

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
CENTRE UNIVERSITAIRE SALHI AHMED – NAAMA



INSTITUT DES SCIENCES ET TECHNOLOGIES
DÉPARTEMENT DE TECHNOLOGIE

MÉMOIRE

En vue de l'obtention du diplôme de Master en :
Énergies Renouvelables

Option : Énergies Renouvelables en Électrotechnique

Intitulé :

*Etude et dimensionnement d'un système
photovoltaïque, application à la direction distribution
de l'électricité et du gaz Naâma (DDN)*

Présenté par :

- Ben chaalal Bachir
- Benachour Mohammed Tareq
- Kacemi Abdelghani

Soutenu le :28/06/2022..... devant le Jury :

Mr. Brahimi Mhammed	MCB	Centre Universitaire Naâma	Président
Melle. Amara Zeyneb	MAB	Centre Universitaire Naâma	Encadreur
Melle. Amrani Zoubida	Master	Centre Universitaire Naâma	Co-Encadreur
Mr. Belhachi S	MAB	Centre Universitaire Naâma	Examineur



Dédicace

© *A mes parents, j'ai toujours pensé faire où offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consenti comme efforts, rien que pour me voir réussir, et voilà, l'occasion est venue.*

A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.

© *A mes frères, et mes sœurs, je vous réserve toujours une place dans mon cœur et mes pensées.*

© *A tous mes amis sans exception.*



Remerciements

- ✚ *Nous adressons nos plus sincères sentiments de reconnaissance et de remerciement envers Dieu, le clément et le miséricordieux, lequel nous a accordé la force et le courage de mener à bien ce modeste travail.*
- ✚ *Nous voulons exprimer notre gratitude à notre encadreuse Mademoiselle Amara Zeyneb, Enseignant à centre universitaire de Naâma pour avoir dirigé ce travail. Son soutien, sa disponibilité et ses précieux conseils tout au long de cette recherche.*
- ✚ *Mon respect aux membres de jury, qui me feront l'honneur d'accepter de juger ce modeste travail, d'apporter leurs réflexions et leurs critiques scientifiques.*
- ✚ *Enfin, je tiens à exprimer mes profonds remerciements à tous ceux qui m'ont soutenu de près ou de loin pour la réalisation de ce travail.*

Table des matières

Introduction générale	1
Chapitre I : Généralités sur l'énergie solaire et les systèmes photovoltaïques.	
Introduction :	3
I.1. L'énergie solaire photovoltaïque	3
I.1.1. Histoire du photovoltaïque	3
I.1.2. La ressource solaire	4
I.1.2.1. Atténuation du rayonnement solaire par l'atmosphère	5
I.1.2.2. Gisement solaire en Algérie	5
I.2. La cellule photovoltaïque (PV)	6
I.2.1. Définition de la cellule photovoltaïque	6
I.2.2. Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque	7
I.2.3. Différentes technologies de cellules photovoltaïques	7
I.2.4. Technologies de la première génération à base de silicium cristallin.....	7
I. 2.5. Paramètres électrique d'une cellule photovoltaïque	9
I.2.5.1. Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque	9
I.2.6. Les modélisations d'une cellule photovoltaïque	10
I.2.6.1. Modèle idéal	10
I.2.6.2. Modèle réelle	11
I.2.7. Association des cellules photovoltaïques identiques	12
I.2.7.1. Association en série	12
I.2.7.2. Association en parallèle	13
I.2.7.3. Association hybride (en série et en parallèle)	14
I.3. Le module photovoltaïque	14
I.3.1. Caractéristique d'un module photovoltaïque	15
I.3.1.1. Tension de circuit ouvert V_{oc}	15
I.3.1.2. Courant de court-circuit I_{cc}	15
I.3.1.3. Facteur de forme FF	16

I.3.1.4. Le rendement η	16
I.3.2. Les paramètres qui influent sur caractéristique (I-V)	16
I.3.2.1. Influence de l'éclairement.....	16
I.3.2.2. Influence de la température	17
I.4. Générateur photovoltaïque	18
I.5. Stockage de l'énergie	18
I.5.1. Batteries	18
I.5.2. Principe de fonctionnement des batteries	19
I.5.3. Caractéristiques de la batterie.....	20
I.6. Système de régulation	21
a) Les régulateurs de charge parallèle (shunt)	22
b) Les régulateurs de charge sérient	23
c) Régulateur PWM	24
d) Régulateur MPPT (Maximum Power Point Tracking)	24
e) La régulation de décharge par disjonction automatique	25
I.7. Système de conversion	25
I.7.1. Le convertisseur continu –continu	26
I.7.2. Le convertisseur continu- alternatif (onduleur)	26
I.7.3. La technologie des onduleurs couplés au réseau.....	26
I.8. La Charge	27
I.9. Les différents systèmes photovoltaïques	27
I.9.1. Les systèmes autonomes	27
I.9.2. Les systèmes autonomes avec stockage	27
I.9.3. Les systèmes autonomes sans stockage	28
I.9.4. Les systèmes raccordés au réseau	28
I.9.5. Les systèmes hybrides	29
I.10. Avantages et inconvénients du système photovoltaïque	30
Conclusion	31

Chapitre II : Etude et dimensionnement d'un système photovoltaïque

Introduction	32
II.1 Définition de dimensionnement	32
II.2. Critères de dimensionnement	32
II.3. Les méthodes de dimensionnement	33
II.3.1. Méthode de la probabilité d'erreur dans la consommation.....	33
II.3.2. Méthode du mois le plus défavorable	33
II.3.3. Méthode de la moyenne annuelle	35
II.3.4. Méthode LPSP	35
II.3.5. Méthode des heures équivalentes.....	36
II.4. Les étapes du dimensionnement	36
II.5. Etude technique	37
II.5.1. Définition des besoins électrique	37
II.5.2. Evaluation du gisement solaire local	37
II.5.3. Orientation des modules PV	37
II.5.4. Angle d'inclinaison des modules PV	38
II.5.5. Dimensionnement du champ PV par la méthode du mois le plus défavorable...39	
II.5.5.1. Calcul de la puissance crête des panneaux PV	39
II.5.5.2. Choix de la tension de fonctionnement du champ PV.....	40
II.5.5.3. Détermination du nombre des modules à installer	40
a) Le nombre de modules connectés en série	40
b) Le nombre des modules connectés en parallèle.....	41
II.5.5.4. Dimensionnement des batteries de stockage	41
a) Calcul la capacité nominale de système	41
b) Nombre des batteries	41
II.5.5.5. Dimensionnement du régulateur	42

II.5.5.6. Dimensionnement de l'onduleur	43
II.5.5.7. Dimensionnement des câbles	44
a) Résistance du câble	44
b) Chute de tension	45
c) Section de câble	45
II.6. Etude économique	45
II.6.1. Calcul de l'investissement initial total	45
II.6.2. Calcul de l'amortissement total	46
II.6.3. Calcul de l'entretien et de la maintenance annuel total	48
II.6.4. Calcul des coûts sur la durée de vie	49
Conclusion	49
Chapitre III : Application : la direction de sonal-gaz Naâma (SADEG)	
Introduction	50
III.1 Etude technique	50
III.1.1 Evaluation des besoins	50
III.1.2 Evaluation du gisement solaire locale	55
III.1.3 .Orientation des modules PV	56
III.1.4 Angle d'inclinaison des modules PV	57
III.1.5.Dimensionnement du champ PV par la méthode du mois le plus défavorable..	57
III.1.6. Calcul de la puissance crête des panneaux PV	57
III.1.7. Choix de la tension de fonctionnement du champ PV	57
III.1.8. Dimensionnement de module	57
III.1.9. Détermination du nombre des modules à installer	60
a. Le nombre de modules connectés en série	60
b. Le nombre des modules connectés en parallèle	60
III.1.10.Choix de la batterie	60

III.1.11. Dimensionnement des batteries de stockage	61
III.1.12. Calcul de la capacité nominale de système	61
III.1.13. Nombre des batteries	61
a. Nombre des batteries en série	61
c. Nombre des batteries en parallèle	61
d. Nombre des batteries totales	61
III.1.14. Dimensionnement du régulateur	62
❖ Courant maximale	62
❖ Tension maximale	62
❖ La Puissance maximale	63
III.1.15. Dimensionnement de l'onduleur	63
❖ Courant maximale	63
❖ Tension maximale.....	63
❖ La Puissance maximale	64
II.1.16. Câblage du système PV	65
III.2. Etude économique	67
III.2.1. Calcul de l'investissement initial total	67
III.2.2. Calcul de l'amortissement total	68
III.2.3. Calcul de l'entretien et de la maintenance annuel total	69
III.2.4. Calcul des coûts sur la durée de vie	70
III.3. Présentation de logiciel de simulation PVSYST	70
III.3.1. Conception et dimensionnement d'un système PV	71
III.4. Principaux résultats	71
III.4.1. Données météorologiques du site.....	71
III.4.2. Trajectoire du soleil.....	72
III.4.3. Schéma de l'installation PV.....	73
III.5. Résultats de simulation	74
Conclusion	83

Conclusion générale	84
Référence bibliographies	85

Liste figures

Figure I.1 : Les composantes du rayonnement incident sur une surface inclinée.....	5
Figure I.2 : Irradiation solaire globale reçue sur plan incliné à la latitude du lieu (moyenne annuelle).....	6
Figure I.3 : Principe de la conversion photoélectrique.....	7
Figure I.4 : Cellules photovoltaïques au silicium cristallin.....	9
Figure I.5 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	10
Figure I.6 : Modèle de cellule photovoltaïque idéale.....	11
Figure I.7 : Modèle de la cellule photovoltaïque réelle.....	12
Figure I.8: Cellules ou modules photovoltaïques en série.....	13
Figure I.9: Cellules ou modules photovoltaïques en parallèle.....	13
Figure I.10: Caractéristique résultante d'un groupement hybride de cellules identiques.....	14
Figure I.11: Module photovoltaïque.....	15
Figure I.12: Tension de circuit ouvert	15
Figure I.13: Courant de court-circuit	16
Figure I.14: Effet de la variation d'éclairement.....	17
Figure I.15: Effet de variation de la température.....	17
Figure I.16 : De la cellule au champ GPV.....	18
Figure I.17: Principe de fonctionnement d'un accumulateur.....	19
Figure I.18 : L'emplacement du régulateur.....	22
Figure I.19: Schéma de principe d'un régulateur de charge parallèle.....	23
Figure I.20 : Schéma de principe d'un régulateur de charge série.....	23
Figure I.21: Schéma électrique d'un régulateur de type disjoncteur.....	25

Figure I. 22: Système photovoltaïque autonome avec stockage.....	28
Figure I. 23: Système photovoltaïque autonome sans stockage.....	28
Figure I.24: Système photovoltaïque relié au réseau.....	29
Figure I.25: Système hybride.....	29
Figure II.1: Définition de l'orientation d'un panneau photovoltaïque.....	38
Figure II. 2: Angle d'inclinaison des modules photovoltaïques.....	38
Figure III.1 : Localisation de la direction (SADEG) Naâma.....	51
Figure III.2 : Interface de logiciel PVSYST.....	70
Figure III.3 : Etapes de simulation avec PVSYST.....	71
Figure III.4 : Caractéristiques climatiques du site de Naâma.....	72
Figure III.5 : Trajectoire du soleil à Naâma.....	72
Figure III.6 : Schéma simplifié d'une installation PV autonome	73
Figure III.7: Schéma simplifié d'une installation PV raccordée au réseau.....	73
Figure III.8: Besoins d'utilisateur	74
Figure III.9: Dimensionnement des batteries.....	74
Figure III.10: Dimensionnement de module et régulateur.....	75
Figure III.11: Dimensionnement de module et onduleur.....	75
Figure III. 12 : Paramètres de simulation pour le système autonome avec stockage.....	76
Figure III.13 : Analyse énergétique pour le système autonome avec stockage.....	77
Figure III .14 : Diagramme de perte dans le système autonome avec stockage.....	78
Figure III. 15 : Paramètres de simulation pour le système raccordée au réseau.....	79
Figure III.16 : Analyse énergétique pour le système raccordée au réseau.....	80
Figure III .17 : Diagramme de perte dans le système raccordée au réseau.....	81

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Performances des différentes technologies des cellules photovoltaïques.....	9
Tableau II.1 : la tension de fonctionnement du champ PV.....	34
Tableau II.2 : Choix de l'inclinaison.....	39
Tableau III.1 : Les besoins énergétiques dans Rez-de-chaussée.....	52
Tableau III.2 : Les besoins énergétiques dans l'étage 1	53
Tableau III.3 : Les besoins énergétiques dans l'étage 2	53
Tableau III.4 : Les besoins énergétiques dans l'étage 3	54
Tableau III.5 : Les besoins énergétiques dans l'étage 4	54
Tableau III.6 : Les besoins énergétiques dans la cour	55
Tableau III.7 : La consommation totale.	55
Tableau III.8 : L'irradiation moyenne reçue par mois dans la ville de Naâma par le logiciel Pvgis	56
Tableau III.9 : Situation géographique du site.....	56
Tableau III.10 : Les caractéristiques du module photovoltaïque.....	58
Tableau III.11: Nombre des batteries.....	59
Tableau III .12 : les caractéristiques du câblage.....	62
Tableau III.13: L'investissement initial total.....	67
Tableau III.14: La durée de vie des équipements.....	68
Tableau III.15 : L'amortissement global de l'installation PV.....	68
Tableau III.16 : L'entretien global annuel.....	69
Tableau III.17 : L'entretien global annuel.....	69
Tableau (III.18) : Comparaison entre le calcul et PVsyst.....	82

Nomenclature

PV : Photovoltaïque.

I_{od} : Le courant de saturation inverse de la diode.

V_d : La tension aux bornes de la diode.

V_t : Potentielle thermique.

K : Constant de Boltzmann.

I: Le courant fourni par la cellule.

I_{ph} : Le photo-courant dépendant de l'éclairement

R_s : Résistance en série.

R_{sh} : Résistance en parallèle.

FF : Facteur de forme.

P_{max} : La puissance maximale.

η : Le rendement.

P_{in} : La puissance lumineuse incidente.

GPV : Générateur photovoltaïque.

PWM : Pulse With Modulation.

MLI : Modulation en largeur d'impulsion.

MPPT: Maximum Power Point Tracking.

E_c : Energie consommée.

I_r : Irradiation moyenne mensuelle reçue par le capteur photovoltaïque correspondant au moins le plus défavorable (KWh/m² *j).

K : Coefficient correcteur.

T_u : Température diurne.

B : Eclairage de référence.

μ : Coefficient d'intégration.

S : Coefficient de sécurité.

G : Energie incidente reçue sur le plan des modules.

φ =latitude de lieu.

N= Le nombre de jours entre l'équinoxe de printemps (21 mars de chaque année) et le jour considéré, (de signe négatif vers la saison froide).

P_{ch} : Puissance crête de l'installation.

P_M : Puissance crête d'un module.

N_M : Nombre de modules à installer.

N_{MS} : Nombre des modules connectés en série.

N_{MP} : Nombre des modules connectés en parallèle.

V_{PV} : Tension du générateur PV.

V_U : Tension nominale unitaire.

C_n : La capacité nominale de l'installation en (Ah).

C_{Bn} : Capacité nominale d'une seule batterie en (Ah).

E_c : Energie consommée en (Wh).

N : Nombre de jours d'autonomie.

D : Profondeur de décharge en maximale.

N_{Bs} : Nombre des batteries en série.

N_{Bp} : Nombre des batteries en parallèle.

V_{CO} : La tension de circuit ouvert.

I_{CC} : Courant de court-circuit.

R : La résistance du câble.

ρ : Résistivité propre du matériau.

L : Longueur du câble.

S : Section du câble.

I_{\max} : Courant maximal.

ΔV : Chute de tension.

S_p : la surface de panneau.

S_n : La surface nécessaire.

L : La longueur.

l : La largeur.

C_{Tot} : Le coût d'investissement initial total de l'installation.

A_{Tot} : Le coût de l'amortissement annuel total de l'installation.

E_{Tot} : Le coût de l'entretien annuel total de l'installation.

C_{GA} : Le coût global annuel.



Introduction générale



Introduction générale

Depuis quelques années la communauté scientifique est concentrée sur la menace présumée la plus préoccupante pour l'avenir de la planète : le réchauffement climatique. Ce phénomène est la conséquence de l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre liées à l'activité humaine [1].

Il est techniquement et économiquement possible de faire des efforts importants pour réduire les activités humaines qui influencent négativement sur le climat et l'environnement. En effet, une des possibilités consiste à accroître le taux de production de l'énergie électrique à partir des ressources de type non-fossiles et renouvelables. Les exploitations en cours et des études de recherche, ont montré que ce type d'énergies renouvelables possède des atouts majeurs pour augmenter le taux de participation de ces énergies propres à la production d'électricité, tout en limitant l'impact négatif sur l'environnement. Aujourd'hui, les sources d'énergies renouvelables, notamment le solaire et l'éolien, sont les énergies dont le taux de croissance est le plus élevé [2]. Leur développement, en particulier l'énergie solaire, au niveau résidentiel et industriel est considérable.

Sans aucun doute, l'énergie solaire est un grand atout pour notre pays. En effet, l'Algérie possède un des grands gisements solaire du bassin méditerranéen. Avec plus de deux millions de km² de superficie, l'Algérie reçoit quotidiennement une très grande quantité d'ensoleillement pour produire un maximum d'énergie. Il faut savoir que sur une surface horizontale de 1 m², on peut avoir une puissance de l'ordre de 5 kWh. En plus, sur la quasi-totalité du territoire national, la durée d'insolation dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures sur les hauts plateaux et sur le Sahara [3].

L'objectif de ce travail est donc l'étude technique et économique permet de dimensionner un système photovoltaïque pour l'électrification d'une administration.

Ce travail est organisé en trois chapitres :

Dans le premier chapitre nous présenterons des notions sur le système photovoltaïque, l'énergie solaire, le fonctionnement physique d'une cellule photovoltaïque ainsi que les différentes composantes constituent un système photovoltaïque et leurs caractéristiques et bien sûr les avantages et les inconvénients de cette énergie.

Introduction générale

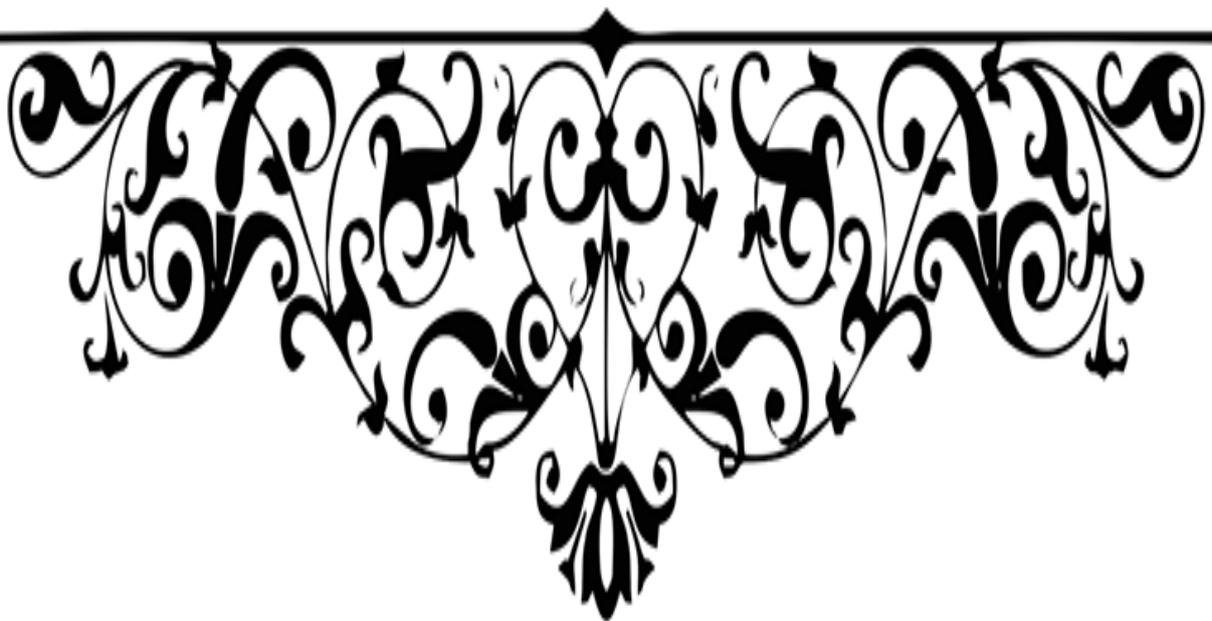
Le deuxième chapitre sera commence par une définition de dimensionnement, les critères de dimensionnement ainsi que les différentes méthodes de dimensionnement.

Le troisième chapitre sera consacré pour l'étude et le dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour l'alimentation de la société DDN de Naâma ainsi la simulation par le logiciel PV SYST.

Enfin, on achèvera notre travail par une conclusion générale.



**Chapitre I : Généralités sur
L'énergie solaire et les
systèmes photovoltaïques**



Introduction

Le terme « photovoltaïque » est associé à la production d'une tension à partir de la lumière ; on y réfère souvent par l'abréviation PV. Un terme plus courant pour une cellule photovoltaïque est pile solaire malgré que celle-ci fonctionne à partir de n'importe quelle source de lumière et non uniquement celle du soleil. Une pile solaire est un convertisseur qui transforme l'énergie de la lumière en énergie électrique. Comme elle ne peut pas emmagasiner d'énergie, lorsque la source de lumière (typiquement le soleil) est enlevée, la pile ne produit plus de courant électrique. Si l'électricité est requise durant la nuit, un moyen quelconque d'emmagasiner de l'énergie électrique (typiquement une batterie) doit faire partie du circuit.

Dans ce chapitre, nous présenterons certains principes de la technologie photovoltaïque ainsi qu'une description des différents systèmes photovoltaïques.

I.1. L'énergie solaire photovoltaïque**I.1.1. Histoire du photovoltaïque**

Le mot "photovoltaïque" vient de la grecque "photo" (lumière) et de "volta" du nom du physicien italien qui découvrit la pile électrique.

En 1839: C'est le savant français Alexandre-Edmond Becquerel (1820-1891), qui, le premier mit en évidence les effets électriques que produisent les rayons solaires dans une pile constituée par des électrodes de platine et de cuivre oxydé plongeant dans une solution électrolytique acide. Il le décrit dans un "Mémoire sur les effets chimiques et électriques produits sous l'influence de la lumière solaires".

En 1873: L'ingénieur américain Willoughby Smith découvre les propriétés photosensibles du sélénium.

En 1877: W.G. Adams et R.E. Day expliquent l'effet photovoltaïque du sélénium.

En 1883: Charles Fritts construit la première cellule en sélénium et or. Elle atteint un rendement d'environ 1%.

En 1905: Albert Einstein publie "Sur un point de vue heuristique concernant la production et la transformation de la lumière". Cet article lui vaudra le prix Nobel de physique en 1922.

En 1918: Le scientifique polonais Jan Czochralski développe un procédé pour créer du silicium monocristallin.

C'est Albert Einstein, qui, le premier, a pu expliquer le principe photovoltaïque, avec à la clé, le prix Nobel de physique en 1923.

En 1939: L'ingénieur américain Russel Ohl (1898-1987) découvre la jonction P-N.

En 1954: Les chercheurs américains Gerald Pearson, Darryl Chapin et Calvin Fuller mettent au point une cellule photovoltaïque en silicium pour les laboratoires Bell.

En 1955: Des chercheurs américains (Chapin, Fuller, Pearson et Prince) travaillant pour les laboratoires Bell Téléphone (devenus aujourd'hui Alcatel-Lucent Bell Labs) développent une cellule photovoltaïque à haut rendement de 6 %.

En 1958: Première utilisation spatiale de photopiles solaires dans le satellite américain Vanguard.

En 1958: Le satellite Sputnik III est équipé de cellules photovoltaïques.

Les Américains lancent en 1959 le satellite Vanguard qui est alimenté par des piles photovoltaïques ayant un rendement de 9%.

La première maison avec une installation photovoltaïque voit le jour en 1973 à l'université de Delaware aux Etats-Unis d'Amérique.

C'est en 1983 que la première voiture alimentée par énergie photovoltaïque parcourt 4000 kilomètres en Australie.

Aujourd'hui, l'énergie photovoltaïque est à la disposition des entreprises et des particuliers les panneaux photovoltaïques ont des rendements de l'ordre de 20% [4, 5].

I.1.2. La ressource solaire

Le Soleil est l'étoile la plus proche de notre planète. Ces radiations énergétiques sont pratiquement la seule source d'énergie qui influe sur l'atmosphère et le climat sur terre. Le rayonnement solaire est un phénomène électromagnétique qui est compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 μm à 10 μm [6, 7]. L'énergie associée à ce rayonnement solaire est approximativement décomposée comme suit :

- **9%** dans la bande des ultraviolets (<0,4 μm).
- **47%** dans la bande visible (0,4 à 0,8 μm).
- **44%** dans la bande des infrarouges (>0,8 μm).

L'atmosphère terrestre reçoit un rayonnement solaire d'une puissance moyenne de 1367 W/m². Mais, l'atmosphère absorbe une partie, de sorte que la quantité d'énergie atteignant la surface terrestre dépasse rarement 1200 W/m². Ainsi, la rotation et l'inclinaison de la terre font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon la latitude l'heure et la saison.

I.1.2.1. Atténuation du rayonnement solaire par l'atmosphère

Les phénomènes atmosphériques influent sur le rayonnement solaire reçu sur la surface de la terre. Ces phénomènes sont la nébulosité, les poussières, l'humidité, la couverture du sol...etc.

L'éclairement solaire sur un plan d'une inclinaison donnée est composé de grandeurs suivantes figure (I.1) :

- **Eclairement direct** : C'est le rayonnement solaire reçu directement du Soleil.
- **Eclairement diffus** : C'est le rayonnement solaire provenant de toute la voûte céleste. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages.
- **Eclairement réfléchi** : C'est le rayonnement solaire qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Ce rayonnement dépend de l'albédo du sol et il peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (neige, eau... etc.) [8].

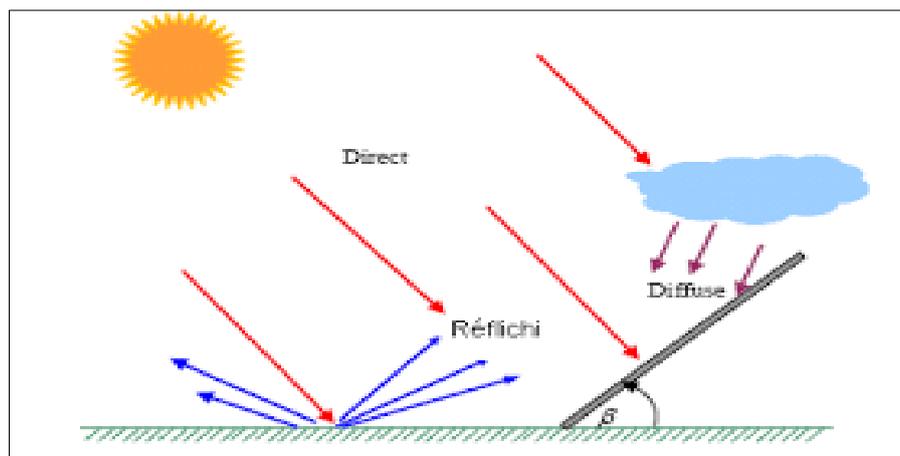


Figure I.1 : Les composantes du rayonnement incident sur une surface inclinée [8].

I.1.2.2. Gisement solaire en Algérie

L'étude du gisement solaire est le point de départ de toute investigation dans le domaine de l'énergie solaire. Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible dans un lieu donné et au cours d'une période donnée. Son évaluation peut se faire à partir des données de l'irradiation solaire globale. Elle est utilisée pour simuler le fonctionnement probable d'un système énergétique solaire et donc d'effectuer son dimensionnement le plus exacte possible compte tenu des demandes en

énergie à satisfaire. De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde.

La durée d'insolation moyenne nationale dépasse les 2000 heures annuellement. Cette valeur peut atteindre facilement les 3900 heures dans les hauts plateaux et le Sahara. Ainsi, l'énergie moyenne reçue quotidiennement sur une surface inclinée à la latitude est d'environ 7 kWh/m²/jour [9]. Elle est répartie comme suit :

- Au Nord : 5,6 kWh/m²/jour
- Au Sud : 7,2 kWh/m²/jour

La figure (I.2) montre l'irradiation globale moyenne annuelle reçue sur plan incliné à la latitude du lieu.

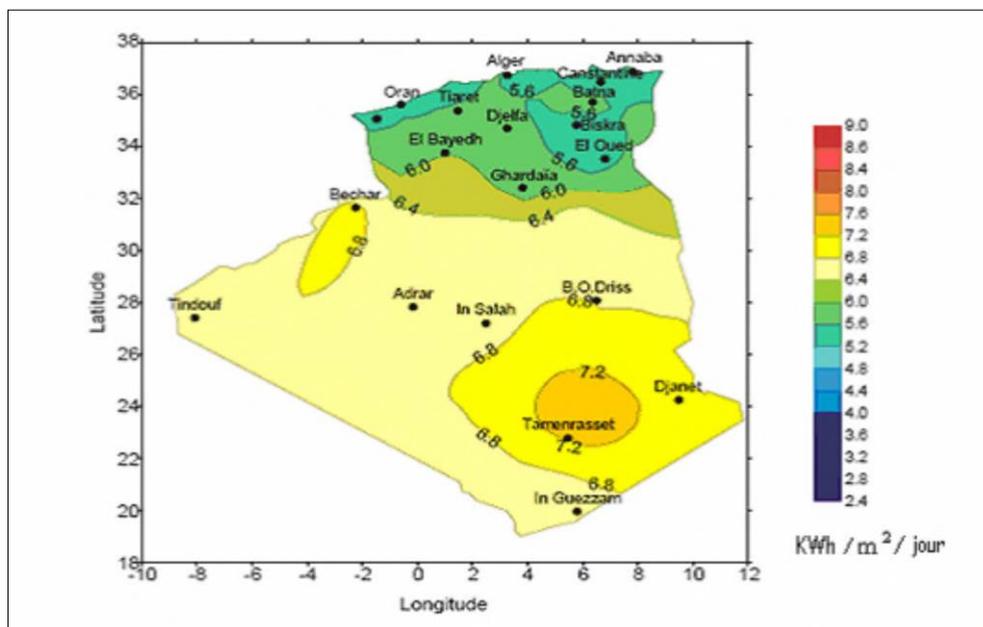


Figure I.2 : Irradiation solaire globale reçue sur plan incliné à la latitude du lieu (moyenne annuelle) [9].

I.2. La cellule photovoltaïque (PV)

I.2.1. Définition de la cellule photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque ou la photopile est l'élément de base de la conversion photovoltaïque, elle est assimilable à une diode photosensible. Son fonctionnement est basé sur les propriétés des matériaux semi-conducteurs qui ont pour rôle de convertir l'énergie lumineuse en énergie électrique [10].

I.2.2. Principe de fonctionnement de la cellule photovoltaïque

Lorsque le matériau dopé N est mise en contact avec le matériau P, 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 (dite PN) a été formée.

En ajoutant des contacts métalliques sur les zones N et P, une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel: de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel le courant électrique circule [11].

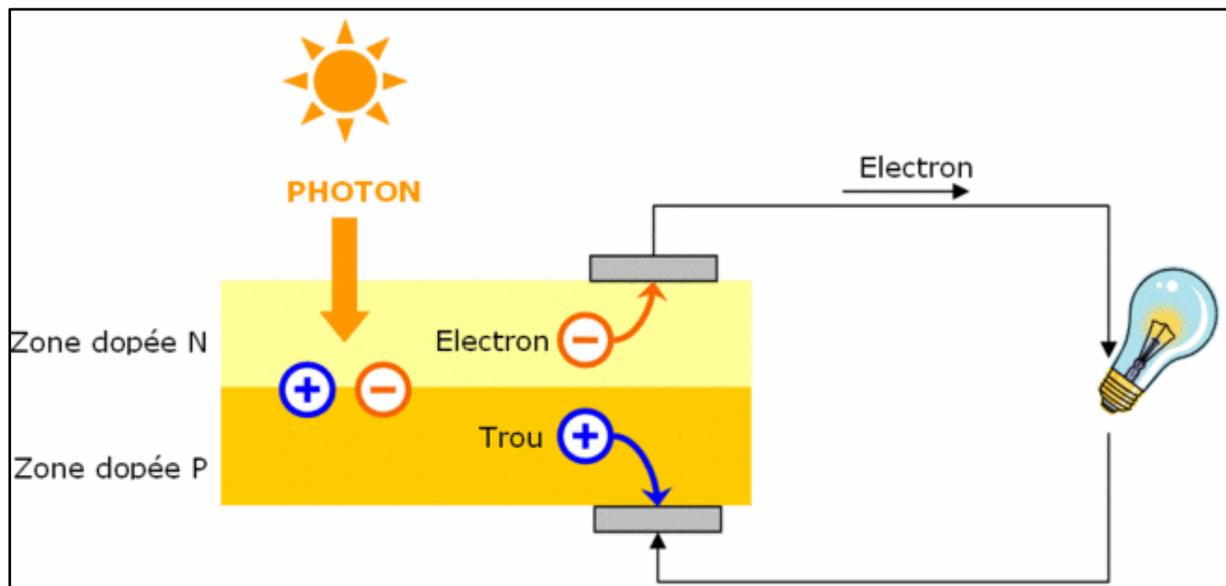


Figure I.3 : Principe de la conversion photoélectrique [11].

I.2.3. Différentes technologies de cellules photovoltaïques

Une grande variété de cellules photovoltaïques existe et peut être partagée en trois grandes familles selon les technologies utilisées. La première génération existe depuis plusieurs dizaines d'années, elle offre de loin le meilleur rendement pour un rapport qualité/prix assez satisfaisant. La deuxième génération, récemment apparue regroupe les technologies

dites « couches minces », leurs rendement est encore inférieur à celui des cellules cristallines mais tend à s'améliorer pour un coût inférieur. La dernière et troisième génération, celle des cellules organiques est en cours de développement et vise de hauts rendements avec des coûts de productions de plus en plus bas [12].

I.2.4. Technologies de la première génération à base de silicium cristallin

Considérée comme la technologie photovoltaïque la plus efficace et la plus dominante la première génération comprend le monocristallin et le poly cristallin. Le silicium monocristallin reste encore plus cher que le silicium poly cristallin mais permet d'obtenir un rendement plus élevé, avec près de 19.8% contre 24.7% de rendement en laboratoire.

➤ **Cellule monocristalline**

La cellule monocristalline est celle qui s'approche le plus du modèle théorique. Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Cependant pour arriver à ce résultat la fabrication est complexe et coûteuse en énergie, les rendements de conversion obtenue varient entre **14** et **17%**.

➤ **Cellule poly cristalline**

Contrairement à la cellule monocristalline, la cellule poly cristalline n'a pas besoin d'un silicium aussi pur et ordonné. Pour fabriquer ce matériau, on refond tous les déchets provenant du tirage des monocristaux, on obtient des lingots qu'il faut ensuite scier en plaquettes. Les rendements de conversion industrielle qui étaient de l'ordre de **8** à **10%** avant **1980** sont actuellement de **12** à **15%**. Il s'agit de la technologie la plus représentée sur le marché du photovoltaïque car elle allie à la fois des rendements de conversion élevés avec un coût de production faible par rapport à la filière silicium monocristallin.

➤ **Les cellules amorphes**

Les cellules amorphes sont à base d'un matériau composé de silicium hydrogéné (état non cristallin) déposé sur un substrat de verre, elles se caractérisent par un fort coefficient d'absorption, et sont souvent utilisées dans de petits produits de consommation tel que des calculatrices solaires ou encore des montres. L'avantage de ces derniers est le fonctionnement avec un éclaircissement faible (même par temps couvert ou à l'intérieur d'un bâtiment). Leurs rendement est assez faible de 5% à 8% voir jusqu'à 13% en laboratoire, mais ne nécessite que de très faibles épaisseurs de silicium et ont un coût peu élevés [12].

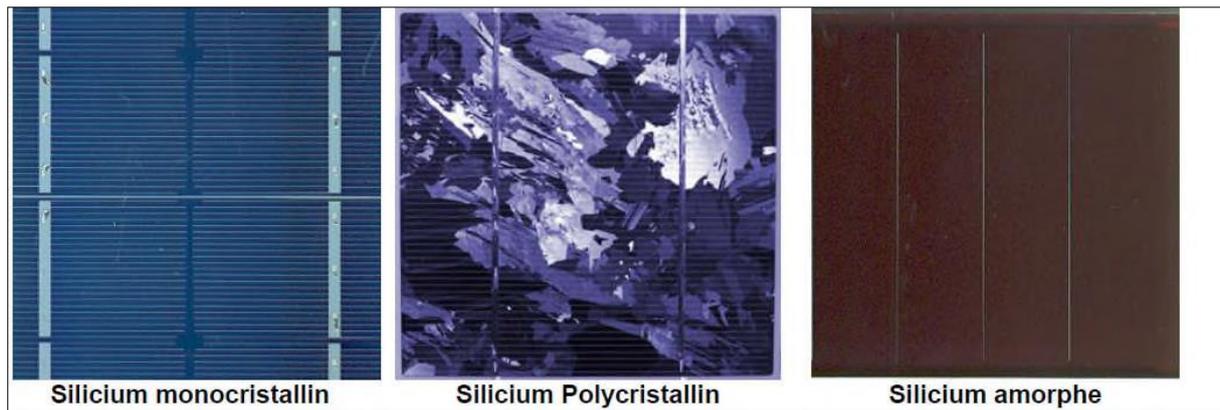


Figure I.4 : Cellules photovoltaïques au silicium cristallin [12].

Tableau (I.1) : Performances des différentes technologies des cellules photovoltaïques [12].

Technologies	Rendement	Avantages	Inconvénients	Durée de vie
Silicium monocristallin	14-17%	Bon rendement pour une cellule	Coût élevé, perte de matière première en cours de fabrication	25 ans
Silicium poly cristallin	12-15%	Bon rendement pour un module	Coût élevé, perte de matière première en cours de fabrication	25 ans
Silicium Amorphe	6-10%	Facile à fabriquer	Mauvais rendement	+10 ans
CDTE	8-11%	Absorbe 90% des photons incidents	Cadmium très polluant	Non évaluée
CIS/CIGS	10-12%	Energie de gap ajustable 99% des photons absorbés	Manque de matière première	5 ans
Cellules organiques	10%	Faible coût de fabrication	Rendement encore trop bas	Faible actuellement

I.2.5. Paramètres électrique d'une cellule photovoltaïque

I.2.5.1. Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque

La figure (I.5) présente le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque sous éclairement. Il correspond à un générateur de courant I_{ph} monté en parallèle avec une diode.

Deux résistances parasites sont introduites dans ce schéma. Ces résistances ont une certaine influence sur la caractéristique $I = f(V)$ de la cellule :

- La résistance montée en série (R_s) représente la résistance de contacte et de connexion.
- La résistance shunt (R_{sh}) montée en parallèle représente le courant de fuite.
- Une diode en parallèle qui modélise la jonction PN [13].

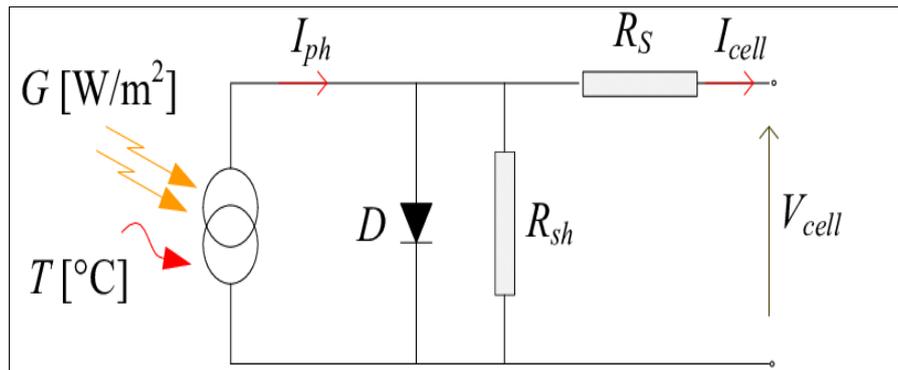


Figure I.5 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque [13].

Le rôle de chaque composant électrique :

- **Générateur de courant I_{ph}** : il délivre le courant I_{ph} correspondant au photon généré.
- **La diode D** : modélise la jonction PN.
- **la résistance série R_s** : La résistance série caractérise les pertes par effets Joule de la résistance propre du semi-conducteur et les pertes à travers les grilles de collectes et les mauvais contacts ohmiques de la cellule. Les contacts semi-conducteurs électrodes à résistance élevée abaissent appréciablement la tension et le courant de sortie ce qui va limiter le rendement de conversion.
- **la résistance parallèle R_{sh}** : La résistance parallèle (shunt) caractérise les pertes par recombinaison des porteurs dues aux défauts structuraux du matériau, épaisseurs des régions N et P et de la zone de charge et d'espace. L'existence de fissures et de défauts de structures complexes devient le siège de phénomène physique assimilable aussi à une résistance parallèle R_{sh} [14].

I.2.6. La modélisation d'une cellule photovoltaïque

I.2.6.1. Modèle idéal

Une cellule photovoltaïque peut être décrite de manière simple comme une source idéale de courant qui produit un courant I_{ph} proportionnel à la puissance lumineuse incidente, en parallèle avec une diode figure (I.6) qui correspond à l'aire de transition p-n de la cellule PV. D'après la loi de nœud [12] :

$$I = I_{ph} - I_d \tag{I.1}$$

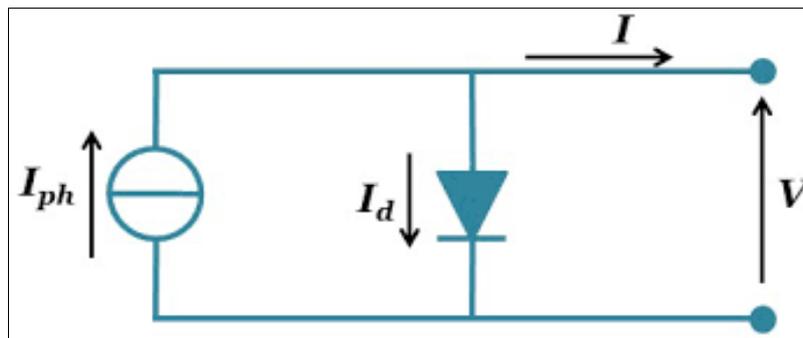


Figure I.6 : Modèle de cellule photovoltaïque idéale [12].

Pour un générateur PV idéal, la tension aux bornes de la résistance est égale à celle aux bornes de la diode :

$$V = V_d \tag{I.2}$$

La diode étant un élément non linéaire est donnée par la relation :

$$I_d = I_{0d} \cdot \left(e^{\left(\frac{V_d}{V_t} \right)} - 1 \right) \tag{I.3}$$

I_{0d} : Le courant de saturation inverse de la diode.

V_d : La tension aux bornes de la diode.

$V_t : \frac{KT}{q}$ Potentielle thermique.

K : Constant de Boltzmann, $K = 1.380649 \times 10^{-23} \text{ J} \cdot \text{K}^{-1}$.

Donc la relation devient :

$$I_d = I_{ph} - I_{0d} \cdot \left(e^{\left(\frac{V_d}{V_t} \right)} - 1 \right) \tag{I.4}$$

I.2.6.2. Modèle réel

Le modèle photovoltaïque précédent ne prenait pas en compte tous les phénomènes présents lors de la conversion d'énergie lumineuse. En effet, dans le cas réel, on observe une perte de tension en sortie ainsi que des courants de fuite. On modélise donc cette perte de tension par une résistance en série R_s et les courants de fuite par une résistance en parallèle R_{sh} [12] :

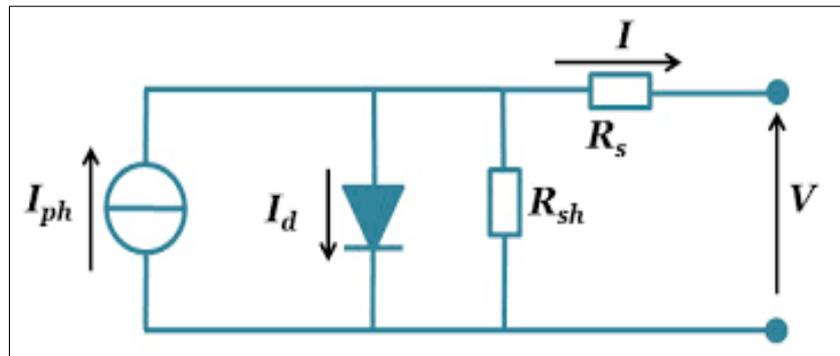


Figure I.7 : Modèle de la cellule photovoltaïque réelle [12].

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \tag{I.5}$$

$$I_{sh} = \left(\frac{V + R_s \cdot I}{R_{sh}} \right) \tag{I.6}$$

$$I_d = I_o \cdot \left(e^{\left(\frac{V_d}{V_t} \right)} - 1 \right) \tag{I.7}$$

I : Le courant fourni par la cellule.

I_{ph} : Le photo-courant dépendant de l'éclairement.

I_o : Le courant de saturation de la diode.

R_s : Résistance en série.

R_{sh} : Résistance en parallèle.

Donc la relation devient :

$$I = I_{ph} - I_o \cdot \left(e^{\left(\frac{V_d}{V_t} \right)} - 1 \right) - \left(\frac{V + R_s \cdot I}{R_{sh}} \right) \tag{I.8}$$

I.2.7. Association des cellules photovoltaïques identiques

I.2.7.1. Association en série:

En additionnant des cellules ou des modules identiques en série, le courant de la branche reste le même mais la tension augmente proportionnellement au nombre de cellules (modules) en série. La figure(I.8) montre l'intérêt de l'association des cellules ou modules photovoltaïques identiques en série [10] :

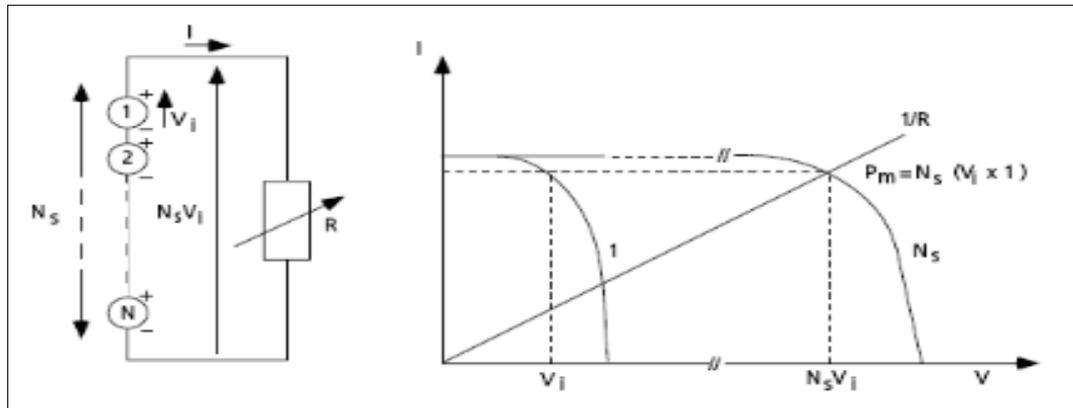


Figure I.8: Cellules ou modules photovoltaïques en série [10].

I.2.7.2. Association en parallèle

En additionnant les modules identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque module et l'intensité augmente proportionnellement au nombre de modules en parallèle dans la branche. La figure(I.9) montre l'intérêt de l'association des cellules ou modules photovoltaïques identiques en parallèle :

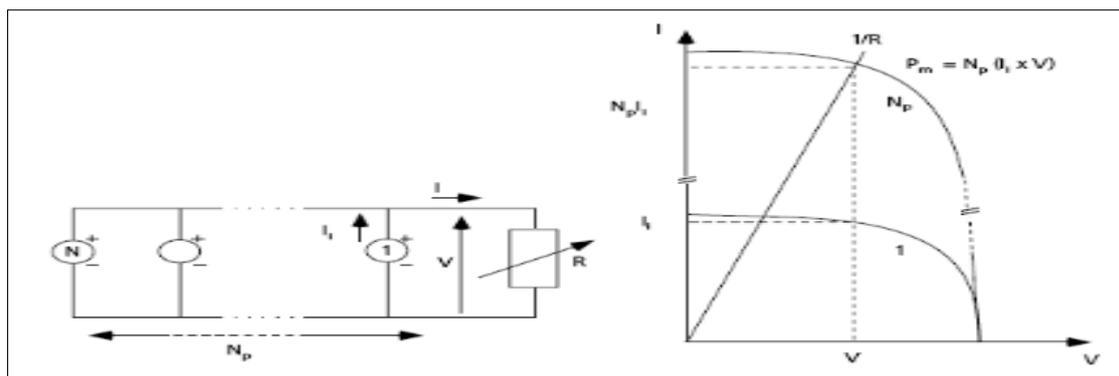


Figure I.9: Cellules ou modules photovoltaïques en parallèle [10].

I.2.7.3. Association hybride (en série et en parallèle)

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

$$I^{tcc} = n_p \times I_{cc} \tag{I.9}$$

$$V^{t_{oc}} = n_s \times V_{oc} \tag{I.10}$$

Avec :

np : Nombre des cellules en parallèle.

ns : Nombre des cellules en série.

La figure(I.10) montre la caractéristique résultante obtenue en associant, en série ns et en parallèle np, cellules identiques.

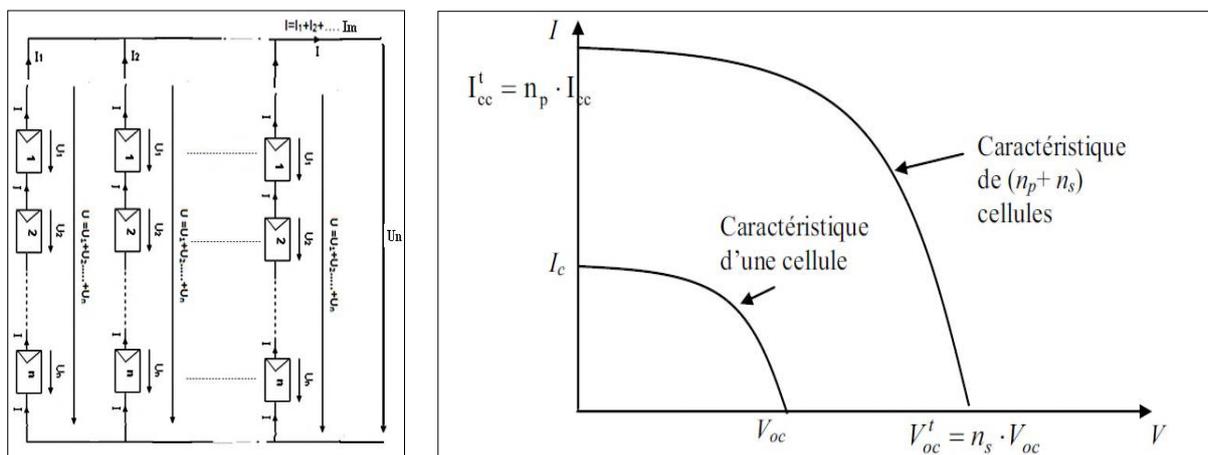


Figure I.10: Caractéristique résultante d'un groupement hybride de cellules identiques [10].

I.3. Le module photovoltaïque

Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module figure (I.11). Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (éthylène-vinyl- acétate) figure (I.11) et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière d'une ou de polyéthylène [15].



Figure I.11: Module photovoltaïque [15].

I.3.1. Caractéristique du panneau photovoltaïque

I.3.1.1. Tension de circuit ouvert V_{oc}

C'est la tension aux bornes d'un panneau sous un ensoleillement constant dont le courant est nul [16].

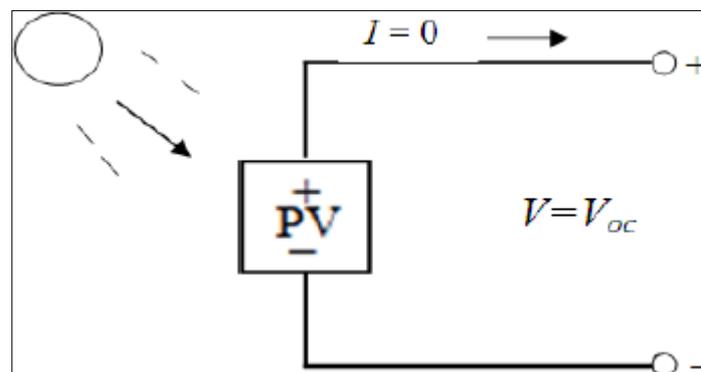


Figure I.12: Tension de circuit ouvert [16].

I.3.1.2. Courant de court-circuit I_{cc}

$I = I_{cc}$ Lorsqu'il n'y a aucune tension aux bornes de la cellule.

Le Courant de court-circuit et la Tension de circuit ouvert nous informe directement sur le niveau d'ensoleillement exposé au panneau [16].

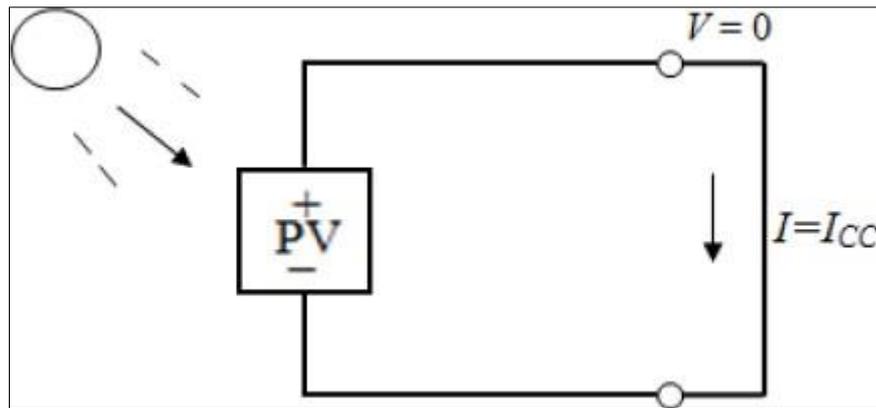


Figure I.13: Courant de court-circuit [16].

I.3.1.3. Facteur de forme FF

Un paramètre important est utilisé à partir la caractéristique $I(V)$ pour qualifier la qualité d'une cellule ou d'une cellule ou d'un générateur PV.

Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée P_{max} et la puissance exploitable par la rectangle $I_{cc} * V_{oc}$ [17].

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{cc} * V_{oc}} \quad (I.11)$$

I.3.1.4. Le rendement η

Le rendement de cellule ou le rendement de conversion en puissance est le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule P_{max} et la puissance lumineuse incidente P_{in} , le rendement permet d'évaluer les performances de la cellule [18].

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{FF * I_{cc} * V_{oc}}{P_{in}} \quad (I.12)$$

I.3.2. Les paramètres qui influent sur caractéristique (I-V) du panneau Pv

I.3.2.1. Influence de l'éclairement

La figure (I.14) présente les caractéristiques (I, V) pour différents niveaux d'ensoleillement. On pourra voir que le courant de court-circuit varie en proportion du niveau d'ensoleillement, tandis que la tension en circuit ouvert est à peu près constante. Par conséquent, la puissance extraite augmente en conséquence et chaque courbe a un point de puissance maximale PM (les points en étoile rouge), qui est le point de fonctionnement optimal pour une utilisation efficace des panneaux solaires.

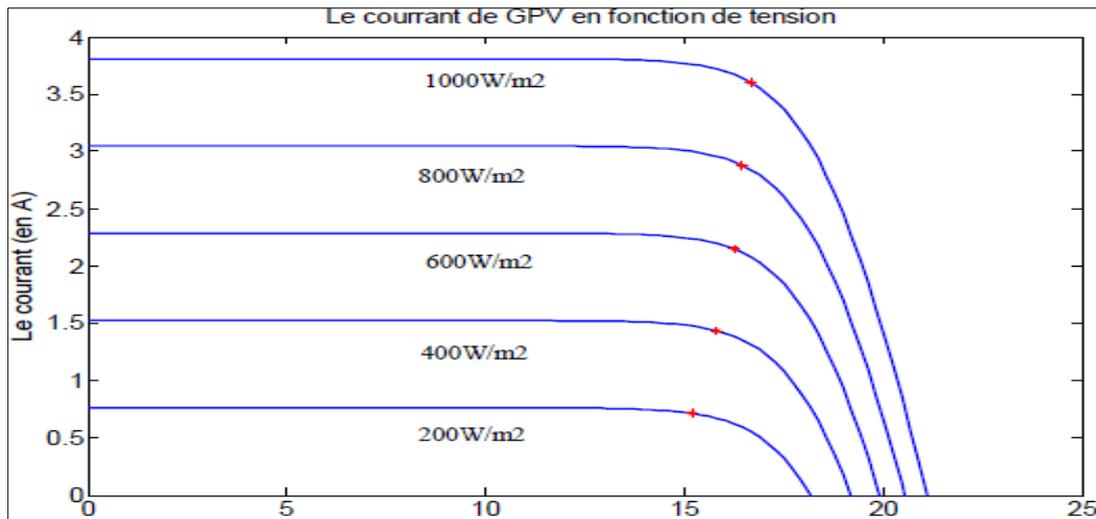


Figure I.14: Effet de la variation d'éclairement [18].

I.3.2.2. Influence de la température

Pour la température de fonctionnement d'un GPV, il est essentiel de comprendre l'effet de variation de celle-ci à la fois sur la tension en circuit ouvert et de court-circuit. Le courant augmente légèrement à mesure que la température augmente, ce qui est dû à l'absorption accrue de la lumière. Toutefois, comme la température augmente la tension en circuit ouvert tend à diminuer comme le montre la figure (I.15) [18].

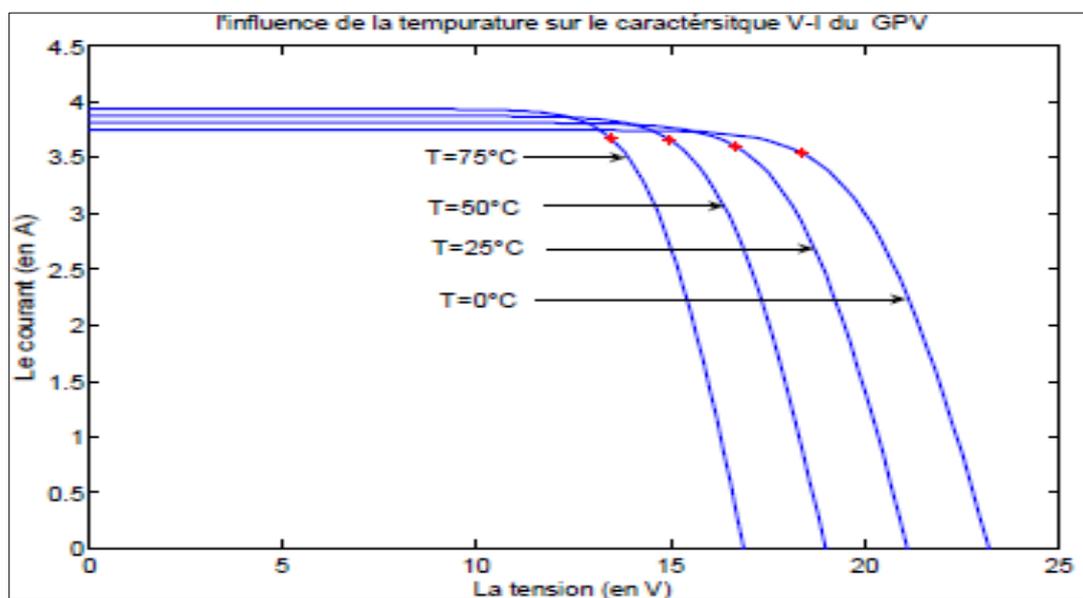


Figure I.15: Effet de variation de la température [18].

I.4. Générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque (GPV) est une combinaison de plusieurs modules PV ou panneau. Il représente pour un système PV la source de l'énergie à fournir.

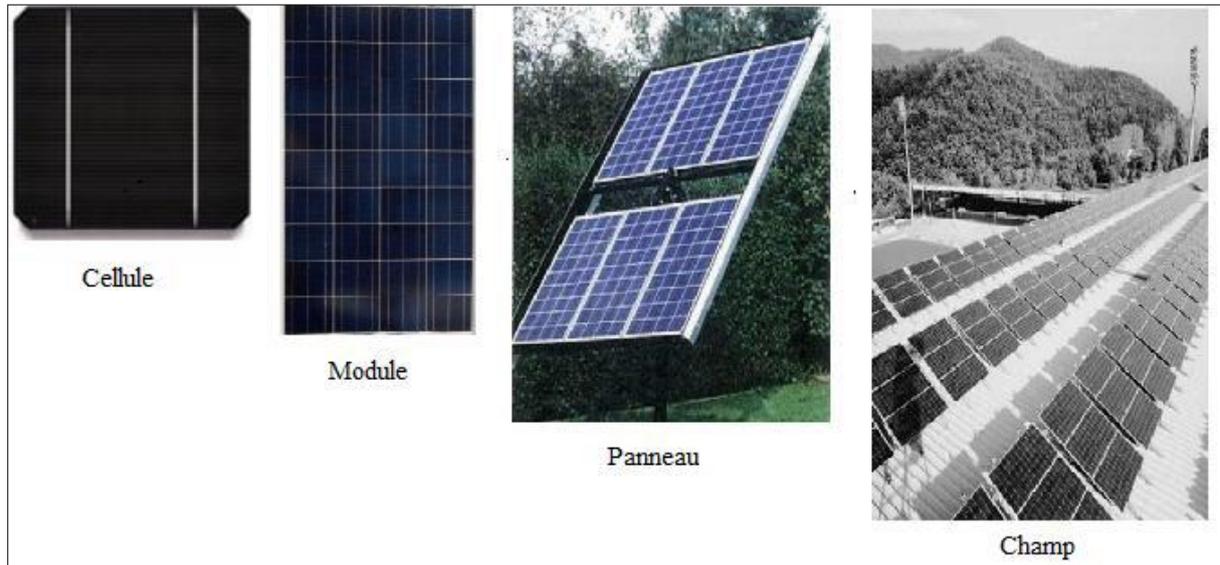


Figure I.16 : De la cellule au champ GPV [19].

I.5. Stockage de l'énergie

Dans une installation PV, le stockage correspond à la conservation de l'énergie produite par le générateur PV, en attente pour une utilisation ultérieure. La gestion de l'énergie solaire nécessite d'envisager des stockages suivant les conductions météorologiques et qui vont répondre à deux fonctions principales [19] :

- Fournir à l'installation de l'électricité lorsque le générateur PV n'en produit pas (la nuit ou par mauvais temps par exemple).
- Fournir à l'installation des puissances plus importantes que celles fournies par le générateur PV.

I.5.1. Batteries

Les batteries, dites aussi accumulateurs, sont des systèmes électrochimiques destinés à stocker une énergie chimique et à la restituer ultérieurement sous forme d'énergie électrique.

I.5.2. Principe de fonctionnement

Un accumulateur est un dispositif électrochimique qui permet la conversion réversible d'énergie chimique en énergie électrique.

En charge, l'énergie électrique est convertie et stockée sous forme d'énergie chimique à travers des réactions d'oxydoréduction. En décharge, l'élément fonctionne en mode générateur. Dans ce cas, l'énergie chimique est convertie en énergie électrique, et les réactions inverses se produisent aux électrodes.

Un accumulateur est constitué principalement, de deux électrodes qui permettent de stocker les électrons à l'issue des réactions électrochimiques d'oxydoréduction. Ces électrodes sont immergées dans l'électrolyte qui permet le transport des espèces ioniques d'une électrode à l'autre. Le séparateur permet l'isolation électrique pour assurer le passage des électrons via le circuit électrique extérieur.

Enfin, pour assurer le contact avec ce circuit extérieur, des collecteurs de courant, bons conducteurs électroniques, sont présents à chaque électrode [20].

La figure (I.17) présente le schéma de principe de fonctionnement d'un accumulateur pour les modes de décharge (a) et de charge (b).

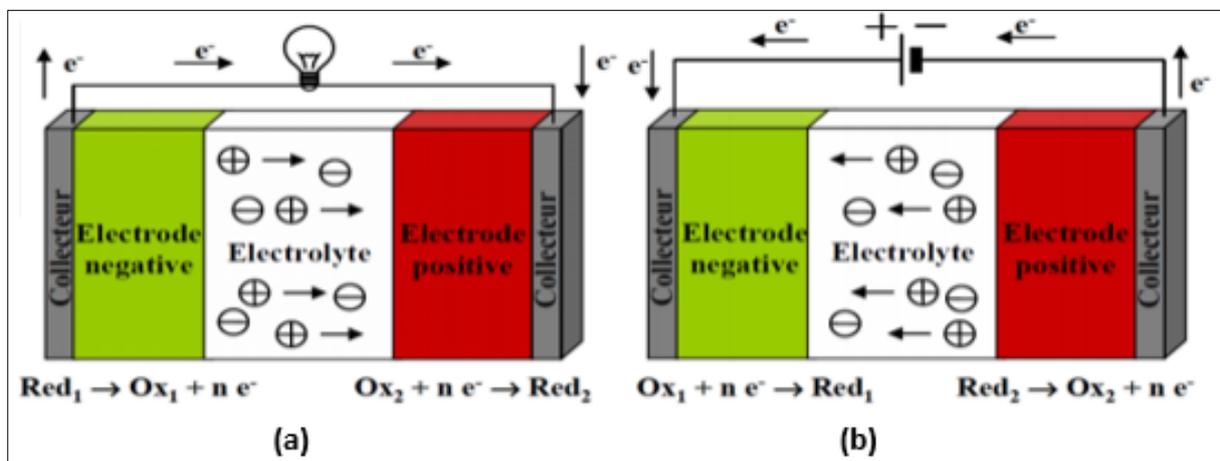


Figure I.17: Principe de fonctionnement d'un accumulateur [20].

Les deux principaux types d'accumulateurs utilisables actuellement sont :

- Les accumulateurs au plomb.
- Les accumulateurs au cadmium-nickel (accumulateurs à électrolyte alcalin).

- Les accumulateurs au cadmium-nickel peuvent être utilisés pour des applications de puissance relativement faible.

Le coût élevé de ce type d'accumulateurs (par rapport aux accumulateurs au plomb) en limite l'utilisation pour les mini et micro-puissances. Le stockage est représenté par des batteries, disposées en série dont le nombre définirait la tension de fonctionnement et la capacité de stockage désirées.

La durée de vie des accumulateurs dépend en général de leur condition d'utilisation, pour ces deux types des batteries la durée de vie est de 10 à 15 ans, mais à une condition essentielle, c'est de maintenir leur état de charge supérieur à 50 % [21].

Il existe trois grandes utilisations pour les accumulateurs [22] :

- La batterie de démarrage.
- La batterie de traction.
- La batterie stationnaire.

I.5.3. Caractéristiques de la batterie

a. Résistance interne de l'accumulateur

La résistance interne est toujours très faible (de l'ordre de quelques centièmes d'ohm) et négligeable en général, dans les applications numériques.

La résistance interne d'un accumulateur peut donc être déterminée en fonction de ses composants, à savoir : la résistance de l'électrolyte, la résistance de contact entre les électrodes et les cellules, et la résistance des matériaux propre à chacune des électrodes.

b. Tension à vide

La tension à vide est la tension dans laquelle la batterie est totalement chargée.

c. Tension nominale

C'est la tension à laquelle l'énergie stockée est restituée normalement à la charge.

Cette tension diffère en fonction des différents types de batteries, elle peut avoir une valeur de 6V, 12V, 24V, 48V...

d. Rendement

C'est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.

e. Capacité

La capacité d'une batterie est la quantité d'Ampères qu'elle fournit multiplié par le nombre d'heures pendant lesquelles le courant circule, elle est proportionnelle aux dimensions de la batterie. Ce paramètre est exprimé en Coulombs ou l'ampère-heure (Ah) ($1\text{Ah}=3600\text{C}$).

f. Tension de fin décharge

Comme son nom l'indique, c'est la marge de tension que doit avoir pour ne pas endommager la batterie.

g. Profondeur de décharge

La profondeur de décharge est le pourcentage de l'énergie maximale qui doit être extraite de la batterie qui est utilisé pendant un cycle de charge/décharge, elle influence sur la durée de vie de la batterie (plus la profondeur de décharge est important plus la durée de vie de la batterie sera courte).

h. Taux d'autodécharge

L'autodécharge est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (sans charge) pendant un temps donné et pour une température donnée.

i. Température

La température de la batterie est celle de son atmosphère. Le comportement d'une batterie est spécifié à une température de 27 degrés. C'est Un facteur qui influence la capacité car les températures plus faibles réduisent leur capacité significativement, par contre des températures plus hautes produisent une légère augmentation de leur capacité, mais ceci peut augmenter la perte d'eau et diminuer la durée de vie de la batterie.

j. Durée de vie et nombre de jour d'autonomie

Le nombre de jour d'autonomie est la période pendant laquelle la batterie assure le fonctionnement du récepteur jusqu'à sa décharge, sans la recharger [20].

I.6. Système de régulation

Le régulateur de charge est un élément indispensable pour les installations photovoltaïques isolées du réseau. Sa principale fonction est d'assurer le contrôle de l'état de charge de la batterie afin de maximiser la durée de vie et éviter sa destruction. Ainsi, il quantifie le courant qui arrive ou qui sort de la batterie car le niveau de charge ne doit être ni trop bas (décharge profonde) ni trop haut (surcharge).

Il protège la batterie contre une surcharge du courant qui arrive du panneau photovoltaïque par réduction du courant lorsque la batterie est presque entièrement chargée d'un côté et de l'autre côté contre une décharge profonde engendrée par le consommateur.

La tension aux bornes de la batterie est l'indication sur laquelle s'appliquera le régulateur pour assurer sa fonction. Le régulateur mesure en permanence cette tension et la compare à deux seuils de tension préétablis : seuil haut et seuil bas [23].

Il se place à l'intermédiaire des autres composants du système, entre le panneau et les batteries pour contrôler la charge et entre la batterie et l'utilisateur pour le contrôle de la décharge comme le montre la figure (I.18) :

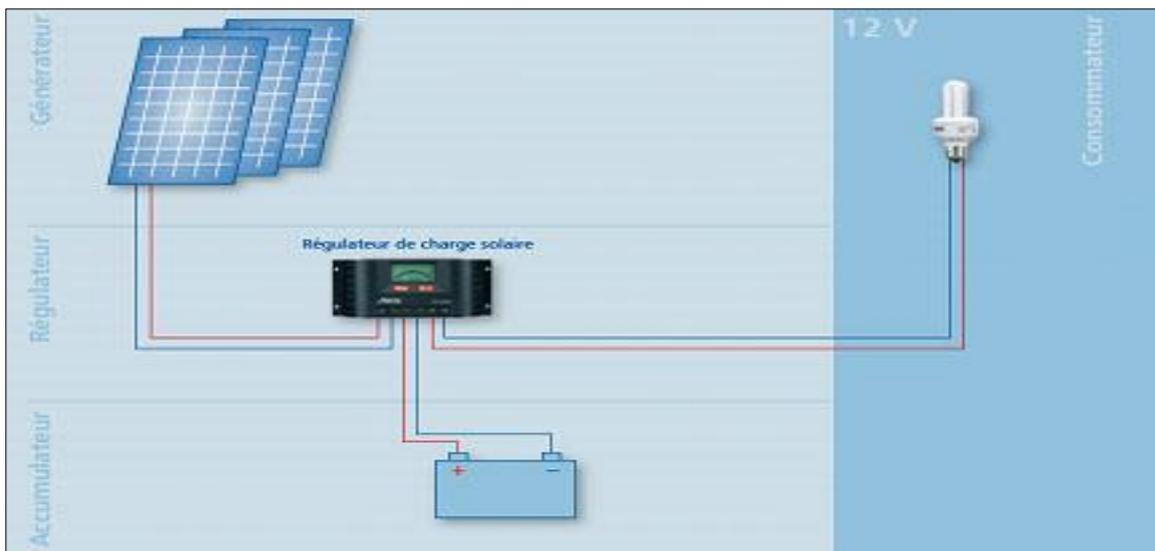


Figure I.18 : L'emplacement du régulateur [23].

Les régulateurs de charge de système photovoltaïque autonome peuvent se classer en quatre groupes principaux :

a. Les régulateurs de charge parallèle (shunt)

Le régulateur shunt est bien adapté aux petits systèmes. En fin de charge, il court-circuite le module (il "shunte" le module) afin que la batterie ne reçoive plus de courant et ne soit pas en surcharge. Le courant excédentaire est ainsi dirigé vers une résistance qui dissipe l'énergie produite sous forme de chaleur. C'est une technologie ancienne qui n'est plus vraiment disponible sur le marché car elle ne permet pas de recharger la batterie à plus de 70% de sa capacité.

La figure (I.19) illustre un régulateur de charge shunt [24]:

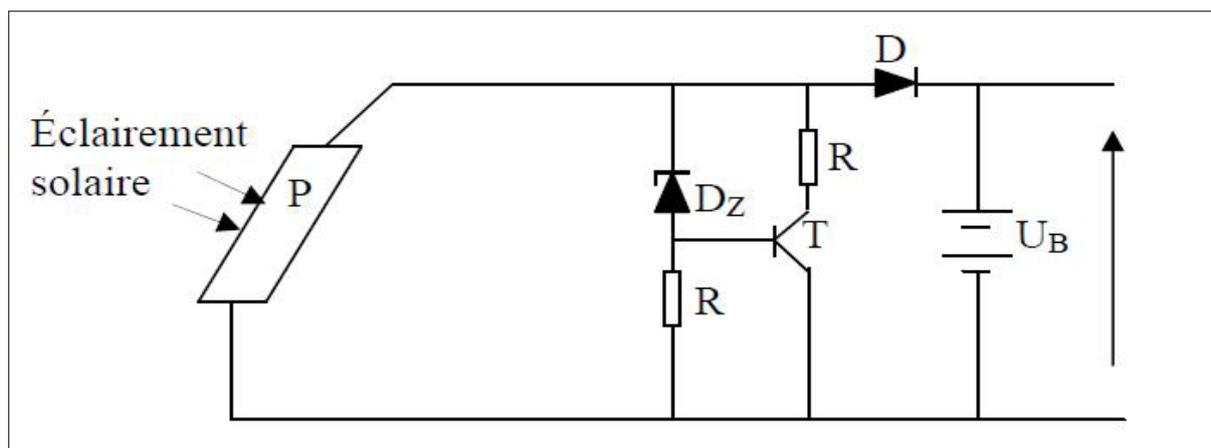


Figure I.19: Schéma de principe d'un régulateur de charge parallèle [24].

Tant que la tension aux bornes de la batterie est faible, le courant I et la tension U aux bornes de la résistance r seront faibles également, donc le transistor est bloqué.

Il faut ajouter impérativement une diode entre cet interrupteur (transistor) et la batterie pour ne pas court-circuiter la batterie. Cette diode joue également le rôle de blocage du courant nocturne pouvant s'écouler de la batterie vers le panneau.

b. Les régulateurs de charge sérié

Contrairement au régulateur shunt qui dérive le courant vers une résistance, le régulateur série stoppe la circulation du courant en ouvrant le circuit électrique. Les modules restent sous tension, mais les batteries sont à l'abri de la surcharge. Il s'agit également d'une technologie ancienne peu performante. Elle ne permet pas non plus de recharger les batteries au-delà de 70% de leur capacité.

Étant donné que le module produit de l'électricité tant qu'il est éclairé, on ne peut pas stopper la recharge de la batterie autrement qu'en ouvrant le circuit et en créant une dérivation figure (I.20).

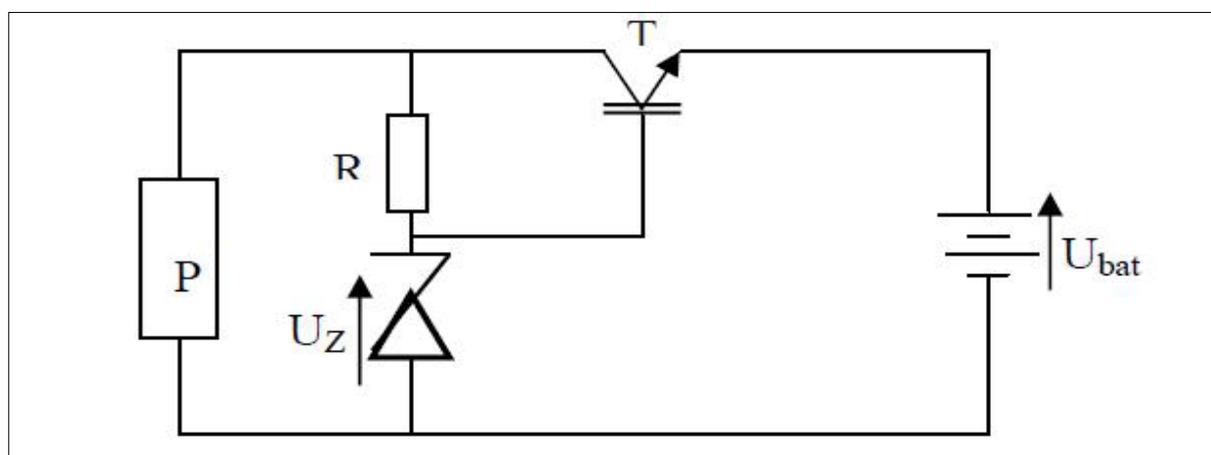


Figure I.20 : Schéma de principe d'un régulateur de charge série [24].

Tant que la tension U_b aux bornes de la batterie est inférieure à la tension de la diode Zener U_z , le courant délivré par le panneau solaire charge la batterie à travers le transistor (absence de régulation), dès que la tension de la batterie devient supérieure à celle de la diode Zener, le transistor se bloque, et le courant ne passe qu'à travers la résistance (apparition de la régulation). Donc, le régulateur série ouvre le circuit électrique pour couper le courant qui provient du champ PV.

c. Régulateur PWM

Le régulateur PWM (Pulse With Modulation) ou MLI (Modulation en largeur d'impulsion) est un régulateur de génération plus récente qui a permis d'améliorer la recharge des batteries en passant de 70% (avec les anciens régulateurs de type shunt et série) à 100% de leur capacité. C'est le plus utilisé dans les installations photovoltaïques autonomes.

Quand les modules fournissent de l'énergie à une batterie déchargée, le régulateur PWM procède au début de la même manière que les régulateurs shunt ou série, c'est-à-dire qu'il limite le courant de charge de la batterie à un ampérage constant. Plus la batterie se recharge, plus la tension à ses bornes augmente. A partir d'un certain niveau, le régulateur PWM va alors maintenir une tension constante et produire des impulsions de courant.

Autrement dit, plusieurs fois par seconde, il va couper et rétablir le courant jusqu'à ce que la batterie soit totalement chargée. Dans un premier temps, les impulsions du régulateur sont longues et presque continues, quand la batterie s'approche de la fin de sa recharge, elles deviennent de plus en plus rares et espacées.

Bien que cette technologie de régulateur soit plus évoluée, elle possède tout de même des similitudes avec les régulateurs shunt ou série. Tant que la surface du module photovoltaïque est éclairée, celui-ci continue de fournir de l'électricité. Pour le déconnecter de la batterie il n'y a que deux solutions : on peut ouvrir le circuit électrique (comme pour les régulateurs série), ou on peut le court-circuiter (comme pour les régulateurs shunt). Les régulateurs PWM utilisent les mêmes techniques que les anciens, à la différence près que ces derniers fonctionnaient en mode tout ou rien (On/Off), alors que le PWM possède un microprocesseur beaucoup plus précis [19].

d. Régulateur MPPT (Maximum Power Point Tracking)

Régulateur MPPT ou un tracker MPPT est un principe permettant de suivre, comme son nom l'indique, le point de puissance maximale d'un générateur électrique

non linéaire. Dans ce régulateur, un circuit mesure en permanence la tension et le courant du panneau pour tirer de l'énergie au point de puissance maximale. Ceci permet de garantir une récupération maximum d'énergie, quelque soient la température et l'ensoleillement. Ces régulateurs fonctionnent soit en élevant, soit en réduisant la tension. Un premier circuit ajuste la demande au point de puissance maximale de l'ensemble des panneaux et le deuxième circuit transforme le courant et la tension pour les adapter au type de batterie [10].

Le régulateur MPPT coûte en général beaucoup plus cher qu'un régulateur standard. C'est pour cette raison que son utilisation n'est pas généralisée, et qu'il n'est pas recommandé pour les petites installations (les pertes ne sont pas assez importantes).

A ces quatre types de circuit on ajoute en général un régulateur de décharge pour empêcher les décharges profondes de la batterie.

e. La régulation de décharge par disjonction automatique

Le schéma de principe de ce régulateur est représenté sur la figure (I.21), il est constitué d'un comparateur qui compare la tension aux bornes de la batterie a un seuil bas, et transmet l'information a un circuit de commande qui arrête la décharge lorsque la tension de la batterie atteint ce seuil.

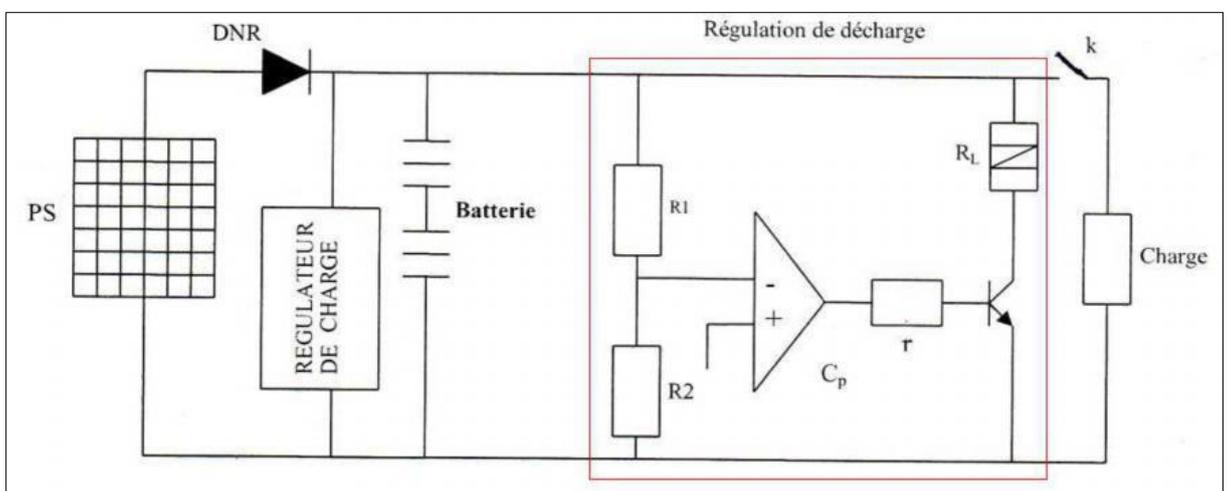


Figure I.21: Schéma électrique d'un régulateur de type disjoncteur [19].

I.7. Système de conversion

Un convertisseur d'énergie est un équipement que l'on dispose généralement soit entre le champ PV et la charge (sans stockage avec charge en continu, il portera le nom de convertisseur continu-continu), soit entre la batterie et la charge (il sera alors appelé onduleur ou convertisseur continu-alternatif). L'onduleur est généralement associé un redresseur qui réalise la transformation du courant alternatif en courant continu et dont le rôle sera de charger les batteries et d'alimenter le circuit en continu de l'installation en cas de longue période sans soleil.

I.7.1. Le convertisseur continu –continu

Ce type de convertisseur est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximal.

Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (maximum power point tracking). Son rendement se situe entre 90 et 95%. Ce système présente deux inconvénients pour un système PV de faible puissance :

- Prix élevé.
- Le gain énergétique annuel par rapport à un système moins complexe (cas d'une régulation de la tension) n'est pas important.

I.7.2. Le convertisseur continu- alternatif (onduleur)

C'est un dispositif destiné à convertir le courant en courant alternatif. C'est un appareil électronique de haute technologie conçu pour répondre à toutes les exigences du réseau, comme la qualité, la sécurité et la fiabilité, et pour permettre un contrôle parfait du fonctionnement.

Il se présente sous la forme d'un boîtier métallique de petite dimension, muni d'un radiateur et doit être placé sur un support vertical (mur par exemple). Il n'émet aucun parasite électromagnétique et ne génère quasiment aucun bruit. Afin de limiter les pertes, il doit être placé le plus près possible des panneaux photovoltaïques. L'onduleur s'arrête automatiquement de fonctionner lorsque le réseau est mis hors tension. Une sécurité est en effet prévue afin de supprimer les risques d'électrocution lorsque des techniciens font une opération de maintenance sur le réseau. Selon la conception technique, un ou plusieurs onduleurs peuvent équiper un seul système photovoltaïque, même de petite taille [25].

I.7.3. La technologie des onduleurs couplés au réseau

L'onduleur couple au réseau est utilisé pour les installations photovoltaïques. Il permet de transformer le courant continu, produit par les modules solaires, en un courant ondulé conforme à celui du réseau. Il adapte également le courant produit à la fréquence et à la tension du réseau. Dans les installations d'habitation, le courant solaire produit est d'abord utilisé par l'habitation elle-même, si le courant produit pour l'habitation est excédentaire, l'excédent est injecté dans le réseau.

L'installation d'un onduleur couple au réseau électrique se fait avec l'accord de l'organisme de distributeur de l'énergie électrique pour des raisons de sécurité, un onduleur couplé au réseau doit constamment surveiller ces perturbations et interrompre immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure. Ceci est absolument nécessaire pour permettre une intervention sans danger sur le réseau [19].

- Onduleurs modulaires (module inverter).
- Onduleurs centralisés (central inverter).
- Onduleurs « String » (Rangée).

I.8. La Charge

La charge et l'équipement électrique alimenté par le système, pouvant être de type continu comme des équipements de télécommunications, le pompage d'eau, ou de type alternatif dans les cas d'usage domestique (maison solaire), ce cas nécessite un onduleur.

I.9. Les différents systèmes photovoltaïques

Les systèmes PV sont classés en fonction de trois types: autonomes, hybrides et reliés au réseau. Le type choisi dépendra des besoins, de l'emplacement et de budget [26].

I.9.1. Les systèmes autonomes

Les systèmes autonomes sont complètement indépendants d'autres sources d'énergie. Ils servent habituellement à alimenter les maisons, les chalets ou les camps dans les régions éloignées ainsi qu'à des applications comme la surveillance à distance et le pompage de l'eau. Selon l'utilisation ou non du stockage électrochimique, les systèmes photovoltaïques autonomes sont classés comme suit :

- Des systèmes photovoltaïques autonomes avec stockage.
- Des systèmes photovoltaïques sans stockage (au fil du soleil).

I.9.2. Les systèmes autonomes avec stockage

C'est la configuration la plus courante des systèmes photovoltaïques autonomes, elle comporte des batteries qui emmagasinent l'énergie électrique produite par le générateur

photovoltaïque au cours de la journée figure (I.22). Donc, le stockage électrochimique dans les batteries est indispensable pour assurer le fonctionnement nocturne ou durant un nombre de jours prédéfinis dans le dimensionnement des systèmes photovoltaïques [27].

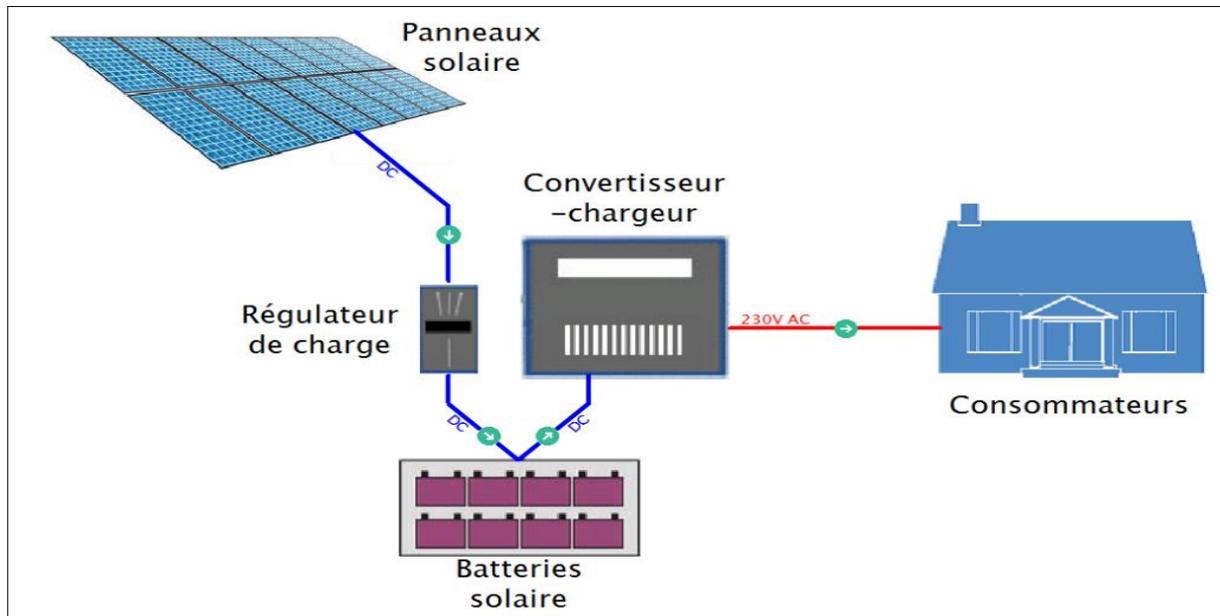


Figure I. 22: Système photovoltaïque autonome avec stockage [27].

I.9.3. Les systèmes autonomes sans stockage

Dans ce cas, l'appareil alimenté ne fonctionnera qu'en présence d'un éclairage solaire suffisant pour son démarrage. C'est intéressant pour toutes les applications qui n'ont besoin de fonctionner dans l'obscurité, et pour lesquelles le besoin en énergie coïncide avec la présence de l'éclairage solaire. Mais il faut bien dimensionner le générateur photovoltaïque de sorte qu'il ait assez de puissance pour alimenter l'appareil à l'éclairage le plus faible.

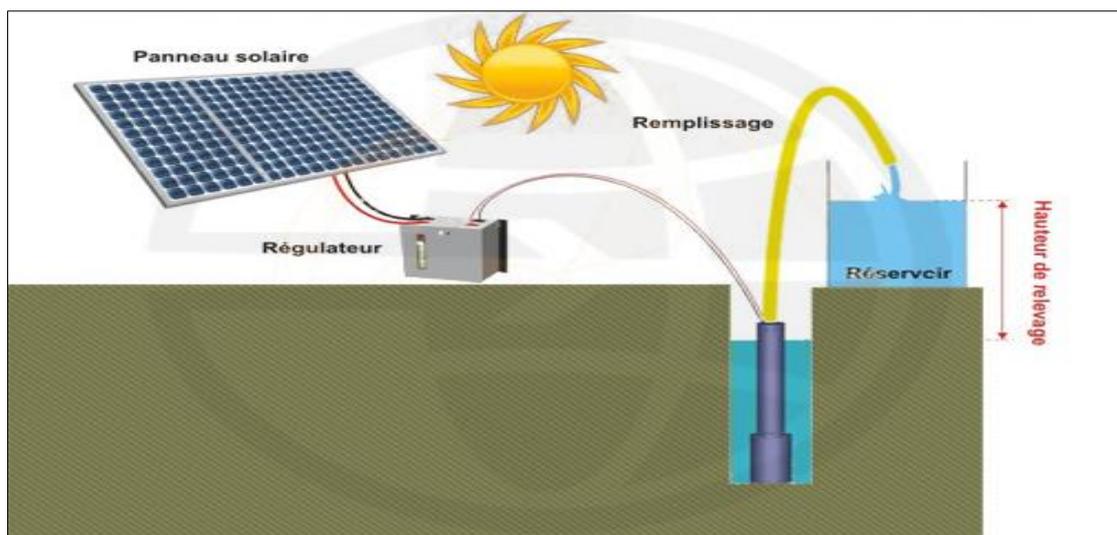


Figure I. 23: Système photovoltaïque autonome sans stockage [27].

I.9.4. Les systèmes raccordés au réseau

Les systèmes raccordés au réseau permettent de réduire la consommation d'électricité provenant du service public, et dans certains cas, de lui renvoyer l'énergie excédentaire. Dans certains cas, le service public pourrait vous créditer l'énergie retournée au réseau. Étant donné que l'énergie est normalement emmagasinée dans le réseau même, les accumulateurs ne sont pas nécessaires à moins que vous ne vouliez une forme autonome d'énergie pendant les pannes d'électricité figure (I.24). Ces systèmes sont utilisés dans les immeubles, les domiciles ou les chalets déjà reliés au réseau électrique.

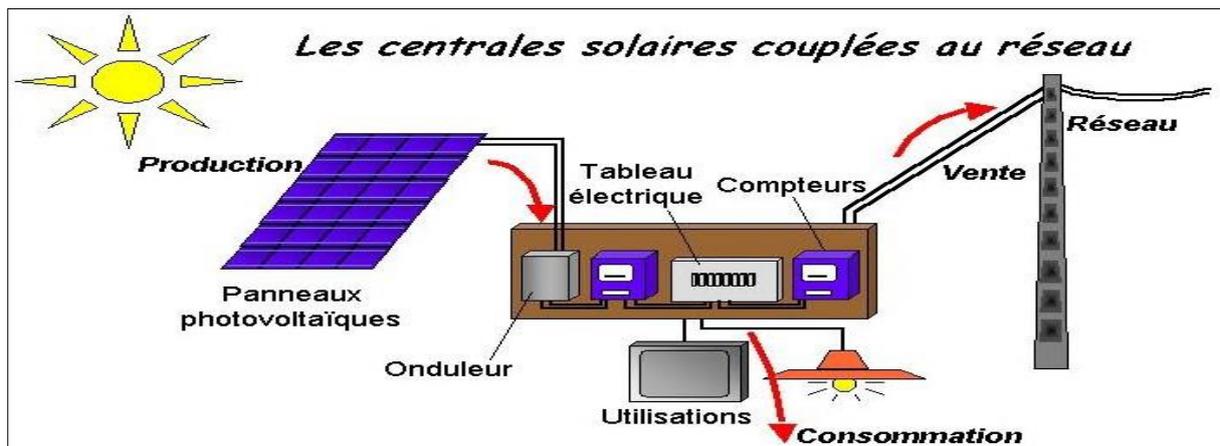


Figure I.24: Système photovoltaïque relié au réseau [27].

I.9.5. Les systèmes hybrides

Les systèmes hybrides reçoivent une partie de leur énergie d'une ou de plusieurs sources supplémentaires. En pratique, les modules de systèmes PV sont souvent alliés à une éolienne ou à une génératrice à combustible figure (I.25). De tels systèmes ont habituellement des accumulateurs de stockage d'énergie. Ils conviennent mieux lorsque la demande d'énergie est élevée (pendant l'hiver ou tout au long de l'année), lorsque l'énergie doit être fournie sur demande ou si le budget est limité.

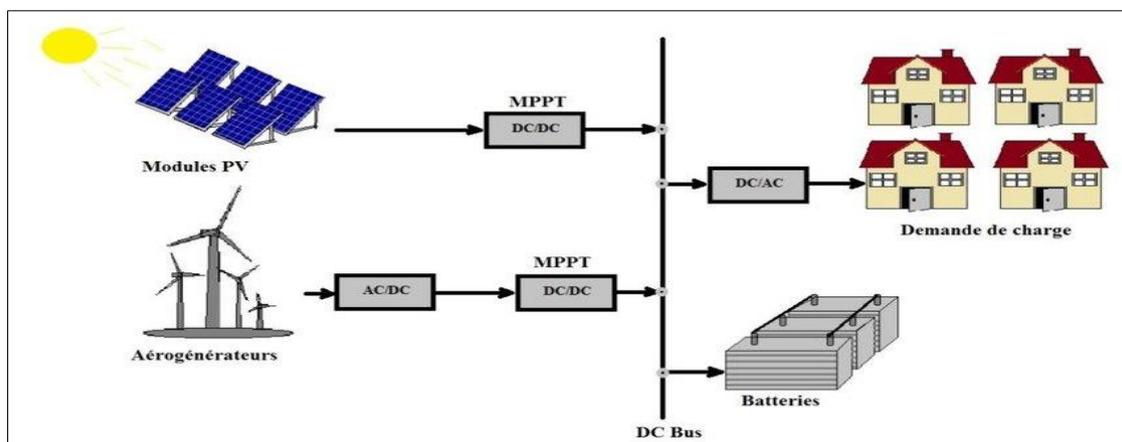


Figure I.25: Système hybride [27].

I.10. Avantages et inconvénients du système photovoltaïque

Les systèmes photovoltaïques présentent un grand nombre d'avantages et d'inconvénients qui sont [28]:

a) Avantages

Les systèmes photovoltaïques ont plusieurs avantages:

- Ils sont non polluants sans émissions ou odeurs discernables.
- Ils peuvent être des systèmes autonomes qui fonctionnent sûrement, sans surveillance pendant de longues périodes.
- Ils n'ont besoin d'aucun raccordement à une autre source d'énergie ou à un approvisionnement en carburant.
- Ils peuvent être combinés avec d'autres sources d'énergie pour augmenter la fiabilité de système.
- Ils peuvent résister à des conditions atmosphériques pénibles comme la neige et la glace.
- Ils ne consomment aucun combustible fossile et leur carburant est abondant et libre.
- Une haute fiabilité car l'installation ne comporte pas de pièces mobiles, ce qui la rend particulièrement appropriée aux régions isolées, d'où son utilisation sur les engins spatiaux.
- Le système modulaire de panneaux photovoltaïques permet un montage adaptable à des besoins énergétiques variés ; les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications allant du milliwatt au mégawatt.
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologiques car le produit est non polluant, silencieux, et n'entraîne aucune perturbation du milieu.
- Ils ont une longue durée de vie.
- Les frais et les risques de transport des énergies fossiles sont éliminés.

b) Inconvénients :

- La fabrication des modules photovoltaïques relève de la haute technologie, ce qui rend le coût très élevé.
- Le rendement réel d'un module photovoltaïque est de l'ordre de 10 à 15 %, - ils sont tributaires des conditions météorologiques.

- L'énergie issue du générateur photovoltaïque est continue et de faible voltage (< à 30 V) donc il doit être transformé par l'intermédiaire d'un onduleur.
- beaucoup d'appareils vendus sur le marché fonctionnent avec du 230 V alternatif.

Conclusion

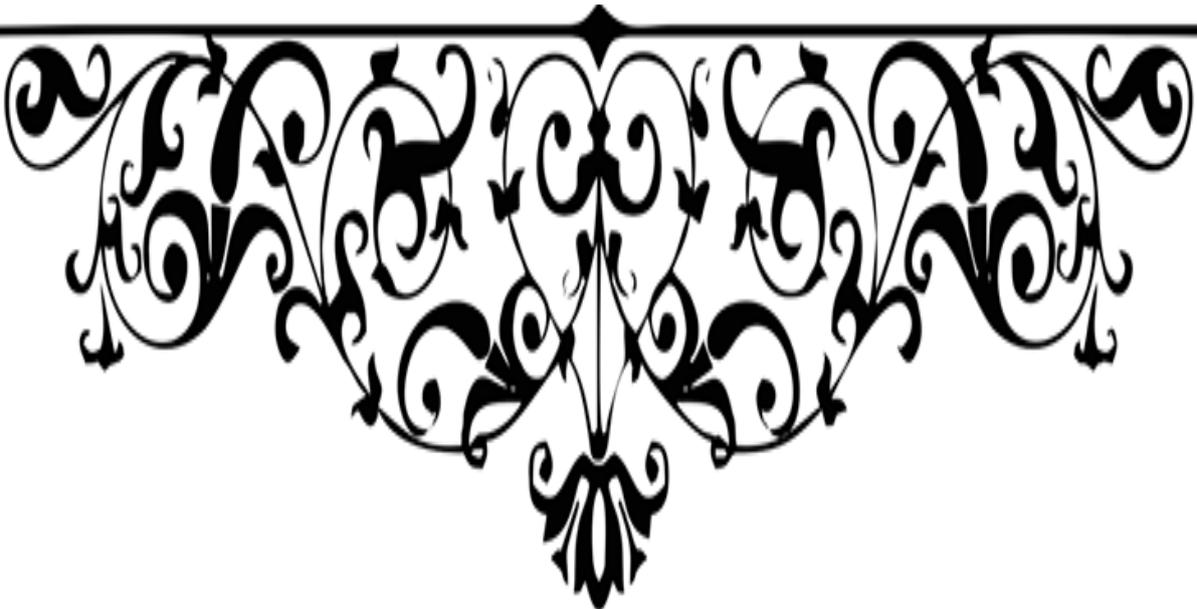
Dans ce chapitre nous avons présenté une approche générale sur le principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique par la cellule photovoltaïque. Les systèmes photovoltaïques permettent d'exploiter l'énergie du soleil à diverses fins, Ils sont très fiables et constituent une source non polluante d'électricité qui peut convenir à toute une gamme d'applications.

Dans notre projet on s'intéresse à l'étude et le dimensionnement d'un système photovoltaïque qui est très important pour tous les systèmes photovoltaïques. La présentation de étude et le dimensionnement d'un système photovoltaïque fera l'objet du chapitre suivant.



Chapitre II :

Etude et dimensionnement d'un système photovoltaïque



Introduction

Avant toute installation d'un système photovoltaïque il est nécessaire de faire des calculs pour le dimensionnement des principaux éléments constituant ce système. Le dimensionnement est indispensable pour assurer la fiabilité de l'installation.

L'efficacité de toute installation électrique dépend fondamentalement de la rigueur de son dimensionnement et de son utilisation car il influe directement sur le coût et les performances d'une installation [29].

II.1. Définition de dimensionnement

Dans une installation hybride, le concepteur du système doit associer les sources d'énergie et les moyens de stockage de manière à satisfaire deux objectifs :

Assurer une production suffisante pour couvrir l'ensemble de la consommation électrique des utilisateurs.

Garantir le coût minimum de l'énergie consommée par les utilisateurs.

Cette phase de conception s'appelle le dimensionnement. Il s'agit notamment de déterminer quelle sera la puissance et la capacité des différents éléments. Cependant, à cause de la nature intermittente des sources renouvelables, le dimensionnement de l'installation s'avère difficile et doit, en toute rigueur, dépendre à la fois des caractéristiques météorologiques du lieu d'installation tout en intégrant le profil de consommation [30].

Le dimensionnement a pour but de déterminer la puissance du générateur photovoltaïque et la capacité de la batterie, à partir des données d'ensoleillement du site d'une part et des besoins électriques de l'utilisateur d'autre part [31].

II.2. Critères de dimensionnement

Les deux critères importants du dimensionnement optimal sont :

- La satisfaction d'une condition sur le comportement énergétique du système en termes d'autonomie ou de déficit autorisé, en effet l'utilisateur a la possibilité de définir au départ l'autonomie du système ou la satisfaction d'un certain taux de couverture pour la période la plus défavorable.
- L'équilibre du couple générateur/stockage.

Ces deux critères cités précédemment ont le principal avantage de traduire ce que les utilisateurs pensent des systèmes photovoltaïques.

II.3. Méthodes de dimensionnement

Il existe plusieurs méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque :

II.3.1. Méthode de la probabilité d'erreur dans la consommation

Cette méthode permet d'optimiser le dimensionnement d'un système dans des conditions complexes (fluctuation saisonnières de l'irradiation, ciel couvert (nuageux),...etc.) grâce à un logiciel adapté. L'inconvénient de cette méthode est qu'il faut connaître les radiations pour un nombre d'années très grand (10 ans minimum) [32].

II.3.2. Méthode du mois le plus défavorable

Dans cette méthode, on estime l'énergie récupérable pour une période critique d'un mois, appelé le mois le plus défavorable. Ce mois correspond au mois pendant lequel la valeur de l'irradiation moyenne mensuelle est la plus faible de l'année ou dans certains pays la période d'hivers est rude.

II.3.2.1. Dimensionnement du champ PV par la méthode du mois le plus défavorable

a. Calcul de la puissance crête totale du champ PV

La puissance crête totale du champ photovoltaïque, dépend de l'irradiation quotidienne du lieu d'utilisation, elle est donnée par :

$$P_{Ch} = \frac{E_c}{k \cdot I_r} \quad (II.1)$$

P_{Ch} : Puissance crête du champ photovoltaïque.

E_c : Energie consommée.

I_r : Irradiation moyenne mensuelle reçue par le capteur photovoltaïque correspondant au moins le plus défavorable (KWh/m² *j).

K : Coefficient correcteur.

Le coefficient k tient compte des facteurs suivant :

- ❖ L'incertitude météorologique.
- ❖ L'inclinaison non corrigée des modules suivant la saison.
- ❖ Le vieillissement poussière des modules.
- ❖ Le rendement des cycles de charge et de décharge de la batterie (80 à 90%).
- ❖ Le rendement du chargeur et de l'onduleur (de 90 à 95%).
- ❖ Les pertes dans les câbles et connexions.

En générale sa valeur théorique est comprise entre (0.55 et 0.75). Mais en pratique la valeur souvent utilisée dans les calculs du système avec batterie est $k=0.65$.

a. Choix de la tension de fonctionnement du champ PV

On choisit la tension de fonctionnement en fonction de la puissance crête du champ PV en watt. De façon générale [33] :

Tableau (II.1) : la tension de fonctionnement du champ PV [33].

Puissance du champ photovoltaïque	0-500 W_C	500-2000 W_C	2000-10000 W_C	>10000 W_C
Tension recommandée	12 V	24 V	48 V	96 V

a. Détermination du nombre des modules à installer

Le nombre des modules photovoltaïques est calculé en fonction des caractéristiques du module choisi et de la puissance crête du générateur par l'équation suivante [32]:

$$N_M = \frac{P_{ch}}{P_M} \quad (\text{II.2})$$

N_M : Nombre de modules à installer.

P_{ch} : Puissance crête de l'installation.

P_M : Puissance crête d'un module.

b. Le nombre de modules connectés en série est égale à

$$N_{MS} = \frac{V_{pv}}{V_U} \quad (\text{II.3})$$

V_{pv} : Tension du générateur PV.

V_U : Tension nominale unitaire.

c. Le nombre des modules connectés en parallèle est égale à

$$N_{MP} = \frac{N_M}{N_{MS}} \quad (\text{II.4})$$

N_{MP} : Nombre des modules connectés en parallèle.

N_M : Nombre de module.

N_{MS} : Nombre des modules connectés en série.

II.3.3. Méthode de la moyenne annuelle

Cette méthode est très proche de celle du mois le plus défavorable. Elle utilise aussi, l'irradiation journalière en (KWh/m²/jr), pour une durée d'une année [32].

II.3.4. Méthode LPSP

Probabilité de Perte d'énergie (**L**oss of **P**ower **S**upply **P**robability), est une technique probabiliste introduite par Abou Zahr et Ramakumar dans le domaine des systèmes de génération photovoltaïques et largement utilisée dans la conception et l'optimisation des systèmes autonome (stand alone), jusqu'à présent. Elle est basée sur le concept de LPSP qui est la probabilité que le système rencontre une pénurie à un moment donné pendant une période d'analyse, c'est-à-dire un état dans lequel le système ne serait pas en mesure de fournir l'énergie nécessaire à la charge.

Donc la méthode LPSP est définie comme étant la fraction de l'énergie déficitaire sur celle demandée par la charge. Elle exprime le taux de non-satisfaction de la charge. A partir de l'information sur la variabilité de la ressource renouvelable et sur la corrélation avec la charge, la méthode LPSP peut être définie, en termes d'état de charge des batteries par [34] :

$$E_{bat}(t) = E_{bat}(t-1)(1-\sigma) + [EL(t)/\eta_{ond} - E_s(t)] \quad (\text{II.5})$$

$E_{bat}(t)$: Energie stockée dans la batterie à une heure.

$E_{bat}(t-1)$: Energie stockée dans la batterie à l'heure précédente.

σ : Taux horaire d'autodécharge.

$E_s(t)$: Energie produite par la source (Wh).

$E_L(t)$: Energie demandée par la charge à une date t (Wh).

η_{ond} : Rendement de l'onduleur.

II.3.5. Méthode des heures équivalentes

Elle considère que l'intensité fournie par un module photovoltaïque est proportionnelle à l'ensoleillement, le calcul est effectué pour le mois le plus défavorable de l'année, on détermine alors le courant fourni par le champ photovoltaïque dans les conditions où la température est donnée par la relation [35]:

$$T_j = T_U + 25 \quad (\text{II.6})$$

T_u : Température diurne.

L'énergie fournie par un module photovoltaïque ou une série de modules suivant la tension du système est donnée par l'expression suivante :

$$E = IV (G/B) \mu s \quad (\text{II.7})$$

B : Eclairement de référence.

V : Tension du générateur PV.

μ : Coefficient d'intégration.

S : Coefficient de sécurité.

G : Energie incidente reçue sur le plan des modules.

II.4. Les étapes du dimensionnement

Les étapes suivantes permettent de dimensionner un système photovoltaïque [29,36]:

- Estimation des besoins journaliers en électricité E_j (en Wh/j).
- Estimation de l'irradiation journalière.
- Choix d'une inclinaison optimale en fonction du gisement local.
- Estimation de la capacité de stockage requise en fonction de l'autonomie désirée.
- Choix d'un régulateur (Dimensionnement du régulateur de charge/décharge).
- Dimensionnement de l'onduleur.
- Plan de câblage.
- Estimation de coût du système.

II.5. Etude technique

II.5.1. Définition des besoins électrique

La définition du besoin électrique est un travail préalable important impactant le dimensionnement du champ photovoltaïque et du parc de batteries. Une sous-estimation du besoin électrique provoquera des défauts de fonctionnement (coupure électrique, vieillissement prématuré des batteries), alors que sa surévaluation aura pour effet d'augmenter considérablement le cout de l'installation. Cette partie dresse un inventaire des appareils consommateurs d'électricité, et fournit une méthode de calcul des besoins électriques [37].

Cette méthode consiste à calculer l'énergie électrique journalière [E] consommée par les usagers. Ainsi, les besoins électriques s'exprimeront en Wh/jour (ou kWh/jour). L'énergie totale moyenne nécessaire chaque jour E (Wh/j) est la somme des consommations énergétiques des divers équipements constituant le système à étudier. Elle est donnée par la loi suivante [38] :

$$E = \sum_i E_i \quad (\text{II.8})$$

Pour les équipements qui ne sont pas utilisés quotidiennement et pour tous les équipements à forte consommation, partez de la durée du cycle de fonctionnement de la tâche. Ainsi, la consommation de chaque équipement peut être calculée comme suit :

$$E_i = P_i \times T_i \quad (\text{II.9})$$

II.5.2. Evaluation du gisement solaire local :

Comme pour toutes les applications de l'énergie solaire, une bonne connaissance du gisement solaire est nécessaire pour l'étude des systèmes photovoltaïque. De par sa situation géographique, l'Algérie dispose d'un des gisements solaire les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara) [39].

II.5.3. Orientation des modules PV

La position des modules photovoltaïques par rapport au soleil influe directement sur leur production énergétique. Il est très important de bien les placer pour les utiliser au maximum de leur possibilité (voir la figure II.1).

On appelle orientation le point cardinal vers le quel est tournée la face active du panneau (sud, nord, sud-ouest, ...).

Les panneaux sont toujours orientés vers l'équateur :

- Orientation vers le sud dans l'hémisphère Nord.
- Orientation vers le nord dans l'hémisphère Sud.

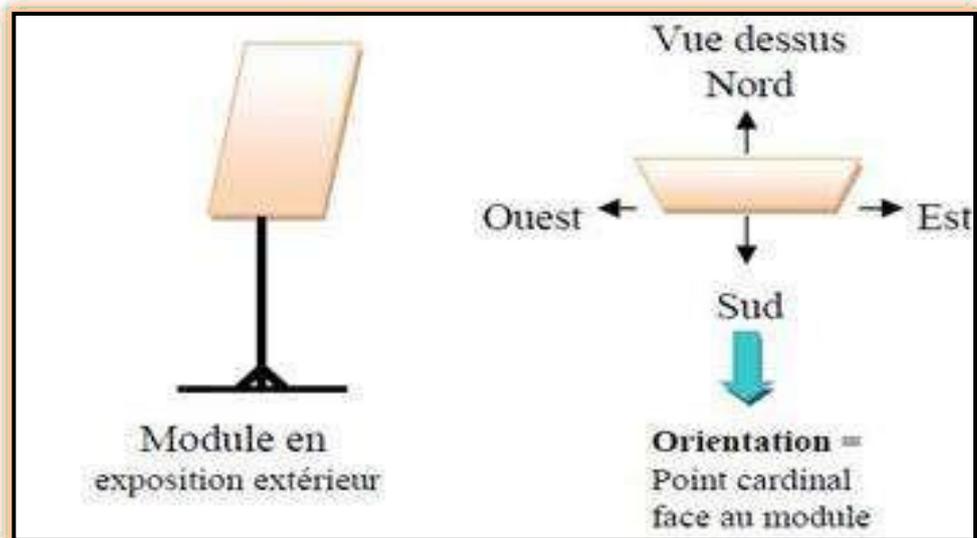


Figure II.1: Définition de l'orientation d'un panneau photovoltaïque [39].

II.5.4. Angle d'inclinaison des modules PV

L'angle d'inclinaison correspond à l'angle formé par le plan du module solaire par rapport à l'horizontale (voir la figure II.2).

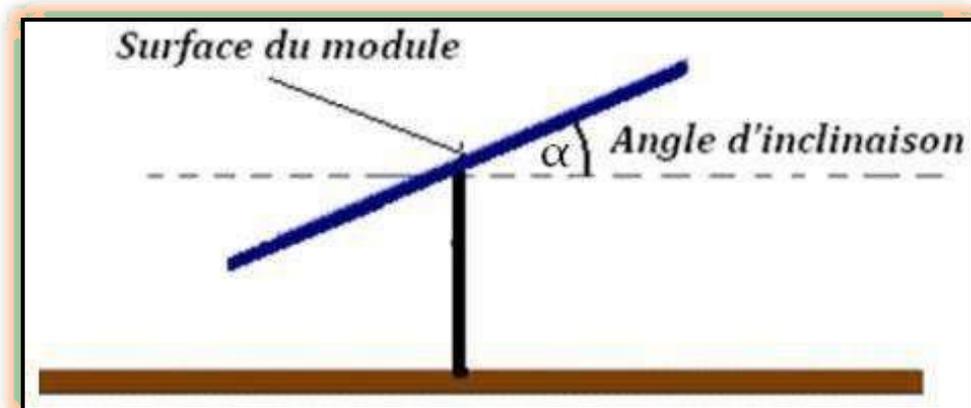


Figure II. 2: Angle d'inclinaison des modules photovoltaïques [39].

Elle se comporte en degrés pour que les modules produisent un maximum d'énergie, il faut que les surfaces soient perpendiculaires aux rayons solaires, or le soleil d'une saison à l'autre n'a pas la même inclinaison, selon les saisons, à midi, il est plus au moins plus haut dans le ciel. On doit donc incliner les modules pour qu'ils soient face au soleil. L'inclinaison(i) des panneaux est donnée par la relation suivante [39]:

$$i = \varphi - \sin^{-1} [0.4 \times \sin (360 \times N/365)] \quad (\text{II.10})$$

Avec :

φ =latitude de lieu.

N= Le nombre de jours entre l'équinoxe de printemps (21 mars de chaque année) et le jour considéré, (de signe négatif vers la saison froide).

La première méthode consiste à orienter ce dernier perpendiculairement aux rayons solaire à l'aide d'un système de poursuite automatique du soleil.

Une idée serait de changer manuellement l'orientation des panneaux à chaque saison, vers une direction où l'intensité du rayonnement sera maximale. Cette façon d'utiliser des panneaux solaire nécessite l'intervention du personnel à des moments précis de l'année.

La manière la plus élégante de se servir des panneaux solaire avec une orientation une fois pour toute, vers une direction pour laquelle l'énergie totale collecté dans l'année est maximale(en tenant compte de l'écart entre le maximum et le minimum d'énergie reçu par les modules).

Un autre type de choix de l'inclinaison est d'utiliser le tableau (II.2) ci- dessous, qui indique la relation entre la latitude et l'inclinaison des panneaux solaire [40].

Tableau (II.2) : Choix de l'inclinaison [32].

Latitude (φ)	Inclinaison (α)
$\varphi < 10^\circ$	$\alpha = 10^\circ$
$10^\circ < \varphi < 30^\circ$	$\alpha = \varphi$
$30^\circ < \varphi < 40^\circ$	$\alpha = \varphi + 10^\circ$
$\varphi > 40^\circ$	$\alpha = \varphi + 15^\circ$

II.5.5. Dimensionnement du champ PV par la méthode du mois le plus défavorable

II.5.5.1. Calcul de la puissance crête des panneaux PV

La puissance crête totale du champ photovoltaïque, dépend de l'irradiation quotidienne du lieu d'utilisation, elle est donnée par [33] :

$$P_{Ch} = \frac{E_c}{K \times I_r} \quad (\text{II.11})$$

Avec :

P_{ch}: La puissance crête de champ PV.

E_C : Energie consommée (Wh).

Ir : Irradiation moyenne mensuelle reçue par le capteur photovoltaïque correspondant au moins le plus défavorable (KWh/m² *j).

K : Le Coefficient correcteur.

Le coefficient k tient compte des facteurs suivant :

- L'incertitude météorologique.
- L'inclinaison non corrigé des modules suivant la saison.
- Le vieillissement poussière des modules.
- Le rendement des cycles de charge et de décharge de la batterie (80 à 90%).
- Le rendement du chargeur et de l'onduleur (de 90 à 95%).
- Les pertes dans les câbles et connexions.

En générale sa valeur théorique est comprise entre (0.55 et 0.75).Mais en pratique la valeur souvent utilisée dans les calculs du système avec batterie est k=0.65.

II.5.5.2. Choix de la tension de fonctionnement du champ PV

On choisit la tension de fonctionnement en fonction de la puissance crête du champ PV en watt.

Voir le tableau (II.1).

II.5.5.3. Détermination du nombre des modules à installer

Le nombre des modules photovoltaïques est calculé en fonction des caractéristiques du module choisi et de la puissance crête du générateur par l'équation suivante [32]:

$$N_m = \frac{P_{ch}}{P_m} \quad (\text{II.12})$$

N_m : Nombre de modules à installer.

P_{ch} : Puissance crête de l'installation.

P_m: Puissance crête d'un module.

a. Le nombre de modules connectés en série est égale à

$$N_{MS} = \frac{V_{PV}}{V_u} \quad (\text{II.13})$$

V_{PV} : Tension du générateur PV.

V_u : Tension nominale unitaire.

b. Le nombre des modules connectés en parallèle est égale à

$$N_{MP} = \frac{N_M}{N_{MS}} \quad (\text{II.14})$$

N_{MP} : Nombre des modules connectés en parallèle.

N_M : Nombre de module.

N_{MS} : Nombre des modules connectés en série.

II.5.5.4. Dimensionnement des batteries de stockage

Le modèle le plus utilisé pour dimensionner le parc de batteries est celui de Bogdan et Salameh 1996 qui permet de calculer la capacité de batterie en fonction de la puissance produite par le G_{pv} et la puissance requise par la charge [41].

a. Calcul la capacité nominale de système

$$C_n = \frac{E_c * N}{D * V_f} \quad (\text{II.15})$$

C_n : La capacité nominale de l'installation en (Ah).

E_c : Energie consommée en (Wh).

N : Nombre de jours d'autonomie.

D : Profondeur de décharge en maximale.

V_{PV} : Tension du générateur PV.

b. Nombre des batteries

Nombre des batteries en série :

$$N_{Bs} = \frac{V_f}{V_{Bn}} \quad (\text{II.16})$$

N_{Bs} : Nombre des batteries en série.

V_{PV} : Tension du générateur PV.

V_{Bn} : Tension nominale d'une seule batterie en (V).

Nombre des batteries en parallèle :

$$N_{Bp} = \frac{C_n}{C_{Bn}} \quad (\text{II.17})$$

N_{Bp} : Nombre des batteries en parallèle.

C_n : Capacité nominale de l'installation en (Ah).

C_{Bn} : Capacité nominale d'une seule batterie en (Ah).

Nombre des batteries totales :

$$N_{Btotale} = N_{Bs} * N_{Bp} \quad (\text{II.18})$$

II.5.5.5. Dimensionnement du régulateur

Le régulateur de charge est choisi en fonction des paramètres suivant :

- Tension maximale.
- Courant maximale.
- Puissance nominale.
- **Tension d'entrée**

La tension maximale du régulateur est déterminée par la relation suivant :

$$V_{Rég} = 1.25 * V_{CO} * N_{Ms} \quad (\text{II.19})$$

Avec :

V_{CO} : La tension de circuit ouvert.

N_{Ms} : Nombre des modules connectés en série.

Et 1.25 c'est le coefficient de sécurité.

- **Courant maximale**

Courant maximale du régulateur est déterminée par la relation suivant :

$$I_{Rég} = 1.25 * I_{CC} * N_{Mp} \quad (\text{II.20})$$

Avec :

I_{CC} : Courant de court-circuit.

N_{Mp} : Nombre des modules connectés en parallèle.

Et 1.25 c'est le coefficient de sécurité.

- **Puissance nominale**

La puissance nominale du régulateur est déterminée par la relation suivant :

$$P_{Rég} = N_m * P_m \quad (\text{II.21})$$

Avec :

N_M : Nombre de modules à installer.

P_M : Puissance crête d'un module.

II.5.5.6. Dimensionnement de l'onduleur

Le choix de l'onduleur est basé essentiellement sur la somme des puissances maximales de chaque équipement fonctionnant en alternatif (AC) et se fait selon les critères suivant :

- Tension maximale.
- Courant maximale.
- La puissance nominale.

a. Tension d'entrée

La tension maximale de l'onduleur est déterminée par la relation suivant :

$$V_{ond} = 1.25 * V_{CO} * N_{Ms} \quad (\text{II.22})$$

Avec :

V_{CO} : La tension de circuit ouvert.

N_{Ms} : Nombre des modules connectés en série.

Et 1.25 c'est le coefficient de sécurité.

b. Courant maximale

Courant maximale de l'onduleur est déterminée par la relation suivant :

$$I_{ond} = 1.25 * I_{CC} * N_{Mp} \quad (\text{II.23})$$

Avec :

I_{CC} : Courant de court-circuit.

N_{MP} : Nombre des modules connectés en parallèle.

Et 1.25 c'est le coefficient de sécurité.

c. Puissance nominale

La puissance nominale de l'onduleur est déterminée par la relation suivante :

$$P_{Ond} = N_m * P_m \quad (II.24)$$

Avec :

N_M : Nombre de modules à installer.

P_M : Puissance crête d'un module.

II.5.5.7. Dimensionnement des câbles

Une fois le système est dimensionné, on doit envisager l'installation pratique du système, on doit se préoccuper du câblage, afin d'assurer la cohérence de l'ensemble.

Généralement les chutes de tension dans les câbles sont pénalisantes, il est important de vérifier que les diamètres des câbles choisis sont compatibles avec les borniers des composants retenus (module et régulateur). Avant de calculer toutes les sections des câbles, on fait un plan électrique global de l'installation où l'emplacement des composants a été choisi aussi précisément que possible pour déduire les distances entre les différents composants de l'installation.

Les principaux critères du choix des câbles sont :

- La résistance aux intempéries et aux forts rayons solaires (UV).
- Evitement des chutes de tension importantes en choisissant la section adéquate.
- Choix du diamètre sachant que les câbles d'un système à courant continu est plus important qu'un à courant alternatif.

a. Résistance du câble

La résistance d'un câble électrique ne dépend ni de la tension ni de l'intensité du courant qui le traverse, mais de la résistivité (ρ) du matériau utilisé (cuivre, argent, fer, ...), de la longueur du câble et de sa section.

L'équation permettant de déterminer la résistance est la suivante :

$$R = \frac{\rho * L}{S} \quad (\text{II.25})$$

Avec :

R : La résistance du câble.

ρ : Résistivité propre du matériau.

L : Longueur du câble.

S : Section du câble.

b. Chute de tension

La chute de tension dans le câble doit être réduite au maximum afin de limiter les pertes, sa valeur ne doit pas dépasser les 5% [42].

c. Section de câble

Le calcul de la section des câbles électriques se fait en connaissant la conductivité du matériau, la chute de tension et le courant maximum tolérés ainsi que la longueur du fil utilisé. Cette section est calculée avec la formule suivante [43] :

$$S = \frac{2 * L * \rho * I_{\max}}{\Delta V} \quad (\text{II.26})$$

Avec :

S : Section de câble.

L : Longueur du câble.

ρ : Résistivité propre du matériau.

I_{\max} : Courant maximal.

ΔV : Chute de tension.

II.6. Etude économique

L'analyse économique des solutions photovoltaïques prend de plus en plus d'importance actuellement, vu que cette technologie s'est suffisamment améliorée pour aborder la compétition avec les autres solutions classiques et prouvées dans ce domaine en zones rurales et isolées. Cette analyse économique est aussi capitale pour la prise des décisions d'investissement en toute connaissance de cause, dans le but de quantifier la rentabilité de l'électricité photovoltaïque pour la collectivité, de collationner les prévisions et la réalité des projets et programmes, de motiver les décideurs et les utilisateurs potentiels.

II.6.1. Calcul de l'investissement initial total

Pour le calcul du prix de revient de l'installation, on fait la somme des prix de chaque équipement ou accessoire utilisé, et cela quand on terminera le dimensionnement du système pour savoir le nombre de modules et celui des batteries ainsi que les divers appareillages intervenant lors de la mise en place de l'installation.

L'investissement initial total de l'installation C_{Tot} est donné par la formule :

$$C_{Tot} = C_{Mod} + C_{Ond} + C_{Bat} + C_{Rég} + C_{Cab} + C_{acc} + C_{Mai} \quad (II.27)$$

Avec :

C_{Tot} : Le coût d'investissement initial total de l'installation.

C_{Mod} : Le coût d'investissement des modules.

C_{Ond} : Le coût d'investissement des onduleurs.

C_{Bat} : Le coût d'investissement des batteries.

$C_{Rég}$: Le coût d'investissement des régulateurs.

C_{Cab} : Le coût d'investissement des câbles.

C_{acc} : Le coût d'investissement des accessoires+support.

C_{Mai} : Le coût d'investissement des mains d'œuvres.

❖ Le coût d'investissement des modules

Le coût total des modules est donné par :

$$C_{Mod} = N_M \times \text{coût de module} \quad (II.28)$$

Avec :

N_M : Nombre des modules.

❖ Le coût d'investissement des onduleurs

Le coût total des onduleurs est donné par :

$$C_{Ond} = N_{Ond} \times \text{coût de onduleur} \quad (II.29)$$

N_{Ond} : Nombre des onduleurs.

❖ Le coût d'investissement des batteries

Le coût total des batteries est donné par :

$$C_{Bat} = N_{Bat} \times \text{coût de batterie} \quad (II.30)$$

❖ Le coût d'investissement des régulateurs

Le coût total des régulateurs est donné par :

$$C_{\text{Rég}} = N_{\text{Rég}} \times \text{coût de régulateur} \quad (\text{II.31})$$

II.6.2. Calcul de l'amortissement total

Afin de comparer les coûts sur une base commune avec d'autres options et de trouver le choix le plus économique, le calcul du coût d'un système photovoltaïque doit inclure tous les coûts qui permettront d'assurer sa viabilité sur une certaine période ramenée à une valeur actualisée. Le principe de base de cette analyse économique consiste à établir les coûts suivants précités, en valeur actualisée sur la durée de vie du système. L'opération d'actualisation des coûts permet donc de ramener ces frais sur une base commune en leur donnant une valeur actualisée [44].

Pour calculer le coût de l'énergie en tenant compte de l'amortissement sur le temps, on prend en compte dans nos calculs, la durée vie des composants ainsi que les profits réalisés sur toute la durée active du système.

L'amortissement annuel total du système A_{Tot} est donné par la formule :

$$A_{\text{Tot}} = A_{\text{Mod}} + A_{\text{Ond}} + A_{\text{Bat}} + A_{\text{Rég}} + A_{\text{Cab}} + A_{\text{acc}} \quad (\text{II.32})$$

Avec :

A_{Tot} : Le coût de l'amortissement annuel total de l'installation.

A_{Mod} : Le coût de l'amortissement des modules.

A_{Ond} : Le coût de l'amortissement des onduleurs.

A_{Bat} : Le coût de l'amortissement des batteries.

$A_{\text{Rég}}$: Le coût de l'amortissement des régulateurs.

A_{Cab} : Le coût de l'amortissement des câbles.

A_{acc} : Le coût de l'amortissement des accessoires+support.

❖ Le coût de l'amortissement des modules

$$A_{\text{Mod}} = C_{\text{Mod}} / N_1 \quad (\text{II.33})$$

❖ Le coût de l'amortissement des onduleurs

$$A_{\text{Ond}} = C_{\text{Ond}} / N_2 \quad (\text{II.34})$$

❖ Le coût de l'amortissement des batteries

$$A_{\text{Bat}} = C_{\text{Bat}}/N_3 \quad (\text{II.35})$$

❖ Le coût de l'amortissement des régulateurs

$$A_{\text{Rég}} = C_{\text{Rég}}/N_4 \quad (\text{II.36})$$

❖ Le coût de l'amortissement des câbles

$$A_{\text{Cab}} = C_{\text{Cab}}/N_5 \quad (\text{II.37})$$

❖ Le coût de l'amortissement des accessoires

$$A_{\text{acc}} = C_{\text{acc}}/N_6 \quad (\text{II.38})$$

Nous remarquons que l'amortissement de chaque composant set la forme :

$$A = C/N \quad (\text{II.39})$$

Avec :

C : Le coût de l'investissement initial de chaque composant.

N : Durée de vie active du chaque composant.

II.6.3. Calcul de l'entretien et de la maintenance annuel total :

Le coût de l'entretien est très difficile à évaluer dans le temps. Pour calculer un coût moyen annuel, l'approche la plus raisonnable est basée sur une expérience vécue sur le terrain qui, aussi théorique qu'elle soit, donnerait un ordre de grandeur réaliste.

Le calcul du Le coût d'entretien total annuel du système est donné par l'expression [45] :

$$E_{\text{Tot}} = E_{\text{Mod}} + E_{\text{Ond}} + E_{\text{Bat}} + E_{\text{Rég}} + E_{\text{Cab}} + E_{\text{acc}} \quad (\text{II.40})$$

Avec :

E_{Tot} : Le coût de l'entretien annuel total de l'installation.

E_{Mod} : Le coût de l'entretien des modules.

E_{Ond} : Le coût de l'entretien des onduleurs.

E_{Bat} : Le coût de l'entretien des batteries.

E_{Rég} : Le coût de l'entretien des régulateurs.

E_{Cab} : Le coût de l'entretien des câbles.

E_{acc} : Le coût de l'entretien des accessoires + support.

❖ **Le coût l'entretien des modules**

$$E_{Mod} = C_{Mod} \times R_{t1} \quad (II.41)$$

❖ **Le coût l'entretien des onduleurs**

$$E_{Ond} = C_{Ond} \times R_{t2} \quad (II.42)$$

❖ **Le coût l'entretien des batteries**

$$E_{Bat} = C_{Bat} \times R_{t3} \quad (II.43)$$

❖ **Le coût l'entretien des régulateurs**

$$E_{Rég} = C_{Rég} \times R_{t4} \quad (II.44)$$

❖ **Le coût de l'entretien des câbles**

$$E_{Cab} = C_{Cab} \times R_{Cab} \quad (II.45)$$

❖ **Le coût de l'entretien des accessoires**

$$E_{acc} = C_{acc} \times R_{acc} \quad (II.46)$$

Nous remarquons que l'entretien de chaque composant set la forme :

$$E = C \times R \quad (II.47)$$

Avec :

C : Le coût de l'investissement initial de chaque composant.

R : Le coefficient d'estimation du coût de l'entretien par rapport à l'investissement initial de chaque composant.

II.6.4. Calcul des coûts sur la durée de vie

Nous utilisons la méthode dite le calcul des coûts sur la durée de vie (life cycle cost).

Le coût global annuel de la valeur actualisée est calculé par l'expression suivante :

$$C_{GA} = A_{Tot} + E_{Tot} \quad (II.48)$$

Avec :

C_{GA} : Le coût global annuel.

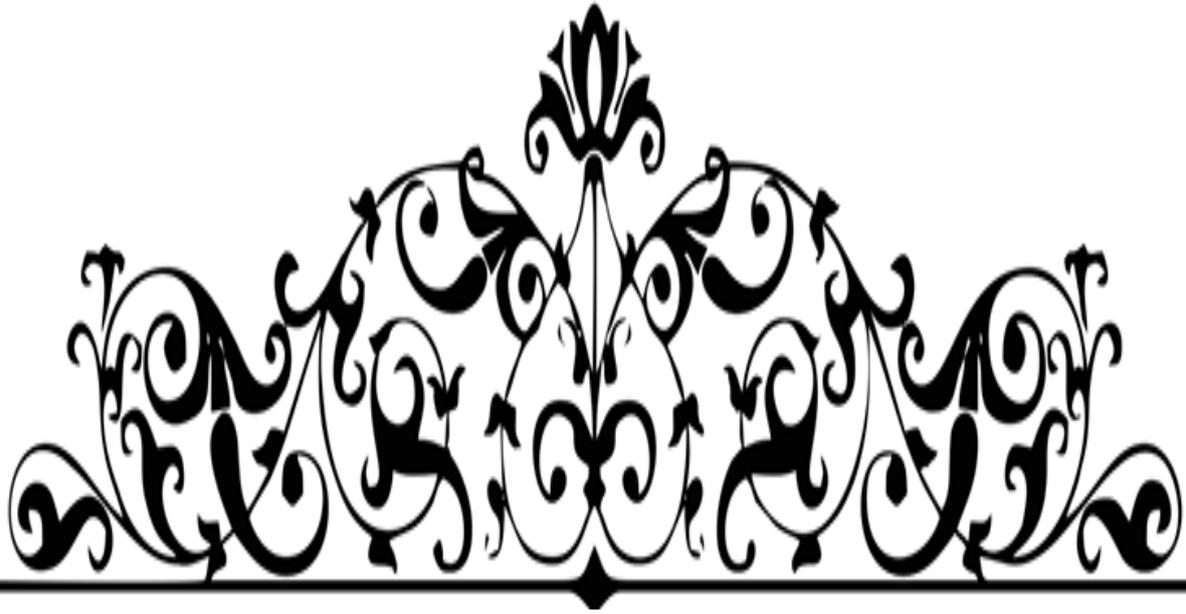
A_{Tot} : Le coût de l'amortissement annuel total de l'installation.

E_{Tot} : Le coût de l'entretien annuel total de l'installation.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons cité les différentes méthodes de dimensionnement d'un système photovoltaïque. Ainsi le dimensionnement de chaque élément d'une installation photovoltaïque. Puis nous avons présenté la méthodologie de l'étude technique et économique de chaque élément de l'installation photovoltaïque, et le calcul des coûts de maintenance et l'investissement de toute l'installation.

Dans le chapitre suivant on va faire l'étude et le dimensionnement d'un système photovoltaïque pour l'alimentation de la direction de sonal-gaz Naâma (SADEG).



Chapitre III

**Application : la direction de
sonal-gaz Naâma (SADEG)**



Introduction

Dimensionner c'est fixer la taille et déterminer les caractéristique optimales de chaque élément d'un système dont on connaît sa configuration. Ce chapitre comportera plusieurs calculs sans lesquels, il est facile de faire soit un surdimensionnement qui entraîne des dépense supplémentaires ; soit un sous dimensionnement qui entrainera une insuffisance d'énergie. La méthode de dimensionnement est celui du mois la plus défavorable. Elle comporte 08 étapes décrivant de façon détaillée la démarche à suivre pour concevoir un système photovoltaïque autonome.

a. Etude technique :

- **Etape 01 :** Détermination des besoins de l'utilisateur : tension, puissance des appareils et durées d'utilisation.
- **Etape 02 :** Chiffrage de l'énergie solaire récupérable selon l'emplacement et la situation géographique.
- **Etape 03 :** Définition des modules photovoltaïque, tension de fonctionnement, technologie, puissance totale à installer.
- **Etape 04 :** Définition de la capacité de la batterie et choix de la technologie.
- **Etape 05 :** Choix du régulateur.
- **Etape 06 :** Choix de l'onduleur.
- **Etape 07 :** Dimensionnement des câbles.

b. Etude économique :

- **Etape 08 :** Cout d'installation.

Dans le cadre de l'orientation vers les énergies renouvelables, le Ministère de l'Energie et des Mines a approuvé l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque dans ses directions.

Pour cela, nous allons faire un dimensionnement de la direction DDN suite à leur demande.

III.1 Etude technique

III.1.1 Evaluation des besoins (Etape 1) :

a. Cahier des charges :

Le bilan de puissance se fera pour la direction de distribution de l'électricité et du gaz Naâma (DDN).



Figure III.1 : Localisation de la direction (DDN) Naâma [42].

L'évaluation précise des besoins en électricité consommé est primordiale pour un bon dimensionnement. Il faut alors renseigner sur la consommation de chaque appareil utilisé choisir les appareils dont la consommation est la plus faible afin de réduire ses dépenses en électricité tout en gardant un bon niveau de confort.

Pour calculer l'énergie de consommation par jour (wh/jour), on multiplie la puissance en watt de chaque équipement (lampes, PC, ect) par le nombre d'heures de fonctionnement respectivement (h/jour) puis on somme les valeurs trouvées. On fait appel aux tableaux ci-

dessous pour présenter le cahier de charge .et optimiser la consommation journalière de l'établissement.

Tableau (III.1) : Les besoins énergétiques dans Rez-de-chaussée.

Rez-de-chaussée					
Locaux	Unité	Appareils	Puissance en watt	Heure de fonctionnement	Consommation
Bureaux	13	02ordinateurs	140W	8h	29120 Wh/j
		02imprimantes	120W	2h	6240 Wh/j
		02 onduleurs	13 W	3h	1014 Wh/j
		16lampes (LED)	18 W	6h	22464 Wh/j
Couloir	01	60 lampes (LED)	18W	6h	6480 Wh/j
		02lampes	12W	4h	96 Wh/j
Sanitaire	02	08 lampes (LED)	18W	4h	1152 Wh/j
		02 lampes	12W	4h	192 Wh /j
Sale d'archive	01	16 lampes (LED)	18W	4h	1152 Wh/j
Sale de réunion	01	40 lampes (LED)	18 W	4h	2880 Wh/j
L'ascenseur		01	5500	2h	11000 Wh/j
$E_c=81790Wh/j$					

Tableau (III.2) : Les besoins énergétiques dans l'étage 1.

Etage 1					
Locaux	Unité	Appareils	Puissance en watt	Heure de fonctionnement	Consommation
Bureaux	13	02ordinateurs	140W	8h	29120 Wh/j
		02imprimantes	120W	2h	6240 Wh/j
		02 onduleurs	13 W	3h	1014 Wh/j
		16 lampes (LED)	18 W	6h	22464 Wh/j
Couloir	01	60 lampes (LED)	18W	6h	6480 Wh/j
		02lampes	12W	4h	96 Wh/j
Sanitaire	02	08 lampes (LED)	18W	4h	1152 Wh/j
		02 lampes	12W	4h	192 Wh /j
Sale d'archive	01	16 lampes (LED)	18W	4h	1152 Wh/j
$E_{cl}=67910Wh/j$					

Tableau (III.3) : Les besoins énergétiques dans l'étage 2.

Etage 2					
Locaux	Unité	Appareils	Puissance en watt	Heure de fonctionnement	Consommation
Bureaux	13	02ordinateurs	140W	8h	29120 Wh/j
		02imprimantes	120W	2h	6240 Wh/j
		02 onduleurs	13 W	3h	1014 Wh/j
		16 lampes (LED)	18 W	6h	22464 Wh/j
Couloir	01	60 lampes (LED)	18W	6h	6480 Wh/j
		02lampes	12W	4h	96 Wh/j
Sanitaire	02	08 lampes (LED)	18W	4h	1152 Wh/j
		02 lampes	12W	4h	192 Wh /j
Sale d'archive	01	16 lampes (LED)	18W	4h	155Wh/j
$E_{cl}=67910Wh/j$					

Tableau (III.4) : Les besoins énergétiques dans l'étage 3.

Etage 3					
Locaux	Unité	Appareils	Puissance en watt	Heure de fonctionnement	Consommation
Bureaux	13	02ordinateurs	140W	8h	29120 Wh/j
		02imprimantes	120W	2h	6240 Wh/j
		02 onduleurs	13 W	3h	1014 Wh/j
		16 lampes (LED)	18 W	6h	22464 Wh/j
Couloir	01	60 lampes (LED)	18W	6h	6480 Wh/j
		02lampes	12W	4h	96 Wh/j
Sanitaire	02	08 lampes (LED)	18W	4h	1152 Wh/j
		02 lampes	12W	4h	192 Wh /j
Sale d'archive	01	16 lampes (LED)	18W	4h	1552 Wh/j
$E_{c1}=67910 \text{ Wh/j}$					

Tableau (III.5) : Les besoins énergétiques dans l'étage 4.

Etage 4					
Locaux	Unité	Appareils	Puissance en watt	Heure de fonctionnement	Consommation
Bureaux	13	02ordinateurs	140W	8h	29120 Wh/j
		02imprimantes	120W	2h	6240 Wh/j
		02 onduleurs	13 W	3h	1014 Wh/j
		16 lampes (LED)	18 W	6h	22464 Wh/j
Couloir	01	60 lampes (LED)	18W	6h	6480 Wh/j
		02lampes	12W	4h	96 Wh/j
Sanitaire	02	08 lampes (LED)	18W	4h	1152 Wh/j
		02 lampes	12W	4h	192 Wh /j
Sale d'archive	01	16 lampes (LED)	18W	4h	1552 Wh/j
Sale de réunion	01	40 lampes (LED)	18 W	4h	2880 Wh/j
$E_{c4}=70790 \text{ Wh/j}$					

Tableau (III.6) : Les besoins énergétiques dans la cour.

La cour de la direction				
Appareils	Unité	Puissance en watt	Heure de fonctionnement	Consommation
Climatisation centralisé	01	211000 W	6 h	1266000 Wh/j
Poteau d'éclairage public	20	150 W	10 h	30000 Wh/j
$E_c=1296000 \text{ Wh/j}$				

Tableau (III.7) : La consommation totale.

L'énergie totale consommé	
Locaux	La consommation E_c
Rez-de-chaussée	81790 Wh/j
Etage 01	67910 Wh/j
Etage02	67910 Wh/j
Etage 03	67910 Wh/j
Etage 04	70790 Wh/j
À proximité d'un établissement	1296000 Wh/j
$E_{c \text{ totale}}=1652310 \text{ Wh/j}$	

III.1.2 Evaluation du gisement solaire locale (Etape 2) :

Comme pour toutes les applications de l'énergie solaire, une bonne connaissance du gisement solaire est nécessaire pour l'étude des systèmes photovoltaïque. Il existe plusieurs méthodes pour estimer le flux global d'irradiation solaire qui tiennent compte essentiellement des données d'insolation.

On va utiliser le logiciel PV_{GIS} est un logiciel développé et actualisé par la Commission Européenne. Il recense les degrés d'ensoleillement et de radiation partout dans le monde chaque année [43].

Les résultats pour la ville de Naâma données dans le tableau suivant puis représenté par le tableau (III.8).

Tableau (III.8) : L'irradiation moyenne reçue par mois dans la ville de Naâma par le logiciel PV_{Gis}.

Mois	Irradiation sur plan horizontal en wh/m ² /j	Irradiation sur plan incliné 44° en wh/m ² /j	Irradiation sur plan incliné de 90° en wh/m ² /j
Janvier	3485	5931	5341
Février	4170	5954	4802
Mars	5620	6669	4503
Avril	6801	6742	3520
Mai	7435	6430	2608
Juin	7974	6437	2218
Juillet	7549	6354	2342
Aout	7019	6599	3134
Septembre	5739	6313	3914
Octobre	4635	6120	4637
Novembre	3558	5602	4867
Décembre	3041	5291	4885

III.1.3 .Orientation des modules PV

La position des modules photovoltaïques par rapport au soleil influe directement sur leur production énergétique. Il est très important de bien les placer pour les utiliser au maximum de leur possibilité.

On appelle orientation le point cardinal vers le quel est tournée la face active du panneau(sud, nord, sud-ouest,...).

Les panneaux sont toujours orientés vers l'équateur :

- Orientation vers le sud dans l'hémisphère Nord.
- Orientation vers le nord dans l'hémisphère Sud.

Dans notre site les modules sont orientés vers le sud.

➤ Caractéristiques géographiques du site :

Tableau(III.9) : Situation géographique du site [42].

Caractéristique du site	Latitude en degré	Longitude en degré
Naâma	33.26	-0.31

III.1.4 Angle d'inclinaison des modules PV

Elle indique l'angle que fait le panneau avec l'horizontale, elle se comporte en degrés. Pour que les modules produisent un maximum d'énergie, il faut que les surfaces soient perpendiculaires aux rayons solaires, or le soleil d'une saison à l'autre n'a pas la même inclinaison ; selon les saisons, à midi, il est plus au moins plus haut dans le ciel. On doit donc ; incliner les modules pour qu'ils soient face au soleil.

La méthode de choix de l'inclinaison est d'utilisé le tableau ci- dessous, qui indique la relation entre la latitude et l'inclinaison des panneaux solaires.

Voir Tableau (II.2).

D'après le tableau (III.9) L'inclinaison des modules est de $\alpha=44^\circ$.

III.1.5. Dimensionnement du champ PV par la méthode du mois le plus défavorable

III.5.1. Calcul de la puissance crête des panneaux PV

La puissance crête totale du champ photovoltaïque, dépend de l'irradiation quotidienne du lieu d'utilisation, elle est donnée par :

$$P_{Ch} = \frac{E_c}{K \times I_r} \quad (II.3)$$

$$P_{Ch} = \frac{1652310}{0,65 \times 5,291} = 480441,38 \text{ W}_C$$

$$P_{Ch} = 480441,38 \text{ W}_C$$

III.5.2. Choix de la tension de fonctionnement du champ PV

On choisit la tension de fonctionnement en fonction de la puissance crête du champ PV en watt.

Voir le tableau (II.1).

D'après le tableau (II.1) la tension du système choisi est 96 V.

III.5.3. Dimensionnement de panneau

Le module choisi pour notre étude est le module solaire de type solarworld-monocristallin avec une puissance de 280 watt à cause de l'espace disponible sur le site et pour éviter les masques et aussi à cause de sa performance, se caractéristique sont données dans le tableau suivant [44]:

Tableau III.10 : Les caractéristiques du module photovoltaïque [44].

Puissance maximale en Watt	P_{\max}	280
Tension à vide en volt	V_{co}	44.10
Courant de court-circuit en ampère	I_{cc}	8.59
Tension au point de la puissance max en volt	V_{\max}	35.60
Courant au point de la puissance max en A	I_{\max}	7.87
Rendement en (%)	η	22.04
Prix en dinar	Prix	42250

III.5.4. Détermination du nombre des modules à installer

Le nombre des modules photovoltaïques est calculé en fonction des caractéristiques du module choisi et de la puissance crête du générateur par l'équation suivante :

$$N_M = \frac{P_{ch}}{P_U} \quad (III.4)$$

$$N_M = \frac{480441,38}{280} = 1715,86 \approx 1716 \text{ panneaux.}$$

$$N_M = 1716 \text{ panneaux.}$$

III.5.5. La surface disponible pour les panneaux

Les modules photovoltaïques seront installés sur le toit de la direction donc il est impératif de savoir la surface disponible pour mieux choisir le module.

Comme le module photovoltaïque a une forme rectangulaire, sa surface est déterminée par la relation suivante :

$$S_p = L \times l \quad (III.5)$$

Avec :

S_p : la surface de panneau.

L : La longueur.

l : La largeur.

$$S_p = 1001 \times 1675 = 1676675 \text{ mm}^2 = 1.677 \text{ m}^2.$$

$$S_p = 1.677 \text{ m}^2.$$

La surface nécessaire pour installer les panneaux est donnée par la relation suivante :

$$S_n = N_M \times S_p \quad (\text{III.6})$$

Avec :

S_n : La surface nécessaire.

N_M : Nombre de modules à installer.

S_p : la surface de panneau.

$$S_n = 1716 \times 1.677$$

$$S_n = 2877.732 \text{ m}^2.$$

Remarque

La surface disponible du toit est de 850 m² insuffisante par rapport à la surface nécessaire il faut trouver une solution pour laquelle la surface soit suffisante.

La solution

Lors de l'étude de projet nous avons trouvé un problème de la surface disponible pour l'installation des panneaux, donc après avoir consulté les responsables de la société nous sommes arrivés à une solution de laisser la climatisation et l'éclairage public dans la cour alimenté par le réseau de sonal-gaz, et tous qui est dans les bureaux (les lampes , les ordinateurs, les imprimantes...) sera alimenté par l'énergie photovoltaïque.

Donc après être arrivé à cette solution les besoins énergétiques ont diminué. La consommation totale est diminuée.

Tableau (III.11) : l'énergie totale consommée.

L'énergie totale consommée	
Locaux	La consommation Ec
Rez-de-chaussée	81790 Wh/j
Etage 01	67910 Wh/j
Etage02	67910 Wh/j
Etage 03	67910 Wh/j
Etage 04	70790 Wh/j
$E_{c \text{ totale}} = 356310 \text{ Wh/j}$	

III.5.6. Calcul de la nouvelle puissance crête des panneaux PV

$$P_{Ch} = \frac{E_c}{K \times I_r} \quad (\text{III.6})$$

$$P_{Ch} = \frac{356310}{0.65 \times 5.291} = 103000 \text{ W}_C$$

$$P_{Ch} = 103000 \text{ W}_C$$

III.5.7. Détermination du nombre des modules à installer

$$N_M = \frac{P_{ch}}{P_U} \quad (\text{III.6})$$

$$N_M = \frac{103000}{280} = 368 \text{ modules.}$$

$$N_M = 368 \text{ modules.}$$

c. Le nombre de modules connectés en série est égale à

$$N_{MS} = \frac{V_{pv}}{V_u} \quad (\text{III.6})$$

$$N_{MS} = \frac{96}{30} = 3.20 \approx 4 \text{ modules.}$$

$$N_{MS} = 4 \text{ modules.}$$

d. Le nombre des modules connectés en parallèle est égale à

$$N_{MP} = \frac{N_M}{NM_s} \quad (III.7)$$

$$N_{MP} = \frac{368}{4} = 92 \text{ modules .}$$

$$N_{MP} = 92 \text{ modules.}$$

III.5.8.Choix de la batterie

Parce que l'utilisation des batteries est quotidienne on est besoin a l'une des batteries a une longue duré de vie, et l'utilisation de l'énergie est plus on doit utiliser une batterie de tension de stockage élevée et au même temps on prend on considération de prix de batterie alors la batterie sélectionnée est de type Rolls-12-CS-11PS.BTR de 12V /296Ah, destinée au stockage de l'énergie solaire.

III.5.9. Dimensionnement des batteries de stockage

❖ Calcul la capacité nominale de système

$$C_n = \frac{E_c * N}{D * V_f} \quad (III.8)$$

$$C_n = \frac{356310 * 5}{0.8 * 96} = 22838.41 \text{ Ah.}$$

$$C_n = 22838.41 \text{ Ah.}$$

❖ Nombre des batteries

a. Nombre des batteries en série :

$$N_{Bs} = \frac{V_f}{V_{Bn}} \quad (III.9)$$

$$N_{Bs} = \frac{96}{12} = 8 \text{ batteries.}$$

$$N_{Bs} = 8 \text{ batteries.}$$

b. Nombre des batteries en parallèle :

$$N_{Bp} = \frac{C_n}{C_{Bn}} \quad (III.10)$$

$$N_{Bp} = \frac{22838.41}{296} = 77 \text{ batteries.}$$

$$N_{Bp} = 77 \text{ Batteries}$$

c. Nombre des batteries totales :

$$N_{Btotale} = N_{Bs} * N_{Bp} \quad (III.11)$$

$$N_{Btotale} = 8 * 77 = 616 \text{ Batteries.}$$

$$N_{Btotale} = 616 \text{ Batteries}$$

En résumé nous avons le tableau suivant :

Tableau (III.12) : Nombre des batteries.

Nombre de batteries	Nombre de batteries en série	Nombre de batteries en parallèle
616	8	77

III.5.10. Dimensionnement du régulateur

Le régulateur de charge est choisi en fonction des paramètres suivant :

- Tension d'entrée.
- Tension de sortie.
- Courant maximale.
- Puissance nominale.

❖ Tension d'entrée

Le régulateur adéquat pour un générateur photovoltaïque doit avoir une tension nominale identique à celle fournie par le panneau PV (pour notre cas la tension nominal est égale à 96 V).

❖ Tension de sortie

La tension maximale du régulateur est déterminée par la relation suivant :

$$V_{Rs} = 1.25 * V_{CO} * N_{Ms} \quad (III.12)$$

$$V_{Rs} = 1.25 * 44.10 * 4$$

$$V_{Rs} = 220 \text{ V.}$$

❖ Courant maximale

Courant maximale du régulateur est déterminée par la relation suivant :

$$I_{Rmax} = 1.25 * I_{CC} * N_{Mp} \quad (III.13)$$

$$I_{Rmax} = 1.25 * 8.59 * 92$$

$$I_{Rmax} = 987.85 \text{ A.}$$

❖ Puissance nominale

La puissance nominale du régulateur est déterminée par la relation suivant :

$$P_{Rég} = N_m * P_m \quad (III.14)$$

$$P_{Rég} = 368 * 280$$

$$P_{Rég} = 103000 \text{ W.}$$

On peut choisir un régulateur de :

- * Puissance = 103 KW.
- * Tension = 96V/ 220V.
- * Courant = 1168 A.

III.5.11. Dimensionnement de l'onduleur

L'onduleur est choisi en fonction des paramètres suivant :

- Tension d'entré.
- Tension de sortie.
- Courant maximale.
- Puissance nominale.

❖ Tension d'entré

La tension d'entrée est la même que celle de la batterie ou du régulateur de charge soit 96 V.

❖ Tension d'entrée

La tension maximale de l'onduleur est déterminée par la relation suivant :

$$V_{ond} = 1.25 * V_{CO} * N_{Ms} \quad (III.15)$$

$$V_{\text{ond}} = 1.25 * 44.10 * 4$$

$$V_{\text{ond}} = 220 \text{ V.}$$

❖ Courant maximale

Courant maximale de l'onduleur est déterminée par la relation suivant :

$$I_{\text{ond}} = 1.25 * I_{\text{CC}} * N_{\text{Mp}} \quad (\text{III.16})$$

$$I_{\text{ond}} = 1.25 * 8.59 * 92$$

$$I_{\text{ond}} = 987.85 \text{ A.}$$

❖ Puissance nominale

La puissance nominale de l'onduleur est déterminée par la relation suivant :

$$P_{\text{Ond}} = N_{\text{m}} * P_{\text{m}} \quad (\text{III.17})$$

$$P_{\text{Ond}} = 368 * 280$$

$$P_{\text{Ond}} = 103000 \text{ W.}$$

On peut choisir un onduleur de :

- * Puissance = 102 KW.
- * Tension = 96V/ 220V.
- * Courant = 1168 A.

En résumé tout qui nous avons dimensionné dans le tableau ci-dessous :

Système photovoltaïque		La direction de sonal-gaz naama (SADEG)	
Générateur PV	Puissance crête p_c (KW _c)	103	
	Tension U en (V)	96	
	Inclinaison (°)	44	
	Nombre de module	Série	4
		Parallèle	92
Totale		368	
Stockage	Nombre batteries	Série	8
		Parallèle	77
		Totale	616
Régulateur	Tension en (V)	96 / 220	
	Courant en (A)	1168	
L'onduleur	Tension d'entrée en (V)	96 / 220	
	Courant en (A)	1168	
	Puissance nominale en (KW)	103	

II.12. Dimensionnement des câbles

III.5.13. Câblage du système PV

- Détermination de la section des conducteurs entre le panneau et la boîte de raccordement (distance $L=25m$) :

Le courant de sortie d'un panneau à sa puissance nominale est égal :

$$I_{max} = 7.87A$$

La chute de tension :

$$\Delta U_{max} = 35.60 * 0.05 = 1.78 V.$$

$$S = \frac{2 * L * \rho * I_{max}}{\Delta V} \tag{III.18}$$

$$S = \frac{7.87 * 1.6 * 10^{-8} * 25 * 2}{1.78} = 3.53 * 10^{-6} m^2.$$

$$S = 3.53mm^2.$$

Soit un câble de section minimale de 3.53 mm^2 , on prendra donc des câbles normalisé de 4 mm^2 .

- **Détermination de la section des conducteurs entre la boîte de raccordement et régulateur (distance $L=10\text{m}$) :**

Le courant de sortie de la boîte de raccordement :

$$I = \sum i_{\text{panneau}} = 92 * 7.87 = 724.04 \text{ A.}$$

La chute de tension :

$$\Delta U_{\text{max}} = 96 * 0.05 = 4.8 \text{ V.}$$

$$S = \frac{724.04 * 1.6 * 10^{-8} * 10 * 2}{4.8} = 5.62 * 10^{-6} \text{ m}^2.$$

$$S = 5.62 \text{ mm}^2.$$

Soit un câble de section minimale de 5.62 mm^2 , on prendra donc des câbles normalisé de 6 mm^2 .

- **Détermination de la section des conducteurs entre les batteries et le régulateur (distance $L=4\text{m}$) :**

La chute de tension :

$$\Delta U_{\text{max}} = 96 * 0.05 = 4.8 \text{ V.}$$

$$S = \frac{724.04 * 1.6 * 10^{-8} * 4 * 2}{4.8} = 22.49 * 10^{-6} \text{ m}^2.$$

$$S = 22.49 \text{ mm}^2.$$

Soit un câble de section minimale de 22.49 mm^2 , on prendra donc des câbles normalisé de 25 mm^2 .

- **Détermination de la section des conducteurs entre le régulateur et l'onduleur (distance $L=3\text{m}$) :**

La chute de tension :

$$\Delta U_{\text{max}} = 96 * 0.05 = 4.8 \text{ V.}$$

Le courant circulant entre le régulateur et l'onduleur lorsque celui-ci débite sa puissance nominale :

$$I_{\max} = \frac{P_{\max \text{ onduleur}}}{U_{\text{régulateur}}} =$$

$$I_{\max} = \frac{101000}{96} = 1052.608 \text{ A.}$$

$$S = \frac{1052.08 * 1.6 * 10^{-8} * 3 * 2}{4.8} = 21.04 * 10^{-6} \text{ m}^2.$$

S = 21.04mm².

Soit un câble de section minimale de 21.04 mm², on prendra donc des câbles normalisé de 25 mm².

Tableau (III .13) : les caractéristiques du câblage.

Câblage	Distance (m)	Courant I _{max} (A)	Chute de tension ΔU _{max}	Section minimale (mm ²)	Section normalisée (mm ²)
Entre les panneaux et le boîte de raccordement	25	7.87	1.78	3.53	4
Entre la boîte de raccordement et régulateur	10	724.04	4.8	5.62	6
Entre le régulateur et les batteries	4	724.04	4.8	22.49	25
Entre le régulateur et l'onduleur	3	1072.91	4.8	21.45	25

III.2. Etude économique

III.2.1. Calcul de l'investissement initial total :

L'investissement initial total de l'installation C_{Tot} est donné par la formule :

$$C_{Tot} = C_{Mod} + C_{Ond} + C_{Bat} + C_{Rég} + C_{Cab} + C_{acc} + C_{Mai} \quad (III.19)$$

Tableau (III.14) : L'investissement initial total.

Appareils	Nombre	Prix en dinar algérien	Investissement en (DA)
Panneaux	368	42250	15548000
Batteries type	616	48750	30030000
Régulateur solaire	1	112500	112500
Onduleur solaire	1	150000	150000
Câbles			62500
Accessoires + support			125000
Mains d'œuvre			3876000
Total			49904000

III.2.2. Calcul de l'amortissement total :

L'amortissement annuel total du système A_{Tot} est donné par la formule :

$$A_{Tot} = A_{Mod} + A_{Ond} + A_{Bat} + A_{Rég} + A_{Cab} + A_{acc} \quad (III.20)$$

L'amortissement de chaque composant set la forme :

$$A = C/N \quad (II.21)$$

On note que les hypothèses retenues, relatives à la durée vie pour chacun des éléments du système, sont données ci-après.

Tableau (III.15) : La durée de vie des équipements.

Equipements	Générateurs	Régulateur	Batteries	Onduleur	Câblage	Accessoires
Durée de vie (an)	30	8	10	20	35	20

Dans le tableau (III.16) nous avons calculé l'amortissement global de notre installation.

Tableau (III.16) : L'amortissement global de l'installation PV.

Appareils	Investissement en (DA)	Durée de vie	Amortissement en dinar
Panneaux	15548000	30	518266.66
Batteries type (GEL solaire VICTRON)	30030000	10	3003000
Régulateur solaire	112500	8	14062.5
Onduleur 88 KW solaire	150000	20	7500
Câbles	62500	35	1785.71
Accessoires + support	125000	20	6250
Total			3550864.87

III.2.3. Calcul de l'entretien et de la maintenance annuel total :

Le coût d'entretien total annuel du système est donné par l'expression:

$$E_{Tot} = E_{Mod} + E_{Ond} + E_{Bat} + E_{Rég} + E_{Cab} + E_{acc} \quad (II.22)$$

L'entretien de chaque composant set la forme :

$$E = C \times R \quad (II.23)$$

L'entretien global annuel est calculé dans le tableau suivant :

Tableau (III.17) : L'entretien global annuel.

Appareils	Investissement en (DA)	Ratio	Entretien en dinar
Panneaux	15548000	2%	310960
Batteries type (GEL solaire VICTRON)	30030000	2%	600600
Régulateur solaire	112500	1%	1125
Onduleur 88 KW solaire	150000	5%	7500
Câbles	62500	3%	1875
Accessoires + support	125000	1%	1250
Total	49904000		923310

III.2.4. Calcul des coûts sur la durée de vie

Le coût global annuel de la valeur actualisée est calculé par l'expression suivante :

$$C_{GA} = A_{Tot} + E_{Tot} \quad (II.24)$$

$$C_{GA} = 3550864.87 + 923310 = 4474174.87 \text{ DA/an.}$$

$$C_{GA} = 4474174.87 \text{ DA/an.}$$

III.3. Présentation de logiciel de simulation PVSYSY

Le programme PVSYSY est un logiciel de simulation de systèmes photovoltaïques, développé initialement par le Groupe de Physique Appliquée (GAP) de l'Université de Genève [48]. Ce logiciel est conçu pour être utilisé par les architectes, les ingénieurs et les chercheurs, mais aussi un outil pédagogique très utile. Il inclut une aide contextuelle approfondie, qui explique en détail la procédure et les modèles utilisés et offre une approche économique avec guide dans le développement d'un projet.

PVSYSY permet d'importer des données météo d'une dizaine de sources différentes ainsi que des données personnelles [49].

On lance le logiciel PVSYSY, l'interface suivante s'affiche :



Figure III.2 : Interface de logiciel PVSYSY.

La simulation à base du logiciel PVSYSY suit l'organigramme suivant :

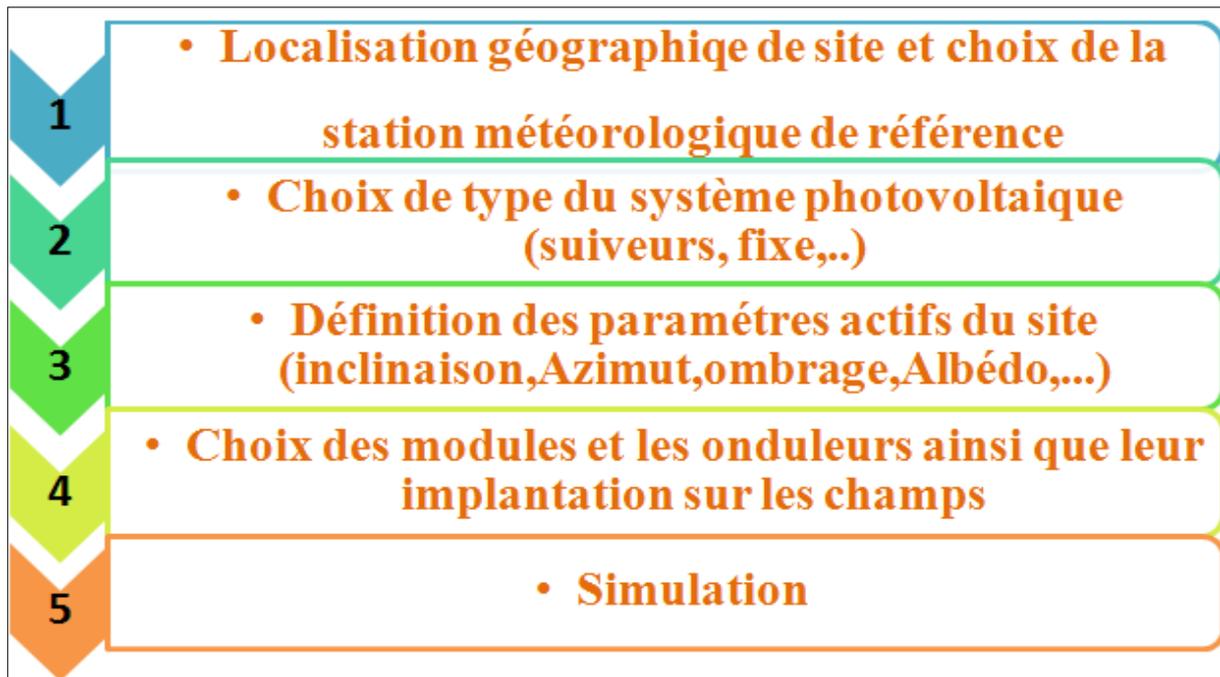


Figure III.3 : Etapes de simulation avec PVSYST.

III.3.1. Conception et dimensionnement d'un système PV

La conception de système est basée sur une procédure rapide et simple :

- Spécifier la puissance désirée ou la surface disponible,
- Choisir les modules PV dans la base de données interne,
- Choisir l'onduleur dans la base de données interne.

III.4. Principaux résultats

III.4.1. Données météorologiques du site

Après avoir localisé le site, on clique sur le bouton « importer » pour importer les données météorologiques du site dans PVSYST, ces données mensuelles représentent l'irradiation, la température moyenne et la vitesse du vent :

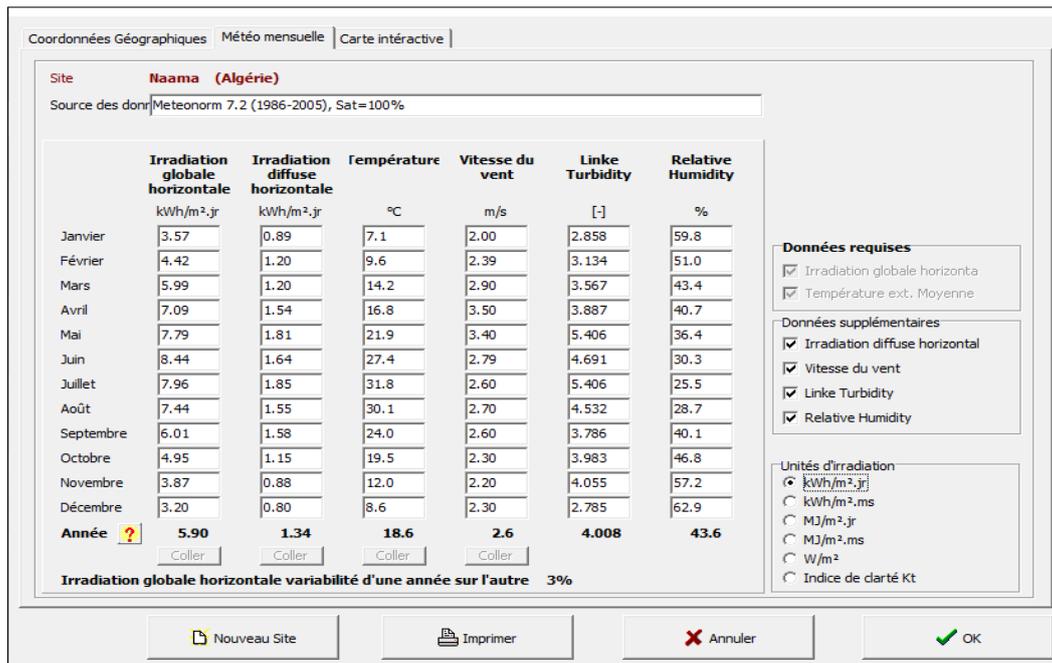


Figure III.4 : Caractéristiques climatiques du site de Naâma.

III.4.2- Trajectoire du soleil

La connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la sur face terrestre est nécessaire pour toute application solaire. La position du soleil est définie par deux angles : sa hauteur HS (angle entre le soleil et le plan horizontal du lieu) et son Azimut AZ (angle avec la direction du Sud, compté négativement vers l’Est).

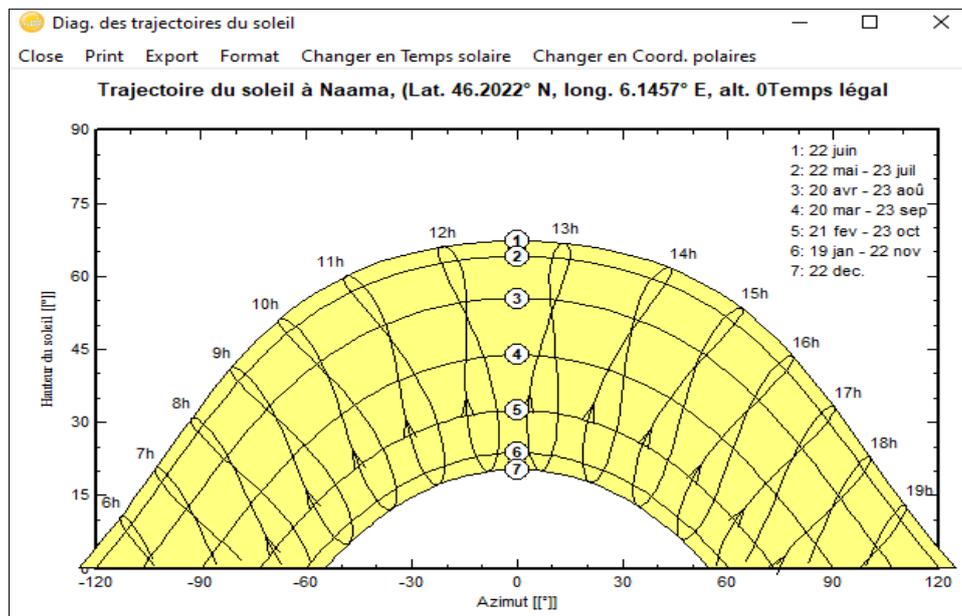


Figure III.5 : Trajectoire du soleil à Naâma.

III.4.3. Schéma de l'installation PV

La figure (III.6) représente le schéma de l'installation PV autonome prise en compte dans la simulation.

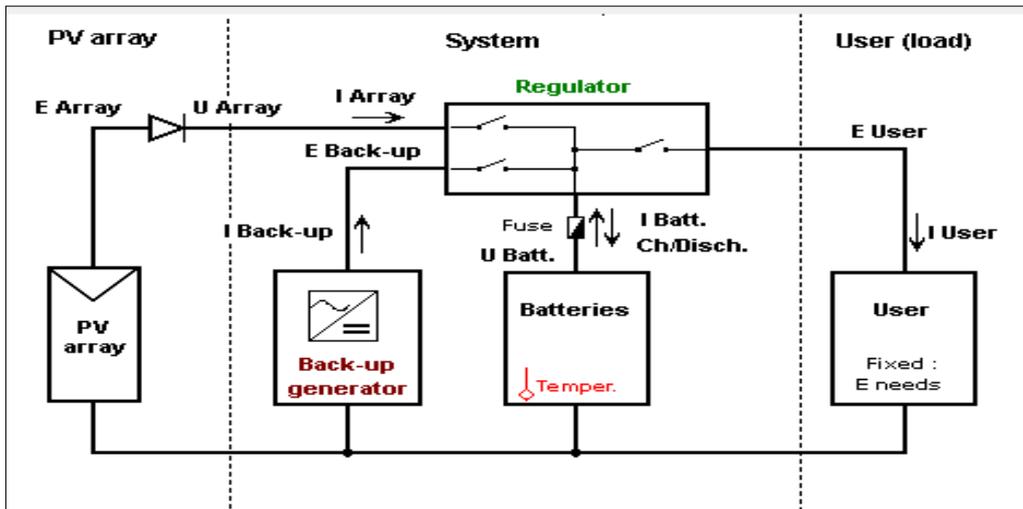


Figure III.6: Schéma simplifié d'une installation PV autonome.

La figure (III.7) représente le schéma de l'installation PV raccordé au réseau prise en compte dans la simulation.

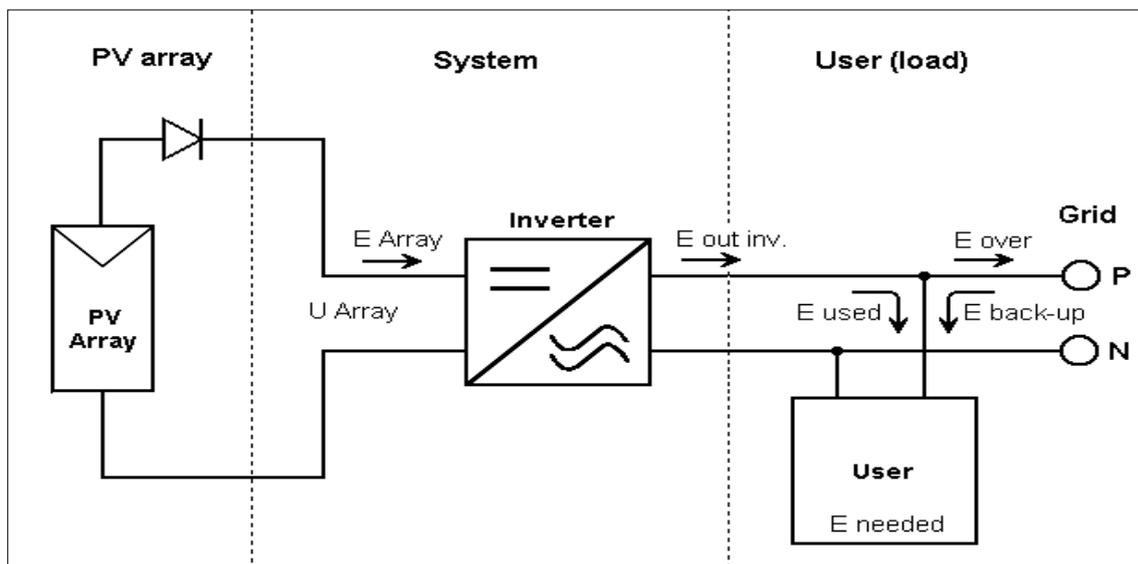


Figure III.7: Schéma simplifié d'une installation PV raccordé au réseau.

III.5. Résultats de simulation

III.5.1. Besoins électriques

La figure (III.8), montre les besoins d'utilisateur de notre système par le PVSYSY :

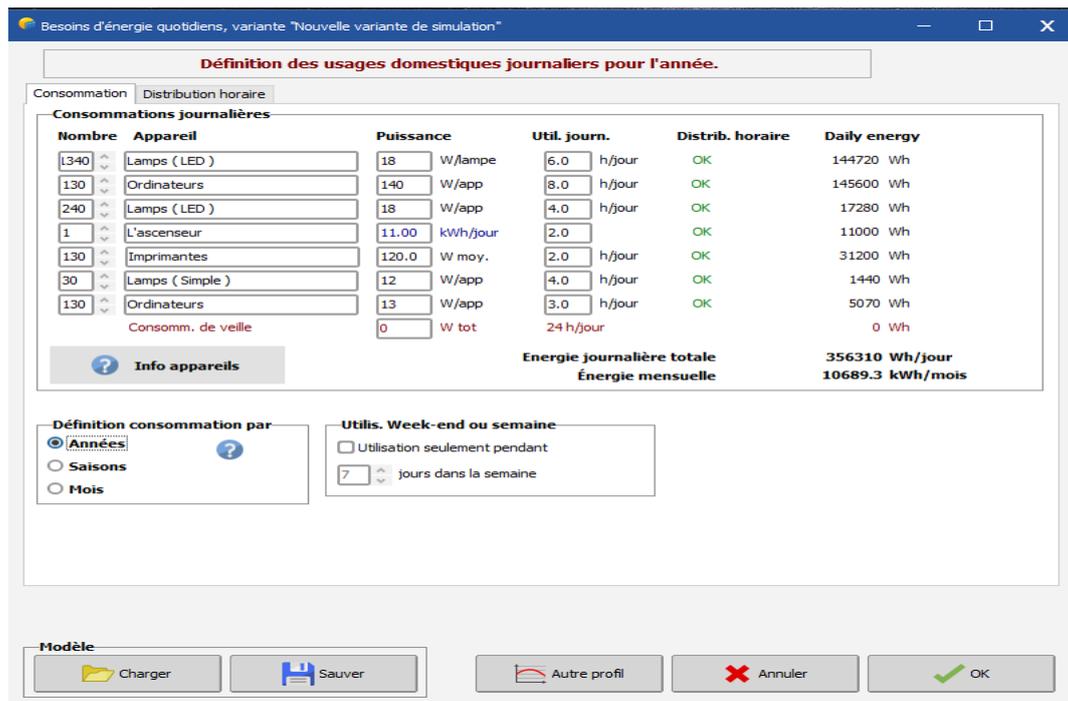


Figure III.8: Besoins d'utilisateur.

III.5.2.Simulation des équipements énergétiques

Pour le système autonome :

a. Batteries

On a choisi une batterie de type Pb-acide 12V/296Ah sous une température fixe 20C° pour nous système.

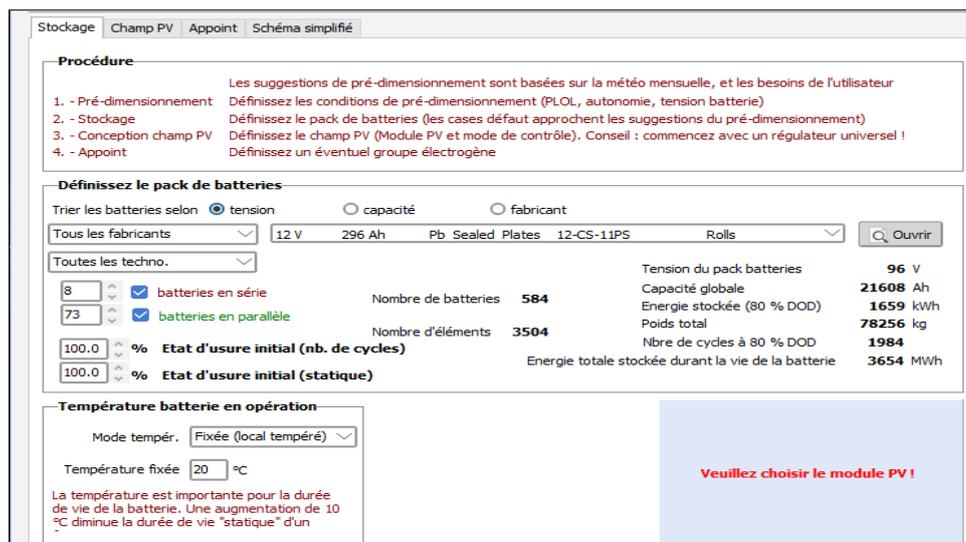


Figure III.9: Dimensionnement des batteries.

b. Modules et régulateur

On a choisi un module de 280W/30V.

On choisit un régulateur MPPT 1000W/96V/1169A.

The screenshot shows a software interface for PV system dimensioning. It includes the following sections and data:

- Nom et orientation du sous-champ:** Nom: Champ PV, Inclinasion: 44°, Azimut: 0°.
- Aide au dimensionnement:** Entrez Pnom désirée: 103.0 kW, ou surface disponible: 0 m².
- Sélection du module PV:** Tous les modules: Chinalight Solar, 280 Wp 30V, Si-poly, CLS-270/280, Jusqu'à 2013, Photon Maq. 2005. Modules nécessaires approx.: 368. Dimens. des tensions: Vmpp (60°C): 30.1 V, Vco (-10°C): 49.0 V.
- Choisissez le mode de régulation et le régulateur:** Régulateur universel: Tous les fabricants. Convertisseur de puissance MPPT. Courants max. de charge - décharge: MPPT 1000 W, 96 V, 1181 A, 441 A. Tension de fonctionnement MPPT: 96 V, Puissance régulateur: 89.6 kW, Batterie associée: 96 V.
- Conception champ PV:**
 - Nombre de modules et chaînes: Mod. en série: 4, Nb. chaînes: 92. Perte surpuissance: 0.1%, Rapport Pnom: 1.15, Nbre modules: 368, Surface: 723 m².
 - Cond. de fonctionnement: Vmpp (60°C): 120 V, Vmpp (20°C): 143 V, Vco (-10°C): 196 V.
 - Irradiance plan: 1000 W/m². Impp (STC): 879 A, Isc (STC): 800 A, Isc (aux STC): 790 A.
 - Puiss. max. en fonctionnement (à 1000 W/m² et 50°C): 130 kW. Puiss. nom. champ (STC): 103 kWc.

Figure III.10: Dimensionnement de module et régulateur.

Pour le système raccordé au réseau :

a. Modules et onduleur

On a choisi un module de 280W/30V.

On choisit un régulateur MPPT 100KW/200V-1000V

The screenshot shows a software interface for PV system dimensioning. It includes the following sections and data:

- Sous-champ:** Nom: Champ PV, Inclinasion: 44°, Azimut: 0°.
- Aide au dimensionnement:** Entrez Pnom désirée: 103.0 kW, ou surface disponible (modules): 717 m².
- Sélection du module PV:** Disponibles: Tous les modules PV. Filtre: Tous les modules PV. Modules nécessaires approx.: 368. Tous les fabricants: 280 Wp 30V, Si-mono, GE-M72-280, Great Energy, Manufacturer 2012. Dimens. des tensions: Vmpp (60°C): 30.1 V, Vco (-10°C): 49.5 V.
- Sélection de l'onduleur:** Disponibles: Tension de sortie 480 V Tri 50Hz. Tous les fabricants: 100 kW, 200 - 1000 V TL, 50/60 Hz, MAX 100KTL3 MV, Growatt New Energy. Nb. d'entrées MPPT: 6. Tension de fonctionnement: 200-1000 V, Puissance onduleur utilisée: 85.7 kWac. Utilise multi-MPPT: Oui. Tension entrée maximale: 1100 V, onduleur avec 7 MPPT.
- Dimensionnement du champ:**
 - Nombre de modules et chaînes: Mod. en série: 20, Nb. chaînes: 18. Perte surpuissance: 0.4%, Rapport Pnom: 1.18, Nbre modules: 360, Surface: 701 m².
 - Cond. de fonctionnement: Vmpp (60°C): 602 V, Vmpp (20°C): 708 V, Vco (-10°C): 991 V.
 - Irradiance plan: 1000 W/m². Impp (STC): 144 A, Isc (STC): 158 A, Isc (aux STC): 158 A.
 - Puiss. max. en fonctionnement (à 1000 W/m² et 50°C): 90.2 kW. Puiss. nom. champ (STC): 101 kWc.

Figure III.11: Dimensionnement de module et onduleur.

III.5.3.Rapport de simulation

Après la simulation par le PVSYST on obtient un rapport voir les figure suivant :

Pour la simulation de système autonome avec stockage :

General parameters			
Stand alone system		Stand alone system with batteries	
PV Field Orientation			
Orientation		Sheds configuration	Models used
Fixed plane		No 3D scene defined	Transposition Perez
Tilt/Azimuth	44 / 0 °		Diffuse Perez, Meteonorm Circumsolar separate
User's needs			
Daily household consumers			
Constant over the year			
Average	356 kWh/Day		
PV Array Characteristics			
PV module		Battery	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	CLS-270/280	Model	12-CS-11PS
(Original Pvsyst database)		Technology	Lead-acid, sealed, plates
Unit Nom. Power	280 Wp	Nb. of units	73 In parallel x 8 In series
Number of PV modules	368 units	Discharging min. SOC	20.0 %
Nominal (STC)	103 kWp	Stored energy	1659.5 kWh
Modules	92 Strings x 4 In series	Battery Pack Characteristics	
At operating cond. (50°C)		Voltage	96 V
Pmpp	92.9 kWp	Nominal Capacity	21608 Ah (C10)
U mpp	126 V	Temperature	Fixed 20 °C
I mpp	737 A		
Controller		Battery Management control	
Universal controller		Threshold commands as	SOC calculation
Technology	MPPT converter	Charging	SOC = 0.90 / 0.75
Temp coeff.	-5.0 mV/°C/Elem.	approx.	104.6 / 99.1 V
Converter		Discharging	SOC = 0.20 / 0.45
Maxi and EURO efficiencies	97.0 / 95.0 %	approx.	93.1 / 96.5 V
Total PV power			
Nominal (STC)	103 kWp		
Total	368 modules		
Module area	723 m²		
Array losses			
Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Module temperature according to irradiance		Global array res.	2.9 mΩ
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s		
Module Quality Loss		Module mismatch losses	
Loss Fraction	3.0 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP
IAM loss factor		Strings Mismatch loss	
ASHRAE Param: IAM = 1 - bo(1/cos(i) - 1)		Loss Fraction	0.1 %
bo Param.	0.05		
		Serie Diode Loss	
		Voltage drop	0.7 V
		Loss Fraction	0.5 % at STC

Figure III. 12 : Paramètres de simulation pour le système autonome avec stockage.

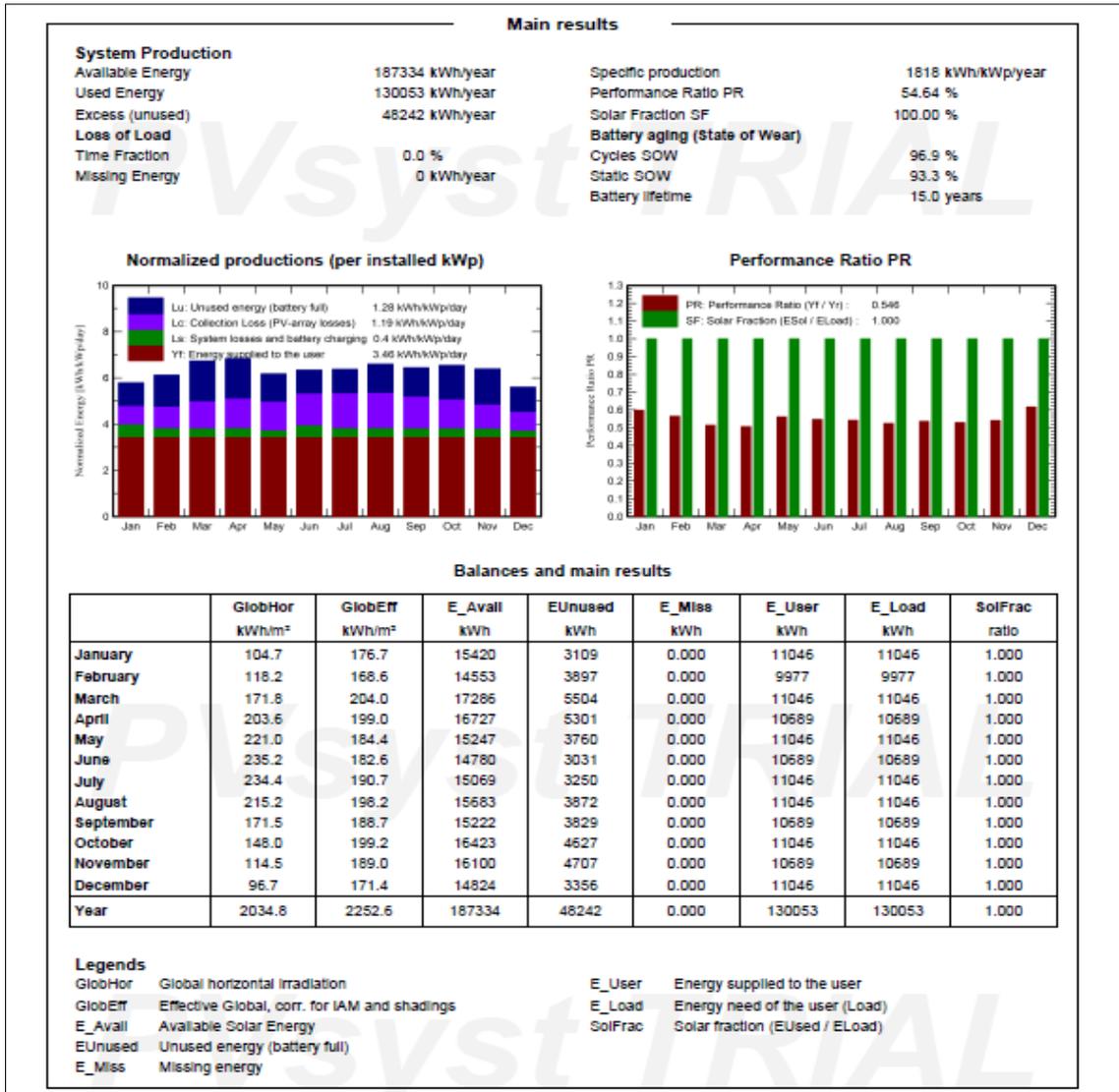


Figure III.13 : Analyse énergétique pour le système autonome avec stockage.

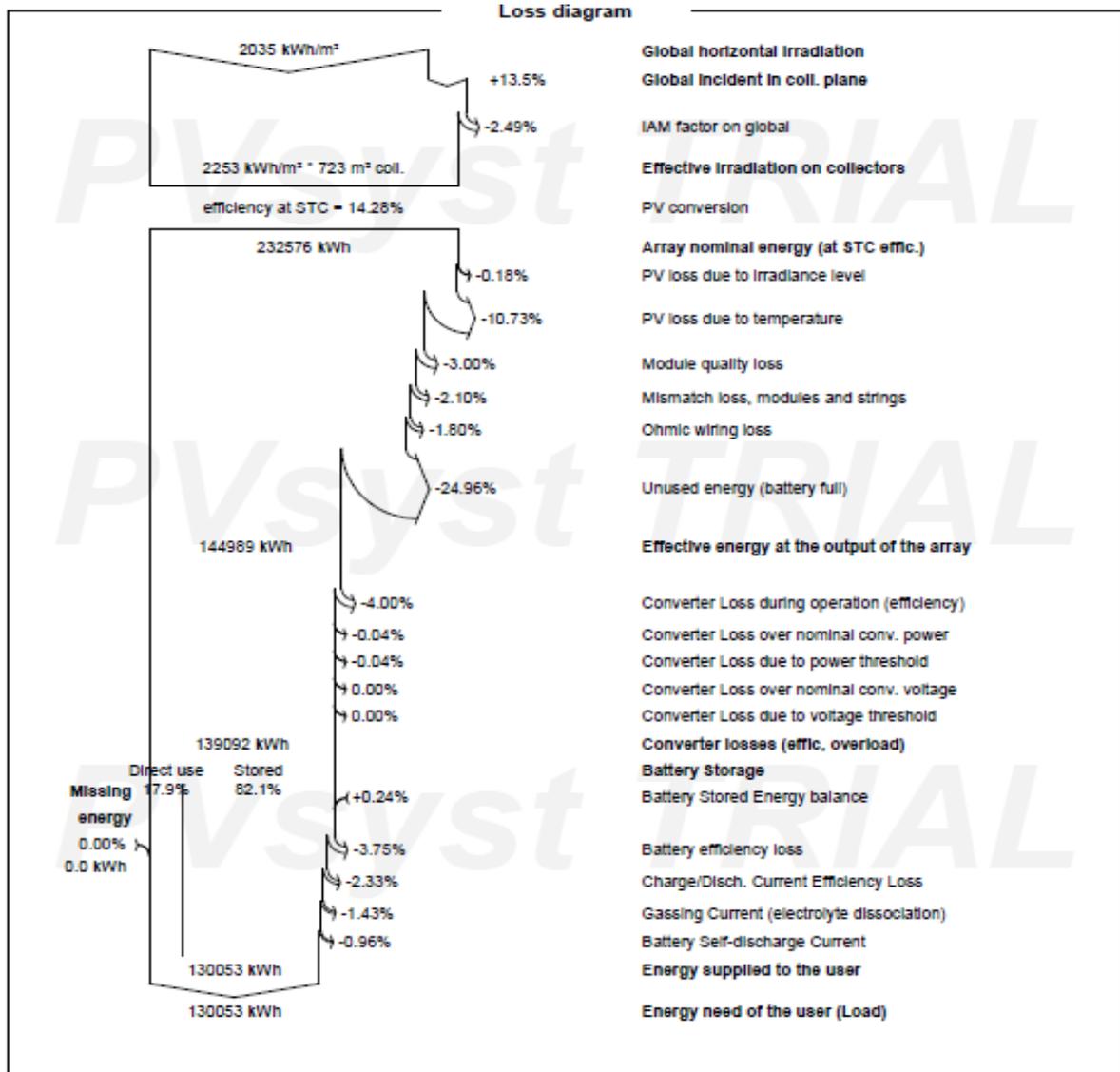


Figure III .14 : Diagramme de perte dans le système autonome avec stockage.

Remarque :

Dans notre travail, nous allons besoin de la simulation d'un système raccordé au réseau avec stockage (partiellement injecté au réseau), mais le logiciel PVsyst ne le contient pas. Et pour cela, nous avons fait deux simulations différentes, une pour le système autonome avec stockage et l'autre pour le système raccordée au réseau afin de laisser le choix ouvert et donner, puisque la SADEG peut appliquer le système PV partiellement injecté au réseau.

Pour la simulation de système raccordé au réseau :

General parameters			
Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation			
Orientation		Sheds configuration	Models used
Fixed plane		No 3D scene defined	Transposition Perez
Tilt/Azimuth	44 / 0 °		Diffuse Perez, Meteororm separate
			Circumsolar
Horizon		Near Shadings	User's needs
Free Horizon		No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	GE-M72-280	Model	MAX 100KTL3 MV
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	280 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	360 units	Number of Inverters	6 * MPPT 14% 0.9 unit
Nominal (STC)	101 kWp	Total power	85.7 kWac
Modules	18 Strings x 20 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.18
Pmpp	90.2 kWp		
U mpp	628 V		
I mpp	144 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	101 kWp	Total power	86 kWac
Total	360 modules	Nb. of Inverters	1 unit
Module area	701 m²		0.1 unused
Cell area	615 m²	Pnom ratio	1.18

Array losses			
Thermal Loss factor		DC wiring losses	
Module temperature according to Irradiance		Global array res.	72 mΩ
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s		
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss	
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %
		IAM loss factor	
		ASHRAE Param: IAM = 1 - bo(1/cosθ - 1)	
		bo Param.	0.05

Figure III. 15 : Paramètres de simulation pour le système raccordé au réseau.

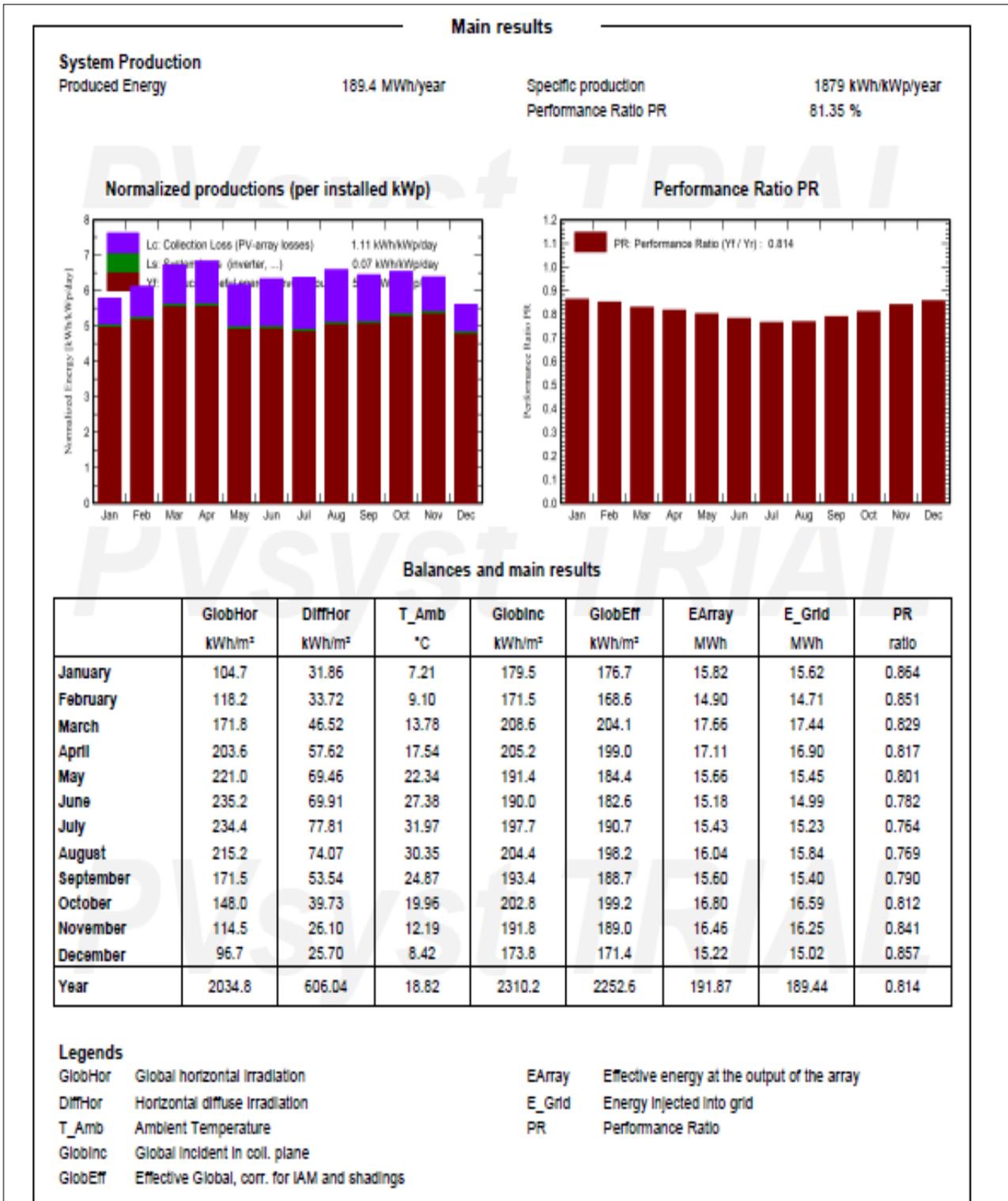


Figure III.16 : Analyse énergétique pour le système raccordé au réseau.

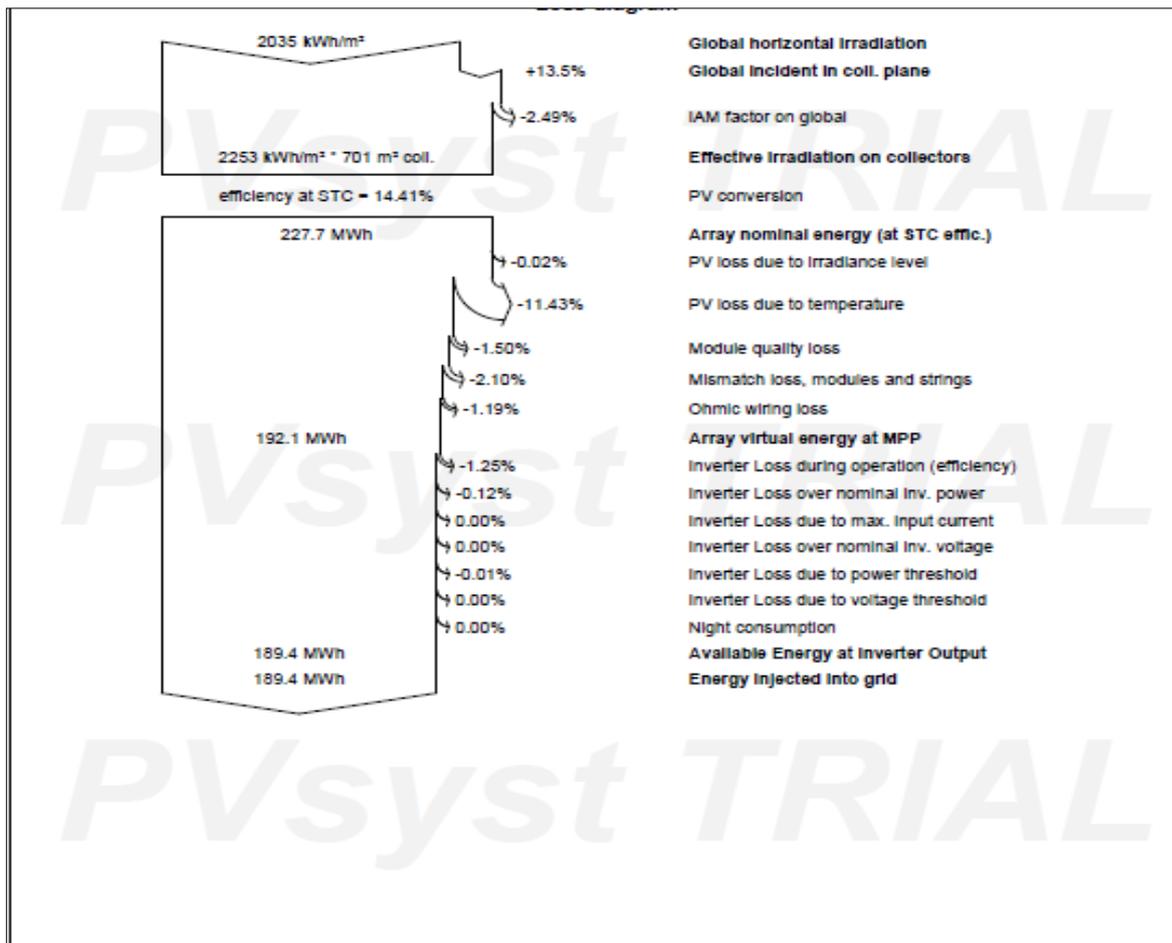


Figure III .17 : Diagramme de perte dans le système raccordé au réseau.

Nous comparons nos résultats à ceux logiciel PVsyst dans le tableau ci-dessous (pour les deux systèmes):

Tableau (III.18) : Comparaison entre le calcul et PVsyst.

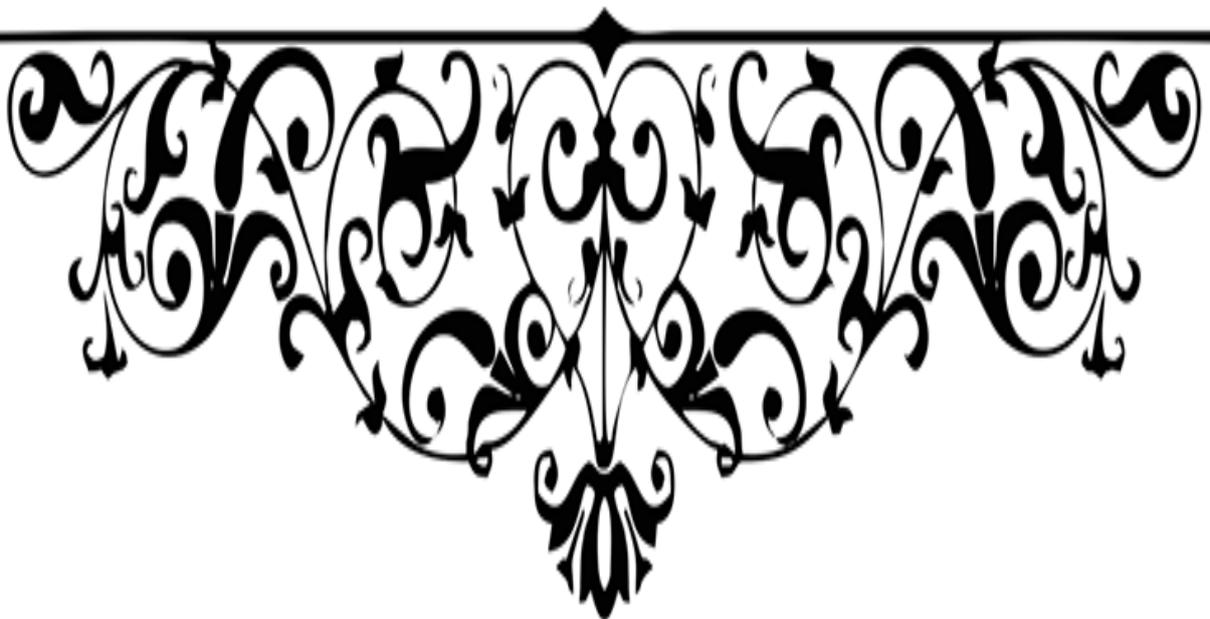
Eléments		Par calcul		Par PVsyst	
La dimension du champ panneaux		En série	En parallèle	En série	En parallèle
		4	92	4	92
		368		368	
La dimension du parc de batteries		En série	En parallèle	En série	En parallèle
		8	77	8	73
		616		584	
La dimension du régulateur	Courant	1168 A		1169A	
	Tension	96V/220V		96V	
La dimension du l'onduleur	Puissance	102 KW		100 KW	
	Tension	96V / 220V		200V/1000V	

Conclusion

Ce chapitre s'est essentiellement porté sur le dimensionnement pour l'installation de la direction de distribution de l'électricité et du gaz Naâma (DDN). Les valeurs de l'irradiation solaire se sont basées sur logicielpv_{gis}. Une comparaison des résultats du dimensionnement a été faite avec le logiciel pv_{syst}.



Conclusion générale



Conclusion générale

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

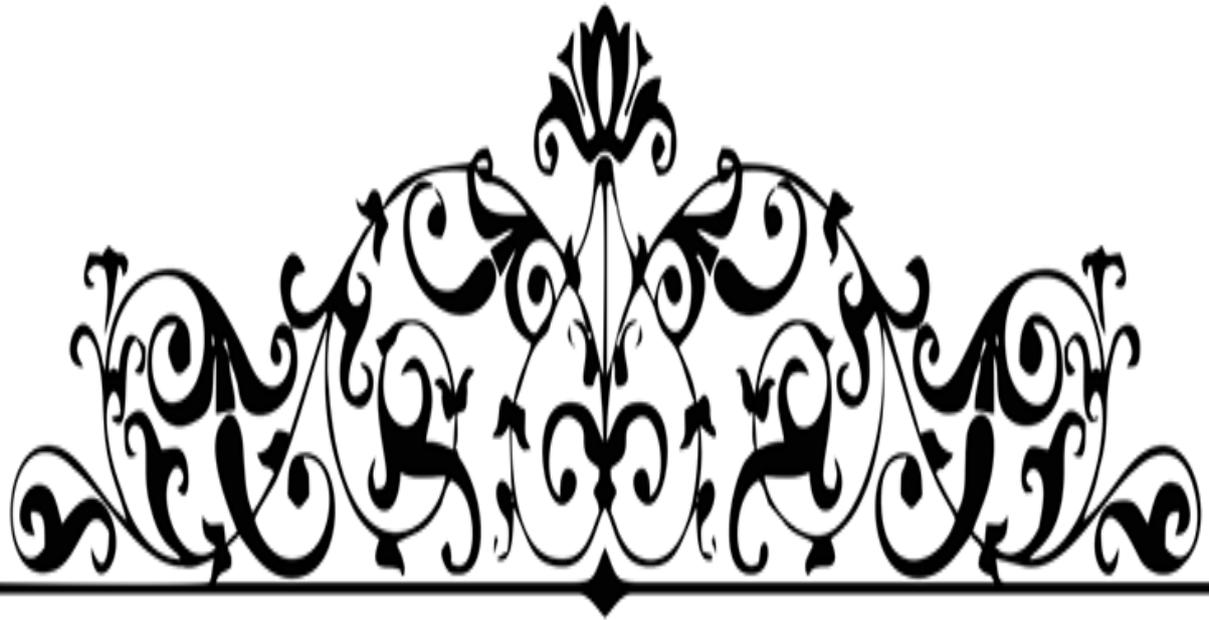
L'énergie solaire photovoltaïque présente donc un intérêt particulier pour les pays en voie de développement : elle est susceptible d'améliorer très rapidement et moyennant un coût optimal les conditions de vie et de productivité des habitations géographiquement dispersées.

En premier lieu nous avons présenté les systèmes photovoltaïques et leurs caractéristiques principales, leurs différents composants principaux. Ensuite nous avons présenté les différents paramètres et équations permettant de réaliser le dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour un site précis. Enfin nous avons réalisé une estimation du générateur PV, basé sur le profil de consommation et l'apport énergétique du lieu. La mise en œuvre de cette méthode a été effectuée à l'aide du logiciel PVSYST. Ce logiciel répond correctement aux choix des composants constituant notre installation.

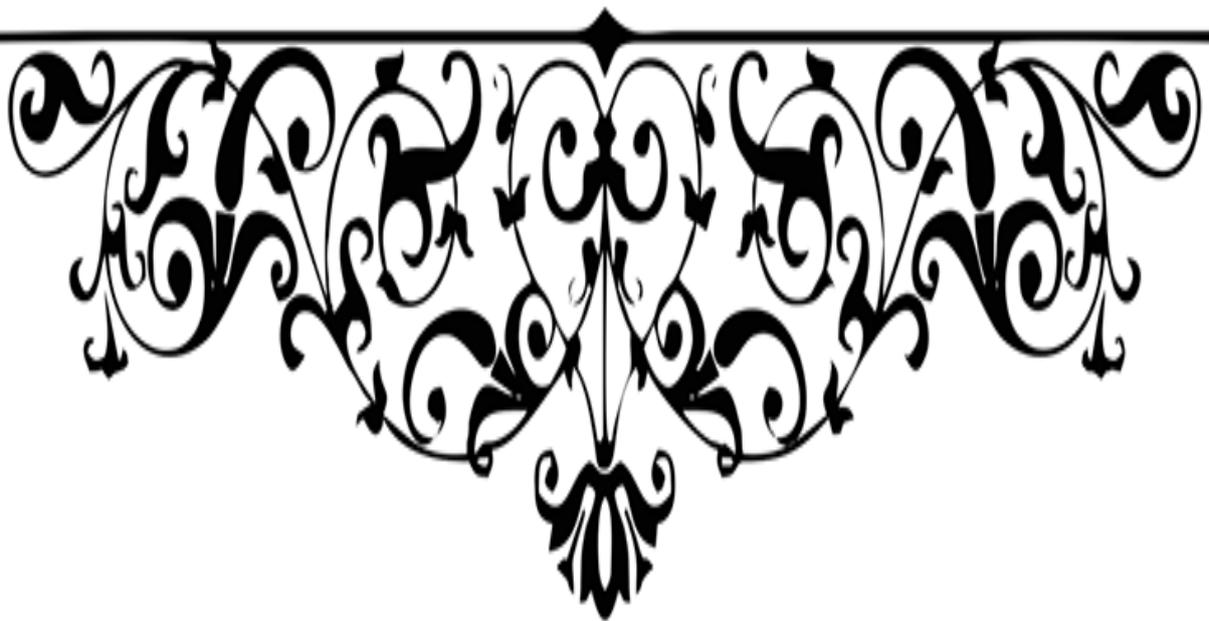
Les résultats de dimensionnement sont conditionnés par les paramètres de base (Irradiation solaire, température ambiante et profil de consommation), afin d'aboutir à une meilleure optimisation des installations PV qui demeure l'objectif principal de tout installateur du système PV. L'étude technique a été complétée par une évaluation économique et écologique de l'installation photovoltaïque.

En conclusion on peut dire que l'étude technique et économique du système photovoltaïque a montré que la filière photovoltaïque se présente comme un investissement intéressant qui peut jouer un rôle très important non seulement d'économiser de l'énergie mais aussi de la revendre et réaliser ainsi un bon bénéfice pour couvrir les besoins de base en électricité, puisque près d'un tiers de la population mondiale vit sans accès à l'électricité principalement dans les pays en voie de développement.

D'après l'évaluation économique et écologique effectuée, on peut en conclure que le photovoltaïque représente une solution réelle de remplacement des énergies fossiles par une énergie verte, performante et lucrative.



Références bibliographiques



Références bibliographies

Références bibliographies

- [1] : A. Zerga : ‘Optimisation du rendement d’une cellule solaire à base de silicium monocristallin de type n+p’, Mémoire de Magistère Tlemcen- Génie électrique 1998.
- [2] : M. LOPEZ, “Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée”, Thèse de Doctorat de l’Ecole Doctorale, Sciences et Technologies de l’Information des Télécommunications et des Systèmes, 2009, France.
- [3]: Guide des Energies Renouvelables, Ministère de l’Energie et des Mines, Edition 2007.
- [4] : Site internet d’information sur l’énergie solaire de l’habitat, www.outilssolaires.com
- [5] : Site internet, annuaire de l’énergie solaire en France, <http://www.portail-solaire.com>
- [6]: F. Gacem, « Simulation des systèmes de pompage photovoltaïque destinés pour l’alimentation en eau potable ». Mémoire de magister, Faculté des sciences de l’ingénieur, Université Saad Dahleb de Blida, 2008.
- [7]: I. Hadj Mohammed, « Modélisation du générateur photovoltaïque ». Mémoire de magister, Département d’électronique. Ecole Nationale Polytechnique, 2003.
- [8] : C. Serir, « Optimisation des systèmes de pompage photovoltaïque ». Mémoire de Magister, Université de Bejaia 2012.
- [9]: A. Maafi, « A survey on PV activities in Algeria ».Renewable Energy, 2000.
- [10]: A. Labouret, M. Viloz, «Energie solaire photovoltaïque (Le manuel du professionnel)», Article, édition DUNOD, Paris (France), août 2003.
- [11] : SAOULI SARA, étude des caractéristiques courant Tension d’une cellule de silicium. Université BBA 2018.
- [12] : Halouane Assia, thèse de Master, Modélisation du transfert radiatif dans les strates supérieures d’un module photovoltaïque, UNIVERSITE M’HAMED BOUGARA BOUMERDES.2017.
- [13] : BOUZEGANE Mhenna GAOUAOUI Ferhat, Mémoire de Fin d’Etudes De MASTER ACADEMIQUE, Alimentation d’un moteur à courant continu par une source photovoltaïque, Université Mouloud Mammeri De Tizi-Ouzou 2018.
- [14] : M elle DJELLOUT Thileli et M elle MAKOUR Sarah, Etude de l’effet de la température et de l’éclairement sur les performances des modules photovoltaïques à base de silicium amorphe, UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU 2017.
- [15]: M .BELHADJ ; Modélisation D’un Système De Captage Photovoltaïque AutonomeMémoire de Magister ; Centre Universitaire De Bechar ; 2008.

Références bibliographies

- [16]: Mlle Ayache Khedidja, « Modélisation et Simulation d'un Générateur Photovoltaïque Couplé à un Réseau Électrique », Mémoire de Magister, Université Mohamed Chérif Messaâdia de Souk-Ahras, 30/09/2014.
- [17] : V. Boitier, C. Alonso, Mémoire Pour l'obtention du titre de MAGISTER Option : Physique énergétique Présenté Par : SMAIL SEMAOUI Thème Etude de l'électrification d'un village avec de l'énergie solaire photovoltaïque Soutenu, le: 23 / 06 / 2014.
- [18] : Said Chikha, « Optimisation de la puissance dans les systèmes photovoltaïques », thèse de Magister option Commande, Université LARBI BEN M'HIDI OUM EL BOUAGHI, 2011/2012.
- [19] : Melle AMARA Karima, Contribution à l'étude de conception d'une centrale photovoltaïque de puissance (1MW) interconnectée au réseau de distribution électrique moyenne tension. MEMOIRE DE MAGISTER, UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI DE TIZI-OUZOU, 2015.
- [20] : Mekki ADDOU et Abderrahim BEDDIAF, Dimensionnement d'une installation photovoltaïque autonome pour l'alimentation d'une ferme, mémoire MASTER, Université Abou Bekr Belkaïd– Tlemcen, 14/06/2016.
- [21] : Mlle ZERROUKI Zolikha & Mlle BEREKSI REGUIG Rym Dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome, mémoire master, UNIVERSITÉ ABOU-BEKR BELKAID – TLEMCEN, 2017.
- [22] : Serge Poignant – L'énergie photovoltaïque, Rapport D'information, 2009, Assemblée Nationale Constitution du 4 Octobre 1958 Treizième Législature.
- [23] : M. BELHADJ : Modélisation d'un système de captage photovoltaïque autonome. 2008.
- [24] : Z. Bachi, S.El. Fodil, « Conception et réalisation d'un système de régulation de charge semi statique a sortie fixe pour installation photovoltaïque », mémoire d'ingénieur d'état, USTHSB.1992.
- [25]: D. Thévenard and M. Ross, «Validation and Verification of Component Models and System Models for the PV », CETC-internal report 2003-035, Canada, 2003.
- [26]: J. Royer, T. Djiako, E. Schiller, B. Sadasy, « Le pompage photovoltaïque » Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens, Éditions Multi Mondes, Université d'Ottawa, (1998).
- [27] : A.C. Postor, « Evaluation comparative de chargeurs de batteries pour systèmes photovoltaïque », Projet de fin d'études, université Toulouse, septembre 2002.

Références bibliographies

[28]: BOUKHERS Djamil, thèse de Magistère, OPTIMISATION D'UN SYSTEME D'ENERGIE PHOTOVOLTAIQUE APPLICATION AU POMPAGE, Université Mentouri de Constantine 2017.

[29] : Mlle ZERROUKI Zolikhha & Mlle BEREKSI REGUIG Rym Dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome, mémoire master, UNIVERSITÉ ABOU-BEKR BELKAID – TLEMCCEN, 2017.

[30] : ZIDANE Nourddine ; Étude et Dimensionnement des Systèmes de Production d'Énergies Renouvelables, mémoire Magister en Electrotechnique, UNIVERSITE FERHAT ABBAS — SETIF1 (ALGERIE), 02/12 / 2014.

[31] : SMAIL SEMAOUI, Etude de l'électrification d'un village avec de l'énergie solaire photovoltaïque Soutenu, Mémoire MAGISTER, le: 23 / 06 /2014.

[32] : ZIDANE Ammar, «Etude et dimensionnement d'une installation photovoltaïque au niveau d'un puits de gaz» Mémoire de Master, Université Abderrahmane Mira de Bejaïa (Promotion Juin 2012).

[33] : IAMARENE Samir «Dimensionnement d'une installation photovoltaïque pour un site (BTS, BSC) du réseau télécom watania», Mémoire de Master, Université Abderrahmane Mira de Bejaïa (19/09/2012).

[34] : BENCHERIF Mohammed, « Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension », Thèse de doctorat, Université Abou-Bakr Belkaïde de Tlemcen.

[35] : B.ChIKH-BLED, I.SARI-ALI Et B. BENYOUCEF, Revue Internationale technique, « Méthode de dimensionnement optimal d'une installation photovoltaïque »,N° 41 (2010)25-30 ,Université Abou-BakrBelkaïd, Faculté des Sciences.

[36] : J. Jean, "*Réseaux d'éclairage public*", mémoire Master: formation à distance MIGIES, 2010.

[37] :http://www.photovoltaique.guidenr.fr/coursphotovoltaiqueautonome1/cours_photovoltaique-autonome.php.

[38] : FOGELMAN & Régis MONTLOIN, « Installations Photovoltaïques dans l'habitat isolé» livre édité par: EDISUD, 1983.

[39] : Pierre VANGELUWE «Solaire photovoltaïque » Power green- solaire développement durable, Génie électrique, 2005.

[40] : Benmahrez, B., F. Oudihat. Etude et dimensionnement d'une alimentation solaire pour les locaux administratifs de la société IFRI. Mémoire d'ingénieur, Université de

Références bibliographies

Bejaia, (2010).

[41] : ZiNAI Nouzha. Conception et réalisation d'un logiciel de dimensionnement des installations photovoltaïques autonomes. Mémoire de master, Energie solaire photovoltaïque. Sidi Bel Abbés : Université Djillali Liabes de Sidi Bel Abbés, 2012.

[42]: BOUZID Allal ELMoubarek, AZIZI Mohammed. Dimensionnement d'un système photovoltaïque pour l'alimentation d'une ferme, Étude de l'onduleur triphasé lie a cette application. Mémoire d'ingénieur d'état, Electrotechnique. Oran : Université des Sciences et de la Technologie d'Oran « Mohammed Boudiaf » 2008.

[43]: B. Bouzidi, A. Malek et M. Haddadi. Rentabilité économique des systèmes de pompage photovoltaïques. Revue des Energies Renouvelables Vol. 9 N°3 (2006).

[44] : LOUAZENE, Mohamed Lakhdar. Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla. Mémoire de Magister. Maitrise d'Energie, Batna : Université El hadj Lakhdar-Batna, 2008.

[45] : Google Earth, information géographique sur le lieu

<https://earth.google.com/web/@0,0,0a,22251752.77375655d,35y,0h,0t,0r>

[46] : <https://photovoltaique-energie.fr/pvgis-logiciel-en-ligne-de-simulation.html>

[47] : www.solarwold.fr

[48] : MOSTAHSINE Smail, «Etude comparatif de panneaux solaires photovoltaïques à Ifrane», Rapport de licence, Université Sidi Mohammed Ben Abdellah 16 Jin 2015.

[49] : BOUKHLIF Hamza, « Dimensionnement technique d'une installation photovoltaïque De 300kw », Mémoire de Master, Université M'hamed Bougara de Boumerdes, promotion juin 2017.

Résumé

L'électricité photovoltaïque est obtenue par la transformation directe de la lumière du soleil en électricité, au moyen d'un système photovoltaïque.

Le but de ce travail est consacré à présenter différentes méthodes analytiques de dimensionnement d'un système PV en comparant avec la simulation par logiciel PVSYST.

On a fait une étude à la région de Naâma prenant une consommation journalière pour la direction de distribution d'électricité et de gaz Naâma (DDN) 350,798 KWh/j.

On trouve que les résultats obtenues par la simulation sont mieux que le calcul.

Abstract

Photovoltaic electricity is obtained by the direct transformation of sunlight into electricity, by means of a photovoltaic system.

The aim of this work is to present different analytical methods of sizing a PV system by comparing with PVSYST software simulation.

We did a study in the Naâma region taking a daily consumption for the management of distribution of electricity and gas Naâma (DDN) of 350.798 KWh/d.

We find that the results obtained by the simulation are better than the calculation.

ملخص

إنتاج الكهرباء يتم بواسطة تحويل ضوء الشمس إلى كهرباء بواسطة ما يسمى بالنظام الكهروضوئي.

الهدف من هذا العمل هو تقديم مختلف الطرق التحليلية لحساب المنظومة الكهروضوئية ومقارنتها مع طريقة عددية للمحاكاة ببرنامج PVSYST.

لقد قمنا بدراسة في منطقة النعامة مع الأخذ في الاعتبار الاستهلاك اليومي لإدارة توزيع الكهرباء والغاز النعامة (DNN) من 350.798 كيلوواط ساعة / يوم.