II.15.1.1.Convertisseurs DC-DC dans les systèmes PV :

L'utilisation des convertisseurs DC-DC permet le contrôle de la puissance électrique dans les circuits fonctionnant en courant continu avec une très grande souplesse et un rendement élevé. Dans les systèmes photovoltaïques les convertisseurs DC-DC permettent de poursuivre le point de fonctionnement optimum.

- ➢ **Type des convertisseurs DC-DC**

Il y a un plusieurs topologies des convertisseurs DC-DC. Ils sont classés par catégorie selon que la topologie isolée ou non isolée.

Les topologies non isolées ne comportent pas de transformateurs d'isolement. Elles sont généralement utilisées dans l'entrainement des moteurs à courant continu, Ces topologies sont encore classées en trois catégories [34] :

- Abaisseurs (Buck).
- Élévateurs (Boost).
- Élévateurs - Abaisseurs (Buck-Boost).

Le Tableau (II.2) résume les principaux rapports de transformation en fonction du rapport cyclique pour les différentes structures des convertisseurs statiques.

Tableau II.2 : Rapports de transformation des principaux convertisseurs DC-DC.

convertisseur	Rapport de transformation en fonction de (D)
Buck	D
Boost	$\frac{1}{1-D}$
Buck-Boost	$\frac{D}{1-D}$

A. Convertisseur Buck (hacheur série) :

Un convertisseur Buck permet de convertir une tension continue en une tension continue d'une faible valeur, c'est un abaisseur de tension.

La topologie du convertisseur «buck» est donnée par la Figure (II.26). Les composants clés sont l'inductance (L), le commutateur (S), la diode (D) et le condensateur (C), celui-ci se charge par le commutateur (S) et qui maintient la tension à ces bornes jusqu'a l'ouverture de(S) qui fait décharger son énergie à travers la diode sur le charge (R) pour un cycle de période de fonctionnement [35].

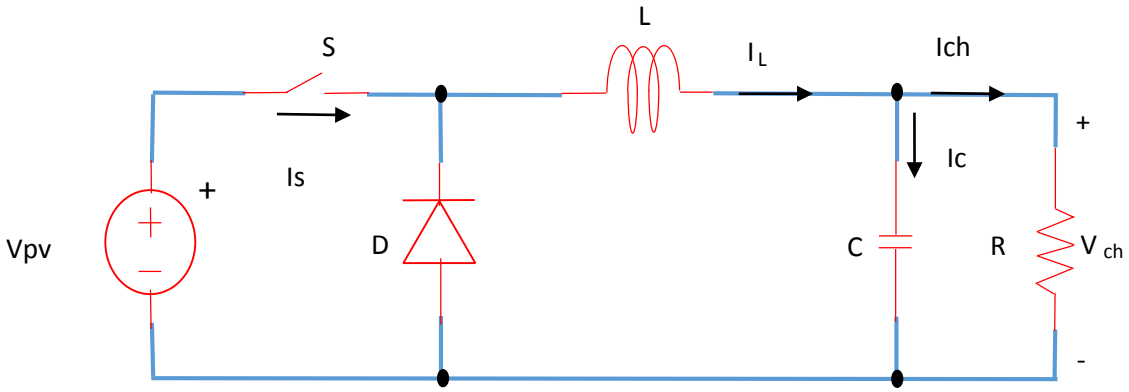


Figure (II :31) : Circuit électrique du hacheur «Buck ».

B. Convertisseur Boost (hacheur parallèle) :

Un convertisseur élévateur dit Boost permet de convertir une tension d'entrée continue en une autre tension continue aussi en sortie mais de valeur supérieure à celle de l'entrée. C'est pour cela qu'il est dit élévateur de tension

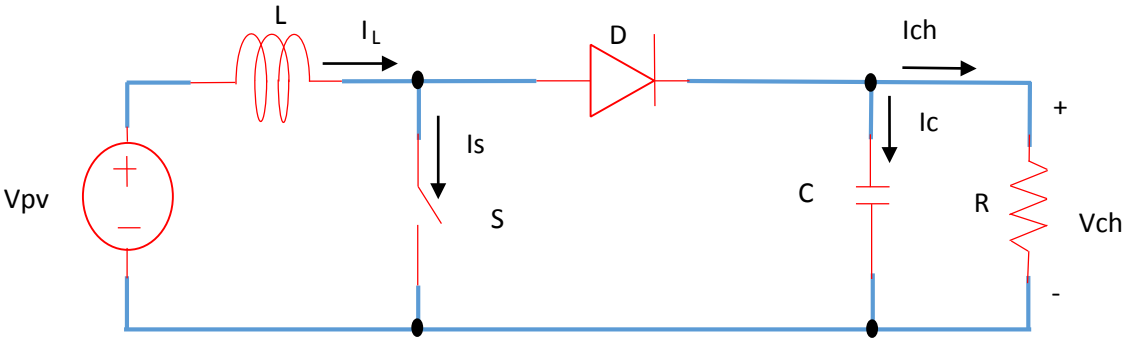


Figure (II :32) : Circuit électrique du hacheur «Boost ».

L'inductance permet de lisser le courant appelé sur la source. La capacité C permet de limiter l'ondulation de tension en sortie. Son fonctionnement est comme suit :

Au premier temps (αT), l'interrupteur (S) est fermé, le courant dans l'inductance croit progressivement, et au fur et à mesure, elle emmagasine de l'énergie, jusqu'a la fin de la premier période. L'interrupteur (S) s'ouvre et l'inductance (L) s'oppose à la diminution de courant (IL), génère une tension qui s'ajoutera à la tension de source. Elle sera appliquée sur la charge (R) à travers la diode (D) [35].

C. Convertisseur Buck-Boost :

Un convertisseur Buck-Boost est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus faible ou plus grande valeur mais de polarité inverse [35].

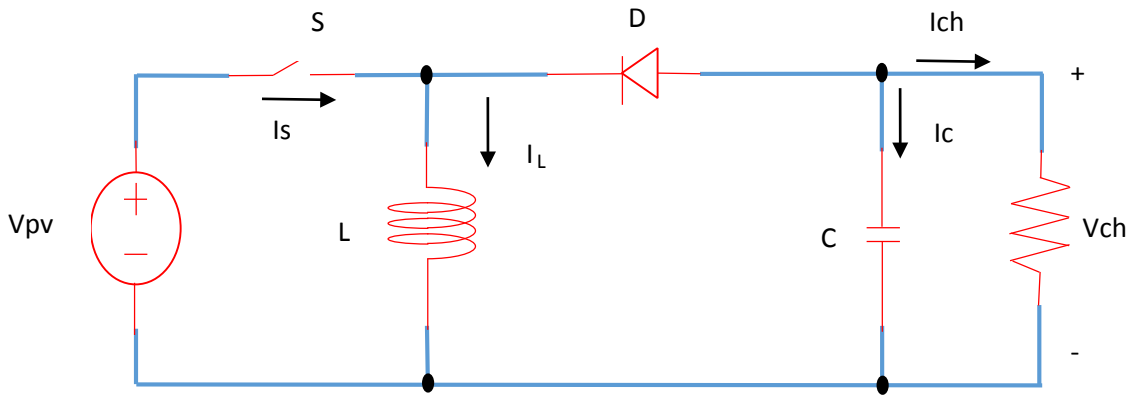


Figure (II : 33) : circuit électrique du hacheur « Buck-Boost ».

La tension de sortie est de signe opposé à la tension d'entrée. Lorsque l'interrupteur (S) est sur la position (on) le courant dans l'inductance augmente, l'énergie est stockées ; tandis que, lorsque le commutateur (S) tourne sur la position (off), la tension à travers l'inductance (L) est renversée, l'énergie stockée et se transfert vers la charge (R) via la diode (D) [35].

D. Commande (MPPT) des convertisseurs DC-DC :

Les panneaux solaires de premier génération sont généralement dimensionnés pour Que leur (PPM) correspond à la tension nominale de batterie de 12 ou 24 V. Gras à cette configuration, une simple connexion direct via une diode anti-retour Suffit pour effectue le transfert d'énergie du (GPV) à la charge .cependant les caractéristiques non-linéaires du module PV et sa sensibilité à la condition extérieur Comme l'éclairement et la température, induisent des pertes énergétiques. L'utilisation d'un étage d'adaptation afin optimiser la production d'énergétiques à tout moment est ainsi de plus en plus préconisée [36].

E. Principe de la commande MPPT :

La commande MPPT (Maximum Power Point Trac King) est un organe fonctionnel du système PV et permet de chercher le point de fonctionnement optimal du générateur PV dans des conditions météorologiques et de charge stables. Que ce soit une commande analogique ou digitale, le principe de régulation est basé sur la variation automatique du rapport cyclique D à la valeur adéquate de manière à maximiser la puissance à la sortie du panneau PV [36].

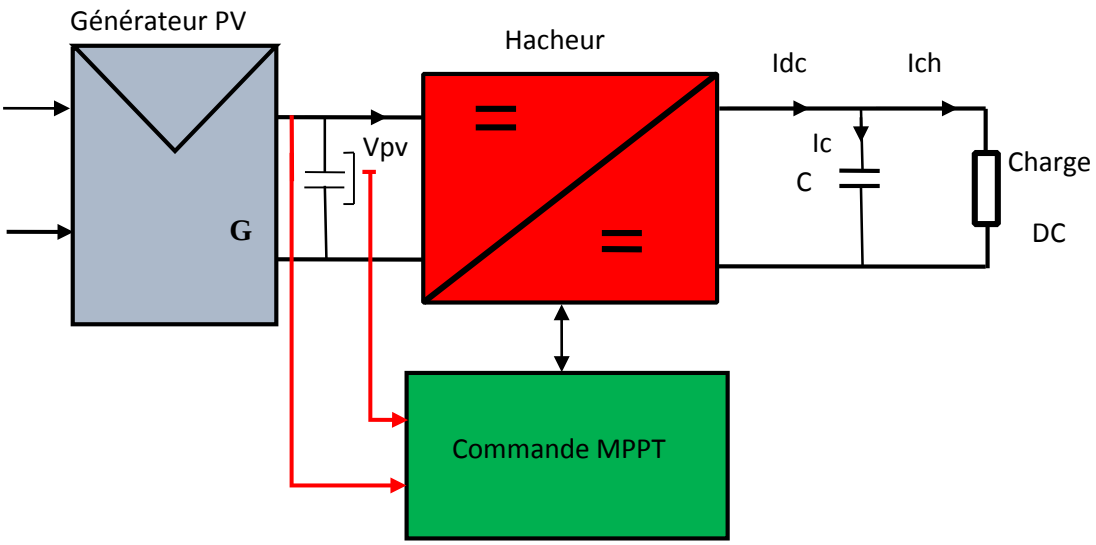


Figure (II: 34) : Schéma synoptique du système PV par une commande MPPT.

F. Convertisseur DC/AC (Onduleur) :

La fonction principale de l'onduleur est de transformer le courant continu, produit par le générateur solaire, en courant alternatif monophasé ou triphasé. Un onduleur est habituellement conçu pour fonctionner sur une plage assez réduite. Il est très efficace pour des caractéristiques d'entrés et de sortie fixe. Son coût assez élevé et la nature variable de l'ensoleillement et du couple résistant des pompes en générale ont longtemps exclu l'emploi des moteurs à courant alternatif pour le pompage solaire [35].

II.15.2. Stockage photovoltaïque :

II.15.2.1.Batteries :

Une batterie est un dispositif électrochimique destiné à emmagasiner de l'électricité pour la restituer ensuite à la demande. Ce genre de batterie peut être chargé électriquement une fois déchargée par le passage d'un courant électrique à travers ces électrodes en sens inverse du courant de décharge. C'est ce qui lui donne son aspect de dispositif de stockage d'énergie électrique connue sous le nom 'Accumulateur'. Les applications où les accumulateurs sont utilisés comme un moyen de stockage d'énergie, sont généralement connectés à une source électrique pour être chargé (alternateur, réseau électrique, système GPV…etc.), et une charge qui consomme l'énergie délivrée par l'accumulateur en régime de décharge, exemple : voiture, installations électriques en avion, satellite …ect [37].

II.15.2.2.Principe électrochimique :

Il est nécessaire de comprendre les phénomènes chimiques de base gouvernant le fonctionnement des batteries afin de pouvoir justifier les choix des méthodes , des modèles, et par la suite mieux interpréter les résultats de ces interactions. Le schéma de principe d'une cellule électrochimique est illustré par la Figure (II.30).

Lors d'une décharge de l'accumulateur, la réaction d'oxydation qui se produit à l'anode libère un ou des électrons dans le circuit extérieur. Ces électrons circulent alors jusqu'à la cathode où ils participent à la réaction de réduction (gain d'un ou plusieurs électrons). Simultanément, les anions et les cations migrent dans la solution électrolytique entre les deux électrodes afin de préserver l'équilibre des charges. Lorsque l'anode est complètement oxydée (ou la cathode totalement réduite), ces réactions s'achèvent et la batterie est déchargée. Quant à la charge, elle est réalisée en appliquant un courant électrique aux électrodes afin d'engendrer les réactions inverses. En décharge, l'anode est la borne négative de la batterie et la cathode est la borne positive. Par contre, en phase de charge l'électrode négative est la cathode et le positif est l'anode, les électrons circulant alors dans l'autre sens [37].

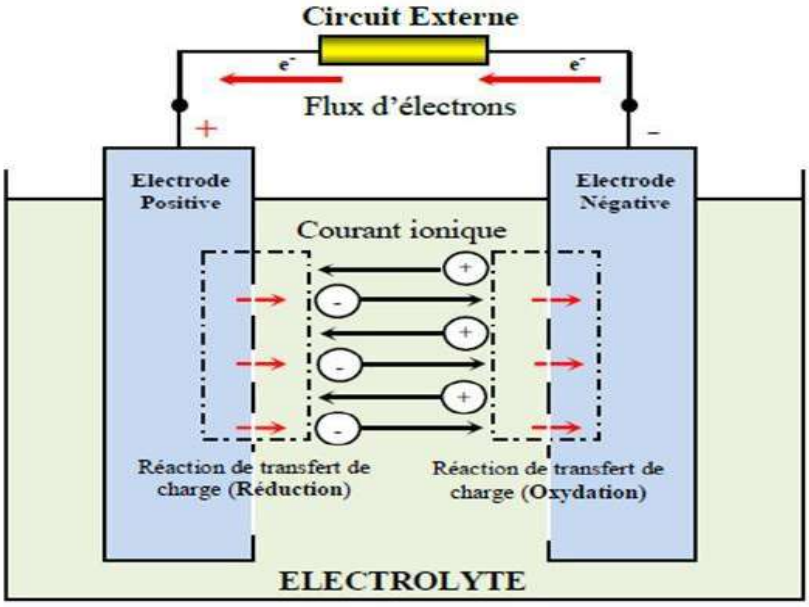


Figure (II : 35) : cellule électrochimique de base.

II.15.2.3.Caractéristiques d'une batterie :

Chaque batterie électrochimique présente les caractéristiques suivantes [38] :

- Résistance interne de l'accumulateur : Elle peut être déterminée en fonction de ses composants à savoir : la résistance de l'électrolyte, la résistance de contact entre les électrodes et les cellules, et la résistance des matériaux propre à chacune des électrodes.
- Tension à vide : Lorsque la batterie est totalement chargée, la tension à vide équivaut environ à la tension idéale.
- Tension nominale : Elle indique la tension que la batterie doit recevoir pour qu'elle fonctionne correctement. Cette tension varie en fonction des différents types de batteries, puisqu'elle est déterminée par le potentiel de la réaction chimique de chaque élément du couple oxydant/réducteur utilisé. Cette tension peut avoir une valeur de 6V, 12V, 24V, 48V, etc.…
- Tension de fin de décharge : Cette tension détermine la tension une fois que la batterie
- complètement déchargée. Elle représente la valeur minimale que la tension doit avoir pour ne pas endommager la batterie.
- **Capacité :**

  Elle représente l'énergie maximale que la batterie peut emmagasiner. Elle est proportionnelle à la dimension de la batterie, et est définie par :

$$C_{db} = \int_{t_0}^{t} I_b\,(t)dt \qquad \textbf{(II.12)}$$

  Son unité de mesure est l'ampère-heure (Ah).

- **Taux de décharge et de recharge :** Le taux de décharge correspond au temps que la batterie met pour se décharger dans son intégralité. Par exemple, si on a un courant de décharge de 10A et une batterie de 50Ah, le taux de décharge sera égal à 5A/h. On le notera alors C/5.
- **Profondeur de décharge :** Elle est exprimée en pourcentage, elle définit l'énergie maximale qui peut être dérivé de la batterie sans pour autant endommager, ce qui permet de ralentir au maximum sa durée de vie.
- **Influence des paramètres extérieurs :** La température influe sur le rendement de la batterie.

  Afin d'avoir un rendement optimal, la température idéale est de 25°.

- **Durée de vie et nombre de jour d'autonomie :** Le nombre de jour d'autonomie se détermine en laissant la batterie alimenter le réseau jusqu'à sa décharge, sans la recharger. La durée de vie correspond au nombre de cycle charge/décharge de la batterie.
- **Énergie :** Elle s'exprime généralement en joule, mais peut aussi s'exprimer en Watt/heure. Elle est définie par la relation suivante :

$$E = \int_{t_0}^{t} v_1(t)\, i_b(t) dt \qquad \textbf{(II.13)}$$

- **État de charge de l'accumulateur :**

L'état de charge de la batterie est généralement simplifié par l'acronyme SOC (state-of-charge), est une caractéristique très importante puisqu'elle nous donne le niveau de charge de la batterie en pourcentage. L'état de charge peut être déterminé par la capacité disponible et est exprimée en fonction de la capacité nominale comme suit :

$$= \frac{\textit{Capacité disponible (Ah)}}{\textit{capacité nominale (Ah)}} \times 100 \qquad \textbf{(II.14)}$$

II.15.3. Régulateur de charge :

Le régulateur est l'élément central d'un système photovoltaïque autonome : il contrôle les flux d'énergie, il doit protéger la batterie contre les surcharges (solaire) et décharges profondes (utilisateur), il doit également assurer la surveillance et la sécurité de l'installation (surcharge, alarmes, fusibles, inversion de polarité). Dans les systèmes les plus élaborés, il peut aussi commander la recharge par d'autres sources d'énergie (génératrice d'appoint, éolienne, hydraulique). Dans certains cas, il peut aussi réaliser une transformation de puissance (recherche du point de puissance maximum, Max Power Tracer, MPT).

Accessoirement, il affichera des indications concernant l'état de charge des batteries et les paramètres de fonctionnement du système [39].

II.15.3.1.Principe de fonctionnement d'un régulateur :

L'indicateur utilisé dans la régulation électronique des systèmes photovoltaïques est la tension aux bornes de la batterie, en effet cette grandeur est facile à mesurer et capable de donner une estimation de l'état de charge.

Le régulateur doit maintenir l'état de charge des batteries entre deux seuils, un seuil haut et un seuil bas à ne pas dépasser, donc la régulation est obtenue par limitation en tension de la batterie afin d'éviter :

- Une surcharge entraînant une perte en eau
- Un vieillissement prématuré des accumulateurs.

La protection contre la décharge profonde est réalisée par un disjoncteur automatique dont le but est d'éviter la sulfatation des plaques [39].

II.16. Avantages et inconvénients d'une installation PV :

II.16.1. Avantage :

- D'abord une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.
- Ensuite le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatt au Mégawatt.
- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions [36].

II.16.2. Inconvénients :

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

- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 % (soit entre 10 et 15 MW/km² par an pour le BENELUX) avec une limite théorique pour une cellule de 28%. · Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en régions isolées.
- Tributaire des conditions météorologiques.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes. Le faible rendement des panneaux photovoltaïques s'explique par le fonctionnement même des cellules. Pour arriver à déplacer un électron, il faut que l'énergie du rayonnement soit au moins égale à 1 eV. Tous les rayons incidents ayant une énergie plus faible ne seront donc pas transformés en électricité. De même, les rayons lumineux dont l'énergie est supérieure à 1 eV perdront cette énergie, le reste sera dissipé sous forme de chaleur [36].

II.17. Conclusion :

Dans ce chapitre, On a étudié le principe de l'effet photovoltaïque, Nous avons présenté le fonctionnement des cellules photovoltaïques et leurs caractéristiques principales.

Ensuite on fait un rappel sur les systèmes PV et leurs performances**,** avec une notion sur les avantages et les inconvénients de l'installation photovoltaïque.

Les performances d'un module photovoltaïque sont fortement influencées par les conditions climatiques, particulièrement l'irradiation solaire et la température du module. Nous avons opté pour le modèle à une diode pour simuler le fonctionnement du module photovoltaïque pour différentes conditions d'irradiation et de température. Le principal intérêt de ce modèle réside dans sa simplicité et sa facilité de mise en œuvre à partir des caractéristiques techniques données par le constructeur. Dans le chapitre suivant, On va présenter une généralité sur logiciel PVsyst.

Chapitre III

Présentation de logiciels PVsyst

III.1. Introduction :

PVsyst est un logiciel conçu pour être utilisé par les architectes, les ingénieurs et les chercheurs, mais aussi un outil pédagogique très utile. Il inclut une aide contextuelle approfondie, qui explique en détail la procédure et les modèles utilisés et offre une approche économique avec guide dans le développement d'un projet.

PVsyst permet d'importer des données météo d'une dizaine de sources différentes ainsi que des données personnelles.

III.2. Présentation de logiciel de simulation PVsyst :

PVsyst est un logiciel conçu pour être utilisé par les architectes, les ingénieurs et les chercheurs, mais aussi un outil pédagogique très utile. Il inclut une aide contextuelle approfondie, qui explique en détail la procédure et les modèles utilisés et offre une approche économique avec guide dans le développement d'un projet. PVsyst permet d'importer des données météo d'une dizaine de sources différentes ainsi que des données personnelles [40].

III.3. Logiciel PVsyst :

Le logiciel PVsyst permet de :

- ✓ Pré-dimensionnement.
- ✓ Estimation rapide de la production pour une première étude de vos installations.
- ✓ Conception de projet.
- ✓ Étude détaillée, dimensionnement et simulation horaire, résultats dans un rapport complet imprimable.
- ✓ Données météo (importation de diverses sources, génération synthétique,…).
- ✓ Base de données de composante (module PV, onduleur, batteries, pompes, etc.).
- ✓ outils didactiques, (géométrie solaire, optimisation de l'orientation, comportement électrique de champs PV avec ombrage).
- ✓ analyse de données réelles mesurées (avancé) [40].

III.4. Pré dimensionnement :

Le logiciel PVsyst permet le pré dimensionnement d'un projet, en quelques clics, sans composant réels, première évaluation des dimensions du système et de son composant le pré dimensionnement concerne trois systèmes :

- ✓ Couplé au réseau.
- ✓ Isolé avec batteries.
- ✓ Pompage.

III.5. Conception du projet :

Conception et dimensionnement final du projet dans cette option le PVsyst va [40] :

- ✓ Étude et analyse détaillés d'un projet
- ✓ Calcul de la production à partir de simulations détaillées en valeur horaires.
- ✓ Différentes variantes peuvent être simulées et comparées
- ✓ Masques lointains, et outil 3D pour les ombrages d'objets proches
- ✓ Analyse détalée des pertes du système
- ✓ Évaluation économique, selon les composants réels.
- ✓ Conception et dimensionnement final du projet concerne quatre systèmes :
  - ✦ Couplé au réseau.
  - ✦ Isolé avec batteries.
  - ✦ Pompage.
  - ✦ Réseau cc.

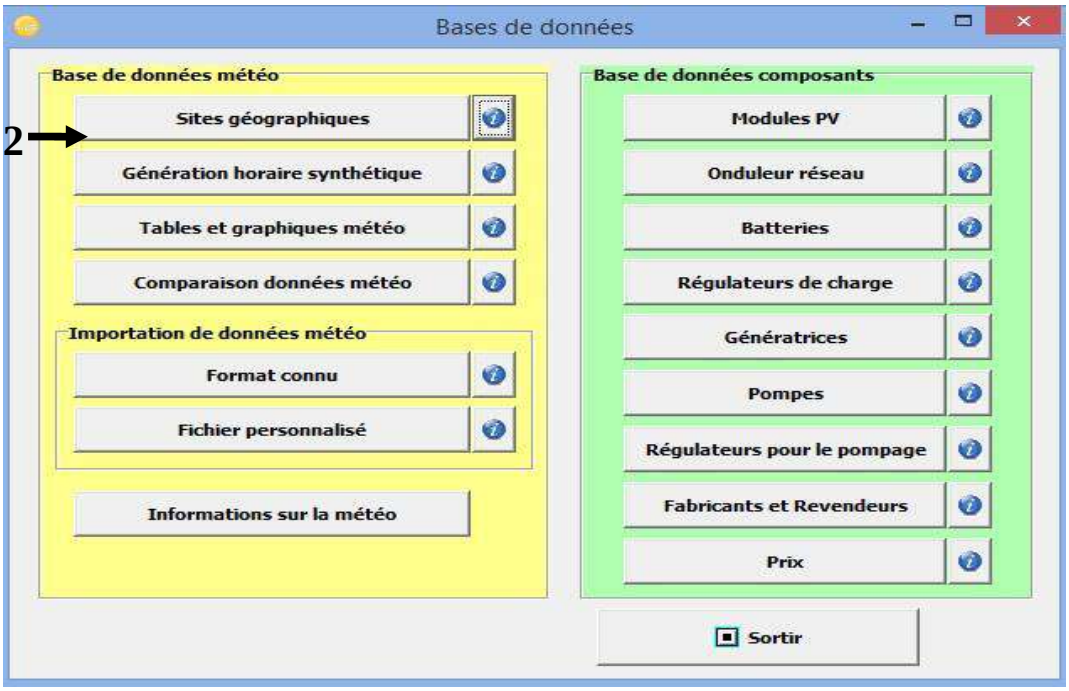
III.6. Utilisation de logiciel PVsyst :

- 1 Lancer le logiciel PVsyst et Choisir «Bases de données».



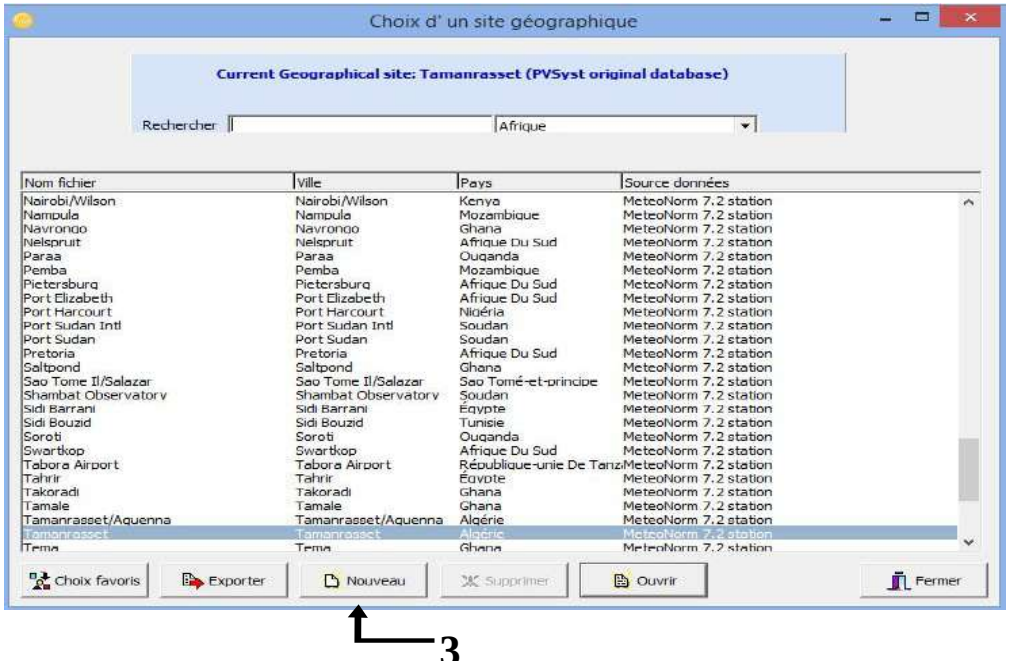
Figure(III.1) : logiciel PVsyst.

- 2 Cliqué sur «sites géographique ».



Figure(III.2) : Bases de donné PVsyst.

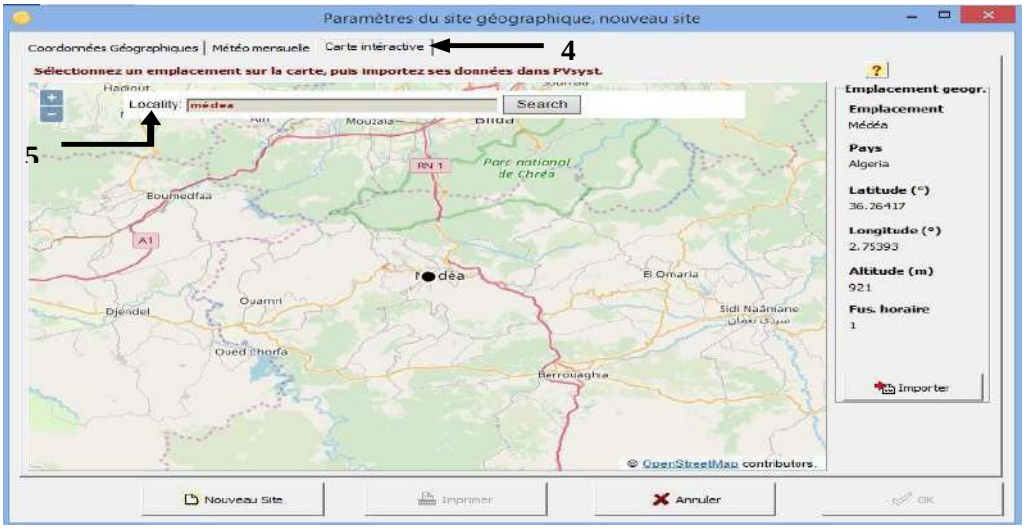
- 3 Cliquer sur nouveau.



Figure(III.3) : choix de site géographique.

En suite :

- 4 Cliqué sur carte interactive.
- 5 choisir l'endroit de l'installation champ PV.



Figure(III.4) : carte interactive

En suite :

- 6 cliquer sur obtenir depuis les coordonnées.

En donne :

- ✓ Le nom du site.
- ✓ Pays.
- ✓ Région.
- ✓ Latitude.
- ✓ Altitude.
- ✓ Longitude.
- ✓ Fus. Horaire.

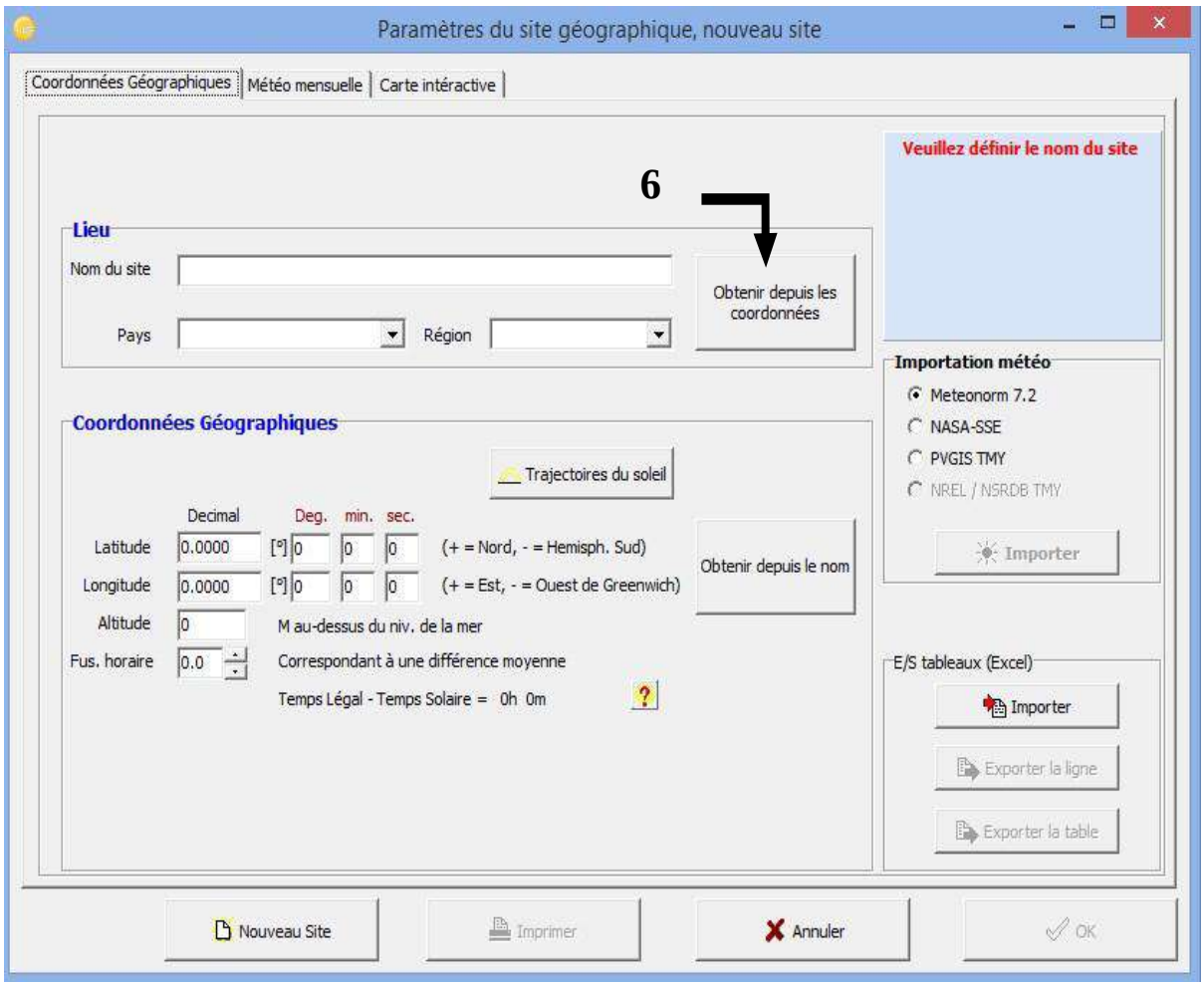


Figure (III. 5) : paramètre du site géographique, nouveau site.

- ➢ 7 choisir NASA-SSE
- ➢ 8 cliquer sur importer

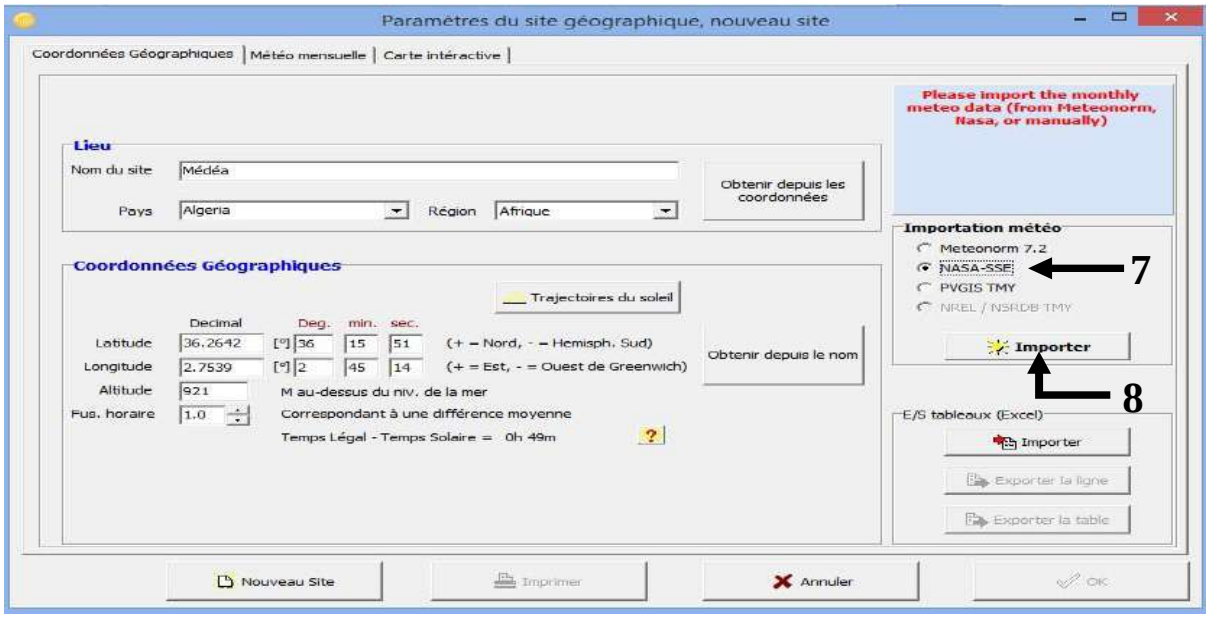


Figure (III. 6) : paramètre du site géographique, nouveau site

La fenêtre suivante représenté Météo-mensuelle correspond à l'endroit étudier.

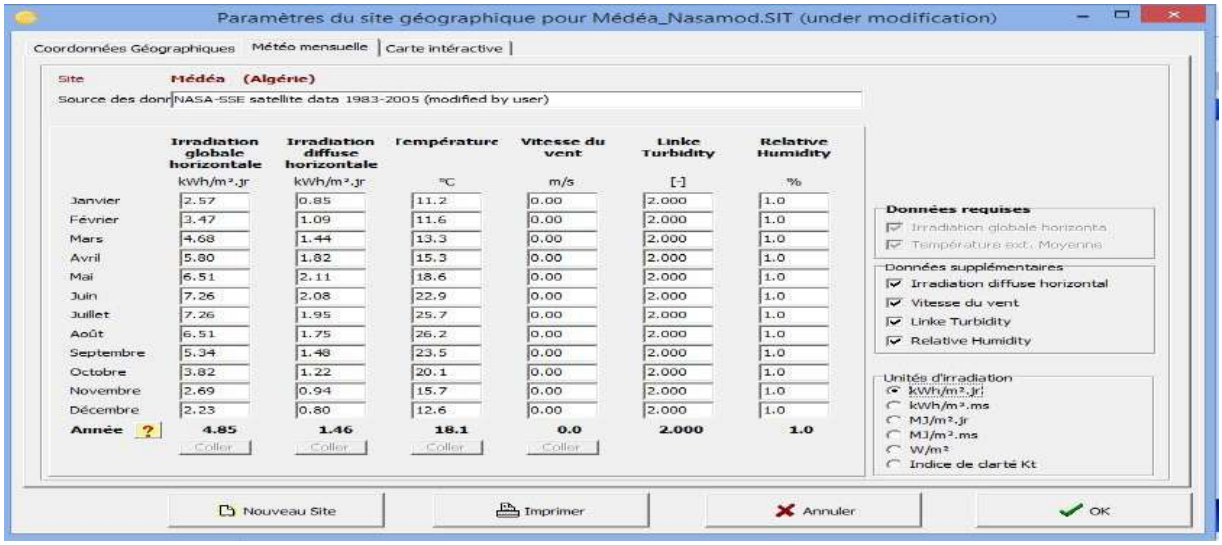


Figure (III. 7) : Paramètres de site géographique météo mensuelle.

En choisie suite : conception du projet en suite choisir le système étudie.



Figure (III. 8) : conception du projet.

III.7. Les étapes pour faire les calculs :

Étape 1 : Cliquer sur « Project ».

Donnée le nom du projet, ficher de projet et site météo.



Figure (III. 9) : Caractéristique Ppv = f(Vpv) dans les conditions : G stc=1000w/m², Tstc=25°C.

Étape 2 : Cliquer sur orientation.

Cette étape et pour donner le paramètre du champ et inclinaison plan Azimut

Pour le choix de l'inclinaison ont utilisé le tableau (III.1) ci-dessous, qui indique la relation.

Entre la latitude et l'inclinaison des panneaux solaire [41].

Tableau III.1 : Choix de l'inclinaison.

Latitude	Inclinaison
φ<10°	α=10°
10°<φ<30°	α= φ
30°<φ< 40°	α= φ+10°
φ>40°	α= φ+15°

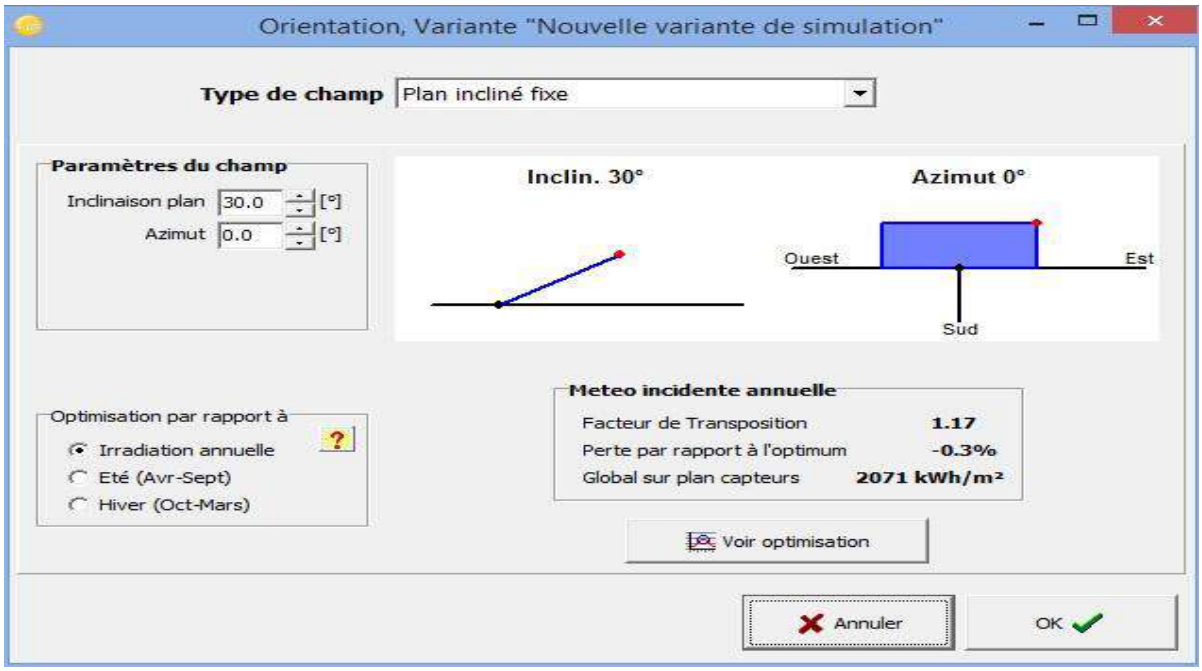


Figure (III. 10) : L'orientation.

Étape 3 : Cliquer sur horizon.

Pour voir trace de la ligne d'horizon à inclinaison .azimut.

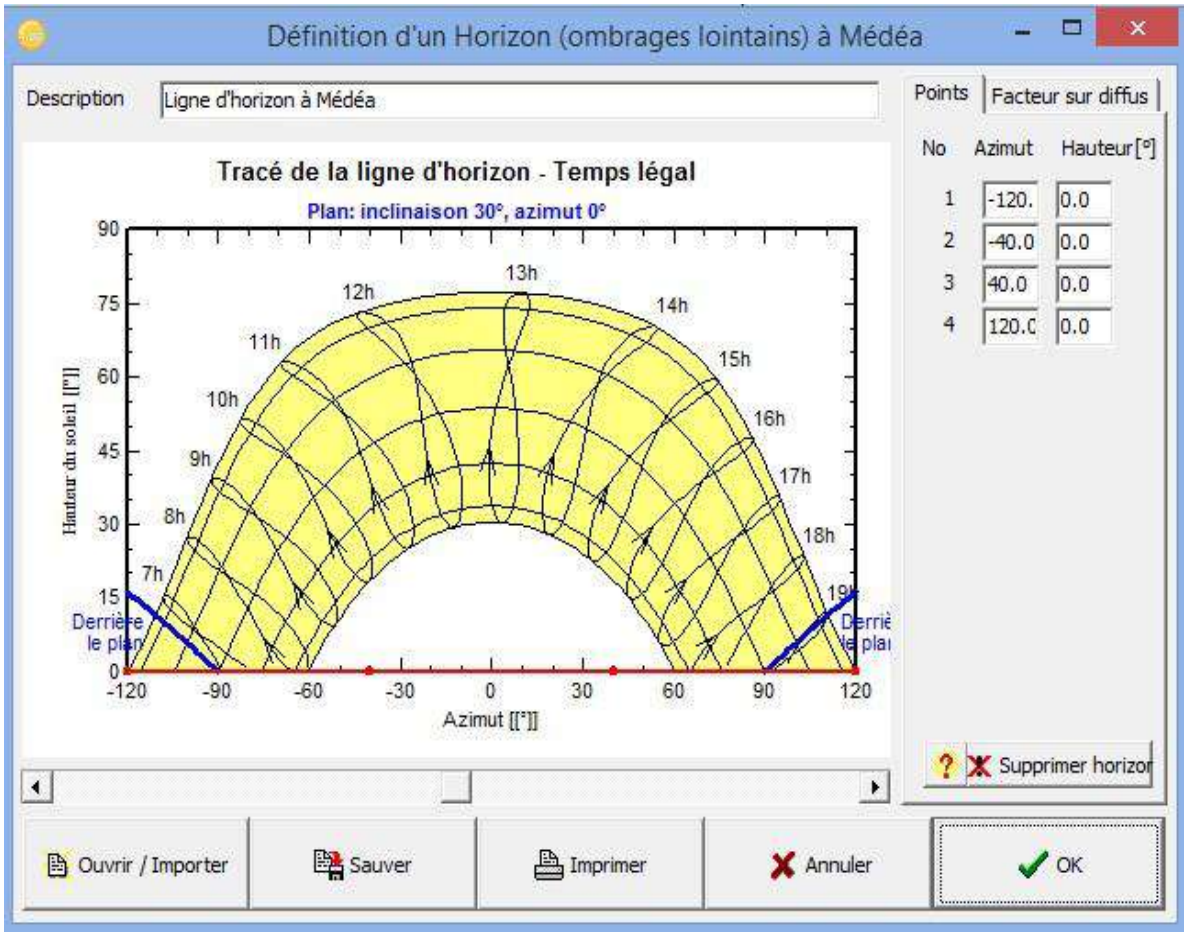


Figure (III. 11) : Réglage de l'horizon.

Étape 4 : Cliquer sur système.

- Dans cette étape en choisir.
- La puissance utilise ou Enter.
- Choisir le panneau solaire pour le projet.
- Choisi l'onduleur.
- En suite cliquer sur ok.

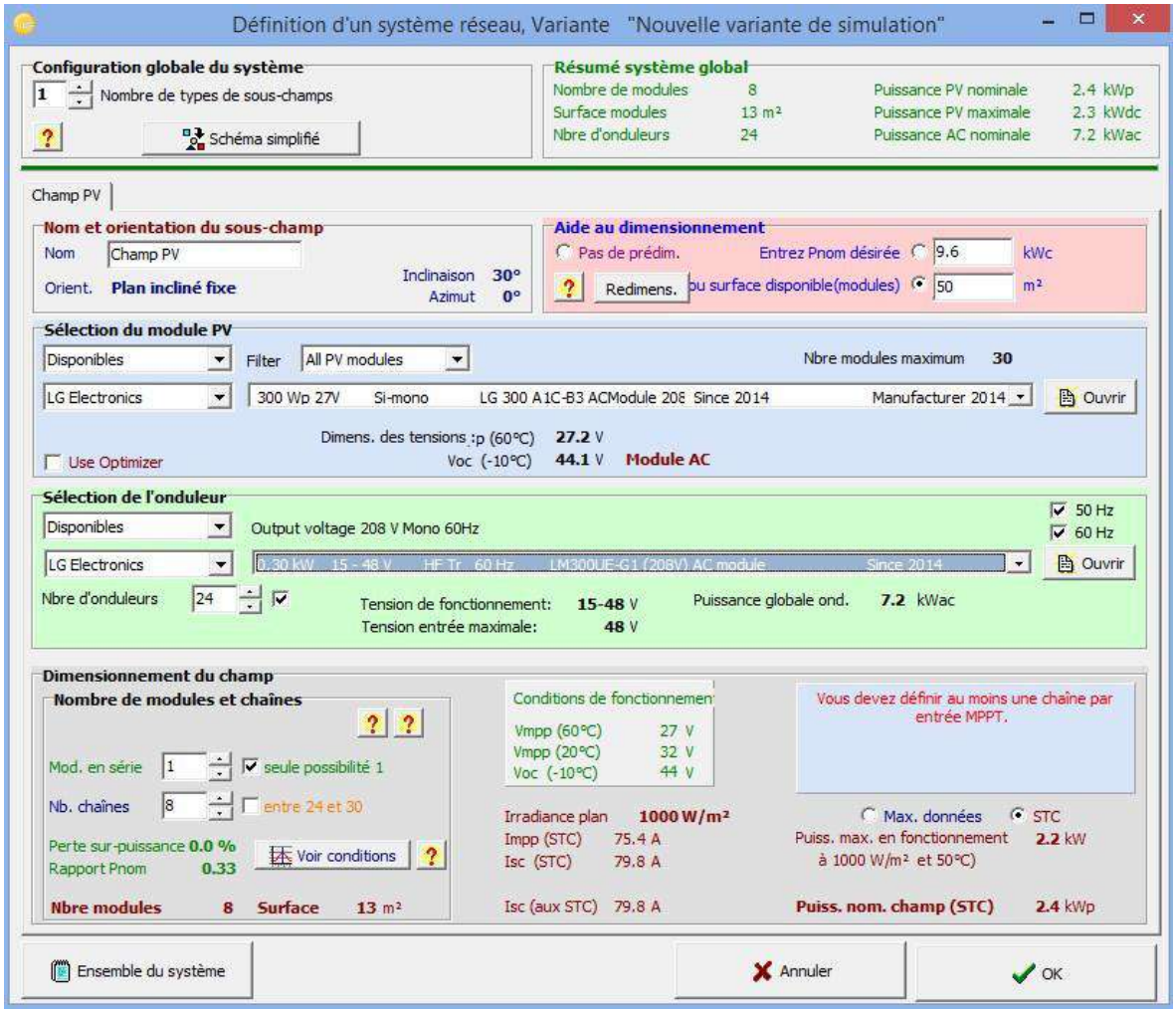


Figure (III. 12) : Définition d'un système.

Étape 5 : Cliquer sur simulation.

Cliquer sur simulation enfin Cliquer sur rapport.

III.8. Conclusion :

Dans cette chapitre, nous avons détaillé comment utilisé la logiciel PVsyst pour dimensionnement d'un différente système photovoltaïque.

Dans le chapitre suivant on va faire un dimensionnement d'une installation photovoltaïque du service commun d'université de Médéa.

Chapitre IV

Dimensionnement de l'installation photovoltaïque du bloc des services communs de l'Université de Médéa

IV.1.Introduction :

Pour maitriser les paramètres fluctuant sur les performances d'une installation ou un système photovoltaïque, nous traitons dans ce chapitre, à l'aide du logiciel PVSYST 6.8.8, le dimensionnement d'une installation photovoltaïque qui servira à l'alimentation du bloc des services communs de université de Médéa La première partie de ce chapitre aborde le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome. Par la suite nous allons traiter le dimensionnement du système photovoltaïque connecté au réseau.

IV.2.Conditions géographiques et météorologiques de site :

les coordonnées géographiques du bloc des services communs de université de Médéa sont :

- 36.2642 Nord,
- 2.7539 Est,
- Élévation: 921 m

Le tableau suivant représente le gisement solaire de la région de Médéa donné par le logiciel PVsyst.

Tableau IV.1 : Le gisement solaire pour la région de Médéa [PVsyst]:

Mois	**Irradiation global horizontal KWh*/m².jr**
Janvier	2.58
Février	3.21
Mars	4.63
Avril	5.46
Mai	6.50
Juin	7.97
Juillet	8.23
Aout	7.29
Septembre	5.51
Octobre	4.24
Novembre	2.96
Décembre	2.23
Année	5.08

IV.2.1. Paramètres du soleil :

Une fois les coordonnées sont introduites, on peut avoir la figure de la trajectoire du soleil de notre site désormais on le nomme « **Samir** ».

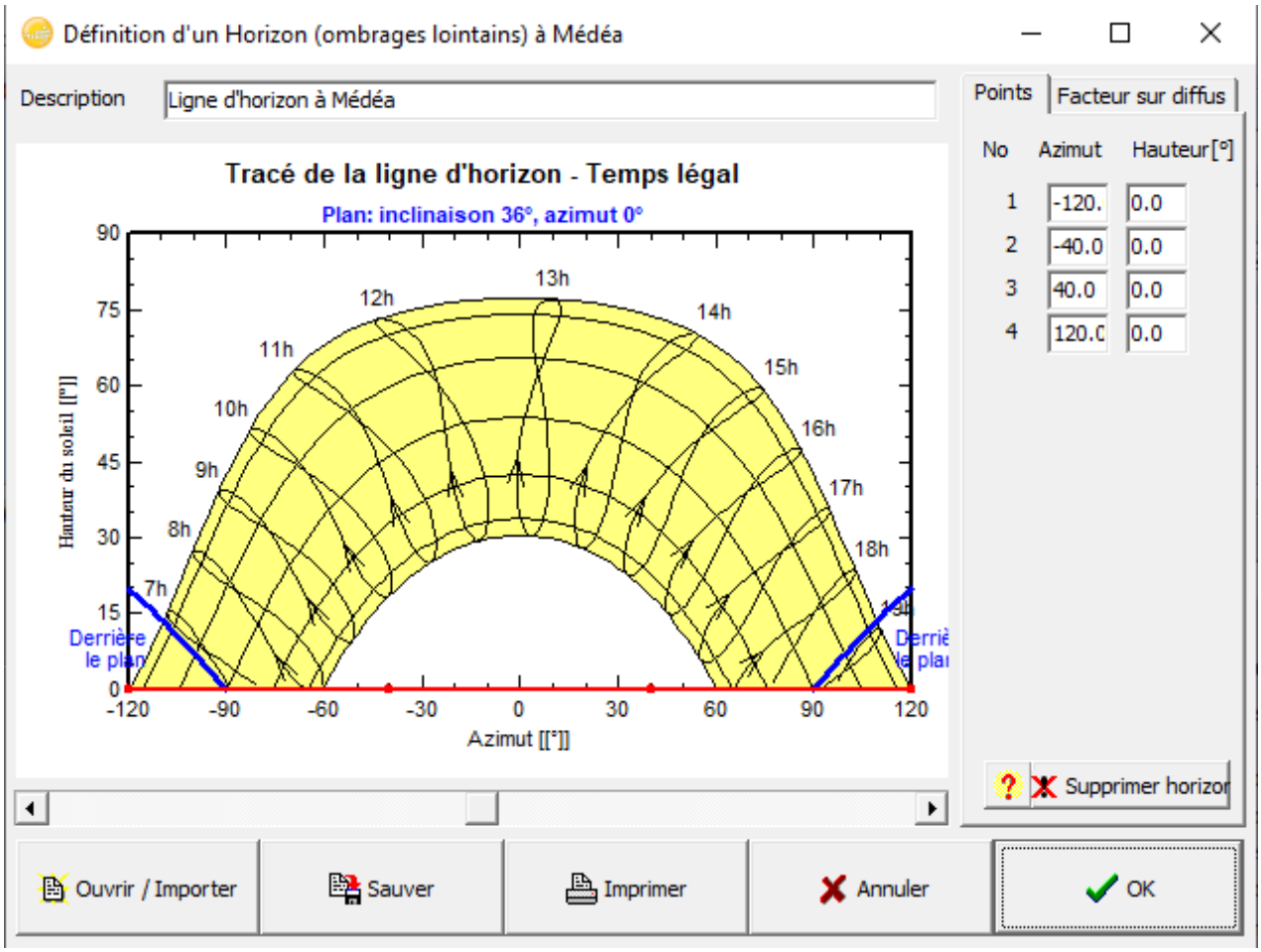
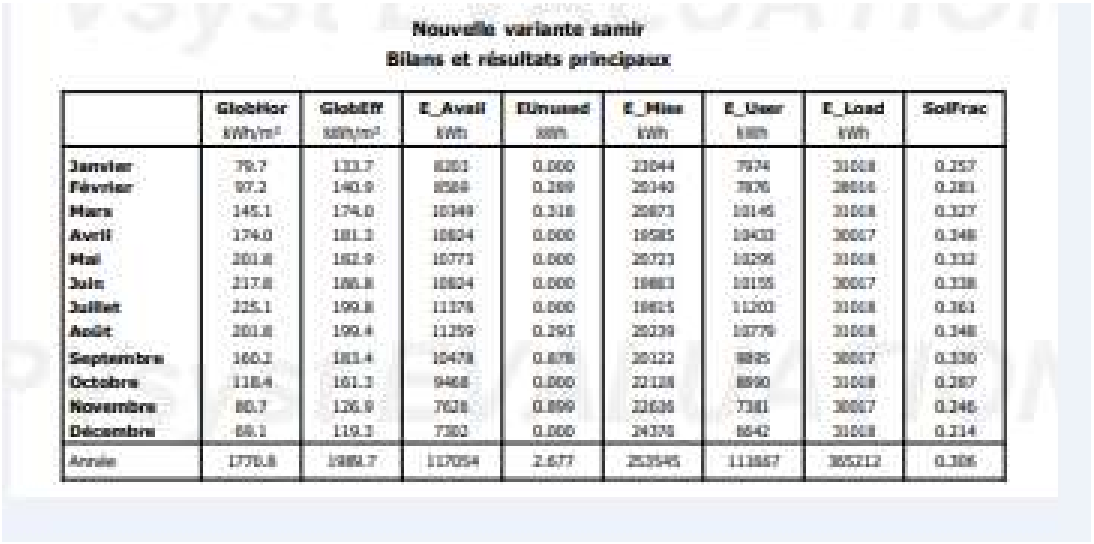


Figure IV.1 : Trajectoire du soleil à Samir.

IV.2.2. Donnés météorologiques :

Le logiciel PVsyst dispose de deux source d'information météorologiques (Meteonom 7.1 et NASA-SSE). Les données de la source **Meteonom 7.1** sont anciennes (1991-2000), par contre la source **NASA-SSE** est plus récentes (2016). La raison pour laquelle, dans notre cas on a choisi **NASA-SSE** comme source d'information**,** en appuient sur le bouton «Importer». Le tableau 4.3 complète le tableau précédent.



Nouvelle variante samir
Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	GlobEff kWh/m²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac
Janvier	79.7	133.7	8283	0.000	23044	7974	31018	0.257
Février	97.2	140.9	8589	0.289	20340	7676	28016	0.281
Mars	145.1	174.0	10349	0.318	20873	10145	31018	0.327
Avril	174.0	181.3	10824	0.000	19585	10433	30017	0.348
Mai	201.8	182.9	10773	0.000	20723	10295	31018	0.332
Juin	217.8	186.8	10824	0.000	19883	10155	30017	0.338
Juillet	225.1	199.8	11176	0.000	19815	11203	31018	0.361
Août	201.8	199.4	11259	0.293	20239	10779	31018	0.348
Septembre	160.2	183.4	10478	0.878	20122	9895	30017	0.330
Octobre	118.4	161.3	9468	0.000	22128	8890	31018	0.287
Novembre	80.7	126.9	7628	0.899	22610	7381	30017	0.246
Décembre	68.1	119.3	7382	0.000	24378	6642	31018	0.214
Année	1770.8	1988.7	117054	2.677	253545	111887	365212	0.306

Figure IV.2 : Données météorologiques.

IV.3.Dimensionnement d'un système PV autonome :

IV.3.1.Besoins journalière :

La puissance consommée par les équipements électriques du bloc est donnée par le tableau suivant :

Tableau IV.2 : Besoins journalière.

Equipment électrique	Nombre de pièce	Durée de fonctionnement [h]	Puissance unitaire [w]	Puissance total [w]	Energie [Wh/j]
Lompes néon	310	8	8	5580	44640
Ordinateur bureau	120	6	125	15000	90000
Photo copie	2	0.5	385	770	385
Onduleur	83	24	390	32370	776880
Climatiseur(A)	3	4	860	2580	61920
Climatiseur(B)	10	4	560	5600	22400
Imprimant	6	1	726	4356	4356
Total				**66256**	**1000581**

IV.4 Préface du logiciel :



Figure IV.3 : Préface du logiciel PVsyst.

Tout d'abord, on clique sur « conception du projet » et on choisit l'option « isolé avec batteries », puis on introduit les données du tableau 4.2 étape pas étape.

IV.5 Consommation journalière de l'utilisateur :

On introduit les données de la consommation journalière du bloc des services communs, illustrées par la figure suivante :

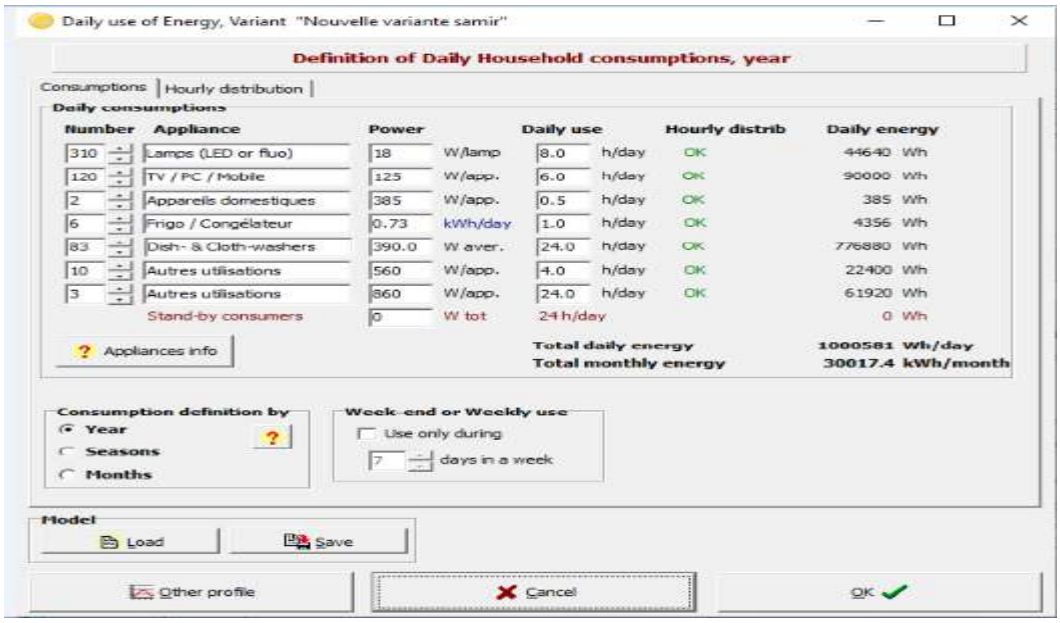


Figure IV.4 : Consommation journalière.

Apres avoir introduit les différents outilles utilisés ainsi que leurs nombres, leurs puissances et le temps d'utilisation pendant une journée, on clique sur « Hurley distribution » pour répartir les heures d'utilisation dans la journée pour chaque outille, et cela pour pouvoir estimer à quelle heure dans la journée on va avoir un appel de puissance la plus importante ce qui est montrée par la figure suivante :

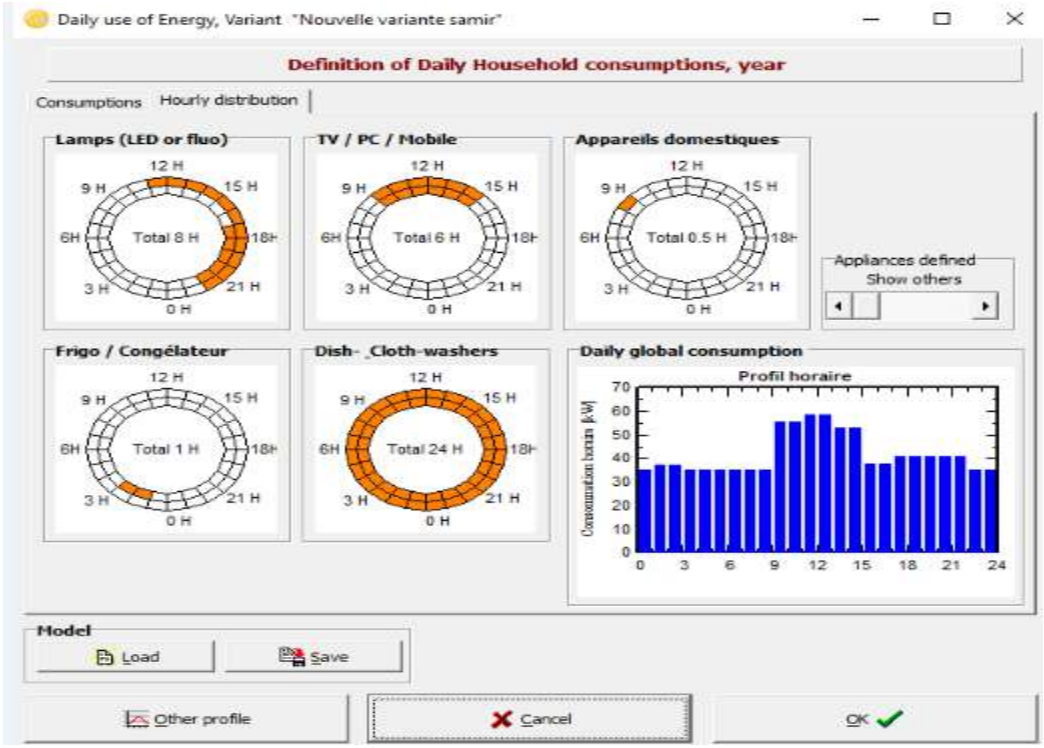


Figure IV.5 : Distribution des heures d'utilisation dans la journée.

VI.6. Choix des paramètres de notre installation :

Une fois les besoins journalières sont introduit, le logiciel PVsyst nous permet de choisir les paramètres suivants :

a. Batteries de stockage :

la figure suivante montre comment choisir le type de batterie, la tension et l'ampérage. Par la suite le logiciel PVsyst nous permet d'avoir les données suivantes qui correspondent totalement à celle trouvées analytiquement :

- Tension du système : U = 240V.
- Nombre de batteries en série : Nbs= 120.
- Nombre de branches parallèles : Nbp= 3.
- Nombre total de batteries : Ntot,batt= 360.
- Capacité globale : C = 4500 Ah.

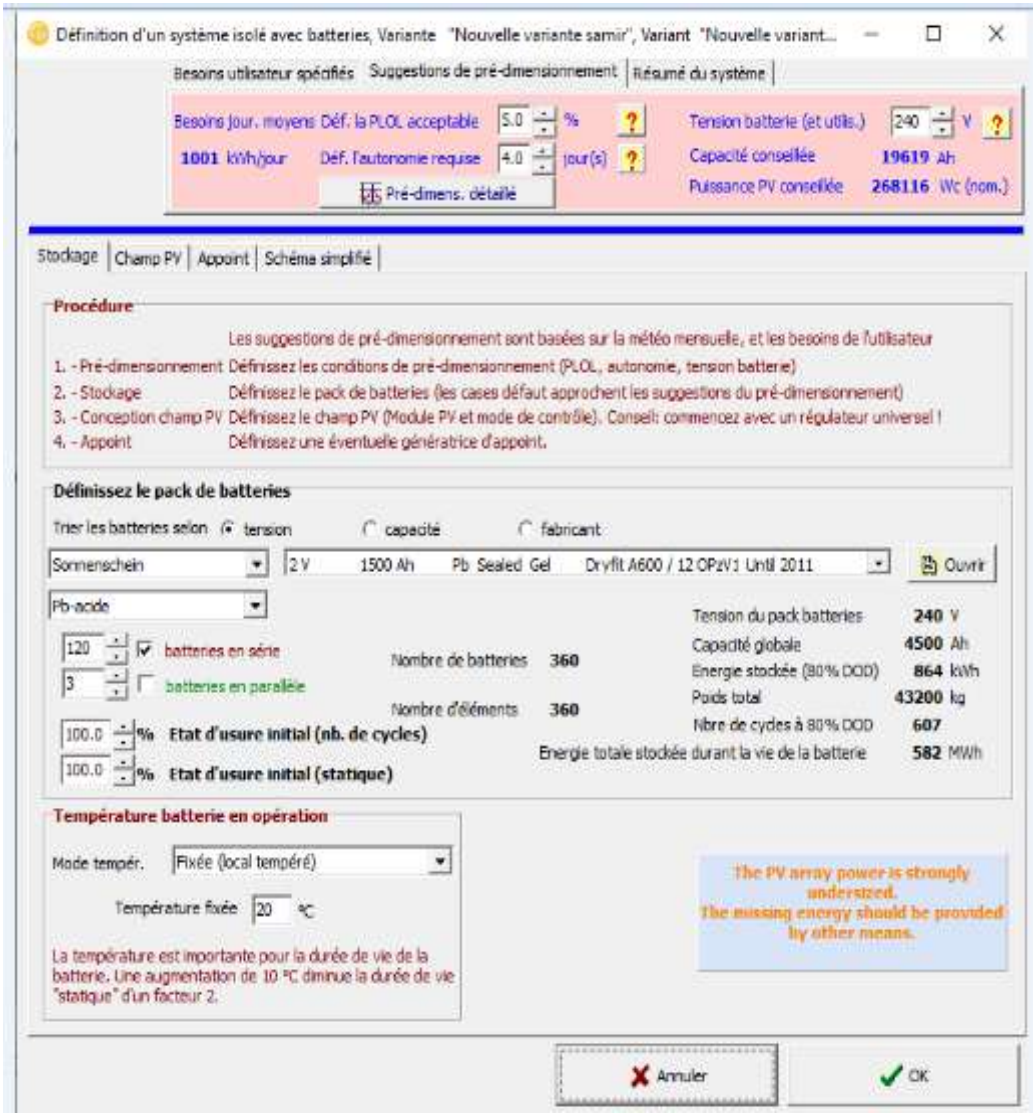


Figure IV.6 : choix de batteries.

b. Système Panneaux solaires et Régulateur :

Le logicil PVsyst nous donne une large possibilité de choix. Une fois notre choix est établi, selon nos besoins et la disponibilité du marché, le logicil PVsyst nous permet d'avoir les données suivantes :

- La puissance crête est de : P_c = 70000 W_c,
- Le nombre de modules est de : 190.
- Le régulateur est de type : MPPT 100W 240V- 322A.
- La surface du champ est de : 355 m_2.

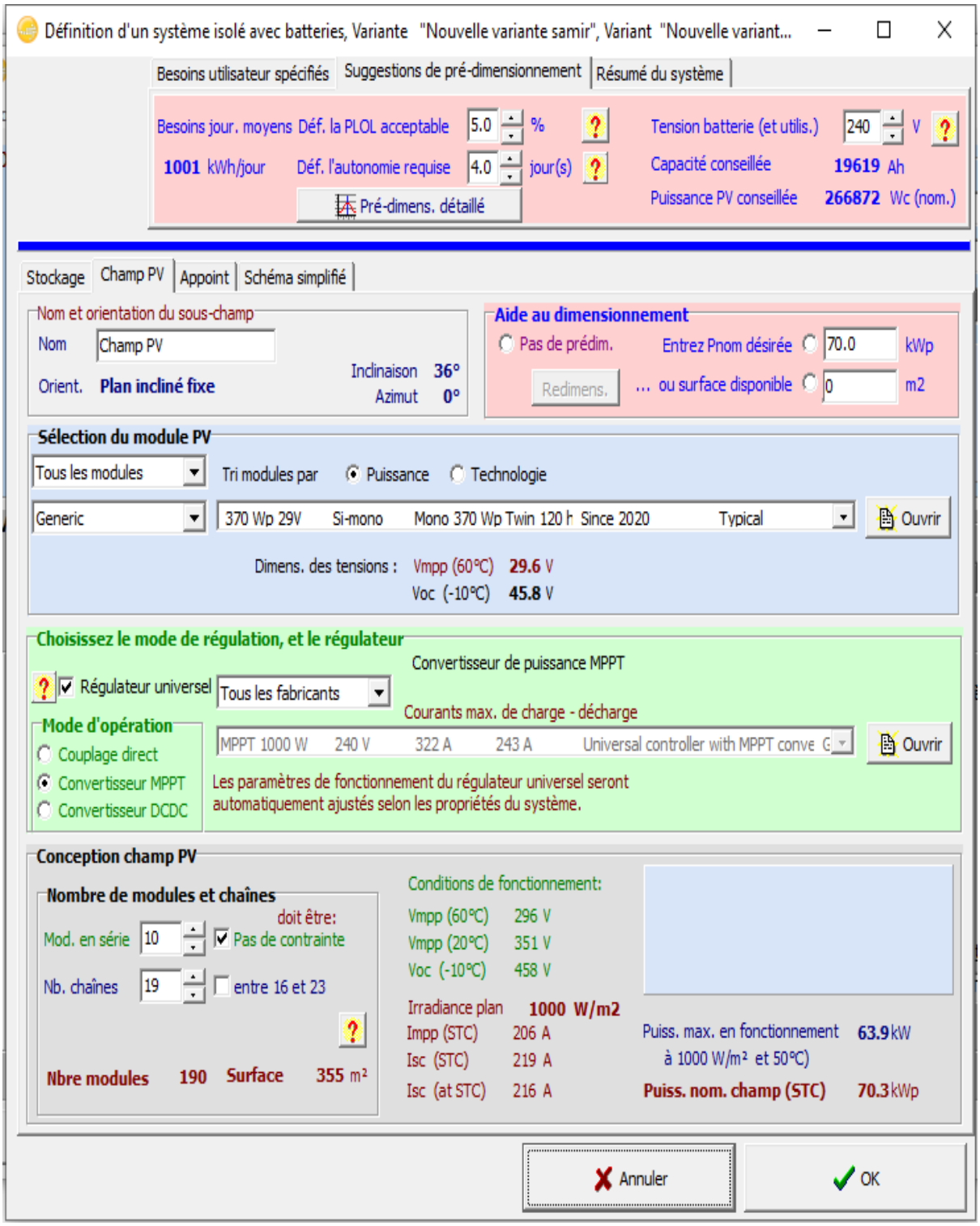


Figure IV.7 : Nombre de module PV et le type de régulateur de notre système.

c. Type de champs :

Le logiciel PVsyst nous a permet de déterminer l'angle d'inclinaison optimal pour notre site qui est de 36° et l'azimute de 0° .

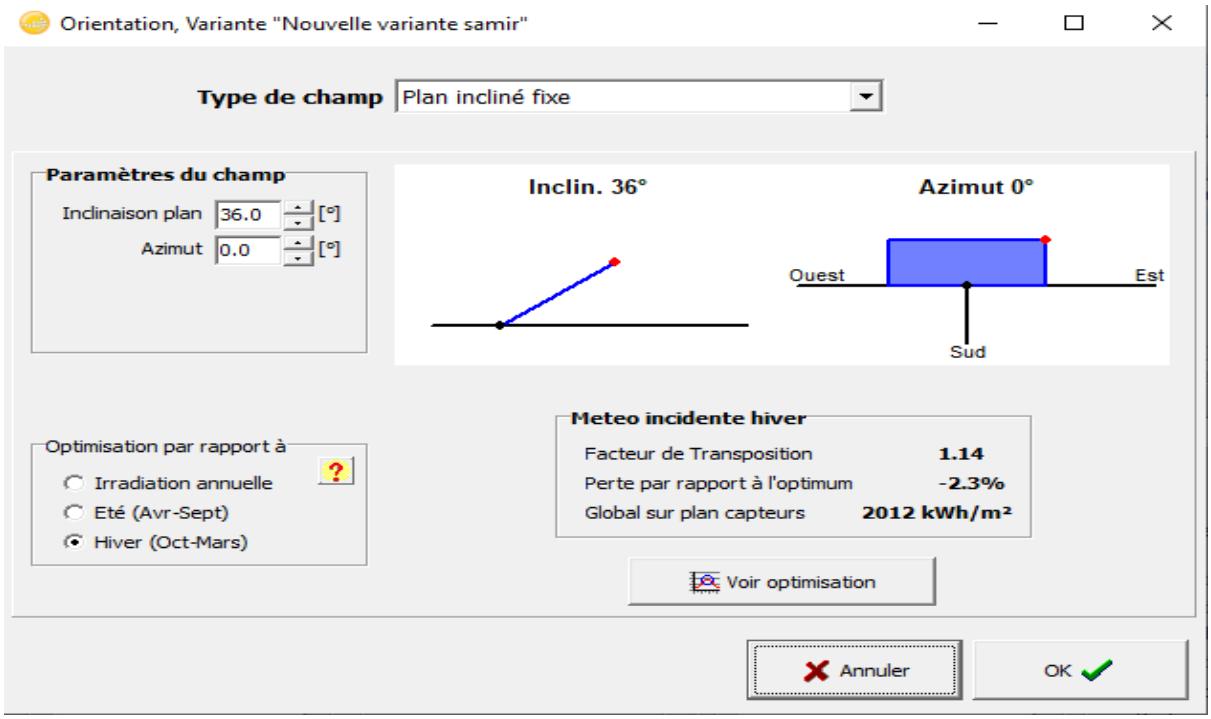


Figure IV.8 : Inclinaison plan de 36°, Optimisation par rapport à l'hiver.

On remarque que la quantité d'énergie solaire à récupérer (Global sur plan capteur) donnée par le logiciel, diffère pour le même angle d'inclinaison d'une saison à l'autre.

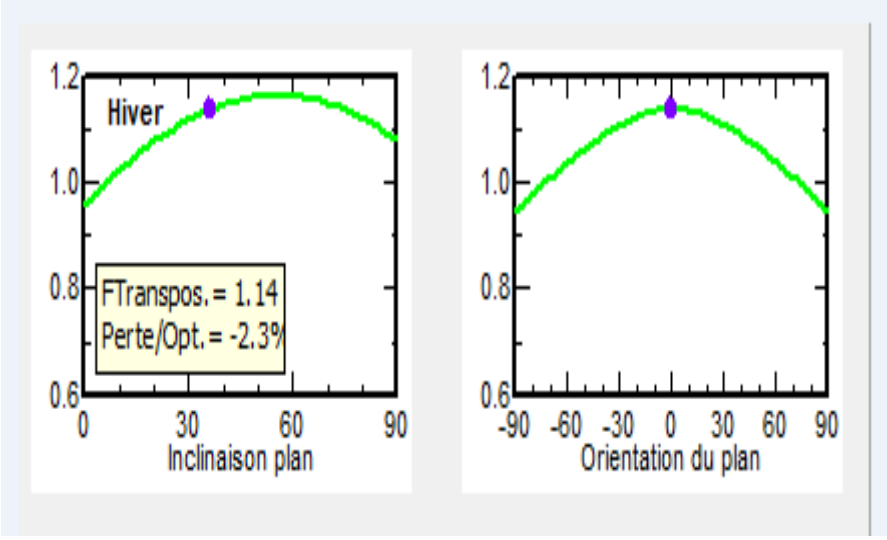


Figure IV.9: Inclinaison plan de 36°, Optimisation par rapport à l'hiver.

d. Etape final simulation :

une fois les choix sont définis on clique sur l'icône simulation



Figure IV.10 : Lancement de la simulation

IV.7. Résultats de la simulation et discussions :

Les principaux résultats de la simulation par le logiciel PVsyst seront présentés sous forme des graphiques et des tableaux et un rapport final sera donné par la suite avec une discussion.

IV.7.1. Diagramme d'entrée/sortie journalier :

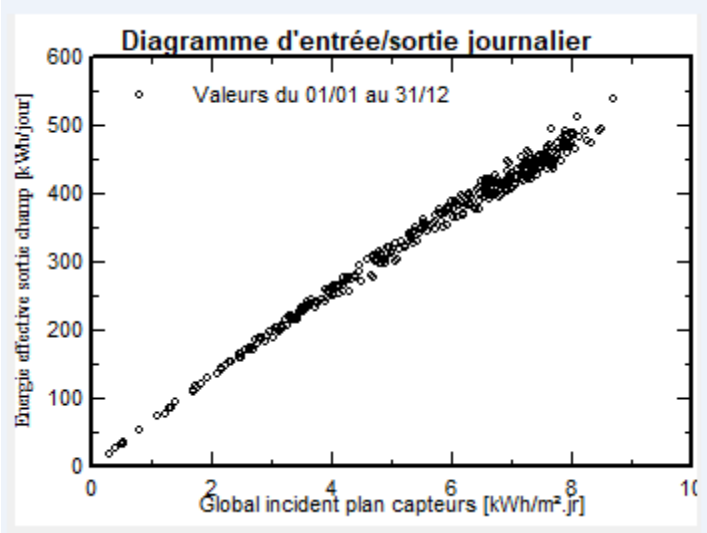


Figure IV.11 : Diagramme d'entrée/sortie journalier de notre système.

Le diagramme d'entrée/sortie montre l'énergie produite par le système en fonction de l'irradiation d'entrée. La disposition des 365 points, qui symbolises le nombre de jours de l'année, il représentent la moyenne d'irradiation incidente de chaque jour et l'absorption correspondante. Idéalement l'énergie absorbée devrait augmenter d'une façon linéaire avec l'irradiation à tout moment. Ce graphe permet d'avoir une idée comment fonctionne le système et il nous donne les indications sur les jours inefficaces ainsi que la bonne efficacité de module. On peut donc déduire que le système fonctionne bien et efficace puisque la plupart des points conservés sur la ligne la plus raide. Il y a cependant quelques jours qui sort de la tendance.

IV.7.2. Diagramme du besoin énergétique et l'énergie récupérée :

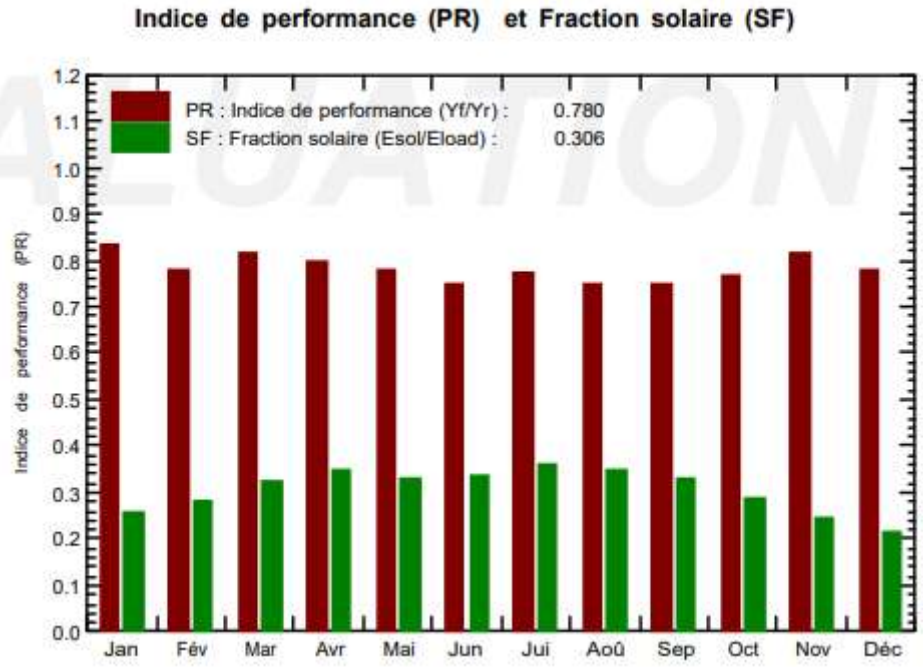


Figure IV.12 : Diagramme de comparaison entre le besoin énergétique et l'énergie fournie à l'utilisateur.

Avec une demande varie d'énergie et une production qui varie principalement en fonction de l'irradiation et de la température, à partir du diagramme on remarque que la production satisfait la consommation pour n'importe quel mois de l'année.

IV.7.3. Bilan des courants :

Nouvelle variante samir
Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	GlobEff kWh/m²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac
Janvier	79.7	133.7	8203	0.000	23044	7974	31018	0.257
Février	97.2	140.9	8569	0.289	20140	7876	28016	0.281
Mars	145.1	174.0	10349	0.318	20873	10145	31018	0.327
Avril	174.0	181.3	10824	0.000	19585	10433	30017	0.348
Mai	201.8	182.9	10773	0.000	20723	10295	31018	0.332
Juin	217.8	186.8	10824	0.000	19863	10155	30017	0.338
Juillet	225.1	199.8	11378	0.000	19815	11203	31018	0.361
Août	201.8	199.4	11259	0.293	20239	10779	31018	0.348
Septembre	160.2	183.4	10478	0.878	20122	9895	30017	0.330
Octobre	118.4	161.3	9468	0.000	22128	8890	31018	0.287
Novembre	80.7	126.8	7026	0.899	22636	7381	30017	0.246
Décembre	69.1	119.3	7302	0.000	24376	6642	31018	0.214
Année	1770.8	1988.7	117054	2.677	253545	111667	365212	0.306

Figure IV.13 : Bilan des courants dans le système.

A partir de ce bilan on remarque que le courant produit par les panneaux est supérieur au courante charge, donc les batteries arrivent à se charger complétement (100%), pendant tous les mois de l'année, et le courant de décharge est inférieur au courant de charge ce qui résulte que les batteries ne se déchargent pas complétement, ce qui augmente leurs durées de vie.

IV.7.4. Diagramme des pertes :

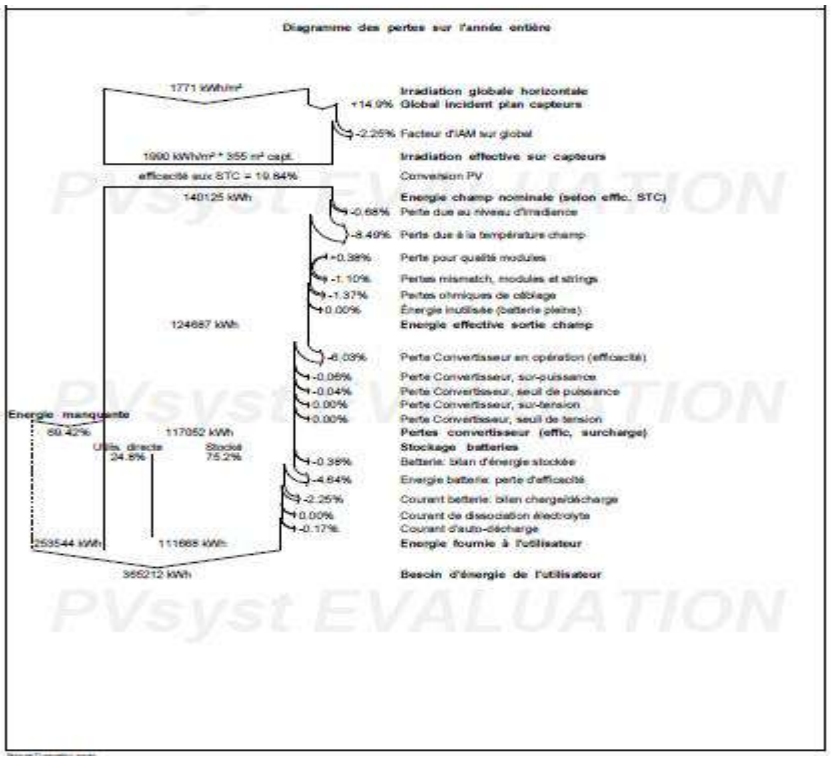


Figure IV.14: Diagramme des pertes du système sur l'année entière

Le diagramme des pertes montre les énergies à différents niveaux du système, avec une évaluation des pertes à chaque stade. Le diagramme des pertes donne un aperçu rapide de la qualité de la conception d'un système photovoltaïque, en identifiant les principales sources de pertes. Les petits boutons permettent de regrouper les pertes en sujets généraux (météo et optique, réseau photovoltaïque, système, utilisation d'énergie) ou pour étendre tout sujet à des pertes détaillées. Le diagramme de perte est disponible pour toute l'année, ou pour chaque mois afin d'évaluer les effets saisonniers de pertes particulières. Dans les systèmes autonomes, le diagramme donne un détail de l'utilisation de la batterie, c'est-à-dire quelle partie de l'énergie transite efficacement par la batterie. La minimisation de l'utilisation de la batterie est d'une certaine importance pour la vie (nombre de cycles de charge / décharge).

IV.8. Le rapport final :

Le logiciel PVsyst permet de nous donner un rapport global sur notre installation qui est résumé par les figures suivantes :

PVSYST V6.88 | 25/05/21 | Page 1/6

Système isolé: Paramètres de simulation

Projet : New Project

Site géographique	**Médéa**		Pays	**Algeria**
Situation	Latitude	36.26° N	Longitude	2.75° E
Temps défini comme	Temps légal	Fus. horaire TU+1	Altitude	921 m
	Albédo	0.20		
Données météo:	**Médéa**	NASA-SSE satellite data 1983-2005 (modified by user) - Synthétique		

Variante de simulation : Nouvelle variante samir

Date de la simulation 25/05/21 à 11h34

Paramètres de simulation	Type de système	**Système isolé avec batteries**		
Orientation plan capteurs	Inclinaison	36°	Azimut	0°
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus	Perez, Meteonorm
Besoins de l'utilisateur :	Consomm. domestique	Constants sur l'année		
	moyenne	1001 kWh/Jour		

Caractéristiques du champ de capteurs

Module PV Si-mono	Modèle	**Mono 370 Wp Twin 120 half-cells**		
Base de données PVsyst originale	Fabricant	Generic		
Nombre de modules PV	En série	10 modules	En parallèle	19 chaînes
Nombre total de modules PV	Nbre modules	190	Puissance unitaire	370 Wc
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	**70.3 kWc**	Aux cond. de fonct.	63.9 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	310 V	I mpp	206 A
Surface totale	Surface modules	**666 m²**	Surface cellule	316 m²

Paramètres du système	Type de système	**Système isolé**		
Batterie	Modèle	**Dryfit A600 / 12 OPzV1600**		
	Fabricant	Sonnenschein		
Caractéristiques du banc de batteries	Nombre d'unités	120 en série x 3 en parallèle		
	Tension	240 V	Capacité nominale	4500 Ah
	Décharge: min. SOC	20.0 %	Energie stockée	864.0 kWh
	Température	Fixée (20°C)		
Régulateur	Modèle	Universal controller with MPPT converter		
	Technologie	MPPT converter	Coeff. de temp.	-5.0 mV/°C/elem.
Convertisseur	Efficacité maxi et EURO	97.0 / 95.0 %		
Seuils de régulation batterie	Seuils de commande selon	SOC calculation		
	Charge	SOC = 0.52 / 0.75	I.e. approx.	266.6 / 247.7 V
	Décharge	SOC = 0.20 / 0.45	I.e. approx.	232.5 / 241.3 V

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	25 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte diode série	Chute de tension	0.7 V	Frac. pertes	0.2 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes	-0.4 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	1.0 % au MPP
Perte de "mismatch" strings			Frac. pertes	0.10 %

Système isolé: Paramètres de simulation

Effet d'incidence (IAM): **Fresnel, anti-reflets, n(verre)=1.526, n(AR)=1.290**

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

PVsyst EVALUATION

PVsyst EVALUATION

PVsyst EVALUATION

PVsyst EVALUATION

Système isolé: Besoins de l'utilisateur

Projet : New Project

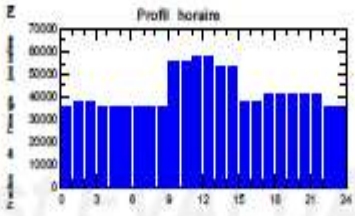
Variante de simulation : Nouvelle variante samir

Principaux paramètres système	Type de système	**Système isolé avec batteries**		
Orientation plan capteurs	Inclinaison	36°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	Mono 370 Wp Twin 120 half-cells		370 Wc
Champ PV	Nombre de modules	190	Pnom total	**70.3 kWc**
Batterie	Modèle	Dryfit A600 / 12 OPzV1500		Pb-acide, scellée, Gel
Pack de batteries	Nombre d'unités	360	Tension / Capacité	**240 V / 4600 Ah**
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	Global	365 MWh/an

Consomm. domestique, Constants sur l'année, moyenne = 1001 kWh/jr

Valeurs annuelles

	Nombre	Puissance	Utilisation	Énergie
Lamps (LED or fluo)	310	18 W/lampe	8 h/jour	44640 Wh/jour
TV / PC / Mobile	120	125 W/app	6 h/jour	90000 Wh/jour
Appareils domestiques	2	385 W/app	1 h/jour	385 Wh/jour
Frigo / Congélateur	6		1 Wh/jour	4356 Wh/jour
Dish- & Cloth-washers	83		24 Wh/jour	776880 Wh/jour
Autres utilisations	10	560 W tot	4 h/jour	22400 Wh/jour
Autres utilisations	3	860 W tot	24 h/jour	61920 Wh/jour
Energie journalière totale				1000581 Wh/jour



PVsyst EVALUATION

PVSYST V6.88 | 25/05/21 | Page 4/6

Système isolé: Résultats principaux

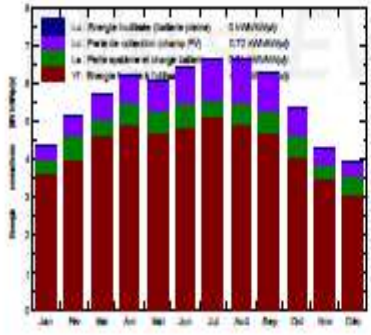
Projet : New Project

Variante de simulation : Nouvelle variante samir

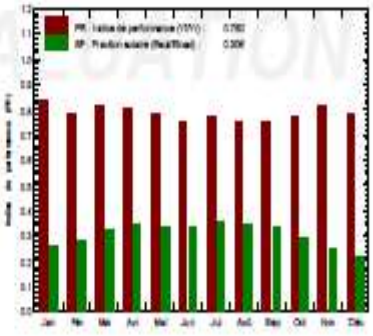
Principaux paramètres système	Type de système	**Système isolé avec batteries**			
Orientation plan capteurs	Inclinaison	36°	azimut	0°	
Modules PV	Modèle	Mono 370 Wp Twin 120 half-cells		370 Wc	
Champ PV	Nombre de modules	190	Pnom total	**70.3 kWc**	
Batterie	Modèle	Dryfit A600 / 12 OPzV1500		Pb-acide, scellée, Gel	
Pack de batteries	Nombre d'unités	360	Tension / Capacité	**240 V / 4600 Ah**	
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	Global	365 MWh/an	

Principaux résultats de la simulation					
Production du système	**Energie disponible**	**117064 kWh/an**	Productible	1665 kWh/kWc/an	
	Energie utilisée	111668 kWh/an	En excès (inutilisée)	3 kWh/an	
	Indice de performance (PR)	78.03 %	Fraction solaire (SF)	30.58 %	
Besoins non satisfaits	Fraction du temps	66.7 %	Energie manquante	253544 kWh/an	
Vieillissement batterie (Etat d'usure (SOW))	SOW cyclage	87.7%	SOW statique	93.3%	
	Durée de vie batterie	8.1 ans			

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 70.3 kWc



Indice de performance (PR) et Fraction solaire (SF)



Nouvelle variante samir

Bilans et résultats principaux

	GlobHor kWh/m²	GlobEff kWh/m²	E_Avail kWh	EUnused kWh	E_Miss kWh	E_User kWh	E_Load kWh	SolFrac
Janvier	79.7	133.7	8203	0.000	23044	7974	31018	0.257
Février	97.2	140.9	8589	0.289	20140	7876	28016	0.281
Mars	145.1	174.0	10349	0.318	20873	10145	31018	0.327
Avril	174.0	181.3	10824	0.000	19585	10433	30017	0.348
Mai	201.8	182.9	10773	0.000	20722	10296	31018	0.332
Juin	217.8	186.8	10824	0.000	19863	10155	30017	0.338
Juillet	226.1	199.8	11378	0.000	19815	11203	31018	0.361
Août	201.8	199.4	11259	0.263	20239	10779	31018	0.348
Septembre	160.2	183.4	10478	0.078	20122	9895	30017	0.330
Octobre	118.4	161.3	9468	0.000	22120	8898	31018	0.287
Novembre	80.7	126.9	7626	0.099	22636	7381	30017	0.246
Décembre	69.1	119.5	7302	0.000	24376	6642	31018	0.214
Année	1770.8	1989.7	117064	1.077	253544	111668	365212	0.306

Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale; GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages; E_Avail Energie solaire disponible; EUnused Energie inutilisée (batterie pleine); E_Miss Energie manquante; E_User Energie fournie à l'utilisateur; E_Load Besoin d'énergie de l'utilisateur; SolFrac Fraction solaire (Utile / Besoin)

Projet évaluation mode

PVSYST V6.88		25/05/21	Page 5/6

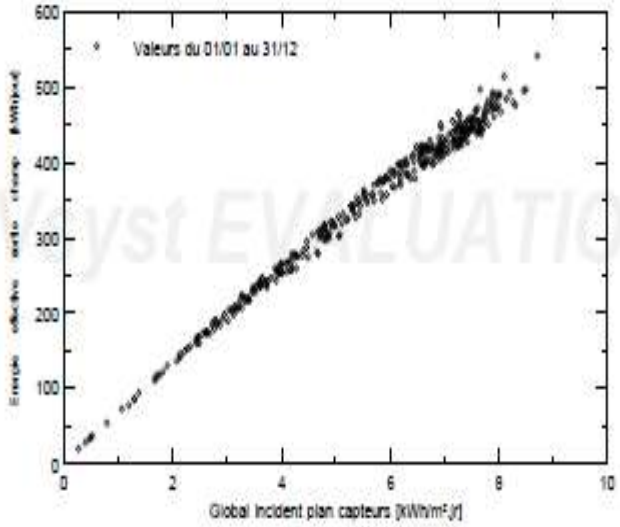
Système isolé: Graphiques spéciaux

Projet : New Project

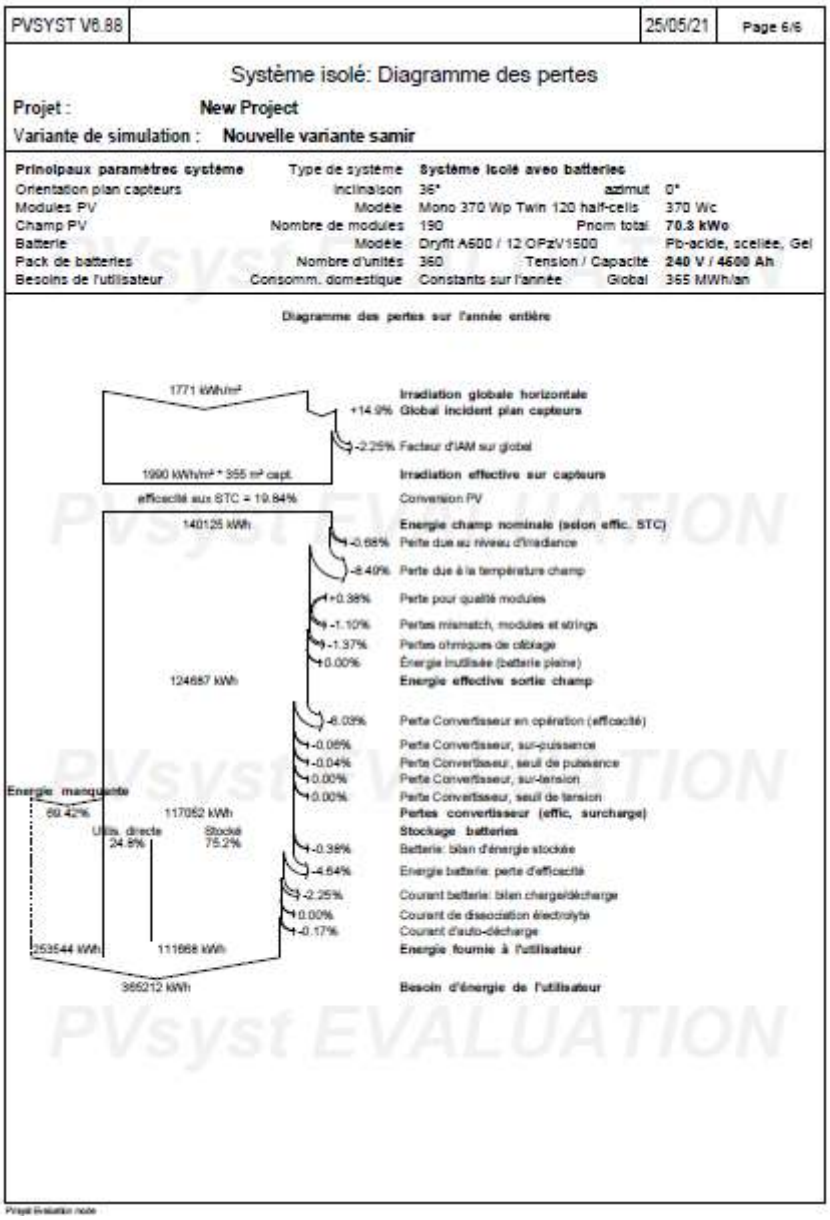
Variante de simulation : Nouvelle variante samir

Principaux paramètres système	Type de système	**Système isolé avec batteries**		
Orientation plan capteurs	inclinaison	36°	azimut	0°
Modules PV	Modèle	Mono 370 Wp Twin 120 half-cells		370 Wc
Champ PV	Nombre de modules	190	Pnom total	**70.3 kWc**
Batterie	Modèle	Dryfit A600 / 12 OPzV1500		Pb-acide, scellée, Gel
Pack de batteries	Nombre d'unités	360	Tension / Capacité	**240 V / 4600 Ah**
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	Global	365 MWh/an

Diagramme d'entrée/sortie journalier



PVsyst EVALUATION



IV.9. Conclusion

Les installations photovoltaïques par leur caractère d'autonomie doivent êtres dimensionnées Pour qu'elles fournissent de l'énergie dans les conditions les plus défavorables, afin d'aboutir À une meilleure optimisation de fonctionnement. Nous avons présenté les étapes de dimensionnement d'un système photovoltaïque à l'aide du logiciel PVsyst. A base des résultats de simulation, nous pouvons conclure que notre système permet de produire une quantité d'énergie autonome qui satisfait les besoins annuel du bloc des services communs de l'Université de Médéa.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le regain actuel d'intérêt pour les énergies renouvelables en l'occurrence le photovoltaïque est dû sans aucun doute à la prise de conscience mondiale qui débouche sur la nécessité de revoir les politiques énergétiques, à la fois pour lutter contre les émissions de CO2 et pour prévenir une pénurie énergétique majeure. Les soubresauts récents du cours des fossiles le montrent bien : l'énergie est plus que jamais un enjeu majeur des sociétés modernes.

En considérant la valeur réelle des énergies, les sources renouvelables deviennent tout à fait compétitives et les fossiles devraient être utilisées comme stockage exceptionnel permettant par exemple de passer les périodes d'ensoleillement faibles (lorsque le photovoltaïque ne produit pas) ou le vent faible (en secours de la source éolienne) dans des sources multiples ou l'on tire parti du potentiel maximal des renouvelables.

Le logiciel de simulation que nous avons utilisé PVsyst, répond correctement aux choix des composants constituants notre installation, plusieurs résultat sont obtenus avec meilleurs perspectives.

Références Bibliographiques

Références Bibliographiques

[1] Salah Eddine MANSOUR «Étude de Dimensionnement optimal d'une station solaire autonome en site isolé» Mémoire de Master, Université de Abou BekrBelkaid, 2014

[2] Yves JANNOT **« thermique solaire »,** édition mars 2011

[3] Jacques Bernard « énergie solaire calculs et optimisation » éditionellipses,2004

[4] Rorni Abdelhalim « Etude et régulation d'un circuit d`extraction de la Puissancemaximale d'un panneau solaire », Mémoire de magister, département d'électrotechnique, Université Mentouri de Constantine, 2009.

[5] Zouache Foudil « étude de la concentration solaire sur les performances des Systèmes*photovoltaïque* », Mémoire de magister, département d'électronique. Université Mentouri de Constantine, 2009.

[6] Belaiche Hacene, Nanouche Yacine « **Etude d'une installation en énergie photovoltaïqueintégrée au bâtiment : cas d'un laboratoire au CDER** ». Mémoire de mastère II,département de génie mécanique, faculté du génie de la construction, UMMTO2014.

[7] Chirifi Oussama, Madache Hamza ***« Etude technico-économique d'une installationphotovoltaïque pourune carrière*** », Mémoire de mastère II, département de génie mécanique, faculté du génie de la construction, UMMTO 2013.

[8] Helali Kamelia « **Modélisation d'une cellule photovoltaïque : Etude comparative »,**Mémoire de magister, département d'électrotechnique, faculté du génie électrique, UMMTO 2012.

[9] Ahmed Bensada, Loggani Zenatti « Contribution à la conception et l'analyse technoéconomique d'un système photovoltaïque relie au réseau »mémoire de Master Université. Yahia Fares De Médéa 2017

[10] Zouache Foudil « Étude de la concentration solaire sur les performances des systèmes photovoltaïque » Mémoire de Magister Électronique, Instrumentation, Université de Mentouri Constantine, 2009, 80 p.

[11] M. Haddadi « Élaboration d'une Commande pour Héliostat » Revue des Énergies Renouvelables, Numéro Spécial, pp. 153 – 157, 2003.

[12] F.Yacine « étude des nouvelles générations de cellules photovoltaïques » Mémoire de magister, université de Mohamed Boudiaf Oran ,2010

[13] Oudrane Abdellatif« Étude et Analyse du Gisement Solaire Pour une Région Désertique : Type Adrar » Centre universitaire El-Wancharisside Tissemsilt 2019

[14] S.Saadi «effet des paramètres opérationnels sur les performances d'un capteur solaire plan» mémoire de magistère, universitéMentouri de Constantine 2010

[15] M. Hadj Belkacemi « modélisation et étude expérimentation d'un capteur solaire non vitré et perforé» mémoire de master, université de AbouBekrbelkaid Tlemcen 2011

[16] Saïd Khoudiri « Commande et Optimisation d'un Système Énergétique Hybride (SEH): Application à l'Énergie Renouvelable » thèse Doctorat, Électrotechnique, Université Mohamed Khider – Biskra 2018

[17] S. Vecchi « Développement De Cellules Photovoltaïques A Hétéro Jonction De Silicium et Contacts Interdites En Face Arrière » Thèse De Doctorat, Université Lyon France 2013.

[18] TRAHI Fatiha, « Prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de TiziOuzou par les réseaux de neurones artificiels », département d'électronique, faculté du génie électrique,2011.

[19] Angel Cid Pastor « **Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques** », thèse de doctorat. Institut National Des Sciences Appliquées de Toulouse, 2006.

[20] C. Lerouge « **Recherche & Industrie Photovoltaïque (PV) Etats-Unis** » Sciences physique États-Unis, 2006.

[21] Charly Cornu « **Centrales photovoltaïques (Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets A l'usage des bureaux d'ingénieurs)** », office fédéral des questions conjoncturelles, 1996.

[22] E. Matagne, R. Chenni, R. El Bachtiri « A photovoltaic cell model based on nominal data Only » Proceedings of the international conférence on power Engineering Energy and Electrical DrivesPowering, Setubal, Portugal, 12-14 April, ISBN: 1-4244-0895-4, pp. 562-565, 2007.

[23] Khenfer Riad « Détection et isolation de défauts combinant des méthodes à base de données appliquées aux systèmes électro-énergétiques » thèse de doctorat Automatique Université Ferhat Abbes - Sétif 1 UFAS(Algérie) 2015

[24] Makhlouf Messaoud « Modélisation Et Optimisation De Système De Production D'énergies Renouvelables Couples Au Réseau » Thèse Doctorat, Université Mentouri De Constantine 2012

[25] MEZIANI Zahra « Modélisation de modules photovoltaïques » Mémoire de Magister, Université de Batna 2012.

[26] Saad Motahhi, Abdelaziz El Ghzizal, Aziz Derouich « Modélisation Et Commande D'un Panneau
Photovoltaïque Dans L'environnement Psim » École Supérieure De Technologies De Fès, Université Sidi Mohamed Ben Abdellah, Fès Mai 21 Au 23 Mai 2015.

[27] Bendjamâa Ibrahim « Modélisation et commande d'un système De stockage photovoltaïque » mémoire de magister, École Doctorale : énergies renouvelables, Université Abou-BakrBelkaid – Tlemcen 2012

[28] Hassan Ben Slimane, Dennai Benmoussa et Helmauoi Abderrachid « performances théorique d'un système dichroïque couple en série » 04-06 Novembre, 2010, So1usse, Tunisie

[29] L.Abbasen « Étude De La Connexion Au Réseau Électrique D'une Centrale Photovoltaïque » Mémoire De Magistère, Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou 2011.

[30] Bensmail Samia « Contribution à La Modélisation Et à l'Optimisation Des Systèmes Photovoltaïques » Mémoire de Magister, Université A.MIRA-BEJAIA 2012

[31] Yacine Fouad « Étude Des Nouvelles Générations De Cellules Photovoltaïque » Mémoire De Magister, Université Des Sciences Et De Le Technologie D'Oran Mohamed Boudiaf (Usto.Mb) 2011

[32] DJEDDI Karim, KADI Tarik « Dimensionnement d'une installation photovoltaïque autonome pour une habitation » Mémoire de master, Université A-MIRA de BEJAIA 2019

[33] SMAIL SEMAOUI « Étude de l'électrification d'un village avec de l'énergie solaire photovoltaïque » Mémoire de MAGISTER, université Abou-bekrbelkaid Tlemcen 2014.

[34] Djeriou Salim « Simulation d'un système photovoltaïque alimentant une machine asynchrone »mémoire de magister en électrotechnique, université Ferhat Abbas de Séti2011

[35] I.Vechiu « Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome » Thèse de doctorat de l'université du havre France 2010.

[36] Bendjamâa Ibrahim « Modélisation et commande d'un système de stockage photovoltaïque » mémoire de magister, Université Abou-BakrBelkaid–Tlemcen 2012

[37] BOUTTE Aïssa « Identification des paramètres internes d'une batterie pour des applications photovoltaïques » thèse de doctorat, Université Mohamed Boudiaf d'Oran2015

[38] SAIB Samia « Contribution à l'optimisation d'un système hybride (PV/éolien) avec stockage d'énergie connecté au réseau électrique » thèse de Doctorat, Université Ferhat Abbas - Setif1 2018

[39] TIGHILT Ferhat « dimensionnement et installation d'un système photovoltaïque(APPLICATION A LA F.G.E.I.) » mémoire de l'Ingénieur d'État, Université Mouloud Mammeri, Tizi-Ouzou 2009

[40] Karim. Amara « contribution à l'étude de conception d'une centrale PV » mémoire de Magister de Université Mouloud Mammeri Tizi-Ouzou 2015

[41] Benmahrez Bilel, Farid Oudihat « Étude et dimensionnement d'une alimentation solaire pour les locaux administratifs de la société IFRI »Mémoire d'ingénieur d'état, Université de Bejaia, (2010).

[42] Dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque / groupe électrogène