

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option : Energies Renouvelables

Réf:

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme:

MASTER

Thème

**Etude et dimensionnement d'un système PV pour
une habitation saisonnière isolée.**

Présenté par :

Guesmia Mohamed Takieddine

Soutenu le : 04 Juin 2017

Devant le jury composé de :

Mr Guedidi Salim	MCB	Président
Mr Benmeddour Mostefa	MCB	Encadreur
Mme Guergazi Aicha	MCA	Examineur

Année universitaire : 2016 / 2017

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option : Energies Renouvelables

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme:

MASTER

Thème

**Etude et dimensionnement d'un système PV pour une
habitation saisonnière isolée**

Présenté par :

Etudiant: Guesmia Mohamed Takieddine

Avis favorable de l'encadreur :

Mr Benmeddour Mostefa

signature

Avis favorable du Président du Jury

Mr Guedidi Salim

Signature

Cachet et signature

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option : Energies Renouvelables

Thème :

Etude et dimensionnement d'un système PV pour une habitation
saisonnaire isolée

Proposé par : Mr Benmeddour Mostefa

Dirigé par : Mr Benmeddour Mostefa

Remerciement

Nous remercions tout d'abord ALLAH le tout puissant qui nous a fourni l'aide et la confiance pour réaliser ce travail.

*Tous nos infinis remerciements à mon encadreur **Mr BENMEDDOUR Mostefa** pour son aide, ses conseils et ses remarques qui nous ont permis de présenter notre travail dans sa meilleure forme.*

Nous remercions également tous les enseignants qui ont contribué à notre formation durant notre cursus universitaire.

Tous ceux qui ont contribué de près ou loin à l'élaboration de ce modeste travail, trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude et profond respects.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail

Particulièrement à ceux qui m'ont

Apprise le sens de la vie ; m'ont

encouragé, m'ont Soutenu durant

mes études;

Ma très chère mère.

Mon cher père.

A mes frères et mes sœurs.

A ma chère fiancée.

A toute la famille.

Je tiens à remercier tous (tes)

Mes amis(es) qui m'ont aidé de loin ou

de près dans la réalisation de ce

travail.

Sommaire

Introduction générale	I
------------------------------------	---

Chapitre 01

Généralités sur le système photovoltaïque

Introduction	01
I.1. Rayonnement solaire.....	01
I.2. Spectre du rayonnement.....	01
I.2.1. Les différents types de rayonnement.....	02
I.2.2. Angle solaire.....	03
I.3. Principe de base du photovoltaïque.....	05
I.4. La cellule photovoltaïque	05
I.4.1. Principe de fonctionnement	06
I.4.2. Technologie d'une cellule photovoltaïque.....	07
I.4.3. Nouvelle technologie.....	09
I.4.4. Regroupement des cellules.....	10
I.4.5. Caractéristique Courant-Tension.....	11
I.4.6. Zone de fonctionnement du module PV	11
I.5. Les différents types de systèmes PV.....	12
I.5.1. Installations photovoltaïque autonome.....	12
I.5.2. Installations photovoltaïque connectée au réseau.....	13
I.6. Alimentation autonome.....	14
I.6.1. Batterie d'accumulateur.....	14
I.6.2. Les caractéristiques de batterie.....	14
I.6.3. Technologies des accumulateurs.....	15
I.6.4. Choix d'un accumulateur.....	17
I.6.5. Avantages et inconvénients des différents types d'accumulateur.....	18
I.7. Régulateurs.....	19
I.7.1. La fonction de régulateur.....	19
I.7.1.1. Contrôle de la charge.....	19
I.7.1.2. Contrôle de la décharge.....	21
I.7.2. Critères de choix d'un régulateur.....	21

I.8. Onduleurs.....	21
I.8.1. Caractéristiques techniques.....	22
I.8.2. Critère de choix de l'onduleur.....	24
Conclusion.....	24

Chapitre 02

Dimensionnement du système photovoltaïque

Introduction.....	25
II.1. Méthodologie	25
II.2. Présentation de la région à étudier (Seriana).....	27
II.3. Evaluation des besoins énergétique journalier de l'installation.....	28
II.3.1. Les besoins de l'application en énergie	28
II.3.2. Les données générales concernant la maison	29
II.3.3. Estimation de la consommation d'énergie électrique	29
II.4. Caractéristiques propres au site pour estimé l'énergie solaire.....	31
II.4.1. Orientation et inclinaison des modules	31
II.4.2. Ombrage ou repérage des masques.....	32
II.4.3. Données météorologiques	32
II.5. Estimation de l'énergie fournie par un panneau photovoltaïque.....	35
II.5.1. Calcul de la puissance crête du système photovoltaïque.....	36
II.5.2. Calcul de la puissance photovoltaïque.....	36
II.5.2.1. Choix de la tension de fonctionnement.....	37
II.5.2.2. Détermination du nombre de modules.....	38
II.6. Dimensionnement du stockage.....	39
II.6.1. Choix du type de batterie.....	40
II.6.1.1. Batterie a gel.....	40
II.6.2. Profondeur de décharge PD	41
II.6.3. Calcul de la capacité de stockage	41
II.6.4. Effet de la température.....	41
II.6.5. Autonomie sans apport solaire.....	42
II.6.6. Calcul de la capacité de la batterie	42
II.7. Dimensionnement d'un régulateur.....	44
II.8. dimensionnement de l'onduleur.....	47
II.9. dimensionnement des câbles électriques photovoltaïques	47

II.9.1. Résistance d'un câble électrique.....	48
II.9.2 Choix des sections de câble	49
II.9.2.1 Calcul des sections de câble	50
II.10. Dimensionnement du système de protection électrique photovoltaïque.....	51
II.10.1. La protection contre les foudres par parafoudres ou parasurtensions.....	52
II.11. Maintenance	52
II.11.1 Modules	52
II.11.2 Batteries	52
II.11.3 Régulateurs.....	53
II.11.4 Onduleurs	53
Conclusion	53

Chapitre 03

Simulation à l'aide de PVsyst

Introduction.....	54
III.1. Pré-dimensionnement	55
III.2. Conception du projet	59
III.2.1 Situation géographique	61
III.2.2. Orientation.....	63
III.2.3. Horizon et ombrages	63
III.2.4. Données du système	63
III.2.5. Simulation	69
III.3. Rapport de la simulation.....	73
III.4. Discussions des résultats	77
Conclusion.....	77
Conclusion générale.....	78

Liste des figures

Chapitre 01

Figure I.1: Le spectre du rayonnement solaire.....	02
Figure I.2 : Composantes du rayonnement solaire.....	03
Figure I.3 : Schéma illustré les facteurs importants pour le calcul de rayonnement solaire.....	05
Figure I.4: Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque.....	06
Figure I.5 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	07
Figure I.6 : Une cellule PV monocristallin.....	08
Figure I.7 : Une cellule PV monocristallin.....	08
Figure I.8 : Une cellule PV amorphe.....	09
Figure I.9 : Caractéristique courant tension de Ns cellule en série.....	10
Figure I.10 : Caractéristique courant tension de Np cellule en parallèle.....	10
Figure I.11 : Caractéristique courant tension des cellules solaires en série et parallèle.....	11
Figure I.12 : Caractéristique $I = f(V)$ d'un module photovoltaïque.....	11
Figure I.13. Différentes zones de la caractéristique $I = f(V)$, $T = 25^{\circ}\text{C}$	12
Figure I.14 : Installation photovoltaïque autonome.....	13
Figure I.15 : Installation photovoltaïque couplée au réseau.....	13
Figure I.16 : Principe de l'accumulateur au plomb.....	16
figure I.17 : Le diagramme de Ragone.....	17
Figure I.18 : Régulateur shunt.....	20
Figure I.19 : Régulateur série.....	20

Chapitre 02

Figure II.1 : Le schéma de principe de l'installation photovoltaïque autonome.....	25
Figure II.2 : Diagramme simplifié du dimensionnement d'un système PV autonome.....	26
Figure II.3 : Situation géographique de la région à étudier (Seriana - Batna).....	27
Figure II.4 : Vue par satellite de la maison à étudier.....	28
Figure II.5: Illustration de l'orientation et de l'inclinaison d'un panneau.....	32
Figure II.6 : Irradiation globale journalière sur plan incliné.....	33
Figure II.7 : Le diagramme de la moyenne mensuelle des températures et précipitations en région de Batna.....	34
Figure II.8 : Le diagramme du ciel nuageux, soleil et jours précipitation en région de Batna.....	34

Figure II.9 : Le diagramme des températures maximales en région de Batna.....	35
Figure II.10 : Le diagramme de la moyenne mensuelle de la vitesse du vent en région de Batna.....	35
Figure II.11 : Présentation des dimensions du champ photovoltaïque.....	39
Figure II.12 : Schéma représente le branchement des batteries série et parallèle.....	44
Figure II.13 : L'emplacement d'un régulateur dans une installation PV.....	45
Figure II.14 : Le régulateur VICTRON BlueSolar MPPT 150/60 Tr-MC4.....	46
Figure II.15 : Un onduleur de marque (victron energy - BLEU POWER) type Phoenix 48V/5000VA (4500 W).....	47
Figure II.16 : Modélisation d'un câble électrique.....	48
Figure II.17 : Le schéma des éléments de la protection électrique du système.....	50

Chapitre 03

Figure III.1 : L'interface de programme PVsyst.....	55
Figure III.2 : Les étapes à suivre pour la pré-dimensionnement.....	55
Figure III.3 : Fenêtre du nom, lieu et l'horizon du projet.....	56
Figure III.4 : Cordonnées géographiques.....	56
Figure III.5 : Données météorologiques.....	57
Figure III.6 : Positionnement des systèmes de panneaux PV (plan incliné fixe).....	57
Figure III.7 : Besoins journaliers de l'utilisateur.....	58
Figure III.8 : Diagramme de variation d'énergies solaire toute l'année a comparaison des besoins journaliers.....	58
Figure III.9 : Diagramme de variation d'énergie solaire toute l'année a comparaison des besoins journaliers.....	58
Figure III.10 : Diagramme du processus de simulation par PVsyst.....	60
Figure III.11 : Les étapes de conception du projet.....	61
Figure III.12 : La trajectoire du soleil à Seriana.....	61
Figure III.13 : Irradiation globale et diffuse pendant toute l'année à Seriana.....	62
Figure III.14 : La température ambiante pendant toute l'année à Seriana.....	62
Figure III.15 : Description de la consommation journalière.....	63
Figure III.16 : Définitions les paramètres de système.....	64
Figure III.17 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique $I=f(V)$ du module PV.....	65
Figure III.18 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique $P=f(V)$ du module PV...	65

Figure III.19 : Influence de la température sur la caractéristique $P=f(V)$ du module PV....	66
Figure III.20 : Influence de la température sur la caractéristique $P=f(V)$ du module PV....	66
Figure III.19 : L'influence de l'intensité de courant sur la tension et le temps de charge de la batterie.....	66
Figure III.20 :L'influence de l'intensité de courant sur la tension et le temps de décharge de la batterie.....	66
Figure III.21 : Schéma de l'installation et choix du régulateur.....	67
Figure III.22 : Paramètres pour les pertes du champ PV.....	68
Figure III.23 : L'influence des différentes pertes sur la caractéristique $I=f(v)$ du champ...	68
Figure III.24 : Schéma de câblage.....	69
Figure III.25 : Interface pour accéder aux différents résultats de simulation.....	69
Figure III.26 : La variation de l'irradiation globale et l'irradiation incidente sur le plan capteur pendant l'été.....	70
Figure III.27 : L'énergie effective à la sortie du champ.....	70
Figure III.28 : Le courant de charge de la batterie et l'irradiation globale pendant l'été...	71
Figure III.29 : La durée de charge de la batterie pendant l'été.....	71
Figure III.30 : Etat de vieillissement de la batterie.....	72

Liste des tableaux

Chapitre 01

Tableau I.1 : Avantages et inconvénients des accumulateurs..... 18

Chapitre 02

Tableau II.1 : Donnée météorologiques de Seriana..... 28
Tableau II.2 : les besoins énergétique journalière..... 30
Tableau II.3 : Les caractéristiques du module..... 37
Tableau II.4 : Les tensions du système pour à chaque intervalle de puissance crête..... 37
Tableau II.5 : section et résistances des fils de cuivre..... 48

Chapitre 03

Tableau III.1 : Valeurs des différentes énergies, l'état de charge des batteries et probabilité de perte de charge..... 59

RESUMES

L'énergie solaire photovoltaïque est considérée comme une énergie propre et gratuite non polluante par rapport aux énergies fossiles. L'alimentation d'un site isolé, peu peuplé, avec l'énergie électrique n'est pas faisable en termes économiques à cause du prix élevé. Avec sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un gisement solaire très important à cause de ça nous trouvons dans l'énergie solaire la solution parfaite pour les zones isolées.

Le but de ce travail est d'étudier et dimensionner une installation photovoltaïque en site isolé. On prend dans un premier temps la variété des équipements solaires intervenants dans ces installations telles que les panneaux solaires, les régulateurs, les onduleurs, et les batteries, ainsi on va calculer et dimensionner le système pour une charge de 10 kWh avec le logiciel PVSYST.

On a proposé dans cette étude la charge d'un logement (type F3) situé au site isolé à la Wilaya de Batna.

Les mots clés :

Énergie solaire photovoltaïque, dimensionnement, installation photovoltaïque, site isolé, PVSYST.

ملخص:

تعتبر الطاقة الشمسية الكهروضوئية طاقة مجانية و نظيفة بديلة عن المصادر التقليدية الملوثة للبيئة. ان التغذية بالطاقة الكهربائية في المناطق المعزولة ذات كثافة سكانية قليلة غير مجد من الناحية الاقتصادية. و عليه و بالنظر للموقع الجغرافي للجزائر نجد في الطاقة الشمسية الحل الأمثل للمناطق المعزولة. هدف العمل هو تقديم طريقة لحساب الطاقة الكهروضوئية اللازمة لتغذية منزل في منطقة معزولة آخذين بعين الاعتبار مختلف التجهيزات المستعملة من مولدات، و معدلات و موجات و كذلك البطاريات من جهة و من جهة أخرى مختلف الحمولات، و لانجاز هذا العمل نعتد على برنامج مساعد للحساب PVSyst. و لقد اقترحنا في هذه الدراسة حمولة شقة نوع ثلاث غرفة تقع في منطقة معزولة في ولاية باتنة.

الكلمات المفتاحية:

الطاقة الشمسية الكهروضوئية، تحجيم، منطقة معزولة، برنامج PVSyst

Introduction générale

La production de l'énergie est un grand défi pour les années à venir. En effet, les besoins énergétiques des sociétés industrialisées ne cessent d'augmenter. Par ailleurs, les pays en voie de développement auront besoin de plus en plus d'énergie pour mener à bien leur développement. La consommation de ces sources donne lieu à des émissions de gaz à effet de serre et donc une augmentation de la pollution, l'épuisement rapide et l'instabilité des prix des sources fossiles à l'échelle mondiale ont nécessité une recherche urgente pour de nouvelles sources d'énergie pour répondre aux exigences actuelles. [22]

Pour répondre aux besoins en énergie de la société actuelle, il est nécessaire de trouver des solutions adaptées et de les diversifier. Actuellement, il y a des méthodes qui consistent à développer de nouvelles sources d'énergie. Dans l'immédiat, nous disposons de ressources en énergie renouvelable inépuisables comme l'énergie éolienne, photovoltaïque...etc. Que nous sommes en mesure d'exploiter de plus en plus facilement et proprement. [22]

Depuis plusieurs décennies, de nouvelles énergies apparaissent telles que l'énergie éolienne et l'énergie photovoltaïque. Cette dernière, découverte en 1839 par le physicien français Antoine Becquerel, possède un grand potentiel car elle est non polluante et non bruyante.[01]

Le principe de l'énergie photovoltaïque consiste en la transformation directe de la lumière émise par le soleil en énergie électrique. En plus d'être inépuisable, l'énergie solaire est très abondante, puisque l'irradiation que le soleil fait parvenir sur la Terre chaque année représente plus de 10 000 fois la consommation mondiale actuelle d'énergie, toutes formes et tous usages confondus.[01]

Par rapport à d'autres sources d'énergie, l'énergie solaire est une bonne option car elle est disponible pendant les périodes de pointe énergétique, à la différence du vent qui produit souvent plus d'énergie la nuit que le jour. La nuit, la demande d'énergie est deux fois moins importante que le jour.

Bien que les conditions, géographiques, climatiques et météorologiques, soient très favorables, l'Algérie a un gisement solaire permis le plus élevé au monde. En effet de par sa position géographique la durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2500 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures dans hauts plateaux et le

Sahara. L'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1 m² est de l'ordre de 5 kWh sur la majeure partie du territoire national, soit près de 1700 kWh/m²/an au Nord et 2263 kWh/m²/an au Sud du pays. [Centre de développement des énergies renouvelables]

Dans ce projet on va faire étude et dimensionnement du système photovoltaïque d'une habitation de type (F3), pour une exploitation saisonnière (période de l'été), de façon autonome.

La structure du mémoire est comme suit:

Le premier chapitre traite les généralités du système photovoltaïque, y compris le rayonnement solaire, rappel sur le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque les différents type de panneaux photovoltaïque, les différents dispositifs nécessaires dans l'installation Photovoltaïque autonome (batteries, régulateurs et onduleurs).

Dans le deuxième chapitre on présente les étapes à suivre pour dimensionner un système photovoltaïque autonome. Dans cette étude on calculera la charge convenable pour une application domestique (maison type F3) dont la consommation moyenne journalière (de 9 à 11) kW/j. A partir de cette énergie on a fait un dimensionnement pour le générateur PV, les batteries le régulateur, l'onduleur, les câbles et le système de sécurité.

Le troisième chapitre portera sur la simulation de système sous le logiciel PVSYST V5.11 qui permet de tracer les différents graphes représentant les caractéristiques du système avec un rapport détaillé de tous les paramètres.

On termine notre travail par une conclusion.

Introduction

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe du rayonnement solaire en énergie électrique. Cette conversion d'énergie s'effectue par le biais d'une cellule dite photovoltaïque (PV) basée sur un phénomène physique appelé effet photovoltaïque. Les cellules PV généralement à base de silicium cristallin qui reste la filière la plus avancée sur le plan technologique et industriel, en effet le silicium est l'un des éléments les plus abondants sur terre sous forme de silice non toxique.

En effet le mot " photovoltaïque " vient du grec, " photo " qui signifie lumière et de "voltaïque". L'effet photovoltaïque, c'est-à-dire la production d'électricité directement de la lumière, fut observée la première fois, en 1839, par le physicien français Edmond Becquerel. Toutefois, ce n'est qu'au cours des années 1950 que les chercheurs de la compagnie Bell Telephone, aux États-Unis, parvinrent à fabriquer la première photopile, l'élément primaire d'un système photovoltaïque. [2]

I.1. Rayonnement solaire

La distance de la terre au soleil est environ 150 million de kilomètres et la vitesse de la lumière est d'un peu plus de 300000 km/h, les rayons du soleil mettent donc environ 8 minutes à nous parvenir. La constante solaire est la densité d'énergie solaire qui atteint la frontière externe de l'atmosphère faisant face au soleil. Sa valeur est communément prise égale à 1360 W/m^2 . Au niveau du sol, la densité d'énergie solaire est réduite à 1000 W/m^2 à cause de l'absorption dans l'atmosphère. [02]

Albert Einstein a découvert en travaillant sur l'effet photoélectrique que la lumière n'avait pas qu'un caractère ondulatoire, mais que son énergie est portée par des particules, les photons.

I.2. Spectre du rayonnement

Le soleil émet un rayonnement électromagnétique figure (I.1) compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10 microns (μm) [02].

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

- 9% dans la bande des ultraviolets ($< 0,4 \mu\text{m}$).
- 47% dans la bande visible ($0,4 \text{ à } 0,8 \mu\text{m}$).
- 44% dans la bande des infrarouges ($> 0,8 \mu\text{m}$).

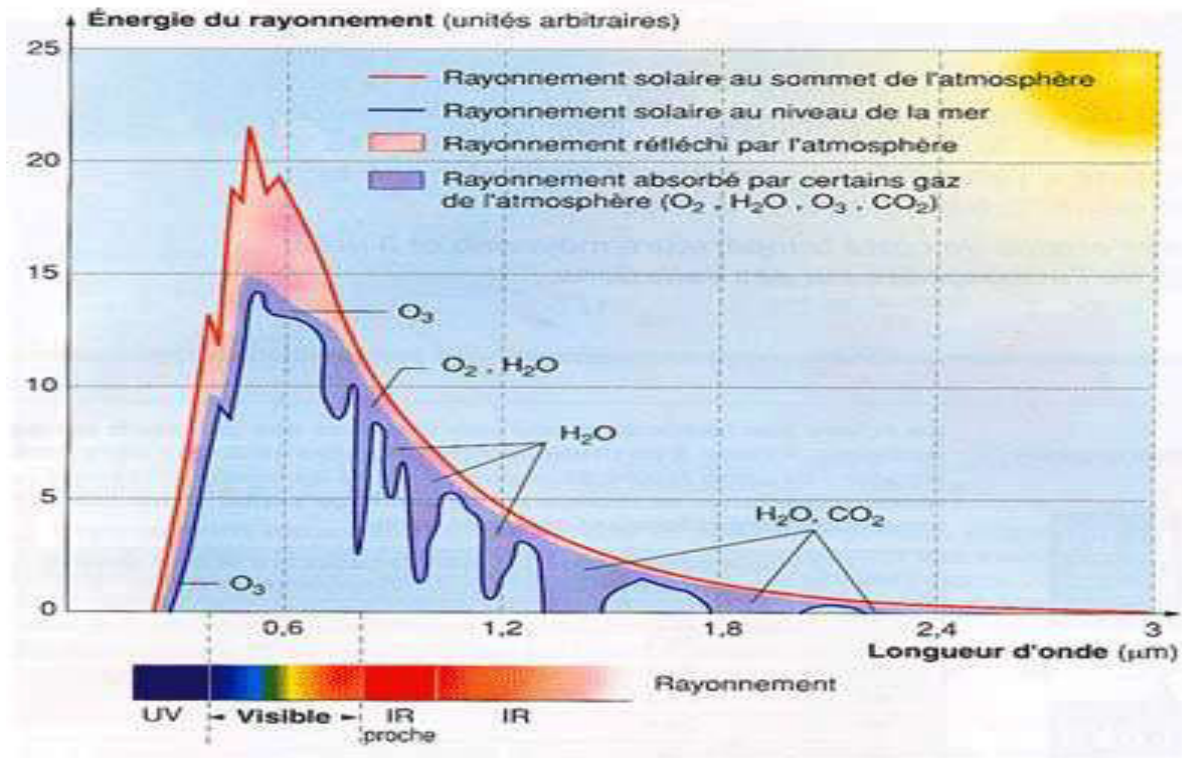


Figure I.1: Le spectre du rayonnement solaire.

I.2.1. Les différents types de rayonnement

a). Rayonnement direct R_D :

Le rayonnement direct est reçu directement du soleil, sans diffusion par l'atmosphère. Il peut être mesuré par un Pyrhéliomètre (figure I.2).

b). Rayonnement diffus R_d :

Le rayonnement diffus est constitué par la lumière diffusée par l'atmosphère (nuage, air, aérosols...). [03]

c). Albédo :

Le rayonnement solaire réfléchi ou l'albédo du sol est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Cet albédo peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige). [03]

d). Le rayonnement global RG :

C'est la somme de tous les rayonnements reçus, y compris le rayonnement réfléchi par le sol et les objets qui se trouvent à sa surface comme le montre la figure I.2. Il est mesuré par un Pyranomètre ou un Solari mètre sans écran. [03]

En négligeant l'albédo on aura :

$$R_G = R_D + R_d \quad (I.1)$$

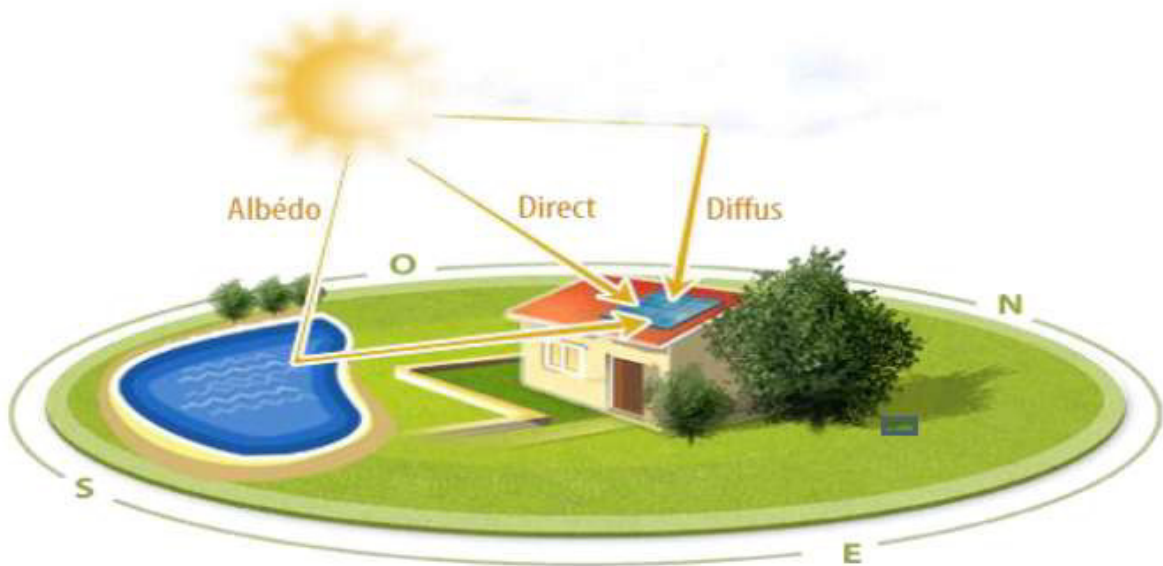


Figure I.2 : Composantes du rayonnement solaire.

I.2.2. Angle solaire

Les angles solaires sont des facteurs intéressants pour le calcul de rayonnement solaire.

Les paramètres suivants (a, b, c, d, e et f) sont données dans la figure I.3.

a) Longitude (λ) : La longitude d'un lieu correspond à l'angle formé par deux plans méridiens (passant par l'axe des pôles) ; l'un étant pris pour origine (méridien de GREENWICH 0°) et l'autre déterminé par le lieu envisagé. La longitude d'un lieu peut aussi être comprise entre (-180° et $+180^\circ$), A tout écart de 1° de longitude correspond un écart de 4 minutes de temps. [04]

La wilaya de Batna à une longitude de $6^\circ 10'$ Est.

b) Latitude (Φ) : La latitude d'un lieu correspond à l'angle, avec le plan équatorial, que fait le rayon joignant le centre de la terre à ce lieu. Équateur terrestre est donc caractérisé par une latitude égale à 0° , le pôle Nord a la latitude $+90^\circ$ et le pôle Sud a la latitude -90° . Cette

convention de signe affecte le signe (+) à tous les lieux de l'hémisphère Nord, et le signe (-) à tous les lieux l'hémisphère Sud. [04]

La latitude peut ainsi être comprise entre (-90° et +90°), la Wilaya de Batna à une latitude de 35°40' Nord.

c) Elévation du soleil ou hauteur (γ): La hauteur du soleil est l'angle que fait la direction du soleil avec le plan horizontal. Les lignes horizontales du diagramme figurent les hauteurs angulaires de 10° en 10° au-dessus de l'horizon (0° pour le plan horizontal et 90° pour le zénith).

$$\gamma_{\max} = 90 - \Phi + \delta \quad (\text{I.2})$$

d) L'angle horaire du soleil (δ): repère la position du soleil dans sa rotation journalière sur le cône d'ouverture δ . C'est l'angle entre le plan méridien passant par l'observateur et le plan méridien contenant le soleil. En principe, un jour solaire (δ variant de -180° à +180°) correspond à 24h :

$$\delta = 15 (\text{heures UTC} - 12 + \lambda/15) \quad (\text{I.3})$$

e) Déclinaison (ω): La déclinaison est l'angle situé entre l'équateur et la distance du centre de la Terre au centre du Soleil. Comme l'axe de la Terre est incliné à 23,45°, la déclinaison varie au cours d'une année de $\pm 23,45^\circ$. En été et en hiver, la déclinaison atteint son maximum. En revanche, au printemps et à l'automne, elle s'élève à 0°C. [05]

$$\omega = 23.45 \cdot \sin(2\pi(284+n)/365) \quad (\text{I.4})$$

Ou : n est le nombre de jours de l'année compté à partir du 1er janvier, il varie de 1 à 365 ou 366. Selon l'année: (année civile : 365 jours, année bissextile : 366 jours). Par exemple n = 1 pour le 1er janvier, n = 152 pour le 1er juin...etc.

f) L'azimut (α): c'est l'angle formé par projection de la direction du soleil et la direction du Sud. Il est comté positif à l'Ouest (le matin) et négatif à l'Est (le soir). Sa valeur est obtenue lorsque le soleil se couche (suivant la hauteur angulaire du solaire, et l'inclinaison du panneau). [04]

$$\tan(\alpha) = \sin(\delta) / \sin(\Phi) \cos(\delta) - \cos(\Phi) \sin(\omega) \quad (\text{I.5})$$

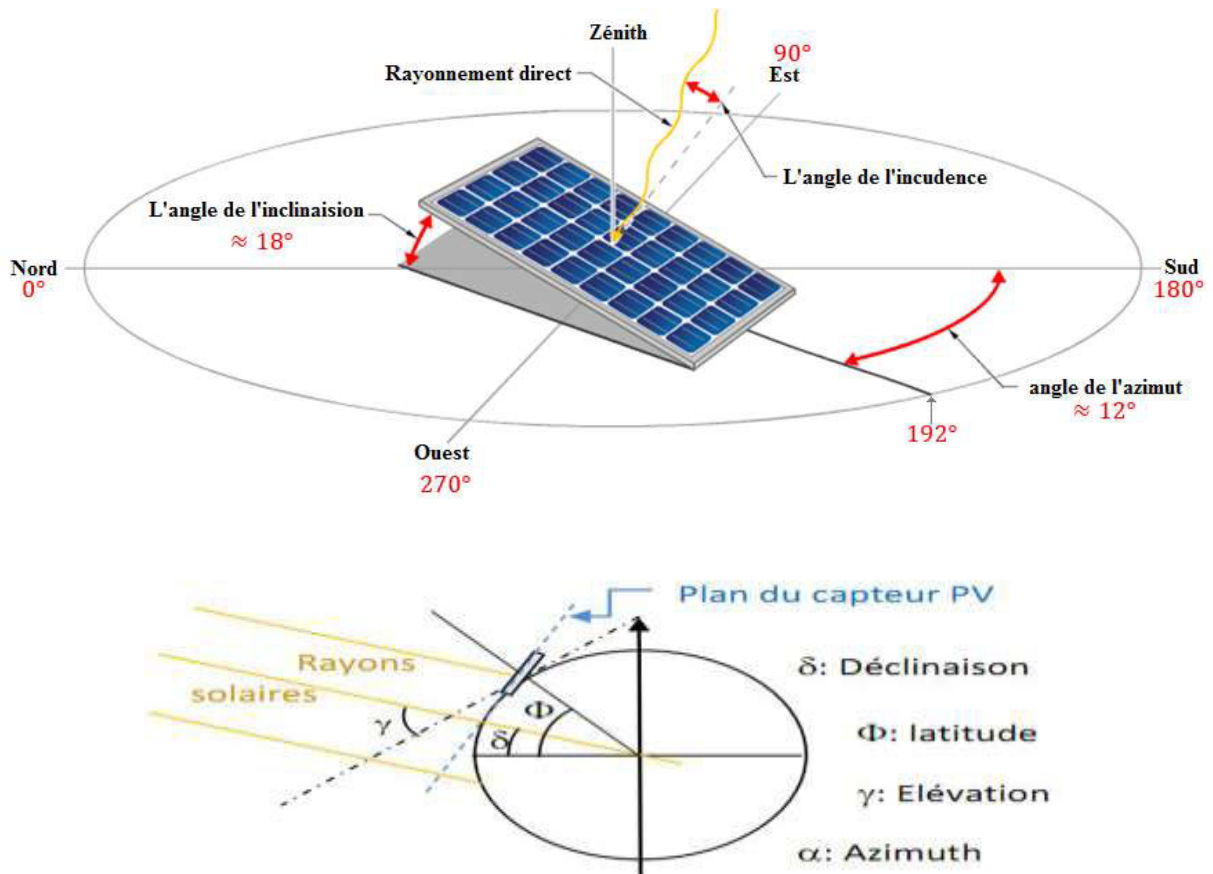


Figure I.3 : Schéma illustré les facteurs importants pour le calcul de rayonnement solaire.

I.3. Principe de base du photovoltaïque

Lorsque la lumière atteint une cellule solaire, une partie de l'énergie incidente est convertie directement en électricité sans aucun mouvement ou réaction produisant des déchets ou pollutions. Cette propriété remarquable est au cœur de toute installation photovoltaïque.

L'effet photovoltaïque fut observé pour la première fois par Becquerel en 1839 entre des électrodes plongées dans un électrolyte à la lumière. Dans un solide, c'est en 1876 que l'on observa un phénomène photoélectrique dans le sélénium et ce matériau fut utilisé pour la mesure de la lumière avant que le silicium ne soit développé. [03]

I.4. La cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque, ou cellule solaire, est un composant électronique qui, exposé à la lumière (photons), produit de l'électricité grâce à l'effet photovoltaïque qui est à l'origine du phénomène. La puissance obtenue est proportionnelle à la puissance lumineuse incidente et est

fonction du rendement de la cellule. La cellule photovoltaïque délivre une tension continue et un courant la traverse dès qu'elle est connectée à un circuit électrique.

Les cellules photovoltaïques les plus répandues sont constituées de semi-conducteurs, principalement à base de silicium (Si) et plus rarement d'autres semi-conducteurs comme tellure de cadmium (CdTe)... etc.

Un élément essentiel dans la conversion photovoltaïque est l'énergie transmise par les photons. On définit un rayon de lumière solaire comme la superposition d'ondes électromagnétiques de fréquences différentes. C'est aussi un faisceau de photons dont l'énergie est liée à la longueur d'onde par la constante de PLANCK. [06]

$$E_{ph} = h * f \quad (I.6)$$

E_{ph} : L'énergie de photon.

h : constante de PLANCK = $(6.62 \times 10^{-34}$ Joule/hertz).

f : la fréquence correspondant à la longueur d'onde λ consiste à

$$\lambda = \frac{C}{f} \quad (I.7)$$

C : étant la vitesse de propagation de la lumière ($3 * 10^8$ m/s).

La figure 1.4 représente le schéma électrique d'une cellule photovoltaïque.

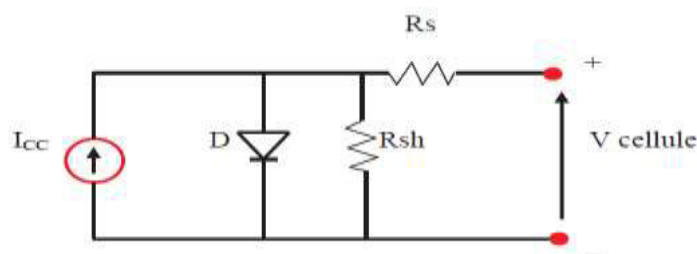


Figure I.4: Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque.

I.4.1 Principe de fonctionnement

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur décharges électriques positives et négatives sous l'effet de la

lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p.

Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p. La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction PN a été formée. [07]

La figure I.5 donne le principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.

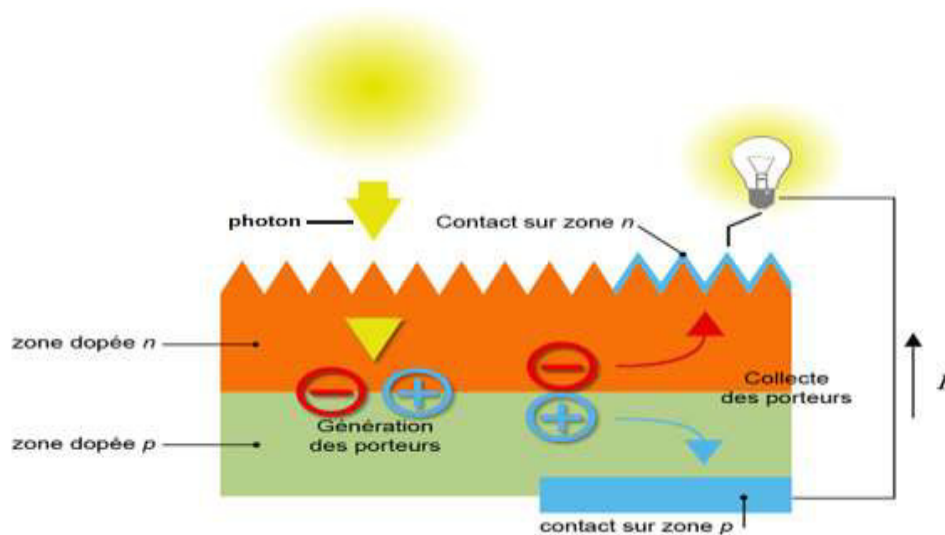


Figure I.5 : Principe de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.

I.4.2. Technologie d'une cellule photovoltaïque

Il existe différents types de cellules solaires ou cellules photovoltaïques. Chaque type de cellule est caractérisé par un rendement et un coût qui lui sont propres. Cependant, quel que soit le type, le rendement reste assez faible : entre 8 et 23 % de l'énergie que les cellules reçoivent. [08]

a) Silicium monocristallin : Le silicium monocristallin est actuellement l'option la plus populaire pour les cellules commerciales, bien que beaucoup d'autres matériaux soient disponibles. Le terme « cristallin » implique que tous les atomes dans le matériau PV actif font partie d'une structure cristalline simple où il n'y a aucune perturbation dans les arrangements ordonnés des atomes. Elles ont le meilleur rendement (de 14 à 16% jusqu'à 24.7%). [08]

La figure suivante représente une cellule PV monocristallin.

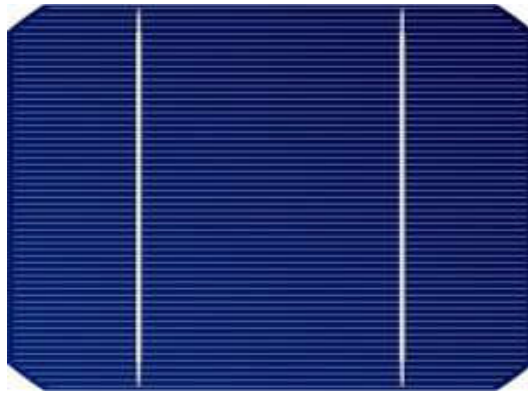


Figure I.6 : Une cellule PV monocristallin.

b) Silicium poly cristallin : Il est composé de petits grains de silicium cristallin. Les cellules à base de silicium poly cristallin sont moins efficaces que les cellules à base de silicium monocristallin. Les joints de grains dans le silicium poly cristallin gênent l'écoulement des électrons et réduisent le rendement de puissance de la cellule. L'efficacité de conversion PV pour une cellule à base de silicium poly cristallin modèle commercial s'étend entre 10 et 14%. [08]

La figure suivante représente une cellule PV poly-cristallin.



Figure I.7 : Une cellule PV monocristallin.

c) Cellules amorphes : Le silicium est déposé en couche mince sur une plaque de verre ou un autre support souple. L'organisation irrégulière de ses atomes lui confère en partie une mauvaise semi-conduction.

Les cellules amorphes sont utilisées partout où une solution économique est recherchée ou lorsque très peu d'électricité est nécessaire, par exemple pour l'alimentation des montres, des

calculatrices, ou des luminaires de secours. Elles se caractérisent par un fort coefficient d'absorption, ce qui autorise de très faibles épaisseurs, de l'ordre du micron. Par contre son rendement de conversion est faible (de 7 à 10 %) et les cellules ont tendance à se dégrader plus rapidement sous la lumière. [01]

La figure suivante représente une cellule PV poly-cristallin.

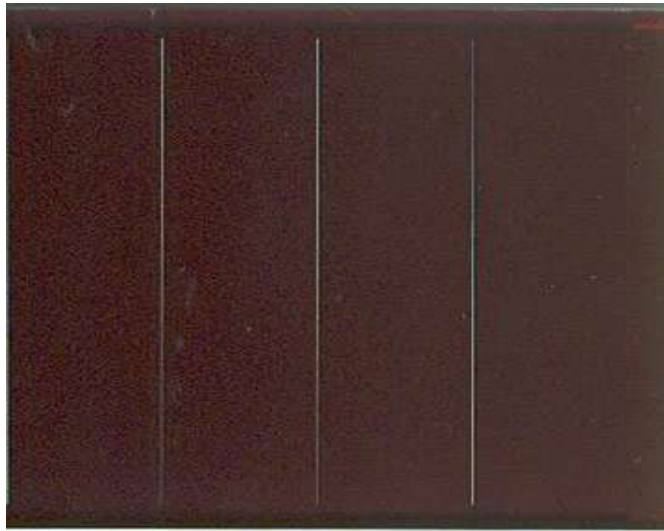


Figure I.8 : Une cellule PV amorphe.

I.4.3. Nouvelle technologie

On utilise de plus en plus de matériaux organiques dans le domaine de l'optoélectronique, avec des perspectives d'électronique organique voire moléculaire, pour l'éclairage à l'aide de diodes électroluminescentes organiques (OLED : Organic Light- Emitting Diode). Bien que les optimisations des matériaux à mettre en œuvre ne soient pas les mêmes, le domaine du photovoltaïque bénéficie depuis quelques années des avancées technologiques de l'optoélectronique. Ainsi, bien que cette filière soit vraiment récente, les progrès annuels sont spectaculaires. Les matériaux organiques, moléculaires ou polymériques, à base de carbone, d'hydrogène et d'azote, sont particulièrement intéressants en termes d'abondance, de coût, de poids et de mise en œuvre. [01]

I.4.4. Regroupement des cellules

a) Regroupement en série : Les cellules photovoltaïques peuvent se connecter en série. Les tensions de toutes les cellules s'ajoutent et le courant est le même que celui d'une seule cellule. [01] comme montre la figure I.9.

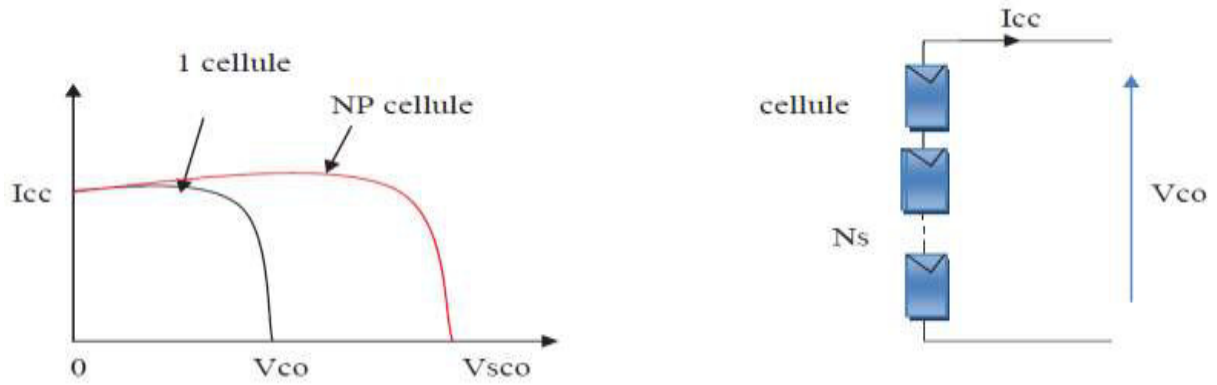


Figure I.9 : Caractéristique courant tension de N_s cellule en série.

b) Regroupement en parallèle : Lorsque les cellules sont connectées en parallèles, ce sont les courants qui s'ajoutent et la tension qui restera constante. [01]

Comme montre la figure I.10.

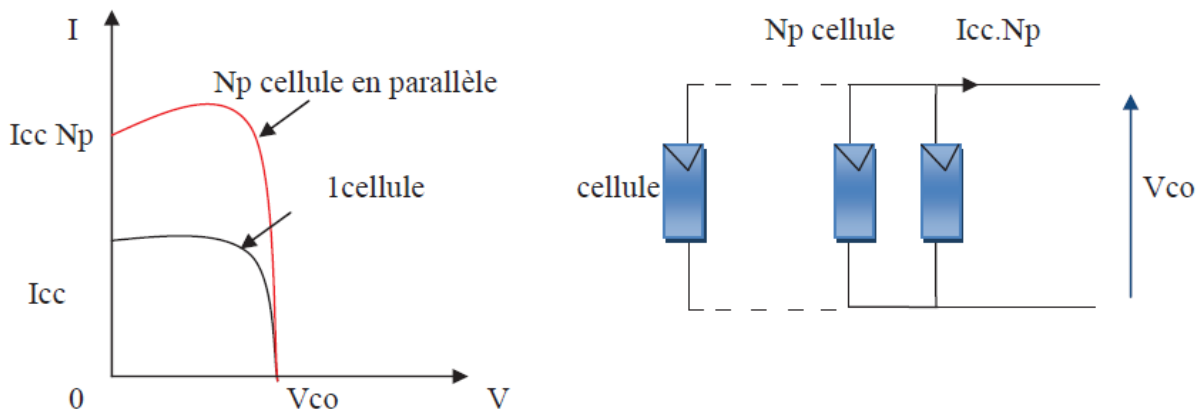


Figure I.10 : Caractéristique courant tension de N_p cellule en parallèle.

c) Regroupement (série et parallèle) : On utilise généralement ce type d'association pour en tirer une tension importante puisque l'association en série des photopiles délivre une tension égale à la somme des tensions individuelles et un courant égal à celui d'une seule cellule. La caractéristique d'un groupement de deux modules solaires est représentée ci-dessous (figure I.11), ce qui peut être généralisé sur une gamme de N_s modules solaires en série. Ce genre de groupement augmente le courant. [06]

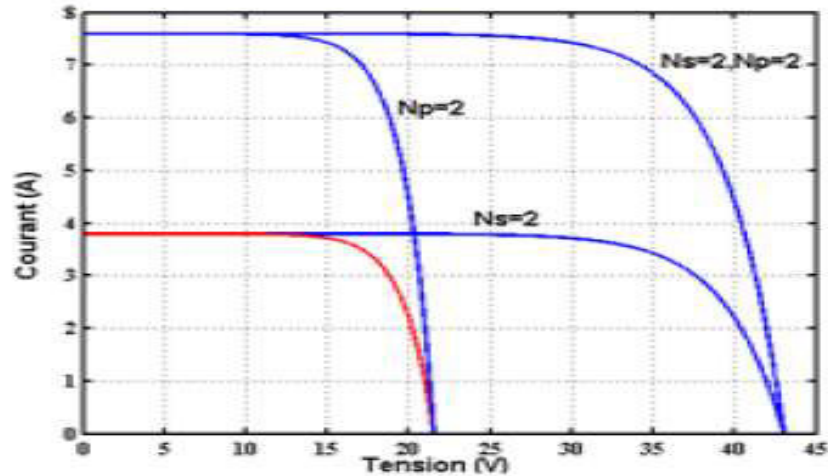


Figure I.11 : Caractéristique courant tension des cellules solaires en série et parallèle.

I.4.5 Caractéristique Courant-Tension

La figure I.12 représente la courbe $I = f(V)$ d'un module photovoltaïque typique dans des conditions constantes d'irradiation et de température. L'irradiation standard adoptée pour mesurer la réponse des modules photovoltaïques est une intensité rayonnante de 1000 W/m^2 et une température de 25°C . [06]

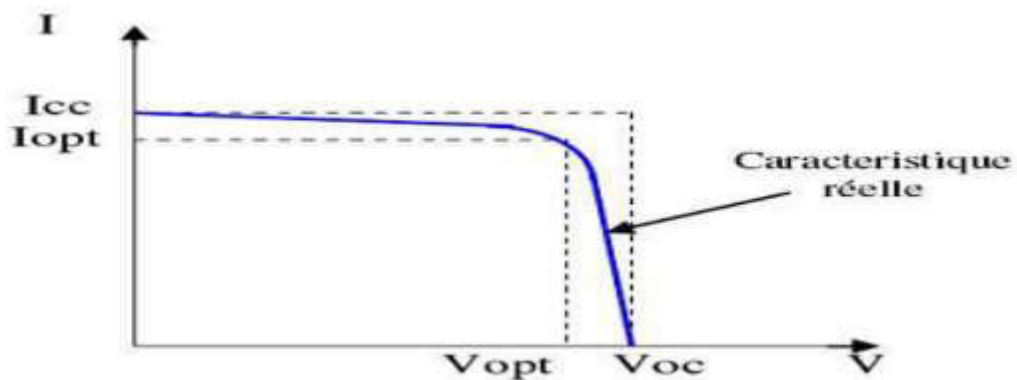


Figure I.12 : Caractéristique $I = f(V)$ d'un module photovoltaïque.

I.4.6. Zone de fonctionnement du module PV

La caractéristique fondamentale du générateur photovoltaïque, pour un éclairage et une température donnée, n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement; seule la courbe I-V est fixée. C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque. [06]

La figure 1.13 représente trois zones essentielles :

- la zone (I) : fonctionnement comme générateur de courant.
- la zone (II) : fonctionnement optimal: quand le point de fonctionnement appartient à la zone (II) l'utilisation est meilleure, la puissance absorbée est maximisée.
- la zone (III) fonctionnement comme générateur de tension : la tension est proche de la tension à vide V_{oc} et le courant est faible.

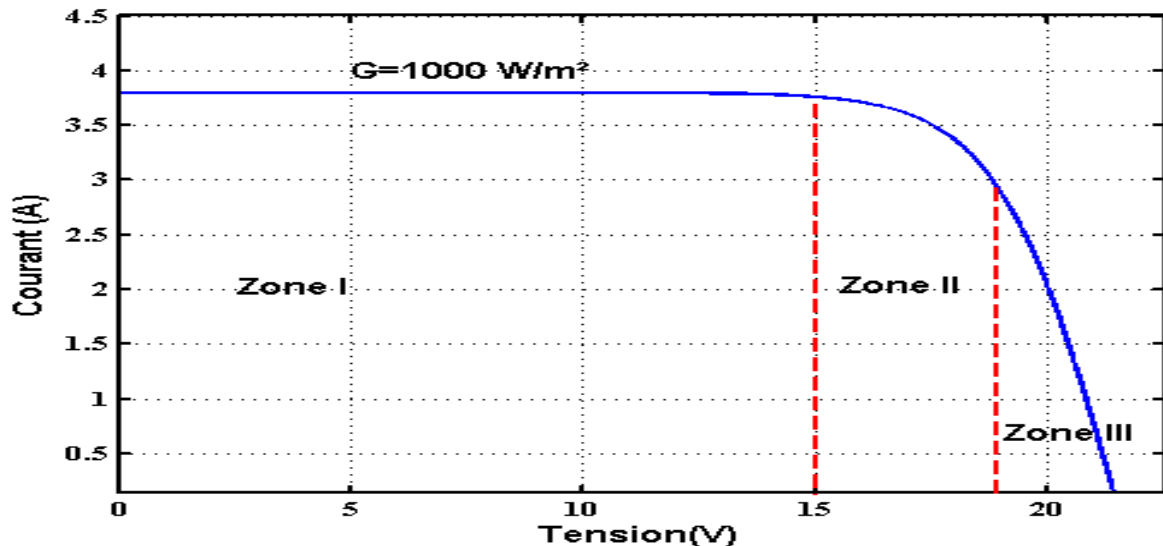


Figure I.13 : Différentes zones de la caractéristique $I=f(V)$, $T = 25^\circ\text{C}$.

I.5. Les différents types de systèmes PV

Le système photovoltaïque convertit la radiation solaire incidente en puissance électrique et en général, on distingue deux types d'installations : [09]

I.5.1. Installations photovoltaïque autonome

Dans le cas d'installations autonomes (figure I.14), l'énergie produite par les panneaux solaires photovoltaïques est utilisée immédiatement (pompage, ventilation, etc...) ou stockée dans des batteries pour une utilisation différée. Le courant continu produit alimente directement des appareils prévus à cet effet ou est transformé en 230 Volts alternatif. [09]

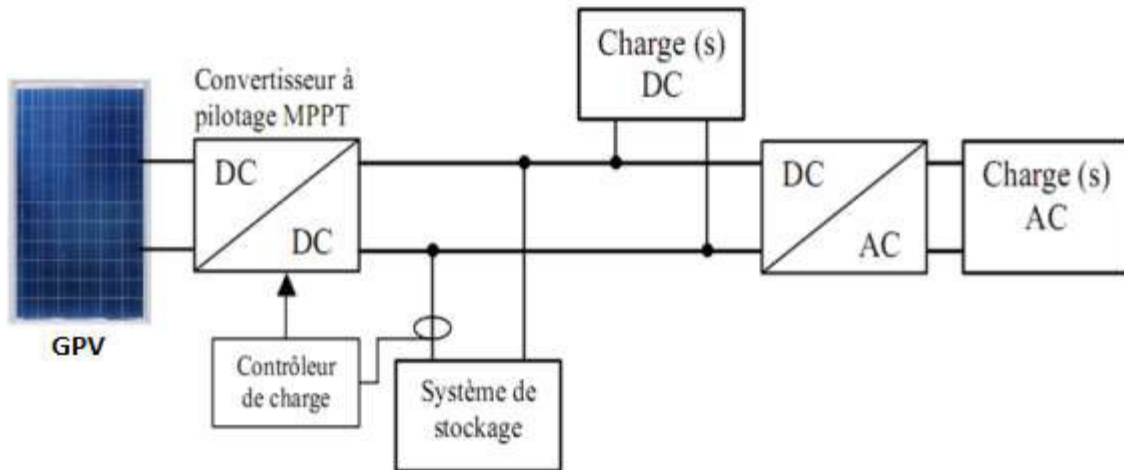


Figure I.14 : Installation photovoltaïque autonome.

I.5.2. Installations photovoltaïque connectée au réseau :

Le système peut également être connecté au réseau (figure I.15). L'avantage du raccordement est de se dispenser du coûteux et problématique stockage de l'électricité. Dans ses versions les plus économiques l'onduleur ne peut fonctionner qu'en présence du réseau, une éventuelle panne de ce dernier rend in opérationnel le système de production d'origine renouvelable. [09]

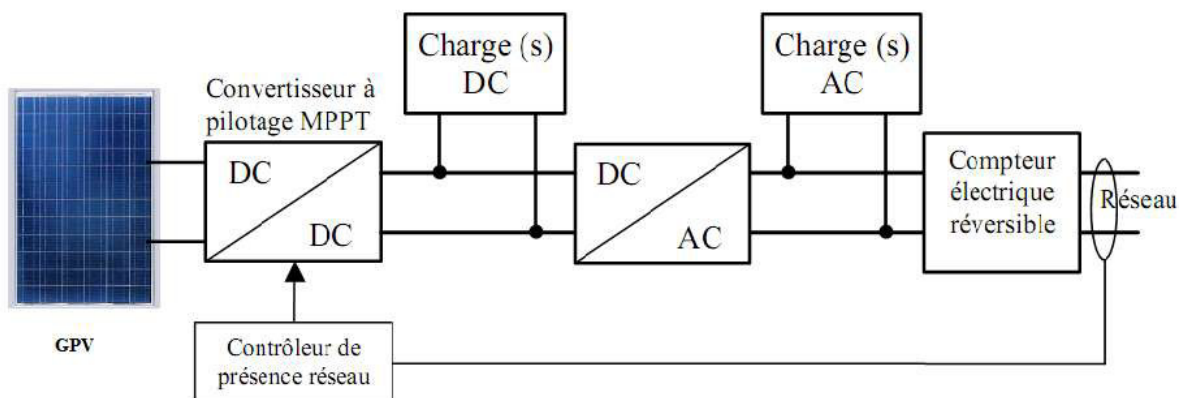


Figure I.15 : Installation photovoltaïque couplée au réseau.

I.6. Alimentation autonome

Les sources d'énergie autonome, permettent de fournir de l'énergie à un système sous plusieurs formes, électriques ou mécaniques. Les accumulateurs d'énergie convertissent l'énergie électrique afin de la stocker :

- Accumulateurs électrochimiques, fonctionnant grâce aux réactions électrochimiques de leurs électrodes, qui assurent la conversion de l'énergie électrique en un processus chimique réversible.
- Accumulateurs électriques fonctionnant selon les principes de l'électrostatique : condensateurs ou super-condensateur.
- Les accumulateurs électriques fonctionnant selon les principes de l'électrodynamique : circuit bobiné. [09]

I.6.1. Batterie d'accumulateur

Un accumulateur électrique est un dispositif destiné à stocker l'énergie électrique et à la restituer ultérieurement. Une batterie d'accumulateurs ou généralement une batterie, est un ensemble d'accumulateurs électriques reliés entre eux de façon à créer un générateur de courant continu de la capacité et de la tension désirée. Ces accumulateurs, même s'ils sont seuls sont parfois appelés éléments de la batterie.

I.6.2. Les caractéristiques d'une batterie

a) Tension électrique : La tension ou potentiel (en volt) est un paramètre important. Elle est de l'ordre de quelques volts pour un élément. Exemple de batterie de 6 éléments, chaque élément à 2V donc la tension de batterie est 12 V.

b) Capacité : La capacité nominale C_B d'une batterie est la quantité d'Ampère heure qui peut être extraite en un temps donné. [03]

c) Etat de charge : L'état de charge d'une batterie E_{CH} est la quantité d'énergie encore disponible en Ah divisé par la capacité nominale de la batterie. Si $E_{CH} = 1$, la batterie est pleine, si $E_{CH} = 0$, alors la batterie est plate. [03]

d) La profondeur de décharge : La profondeur de décharge PD (ou Depth Of Discharge 'DOD' en anglais) est le complément de l'état de charge: [03]

$$PD = 1 - E_{CH} \quad (I.8)$$

e) Rendement : Le rendement à petits courants de charge / décharge est pratiquement constant : pour une batterie neuve on prend une valeur de 0.83 en Wh ou 0.9 en Ah. [03]

f) Cyclage et durée de vie : Pour une batterie solaire à plaques ou étanche, le nombre de cycles charge / décharge est d'environ 200 cycles à 80 % de profondeur de décharge; à 30 % de décharge, il dépasse en général 800 cycles. La durée de vie de telles batteries dépasse souvent 5 ans et peut atteindre jusqu'à 10 années. [03]

g) Autodécharge : Cette valeur varie d'un constructeur à l'autre car elle dépend des matériaux utilisés (alliage de plomb, séparateurs, ...). Une bonne batterie solaire ne devrait pas avoir plus de 3 à 5 % de perte de capacité mensuelle à 20 °C. L'autodécharge augmente avec la température et triple à 30 °C par rapport à 20 °C. [03]

h) Vieillessement et usure: Le vieillissement et l'usure entraînent une perte progressive de la capacité des batteries avec le temps (plusieurs années) et l'usage (plusieurs milliers de cycles de charge et de décharge). [03]

i) Energie stockée : L'énergie stockée se mesure usuellement en Wh (watt heure) mais l'unité officielle (SI) est le joule. $1 \text{ Wh} = 3\,600 \text{ J} = 3,6 \text{ kJ}$; $1 \text{ J} = 0,278 \text{ mWh}$. Le rapport entre les deux est la tension (à supposer qu'elle soit stable) par la formule $1 \text{ Wh} \leftrightarrow 1 \text{ Ah} \times 1 \text{ V} \leftrightarrow 1 \text{ A} \times 1 \text{ h} \times 1 \text{ V}$ (valable uniquement en courant continu).

I.6.3. Technologies des accumulateurs

a) Les accumulateurs au plomb « ouvert » : Ils sont ainsi nommés car l'électrolyte est liquide et doit être renouvelé (comme dans une batterie de voiture). C'est le type le plus ancien et le plus utilisé. Un élément plomb-acide se compose d'une électrode de plomb et d'une électrode d'oxyde de plomb baignant dans l'acide sulfurique dilué. [10]

La figure suivante montre le principe de l'accumulateur au plomb.

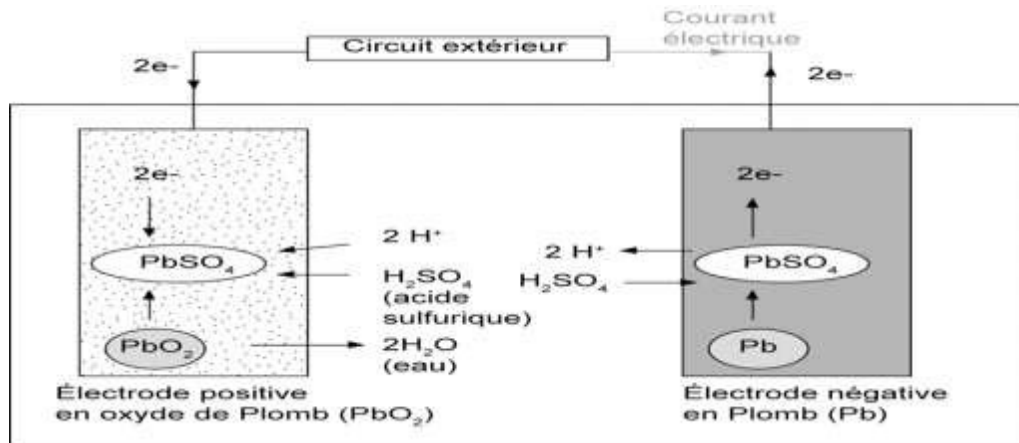


Figure I.16 : Principe de l'accumulateur au plomb.

b) Les accumulateurs plomb étanche : De technologie électrolyte gélifié ou à recombinaison de gaz, ils ont les mêmes caractéristiques que le plomb « ouverts » mais sont étanches. Ils peuvent fonctionner dans toutes les positions et ne nécessitent absolument aucun entretien (pas d'eau à rajouter). Ce qui est un avantage certain pour des alimentations photovoltaïques avec un minimum de maintenance. [10]

d) Les accumulateurs Nickel Cadmium (NiCd) : Le NiCd a longtemps été le couple électrochimique le plus utilisé en faible capacité, dans toutes les applications rechargeables. Il est constitué d'une électrode de cadmium et d'une électrode d'hydroxyde de nickel $NiOOH$, et il a une tension nominale de 1,2 V. [10]

Ce type d'accumulateur possède un effet mémoire, ce qui impose leur stockage dans un état déchargé (0,6 V). La fin de charge est caractérisée par une variation de la tension de charge négative.

Par rapport à l'accumulateur Nickel Métal Hydrures (Ni-MH), le Ni-Cd peut supporter des pointes de courant en décharge plus importantes (de l'ordre de 10 fois) mais sa décharge naturelle est beaucoup plus rapide que celle du Ni-MH. [10]

Le cadmium est très polluant.

Ce type d'accumulateur permet un nombre de cycles charge/décharge plus important que les accus Li-ion et beaucoup plus important que les Ni-MH (durée de vie supérieure).

c) Les accumulateurs Ni-MH (Nickel-métal hydrure) : La tension nominale d'un élément accumulateur de ce type est de 1,2 V. Ce type d'accumulateur n'incorpore ni cadmium ni plomb et est donc peu polluant. De plus, son énergie massique est supérieure de 40 % à celle des Ni-Cd et

son effet mémoire est très faible. La fin de charge est caractérisée par une variation de la tension de charge très faiblement négative. C'est ce seuil qui est détecté par les chargeurs automatiques de qualité pour arrêter la charge.

d) Les accumulateurs en Lithium (Li) : Les accumulateurs à base de lithium sont d'une technologie récemment mise au point et en cours de développement intense, présentant un très important potentiel électrochimique. On distingue la technologie Lithium métal où l'électrode négative est composée de lithium métallique (matériau qui pose d'importants problèmes de sécurité), et la technologie lithium ion, où le lithium reste à l'état ionique.

Les problèmes de sécurité demeurent (prise de feu) en cas de surcharge, de sur décharge ou de court-circuit. Les accumulateurs lithium-ion sont partiellement remplacés par les accumulateurs lithium polymère délivrant un peu moins d'énergie.

La durée de vie de ces accumulateurs n'est que de 2 à 3 ans après fabrication, indépendamment du nombre de cycles de charges. Le potentiel le plus répandu d'une cellule au lithium-ion est de 3,7 V. [10]

I.6.4 Choix d'un accumulateur

Le diagramme de Ragone (Figure I.17) est un graphique utilisé couramment pour comparer les performances des techniques de stockage d'énergie (batteries, piles, accumulateurs électriques, ...etc.).

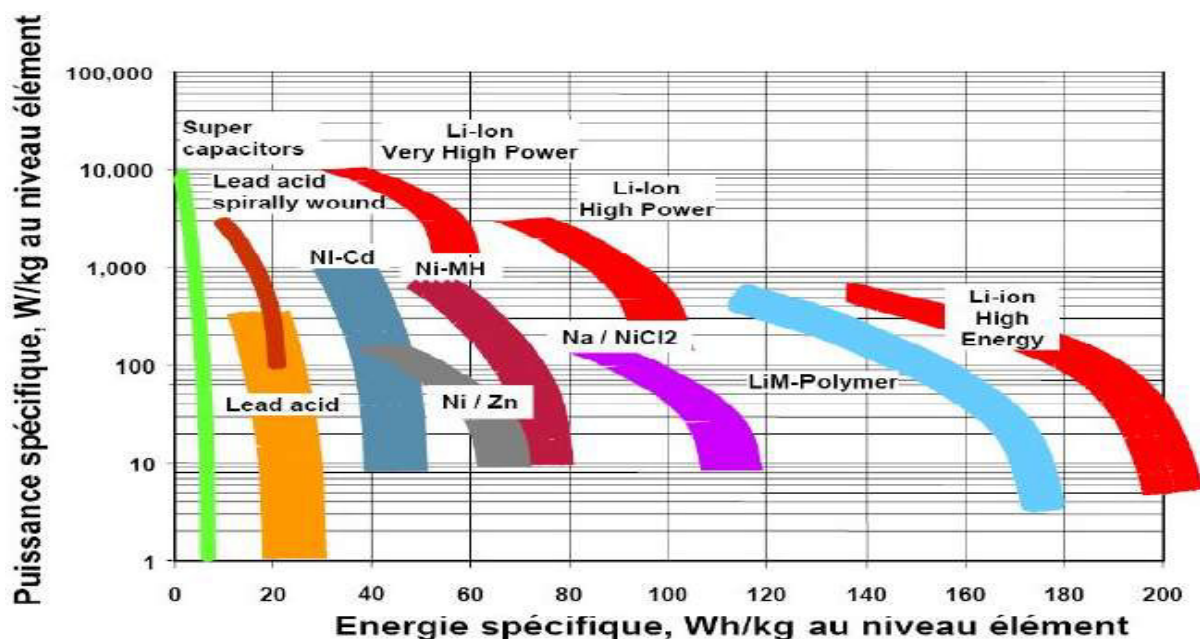


Figure I.17 : Diagramme de Ragone.

I.6.5. Avantages et inconvénients des différents types d'accumulateur : Le tableau suivant montre les avantages et les inconvénients des accumulateurs.

Nom	Abréviations	Tension par élément	Avantages	Inconvénients	Exemple	Remarque
Plomb	Pb	2 V	<ul style="list-style-type: none"> - Pas cher. - Se recharge facilement. - Assez résistantes. 	<ul style="list-style-type: none"> - Les accumulateurs au plomb ont une taille et un poids important. 	Batteries de démarrage de motos ou de voiture. Batteries de traction pour véhicules.	Très utilisé pour les applications citées dans l'exemple
Nickel Cadmium	Ni-Cd	1,2 V	<ul style="list-style-type: none"> - Pas trop cher - Recharge pas trop difficile. - Très forte intensité charge ou décharge possible. 	<ul style="list-style-type: none"> - Relativement lourd. - Rapport poids/capacité assez mauvais. - Effet mémoire Important 	Batteries de modélisme, « piles rechargeables ».	Un peu dépassé, mais toujours utile.
Nickel Métal Hydride	Ni-MH	1,2 V	<ul style="list-style-type: none"> - A taille et poids égal, capacité plus forte. que le NiCd. - Peu d'effet mémoire. 	<ul style="list-style-type: none"> - Moins d'intensité disponible que le NiCd. - Plus cher que le NiCd. - Recharge un peu plus délicate que le NiCd - Auto décharge forte. 	Batteries de modélisme, « piles rechargeables ». Appareils électroménager rechargeables ...	Très utilisé
Lithium-Ion	Li-ion	3,6 V	<ul style="list-style-type: none"> - Très léger pour une capacité forte. - Faible autodécharge. - Pas d'effet mémoire. 	<ul style="list-style-type: none"> - Cher - Très délicat à la Recharge (dangereux). - Intensité limitée en charge ou décharge. 	Batteries PC portables, de téléphone mobile, d'appareil photo numérique ...	Délicat, mais très léger. Tension importante qui permet de n'utiliser qu'un nombre réduit d'éléments.
Lithium-ion Polymère	Li-Po	3,7V	<ul style="list-style-type: none"> - Leur souplesse permet de donner à l'accu la forme que l'on veut - Faible poids - Accumulateurs qui offrent la plus forte énergie spécifique (énergie/masse) et la plus grande densité d'énergie (énergie/volume) 	<ul style="list-style-type: none"> - Plus cher que Lithium-ion - Très délicat à la Recharge (dangereux). - Intensité limitée en charge ou décharge. - Moins de cycles de vie 	Même utilisation que Li-Ion mais beaucoup plus sûres.	Assez proche de Li-Ion, mais plus performant.

Tableau I.1 : Avantages et inconvénients des accumulateurs.

I.7. Régulateurs

Le régulateur est le cœur du système photovoltaïque: il contrôle les flux d'énergie. Il doit protéger la batterie contre les surcharges et décharges profondes. Il doit également assurer la surveillance et la sécurité de l'installation (alarmes, fusibles, inversions de polarité).

Dans les systèmes plus élaborés, il peut aussi commander la recharge par d'autres sources d'énergie (génératrice d'appoint). Dans certains cas, il peut réaliser un conditionnement de puissance (recherche du point de puissance maximum, MPPT). Accessoirement, il affichera des indications concernant l'état de charge des batteries et les paramètres de fonctionnement du système. [03]

Les régulateurs de charge de systèmes PV autonomes peuvent se caractériser en trois groupes principaux:

- **Les régulateurs série**, qui incorpore un interrupteur entre le générateur et l'accumulateur pour arrêter la charge.
- **Les régulateurs shunt**, dont l'interrupteur court-circuite le générateur solaire en fin de charge.
- **Les régulateurs à recherche de point de puissance maximum ("Maximum Power Tracker" MPPT)**, qui utilisent un circuit électronique spécial permettant d'utiliser en permanence le champ de capteurs au point de puissance maximale. [03]

I.7.1. La fonction du régulateur

I.7.1.1 Contrôle de la charge

La fonction première du régulateur est le contrôle de la charge de la batterie par le générateur solaire. Il doit transférer la puissance du champ PV disponible tant que l'état de charge de la batterie le permet, puis l'interrompre (progressivement ou brutalement) lorsqu'elle est pleine. [03]

a) Régulateur shunt : Le régulateur shunt (Figure I.18) est le plus simple, en général réservé aux petites installations (moins de 10 à 15A). Lorsque la tension maximale de charge est atteinte, le régulateur court-circuite le générateur solaire en fermant le circuit (par un relais ou un transistor). Le champ photovoltaïque fonctionne alors à tension (presque) nulle et courant maximal ; la puissance produite est (presque) nulle. [03]

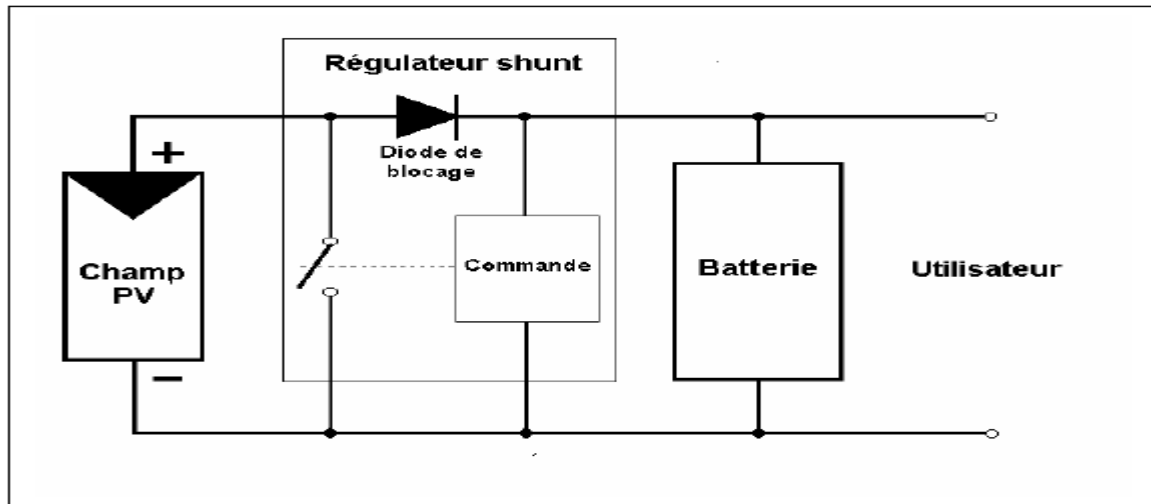


Figure I.18 : Régulateur shunt.

b) Régulateur série : Il s'agit encore d'un interrupteur, mais cette fois placé en série dans le circuit (Figure I.19) : lorsque la charge est terminée, le générateur solaire est simplement déconnecté; il reste alors en mode de fonctionnement "circuit ouvert", et sa tension prend la valeur V_{oc} des panneaux. Ce mode est utilisé dans la plupart des installations simples, quelle que soit leur taille. [03]

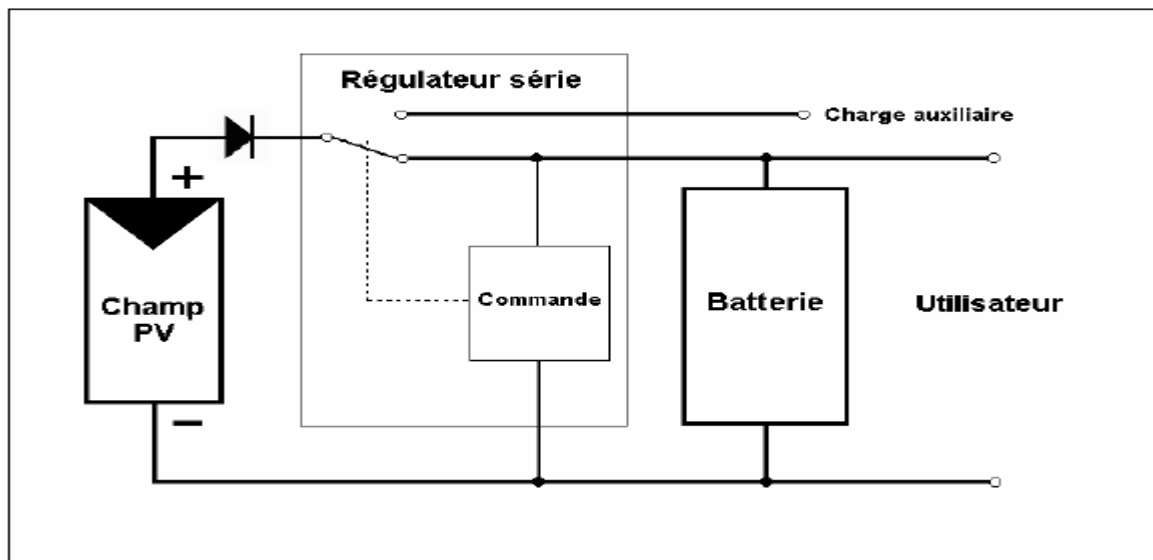


Figure I.19 : Régulateur série.

c) Maximum Power Point Tracker (recherche de point de puissance maximum) : nous avons traité le cas d'un couplage direct (via le régulateur) entre le générateur PV et la batterie. Dans certains cas, il peut être intéressant d'insérer un dispositif de conditionnement de puissance, qui adapte en permanence la tension du champ PV de manière à se trouver proche du point de

puissance maximum (appareil appelé "Maximum Power Tracker", soit MPT en anglais), et restitue cette puissance d'entrée à la tension fixée par la batterie ou l'utilisateur. [03]

I.7.1.2. Contrôle de la décharge

Pour assurer la longévité de la batterie, il est nécessaire de la protéger contre les décharges profondes. La limite de décharge doit être fixée à 15 - 30% de la charge nominale selon la technologie des batteries. Et même beaucoup plus au-dessous de zéro degré, lorsqu'il y a risque de gel de l'électrolyte. [03]

Dans la majorité des petits systèmes, cette fonction est intégrée dans le régulateur de charge, et coupe la fourniture à l'utilisateur (en général grâce à un relais) lorsque la tension de la batterie atteint un seuil minimum. Certains appareils ne délivrent que le signal de commande, pour un relais de coupure externe. [03]

I.7.2. Critères de choix d'un régulateur

Les critères de choix d'un régulateur sont résumés par les points suivants :

- Diodes de blocage de type "Schottky" (si nécessaire).
- Bornes de qualité, accès facile.
- Tension système commutable: 12 / 24 V
- Sécurités contre les mauvaises manipulations.
- Consommation interne minimale (quelques mA).
- Régulation de surcharge avec compensation de température.
- Sonde de compensation thermique sur la batterie.
- Réenclenchement manuel pour systèmes habités.
- Indicateurs de pleine charge et de coupure de sortie (LEDS).
- Protections contre surtensions (foudre).
- Protection des sorties (fusibles).
- Résistant aux climats tropicaux.
- Protection contre les insectes (pays tropicaux). [03]

I.8. Onduleurs

Les onduleurs sont des appareils électroniques chargés de transformer la tension continue de la batterie en une tension usuelle de $230 V_{AC} / 50 \text{ Hz}$. Ils sont caractérisés par leur technologie et par la forme d'onde qu'ils génèrent. Nous décrirons uniquement les onduleurs statiques, les

génératrices AC alimentées par un moteur à courant continu n'étant pratiquement pas utilisées pour ces applications.

Les appareils modernes utilisent des techniques à base de microprocesseur pour générer une tension sinusoïdale à l'aide d'impulsions variables en largeur (PWM). Ces impulsions commandent des transistors MOS de puissance à faibles pertes alimentant un transformateur. A la sortie du transformateur, un filtre éventuel coupe les harmoniques provenant de la commande digitale. La technique est largement répandue et le coût de tels appareils a tendance à baisser. [03]

Historiquement, les onduleurs peuvent être classés en générateurs produisant soit une onde sinusoïdale, soit une onde carrée ou encore une onde dite pseudo-sinusoïdale. Le choix de l'onduleur va dépendre des utilisateurs qu'il devra faire fonctionner; ce choix s'appuyant sur des critères valables pour n'importe quelle onde. Les critères principaux sont:

I.8.1. Caractéristiques techniques

a) Précision de la tension de sortie : Ce chiffre est donné en % par rapport à 230 V_{AC}. Utile dans certaines utilisations, appareils électroniques délicats, Hi-fi, ...). L'onduleur doit être stable quelle que soit sa charge et quelle que soit sa tension d'entrée. [03]

b) Résistance aux surcharges et au courant réactif : Pour arriver à démarrer certaines charges, l'onduleur doit produire souvent plusieurs fois sa puissance maximale pendant un temps assez bref. Comme exemple de charge à démarrage difficile, on peut citer les réfrigérateurs (P démarrage 5 à 10 fois P nominale) et les moteurs déjà chargés mécaniquement. [03]

c) Distorsion harmonique : Dans certaines utilisations sensibles, la présence d'harmoniques est une gêne audible (Hi-fi) ou elle perturbe le fonctionnement de la charge (moteurs). [03]

d) Rendement : C'est sans conteste le critère de choix principal. On désire perdre le moins d'énergie possible entre les batteries et la charge en 230 V_{AC}. On s'intéresse à la courbe de rendement en fonction de la charge de l'onduleur: les appareils modernes performants atteignent un rendement supérieur à 90 % dès que la charge est de 5 à 10 % de leur puissance nominale. Mais le rendement des appareils récepteurs peut dépendre de la forme de l'onde: par exemple un moteur alimenté par une onde carrée a un très mauvais rendement et va chauffer. [03]

e) Consommation en mode d'attente (Stand-by) : C'est une donnée très importante pour les onduleurs qui travaillent occasionnellement et restent branchés en permanence. Souvent dans ces cas la consommation à vide est plus importante que la consommation utile. [03]

Un onduleur performant de 500 W / 12 V consomme par exemple 0.4 A en attente, ce qui fait 9.6 Ah/jour ou 115 Wh/jour. Il faudrait si possible déclencher l'onduleur entre deux utilisations. Pour économiser l'énergie, les appareils modernes utilisent des techniques de détection d'utilisateur pour démarrer toute la puissance dès qu'un récepteur est branché sur le réseau. [03]

L'onduleur par exemple fonctionne régulièrement pendant une très courte période et sa consommation est mesurée, si celle-ci dépasse le niveau « stand-by », alors l'appareil reste enclenché et délivre du 230 V_{AC}. Lorsque le récepteur est déconnecté, la consommation redescend et l'appareil le détecte et retourne en mode « attente de récepteur ». [03]

f) Onduleur à onde sinusoïdale : Les onduleurs modernes sinusoïdaux pour installations indépendantes utilisent les mêmes techniques que celles développées pour la liaison au réseau. Les circuits sont plus simples à mettre en œuvre, les protections et la synchronisation au réseau n'existent pas. [03]

On trouve ainsi sur le marché de petits onduleurs (100 à 500 W) utilisant la technique digitale à relativement haute fréquence (30 à 100 kHz). Sur les appareils les moins chers, il n'y a pas de filtre à la sortie et le signal haute fréquence toujours présent peut ainsi éventuellement perturber la charge. Les appareils plus puissants utilisant cette technique ont en général un filtre éliminant les harmoniques HF. [03]

g) Onduleur à onde carrée : C'est la technique la plus simple pour générer une onde alternative. Dans ce cas, on commande deux transistors dans le primaire d'un transformateur par un oscillateur de 50 Hz. S'il est parfaitement carré, le signal généré va produire une somme d'harmoniques impaires qui ne pourront souvent pas alimenter sans problème des charges inductives. Les appareils utilisant cette technique n'ont pas de réglage de la tension de sortie: celle-ci va donc varier avec la charge et la tension d'entrée. [03]

Actuellement, le choix d'utiliser un onduleur à onde carrée ne se justifie que si le récepteur fonctionne parfaitement avec cette onde. Les prix des onduleurs plus performants ayant beaucoup baissé, on choisira très rarement ce type d'appareil. [03]

h) Onduleur à onde pseudo-sinusoïdale : C'était il y a quelques années les appareils les plus performants en termes de rendement mais ils ont été rattrapés par les modèles sinusoïdaux modernes. Le signal produit est un double carré (positif et négatif) avec passages par zéro : le passage par zéro à chaque commutation réduit les harmoniques par rapport au signal carré. [03]

Le carré de largeur variable en fonction de la charge et de la tension d'entrée permet un ajustage précis de la tension de sortie. Cette impulsion de largeur variable permet également de faire fonctionner l'onduleur à tension de sortie plus faible en mode d'attente à faible consommation: dès qu'un récepteur est branché, le circuit détecte l'augmentation de consommation et fait fonctionner l'onduleur à 230 V_{AC}. [03]

I.8.2. Critère de choix de l'onduleur

Avant de choisir un onduleur il faut s'assurer que:

- La solution en courant continu souvent plus économe en énergie n'existe pas.
- La consommation éventuelle en mode d'attente ne pénalise pas trop l'installation solaire.
- L'onduleur peut démarrer le récepteur (seul un essai est vraiment relevant)
- Son rendement est suffisant au point de fonctionnement de la charge.
- La charge tolère la distorsion de l'onduleur (forme d'onde).
- Les variations de la tension de sortie sont acceptées par la charge.
- L'onduleur est protégé contre les surcharges côté DC et AC et contre la surchauffe.
- L'onduleur coupe les utilisateurs en cas de basse tension DC (protection de la batterie).

[03]

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons rappelé quelques notions sur le rayonnement solaire, les différents types et les facteurs intéressants, et présenté son application dans le domaine photovoltaïque. Ce dernier est basé sur le principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par les cellules photovoltaïque. Nous avons expliqué le principe de fonctionnement et les différents technologies.

Nous avons aussi introduit les différents types de systèmes PV. Un de ces systèmes est l'installation autonome qui est la base de notre travail. Il comporte les éléments principaux qui sont : les batteries d'accumulateur, le régulateur et l'onduleur.

Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons les étapes à suivre pour dimensionner un système photovoltaïque autonome, et choisir les différents éléments à savoir : les modules du générateur photovoltaïque, le parc des batteries de stockage, le régulateur, l'onduleur pour les charges à courant alternatifs et les câbles électriques. Ainsi que la protection du système.

Dans notre étude on calculera la charge convenable pour une application domestique (maison type F3) dont la consommation moyenne journalière est de (9 à 11) kW/jour en site isolé à Seriana W-Batna.

Le schéma de principe de l'installation autonome est donné par la figure suivante :

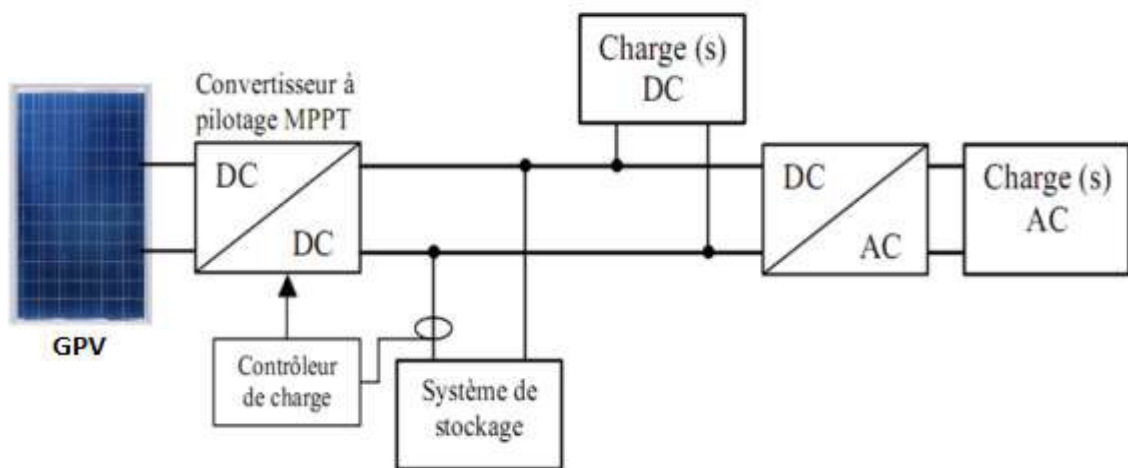


Figure II.1 : Le schéma de principe de l'installation photovoltaïque autonome.

II.1. Méthodologie

La maison dispose des équipements connue, électroménager, des équipements électroniques et bien sur l'éclairage électrique. Tous ces éléments sont utilisés selon un cycle bien défini. Dans ce qui suit, on présentera chaque élément à part en donnant ses spécifications (consommation et durée d'utilisation).

Le diagramme représenté à la figure II.2, page suivante, résume les étapes à suivre dans le cas d'un système photovoltaïque autonome (avec conversion d'énergie mais sans sources auxiliaires).

II.2. Présentation de la région à étudier (Seriana)

La ville de Seriana, est une ville située à 31.8 km au nord de la wilaya de Batna, (Figure II.3). D'une superficie de 173.4 km², et sa population est d'environ 15.442 habitants.

Nous avons choisit cette ville parce qu'elle est une zone agricole, rurale, éloignée et n'est pas développée localement surtout le raccordement au réseau électrique.



Figure II.3 : Situation géographique de la région à étudier (Seriana - Batna).

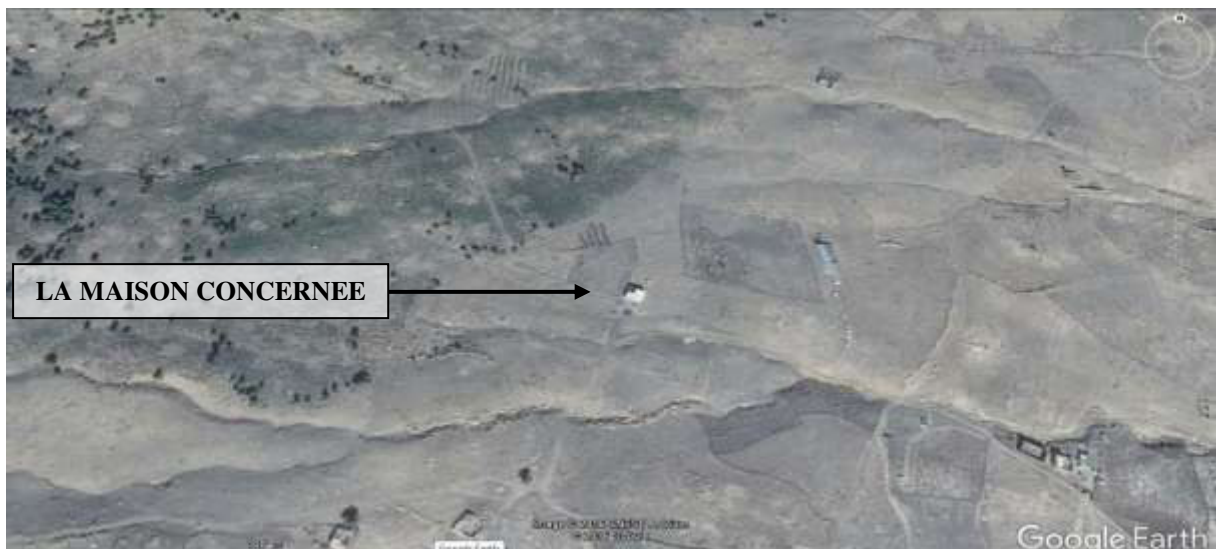


Figure II.4 : Vue par satellite de la maison à étudier.

La maison en question, située dans la zone sud-ouest de la commune de Seriana. Les spécifications géographiques du site sont données par les grandeurs météorologiques suivantes :

Nom du site	Seriana
Latitude	35°40'06"
Longitude	06°10'06"
altitude	1170 m

Tableau II.1 : Donnée météorologiques de Seriana. (Source Google Earth)

II.3. Evaluation des besoins énergétique journalier de l'installation

Il s'agit d'estimer la consommation des équipements utilisés. L'objectif est d'obtenir la consommation totale moyenne par jour. L'énergie totale moyenne nécessaire chaque jour E (Wh/jour) est la somme des consommations énergétiques des divers équipements constituant le système à étudier, à savoir la télévision, les lampes d'éclairage, les appareils électroniques ...etc.

Elle est donnée par la loi suivante : [11]

$$E = \sum_i^n E_i \quad (\text{II.1})$$

E_i : énergie électrique en Wh/jour pour chaque appareil (voir tableau II.2)

II.3.1. Les besoins de l'application en énergie

Cette étape est importante. Evaluer sérieusement notre besoin en énergie montre que l'on dispose d'un système bien adapté, Il faut remarquer que toute exigence supplémentaire entraînera une augmentation de la puissance demandée, soit plus de panneaux, soit plus de batteries. [12]

Pour calculer le besoin journalier en énergie d'une application, on utilise la formule suivante:

$$E_i = Pn_i \times t_i \quad (\text{II.2})$$

Pn_i : puissance nominale en W pour chaque appareil.

t_i : temps d'utilisation en heure par jour pour chaque appareil (h/jour).

Pour calculer la consommation totale d'une application, on calcule le besoin énergétique journalier de chaque appareil ou chaque consommation électrique. Le besoin énergétique journalier, E_{totale} , ou consommation journalière, est l'énergie électrique consommée en 24 h par l'application. On aura donc :

$$E_{\text{totale}} = (Pn_1 \times t_1) + (Pn_2 \times t_2) + (Pn_3 \times t_3) \dots\dots\dots \quad (\text{II.2})$$

E_{totale} : besoin journalier en Wh/jour.

La consommation de l'énergie est indiquée en watts-heures (Wh) ou en ampères-heures (Ah). Les Wh ou kWh sont la mesure la plus courante de l'énergie électrique.

II.3.2. Les données générales concernant la maison

- Les éléments principaux dans ce logement (type F3) sont : l'éclairage, télévision, poste radio+CD, Pc portable, chargeurs de téléphone, plaque vitrocéramique, fer à repassé, machine à laver, réfrigérateur et mixeur multifonction
- Temps d'utilisation : suivant la charge.
- La maison est prévue pour la période du 1 juin au 31 Aout (saisonnnière).
- L'autonomie doit être assurée jour et nuit et en cas de mauvais temps ou arrêt de panneaux
- La tension de fonctionnement est alternative 220 V.

II.3.3. Estimation de la consommation d'énergie électrique

Le tableau suivant représente les consommations moyennes de l'énergie électrique évaluées sur la base des puissances réelles moyennes.

	Type d'appareil	Puissance nominale (en watt)	Nombre d'appareil	Temps d'utilisation	Consommation journalier (Wh/jour)
Éclairage	Lampe LED	09	12	5h / jour	540
Equipement de faible puissance	Télévision	65	02	6h / jour	780
	Poste radio + CD	13	01	2h / jour	26
	Ordinateur portable	48	01	1.5h / jour	72
	Chargeur de téléphone	5	3	4h / jour	60
Equipement de forte puissance	La plaque vitrocéramique	1200	1	4h / jour	4800
	Fer à repassé	800	01	15 min/ jour 0.25h / jour	200
	Machine à laver	420	01	12 min/ jour 0.2h / jour	84
	Essoreuse	190	01	12 min/ jour 0.2h / jour	38
	Réfrigérateur	130	01	9h / jour	1170
	Mixeur Multifonction	200	01	15 min/ jour 0.25h / jour	50
Totale	/	3254 W		/	7820

Tableau II.2 : Les besoins énergétique journalière.

La consommation d'énergie électrique de la maison sans compter les pertes est

$$E = 7820 \text{ Wh/jour.}$$

La puissance installée de la maison sans compter les pertes est $P = 3254 \text{ W}$.

Les pertes sont détaillées comme suit :

- Pertes dues à l'onduleur 7%.
- Pertes dues à la température 4%.
- Pertes dues aux câbles et connexion 2%.
- Pertes dues aux masques 8 %.
- Pertes faible éclairément 2%
- Pertes liées à la réflectivité environ 2%.
- Pertes divers 5%.

Donc les pertes totales sont 30%

A partir du pourcentage des pertes on a calculé le coefficient de perte C_p .

$$C_p = 1 + \text{pourcentage des pertes} \quad (\text{II.3})$$

$$C_p = 1 + 30\% = 1.3$$

On obtient l'énergie et la puissance totale avec le calcul des pertes:

$$E_{\text{totale}} = E \times C_p \quad (\text{II.4})$$

$$E_{\text{totale}} = 7820 \times 1.30 = 10166 \text{ Wh/jour.}$$

$$P_{\text{totale}} = P \times C_p \quad (\text{II.5})$$

$$P_{\text{totale}} = 3254 \times 1.30 = 4230.2 \text{ W}$$

La consommation d'énergie électrique de la maison avec le calcul des pertes est $E = 10166 \text{ Wh/jour.}$

La puissance installée de la maison avec le calcul des pertes est $P = 4230.2 \text{ W.}$

II.4. Caractéristiques propres au site pour estimé l'énergie solaire

II.4.1. Orientation et inclinaison des modules

La position des modules photovoltaïques par rapport au rayonnement solaire influence directement sur leur production énergétique. Il est important de bien placer les panneaux pour les utiliser au maximum de leurs possibilités. L'orientation est le point cardinal vers lequel est tournée la face active du panneau (sud, nord, sud-ouest,...).

Quant à l'inclinaison, elle indique l'angle que fait le panneau avec le plan horizontal et se compte en degrés.

L'orientation idéale d'un panneau photovoltaïque obéit à une règle qui consiste à l'orienter vers l'équateur.

Ce qui donne l'orientation vers :

- Le sud dans l'hémisphère nord.
- Le nord dans l'hémisphère sud.

En ce qui concerne l'inclinaison, on tiendra compte de la période de l'année la moins ensoleillée pour optimiser la production de l'énergie. Les panneaux doivent donc récupérer l'énergie d'un soleil dont la hauteur est faible. [2]

Cette inclinaison va être fixée par la latitude et la périodicité de l'inclinaison.

- Dans le site à l'étudier (Seriana) la position des modules sera comme suit :
 - Orientation des panneaux : plein sud.
 - l'inclinaison (35°).

La figure suivante donne l'orientation et l'inclinaison des modules.

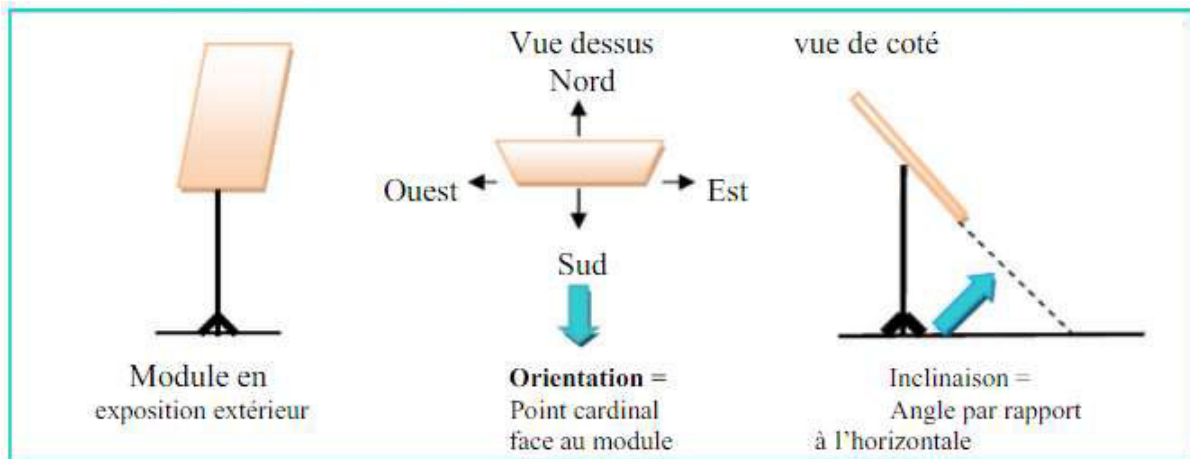


Figure II.5: Illustration de l'orientation et de l'inclinaison d'un panneau.

II.4.2. Ombrage ou repérage des masques

Il arrive que les modules soient placés face à un type d'obstacle comme les bâtiments, les montagnes, les arbres ...etc, lui masquant le soleil.

Les effets de l'ombrage sur le rayonnement reçu sont très difficiles à estimer, cependant, il faut faire attention aux ombrages partiels et même ponctuels puisqu'ils influent sur la production d'énergie et provoquent un déficit de production important dont il faut tenir compte.

Il faut noter que lorsqu'une cellule est ombrée, c'est le courant de toute la chaîne des cellules en série qui est limité et cela peut avoir des graves conséquences si les panneaux ne sont pas équipés de diodes anti-retour. [13]

II.4.3. Données météorologiques

La conception des systèmes photovoltaïques nécessite la connaissance du rayonnement solaire utile sur le site d'installation. Cette connaissance est un des paramètres essentiels de l'étude préalable dans le plan des panneaux solaires.

Pour un besoin électrique donné, plus l'énergie solaire reçue est grande, moins on a des panneaux solaires à installer et inversement. [12]

En traversant l'atmosphère, le rayonnement solaire est absorbé et diffusé au sol. L'influence de l'atmosphère provoque la diffusion et l'absorption d'une partie du rayonnement incident. La modification par l'atmosphère du rayonnement solaire obéit à des phénomènes assez complexes et surtout en grande partie aléatoires.

La figure suivante donne l'irradiation globale journalière sur le territoire du pays d'Algérie (plan incliné).

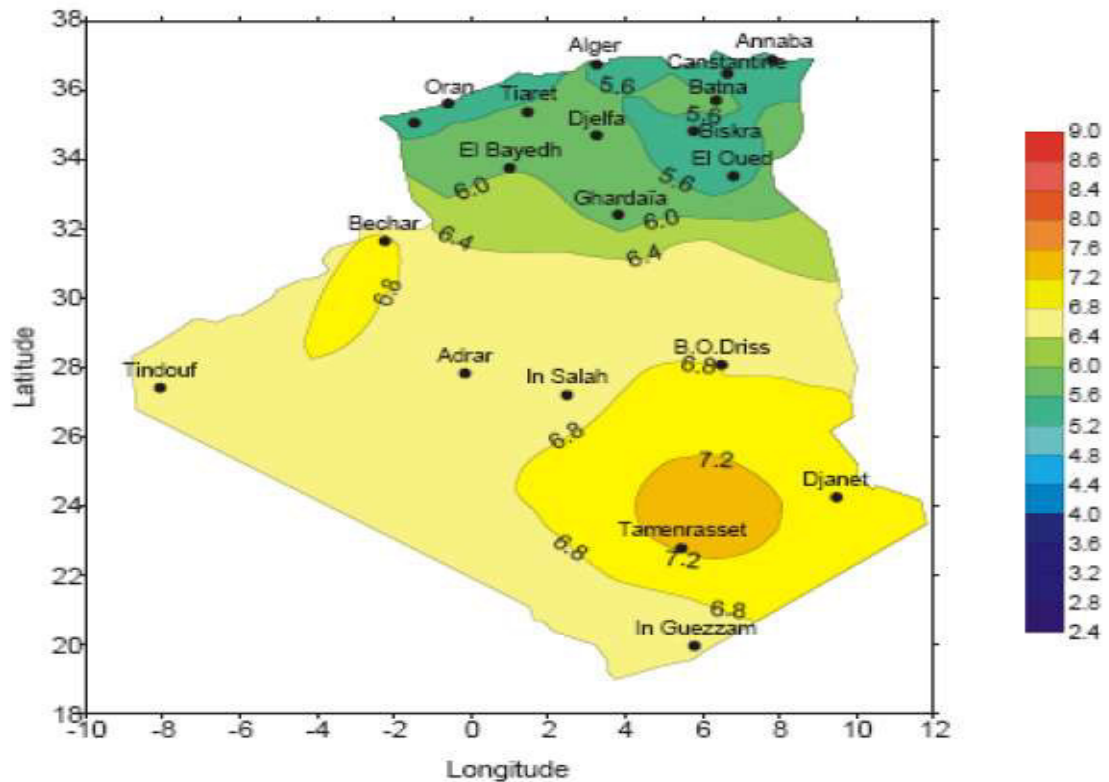


Figure II.6 Irradiation globale journalière sur plan incliné [20].

- le moyenne de l'irradiation solaire globale (**Ens**) pour la région de Batna est :
5.2 kWh/m²

Le flux lumineux reçu au niveau du sol à un instant donné dépend d'un grand nombre de paramètres. Ces paramètres dépendent du lieu géographique, la saison , l'heure de la journée et des conditions météorologiques du moment, et aussi par :

- Gaz présent dans l'atmosphère (Nuages).
- réflectivité du sol.
- Température ambiante.
- Vent.
- Humidité relative, etc... [13]

Il est donc important de disposer des données fiables en recourant à des statistiques accumulées sur les années antérieures grâce à un instrument de mesure appelé «héliographe». Grace à cet instrument de mesure, les stations météorologiques élaborent des statistiques de rayonnement solaire intégré en (kWh/m²/jour) à partir de toutes les données récoltées. Ce sont ces données, globales sur une journée, qui servent la plupart de temps au dimensionnement d'un système photovoltaïque.

Pour un dimensionnement plus rapide, on se servira de la valeur la plus faible de la période de fonctionnement d'une application.

Les figures suivantes donnent une présentation des données météorologies de la région de Batna :

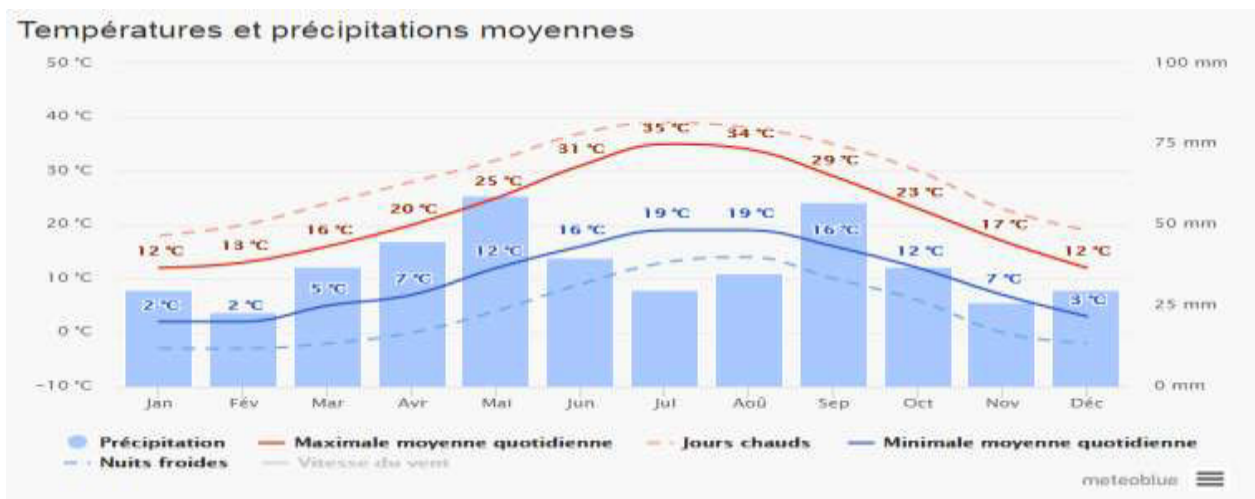


Figure II.7 : Le diagramme de la moyenne mensuelle des températures et précipitations en région de Batna. [14]

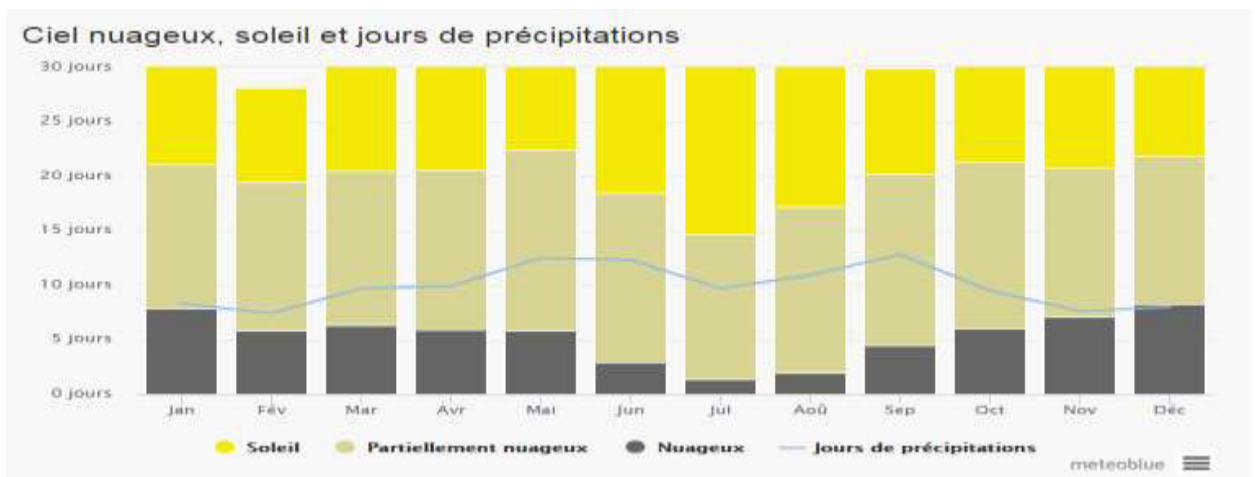


Figure II.8 : Le diagramme du ciel nuageux, soleil et jours précipitation en région de Batna. [14]

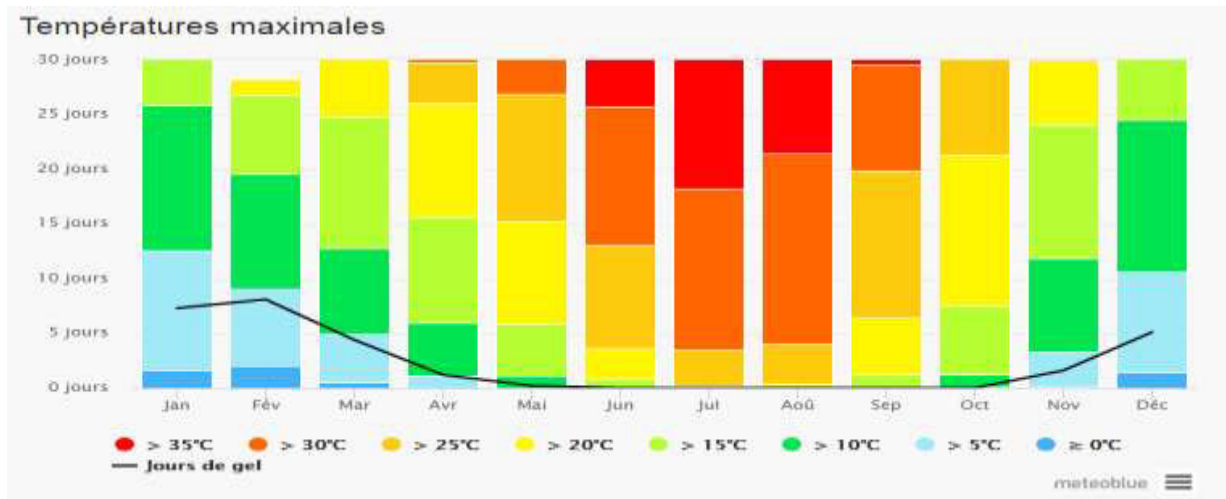


Figure II.9 : Le diagramme des températures maximales en région de Batna. [14]

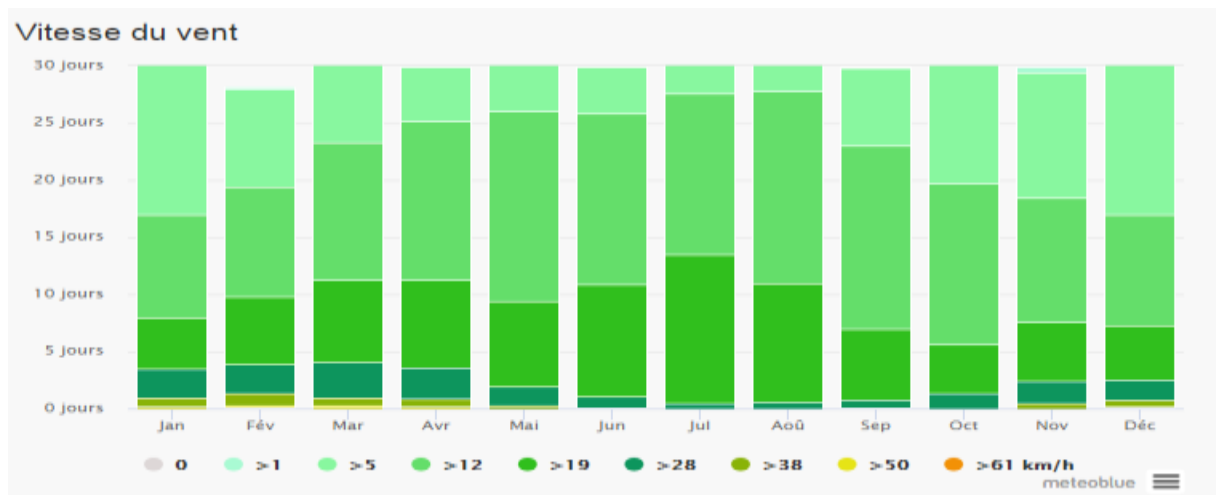


Figure II.10 : Le diagramme de la moyenne mensuelle de la vitesse du vent en région de Batna. [14]

II.5. Estimation de l'énergie fournie par un panneau photovoltaïque

Pour un angle d'inclinaison donné, du panneau photovoltaïque la série des quantités d'énergie solaire reçue permet d'estimer l'énergie électrique fournie par le panneau en moyenne, par jour, pour chaque mois. Un panneau de puissance crête totale P_c , qui reçoit du soleil n kWh/m²/jour, peut fournir au mieux $n P_c$ kWh/m²/jour. [11]

Malheureusement, ce panneau produit en fait une quantité d'énergie électrique nettement moindre, car :

- Le panneau ne fonctionne que rarement à son point de fonctionnement optimal (sauf si un dispositif électronique d'adaptation asservie est utilisé). En particulier, un panneau débitant sur une batterie ne fonctionne pratiquement jamais à son point de puissance maximale (16 V pour une batterie de 12 V, mais variable avec l'éclairement).
- Les diodes et les connexions causent des pertes d'énergie.
- Les disparités entre les modules causent des pertes d'énergie.
- Le point de puissance maximal dépend aussi de la température du panneau...etc. [15]

Il est difficile de traduire par une formule utilisable la résolution de ces pertes.

L'expérience montre que l'énergie produite pratiquement par un panneau de P_c (watts crête) recevant une énergie de n kWh par jour est de : $n \cdot P_c \cdot 0.7$ kWh/jour.

II.5.1. Calcul de la puissance crête du système photovoltaïque

La puissance crête du système photovoltaïque dépend du rayonnement du lieu. On le calcule en appliquant la formule suivante :

$$P_c = \frac{E_{\text{totale}}}{E_{\text{ns}} \times K_m} \quad (\text{II.6})$$

P_c : La puissance crête du générateur PV (Wc).

E_{totale} : L'énergie électrique produite dans la journée (Wh/jour).

E_{ns} : la moyenne de l'irradiation solaire globale pour la région considérée (kWh/ m²/jour) donnée au figure II.4.

K_m : Le coefficient liés à l'incertitude météorologique.

$$P_c = \frac{10166}{5.2 \times 0.65} = 3007.69 \text{ Wc.}$$

La puissance crête de système est **3007.69 Wc.**

II.5.2. Calcul de la puissance photovoltaïque

Le module choisi pour notre étude est du type SUNTECH (existant au laboratoire des énergies renouvelables université de Biskra) d'une puissance max de 190 W. Il présente les caractéristiques suivantes (aux conditions standard STC AM=1.5; E= 1000 W/m²; T=25°C).

Les caractéristiques du panneau utilisé sont données dans le tableau suivant :

Model	STP190S-24/Ad+
Puissance maximale	190 W
Courant de fonctionnement optimal	5.20 A
Tension de fonctionnement optimal	36.6 V
Courant de court-circuit	5.62 A
Tension en circuit ouvert	45.2 V
Température de fonctionnement	-40 to +85
Série du fusible	15 A

Tableau II.3 : Les caractéristiques du module. (Voire annexe D)

II.5.2.1. Choix de la tension de fonctionnement

Le choix de la tension nominale d'un système dépend de la disponibilité de matériels (modules et récepteurs), il dépend aussi des niveaux de puissance et de l'énergie nécessaire selon le type d'application.

Il faut déterminer la tension de stockage de l'énergie solaire : 12V, 24V, 48V. La règle du jeu pour cela est assez simple : plus on utilise d'énergie, plus on doit utiliser une tension élevée. [16]

Le tableau suivant permet de définir la tension de fonctionnement :

Puissance crête (WC)	0-500 Wc	500 Wc - 2 kWc	2 - 10 kWc	>10 kWc
Tension du système (V)	12 V _{DC}	24 V _{DC}	48 V _{DC}	>48 V _{DC}

Tableau II.4 : Les tensions du système pour à chaque intervalle de puissance crête. [15]

Suivant la puissance crête calculée, la tension du système est : 48V.

II.5.2.2. Détermination du nombre de modules

Le nombre de modules peut être calculé par la formule suivant :

$$N_m = \frac{P_c}{P_p} \quad (\text{II.7})$$

N_m : Le nombre des modules.

P_c : La puissance crête du GPV (Wc).

P_p : La puissance maximale du module.

$$N_m = \frac{3007.69}{190} = 15.82 \approx 16$$

On prend le nombre de module de 16.

a) Détermination du nombre de modules en série :

Le nombre de modules en série peut être calculé par la formule suivant :

$$N_s = \frac{V_{ch}}{V_m} \quad (\text{II.8})$$

N_s : Le nombre de modules en série.

V_{ch} : la tension du système.

V_m : la tension du module.

$$N_s = \frac{48}{36.6} = 1.31 \approx 2$$

Le nombre de modules en série est : 02.

b) Détermination du nombre de modules en parallèle :

Le nombre de modules en parallèle peut être calculé par la formule suivant :

$$N_p = \frac{N_m}{N_s} \quad (\text{II.9})$$

$$N_p = \frac{16}{2} = 8$$

Le nombre de modules en parallèle est : 08.

c) La surface du champ :

Notre champ PV sera construit selon la figure suivante :(2 panneaux en série avec 8 bras en parallèles)

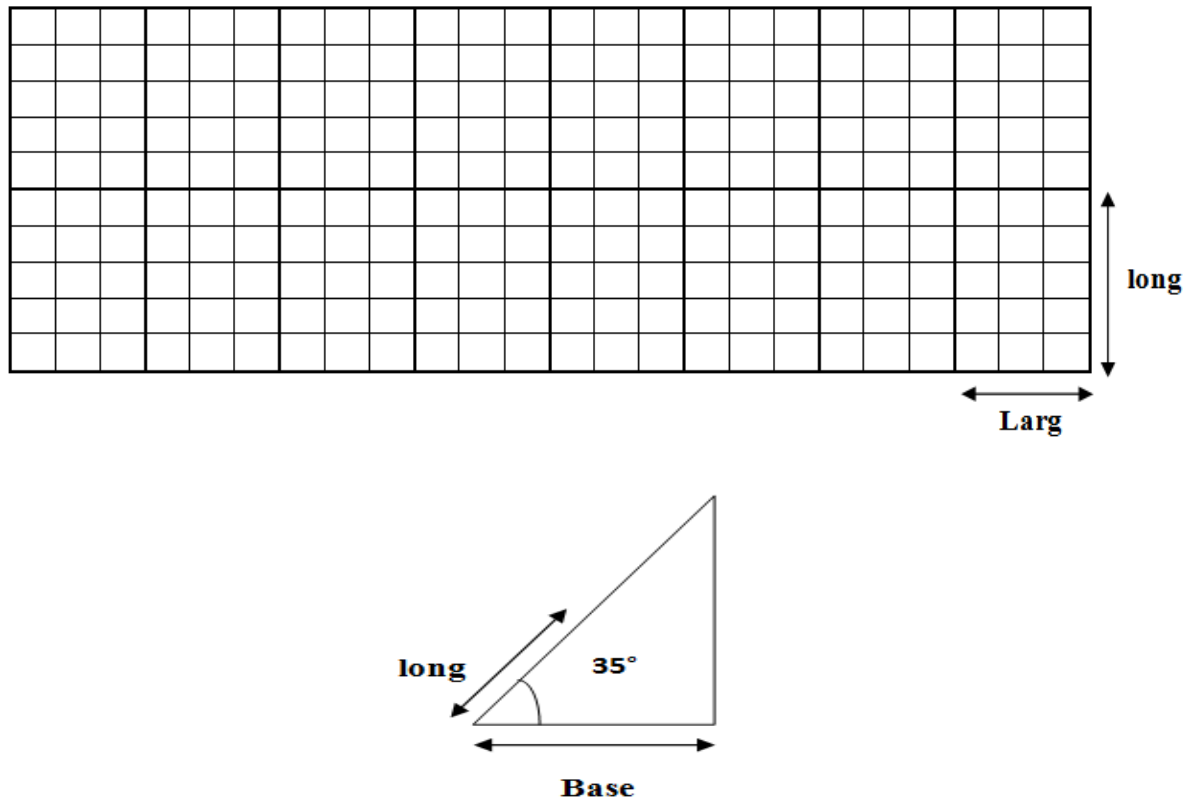


Figure II.11 : Présentation des dimensions du champ photovoltaïque.

La surface du champ PV utile est donnée par les dimensions réelles des panneaux et le nombre de panneaux : (Dimensions du PV est : longueur = 1580 mm, largeur = 808).

$$S = \text{long} \times N_p \times (\text{long} \times N_s \times \cos 35^\circ) \quad (\text{II.10})$$

$$S = 808 \times 8 \times (1580 \text{ mm} \times 2 \times 0.81) = 16545254.4 \text{ mm}^2 = 16.55 \text{ m}^2$$

Avec une sécurité de 2m/coté on aura une surface de 69 m².

II.6. Dimensionnement du stockage

Le rôle des batteries est de stockée le surplus d'énergie produit par le champ photovoltaïque, et de la restituer lorsque le champ photovoltaïque n'est plus capable d'alimenter les équipements électrique.

- Aux périodes trop peu ensoleillées: le stock permet de satisfaire les besoins malgré la quantité aléatoire d'énergie solaire reçue ; en particulier, il assure la continuité du service pendant les périodes sans soleil (d'une certaine longueur).
- Utiliser au mieux le panneau de photopiles : si celui-ci n'a pas été dimensionné sur le mois le moins ensoleillé, la batterie doit permettre de combler un déficit éventuel pendant certaines périodes.

Le dimensionnement de la batterie consiste à effectuer deux choix :

- Choix de la tension de la batterie.
- Choix de la capacité de la batterie.

Le montage des batteries se fait en série pour augmenter la tension ou en parallèle pour augmenter la capacité. [16]

II.6.1. Choix du type de batterie

L'utilisation d'une batterie permet de palier aux problèmes des variations climatiques, sur une échelle allant de quelques minutes à quelques jours. Un certain nombre de paramètres entre en jeu dans le choix de la batterie. Ils sont d'ordre technique et économique. Il faut également noter que la batterie est le composant le moins durable d'un système photovoltaïque. [16]

II.6.1.1. Batterie a gel

On a choisi la batterie à gel pour les avantages suivants :

- Récupération totale après une décharge profonde, même lorsque la batterie n'est pas immédiatement rechargée.
- Idéal pour des cycles répétitifs, en utilisation quotidienne.
- Excellentes performances au cours des décharges longues.
- Bonne tolérance aux températures élevées.
- Appropriée lorsque la tension réseau est instable.
- Pas de stratification par utilisation d'un électrolyte immobilisé.
- Pas de nécessité de charge d'égalisation.
- Auto décharge réduite.
- Le design adapté protège les plaques positives afin d'améliorer la durée de vie de la batterie.
- Les plaques sont plus épaisses afin de réduire la corrosion des grilles et d'augmenter la durée de vie de la batterie.
- Comportement à la charge amélioré du à une faible résistance interne.
- Bonne résistance à l'évaporation avec une configuration de charge adaptée.

- Séparateur polymère ultra stable avec fibre de verre pour augmenter les performances.
- Haute résistance aux courts-circuits grâce aux grandes performances mécaniques du séparateur polymère.
- Tolérance améliorée face à de mauvais paramètres de charge.
- Peut être déchargée même lorsque la recharge complète n'a pas été effectuée, sans perte de capacité de la batterie. [17]

II.6.2. Profondeur de décharge PD (DOD en anglais)

Une batterie ne doit pas être déchargée en dessous d'un certain seuil (PD) sinon on risque de l'endommager. Une batterie pleine à 70% est à une profondeur de décharge de 30% (PD = 0,3). En pratique, en absence de problème de basses températures, et pour un usage normal, on appliquera un coefficient PD = (0.7 à 0.8) selon les modèles de batteries : plutôt 0.7 pour les batteries qui supportent un faible nombre de cycles et 0.8 pour les batteries à fort nombre de cycles. Si la batterie doit cycliser davantage, on pourra diminuer PD pour disposer d'une durée de vie supérieure. Au contraire, si la batterie a très peu de probabilité de se décharger on pourra prendre PD = 0.9 et même 1. [08]

II.6.3. Calcul de la capacité de stockage

La capacité nominale de la batterie, noté C_n (exemple C10, C20), permet de quantifier l'autonomie de la batterie vis-à-vis de la consommation électrique des équipements.

Le calcul de la capacité s'effectue en considérant que la batterie doit être capable d'alimenter l'ensemble des équipements électriques pendant une certaine période. Généralement, on calcule la capacité de la batterie afin d'obtenir une autonomie de 3 jours.

II.6.4. Effet de la température

Si l'application est fonctionnelle à basse température, ce sera la principale cause de réduction de la capacité, car les réactions de charge et de décharge de l'accumulateur sont ralenties par le froid.

Pour déterminer la réduction de capacité qui en résulte, on aura besoin de courbes de décharge à différentes températures fournies par le constructeur de la batterie. En fonction de la température minimale que le système peut accepter, on détermine sur ces courbes le coefficient réducteur de capacité par la température RT. [12]

Les batteries que nous utiliserons sont de type à gel (RITAR RA12-100DG) de 12 V - 100 Ah, en tenant compte du coefficient de la profondeur de décharge PD=75 % et le facteur RT= 95%. (Voir Annexe A)

II.6.5. Autonomie sans apport solaire

Le nombre de jours d'autonomie N_{ja} , c'est nombre de jours pendant lesquelles la batterie doit alimenter seule l'installation (les panneaux étant considérés comme absents) [08].

C'est-à-dire le nombre de jours pendant lesquels les batteries n'ont pas besoin d'être rechargées tout en conservant une consommation d'énergie normale. Pour une utilisation normale en Algérie, climat tempéré, on peut admettre une autonomie de 2 à 3 jours, on peut réduire ce risque en travaillant avec 4 à 5 jours sans apport solaire pour les systèmes très sensibles, pour notre étude dans la région de Batna, on prendra le nombre de jours égal à 2 jours.

II.6.6. Calcul de la capacité de la batterie

La capacité nominale d'une batterie est donnée généralement pour une décharge en 10 h (notée C10) à la température de 25 °C. La capacité nécessaire pour un fonctionnement de N_{ja} jours et un besoin électrique journalier A_{totale} est de : [08]

$$C_u = A_{totale} \times N_{ja} \quad (II.11)$$

C_u : Capacité utile de la batterie (Ah).

N_{ja} : Nombre de jours d'autonomie sans apport solaire.

A_{totale} : Besoin journalier (Ah).

$$A_{totale} = E_{totale} / U_o \quad (II.12)$$

U_o : la tension à la sortie de l'onduleur (V).

$$A_{totale} = 10166 / 48 = 211.8 \text{ Ah/j.}$$

$$C_u = 211.8 \times 2 = 423.6 \text{ Ah.}$$

Cette capacité utile C_u n'est pas la capacité nominale C_n , mais la capacité réellement disponible sur le terrain à tout moment. Pour calculer la capacité nominale en fonction de cette capacité souhaitée, on doit tenir compte de la température et/ou de la profondeur de décharge autorisée. [18]

II.6.6.1 Calcul de la capacité avec le coefficient de réduction

On calcule la capacité nominale comme suit : [12]

$$C_{ns} = \frac{C_u}{RT \times PD} \quad (II.13)$$

C_{ns} : Capacité nominale du système (Ah).

PD : Profondeur de décharge maximale autorisée.

RT : Coefficient réducteur de la température.

$$C_{ns} = \frac{423.6}{0.95 \times 0.75} = 594.52 \text{ Ah}$$

Il faut choisir une batterie industrielle de capacité C_n convenable ($C_n = 100 \text{ Ah}$).

a) Calcule du nombre de batteries :

L'équation II.14 donne le calcul du nombre de batteries qui doit être connecté en série pour atteindre la tension requise par le système.

$$N_{bs} = \frac{V_{ch}}{V_{bat}} \quad (II.14)$$

N_{bs} : le nombre de batterie série.

V_{ch} : la tensions du système DC (Volt).

V_{bat} : la tensions des batteries (Volt).

$$N_{bs} = \frac{48}{12} = 4.$$

Le nombre des batteries en série est : 4 batteries.

L'équation (II.15) donne le calcul du nombre de batteries qui doit être connecté en parallèle pour atteindre les ampères heures requis par le système.

$$N_{bp} = \frac{C_{ns}}{C_n} \quad (II.15)$$

N_{bp} : le nombre de batterie parallèle.

C_n : la capacité nominale d'une unité de batterie (Ah).

$$N_{bp} = \frac{594.52}{100} = 5.94 \approx 6$$

Le nombre de batteries en parallèle est : 6 batteries.

La figure suivante montre le branchement des batteries série et parallèle.

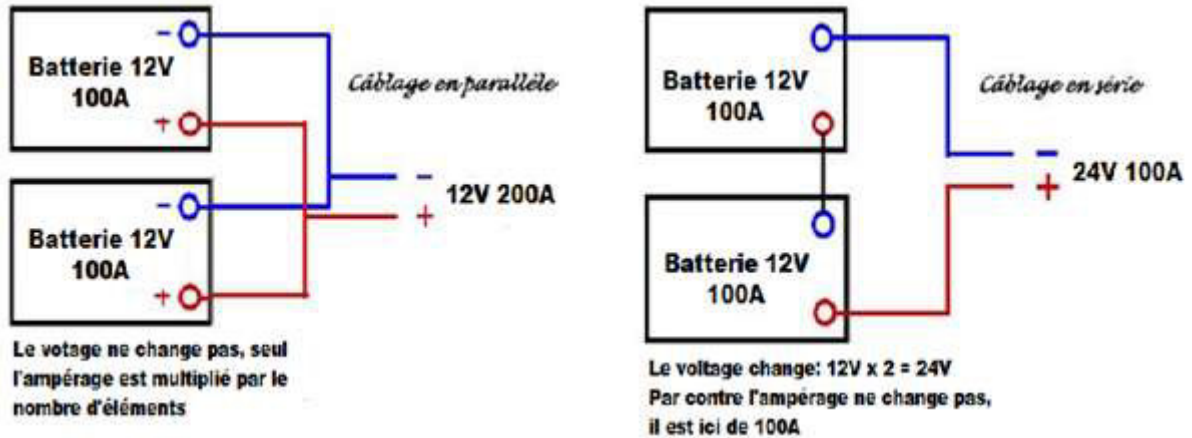


Figure II.12 : Schéma représente le branchement des batteries série et parallèle.

Le nombre total des batteries est obtenu en multipliant le nombre total des batteries en série (N_{bs}) par le nombre total des batteries en parallèle (N_{bp}), comme le donne l'équation suivante :

$$N_B = N_{bs} \times N_{bp} \quad (II.16)$$

N_B : nombre de batterie.

$$N_B = 4 \times 6 = 24 \text{ batteries}$$

Le nombre total des batteries est 24 batteries.

II.7. Dimensionnement d'un régulateur

Le régulateur occupe une place essentielle et indispensable au sein d'une installation photovoltaïque autonome.

Le régulateur possède en général plusieurs caractéristiques techniques :

- Protection contre les inversions de polarités (panneau solaire ou batterie).
- Diode anti-retour intégré (évite le retour du courant vers le générateur).
- Fonction alarme tension en cas de tension de batterie trop basse.

- Visualisation des états de charge par LEDs.
- Protection contre la foudre, les courts-circuits.
- Afficheur de la tension de la batterie et des courants de charge et de décharge.

Le choix s'effectue en général en fonction de la tension du système (12 V, 24 V...) et du courant maximal venant des panneaux solaires.

Tension et intensité : Les modules fournissent de l'électricité sous une certaine tension (12, 24 ou 48VDC). C'est ce que l'on appelle la tension d'entrée. On peut également trouver, dans leur fiche technique, l'intensité maximale qu'ils sont capables de délivrer. Il faut donc, en premier lieu, choisir un régulateur fonctionnant sous cette même tension, et qui puisse supporter l'intensité maximale d'entrée. Si on opte pour un régulateur contrôlant également la décharge, il faut se renseigner sur l'intensité dont les appareils ont besoin, c'est-à-dire l'intensité maximale de sortie.

La figure suivante montre l'emplacement d'un régulateur dans une installation PV.

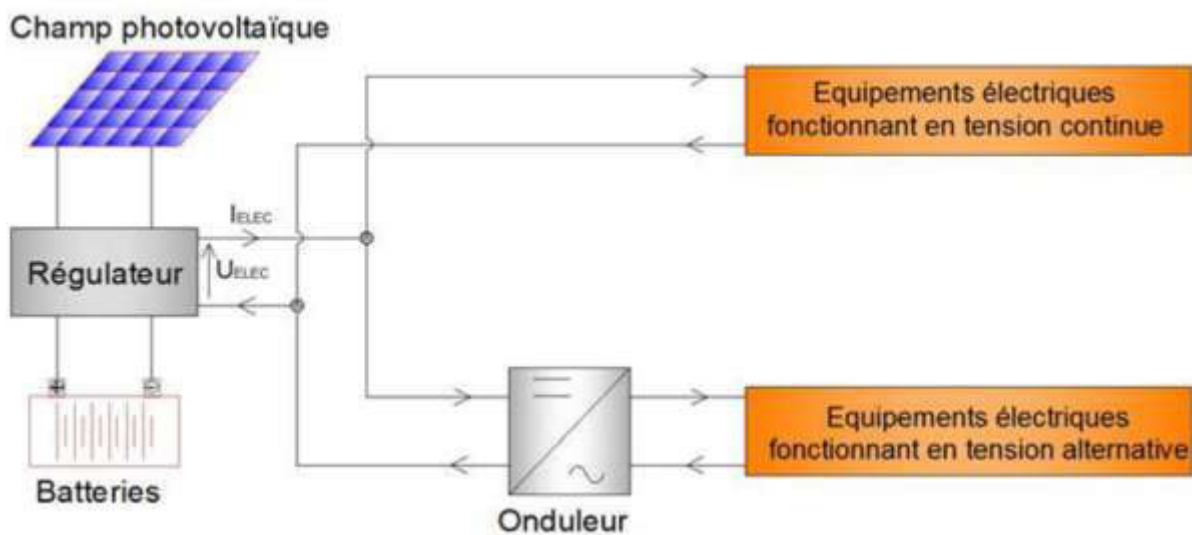


Figure II.13 : L'emplacement d'un régulateur dans une installation PV.

Le choix de la technologie du régulateur, shunt, série ou MPPT, est d'abord guidé par la puissance du système photovoltaïque et par le type de batterie à charger. Le régulateur shunt qui dissipe la puissance des panneaux en cas de surcharge de la batterie est mieux adapté aux petits systèmes, et le régulateur série aux plus gros systèmes. [19]

MPPT signifie "Maximum Power Point Tracker". Dans certains cas, il peut être intéressant d'insérer un dispositif de conditionnement de puissance, qui adapte en permanence la tension du champ PV de manière à se trouver proche du point de puissance maximum (appareil

appelé soit MPT en anglais), et restitue cette puissance d'entrée à la tension fixée par la batterie ou l'utilisateur.

L'emploi d'un convertisseur MPPT peut être envisagé dans les cas suivants:

- Excursion de température très élevée au cours de l'utilisation (grandes différences été-hiver, ou matin-après-midi).
- Tension d'utilisation très variable, (par exemple, une batterie fortement cyclée).
- Adaptation à la tension utilisateur. Par exemple: le couplage direct d'une pompe, sans batterie-tampon.
- Champ PV de tension bien supérieure à la tension d'utilisation (d'un facteur 2 ou 3), pour réduire les coûts de câblage (section des conducteurs) et les pertes ohmiques. [10]

Pour notre type de régulateur, et selon l'équipement disponible ont choisi un régulateur VICTRON BlueSolar MPPT 150/60 Tr-MC4 (la figure II.14). Voir annexe (B)



Figure II.14 : Le régulateur VICTRON BlueSolar MPPT 150/60 Tr-MC4.

Le régulateur est capable de supporter un courant de 60 A, sous 12 V, 24 V, ou 48 V.

II.8. dimensionnement de l'onduleur

L'onduleur est un convertisseur statique DC/AC de haute performance. Il convertit la tension continue, en tension alternative contrôlée de façon très précise. La source de tension continue peut être soit un aérogénérateur, des panneaux solaires ou des batteries.

Pour notre système il faut choisi un onduleur qui convient avec les propriétés suivantes :

- La puissance de 4230 W.
- La tension des batteries (tension d'entrée) 48 V.
- La tension du consommateur (tension de sortie) 220/230 VAC.
- La fréquence de la charge 50Hz.

Nous utilisons un onduleur de marque (victron energy - BLEU POWER) type Phoenix 48 V/5000 VA (4500 W) que montré dans la figure II.15.



Figure II.15 : Un onduleur de marque (victron energy - BLEU POWER) type Phoenix 48V/5000VA (4500 W)

II.9. dimensionnement des câbles électriques photovoltaïques

Lors de la phase de définition du système, on doit aussi se préoccuper du câblage, afin d'assurer une certaine cohérence. En effet, les chutes de tension dans les câbles peuvent être très pénalisantes. Il est nécessaire de constituer un plan électrique global de l'installation avant de calculer toutes les sections des câbles. Il faut également avoir une idée assez précise de l'implantation physique des composants pour réduire les distances entre les composants du système photovoltaïque. [01]

Pour assurer le transport de l'énergie des modules jusqu'au régulateur de charge, on ne peut pas utiliser n'importe quel câble électrique. Les câbles solaires sont étudiés pour résister aux conditions spéciales liées à leur utilisation. Ils sont les seuls à pouvoir assurer une longue durée de vie (supérieure à 30 ans) tout en minimisant les pertes d'énergie. Les câbles ordinaires, même

s'ils sont conçus pour un usage extérieur, ne supportent pas aussi bien les variations de température (pouvant aller de -20°C à 80°C à proximité des modules), ainsi que l'exposition aux rayons ultra-violet et à l'ozone. Tout cela en restant souples et maniables. Ils sont équipés dans la majorité des cas d'une double isolation et ne possèdent pas de substances inflammables ou toxiques (halogène) ce qui accroît leur sécurité. [16]

II.9.1. Résistance d'un câble électrique

La résistance d'un câble électrique ne dépend ni de la tension ni de l'intensité du courant qui le traverse, mais dépend de la résistivité (ρ) du matériau utilisé (cuivre, argent, fer, ...), de la longueur du câble, de sa section, et de la température. Le cuivre est de loin le conducteur le plus utilisé, et sa résistivité oscille entre 1.6×10^{-8} à 0°C et 1.7×10^{-8} à 25°C . L'équation permettant de connaître la résistance est la suivante :

$$R = \rho \times \frac{L}{S}$$

Le tableau suivant donne la section du câble en cuivre et sa résistance. [16]

Section (mm ²)	Résistance en ohms par mètre (Ω / m)
2.5	0.0074
4.0	0.0046
6.0	0.0031
10.0	0.0018
16.0	0.0012
25.0	0.00073
35.0	0.00049

Tableau II.5 : Sections et résistances des câbles de cuivre.

II.9.2 Choix des sections de câble

La figure suivante présente une modélisation d'un câble électrique.

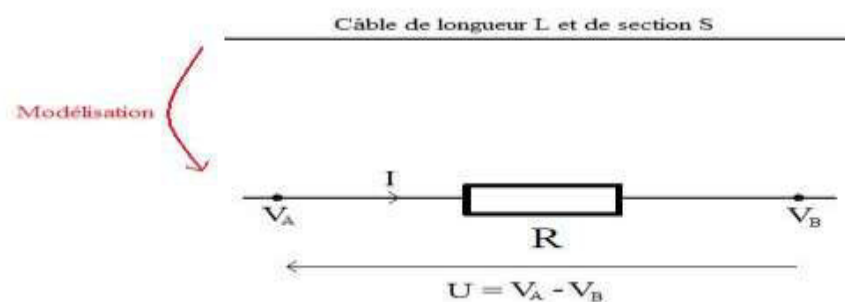


Figure II.16 : Modélisation d'un câble électrique.

La résistance du câble, définie ci-dessus, va provoquer une chute de potentiel entre le départ du câble et sa fin.

En effet : $U = V_A - V_B = R \times I$. Ainsi, si le câble est un parfait conducteur alors $R=0 \Omega$ et $U = 0 \text{ V}$ soit : $V_A = V_B$. Mais comme $R > 0$ pour un câble réel, on a $V_A > V_B$, ce qui correspond à une chute de potentiel. On parle communément de chute de tension, mais en réalité il s'agit d'une chute de potentiel (car la tension est une différence de potentiel). Cette chute de tension conduit à une dissipation d'énergie par effet joule (le câble va chauffer).

Dans une installation photovoltaïque, cela va induire des pertes de puissances. L'optimisation technico-économique d'une installation photovoltaïque conduit donc à réduire au maximum ces chutes de tension. Le guide de l'UTE C15-712 relatif aux installations photovoltaïques indiquent que la chute de tension autorisée dans la partie DC devra être inférieure à 3%, idéalement 1% de la tension d'utilisation. Cela signifie :

$$\frac{V_A - V_B}{V_A} = < 0.03 \quad (\text{II.17})$$

Notons ε (%) la chute de tension admissible tolérée par l'UTE C15-712. Par définition :

$$\varepsilon = \frac{V_A - V_B}{V_A} \quad (\text{II.18})$$

$$\text{Donc :} \quad \varepsilon = \frac{U}{V_A} = \frac{R \times I}{V_A} = \frac{\rho \times L \times I}{S \times V_A} \quad (\text{II.19})$$

Dans la pratique, la longueur des câbles est connue. Dès lors, on calcule la section de ces câbles sous la contrainte d'une chute de tension maximale de 3 %.

Ainsi, la section des câbles se calcule par la formule suivante:

$$S = \frac{\rho \times L \times I}{\varepsilon \times V_A} \quad (\text{II.20})$$

S: la section du conducteur (mm^2).

ρ : la résistivité du matériau conducteur, conducteurs en cuivre ($\rho = 1,7 \times 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$).

L : la longueur totale (aller-retour) en (m).

I : le courant.

ε : chute de tension.

II.9.2.1 Calcul des sections de câble

En prenant :

L1 : longueur du câble entre le boîtier de raccordement et régulateur est : **30 m**.

$$Se1 = \frac{1.7 \cdot 10^{-8} \times 30 \times 60}{0.03 \times 48} = 2125 \times 10^{-8} \text{ m}^2 = 21.25 \text{ mm}^2.$$

L2 : longueur du câble entre le régulateur et les batteries est : **6m**.

$$Se2 = \frac{1.7 \cdot 10^{-8} \times 06 \times 60}{0.03 \times 48} = 425 \times 10^{-8} \text{ m}^2 = 4.25 \text{ mm}^2.$$

L3 : longueur du câble entre la batterie et l'onduleur est : **5m**.

$$Se3 = \frac{1.7 \cdot 10^{-8} \times 05 \times 60}{0.03 \times 48} = 354.16 \times 10^{-8} \text{ m}^2 = 3.54 \text{ mm}^2.$$

D'après les résultats si dessus, on choisit la section des câbles normalisées:

$$S1 = 25 \text{ mm}^2.$$

$$S2 = 06 \text{ mm}^2.$$

$$S3 = 04 \text{ mm}^2.$$

On a vérifié la chute de tension (ε) réelle avec la section de 25 mm².

$$\varepsilon = \frac{1.7 \cdot 10^{-8} \times 06 \times 60}{25 \times 48} = 0.0204 = 2.04 \% < 3\% \quad (\text{Acceptable}).$$

II.10. Dimensionnement du système de protection électrique photovoltaïque

La figure suivante représente le schéma des éléments de la protection électrique du système.

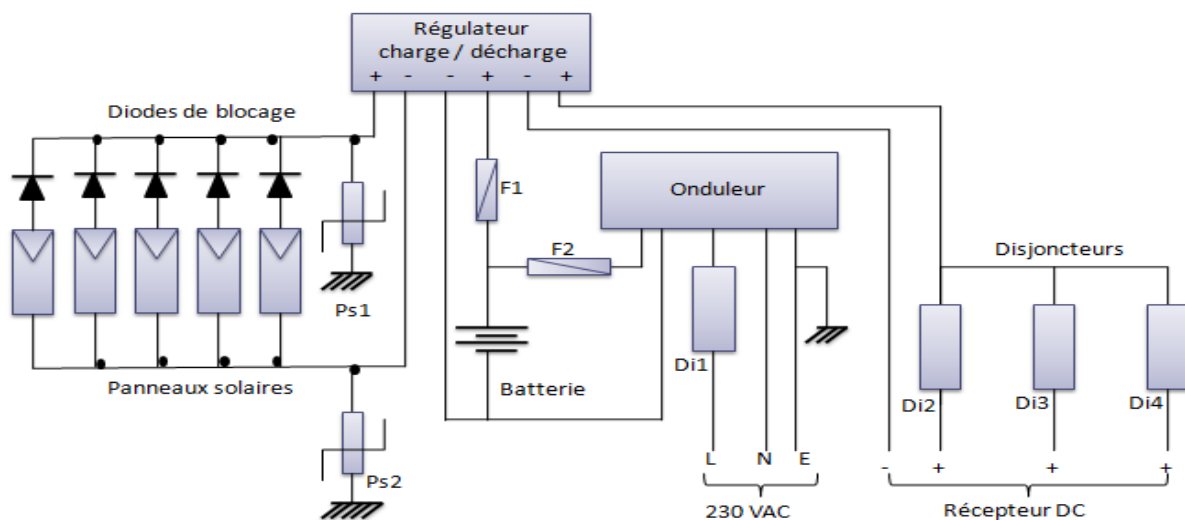


Figure II.17 : Le schéma des éléments de la protection électrique du système.

a) Protection de la batterie par le fusible (F1) :

Le générateur PV fourni un courant de 22.48 A, et la limite du courant de charge maximale de la batterie est 30 A. Voir annexe (A)

Donc on a choisi un fusible de protection de 30A.

b) Protection de l'onduleur par le fusible (F2) :

A la puissance de pointe, l'onduleur supporter un courant de 131.5A.

Donc il faut choisir un fusible de protection de 135A.

c) Protection de la charge par le disjoncteur différentielle (Di1) :

Le courant maximal de la charge (A) = la puissance max (VA) / la tension du système (V).

Le courant maximal de la charge (A) = $5000/220 = 22.27A$.

Donc il faut choisir un disjoncteur différentielle normalisées de 25 A.

d) Protection du régulateur par le disjoncteur de courant continu (Di cc) :

Le courant maximal supporté par le régulateur est 60A. Voir annexe (B)

Donc il faut choisir un disjoncteur de courant continu de 60A.

II.10.1. La protection contre les foudres par parafoudres ou parasurtensions

La probabilité que les panneaux solaires soient exposés à la foudre sera la même que pour les autres éléments de l'habitation. Cependant, des précautions sont à prendre pour protéger l'installation photovoltaïque et éviter de ruiner l'investissement, car la foudre peut causer des dégâts remarquables.

Il est nécessaire d'installer un dispositif de mise à la terre spécifique au système photovoltaïque et relier le châssis des modules avec celui-ci.

Installer les parafoudres (Ps1 et Ps2) qui éliminent les surtensions. Ils doivent être connectés en mode commun, entre phase et neutre ou terre.

II.11. Maintenance

Les composants photovoltaïques nécessitent des opérations de maintenance et surtout des contrôles pour s'assurer du bon fonctionnement du système.

II.11.1 Modules

L'entretien des modules se fera chaque fois/jour pour s'assurer que rien ne gêne l'arrivée du rayonnement et que l'énergie produite est transmise au régulateur. On fera donc :

- Le nettoyage de la face avant des modules à l'eau claire tous les 3 à 6 mois environ pour enlever les salissures, le sable, les éventuels nids ou autres insectes parasites.
- L'élagage de la végétation tout autour si elle a poussé.
- Une vérification des supports : surveillance des corrosions éventuelles, serrage des fixations mécaniques.
- La vérification de l'aspect des modules : pas des cellules brunes, pas d'infiltrations éventuelles, ni de dégradation volontaires.
- La vérification des connexions : grattage des corrosions éventuelles, serrage des borniers.

II.11.2 Batteries

Les opérations de maintenance et les contrôles sur les batteries doivent être effectués avec de l'outillage isolé et en observant les règles de sécurité pour éviter tout court-circuit.

On fera donc des opérations de maintenance et les contrôles suivants :

- La mesure de la tension de chaque élément et report des valeurs dans un tableau.
- Le contrôle de l'aspect : bac normale, non déformé, bornes propres (sinon les nettoyer).
- L'entretien des connexions et nettoyage des contacts.

II.11.3 Régulateurs

Les régulateurs nécessitent en principe très peu d'entretien. Les éléments à contrôler sont la fixation du régulateur, le serrage des borniers et la tenue des câbles. Les paramètres de fonctionnement ne devant pas changer dans le temps, sauf après une surcharge occasionnée par exemple par un impact de foudre proche du système, dans un tel cas, on surveillera que le fonctionnement de fin de charge est correct et que la charge s'arrête.

II.11.4 Onduleurs

Faire les contrôles sur l'onduleur, c'est s'assurer que : les récepteurs tolèrent la distorsion de l'onduleur et acceptent les variations de la tension de sortie, l'onduleur protège contre la surcharge et coupe l'utilisateur en cas de basse tension pour la protection de la batterie.

Conclusion

Dans ce chapitre on a fait un dimensionnement du système pour assurer une alimentation efficace du logement qui devra être permanente.

Après le dimensionnement on est arrivé aux résultats suivants :

Pour un besoin énergétique de 10166 Wh/jour, on aura à installer :

- Un champ photovoltaïque de puissance égale à 3007.69 Wc constitué de 16 modules de 190 Wc chacun, dont 2 modules en série avec 8 bras en parallèles.
- Un pack de 16 batteries à gel de 10 Ah ayant une décharge en 10 heures sous 12 Volt chacune.
- Un régulateur série de 60A comme courant d'entrée et montés en parallèle.
- Un onduleur remplissant les caractéristiques suivantes : la tension d'entrée de 48 V, celle de sortie de 220 V, la fréquence de 50 Hz et une puissance de 5 kVA.

Introduction

Dans ce chapitre on utilisera le logiciel PVsyst pour simuler le système étudié au chapitre précédent.

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

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

Pour chacun des deux modes, le principe est le même : on précise la localisation géographique de l'installation, puis on entre les données concernant l'installation. Vient ensuite une partie résultats où l'on choisit les données qui nous intéressent. [21]

Dans ce chapitre on va dimensionner la charge de la maison par le deuxième mode de fonctionnement. On introduira les coordonnées géographiques et les données météo du lieu, l'orientation des panneaux, l'horizon (ombrages proches) à Batna et certaines données spécifiques de l'installation (types de batteries, ensuite les résultats où l'on choisit les données du projet.

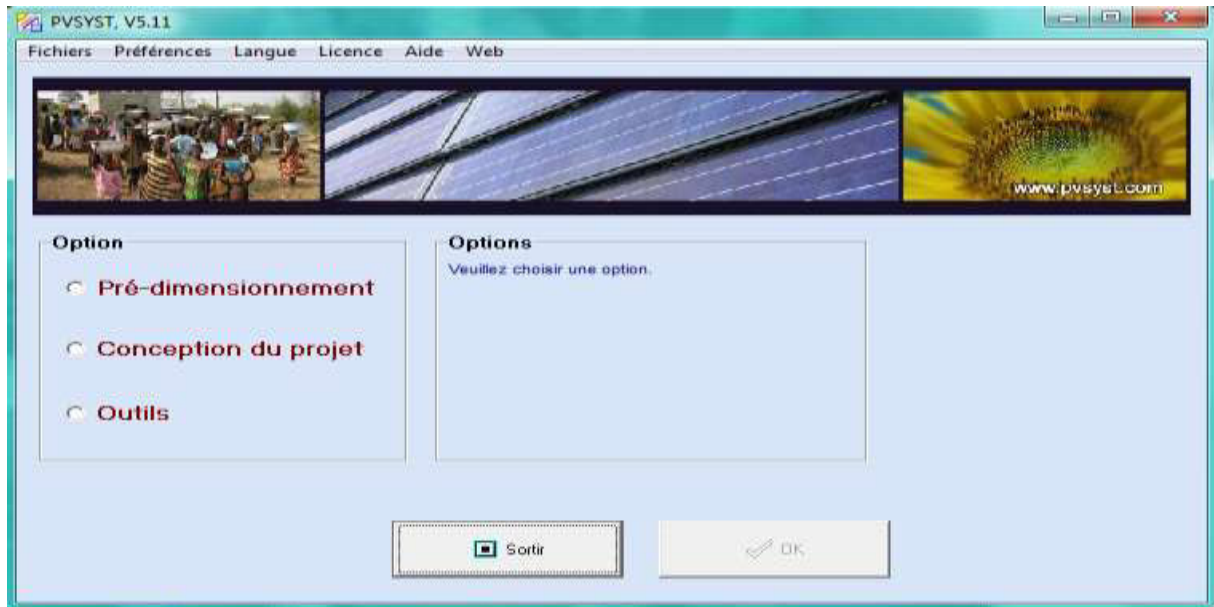


Figure III.1 : L'interface de programme PVsyst.

III.1. Pré-dimensionnement

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

En cliquant sur cette option, on choisi tout d'abord le type d'installation : connecté au réseau, autonome, ou système de pompage solaire. La suite se passe en trois étapes: la situation géographique, la spécification du système, puis les résultats.

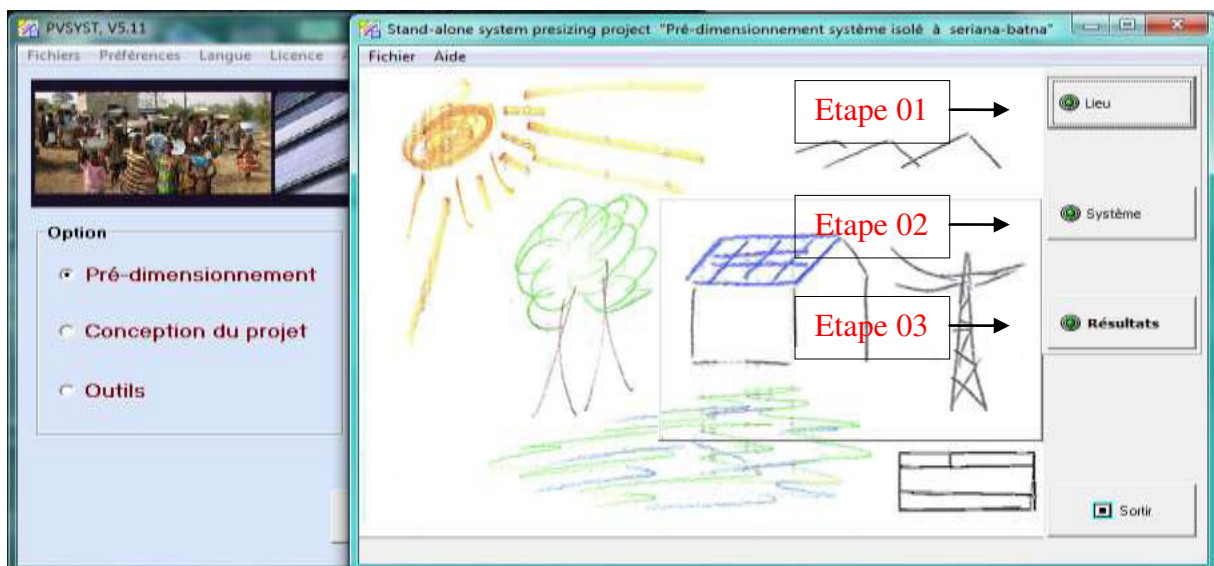


Figure III.2 : Les étapes à suivre pour la pré-dimensionnement.

Les 3 étapes sont représentées par les figures suivantes :

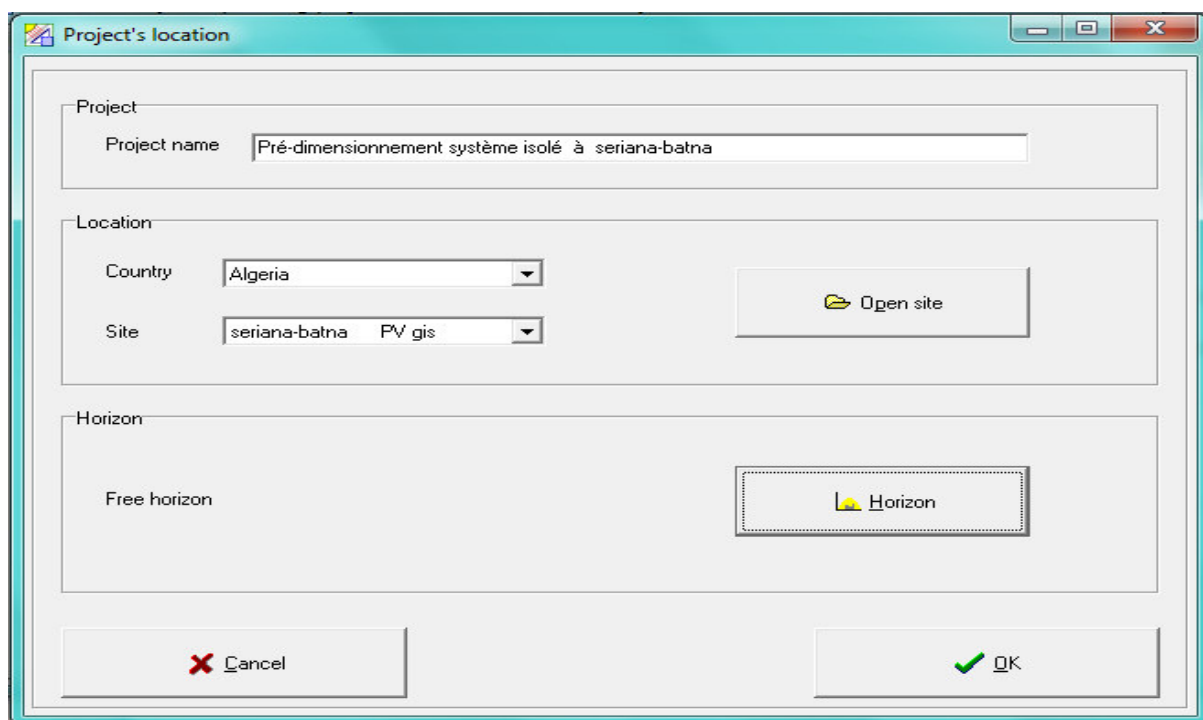


Figure III.3 : Fenêtre du nom, lieu et l'horizon du projet.

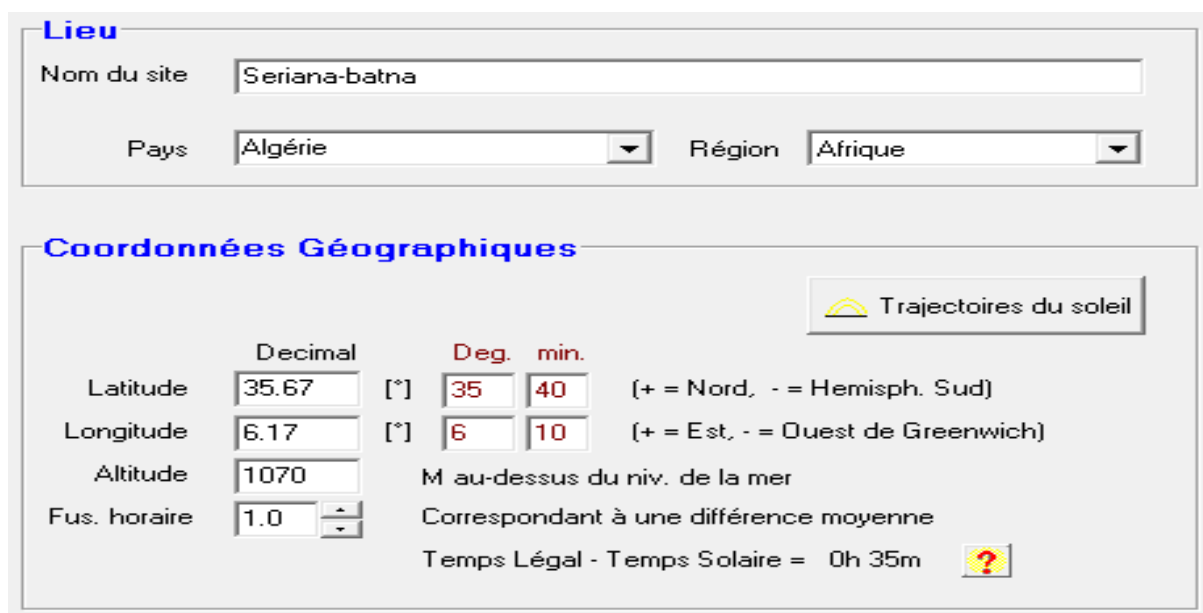


Figure III.4 : Cordonnées géographiques.

Site **Seriana-batna (Algérie)**

Source des données PV Gis (modified by user)

	Irrad. Glob. kWh/m ² .jr	Diffus kWh/m ² .jr	Tempér. °C	Vit. vent m/s
Janvier	2.50	0.92	6.4	6.90
Février	3.45	1.15	8.1	7.10
Mars	4.51	1.54	11.6	7.70
Avril	5.51	1.93	15.3	8.20
Mai	6.38	2.16	20.8	7.40
Juin	6.93	2.19	26.2	7.90
Juillet	7.13	2.00	29.1	7.70
Août	6.08	1.93	28.6	7.60
Septembre	4.86	1.67	23.6	6.60
Octobre	3.60	1.33	18.5	6.50
Novembre	2.65	1.01	12.3	6.60
Décembre	2.24	0.85	7.8	6.40
Année	4.66	1.56	17.4	7.2

? Coller Coller Coller Coller

Figure III.5 : Données météorologiques.

System Specification

Collector plane orientation

Inclin. 35° Azimut 0°

Ques Sud Est

Eté

FT_{transpos.} = 0.96
Perte/Opt. = -5.9%

Inclinaison plan Orientation du plan

Tilt [°] 35

Azimuth [°] 0

Optimisation on

Annual yield

Summer (April - Sept)

Winter (Oct. - March)

Cancel Next

Figure III.6 : Positionnement des systèmes de panneaux PV (plan incliné fixe).

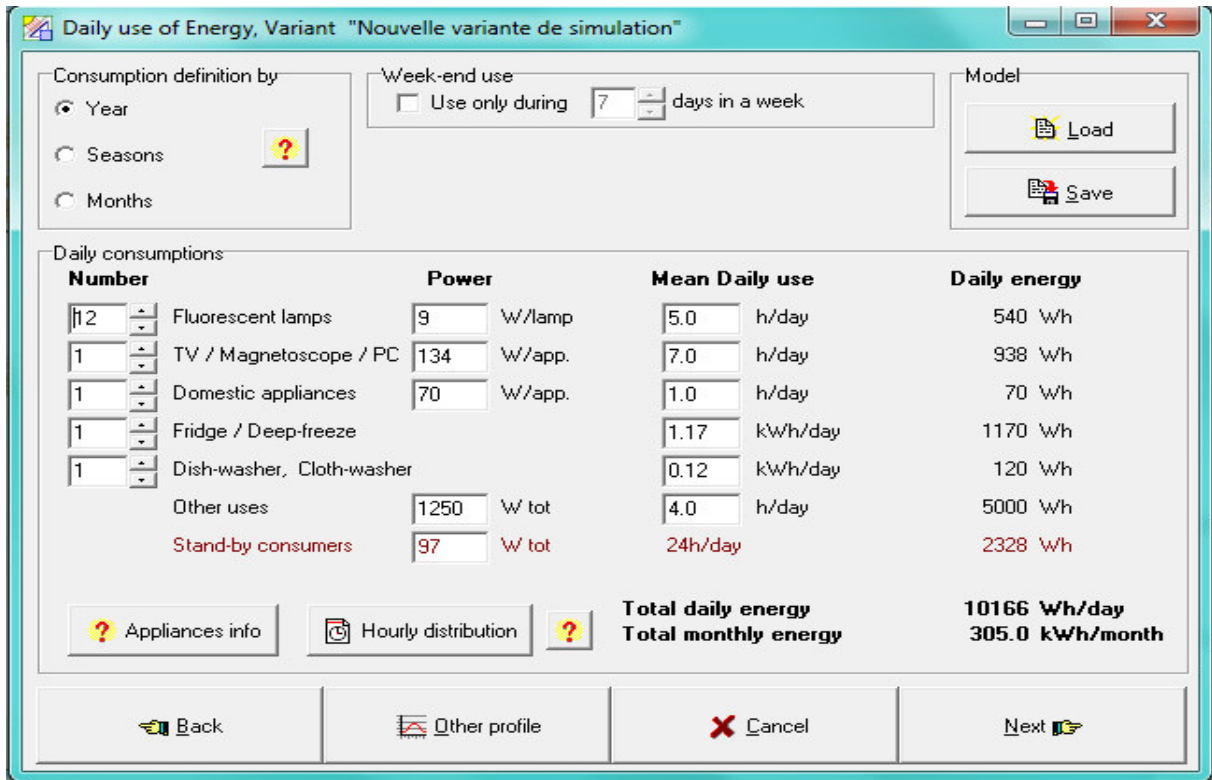


Figure III.7 : Besoins journaliers de l'utilisateur.

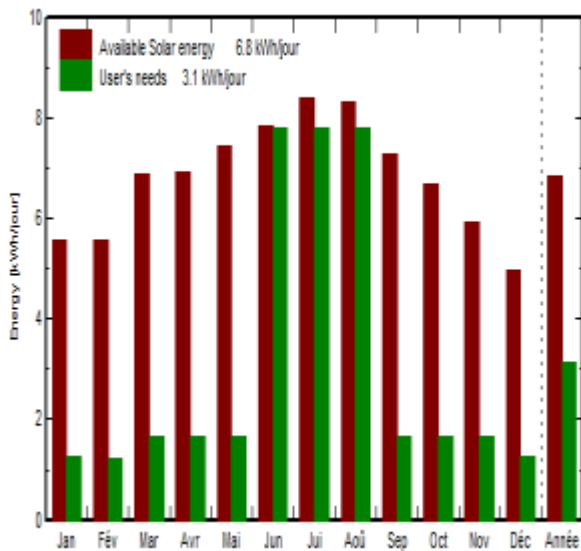


Figure III.8 : Diagramme de variation d'énergies solaire toute l'année à comparaison avec besoins journaliers.

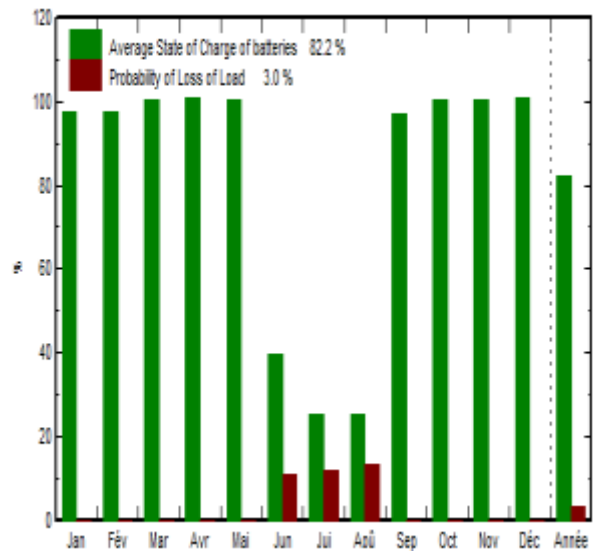


Figure III.9 : Diagramme de variation d'énergie solaire toute l'année à comparaison avec besoins journaliers.

	Incid. kWh/m ² .jr	PV avail. kWh	Demand kWh	Excess kWh	Missing kWh	SOC %	Pr. LOL %
Jan.	4.8	172.5	39.8	127.8	0.0	98	0.0
Fév.	4.7	161.1	35.7	120.9	0.0	98	0.0
Mars	5.9	213.8	52.0	155.7	0.0	101	0.0
Avr.	5.9	208.3	50.3	151.9	0.0	101	0.0
Mai	6.4	231.4	52.0	173.2	0.0	101	0.0
Juin	6.7	236.0	234.6	1.3	7.9	48	3.4
Jul.	7.2	261.1	242.4	0.0	8.3	30	3.4
Août	7.1	258.2	242.4	0.0	12.3	33	5.1
Sep.	6.2	218.9	50.3	144.2	0.0	98	0.0
Oct.	5.7	207.7	52.0	149.3	0.0	100	0.0
Nov.	5.1	177.5	50.3	120.7	0.0	100	0.0
Déc.	4.3	154.3	39.8	109.4	0.0	101	0.0
Année	5.8	2500.8	1141.0	1254.5	28.5	84	1.0

Tableau III.1 : Valeurs des différentes énergies, l'état de charge des batteries et probabilité de perte de charge.

Explication des termes du tableau :

Incid : énergies solaires incidentes.

PV avail l'énergie absorbée par GPV.

Demand : l'énergie demandée.

Excess : l'énergie excès.

Missing : l'énergie perdue.

III.2. Conception du projet

Pour une étude plus approfondie avec de nombreux paramètres à prendre en compte notamment les ombres proches et lointaines. On dispose aussi de plus de choix au niveau de l'orientation des panneaux. On génère ensuite une simulation qui nous fournis un large choix de résultats et de graphe personnalisables. Le diagramme représenté à la figure III.10, résume les étapes à suivre dans le programme PVsyst V5.11.

Le dimensionnement se fait en passant par les étapes résumées dans le diagramme suivant :

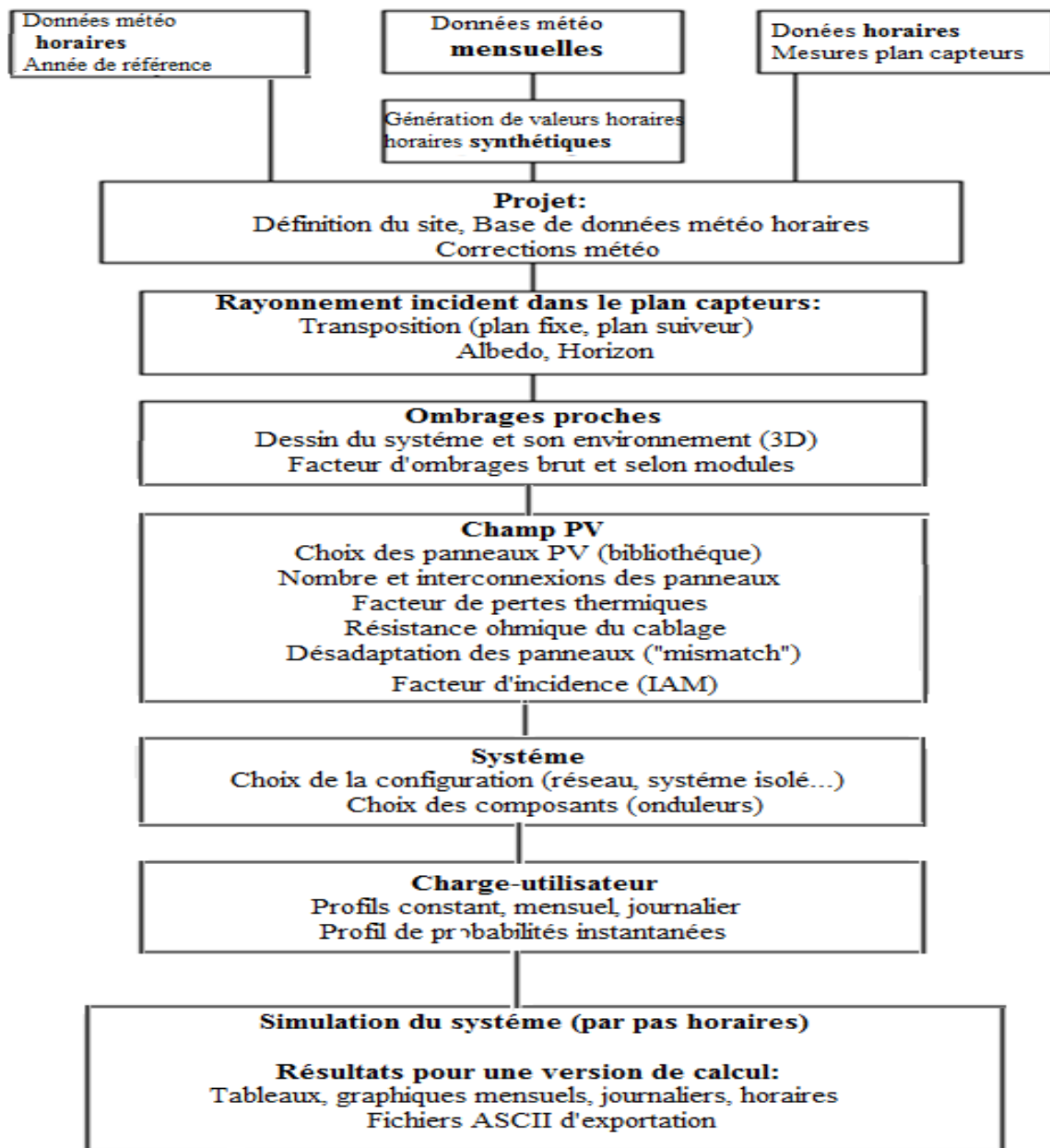


Figure III.10 : Diagramme du processus de simulation par PVsyst.

Le logiciel utilisé permet de suivre les étapes suivantes (figure III.9): Projet (lieu géographique et météo), orientation, horizon, ombrages proches, définition du système choisi et en fin la simulation et tracer des différents graphes.

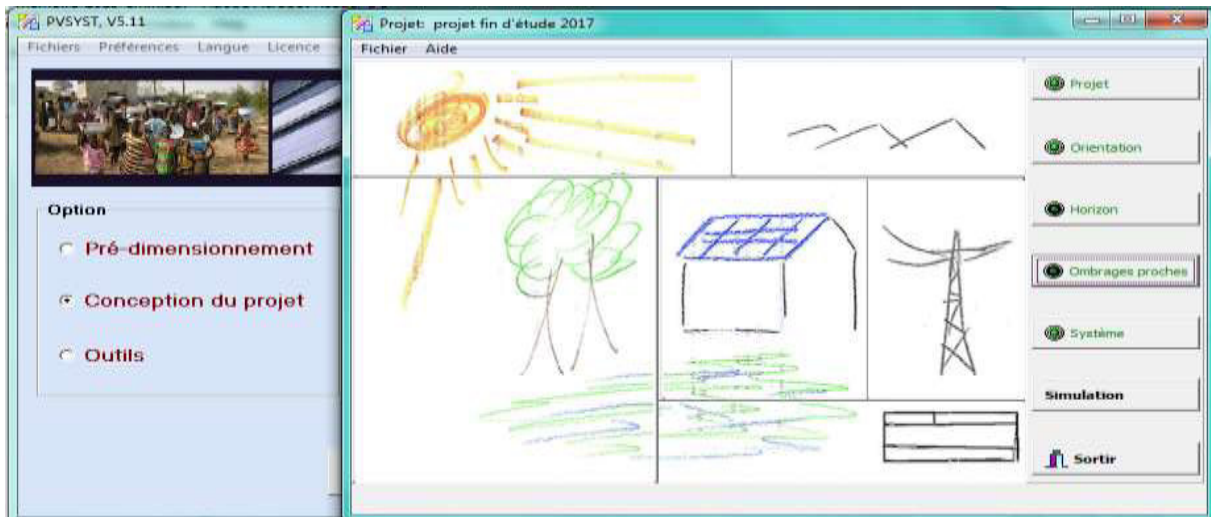


Figure III.11 : Les étapes de conception du projet.

III.2.1 Situation géographique

Après avoir défini les données de lieu (voir III.1.Pré-dimensionnement), on affiche les courbes de données par les figures suivantes :

- La trajectoire du soleil du site (Seriana).

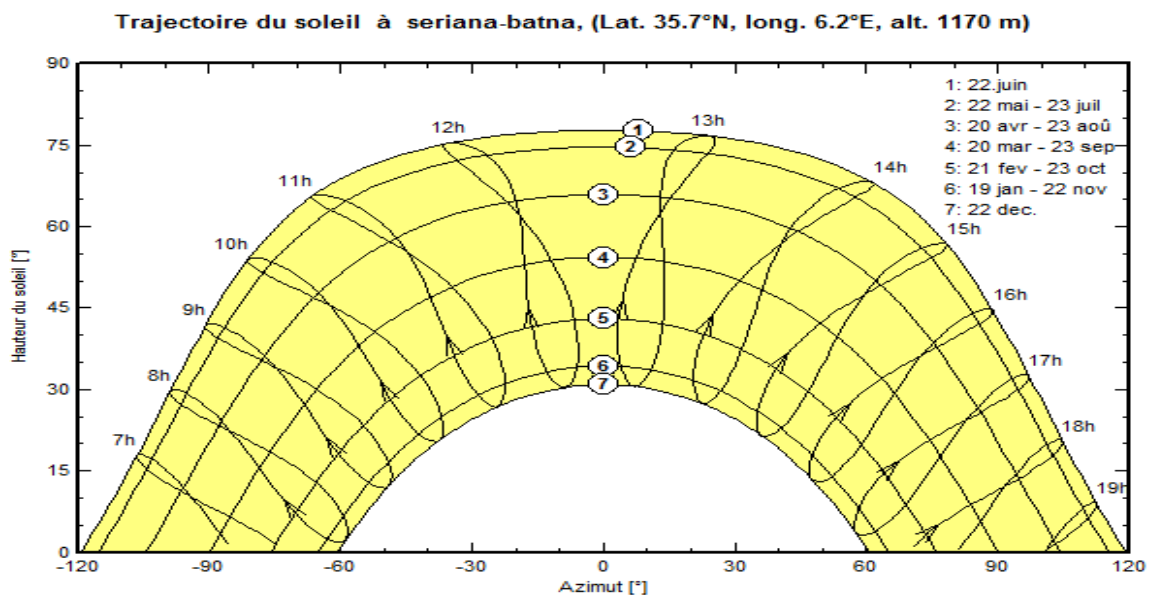


Figure III.12 : La trajectoire du soleil à Seriana.

- Irradiation globale et diffuse pendant toute l'année du site (Seriana).

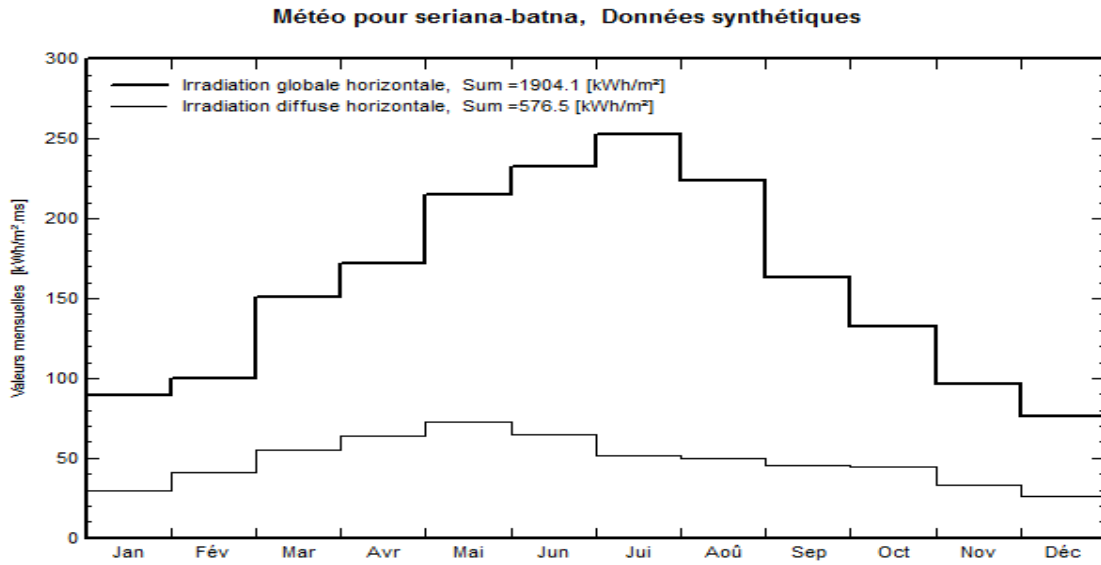


Figure III.13 : Irradiation globale et diffuse pendant toute l'année à Seriana.

On remarque que l'irradiation globale est élevée en mois de juillet, et faible pendant les mois de décembre et janvier.

On remarque que l'irradiation diffuse est élevée en mois de mai et faible en décembre.

- Température ambiante pendant toute l'année à (Seriana).

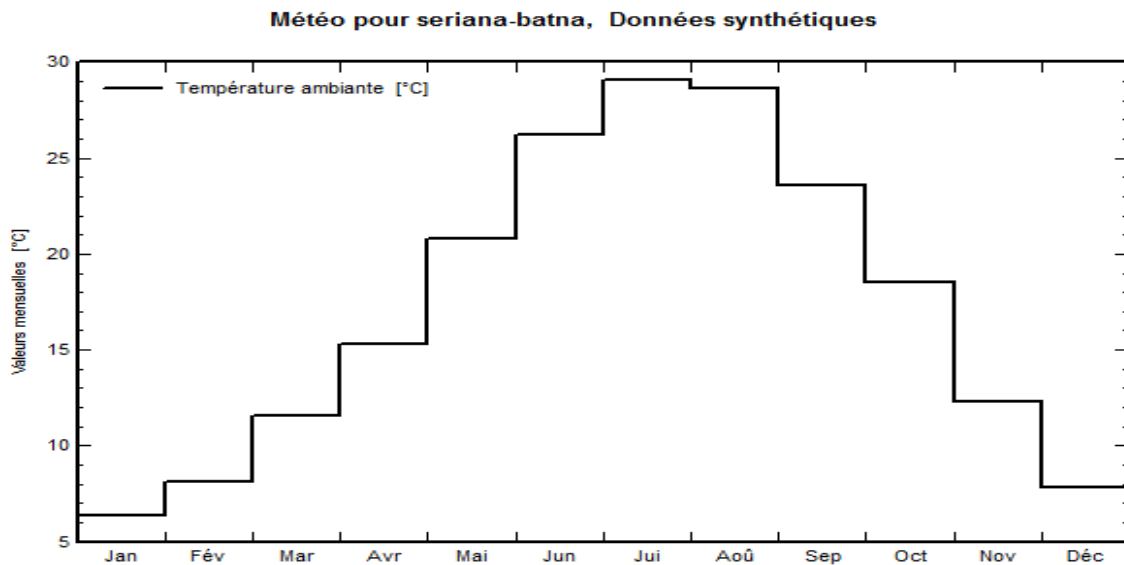


Figure III.14 : La température ambiante pendant toute l'année à Seriana.

On remarque que la température ambiante est élevée en mois de juillet et août, et faible durant les mois de décembre et janvier.

III.2.2. Orientation

On choisit le type de champ avec un plan incliné fixe. Avec :

- Orientation des panneaux plan sud 35° ; azimut = 0° voir (figure III.6).
- Irradiation saisonnière.

III.2.3. Horizon et ombrages

Il est possible de modifier l'horizon directement sur le tracé de la courbe d'ensoleillement du lieu choisi. Pour cela on construit une petite barre rouge sur le graphe. La partie sous la barre sera ombragée.

Dans notre étude on travail sans ombrage et sans horizon.

III.2.4. Données du système

On commence par détailler la consommation de l'installation sur l'année (ou par saison ou par mois) et choisir le nombre de jour d'utilisation du système par semaine où l'installation sera active, comme le montre à la figure suivante :

Consumption definition by

Year

Seasons

Months

Week-end use

Use only during 7 days in a week

Model

Load

Save

Daily consumptions

Number		Power		Mean Daily use		Daily energy
12	Fluorescent lamps	9	W/lamp	5.0	h/day	540 Wh
1	TV / Magnetoscope / PC	134	W/app.	7.0	h/day	938 Wh
1	Domestic appliances	70	W/app.	1.0	h/day	70 Wh
1	Fridge / Deep-freeze			1.17	kWh/day	1170 Wh
1	Dish-washer, Cloth-washer			0.12	kWh/day	120 Wh
	Other uses	1250	W tot	4.0	h/day	5000 Wh
	Stand-by consumers	97	W tot	24h/day		2328 Wh
Total daily energy						10166 Wh/day
Total monthly energy						305.0 kWh/month

Appliances info

Hourly distribution

Back

Other profile

Cancel

Next

Figure III.15 : Description de la consommation journalière.

On poursuit par « Next » pour définir les composants de la topologie (figure III.16) :

- Type, nombre et mode de liaison des batteries :
 - (RITAR RA12-100DG) de 12V/100Ah.

- Type, nombre et mode de liaison des panneaux :
 - 190 Wp 31 V Simono - STP 190S-24/Ad+ Suntech.
 - Type du régulateur :
 - (VICTRON BlueSolar MPPT 150/60 Tr-MC4).
- Pour cela on introduit :
- Battery voltage : on précise la tension désirée aux bornes des batteries.
 - Accepted LOL : Loss of Load, c'est-à-dire la probabilité que les besoin ne soient pas couverts par l'installation. On choisit 3 %
 - Requested autonomy : on choisit ici le nombre de jours d'autonomie. Nja = 2jour.

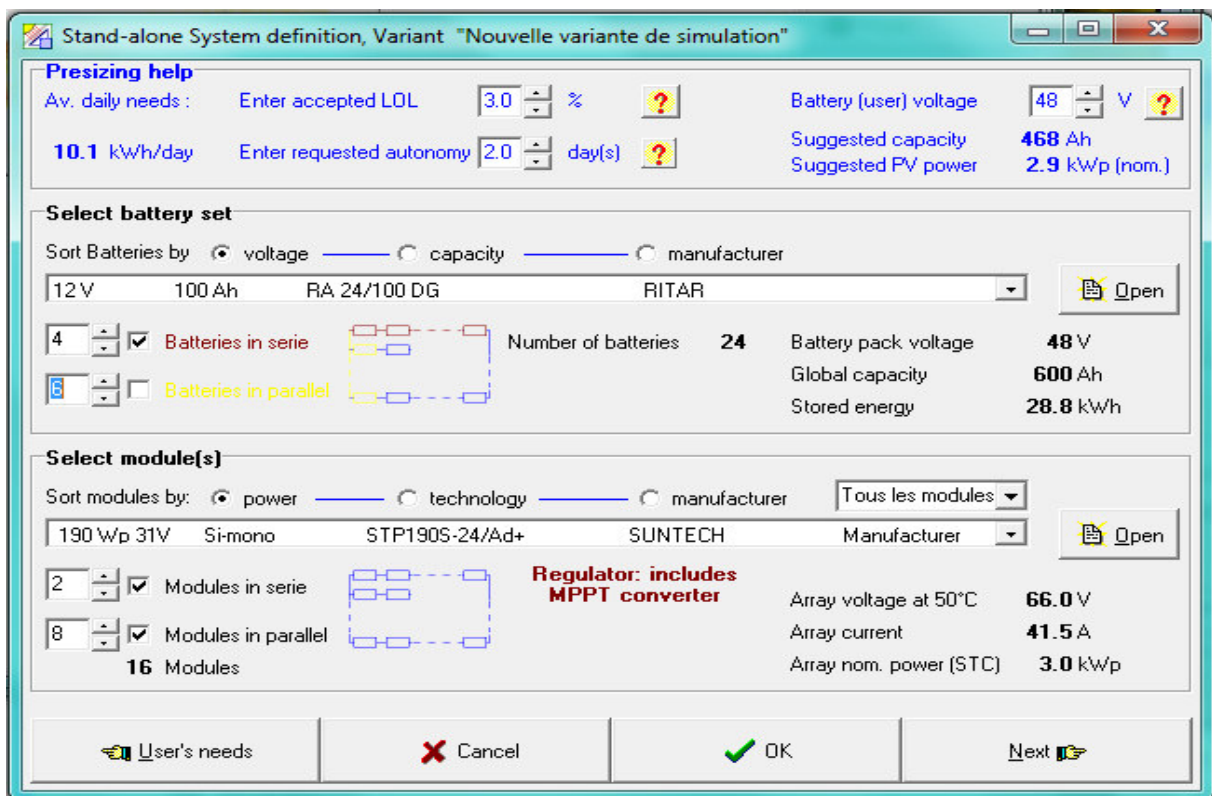


Figure III.16: Définitions les paramètres de système.

Les figures III.17, III.18, représentent respectivement la caractéristique courant-tension et puissance-tension d'un module (PV) en fonction de l'éclairement, à une température constante.

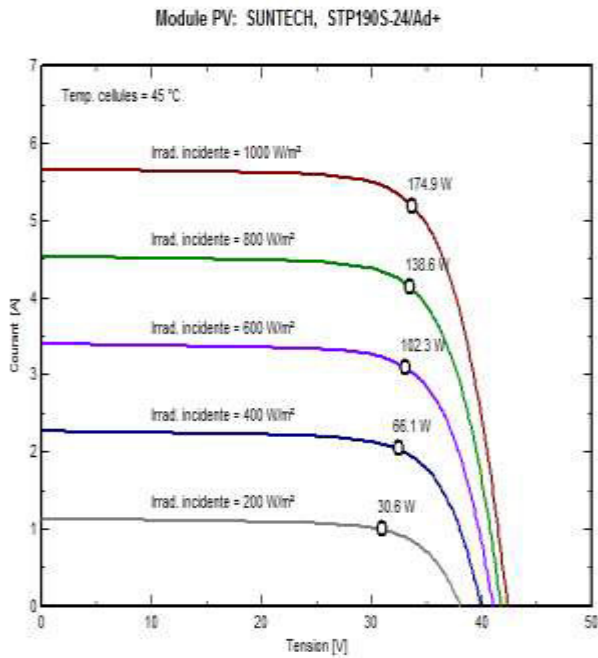


Figure III.17 : Influence de l'éclairement
La caractéristique $I=f(V)$ du module PV.

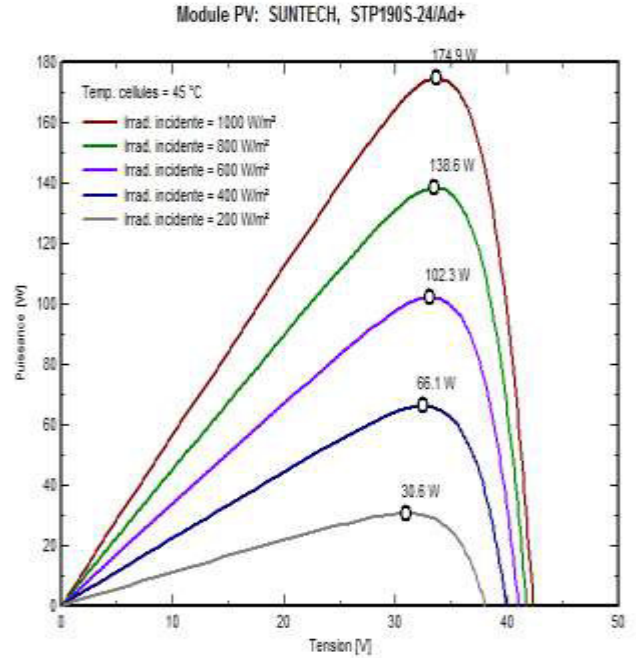


Figure III.18 : Influence de l'éclairement sur
sur la caractéristique $P=f(V)$ du module PV.

On remarque que la tension V_{max} correspondant à la puissance maximale ne varie que très peu en fonction de l'éclairement, contrairement au courant I_{max} qui augmente fortement avec l'éclairement.

Les figures III.19, III.20 représentent respectivement la caractéristique puissance-tension et courant-tension d'un module (PV) solaire en fonction de la température, à un éclairement constant.

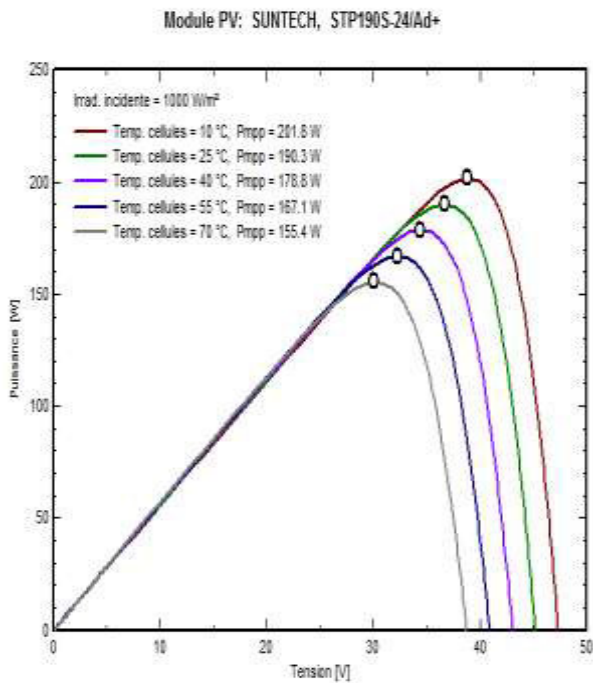


Figure III.19 : Influence de la température sur la caractéristique $P=f(V)$ du module PV.

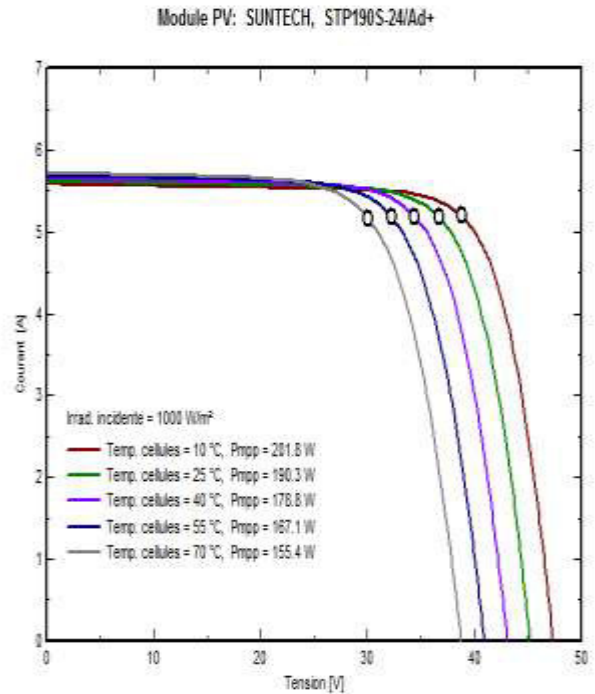


Figure III.20 : Influence de la température sur la caractéristique $P=f(V)$ du module PV.

On remarque que l'augmentation de la température entraîne une diminution de la tension de circuit ouvert, ainsi qu'une diminution de la puissance maximale.

Les figures III.21, III.20 représentent respectivement la variation de tension et de temps de charge et de décharge pour plusieurs valeurs du courant.

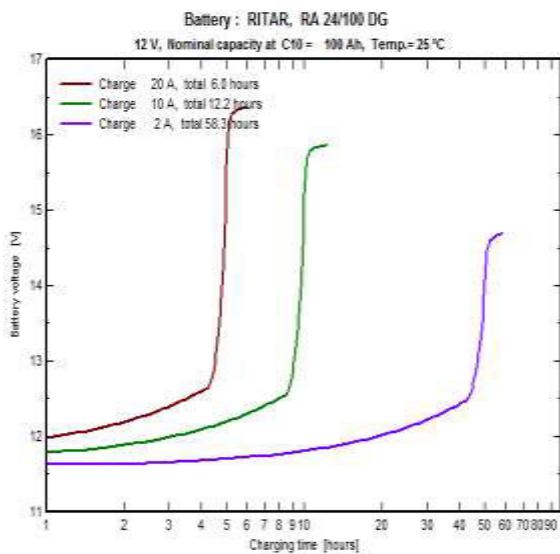


Figure III.19 : l'influence de l'intensité de courant sur la tension et le temps de charge de la batterie.

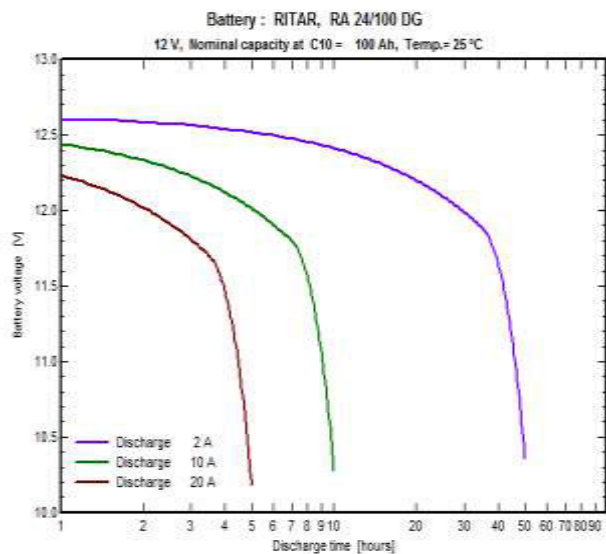


Figure III.20 : l'influence de l'intensité de courant sur la tension et le temps de décharge de la batterie.

Pour la courbe de la figure III.19, on remarque que pour un courant de 20A :

- le temps de charge est moins que pour 10A et 2A.
- la tension de batterie augmente plus rapidement que pour 10A et 2A.

Pour la courbe de la figure III.20, on remarque que pour un courant de 2A :

- le temps de décharge est plus faible que pour 20A et 10A.
- la tension de batterie diminue plus rapidement que pour 10A et 2A.

Le logiciel nous donne le schéma de l'installation probable suivant.

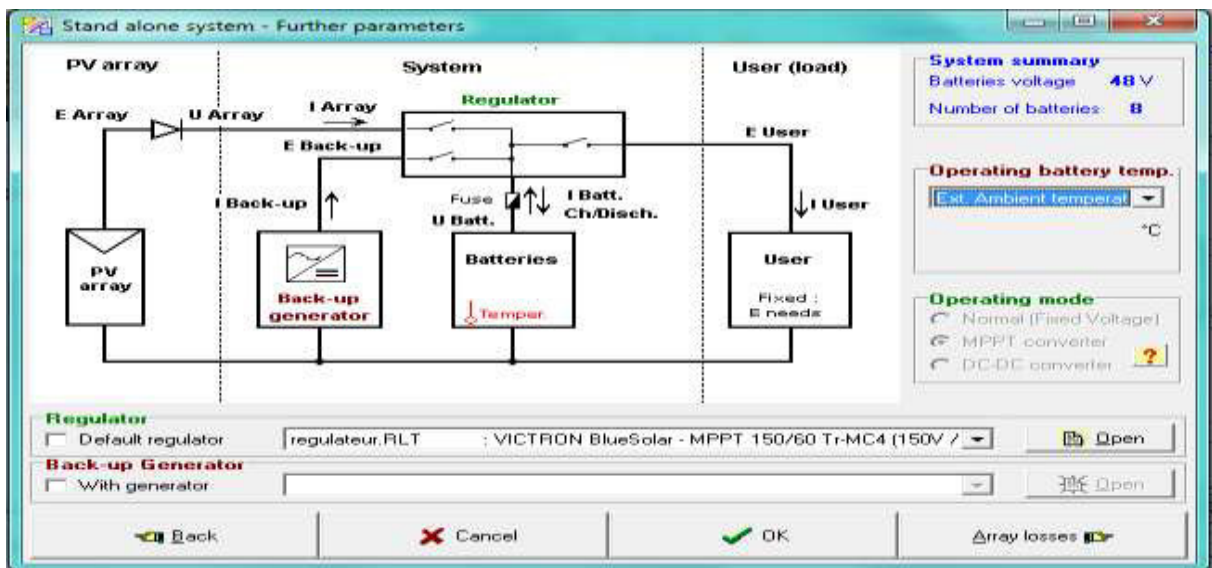


Figure III.21 : Schéma de l'installation et choix du régulateur.

La dernière partie concerne les pertes dans le montage (figure III.21).

- Onglet pertes « Array losses » :

On déterminera ici les pertes du système les plus importants :

- Les pertes thermiques, dues notamment à la température du module.
- Les pertes ohmiques dues à la résistance des câbles.
- Les pertes dues aux incertitudes et aux erreurs.
- Les pertes dues à l'encrassement sur la vitre de protection du module.
- Les pertes dues à l'effet de l'angle d'incidence.

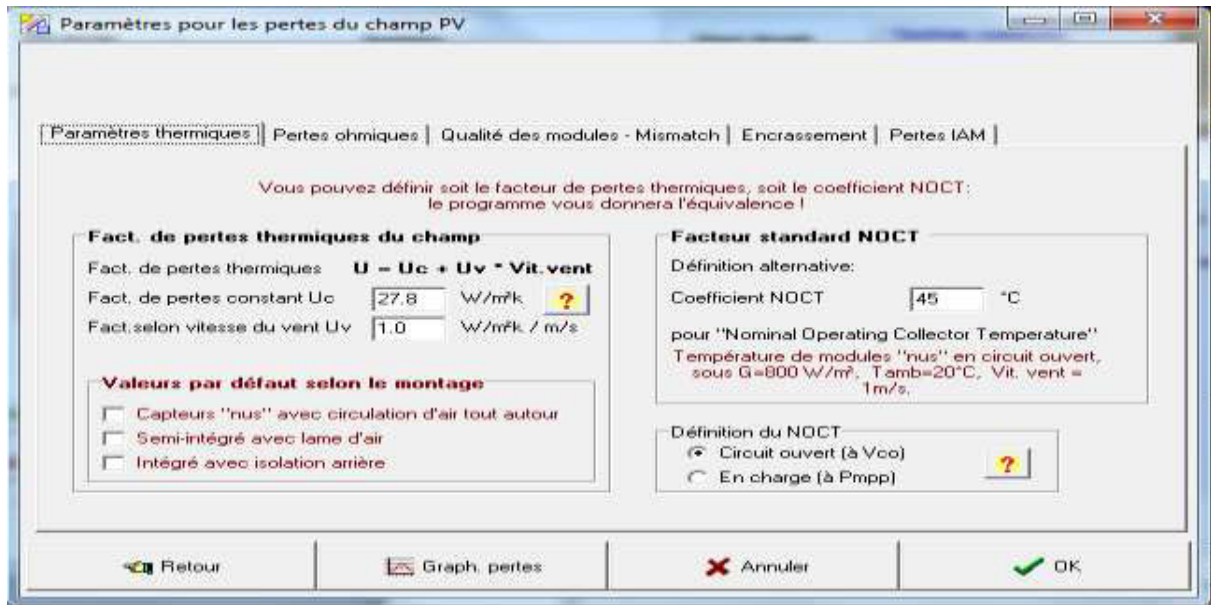


Figure III.22 : Paramètres pour les pertes du champ PV.

Les pertes influentes sur le système sont données par la figure suivant.

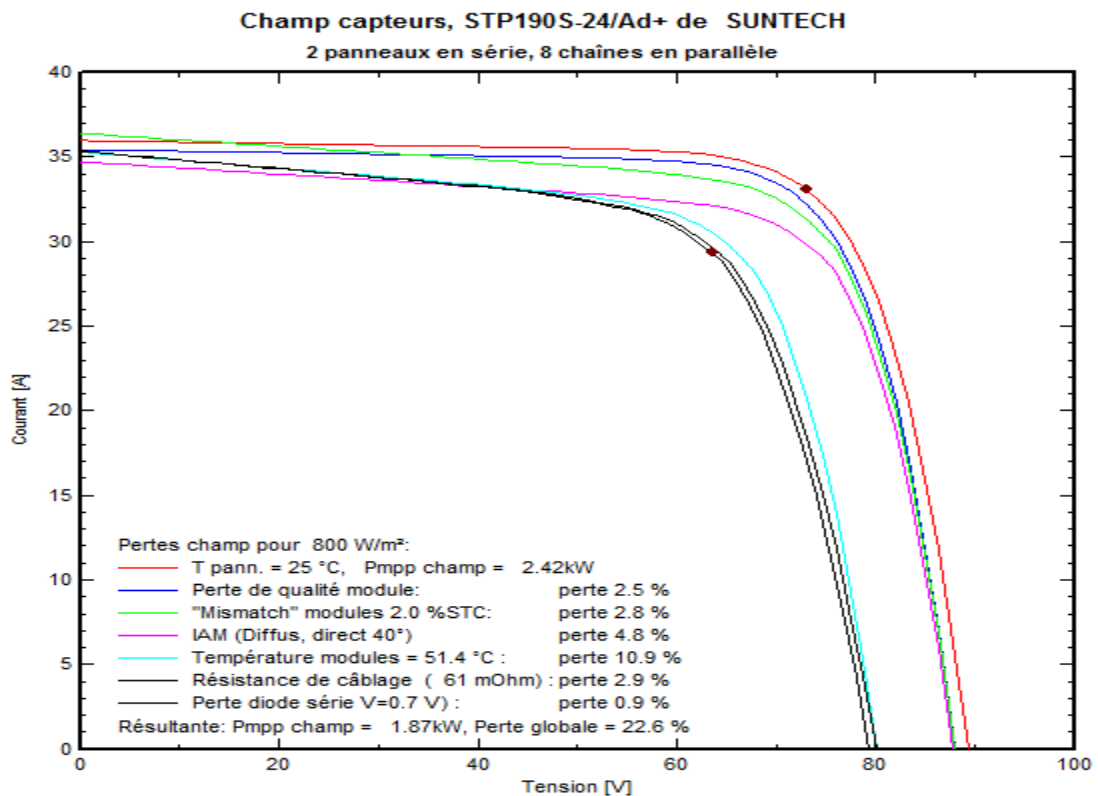


Figure III.23 : L'influence des différentes pertes sur la caractéristique I=f(v) du champ.

En remarque que les pertes influent sur le champ PV et entraînent une diminution du courant I_{cc} , de la tension V_{oc} et de la puissance maximale

Le câblage et les connexions des dispositifs du système sont données par la figure suivante.

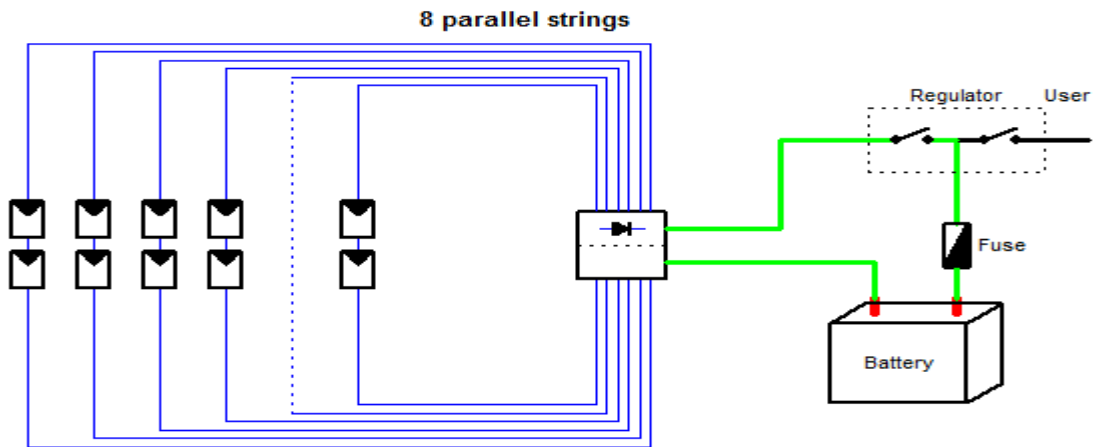


Figure III.24 : Schéma de câblage.

III.2.5. Simulation

Après avoir introduit correctement tous les paramètres, on lance la simulation. Après un temps court (avantage du logiciel) de simulation on peut accéder à toutes les données principales: graphes personnalisés, tableau personnalisés, et le rapport au format PDF.

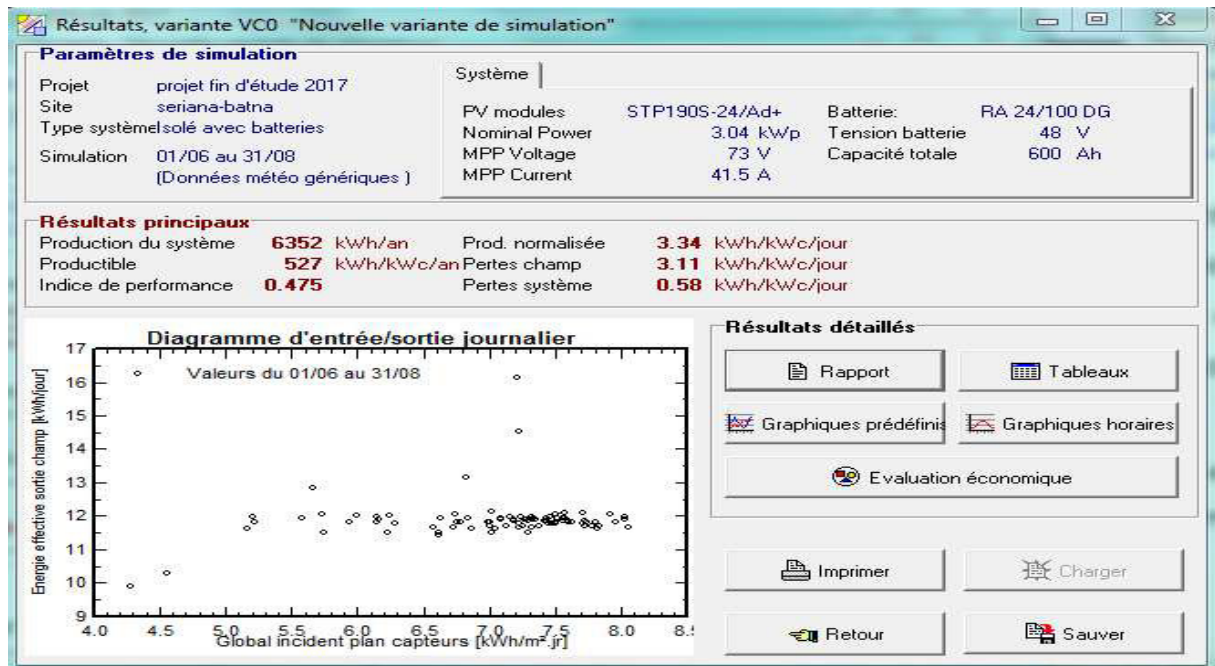


Figure III.25 : Interface pour accéder aux différents résultats de simulation.

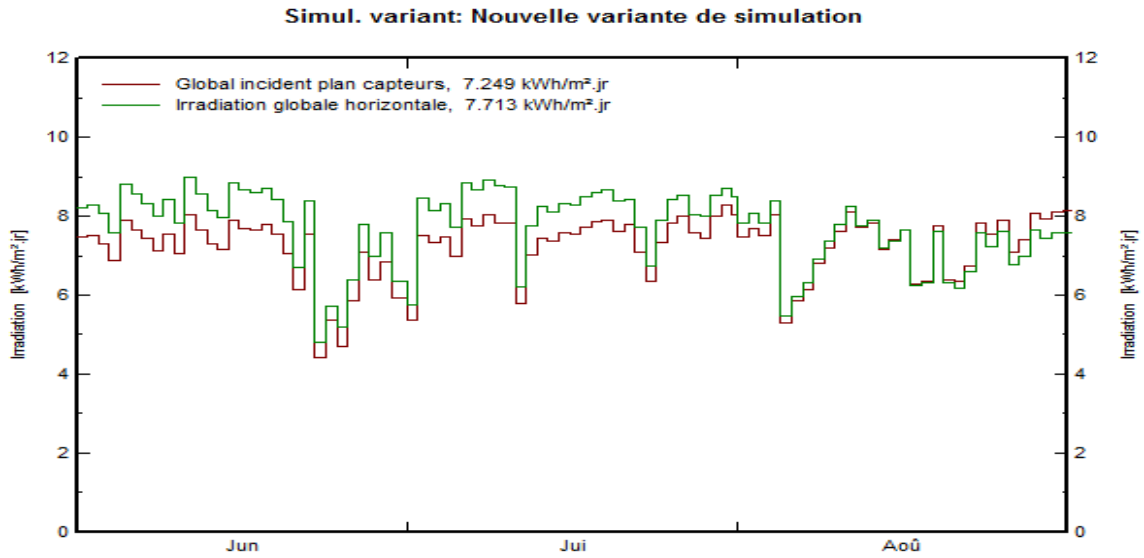


Figure III.26 : La variation de l’irradiation globale et l’irradiation incidente sur le plan capteur pendant l’Eté.

Durant les mois de juin et juillet on remarque que l’irradiation globale est supérieure à l’irradiation incidente sur le plan capteur.

Durant le mois d’août on remarque que l’irradiation globale et l’irradiation incidente sur le plan capteur est convenable sont très proche.

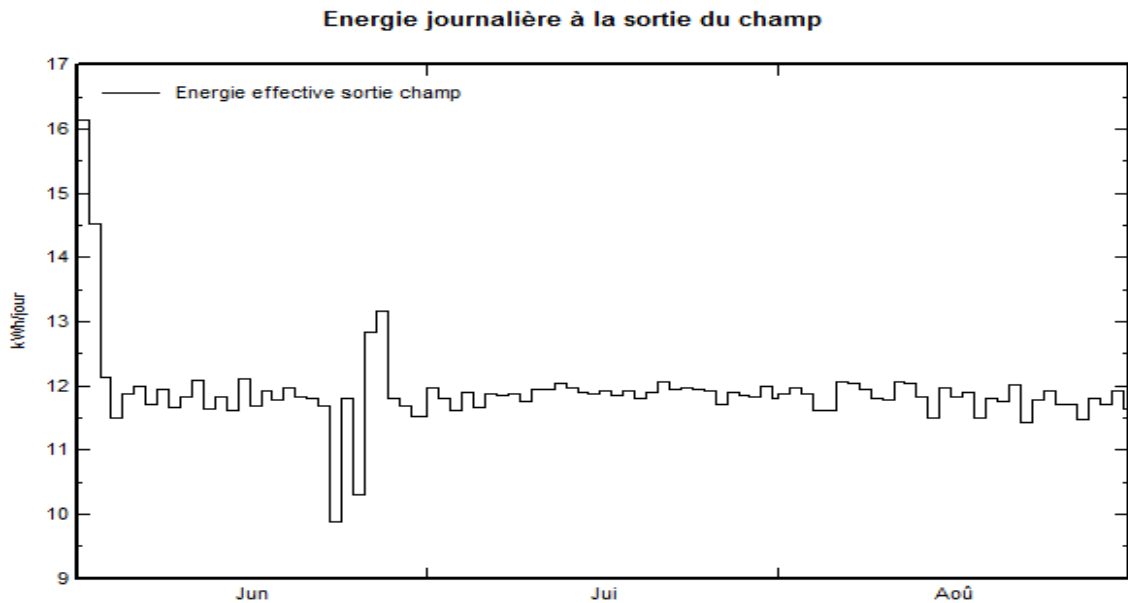


Figure III.27 : L’énergie effective à la sortie du champ.

On remarque que la valeur de l'énergie effective à la sortie du champ pendant l'Eté est autour de 12 kWh/jour, cette valeur est convenable à nos besoins

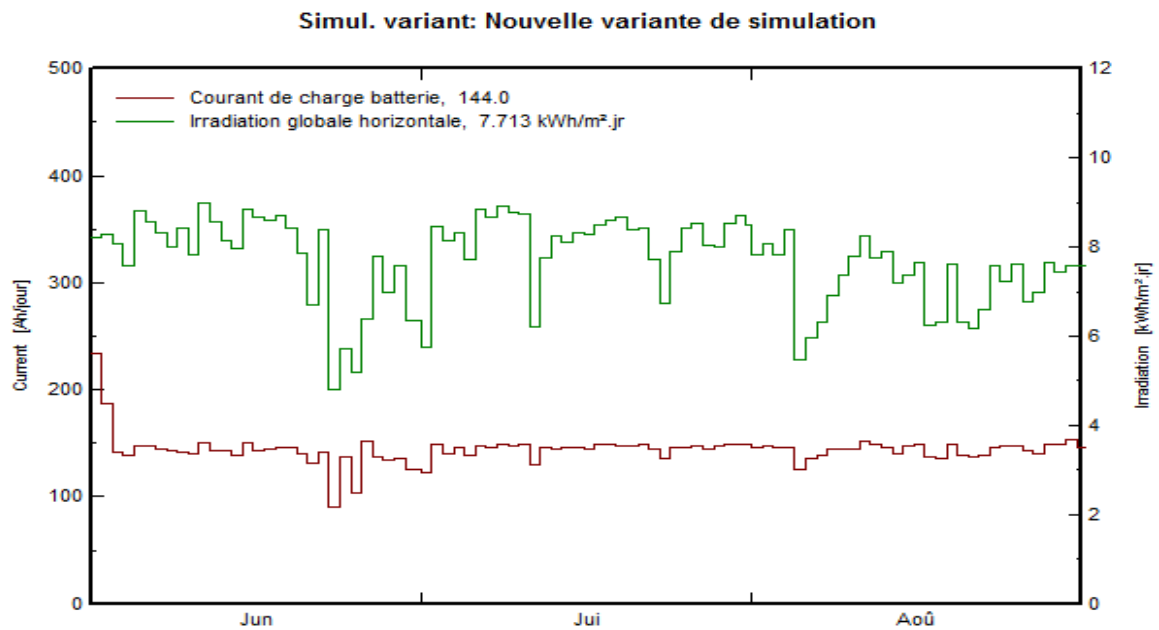


Figure III.28 : Le courant de charge de la batterie et l'irradiation globale pendant l'Eté.

En remarque que l'irradiation globale est proportionnel avec le courant de charge.

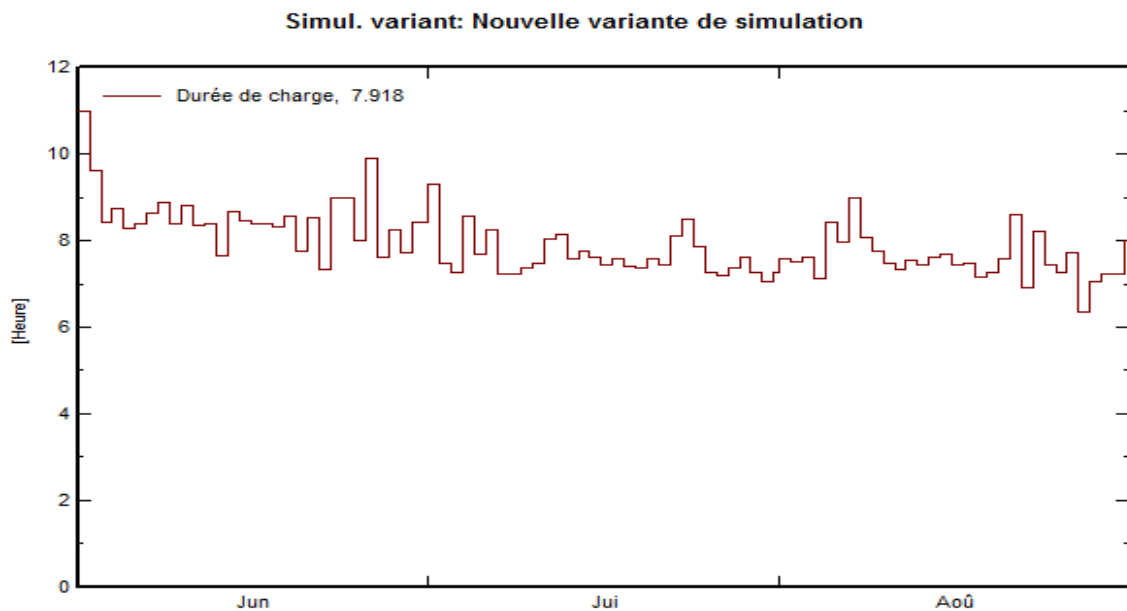


Figure III.29 : La durée de charge de la batterie pendant l' Eté.

On remarque que la moyenne de la durée de charge de la batterie est de 7.9 heure, elle est suffisante pour une utilisation normale.

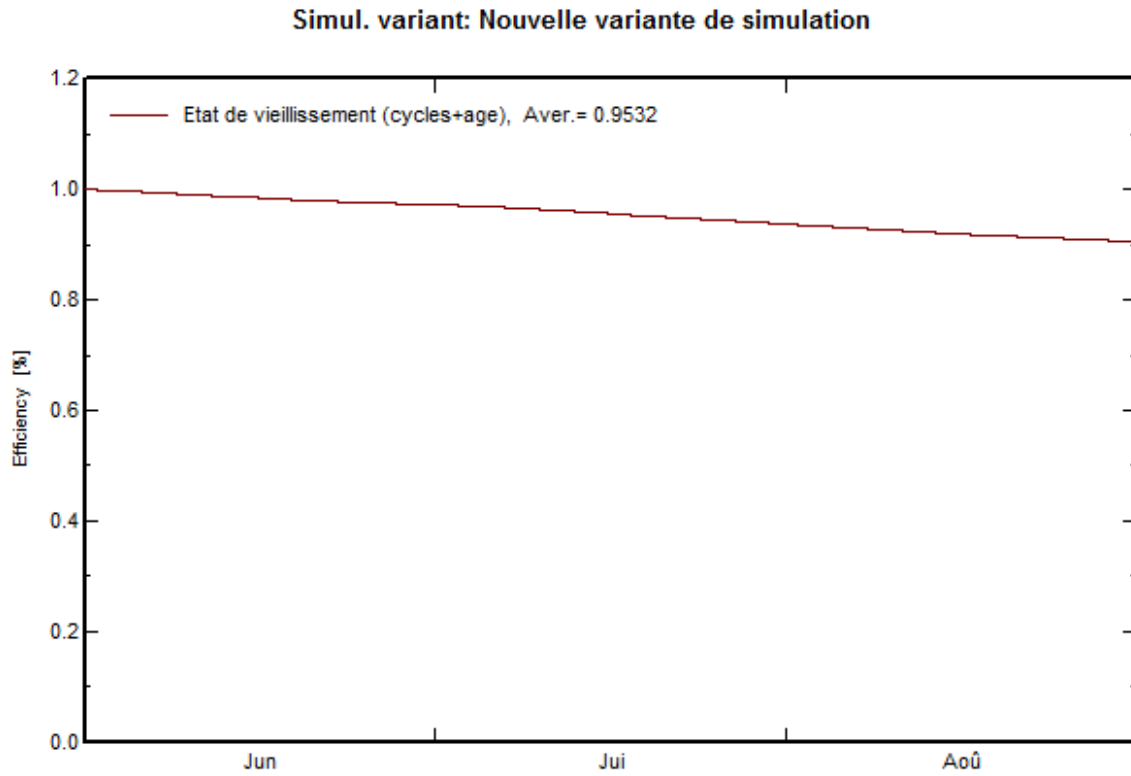


Figure 30 : Etat de vieillissement de la batterie.

On remarque que l'efficacité de la batterie a diminuée de 10% à la fin de l'Eté.

III.3. Rapport de la simulation

Après la simulation le rapport suivant est généré par le logiciel.

PVSYST V5.11		Page 1/4							
Système isolé avec batteries: Paramètres de simulation									
Projet :	projet fin d'étude 2017								
Site géographique	seriana-batna	Pays	Algeria						
Situation	Latitude 35.7°N	Longitude	6.2°E						
Temps défini comme	Temps légal Fus. horaire TU+1	Altitude	1170 m						
	Albédo 0.20								
Données météo :	seriana-batna, Données horaires synthétiques								
Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation									
	Date de la simulation	24/05/17 à 19h15							
Paramètres de simulation									
Orientation plan capteurs	Inclinaison	35°	Azimut 0°						
Caractéristiques du champ de capteurs									
Module PV	Si-mono	Modèle STP190S-24/Ad+							
		Fabricant SUNTECH							
Nombre de modules PV	En série	2 modules	En parallèle 8 chaînes						
Nombre total de modules PV	Nbre modules	16	Puissance unitaire 190 Wc						
Puissance globale du champ	Nominale (STC)	3.0 kWc	Aux cond. de fonct. 2.74 kWc (50°C)						
Caractéristiques de fonct. du champ (50°C)	U mpp	66 V	l mpp 41 A						
Surface totale	Surface modules	20.4 m²	Surface cellule 16.6 m²						
Facteurs de perte du champ PV									
Fact. de pertes thermiques	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (vent) 0.0 W/m²K / m/s						
=> Tempér. de fonct. nominale (G=800 W/m², Tamb=20°C, Vit. vent = 1m/s.)			NOCT 56 °C						
Perte ohmique de câblage	Rés. globale champ	62 mOhm	Frac. pertes 3.5 % aux STC						
Perte diode série	Chute de tension	0.7 V	Frac. pertes 1.0 % aux STC						
Encrassement du champ			Frac. pertes 3.0 %						
Perte de qualité module			Frac. pertes 2.5 %						
Perte de "mismatch" modules			Frac. pertes 2.0 % au MPP						
Effet d'incidence, profil utilis									
	0°	20°	40°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
	1.00	1.00	0.98	0.95	0.90	0.86	0.76	0.48	0.00
Paramètres du système									
	Type de système	Système isolé avec batteries							
Batterie	Modèle	RA 24/100 DG							
	Fabricant	RITAR							
Caractéristiques du banc de batteries	Tension	48 V	Capacité nominale 600 Ah						
	Nombre d'unités	4 en série x 6 en parallèle							
	Température	Tempér. ambiante extérieure							
Régulateur	Modèle	MPPT 150/60 Tr-MC4 (150V / 60A)							
	Fabricant	VICTRON BlueSolar							
	Technologie	MPPT convertir	Coeff. de temp. -5.0 mV/°C/elem.						
Convertisseur	Efficacité maxi et EURO	98.0/95.0 %							
Seuils de régulation batterie	Charge	54.0/52.3 V	Décharge 47.0/50.4 V						
	Commande génératrice d'appoint	47.3/51.6 V							
Besoins de l'utilisateur :	Consomm. domestique moyenne	Constants sur l'année 10.2 kWh/Jour							

Système isolé avec batteries: Besoins de l'utilisateur

Projet : **projet fin d'étude 2017**Variante de simulation : **Nouvelle variante de simulation**

Principaux paramètres système	Type de système	Isolé avec batteries		
Orientation plan capteurs	inclinaison	35°	azimut	0°
Champ PV	Nombre de modules	16	Pnom total	3.0 kWc
Batterie	Modèle	RA 24/100 DG	Technologie	
batteries	Nombre d'unités	24	Tension / Capacité	48 V / 600 Ah
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	global	3711 kWh/an

Consomm. domestique, Constants sur l'année, moyenne = 10.2 kWh/jr

Valeurs annuelles

	Nombre	Puissance	Utilisation	Energie
Lampes fluorescentes	12	9 W/lampe	5 h/jour	540 Wh/jour
TV / Magnetoscope / PC	1	134 W/app	7 h/jour	938 Wh/jour
Appareils domestiques	1	70 W/app	1 h/jour	70 Wh/jour
Frigo / Congélateur	1		1170 Wh/jour	1170 Wh/jour
Machines à laver linge/vaisselle	1		120 Wh/jour	120 Wh/jour
Autres utilisations	1	1250 W tot	4 h/jour	5000 Wh/jour
Consomm. de veille		97 W tot	24 h/jour	2328 Wh/jour
Energie journalière totale				10166 Wh/jour

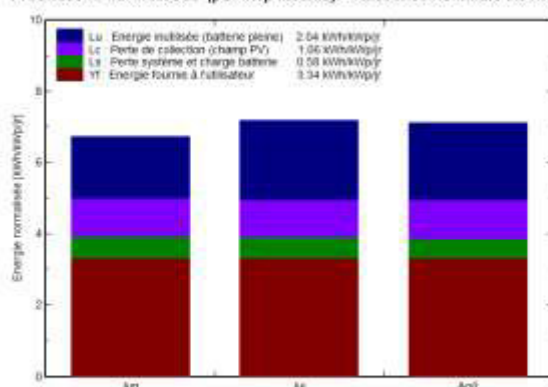
Système isolé avec batteries: Résultats principaux

Projet : projet fin d'étude 2017
Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation

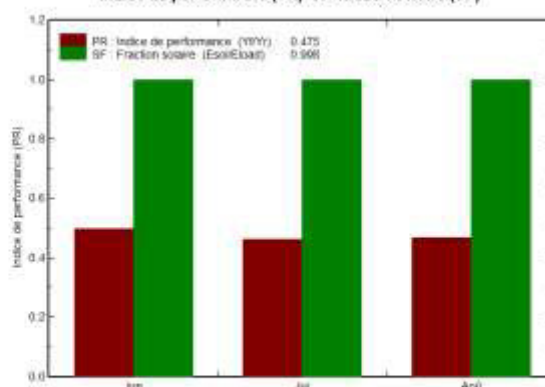
Principaux paramètres système	Type de système	Isolé avec batteries		
Orientation plan capteurs	inclinaison	35°	azimut	0°
Champ PV	Nombre de modules	16	Pnom total	3.0 kWc
Batterie	Modèle	RA 24/100 DG	Technologie	
batteries	Nombre d'unités	24	Tension / Capacité	48 V / 600 Ah
Besoins de l'utilisateur	Consomm. domestique	Constants sur l'année	global	3711 kWh/an

Principaux résultats de la simulation				
Production du système	Energie disponible	1601 kWh	Productible	527 kWh/kWc
	Energie utilisée	933 kWh	En excès (inutilisée)	571 kWh
	Indice de performance (PR)	47.5 %	Fraction solaire (SF)	99.8 %
Besoins non satisfaits	Fraction du temps	0.0 %	Energie manquante	2.1 kWh

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 3.0 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	SoIFrac
Juin	232.8	195.2	494.7	157.4	0.648	304.3	305.0	0.998
Juillet	253.0	215.9	557.3	210.2	0.745	314.4	315.1	0.998
Août	223.8	214.6	549.0	203.6	0.740	314.4	315.1	0.998
Période	709.6	625.7	1601.0	571.2	2.133	933.1	935.3	0.998

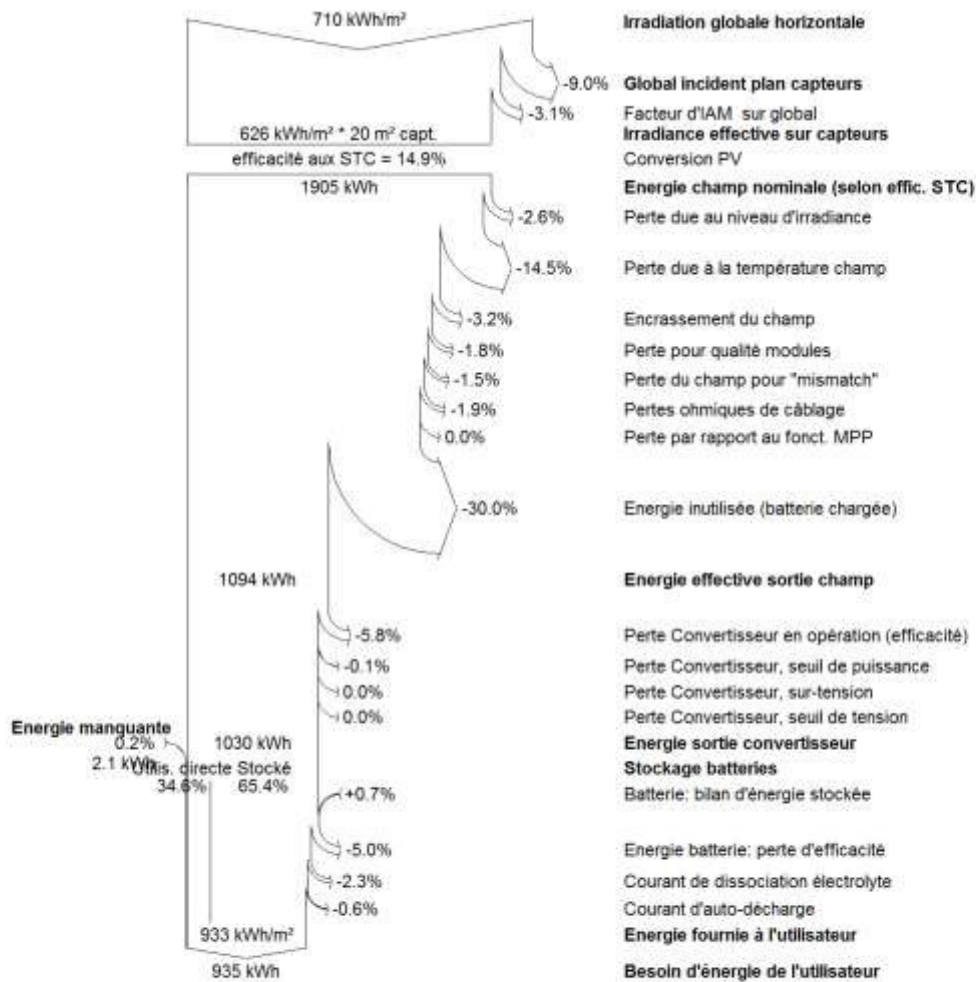
Légendes:	GlobHor	Irradiation globale horizontale	E Miss	Energie manquante
	GlobEff	Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages	E User	Energie fournie à l'utilisateur
	E Avail	Energie solaire disponible	E Load	Besoin d'énergie de l'utilisateur
	EUnused	Energie inutilisée (batterie chargée)	SoIFrac	Fraction solaire (Eutile / Ebesoin)

Système isolé avec batteries: Diagramme des pertes

Projet : projet fin d'étude 2017
Variante de simulation : Nouvelle variante de simulation

Principaux paramètres système		Type de système	Isolé avec batteries		
Orientation plan capteurs		inclinaison	35°	azimut	0°
Champ PV		Nombre de modules	16	Pnom total	3.0 kWc
Batterie		Modèle	RA 24/100 DG	Technologie	
batteries		Nombre d'unités	24	Tension / Capacité	48 V / 600 Ah
Besoins de l'utilisateur		Consomm. domestique	Constants sur l'année	global	3711 kWh/an

Diagramme des pertes sur l'année entière



III.4. Discussions des résultats

Après la simulation nous avons trouvé que notre système étudié théoriquement aux chapitre II fonctionne sous de bonnes conditions pendant toute la saison d'Eté, à l'exception d'une petite période en fin du mois de juin où l'irradiation est la plus faible. Et que la valeur des pertes est importante, ce qui influe sur le rendement du système. Il faut alors réduire les pertes

A partir de ces résultats on propose des conseils pour réduire les pertes :

Pertes dues à la température du PV: Elles représentent la performance du module due au changement de température. Le facteur de perte thermique n'est pas une valeur déterminée scientifiquement; il est plutôt défini par le concepteur du système. Il faut choisir des modules à facteur réduit.

Pertes de câblage : Il est important de choisir les sections des câbles appropriées ce qui permet la réduction des pertes ohmiques.

Pertes thermiques: Le type de montage, mécanique, influera sur le comportement thermique. Il est important de veiller à une bonne ventilation, de façon à limiter la température des cellules exposées au soleil, et donc les pertes d'efficacité correspondantes (de l'ordre de -0.5% de la puissance par °C)

Pertes dues au niveau de l'irradiation : Pour réduire ces pertes on doit choisir le degré approprié d'inclinaison ou utiliser un Tracker de puissance maximale MPPT.

Pertes par rapport à la fonction MPP : Il faut faire un choix approprié du régulateur MPPT avec une bonne qualité et un bon rendement.

Conclusion

Dans ce chapitre on a simulé la charge d'un système photovoltaïque autonome (type isolé avec batteries), avec le logiciel PVSYST V5.11, qui permet de simuler un système avec une prise en compte de tous les aspects: pertes, emplacement géographique, ombrage...etc. Ceci a nous permis de faire une meilleure estimation des pertes qui peuvent affecter le rendement global.

Conclusion générale

Le travail présenté dans ce mémoire concerne une application des plus actuelles des énergies renouvelables, celle de l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque.

Le travail concerne l'étude et dimensionnement du système photovoltaïque d'une habitation de type (F3), dont la consommation moyenne journalière (de 9 à 10) kW/jour, pour une exploitation saisonnière (période de l'été), de façon autonome, assurer une alimentation efficace et devra être permanente.

Dans la première partie, nous avons étudié le principe de la production de l'énergie électrique, les généralités sur le système photovoltaïque. Ensuite nous avons fait un dimensionnement de la charge de cette habitation, et déterminé les composants du système photovoltaïque autonome. En fin cette étude m'a permis l'utilisation du logiciel PVSYST pour dimensionner un site isolé alimenté en énergie solaire.

Notre travail qui répond à la demande de cette maison, et après le dimensionnement on est arrivé aux résultats suivants :

Pour un besoin énergétique de 10166 Wh/jour, on aura à installer :

- Un champ photovoltaïque de puissance égale à 3007.69 Wc constitué de 16 modules de 190 Wc chacun, dont 2 modules en série avec 8 bras en parallèles.
- Un pack de 16 batteries à gel de 100 Ah ayant une décharge en 10 heures sous 12 Volt chacune.
- Un régulateur série de 60A comme courant d'entrée et montés en parallèle.
- Un onduleur remplissant les caractéristiques suivantes : la tension d'entrée de 48 V, celle de sortie de 220 V, la fréquence de 50 Hz et une puissance de 5 kVA.

Notre installation a pour avantage un terrain vaste et sans ombrage aux alentours, donc c'est un atout pour profiter au maximum de l'énergie reçue quotidienne. Alors pour une meilleure utilisation on suggère, de choisir des équipements à faible consommation d'énergie électrique avec un rendement élevé, et une bonne gestion du temps d'utilisation des équipements ce qui permettrait de réduire la consommation, et diminuer le volume du champ photovoltaïque, et d'augmenter la durée de l'autonomie.

Bibliographies

- [01] : **ABADA, S., 2011.** Etude et optimisation d'un générateur photovoltaïque pour la recharge d'une batterie avec un convertisseur sepic, Mémoire (M. Se.), université Laval, Québec
- [02] : **Royer, J. et al. 1998.** Le pompage photovoltaïque. Manuel du cours à l'intention de l'ingénieur et technicien, université d'Ottawa.
- [03] : **Villoz, M., 2013.** Installations Photovoltaïques Autonomes. Guide pour le dimensionnement et la réalisation, livre édité par PACER.
- [04] : **Bouziane, Kha., 2011.** Etude d'une installation photovoltaïque de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau. Mémoire de magister, Université Ouargla.
- [05] : **Belhadj, Mo., 2008.** Modélisation d'un Système de captage photovoltaïque autonome. Mémoire de magister, Centre Universitaire de Bechar.
- [06] : **Lahlah, Sa., 2007.** Etude comparative des techniques MPPT Perturbation et Observation (P&O), Incremental Conductance (Inc.CoN) et Hill climbing (H.C). Mémoire de magister, Université de Batna.
- [07] : **Bendjellouli, Za. 2009.** Contribution à la modalisation d'une cellule solaire. Mémoire de magister, Université de Bechar.
- [08] : **Djamil, B., 2007.** Optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque application au pompage. Mémoire de magister, Université de Constantine.
- [09] : **Angel, M., Pastor, Cid., 2006.** Conception et réalisation de modules photovoltaïques. Thèse de doctorat, Université de Toulouse.
- [10] : **Labouret, A., et al., 2008.** Cellules solaires – Les bases de l'énergie photovoltaïque. livre édité par : coll.
- [11] : **Fogelman et Montloin R., 1983.** Installations Photovoltaïques dans l'habitat isolé. Livre édité par : EDISUD.

- [12] : Site web : www.em.ucv.ro/elee/EN/. Le dimensionnement d'une installation.
- [13] : Site web : www.memoireonline.com/05/12/5865/m Etude et dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome pour une alimentation permanente 12.
- [14] : Site web : www.meteoblue.com/fr/meteo/modelclimate/batna_algerie_2505572.
- [15] : **Labouret, A. et Villoz, M., 2006.** Energie Solaire Photovoltaïque. Livre édité par : DUNOD.
- [16] : **Hankins, M., 2012.** Installations solaires photovoltaïque autonomes conception et installation d'unités non raccordées au réseau. Livre édité par : DUNOD.
- [17] Site web : www.europa-batteries.com société d'EUROPA-BATTERIES.
- [18] : **KARIM, D., 2013.** Etude d'un système photovoltaïque autonome. Mémoire de master Université de Biskra
- [19] : **Guihéneuf G., 2009.** Comprendre et dimensionner les installations domestiques à énergies renouvelables. Livre édité par : elektor publitrionic
- [20] : Site web : www.portail.cder.dz le Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER).
- [21] : **Mazille, D. Boitier, V., 2010.** Documentation pour l'utilisation du logiciel PVSyst. PDF édité par CNRS, LAAS, ETSF et DUNOD.
- [22] : **A. Lyes, 2011.** Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque, Mémoire de Magister, UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI OUZOU

Annexe (A)



RA12-100DG(12V100Ah)

RA12-100DG is GEL Deep Cycle type, especially designed for frequent deep cycle use and high temperature environment. By using strong grid and specific alloy, this series battery have up to 40% more cyclic life than same AGM model. Ritar Gel Deep Cycle battery are featured with low self-discharge, good consistence on deep discharge, super long cyclic life, free from erosion, pollution, gas escape, and leakage, as well as beneficial to environmental protection.



Specification

Cells Per Unit	6
Voltage Per Unit	12
Capacity	100Ah@10hr-rate to 1.75V per cell @25°C
Weight	Approx. 32.6 Kg
Max. Discharge Current	500 A (5 sec)
Internal Resistance	Approx. 10 mΩ
Operating Temperature Range	Discharge: -30°C~60°C Charge: -20°C~50°C Storage: -30°C~60°C
Normal Operating Temperature Range	25°C ± 5°C
Float charging Voltage	13.6 to 13.8 VDC/unit Average at 25°C
Recommended Maximum Charging Current Limit	30 A
Equalization and Cycle Service	14.1 to 14.3 VDC/unit Average at 25°C
Self Discharge	RITAR batteries can be stored for more than 12 months at 25°C. Please charge batteries before using. For higher temperature, the time interval will be shorter.
Terminal	Faston F5/F12
Container Material	A.B.S. (UL94-HB) Flammability resistance of UL94-V1 can be available upon request.



Annexe (B)


Caractéristiques techniques de la régulateur VICTRON BlueSolar MPPT 150/60 Tr-MC4 (150V / 60A)

Tension de la batterie	Sélection auto 12 / 24 / 48 V
Courant de charge nominal	60 A
Puissance max PV 12V 1a, b)	860 W (MPPT plage de 15V à 130V)
Puissance max PV 24V 1a, b)	1720 W (MPPT plage de 30V à 130V)
Puissance max PV 48V 1a, b)	3440 W (MPPT plage de 60V à 130V)
Tension PV max de circuit ouvert	150 V
Efficacité max	98 %
Autoconsommation	10 mA
Tension de charge "absorption"	Config par défaut : 14.4 / 28.8 / 43.2 / 57.6 V
Tension de charge "Float"	Config par défaut : 13.8 / 27.6 / 41.4 / 55.2 V
Algorithme de charge	adaptative à étapes multiples
Compensation en température	-16mV / -32mV / -68mV / °C
Protection	Inversion de polarité de batterie et PV (fusible) Court-circuit en sortie surchauffe
Température d'exploitation	-30°C à +60°C (puissance nominale en sortie jusqu'à 40°C)
Humidité	95 % sans condensation
Port de communication et allumage / arrêt à distance	VE. direct



BOITIER

Couleur	bleu (RAL 5012)
Bornes de puissance	35 mm ²
Indice de protection	IP43 (composants électroniques) IP22 (bornier de connexion)
Poids	3 kg
Dimensions (h x l x p)	185 x 250 x 95 mm
Norme	EN / IEC 62109

Annexe (C)

					
Convertisseurs Phoenix 1200 VA - 5000 VA (par module)					
www.victtronenergy.com					
Convertisseur Phoenix	C12/1200 C24/1200 C48/1200	C12/1600 C24/1600 C48/1600	C12/2000 C24/2000	12/3000 24/3000 48/3000	24/5000 48/5000
fonctionnement en parallèle et triphasé	Oui				
CONVERTISSEUR					
Plage de tension d'entrée (V CC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
1 sortie	Tension de sortie: 230 VAC ±2% Fréquence: 50 Hz ± 0,1% (1)				
Puissance de sortie du convertisseur à 25°C (VA) (2)	1200	1600	2000	3000	5000
Puissance de pointe (W)	2400	3000	4000	6000	10000
Efficacité maxi 12/ 24 /48 V (%)	92 /94 / 94	92 /94 / 94	92 /92	93 /94 /95	94 / 95
Puissance de charge zéro 12 / 24 / 48 V (W)	8 / 10 / 12	8 / 10 / 12	9 / 11	20 / 20 / 25	30 / 35
Puissance de charge zéro en mode AES (W)	5 / 8 / 10	5 / 8 / 10	7 / 9	15 / 15 / 20	25 / 30
Puissance de charge zéro en mode recherche (W)	2 / 3 / 4	2 / 3 / 4	3 / 4	8 / 10 / 12	10 / 15
GÉNÉRALITÉS					
Relais programmable (3)	Oui				
Protection (4)	a - g				
Port de communication VE.Bus	Pour un fonctionnement en parallèle ou triphasé, suivi à distance et intégration du système				
Interrupteur marche/arrêt à distance	Oui				
Caractéristiques communes	Température de fonctionnement : -40 à +65°C (refroidissement par ventilateur) Humidité (sans condensation) : max 95 %				
BOÎTIER					
Caractéristiques communes	Matériau et couleur: aluminium (bleu RAL 5012) Degré de protection: IP 21				
Battery-connection	Câbles batterie de 1,5 mètres inclus		Écrous M8	2+2 Écrous M8	
230 V AC-connection	Fiche G-5T18I		Pince à ressort	Bornes à vis	
Poids (kg)	10		12	18	30
Dimensions (HxLxP en mm)	375x214x110		520x255x125	362x258x218	444x328x240
NORMES					
Sécurité	EN 60335-1				
Émission/Immunité	EN 55014-1 / EN 55014-2				
1) Configuration possible en 60 Hz et 240 V 2) Charge non linéaire, facteur de crête 3:1 3) Relais programmable pour alarme générale, sous-tension CC ou signal de démarrage pour groupe électrogène (interface MK2 et logiciel VEConfigure nécessaires) Rendement CA : 230V / 4A Rendement CC 4 A jusqu'à 35 VCC, 1 A jusqu'à 60 VCC	4) Protection a) Court-circuit en sortie b) Surcharge c) Tension de batterie trop haute d) Tension de batterie trop basse e) Température trop élevée f) 230 V CA sur sortie du convertisseur g) Ondulation de la tension d'entrée trop haute				

Annexe (D)

	
Model Number	STP190S-24/Ad+
Rated Maximum Power	(P_{max}) 190W
Output Tolerance	0/+5%
Current at Pmax	(I_{mp}) 5.20A
Voltage at Pmax	(V_{mp}) 36.6V
Short-Circuit Current	(I_{sc}) 5.62A
Open-Circuit Voltage	(V_{oc}) 45.2V
Nominal Operating Cell Temp.	(T_{NOCT}) 45°C±2°C
Weight	15.5kg
Dimension	1580mm×808mm×35mm
Maximum System Voltage	1000V
Maximum Series Fuse Rating	15A
Cell Technology	mono-Si
Application Class A	
All technical data at standard test condition AM=1.5 E=1000W/m ² Tc=25°C	
 WARNING  Hazardous electricity can shock, burn or cause death. Do not touch terminals.	
  	
Add: 17-6 ChangJiang South Road, New District Wuxi, China 214028	
Customer Service Hot Line: +86 400 8888 009 Fax: +86 510 8534 3321	
Made in China	

Liste des abréviations

I: le courant.

V: la tension.

PV: photovoltaïque.

GPV : générateur photovoltaïque.

I_{cc}: courant de court-circuit.

I_{opt}: courant optimal.

V_{co}: tension de circuit ouvert.

V_{opt}: tension optimal.

V_{DC}: tension continue.

V_{AC}: tension alternative.

V_{max} : tension maximale.

MPPT: Maximum Power Point Tracking.

G : l'irradiation solaire.

أورلال في:

السيد: عثمان طه ياسين.

2017/05/22

الى السيد: مدير التربية

حي احمد رايس اورلال.

لولاية بسكرة.

الهاتف: 0664600152.

الموضوع : طلب المشاركة في مسابقة التوظيف على اساس الاختبار الكتابي لسنة 2017.

يشرفني ان اتقدم الى سيادتكم المحترمة بطلي هذا قصد المشاركة في مسابقة

التوظيف على اساس الاختبار الكتابي للالتحاق برتبة استاذ التعليم المتوسط في مادة العلوم

الفيزيائية و التكنولوجية علما اني متحصل على شهادة ليسانس الكترولقني في سنة 2015

من طرف جامعة بسكرة.

تقبلوا مني فائق التقدير والاحترام.

المعني:

