REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA



Faculté de **T**echnologie

Département du génie électrique

Mémoire de fin d'études de Master

Filière: Énergies Renouvelables

Spécialité: Énergies Renouvelables en Électrotechnique

Dimensionnement d'une installation solaire photovoltaïque située sur le bloc de la bibliothèque de l'université de Médéa par logiciel PVSyst à l'aide d'une interface graphique

---

Présenté par :

SAIS Djamel Eddine

BEN DAOUD Rachid

Proposé et Dirigé par :

Dr. MORSLI Abdelkader

Dr. OULD CHERCHALI. Noureddine

Promotion 2020

Remerciement

Avant tout nous remercions notre dieu de nous avoir donné la force et le courage.

Nos vifs remerciements vont à l'encontre de notre encadreur

Monsieur Dr. MORSLI Abdelkader

et Co-encadreur Dr. OULD CHERCHALI. Noureddine

leur grande disponibilité lors de nos différentes sollicitations et leurs précieux conseils pour l'élaboration de ce projet.

Nous remercions le président et les membres de jury pour l'honneur qu'ils nous font en examinant notre travail

Enfin, nous tenons à exprimer notre reconnaissance à tous ceux et celles qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration et la finalisation de ce mémoire.





Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

À ma fabuleuses étoile ma très chers mère

À mon père : le plus bon de tous les pères

À tous mes frères

Et à toute ma famille en général·

Et enfin

À mon binôme Rachid avec qui j'ai partagé ce travail·

À tous mes amis : Raouf, Mohamed, Okba,

Yacine, Toufik, Bachir... Avec qui j'ai partagé

de précieux moments·



Djamel



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

À ma fabuleuses étoile ma très chers mère

À mon père : le plus bon de tous les pères

À tous mes frères

Et à toute ma famille en général·

Et enfin

À mon binôme Djamel avec qui j'ai partagé ce travail·

À tous mes amis : Raouf, Mohamed, Okba,

Yacine, Toufik, Bachir... Avec qui j'ai partagé

de précieux moments·



Rachid

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 أو متصل بالشبكة) 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 l'étude et le dimensionnement d'une installation PV. D'abord, faisons par une étude, l'interface qui caractérise le système PV suivant les données du site et de l'endroit. Après, choisissons son type (autonome ou raccordé au réseau) en faisant un dimensionnement manuel puis avec le logiciel PVSyst. Les résultats obtenus doivent être raisonnables.

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

Abstract

The objective of this work is the study and sizing of a PV installation. First, let's study the interface that characterizes the PV system according to site and location data. Next, choose its type (off grid or on grid) by performing a manual sizing then with the PVSyst software. The results obtained must be reasonable.

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

Table des matières

Table des matières I
Liste des figures IV
Liste des tableaux VIII
Nomenclature et Abréviations IX
Introduction général ..... - 1 -

Chapitre (I): Gisement solaire

I.1. Introduction ..... - 4 -
I.2. La source principale le Soleil ..... - 4 -
I.3. Position du Soleil par apport à la Terre ..... - 5 -
I.4. Mouvement de la Terre ..... - 5 -
I.5. Le rayonnement solaire ..... - 6 -
I.6. Différents types de rayonnement : ..... - 8 -
I.7. La sphère céleste ..... - 12 -
I.8. Coordonnées céleste ..... - 12 -
I.9. Temps solaire ..... - 15 -
I.10. Rayonnement solaire incident sur un plan quelconque par ciel clair ..... - 16 -
I.11. Calcul du rayonnement pour un plan d'inclinaison quelconque ..... - 17 -
I.12. Potentiel Solaire ..... - 17 -
I.13. Conclusion ..... - 18 -

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

II.1. Introduction ..... - 21 -
II.2. Générateur photovoltaïque ..... - 21 -
II.3. Le semi-conducteur ..... - 21 -
II.4. Les Cellules photovoltaïques ..... - 22 -
II.5. Les différentes technologies des cellules solaires ..... - 24 -
II.6. Modèle mathématiqueet formulation ..... - 28 -
II.7. Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque ..... - 29 -

II.8. Caractéristiques I=f(V) et P=f(V) aux STC ..... - 30 -
II.9. L'influence des différents paramètre de la cellule solaire sur ca fonctionnement: - 32 -
II.10. Les panneaux (modules) photovoltaïques ..... - 36 -
II.11. Association des cellules/modules photovoltaïques ..... - 38 -
II.12. Les différents types de centrales photovoltaïques ..... - 40 -
II.13. Les composants du système photovoltaïque ..... - 43 -
II.14. Avantages et inconvénients d'une installation PV ..... - 51 -
II.15. Conclusion ..... - 52 -

Chapitre (III): Présentation des logiciels PVSyst et MATLAB

III.1. Introduction ..... - 55 -
III.2. Présentation de logiciel de simulation PVSYST ..... - 55 -
III.3. Logiciel PVSYST ..... - 55 -
III.4. Pré dimensionnement ..... - 55 -
III.5. Conception du projet : ..... - 56 -
III.6. Utilisation de logiciel PVsyst ..... - 56 -
III.7. Les étapes pour faire les calculs ..... - 61 -
III.8. LOGICIEL MATLAB ..... - 65 -
III.9. Conclusion ..... - 67 -

Chapitre (IV): dimensionnement de l'installation photovoltaïque située en bloc de la bibliothèque de la faculté de technologie de l'université de Médéa

IV.1. Introduction : ..... - 69 -
V.2. Estimation de la consommation ..... - 69 -
IV.3. Dimensionnement du générateur photovoltaïque ..... - 70 -
IV.4. Estimer la puissance crête du champ photovoltaïque ..... - 70 -
IV.5. Choisir la tension de fonctionnement du champ photovoltaïque ..... - 70 -
IV.6. Déterminer le nombre de modules photovoltaïques ..... - 71 -
IV.7. Dimensionnement des batteries ..... - 71 -

IV.8. Dimensionnement du régulateur ..... - 72 -

IV.9. Dimensionnement de l'onduleur photovoltaïque ..... - 73 -

IV.10. Dimensionnement des câbles ..... - 73 -

IV.11. Dimensionnement d'installation PV ..... - 74 -

IV.12. Conditions géographiques et météorologiques de site ..... - 76 -

IV.13. Dimensionnement d'un système PV autonome ..... - 76 -

IV.14. Dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome avec stockage par logiciel PVSYST ..... - 83 -

IV.15. Systèmes Photovoltaïques raccordés au réseau électrique ..... - 92 -

IV.16. Dimensionnement d'un système photovoltaïque raccordé au réseau par logiciel PVSYST ..... - 96 -

IV.17. Comparaisons entre les dimensionnement manuel et par le logiciel PVSYST- 103 -

IV.18. Interface graphique ..... - 104 -

IV.19. CONCLUSION ..... - 109 -

Conclusion générale ..... - 111 -

Références Bibliographiques ..... - 113 -

Annexe ..... - 118 -

Liste des figures

Figure (I:1) : Le soleil. ..... - 4 -

Figure (I: 2) : Mouvement de rotation de la Terre. ..... - 5 -

Figure (I: 3) : Mouvement de la terre autour du soleil. ..... - 6 -

Figure (I: 4) : représentation de l'analyse spectrale du rayonnement solaire. ..... - 8 -

Figure (I: 5) : Les composantes du rayonnement solaire global. ..... - 11 -

Figure (I: 6) : La sphère céleste. ..... - 12 -

Figure (I: 7) : Coordonnées géographiques du lieu. ..... - 13 -

Figure (I: 8) : Coordonnées horaires. ..... - 14 -

Figure (I: 9) : Graphe des variations annuelles de l'équation du temps (par outil MATLAB/Simulink). ..... - 16 -

Figure (I: 10) :Définition des angles caractérisant la position du soleil. ..... - 16 -

Figure (I: 11) : Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné la latitude du lieu. ..... - 18 -

Figure (II: 1) : jonction PN. ..... - 23 -

Figure (II: 2) : Schéma d'une cellule photovoltaïque. ..... - 24 -

Figure (II: 3) : Silicium Monocristallin. ..... - 24 -

Figure (II: 4) : Silicium Polycrystallin. ..... - 25 -

Figure (II: 5) : Silicium Amorphe. ..... - 26 -

Figure (II: 6) : Schéma équivalent d'une cellule PV à une diode. ..... - 28 -

Figure (II: 7) : Modèle à deux diodes d'une cellule PV. ..... - 29 -

Figure (II: 8) : Caractéristique Ipv =f(Vpv) dans les conditions : G stc=1000w/m², Tstc=25°C (par outil MATLAB/Simulink) ..... - 31 -

Figure (II: 9) : Caractéristique Ppv =f(Vpv) dans les conditions : G stc=1000w/m², Tstc=25°C (par outil MATLAB/Simulink) ..... - 31 -

Figure (II: 10) : Caractéristique I (V) d'un GPV pour différents éclairements (par outil MATLAB/Simulink) ..... - 32 -

Figure (II: 11) : Courbe de puissance d'un GPV Pour différents éclairements(par outil MATLAB/Simulink).....- 33 -

Figure (II: 12) : Influence de la température sur la caractéristique I (V)(par outil MATLAB/Simulink).....- 34 -

Figure (II: 13) : Influence de la température sur la caractéristique P (V)(par outil MATLAB/Simulink).....- 34 -

Figure (II: 14) : Influence de la résistance série sur la caractéristique I (V)(par outil MATLAB/Simulink).....- 35 -

Figure (II: 15) : Influence de la résistance série sur la caractéristique P (V)(par outil MATLAB/Simulink).....- 35 -

Figure (II: 16) : Influence de la résistance shunt sur la caractéristique I(V)(par outil MATLAB/Simulink).....- 36 -

Figure (II: 17): Influence de la résistance shunt sur la caractéristique P(V)(par outil MATLAB/Simulink).....- 36 -

Figure (II: 18) : panneaux photovoltaïque.....- 37 -

Figure (II: 19) : Module constitué de Ncs connectées en série. .....- 37 -

Figure (II: 20) : champ photovoltaïque composé de Nst strings en parallèle.....- 38 -

Figure (II: 21) : Caractéristique résultante d'un groupement en série des3 modules identiques (par outil MATLAB/Simulink).....- 38 -

Figure (II: 22) : Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle des 3 modules identiques(par outil MATLAB/Simulink).....- 39 -

Figure (II: 23) : Caractéristique résultante d'un groupement hybride des 3 modules en série et 3 modules en parallèle, identiques(par outil MATLAB/Simulink).....- 40 -

Figure (II: 24) : Installation photovoltaïque autonome. .....- 41 -

Figure (II: 25) : Installation photovoltaïque couplée au réseau.....- 42 -

Figure (II: 26) : circuit électrique du hacheur « Buck ».....- 45 -

Figure (II: 27) : circuit électrique du hacheur « Boost ».....- 45 -

Figure (II: 28) :circuit électrique du hacheur « Buck-Boost ». .....- 46 -

Figure (II: 29) : Schéma synoptique du système PV par une commande MPPT.....- 47 -

Figure (II: 30) : cellule électrochimique de base. - 49 -

Figure (III. 1) : Logiciel PVsyst ……- 56 -

Figure (III. 2) : Bases de données PVsyst - 57 -

Figure (III. 3) : choix de site géographique - 58 -

Figure (III. 4) :carte interactive - 59 -

Figure (III. 5) : paramètre du site géographique, nouveau site - 60 -

Figure (III. 6) :paramètre du site géographique, nouveau site - 60 -

Figure (III. 7) : Paramètres de site géographique météo mensuelle - 61 -

Figure (III. 8) : conception du projet - 61 -

Figure (III. 9) : Caractéristique Ppv = f(Vpv) dans les conditions : G stc=1000w/m², Tstc=25°C - 62 -

Figure (III. 10): L'orientation - 63 -

Figure (III. 11): Réglage de l'horizon - 63 -

Figure (III. 12): Définition d'un système. - 64 -

Figure (III. 13) : interface MATLAB - 65 -

Figure (III. 14): Bibliothèque SIMULINK - 66 -

Figure (IV: 1) : Schéma de branchement des sous générateurs aux onduleurs mode autonome. ……- 81 -

Figure (IV: 2) : Configuration du système isolée dans PVSYST. - 83 -

Figure (IV: 3) : Trajectoire du soleil à Médéa. - 84 -

Figure (IV: 4) : Positionnement des systèmes des panneaux PV. - 85 -

Figure (IV: 5) : Caractéristique du module PV - 85 -

Figure (IV: 6) : Caractéristique du régulateur - 86 -

Figure (IV: 7) : schéma de branchement des sous générateurs aux onduleurs mode couplé réseau - 94 -

Figure (IV: 8) : Configuration du système couplée au réseau dans PVSYST. - 96 -

Figure (IV: 9) : Positionnement des systèmes de panneaux PV. - 97 -

Figure (IV: 10) : Schéma simplifie d'une installation PV raccordée au réseau - 98 -

Figure (IV: 11) : Caractéristique de l'onduleur ..... - 98 -

Figure (IV: 12): Interface graphique par logiciel MATLAB..... - 104 -

Figure (IV: 13) : Courbe I(V) du module JKM 370M-72-V au STC..... - 105 -

Figure (IV: 14): Courbe P(V) du module JKM 370M-72-V au STC..... - 105 -

Figure (IV: 15) : Courbes I(V) du module à différentes valeurs d'éclairement. ..... - 106 -

Figure (IV: 16): Courbes P(V) du module à différentes valeurs d'éclairement. ..... - 106 -

Figure (IV: 17): Courbes I(V) du module àdifférentes valeurs de T. ..... - 107 -

Figure (IV: 18): Courbes P(V) du module à différentes valeurs de T. ..... - 107 -

Figure(IV: 19) : Caractéristique I(V) à différant type des modules ..... - 108 -

Figure (IV: 20) : Caractéristique P(V) à différant type des modules ..... - 109 -

Liste des tableaux

Tableau (I: 1) : Caractéristiques principales du soleil. ..... - 4 -

Tableau (I: 2) : Quelques valeurs de L'albédo selon la surface du sol . ..... - 11 -

Tableau (I: 3) : Ensoleillement reçu en Algérie par régions climatiques. ..... - 18 -

Tableau (II: 1) : État comparatif des différentes technologies des cellules PV……...- 27 -

Tableau (II: 2) : Rapports de transformation des principaux convertisseurs DC-DC. .... - 44 -

Tableau (III: 1) : Choix de l'inclinaison ……...- 62 -

Tableau (IV: 1) : Le gisement solaire pour la région de Médéa ……...- 76 -

Tableau (IV: 2) : Besoins journalière. ..... - 77 -

Tableau (IV: 3): Comparaisons entre les dimensionnements manuel et par le logiciel PVSYST ..... - 103 -

Nomenclature et Abréviations

Nomenclature

ω_0: 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).

G_{di}: Rayonnement direct.

G_{di}: 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.

N_j: 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).

E_c: 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).

I_b : Courant d'une branche.

P_m; Puissance que peut fournir un module.

N_b: Nombre de branche.

V_u: La tension d'un panneau photovoltaïque.

I_{Ph}: Densité de courant photo-généré

I_{0bsc}: 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.

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

Depuis un siècle, la maîtrise des ressources en énergie fossiles telles que : le charbon, le pétrole, le gaz et dans une certaine mesure le nucléaire, a permis une hausse considérable du niveau de vie des populations, spécialement dans les pays développés.

De ce fait, et bien entendu en raison du développement de l'industrie, du transport et des moyens de communication, une croissance considérable de la consommation mondiale d'électricité a été observée pendant ces dernières décennies [1].

Entre aujourd'hui et 2025, la population mondiale passera de 6 à 8 milliards d'êtres humains. La consommation d'énergie primaire suivra cette croissance et passera alors de 12Gtep à 17Gtep. La Chine et l'Inde représenteront à elles seules 40% de cette croissance. Les stocks d'énergies fossiles sont estimés à 50 ans pour le pétrole, 60 ans pour le gaz et l'uranium et 150 ans pour le charbon. De par l'utilisation de ces énergies fossiles, les émissions de gaz à effet de serre (GES) passeront de 27 à 42Gteq: CO2.

Il faut aussi rappeler que ce type de production d'énergie est très polluant. De ce fait, les développements des ressources d'énergie renouvelables et non polluantes s'avère donc d'actualité.

De nos jours, le monde est confronté à une double menace liée à l'énergie, celle de ne pas disposer d'approvisionnements suffisants et sûrs à des prix acceptables (épuisement des ressources) d'une part, et celle de nuire à l'environnement (augmentation de l'effet de serre) par une consommation excessive d'énergie d'autre part. Il est bien évident que Climat et énergie sont intimement liés et que les enjeux sont planétaires. De là, on comprend que le mix énergétique s'impose, associant aux énergies fossiles et nucléaires les énergies dites renouvelables telles que l'énergie éolienne, hydroélectrique, solaire, biocarburants et géothermie [1].

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.

Notons que l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus importants du monde. La moyenne annuelle d'insolation dépasse les 3000 heures. C'est aussi le plus important de tout le bassin méditerranéen avec 169440 TWh/an. L'énergie solaire moyenne reçue est de 1700 kWh/m²/an au niveau des régions côtières ; 1900 kWh/m²/an dans les Hauts-Plateaux et 2650 kWh/m²/an au Sahara.

Notre pays peut donc couvrir certains de ses besoins en énergie par les systèmes photovoltaïques [1].

Le système PV raccordé à un réseau peut servir à fournir d'importantes quantités d'énergie, cependant, cela nécessite un énorme investissement qui rend le coût de l'électricité produite très élevé.

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 [1].

L'objectif de ce travail est de dimensionner un système photovoltaïque autonome et connectée au réseau et de l'adapter à une application dans la Bibliothèque de faculté technologie de L'université Dr. Yahia farés de Médéa. Pour cela la, notre dimensionnement a été basé sur l'utilisation de la logiciel PVSYST6 .8.1 Pour pouvoir dimensionner une installation photovoltaïque connecté au réseau ou une installation photovoltaïque isolé.

Ce travail est devisé en quatre chapitres :

Dans le premier chapitre, nous présenterons une généralité sur le gisement solaire.

Dans le second chapitre, nous ferons une description générale des systèmes photovoltaïques.

Sur le troisième chapitre, une généralité sur les logiciels PVSYST et MATLAB sera faite.

Le chapitre quatre consiste à dimensionner une installation photovoltaïque autonome et connectée au réseau et adaptée pour le bloc de la bibliothèque de faculté de la technologie de l'université de Médéa.

Nous avons créé une interface MATLAB pour étudier les caractéristiques électriques du module photovoltaïque utilisé.

En 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 [2].

I.2. La source principale le Soleil

Le Soleil est une étoile de forme pseudo sphérique dont le diamètre atteint 1391000 km. Le Soleil est composé de matière gazeuse, essentiellement de l'hydrogène et de l'hélium [2].

Le tableau suivant présenté les caractéristiques principales du soleil :

Tableau (I: 1) : Caractéristiques principales du soleil [2].

Diamètre (Km)	1392000
Masse (kg)	10^{30}
Surface (km²)	$6.09*10^{12}$
Volume (km³)	$1.41*10^{18}$
Masse volumique moyenne (Kg /m³)	1408
Vitesse (km/s)	217
Distance du centre de la voie lactée (Km)	$2.5*10^{18}$

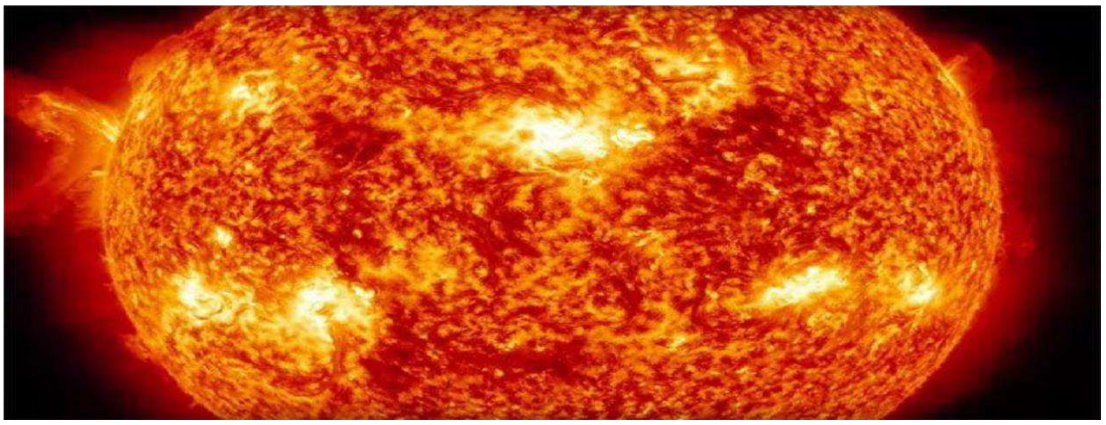


Figure (I:1) : Le soleil.

I.3. Position du Soleil par apport à la Terre

La Terre décrit autour du soleil une orbite elliptique d'une période de 365,25 jours, Le plan de cette orbite est appelé plan de l'écliptique Figure (I.2) [3].

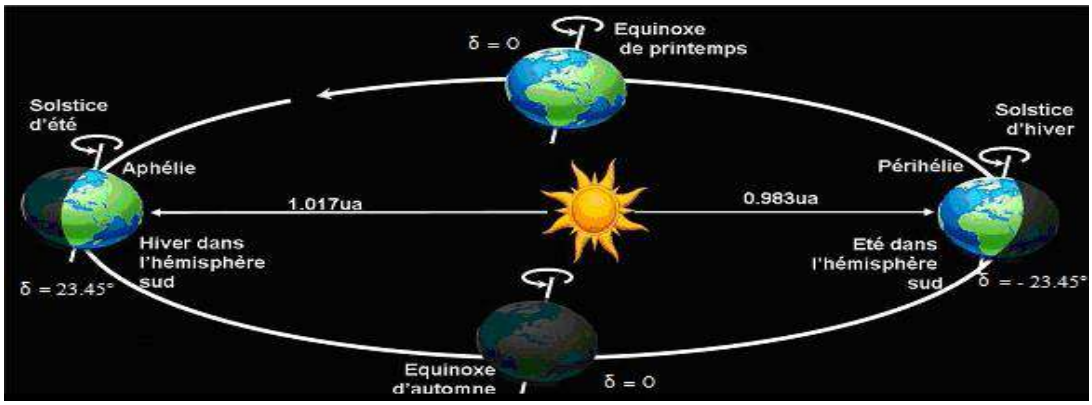


Figure (I: 2) : Mouvement de rotation de la Terre.

La Terre subie deux types de déplacements:

- La révolution de la Terre au tour du Soleil est à l'origine des saisons.
- La rotation de la Terre sur elle-même autour de l'axe des pôles (24h), qui est à l'origine de la succession des jours et des nuits.

Il est possible de calculer la position du Soleil sur la voûte céleste en fonction du temps et de la position de l'observateur sur la Terre.

I.4. Mouvement de la Terre

La trajectoire de la terre autour du soleil est légèrement elliptique, ayant le soleil pour foyer et dont le rayon moyen est de $149{,}6.10^6$ km avec une variation de presque 1,7% au cours de l'année du fait de la légère excentricité de l'orbite terrestre, l'axe de rotation de la terre sur elle-même est inclinée de 23°27' par rapport au plan de l'écliptique (plan de l'orbite terrestre) on peut décomposer le mouvement de chacun d'eux en mouvement de rotation et mouvement de translation [4].

I.4.1. Mouvement de rotation de la Terre sur elle-même

La Terre est animée d'un mouvement de rotation d'ouest en est (dans le sens inverse des aiguilles d'une montre, vue de son côté nord), ainsi les astres, dont le Soleil et la Lune, semblent animés d'un mouvement opposé, allant d'est en ouest.

La durée de cette rotation par rapport aux étoiles (rotation sidérale) est d'environ 23 h 56 min 4 s. C'est ce que l'on appelle le jour sidéral.

Cependant, au cours de l'année, la Terre avance sur son orbite. Ainsi, pour un observateur terrestre, afin que le Soleil passe à nouveau au sud d'un jour à l'autre, il faudra rajouter environ 4 minutes au jour sidéral. Ce n'est donc bien qu'au bout de 24 heures que le Soleil se retrouve à la même position que la veille. C'est ce qui est appelé le jour solaire [5].

I.4.2. Mouvement de la terre autour du soleil

La terre décrit autour du soleil une trajectoire légèrement elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers. Sa distance moyenne est de 149.6 millions de km, avec une variation de ±1.7%.

La terre traverse le grand axe de l'ellipse le 2 janvier (position la plus proche ou périhélie 147 millions km) et le 2 juillet (la plus éloignée du soleil ou aphélie 152 millions km). La distance Terre-Soleil est donnée par l'équation suivante [5] :

$$d = 1.5 * 10^8 \left\{1 + 0.017 sin\left[\frac{360(n-93)}{365}\right]\right\} Km \qquad (I.1)$$

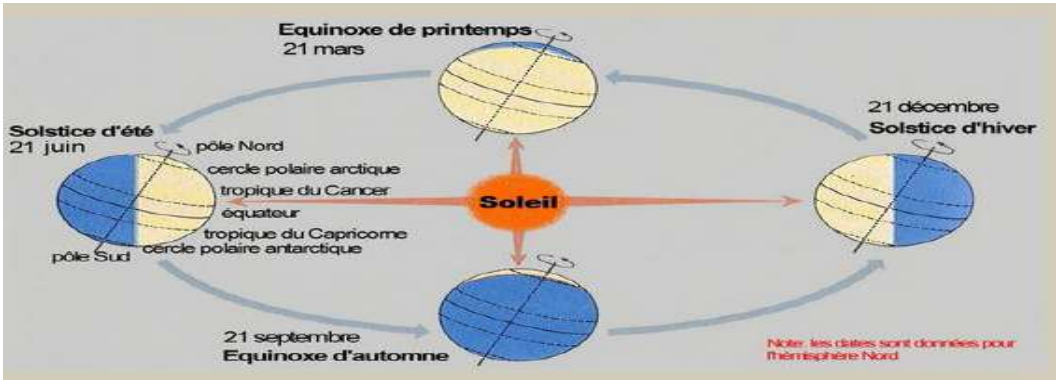


Figure (I: 3) : Mouvement de la terre autour du soleil.

I.5. Le rayonnement solaire

Le rayonnement émis par le soleil comporte des ondes électromagnétiques dont une partie, appelée le rayonnement solaire, ne cesse de parvenir à la limite supérieure de l'atmosphère terrestre. En raison de la valeur prise par la température superficielle du soleil environ 5800°K, l'énergie de rayonnement électromagnétique transmise à la terre provient essentiellement de l'émission d'ondes lumineuses qui se situent dans le visible (entre 0,4 et 0,7 µm de longueur d'onde environ) et le proche infrarouge (entre 0,7 et 4 µm environ) ; cette énergie, moyennée sur une année et sur l'ensemble de la limite supérieure de l'atmosphère, correspond à un éclairement de quelque 340 $W.m^{-2}$. Mais sur cette quantité d'éclairement qu'apporte le soleil au système terre-atmosphère, environ 100 $W.m^{-2}$ sont réfléchis vers l'espace : le reste est absorbé, pour un tiers par l'atmosphère et pour les deux tiers par la surface terrestre.

Tout d'abord, près du quart de cet éclairement incident est réfléchi dans l'espace par l'atmosphère : pareille réflexion est essentiellement le fait des nuages (environ 65 $W.m^{-2}$), le reste étant dû aux autres constituants atmosphériques - gaz et aérosols - qui réfléchissent environ 15 $W.m^{-2}$. En outre, l'atmosphère et ses nuages prélèvent par absorption 80 $W.m^{-2}$ environ sur l'éclairement solaire : restent donc approximativement 180 $W.m^{-2}$qui parviennent à la surface terrestre au terme d'une transmission dont à peu près les deux tiers se font directement, le reste s'effectuant par diffusion vers le bas ; c'est grâce à ce rayonnement diffus que l'on peut voir sans interruption pendant le jour, même quand les nuages cachent le soleil.

On assiste à un processus assez complexe d'interaction entre diffusion vers le bas et réflexion : la surface terrestre, possédant un albédo moyen élevé (l'albédo est la fraction d'un rayonnement incident diffusée ou réfléchie par un obstacle), devrait renvoyer dans l'atmosphère environ 50 $W.m^{-2}$ sur les quelque 180 $W.m^{-2}$ incidents ; mais en fait, la majeure partie de l'éclairement qu'elle réfléchit ainsi lui revient tôt ou tard par diffusion vers le bas depuis le milieu atmosphérique et s'ajoute partiellement aux 130 $W.m^{-2}$ de rayonnement solaire non réfléchis à son contact. Bien qu'il n'existe pas dans la réalité deux instants distincts pour l'absorption par la surface terrestre, mais un phénomène continu d'absorption du rayonnement solaire, on peut résumer le processus précédent en disant que tout se passe comme si les 50 $W.m^{-2}$ réfléchis par cette surface se répartissaient entre 20 $W.m^{-2}$ définitivement renvoyés vers l'espace interplanétaire après diffusion vers le haut à travers l'atmosphère et 30 $W.m^{-2}$ retournant à la surface terrestre après diffusion différée vers le bas. Ces 30 $W.m^{-2}$ s'ajoutent aux 130 $W.m^{-2}$ initialement non réfléchis pour constituer approximativement les 160 $W.m^{-2}$

-Pratiquement la moitié du rayonnement solaire - qu'absorbe la surface terrestre.

En ramenant toutes les couches de l'atmosphère dans des conditions normales (P= 1013 mbar et t= 25°C), on a défini une atmosphère standard d'épaisseur verticale moyenne de 7,8 km prise pour référence unité et formée de couches planes et stratifiées composées par les divers gaz comme l'azote (couche de 6 150 m), l'oxygène (1 650 m), l'argon (74 m), le gaz carbonique (24 m)... L'eau est représentée par une couche d'épaisseur variable de quelques dizaines de mètres pour la vapeur et de quelques centimètres pour le liquide.

De là on introduit le nombre d'air masse m qui permet de tenir compte de l'épaisseur de l'atmosphère traversé par les rayons solaires suivant l'inclinaison du soleil.

$$m = \frac{p}{1013}\frac{1}{sinA}exp^{(-\frac{z}{7.8})} \qquad \text{(I.2)}$$

Avec p ($N.m^2$) pression

A (°) élévation du soleil sur l'horizon (90° au zénith)

Z (km) altitude

Ainsi, au niveau de la mer (z=7800m),

$$m \approx \frac{1}{sinA} \qquad \text{(I.3)}$$

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

Hors atmosphère à haute altitude, on est dans les conditions AM0.

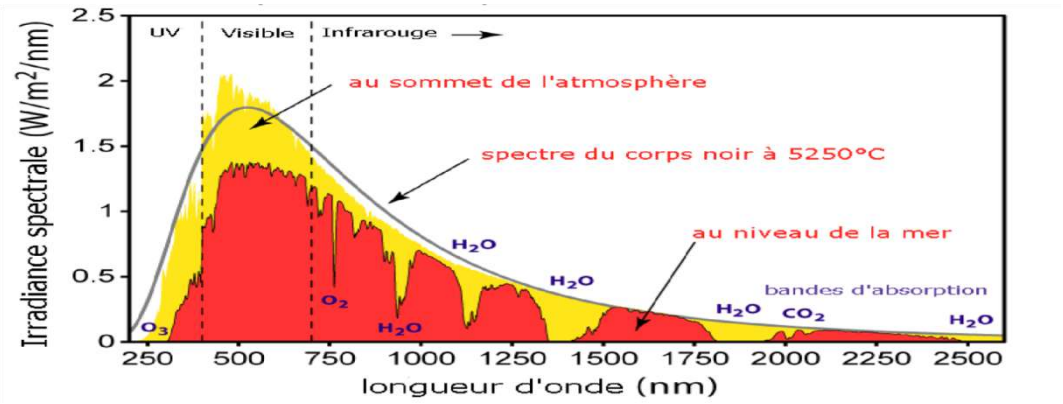


Figure (I: 4) : représentation de l'analyse spectrale du rayonnement solaire.

Il est important de comprendre les deux aspects recouverts par le concept de nombre d'air masse. D'une part, il caractérise la puissance transportée par le rayonnement solaire (1353 $W \cdot m^{-2}$ pour AM0, 833 $W \cdot m^{-2}$pour AM1,5) et d'autre part, il sert à définir un spectre de référence pour calibrer les cellules étalons destinées à qualifier les performances des dispositifs photovoltaïques. Ainsi les conditions standards de qualification des cellules sont un spectre AM1,5, une puissance incidente de 1000W m^{-2}et une température de 25°C. Sauf indication contraire, c'est pour de telles conditions que doivent être fournies les performances et spécifications d'un dispositif photovoltaïque donné[6].

I.6. Différents types de rayonnement

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 [7]:

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.

$$S_H(i) = 1367.C(j).\sin\left(h(i).\exp\left(\frac{-T_L}{0{,}9 \times 9{,}41 \times M(i)}\right)\right) \quad (I.4)$$

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:

$$D_H(i) = \frac{1367}{3}.C(j) - \sin[h(i) - 2].\exp\left[-0.5\log^2\left(\frac{T_C}{22.M(i)^{-0.65}}\right)\right] \quad (I.5)$$

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:

$$\varphi_G = S + D + R \quad (I.6)$$

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 :

$$G_b = \frac{S_B}{S_H} = \frac{\cos(\varphi - \beta)\cos(\delta)\cos(\omega) + \sin(\varphi - \beta)\sin(\delta)}{\cos(\varphi)\cos(\delta)\cos(\omega) + \sin(\varphi)\sin(\delta)} \quad (I.7)$$

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 :

$$G_{dir} = \frac{\cos(\varphi - \beta)\cos(\delta)\cos(\omega) + \sin(\varphi - \beta)\sin(\delta)}{\cos(\varphi)\cos(\delta)\cos(\omega) + \sin(\varphi)\sin(\delta)} S_H \quad \text{(I.8)}$$

I.6.2.2.Rayonnement diffus

Le flux à une inclinaison B et l'attitude capté par une surface orientée face au Sud est donné par le modèle suivant:

$$G_{dif} = D_B \left[F(i).\frac{1+\cos\beta}{2} + (1 - F(i)).\frac{\cos\theta(i)}{\sinh(i)}\right] \quad \text{(I.9)}$$

Avec

$$F(i) = 1 - K_T(i)\left[1 - \frac{S_H}{G_H}\right] \quad \text{(I.10)}$$

$$K_T(i) = \left[\frac{\theta_{GH}(i)}{\theta_i}\right] \quad \text{(I.11)}$$

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.

$$G_{rif} = \emptyset_{GH}[\xi(\frac{1-\cos B}{2})] \quad \text{(I.12)}$$

Avec :

$\emptyset_{GH}$: Flux global horizontal

ξ: 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:

$$G = G_{dir} + G_{dif} + G_{rif} \quad (I.13)$$

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 [8].

Tableau (I: 2) : Quelques valeurs de L'albédo selon la surface du sol [8].

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

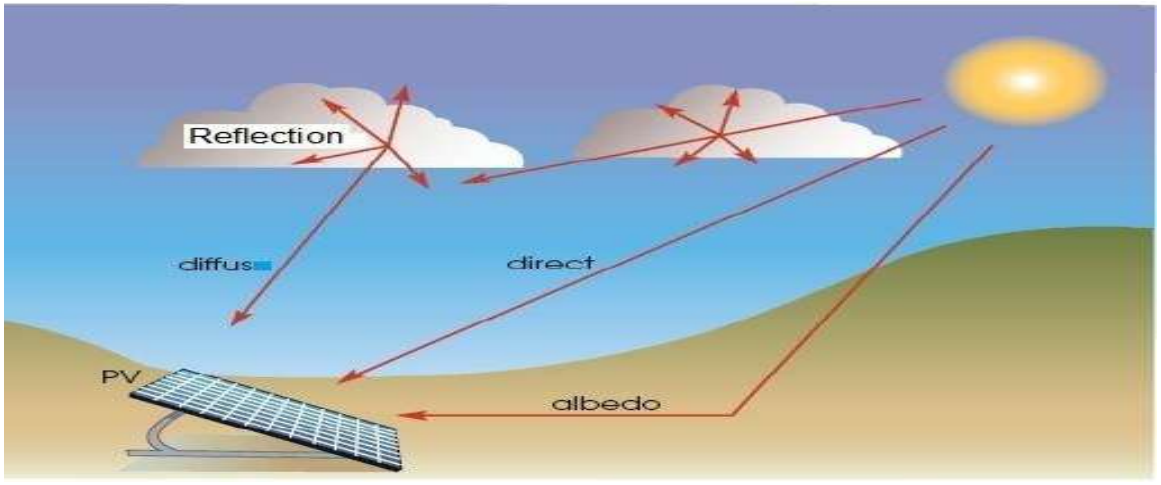


Figure (I: 5) : Les composantes du rayonnement solaire global.

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 [9].

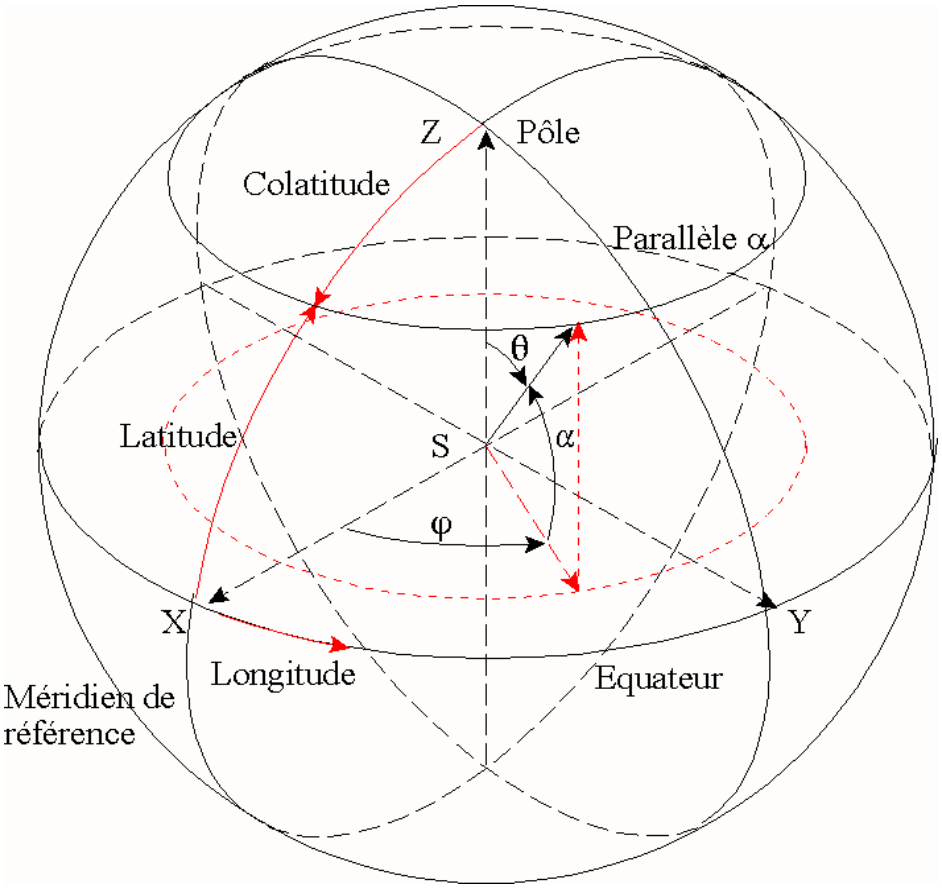


Figure (I: 6) : La sphère céleste.

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) [10].

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 [10].

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 [10].

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) [10].

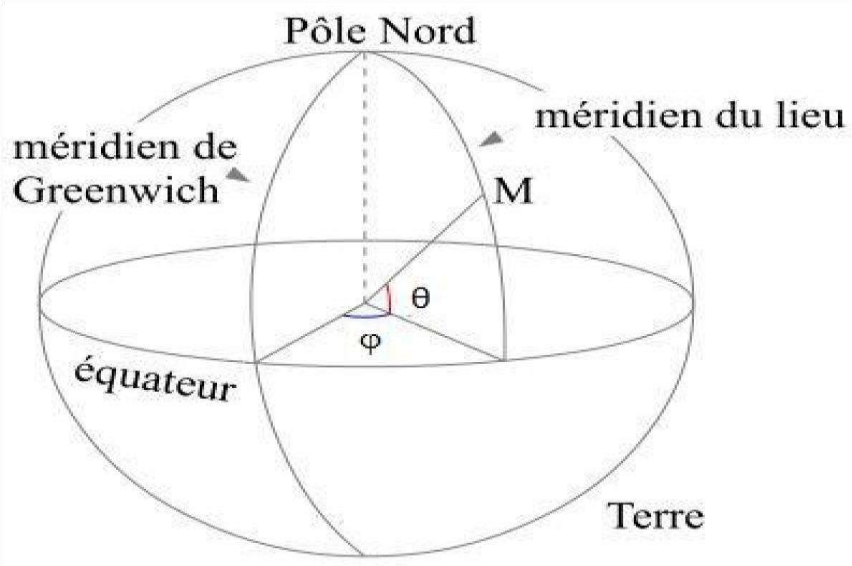


Figure (I: 7) : Coordonnées géographiques du lieu.

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 [11] :

$$\omega = 15.(TSV - 12) \qquad (I.14)$$

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 [11]:

$$\delta = 23°45'.sin\left(\frac{360°}{365}.(J+284)\right) \quad \text{(I.15)}$$

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:

$$\sin(h) = [\sin(\varphi).\sin(\delta)] + [\cos(\varphi).\cos(\delta).\cos(\omega)] \quad \text{(I.16)}$$

La durée astronomique du jour s'obtient par [11] :

$$D_0 = \left({}^{2}/_{15}\right).[\text{Arccos}(-\text{tg}(\varphi).\text{tg}(\delta))] \quad \text{(I.17)}$$

I.8.2.4.Azimut du soleil

L'azimut est relié à l'angle horaire, la hauteur et la déclinaison par la relation [11]:

$$sin(a) = \frac{cos(\delta).sin(\varphi)}{cos(h)} \quad \text{(I.18)}$$

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° [11]**.**

$$\cos(\theta_z) = \cos(\delta).\cos(\omega).\cos(\varphi) + \sin(\delta).\sin(\varphi) \quad \text{(I.19)}$$

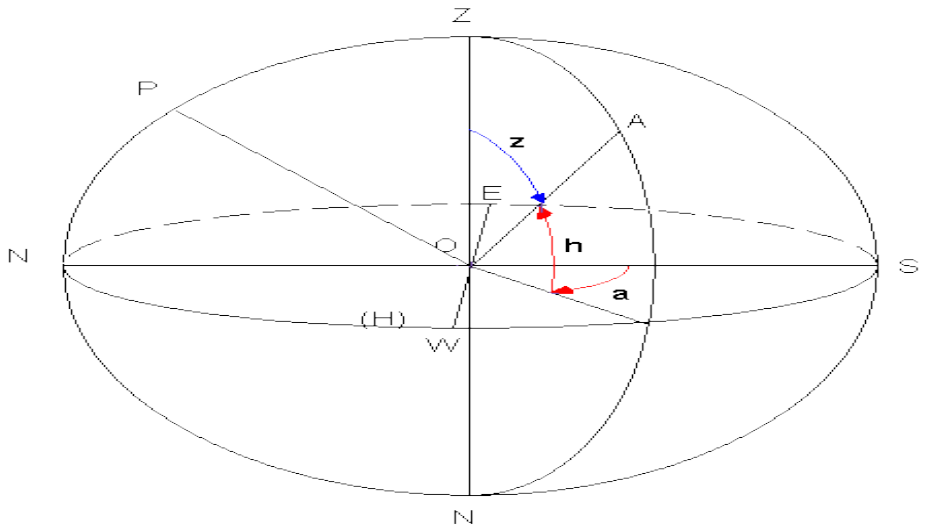


Figure (I: 8) : Coordonnées horaires.

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 [12]:

$$TSV = 12 + \frac{\omega}{12} \quad \text{(I.20)}$$

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

Il est appelé parfois temps locale (TSM), Il est donné par la relation [13]:

$$Et = TSV - TSM \quad \text{(I.21)}$$

I.9.3. Le temps universel (TU)

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

$$Tu = TSM - \frac{\lambda}{15} \quad \text{(I.22)}$$

I.9.4. Le temps légal (TL)

Est le temps officiel d'un état, il est donné par [13] :

$$TL=TU+\Delta H \quad \text{(I.23)}$$

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 : [14]

$$\mathrm{TSV_{lever}} = 12 - (\arcsin(-\mathrm{Tan}(\theta) * \mathrm{Tan}(\delta)))/15 \quad \text{(I.24)}$$

$$\mathrm{TSV_{coucher}} = 12 + (\arcsin(-\mathrm{Tan}(\theta) * \mathrm{Tan}(\delta)))/15 \quad \text{(I.25)}$$

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 [11].

$$\mathrm{Et} = 9.87.\sin\left(720°\left(\frac{\mathrm{J}-81}{365}\right)\right) - 7.53\cos\left(360°\left(\frac{\mathrm{J}-81}{365}\right)\right) - 1.5\sin\left(360°\left(\frac{\mathrm{J}-81}{365}\right)\right) \quad \text{(I.26)}$$

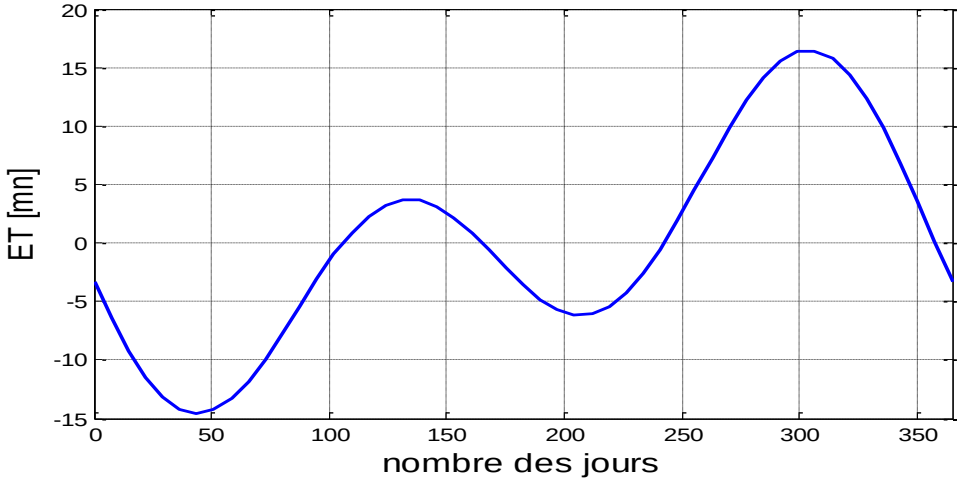


Figure (I: 9) : Graphe des variations annuelles de l'équation du temps (par outil MATLAB/Simulink).

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 [11] :

- 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 [11]:

$$cos(\theta) = sin(\delta)sin(\varphi).cos(\beta) - sin(\delta).cos(\varphi).sin(\beta)cos(\gamma) + cos(\delta).cos(\varphi) \quad \text{(I.27)}$$

$$cos(\beta).cos(\omega) + cos(\delta).sin(\emptyset)sin(\beta).cos(\gamma).cos(\omega) + cos(\delta).\sin(\beta).\sin(\gamma).\sin(\omega) \quad \text{(I.28)}$$

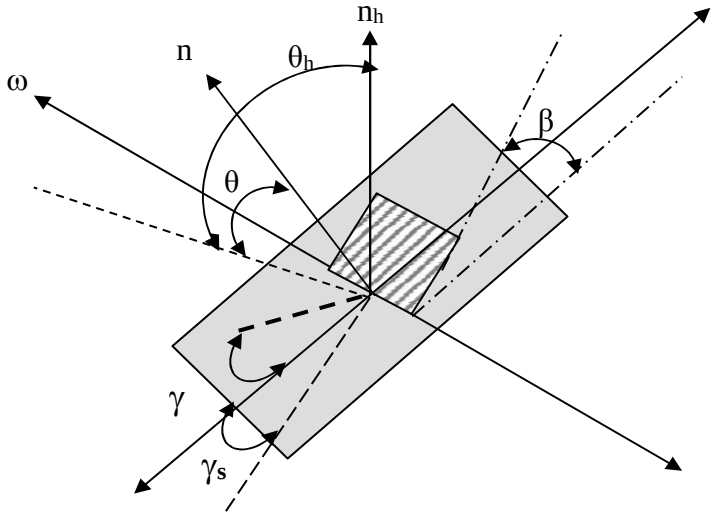


Figure (I: 10) : Définition des angles caractérisant la position du soleil.

- **Sur la figure 10, 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).
ω: 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 [11]

$$G_h = I.[\sin(h)] + D_h = I_h + D_h \quad (I.29)$$

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

Le rayonnement diffus pour une surface horizontale est donné par l'expression [11] :

$$D_h = RDIFH = 120.\Gamma\exp\left(\frac{-1}{0.4511 + \sin(h)}\right) \quad (I.30)$$

$$\Gamma = 0.796 - 0.01.\sin\left(\frac{360°}{365}.(J + 284\right) \quad (I.31)$$

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 [11]:

$$G_i = (I_h.R_b) + D_h.\left(\frac{1+\cos(\beta)}{2}\right) + (\rho.G_h).\left(\frac{1+\cos(\beta)}{2}\right) \quad (I.32)$$

$$R_b = \frac{\cos(\theta)}{\cos\theta_z} \quad (I.33)$$

$$\cos(\theta_z) = [\sin(\varphi).\sin(\delta)] + [\cos(\varphi).\cos(\delta).\cos(\omega)] \quad (I.34)$$

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 [15]:

Tableau (I: 3) : 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

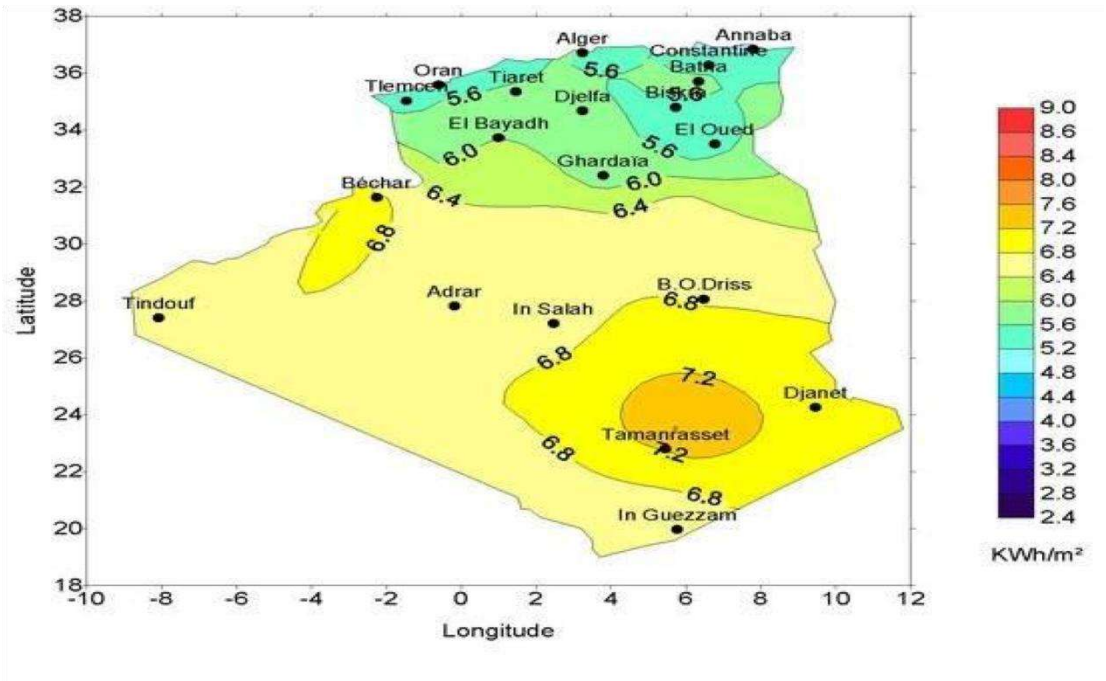


Figure (I: 11) : Moyenne annuelle de l'irradiation solaire globale reçue sur un plan incliné la latitude du lieu.

I.13. Conclusion

Le rayonnement solaire reçu par un capteur au niveau du sol dépend des paramètres géométriques du lieu considéré (latitude et la longitude), du positionnement du capteur (inclinaison et l'orientation par rapport au Sud), mais aussi du mouvement apparent du soleil dans le ciel qui est caractérisé par sa hauteur, sa déclinaison et son azimut.

Il est bien connu que le rayonnement solaire qui peut être collecté par -un capteur est maximal lorsque le capteur reste constamment orienté vers le soleil. Ceci ne peut être obtenu que grâce à un système de poursuite solaire.

Dans le présent chapitre, on s'est intéressé à une étude détaillée des équations qui régissent le mouvement apparent du soleil par rapport à un lieu donné et à la détermination de la position du soleil par rapport à un plan incliné.

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

L'énergie solaire photovoltaïque est une énergie renouvelable, qui permet à partir du rayonnement solaire de produire de l'électricité grâce à des cellules photovoltaïques montées en série et/ou en parallèle. Lorsque plusieurs cellules sont reliées entre-elles, celles-ci forment un module solaire photovoltaïque. Différentes technologies de modules existent aujourd'hui sur le marché. Une installation solaire classique comporte en général plusieurs modules afin de subvenir aux besoins en énergie de l'installation, celle-ci peut se réaliser aussi bien chez un particulier que chez un professionnel ou dans une centrale solaire photovoltaïque. Cette installation peut être isolée comportant des batteries et répondant à des besoins locaux ou alimentant un réseau de distribution électrique (connecté au réseau).

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 [16].

Les cellules photovoltaïques sont composées de semi-conducteurs qui leur permettent de transformer directement une énergie électromagnétique sous forme de photon reçu par le soleil en énergie électrique sous forme d'un courant continu. Les énergies des photons absorbés par le matériau semi-conducteur créent des porteurs de charges appelés électrons et trous [17].

II.3. Le semi-conducteur

Les semi-conducteurs sont des matériaux dont la conductivité est intermédiaire entre celle des conducteurs et celle des isolants.

Cette conductivité des semi-conducteurs, à la différence de celle des conducteurs et des isolants, dépend fortement de leur pureté, des irrégularités de leur structure, de la température et d'autres quantités physiques et chimiques.

Cette propriété représente leur avantage principal puisqu'elle permet la construction de la plupart des composants électroniques ayant des caractéristiques très diversifiées.

A la température de **0** K (-273°C) chaque atome de la grille cristalline est attaché à quatre atomes voisins par la mise en commun de leurs électrons périphériques (liaisons covalentes), assurant

la cohésion du cristal, les électrons qui participent à ces liaisons sont fortement liés aux atomes de silicium, aucune charge mobile susceptible d'assurer la circulation d'un courant électrique n'existe. La conductivité du silicium est alors très faible.

Cependant l'élévation de la température permet la libération dans la structure, de certains électrons périphériques, par apport d'énergie. De plus, la libération d'un électron provoque l'apparition d'un trou dans la structure cristalline, soit la création d'une paire électron-trou [18].

II.4. Les Cellules photovoltaïques

II.4.1. Jonction PN

Une jonction P-N est créée par la mise en contact d'un semi-conducteur dope N (donneurs d'électron) et d'un semi-conducteur dope P (compose de trous). L'interface entre ces deux régions s'appelle une jonction.

Pour réaliser des cellules photovoltaïques, il existe trois configurations de jonctions :

- une jonction PN (homo-jonction, i.e. : les deux régions sont constituées d'un même matériau semi-conducteur, du silicium dans la majorité des cas)
- une hétéro jonction (jonction entre deux semi-conducteurs différents)
- une jonction métal-semi-conducteur.

Dans ces trois configurations, les phénomènes physiques intervenant dans le fonctionnement des cellules photovoltaïques sont similaires.

Les électrons de la jonction se déplacent vers la région P et les trous vers la région N. Il ne reste que des atomes ionisent fixe. Cette zone (dite de déplétion) de porteurs libres est appelée «zone de charge d'espace» créant un champ électrique. En dehors, le champ électrique est nul.

Dans une homo jonction à l'équilibre thermodynamique, à la frontière des deux régions, il s'est forme pendant le processus de déplétion, une barrière de potentiel (VD) (tension de diffusion).

$$V_d = \frac{KT}{q} \mathrm{Ln}\left(\frac{N_d N_A}{n_i^2}\right) \qquad \text{(II.I)}$$

VD [V] tension de diffusion sur une jonction,
k=1,380662 10^{-23}J.K^{-1}constante de Boltzmann,
T [°K] température absolue du cristal,
q = 1,602.10^{-19}C charge élémentaire,
Nd [cm^{-3}] concentration des donneurs,

NA [cm^{-3}] concentration des trous,
n_i [cm^{-3}] concentration intrinsèque,

Avec VT = kT/q = 26 mV a la température ambiante.

Les cellules solaires photovoltaïques sont souvent des jonctions dissymétriques, c'est-adire qu'un dopage est plus fort que l'autre, dans ce cas, la zone de charge d'espace se trouve pratiquement dans la région la plus faiblement dopée [19].

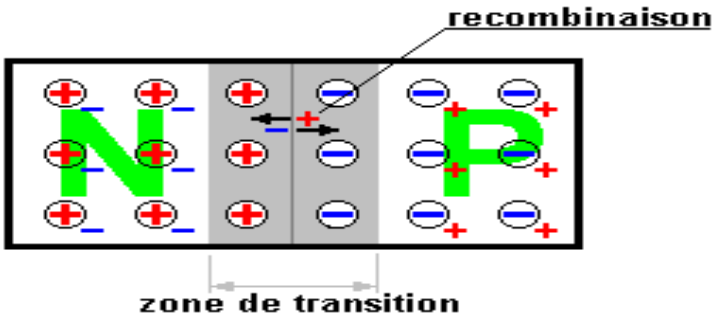


Figure (II: 1) : jonction PN.

II.4.2. Principe de fonctionnement

Une cellule PV est un capteur constitué d'un matériau semi-conducteur absorbant de l'énergie lumineuse et la transformant directement en courant électrique. Le principe de fonctionnement d'une cellule PV fait appel aux propriétés d'absorption du rayonnement lumineux par des matériaux semi-conducteurs. Ainsi, le choix des matériaux utilisés pour concevoir des cellules PV se fait en fonction des propriétés physiques de certains de leurs électrons susceptibles d'être libérés de leurs atomes lorsqu'ils sont excités par des photons provenant du spectre solaire et possédant une certaine quantité d'énergie selon leurs longueurs d'onde. Une fois libérées, ces charges se déplacent dans le matériau formant globalement un courant électrique continu (DC). La circulation de ce courant donne alors naissance à une force électromotrice (f.é.m.) aux bornes du semi-conducteur correspondant ainsi au phénomène physique appelé effet photovoltaïque [20]**.** La Figure (II. 1) illustre la constitution d'une cellule PV à base de silicium.

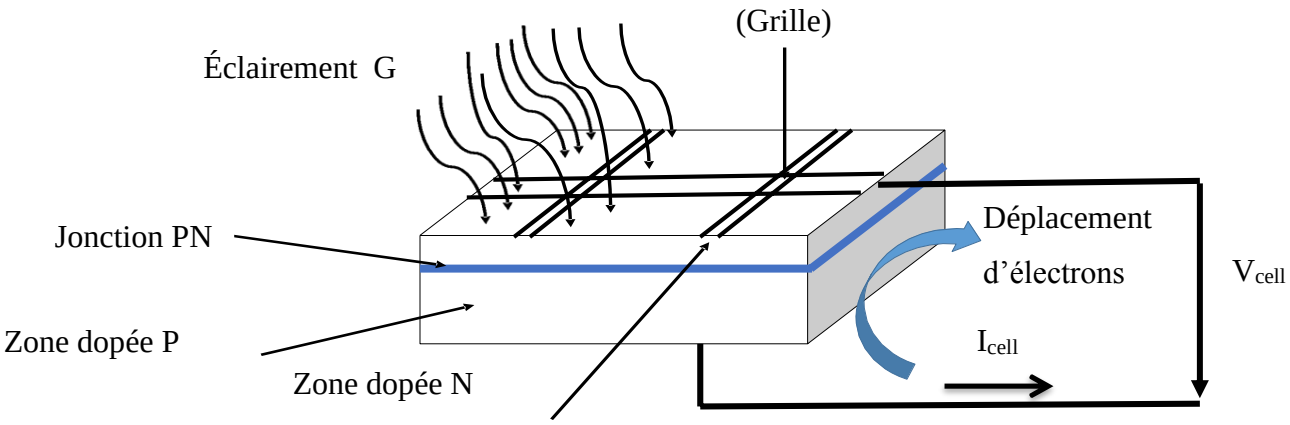


Figure (II: 2) : Schéma d'une cellule photovoltaïque.

II.5. 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 [21]. En effet, il existe plusieurs types de cellules photovoltaïques dont les plus importants sont les suivantes [22]:

II.5.1. 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.

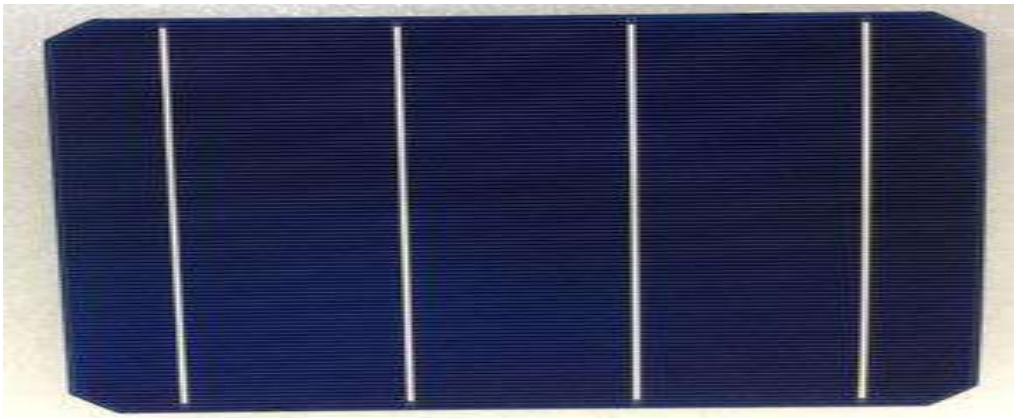


Figure (II: 3) : Silicium Monocristallin.

II.5.1.1.Avantage

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

II.5.1.2.Inconvénients

- Leur cout est très élevé.
- Rendement faible sous un faible éclairement.

II.5.2. 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%.

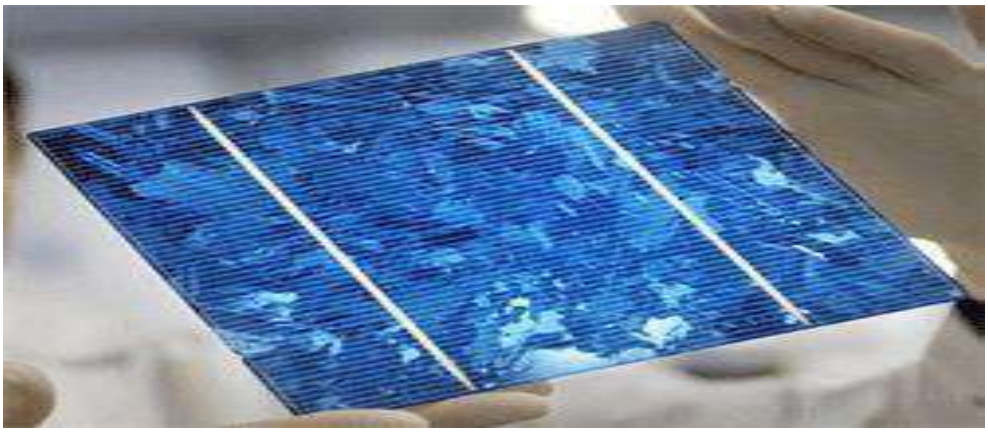


Figure (II: 4) : Silicium Polycrystallin.

II.5.2.1.Avantage

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

II.5.2.2.Inconvénients

- Rendement faible sous un faible éclairement.

II.5.3. 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».

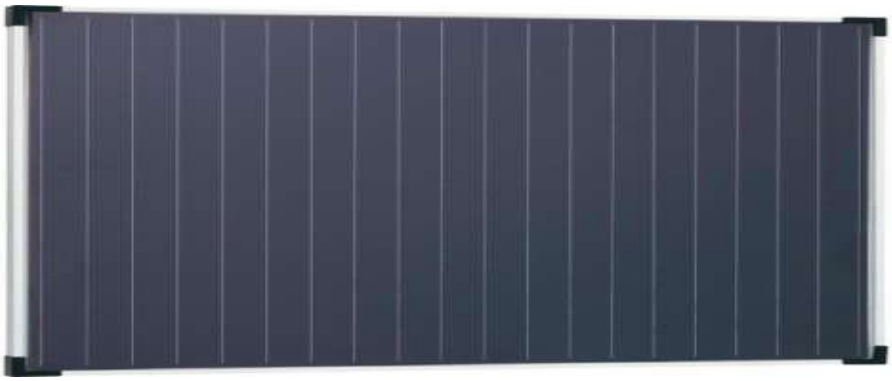


Figure (II: 5) : Silicium Amorphe.

II.5.3.1.Avantage

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

II.5.3.2.Inconvénients

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

II.5.4. 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.5.4.1.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.5.4.2.Inconvénient

- rendement faible sous un faible éclairement.

II.5.5. 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.5.5.1.Avantage

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

II.5.5.2.Inconvénient

- Coût élevé dû à la superposition de deux cellules [23].

Tableau (II: 1) : État comparatif des différentes technologies des cellules PV [24].

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.6. Modèle mathématique et formulation

II.6.1. 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.

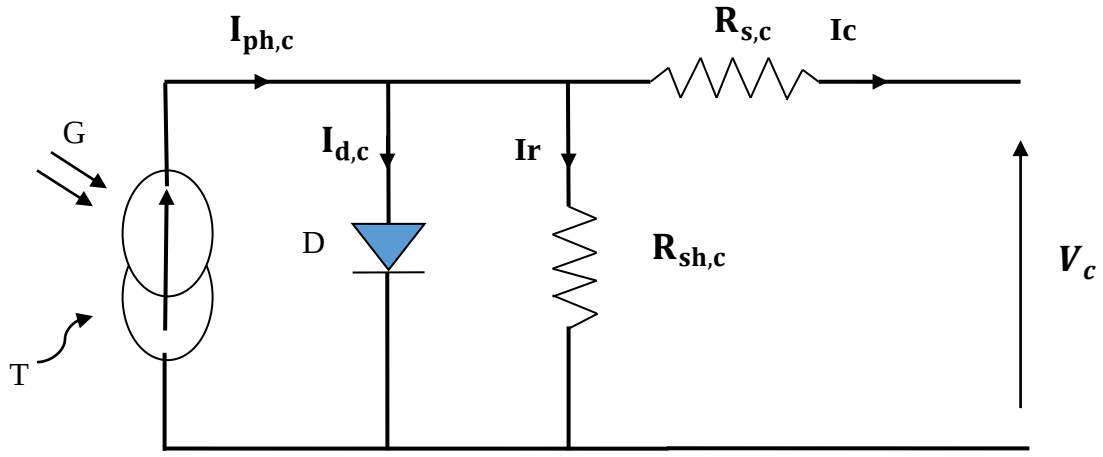


Figure (II: 6) : Schéma équivalent d'une cellule PV à une diode.

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

$$I_c = I_{ph,c} - I_{0,c}\left(\exp^{\frac{q(Vc+Rs,c.Ic)}{nKT}} - 1\right) - \frac{(V_c + R_{s,c}.I_c)}{R_{sh,c}} \qquad (II.1)$$

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 [25].

II.6.1.1.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) [24].

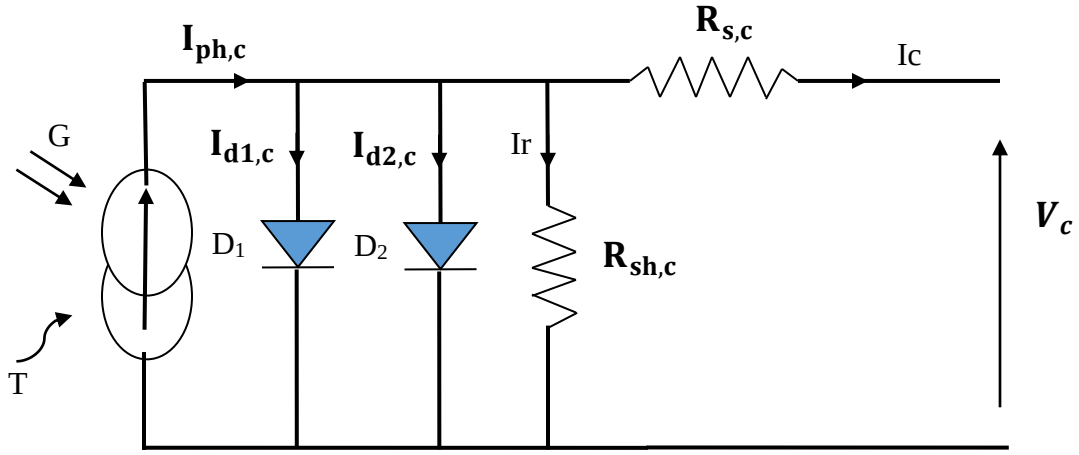


Figure (II: 7) : Modèle à deux diodes d'une cellule PV.

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

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

Donc :

$$I_c = I_{ph,c} - I_{01,c}\left(\exp^{\frac{q(Vc+Rs,c\times Ic)}{n1KT}} - 1\right) - I_{02,c}\left(\exp^{\frac{q(Vc+Rs,c\times Ic)}{n2KT}} - 1\right) - \frac{V_c + R_{s,c}\times I_c}{R_{sh,c}} \qquad \text{(II.3)}$$

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.7. Caractéristiques électriques d'une cellule photovoltaïque

II.7.1. 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 [25].

$$I_{cc} = I_{ph} - I_0\left(\exp^{\frac{(Icc*Rs)}{nKT}} - 1\right) - \frac{(I_{cc}\times R_s)}{R_{sh}} \qquad \text{(II.4)}$$

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

$$I_0\left(\exp^{\frac{(Icc*Rs)}{nKT}} - 1\right) \qquad \text{(II.5)}$$

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

$$I_{cc} \cong \frac{I_{ph}}{\left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right)} \quad \text{(II.6)}$$

II.7.2. 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 [25]:

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

II.7.3. 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 [25]:

$$FF = \frac{P_{MPP}}{Voc.Icc} = \frac{Vopt.Iopt}{Voc.Icc} \quad \text{(II.8)}$$

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.7.4. 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.

$$\eta = \frac{p_{opt}}{p_{incidente}} = \frac{Vopt \times Iopt}{G \times S} \quad \text{(II.9)}$$

Où bien, ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert [18].

II.8. 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°

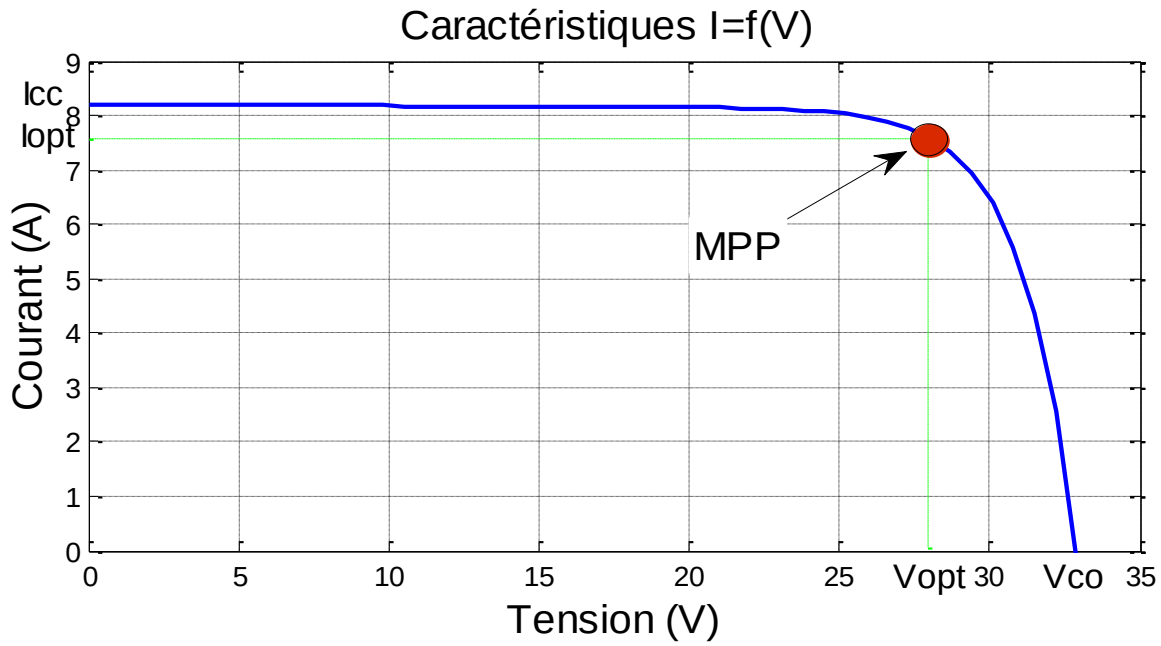


Figure (II: 8) : Caractéristique Ipv =f(Vpv) dans les conditions : G stc=1000w/m², Tstc=25°C (par outil MATLAB/Simulink)

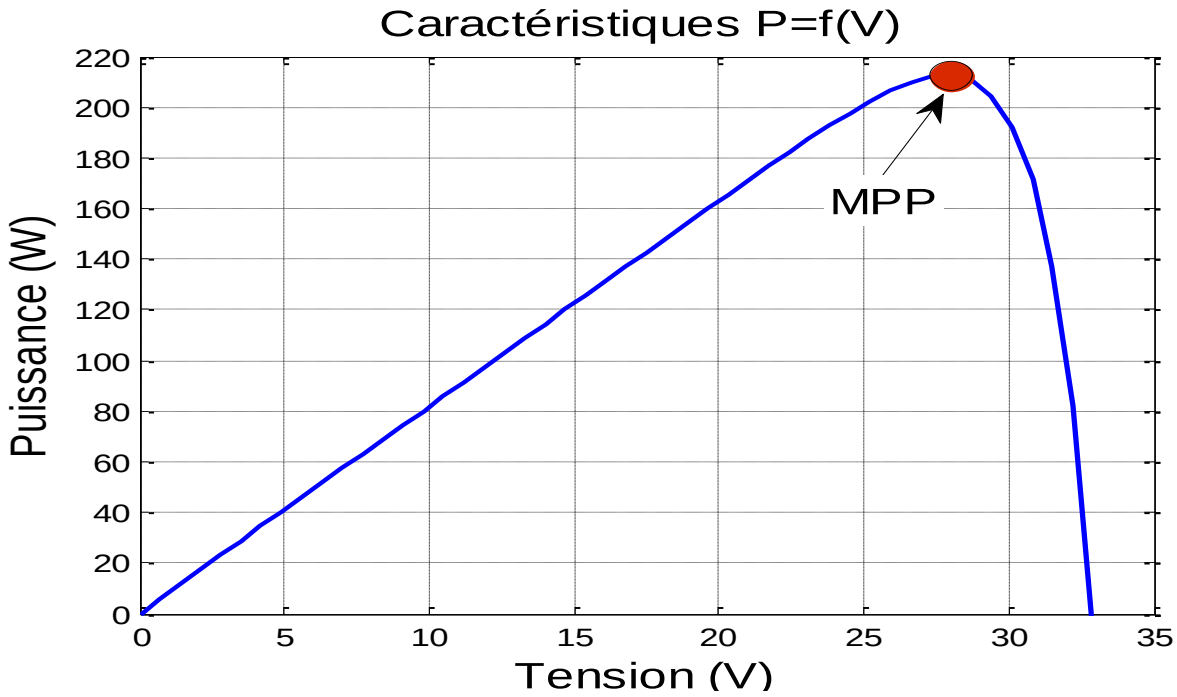


Figure (II: 9) : Caractéristique Ppv =f(Vpv) dans les conditions : G stc=1000w/m², Tstc=25°C (par outil MATLAB/Simulink)

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.9. L'influence des différents paramètres de la cellule solaire sur ca fonctionnement

II.9.1. 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.

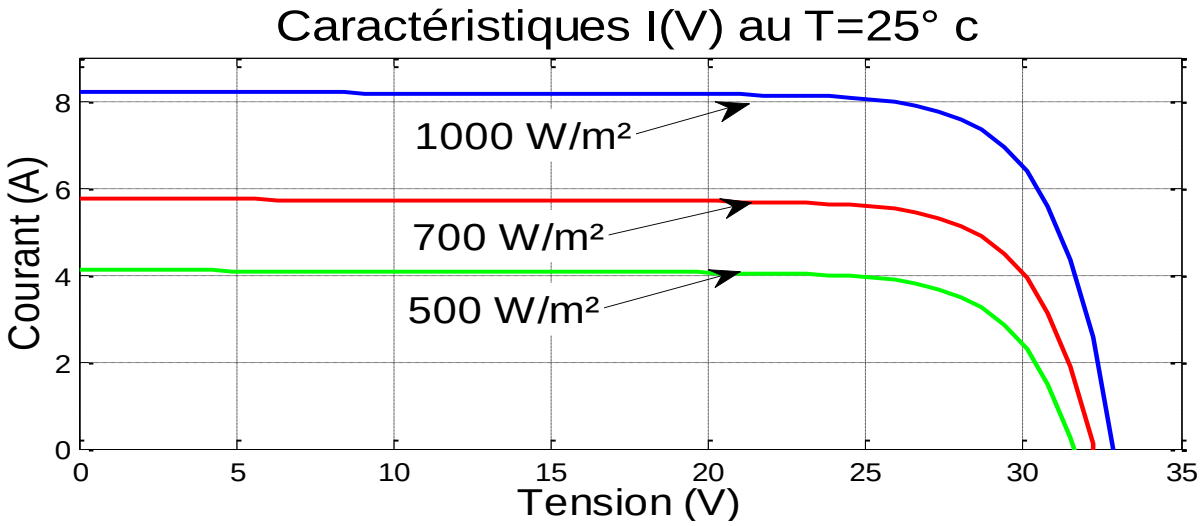


Figure (II: 10) : Caractéristique I (V) d'un GPV pour différents éclairements (par outil MATLAB/Simulink)

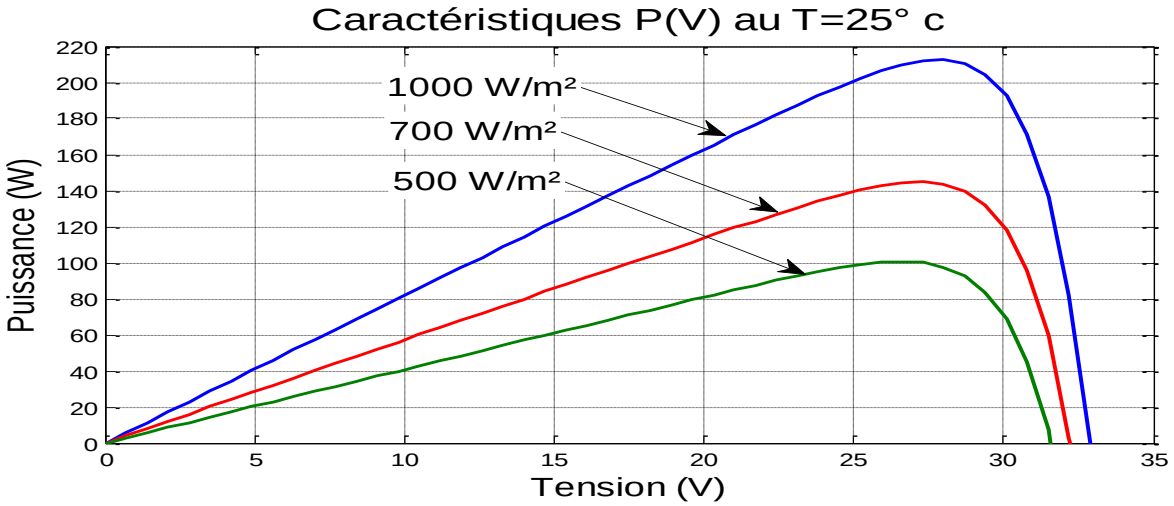


Figure (II: 11) : Courbe de puissance d'un GPV Pour différents éclairements(par outil MATLAB/Simulink)

II.9.2. 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.

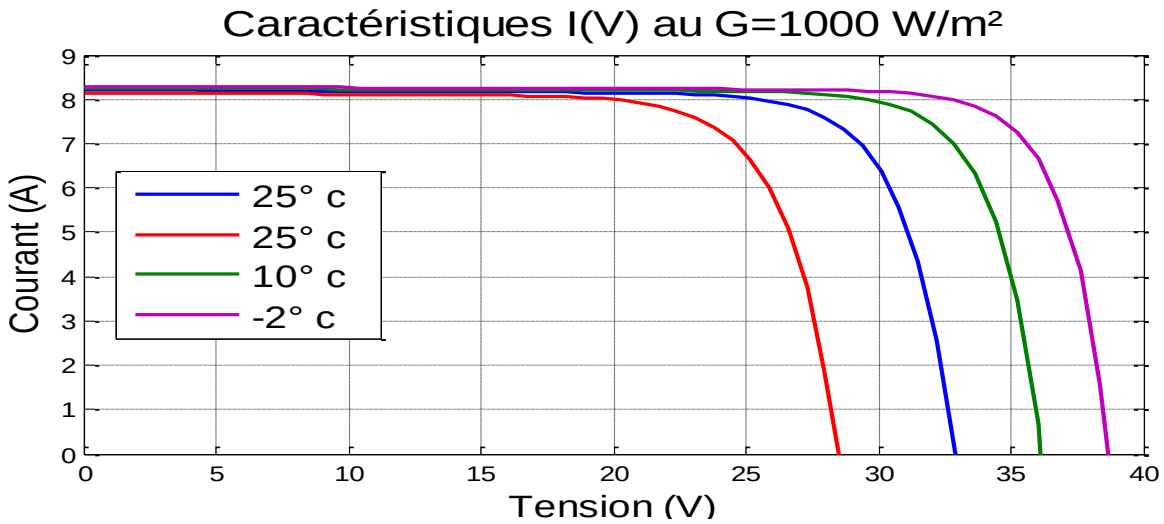


Figure (II: 12) : Influence de la température sur la caractéristique I (V)(par outil MATLAB/Simulink).

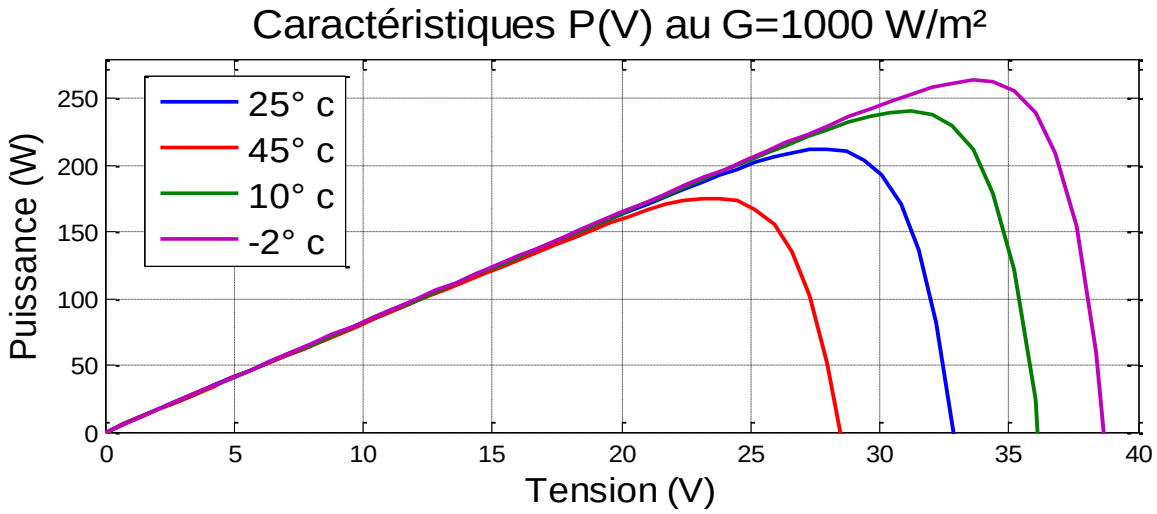


Figure (II: 13) : Influence de la température sur la caractéristique P (V) (par outil MATLAB/Simulink).

II.9.3. L'influence de la résistance série

La résistance série caractérise les pertes par effets Joule de la résistance propre du Semi-conducteur 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 [26].

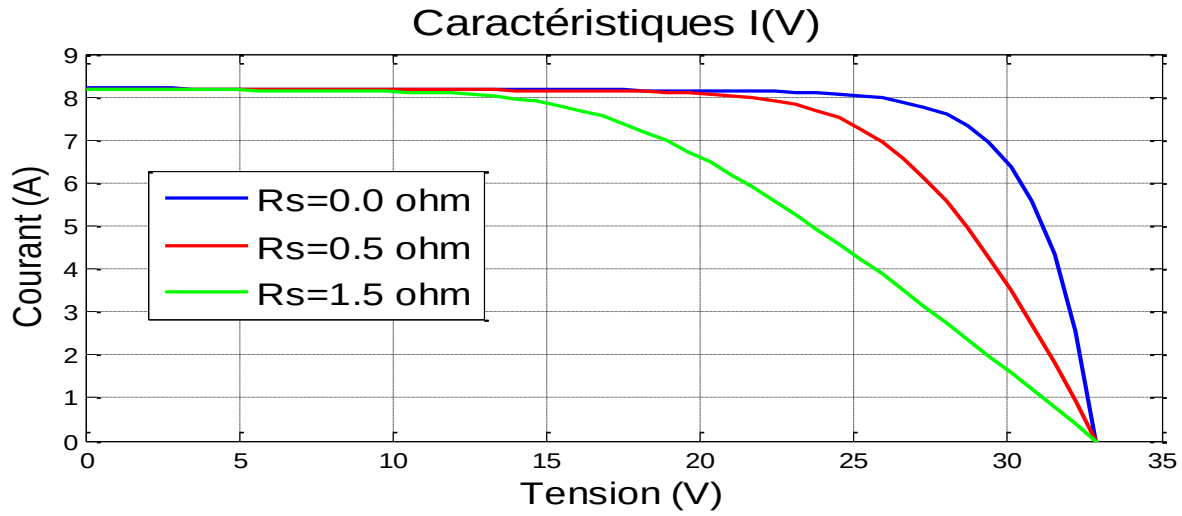


Figure (II: 14) : Influence de la résistance série sur la caractéristique I (V) (par outil MATLAB/Simulink).

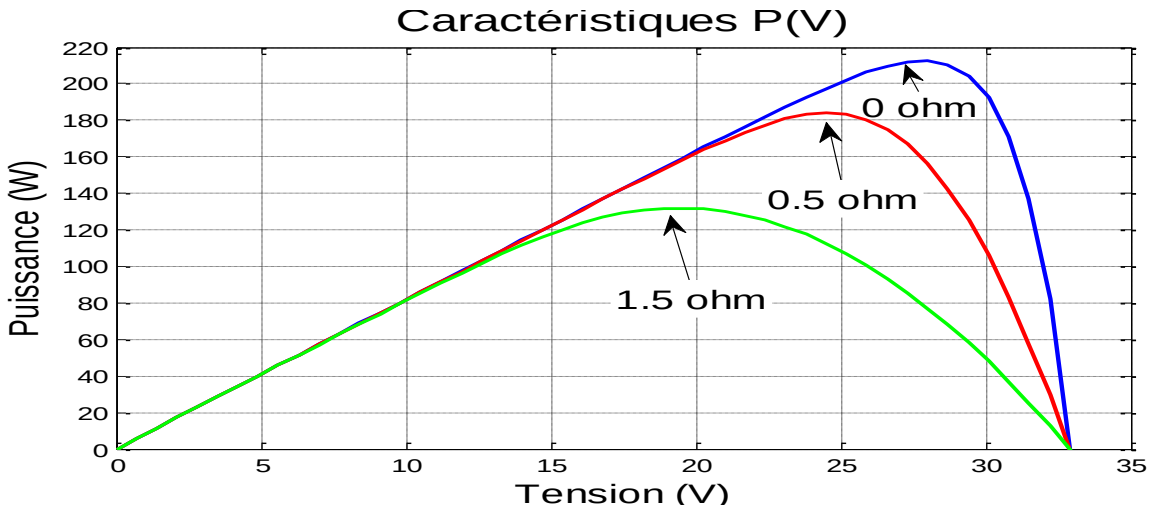


Figure (II: 15) : Influence de la résistance série sur la caractéristique P (V) (par outil MATLAB/Simulink).

II.9.4. 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) [26].

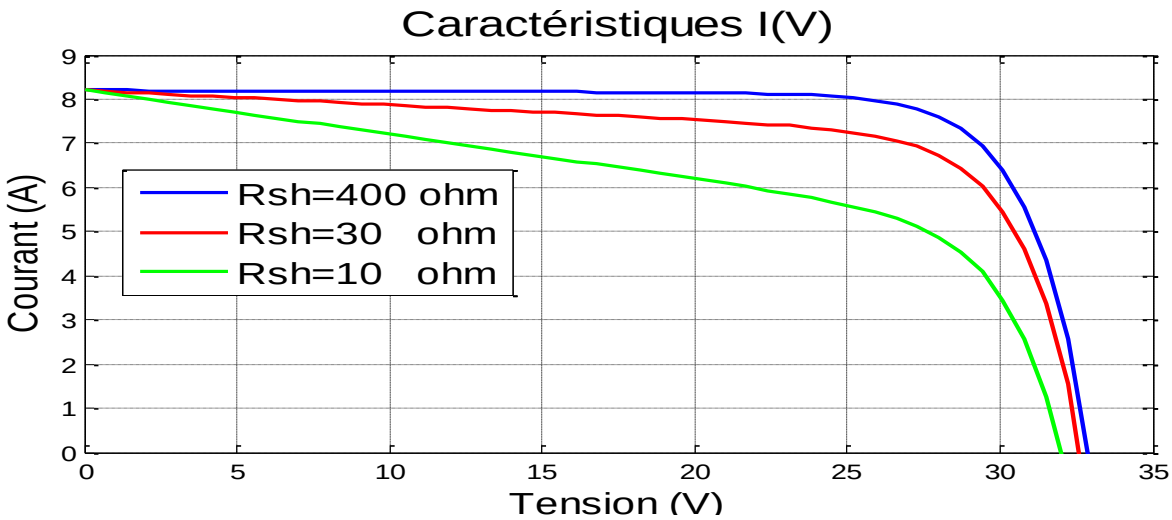


Figure (II: 16) : Influence de la résistance shunt sur la caractéristique I(V) (par outil MATLAB/Simulink).

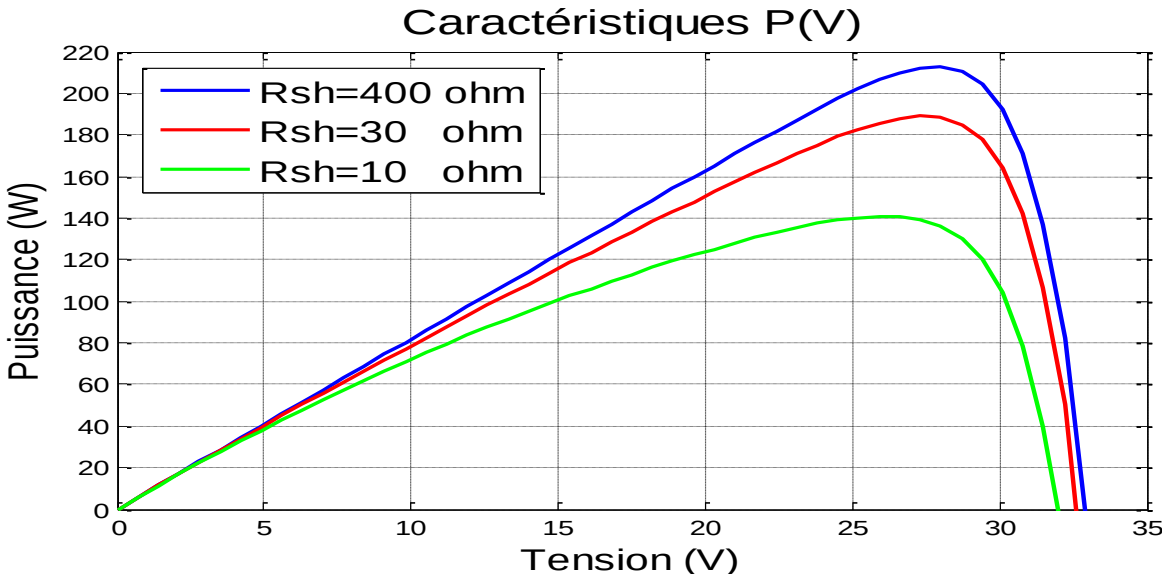


Figure (II: 17): Influence de la résistance shunt sur la caractéristique P(V) (par outil MATLAB/Simulink).

II.10. 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) [27].



Figure (II: 18) : panneaux photovoltaïque.

II.10.1. 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 [22].

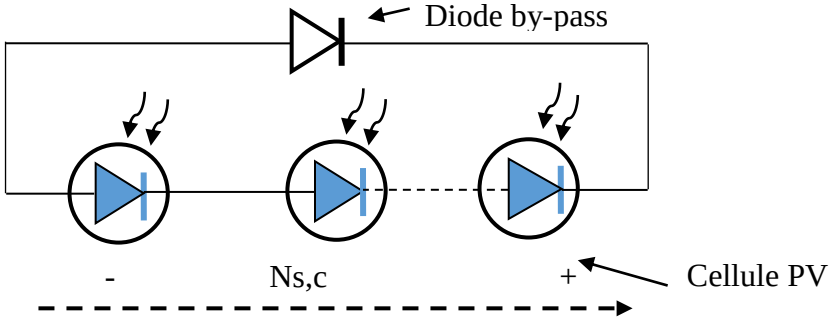


Figure (II: 19) : Module constitué de Ncs connectées en série.

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) [22].

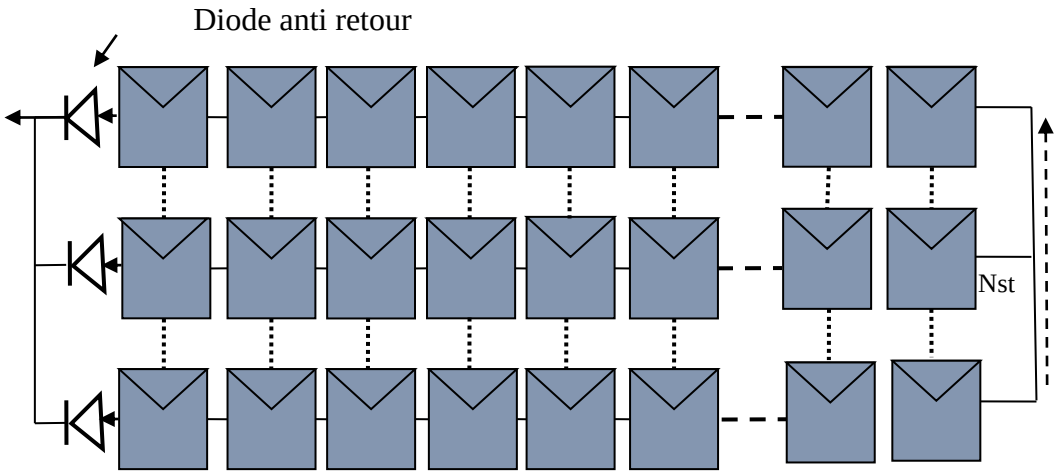


Figure (II: 20) : champ photovoltaïque composé de Nst strings en parallèle.

Avec :Nst le nombre de strings branchés en parallèle

II.11. Association des cellules/modules photovoltaïques

II.11.1. 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.

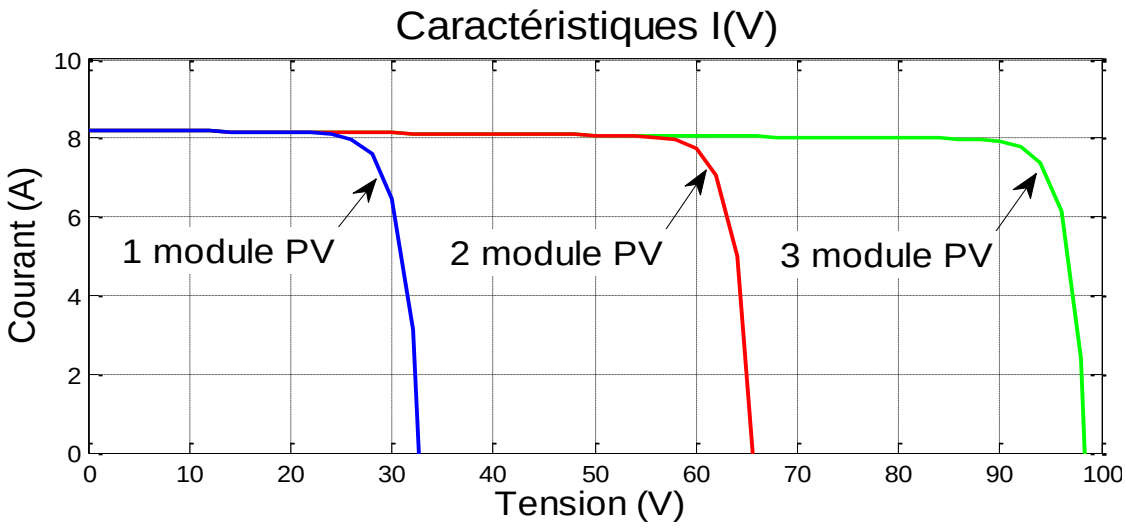


Figure (II: 21) : Caractéristique résultante d'un groupement en série des3 modules identiques (par outil MATLAB/Simulink).

II.11.2. 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.

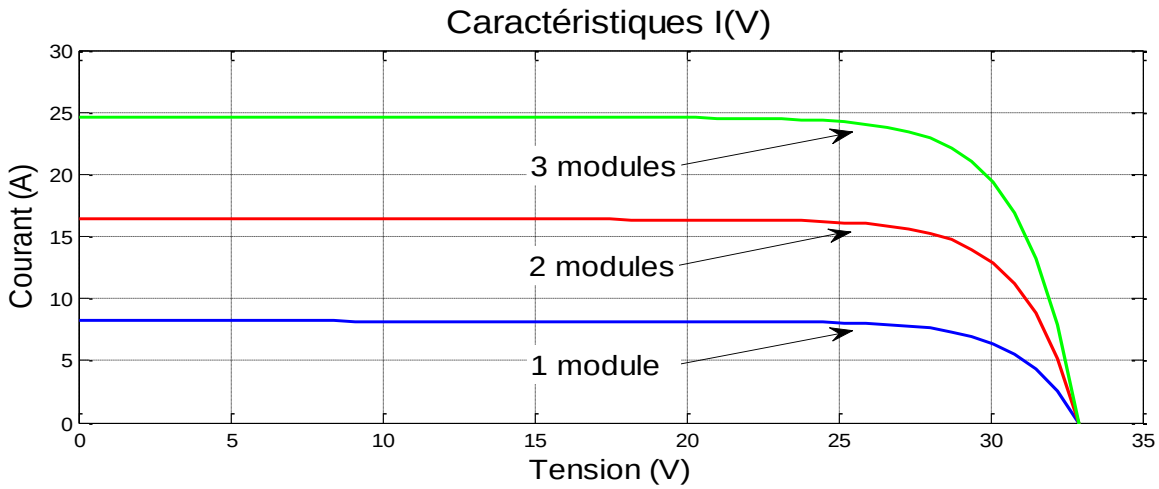


Figure (II: 22) : Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle des 3 modules identiques (par outil MATLAB/Simulink).

II.11.3. 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 [28] :

$$I'_{cc} = n_p \times I_{cc} \qquad \text{(II.10)}$$

$$V'_{co} = n_s \times V_{co} \qquad \text{(II.11)}$$

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.

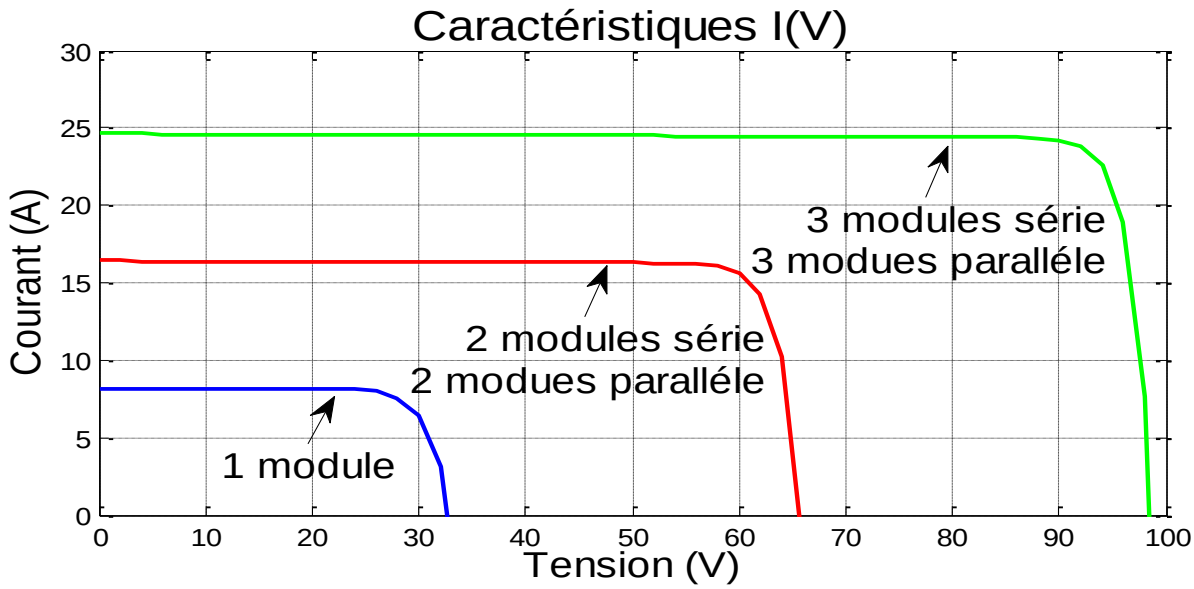


Figure (II: 23) : Caractéristique résultante d'un groupement hybride des 3 modules en série et 3 modules en parallèle, identiques(par outil MATLAB/Simulink).

II.12. 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.12.1. 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 [29].

II.12.2. 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 [30].

II.12.3. 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 [30].

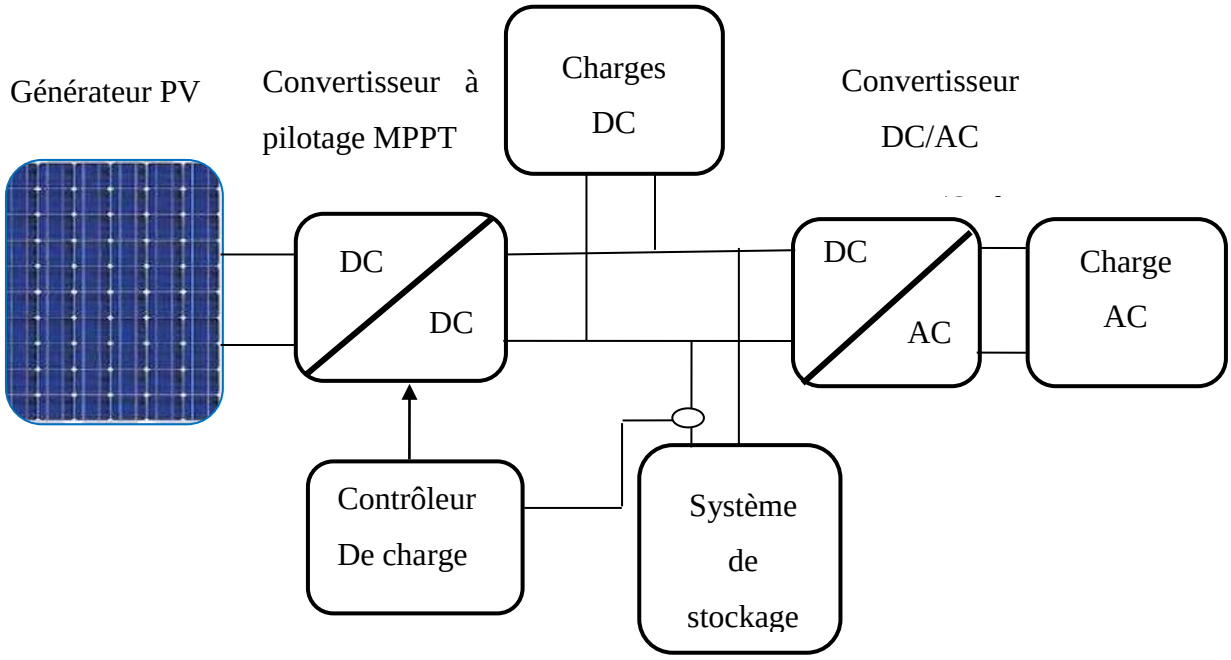


Figure (II: 24) : Installation photovoltaïque autonome.

II.12.4. 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 [29].

II.12.5. 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 [31].

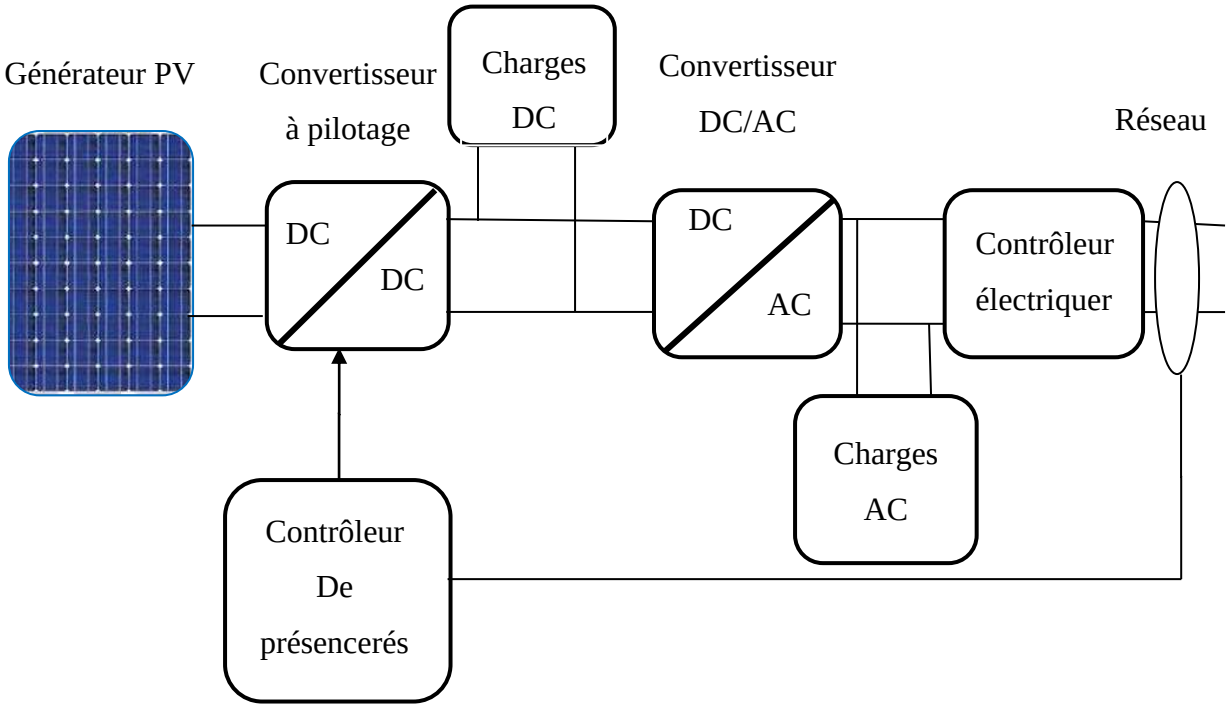


Figure (II: 25) : Installation photovoltaïque couplée au réseau.

II.12.6. 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 [31].

II.13. 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 [22] :

- ✓ 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.13.1. 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.13.1.1.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.

- **Types 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 [32] :

- 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 [33].

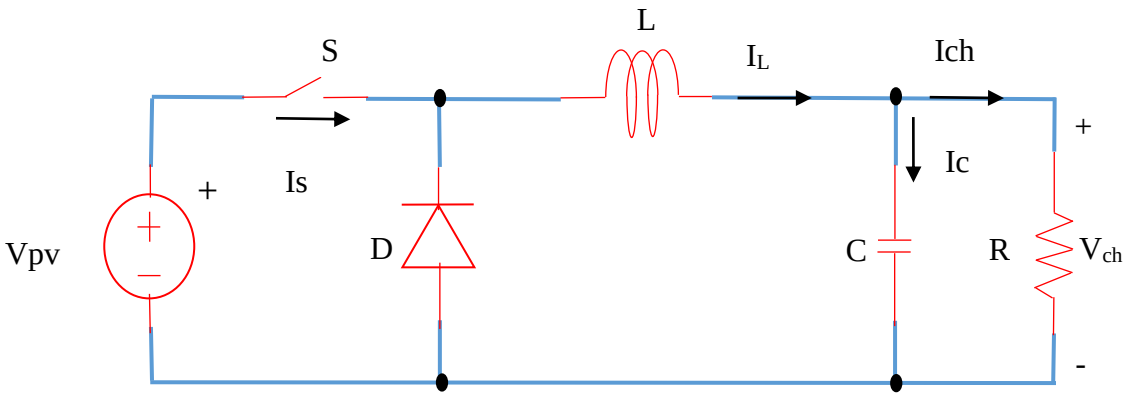


Figure (II: 26) : circuit électrique du hacheur « Buck ».

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.

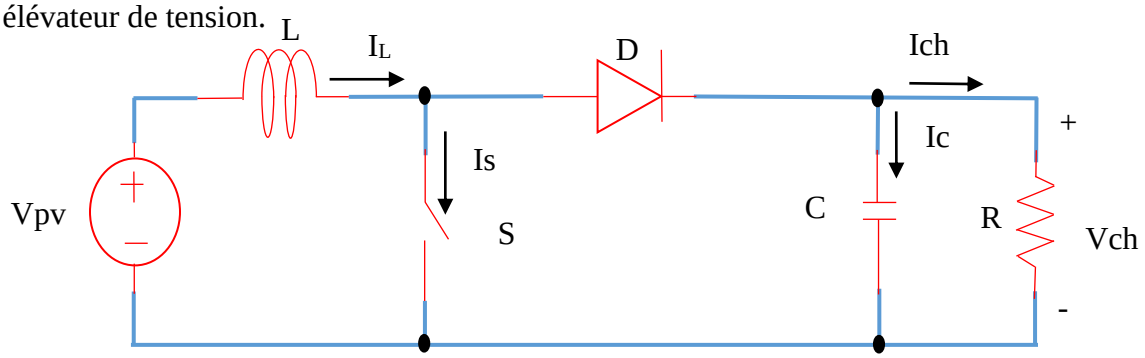


Figure (II: 27) : circuit électrique du hacheur « Boost ».

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) [33].

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 [33].

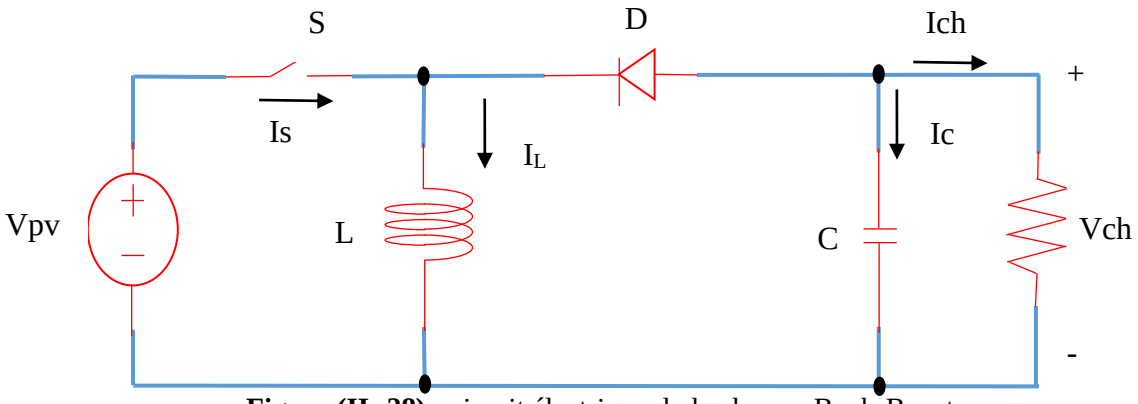


Figure (II: 28) : circuit électrique du hacheur « Buck-Boost ».

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) [33].

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 [34].

E. Principe de la commande MPPT

La commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) 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 [34].

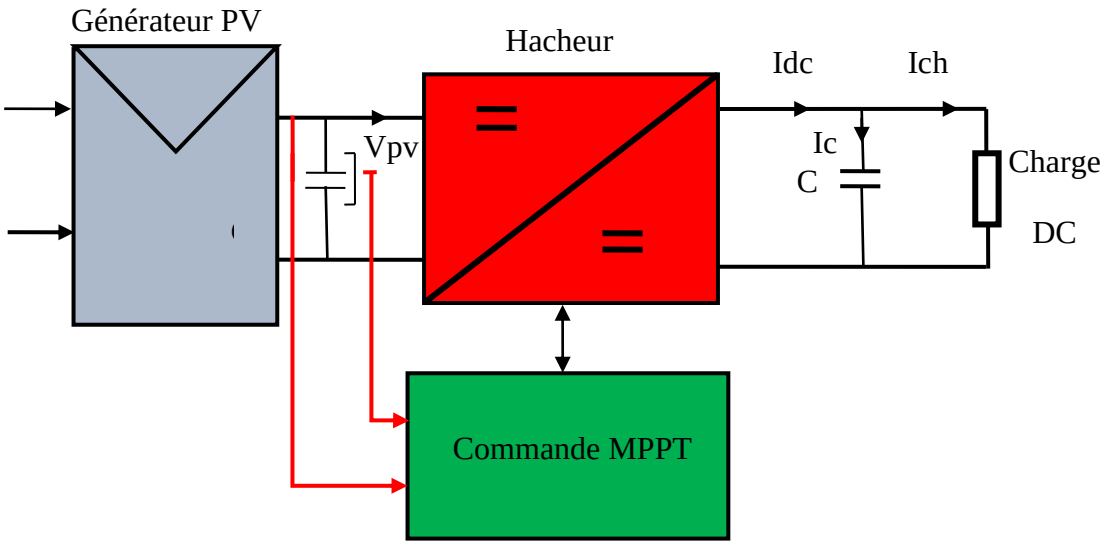


Figure (II: 29) : Schéma synoptique du système PV par une commande MPPT.

II.13.i.b. 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 [33].

II.13.2. Stockage photovoltaïque

II.13.2.1.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 [35].

II.13.2.2.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 [35].

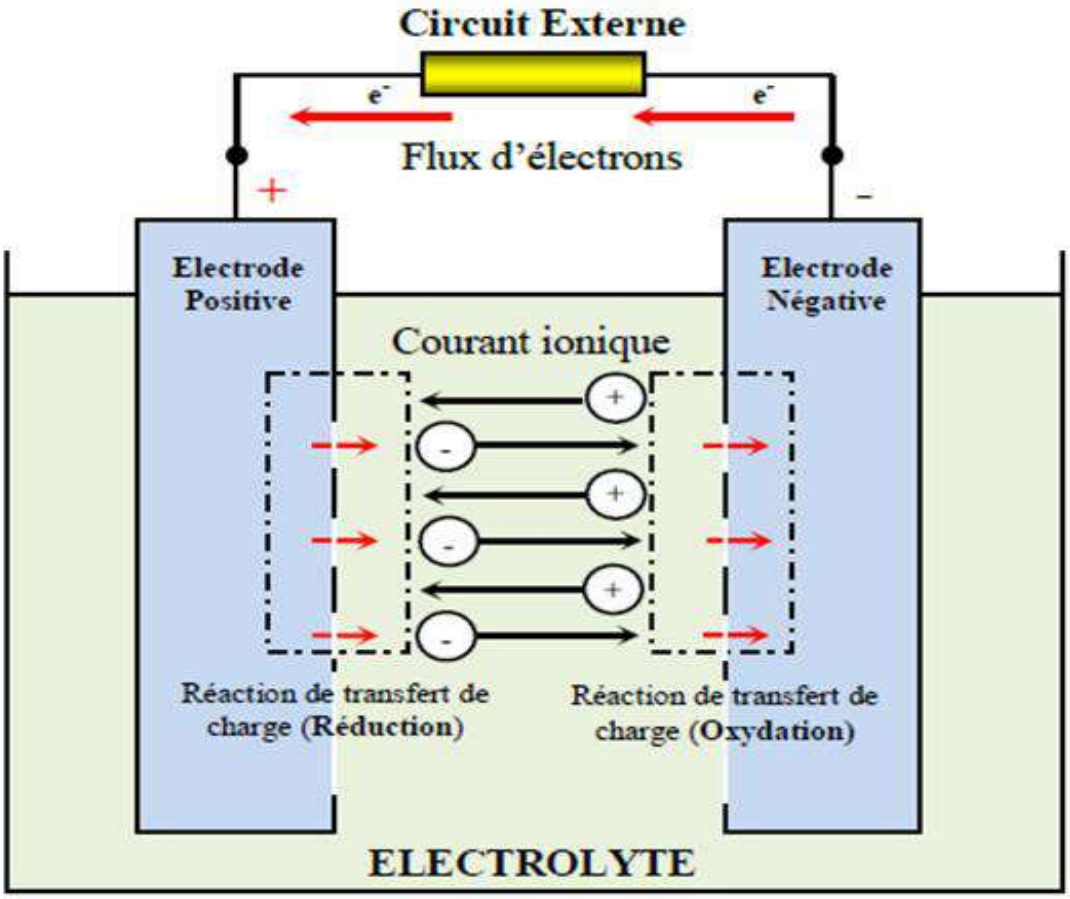


Figure (II: 30) : cellule électrochimique de base.

II.13.2.3.Caractéristiques d'une batterie

Chaque batterie électrochimique présente les caractéristiques suivantes [36] :

- 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 est

- 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 :

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

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 :

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

- **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 :

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

II.13.3. 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 Tracker, MPT).

Accessoirement, il affichera des indications concernant l'état de charge des batteries et les paramètres de fonctionnement du système [37].

II.13.3.1.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 [37].

II.14. Avantages et inconvénients d'une installation PV

II.14.1. Avantage

- ➢ D'abord une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rend 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 [34].

II.14.2. 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 [34].

II.15. 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 logiciels PVSYST et MATLAB

Chapitre (III)
Présentation des logiciels PVSyst et MATLAB

III.1. Introduction

MATLAB et 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.

MATLAB fait également partie d'un ensemble d'outils intégrés dédiés au Traitement du Signal, En complément du noyau de calcul MATLAB.

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 [38].

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) [38].

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 [38] :

- ✓ 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

Lancer le logiciel PVsyst et Choisir «Bases de données»

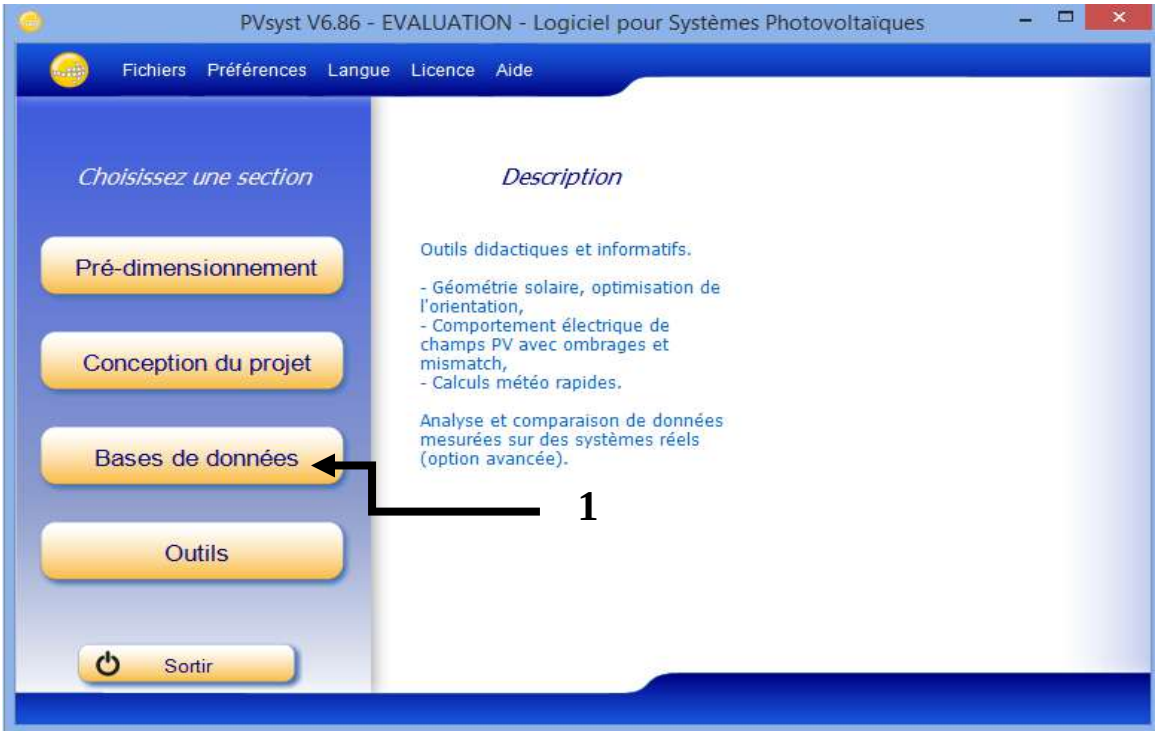


Figure (III. 1) : Logiciel PVsyst

2 Cliqué sur «sites géographique »

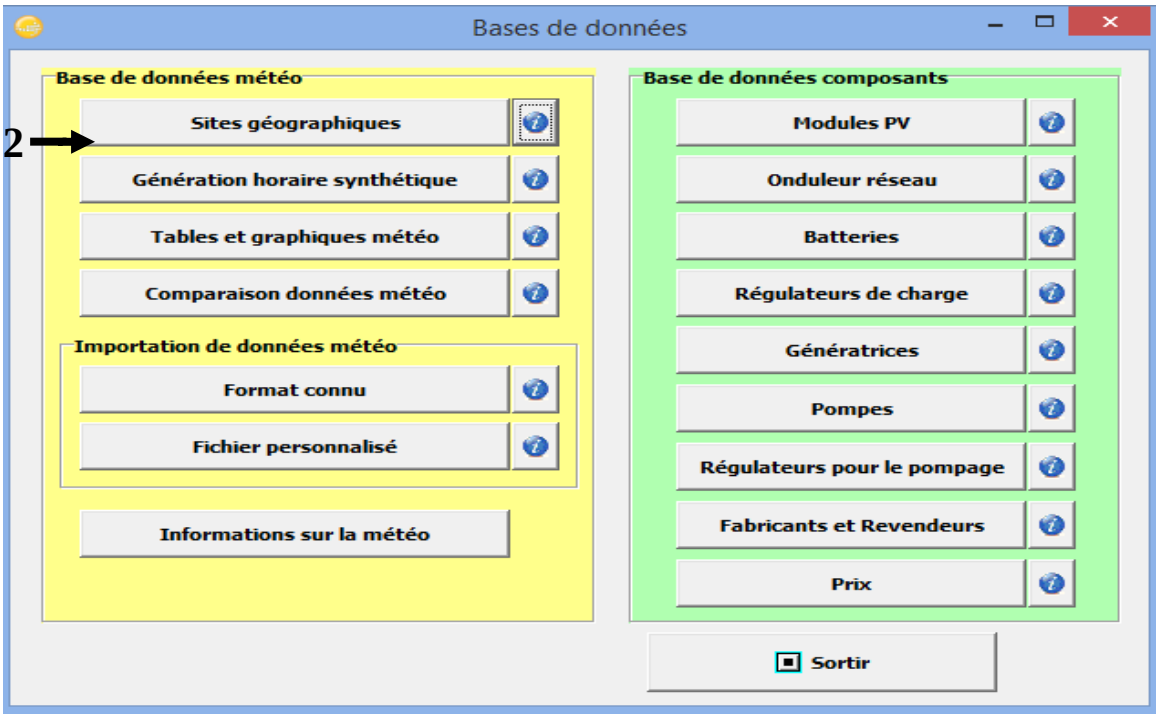


Figure (III. 2) : Bases de données PVsyst

3 Cliquer sur nouveau

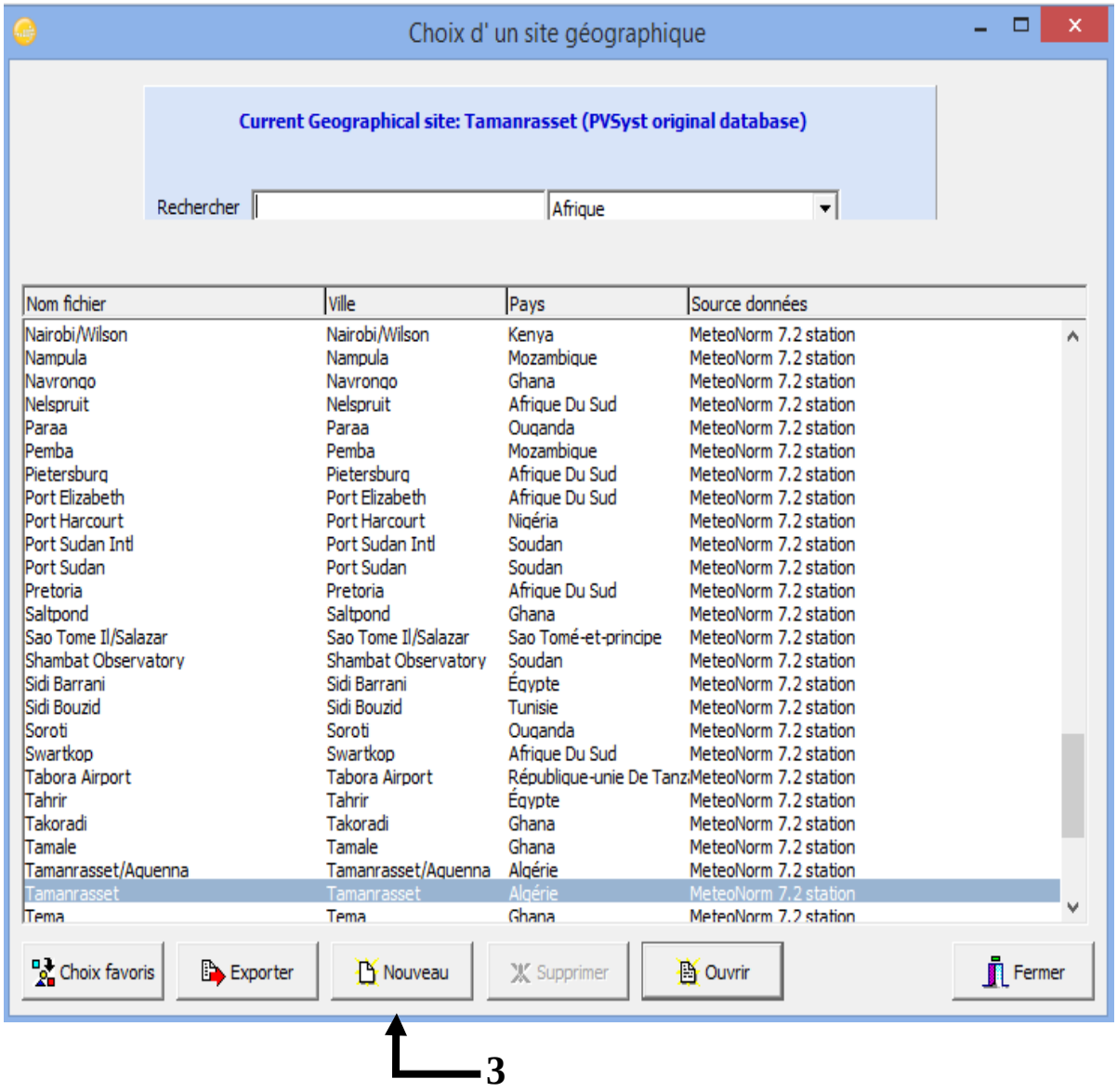


Figure (III. 3) : choix de site géographique

En suite

4 Cliqué sur carte interactive

5 choisir l'endroit de l'installation champ PV

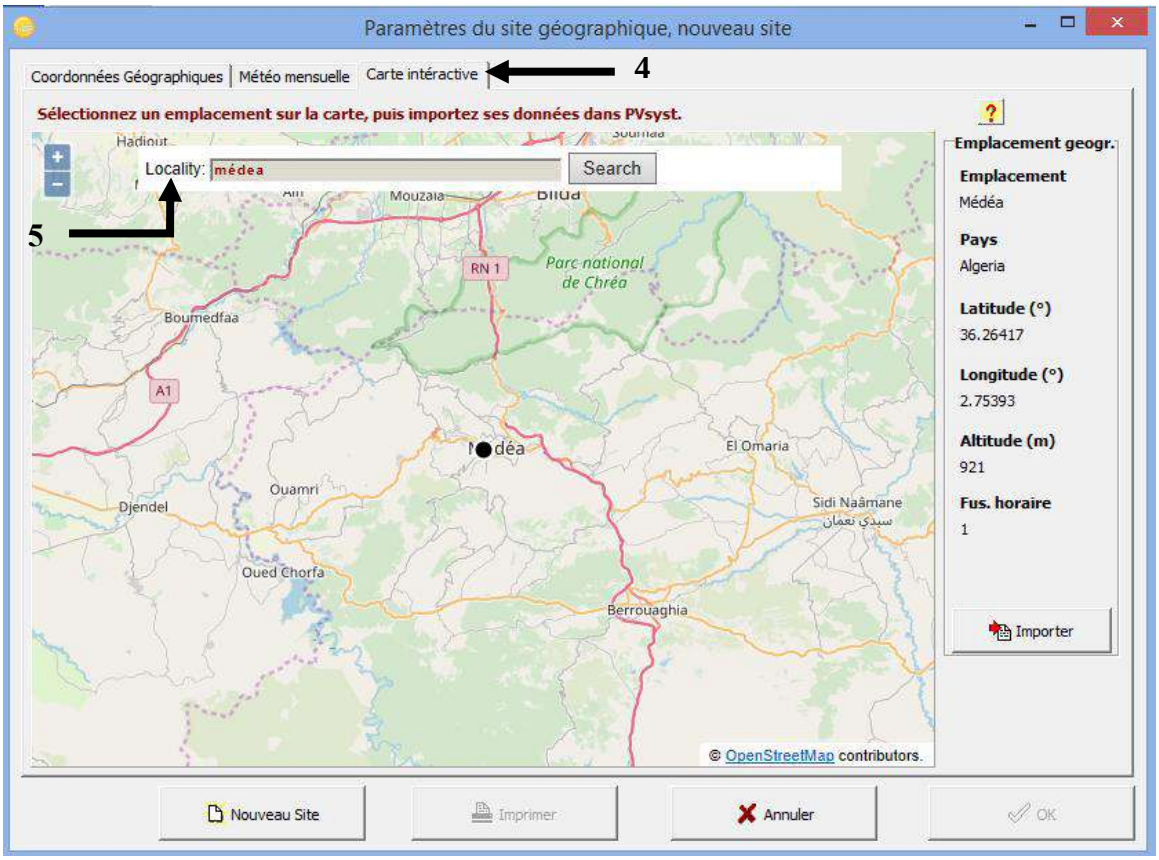


Figure (III. 4) : carte interactive

En suite :

6 cliquer sur obtenir depuis les coordonnées

En donne :

- ✓ Le nom du site
- ✓ Pays
- ✓ région
- ✓ Latitude
- ✓ altitude
- ✓ Longitude
- ✓ Fus. Horaire

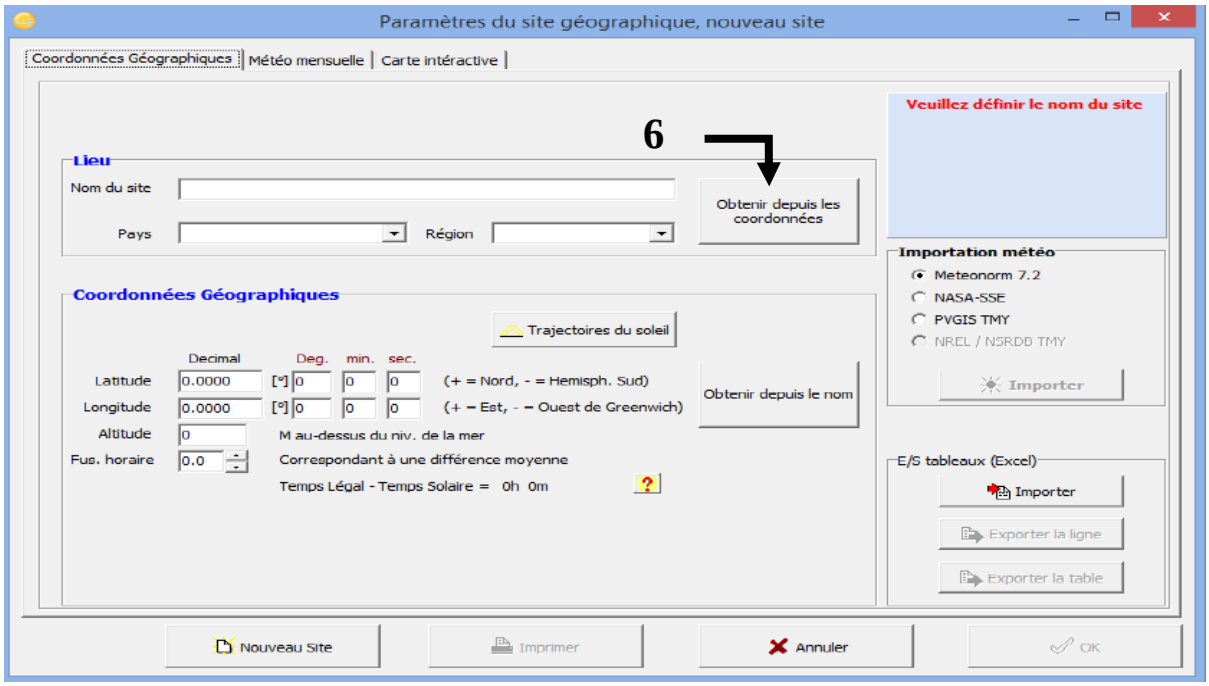


Figure (III. 5) : paramètre du site géographique, nouveau site

7 choisir NASA-SSE

8 cliquer sur importer

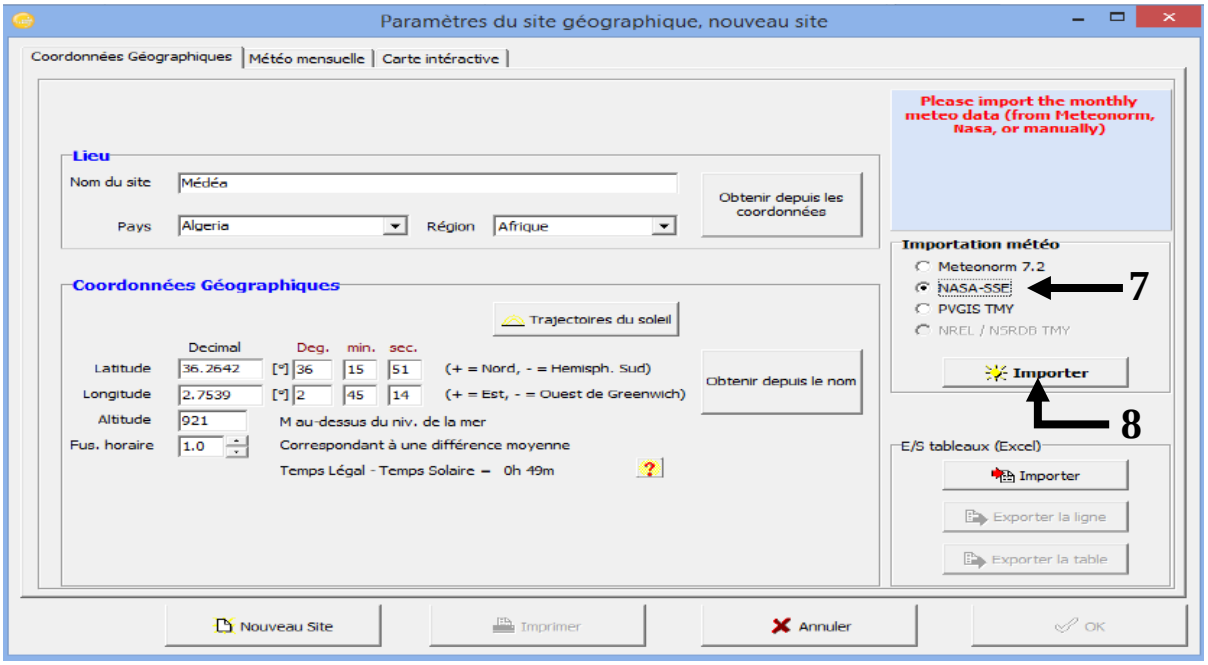


Figure (III. 6) : paramètre du site géographique, nouveau site

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

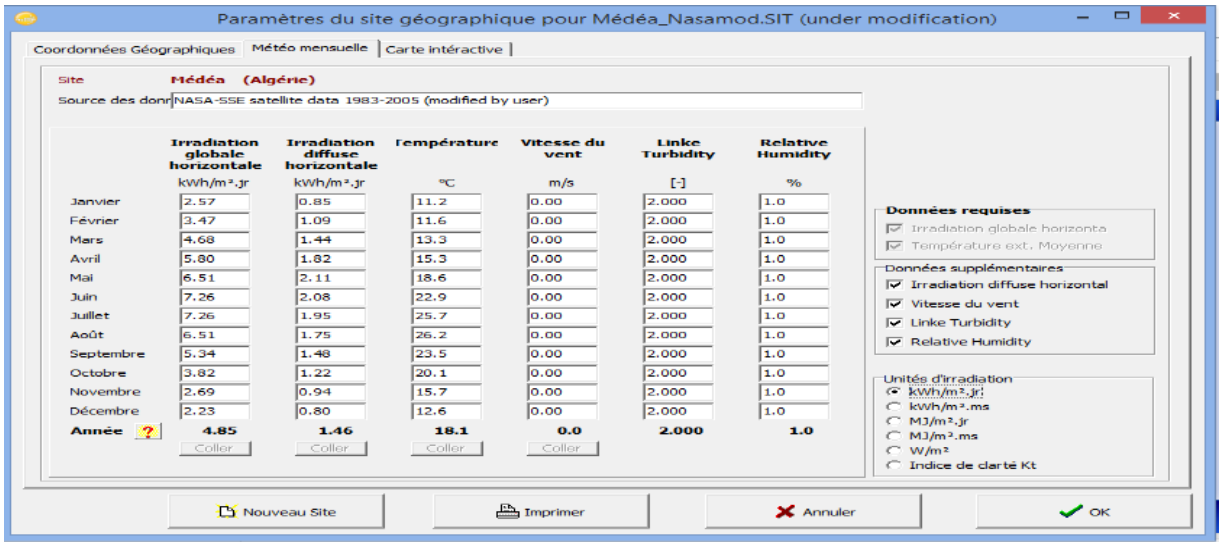


Figure (III. 7) : Paramètres de site géographique météo mensuelle

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

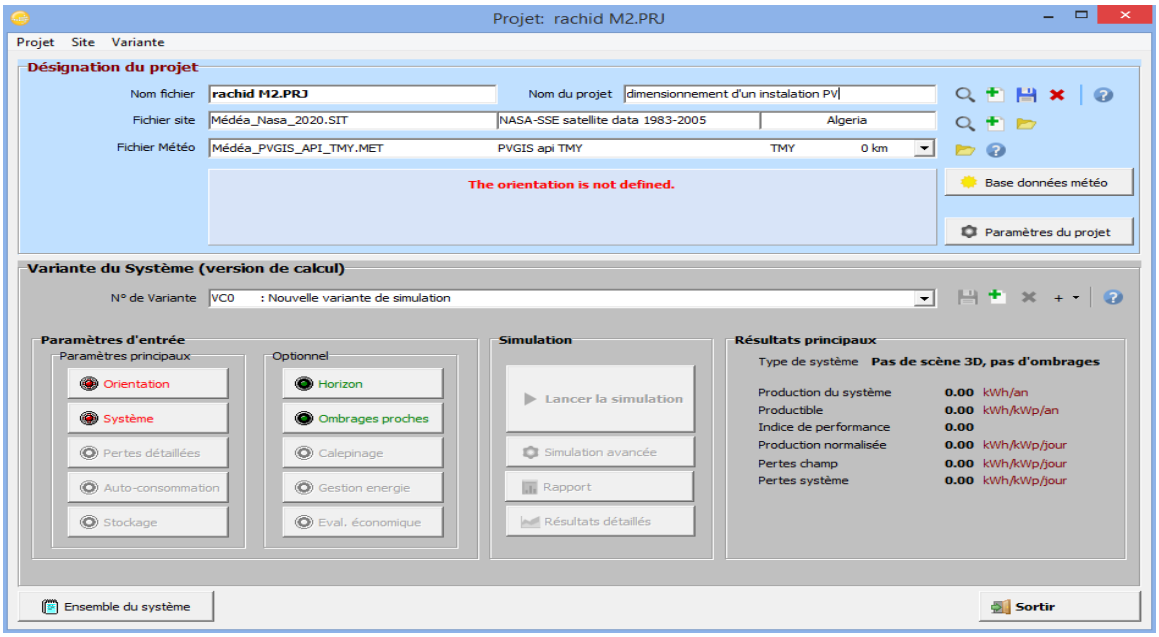


Figure (III. 9) : Caractéristique Ppv = f(Vpv) dans les conditions : G stc=1000w/m², Tstc=25°C

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 [39].

Tableau (III: 1) : Choix de l'inclinaison

Latitude	Inclinaison
$\varphi<10°$	$\alpha=10°$
$10°<\varphi<30°$	$\alpha=\varphi$
$30°<\varphi<40°$	$\alpha=\varphi+10°$
$\varphi>40°$	$\alpha=\varphi+15°$

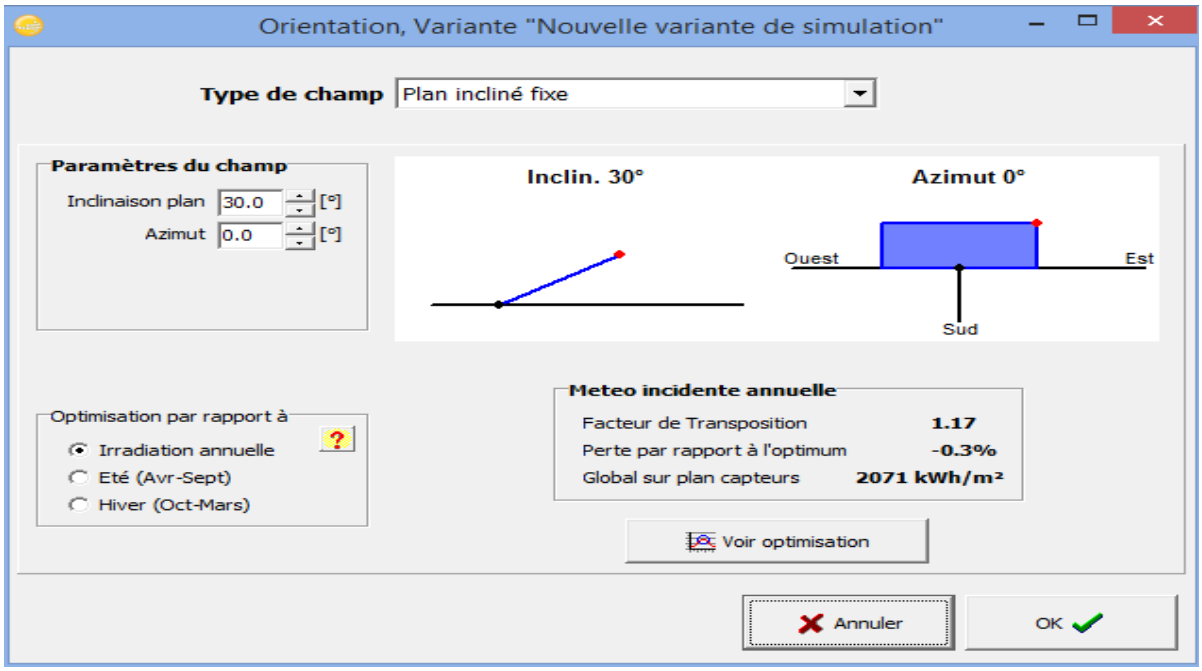


Figure (III. 10): L'orientation

Étape 3 : Cliquer sur horizon

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

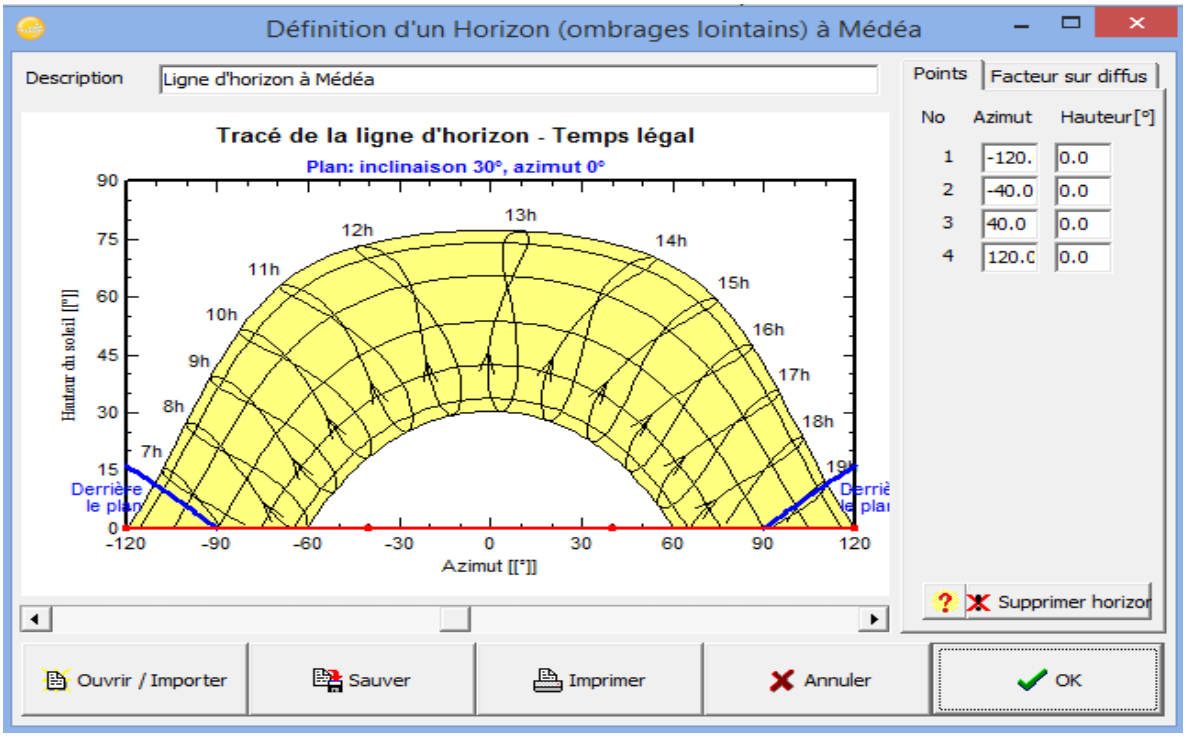


Figure (III. 11): Réglage de l'horizon

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

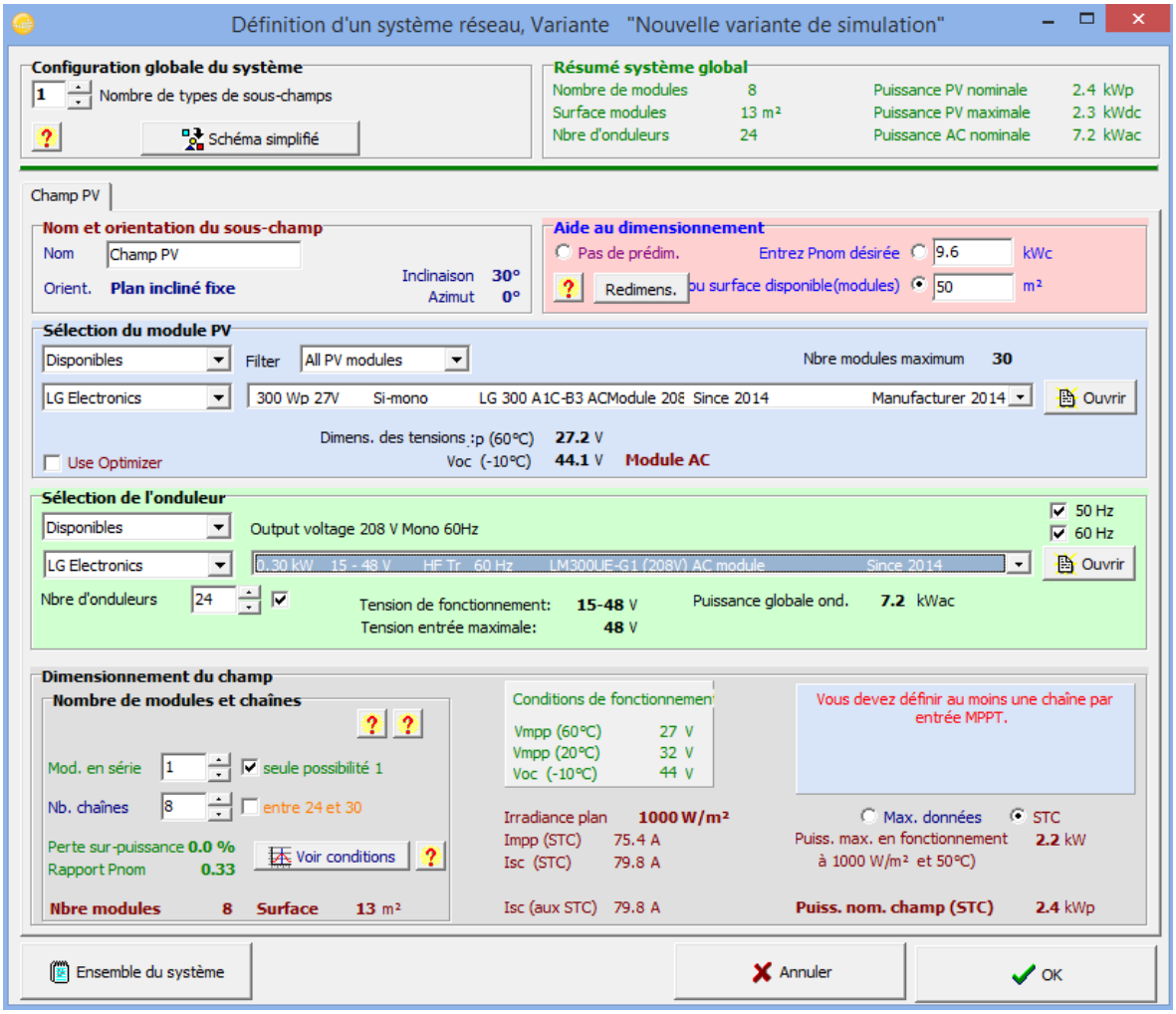


Figure (III. 12): Définition d'un système.

Étape 5: Cliquer sur simulation

Cliquer sur simulation enfin Cliquer sur rapport

III.8. LOGICIEL MATLAB

III.8.1. **Présentation**

MATLAB signifie **Mat**rix **la b**oratory. Il est un langage pour le calcul scientifique, l'analyse de données, leur visualisation, le développement d'algorithmes. Son interface propose, d'une part, une fenêtre interactive type console pour l'exécution de commandes, et d'autre part, un environnement de développement intégré (IDE) pour la programmation d'applications.

Matlab trouve ses applications dans de nombreuses disciplines. Il constitue un outil numérique puissant pour la modélisation de systèmes physiques, la simulation de modèles mathématiques, la conception et la validation (tests en simulation et expérimentation) d'applications. Le logiciel de base peut être complété par de multiples toolboxes, c'est-à-dire des boîtes à outils. Celles-ci sont des bibliothèques de fonctions dédiées à des domaines particuliers. Nous pouvons citer par exemple : l'Automatique, le traitement du signal, l'analyse statistique, l'optimisation…[40].

III.8.2. Interface principale

Au lancement de Matlab, l'interface suivante apparait :

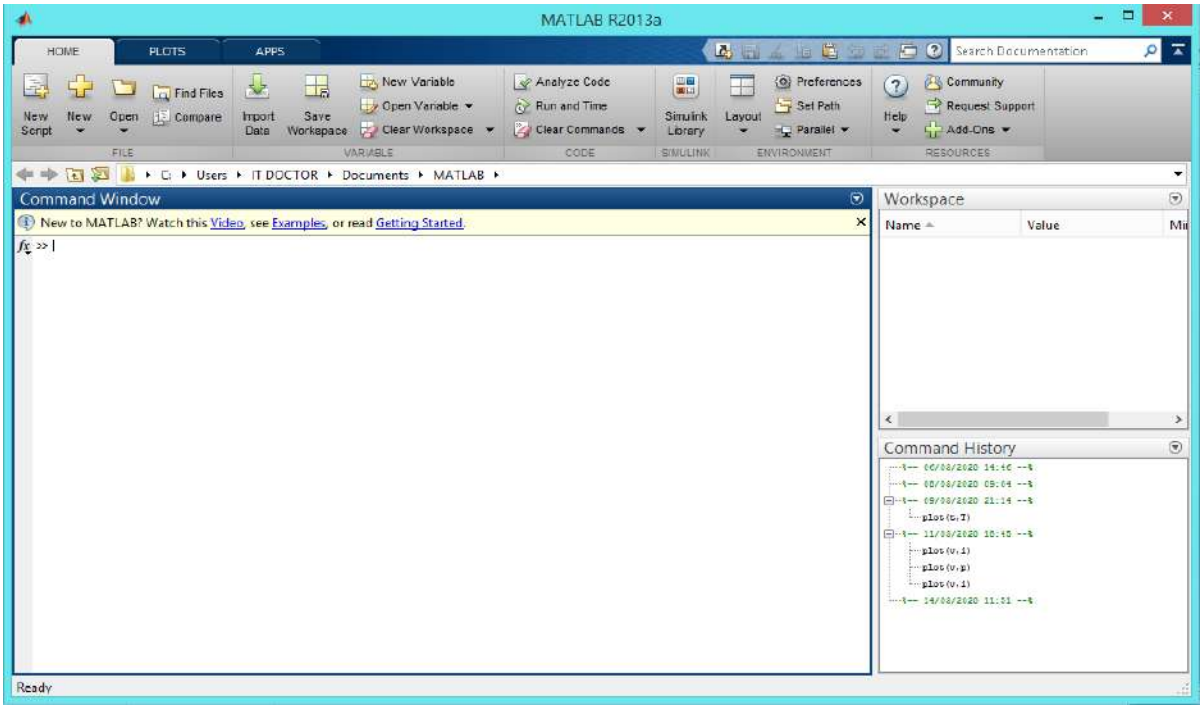


Figure (III. 13) : interface MATLAB

- ✓ **Command window** (console d'exécution): à l'invite de commande « >>», l'utilisateur peut entrer les instructions à exécuter. Il s'agit de la fenêtre principale de l'interface.
- ✓ **Current directory** (répertoire courant): permet de naviguer et de visualiser le contenu du répertoire courant de l'utilisateur. Les programmes de l'utilisateur doivent être situés dans ce répertoire pour être visible et donc exécutable5.
- ✓ **Workspace** (espace de travail): permet de visualiser les variables définies, leur type, la taille occupée en mémoire…
- ✓ **Command history**: historique des commandes que l'utilisateur a exécutées, il est possible de faire glisser ces commandes vers la fenêtre de commande [40].

III.8.3. SIMULINK

Est une plate-forme de simulation multi-domaine et de modélisation des systèmes dynamiques. Il fournit un environnement graphique et un ensemble de bibliothèques contenant des blocs de modélisation qui permettent le design précis, la simulation, l'implémentation et le contrôle de systèmes de communications et de traitement du signal[40].

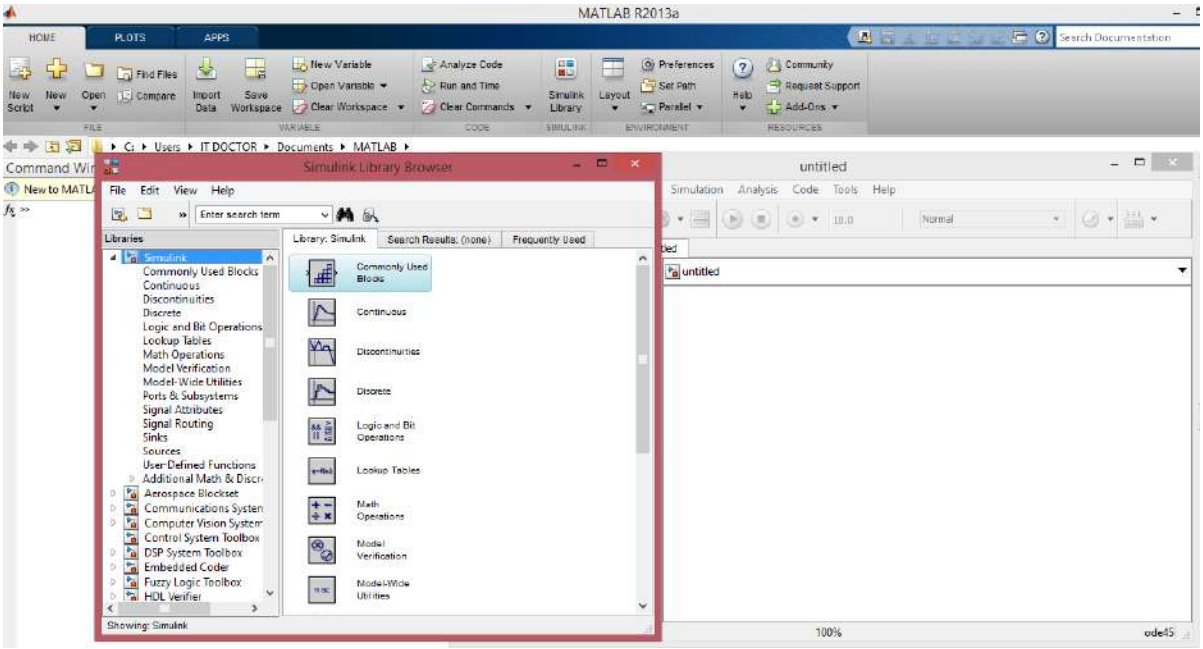


Figure (III. 14): Bibliothèque SIMULINK

III.9. Conclusion

Dans cette chapitre, nous avons détaillé comment utilisé la logiciel PVsyst pour dimensionnement d'un différente système photovoltaïque, Nous avons donné quelques notion général sur logiciel MATLAB.

Dans le chapitre suivant on va faire un dimensionnement d'un installation photovoltaïque du bibliothèque de la faculté de technologie

Chapitre (IV) dimensionnement de l'installation photovoltaïque située en bloc de la bibliothèque de la faculté de technologie 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 ce chapitre où nous donnons une vue sur le dimensionnement des systèmes et installations photovoltaïques qui nous avons discuté leurs composants dans le chapitre II. 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.

Le dimensionnement d'une installation photovoltaïque qui servira à l'alimentation de la bibliothèque de faculté technologique d'université Dr. Yahia farés située de wilaya de Médéa ,que nous avons dimensionné dans les deux cas, autonome ou connectée au réseau, dans notre étude des systèmes de production autonome et connectés au réseau, nous avons dimensionné une installation PV au site de Médéa-Algérie à l'aide d'un logiciel de dimensionnement PVSYST 6.8.1.

Nous avons créé une interface MATLAB pour étudier les caractéristiques électrique de module photovoltaïque JKM 370M-72.

IV.2. Estimation de la consommation

La première étape à suivre lors du dimensionnement d'une installation photovoltaïque est l'estimation de la consommation d'électricité, et la connaissance de la périodicité de ses besoins. La périodicité est en fait le rythme de la consommation d'électricité, elle peut être continue (tous les jours de l'année), ou périodique (week-end, vacance,..). L'évaluation précise des besoins en électricité consommée est primordiale pour un bon dimensionnement. Il faut alors se renseigner sur la consommation de chaque appareil utilisé et choisir les appareils dont la consommation est la plus faible possible afin de réduire ses dépenses en électricité tout en gardant un bon niveau de confort. Pour calculer l'énergie consommée nécessaire par jour (Wh/jour), on multiplie la puissance (W) de chaque équipement (lampes, PC,…) par le nombre d'heures de fonctionnement respectivement (h/jour), puis on somme les valeurs trouvées [41].

$$E_j = P_j \times t_j \times N_j \qquad \text{(IV:1)}$$

Pj: Puissance journalière d'un équipement
tj: Temps de fonctionnement
Nj: Nombre des équipements

L'énergie totale moyenne nécessaire chaque jour Ecj(Wh/j)est la somme des consommations énergétiques des divers équipements constituant le système à étudier, Elle est donnée par la formule suivante [42]:

$$E_c = \sum E_j \qquad \text{(IV:2)}$$

IV.3. Dimensionnement du générateur photovoltaïque

Cette étape consiste à calculer la quantité de modules photovoltaïques que l'on devra posséder pour couvrir ces besoins en électricité, il faut pour cela.

IV.4. Estimer la puissance crête du champ photovoltaïque

La puissance crête du champ photovoltaïque à installer dépend de l'irradiation du lieu. On la calcule de façon à satisfaire les besoins pendant la période la plus défavorable en appliquant la formule suivante [43]:

$$P_c = \frac{E_c}{K.\, I_r} \qquad \text{(IV:3)}$$

Pc : Puissance crête du champ photovoltaïque (WC)

Ir: Irradiation moyenne mensuelle reçue par le capteur photovoltaïque correspondant au mois le plus défavorable ($Wh.m^{-2}$.jour-1)

E_C: Énergie consommée (Wh).

K : Coefficient correcteur, ce coefficient tient compte :

- De l'incertitude météorologique.
- De l'inclinaison non corrigée des modules suivant la saison.
- Du point de fonctionnement des modules.
- Du rendement moyen charge/décharge de la batterie (90%).
- Du rendement de régulateur (95%).
- Des pertes dans les câbles et connexions pour les systèmes avec batterie.

K est en générale compris entre 0,55 et 0,75.La valeur souvent utilisée dans les calculs du système avec batterie est k=0,65.

IV.5. Choisir la tension de fonctionnement du champ photovoltaïque

On choisit la tension de fonctionnement en fonction de la puissance crête du champ photovoltaïque en watt. De façon générale [41]:

- Moins de 500 watt crête : elle est de 12V.
- De 501 à 2000 watt crête: elle est de 24 V.
- De 2001 à 10000 watt crête: elle est de 48 V.

- Plus de 10000 watts crête : elle est supérieure à 48 V

IV.6. Déterminer le nombre de modules photovoltaïques

Soit une installation fonctionnant sous une tension $V_{pv,}$ la puissance crête nécessaire est égale à Pc, les modules disponibles sont de puissances crête Pu et de tension nominale V_u [41].

-Le nombre total de modules à installer se calcule par :

$$N_m = \frac{P_c}{P_u} \qquad \text{(IV:4)}$$

-Le nombre de modules connectés en série sera égale à :

$$N_{m,s} = \frac{V_{pv}}{V_u} \qquad \text{(IV:5)}$$

- Le nombre de modules connectés en parallèles sera égale à :

$$N_{m,p} = \frac{N_m}{N_{m,s}} \qquad \text{(IV:6)}$$

IV.7. Dimensionnement des batteries

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

La capacité de la batterie est donnée en (Ah) par [43]:

$$C_{bat} = \frac{E_C \times N_a}{PDD \times V_{bat} \times \eta_{bat}} \qquad \text{(IV:7)}$$

Avec :

C_{bat} (AH) : Capacité de stockage.
E_C (Wh/j) : Besoin journalier en énergie.
N_a: Nombre de jours d'autonomie.
V_{bat} : Tension continue du système (généralement 12V, 24V, 48V, 110V).

η_{bat} : Rendement de la batterie (environ 80 à 90%).
PDD : Coefficient de décharge profonde des accumulateurs (70 à 80%).

IV.7.1. Calcul du nombre de batteries [43]

Le nombre de batteries est calculé par le rapport de la capacité totale des batteries et de la capacité unitaire de batterie (Cbat,u), et on prend le rapport entier par excès:

$$N_{bat} = ENT\left[\frac{C_{bat,tot}}{C_{bat,u}}\right] \quad \text{(IV:8)}$$

IV.7.2. Nombre de batteries en séries et le nombre de branches en parallèles

Afin d'obtenir la tension et la capacité requise pour le système de stockage, il est très souvent nécessaire de regrouper des batteries en série et/ou en parallèle. Le nombre d'éléments à mettre en série est fonction de la tension par élément de batteries disponibles, et de la tension du générateur photovoltaïque. Il se calcule par la formule suivante [43] :

$$N_{bat,s} = \frac{V_n}{V_u} \quad \text{(IV:9)}$$

Avec

Nbat,s : nombre d'éléments en série.
Vn : tension aux bornes du générateur photovoltaïque.
Vu : tension par élément de batteries.

$$N_{bat,p} = \frac{C_{bat,tot}}{C_{bat,u}} \quad \text{(IV:10)}$$

Avec :

Nbat,p : nombre de branche en parallèle.
Cbat,tot : Capacité calculée du système de stockage.
Cbat,u: Capacité par élément de batteries.

IV.8. Dimensionnement du régulateur

Le dimensionnement d'un régulateur pour une installation photovoltaïque se fait en choisissant un régulateur dont le courant I_{reg} et la puissance P_{reg} soient adaptés au système solaire. Les critères requis pour le choix du régulateur sont [42]:

$U_{reg} = U$

$I_{entré\ reg} >> I_{CCT}$

$$I_{CCT} = N_P * I_{CC} \quad (IV:11)$$

$P_{reg} > P_{C\ installé}$

$I_{sortie\ reg} >> I$

$$I = P/U \quad (IV:12)$$

Avec

P : la puissance crête des panneaux en W
I: le courant de charge maximal des récepteurs en A
I_{CCT}: le courant de court-circuit total (en A) des panneaux montés en parallèle
N_P: le nombre de panneaux montés en parallèle.

IV.9. Dimensionnement de l'onduleur photovoltaïque

Lorsque l'application contient des appareils fonctionnant en alternatif (AC), il faut convertir l'électricité continue que produisent les générateurs photovoltaïques en électricité alternative utilisable par ces appareils.

Le dimensionnement d'un onduleur se base sur la somme des puissances maximales de chaque équipement à connecter au courant alternatif, et se fait en fonction de plusieurs critères :

- Tension d'entrée : elle est égale à celle de la batterie ou du régulateur.
- Tension de sortie : 220 VAC, 50Hz
- Puissance nominale : Puissance nominale de l'onduleur (VA), définie d'après les besoins exprimés. Elle tient compte du nombre d'équipements, et de leurs puissances [42].

$$P_{ond} = 1.3 \times P \quad (IV:13)$$

IV.10. Dimensionnement des câbles

Il est nécessaire de limiter la longueur des câbles électriques entre le générateur photovoltaïque et les récepteurs. Cette distance n'excède jamais quelques mètres. En effet les systèmes solaires fonctionnent généralement sous faible tension (12V, 24V, 48V), donc avec un courant élevé ($P=U\times I$), Si U est faible, I est très élevé pour la même puissance. Le transport à distance de ce courant de plusieurs ampères provoque des pertes par effet joule aux niveaux des conducteurs [43].

$$P_J = \Delta V \times I = R \times I^2 \quad (IV:14)$$

On calcul de la sexions des câbles, d'après les formules suivantes :

$$S = \frac{\rho \times L}{R} \qquad (IV:15)$$

$$R = \frac{\Delta V}{I} \qquad (IV:16)$$

$$\Delta V = e \times V \qquad (IV:17)$$

$$S = \frac{\rho \times I \times L}{e \times V} \qquad (IV:18)$$

Avec:

ρ: Résistivité du câble (ρ = 1,8 10-8 Ω.m pour le cuivre)
I**:** Intensité du courant électrique
L: Longueur du câble électrique
e: chute de la tension (2-5%)
V: tension du système PV

IV.11. Dimensionnement d'installation PV

Le dimensionnement est un aspect fondamental de la conception du système. C'est l'ensemble des opérations nécessaires, une fois connue la consommation de l'installation, pour déterminer les dimensions optimales du générateur photovoltaïque, du système d'accumulation et capable de garantir cette consommation. Dans cette partie il ya deux paramètres particulièrement importants : Connaitre le rayonnement incident sur le système et déterminer avec précision la consommation. Certes, il est facile de calcule approximativement qui permettent de déterminer les dimensions des panneaux pour pouvoir couvrir les besoins en consommation d'une localité concrète [44].

IV.11.1. Paramètres relatifs au site d'installation

Le dimensionnement du générateur PV est dicté par les conditions relatives au site, pour adopter les capacités générateur PV/batterie, aux conditions de charge, il est indispensable de connaître les caractéristiques de l'irradiation solaire par jour ou par mois, soit l'énergie moyenne reçue sur un plan donné, à l'endroit même où sera situé le générateur PV.

Les données doivent être connues pour chaque mois de l'année. Elles peuvent être obtenues par des organismes nationaux de météorologie ou par des calculs (outil informatique), qui exigent les paramètres d'entrées suivants :

- Latitude.
- Altitude.

- Réflectivité du sol ou albédo.
- Irradiation moyenne journalière la plus défavorable dans l'année, soit mesurée ou calculée [45].

IV.11.2. Paramètres relatifs au système PV

Les paramètres concernant le système donnent à titre indicatif un ordre de grandeur du rendement de l'installation, sont relatifs aux modules photovoltaïques, éléments de batterie, régulateur et convertisseur existants dans le marché.

Ces paramètres basés sur un critère liant d'un côté la satisfaction des besoins et le fonctionnement optimal du système et de l'autre la disponibilité [45].

IV.11.3. Paramètres concernant le module PV

Les paramètres concernant le module PV sont :

- Tension maximale.
- Courant maximal.
- Puissance maximale.

Selon notre choix, le type du module est présenté dans le chapitre 2. Les paramètres aux conditions standards (1000 W/m², 25 °C) sont donnés par le constructeur.

- L'inclinaison des modules est un paramètre qui est relatif à la latitude du lieu [45].

IV.11.4. Paramètres concernant les batteries de stockage

Les paramètres relatifs au système de stockage sont donnés selon la disponibilité des batteries à capacité normalisée :

- Profondeur de décharge selon le constructeur ;
- Rendement énergétique de la batterie [45].

IV.11.5. Paramètres concernant le régulateur de charge

Les paramètres sont, la tension selon la puissance de la charge et le rendement donné par le constructeur [45].

IV.11.6. Paramètres concernant le convertisseur

Pour le convertisseur continu/alternatif on précisera le rendement seulement, qui est aussi donné par le constructeur [45].

IV.11.7. Paramètres concernant la charge

Les paramètres concernant la charge sont :

- Type d'alimentation continue ou alternative.
- Puissance de la charge.
- Durée de fonctionnement moyenne par jour [45].

IV.12. Conditions géographiques et météorologiques de site

Suivant le site de PVSYST les coordonnées géographiques de l'endroit de l'installation sont: Site: 36.2642 Nord, 2.7539 Est, Élévation: 921 m

Le gisement solaire pour la région de Médéa est présenté dans le tableau(IV.1) suivant :

Tableau (IV: 1) : Le gisement solaire pour la région de Médéa

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.13. Dimensionnement d'un système PV autonome

IV.13.1. Besoins journalière

Les équipements électriques de la bibliothèque sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau (IV: 2) : Besoins journalière.

Equipment électrique	Nombre de pièce	Durée de fonctionnement[h]	Puissance unitaire [W]	Puissance total[W]	Énergie [Wh/j]
Lampes néon	1122	8	18	20196	161568
Ordinateur bureau	82	6	125	10250	61500
imprimante	6	1	726	4356	4356
Photo copie	2	0 .5	385	770	385
climatiseur	7	4	1560	10920	43680
Micro-onde	1	3	800	800	2400
réfrigérateur	3	24	320	960	23040
TOTA				48252	296929

En tenant compte des puissances des équipements et du temps d'utilisation, nous obtenons une consommation journalière de Ec = 296,929kWh/j (voir la formule (IV:2)).

IV.13.2. Calcul de la puissance crête du projet

Dans notre cas on choisit la méthode du moi le moins défavorable pour le dimensionnement donc on prend Ir = 2.23 (h/j) avec un facteur de pertes K = 0.75.

On exploitant la formule (IV:3) on aura les résultats suivant: Pc=177.536 Kwc

IV.13.3. Détermination du nombre de panneaux

Pour connaître la puissance crête nécessaire pour couvrir une production donnée, on reprend la formule (IV:4),en prend la puissance d'un panneau égale à 370W produit 370W pour une irradiation de 1000W/m2/J et 25°C.

Donc le nombre des panneaux nécessaires pour assurer la production d'électricité de notre installation est égal à 480 panneaux.

IV.13.4. Calcul de la surface nécessaire pour l'installation des panneaux

On dispose d'une toiture de 1065 m².

On va profiter au maximum de la superficie de sa toiture et consomme 296.929 kWh/j.

Technologie proposée : Jinkosolar, JKM 370M-72-V– modèle de 370 Wc.

La Surface d'un module est égale :

(1956) x (992) [mm] = 1,940 m²

La surface totale sera :

$$S_t = N_{p,t} \times S_{p,u} \quad \text{(IV:19)}$$

St=931m^2

La superficie du toit est donc théoriquement apte à accueillir une installation PV qui couvre la totalité des besoins journalier de l'électricité.

IV.13.5. Choix du régulateur

Dans notre étude de cas, nous choisissons un régulateur MPPT. Les raisons qui motivent notre choix sont les suivantes:

- Avec un régulateur MPPT, il y a moins de contraintes vis-à-vis de la tension du champ photovoltaïque. Par conséquent, le câblage des modules sera plus simple.
- On améliore l'efficacité de l'installation photovoltaïque, Cela est pertinent d'une part parce que la puissance du champ photovoltaïque dépasse 1 kWc (dans notre étude de cas, la puissance est de 177.536 kWc), et d'autre part car la température du site est très basse en hiver (en climat froid, la tension des modules photovoltaïques augmente, ce qui pénalise l'efficacité en l'absence de système MPPT).

La puissance maximale du champ photovoltaïque est de 177.6 kWc, le fiche technique de ce régulateur indique une puissance nominale de 5800 W.

IV.13.5.1.Compatibilité en tension

D'après la fiche technique du régulateur (voir l'annexe), la tension à vide du champ photovoltaïque ne doit pas dépasser 250 V.

Le champ photovoltaïque sera constitué de 480 modules. Chacun de ces modules présente une tension à vide de 48.5 V dans les conditions STC, il convient d'appliquer un coefficient de sécurité

égale à 1.14, On considérera donc une tension à vide de 55V. Ainsi, pour ne pas dépasser la tension maximale de 250 V, le nombre maximal de modules en série vaut 250/55=4,5.

Avec ce régulateur, nous pourrons câbler des chaines de 4 modules en série au maximum.

IV.13.5.2.Compatibilité en courant

A. Courant d'entrée

D'après la fiche technique du régulateur, le courant du champ photovoltaïque ne doit pas dépasser 70 A

Les modules photovoltaïques présentent un courant de court-circuit Icc de 9.61 A dans les conditions STC, Il convient d'appliquer le coefficient de sécurité égale à 1.14. On considérera donc un courant de court-circuit de 10.95A. Ainsi, pour ne pas dépasser le courant maximal de70 A, le nombre maximal de chaînes en parallèle vaut 70/10.95=6.39.

Avec ce régulateur, nous pourrons câbler 6 chaines en parallèle au maximum.

B. Courant de sortie

La fiche technique du régulateur présente un courant de sortie de 100A, d'après la formule on aura (IV:12)I_{ST}=3700A.

IV.13.6. Calcul le nombre des régulateurs MPPT

$$N_{reg} = \frac{I_{ST}}{I_{reg,u}} = \frac{3700}{100} = 37 \qquad \text{(IV:20)}$$

IV.13.7. Câblage des modules photovoltaïques

Les propriétés électriques du régulateur nous permettent de câbler au maximum 4 modules en série et 6 chaînes en parallèle, il vient que le câblage le plus intéressant est composé de 3 chaînes de 4 modules en série, donc chaque régulateur compose 12 panneaux.

Donc le nombre des régulateurs est 40 régulateurs**.**

IV.13.8. Choix de l'onduleur

La puissance de l'onduleur est supérieure ou égale à la puissance des charges mais par mesure de sécurité, on prendra environ 30% de marge supplémentaire (voir la formule (IV:13)).

P_{ond}= 62.72 KW.

On choisit un modèle de victron energy, 48/8000/110-100/100(8KW).

Donc en prend 8 onduleurs.

IV.13.9. Calcul de la capacité des batteries de stockage

Pour les systèmes autonomes il faut installer des batteries pour assurer l'indépendance du site les nuits et les moments non ensoleillé.

On suppose une autonomie de 2 jours → la puissance globale stockée dans les batteries doit être égale à la consommation journalière×2

$$E_g = E_c \times 2 \qquad \text{(IV:21)}$$

L'énergie globale =296.929×2 ⟶ Eg =593.858kWh

Technologie proposée**:** 2V Long Life GEL, modèle BAT702302260 (2V/3000Ah)

De la formule (IV:7) on aura :

C$_{bat,tot}$=17183.39 Wh.

De la loi (IV:8),(IV:9) et (IV:10)on aura:

Le nombre de batterie total Nbat,tot =144 batteries.

Le nombre de batterie en série Nbat,s=24.

Le nombre de batterie en parallèle Nbat,p=6.

Pour notre l'installation on a divisé notre champ PV à 40 SG et chaque 20 SG sont relier a 4 onduleurs**.**

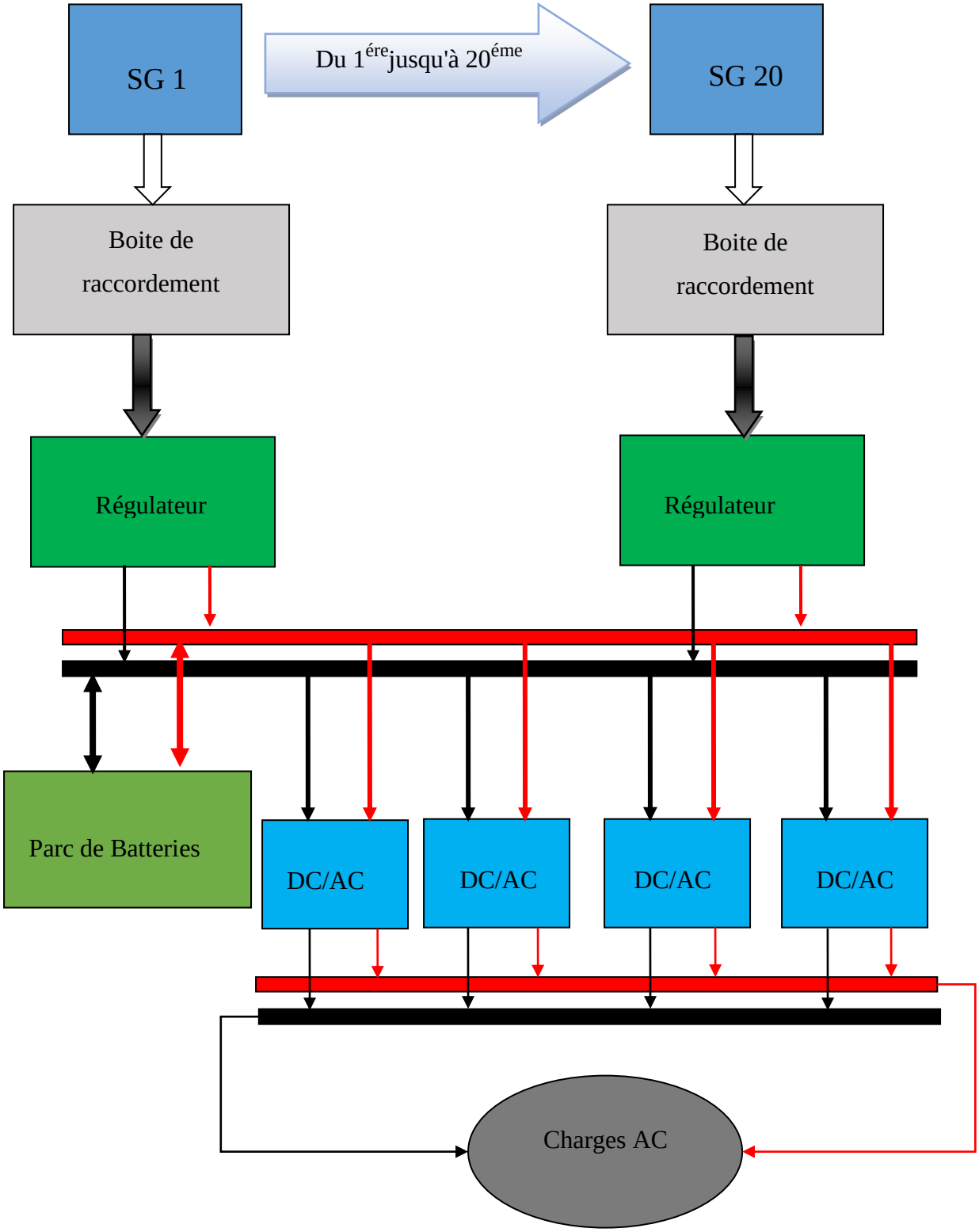


Figure (IV: 1) : Schéma de branchement des sous générateurs aux onduleurs mode autonome.

IV.13.10. Câblage des modules photovoltaïques

Calcul la section des câbles DC

En exploitant la loi (IV:18) et les données nécessaires pour ce calcul

IV.13.10.1.Entre les panneaux et le boitier de raccordement

I=9.27A (courant d'une branche), L= 30 m. $\rho = 1{,}8\ 10^{-8}\ \Omega.m$ (pour le cuivre).

V=159.6V (Tension de fonctionnement), $\Delta V = 3\%$.

On aura $S= 6.09*10^{-6} m^2$, soit un câble d'une section de $2mm^2$ on prendra donc des câbles de 2.5 mm^2.

IV.13.10.2.Entre le boitier de raccordement et régulateurs

I = 27.81A (courant d'un SG), L= 10 m. $\rho = 1{,}8\ 10^{-8}\ \Omega.m$ (pour le cuivre).

V=159.6V (tension d'une branche), $\Delta V= 3\%$.

On aura $S=2*10^{-6}\ m^2$, on utilise des câbles normalisés de $S=2.5\ mm^2$.

IV.13.10.3.Entre les régulateurs et le boitier de raccordement

I =92.5 A (courant d'un SG), L= 8 m. $\rho = 1{,}8\ 10^{-8}\ \Omega.m$ (pour le cuivre).

V=48V (tension d'une branche), $\Delta V=2\%$.

On aura $S= 27.75*10^{-6}\ m^2$, on utilise des câbles normalisés de $S=35\ mm^2$.

IV.13.10.4.Entre le boitier de raccordement et parc des batteries

I =616.66 A (courant d'un SG), L= 4 m. $\rho = 1{,}8\ 10^{-8}\ \Omega.m$ (pour le cuivre).

V=48V (tension d'une branche), $\Delta V=2\%$.

On aura $S= 92.4 *10^{-6}\ m^2$, on utilise des câbles normalisés de $S= 120\ mm^2$.

IV.13.10.5.Entre parc des batteries et l'onduleur

I =462.5 A (courant d'un SG), L= 3 m. $\rho = 1{,}8\ 10^{-8}\Omega.m$ (pour le cuivre).

V=48V (tension d'une branche), $\Delta V=2\%$.

On aura $S= 52 *10^{-6}\ m^2$, on utilise des câbles normalisés de $S= 70\ mm^2$.

IV.14. Dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome avec stockage par logiciel PVSYST

Simulation d'une installation PV de puissance 177.53kWc.

La simulation détaillée d'un système PV comporte.

- Le choix des composants (panneaux PV, Régulateur de charge, stockage….).
- La disposition détaillée du champ PV (orientation, mode de montage,….etc.).
- L'estimation de l'énergie produite.

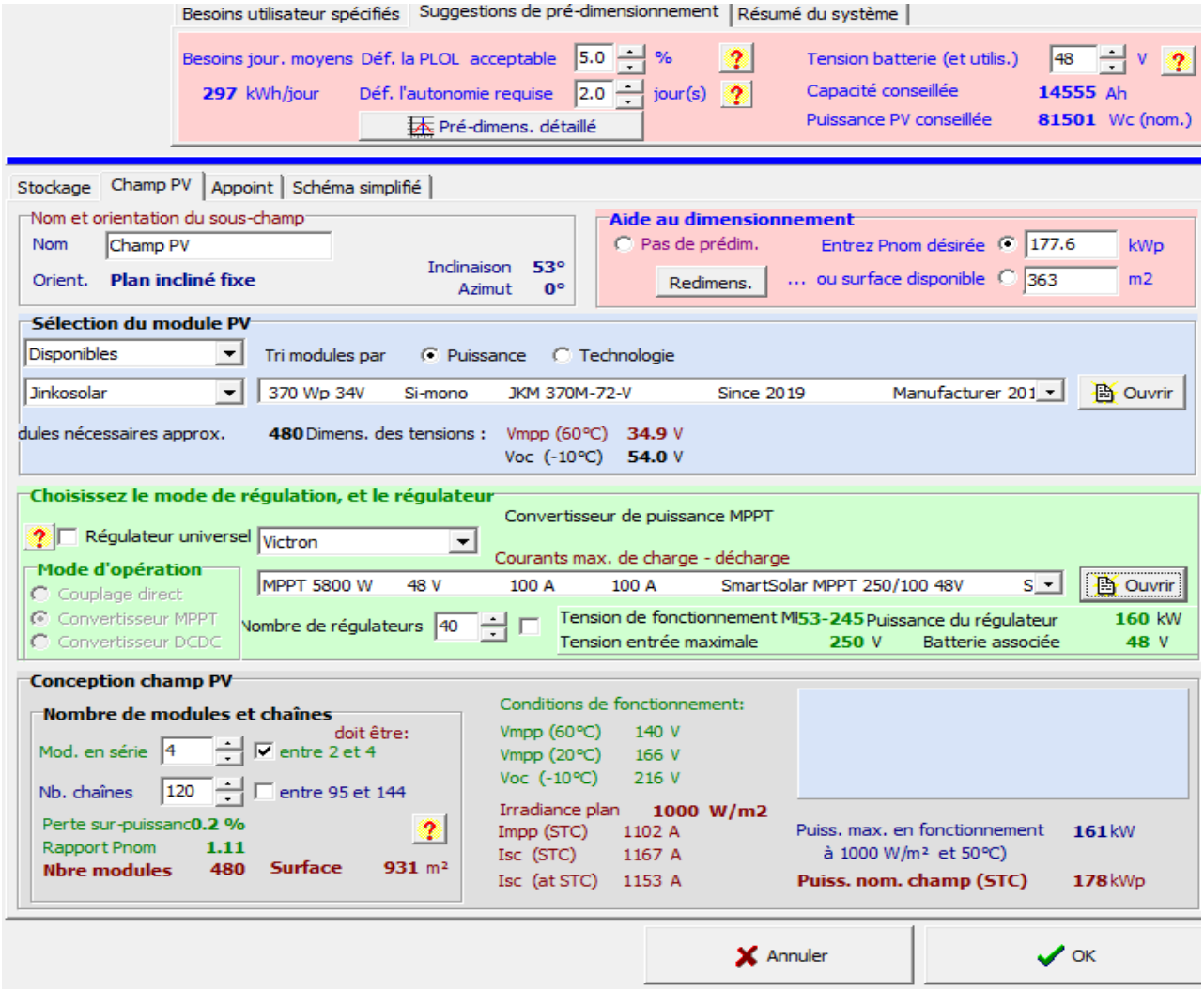


Figure (IV: 2) : Configuration du système isolée dans PVSYST.

IV.14.1. Trajectoire du soleil

La connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la surface terrestre est nécessaire pour toute application solaire.

La position du soleil est définie par deux angles : sa hauteur HS (angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu) et son Azimut AZ (angle avec la direction du sud, compté négativement vers l'est).

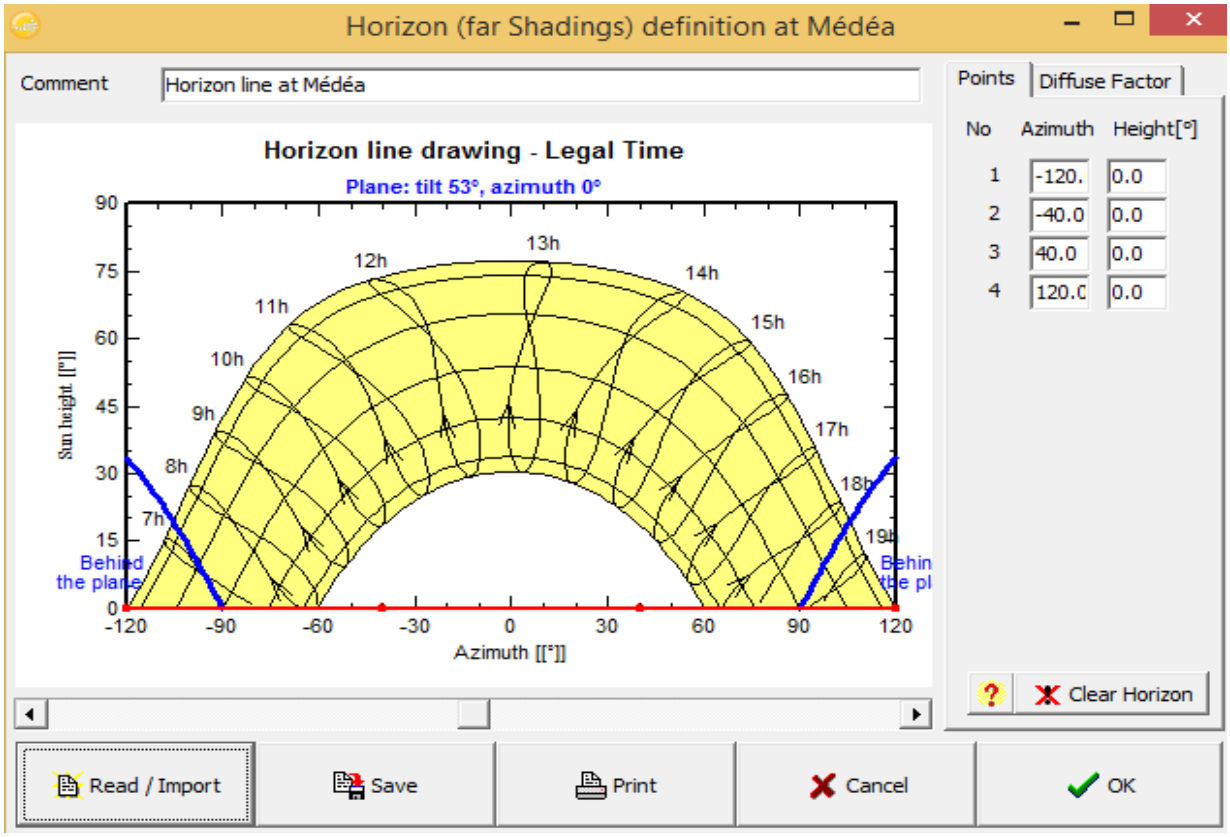


Figure (IV: 3) : Trajectoire du soleil à Médéa.

IV.14.2. Orientation des modules PV

Dans la conception de systèmes photovoltaïques, l'orientation doit être prise en compte car elle affectera les performances des systèmes photovoltaïques. Pour recevoir le maximum de rayonnement solaire.

Dans notre installation nous chosions inclinaison saisonnier (hiver) optimal de 53°.

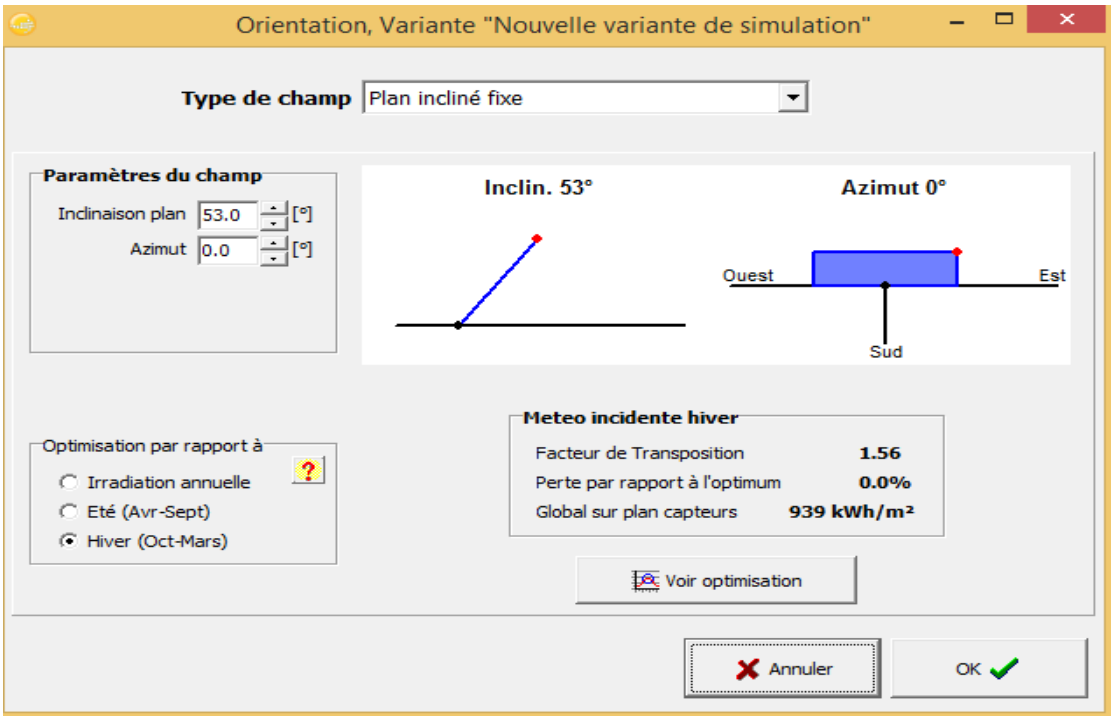


Figure (IV: 4) : Positionnement des systèmes des panneaux PV.

IV.14.3. Caractéristique du module PV

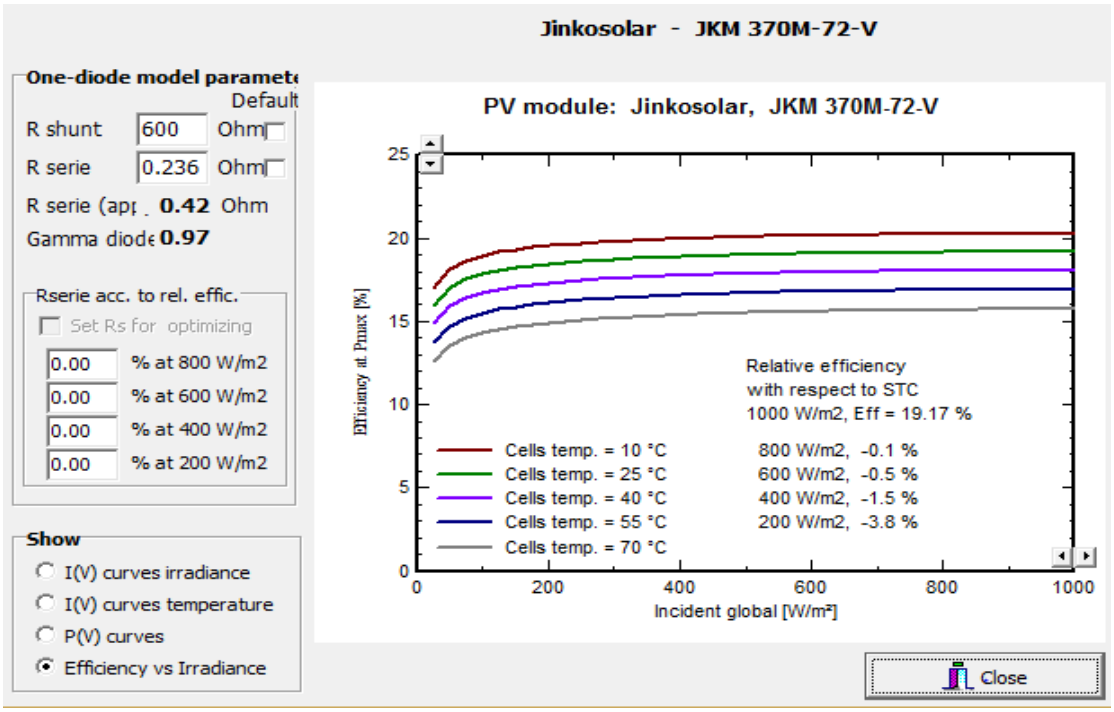


Figure (IV: 5) : Caractéristique du module PV

IV.14.4. Caractéristique du régulateur

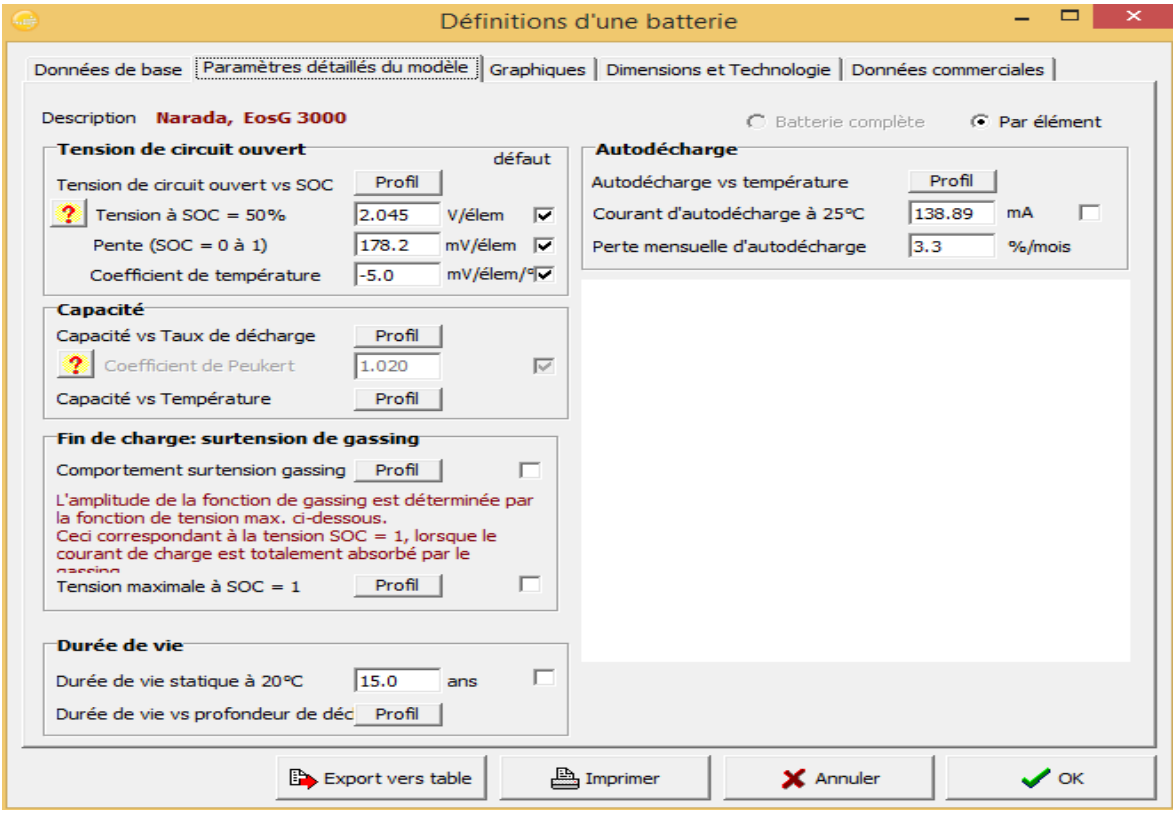


Figure (IV: 6) : Caractéristique du régulateur

Résultat de simulation

PVSYST V6.81		30/05/20	Page 1/5

Système isolé: Paramètres de simulation

Projet : **système autonome**

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**	Meteonorm 7.2 (1996-2010), Sat=100% - Synthétique	

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Date de la simulation 30/05/20 à 14h50

Paramètres de simulation	Type de système	**Système isolé avec batteries**		
Orientation plan capteurs	Inclinaison	53°	Azimut	0°
Modèles utilisés	Transposition	Perez	Diffus	Perez, Meteonorm
Besoins de l'utilisateur :	Consomm. domestique	Constants sur l'année		
	moyenne	297 kWh/Jour		

Caractéristiques du champ de capteurs

Module PV	Si-mono	Modèle	**JKM 370M-72-V**		
Base de données PVsyst originale		Fabricant	Jinkosolar		
Nombre de modules PV		En série	4 modules	En parallèle	120 chaînes
Nombre total de modules PV		Nbre modules	480	Puissance unitaire	370 Wc
Puissance globale du champ		Nominale (STC)	**178 kWc**	Aux cond. de fonct.	161 kWc (50°C)
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)		U mpp	146 V	I mpp	1102 A
Surface totale		Surface modules	**931 m²**	Surface cellule	820 m²

Paramètres du système		Type de système	**Système isolé**		
Batterie		Modèle	**EosG 3000**		
		Fabricant	Narada		
Caractéristiques du banc de batteries		Nombre d'unités	24 en série x 6 en parallèle		
		Tension	48 V	Capacité nominale	18000 Ah
		Décharge: min. SOC	20.0 %	Energie stockée	692.9 kWh
		Température	Fixée (20°C)		
Régulateur		Modèle	SmartSolar MPPT 250/100 48V		
		Fabricant	Victron	Nbre d'unités	40
		Technologie	MPPT converter	Coeff. de temp.	-2.7 mV/°C/elem.
Convertisseur		Efficacité maxi et EURO	99.0 / 97.0 %		
Seuils de régulation batterie		Seuils de commande selon	Battery voltage		
		Charge	54.6 / 50.7 V	Corresp. SOC	0.91 / 0.81
		Décharge	46.7 / 49.5 V	Corresp. SOC	0.16 / 0.51

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	2.2 mOhm	Frac. pertes	1.5 % aux STC
Perte diode série	Chute de tension	0.7 V	Frac. pertes	0.4 % aux STC
Perte de qualité module			Frac. pertes	-0.8 %
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes	1.0 % au MPP
Perte de "mismatch" strings			Frac. pertes	0.10 %
Effet d'incidence, paramétrisation ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Param. bo	0.05

PVSYST V6.81		30/05/20	Page 2/5

Système isolé: Besoins de l'utilisateur

Projet : **système autonome**

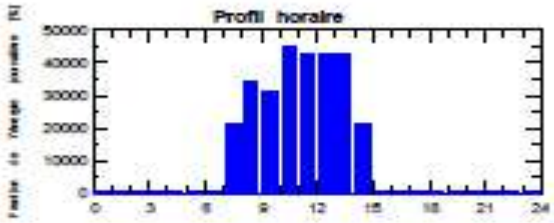
Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	**Système isolé avec batteries**			
Orientation plan capteurs	Inclinaison	53°	azimut	0°	
Modules PV	Modèle	JKM 370M-72-V	Pnom	370 Wc	
Champ PV	Nombre de modules	480	Pnom total	**178 kWc**	
Batterie	Modèle	EosG 3000	Technologie	Pb-acide, scellée, Gel	
Pack de batteries	Nombre d'unités	144	Tension / Capacité	**48 V / 18000 Ah**	
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	Global	106 MWh/an	

Consomm. domestique, Constants sur l'année, moyenne = 297 kWh/jr

Valeurs annuelles

	Nombre	Puissance	Utilisation	Énergie
Lamps	1122	18 W/lampe	8 h/jour	161568 Wh/jour
Ordinateur bureau	82	125 W/app	6 h/jour	61500 Wh/jour
Imprimante	6	726 W/app	1 h/jour	4356 Wh/jour
photocopie	2		1 Wh/jour	385 Wh/jour
climatiseur	7	1560 W tot	4 h/jour	43680 Wh/jour
micro-onde	1	800 W tot	3 h/jour	2400 Wh/jour
Consomm. de veille			24 h/jour	23040 Wh/jour
Energie journalière totale				296929 Wh/jour



PVSYST V6.81		30/05/20	Page 3/5

Système isolé: Résultats principaux

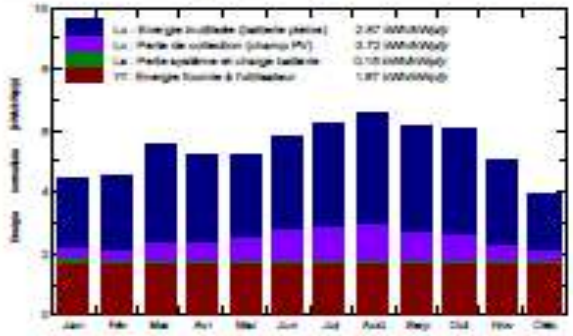
Projet : **système autonome**

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

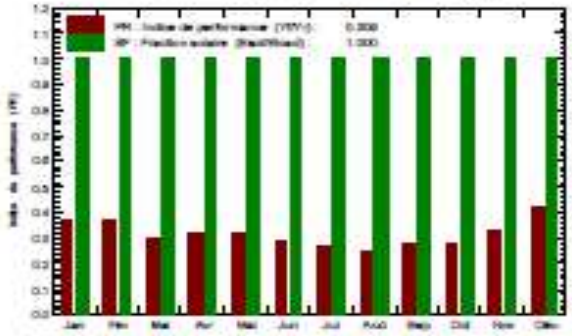
Principaux paramètres système	Type de système	**Système isolé avec batteries**			
Orientation plan capteurs	Inclinaison	53°	azimut	0°	
Modules PV	Modèle	JKM 370M-72-V	Pnom	370 Wc	
Champ PV	Nombre de modules	480	Pnom total	**178 kWc**	
Batterie	Modèle	EosG 3000	Technologie	Pb-acide, scellée, Gel	
Pack de batteries	Nombre d'unités	144	Tension / Capacité	**48 V / 18000 Ah**	
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	Global	108 MWh/an	

Principaux résultats de la simulation					
Production du système	**Energie disponible**	**300910 kWh/an**	Productible	1694 kWh/kWc/an	
	Energie utilisée	108379 kWh/an	En excès (inutilisée)	185722 kWh/an	
	Indice de performance (PR)	30.90 %	Fraction solaire (SF)	100.00 %	
Besoins non satisfaits	Fraction du temps	0.0 %	Energie manquante	0 kWh/an	
Vieillissement batterie (Etat d'usure (SOW))	SOW cyclage	95.1%	SOW statique	93.3%	
	Durée de vie batterie	15.0 ans			

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 178 kWc



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



Nouvelle variante de simulation

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	90.0	135.7	22193	12114	0.000	9205	9205	1.000
Février	90.0	125.7	20614	11884	0.000	8314	8314	1.000
Mars	143.5	167.9	27110	17400	0.000	9205	9205	1.000
Avril	163.7	180.9	24210	14897	0.000	8906	8906	1.000
Mai	201.5	154.9	24435	14520	0.000	9205	9205	1.000
Juin	239.2	167.7	25747	16137	0.000	8906	8906	1.000
Juillet	255.2	185.8	27594	18161	0.000	9205	9205	1.000
Août	225.9	197.8	29601	19796	0.000	9205	9205	1.000
Septembre	165.4	176.3	27426	18029	0.000	8906	8906	1.000
Octobre	131.5	162.4	25305	16571	0.000	9205	9205	1.000
Novembre	89.9	146.5	23707	14047	0.000	8906	8906	1.000
Décembre	89.0	120.5	19650	9867	0.000	9205	9205	1.000
Année	1883.9	1916.1	300910	185722	0.000	108379	108379	1.000

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 (Eutile / Ebesoin)

PVSYST V6.81		30/05/20	Page 4/5

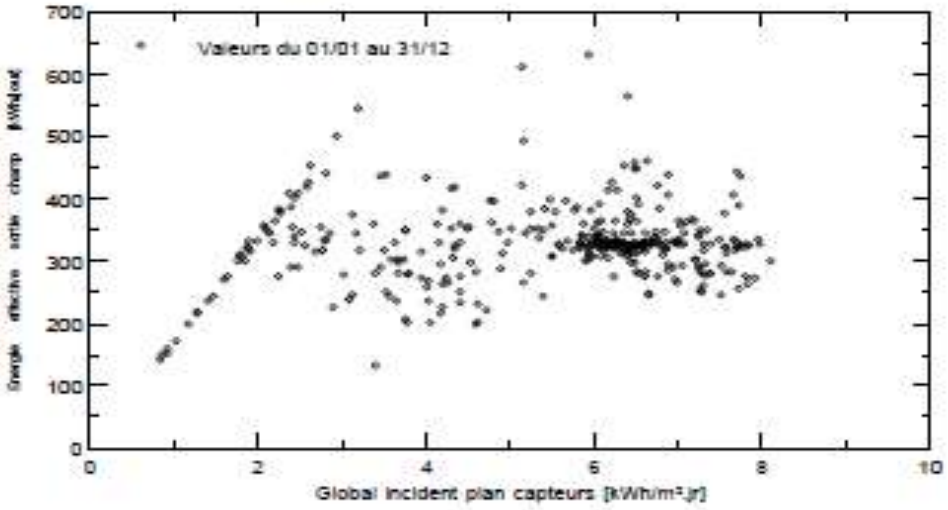
Système isolé: Graphiques spéciaux

Projet : **système autonome**

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	**Système isolé avec batteries**			
Orientation plan capteurs	Inclinaison	53°		azimut	0°
Modules PV	Modèle	JKM 370M-72-V		Pnom	370 Wc
Champ PV	Nombre de modules	480		Pnom total	**178 kWc**
Batterie	Modèle	EosG 3000		Technologie	Pb-acide, scellée, Gel
Pack de batteries	Nombre d'unités	144	Tension / Capacité		**48 V / 18000 Ah**
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année		Global	106 MWh/an

Diagramme d'entrée/sortie journalier



PVSYST V6.81		30/05/20	Page 5/5

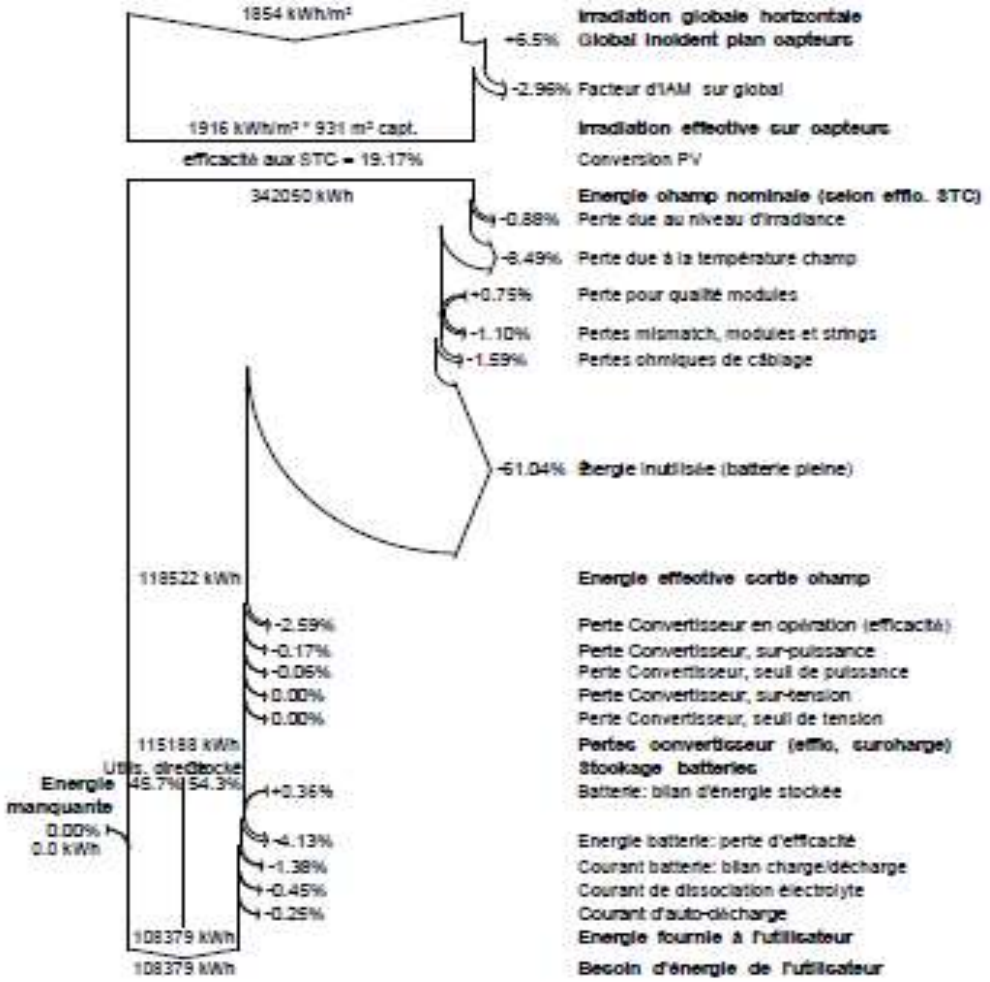
Système isolé: Diagramme des pertes

Projet : **système autonome**

Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	**Système isolé avec batteries**			
Orientation plan capteurs	Inclinaison	53°		azimut	0°
Modules PV	Modèle	JKM 370M-72-V		Pnom	370 Wc
Champ PV	Nombre de modules	460		Pnom total	**178 kWc**
Batterie	Modèle	EosG 3000		Technologie	Pb-acide, scellée, Gel
Pack de batteries	Nombre d'unités	144		Tension / Capacité	**48 V / 18000 Ah**
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année		Global	108 MWh/an

Diagramme des pertes sur l'année entière



IV.15. Systèmes Photovoltaïques raccordés au réseau électrique

IV.15.1. Données météorologiques

Les conditions climatiques de Médéa sont idéales pour la production d'énergie solaire photovoltaïque, Le rayonnement atteint une moyenne de 5,08 kW/m² par jour. Un KWc produit en moyenne 1825 kWh/an sous une inclinaison optimale des modules de 31°, La température de la ville est de 17.3°C en moyenne.

IV.15.2. Consommation moyenne annuelle de la bibliothèque

La bibliothèque de technologie consomme en moyenne 94126 kWh/an**.**

IV.15.3. Choix de module photovoltaïque

Jinkosolar, JKM 370M-72-V– modèle de 370 Wc

IV.15.4. Puissance crête photovoltaïque à installer [46]

$$P_C = \frac{E_C}{P_S \times F_C} \qquad \text{(IV:22)}$$

Avec

E_C: la consommation de bibliothèque.
P_S: la production spécifique du site (kWh/ kWc).
Fc: le facteur de correction (1).
Pc: la puissance crête à installer.

A.N: PC= 51.58kWc.

IV.15.5. Détermination du nombre de panneaux

De la formule (IV:4) on aura:140 Panneaux.

IV.15.6. Choix des onduleurs

Pour le calcul et la détermination du convertisseur DC/AC, nous avons utilisé les données catalogue de la fabrication SMA avec les caractéristiques nominales suivante:

La puissance d'entrée : P = 75 Kw.

La puissance de sortie : P =50 KW.

La tension d'entrée maximale : U_{input} = 1000 V.

La tension de sortie : U_{output}=230V.

Courant d'entrée maximale: I=120A.

Nombre d'entrées MPPT : N = 6 MPPT

La fréquence : 50 Hz

Nombre de panneau par branche

$$N_S = \frac{U_{input}}{U_{vco}} = \frac{1000}{48.5 \times 1.14} = 18.08 \text{ panneaux} \quad \text{(IV:23)}$$

Donc en prend 18 panneaux par string au maximum

Nombre de string total du GPV calculé :

$$N_b = \frac{N_{tot}}{N_s} = \frac{140}{18} = 7.77 \text{ string} \quad \text{(IV:24)}$$

Alors **7** string en totale

Nombre de string par onduleur

$$N_{bh} = \frac{I_{input}}{I_{SC}} = \frac{120}{9.61 \times 1.14} = 10.95 \text{ String} \quad \text{(IV:25)}$$

Donc en Prend 10 chaine en parallèle au maximum

IV.15.7. Câblage des modules photovoltaïques

Les propriétés électriques du l'onduleur nous permettent de câbler au maximum 18 modules en série et 10 chaînes en parallèle, Comme l'onduleur que nous avons sélectionné dispose de 6 d'entrées MPPT pour le champ photovoltaïque, il vient que le câblage le plus intéressant est composé de deux chaînes de 18 modules en série pour 4 entrée MPPT.

Donc le nombre total des modules est 144 modules

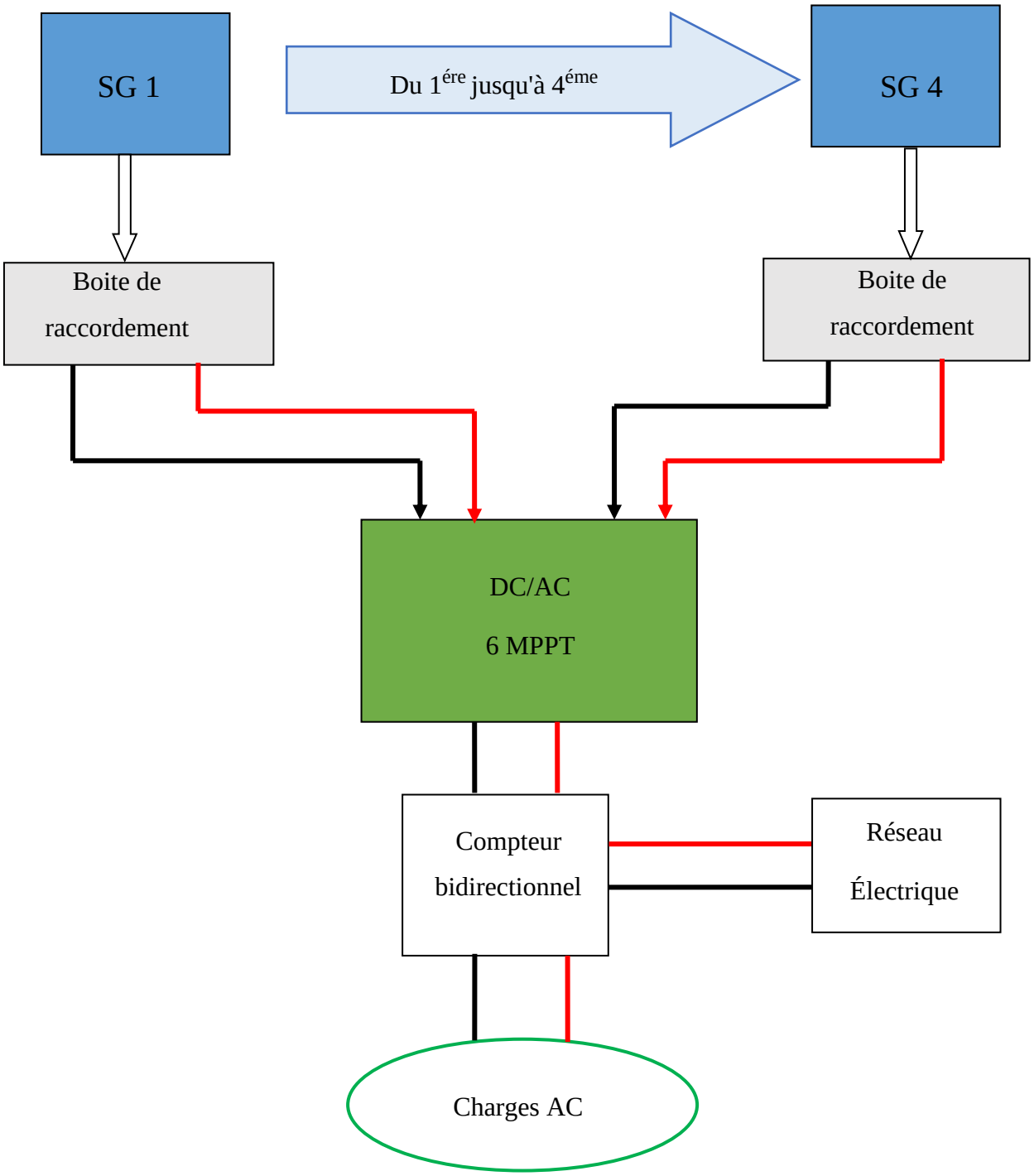


Figure (IV: 7) : schéma de branchement des sous générateurs aux onduleurs mode couplé réseau

IV.15.8. Choix des câbles

Calcul de la section des câbles DC

Le calcul des sections des câbles du champ photovoltaïque ne peut se faire qu'en connaissant au préalable un certain nombre de paramètres, récapitulés ci-dessous :

- Les modules utilisés présentent les propriétés électriques suivantes (voir L'annexe):

- U_{MPP} = 39.9 V,
- I_{MPP} = 9.28 A,
- I_{CC} = 9.61 A;

- Le champ photovoltaïque est constitué de 8 chaînes de 18 modules en série, soit un total de 144 modules.
- Les longueurs des câbles sont les suivantes :

IV.15.8.1.Entre les panneaux et le boitier de raccordement

En exploitant la loi (IV:18) et les données nécessaires pour ce calcul

I=9.27A (courant d'une branche), L= 100 m. $\rho = 1{,}8\ 10^{-8}\Omega.m$ (pour le cuivre),

V=718 (Tension d'une branche), $\Delta V = 2\%$.

On aura

S=2.3*10-6 m², soit un câble d'une section de 2.3 mm² on prendra donc des câbles de 2.5 mm²

IV.15.8.2.Entre le boitier de raccordement et l'onduleur

En exploitant la loi (IV:18) et les données nécessaires pour ce calcul

I = 18.54A (courant d'un SG), L= 5m. $\rho = 1{,}8\ 10^{-8}\ \Omega.m$ (pour le cuivre),

V=718V (tension d'une branche), $\Delta V = 2\%$.

On aura S= $0.23*10^{-6}$ m², on utilise des câbles normalisés de S=1.5mm².

IV.16. Dimensionnement d'un système photovoltaïque raccordé au réseau par logiciel PVSYST

Simulation d'une installation PV de puissance 51.58kWc

La simulation détaillée d'un système PV comporte.

- Le choix des composants (panneaux PV, onduleur,….).
- La disposition détaillée du champ PV (orientation, mode de montage,….etc.).
- L'estimation de l'énergie produite.

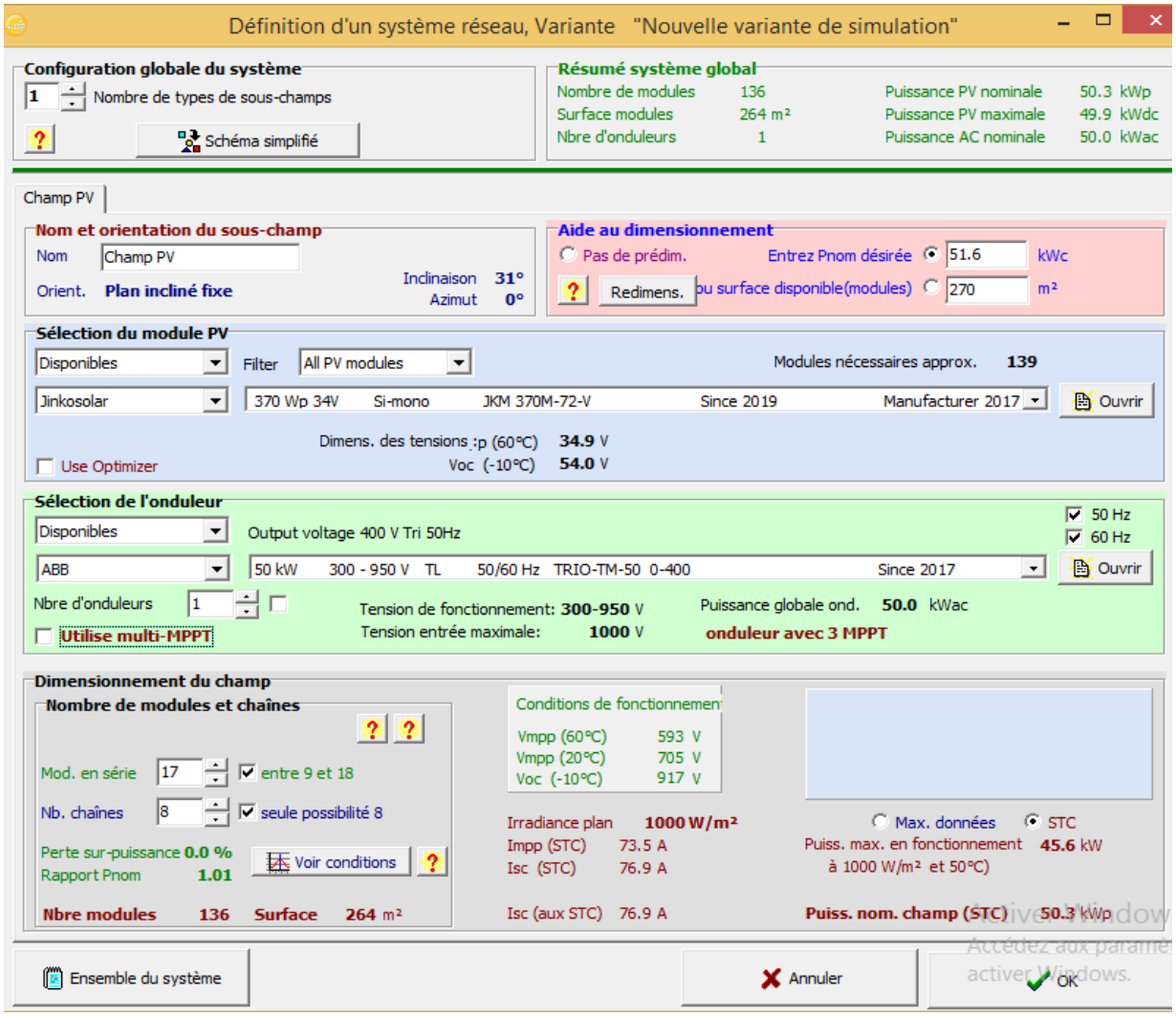


Figure (IV: 8) : Configuration du système couplée au réseau dans PVSYST.

IV.16.1. Orientation des modules PV

Vu le prix élevé des modules PV, il est nécessaire de choisir des orientations et inclinaisons favorables à la production d'énergie.

Pour la simulation en technologie de silicium monocristallin, nous avons choisi un plan Incliné fixe d'une inclinaison optimal de 31° (par rapport à l'horizontale) comme la figure (IV:9) 31° c'est l'inclinaison optimale donnée par le logiciel PVSYST, en dehors de cette dernière le rendement diminue.

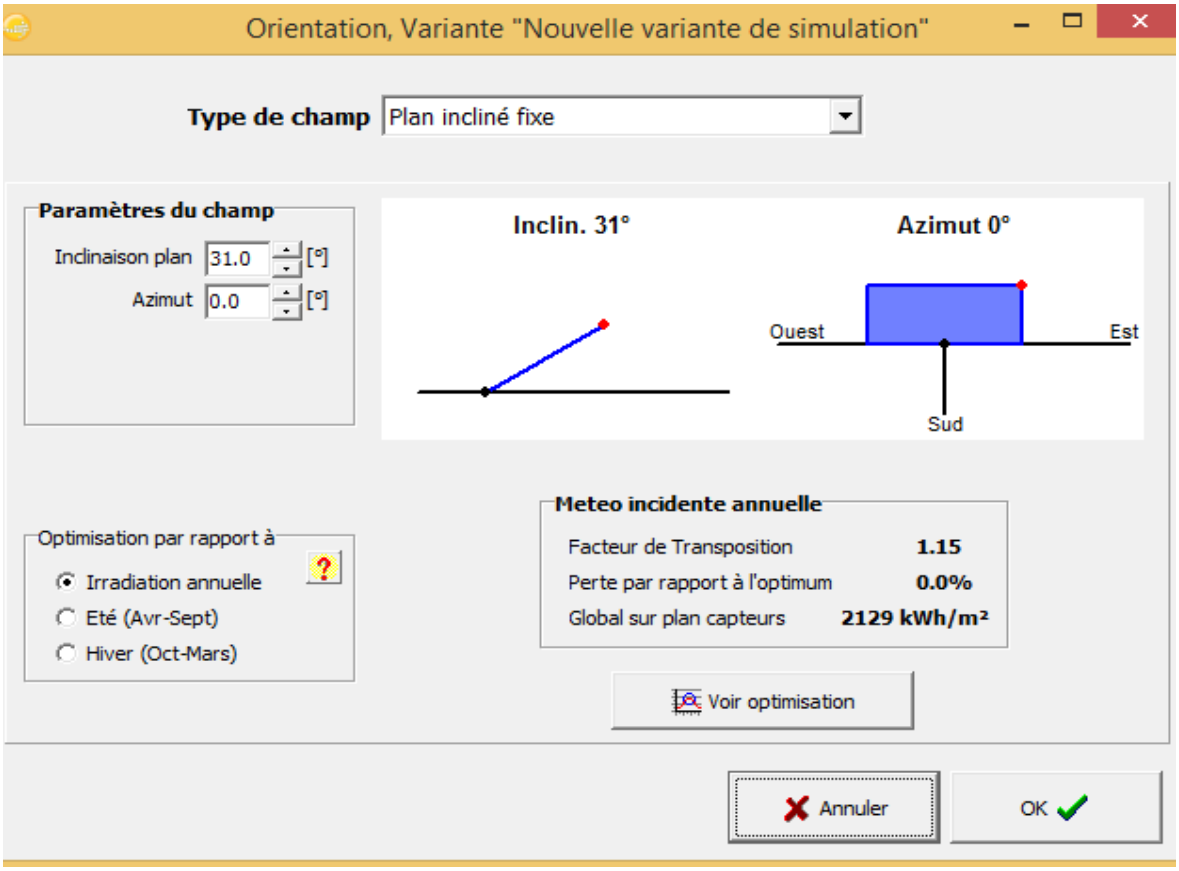


Figure (IV: 9) : Positionnement des systèmes de panneaux PV.

IV.16.2. Schéma de l'installation PV

La figure suivant représente le schéma de l'installation PV raccordé au réseau prise en compte dans la simulation :

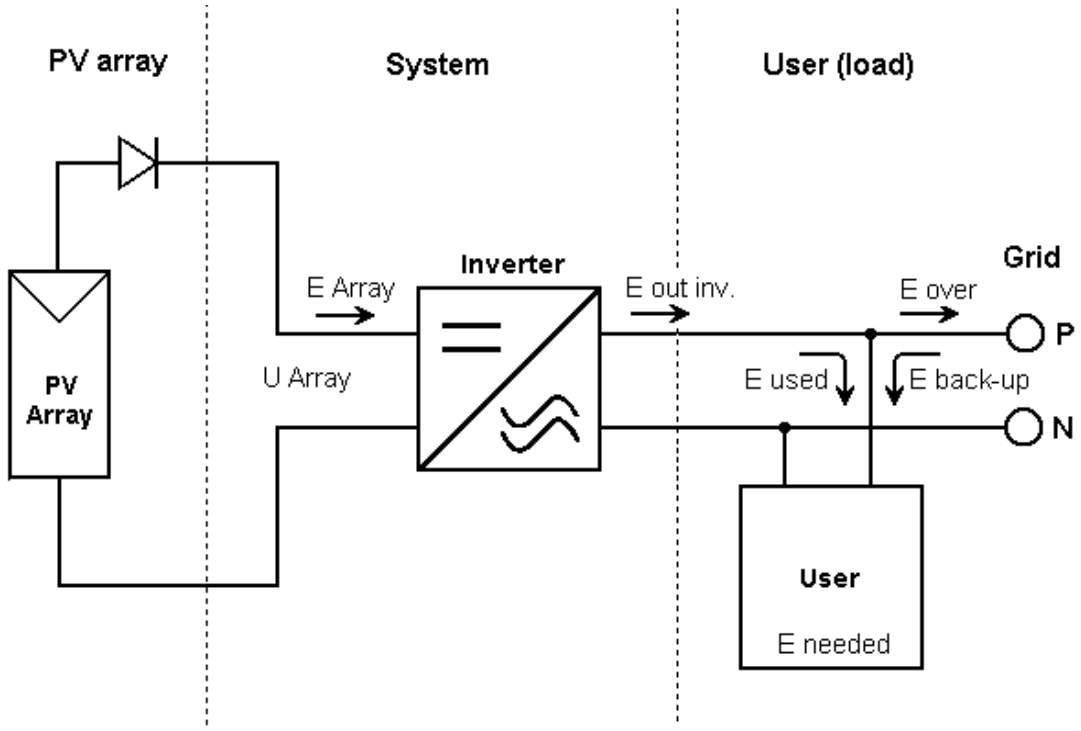


Figure (IV: 10) : Schéma simplifie d'une installation PV raccordée au réseau

IV.16.3. Caractéristique de l'onduleur

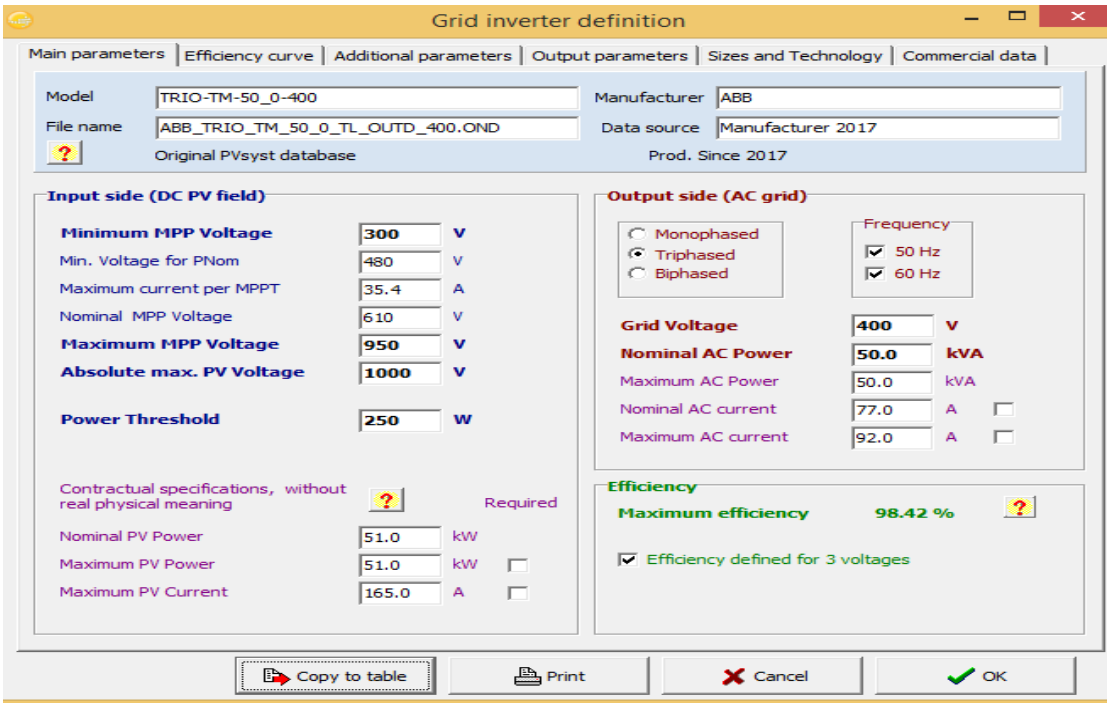


Figure (IV: 11) : Caractéristique de l'onduleur

IV.16.4. Résultat de simulation

Les résultats de simulation du notre installation PV pour une puissance limité de 51.58 KWc sont résumés dans le rapport ci-dessous :

PVSYST V6.81				27/05/20	Page 1/4
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project :	**systéme couplée**				
Geographical Site	**Médéa**		Country	**Algeria**	
Situation	Latitude	36.26° N	Longitude	2.75° E	
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	921 m	
	Albedo	0.20			
Meteo data:	**Médéa**	Meteonorm 7.2 (1996-2010), Sat=100% - Synthétique			
Simulation variant :	**Nouvelle variante de simulation**				
	Simulation date	26/05/20 10h50			
Simulation parameters	System type	**No 3D scene defined, no shadings**			
Collector Plane Orientation	Tilt	31°	Azimuth	0°	
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm	
Horizon	Free Horizon				
Near Shadings	No Shadings				
User's needs :	Unlimited load (grid)				
PV Array Characteristics					
PV module	Si-mono	Model	**JKM 370M-72-V**		
Original PVsyst database		Manufacturer	Jinkosolar		
Number of PV modules		In series	17 modules	In parallel	8 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	136	Unit Nom. Power	370 Wp
Array global power		Nominal (STC)	**50.3 kWp**	At operating cond.	45.6 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	521 V	I mpp	73 A
Total area		Module area	**264 m²**	Cell area	232 m²
Inverter		Model	**TRIO-TM-50_0-400**		
Original PVsyst database		Manufacturer	ABB		
Characteristics		Operating Voltage	300-950 V	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	1 units	Total Power	50 kWac
				Pnom ratio	1.01
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	142 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss				Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05

PVSYST V6.81		27/05/20	Page 2/4

Grid-Connected System: Main results

Project : systéme couplée

Simulation variant : Nouvelle variante de simulation

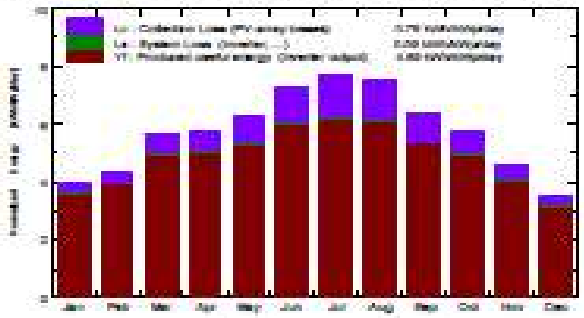
Main system parameters		System type	No 3D scene defined, no shadings		
PV Field Orientation		tilt	31°	azimuth	0°
PV modules		Model	JKM 370M-72-V	Pnom	370 Wp
PV Array		Nb. of modules	136	Pnom total	50.3 kWp
Inverter		Model	TRIO-TM-50_0-400	Pnom	50.0 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)			

Main simulation results

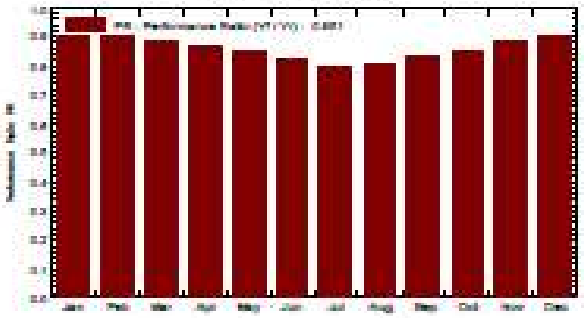
System Production

Produced Energy	**88.89 MWh/year**	Specific prod.	1786 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR	85.14 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 50.3 kWp



Performance Ratio PR



Nouvelle variante de simulation

Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	80.0	33.34	8.14	124.3	121.3	5.791	5.685	0.909
February	90.0	40.92	9.13	122.4	119.2	5.666	5.567	0.904
March	143.5	57.30	12.47	174.7	170.2	7.903	7.762	0.883
April	163.7	65.84	14.17	173.3	168.0	7.705	7.565	0.868
May	201.5	73.42	19.21	193.1	186.9	8.388	8.233	0.847
June	239.2	59.44	24.95	219.3	212.6	9.220	9.048	0.820
July	255.2	49.48	28.54	239.3	232.4	9.846	9.658	0.802
August	225.9	49.18	27.92	234.4	228.1	9.678	9.494	0.805
September	165.4	53.40	22.62	192.3	187.2	8.231	8.084	0.835
October	131.5	41.74	19.28	178.8	174.6	7.819	7.679	0.853
November	88.9	31.24	12.13	136.9	133.6	6.227	6.117	0.888
December	69.0	30.26	9.05	109.3	106.5	5.090	4.998	0.908
Year	1853.9	585.57	17.35	2098.2	2040.6	91.565	89.889	0.851

Legends:

GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
T_Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio

PVSYST V6.81		27/05/20	Page 3/4

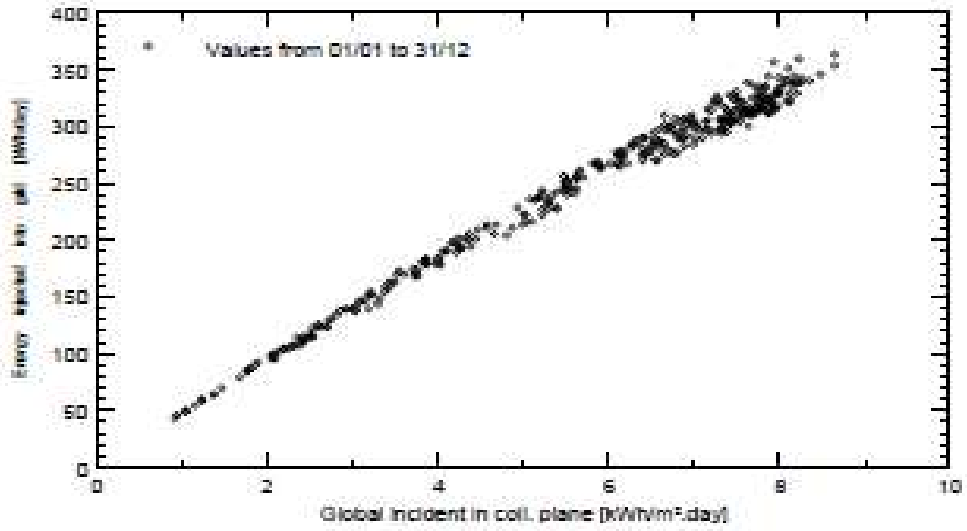
Grid-Connected System: Special graphs

Project : systéme couplée

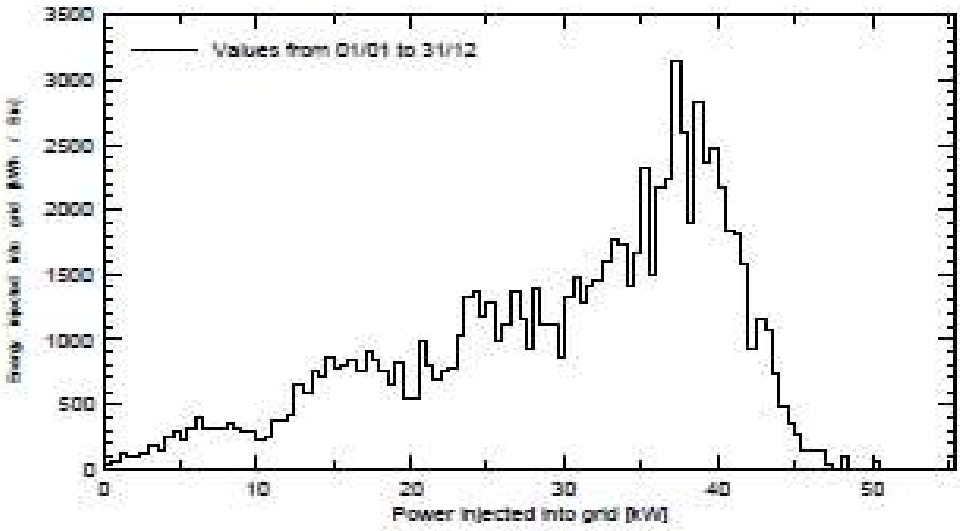
Simulation variant : Nouvelle variante de simulation

Main system parameters	System type	**No 3D scene defined, no shadings**		
PV Field Orientation	tilt	31°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKM 370M-72-V	Pnom	370 Wp
PV Array	Nb. of modules	136	Pnom total	**50.3 kWp**
Inverter	Model	TRIO-TM-50_0-400	Pnom	50.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Diagramme d'entrée/sortie journalier



Distribution de la puissance de sortie système



PVSYST V6.81		27/05/20	Page 4/4

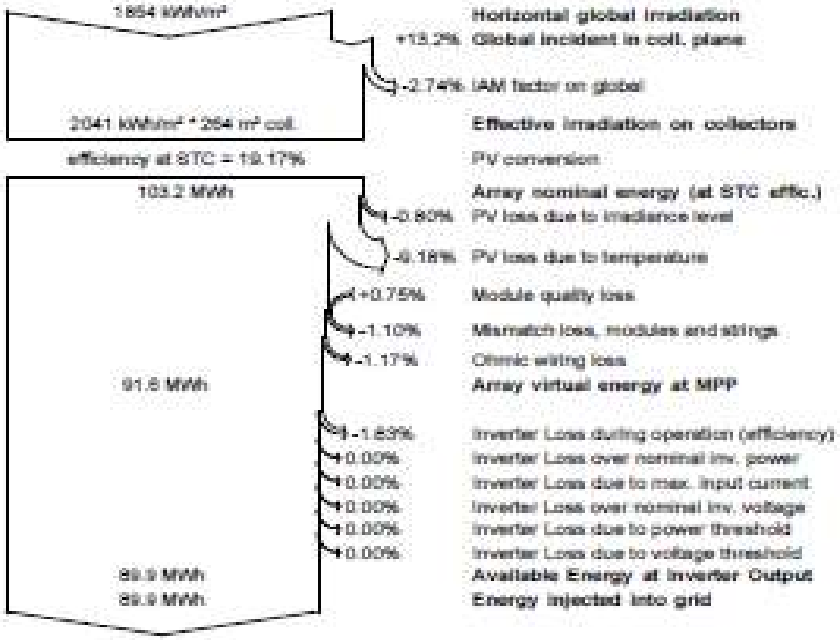
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : systéme couplée

Simulation variant : Nouvelle variante de simulation

Main system parameters	System type	**No 3D scene defined, no shadings**		
PV Field Orientation	tilt	31°	azimuth	0°
PV modules	Model	JKM 370M-72-V	Pnom	370 Wp
PV Array	Nb. of modules	136	Pnom total	**50.3 kWp**
Inverter	Model	TRIO-TM-50_0-400	Pnom	50.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



IV.17. Comparaisons entre les dimensionnements manuel et par le logiciel PVSYST

Tableau (IV: 3): Comparaisons entre les dimensionnements manuel et par le logiciel PVSYST

Dimensionnement manuel	**Dimensionnement par logiciel PVSYST**
Dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome avec stockage	
Ec = 296,929kWh/j Pc=177.536 Kwc Npv= 480 Nbat= 144 Nreg=40 St=931m^2	Ec =297 kWh/j Pc=178 Kwc Npv= 480 NBat= 144 Nreg= 40 St=931m^2
Dimensionnement d'un système photovoltaïque raccordé au réseau sans stockage	
PC= 51.58kWc. Npv= 144 Nond= 1 St=279.36 m^2	PC=50 KWc Npv= 136 Nond= 1 St= 264m^2

IV.17.1. Interprétation des résultats

Nous constatons que les résultats obtenues à l'aide de calcul théorique, est très proches ou égale au résultat obtenues grâce au logiciel PVSYST. Cette légère différence est due à l'approximation des résultats obtenus avec le calcul théorique, la marge d'erreur exigée par le logiciel PVSYST, ainsi que les différents paramètres introduit dans ce dernier, comme les données météorologiques l'ensoleillement …etc. Contrairement au premier calcul qui est direct, en dépit de ça les résultats sont les mêmes.

IV.18. Interface graphique

IV.18.1. Interface graphique

La figure (IV.12) représente l'interface graphique par logiciel MATLAB.

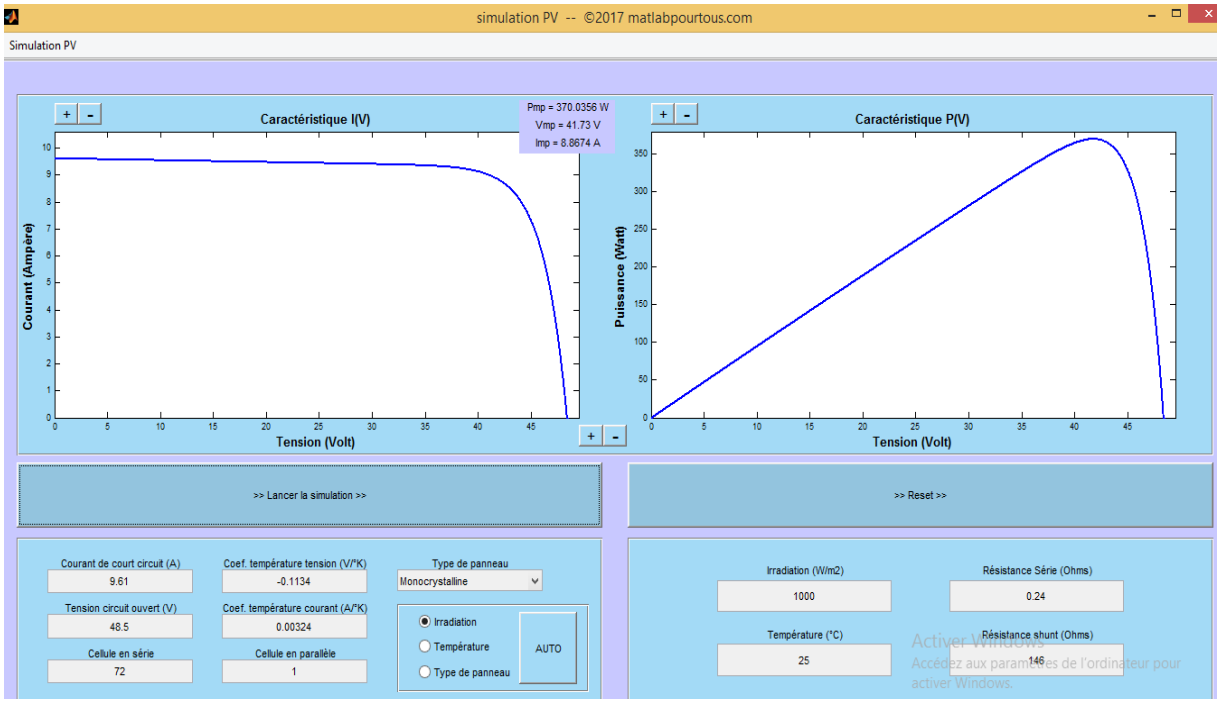


Figure (IV: 12): Interface graphique par logiciel MATLAB

IV.18.2. Caractéristiques du module PV

Le panneau photovoltaïque JKM 370M-72-V, utilisé dans l'installation solaire sur la bibliothèque de faculté technologique, est constitué de 72 cellules en silicium Monocristalline. Ce panneau peut produire une puissance maximale de 370watts.

Ceci nous a permis de déterminer la puissance en fonction de la tension et le courant en fonction de la tension du module étudié pour un éclairement de 1000 W/m^2.

Le Module JKM 370M-72-V Photovoltaïque en condition standard, Les figure ci-dessous présente la caractéristique I(V) et P(V) du module photovoltaïque par un code MATLAB:

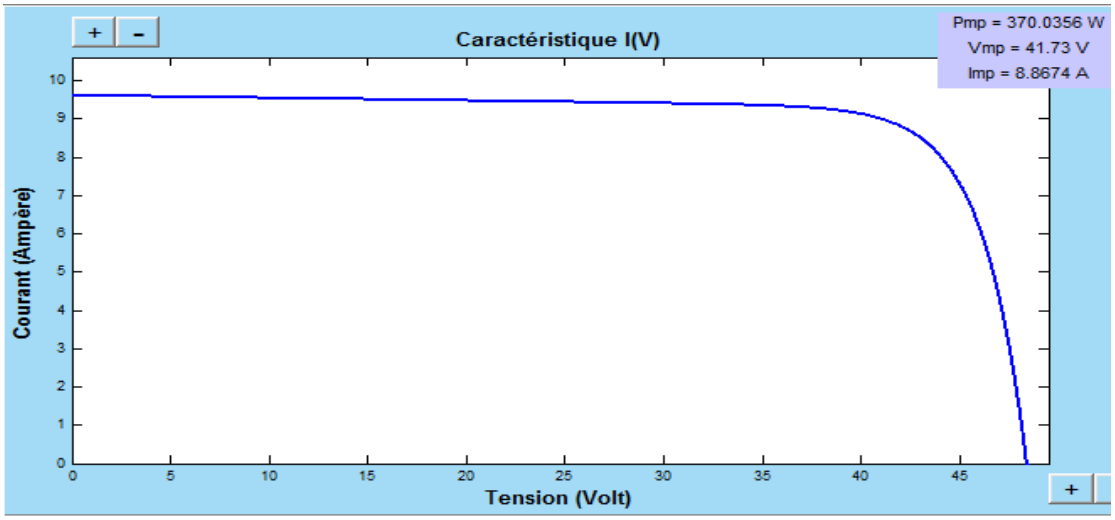


Figure (IV: 13) : Courbe I(V) du module JKM 370M-72-V au STC

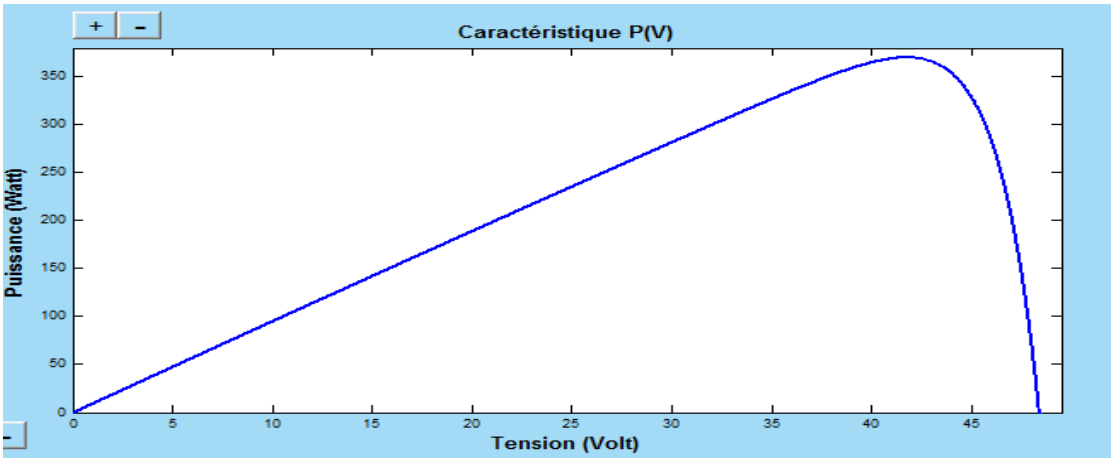


Figure (IV: 14): Courbe P(V) du module JKM 370M-72-V au STC

IV.18.3. L'influence de l'éclairement sur les caractéristiques de module JKM 370M-72-

Les figures suivantes nous montrent les caractéristiques électriques du module JKM 370M-72-V après son simulation avec code MATALB pour différentes valeurs d'éclairement et pour une température de 25°C.

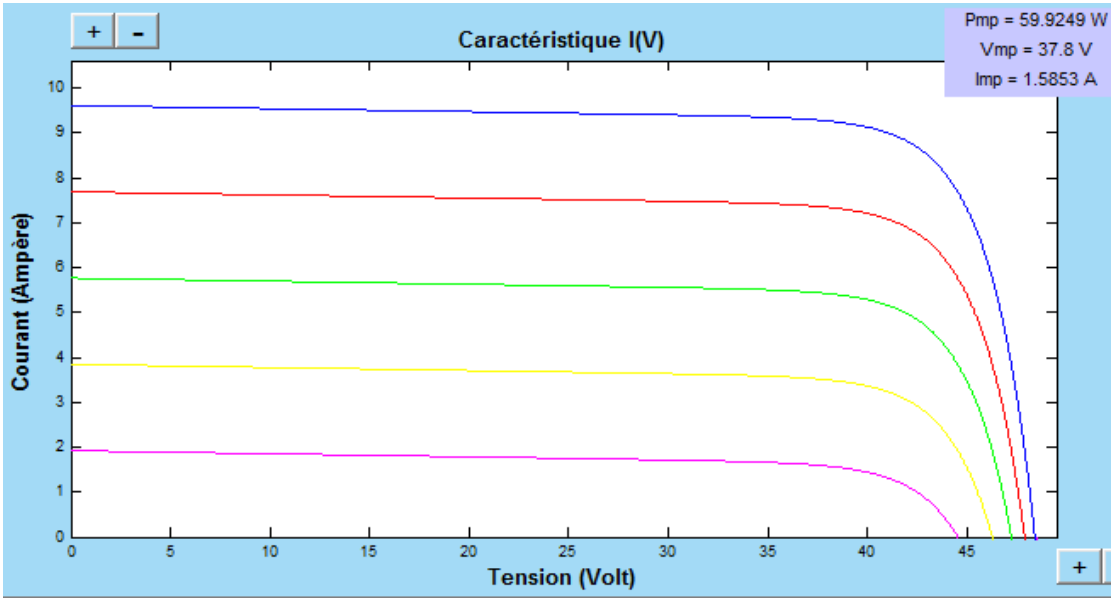


Figure (IV: 15) : Courbes I(V) du module à différentes valeurs d'éclairement.

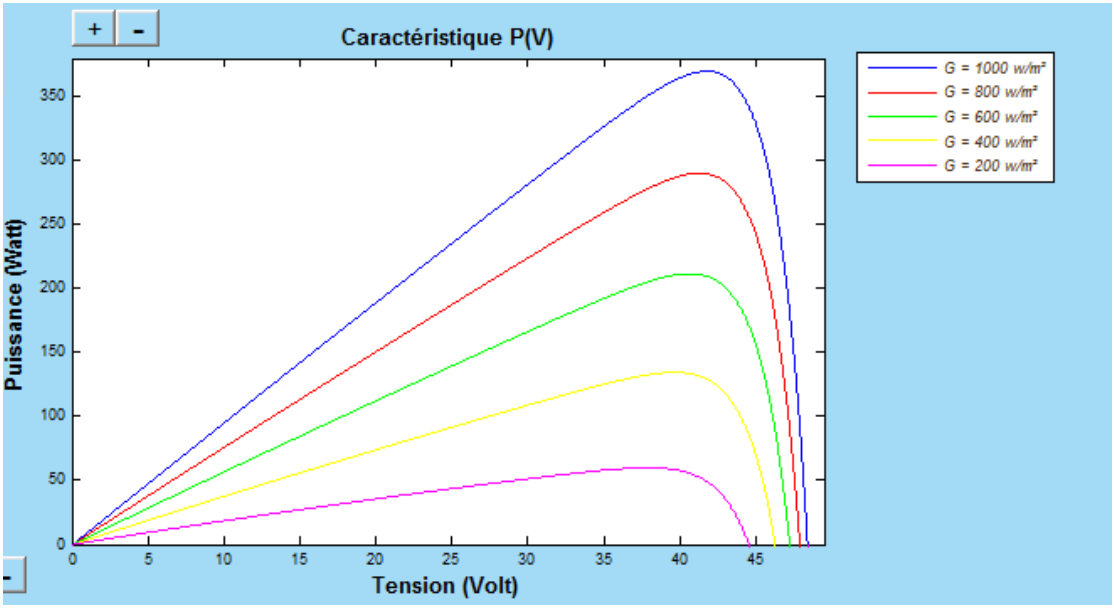


Figure (IV: 16): Courbes P(V) du module à différentes valeurs d'éclairement.

Ces figures montrent l'influence de l'éclairement sur la caractéristique I (V), A une température constante, on constate que le courant subit une variation importante, mais par contre la tension varie légèrement, Car le courant de court-circuit est une fonction linéaire de l'éclairement alors que la tension de circuit ouvert est une fonction logarithmique.

IV.18.4. L'influence de la température sur les caractéristiques de module JKM 370M-72-V

Les graphes suivant nous montrent l'influence de la température sur les caractéristiques du Module pour un éclairement 1000W/m² :

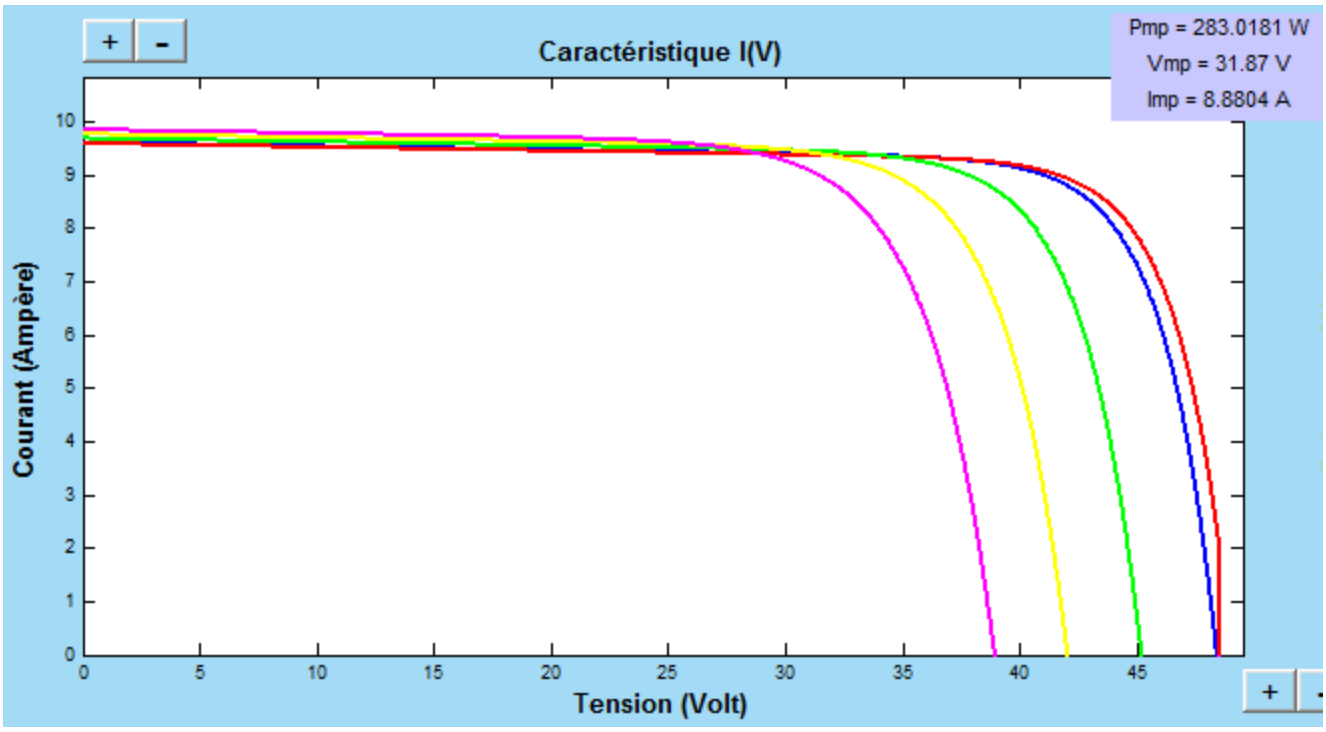


Figure (IV: 17): Courbes I(V) du module à différentes valeurs de T.

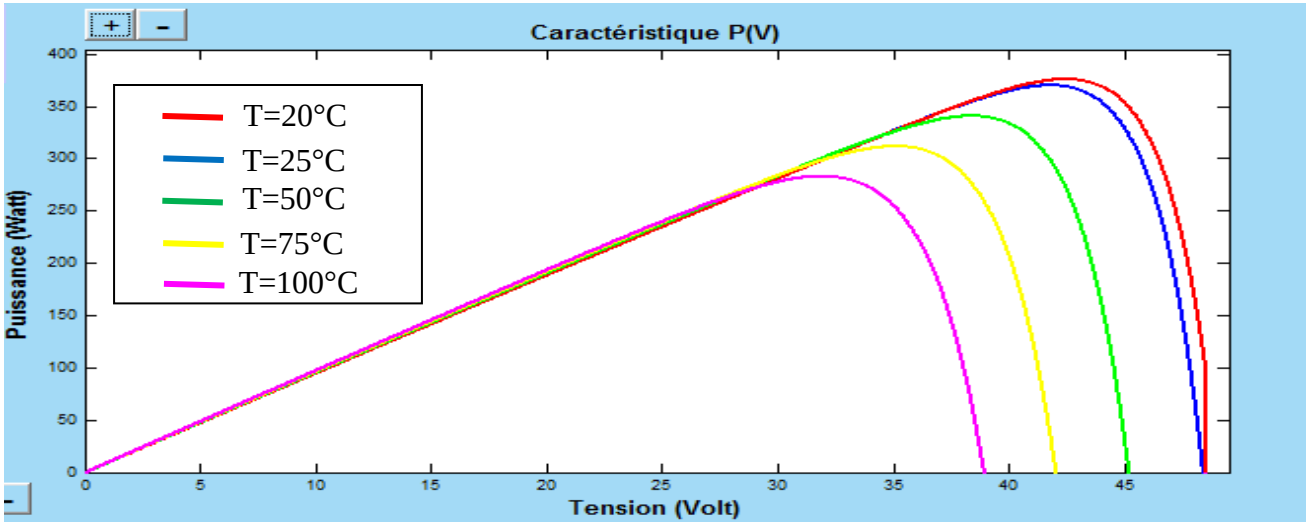


Figure (IV: 18): Courbes P(V) du module à différentes valeurs de T.

Ces figures montrent l'influence de la température sur la caractéristique I(V) et P(V), Il est essentiel de comprendre l'effet de changement de la température d'une cellule solaire sur la caractéristique I(V), Le courant dépend de la température puisque le courant augmente légèrement à mesure que la température augmente, mais la température influe négativement sur la tension de circuit ouvre, Quand la température augmente la tension de circuit ouvert diminue, Par conséquent la puissance maximale du générateur subit une diminution

IV.18.5. Comparaison entre diffèrent types des modules photovoltaïque

Ces figures présenté les caractéristiques I(V) et P(V) entre diffèrent types des modules photovoltaïque :

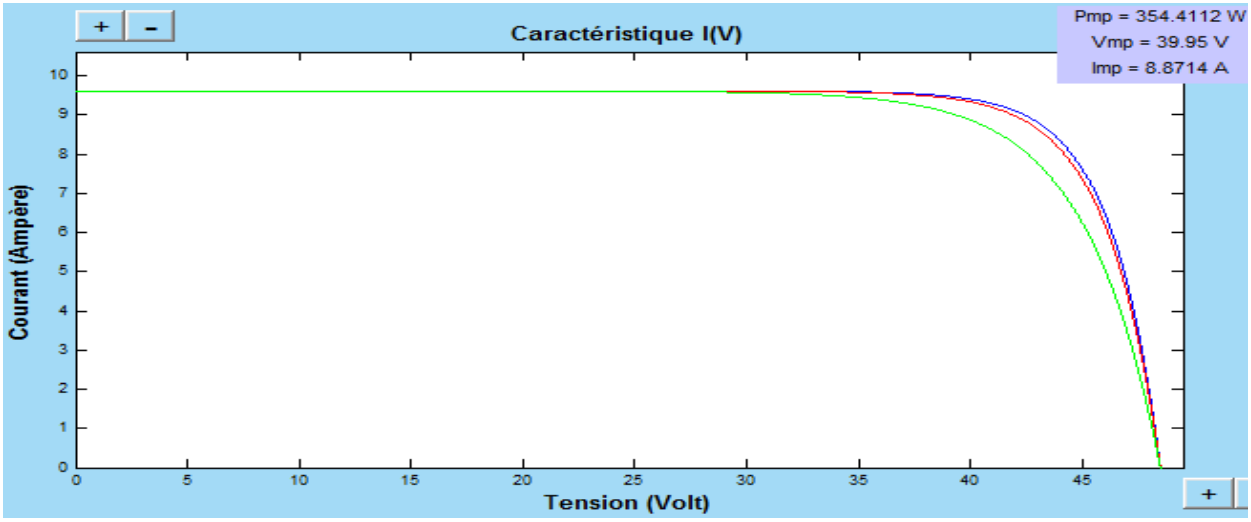


Figure (IV: 19) : Caractéristique I(V) à différant type des modules

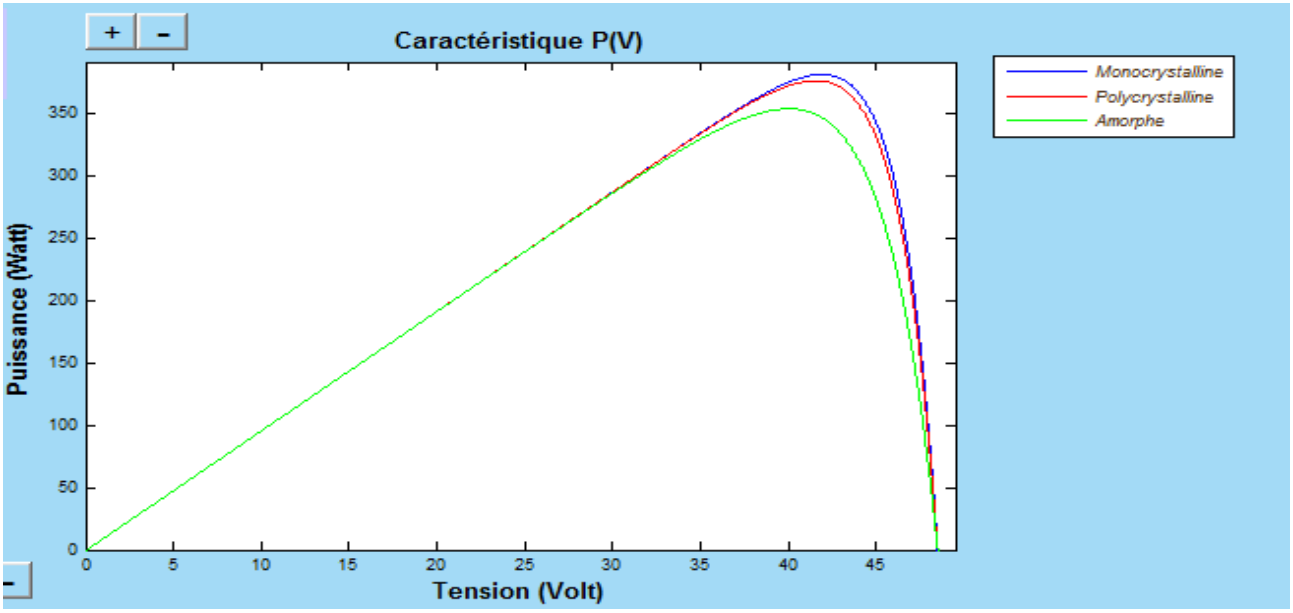


Figure (IV: 20) : Caractéristique P(V) à différant type des modules

Ces figures montrent la différence entre les différents types des modules PV (monocristallin, poly- cristallin et amorphe) sur les caractéristiques I (V) et P(V). Nous remarquons que le monocristallin est meilleure efficacité (rendement) puis le poly-cristallin et enfin l'amorphe. Ceci implique que les deux premiers types sont largement utilisables pour la production d'énergie électrique

IV.19. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons abordé une vue sur le dimensionnement des systèmes et des installations photovoltaïques autonomes et connectées au réseau.

Dans la première partie de ce chapitre, nous avons montré les étapes pour dimensionner une installation photovoltaïque autonome. L'exemple pris a été une bibliothèque université de la wilaya de Médéa

Dans la deuxième partie, nous avons montré la méthodologie pour le dimensionnement d'un système photovoltaïque connecté au réseau en analysant un cas concret d'un site de Médéa-Algérie.

Dans la troisième partie, Nous avons créé un code MATLAB qui permet de tracé et étudier les caractéristiques électrique de module photovoltaïque JKM 370M-72-V .

Conclusion Générale

Conclusion générale

Le travail présenté dans cette mémoire porte sur trois axes: Étude du Gisement solaire, Description générale des systèmes photovoltaïque et dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonomes et connectées au réseau. Ces études ont été menées en simulation dans le site de pole universitaires de Médéa en Algérie. Dans ce travail, les caractéristiques électriques et le rendement des cellules et des systèmes ont été principalement considérés en fonction des propriétés matériaux et systèmes en tenant compte des faisabilités théorique.

Dans la première partie on a présenté un récapitulatif de quelques notions de base relatif au gisement solaire, la connaissance de ces notions fondamentales et particulièrement le rayonnement global au sol va nous servir par la suite dans l'exploitation de l'énergie solaire par un panneau solaire.

L'avantage d'étudier le rayonnement solaire nous permet de connaître les meilleurs endroits Pour l'installation des panneaux solaires.

Dans la deuxième partie nous avons donné un aperçu sur l'énergie solaire etles différents systèmes photovoltaïques en général. Leur principe de fonctionnement et les différentes cellules qui constituent le module photovoltaïque, les modèles du générateur photovoltaïque (le modèle à une diode, et le modèle à deux diodes), Nous avons analysé et discuté les caractéristiques I=f(V),P=f(V) fournis par un panneau PV Nous avons étudié l'influence de la température ambiante, l'éclairement, la résistance série et parallèle sur les performances d'un panneau PV, Ainsi que les composants nécessaires pour une installation autonome et connecté au réseau électrique (les hacheurs, les batteries, les régulateurs, les onduleurs).

Dans la troisième partie, nous avons abordé le dimensionnement des systèmes et des installations photovoltaïques autonomes et connectées au réseau. Pour les systèmes photovoltaïques autonomes, nous avons montré les étapes pour dimensionner une installation photovoltaïque autonome.

Les systèmes photovoltaïques autonomes et connectés au réseau nous avons traité un dimensionnement d'un système au site de Médéa-Algérie, où nous avons intégré les données météorologiques enregistrées pour le site spécifique dans le logiciel de simulation de PVSYST.

Nous avons créé un code MATLAB qui permet de tracé et étudier les caractéristiques électrique de module photovoltaïque JKM 370M-72-V.

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] BENCHIDI Houria, LARBI Khadîdja « Étude et analyse d'un système photovoltaïque pour l'alimentation d'une école d'enseignement primaire sise (Thniet El-Hadjar-Médéa) » Mémoire de Master en énergies renouvelables, Université Dr. Yahia farés de Médéa 2016

[3] Nedjma Abdelhafidi « Estimation du Gisement Solaire en Algérie à partir des Données de Satellite Météo sat» Mémoire de Magister énergies renouvelables, université Amar Telidji De Laghouat 2014

[4] NAIM Houcine «étude de gestion d'un mini-central solaire et mise au point d'un dispositif automatique de mesures, contrôles et régulation de l'énergie électrique » thèse de Doctorat LMD université des sciences et de la technologie d'Oran Mohamed Boudiaf 2016

[5] S.Elfodil « Les mouvements de la Terre sur elle-même et autour du Soleil » extrait de la fiche connaissance n°19 Mouvement apparent du Soleil - Documents d'application des programmes cycles 2 et 3, Scéren CNDP, 2016

[6] Akassewa Tchapo SINGO « Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome » thèse Doctorat de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I 2010

[7] 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

[8] 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.

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

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

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

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

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

[14] Djelloul Ben atiallah « Détermination du gisement solaire par imagerie satellitaire avec intégration dans un système d'information géographique pour le sud d'Algérie » thèse de Doctorat, Physique des matériaux Présenté, Université Africane Ahmed Draia Adrar 2019

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

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

[17] B. Mustapha « Modélisation Et Simulation D'un Système De Pompage Photovoltaïque» mémoire De Magistère, Université D'Oran Algérie 2006.

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

[19] Akassewa Tchapo SINGO « Système d'alimentation photovoltaïque avec stockage hybride pour l'habitat énergétiquement autonome » thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-Ien Génie Électrique 2010

[20] E. Benkhelil, A. Gherbi « Modélisation Et Simulation D'un Générateur Photovoltaïque Avec Un Étage D'adaptation Dc/Dc » la boratoire D'automatique De Sétif, 'Las' Département D'électrotechnique Faculté De Technologie, Université Ferhat Abbas Cité Maabouda Sétif Algérie, Revue Des Énergies Renouvelables Icesd'11 Adrar (2011)159 – 170

[21] 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 Drives-Powering, Setubal, Portugal, 12-14 April, ISBN: 1-4244-0895-4, pp. 562-565, 2007.

[22] 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

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

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

[25] 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.

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

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

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

[29] 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

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

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

[32] Djeriou Salim « Simulation d'un système photovoltaïque alimentant une machine asynchrone »mémoire de magister en électrotechnique, université Ferhat Abbas de Sétif 2011

[33] 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.

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

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

[36] 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

[37] 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

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

[39] 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).

[40] Yassine Ariba - Jérome Cadieux « MANUEL MATLAB » livre, Icam - Toulouse

[41] trahi fatiha « prédiction de l'irradiation solaire globale pour la région de Tizi-Ouzou par les réseaux de neurones artificiels, application pour le dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation du laboratoire de recherche lampa » mémoire de magister, université mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou 2011

[42] Youmali Sanwogou, Hoavo Hova, Jean Paulyem Bi, Hametyoroba, Ibrahima Ly « conception d'un système solaire photovoltaïque pour alimenter le laboratoire de physique de l'université de kara, togo » université de Kara, afrique science 15(5) (2019) 238 – 251

[43] Bouzaki Mohammed Moustafa « études comparées et modélisation des performances des différentes technologies de cellules photovoltaïques en vue du dimensionnement des systèmes et installations photovoltaïques » thèse doctorat, université Abou-bekrbelkaid – Tlemcen 2017

[44] Thomas Mambrini, «caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies», thèse de doctorat, université paris-sud 2014.

[45] Smaïl Semaoui « étude de l'électrification d'un village avec de l'énergie solaire photovoltaïque » mémoire de magister, université de Ouargla 2004

[46] Mustapha Ayaita « Systèmes Photovoltaïques raccordés au réseau électrique » École Supérieure de Technologie de Salé, université Mohammed V rabat 05-08 Octobre 2015.

Annexe

Les caractéristiques électriques du module Photovoltaïque JINKOSOLAR

www.jinkosolar.com

JinKO Solar

Eagle PERC 72M

350-370 Watt

MONO CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008-ISO14001:2004-OHSAS18001 certified factory.
IEC61215-IEC61730 certified products.

PERC

(5BB)





KEY FEATURES

5 Busbar Solar Cell:
5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules , offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.

High Efficiency:
Higher module conversion efficiency(up to 19.07%) benefit from Passivated Emmiter Rear Contact (PERC) technology.

PID RESISTANT:
Eagle modules pass PID test, limited power degradation by PID test is guaranteed for mass production.

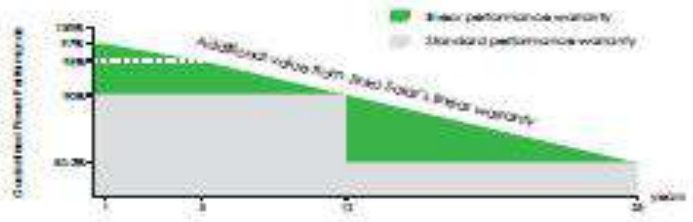
Low-light Performance:
Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.

Severe Weather Resilience:
Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).

Durability against extreme environmental conditions:
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

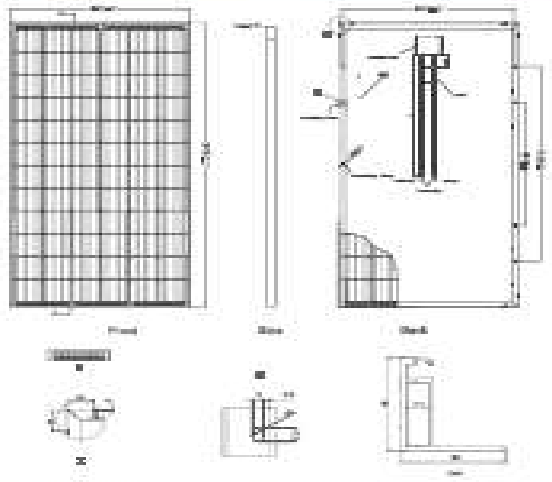
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty

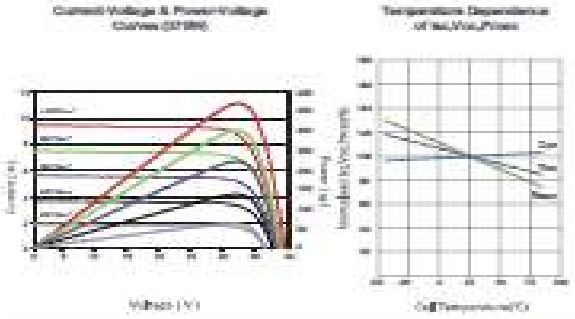


Les caractéristiques électriques du module Photovoltaïque **Jinkosolar, JKM 370M-72-V– modèle de 370 Wc**

Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono-crystalline PERC 158×158mm (6 inch)
No.of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs)
Front Glass	4.0mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1×4.0mm², Length:300mm or Customized Length

Packaging Configuration

(Two pallets =One stack)

26pcs/pallet, 52pcs/stack, 624 pcs/40'HQ Container

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM360M-72		JKM365M-72		JKM370M-72		JKM375M-72		JKM370M-72	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	360Wp	262Wp	365Wp	266Wp	370Wp	270Wp	375Wp	274Wp	370Wp	270Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	36.1V	33.2V	36.3V	33.5V	36.5V	33.7V	36.7V	33.9V	36.9V	34.1V
Maximum Power Current (Imp)	9.94A	7.85A	10.04A	7.93A	10.13A	8.01A	10.20A	8.08A	10.10A	7.92A
Open-circuit Voltage (Voc)	47.2V	45.0V	47.2V	45.2V	47.2V	45.2V	47.2V	45.2V	47.2V	45.0V
Short-circuit Current (Isc)	9.26A	7.46A	9.45A	7.54A	9.61A	7.61A	9.67A	7.66A	9.61A	7.35A
Module Efficiency STC (%)	18.51%		18.71%		18.97%		19.22%		18.97%	
Operating Temperature(℃)	-40℃~+85℃									
Maximum system voltage	1000V/DC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.38%/℃									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/℃									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/℃									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2℃									

STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25℃ AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20℃ AM=1.5 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-JKM-370M-72-PERC_rev2017

Les caractéristiques électriques de régulateur **victron energy MPPT 250/100**

victron energy

Contrôleurs de charge SmartSolar 250V et 99% d'efficacité
MPPT 250/85 et MPPT 250/100

www.victronenergy.com

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

Détection avancée du point de puissance maximale en cas de conditions ombrageuses
En cas de conditions ombrageuses, deux points de puissance maximale ou plus peuvent être présents sur la courbe de tension-puissance. Les MPPT conventionnels ont tendance à se bloquer sur un MPP local qui ne sera pas forcément le MPP optimal.
L'algorithme novateur du SmartSolar maximisera toujours la récupération d'énergie en se bloquant sur le MPP optimal.

Efficacité de conversion exceptionnelle
Pas de ventilateur. Efficacité maximale dépassant les 98 %.

Algorithme de charge souple
Algorithme de charge entièrement programmable (voir la section Logiciels de notre site Web) et huit algorithmes préprogrammés pouvant être sélectionnés avec un interrupteur rotatif (voir le manuel pour de plus amples détails).

Protection électronique étendue
Protection contre la surchauffe et réduction de l'alimentation en cas de température élevée.
Protection contre la polarité inversée PV et les courts-circuits PV.
Protection contre l'inversion de courant PV.

Sonde de température interne
Elle compense les tensions de charge Float et d'absorption en fonction de la température.

Bluetooth Smart intégré : pas besoin de clé électronique
La solution sans fil pour configurer, surveiller et mettre à jour le contrôleur en utilisant des téléphones Apple et Android, des tablettes ou d'autres appareils.

VE.Direct
Pour une connexion de données filaire à un tableau de commande Color Control, à un PC ou à d'autres appareils.

On/off à distance
Pour se raccorder par exemple à un BMS de VE.BUS.

Relais programmable
Peut être programmé (entre autre avec un Smartphone) pour déclencher une alarme, ou d'autres événements.

En option : écran LCD enfichable
Retirer simplement le joint en caoutchouc qui protège la prise sur le devant du contrôleur, et insérer l'écran.







Contrôleur de charge solaire MPPT 250/100-Tr avec un écran enfichable



Contrôleur de charge solaire MPPT 250/100 MC4 sans écran

Contrôleur de charge SmartSolar	MPPT 250/85	MPPT 250/100
Tension de la batterie	12 V, 24 V sélection automatique (sauf logiciel nécessaire pour déclencher sur 12 V)	
Courant de charge nominal	85 A	100 A
Puissance maximale PV, 12 V Ta	1200 W	1450 W
Puissance maximale PV, 24V Ta	2400 W	2900 W
Puissance maximale PV, 48V Ta	4900 W	5800 W
Courant maxi. de court-circuit PV	70 A	70 A
Tension PV maximale de circuit ouvert	250 V maximum absolu dans les conditions les plus froides 245 V maximum pour le démarrage et le fonctionnement	
Efficacité maximale	98 %	
Autoconsommation	Moins de 35 mA @ 12 V / 20 mA @ 48 V	
Tension de charge « d'absorption »	Configuration par défaut : 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V réglable avec : sélecteur rotatif, écran, VE.Direct ou Bluetooth	
Tension de charge « Float »	Configuration par défaut : 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V réglable : sélecteur rotatif, écran, VE.Direct ou Bluetooth	
Algorithme de charge	adaptative à étapes multiples	
Compensation de température	-16 mV / -32 mV / -68 mV / °C	
Protection	Polarité inversée de la batterie (fusible, non accessible par l'utilisateur) Polarité inversée PV / Court-circuit de sortie / Surchauffe	
Température d'exploitation	-30 à +60°C (puissance nominale en sortie jusqu'à 40°C)	
Humidité	95 %, sans condensation	
Port de communication de données	VE.Direct ou Bluetooth	
On/off à distance	Oui (connecteur à deux pôles)	
Relais programmable	DPST - Puissance nominale CA : 240VCA / 4 A - Puissance nominale CC : 4 A jusqu'à 35 VCC / 1 A jusqu'à 60 VCC	
Fonctionnement en parallèle	Oui (pas synchronisé)	
BOÎTIER		
Couleur	Bleu (RAL 5012)	
Bornes PV 3)	16 mm² / AWG6 (Modèles Tr) - Trois ensembles de connecteurs MC4 (Modèles MC4)	
Bornes de batterie	35 mm² / AWG2	
Degré de protection	IP43 (composants électroniques), IP22 (zone de connexion)	
Poids	4,5 kg	
Dimensions (h x l x p en mm)	Modèles Tr : 216 x 295 x 103 - Modèles MC4 : 246 x 295 x 103	
NORMES		
Sécurité	EN/IEC 62109	

1a) Si une puissance PV supérieure est connectée, le contrôleur limitera la puissance d'entrée au maximum défini.
1b) La tension PV doit dépasser Vbat + 5V pour que le contrôleur se mette en marche.
Ensuite, la tension PV minimale est Vbat + 1V.
2) Un champ de panneaux PV présentant un courant de court-circuit supérieur pourrait endommager le contrôleur.
3) Modèles MC4 : plusieurs paires de répartiteurs pourraient être nécessaires pour configurer en parallèle les files de panneaux solaires.
Courant maximal sur connecteur MC4 : 30 A. Des connecteurs MC4 non raccordés en parallèle à un tracker MPPT.

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

Les caractéristiques électriques de L'Onduleur autonome **victron energy**

victron energy

Quattro Inverter/Charger

3kVA - 15kVA Lithium ion battery compatible www.victronenergy.com



Quattro
48/5000/70-100/100



Quattro
48/15000/200-100/100

Two AC inputs with integrated transfer switch
The Quattro can be connected to two independent AC sources, for example the public grid and a generator, or two generators. The Quattro will automatically connect to the active source.

Two AC Outputs
The main output has no-break functionality. The Quattro takes over the supply to the connected loads in the event of a grid failure or when shore/generator power is disconnected. This happens so fast (less than 20 milliseconds) that computers and other electronic equipment will continue to operate without disruption.
The second output is live only when AC is available on one of the inputs of the Quattro. Loads that should not discharge the battery, like a water heater for example, can be connected to this output.

Virtually unlimited power thanks to parallel operation
Up to 6 Quattro units can operate in parallel. Six units 48/10000/140, for example, will provide 48kW / 60kVA output power and 840 Amps charging capacity.

Split phase options
Two units can be stacked to provide 120-0-120V, and additional units can be paralleled up to a total of 6 units per phase, to supply up to 30kW / 36kVA of split phase power.
Alternatively, a split phase AC source can be obtained by connecting our autotransformer (see data sheet on www.victronenergy.com) to a 'European' inverter programmed to supply 240V / 60Hz.

Three phase capability
Three units can be configured for three phase output. But that's not all: up to 6 sets of three units can be parallel connected to provide 144kW / 180kVA inverter power and more than 2500A charging capacity.

PowerControl – Dealing with limited generator, shore side or grid power
The Quattro is a very powerful battery charger. It will therefore draw a lot of current from the generator or shore side supply (16A per 5kVA Quattro at 230VAC). A current limit can be set on each AC input. The Quattro will then take account of other AC loads and use whatever is spare for charging, thus preventing the generator or mains supply from being overloaded.

PowerAssist – Boosting shore or generator power
This feature takes the principle of PowerControl to a further dimension allowing the Quattro to supplement the capacity of the alternative source. Where peak power is so often required only for a limited period, the Quattro will make sure that insufficient mains or generator power is immediately compensated for by power from the battery. When the load reduces, the spare power is used to recharge the battery.

Solar energy: AC power available even during a grid failure
The Quattro can be used in off grid as well as grid connected PV and other alternative energy systems.
Loss of mains detection software is available.

System configuring
- In case of a stand-alone application, if settings have to be changed, this can be done in a matter of minutes with a DIP switch setting procedure.
- Parallel and three phase applications can be configured with VE.Bus Quick Configure and VE.Bus System Configurator software.
- Off grid, grid interactive and self-consumption applications, involving grid-tie inverters and/or MPPT Solar Chargers can be configured with Assistants (dedicated software for specific applications).

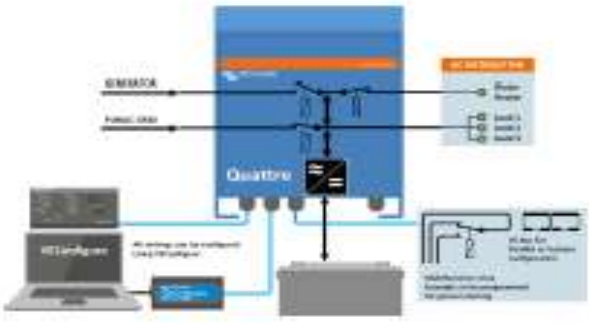
On-site Monitoring and control
Several options are available: Battery Monitor, Multi Control Panel, Color Control GX or other GX devices, smartphone or tablet (Bluetooth Smart), laptop or computer (USB or RS232).

Remote Monitoring and control
Color Control GX or other GX devices.
Data can be stored and displayed on our VRM (Victron Remote Management) website, free of charge.

Remote configuring
When connected to the Ethernet, systems with a Color Control GX or other GX device can be accessed and settings can be changed remotely.



Color Control GX, showing a PV application



Les caractéristiques électriques de L'Onduleur autonome **victron energy, 48/8000/110-100/100(8KW)**

Quattro	12/3000/120-50/50 24/3000/70-50/50	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/120-100/100	48/10000/140-100/100	48/15000/200-100/100
PowerControl / PowerAssist	Yes				
Integrated Transfer switch	Yes				
AC inputs (2x)	Input voltage range: 187-265 VAC Input frequency: 45 - 65 Hz Power factor: 1				
Maximum feed through current (A)	2x 50	2x100	2x100	2x100	2x100
INVERTER					
Input voltage range (V DC)	9,5 - 17V 19 - 33V 38 - 66V				
Output (1)	Output voltage: 230 VAC ± 2% Frequency: 50 Hz ± 0,1%				
Cont. output power at 25°C (VA) (3)	3000	5000	8000	10000	15000
Cont. output power at 25°C (W)	2400	4000	6300	8000	12000
Cont. output power at 40°C (W)	2200	3700	5500	6500	10000
Cont. output power at 65°C (W)	1700	3000	3600	4500	7000
Peak power (W)	6000	10000	16000	20000	25000
Maximum efficiency (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96	96
Zero load power (W)	20 / 20	30 / 30 / 35	60 / 60	60	110
Zero load power in AES mode (W)	15 / 15	20 / 25 / 30	40 / 40	40	75
Zero load power in Search mode (W)	8 / 10	10 / 10 / 15	15 / 15	15	20
CHARGER					
Charge voltage 'absorption' (V DC)	14,4 / 28,8	14,4 / 28,8 / 57,6	28,8 / 57,6	57,6	57,6
Charge voltage 'float' (V DC)	13,8 / 27,6	13,8 / 27,6 / 55,2	27,6 / 55,2	55,2	55,2
Storage mode (V DC)	13,2 / 26,4	13,2 / 26,4 / 52,8	26,4 / 52,8	52,8	52,8
Charge current house battery (A) (4)	120 / 70	220 / 120 / 70	200 / 110	140	200
Charge current starter battery (A)	4 (12V and 24V models only)				
Battery temperature sensor	Yes				
GENERAL					
Auxiliary output (A) (5)	25	50	50	50	50
Programmable relay (6)	1x	1x	1x	1x	1x
Protection (2)	a-g				
VE.Bus communication port	For parallel and three phase operation, remote monitoring and system integration				
General purpose comm. port	2x	2x	2x	2x	2x
Remote on-off	Yes				
Common Characteristics	Operating temp.: -40 to +65°C Humidity (non condensing): max. 95%				
ENCLOSURE					
Common Characteristics	Material & Colour: aluminium (blue RAL 5012) Protection category: IP 21				
Battery-connection	Four M8 bolts (2 plus and 2 minus connections)				
230 V AC-connection	Screw terminals 13 mm² (6 AWG)	Bolts M6	Bolts M6	Bolts M6	Bolts M6
Weight (kg)	19	34 / 30 / 30	45 / 41	51	72
Dimensions (hxwxd in mm)	362 x 258 x 218	470 x 250 x 280 444 x 328 x 240 444 x 328 x 240	470 x 350 x 280	470 x 350 x 280	572 x 488 x 344
STANDARDS					
Safety	EN-IEC 60335-1, EN-IEC 60335-2-29, EN-IEC 62109-1				
Emission, Immunity	EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3				
Road vehicles	12V and 24V models: ECE R10-4				
Anti-islanding	See our website				

1) Can be adjusted to 60 Hz, 120 V 60 Hz on request
2) Protection key:
a) output short circuit
b) overload
c) battery voltage too high
d) battery voltage too low
e) temperature too high
f) 230 VAC on inverter output
g) input voltage ripple too high
3) Non-linear load, crest factor 3:1
4) At 25 °C ambient
5) Switches off when no external AC source available
6) Programmable relay that can also be set for general alarm, DC under voltage or genset start/stop function
AC rating: 230 V / 4 A
DC rating: 4 A up to 35 VDC, 1 A up to 60 VDC



Digital Multi Control Panel
A convenient and low cost solution for remote monitoring, with a rotary knob to set PowerControl and PowerAssist levels.





VE.Bus Smart Dongle
Measures battery voltage and temperature and allows monitoring and control of Multis and Quattros with a smartphone or other Bluetooth enabled device.

Computer controlled operation and monitoring
Several interfaces are available:



Color Control GX and other GX devices
Monitoring and control. Locally, and also remotely on the VRM Portal.



MK3-USB (VE.Bus to USB interface)
Connects to a USB port (see 'A guide to VEConfigure')



VE.Bus to NMEA 2000 Interface
Connects the device to a NMEA2000 marine electronics network. See the NMEA2000 & MED integration guide



BMV-712 Smart Battery Monitor
Use a smartphone or other Bluetooth enabled device to:
- customize settings,
- monitor all important data on single screen,
- view historical data, and to
- update the software when new features become available.

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

Les caractéristiques électriques de la batterie 2V Long Life GEL

victron energy

Gel et AGM Batteries

Energie sans limites

www.victronenergy.com



AGM battery
12V 90Ah



GEL OPzV 2V cells battery

1. La technologie VRLA

VRLA est l'abréviation de Valve Regulated Lead Acid, ce qui signifie que la batterie est étanche. Du gaz s'échappera par des soupapes de sécurité uniquement en cas de surcharge ou de défaillance d'éléments.
Les batteries VRLA sont sans entretien à vie.

2. Les batteries AGM étanches (VRLA)

AGM est l'abréviation de Absorbent Glass Mat. Dans ces batteries, l'électrolyte est absorbé par capillarité dans une natte en fibre de verre placée entre les plaques. Comme nous l'expliquerons dans notre livre « énergie Sans Limites », les batteries AGM sont plus aptes à fournir des courants élevés pendant de courtes durées que les batteries Gel.

3. Les batteries Gel étanches (VRLA)

Dans ce type de batterie, l'électrolyte est immobilisé sous forme de gel. Les batteries Gel ont en général une durée de vie plus longue et une meilleure capacité de cyclage que les batteries AGM.

4. Faible autodécharge

Grâce à l'utilisation de grilles au plomb-calcium et de matériaux de grande pureté, les batteries VRLA Victron peuvent être stockées longtemps sans nécessiter de recharge. Le taux d'autodécharge est inférieur à 3% par mois à 20°C. L'autodécharge double pour chaque 10°C d'augmentation de température. En ambiance fraîche, les batteries VRLA de Victron peuvent donc être stockées jusqu'à un an sans recharge.

5. Récupération exceptionnelle de décharge profonde

Les batteries Victron VRLA ont une capacité de récupération exceptionnelle même après une décharge profonde ou prolongée. Il faut toutefois souligner que les décharges profondes ou prolongées fréquentes ont une influence néfaste sur la durée de vie de toute batterie au plomb/acide, et que les batteries Victron n'y font pas exception.

6. Caractéristiques de décharge des batteries

Les capacités nominales des batteries Victron AGM et Gel 'deep cycle' sont données pour une décharge en 20 heures, soit pour un courant de décharge de 0,05C.
La capacité nominale des batteries à plaques tubulaires Gel "long life" est donnée pour une décharge en 10 heures.
La capacité effective diminue pour des décharges plus rapides à intensité élevée (voir tableau 1). La réduction de capacité sera encore plus rapide avec des consommateurs à puissance constante comme par exemple les convertisseurs.

Durée de décharge	Tension finale V	AGM 'Deep Cycle' %	Gel 'Deep Cycle' %	Gel 'Long Life' %
20 heures	10,8	100	100	112
10 heures	10,8	90	87	100
5 heures	10,8	85	80	94
3 heures	10,8	78	73	79
1 heure	9,6	65	61	63
30 minutes	9,6	55	51	45
15 minutes	9,6	42	36	29
10 minutes	9,6	36	34	21
5 minutes	9,6	27	24	
5 secondes	9,6	8 C	7 C	

Tableau 1 : Capacité effective en fonction de la durée de décharge.
(la dernière ligne donne le courant de décharge maximal permis durant 5 secondes)

Nos batteries AGM Deep Cycle offrent d'excellentes performances à forte intensité et sont donc recommandées pour des applications telles que le démarrage de moteurs. En raison de leur conception, les batteries Gel ont une capacité effective inférieure à intensité élevée. Par contre, les batteries Gel ont une meilleure durée de vie en utilisation en floating et cyclage.

7. Effets de la température sur la durée de vie

Les températures élevées ont une influence très négative sur la durée de vie. La durée de vie prévisible des batteries Victron en fonction de la température est présentée au tableau 2.

Average Temperature	AGM Deep Cycle years	Gel Deep Cycle years	Gel Long Life years
20°C / 68°F	7 – 10	12	20
30°C / 86°F	4	6	10
40°C / 104°F	2	3	5

Tableau 2 : Durée de vie nominale des batteries Victron en utilisation floating et selon la température

Les caractéristiques électriques de la batterie 2V Long Life GEL, modèle BAT702302260 (2V/3000Ah)

2 Volt Long Life GEL					Spécifications générales
Référence	Ah	V	L x h x p Mm	Poids kg	Technologie: tubular plate GEL Bornes: Cuivre, M8
BAT702601260	600	2	145x206x688	49	Capacité nominale: 10 hr discharge at 25 °C Durée de vie en floating: 20 years at 20 °C Durée de vie en cyclage: 1500 cycles à décharge 80% 2500 cycles à décharge 50% 4500 cycles à décharge 30%
BAT702801260	800	2	210x191x688	65	
BAT702102260	1000	2	210x233x690	80	
BAT702122260	1200	2	210x275x690	93	
BAT702152260	1500	2	210x275x840	115	
BAT702202260	2000	2	215x400x815	155	
BAT702252260	2500	2	215x490x815	200	
BAT702302260	3000	2	215x580x815	235	

Les caractéristiques électriques d'une Onduleur raccordés au réseau électrique SMA

SUNNY TRIPOWER CORE1
STP 50-40



Économique
- Appareil autoportant facile à installer
- Aucun fusible DC requis
- Interrupteur-sectionneur DC intégré

Intégré de façon harmonieuse
- Accès WiFi intégré avec tous les appareils mobiles
- 12 entrées string directes réduisant la charge de travail et les coûts de matériel
- Protection contre les surtensions AC/DC (en option)

Temps d'installation réduit
- Raccordement au réseau plus rapide grâce à la facilité de configuration et de mise en service de l'onduleur
- Zones de raccordement faciles d'accès

Production maximum
- Possibilité de surdimensionnement du générateur photovoltaïque jusqu'à 150 %
- 6 MPP trackers indépendants pour une production énergétique maximale, y compris en cas d'ombrage

SUNNY TRIPOWER CORE1

Appareil autoportant

Le Sunny Tripower CORE1 est le premier onduleur string autoportant au monde conçu pour des installations décentralisées commerciales sur toiture ou au sol, ou encore des ombrières de parking. Le CORE1 est la troisième génération de la gamme d'onduleurs Sunny Tripower au succès mondial. Grâce à son concept innovant, il révolutionne l'univers des onduleurs pour installations commerciales. Les ingénieurs SMA ont réussi à combiner un design unique et un concept innovant d'installation afin de réduire sensiblement le temps d'installation et de permettre à tous utilisateurs d'obtenir le meilleur retour sur investissement. Depuis la livraison jusqu'à l'installation et l'exploitation, le Sunny Tripower CORE1 garantit d'importantes économies tant sur le plan logistique qu'en termes de charge de travail, de besoin en matériel et d'entretien. Jamais auparavant il n'avait été aussi rapide et simple de réaliser des installations photovoltaïques commerciales.

*Dans le cas d'installations photovoltaïques commerciales

Les caractéristiques électriq0ues d’une Onduleur raccordés au réseau électrique SMA 50 kw

SCHÉMA FONCTIONNEL



Caractéristiques techniques	Sunny Tripower CORE1
Entrée (DC)	
Puissance max. du générateur photovoltaïque	75000 Wp STC
Tension d'entrée max.	1000 V
Plage de tension MPP / tension d'entrée assignée	500 V à 800 V / 670 V
Tension d'entrée min. / tension d'entrée de démarrage	150 V / 188 V
Courant d'entrée max. / par MPPT	120 A / 20 A
Courant de court-circuit max. par MPP tracker/ par entrée de string	30 A / 30 A
Nombre d'entrées MPPT indépendantes / strings par entrée MPPT	6 / 2
Sortie (AC)	
Puissance assignée (pour 230 V, 50 Hz)	50000 W
Puissance apparente AC max.	50000 VA
Tension nominale AC	220 V / 380 V 230 V / 400 V 240 V / 415 V
Plage de tension AC	202 à 305 V
Fréquence du réseau AC/plage	50 Hz / 44 Hz à 55 Hz 60 Hz / 54 Hz à 65 Hz
Fréquence de réseau assignée/tension de réseau assignée	50 Hz / 230 V
Courant de sortie max./Courant de sortie assigné	72,5 A / 72,5 A
Phases d'injection/Raccordement AC	3 / 3-(N)-PE
Facteur de puissance à la puissance assignée/ facteur de déphasage réglable	1 / 0 inductif à 0 capacitif
THD	<3 %
Dispositifs de protection	
Dispositif de déconnexion côté DC	•
Surveillance du défaut à la terre/surveillance du réseau	• / •
Protection inversion de polarité DC/résistance aux courts-circuits AC/séparation galvanique	• / • / –
Unité de surveillance du courant de défaut, sensible à tous les courants	•
Classe de protection (selon CEI 62109-1)/ catégorie de surtension (selon 62109-1)	I / AC: III, DC: II
Parafoudre AC/DC de type II	○ / ○

Caractéristiques techniques	Sunny Tripower CORE1
Rendement	
Rendement max./européen	98,1 % / 97,8 %
Caractéristiques générales	
Dimensions (L/H/P)	621 mm / 733 mm / 369 mm (24,4 in / 28,8 in / 22,4 in)
Poids	84 kg (185 lb)
Plage de température de fonctionnement	-25 °C à +60 °C (-13 °F à +140 °F)
Émissions sonores (typiques)	<65 dB(A)
Autoconsommation (nuit)	4,8 W
Topologie/système de refroidissement	Sans transformateur / OptiCool
Indice de protection (selon IEC 60529)	IP65
Classe climatique (selon IEC 60721-3-4)	4K4H
Valeur maximale admissible d'humidité relative de l'air (sans condensation)	100 %
Équipement/Fonction/Accessoires	
Raccordement DC/Raccordement AC	SUNCLIX/Borne à vis
Pieds de support	•
Affichage DEL (état/erreur/communication)	•
Interface : Ethernet/WLAN/RS485	• (2 entrées) / • / ○
Interface de données : SMA Modbus/Sun-Spec Modbus/Speedwire, Webconnect	• / • / •
Relais multifonctions/Ports pour modules d'extension	• / • (2 entrées)
OptiTrack Global Peak/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7	• / • / •
Compatible off-grid/compatible SMA Fuel Save Controller	• / •
Garantie : 5/10/15/20 ans	• / ○ / ○ / ○
Certifications et homologations (autres sur demande)	AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, NBR 16149, NBR 16150, NBR EN 50438, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2016, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Rev. n° 7:2012, Std 777, TOR D4, TR 3.2.3, UTE C 15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014, P.O.12.3, NRS097-2-1, GC, IRPH, PRMS, DEWA

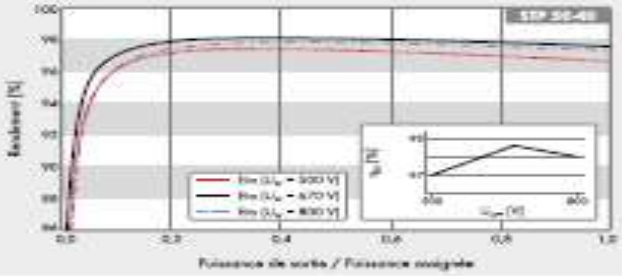
* Il n'est pas valable pour toutes les versions nationales de la norme EN 50438.

● Équipement de série ○ Équipement en option – Non disponible

Données en conditions nominales - version : 07/2017

Désignation du type	STP 50-40

Courbe de rendement



Accessoires


SMA Sensor Module MD.SEN-40


SMA IO-Module MD.IO-40


SMA RS485 Module MD.485-40


Antenna Extension Kit EXTANT-40


AC Surge Protection Module Kit AC_SPD_KIT1-10
DC Surge Protection Module Kit DC_SPD_KIT4-10

www.SMA-France.com
www.SMA-Benelux.com

SMA Solar Technology