



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID - TLEMCCEN

THÈSE

Présentée à :

FACULTE DES SCIENCES – DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

Pour l'obtention du diplôme de :

DOCTORAT EN SCIENCES

Spécialité: Matériaux et Energies Renouvelables

Par :

SOUFI Aicha

Sur le thème

COUVERTURE OPTIMISEE DES BESOINS ELECTRIQUES D'ORIGINE RENOUVELABLE D'UNE EXPLOITATION AGRICOLE SITUEE EN ZONE MONTAGNEUSE

Soutenue publiquement le 13 /06 / 2019 à Tlemcen devant le jury composé de :

Mr Benmoussa Nasr-Eddine	Professeur	Université de Tlemcen	Président
Mr Bibi-Triki Nasr- Eddine	Professeur	Université de Tlemcen	Directeur de thèse
Mr Hamdoune Abdelkader	Professeur	Université de Tlemcen	Examineur
Mr Boukortt Abdelkader	Professeur	Université de Mostaganem	Examineur
Mr Lasri Boumediène	Professeur	Université de Saida	Examineur

*Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables, URMER
B.P 119, 13000, Tlemcen, Algérie*

Remerciements

Je remercie mon encadreur Professeur **Bibi Triki Nesr Eddine** de l'Université Abou-Bekr Belkaïd de Tlemcen pour m'avoir fait bénéficier de ses compétences scientifiques, pour son aide, sa patience et ses précieux conseils.

J'exprime toute ma gratitude à Monsieur **Monsieur Benmoussa Nasr Eddine**, Professeur à l'Université de Tlemcen, pour l'honneur qu'il m'a fait de présider le jury.

Je tiens à remercier vivement **Monsieur Hamdoune Abdelkader**, Professeur à l'Université de Tlemcen, pour l'honneur qu'il m'a fait d'avoir accepté de faire parti du jury de cette thèse.

Je suis reconnaissant à **Monsieur Boukortt Abdelkader** Professeur à l'Université de Mostaganem, qui a accepté d'examiner ma thèse.

Enfin mes remerciements s'adressent à **Monsieur Lasri Boumediene** Professeur à l'Université de Saida d'avoir accepté de faire partie de mon jury de thèse en tant qu'examineur.

Table des matières

Introduction générale.....	9
Chapitre I : Ressources énergétiques photovoltaïques et leurs utilisations pour le secteur agricole	13
I.1. Introduction.....	13
I.2. Diverses applications agricoles de systèmes solaires photovoltaïques.....	15
I.2.1. Pompes solaires pour alimenter en eau pour les zones rurales ou isolées :	16
I.2.2. Réfrigérateur de refroidissement solaire et stockage.....	17
I.2.3. Séchage solaire du produit agricole	18
I.2.4. Les serres solaires.....	18
I.2.5. Eau chaude solaires	19
I.3. Ressource énergétique en Algérie.....	19
I.4. Description des éléments d'un système photovoltaïque autonome	21
I.4.2. Système de stockage	23
I.4.3. Les autres composants du système	23
I.4.3. 1 .Système de control (Régulateur de charge)	24
I.4.3.2. Onduleurs (convertisseurs)	26
I.5. État de la consommation d'énergie dans les fermes agricoles en Algérie	27
I.5.1. Utilisation de la lampe.....	28
I.5.2.Utilisation de ventilateur.....	29
I.5. 3.Utilisation de la pompe électrique	30
I.6.Conclusion	30
Chapitre II : Modélisation du rayonnement solaire global.....	32
II.1. Introduction.....	32
II.2. Les modèles d'estimation du rayonnement solaire	34
II.2.1. Modèles à base d'insolation	36
II.2.2. Modèles basés sur la température.....	38
II.2.3. Modèles à base d'humidité relative	39
II.2.4. Model d'Abdallah	39
II.3. Rayonnement global sur une surface inclinée	39
II.3.1. Composante diffuse	40
II.3.2. Composante directe	42
II.4 .Méthodes d'évaluation des modèles	43
II.4 .1. Erreur de biais moyen ' MBE'	43

II.4 .2. Racine carrée de l'erreur quadratique moyenne' RMSE'	44
II.4 .3.Le MPE (mean percentage error)	44
II.4 .4. Coefficient de détermination R ²	44
II.5. Conclusion	45
Chapitre III : Critères d'optimisation et logiciel de dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome	47
III.1.Introduction	47
III.2. Méthodes de dimensionnement d'un système PV autonome	48
III.2.1. Méthodes intuitives pour un dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque autonome	50
III.2.2. Méthodes numériques pour le dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque autonome	53
III.2.3. Méthodes analytiques pour le dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque autonome	57
III.1.4. Outils logiciels commerciaux pour le dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque autonome	59
III.2.5. Méthodes d'intelligence artificielle pour un dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque autonome	61
III.2.6. Méthodes hybrides pour le dimensionnement optimal d'un système PV autonome	62
III.3 .Conclusion :	64
Chapitre IV : Simulation et Analyse des Résultats	66
IV.1. Introduction	66
IV.2. Méthodologie adoptée	66
IV.2. 1. Identification de la zone d'étude	67
IV.2. 2. Évaluation de profil de charge	67
IV.2.3. Évaluation de Potentiel de l'énergie solaire à Terny Beni-Hdiel	69
IV.3.Résultats de dimensionnement optimal d'un système PV autonome	83
IV.3. 1. Pré-dimensionnement du système	84
IV.3. 2. Optimisation d'un système PV autonome utilisé pour alimenter une ferme	86
IV.3.2. 1.Méthodologie d'optimisation	86
IV.3.2. 2. Configuration physique du système	88
IV.3.2. 3. Description des paramètres d'entrée Homer	89
IV.3.2. 4. Formulation du problème	91
IV.3.2. 5. Représentation des résultats	92
IV.3.2. 6. Analyse de sensibilité	96

IV.4. Conclusion	102
Conclusion Générale et Perspectives	105
REFERENCES	107
PUBLICATIONS :	127
COMMUNICATIONS.....	128

Liste de Figures

Figure I-1: Site appropriés solaire dans le monde, l'Algérie situés dans la ceinture solaire du milieu du monde	21
Figure I-2: L'architecture générale des systèmes photovoltaïques autonome	21
Figure I-3: Configuration physique de, (a) cellule PV, (b) chaîne en série de cellules, (c) le module, (d) le réseau PV	22
Figure I-4: Schéma d'un régulateur de type shunt / Figure : Schéma d'un régulateur de type série	24
Figure I-5: Affichage de différents types de lampes	29
Figure I-6: Ventilateur	30
Figure I-7: Affichage pompe électrique	30
Figure II-1: Les composantes solaires	35
Figure III-1: Méthodes de dimensionnement unitaire et global d'un système photovoltaïque autonome	49
Figure III-2 : Organigramme principal de dimensionnement du système PV	50
Figure III-3: Méthode numérique générale Flowchart [169]	56
Figure III-4: Méthode analytique générale Flowchart	58
Figure III-5: L'architecture du logiciel HOMER	60
Figure IV-1 : Localisation géographique de la région de Terni Beni hdiel.	67
Figure IV-2 : Profil énergétique d'une ferme avicole par jour en hiver	69
Figure IV-3: Données météorologiques du site étudié	72
Figure IV-4: Comparaison des différents modèles avec les valeurs mesurées	73
Figure IV-5: Evolution de la moyenne mensuelle de l'indice de clarté pendant des mois de l'année pour les modèles sélectionnés (1-5)	74
Figure IV-6: Les moyennes mensuelles de l'irradiation solaire globale mesurées et estimées (par cinq modèles)	77
Figure IV-7: (a), (b), (c) et (d) Evaluation des irradiances solaires globales sur une surface horizontale et inclinée ($B = 34.78^\circ$) dans la région de Terny Beni- Hdiel	82
Figure IV-8: Structure de l'installation PV autonome	84
Figure IV-9: Relation conceptuelle des différentes fonctions du modèle HOMER [217].	87
Figure IV-10: Configuration physique du système proposé avec stockage de la batterie dans HOMER	88
Figure IV-11: Distribution mensuelle de l'électricité produite par l'énergie PV optimisée	93
Figure IV-12: Etat de charge de la batterie	94
Figure IV-13: Histogramme de fréquence annuelle de SOC	95
Figure IV-14: Résultats de simulation d'échantillons horaires pendant sept jours consécutifs (du 1er au 7 Janvier)	96
Figure IV-15: Impacts de la pente des panneaux PV sur coût d'énergie COE	99
Figure IV-16: Effet du rayonnement solaire global sur le COE	100
Figure IV-17: Effets de l'évolution de charge sur le coût de l'énergie	101

Liste des Tableaux

Tableau I-1: Applications agricoles de l'énergie solaire	16
Tableau IV-1: Besoins journalière.....	68
Tableau IV-2: Données météorologiques du site étudié	70
Tableau IV-3: Evaluation des constantes de régression pour les cinq modèles développés	71
Tableau IV-4: l'irradiation solaire globale mesurée et estimée sur une surface horizontale (KWh/m ² /jour) pour le village de Terny-Beni Hdiel.	72
Tableau IV-5. Résultats statistiques pour la validation des modèles sélectionnés pour la région proposée.....	75
Tableau IV-6: Comparaison statistique entre les modèles proposées dans des recherches antérieurs	78
Tableau IV-7: Comparaison de l'incident total du rayonnement solaire sur des surfaces inclinées calculées en utilisant le modèle isotrope avec celui du modèle PVGIS (photovoltaïque système d'information géographique) pour un angle d'inclinaison égal à la latitude	83
Tableau IV-8: Résultats d'optimisation.....	97

Introduction générale

Introduction générale

La disponibilité et l'utilisation de l'énergie sont essentielles au développement social et économique d'une société et constituent une ressource essentielle pour améliorer le niveau et la qualité de vie.

A l'heure actuelle, environ deux milliards de personnes dans le monde vivent dans de petits villages éloignés qui sont loin du réseau d'électricité et n'ont pas accès à l'électricité [2,3]. Dans de nombreux cas, l'extension du réseau de distribution est impraticable en raison de la dispersion de la population ou du relief accidenté, de sorte que les systèmes d'alimentations autonomes sont probablement les options les plus viables.

Le secteur de l'agriculture est le principal secteur dont dépend la sécurité alimentaire et la nutrition. Il est un utilisateur majeur des ressources naturelles - terre, sol, eau et énergie en particulier. Ce secteur dépend de l'énergie pour cultiver, transporter, transformer les cultures et le bétail. Les combustibles conventionnels non renouvelables (charbon, pétrole et gaz naturel) sont les plus utilisés dans le secteur agricole. Mais cette énergie primaire émet de grandes quantités de gaz à effet de serre responsables du changement climatique. Pour relever ce défi critique, les énergies renouvelables sont une bonne alternative.

Diverses combinaisons de sources d'énergie renouvelables (telles que le vent, le PV solaire, etc.) et les générateurs diesel avec ou sans batteries (piles) rechargeables font actuellement l'objet de Production d'électricité) et sont commercialisés à long terme comme des solutions rentables et écologiquement rationnelles. Dans ce contexte, l'énergie solaire, comme les autres énergies renouvelables, est capable de fournir l'énergie nécessaire pour des développements rapides, en particulier dans les zones rurales. Des systèmes solaires modernes, bien conçus, simples à entretenir et rentables peuvent fournir l'énergie nécessaire chaque fois que cela est nécessaire. Le soleil est une source d'énergie économique, utile avec un bon niveau de sécurité et respecte l'environnement. L'une des applications de la technologie des énergies renouvelables est l'installation de systèmes photovoltaïques (PV) qui produisent de l'électricité sans émettre de polluants et ne nécessitent aucun carburant. Ils sont capables de fournir l'énergie nécessaire pour les développements rapides, en particulier dans les zones rurales. Par conséquent, une attention plus soutenue a été consacrée aux études qui pourraient conduire à des progrès dans l'utilisation des sources d'énergie renouvelables pour couvrir la charge des opérations agricoles (l'élevage, le chauffage et la réfrigération de la ferme laitière, le

pompage d'eau pour l'approvisionnement en eau potable et l'irrigation agricole qui sont les principales implémentations des systèmes photovoltaïques) [1], [2], [3].

De nombreux chercheurs ont étudié l'utilisation des énergies renouvelables dans l'agriculture. Bayrakcı et Koçar [4] ont étudié le potentiel de l'industrie agricole turque pour utiliser différentes formes d'énergie renouvelable. Une étude similaire a été réalisée par Chel et Kaushik [5] pour promouvoir l'utilisation des énergies renouvelables en Inde pour le développement de l'agriculture durable.

Santafé *et al.* [6] a développé une couverture flottante photovoltaïque novatrice pour les réservoirs d'irrigation afin de réduire l'évaporation de l'eau et de produire de l'électricité renouvelable. Beckman et Xiarchos [7] ont identifié les facteurs techniques et économiques influençant l'adoption d'énergies renouvelables dans les fermes de Californie. La faisabilité de l'utilisation de l'énergie photovoltaïque dans l'industrie avicole du Tennessee a été étudiée par Bazen et Brown [8].

Dans le contexte algérien, peu d'études ont examiné l'utilisation des énergies renouvelables à la ferme. Hamidat *et al.* [9] ont analysé la faisabilité d'un système de pompage d'eau photovoltaïque pour l'irrigation des cultures dans les régions du Sahara algérien. Ce travail a montré le potentiel du pompage photovoltaïque pour couvrir les besoins en eau et sa contribution au développement durable de l'agriculture locale. Nacer *et al.* [10] ont démontré la faisabilité d'un système photovoltaïque connecté au réseau dans les fermes de la Mitidja.

La faisabilité, la fiabilité et les analyses économiques menées dans un certain nombre d'études ont montré que les systèmes d'alimentation Photovoltaïques, soit autonomes soit liés au réseau, sont plus fiables, moins coûteux [11] et pourraient produire moins des Gaz à effet de serre par rapport aux systèmes énergétiques à base de ressources fossiles [12,13].

Jusqu'à présent, les recherches sur les systèmes d'énergie renouvelable sont généralement effectuées dans le domaine de la modélisation des systèmes, de la simulation, du dimensionnement des composants, de l'analyse économique et en particulier de l'optimisation des systèmes [14-15]. Plusieurs logiciels commerciaux ont été développés pour évaluer différents aspects des systèmes d'énergie hybrides, par exemple, HOMER, Hybrid2, RETScreen, iHOGA, Hyb Swim et HySys [16]

Dans ce contexte, l'objectif de ce travail est de dimensionner et d'optimiser un système de production d'électricité issu d'une source d'énergie renouvelable (solaire) pour couvrir les besoins en électricité d'une ferme agricole située dans la région de Tlemcen, Algérie en utilisant le **logiciel HOMER** (surtout utilisé dans les systèmes hybrides). Ce système sera associé à des batteries, qui permettront d'assurer le stockage de l'énergie en cas de production excédentaire, ou de compenser le manque de puissance lors des pics de consommation.

L'étude comprend quatre chapitres :

Dans le chapitre 1, nous présentons dans un premier temps, les différentes sources d'énergies renouvelables existant en Algérie et ses applications agricoles. Puis nous exposons la description d'une chaîne photovoltaïque autonome et les différents principaux composants de ce système tel le module photovoltaïque, la batterie, l'onduleur et un système de control.

Pour la conception et la sélection de systèmes de conversion d'énergie solaire (pour le chauffage et l'électricité), la conception architecturale, les structures de serre et la sélection de systèmes d'éclairage dans un pays comme l' Algérie, la connaissance du rayonnement solaire est très essentielle. Le deuxième chapitre est consacré à la présentation des modèles utilisés dans notre étude pour l'estimation de l'irradiation solaire globale pour la région de Terny- Beni hdiel.

Dans le chapitre 3, nous expliquons les différents critères d'optimisation et logiciels de dimensionnement retenus dans le cadre de cette étude.

Ce chapitre se propose tout d'abord de présenter les différents modèles énergétiques utilisés au cours des différentes simulations. Par la suite, les critères de dimensionnement retenus dans le cadre de cette thèse sont expliqués. Enfin, l'outil d'optimisation est lui aussi décrit.

Dans le quatrième chapitre, l'ensemble des résultats de simulation obtenus au cours de cette étude est présenté. Ces résultats sont issus de l'application de la méthodologie proposée pour l'optimisation de dimensionnement d'un système Photovoltaïque autonome pour satisfaire les besoins électriques d'une ferme agricole.

Finalement, nous terminons ce manuscrit par la conclusion générale, les recommandations, et quelques perspectives pour des travaux futurs dans ce domaine.

Chapitre I :

Ressources énergétiques photovoltaïque et leurs utilisations pour le secteur agricole

L'énergie est l'un des critères de base pour créer la croissance et le progrès du pays, Le développement des énergies renouvelables est en pleine expansion. On peut notamment citer la production d'énergie par systèmes photovoltaïques. Cependant, dans ce type de système à énergie renouvelable la source primaire de production d'énergie induit de grandes variations de puissance en raison des fluctuations d'ensoleillement. Dans une première partie, nous nous intéressons aux travaux effectués sur l'utilisation des énergies renouvelables dans l'agriculture. Dans la seconde partie, nous allons présenter une étude bibliographique dédiée à un système photovoltaïque autonome.

Chapitre I : Ressources énergétiques photovoltaïques et leurs utilisations pour le secteur agricole

I.1. Introduction

L'énergie est un facteur important dans tous les secteurs de l'économie et le développement humain d'un pays. À l'échelle mondiale, les secteurs de l'électricité dépendent principalement des ressources énergétiques conventionnelles (charbon, pétrole, gaz, etc.) afin de satisfaire aux besoins en électricité. Cependant, l'utilisation des ressources énergétiques classiques conduit à des problèmes environnementaux et sociaux tels que le réchauffement climatique, les pluies acides, les problèmes de santé pour les êtres humains, etc. Ces problèmes peuvent être résolus en partie par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables, y compris l'énergie solaire, l'énergie éolienne, la biomasse et la géothermie. Ces sources sont disponibles sur la planète, contrairement aux combustibles classiques qui sont limités dans le temps et dans l'espace [17,18], et offrent d'énormes avantages économiques, environnementaux et sociaux. De plus l'utilisation des énergies renouvelables peut fournir un accès durable à l'électricité aux habitants ruraux pour la transformation des cultures, l'irrigation, la préservation des aliments, le refroidissement et les petites industries [19].

L'agriculture peut être considérée comme l'une des industries les plus vitales qui fournissent les premières nécessités de la vie aux êtres humains. Comme dans beaucoup d'autres domaines, l'agriculture est également confrontée au problème de la dépendance croissante à l'égard des sources d'énergie conventionnelles.

Le secteur agricole est caractérisé par une forte demande énergétique. A titre d'exemple, l'énergie est nécessaire pour le fonctionnement des pompes d'irrigation, la climatisation des serres, des granges, des entrepôts et autres bâtiments agricoles, etc. [20]. La plupart des machines agricoles telles que tracteurs, chariots, etc. sont alimentées par des carburants conventionnels tels que l'essence, le diesel et le mazout [19].

Dans le même temps, l'agriculture est bien adaptée pour répondre directement à la demande d'énergie, car les ressources naturelles telles que la biomasse et le biogaz sont

facilement disponibles et la production d'électricité à petite échelle basée sur des sources d'énergie renouvelables qui est souvent possible.

Les applications des énergies renouvelables pour l'agriculture a fait l'objet de plusieurs recherches, notamment : énergie solaire [21, 22], énergie éolienne [23], biomasse [24, 25], l'énergie géothermique [26], hydroélectricité [27].

Au début des années 2000, l'énergie solaire est devenue de plus en plus populaire dans le monde entier et sa mise en œuvre a augmenté considérablement au cours de la dernière décennie. Avant 2011, la contribution globale des systèmes solaires photovoltaïques à la quantité de l'approvisionnement en énergie à 40 GW, avec 1 095 MW provenant de l'énergie solaire concentrée [28]. Selon les estimations de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), l'énergie solaire pourrait fournir environ 11% de la demande mondiale d'énergie en 2050 [29], [30]. Malgré que les systèmes d'énergie solaire restent plus coûteux que les autres systèmes de production d'énergie, l'amélioration continue de la technologie photovoltaïque moderne ont progressivement réduit le coût des systèmes d'énergie solaire.

Le coût de l'énergie solaire a diminué au cours des dernières décennies, avec le coût des modules solaires baisse d'environ 27 000\$ / kW en 1982 à 4000\$ / kW en 2006 et le coût de l'installation solaire PV en diminuant d'environ US \$ 16 000/kW en 1992 à 6000\$/ kW en 2008. Pour cette raison, de nombreux pays dotés de la technologie de l'énergie solaire ont mis en œuvre des politiques visant à augmenter l'utilisation de l'énergie solaire [30]. Technologies dans lequel la lumière et la chaleur du soleil sont utilisés directement sans changer la forme sont appelés aux technologies énergétiques solaires passifs et ceux dans lesquels l'énergie est convertie sont appelés technologies solaires actifs [31]. Un exemple de ce dernier est la technologie photovoltaïque (ci-après PV), qui convertit le rayonnement solaire en énergie électrique. Un système solaires photovoltaïques peuvent être conceptuellement répartis entre raccordées au réseau et les systèmes autonomes.

Les systèmes solaires PV raccordé au réseau sont utilisés comme une source d'alimentation avec des connexions de réseau, le plus souvent à une ville ou une zone urbaine. En revanche, les systèmes autonomes PV solaires sont généralement utilisés pour alimenter les zones éloignées. Ces systèmes peuvent fournir de l'électricité à une

seule maison en combinaison avec une batterie, un panneau solaire, un régulateur de charge ou un onduleur, ou peuvent fournir tout un village [32].

Dans nos travaux de recherche, nous nous intéressons principalement aux systèmes issus d'une source renouvelables de type photovoltaïque et un stockage électrochimique de type batteries.

L'utilisation du photovoltaïque en agriculture n'est pas récente. La littérature existante suggère une série d'applications. Les premières recherches dans ce domaine [33], décrit les obstacles à la diffusion des énergies renouvelables dans l'agriculture depuis plus de 20 ans. En conséquence, dans les années 1990 relativement peu d'attention a été accordée à l'application de PV dans le secteur agricole, et seules quelques études ont été entreprises. Actuellement, Les projets de recherche portent principalement sur les possibilités technologiques et les installations à petite échelle (ventilation, le pompage de l'eau et de l'irrigation [33].

L'adoption à plus grande échelle de la technologie PV dans l'agriculture a seulement commencé à apparaître dans les années plus récentes, facilitée par le rythme des progrès technologiques et de la baisse substantielle des coûts liés. Dans leur examen complet des différents systèmes solaires et photovoltaïques thermiques, Mekhilef *et al.* [34] concluent que les systèmes photovoltaïques et/ou d'un système solaire thermique seraient les options appropriées dans l'application agricole et en particulier pour la zone rurale éloignée. Quand il s'agit d'applications à petite échelle dans des endroits éloignés, où l'électricité n'est pas facilement accessible via le réseau, le PV est une solution particulièrement adaptée [35].

Ce qui suit est une brève discussion de quelques applications des technologies solaire PV dans l'agriculture.

I.2. Diverses applications agricoles de systèmes solaires photovoltaïques

Dans les pays en développement, généralement constitué par de nombreux villages et agriculteurs, il est très difficile d'étendre le réseau électrique à chaque endroit où elle est nécessaire. En outre, le manque d'eau est encore un problème à résoudre dans de nombreux pays en développement, en particulier dans les zones rurales. Ces facteurs ont

conduit à l'utilisation de systèmes d'alimentation autonome fondée sur les ressources renouvelables généralement soutenus par un générateur diesel [36], [37]. L'énergie solaire peut fournir et / ou de compléter de nombreux besoins énergétiques de la ferme (tableau I.1).

Tableau I-1: Applications agricoles de l'énergie solaire

Activités agricoles	Ressource énergétique solaire	Les champs	Bétail	Autres
Pompage de l'eau	PV	puits, étangs, ruisseaux, l'irrigation	puits, étangs, ruisseaux	usages domestiques
besoins de bâtiments	PV		la sécurité et l'éclairage, ventilation, réfrigération	charge de la batterie, l'éclairage, les ventilateurs, La charge AC, la réfrigération
	La chaleur solaire		refroidissement de l'air, air / espace chauffage, chauffage de l'eau	usages domestiques de la chaleur solaire
Ferme	PV	chargeur / pulvérisateur, arrosage automatique contrôle, de sécurité et la tâche d'éclairage	clôtures électriques, chargeur / pulvérisateur	clôtures électriques, charge de la batterie, compresseur pour la pisciculture, ventilateurs pour le séchage des récoltes, Chauffage de serre
	La chaleur solaire			séchage des récoltes, Chauffage de serre

I.2.1. Pompes solaires pour alimenter en eau pour les zones rurales ou isolées :

Maturité du photovoltaïque (PV) est soulignée par les nombreux types d'applications rencontrées de nos jours. Une des applications les plus intéressantes, cependant, est l'utilisation d'unités photovoltaïques pour le pompage de l'eau, ce est à dire la mise en œuvre des systèmes PV de pompage afin de couvrir les deux besoins d'irrigation et d'eau potable, notamment dans les zones reculées où la connexion au réseau local ne est pas toujours réalisable. Pompage de l'eau, l'une des utilisations les plus simples et les plus répandues de la technologie PV, comprend l'irrigation dans les champs, l'abreuvement du bétail, la gestion de l'étang, et l'aquaculture.

Les Pompes solaires (une pompe à eau alimenté par un module solaire) représentent un marché en croissance, car ils présentent une bonne solution et viable pour les zones rurales. Le développement rapide de l'énergie solaire, en particulier le photovoltaïque, fait cette technologie très attractif pour l'application. Les Pompes à eau solaires sont

actuellement utilisés pour irriguer les cultures, le bétail de l'eau et fournir de l'eau potable. Il y a eu de nombreuses études concernant les systèmes de pompage d'eau photovoltaïque. Par exemple, Bouzidi *et al.* [38] ont analysé les performances d'un tel système installé dans un site isolé dans le sud de l'Algérie et l'estimation de la quantité d'eau qui pourrait être fourni dans des conditions différentes de rayonnement solaire. De même, Hrayshat et Al-Soud [39] ont étudié l'application potentielle de système de pompage photovoltaïque en Jordanie. Bouzidi [40] a comparé un système de pompage photovoltaïque avec un système de pompage éolien pour couvrir les besoins en eau potable dans un emplacement spécifique en Algérie. Boutelhig *et al.* [41] ont comparé deux différentes pompes à courant continu avec le champ d'application et la sélection de la configuration optimale pour fournir de l'eau à une ferme en Algérie.

I.2.2. Réfrigérateur de refroidissement solaire et stockage

Un des facteurs les plus impératives pour garantir la qualité des entrepôts agricoles est la température interne de boutique. En fait, avec des températures basses les infestations des insectes et la moisissure peut être évitée, tout en aidant à réduire la respiration des grains, ce qui influence sur le temps de stockage prolongé. La réfrigération solaire est considérée comme l'une des meilleures techniques pour traiter cette question en raison de son bon match à la variation du rayonnement solaire, à savoir, la fourniture de soleil et la sortie de refroidissement du système de réfrigération solaire atteignent des niveaux maximums à la même saison.

Un grand nombre de recherches ont montré que le système de réfrigération par compression mécanique de vapeur avec des refroidisseurs à haute capacité peut contrôler la température de stockage pendant les saisons chaudes de l'été [42-43], tandis que, d'autre part, ces systèmes ne sont pas économiquement viable en raison de la forte consommation d'énergie et les coûts de fonctionnement électrique.

Dans le système de refroidissement photovoltaïque, les piles ou les générateurs sont utilisés comme toujours une alimentation de secours. Les principales caractéristiques de réfrigérateurs photovoltaïques sont simples de construction avec des rendements élevés [44], bien que pour rendre le système pratique à des fins commerciales, il y a encore plusieurs défis. Tout d'abord, les systèmes doivent être équipés d'un moyen de faire face à modifier le taux de production d'électricité avec le temps, comme la batterie électrique,

utilisation mixte de l'énergie solaire-réseau électrique ou un compresseur avec capacité variable. Deuxièmement, le prix d'un panneau solaire photovoltaïque devrait être beaucoup moins que les autres technologies de refroidissement.

I.2.3. Séchage solaire du produit agricole

Séchage des aliments est la méthode la plus commune qui a été utilisé depuis des centaines d'années. Utiliser le soleil pour sécher des récoltes et des céréales est une des plus anciennes. Les techniques les plus simples et les moins coûteux est de permettre aux cultures sécher naturellement sur le terrain, ou pour diffuser des céréales et des fruits au soleil après la récolte. L'inconvénient de ces méthodes est que les cultures et les grains sont soumis à des dégâts par les oiseaux, les rongeurs, le vent et la pluie. Les Séchoirs solaires plus sophistiqués protègent les fruits et les céréales, réduire les pertes, sécher plus rapidement et plus uniformément, et produire un produit de meilleure qualité que les méthodes de plein air [45]. Au cours des trois dernières décennies, différents types de séchoirs solaires ont été discutées et analysées. La plupart des systèmes de séchoirs solaires ont été conçus pour des produits spécifiques et par conséquent les paramètres tels que les exigences de qualité, caractéristiques du produit et les facteurs économiques affectent le séchoir solaire choisissant pour un produit particulier.

I.2.4. Les serres solaires

Les Serres sont l'un des meilleurs endroits pour avoir un grand succès en utilisant des énergies renouvelables. L'utilisation d'énergies renouvelables peut fournir en augmentant la qualité des produits, la baisse des coûts de production et les économies d'énergie. Les systèmes de chauffage et de Refroidissement dans les serres peuvent être des systèmes actifs ou passifs. Les Serres solaires passives sont souvent de bons choix pour les petits producteurs, parce qu'ils sont un moyen rentable pour les agriculteurs de prolonger la saison de croissance. Dans les climats froids ou dans les zones avec de longues périodes de temps nuageux, le chauffage solaire peut avoir besoin d'être complétée par un système de chauffage au gaz ou électrique pour protéger les plantes contre le froid extrême. Les Serres solaires actifs utilisent l'énergie supplémentaire pour déplacer l'air ou de l'eau chauffée par énergie solaire à partir des zones de stockage ou de collecte à d'autres régions de la serre [46].

I.2.5. Eau chaude solaires

Les exploitations d'élevage et des produits laitiers ont également des exigences substantielles de chauffage de l'eau. Un système de chauffage à eau chaude solaires peuvent fournir de l'eau chaude pour le nettoyage de la plume et peuvent être utilisés pour fournir tout ou partie des besoins en eau chaude dans les élevages laitiers. Les fermes laitières commerciales utilisent de grandes quantités d'énergie pour chauffer l'eau pour le nettoyage du matériel de traite, ainsi que pour se réchauffer et stimuler pis de vache. Le Chauffage de l'eau et le lait de refroidissement peut représenter jusqu'à 40% de l'énergie utilisée dans une ferme laitière. Aquaculture et brasseries sont deux autres industries qui peuvent utiliser l'énergie solaire pour les besoins d'eau chaude.

I.3. Ressource énergétique en Algérie

L'Algérie est l'une des dix plus grandes économies en Afrique et joue un rôle central dans le monde de l'énergie, car c'est un important producteur et exportateur de pétrole et de gaz naturel. Le pays travaille seul et avec plusieurs grandes compagnies pétrolières (BP, Anadarko Petroleum, et Talisman Energy) [47].

En raison de la croissance économique et de l'évolution démographique, la demande d'électricité en Algérie augmente rapidement et la capacité de production d'électricité doit augmenter jusqu'à deux fois au cours de la prochaine décennie.

Avec cette croissance de la demande électrique et l'épuisement rapide des combustibles fossiles, le gouvernement algérien a pris conscience de l'importance des énergies renouvelables pour préserver les réserves de combustibles fossiles et apporter des solutions durables pour réduire le changement climatique global, en particulier les émissions de gaz à effet de serre.

L'Algérie a créé une dynamique verte en lançant un ambitieux programme de développement des énergies renouvelables et promouvoir l'efficacité énergétique. Ce programme s'appuie sur une stratégie axée sur le développement et l'expansion de l'utilisation de ressources inépuisables, telles que les énergies solaire, éolienne, géothermique et biomasse, afin de diversifier les sources d'électricité.

De nombreux travaux de recherche ont été publiés pour discuter des scénarios prospectifs actuels pour le développement de l'énergie solaire, les initiatives et les politiques

d'énergie renouvelable en Algérie. Boudghene Stambouli *et al.* [48] fournissent une analyse détaillée du secteur de l'énergie renouvelable existante en Algérie et une prévision de croissance de la demande, les besoins d'investissement et les objectifs ambitieux d'utilisation des énergies renouvelable en Algérie. L'Algérie dispose d'un grand potentiel pour la production d'électricité solaire car elle est situé dans Sun Belt comme la signalé Boudghene Stambouli *et al.* [48]

Le potentiel de production d'énergie éolienne en Algérie dépend de la disponibilité de la ressource éolienne qui varie avec l'emplacement. La compréhension de la nature spécifique au vent du site est une étape cruciale dans la planification d'un projet d'énergie éolienne et une connaissance détaillée de l'énergie éolienne sur site est nécessaire pour estimer la performance d'un projet d'énergie éolienne. Dans ce contexte, Himri *et al.* [48-50] ont présenté les caractéristiques du vent pour trois endroits en Algérie. Ils ont révélé que l'énergie éolienne peut être réalisable lorsque la vitesse moyenne du vent est supérieure à 3m/s. Djamaï *et al.* [51] et Dehmas *et al.* [52] et ont fourni une analyse détaillée des ressources énergétiques éoliennes à Ténès et les régions de l'Adrar respectivement, où le potentiel éolien Atlas a été tracé dans des zones sélectionnées.

La biomasse, en Algérie est une moyenne efficace et amicale d'éliminer les déchets publics collectés quotidiennement en grande quantité dans différentes ville du pays, et peut être utilisée pour répondre à une variété de besoins 'énergétiques, y compris la production d'électricité, le chauffage des maisons [53]. Bennouna et Kehal [54] démontrent le rôle des stations d'épuration des eaux et le potentiel qu'elles peuvent être exploitées pour la production de biogaz en Algérie.

Le secteur de l'énergie en Algérie est encore fortement dépendant des énergies non renouvelables comme le pétrole brut et le gaz naturel en tant que source d'énergie. Récemment, grâce à la prise de conscience environnementale et l'intérêt de la sécurité énergétique, les énergies renouvelables, y compris l'énergie éolienne, les technologies solaires et les nouvelles formes de biomasse, ont bénéficié du soutien du gouvernement pour la durabilité. Fekraoui [55] a passé en revue les ressources géothermiques en Algérie et leur utilisation possible. Kedaid [56] décrit une base de données sur les ressources géothermiques à basse température de l'Algérie et a donné une description de ressources en eau chaude, et cartes thématiques.

I.4.1. Cellules photovoltaïques, modules, chaînes, Générateur

Les cellules photovoltaïques (composants optoélectroniques) sont les éléments de base d'un générateur photovoltaïque. Cette classe de matériaux a la faculté de transformer la lumière "solaire" en énergie électrique. Ce phénomène est connu sous le nom d'effet photovoltaïque, découvert par Antoine Becquerel en fin de XIX^{ème} siècle. Dans l'objectif d'améliorer le rendement et/ou de réduire leur coût, trois générations de panneaux de technologies différentes ont à ce jour émergées ou sont en développement. Ce sont silicium cristallin (dite de première génération) et les couches minces (seconde génération) [59]. L'appellation, (troisième génération), a été dédiée aux technologies à base de films photovoltaïques organiques. Cette, génération offre une grande flexibilité aux applications solaires, mais le rendement maximum obtenu en laboratoire (8,3% en 2010) reste faible.

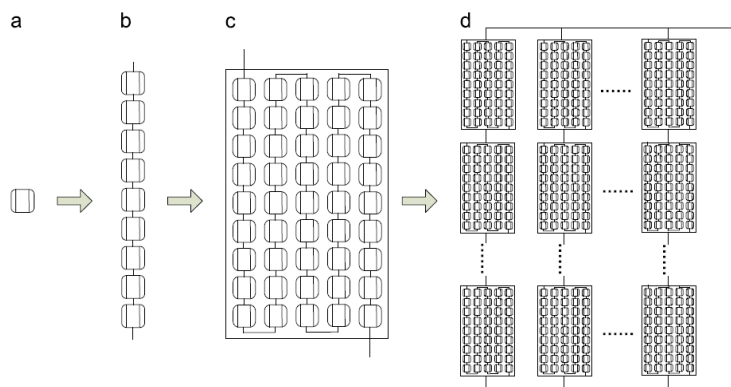


Figure I-3: Configuration physique de, (a) cellule PV, (b) chaîne en série de cellules, (c) le module, (d) le réseau PV

Comme illustré sur la Figure. I-3, l'unité de base d'un système photovoltaïque est la cellule photovoltaïque. Des dizaines de cellules photovoltaïques sont reliés entre eux en série pour former une chaîne en série des cellules. Un groupe d'une ou plusieurs chaînes de série est ensuite encapsulé pour produire un module PV. Les modules sont reliés en série pour augmenter la tension du système et former une chaîne de modules. Un générateur photovoltaïque est alors constitué d'un certain nombre de chaînes de modules montés en parallèle, pour augmenter le courant de la matrice. Le réseau relie à un onduleur solaire qui transforme le courant continu produit par le générateur photovoltaïque en alternatif pour alimenter la charge. En général, une installation

photovoltaïque est composée d'un seul ou d'un certain nombre de panneaux photovoltaïques. La génération de l'énergie solaire est intrinsèquement intermittente, qui nécessitent le stockage de l'énergie pour équilibrer la production et la demande.

I.4.2. Système de stockage

Le système de stockage est un élément crucial de l'installation photovoltaïque du point de vue technique, mais aussi du point de vue économique ; car il représente 40 à 50 % du coût de l'installation [60]. Par conséquent, il est important de gérer l'utilisation de la batterie parce que les conditions d'exploitation et la protection de charge-décharge ont une forte influence sur la durée de vie de la batterie et le coût [61-62].

La taille de la batterie nécessaire dépend généralement de la capacité de charge et la période de sauvegarde requis. Certains chercheurs ont également concentrée sur le développement des appareils à faible consommation d'énergie pour réduire la taille de la batterie et la taille du panneau pour permettre le développement d'un système rentable [63,64].

Les deux principaux types d'accumulateurs utilisés actuellement dans le système photovoltaïque sont les accumulateurs au plomb - acide et les accumulateurs au Nickel - Cadmium [65]. En effet, la batterie au plomb - acide est la forme de stockage de l'énergie électrique la plus couramment utilisée, en raison de son coût relativement faible et de sa large disponibilité [66] [67]. Les batteries Nickel - Cadmium, plus chères, sont utilisées dans les applications où la fiabilité est vitale.

L'utilisation de la batterie comme une forme de stockage implique donc la présence d'un régulateur de charge.

I.4.3. Les autres composants du système

Ce sont les composants nécessaires au bon fonctionnement du système et situés entre les générateurs et la charge finale. Leur ensemble est appelé « Balance Of System » ou BOS. Il comprend le support des panneaux, le logement des batteries, les câbles, les connecteurs, les protections et l'onduleur obligatoire pour les appareils fonctionnant en courant alternatif.

I.4.3. 1 .Système de control (Régulateur de charge)

Le fonctionnement des systèmes photovoltaïques autonomes dépend non seulement de la qualité individuelle des éléments qui les composent, mais aussi de l'interaction entre les composants constituant ce système et la charge [68]. En ce sens, le régulateur de charge réalise un rôle remarquable.

Régulateurs de charge sont le lien entre les modules photovoltaïques, batterie et charge. Ils protègent la batterie contre la surcharge ou une décharge excessive.

Trois différentes de contrôles de charge sont généralement utilisées : les types série, shunt et le MPPT (un point de puissance maximale Tracker).

- ❖ Les régulateurs de type série incorporent un interrupteur entre le générateur et l'accumulateur afin d'arrêter la charge.
- ❖ Pour les régulateur de type shunt, le courant de charge des batteries est dévié vers une résistance et le court-circuit est effectués au niveau des modules solaires en fin de stockage.
- ❖ Les régulateurs à recherche de point de puissance maximum, afin de réaliser une transformation en puissance, utilisant un circuit électronique spécial permettant de soutirer en permanence du champ de capteurs sa puissance maximale.

Leur configuration est donnée par les schémas ci-dessous :

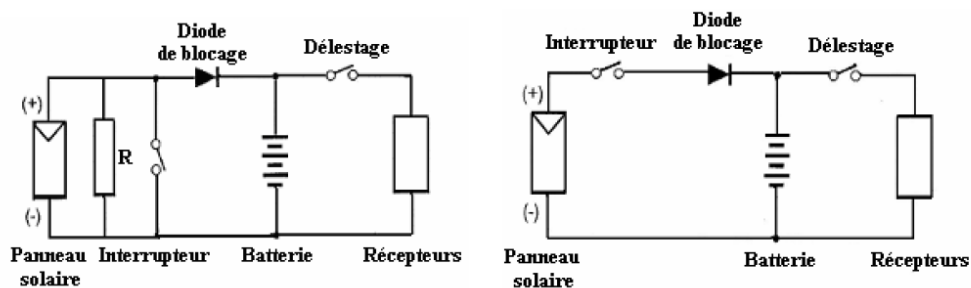


Figure I-4:Schéma d'un régulateur de type shunt / Figure : Schéma d'un régulateur de type série

✚ Mise en œuvre d'un contrôleur MPPT pour un système solaire photovoltaïque autonome

La puissance du générateur photovoltaïque et les caractéristiques actuelles sont fortement non linéaires et sont affectés par la variation de l'éclairement et de la température. Pour maximiser le rendement du panneau et contrôler la charge des batteries, un contrôleur MPPT ou (Maximum Power Point Tracking) a été constitué pour fournir la tension optimale pour accroître l'efficacité de la recharge.

La figure I-5 représente le schéma de principe d'une installation PV associée à une commande MPPT. La plupart des modèles actuels pour MPPT se composent de trois éléments de base: Convertisseur DC-DC (hacheur), un circuit de commande, et un algorithme de suivi [69].

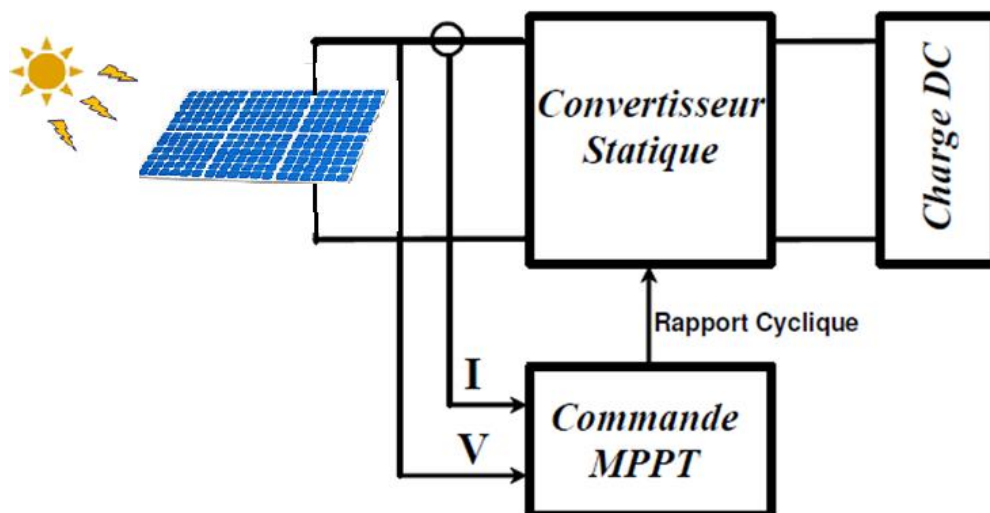


Figure I-5: Générateur PV contrôlé par une commande MPPT avec charge DC

Le principe de la commande MPPT est de chercher le point de puissance maximale (PPM) en gardant une bonne adaptation entre le générateur et sa charge pour assurer le transfert de la puissance maximale (figure I-6).

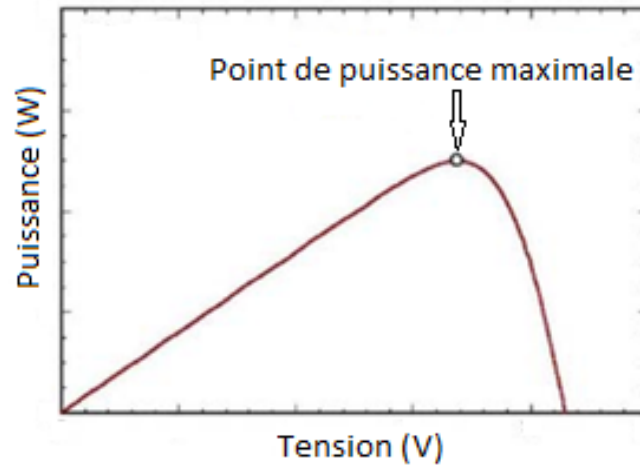


Figure I-6: Point de puissance maximale

Chaque type de module PV possède sa propre caractéristique spécifique correspondant à la condition environnante telle que l'irradiation et de la température, ce qui rend le suivi de point de puissance maximale (MPP) un problème complexe. Pour surmonter ce problème, divers algorithmes de contrôle (MPPT) ont été présentés.

Différents types d'algorithmes MPPT tels que la méthode Perturbation et Observation (P & O) [70], la méthode de Conductance Incrémentale (INC) [71], la comparaison de la logique floue (FLC) et, réseau de neurones (ANN) [72], algorithme génétique (GA) [73], optimisation par essaim de particules (PSO) [74], contrôleur flou adaptatif [75], et le système de réseau neuronal adaptatif flou (ANFIS) [76] ont été discutées. En raison du grand nombre de méthodes pour MPPT, dans les années précédentes les chercheurs et les praticiens dans les systèmes PV ont présenté une analyse comparative des techniques de MPPT.

I.4.3.2. Onduleurs (convertisseurs)

Pour les charges qui nécessitent une alimentation AC, un convertisseur DC/AC serait ajouté à la conception [77]. Un grand nombre des convertisseurs électroniques ont un certain nombre d'avantages, tels que le coût plus faible, des rendements plus élevés et une plus grande maniabilité. Les dispositifs les plus rencontrés dans les systèmes photovoltaïques autonomes comprennent des redresseurs, des onduleurs, et les hacheurs [78].

Les redresseurs réalisent la conversion AC/CC pour charger les batteries, les redresseurs sont des dispositifs à bas prix et de bon rendement.

Les onduleurs convertissent le CC en AC. Ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à AC ou en parallèle avec des sources à AC. Les onduleurs sont autonomes lorsqu'ils imposent leur propre fréquence à la charge.

Les hacheurs, le troisième type de convertisseurs, permettent de réaliser la conversion CC/CC, par exemple, pour adapter la tension entre deux sources.

I.5. État de la consommation d'énergie dans les fermes agricoles en Algérie

Le Ministère de l'Agriculture et du Développement Rural (MADR) a conçu et développé le Recensement Général de l'Agriculture (RGA) 2001, avec l'assistance technique de l'Office National des Statistiques (ONS) et de la FAO.

Ce recensement a touché l'ensemble des exploitations agricoles et a nécessité une organisation rigoureuse et un travail de contrôle permanent [79].

L'utilisation de la surface des toits des bâtiments agricoles ou de terrains inexploitable pour produire de l'électricité à partir des énergies renouvelables est devenue une priorité surtout devant la raréfaction des sources énergétiques fossiles et la forte augmentation de son coût et la nécessaire lutte contre le réchauffement climatique, les exploitants agricoles ont donc un rôle important à jouer dans le développement des énergies renouvelables produisant de l'électricité telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne et l'énergie de biomasse.

Les fermes familiales approvisionnent le marché alimentaire local et régional, contribué de manière significative à la sécurité alimentaire aux niveaux local, national et régional. Une ferme agricole est une exploitation agricole exploitée sous le régime de fermage. Le terme fermage est en fait généralisé pour désigner toute exploitation agricole. Il désigne aussi, les bâtiments d'exploitation abritant les machines agricoles, les cheptels animaliers, les produits agricoles et l'habitat. Les fermes agricole est caractérisé par une forte demande énergétique, où, l'énergie est utilisée pour plusieurs applications; le plus important pour l'éclairage, la climatisation des serres, des granges, des entrepôts et autres bâtiments agricoles, refroidissement du lait et réfrigération, le stockage des produits

agricoles, le fonctionnement des véhicules et des pompes d'irrigation. Par conséquent, pour électrifier les équipements de la maison mentionnés précédemment, il est nécessaire d'utiliser un système d'énergie renouvelable bien conçu. Plusieurs sources d'énergies renouvelables, notamment le vent, les vagues, marées, la biomasse et l'énergie solaire sont soit intermittente par nature ou varient considérablement selon l'heure du jour ou de la saison.

Le profil de consommation énergétique représente l'ensemble des fonctions assurées par divers appareils domestiques ou industriels (éclairage, réfrigération, pompage, machines, etc...). En fonction de la disponibilité et de l'application, ces appareils peuvent être alimentés avec une tension continue ou alternative. Le modèle de consommation quotidienne d'énergie dans les exploitations agricole est presque similaire. Habituellement, les fermes consomment moins d'énergie dans le temps de la journée et consomment plus dans la soirée.

La consommation électrique en bâtiments d'élevage varie entre les types d'élevage (bovin, ovin, volailles,...), par exemple l'élevage des volailles est le plus consommateur d'énergie pour le chauffage et la ventilation mécanisée. La réussite d'un élevage dépend beaucoup des capacités de l'éleveur à maintenir à son meilleur niveau le confort physiologique de ses animaux. L'ensemble des bâtiments d'élevage nécessite donc de nombreuses fonctionnalités utilisant l'énergie électrique qui sont [80]:

- ✓ L'éclairage.
- ✓ La ventilation.
- ✓ la pompe électrique

I.5.1. Utilisation de la lampe

Pour la production optimale d'œufs et de la croissance normale des oiseaux, il a besoin de 16 - 17 heures d'éclairage par jour. Normalement, 6 heures-18 heures est considéré comme la lumière du jour et un d'éclairage artificiel n'est nécessaire pendant cette période. Toutefois, dans certains jours sombres, il peut exiger un éclairage supplémentaire au cours de la période. Habituellement, l'éclairage artificiel est requis pour quatre heures par jour 18 heures-22 heures dans la soirée. Toutes les fermes utilisent des lampes électriques pour l'éclairage. Différents fermes utilisent différents types de lampes. De

l'enquête, il a été constaté que les fermes utilisent la lampe à incandescence, lampe fluorescente compacte (CFL) et d'une lampe à tube fluorescent (Figure I.7).



Figure I-5: Affichage de différents types de lampes

Entretien avec les agriculteurs durant l'enquête révèle que, normalement, 10 lampes avec les gammes de puissance en watts 26-100 watts sont utilisées pour 1000 oiseaux et pour les grandes exploitations du nombre de lampe augmente proportionnellement. Cependant, il a également été constaté que certaines exploitations utilisent moins de 10 lampes pour 1000 oiseaux [81].

I.5.2.Utilisation de ventilateur

La température dans l'abri avicole est habituellement maintenue entre 27°C à 12.8°C pour la production optimale des œufs. Fan (Figure I.8) est utilisé dans l'élevage de volailles pour maintenir la température nécessaire à travers l'année sauf en hiver. En hiver, pendant environ trois mois sans ventilateur est en cours d'utilisation en raison de la température ambiante inférieure. Fan est utilisé dans la ferme avicole de 6 heures à 12 heures par jour en fonction du nombre d'oiseaux à la température ambiante et de la ferme [81]. Les grandes exploitations utilisent des ventilateurs pour plus d'heures et les petites exploitations utilisent moins d'heures. De même, en été chaud lorsque la température ambiante passe au niveau haut, elle nécessite plus l'utilisation de ventilateur que l'autre période de l'année.



Figure I-6: Ventilateur

I.5. 3.Utilisation de la pompe électrique

L'approvisionnement en eau est nécessaire dans la ferme avicole pour nourrir les oiseaux et à des fins de nettoyage. Pour l'approvisionnement en eau des exploitations avicoles utilisent pompe électrique (Figure I.9).



Figure I-7: Affichage pompe électrique

I.6.Conclusion

Les systèmes d'énergie renouvelable se révèlent être des sources prometteuses et respectueuses de l'environnement de production d'électricité, en particulier dans les pays où les ressources en combustibles fossiles sont insuffisantes. Ces dernières années, les systèmes éoliens, photovoltaïques solaires (PV) et biomasse ont attiré plus d'attention sur l'approvisionnement en électricité de régions isolées ou déficitaires en énergie.

Les systèmes de conversion d'énergie solaire photovoltaïque (PV) ainsi que le système de stockage se sont révélés être une méthode très attrayante pour fournir de l'électricité aux endroits comme les emplacements éloignés ou hors réseau, les ménages résidentiels, l'emplacement hors réseau et Bâtiments commerciaux.

Dans ce chapitre, un aperçu de l'importance des énergies renouvelables et de ses applications en agriculture est fait. Les systèmes photovoltaïques autonomes en particulier sont discutés et leurs composants sont mentionnés.

Chapitre II :

Modélisation du rayonnement solaire global

Les données de rayonnement solaire sont essentielles dans la conception de dispositifs solaires de conversion d'énergie. A cet égard, de nombreuses corrélations et modèles empiriques ont été développés pour estimer le rayonnement solaire dans le monde. Le paramètre le plus couramment utilisé pour estimer le rayonnement solaire global est la durée de l'ensoleillement car il peut être facilement et fiablement mesuré et les données sont largement disponibles. Dans ce chapitre cinq modèles empiriques ont été choisis pour estimer le rayonnement solaire global sur les surfaces horizontales et inclinées. Enfin on évaluera les paramètres statistiques sur lesquels on s'appuie pour faire une comparaison entre les résultats donnés par ces différents modèles.

Chapitre II : Modélisation du rayonnement solaire global

II.1. Introduction

La nécessité dans le monde d'aujourd'hui est d'utiliser des sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie éolienne, l'énergie solaire et l'hydroélectricité pour la production d'électricité afin de réduire les émissions et sans affecter l'environnement.

Dans les zones isolées et éloignées où l'extension du réseau est un problème majeur en termes d'économie et de situation géographique, l'utilisation de systèmes PV autonomes peut jouer un rôle important pour la production d'électricité et peut atténuer le problème de sécurité énergétique et d'électrification [82].

La puissance obtenue à partir du rayonnement solaire atteignant la Terre est plusieurs fois supérieure à la puissance générée par l'homme par d'autres sources classiques. S'il est piégé de façon utile et efficace, tous les besoins actuels et futurs énergétiques de l'homme peuvent être remplis sur une base continue.

L'une des énergies renouvelables les plus fiables est l'énergie solaire qui peut être capturée partout et exploitée dans diverses applications par les experts agricoles, les architectes, les concepteurs et les ingénieurs dans la conception et la sélection des systèmes solaires de conversion d'énergie, la conception architecturale, les structures à effet de serre, le chauffage et les systèmes de refroidissement. Dans ce but, et afin de répondre aux besoins de ces études, plusieurs auteurs ont effectué les prévisions de rayonnement solaire global et évaluations des ressources énergétiques solaires.

De nombreux modèles ont été développés pour estimer la quantité de rayonnement solaire global sur des surfaces horizontales en utilisant divers paramètres climatiques, tels que la durée de l'ensoleillement, la couverture nuageuse, l'humidité, les températures ambiantes maximale et minimale, la vitesse du vent, etc.

Koussa *et al.* [83] ont réalisé une comparaison statistique des 10 modèles existants pour estimer la moyenne mensuelle de l'irradiation solaire globale et diffuse en trois principaux sites algériens (Bouzaréah, Ghardaia et Adrar).

Li *et al.* [84] ont proposé deux modèles, en plus de huit modèles existants basés sur plusieurs prédicteurs y compris l'indice de clarté, la durée relative de l'ensoleillement, la température ambiante et de l'humidité relative pour l'estimation du rayonnement solaire diffus à la station de Guangzhou en Chine.

Bengahnam et Jorid [85] ont développé deux corrélations, l'une entre le rayonnement solaire global et la durée d'ensoleillement et l'autre entre le rayonnement solaire global et la température de l'air, pour le site de Madina (Arabie Saoudite).

Bakirci [86] a examiné plusieurs corrélations empiriques qui collecte le rayonnement solaire global à d'autres paramètres climatiques tels que les heures d'ensoleillement, l'humidité relative et la température maximale, et a constaté que la durée d'ensoleillement est le paramètre le plus couramment utilisé pour estimer le rayonnement solaire global.

Tiris *et al.* [87] ont développé une équation empirique afin de corréliser les moyennes mensuelles de radiations horizontales globales, diffuses et directes avec la fraction du nombre maximum d'heures d'ensoleillement.

En Asie, Abdul-Aziz *et al.* [88] ont examiné les données de durée d'insolation et de rayonnement solaire global pour le Yémen. Ils ont prédit le rayonnement solaire global à partir de la durée d'insolation à l'aide de la formule de l'Angstrom. Les radiations prévues ont montré un bon accord avec celles mesurées.

En Amérique, Meza et Varas [89] ont évalué le comportement de deux modèles expérimentaux basés sur la différence entre la température maximal et minimale et les résultats par rapport à un modèle en fonction des heures d'ensoleillement. Cette enquête a conclu que pour le Chili, les modèles proposés par Allen et Bristow-Campbell sont adéquats et permettent des estimations du rayonnement solaire global en fonction de la variation de température de l'air. Ces modèles ont été calibrés pour 20 emplacements au Chili.

En Europe, Zabara [90] a proposé une méthode pour estimer le rayonnement solaire global dans 31 endroits en Grèce se basant sur les données de mesures par sept stations météorologiques en 1986. Les coefficients de régression régionaux de cette formule ont été analysés en utilisant une technique de régression polynomiale. Les résultats ont

montré que les radiations solaires prévues par cette méthode sont en bon accord avec celles mesurées.

En Afrique, Ododo *et al.* [91] ont analysé les données météorologiques pour neuf stations situées dans des zones géographiques et climatiques différentes au Nigeria. Les auteurs ont montré que la température maximale de l'air est un paramètre important pour la modélisation climatologique du rayonnement solaire au Nigeria, en particulier si elle est utilisée en conjonction avec la durée d'ensoleillement relative et des variations d'humidité relative.

L'Algérie est l'un des pays qui ont l'énergie solaire en abondance. En conséquence, diverses corrélations empiriques, établissant la relation entre le rayonnement solaire et les différents paramètres météorologiques ont été rapportés dans la littérature.

Mohamed Salah Mecibah *et al* [92] employait 11 modèles empiriques pour estimer la moyenne mensuelle de l'irradiation globale solaire sur une surface horizontale pour six villes algériennes (Alger, Oran, Batna, Ghardaia, Bechar et Tamanrasset). Ces modèles de régression basés sur la durée d'ensoleillement et de la température de l'air.

Yacef *et al* [93] estimé le rayonnement solaire global quotidien sur une surface horizontale pour la ville de Ghardaïa en Algérie à partir de modèles empiriques et un modèle de réseau neuronal bayésien (BNN). En outre, Koussa *et al.* [94] exécuté la performance statistique des dix corrélations pour estimer la moyenne mensuelle quotidienne de rayonnement solaire globale et diffuse dans trois principaux sites algériens (Bouzaréah, Ghardaia et Adrar).

II.2. Les modèles d'estimation du rayonnement solaire

L'énergie reçue du Soleil est absorbée et aussi réfléchi, une partie de ce qui est pris au piège dans l'atmosphère de la Terre. En tout lieu la somme du rayonnement direct et diffus est connue comme le rayonnement global ou total.

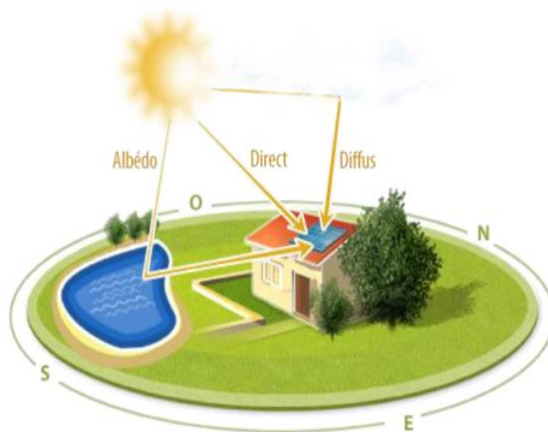


Figure II-1: Les composantes solaires

Les Chercheurs Solaires ont développé de nombreuses corrélations empiriques qui déterminent la relation entre le rayonnement solaire et divers paramètres météorologiques et géographiques, tels que la durée d'ensoleillement, la température de l'air, la température ambiante maximale et minimale, l'humidité relative, la latitude, la longitude, l'altitude et le rayonnement extra-terrestres [95-96] qui sont utilisés comme entrée de modèles de rayonnement est la clé le plus important de choisir les modèles de rayonnement appropriés à tout emplacement, les modèles empiriques peuvent être classés principalement en quatre catégories suivantes en fonction des paramètres météorologiques utilisés:

- (1) Modèles à base d'insolation.
- (2) Modèles basés sur l'humidité relative.
- (3) Modèles basés sur la température.
- (4) Autres modèles basés sur des paramètres-météorologiques.

Parmi tous ces paramètres météorologiques, la durée d'insolation, la couverture nuageuse et température de l'air, l'humidité relative sont les plus largement et couramment utilisés pour prédire le rayonnement solaire global et de ses composantes à tout lieu d'intérêt.

Le paramètre le plus souvent utilisé pour la prévision de rayonnement solaire global est la durée d'ensoleillement. Les données d'ensoleillement sont largement disponibles et peuvent être mesurés facilement et de manière fiable.

Dans le cadre de cette étude, cinq modèles représentatifs ont été choisis pour prédire la radiation solaire incidente:

M1: Modèle d'Ångström-PreScott.

M2: Modèle de Akinoglu et Ecevit.

M3: Modèle d' El-Sebaii.

M4: Modèle de Swartman et Ogunlade.

M5: Modèle de Abdalla

II.2.1. Modèles à base d'insolation

Plusieurs formules empiriques de forme régression linéaire simple ont été développées pour prévoir la corrélation entre le rayonnement global solaire et l'insolation relative (le type du modèle d'Angstrom-PreScott) [97-98]. Certains auteurs ont développé des modèles de forme quadratique et de régression linéaire multiple. Ertekin et Yaldiz [99] ont testé 26 modèles sur une série de données d'Antalya en Turquie et ont découvert que le modèle polynomiale d'ordre 3 est le plus compatible.

Les paramètres les plus couramment utilisés pour estimer le rayonnement solaire global est la durée d'insolation. Ensoleillement peut être facilement mesurée de façon fiable, et les données sont largement disponibles dans les stations météorologiques. Cependant, on trouve dans la littérature de l'énergie solaire des modèles à base de la fraction d'insolation uniquement pour la prédiction de l'irradiation solaire globale moyenne mensuel. Plusieurs chercheurs ont cherché des formulations fiables pour les estimations d'irradiation globale à partir des mesures de durée d'ensoleillement. Par exemple, Soler A 1990 [100], Newland F J A 1988 [101], Chegaar M et Chibani A 2001 [102], Ulgen K et Hepbasli A 2002 [103], Togrul IT et Togrul H 2002 [104], Ulgen et Hepbasli 2004 [105]. (Raja I A 1990 [106], Akinoglu et Ecevit 1990 [107], Rensheng et Shihua 2006 [108], Bakirci 2007 [109], Burari et Sambo (110) [30].

Dans cette étude nous avons testé cinq types de modèles pour exprimer la corrélation entre le rayonnement global relatif (H/H_0) et l'insolation relative (S/S_0).

H est le rayonnement global moyen mensuel mesuré sur un plan horizontal (kWh/m²/j),
 H_0 est le rayonnement global moyen mensuel hors atmosphère sur un plan horizontal (kWh/m²/j),

M1 :L'irradiation solaire et la durée d'insolation dépendent des effets combinés d'événements astronomiques et météorologiques. La première relation est arrivée dans la forme d'une expression linéaire (cas particulier) comme suggérée par Angstrom (1924). Sa formule a été employée dans des applications pratiques pendant plusieurs années pour estimer l'irradiation solaire globale quotidienne, mensuelle, et annuelle à partir des mesures de la durée d'insolation, selon l'expression suivante :

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = a + b(\bar{S}/S_0) \quad (\text{II-1})$$

(\bar{S}/S_0) , Est la fraction d'insolation solaire

S est la durée d'insolation, S_0 est la durée du jour,

➤ *L'indice de clarté moyenne du mois*

Grâce à la définition de l'irradiation journalière sur un plan horizontal ci-dessus, nous pouvons définir une nouvelle grandeur appelée l'indice de clarté moyenne par mois. Cet indice est obtenu à partir du rapport entre l'irradiation journalière moyenne par mois sur un plan horizontal et la constante solaire journalière moyenne mensuel hors atmosphère sur un plan horizontal.

$$K_T = \frac{\bar{H}}{H_0} \quad (\text{II-2})$$

a et b sont des coefficients empiriques, qui peuvent être déterminées soit expérimentalement ou empiriquement en utilisant certains modèles bien connus (par exemple, [111]). Plusieurs types de modèles de régression (de linéaire, quadratique, troisième degré, et logarithmique) ont été proposées dans la littérature pour estimer le rayonnement solaire global basé uniquement sur H_0 et le rapport (\bar{S}/S_0) . En outre, plusieurs modèles empiriques ont été développées en utilisant d'autres données météorologiques, géographiques, et les paramètres astronomiques [112-113].

H₀ a été calculée à partir de l'équation suivante: [114,115]:

$$H_0 = \frac{24}{\pi} I_{sc} \left[1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right] \left[\cos \varnothing \cos \delta \sin w_s + \frac{\pi}{180} w_s \sin \varnothing \sin \delta \right] \quad (\text{II-3})$$

$$\delta = 23.45 \sin \left[\frac{360(284+n)}{365} \right] \quad (\text{II-4})$$

$$w_s = \cos^{-1}(-\tan \varnothing \tan \delta) \quad (\text{II-5})$$

$$S_0 = \left(\frac{2}{15} \right) \cos^{-1}(-\tan \varnothing \tan \delta) \quad (\text{II-6})$$

En connaissant au préalable I_{sc} est la constante solaire (=1367 W / m²), \varnothing est la latitude du site, δ la déclinaison solaire, n le jour de l'année, w_s l'angle horaire au coucher du soleil.

M2: Akinoglu et Ecevit [116] a proposé un modèle qui détermine le rayonnement solaire global directement à donner par le modèle de type quadratique.

L'équation de ce modèle est:

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = a + b(\bar{S}/\bar{S}_0) + c(\bar{S}/\bar{S}_0)^2 \quad (\text{II-7})$$

II.2.2. Modèles basés sur la température

L'Observations de nuages et les données d'ensoleillement ne sont pas facilement disponibles dans toutes les locations. Par conséquent, le développement de certains modèles de rayonnement solaire précis qui utilisent les paramètres mesurés couramment disponibles tels que la température de l'air est nécessaire.

M3 : El-Sebaï *et al.* (2009) [117] ont comparé des modèles existants (Sen (2007) [118], Bulut (2007) [119]) utilisée pour estimer le rayonnement solaire global sur les surfaces horizontales à Djeddah, en Arabie Saoudite basée sur l'humidité relative et la température. Par conséquent, le troisième modèle est décrit par l'équation quadratique suivante:

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = a + b(\bar{S}/\bar{S}_0) + cT \quad (\text{II-8})$$

Où T est la température de l'air

II.2.3. Modèles à base d'humidité relative

M4 : Swartman et Ogunlade déclaré que le rayonnement global peut être exprimée en fonction de la fraction (\bar{S}/\bar{S}_0) et de l'humidité relative (R) [120]. Dans ce modèle on utilise la fraction d'insolation et un paramètre climatique, qui est l'humidité relative moyenne de l'air, il est donné par l'expression suivante.

$$\frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} = a + b(\bar{S}/\bar{S}_0) + cR \quad (\text{II-9})$$

R est l'humidité relative moyenne mensuelle (%)

II.2.4. Model d'Abdallah

M5 : Dans ce modèle on exploite les trois paramètres climatiques, la fraction d'insolation, la température moyenne de l'air et l'humidité relative moyenne.

Un modèle linéaire multiple [121] en fonction de paramètre (S/S_0) , T et R est utilisé pour calculer le rayonnement solaire global ici et défini comme :

$$\frac{\bar{H}}{\bar{H}_0} = a + b(\bar{S}/\bar{S}_0) + cT + dR \quad (\text{II-10})$$

Dans les modèles ci-dessus, a, b, c, d et sont des Coefficients empiriques.

II.3. Rayonnement global sur une surface inclinée

La performance des systèmes PV est influencée par l'angle d'inclinaison et l'orientation du panneau. Par conséquent, il est nécessaire d'installer en fonction d'un angle d'inclinaison optimale maximisé le rayonnement solaire capté par les panneaux photovoltaïques.

Une pratique habituelle consiste à estimer le rayonnement solaire reçue sur une surface inclinée en utilisant les valeurs correspondantes liées à la surface horizontale.

Plusieurs modèles ont été proposés par divers chercheurs [122-123] pour calculer le rayonnement global sur les surfaces inclinées à partir des données disponibles sur une surface horizontale, mais ces modèles exigent des informations soit de l'irradiation globale, directe, diffuse ou irradiation réfléchiée sur une surface horizontale. La seule différence entre les modèles apparaît dans l'évaluation de la composante diffuse.

Sur la base des hypothèses retenues, les modèles d'estimation peuvent être classés en isotrope [124] et ceux anisotrope [125,126].

La moyenne Mensuelle du rayonnement global sur une surface inclinée est la combinaison de trois éléments de base: directe (faisceau), diffuse, et du rayonnement solaire réfractée. Ainsi, pour une surface inclinée selon un angle d'inclinaison sur l'horizontale, le rayonnement total incident est donné par la relation:

$$H_{til}=H_B+H_D+H_R \quad (II-11)$$

II.3.1. Composante diffuse

Pour déterminer l'angle d'inclinaison optimal de toute la surface solaire, l'élément de rayonnement solaire diffus est nécessaire. Afin d'évaluer l'irradiation diffuse horizontale, la littérature propose des modèles mathématiques qui utilisent des corrélations mathématiques entre l'indice de clarté K_t et la fraction diffuse K_d .

Afin d'atteindre cet objectif, plusieurs modèles empiriques ont été développés et utilisés pour prédire le rayonnement solaire diffus partout dans le monde en utilisant différents paramètres météorologiques. Liu et Jordan [127] ont développé la première corrélation entre la fraction diffuse K_d et l'indice de clarté K_t , et la suite des travaux, de nombreux chercheurs ont étudié et modifié ce modèle avec des données différentes, des régions et des échelles de temps.

Jiang [128] employé plusieurs équations empiriques pour estimer la moyenne mensuelle par jour du rayonnement solaire diffuse pour huit stations météorologiques typiques en Chine. Karakoti *et al.* [129] utilisé sept modèles empiriques généralisées sur la base de la durée d'ensoleillement, la température et l'humidité relative pour prédire la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation diffuse pour 23 stations en Inde. Li *et al.* [130] ont proposé deux modèles, en plus de huit modèles existants basés sur plusieurs prédicteurs y compris l'indice de clarté, la durée relative de l'ensoleillement, la température ambiante et de l'humidité relative pour reconstituer la composante diffuse à la station de Guangzhou en Chine.

Tarhan et Sari (2005) [131] ont analysé le rayonnement solaire global et diffus dans cinq villes de la région centrale de la mer Noire (CBS) de la Turquie. Une équation polynomiale quadratique a été empiriquement développée pour prédire la moyenne mensuelle du rayonnement global quotidien. Un modèle hybride a également été développé sur la base des prédictions de six modèles existants. Par conséquent, le modèle quadratique a été choisi comme le meilleur modèle pour les données de radiation solaire de la région (CBS).

La fraction diffuse horaire est définie par la relation suivante:

$$K_d = H_D / H \quad (\text{II-12})$$

K_t est défini comme étant le rapport entre l'irradiation globale horizontale H et l'irradiation extraterrestre H_0

$$K_t = H / H_0 \quad (\text{II-13})$$

Dans cette étude, le modèle isotrope, aussi appelé le modèle Liu-Jordanie [132], sera appliqué, est donnée comme suit:

$$R_d = (1 + \cos B) / 2 \quad (\text{II-14})$$

Le rayonnement diffus peut être exprimé sous la forme

$$H_D = R_d H_d \quad (\text{II-15})$$

Le rayonnement solaire diffus sur une surface horizontale H_d peut être estimé par une formule empirique qui met en corrélation la composante de rayonnement solaire diffus au rayonnement total quotidien H . En effet, l'étude a été réalisée par Page (1961) [133].

Dans cette étude, le modèle isotrope sera appliqué. Comme les valeurs de rayonnement diffus sur la surface horizontale (H_d) ne sont pas disponibles, elles sont également estimées à l'aide du rayonnement extraterrestre et de l'indice de clarté.

L'équation de corrélation qui est largement utilisé est développée par Page (Page, 1964) [134].

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = 1.0 - 1.13K_t \quad (\text{II-16})$$

II.3.2. Composante directe

Le rayonnement direct moyen du mois est le rayonnement solaire atteignant directement la terre depuis le soleil. Sa valeur dépend de l'épaisseur de l'atmosphère et de l'inclination des rayons par rapport au soleil. On peut l'obtenir en utilisant la formule ci-dessous (le b en index signifie beam component) ou bien un pyréliomètre qui est un instrument permettant la mesure de l'intensité du rayonnement solaire direct :

$$H_B = H - H_d \quad (\text{II-17})$$

Rapport R_B C'est le rapport entre le rayonnement journalier direct moyen du mois sur un plan incliné par le rayonnement journalier direct moyen du mois sur un plan horizontal :

$$R_b = \frac{\cos(\phi - \beta) \cos \delta \sin \omega'_s + \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega'_s + \sin(\phi - \beta) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta \sin w_s + \left(\frac{\pi}{180}\right) w_s \sin \phi \sin \delta} \quad (\text{II - 18})$$

Avec l'angle horaire de lever du soleil sur un plan incliné pour le jour moyen du mois ω'_s

$$H_B = (H - H_d) R_B \quad (\text{II-19})$$

Avec w_s l'angle horaire de lever du soleil sur un plan incliné pour le jour moyen du mois.

$$w_s = \left[\begin{array}{l} \cos^{-1}(-\tan(\phi - \beta) * \tan(\delta)) \\ \cos^{-1}(-\tan(\phi - \beta) + \tan(\delta)) \end{array} \right]$$

De plus, Pour le rayonnement réfléchi par rapport à la surface inclinée, H_R , est supposé isotrope et calculée en utilisant l'équation suivante :

$$H_R = H. \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (\text{II-20})$$

Où ρ est la réflectance du sol (albédo) et prend des valeurs comprises entre 0,2 et 0,7 (généralement supposé $\rho = 0.2$).

Par conséquent, le rayonnement total incliné peut être résumé avec l'équation (20) et peut être estimée en utilisant des valeurs mesurées ou prévues de H et H_d [92].

D'après les équations (II-14) - (II-20), le rayonnement total sur une superficie inclinée H_T est donné par l'équation (II-21).

$$H_T = (H - H_d) \cdot R_B + H_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + H \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (\text{II-21})$$

II.4 .Méthodes d'évaluation des modèles

Selon Yorukoglu et Celik [135], lorsque l'objectif du travail est de calculer la bonté de l'estimation du rayonnement solaire global, l'analyse statistique devrait être basée sur le rayonnement solaire quotidien mesuré (H_{meas}) par rapport à la radiation solaire quotidienne calculée (H_{cal}).

Pour comparer les résultats des différents modèles, une étude statistique a été faite en évaluant, l'écart relatif moyen algébrique (MBE) qui renseigne sur la tendance du modèle à surestimer les valeurs observées ($MBE > 0$) ou à les sous-estimer ($MBE < 0$), (MAE) l'écart moyen absolu qui correspond à la moyenne des erreurs relatives absolues, plus cette valeurs est proche de zéro plus le modèle a une erreur moyenne faible, l'écart relatif quadratique moyen (RMSE) qui renseigne sur l'erreur moyenne commise en valeur absolue entre les valeurs mesurées et celles estimées par le modèle, plus cette erreur est faible plus les valeurs simulées par le modèle sont proches des valeurs mesurées; ainsi que le coefficient de détermination R^2 .

Ces paramètres sont le plus souvent utilisés par les chercheurs mentionnés dans la littérature pour contrôler la performance des modèles de régression de radiation solaire [136], [137], [138]. Ces expressions statistiques sont définies comme suit:

II.4 .1. Erreur de biais moyen ' MBE '

La MBE donne une indication sur la déviation moyenne des valeurs calculées par rapport aux valeurs mesurées. Une valeur positive indique une sur-estimation par contre une valeur négative indique une sous-estimation [139].

Ce test fournit des informations sur la performance à long terme d'un modèle. Une faible valeur de MBE est souhaitée. Une valeur négative donne le montant moyen de la sous-estimation de la valeur calculée. Ainsi, un inconvénient de MBE est que la surestimation d'une observation individuelle peut annuler une sous-estimation dans une observation distincte.

$$MBE = \frac{\sum_1^n (H_{cal} - H_{meas})}{n} \quad (II-22)$$

n est le nombre de données journalières d'irradiation solaire.

Les indices "calc" et "meas" se réfèrent aux valeurs calculées et mesurées du rayonnement solaire global, respectivement.

II.4 .2. Racine carrée de l'erreur quadratique moyenne' RMSE'

La RMSE est une mesure de la variation des valeurs calculées, selon chaque modèle autour des valeurs mesurées. Plus sa valeur est petite, plus le modèle est meilleur [139].

La valeur de RMSE est toujours positive, ce qui représente zéro dans le cas idéal. La normalisation RMSE donne des informations sur la performance à court terme des corrélations en permettant un terme par comparaison à long terme de l'écart réel entre la prédite et les valeurs mesurées. Plus la valeur n'est petite, la performance du modèle est meilleure.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_1^n (H_{cal} - H_{meas})^2} \quad (II-23)$$

II.4 .3. Le MPE (mean percentage error)

$$MPE = \frac{1}{n} \sum_1^n \frac{(H_{cal} - H_{meas})}{H_{meas}} * 100 \quad (II - 24)$$

Une erreur de pourcentage entre 10% et -10% est considéré comme acceptable.

II.4 .4. Coefficient de détermination R²

L'indicateur R² varie entre 0 et 1. Une valeur de 1 ou proche de 1 indique un parfait accord entre la valeur mesurée et calculée. Par contre, une valeur proche de 0 indique un total désaccord [139].

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (H_{\text{means}} - H_{\text{cal}})^2}{\sum_{i=1}^n (H_{\text{means}} - H_{\text{mav}})^2} \quad (\text{II} - 25)$$

R^2 représente une mesure de la précision des résultats du modèle. Un modèle est plus efficace quand R^2 est plus proche de 1.

Dans les relations ci-dessus, l'indice i désigne la i -ième valeur de l'irradiation solaire

$$H_{a,\text{meas}} = \frac{1}{n} \sum_1^n H_{\text{meas}}$$

$$H_{a,\text{calc}} = \frac{1}{n} \sum_1^n H_{\text{calc}}$$

II.5. Conclusion

La connaissance du rayonnement solaire global est nécessaire pour la modélisation, la recherche de la performance, et la planification des projets d'énergie solaire.

Ce chapitre est consacré à la modélisation de rayonnement solaire, Cinq modèles empiriques tirés de la littérature ont été proposé pour la prédiction du moyen mensuel du rayonnement solaire global. Ces corrélations estiment les valeurs de rayonnement solaire global pour une région d'intérêt de plus facilement à partir de paramètres météorologiques, climatologiques, et géographiques disponibles. Les corrélations empiriques proposées peuvent être validée en utilisant quatre paramètres statistiques.

Chapitre III :

Critères d'optimisation et logiciel de dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome

Étant donné les différents efforts des dernières années à travers le monde pour diminuer la dépendance au pétrole, beaucoup de ressources ont été mises de l'avant pour développer les énergies renouvelables et principalement l'énergie solaire photovoltaïque. Cette énergie est en forte croissance partout à travers le monde. Les outils comme les logiciels font partie des grandes réalisations concernant ces énergies à promouvoir. De nombreux logiciels existent maintenant pour modéliser, optimiser ou dimensionner les différents systèmes conçus à partir d'énergie renouvelable. Beaucoup de ces logiciels sont spécialisés pour un type d'énergie particulier. Il en existe un bon nombre pour le solaire photovoltaïque. Le chapitre suivant fournit une description de la méthodologie et les techniques d'optimisation pour le dimensionnement d'un système photovoltaïques autonome. Elle donne également une description complète du modèle de simulation de Homer utilisé dans cette étude.

Chapitre III : Critères d'optimisation et logiciel de dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome

III.1.Introduction

Les ressources des énergies renouvelables ont un énorme potentiel et peuvent répondre à la demande actuelle d'énergie du monde. Ils peuvent améliorer la diversité dans les marchés d'approvisionnement en énergie, assurer l'approvisionnement en énergie durable à long terme, et de réduire les émissions atmosphériques locaux et mondiaux. Ils peuvent également offrir des options commercialement attrayantes pour répondre aux besoins spécifiques de services énergétiques (en particulier dans les pays et les zones rurales en développement), et offrir des possibilités pour la fabrication locale d'équipements [140]. Par conséquent, une expansion mondiale des applications solaires et éoliennes a été observée au cours des dernières décennies, en attendant le coût des énergies renouvelables continue de baisser. Toutefois, l'un des défis de l'utilisation des énergies renouvelables est sa fluctuation de la production et la caractéristique en fonction du temps. La gestion flexible de la demande [141-142] et la gestion intelligente de l'énergie [143,144] peuvent aider mais ils ne suffisent pas entièrement à maintenir l'équilibre entre la production et la demande d'électricité. À cet égard, la technologie de stockage d'énergie pourrait être une solution efficace pour surmonter le problème d'intermittence de la production d'énergie renouvelable [145]. Il stocke l'énergie générée lorsque la production dépasse la demande et permet d'expédier l'énergie stockée lorsque la production est faible que la demande. Compte tenu du fait que les systèmes photovoltaïques sont des sources d'énergie propres, respectueuses de l'environnement et sûres, l'installation du système photovoltaïque a joué un rôle important dans le monde entier. Cependant, l'inconvénient du système photovoltaïque est le coût d'investissement élevé par rapport aux sources d'énergie classiques comme l'a noté Haas [146]. C'est notamment pour cette raison le dimensionnement optimal de ces systèmes est nécessaire afin de répondre à la demande de charge au niveau souhaité. L'optimisation de taille de tels systèmes ne peut garantir le faible investissement avec une utilisation complète de la composante du système.

L'optimisation rend le système fonctionnel aux conditions les plus favorables en termes d'investissement et de fiabilité de l'énergie [147]. Actuellement, de nombreux travaux de recherche sont réalisés sur l'optimisation des systèmes photovoltaïques de façon à

optimiser le nombre de modules photovoltaïques, la capacité de l'accumulateur, la capacité de l'onduleur, la capacité de l'éolienne et la taille du générateur diesel.

III.2. Méthodes de dimensionnement d'un système PV autonome

Afin d'obtenir de l'électricité à partir d'un système PV autonome de manière fiable et à un prix économique, sa conception doit également être optimale en termes de fonctionnement et la sélection des composants. Ainsi, une méthode de dimensionnement optimal est tout à fait nécessaire afin d'utiliser efficacement et économiquement les ressources énergétiques renouvelables [148]. En particulier, le dimensionnement optimal de ces systèmes nécessite une analyse détaillée pour un emplacement donné en raison de l'influence de différentes variables dépendantes du site comme le rayonnement solaire, la température et leur relation avec le coût du système. L'importance des variables météorologiques dans le processus de dimensionnement du système photovoltaïque autonome qui est l'énergie de sortie de ces systèmes dépend fortement de la disponibilité de ces données [149].

Actuellement, des travaux de recherche sont menés pour développer des techniques d'optimisation de dimensionnement de système photovoltaïque autonome, de sorte que le nombre de modules photovoltaïques, la capacité des accumulateurs et la taille de l'onduleur sont optimisés et sélectionnés.

En outre, le système photovoltaïque autonome a besoin de la connaissance de certains paramètres afin d'obtenir une conception optimale tels que la source de données naturelles, les modèles mathématiques du composants du système, les méthodes de dimensionnement, les politiques énergétiques du gouvernement et les exigences des utilisateurs finaux.

Ces données aident les concepteurs à améliorer l'efficacité du système et de manière fiable afin de répondre aux besoins des utilisateurs finaux à un niveau de disponibilité souhaité et une gamme de coûts acceptable [150].

Dans cette section, le modèle mathématique pour le dimensionnement du système PV autonome qui comprend des modules PV, la batterie de stockage, le contrôleur de chargeur de batterie et l'onduleur sont expliqués.

La technique de simulation des systèmes photovoltaïques permet de déterminer la relation existante entre le champ photovoltaïque, la batterie de stockage et la charge ainsi que l'apport énergétique. Cette simulation utilise des données d'irradiation journalières pour estimer l'énergie journalière fournie par le champ PV ainsi que l'énergie qui doit être stockée dans des batteries.

En général, pour déterminer le dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque, on définit d'abord une zone spécifique pour un système PV autonome, puis on obtient des données météorologiques telles que le rayonnement solaire et la température ambiante. Après cela, le calcul de l'angle d'inclinaison optimal est effectué par la modélisation de l'énergie solaire sur une surface d'inclinaison (Figure III-2). La capacité des composants du système photovoltaïque tels que le réseau photovoltaïque, la batterie de stockage et la taille de l'onduleur est ensuite calculée. Il est à noter que plusieurs considérations doivent être prises en compte dans un dimensionnement de système photovoltaïque autonome, tel que le (kWh/an) nécessaire pour couvrir la demande de charge, le (kWh/an) généré par le système PV, le Ah des batteries, La zone du système qui occupera et le coût du système [151].

La figure III-1 présente les principales méthodes de dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonomes rencontrés dans la littérature.

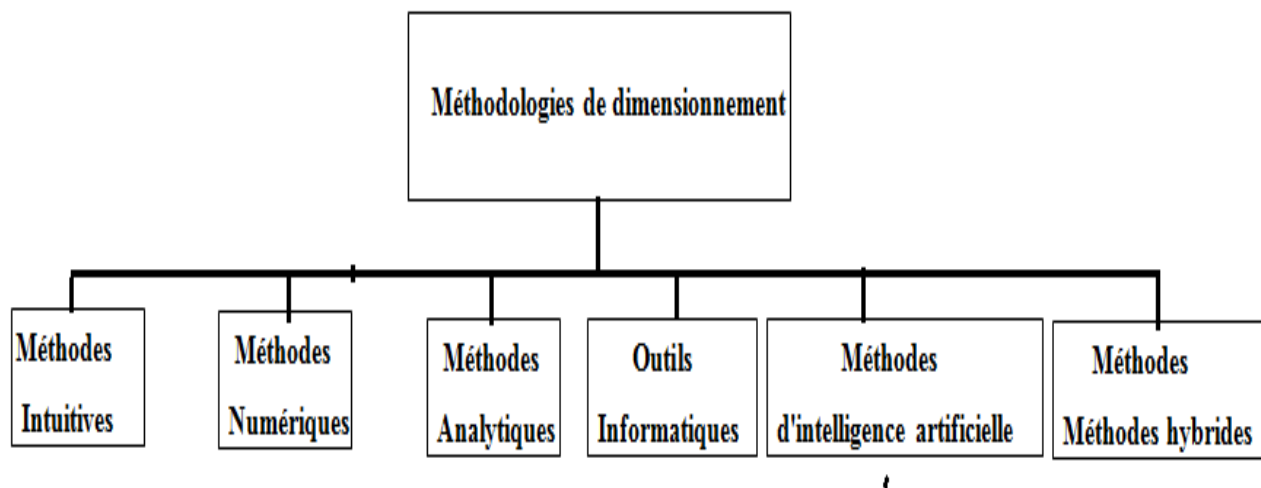


Figure III-1: Méthodes de dimensionnement unitaire et global d'un système photovoltaïque autonome.

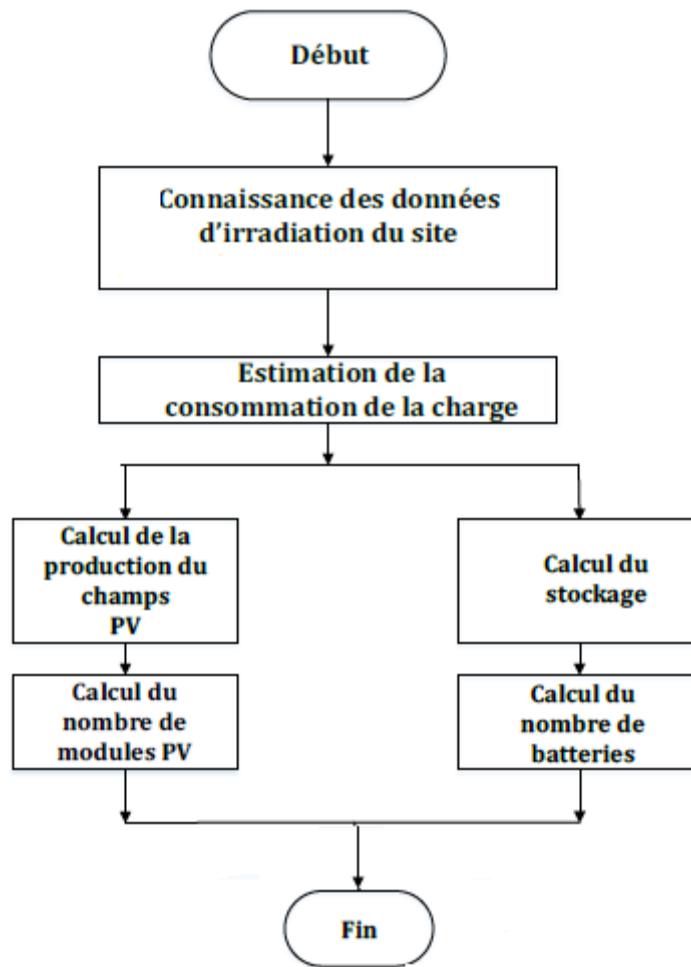


Figure III-2 : Organigramme principal de dimensionnement du système PV

III.2.1. Méthodes intuitives pour un dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque autonome

La méthode intuitive utilise un calcul simplifié sans établir de relation quantitative entre les sous-systèmes d'un système PV autonome ou en tenant compte de la fluctuation du rayonnement solaire [152]. Des équations mathématiques simples sont utilisées pour calculer la taille optimale du réseau P_A et la batterie de stockage sont donnés comme suit [153]:

$$P_A = \frac{D_L}{H_{t(av)} \times \mu_{PV} \times A_{Tcf} \times \mu_{Batt} \times \mu_{inv}} \quad (III-1)$$

Où,

D_L : la demande énergétique journalière.

μ_{PV} : L'efficacité PV.

μ_{Batt} : L'efficacité de la batterie.

μ_{inv} : L'efficacité de l'onduleur.

A_{Tcf} : Le facteur de correction de température.

$H_{t(av)}$ est l'irradiation solaire globale moyenne du site sur une surface optimale inclinée et est donnée par:

$$H_{t(av)} = \frac{H}{1 - 4.46 \times 10^{-4} \times \beta_{opt} - 1.19 \times 10^{-4} \times \beta_{opt}^2} \quad (\text{III} - 2)$$

Où,

β_{opt} : L'angle d'inclinaison optimal

H : le rayonnement solaire global mesuré sur une surface horizontale ($W h / m^2$).

La puissance PV maximale ($P_{p(PV)}$) peut être calculée en utilisant l'équation (III-3) [153, 154, 155].

$$P_{p(PV)} = P_A \times H_{STC} \times \mu_{PV} \quad (\text{III-3})$$

Où,

H_{STC} est le rayonnement solaire à l'état d'essai standard ($1000 W / m^2$).

Le nombre de modules pouvant produire la quantité requise d'énergie solaire peut être estimé comme suit:

$$N_m = \frac{P_{p(PV)}}{S_p} \quad (\text{III-4})$$

Ou, S_p est la puissance de crête du module PV sélectionné.

L'énergie produite par les cellules photovoltaïques est accumuler et stockée dans des batteries à utiliser selon les besoins. Dans les applications renouvelables, la capacité de la batterie et la durée de vie sont importants; ainsi, le dimensionnement exact de la batterie est nécessaire pour l'optimisation de système précis. En outre, l'état de charge de la batterie (SOC max et SOC min) est également important de prendre en compte.

La capacité de la batterie de stockage d'énergie est évaluée en ampères-heures.

Les batteries sont sensibles au climat, charge / histoire du cycle de décharge, la température et l'âge idéal, une batterie doit être dimensionné pour être en mesure de stocker de l'énergie pendant 5 jours par temps nuageux. La capacité de stockage du système de batterie en ampères-heures (Ah) peut être déterminée en utilisant [156]:

$$M_{batt} = \frac{A_d \times D_L}{\mu_{batt} \times \mu_{inv} \times DoD \times V_s} \quad (III-5)$$

Où, A_d est le Nombre de jours d'autonomie.

DoD est le coefficient de décharge profonde des accumulateurs

V_s est la tension du système (généralement 12V, 24V, 48V, 110V).

Le nombre de batteries nécessaires pour que le système peut être déterminée en utilisant l'équation suivante:

$$n_{batt} = \frac{M_{batt}}{M_{sin}} \quad (III-6)$$

où M_{sin} est la capacité de stockage d'une seule batterie (Ah). Le nombre de la batterie dans la chaîne peut être déterminé comme :

$$n_{string} = \frac{M_{sin}}{\left(\frac{V_s}{V_b}\right)} \quad (III-7)$$

Où V_b est la tension nominale de la batterie.

Différentes méthodes intuitives ont été développées pour le dimensionnement optimal des systèmes photovoltaïques autonomes. Ahmad [157] a développé une méthode intuitive pour le dimensionnement optimal de la combinaison PV/batterie dans un système PV autonome pour les maisons éloignées en Egypte. L'auteur a commencé la conception en calculant les moyennes de la demande de charge journalière et en obtenant les moyennes du rayonnement solaire quotidien.

En utilisant les équations mathématiques simples fournies par Sharma *et al.* [158], la taille du réseau PV et la capacité de stockage de la batterie sont calculées. Le régulateur de charge de la batterie et l'onduleur sont choisis en fonction d'une durée de vie plus longue et en tenant compte de la puissance maximale attendue. Cependant, le niveau de fiabilité qui peut conduire à une conception de sur/sous dimensionnement n'a pas été pris en compte dans le dimensionnement du système photovoltaïque autonome.

Dans la référence [158], le dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque autonome basé sur une méthode intuitive a été réalisé pour des applications résidentielles dans un emplacement à Dhaka, au Bangladesh. La méthode estime la demande de charge journalière, optimise l'angle d'inclinaison et calcule la taille du réseau photovoltaïque et la

capacité de la batterie sur la base des équations similaires utilisées dans [159]. Kaushika et Rai [160] ont développé une méthode intuitive pour dimensionner le réseau photovoltaïque et les batteries dans un système PV autonome pour certaines régions en Inde. La méthode intuitive a été utilisée pour développer un système expert en fonction des coordonnées géographiques. Les moyennes mensuelles des données d'énergie solaire sont utilisées avec la coordination du site pour optimiser l'angle d'inclinaison. Le système expert ne peut pas être efficace par rapport aux outils logiciels actuels qui utilisent des techniques d'optimisation plus précises. En outre, les aspects techniques et économiques ne sont pas pris en compte dans le dimensionnement du système photovoltaïque autonome.

Chel *et al.* [161] ont effectué un dimensionnement optimal du système photovoltaïque intégré au bâtiment pour un emplacement en Inde basé sur des calculs simples utilisant la demande de charge journalière et les heures de pointe de soleil (PSH). La combinaison de dimensionnement PV / batterie optimale a été obtenue sur la base de la valeur minimale du coût de l'unité d'énergie générée, du cycle de vie du système et des coûts d'investissement. De plus, Al-salaymeh *et al.* [162] ont utilisé une méthode intuitive pour dimensionner un système PV autonome pour les bâtiments résidentiels en Jordanie. Les auteurs ont utilisé les moyennes des données météorologiques quotidiennes et de la demande de charge à cette fin. En utilisant des calculs simples, les auteurs ont commencé le processus de dimensionnement en calculant les moyennes des besoins quotidiens en énergie de charge.

III.2.2. Méthodes numériques pour le dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque autonome

Dans les méthodes numériques, des simulations sont effectuées à chaque intervalle de temps, habituellement une heure ou une période de temps quotidienne. Dans cette méthode, le bilan énergétique du système est calculé et classé comme approches déterministes ou stochastiques. Dans l'approche déterministe, l'incertitude associée au rayonnement solaire n'est pas prise en compte en raison des difficultés à trouver des données pour un système spécifique.

D'autre part, l'approche probabiliste pour dimensionner un système PV autonome considère l'effet de la variabilité du rayonnement solaire dans la conception du système. Ainsi, l'approche probabiliste est considérée comme plus précise que l'approche

déterministe et la fiabilité énergétique du système peut être conduite de manière quantitative [163].

Les procédures de la méthode numérique peuvent être illustrées comme l'organigramme représenté sur la Fig. III-3.

Cabral *et al.* [164] ont présenté une méthodologie pour dimensionner un système photovoltaïque autonome dans un endroit au Brésil en appliquant une analyse stochastique qui inclut la chaîne de Markov et la fonction de densité de probabilité bêta. La méthode modélise le rayonnement solaire sur une surface inclinée, obtient la puissance PV moyenne générée et calcule l'état de la batterie. La fiabilité du système par LPSP (Loss of Power Supply Probability) a été calculée pour chaque configuration et la configuration optimale est choisie sur la base du coût minimum du cycle de vie (LCC).

Dans [165], une méthodologie optimale de dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome en Grèce est développée pour réduire les coûts de production d'électricité. Le rayonnement solaire journalier et la température ambiante sont utilisés pour calculer la puissance nominale PV et la capacité de la batterie de stockage en fonction du bilan énergétique entre la puissance PV produite et la consommation de puissance de la charge. La configuration optimale basée sur la demande locale a été estimée et le coût de l'unité d'énergie générée par le système photovoltaïque est calculé. Ce travail présente certaines limites dans lesquelles l'utilisation de variables météorologiques moyennes quotidiennes peut affecter la précision des résultats et la fiabilité du système.

Par la suite, Spertino *et al.* [166] ont présenté un algorithme de dimensionnement de système photovoltaïque autonome pour optimiser le réseau photovoltaïque et la batterie de stockage en Italie. La simulation se fait sur la base d'une matrice photovoltaïque simple et de modèles de batteries électrochimiques et utilise des données météorologiques moyennes quotidiennes et la demande de charge.

Le SOC de la batterie a été utilisé comme contrainte d'optimisation pour sélectionner la configuration optimale. La méthode présente certains inconvénients dans lesquels des

données météorologiques quotidiennes sont utilisées et qu'il n'y a pas de fonction objective conduisant à un coût élevé de l'unité d'énergie générée.

Fathi *et al.* [167] ont décrit une installation photovoltaïque de 7,2 kWp installée dans une région éloignée au Maroc. L'objectif de ce travail est d'étudier l'effet de la stratégie de gestion de l'énergie sur la performance du système. Les données météorologiques quotidiennes et la demande de charge ont été utilisées dans ce travail de recherche. En conséquence, la demande d'énergie et le SOC de la batterie affectent fortement le rapport de performance.

Illanes *et al* [168] ont présenté une simulation et une modélisation dynamiques d'un système PV autonome utilisant le modèle d'équation d'état et les méthodes d'intégration numérique. L'état initial du système et l'évaluation du temps des entrées ont été déterminés, puis une méthode numérique intégrée a été mise en œuvre pour modéliser le système proposé.

Benghanem a développé une méthodologie appropriée basée sur LLP pour le dimensionnement de système PV en Algérie [169].

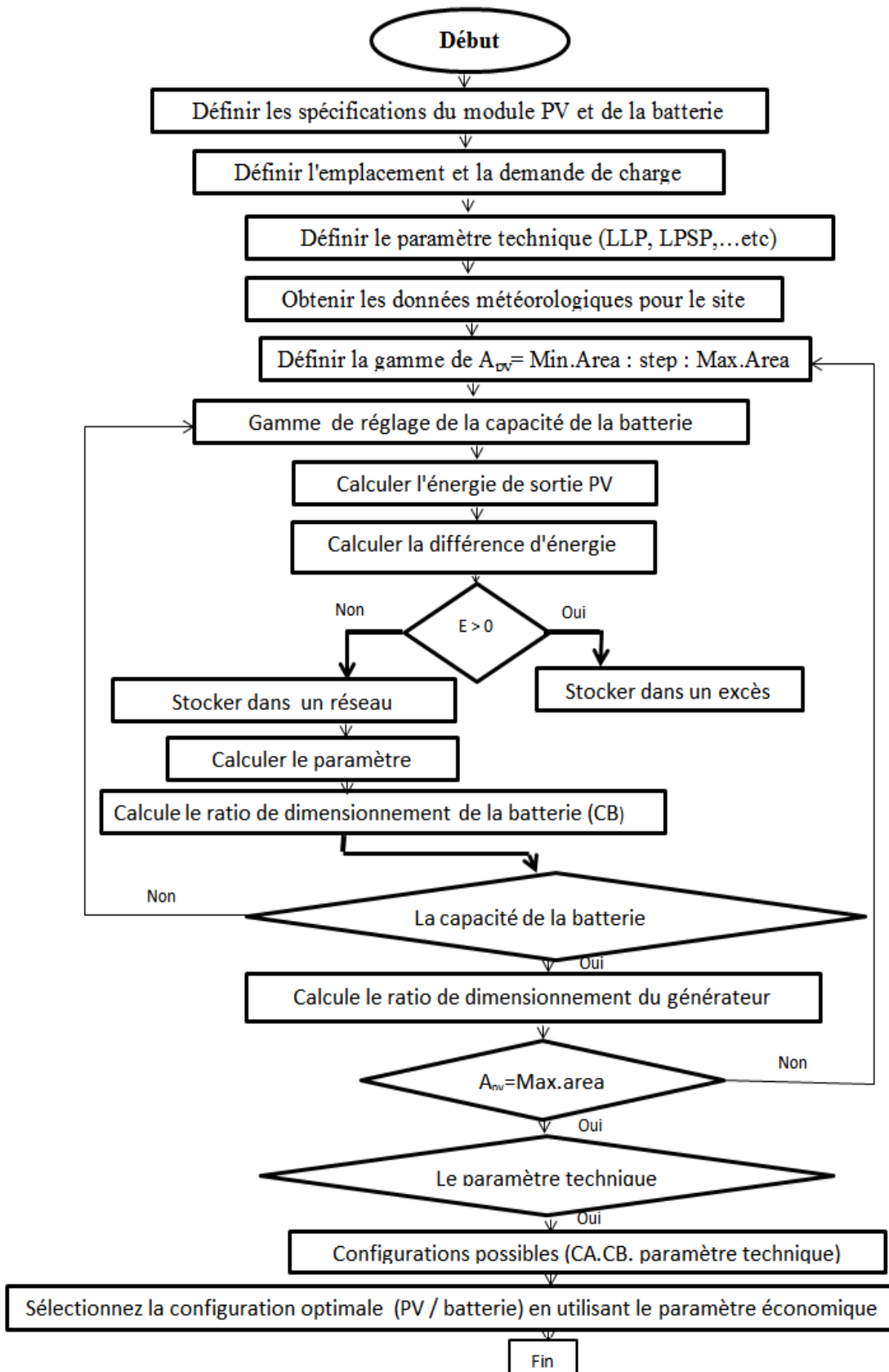


Figure III-3: Méthode numérique générale Flowchart [169].

Hadj Arab *et al.* [170], ont appliqué une méthode de la Probabilité de Perte de Charge (LLP) pour évaluer la configuration optimale du générateur PV dans certains sites en Algérie; la LLP a été définie comme étant le rapport du nombre d'heures du déficit de l'eau sur le nombre d'heures de consommation (les couples considérés sont le courant et la tension du générateur PV et le courant nominal et la tension nominale du groupe moteur-pompe). Néanmoins, une évaluation détaillée de la sensibilité d'une méthode de mesure numérique développée par Notton *et al.* [171], ont montré que l'influence de certains paramètres sur le dimensionnement, à savoir le temps de simulation, le profil de puissance d'entrée et de sortie sont très importants. Il est donc important d'avoir une connaissance du profil quotidienne au moins sur une base horaire. Les auteurs ont mis en évidence que la solution optimale peut être obtenue si le PV contribue pour 75% des besoins énergétiques.

III.2.3. Méthodes analytiques pour le dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque autonome

Dans les méthodes analytiques, les composants d'un système photovoltaïque autonome sont caractérisés par des modèles mathématiques computationnels en fonction de la fiabilité afin de déterminer la faisabilité du système. La performance du système peut être estimée pour différents ensembles de dimensions réalisables des composants du système. La meilleure configuration du système photovoltaïque autonome est évaluée en comparant des indices de performance simples ou multiples de différentes configurations. L'avantage de la méthode analytique est que les calculs de dimensionnement sont simples alors que l'inconvénient est la difficulté d'estimer les coefficients des équations mathématiques qui dépendent de la localisation [172]. Les procédures de la méthode analytique peuvent être illustrées comme l'organigramme représenté sur la Figure **III-4**. Certains auteurs ont utilisé cette méthode pour dimensionner un système PV autonome. Dans [172], une procédure de dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome dans un endroit au Royaume-Uni a été présentée sur la base des séries temporelles observées de rayonnement solaire. Les auteurs ont déterminé la courbe de calibrage en utilisant une construction géométrique simple comme une superposition des cycles climatiques individuels.

Dans [173], des équations algébriques ont été formulées dans une méthode analytique pour optimiser le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome en Malaisie.

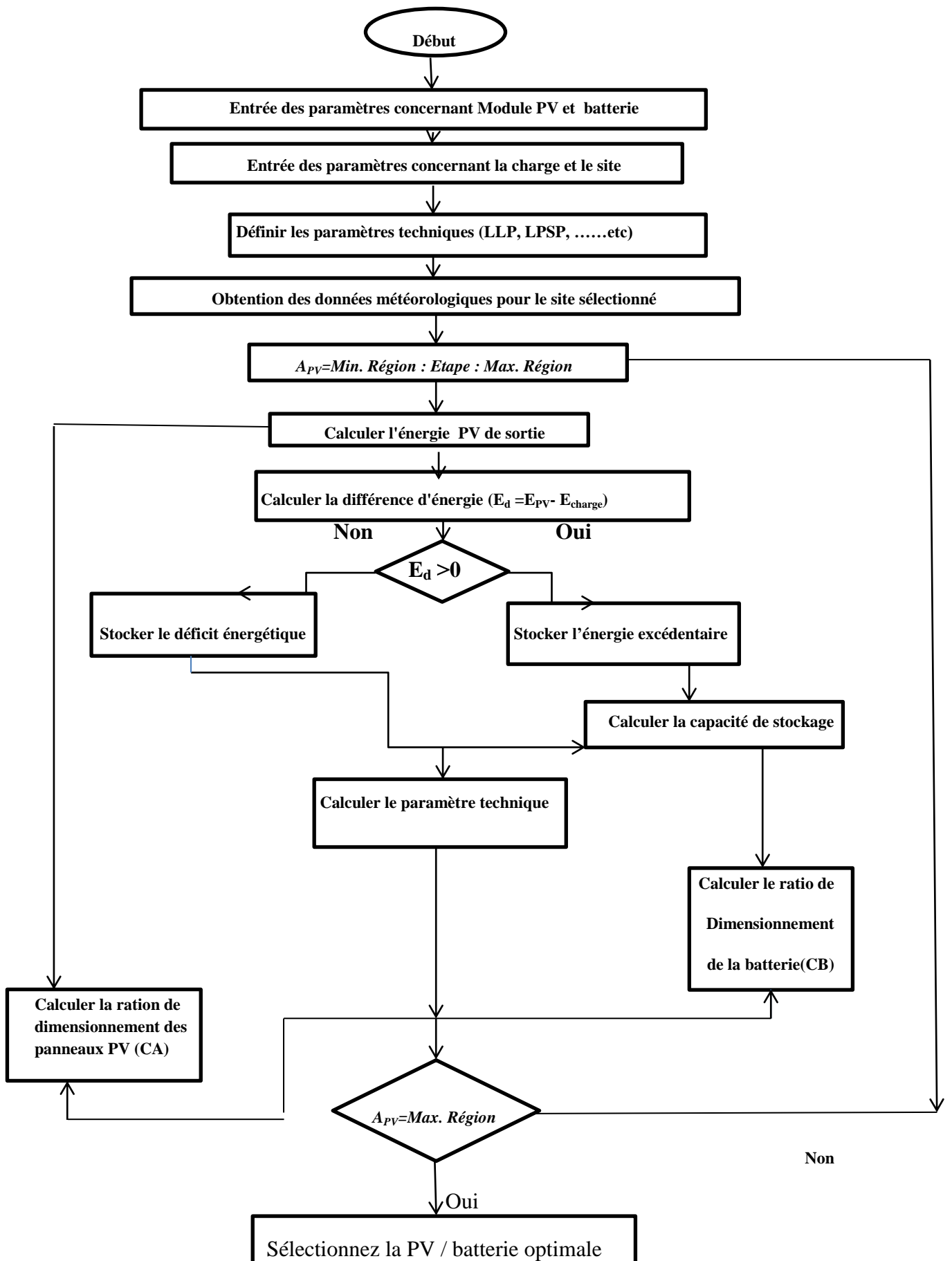


Figure III-4: Méthode analytique générale Flowchart

Cependant, les données météorologiques moyennes mensuelles sur la base du pire mois ont été utilisées pour le dimensionnement. Dans ce travail de recherche, le modèle de dimensionnement a été plus constructif en raison de l'incorporation avec différentes variables utiles telles que la compétence de modèle à appliquer dans différents endroits. D'autre part, les auteurs ont utilisé des données météorologiques moyennes mensuelles qui peuvent affecter les résultats de dimensionnement.

Khatib *et al.* [174] ont développé une méthode analytique pour le dimensionnement optimal du réseau photovoltaïque et de la batterie de stockage pour cinq sites en Malaisie en déduisant une formule d'optimisation pour un système photovoltaïque autonome qui peut être appliqué pour tous les sites en Malaisie.

Le but de ce travail de recherche était de concevoir le système proposé sur la base des modèles de composants du système analytique. En utilisant des données horaires météorologiques et des données de demande de charge, le SOC comme fonction d'optimisation et le coût d'énergie nivelé comme fonction objective, le dimensionnement a été mis en œuvre sur la base d'une méthode analytique.

III.1.4. Outils logiciels commerciaux pour le dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque autonome

Les programmes de simulation sont les outils les plus courants pour l'évaluation des performances des systèmes d'énergies renouvelables. Il existe plusieurs logiciels, certains commerciaux et autres de libre distribution, qui proposent une simulation plus ou moins précise des systèmes hybrides de génération d'énergie électrique à base d'énergies renouvelables. L'un des programmes de dimensionnement les plus célèbres pour les systèmes hybrides est **Homer** développé par National Renewable Energy Laboratory (NREL) aux États-Unis [175].

Homer comprend plusieurs modèles de composants de l'énergie, comme l'énergie photovoltaïque (PV), éoliennes, hydro, batteries, diesel et autres générateurs de combustible, unités d'électrolyse, et les piles à combustible, et évalue des options appropriées en tenant compte des coûts et de la disponibilité des ressources énergétiques [176]. Le raccordement au réseau est également considéré dans la procédure de conception de **Homer**. Le logiciel nécessite l'information initiale, y compris les

ressources énergétiques, les contraintes économiques et techniques, les exigences de stockage d'énergie et des stratégies de contrôle du système. Comme entrées, type de composant, le capital, le remplacement, les coûts d'exploitation et d'entretien, l'efficacité, la vie opérationnelle, etc. sont également nécessaires [177]. L'architecture du logiciel est présentée à la Figure III-5 [178]. **Homer** a été largement utilisé dans les précédentes études de cas du système d'énergie renouvelable qui se déroulent dans la littérature.

En outre, la combinaison des systèmes en parallèle des sources d'énergie renouvelables et conventionnelles tels que les générateurs diesel a également été envisagée dans de nombreuses études. Les documents de la littérature traitant le dimensionnement optimal des systèmes hybrides utilisant Homer sont appelés dans [179, 180, 181].

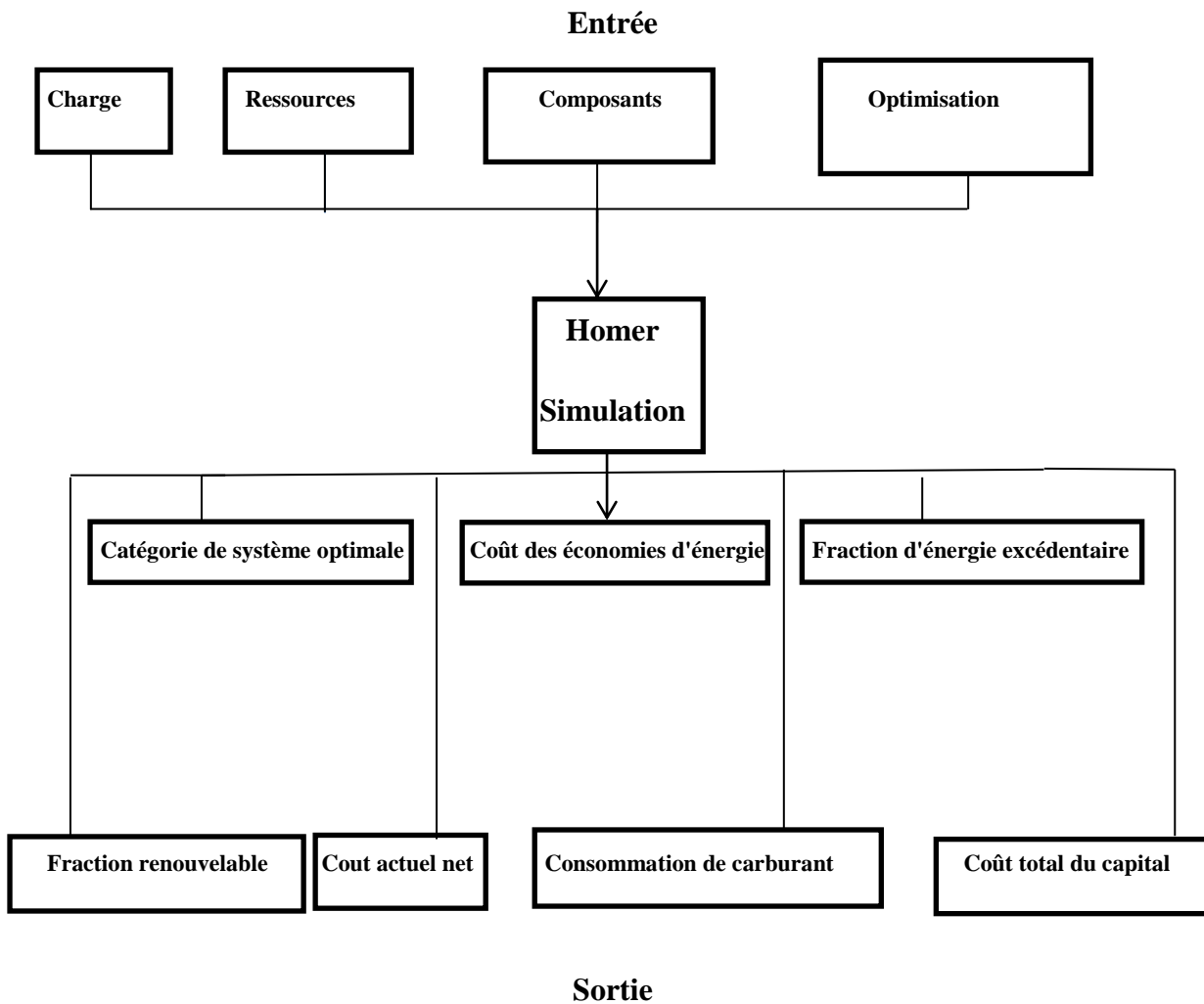


Figure III-5: L'architecture du logiciel HOMER

Plusieurs autres outils logiciels sont également disponibles pour la conception et la simulation de systèmes Photovoltaïque, parmi lesquels nous pouvons citer: TRNSYS, INSEL, PV-DesignPro , d'autres pour l'évaluation des coûts et des différentes données économiques (SOLinvest, RETScreen) ou pour l'analyse et la planification des systèmes (PV F-Chart, Laplace System, PV*SOL, PVcad, PVSYST, PV Professionnal, Kerychip, Tetti FV), certains sont destinés à l'industrie (APOS Photovoltaic Statlab, PV Cost Simulation Tool), certains sont développés pour la surveillance et le contrôle des systèmes installés (Meteocontrol, SPYCE) ou encore pour l'évaluation de site (ECOTECT, Shadow Analyzer, Shadows, GOSOL, METEONORM, Horizon, Sombrero) et finalement, il existe des outils disponibles en ligne, facilement accessibles à tous (Solaradesigntool, PV Potential Estimation Utility, Logiciel CalSol, Panel Shading). (Energy, 2011).

Les logiciels utilisés dans la mise en œuvre de système énergétique sont nombreux et variés. Ils n'offrent cependant pas les mêmes fonctionnalités. Certains sont des outils d'aide à la décision, dans la mesure où ils permettent à l'utilisateur de se prononcer sur la faisabilité d'un projet (RETScreen, LEAP). D'autres permettent de simuler des systèmes conçus, voire même de les optimiser dans le cadre de leur dimensionnement.

III.2.5. Méthodes d'intelligence artificielle pour un dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque autonome

Les méthodes de l'intelligence artificielle (AI) sont utilisées pour surmonter l'indisponibilité des données météorologiques pour le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome dans les régions éloignées. Il peut gérer la fluctuation non linéaire de la source d'énergie solaire et peut être catégorisé comme algorithme de prédiction tel que le réseau neuronal artificiel (ANN) et l'algorithme génétique (GA) pour prédire les rapports de dimensionnement d'un système PV autonome et un algorithme de recherche tel que la logique floue (FL) et la recherche tabu (TS).

Cirre *et al.* [182] mis en œuvre deux approches hiérarchiques, logique floue et l'optimisation basée sur un modèle physique, pour le contrôle d'un champ de capteurs solaires distribués. Les résultats obtenus ont montré qu'il est possible de contrôler

automatiquement la plante et exploiter les performances solaires tout en restant dans les contraintes d'exploitation.

Ammar *et al.* [183] ont appliqué un algorithme de neuro-flous pour la gestion optimale de la production quotidienne de panneau photovoltaïque de ménage sans l'aide d'équipement de stockage.

Dans [184], Yoza *et al.* appliquent un algorithme de recherche de tabu (TS) pour optimiser la combinaison PV/batterie dans une maison intelligente au Japon. Le problème d'optimisation a été implémenté en deux parties en envisageant la planification optimale des appareils, optimisée sur la base de la partie minimale du coût opérationnel et de la planification de l'expansion, laquelle est optimisée sur la base du coût total minimum du système. Dans ce travail, l'aspect économique qui a été incorporé dans la fonction d'optimisation pour les deux parties peut ne pas satisfaire l'aspect technique avec précision.

Salah *et al.* [185], ont appliqué une logique floue pour optimiser la surface du panneau PV et la capacité de la batterie dans un système photovoltaïque autonome dans la région de Sfax, en Tunisie. La logique floue est développée en utilisant MATLAB-Simulink dans lequel la demande d'énergie de la charge et la moyenne mensuelle du rayonnement solaire quotidien sont utilisées comme entrée et la surface du panneau PV et la capacité de la batterie sont les sorties. Le terme SOC est utilisé comme fonction objective du problème d'optimisation.

III.2.6. Méthodes hybrides pour le dimensionnement optimal d'un système PV autonome

En raison des inconvénients des procédés précédents, une méthode hybride qui est une combinaison efficace de deux ou plusieurs techniques différentes est appliquée pour obtenir un résultat optimal pour un problème de conception spécifique. Bien que la plupart des problèmes d'optimisation soient de nature multi-objectifs, la méthode hybride est considérée comme appropriée pour traiter de tels problèmes [186].

Mellit [187] et Mellit *et al.* [188] développent un model ANN (artificial neural networks) basé sur l'algorithme génétique (GA) afin de déterminé la taille optimale des panneaux

PV et de la batterie dans un système PV autonome pour un endroit Algérienne. Les facteurs d'optimisation sont calculés sur la base d'une méthode numérique et les facteurs de dimensionnement optimaux sont obtenus sur la base de LLP au coût minimal du système. Après avoir trouvé les trente configurations possibles, la configuration optimale est obtenue sur la base du coût d'investissement minimal du système.

Li et *al.* [189] portait sur le problème d'optimisation de dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonomes en utilisant la technologie de stockage d'énergie hybride.

THIAUX et *al.* [190] appliquent un algorithme génétique multi-objectif, NSGA-II pour optimiser les systèmes photovoltaïques autonomes dans le but de quantifier la réduction brute de besoins en énergie en réduisant au minimum la capacité de stockage. Dans la référence [191], une méthode hybride est développée pour dimensionner un système photovoltaïque autonome à Vellore, en Inde. L'algorithme de dimensionnement combine les méthodes analytiques et itératives en utilisant la simulation MATLAB et basée sur LLP.

Kornelakis et Koutroulis [192] ont analysé l'optimisation des systèmes connectés au réseau photovoltaïques comme suit: étant donné une liste des dispositifs du système disponibles dans le commerce, ils choisissent le nombre optimal et le type et les valeurs optimales des détails de l'installation de modules photovoltaïques, de telle manière que le bénéfice économique net total réalisé au cours de la période de durée de vie opérationnelle du système est maximisée. Kornelakis et Marinakis [193] également appliquées PSO (particle swarm optimization) à ce problème.

III.3 .Conclusion :

Les applications récentes dans les régions éloignées ont besoin d'une source continue d'énergie. Un système photovoltaïque est un ensemble de composants; Généralement des panneaux photovoltaïques, des convertisseurs et des composants de stockage conçus pour fournir de l'énergie électrique utilisable à diverses fins. Des systèmes photovoltaïques autonomes pourraient assurer cette puissance. Ces systèmes prouvent leur faisabilité par rapport aux systèmes autonome de conversion tels que les générateurs diesel, en particulier pour les applications à distance en raison de la difficulté d'accès aux zones éloignées et le coût du transport. Cependant, un système PV doit être conçu pour répondre à la demande de charge souhaitée à un niveau de sécurité défini. A cet effet, de nombreux travaux de dimensionnement pour le système photovoltaïque peuvent être trouvés dans la littérature. Ce chapitre a mis en évidence les méthodes d'optimisation pour le dimensionnement optimal du système photovoltaïque autonome. La plupart des documents pour le dimensionnement d'un système photovoltaïque autonome sont réalisés sur la base de méthodes numériques. En outre, les outils logiciels développés par divers fabricants sont également largement utilisés dans le domaine pratique car ils sont simples à utiliser.

Chapitre IV :

Simulation et Analyse des Résultats

L'utilisation de sources d'énergie renouvelables induit le concept de stockage d'électricité ou de l'eau et ce en raison de la disponibilité intermittente de telles ressources. Le processus d'acquisition de la puissance PV comprend la conception, la sélection et la détermination des spécifications en fonction de divers facteurs, tels que l'emplacement géographique, les conditions météorologiques, l'éclairement solaire et la consommation de charge. Dans cette partie, une conception détaillée d'un système PV solaire autonome pour fournir une alimentation ininterrompue pour une ferme agricole est présentée. Il décrit la procédure détaillée pour spécifier chaque composant du système solaire PV autonome et son analyse de performance à l'aide d'un logiciel de simulation. Une analyse détaillée des coûts, y compris l'installation et la maintenance d'un système PV solaire sur le toit pendant sa durée de vie, a également été réalisée. Le coût de la production PV est également souligné.

Chapitre IV : Simulation et Analyse des Résultats

IV.1. Introduction

Les exploitations agricoles peuvent aussi, comme d'autres secteurs économiques, mettre en œuvre des systèmes d'alimentation à partir des énergies renouvelables.

Un système PV autonome est conçu pour fonctionner indépendamment des réseaux de distribution d'électricité, et sont généralement conçus et dimensionnés pour fournir certaines charges électriques DC et/ou AC sur les sites isolés. Ces types de systèmes peuvent être alimentés par un générateur PV uniquement, ou peuvent utiliser le vent, un moteur-générateur ou la puissance de l'utilité comme une source d'alimentation auxiliaire dans ce qu'on appelle un système de PV-hybride.

Pour décider quelle est la configuration du système qui convient le mieux à un cas spécifique, il est nécessaire d'identifier toutes les configurations possibles pour satisfaire la demande de charge avec un niveau de fiabilité désiré. De ces configurations, une solution optimale est extraite sur la base d'une analyse économique.

Dans ce chapitre, un système PV autonome est présenté et optimisé pour l'électrification d'une ferme agricole située dans la région de Terni- Beni hdiel, Tlemcen (Algérie), en utilisant le logiciel Homer pour fournir la plus grande quantité de puissance possible. Ce système sera associé à des batteries, qui permettront d'assurer le stockage de l'énergie en cas de production excédentaire, ou de compenser le manque de puissance lors des pics de consommation. Ceci permet d'obtenir un système performant avec très peu de composants, ce qui est un autre avantage pour les emplacements éloignés.

IV.2. Méthodologie adoptée

La méthodologie adoptée pour le présent travail comprend l'identification de la zone d'étude, l'évaluation de la demande de la consommation d'énergie, l'évaluation des ressources solaire, la simulation, et l'optimisation.

Les étapes importantes de la méthodologie sont discutées:

IV.2. 1. Identification de la zone d'étude

Le cas de cette étude est le village Terny Beni Hdiel qui se trouve dans la communauté rurale de Tlemcen (voir Figure IV-1), l'une des régions qui ont un potentiel solaire très important dans les zones de la ville de Tlemcen (Algérie) et qui a une grande importance pour les applications agricoles. Cette zone a une latitude de $34^{\circ} 46'60''$ N et longitude de $122'0''$ E et se trouve à la hauteur de 1229m du niveau moyen de la mer. Localisation de la zone d'étude sur la carte est représentée sur la Figure IV-1.



Figure IV-1 : Localisation géographique de la région de Terni Beni hdiel.

IV.2. 2. Évaluation de profil de charge

Un élément important de tout système de production d'énergie est la charge.

La charge a un effet prononcé sur la conception du système. Comme une étude de cas, notre utilisation est l'électrification d'une ferme agricole par l'énergie solaire photovoltaïque, la charge est définie dans le chapitre I. Les paramètres concernant la charge sont :

- Type d'alimentation continue ou alternative ;
- Puissance de la charge ;
- Durée de fonctionnement moyenne par jour

🚩 Détermination des besoins énergétiques d'une ferme avicole

L'électricité est inévitable pour la production d'œufs et à la croissance des oiseaux ainsi. L'électricité est utilisée dans l'industrie principalement par des lampes à fournir un bon éclairage dans le hangar de la volaille, les fans de maintenir la température requise, éleveuse couvrir les poussins et les pompes à eau pour fournir de l'eau.

Habituellement, la consommation d'électricité en été a commencé le matin à 10 heures avec le fonctionnement des ventilateurs et des pompes à eau et se poursuit parfois jusqu'à 22 heures dans la soirée. La contribution proposée dans cette thèse consiste en l'élaboration d'un profil de consommation à travers une enquête réelle effectuée sur une fraction d'une ferme avicole afin d'évaluer les besoins énergétiques. Cette ferme située à la région de Terny Beni-Hdiel dans la ville de Tlemcen.

Tableau IV-1: Besoins journalière.

Charge électrique	Puissance (KW)	Nombre d'unités	Consommations d'énergie (KWh/j)
Éclairage	0.02	4	0.08
pompe électrique	0.3	1	0.3
Ventilateur (période d'été)	0.06	2	0.12
Refroidissement	0.15	1	0.15
Autres appareils	0.2		0.2
Consommation totale	0.73		10KWh

Un exemple de profil de charge est montré par la Figure VI.2, ce profil nous servira à établir un modèle d'optimisation du dimensionnement du système PV autonome. On constate bien que le pic de consommation électrique c'est environ entre (20h et 22h), ou la production PV est nulle, ce qui nécessite un système de stockage. Cette augmentation de l'énergie consommée pendant la nuit, due à l'utilisation de l'éclairage et d'autres appareils électriques.

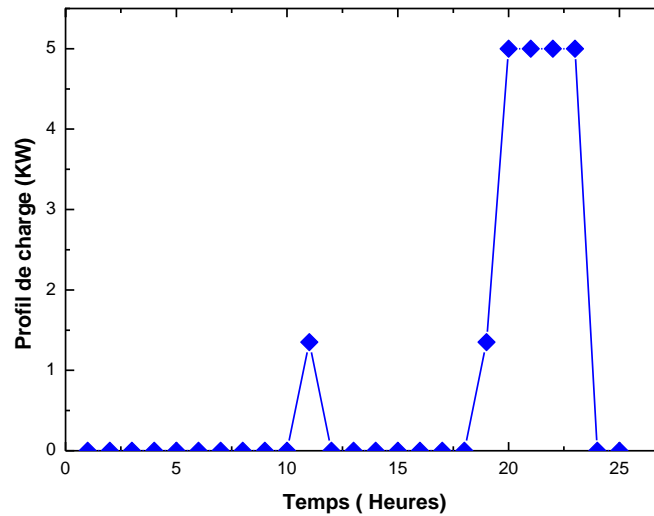


Figure IV-2 : Profil énergétique d'une ferme avicole par jour en hiver

IV.2.3. Évaluation de Potentiel de l'énergie solaire à Terny Beni-Hdiel

Pour profiter au maximum de l'énergie solaire PV et une bonne conception de systèmes solaires, il est essentiel d'évaluer le potentiel de l'énergie solaire disponible à un emplacement spécifique à tout moment de la journée et de l'année. Cependant, dans la plupart des cas, il n'y a pas de mesures locales de soleil, et le flux solaire, nous devons donc recourir à certaines méthodes approximatives pour prédire les caractéristiques du rayonnement solaire. Ainsi, différents modèles existants ont été développés par différents chercheurs pour estimer le rayonnement solaire pour différents endroits. Ces modèles sont basés sur différents paramètres géographiques et météorologiques disponibles, y compris la durée relative de soleil, température de l'air et de l'humidité relative, température minimale et maximale, les heures de rayonnement solaire, altitude, pluviométrie, vitesse du vent ... etc. Plusieurs chercheurs ont cherché formulations fiables pour les estimations globales d'irradiation à partir des mesures de durée d'ensoleillement. Par exemple, [101].

Dans cette partie, une application de cinq modèles déjà présentés dans le chapitre II pour l'estimation de l'irradiation solaire globale est faite pour la région proposée, par la suite une présentation des résultats obtenus est donnée et on finira par faire une comparaison entre ces résultats.

Afin d'estimer le rayonnement solaire global pour le site de Terny Beni-Hdiel utilisant cinq régressions empiriques entre indice de clarté K_T et les paramètres météorologiques, des programmes informatiques appropriés ont été écrits en langage Matlab pour évaluer les valeurs des coefficients de régression en écrivant des sous-programmes pour calculer les valeurs de rayonnement extraterrestre H_0 et la longueur de jour S_0 en utilisant la procédure standard.

Comme étape suivante, les programmes informatiques ont été utilisés pour calculer les régressions constantes a, b, c et d à l'aide de valeurs mesurées de H et d'autres paramètres météorologiques.

Dans le présent travail, la valeur des données mesurées du rayonnement solaire global quotidien sur une surface horizontale dans la région de Terny-Beni Hdiel en 1983-2005 [194], ainsi que les heures d'ensoleillement, température de l'air et de l'humidité relative sont exploités. Les données météorologiques nécessaires pour cette étude sont présentées dans le tableau VI-2.

Tableau IV-2: Données météorologiques du site étudié

Mois	R (%)	\bar{S} (Hr)	T(°C)
Janvier	60.8	10.1	7.90
Février	54.7	10.9	9.82
Mars	48.3	11.9	12.9
Avril	43.3	13.0	15.5
Mai	41.3	13.9	19.6
Juin	35.7	14.4	24.5
Juillet	31.4	14.2	27.9
Aout	35.4	13.4	27.4
Septembre	45.4	12.4	23.2
Octobre	49.2	11.3	18.6
Novembre	56.9	10.3	13.0
Décembre	60.5	9.88	9.31

On peut voir que les heures d'ensoleillement les plus bas de 9.90 sont enregistrées en décembre, tandis que le plus élevé est observé en juin.

Encore une fois dans le tableau VI-2, il est montré que la plus haute valeur de température de l'air a été observée en juillet, alors que la température de l'air observée a diminué en janvier.

Les moyennes mensuelles des valeurs journalières de T, R et S pour une période de 22 ans de 1985 à 2005, ont été utilisées pour calculer les régressions constantes a, b, c et d pour chaque modèle. En conséquence, les modèles combinés donnés dans les équations (II-1, II-7, II-8, II-9, II-10) (Chapitre II) ont été élaborés pour l'estimation de la régression des coefficients a, b, c et d. Les résultats sont présentés dans le tableau VI-3.

Il ressort du tableau VI-3 que les coefficients Ångström-Prescott a et b sont soumis à une très grande variabilité. Dans les modèles développés, les valeurs du coefficient a varient de -6.421 à 253.48, tandis que le coefficient b varie de -519.55 à 7.07.

Tableau IV-3: Evaluation des constantes de régression pour les cinq modèles développés

Modèle	a	b	c	d
M1 (Eq.(II-1))	-6.421	7.0771		
M2 (Eq.(II-7))	253.48	-519.55	266.76	
M3 (Eq.(II-8))	4.495	-3.9240	0.0032	
M4 (Eq.(II-9))	1.9385	-1.2015	-0.3044	
M5 (Eq.(II-10))	1.4515	-0.6762	-0.0008	-0.3710

Les mesures moyennes mensuelles de la température de l'air à 10 m au-dessus de la surface de la Terre, durée d'insolation et l'humidité relative pour le village de Terni Beni-Hdiel à Tlemcen (Algérie) sont illustrées dans la figure VI-3.

Les corrélations obtenues ont ensuite été utilisées pour estimer le rayonnement global H pour l'emplacement considéré (Terny-Beni Hdiel) pour la période 1985-2005. Les valeurs calculées de H ont été comparées avec les données mesurées.

La comparaison des valeurs estimées à l'aide de différents modèles, avec les valeurs mesurées est donnée dans le tableau IV-4.

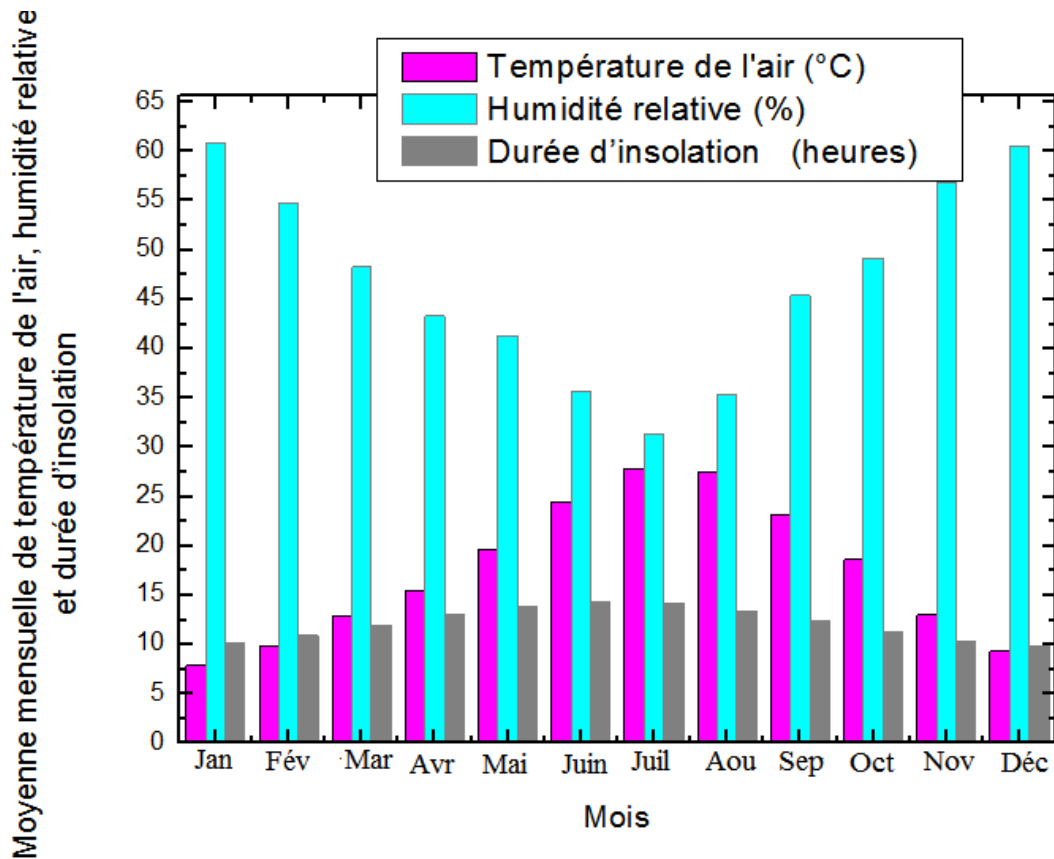


Figure IV-3: Données météorologiques du site étudié

Tableau IV-4: l'irradiation solaire globale mesurée et estimée sur une surface horizontale (KWh/m²/jour) pour le village de Terny-Beni Hdiel.

Mois	Rayonnement solaire global mesurée \bar{H}	Rayonnement solaire global estimé \bar{H}				
		Modèle1	Modèle2	Modèle 3	Modèle4	Modèle5
Janvier	2.82	2.8539	4.9483	2.7463	2.7304	2.7298
Février	3.73	3.7905	5.8009	3.6338	3.6297	3.6325
Mars	4.67	4.8632	7.1621	4.7226	4.7712	4.7850
Avril	5.87	5.9598	8.3882	5.8392	5.9298	5.9514
Mai	6.64	6.8891	8.6227	6.8012	6.7155	6.6971
Juin	7.23	7.0285	9.2897	7.1664	7.1458	7.1349
Juillet	7.30	6.7966	9.3167	7.0855	7.1245	7.1217
Aout	6.32	6.1785	8.7573	6.4535	6.4081	6.3877
Septembre	5.13	4.8975	8.6706	5.1580	5.1267	5.1108
Octobre	3.92	3.7875	7.1936	3.9216	3.9621	3.9647
Novembre	2.90	3.0991	5.0163	3.0463	2.9756	2.9611
Décembre	2.50	2.5598	4.8179	2.5098	2.5087	2.5095

Les valeurs mesurées et estimées de l'irradiation solaire globale sur une surface horizontale en utilisant des modèles sélectionnés pour la région proposée sont illustrés dans la Figure IV-4.

A la première vue, une légère divergence a été trouvée entre les valeurs estimées et mesurées pendant tous les mois, tandis que les cinq modèles ont montré un peu d'écart entre leurs résultats et les valeurs observées. En outre, il est clair que les modèles (M1), (M3), (M4), et (M5) montrent un très bon accord avec les données mesurées [194].

Les valeurs de rayonnement solaire global sur une surface horizontale mesurée ou estimée ont la plus faible valeur en décembre-janvier, alors qu'il atteint le maximum en juin-juillet.

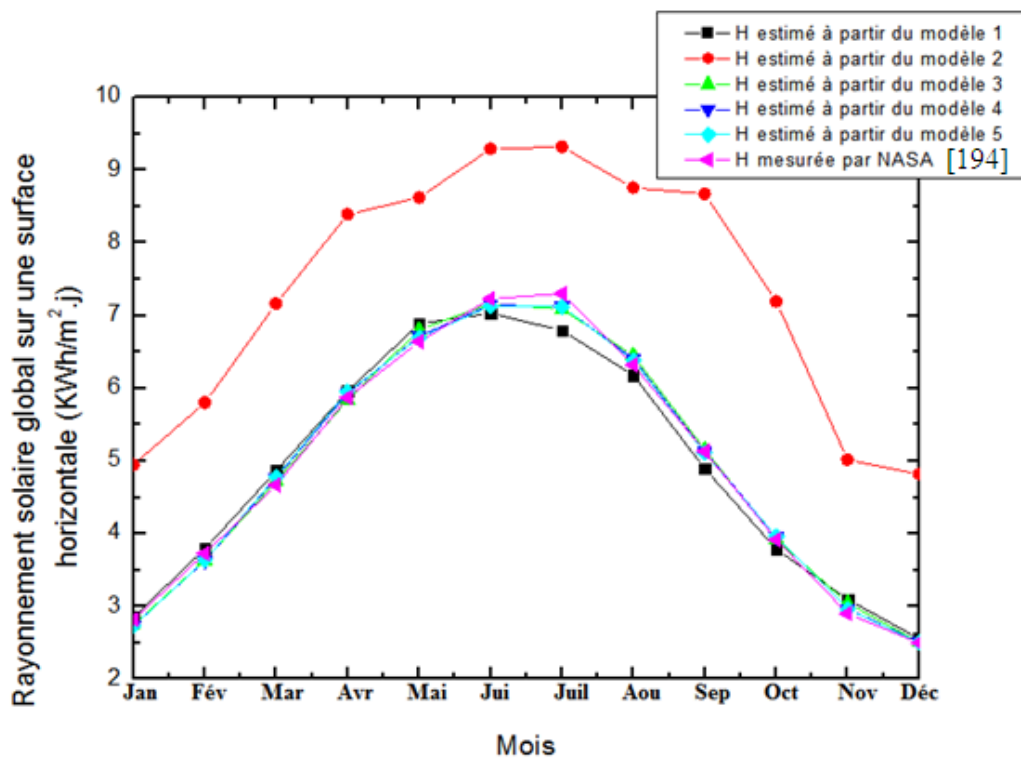


Figure IV-4: Comparaison des différents modèles avec les valeurs mesurées

Le calcul du rayonnement solaire global dans les modèles sélectionnés est la fonction polynomiale de l'indice de clarté K_T . Sur la figure VI-5, la variation de la valeur K_T estimés dans la zone proposée est présentée. On peut voir que les valeurs moyennes mensuelles de l'indice de clarté pour Terni Beni-Hdiel ne dépassent pas la valeur de 0,56

(M1, M3, M4 et M5), alors que pour le second modèle, les valeurs K_T varient de 0,7762 à 0.8892 lorsque nous utilisons la durée d'ensoleillement en entrée.

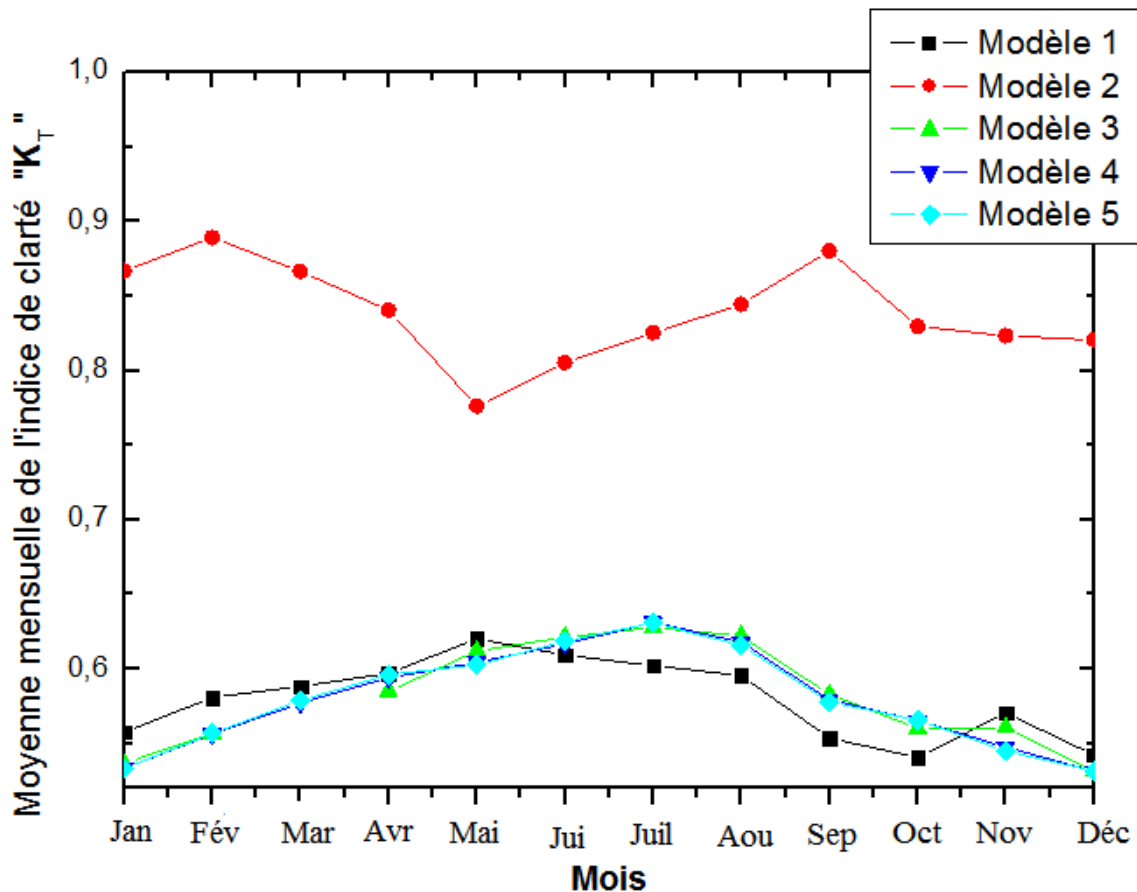


Figure IV-5: Evolution de la moyenne mensuelle de l'indice de clarté pendant des mois de l'année pour les modèles sélectionnés (1-5)

Le but principal de cette partie est l'évaluation de cinq modèles pour l'estimation de l'irradiation globale moyenne mensuelle sur une surface horizontale et de sélectionner le modèle le plus approprié pour l'état de Terni Beni-Hdiel. A cet effet, les coefficients de corrélation des 5 modèles de régression ont été estimés par des techniques d'estimation de la courbe avec les programmes statistiques pour le site proposé (Figure VI-6). L'objectif final est la validation de tous les modèles obtenus, ce qui pourrait être testé par plusieurs paramètres statistiques. Dans la littérature, il existe de nombreux paramètres statistiques disponibles pour évaluer les modèles de rayonnement solaire. La performance des cinq modèles a été évaluée en termes de RMSE, MBE, MPE et R^2 ; les résultats statistiques des modèles sélectionnés sont donnés dans le tableau VI-5.

Tableau IV-5. Résultats statistiques pour la validation des modèles sélectionnés pour la région proposée

Modèles	Equations	MBE (kWh/m ² /j)	RMSE (kWh/m ² /j)	MPE(%)	R ²
1	$\frac{\bar{H}}{H_0} = 7.07 - 6.4(\bar{S}/\bar{S}_0)$	-0.0272	0.2124	-0.046	0.985
2	$\frac{\bar{H}}{H_0} = 253.48 - 519.55(\bar{S}/\bar{S}_0) + 266.16(\bar{S}/\bar{S}_0)^2$	2.412	2.460	4.087	0.911
3	$\frac{\bar{H}}{H_0} = 4.495 - 3.924(\bar{S}/\bar{S}_0) + 0.0032T$	0.0049	0.1056	0.0083	0.995
4	$\frac{\bar{H}}{H_0} = 2.24 - 1.49(\bar{S}/\bar{S}_0) - 0.33R$	-0.00015	0.087	-0.00026	0.997
5	$\frac{\bar{H}}{H_0} = 1.4518 - 0.6762(\bar{S}/\bar{S}_0) - 0.0008T - 0.3710R$	-0.0037	0.093	-0.0062	0.997

D'après les résultats statistiques, on peut voir que les valeurs estimées de l'irradiation solaire globale sont en bon accord avec les valeurs mesurées pour tous les modèles sauf le deuxième modèle (M2) proposé par Akinoglu et Ecevit. Ce modèle a une valeur positive de MBE (MBE = 2.412 kWh/m²/jour) qui indique une surestimation. Il est intéressant de noter que les valeurs de MBE devraient être proches de zéro [195-196].

Les résultats du tableau VI-5 montrent que les modèles M1, M3, M4 et M5 ont donné des faibles valeurs de MBE.

L'écart en pourcentage entre les valeurs calculées et mesurées est évalué par MPE. L'examen de l'erreur de polarisation moyen (MPE) donne une performance à long terme des équations de régression examinées. Une faible valeur de MPE est souhaitable [197].

D'autre part, les valeurs négatives du MPE montrent que, les modèles M1, M4 et M5 surestiment légèrement H. Mais, les modèles M2 et M3, sous-estiment légèrement H. Dans tous les cas, les valeurs absolues de la MPE n'atteignent jamais 1,5%, ce qui indique un très bon accord entre les données mesurées et calculées et un bon ajustement existe entre la moyenne mensuelle des rayonnements globale et les autres paramètres météorologiques de tous les modèles sauf le modèle de Glover et McCulloch (en raison de MPE valeurs élevées (> 3)). Ces valeurs sont similaires à celles obtenues pour d'autres auteurs [198].

La valeur de RMSE est toujours positive, représentant zéro dans le cas idéal. Huashan Li [199] a estimé le rayonnement solaire global mensuel dans les régions sans mesures de

radiation solaire en Chine, en utilisant les paramètres (S/S_0) , T_a et R , obtenant des valeurs de RMSE situent entre 0.37 et 1.10. Les valeurs de MBE se trouvent dans la gamme -0.91 et 0.68. Ces valeurs sont ressemblantes à celles obtenues pour les modèles M1, M3, M4 et M5.

A partir des résultats statistiques, on peut voir que les valeurs estimées de l'irradiation globale solaire sont en bon accord avec les valeurs mesurées pour tous les modèles sauf le modèle de Glover et McCulloch, alors que MPE pour le modèle Glover et McCulloch est 4,087% pour l'emplacement sélectionné. Le MPE (-0,0062%) du modèle M5 est raisonnable.

Nous avons comparé nos résultats statistiques des cinq modèles existants avec ceux de [197], [121] et [200] (Tableau VI-6).

Dans ce travail, nous constatons que les coefficients de régression (R^2) sont supérieurs à 0,995 pour les modèles basés sur les données météorologiques tels que les heures d'ensoleillement, la température de l'air et l'humidité relative. Cela implique une très bonne correspondance entre les valeurs mesurées et estimées de rayonnement solaire global.

En outre, le meilleur résultat ($R^2 = 0,997$) a été dérivé du quatrième et cinquième modèle, qui utilisent les heures d'ensoleillement, l'humidité relative et température de l'air en entrée. Ces résultats sont en bon accord avec d'autres travaux donnés par [El-Sebaï et al. 2009] [201].

Selon le test statistique du coefficient de corrélation (R^2), le premier modèle, qui utilise uniquement les heures d'ensoleillement, était presque bon. Alors que le plus mauvais résultat a été obtenu pour le deuxième modèle (M2) avec $R^2 = 0,911$ (Tableau VI-4 et Fig. VI-4). Il était clair dans le tableau VI-4 que les modèles 1, 3, 4, et 5 fournissent de bonnes prévisions pour les moyennes mensuelles des irradiances globales. Le modèle M5 est mieux que les autres modèles empiriques, car il a les plus petites erreurs.

Après avoir effectué une analyse de régression et de l'évaluation de ces modèles avec quatre paramètres statistiques, on voit clairement que les modèles 3, 4 et 5 (modèles basés sur les données d'humidité relative et la température de l'air) fournissent une estimation plus précise des valeurs des moyennes mensuelles de l'irradiation globale horizontale pour la région Terny Beni-Hdiel.

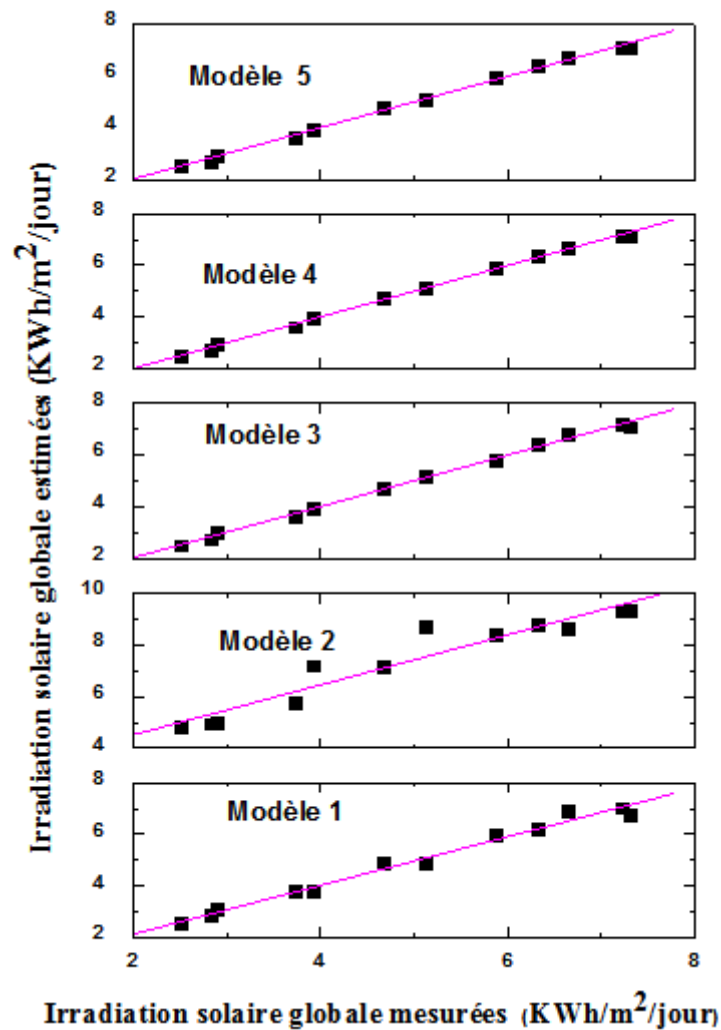


Figure IV-6: Les moyennes mensuelles de l'irradiation solaire globale mesurées et estimées (par cinq modèles)

Tableau IV-6: Comparaison statistique entre les modèles proposées dans des recherches antérieurs

Modèle	R ²			RMSE (kWh/m ² /j)			MBE (kWh/m ² /j)			MPE(%)		
	Résultats obtenus	[9]	[6]	Résultats obtenus	[9]	[8]	Résultats obtenus	[9]	[8]	Résultats obtenus	[9]	[8]
M1	0.985		0.974	0.2124	0.21	0.4641	-0.0272		0.0388	-0.046		0.48
M3	0.995		0.985	0.1056		1.0993	0.0049		0.0978	0.0083		0.039
M4	0.997		0.986	0.087		0.5097	-0.00015		0.0289	-0.0002		-0.399
M5	0.997	0.997		0.093	0.4284	2.1603	-0.0037	0.033	-0.4751	-0.0062	-0.582	-4.483

Après avoir comparé les indicateurs statistiques pour les cinq ci-dessus modèles, le modèle (M5) dans laquelle:

$$\frac{\bar{H}}{H_0} = 1.4518 - 0.6762(\bar{S}/\bar{S}_0) - 0.0008T - 0.3710R$$

Il est évalué comme le meilleur modèle pour l'estimation des valeurs des moyennes mensuelles de l'irradiation globale solaire pour le village de Terny Beni-Hdiel.

Par conséquent, ces modèles seront applicables à l'estimation du rayonnement solaire global qui est nécessaire en particulier pour la conception et le dimensionnement des installations photovoltaïques.

La moyenne mensuelle de l'irradiation solaire globale sur une surface horizontale pour le site de Terny Beni-Hdiel a été estimée en utilisant plusieurs modèles, dans ces modèles plusieurs grandeurs ont été utilisées à savoir la fraction d'insolation, la température moyenne de l'air, l'humidité relative moyenne.

En fin une analyse statistique est faite en employant l'écart relatif moyen algébrique, absolu et quadratique. Alors une bonne concordance entre les valeurs mesurées et celles estimées par les différents modèles est très remarquable.

En général, les modèles d'Ångström-Prescott [96-97] et celui de Akinoglu [116] et El-Sebaï et al. [117], ainsi que les modèles de Swartman et Ogunlade [120], et celui d'Abdallah [116] ont donné une satisfaction suffisante. Par conséquent, en présence de l'information de la durée d'insolation, température de l'air et de l'humidité relative, ces modèles peuvent être utilisés pour estimer l'irradiation solaire globale pour Terny Beni-Hdiel et d'autres endroits similaires.

L'un des objectifs de cette étude était d'analyser la quantité de rayonnement solaire pour différents angles d'inclinaison dans la région de Terny Beni-hdiel. Les capteurs solaires sont inclinés pour maximiser l'énergie solaire collectée. Il est important de déterminer l'angle d'inclinaison optimale à laquelle l'énergie solaire maximale est recueillie.

L'orientation, également connu sous l'angle d'azimut et l'angle d'inclinaison de la surface du collecteur par rapport à l'horizontale, influencent fortement la performance du système solaire parce qu'ils déterminent la quantité de rayonnement solaire atteignant la surface inclinée du collecteur [202].

En général, une surface avec un angle d'inclinaison égal à la latitude d'un lieu reçoit l'ensoleillement maximal. L'angle d'inclinaison optimal est donc dépend du site, par conséquent, le calcul de cet angle nécessite des données de rayonnement solaire pour ce site particulier pour une année entière.

En outre, les stations météorologiques mesurent généralement des rayonnements solaires global et diffus sur des surfaces horizontales. Les données de rayonnement solaire mesurées sur des surfaces inclinées sont rarement disponibles.

Par conséquent, le rayonnement solaire incident sur une surface inclinée doit être déterminé par la conversion des intensités de rayonnement solaire mesuré sur une surface horizontale, cet incident sur la surface inclinée d'intérêt afin de définir la taille du système et évaluer sa performance à long terme.

Nous avons utilisé les résultats des mesures sur un plan horizontal pour calculer trois composantes du rayonnement solaire (diffus, direct et global) sur un plan incliné. Dans ce travail, le rayonnement diffus de l'énergie solaire a été calculé en utilisant le modèle

recommandé par Page [203]. Par la suite, l'angle d'inclinaison a été changé à des valeurs qui sont supérieures et inférieures à l'angle de latitude.

La figure IV-6 (a), (b), (c) et (d) illustre l'effet de faire varier l'angle d'inclinaison du panneau PV sur le rayonnement reçu. Nous pouvons remarquer qu'une bonne inclinaison permet une quantité de rayonnement reçue par le panneau PV qui dépasse celle reçue par un panneau sur une surface horizontale.

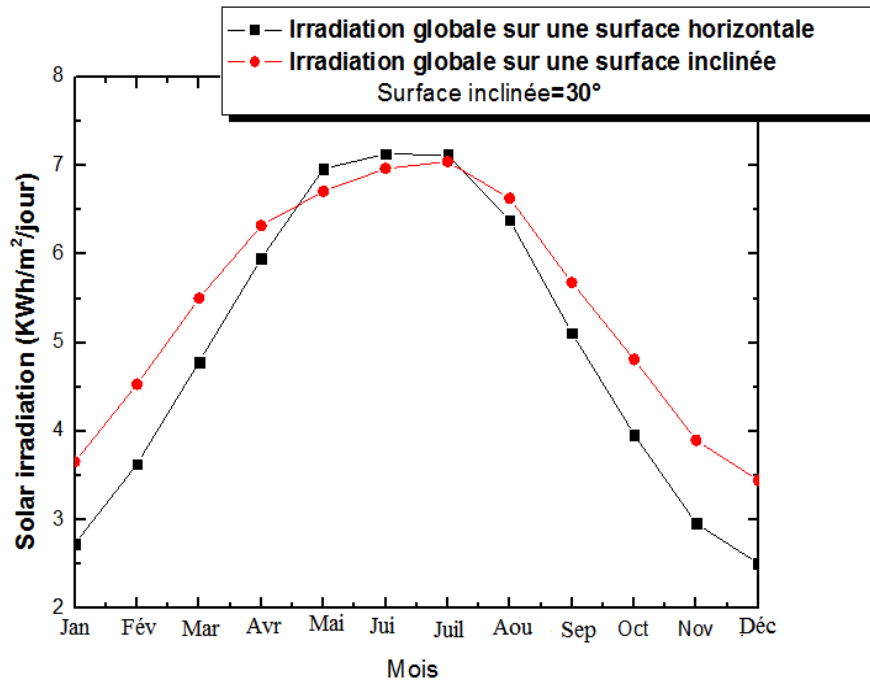
Un code MATLAB est élaboré pour les équations. (II-5) - (II-12) pour calculer l'angle d'inclinaison optimal pour différents emplacements

L'angle d'inclinaison optimal avec un ensoleillement maximum correspondant à la latitude du village de Terny Beni-Hdiel. Ce résultat est très similaire à ceux obtenus par d'autres chercheurs parmi eux, Benghanem [204] a déterminé l'angle de pente optimal des panneaux solaires pour recevoir le rayonnement solaire maximal dans la ville de Madinah en Arabie Saoudite. Les résultats ont montré que l'angle d'inclinaison optimal pour le réglage annuel était autour de la latitude de Madinah.

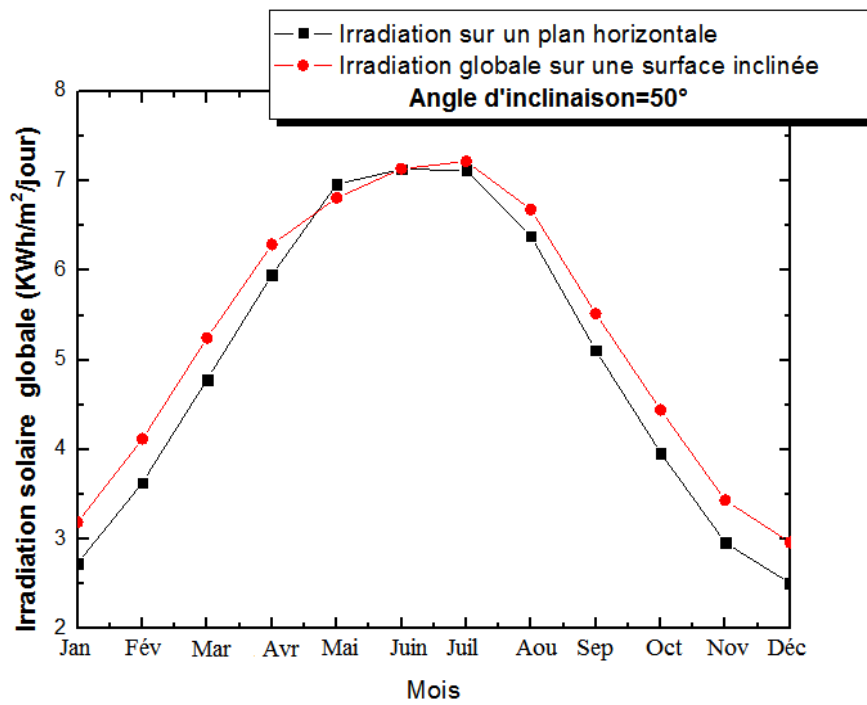
Jafarkazemi et Saadabadi [205] ont également calculé l'angle d'inclinaison optimal pour différentes orientations d'inclinaison vers le nord ou le sud. Leurs résultats ont montré que l'angle d'inclinaison optimal annuel était de 22° vers le sud, ce qui est proche de la latitude d'Abu Dhabi ($24,4^\circ$).

Il est clair à la Fig. IV-7 que le rayonnement solaire total mensuel tombant sur la surface de collecteur à cet angle d'inclinaison est $5441.07\text{Wh/m}^2/\text{mois}$, ce qui est considéré comme une valeur importante. D'ailleurs, dans notre cas-là, les valeurs de l'énergie solaire récupérées pour un angle égal à 34.75° (égale à latitude de Terny Beni-Hdiel) sont plus modérées. Par conséquent, nous pouvons affirmer que l'angle optimal général, pour toute l'année, sera l'angle de la latitude.

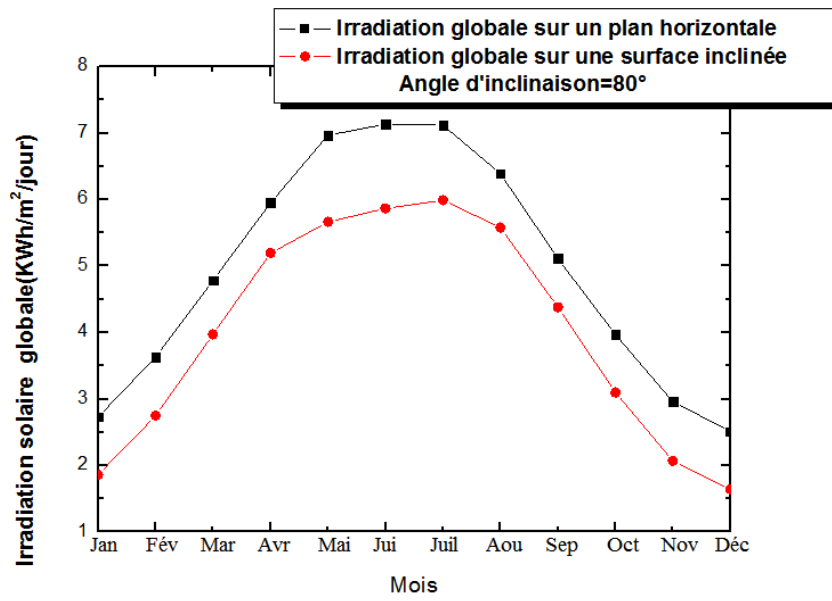
(a)



(b)



(c)



(d)

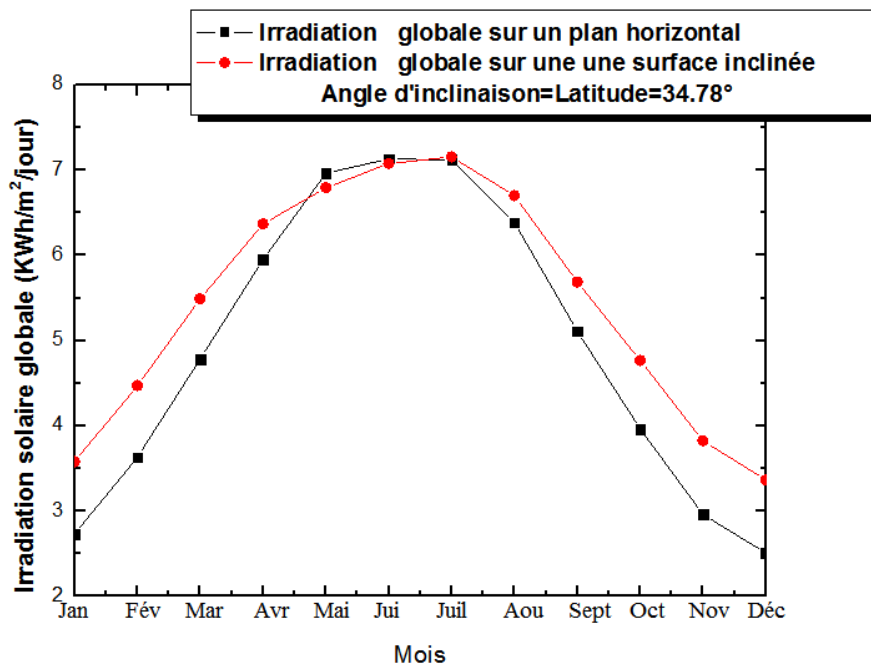


Figure IV-7: (a), (b), (c) et (d) Evaluation des irradiances solaires globales sur une surface horizontale et inclinée ($B = 34.78^\circ$) dans la région de Terny Beni- Hdiel.

Tableau IV-7: Comparaison de l'incident total du rayonnement solaire sur des surfaces inclinées calculées en utilisant le modèle isotrope avec celui du modèle PVGIS (photovoltaïque système d'information géographique) pour un angle d'inclinaison égal à la latitude

Mois	Irradiations solaires globales \bar{H} sur un plan incliné Angle d'inclinaison = 34.78°	
	Present	PVGIS[206]
Janvier	3,5801	4,910
Février	4,4724	5.680
Mars	5,4886	6.600
Avril	6,37	6.860
Mai	6,7968	6.840
Juin	7,0786	7.100
Juillet	7,1576	7.250
Aout	6,7021	7.180
Septembre	5,6894	6.940
Octobre	4,7672	5.900
Novembre	3,8251	5.120
Décembre	3,365	4.760

L'analyse des résultats relatifs à l'utilisation des différents modèles choisis, permettant d'estimer l'irradiation solaire, et nous a permis aussi de recommander les modèles qui ont donné les meilleurs résultats.

La région de Terny Beni-Hdiel à un très bon potentiel de l'énergie solaire et donc, un tout investissement du système PV dans cette zone devrait être très faisable.

IV.3.Résultats de dimensionnement optimal d'un système PV autonome

Dans la conception de systèmes autonomes d'énergie renouvelable, le dimensionnement optimal est une tâche importante et difficile car la coordination entre les ressources énergétiques renouvelables, les génératrices, le stockage d'énergie et les charges est très compliquée.

Comme une étude de cas, l'application de la méthodologie de dimensionnement est appliquée pour analyser un projet qui vise à garantir les exigences d'excitation d'une ferme agricole située à Terny-Beni Hdiel, Tlemcen, Algérie. Notre objectif dans la simulation est de minimiser le coût total de l'installation PV autonome tout en

garantissant la fiabilité souhaitée à l'échelle horaire au cours de la journée avec une exigence de charge variable pendant une journée.

IV.3. 1. Pré-dimensionnement du système

Parce que la région sélectionnée reçoit des rayonnements solaires importants, les systèmes PV seraient des solutions réalisables à l'élaboration d'un système d'électrification rurale pour cette région.

Le réseau PV, le contrôleur de charge, une banque de batterie et l'onduleur sont les quatre composants principaux d'un système PV [207,208]. Le processus du système PV est illustré à la Figure VI-8. Le processus du système PV commence par la frappe du rayonnement solaire sur un panneau PV. Ce panneau convertit ensuite le rayonnement en électricité et le transmet au régulateur de charge qui règle le courant ou la tension. L'onduleur convertit le courant continu en courant alternatif pour faire correspondre les appareils électriques. La batterie est utilisée pour stocker l'énergie extra-produite en tant que source de sauvegarde. L'énergie de stockage des piles peut être utilisée pendant un temps proche ou une période de rayonnement solaire faible, comme les jours nuageux ou pluvieux.

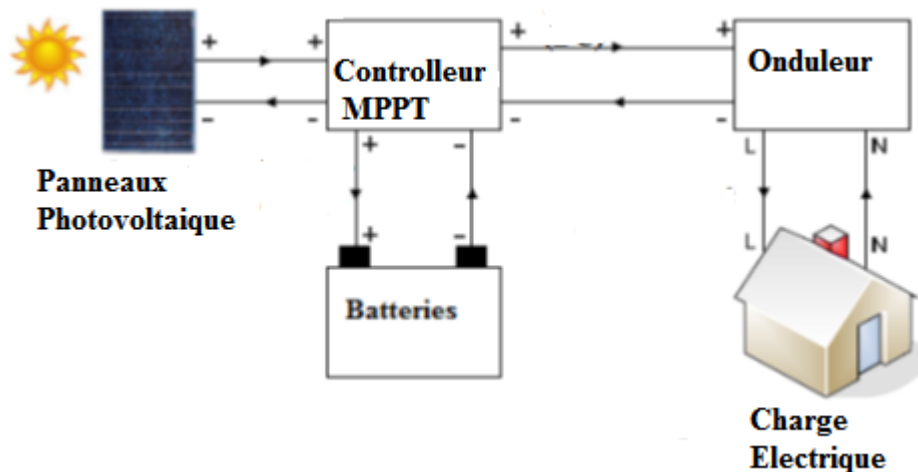


Figure IV-8: Structure de l'installation PV autonome

Le modèle mathématique pour le dimensionnement du système PV autonome qui comprend des modules PV, la batterie de stockage, le contrôleur de chargeur de batterie et l'onduleur sont expliqués dans le chapitre III.

La conception de l'installation photovoltaïque commence par la connaissance de la charge et l'énergie solaire disponible par unité de surface.

La moyenne de l'irradiation solaire globale ($H_{t(av)}$) pour un plein sud et la surface inclinée de façon optimale (Latitude = $B_{opt}=34.78$) pour Terny beni-Hdiel est presque $5,8478 \text{ kWhm}^2 \text{ j}^{-1}$.

En supposant que la température de la cellule atteignant 60°C se traduise par une perte de 20% de l'efficacité résultante A_{Tcf} de 80% [209]. La surface de panneaux PV pour la charge requise est calculée pour être 27.33m^2 en supposant que l'efficacité des panneaux PV est 14.71%. Ainsi, en utilisant l'équation (III-3) et les données collectées ci-dessus: La puissance crête calculé est 4KWp.

Sur la base de la méthode d'optimisation proposée, afin de fournir une demande de 10 kWh un nombre total de 4 modules sont nécessaires avec une puissance crête du module unique en tant 1KWp, une tension maximale 16.7 V et sous condition standard (STC) de l'irradiante 1000W/m^2 et la température de cellule de 25°C avec la masse d'air est égal à 1,5 [209].

Les configurations série /parallèles peuvent être ajustées en fonction de tension du bus DC. En conséquence, la configuration optimale est 2 modules connectés en série et 2 modules connectés en parallèle.

Pour le processus de sélection de la batterie, plusieurs facteurs doivent être pris en considération. Dans la phase initiale, les concepteurs doivent examiner les batteries appropriées à faible prix, la disponibilité dans le pays, la taille appropriée, la mobilité appropriée et la compatibilité avec les applications du système. À la suite de cela, les concepteurs doivent calculer la capacité de la batterie, la durée de vie de la batterie, le remplacement de la batterie et la maintenance.

Dans le dimensionnement de la batterie, les concepteurs doivent comprendre deux termes importants dans l'analyse de performance de la batterie, qui sont l'état de charge (SOC) et la profondeur de décharge (DOD).

SOC est la quantité de charge stockée dans une batterie (Ah), et DOD est un terme utilisé par la plupart des fabricants pour montrer le pourcentage de décharge de la batterie.

Ceux-ci sont importants car le DOD maximal d'une batterie peut affecter le cycle de vie de la batterie, car le cycle de vie total de la batterie sera augmenté si sa charge est maintenue à un état élevé [210, 211].

Sur la base de tension du bus DC de 12V, la capacité requise de la batterie de stockage est calculée comme étant 4036,66Ah en supposant que N_c comme 3 jours et le DOD= 80%. Aussi à l'aide de la méthode proposée, le nombre optimal de la batterie obtenue est 16 et les connexions sont 2 unités en série et 8 unités en parallèle.

IV.3. 2. Optimisation d'un système PV autonome utilisé pour alimenter une ferme

IV.3.2. 1.Méthodologie d'optimisation

Le critère le plus important dans la conception de systèmes PV autonome est qu'ils doivent être économiquement attrayants, tout en fournissant un approvisionnement fiable en électricité pour les consommateurs ruraux. Les composants et leurs capacités sélectionnées pour le système PV autonome ont une grande influence sur le coût du système et sa durée de vie. Par conséquent, un dimensionnement optimale correct des composants du système afin de fournir une demande de charge au niveau souhaité est crucial dans la conception des systèmes PV.

❖ Justification de l'optimisation du système

Les systèmes d'énergie renouvelable autonome sont généralement des sources d'énergie non fiables en raison de la nature intermittente des conditions météorologiques. Cependant, un système d'énergie renouvelable doit être optimisé pour garantir que la charge peut être satisfaite à tout moment, tout en assurant un équilibre optimal entre les capacités de production et de stockage [212].

❖ Index pour l'optimisation

Le processus d'optimisation du système simule le fonctionnement des configurations techniquement possibles, pour répondre à la consommation de charge et de déterminer le plus optimal en termes de coût économique. C'est ce qu'on appelle l'optimisation technico-économique [213, 214].

À cet effet, de nombreuses applications de logiciels et approches d'optimisation sont proposées dans la littérature. Il existe des documents appropriés qui ont examiné les techniques optimales de planification et d'exploitation de système PV autonome à partir de différents points de vue.

Parmi les logiciels disponibles, HOMER (Modèle d'optimisation hybride pour les énergies renouvelables électriques) est un logiciel largement utilisé pour dimensionner un systèmes PV autonome et autres configurations de systèmes intégrés à énergie renouvelable dans des modes autonomes et reliés au réseau [215]. Homer est un modèle informatique qui simplifie la tâche d'évaluer les options de conception pour les systèmes électriques connectés au réseau et hors réseau pour la télécommande, autonome, et les applications de production décentralisée. Les Algorithmes d'optimisation de Homer aident à déterminer la meilleure configuration du système PV pour un certain endroit sur la base des entrées de l'utilisateur de la charge, les options technologiques, les coûts des composants, les spécifications des composants, et la disponibilité des ressources [216].

Trois principales tâches sont effectuées par Homer: la simulation, l'optimisation et l'analyse de sensibilité [217].

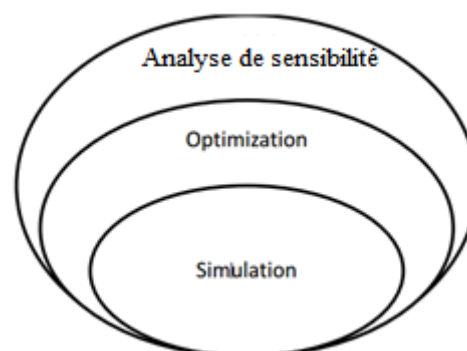


Figure IV-9: Relation conceptuelle des différentes fonctions du modèle HOMER [217].

Par exemple, Homer est utilisée pour étudier le système PV-diesel dans les régions éloignées en Malaisie [218], l'Arabie saoudite [219], le Cameroun [220], le Bangladesh [221], et la Jordanie [222]. Homer est également utilisé pour simuler un système PV autonome pour alimenter une clinique de santé dans le sud de l'Irak [223]. Homer a été largement utilisé dans les études de faisabilité des systèmes éolien-diesel autonomes en l'Algérie [224] et un système micro-hydroélectrique PV-hybride en Afrique [225].

Dans [226], l'outil HOMER a été utilisé pour optimiser un système autonome intégré d'énergie renouvelable pour un emplacement distant en Inde. Une gestion combinée de l'énergie techno-économique et de la demande a été utilisée dans l'optimisation.

Les simulations et les résultats optimisés de tous les cas sont décrits dans les sections ci-dessous en utilisant le programme Homer.

IV.3.2. 2. Configuration physique du système

Sur la base des données météorologiques et de la consommation de charge, des milliers de cas ont été réalisés pour obtenir une configuration optimale du système, qui est représentée sur la Figure IV-10.

Nous présentons sur la figure 10 le diagramme relatif au programme Homer du système PV autonome, le système étudié est constitué d'un générateur PV de puissance 4 KW_p , la charge électrique relative aux équipements est de 10 KWh/jour avec un pic de 2.54 KW , est alimenté par les batteries de type **Trojan T-105**, de tension nominale de 6 V et de capacité nominale de 234.962 Ah à travers un convertisseur de puissance 5 KW . Ces batteries sont chargées par le courant débité par chacun des systèmes, le contrôle de leur charge est assuré par un régulateur de charge.

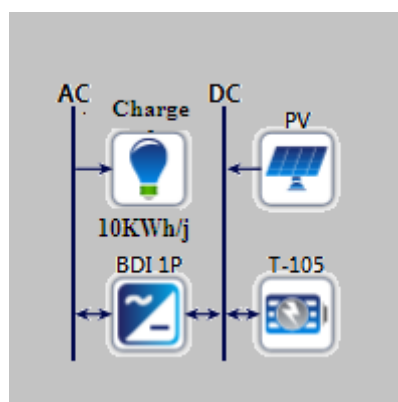


Figure IV-10: Configuration physique du système proposé avec stockage de la batterie dans HOMER.

IV.3.2. 3. Description des paramètres d'entrée Homer

La configuration optimale du système déterminée par Homer satisfait les contraintes spécifiées par l'utilisateur au coût actuel net le plus bas. L'optimisation peut aider le modélisateur à trouver la configuration optimale du système parmi de nombreuses possibilités.

Le but du processus d'optimisation est de déterminer la valeur optimale de chaque variable de décision qui intéresse le modélisateur. Les variables de décision possibles dans HOMER comprennent:

- La taille du réseau PV.
- Le nombre de batteries.
- La taille du convertisseur AC-DC.
- La stratégie d'expédition (ensemble de règles régissant le fonctionnement du système)

Homer a été largement utilisé comme un logiciel de dimensionnement et d'optimisation. Dans cette étude, le système d'alimentation PV se compose de panneaux PV, convertisseurs et stockage de la batterie. Homer compare la demande d'énergie électrique horaire à l'offre horaire par le système. Il calcule également les flux d'énergie d'un côté à l'autre de chaque élément du système.

Le coût actuel net (NPC) représente le coût de cycle de vie du système. Le calcul évalue tous les coûts se produisant dans la vie de projet, y compris des coûts initiaux d'installation (IC), les coûts de remplacement des dispositifs qui ont une durée de vie inférieure à celle du projet, les coûts de fonctionnement et d'entretien, les coûts de carburant. HOMER calcule NPC selon l'équation suivante :

$$C_{NPC} = \frac{C_{ann,tot}}{F(i, N)} \quad \text{(IV-1)}$$

$C_{ann,tot}$ est le coût global annualisé (qui est la somme des coûts annualisée de chaque composant de système). Le facteur capital de recouvrement F est donné par

$$F(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad \text{(IV-2)}$$

'N' est le nombre d'années et 'i' est le taux d'intérêt annuel. Le taux d'intérêt annuel peut être calculé en utilisant l'équation suivante :

$$i = \frac{i' - f}{i' + f} \quad (\text{IV-3})$$

i' est le taux d'intérêt nominal et le f est le taux d'inflation annuel.

Coût annualisé global du système [\$/année]

$$\text{COE} = \frac{C_{\text{ann, tot}}}{E_{\text{charge}}} \quad (\text{IV-4})$$

L'évaluation de NPC par HOMER tient compte également des coûts de récupération, qui est la valeur résiduelle des composants de système d'alimentation à la fin de la vie de projet. Il utilise le coût de la durée de vie pour classer les différentes combinaisons réalisées des systèmes. Il offre une interface puissante et un classement par taille précis avec une 'analyse détaillée du système. Le logiciel effectue automatiquement la sensibilité des analyses pour rendre compte de la sensibilité de la conception du système hybride et pour adapter ses paramètres, tels que la disponibilité de ressources ou les coûts des composants.

- **Module photovoltaïque**

Le coût du panneau solaire est fortement dépendant de nombreux facteurs qui comprennent le détaillant, la taille du panneau solaire, la technologie et la marque. Dans cette étude, **Generic flat plate PV** était sélectionnée comme panneaux PV.

Le coût du capital de la PV est de 5,678.00 \$/kW et un coût de remplacement de 5,678.00 \$/kW est supposé. La durée de vie du générateur PV est supposée être de 25 ans .Le coût de fonctionnement et d'entretien est pris que 0\$/année (principalement pour le nettoyage du système PV). Selon la nature de la surface du sol d'un site, le facteur de réflexion au sol, ce qui représente la fraction du rayonnement solaire incident sur le sol qui est réfléchi, est compris entre 20% et 70% et elle est prise 20% dans cette étude. De plus, aucun système de suivi n'est inclus dans le système PV. Pour l'analyse de simulation, dix

tailles de panneaux PV différentes, qui étaient de 0 (pas du générateur PV), 3 kW, 4 kW, 5 kW, 6kW , 7 kW, et 8 kW sont considérés.

- **Batteries**

La batterie est constituée de cellule électrochimique réversible et présente un rendement élevé. La banque de la batterie est utilisée pour servir la charge requise. Dans cette étude, le modèle **Troja, T-105** à partir de la liste d'Homère avec une capacité nominale de 234.962 ampères-heures (Ah), tension de cellule de 6 V est sélectionné. Le coût en capital et le remplacement d'une batterie est prise comme 506\$ et le coût opérationnel et d'entretien est pris que 4\$/année. Pour que la pile produire plus de puissance, les batteries sont connectées en série ou une chaîne. Trois différentes chaînes de batterie ((0-à-dire sans batterie), 8, 9, 10, 16 et 17) et sont considérées pour l'analyse de simulation.

- **Convertisseur de puissance**

Un convertisseur de puissance est nécessaire pour maintenir le flux d'énergie entre les bus à courant alternatif et à courant continu. Dans cette étude, cinq tailles de convertisseurs de courant sont considérées (0, 1,2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, et 15kW). Pendant ce temps, la durée de vie du convertisseur de puissance est considérée comme étant 10 ans avec un rendement de 96% [227]. Pour toutes les tailles de l'onduleur, l'efficacité est supposée être de 90%. Le prix estimé d'un onduleur est de 600\$, qui est le même que le coût de remplacement.

La performance de ce système optimal est discutée dans les sections suivantes et une analyse de sensibilité sur les paramètres clés est ensuite effectuée pour identifier leur impact sur les résultats.

IV.3.2. 4. Formulation du problème

Après avoir défini la charge du système et les informations économiques, la configuration PV proposée (Figure IV-10) a été utilisée en tant que valeurs d'entrée pour le logiciel Homer afin de trouver la configuration optimale des ressources disponibles, de sorte que le système sera en mesure de répondre à la demande en électricité de la charge (La ferme agricole). Par conséquent, l'objectif économique est de minimiser le NPC du système.

IV.3.2. 5. Représentation des résultats

Les résultats des simulations présentées ci-dessous montrent la mise en œuvre à long terme du système PV échantillon dont la charge électrique par jour est de 10 kWh. Les données horaires de la charge d'électricité sont utilisées comme des entrées de la simulation.

Deux types de résultats, concernant l'ensemble de la performance économique et la performance technologique du système optimisé, sont présentés et discutés dans cette section. Comme les indicateurs de la performance économique des systèmes PV, le coût actuel net (NPC), coût de l'énergie (COE) et le coût d'investissement sont utilisés pour mesurer la qualité financière.

Pour une meilleure compréhension du fonctionnement du système proposé, la performance annuelle a été étudiée. Les résultats sont illustrés à la Fig. IV-11. Le système PV fournit plus d'énergie que le besoin de la ferme pendant les périodes ensoleillées. Cet excès peut être utilisé pour charger les batteries pour être utilisé au cours de la nuit. En outre, la figure montre qu'une variation de la puissance PV produite peut être observée en raison de la nature intermittente des ressources énergétiques renouvelables [227]. Dans ce contexte, nous constatons que la production d'énergie PV a baissé durant les mois d'été de juin à août, tandis que la ressource en énergie solaire est très élevée (Fig. IV-7 (d)). Ceci peut être justifié par le fait que le générateur PV était parfois arrêté par le système de contrôle en raison du groupe de batteries complètement chargé, pour protéger le parc de batteries et les panneaux PV, et par conséquent, la puissance produite fait affectée pendant l'été.

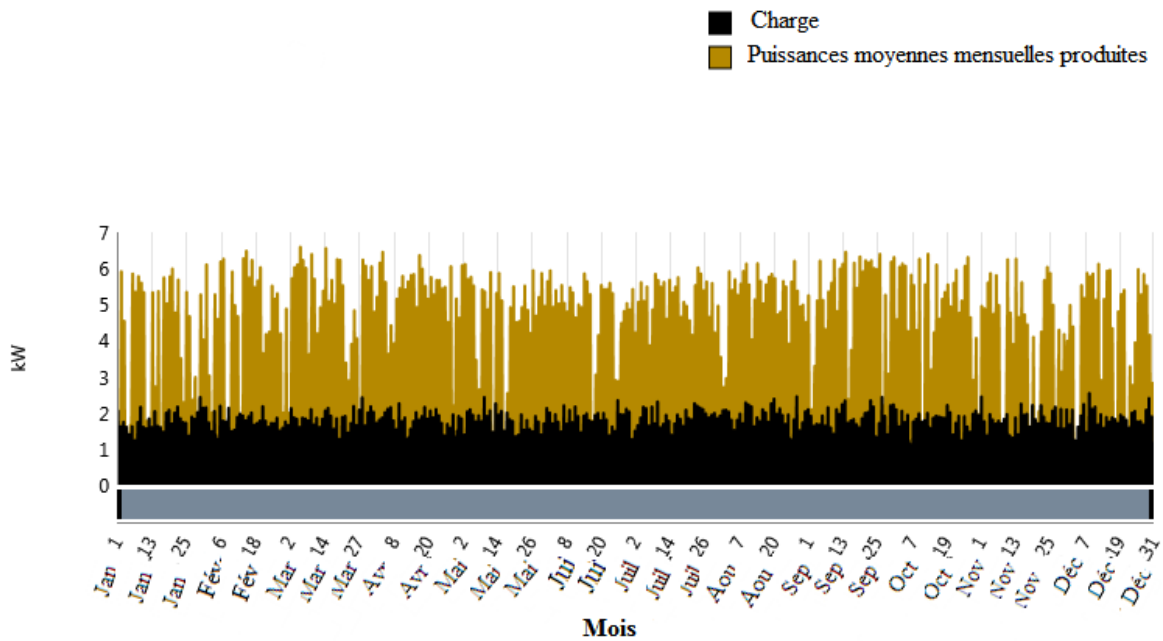


Figure IV-11: Distribution mensuelle de l'électricité produite par l'énergie PV optimisée

La banque de la batterie est également analysée avec la conscience. La capacité de la batterie est de 234,962 Ah, Il est conçu avec une tension nominale de 6V. Par conséquent, deux batteries en séries et 8 en parallèle sont supposées pour la configuration de la batterie. Les valeurs de l'état de charge "SOC" de la batterie au cours de l'année sont présentées à la Fig. IV.12. Il est représenté l'état de charge de la batterie tout à le long d'année. Pendant cette période, l'état de charge a varié de 30% à 100%. Il a été observé que le cycle de charge-décharge est relativement mineur et cela augmente la durée de vie de la batterie. Une batterie à cycle profond est généralement sélectionnée puisqu'elle est spécifiquement conçue pour une application à cycle profond et à une durée de vie plus longue. Ces batteries sont idéales dans des applications de stockage d'énergie renouvelable, et capable de résister à la majorité de sa capacité utilisée avant d'être rechargée. Il est recommandé d'utilisée 50% de la capacité totale comme décharge maximale normale et de laisser 30% pour les urgences. Un minimum de 20% est conseillé de ne pas être utilisée, pour prolonger la durée de vie de la batterie [228].

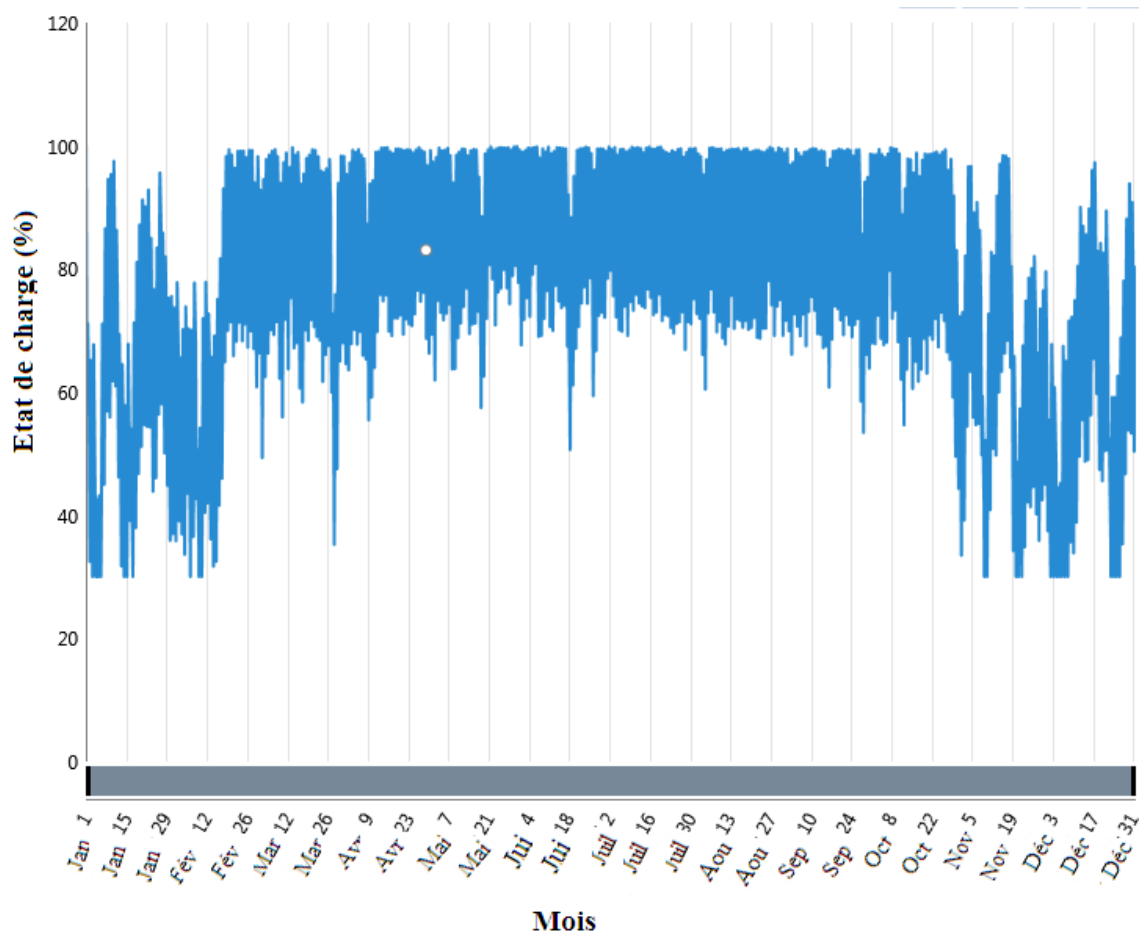


Figure IV-12: Etat de charge de la batterie

La figure IV-13 montre la distribution fréquentielle de l'état de charge des batteries au cours de l'année :

Cette distribution fréquentielle confirme que l'état de charge de la batterie dans le modèle de système PV autonome considéré se concentre entre 30% et 100% durant toute l'année pour maintenir leur durée de vie pendant 10 ans et descend très rarement en dessous des 30%. L'histogramme de fréquence (Figure IV-13) démontre que le banc de batteries est dans un SOC minimal pour environ 1% de l'année et un SOC élevé pour environ 12,9% de l'année. Cette stratégie permet de faire fonctionner les batteries de façon optimale.

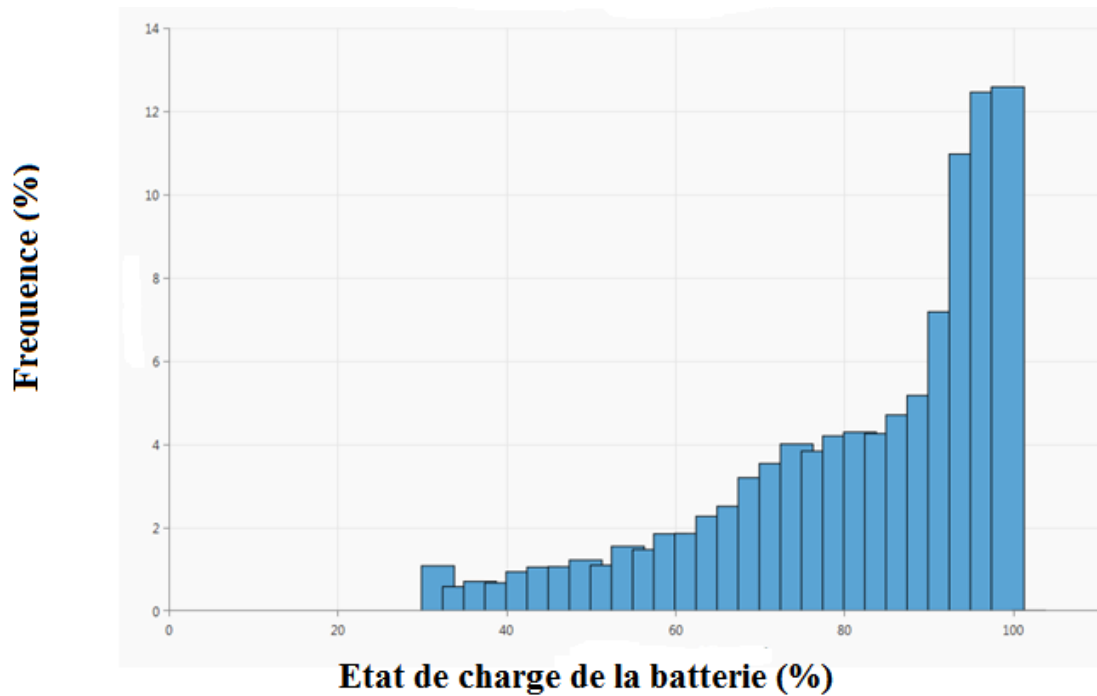


Figure IV-13: Histogramme de fréquence annuelle de SOC

Pour illustrer la stratégie d'expédition, le profil de charge d'un jour et les conditions opérationnelles sont présentés dans la Fig. IV-14. Au cours des premières heures de la journée, la batterie est alimentée jusqu'à ce que les générateurs PV commencent à générer de l'électricité. Dès que la production d'énergie PV dépasse la demande de charge, la batterie commence à se charger. Le processus de chargement se poursuit jusqu'à ce que la production d'énergie photovoltaïque soit supérieure à la demande de charge. L'après-midi, alors que la puissance PV est inférieure à la demande de charge, les batteries fournissent ensemble la charge. La Figure IV-14 clarifie également le statut SOC de la batterie et l'excès d'électricité générée pendant la journée. Cette électricité peut être utilisée pour d'autres travaux agricoles pendant ce temps.

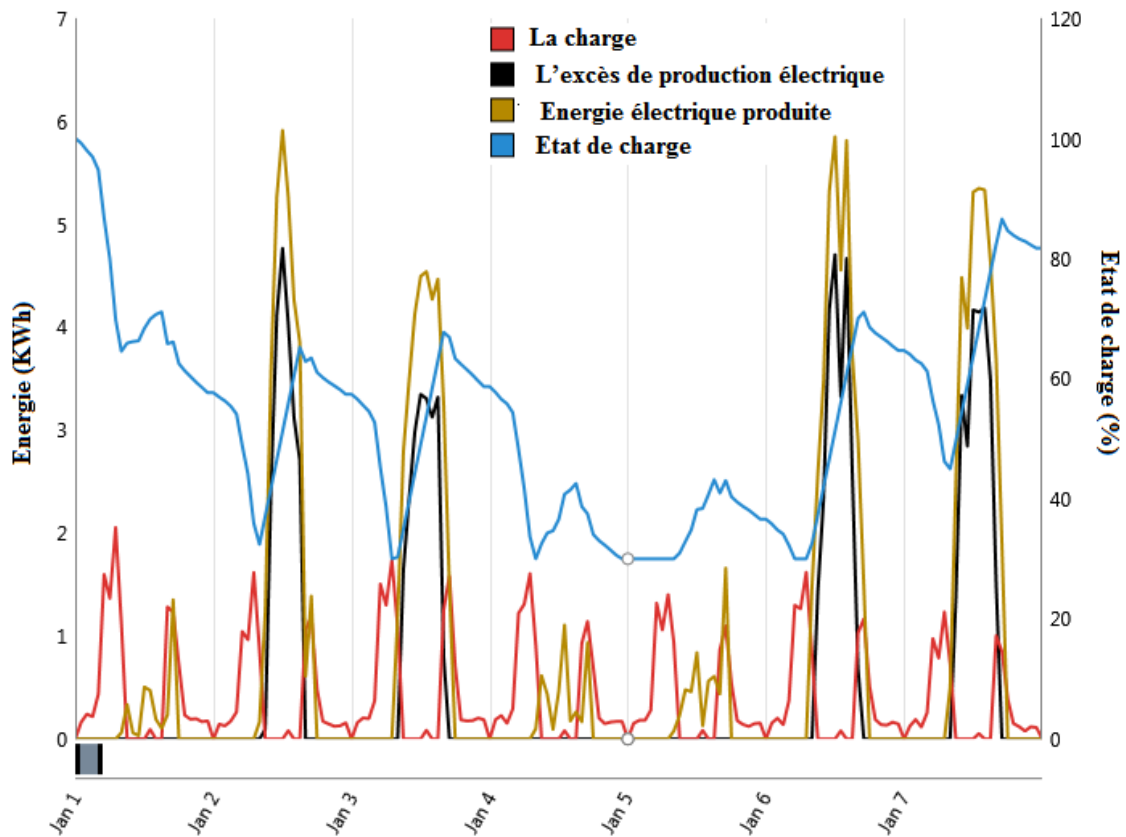


Figure IV-14: Résultats de simulation d'échantillons horaires pendant sept jours consécutifs (du 1er au 7 Janvier).

IV.3.2. 6. Analyse de sensibilité

Le résultat de la sensibilité est la représentation graphique des systèmes optimaux. L'analyse de sensibilité élimine toutes les combinaisons infaisables et classe les combinaisons possibles en tenant compte de l'incertitude des paramètres. L'analyse de sensibilité s'applique normalement aux paramètres fluctuantes qui ont été estimés pendant la conception du système et qui pourraient avoir un impact significatif sur le NPC. Avec HOMER, en spécifiant une gamme de valeurs, on peut déterminer l'importance de cette variable et la façon dont les résultats changent selon leur valeur. En d'autres termes, la sensibilité des sorties aux changements dans l'entrée de cette variable pourrait être facilement observée.

Dans un système d'énergies renouvelables, il est très important d'effectuer une analyse de sensibilité sur plusieurs facteurs importants qui affectent le coût global du système proposé ainsi que sa faisabilité technique.

Sur la base des résultats de simulation (Tableau IV-8), le système PV autonome proposé à un NPC total élevé en raison du coût élevé des batteries. Les piles sont nécessaires pour produire de l'électricité pendant la nuit. Une option pour réduire les coûts du système est en réduisant les batteries. En conséquence, le système PV le moins coûteux est la combinaison de 6 kW PV, de l'onduleur de 2 kW et de 16 batteries. Cette configuration optimale est obtenue en utilisant l'optimisation HOMER (Tableau IV-8). Ce système PV offre un NPC total de 13, 969,00\$ (1, 661,827 DZD) pour répondre à toutes les demandes. Ce système PV optimal donne un coût d'énergie de 0.285 \$/kWh (33.92 DZD/kWh). Ces valeurs sont calculée en fonction de la moyenne annuelle du rayonnement solaire globale à 5,8478 kWh /m² /j.

Tableau IV-8: Résultats d'optimisation

Sensibilité			Architecture			Coût				Système
Angle d'inclinaison (°)	Charge (KWh/j)	Irradiation Solaire (KWh/m ² /j)	PV (KW)	T-105	BDI 1P (KW)	COE (\$)	NPC (\$)	Coût de fonctionnement (\$)	coût initial (\$)	Fraction Renouvelable (%)
34,78	10	5,60	6,00	17	2,00	0,286	14,027	87,38	12,831	100
34,78	10	5,8478	6,00	16	2,00	0,285	13,969	87,74	12,768	100
34,78	10	5	7,00	20	2,00	0,321	15,724	73,11	14,724	100
50	10	4,60	8,00	17	2,00	0,357	17,437	62,59	16,617	100
50	10	4,80	10,00	20	2,00	0,421	20,805	34,05	20,339	100

Le tableau IV-8 montre la relation directe entre NPC et le niveau de rayonnement solaire. Plus le rayonnement solaire est élevé dans un site, plus la valeur NPC sera faible. C'est

parce qu'une irradiation élevée permettra au système photovoltaïque de fournir la charge pour une période plus longue. Il est également évident à partir de tableau IV-8 que ce système PV optimal donne un coût d'énergie COE de 0.285\$/kWh ce qui est en bon accord avec la littérature qui indique que le COE des systèmes photovoltaïques en général est environ 0.20\$/kWh [229-230].

On voit bien d'après le tableau d'au-dessus, que la valeur de la fraction renouvelable obtenue est de 1, ce qui implique qu'il n'y a pas d'émissions de gaz polluants au sein de tout system.

➤ **Effet de l'angle d'inclinaison**

Les coûts, les économies et la viabilité du système dépendent du prix des matières premières, qui varient considérablement selon les emplacements et les saisons. Nous avons effectué une analyse de sensibilité sur certaines variables afin de découvrir leur effet sur les coûts et les économies et de trouver leurs valeurs seuils (variables) par rapport au système autonome.

Le premier type d'analyse de sensibilité vise à clarifier l'évolution du COE par la variation de l'angle d'inclinaison. Ici, l'angle d'inclinaison est défini comme variable de sensibilité variant de 20° à 80° (Figure IV-15).

Pour le scénario de prix élevé et de prix bas, le COE diminue de 0,319 \$ à 0,285\$ lorsque la pente augmente de 25° à 34.78°, ensuite, avec l'augmentation de l'inclinaison du panneau de 34.78° à 70°, les coûts d'énergie augmentent également. La meilleure pente du panneau PV est entre 25° à 34.78°, où les systèmes ont les meilleures performances.

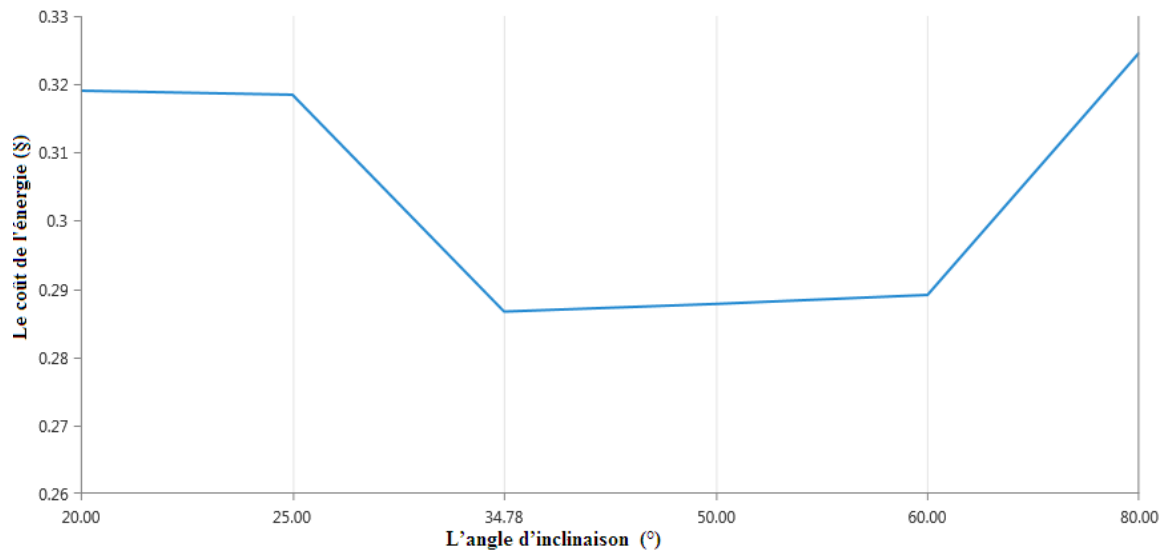


Figure IV-15: Impacts de la pente des panneaux PV sur coût d'énergie COE

➤ *Effet du rayonnement solaire*

L'analyse économique du système PV autonome solaire est évaluée par les indicateurs suivants: le coût de l'énergie (COE) et le coût actuel net (NPC) du système. Les effets du coût du PV et du rayonnement solaire global sur ces indicateurs sont également présentés dans cette section. La connaissance du coût du cycle de vie et le coût de l'énergie de tout projet réalisable y compris le système solaire PV est important car elle pourrait contribuer à faire du point de vue coût de décision. En outre, il peut aider une bonne politique du gouvernement si elle est jugée économiquement réalisable.

L'effet du rayonnement solaire global sur le COE est montré à la figure IV-16. Deux régions peuvent être observées dans cette figure. Ces régions sont: la région 1 (quand le rayonnement solaire global est inférieur ou égal à environ $5.40 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$), une relation linéaire existe entre le rayonnement solaire global et le Coût d'énergies. Dans cette région, on constate que le coût de l'énergie diminue avec l'augmentation de la radiation solaire. Dans la région 2 (lorsque le rayonnement solaire global est supérieur à environ $5,40 \text{ kW h/m}^2/\text{jour}$), le coût de l'énergie (à $0,285 \text{ \$/kWh}$) est observé pour être constant indépendamment du rayonnement solaire global. Ces résultats sont en ligne avec d'autres travaux [231, 232].

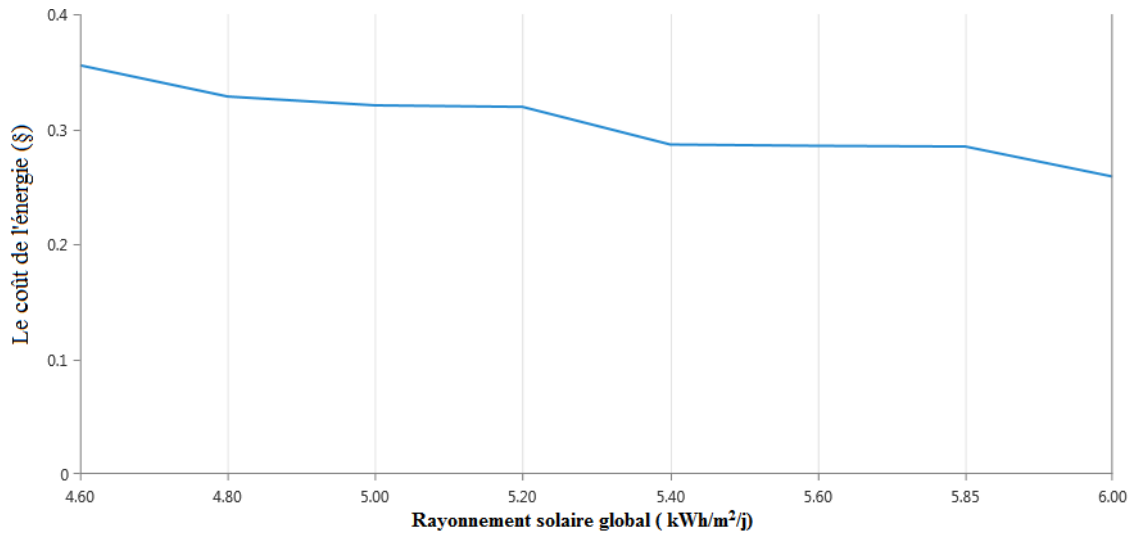


Figure IV-16: Effet du rayonnement solaire global sur le COE

➤ *Effets de la demande d'énergie électrique sur le coût de l'énergie (électricité)*

La demande moyenne d'énergie électrique de 10 kW h/j a été considérée pour la présente étude. Par conséquent, la demande d'espace d'étude a été variée de 0,4kWh/j à 10 kWh/j. L'effet de la demande d'énergie électrique sur COE est illustré à la Figure IV-17.

Le changement de la charge à un effet significatif sur le coût de l'énergie (électricité). Au fur et à mesure que la charge augmente, le coût de l'énergie (électricité) diminue. Le système PV autonome est clairement la meilleure option si la charge électrique est de 0.4 kWh /jour ou plus.

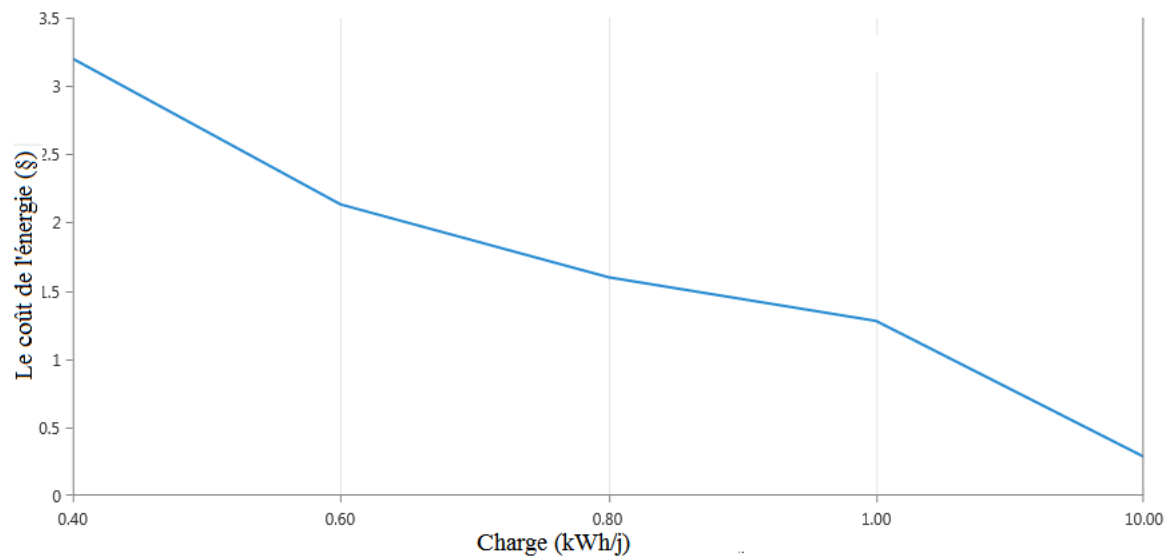


Figure IV-17: Effets de l'évolution de charge sur le coût de l'énergie

➤ **Comparaison avec d'autres études :**

Bien que cette étude soit la première du genre à être menée à un village rural de la communauté de Tlemcen, Algérie, la comparaison avec d'autres systèmes similaires valide la fiabilité du résultat d'optimisation de cette étude en termes de pénétration et de coût des énergies renouvelables. De nombreuses études ont fait état de la faisabilité économique du système d'énergie renouvelable PV autonome dans différents pays.

Maammeur *et al.* [233] ont analysé l'apport énergétique du système PV à partir d'une ferme agricole reliée au réseau dans la région de Chlef (ouest de l'Algérie). Le coût de l'énergie unitaire du système était calculé à 0,6 \$/kWh.

Nafeh [234] a conçu un système d'électrification PV hors réseau pour un ménage résidentiel unique dans la région éloignée de la péninsule du Sinaï, en Égypte. La surface du module PV est calculée à 11,3 m² avec une puissance maximale de 1356 W p pour couvrir une charge quotidienne moyenne de 5,5 kWh/j en utilisant 6 batteries (250 Ah, 12V). Le coût de l'électricité unitaire était calculé à 0,74\$/ kW h.

Salam *et al.* [235] ont réalisé une simulation pour un dimensionnement optimal d'unité PV pour laboratoire d'énergie renouvelable à Sohar, Oman. L'optimisation a abouti à une

capacité PV de 0,7 kW de capacité nominale produite 1316 kWh/an. Le coût de l'énergie unitaire du système était calculé à 0,561 \$/kW h.

T.R. Ayodele *et al.* [236] ont analysé un système PV avec batterie de secours pour Un foyer à Ibadan, au Nigeria avec une charge maximale de 22.249Wh. Le résultat révèle que le coût du cycle de vie sur une période de 20 ans, du système d'énergie solaire pour le niveau 1 (éclairage uniquement) qui a le plus d'impact sur la qualité de vie du nigérian est de 10 600 \$. Le coût de l'énergie est de 0,3341 \$/kWh,

Arash Asrari *et al.* [227] ont effectué une faisabilité économique pour fournir un système d'énergie renouvelable hybride autonome pour le village rural éloigné de Binalood en Iran. L'optimisation a abouti à une capacité PV de 5 kW, un générateur diesel de 15 kW, 10 batteries et un convertisseur de puissance de 10 kW, avec un NPC total de 202 905 \$ et un COE de 0,422 \$ /kWh.

Ibrahim Anwar Ibrahim et al. [238] a réalisé un dimensionnement optimal d'un système PV autonome pour les zones éloignées dans la zone de la vallée de Klang en Malaisie pour l'électrification des communautés rurales. Le coût de l'unité d'énergie produite par le système optimisé est de 0,447\$/KWh.

IV.4. Conclusion

L'objectif d'un tel système est d'assurer l'autonomie énergétique complète tout en restant économiquement et écologiquement viable. Ce chapitre a permis d'optimiser et dimensionné un système PV autonome pour la production d'électricité d'une application agricole en milieu rural.

La méthode utilisée, basée sur l'étude de toutes les configurations possibles, a permis une identification rapide de la meilleure solution de sorte que le système répond aux exigences de la charge à un coût minimal. Dans ce travail, les configurations optimales du système sont analysées via l'outil de conception et faisabilité HOMER.

L'analyse économique et technique réalisée conclut que la région de Terni Beni-Hdiel est la plus appropriée pour l'installation autonome du système photovoltaïque.

Les résultats d'optimisation et l'analyse de sensibilité indiquent que le système d'alimentation PV autonome proposé est économique avec un coût actuel net total de 13.969\$ et un coût d'énergie de 0,285 \$/kWh.

Les résultats présentés dans cette étude ont été évalués en les comparant à certains résultats existants dans la littérature où nous avons conclu que l'énergie solaire est une option attrayante pour différentes applications agricoles pour une zone rurale à Algérie à la fois sur motifs économiques et techniques.

Conclusion Générale et Perspectives

Conclusion Générale et Perspectives

L'accès à l'énergie est une préoccupation importante pour améliorer la condition socio-économique des villages ruraux de tout pays en développement. L'accès à l'énergie dépend principalement des besoins en énergie du village, de la demande de pointe, de l'emplacement du village ou de la distance du point de grille existant et de la ressource énergétique disponible dans le village.

L'approvisionnement fiable en électricité grâce à l'utilisation de systèmes photovoltaïque peut améliorer le niveau de vie et les activités agricoles des habitants ruraux et semi-urbains. En outre, l'utilisation de systèmes photovoltaïque d'énergie peut réduire les émissions de gaz à effet de serre, ce qui non seulement sera bon pour l'environnement, mais aussi pourrait réduire les dangers pour la santé provenant uniquement des générateurs à base de systèmes d'énergie.

Au cours de ce travail de thèse, une analyse techno-économique d'un système à base d'énergie renouvelable photovoltaïque était réalisée pour couvrir les besoins électrique d'une ferme agricole. Grâce à l'étude de la disponibilité des ressources énergétiques solaires, la région de Terny Beni- Hdiel reçoit l'abondance du rayonnement solaire toute l'année. Par conséquent, un système photovoltaïque autonome a été sélectionné et le dimensionnement optimal de chaque composant dans le système photovoltaïque a été effectué. En appliquant le logiciel HOMER.

Dans le premier chapitre, un aperçu de l'importance des énergies renouvelables et de ses applications en agriculture est fait. Puis nous avons présenté les éléments d'un système photovoltaïque autonome. Nous avons également discuté sur les besoins électrique d'une ferme agricole.

La performance des systèmes photovoltaïques est influencée par l'angle d'inclinaison et l'orientation du plan des modules. Par conséquent, une estimation de l'irradiation solaire sur un plan incliné et horizontal est nécessaire. Au cours du deuxième chapitre, nous avons présenté des corrélations appropriées qui sont empiriquement établies. Ces corrélations estiment les valeurs de l'énergie solaire globale provenant de paramètres météorologiques, climatologiques et géographiques plus facilement accessibles.

L'évaluation de la performance de ces modèles a été basée sur plusieurs indicateurs statistiques.

Dans le troisième chapitre, nous avons présenté les méthodes de dimensionnement d'un système PV autonome:

- ✓ Méthodes intuitives.
- ✓ Méthodes numériques.
- ✓ Méthodes analytiques.
- ✓ Outils logiciels commerciaux.
- ✓ Méthodes d'intelligence artificielle.

Le quatrième chapitre a été consacré au dimensionnement optimal d'un système PV autonome adapté pour couvrir les besoins énergétique d'une ferme agricole, sur des critères technico-économiques, moyennant le logiciel Homer. Les résultats indiquent que le système autonome d'énergie renouvelable photovoltaïque proposé peut fournir une consommation d'énergie de 10 kWh/j avec une demande de pointe de 3.04 kW à un coût de 0.285 \$/kWh. Ce prix est raisonnable pour une application agricole en site isolée. Le NPC du système est de 13.969 \$ pendant la période de projection de 25 ans.

Les résultats présentés dans cette étude ont été évalués en les comparant à certains résultats existants dans la littérature et nous ont permis de conclure que les systèmes photovoltaïques autonomes constituent non seulement une solution financièrement viable mais aussi une solution énergétique durable pour les applications agricoles en particulier dans les zones à potentiel solaire relativement élevé. Par conséquent, notre contribution essentielle est de valoriser l'utilisation de l'énergie renouvelable notamment le photovoltaïque pour les zones reculées et isolées.

En perspective, nous proposons une étude sur l'amélioration de la qualité d'énergie fournie par un système d'énergie hybride composé de plusieurs sources renouvelables et un système de stockage utilisé dans le domaine de pompage et autres, afin de prévoir une optimisation énergétique et économie du système multi-sources de production électrique. Un tel système qui permet une meilleure stabilité et une autonomie plus grande.

REFERENCES

- [1] S. Mekhilef et al, The application of solar technologies for sustainable development of agricultural sector, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 18 (2013) 583–594.
- [2] Asiye Gul Bayrakçı, Gunnur Kocar, Sustainable energy, environmental and agricultural policies in Turkey, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (2012) 618– 633.
- [3] T. Nacer et all, A comprehensive method to assess the feasibility of renewable energy on Algerian dairy farms, *Journal of Cleaner Production*.
- [4] Bayrakçı, Asiye Gül, Koçar, Günnur, 2012. Utilization of renewable energies in Turkey's agriculture. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16 (1), 618e633.
- [5] Chel, A., Kaushik, G., 2011. Renewable energy for sustainable agriculture. *Agron. Sustain. Dev.* 31, 91e118.
- [6] Santaf_e, Miguel Red_on, Gisbert, Pablo S. Ferrer, Romero, Francisco Javier S_anchez, Torregrosa Soler, Juan Bautista, Goz_alvez, Jos_e Javier Ferr_an, Gisbert, Carlos M. Ferrer, 2014. Implementation of a photovoltaic floating cover for irrigation reservoirs. *J. Clean. Prod.* 66, 568e570.
- [7] Beckman, Jayson, Xiarchos, Irene M., 2013. Why are Californian farmers adopting more (and larger) renewable energy operations? *Renew. Energy* 55, 322e330.
- [8] Bazen, Ernest F, Brown, Matthew A., 2009. Feasibility of solar technology (photovoltaic) adoption: a case study on Tennessee's poultry industry. *Renew. Energy* 34, 748e754.
- [9] Hamidat, A., Benyoucef, B., Hartani, T., 2003. Small-scale irrigation with photovoltaic water pumping system in Sahara regions. *Renew. Energy* 28, 1081e1096.

- [10] Nacer, T., Hamidat, A., Nadjemi, O., 2014. Feasibility study and electric power flow of grid-connected photovoltaic dairy farm in Mitidja (Algeria). *Energy Procedia* 50, 581e588.
- [11] Meah K, Flecher S, Ula S. Solar photovoltaic water pumping for remote locations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2008;12(2):472–87.
- [12] International Energy Agency, 2010. International Energy Agency (IEA). *Technology Roadmap-solar Photovoltaic Energy*, pp.1–48.
- [13] International Energy Agency (IEA) Report (Report IEA PVPS T1- 26:2015): *Snapshot of Global PV Markets (1992–2014)* (ISBN: 978-3- 906042-32-9).
- [14] Bernal-Agustín JL, Dufo-López R. Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2009;13:2111–8.
- [15] Chen H-C. Optimum capacity determination of stand-alone hybrid generation system considering cost and reliability. *Appl Energy* 2013;103:155–64.
- [16] Sinha S, Chandel S. Review of software tools for hybrid renewable energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;32:192–205.
- [17] Fazelpour F, Soltani N, Rosen MA. Feasibility of satisfying electrical energy needs with hybrid systems for a medium-size hotel on Kish Island, Iran. *Energy* August 2014;73:856e65.
- [18] Fazelpour F, Soltani N, Rosen MA. Wind resource assessment and wind power potential for the city of Ardabil, Iran. *Int J Energy Environ Eng* September 2014;1:1e8.
- [19] Karkacier et al. (2006). A regression analysis of the effect of energy use in agriculture. *Energy policy* 34:3796-3800.
- [20] Ozkan et al. (2004). Energy input-output analysis in Turkish agriculture, *Renewable Energy* 29:39-51.
- [21] Bayod-Rújula, A., Ortego-Bielsa, A., Martínez-Gracia, A. (2011). Photovoltaics on flat roofs: Energy considerations. *Energy*, 36(4), 1996–2010. doi:10.1016/j.energy.2010.04.024.
- [22] Thomas Brudermann, KathrinReinsberger, Anita Orthofer, MartinKis linger, AlfredPosch, Photovoltaics in agriculture: A case study on decision making of farmers, *Energy Policy*61(2013)96–103.

- [23] Enrico Fabrizio, Dipartimento di Economia e Ingegneria Agraria, Forestale e Ambientale (DEIAFA), Università degli Studi di Torino, Via Leonardo da Vinci 44, 10095 Grugliasco (TO), Italy *Energy and Buildings* 53 (2012) 57–63.
- [24] A. Chel, G. Kaushik, Renewable energy for sustainable agriculture, *Agron. Sustain. Dev.* (2011) 31:91–118.
- [25] Tingting Liu, Brian McConkey, Ted Huffman, Stephen Smith, Bob MacGregor, Denys Yemshanov, Suren Kulshreshtha, Potential and impacts of renewable energy production from agricultural biomass in Canada, *Applied Energy* 130 (2014) 222–229.
- [26] Antoine Milhau, Abigail Fallot, Assessing the potentials of agricultural residues for energy: What the CDM experience of India tells us about their availability, *Energy Policy* 58(2013)391–402.
- [27] Kamil Kaygusuz, Sustainable energy, environmental and agricultural policies in Turkey, *Energy Conversion and Management* 51 (2010) 1075–1084.
- [28] Timilsina GR, Kurdgelashvili L, Narbel PA. Solar energy : markets, economics and policies. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 2012;16(1): 449–65.
- [29] Zhang X, Zhao X, Smith S , Xu J , Yu X. Review of R& D progress and practical application of the solar photovoltaic /thermal(PV/T) technologies. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 2012;16 (1):599–617.
- [30] Dinçer F. The analysis on photovoltaic electricity generation status , potential and policies of the leading countries in solar energy. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 2011;15(1):713–20.
- [31] H. Borhanazad, S. Mekhilef, R. Saidur, G. Boroumandjazi, Potential application of renewable energy for rural electrification in Malaysia, *Renewable Energy* 59 (2013) 210e219.
- [32] Jarach, M. (1989). An overview of the literature on barriers to the diffusion of renewable energy sources in agriculture. *Applied Energy*, 32(2), 117–131. doi:10.1016/0306-2619(89)90073-1.
- [33] Reuss, M., Schuerzinger, H., Schulz, H. (1990). Practical application of photovoltaics in agriculture and horticulture. In T. Horigome, K. Kimura, T. Takakura, T. Nishino, & I. Fujii (Eds.), *Clean and Safe Energy Forever* (Vol. 1, pp. 277–281). Elsevier Ltd. doi:10.0116/B978-0-08-037193-1.50059-8.

- [34] Mekhilef, S., Faramarzi, S.Z., Saidur, R., Salam, Z. (2013). The application of solar technologies for sustainable development of agricultural sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 18, 583–594. doi:10.1016/j.rser.2012.10.049
- [35] Meah, K., Fletcher, S., Ula, S. (2008). Solar photovoltaic water pumping for remote locations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(2), 472–487. doi:10.1016/j.rser.2006.10.008.
- [36] Akella AK, Sharma MP, Saini RP. Optimum utilization of renewable energy sources in a remote area. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 11 (2007) 894-908.
- [37] Phuangpornpitak N, Kumar S. PV hybrid systems for rural electrification in Thailand, *Energy Field of Study*, School of Environment, Resources and Development. Bangkok: Asian Institute of Technology; 2005.
- [38] Bouzidi B, Haddadi M, Belmokhtar O. Assessment of a photovoltaic pumping system in the areas of the Algerian Sahara. *Renew Sustain Energy Rev* 2009;13:879–86.
- [39] Hrayshat ES, Al-Soud MS. Potential of solar energy development for water pumping in Jordan. *Renewable Energy* 2004;29:1393–9.
- [40] Bouzidi B. Viability of solar or wind for water pumping systems in the Algerian Sahara regions – case study Adrar. *Renew Sustain Energy Rev* 2011;15:4436–42.
- [41] Boutelhig A, Hadjarab A, Bakelli Y. Comparison study to select an optimum photovoltaic pumping system (PVPS) configuration upon experimental performances data of two different dc pumps tested at Ghardaïa site. *Energy Proc* 2011;6:769–76.
- [42] Camarg JR, Ebinuma CD, Silveira JL. Experimental performance of a direct evaporative cooler operating during summer in a Brazilian city. *International Journal of Refrigeration* 2005;28:1124–32.
- [43] Yu X, We J, Smit FT. A model for the dynamic response of a cooling coil. *Energy and Buildings* 2005;37:1278–89.
- [44] KimDS, Infante Ferreira CA. Solar refrigeration options—a state-of-the-art review. *International Journal of Refrigeration* 2008;31(1):3–15.
- [45] EREC (2003) *Agricultural Applications of Solar Energy*. Energy Efficiency and Renewable Energy Cleaning house (EREC) United State Department of Energy, Merrifield. Available at www.p2pays.org/ref/24/23989.htm.
- [46] Svejksky, C. (2006). *Renewable Energy Opportunities on the Farm*. A Publication of ATTRO-National Sustainable Agriculture Information Service, U.S.A. Available at www.attra.necat.org.

- [47] Algeria Moves to Develop Oil and Gas Reserves, stock analysis of 2010, [/http://stocks.investopedia.com/S](http://stocks.investopedia.com/S); 2010.
- [48] A. Boudghene Stambouli a,n, Z.Khiat b, S.Flazi b, Y.Kitamura, A review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (2012) 4445–4460.
- [49] Himri Y, Himri S. Review of Algeria's renewable energy sources. In: *Enviro energy 2009: international conference on energy and environment Taj Chandigarh*. 2009.
- [50] Himri Y, Draoui B, Himri S. Wind characteristics of Algeria. In: *Nanotechnology conference and trade show*. 2008.
- [51] Djamaï M, Merzouk N Kasbadji. Wind farm feasibility study and site selection in Adrar, Algeria. *Energy Proc* 2011;6:136–42.
- [52] Dehmas D Abdeslame, Kherba N, Boukli Hacene F, Merzouk N Kasbadji, Merzouk M, Mahmoudi H, et al. On the use of wind energy to power reverse osmosis desalination plant: a case study from Tenes (Algeria). *Renew Sustain Energy Rev* 2011;15:956–63
- [53] Kherbouche D, Bernhard-Reversat F, Moali A, Lavelle P. The effect of crops and farming practices on earthworm communities in Soummam valley, Algeria. *European Journal of Soil Biology* 2012;48:17–23.
- [54] Bennouna M, Kehal S. Production de Méthane à partir des Boues des Stations d'épuration des Eaux Usées Potentiel existant en Algérie. *Numero Spécial*
- [55] Fekraoui A. Geothermal resources in Algeria and their possible use. *Geothermics* 1988;(17):515–9.
- [56] Kedaid FZ. Database on the geothermal resources of Algeria. *Geothermics* 2007;36:265–75.
- [57] Notton G, Muselli M, Poggi P, Louche A. Sizing reduction induced by the choice of electrical appliances options in a stand-alone photovoltaic production. *Renewable Energy* 1998;15:581–4.
- [58] EOD CO, Omunakwe EO, Nnamdi E. Design and economic analysis of a photovoltaic system: a case study. *International Journal of Renewable Energy Development (IJRED)* 2012;1(3):65–73.
- [59] Selya Price, Robert Marsolis (2010), "2008 Solar Technologies Market Report", University of California, available at <http://escholarship.org/uc/item/5f24h660>, published at 07-14-2010, viewed on July 29, 2010.

- [60] N. Achaïbou, « *Introduction à l'Etude du Système de Stockage dans un Système Photovoltaïque* ». Rev. Energ. Ren : Valorisation (1999) 1-6.
- [61] Svoboda V, Wenzl H, Kaiser R, Jossen A, Baring-Gould I, Manwell J, et al. Operating conditions of batteries in off-grid renewable energy systems. *Solar Energy* 2007;81(11):1409–25.
- [62] Jenkins DP, Fletcher J, Kane D. Model for evaluating impact of battery storage on micro generation systems in dwellings. *Energy Conversion and Management* 2008;49(8):2413–24.
- [63] Delavaripour H., Karshenas H.R., Bakhshai A., Jain P. Optimum battery size selection in standalone renewable energy systems. In: 2011 IEEE 33rd International on telecommunications energy conference (INTELEC); 2011.
- [64] Huang BJ, Wu MS, Hsu PC, Chen JW, Chen KY. Development of high-performance solar LED lighting system. *Energy Conversion and Management* 2010;51(8):1669–75.
- [65] Jossen A, Garche J, Sauer DU. Operation conditions of batteries in PV applications. *Solar Energy* 2004;76(6):759–69.
- [66] A. Chih-Chiang Hua, B. Zong-Wei Syue, “Charge and Discharge Characteristics of Lead-Acid Battery and LiFePO₄ Battery”, *International Power Electronics Conference (IPEC 2010)*, pp. 1478-1483.
- [67] M. Davis, B. Dougherty, A. Fanney. “Short-term characterization of building integrated photovoltaic panels”, *Journal of Solar Energy Engineering*, Vol.125, Issue 1, p.p.13-20, Feb. 2003.
- [68] Salameh Z, Dagher F, Lynch WA. Step-down maximum power point tracker for photovoltaic system. *Solar Energy* 1991;46:278e82.
- [69] Rashid M. In: *Power electronics e circuits, devices and applications*. 3rd ed. Pearson Education; 2004.
- [70] CABAL Cedric “Optimisation énergétique del’étage d’adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque” Thèse Université de toulouse III, Decembre 2008
- [71] Ben Salah Chokri, Ouali Mohamed. Comparison of fuzzy logic and neural network in maximum power point tracker for PV systems. *Elect Power Syst Res* 2011;81:43–50.
- [72] Liu Yi-Hua, Liu Chun-Liang, Huang Jia-Wei, Chen Jing-Hsiau. Neural-network based maximum power point tracking methods for photovoltaic systems operating under fast changing environments. *Sol Energy* 2013;89:42–53.

- [73] Chekired F, Mellit A, Kalogirou SA, Larbes C. Intelligent maximum power point trackers for photovoltaic applications using FPGA chip: A comparative study. *Sol Energy* 2014;101:83–99
- [74] Ishaque Kashif, Salam Zainal. A deterministic particle swarm optimization maximum power point tracker for photovoltaic system under partial shading condition. *IEEE Trans Ind Electron* 2013;60:3195–206.
- [75] Mellit A, Kalogeria SA. ANFIS-based modeling for photovoltaic power supply system. *Renew Energy* 2011;36:250–8.
- [76] Esrarn T, Chapman PL. Comparison of Photovoltaic array maximum power point tracking techniques. *IEEE Trans Energy Convers* 2007;22:439–49.
- [77] Ali Al-Karaghoul, L.L. Kazmerski (2010), “Optimization and life cycle cost of health clinic PV system for a rural area in southern Iraq using HOMER software “; *Solar Energy*, Vol. 84; 2004
- [78] Getachew Bekele (2009), “study into the potential and feasibility of a standalone solar wind hybrid electric energy supply system for application in Ethiopia”, Stockholm, Sweden.
- [79] Recensement Générale de l’Agriculture de l’année 2001, Ministère de l’Agriculture et du Développement rural <http://www.minagri.dz/pdf/RGA%20rapport%20general.pdf>
- [80] **Bagnall, M. Boreland, Photovoltaic Technol. 36,4390 (2008)**
- [81] Ghoshal, A. K., 2005: Poultry biggyan (Poultry Science). Aditya Prokashalay, Kolkata, 272 pp. (Translated by Author)
- [82] Maatallah, T., El Alimi, S., & Ben Nassrallah, S. (2011). Performance modeling and investigation of fixed, single and dual-axis tracking photovoltaic panel in Monastir city, Tunisia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 4053–4066.
- [83] Koussa M, Malek A, Haddadi M. Statistical comparison of monthly mean hourly and daily diffuse and global solar irradiation models and a Simulink program development for various Algerian climates. *Energy Convers Manage* 2009;50(5):1227–35.
- [84] Li H, Ma W, Wang X, Lian Y. Estimating monthly average daily diffuse solar radiation with multiple predictors: a case study. *Renew Energy* 2011;36(7):1944–8.
- [85] Benghanem M, Joraid A. Multiple correlation between different solar parameters in Medina, Saudi Arabia. *Renew Energy* 2007;32:2424–35.
- [86] Bakirci K. Models of solar radiation with hours of bright sunshine: a review. *Renew Sustainable Energy Rev* 2009; 13:2580–8.

- [87] Tiris, M., Tiris, C., & Ture, E. (1996). Correlation of monthly-average daily global, diffuse and beam radiations with hours of bright sunshine in Gebze, Turkey. *Energy Conversion and Management*, 37, 1417–1421.
- [88] Abdul-Aziz, J., A-Naglt, A., & Zumailan, A. A. R. (1993). Global solar radiation estimation from relative sunshine hours in Yemen. *Renewable Energy*, 3, 645–653.
- [89] Meza, F., & Varas, E. (2000). Estimation of mean monthly solar global radiation as a function of temperature. *Agricultural and Forest Meteorology*, 100, 231–241.
- [90] Zabara, K. (1986). Estimation for the global solar radiation in Greece. *Solar and Wind Technology*, 4, 267–272.
- [91] Ododo, J. C., Sulaiman, A. T., Aidan, J., Yuguda, M. M., & Ogbu, F. A. (1995). The importance of maximum air temperature in the parameterization of solar radiation in Nigeria. *Renewable Energy*, 6, 751–763.
- [92] Mohamed Salah Mecibah, Taqiy Eddine Boukelia, Reda Tahtah^a, Kacem Gairaa^b, Introducing the best model for estimation the monthly mean daily global solar radiation on a horizontal surface (Case study: Algeria), *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, Pages 194–202.
- [93] R. Yacef, A. Mellit, S. Belaid, Z. Şen, New combined models for estimating daily global solar radiation from measured air temperature in semi-arid climates: Application in Ghardaïa, Algeria, *Energy Conversion and Management*, Volume 79, March 2014, Pages 606–615.
- [94] Koussa M, Malek A, Haddadi M. Statistical comparison of monthly mean hourly and daily diffuse and global solar irradiation models and a Simulink program development for various Algerian climates. *Energy Convers Manag* 2009;50(5):1227–35.
- [95] Maghrabi AH. Parameterization of a simple model to estimate monthly global solar radiation based on meteorological variables, and evaluation of existing solar radiation models for Tabouk, Saudi Arabia. *Energy Convers Manage* 2009;50:2754–60.
- [96] Angstrom A. Solar and terrestrial radiation. *Quart J Roy Met Soc* 1924;50:121–125.
- [97] Prescott JA. Evaporation from water surface in relation to solar radiation. *Trans Roy Soc Austr* 1940;46:114–8.
- [98] Falayi, E.O., J.O. Adepitan and A.B. Rabi, 2008. Empirical models for the correlation of global solar radiation with meteorological data for Iseyin. *Nigeria Int. J. Phys. Sci.*, 3(9): 210-216.

- [99] Ertekin C, Yaldiz O. Estimation of monthly average daily global radiation on horizontal surface for Antalya, Turkey. *Renew Energy* 1999;17:95–102.
- [100] A Soler *Solar Wind Technol* 7. 305 (1990)
- [101] J Clerk Maxwell *A Treatise on Electricity and Magnetism* 3rd ed.Oxford Clarendon pp.68–73 (1892)
- [102] M Chegaar A Chibani *Energy Conversion and Management* 42 967–973 (2001)
- [103] K Ulgen and A Hepbasli *International journal of Energy Research* 26 413-430 (2002)
- [104] İ T Togrul and H Togrul *Renewable Energy* 25 55-67 (2002)
- [105] Ulgen K and Hepbasli A *Energy Sources* 26 521-530 (2004)
- [106] Raja I A Twidell J W *Solar Energy* 44 73–76 (1990)
- [107] Akinoglu B G and Ecevit A *Solar Energy* 45(2) 85–92 (1990)
- [108] Rensheng C *et al.* *Energy Conversion and Management* 47 865–878 (2006)
- [109] Bakirci K *Journal of Thermal Science and Technology* 27(1) 7–11 (2007)
- [110] Burari and Sambo *Nigeria Journal Renewable Energy* 9:34-36 (2001)
- [111] Zabara K. Estimation of the global solar radiation in Greece. *Sol Wind Technol* 1986;7:267–72.
- [112] Trabea AA, Shaltout MAM. Correlation of global solar radiation with meteorological parameters over Egypt. *Renew Energy* 2000;21:297–308.
- [113] Halawa EEH, Sugiyatno. Estimation of global solar radiation in the Indonesian climatic region. *Renew Energy* 2001;24:197–206.
- [114] Iqbal M. *An introduction to solar radiation*. New York: Academic Press; 1983.
- [115] Zekai S. *Solar energy fundamentals and modeling techniques: atmosphere,*
- [116] Akinoglu BG, Ecevit A. Construction of a quadratic model using modified Ångström coefficients to estimate global solar radiation. *Solar Energy* 1990;45:85-92.
- [117] El-Sebaili A A Trabea A.A *Energy Conversion and Management* 44 2471–2482 (2003)

- [118] Sen Z *Renewable Energy* 32 342–350 (2007)
- [119] Bulut H Büyükalaca O *Applied Energy*, 84 477–491 (2007)
- [120] Swartman RK, Ogunlade O. Solar radiation estimates from common parameters. *Solar Energy* 1967;11:170–2.
- [121] Abdalla YAG. New correlation of global solar radiation with meteorological parameters for Bahrain. *International Journal of Solar Energy* 1994;16: 111–120.
- [122] Amit Kumar Yadav, S.S. Chandel, Tilt angle optimization to maximize incident solar radiation: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 23 (2013)503–513.
- [123] Ruifeng Yan , Tapan Kumar Saha , Paul Meredith , Shane Goodwin, Analysis of yearlong performance of differently tilted photovoltaic systems in Brisbane, Australia, *Energy Conversion and Management* 74 (2013) 102–108
- [124] Liu B, Jordan R. Daily insolation on surfaces tilted towards the equator. *Trans ASHRAE* 1962;67.
- [125] Hay J. Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and tilted surfaces. *Solar Energy* 1979;23.
- [126] Klucher M. Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. *Solar Energy* 1979;23:111–4.
- [127] Liu RYH, Jordan RC. The interrelationship and characteristics distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Sol Energy* 1960;4(3):1–19.
- [128] Jiang Y. Estimation of monthly mean daily diffuse radiation in China. *Appl Energy* 2009;86(9):1458–64.
- [129] Karakoti I, Das PK, Singh SK. Predicting monthly mean daily diffuse radiation for India. *Appl Energy* 2012;91(1):412–25.
- [130] Li H, Ma W, Wang X, Lian Y. Estimating monthly average daily diffuse solar radiation with multiple predictors: a case study. *Renew Energy* 2011;36(7):1944–8.
- [131] Tarhan S, Sari A. Model selection for global and diffuse radiation over the Central Black Sea (CBS) region of Turkey. *Energy Convers Manage* 2005;46:605–13.
- [132] Liu B.Y.H and Jordan R.C. 1960. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Sol Energy* 1960; 4:1–19.
- [133] Page JK. The estimation of monthly mean values of daily total short wave radiation on vertical and inclined surface from sunshine records for latitudes 40N–40S. *Proc UN Conf New Sources Energy* 1961;4(598):378–90.

- [134] Page, J.K., 1964. The estimation of monthly mean values of daily total short - wave radiation on vertical and inclined surfaces from sunshine records for latitude 40°N-40°S. Proceeding of the UN Conference on New Sources of Energy, Paper S/98
- [135] Yorukoglu M, Celik N. A critical review on the estimation of daily global solar radiation from sunshine duration. *Energy Conversion and Management* 2006;47:2441e50.
- [136] Isaac Rahimia Bahram Bakhtiarib Kourosch Qaderib Mehrdad Aghababaiec *Energy Procedia* 18 644 – 651 (2012)
- [137] A M Muzathik1 *et al.* *Mechanical and Materials Engineering (IJMME)* **Vol. 6** p 75 (2011)
- [138] Louche A, Notton G, Poggi P, Simonnot G. Correlations for direct normal and global horizontal irradiation on a French Mediterranean site. *Solar Energy* 1991;46:261–6.
- [139] El-Metwally M. Simple new methods to estimate global solar radiation based on meteorological data in Egypt. *Atmos Res* 2004;69:217–39.
- [140] M. Asif and T. Muneer, ‘*Energy Supply, its Demand and Security Issues for Developed and Emerging Economies*’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 11, N°7, pp. 1388 – 1413, 2007.
- [141] Alberg Østergaard P, Mathiesen BV, Möller B, Lund H. A renewable energy scenario for Aalborg Municipality based on low-temperature geothermal heat, wind power and biomass. *Energy* 2016
- [142] Droste-Franke B, Paal B, Rehtanz C, Sauer D, Schneider J-P, Schreurs M, et al. Demand for balancing electrical energy and power. *Balancing renewable electricity*. Berlin, Heidelberg: Springer; 2012.
- [143] Østergaard PA, Lund H. A renewable energy system in Frederikshavn using low-temperature geothermal energy for district heating. *Appl Energy* 2011;88:479–87.
- [144] Fraunhofer-Gesellschaft. Managing renewable energy intelligently. ScienceDaily. <www.sciencedaily.com/releases/2014/03/140325094814.htm>[accessed 07.10.14].
- [145] Østergaard PA. Comparing electricity, heat and biogas storages’ impacts on renewable

- [146] A. Haas, '*The Value of Photovoltaic Electricity for Society*', Solar Energy, Vol. 5, N°4, pp. 25 – 31, 1995.
- [147] » Zhou W, Li Z, Lu L, Yang H. Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar-wind power generation systems. *Applied Energy* 2010;87:380e9.
- [148] Yilmaz P, Hocaoglu MH, Konukman AES. A pre-feasibility case study on integrated resource planning including renewables. *Energy Policy* 2008;36(3):1223–32.
- [149] Khatib T, Mohamed A, Sopian K. A review of photovoltaic systems size optimization techniques. *Renew Sustain Energy Rev* 2013;22:454–65. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.02.023>.
- [150] Hosseini SH, Ghaderi SF, Shakouri GH. An investigation on the main influencing dynamics in renewable energy development: a systems approach; 2012. p. 92–7. <http://dx.doi.org/10.1109/ICREDG.2012.6190476>.
- [151] Masters GM. *Renewable and efficient electric power systems*. 2nd ed. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc.; 2013.
- [152] Sidrach-de-Cardona M, Mora López L. A simple model for sizing stand alone photovoltaic systems. *Sol Energy Mater Sol Cells* 1998;55:199–214. [http://dx.doi.org/10.1016/S0927-248\(98\)00093-2](http://dx.doi.org/10.1016/S0927-248(98)00093-2).
- [153] Alamsyah TMI, Sopian K, Shahrir A. Technoeconomics analysis of a photovoltaic system to provide electricity for a household in Malaysia. In: *Proceedings of the international symposium on renewable energy: environment protection & energy solution for sustainable development*. Kuala Lumpur, Malaysia; 2003. p. 387–396.
- [154] Tan W, Seng AK. *Handbook for solar photovoltaic (PV) systems*. Energy Market Authority.
- [155] Friedrich S, Erge T. *Photovoltaics in buildings—a design handbook for architects and engineers*. Germany: Freiburg; 1996.
- [156] T.R. Ayodele , A.S.O. Ogunjuyigbe , *Sustainable Cities and Society* 18 (2015) 21–31
- [157] Ahmad GE. Photovoltaic-powdered rural zone family house in Egypt. *Renew Energy* 002;26:379–90. [http://dx.doi.org/10.1016/S0960-1481\(01\)00131-8](http://dx.doi.org/10.1016/S0960-1481(01)00131-8).
- [158] Sharma V, Colangelo A, Spagna G. Photovoltaic technology: basic concepts, sizing of a standalone photovoltaic system for domestic applications and preliminary economic analysis. *Energy Convers Manage* 1995;36:161–74.

- [159] Bhuiyan M, Asgar M. Sizing of a stand-alone photovoltaic power system at Dhaka. *Renew Energy* 2003;28:929–38. [http://dx.doi.org/10.1016/S0960-1481\(02\)00154-4](http://dx.doi.org/10.1016/S0960-1481(02)00154-4).
- [160] Kaushika ND, Rai AK. Solar PV design aid expert system. *Sol Energy Mater Sol Cells* 2006;90:2829–45. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2006.04.010>.
- [161] Chel A, Tiwari GN, Chandra A. Simplified method of sizing and life cycle cost assessment of building integrated photovoltaic system. *Energy Build* 2009;41:1172–80. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2009.06.004>.
- [162] Al-salaymeh A, Al-hamamre Z, Sharaf F, Abdelkader MR. Technical and economical assessment of the utilization of photovoltaic systems in residential buildings: the case of Jordan. *Energy Convers Manage* 2010;51:1719–26. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2009.11.026>.
- [163] Egido M, Lorenzo E. The sizing of stand alone PV-system: a review and a proposed new method. *Sol Energy Mater Sol Cells* 1992;26:51–69. [http://dx.doi.org/10.1016/0927-0248\(92\)90125-9](http://dx.doi.org/10.1016/0927-0248(92)90125-9).
- [164] Cabral CVT, Filho DO, Diniz ASAC, Martins JH, Toledo OM, Machado Neto LDVB. A stochastic method for stand-alone photovoltaic system sizing. *Sol Energy* 2010;84:1628–36. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2010.06.006>.
- [165] Kaldellis JK, Zafirakis D, Kondili E. Optimum sizing of photovoltaic-energy storage systems for autonomous small islands. *Int J Electr Power Energy Syst* 2010;32:24–36. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2009.06.013>.
- [166] Spertino F, Di Leo P, Cocina V, Tina GM. Storage sizing procedure and experimental verification of stand-alone photovoltaic systems. In: *Proceedings in the 2nd IEEE Int Energy Conf Exhib (ENERGYCON 2012)*, Italy. p. 464–8. <http://dx.doi.org/10.1109/EnergyCon.2012.6348199>.
- [167] Fathi AEI, Nkhaili L, Bennouna A, Outzourhit A. Performance parameters of a standalone PV plant. *Energy Convers Manage* 2014;86:490–5. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.05.045>.
- [168] Illanes R, Francisco ADe, Núñez F, De BlasM, García A, Luis J. Dynamic simulation and modelling of stand-alone PV systems by using state equations and

- numerical integration methods. *Appl Energy* 2014;135:440–9. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.088>.
- [169] M. Benghanem, ‘*An Optimal Sizing Method for Stand-Alone Photovoltaic System for Algeria*’, In: *Proceeding of the World Renewable Energy Congress IV, Italy 2002*.
- [170] A. Hadj Arab, B. Ait Driss, R. Amimeur and E. Lorenzo, ‘*Photovoltaic Systems for Algeria*’, *Solar Energy*, Vol. 54, N°2, pp. 99 – 104, 1995.
- [171] G. Notton, M. Muselli, P. Poggi and A. Louche, ‘*Autonomous Photovoltaic Systems: Influences of Some Parameters on the Sizing: Simulation Time Step, Input and Output Power Profile*’, *Renewable Energy*, Vol. 7, N°4, pp. 353 – 369, 1996.
- [172] Markvart T, Fragaki A, Ross JN. PV system sizing using observed time series of solar radiation. *Sol Energy* 2006;80:46–50.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2005.08.011>.
- [173] Jakhрани AQ, Othman A-K, Rigit ARH, Samo SR, Kamboh SA. A novel analytical model for optimal sizing of standalone photovoltaic systems. *Energy* 2012;46:678–82.
- [174] Khatib T, Mohamed A, Sopian K, Mahmoud M. A new approach for optimal sizing of standalone photovoltaic systems. *Int J Photoenergy* 2012;2012:1–7.
<http://dx.doi.org/10.1155/2012/391213>.
- [175] Razali NMM, Hashim AH. Backward reduction application for minimizing wind power scenarios in stochastic programming. *The 4th international power engineering and optimization conf (PEOCO’2010) 2010: 430–4*.
- [176] Zoulias EI, Lymberopoulos N. Techno-economic analysis of the integration of hydrogen energy technologies in renewable energy-based stand-alone power systems. *Renewable Energy* 2007;32(4):680–96.
- [177] Rehman S, El-Amin IM, Ahmad F, Shaahid SM, Al-Shehri AM, Bakhshwain JM, et al. Feasibility study of hybrid retrofits to an isolated off-grid diesel power plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2007;11(4):635–53
- [178] Fung CC, Rattanongphisat W, Nayar C. A simulation study on the economic aspects of hybrid energy systems for remote islands in Thailand. In: *IEEE region 10 conference on computers, communications, control and power engineering (TENCON’02)*. 2002. p. 1966–9.
- [179] Mizani S, Yazdani A. Design and operation of a remote microgrid. In: *35th annual conference on industrial electronics (IECON’09)*. 2009. p. 4299–304.

- [180] Fung CC, Rattanongphisat W, Nayar C. A simulation study on the economic aspects of hybrid energy systems for remote islands in Thailand. In: IEEE region 10 conference on computers, communications, control and power engineering (TENCON'02). 2002. p. 1966–9.
- [181] Shaahid SM, Elhadidy MA. Technical and economic assessment of grid-independent hybrid photovoltaic–diesel–battery power systems for commercial loads in desert environments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2007;11(8):1794–810
- [182] Cirre CM, Berenguel M, Valenzuela L, Klempous R. Reference governor optimization and control of a distributed solar collector field. *European Journal of Operational Research* 2009;193:709–17.
- [183] Ammar MB, Chaabene M, Elhajjaji A. Daily energy planning of a household photovoltaic panel. *Applied Energy* 2010;87(7):2340–51.
- [184] Yoza A, Yona A, Senjyu T, Funabashi T. Optimal capacity and expansion planning methodology of PV and battery in smart house. *Renew Energy* 2014;69:25–33. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.030>.
- [185] Salah C Ben, Lamamra K, Fatnassi A. New optimally technical sizing procedure of domestic photovoltaic panel/battery system. *J Renew Sustain Energy* 2015;7:1–14.
- [186] Upadhyay S, Sharma MP. A review on configurations, control and sizing methodologies of hybrid energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;38:47–63. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.057>.
- [187] Mellit A. ANN-based GA for generating the sizing curve of stand-alone photovoltaic systems. *Adv Eng Softw* 2010;41:687–93. <http://dx.doi.org/10.1016/j.advengsoft.2009.12.008>.
- [188] Mellit A, Kalogirou SA, Drif M. Application of neural networks and genetic algorithms for sizing of photovoltaic systems. *Renew Energy* 2010;35:2881–93. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2010.04.017>.
- [189] Li C-H, Zhu X-J, Cao G-Y, Sui S, Hu M-R. Dynamic modeling and sizing optimization of stand-alone photovoltaic power systems using hybrid energy storage technology. *Renewable Energy* 2009;34(3):815–26.

- [190] Thiaux Y, Seigneurbieux J, Multon B, Ahmed HB. Load profile impact on the gross energy requirement of stand-alone photovoltaic systems. *Renewable Energy* 2010;35(3):602–13.
- [191] Nikhil PG, Subhakar D. Sizing and parametric analysis of a stand-alone photovoltaic power plant. *Photovoltaics IEEE J* 2013;3:776–84. <http://dx.doi.org/10.1109/JPHOTOV.2013.2247792>.
- [192] Kornelakis A, Koutroulis E. Methodology for the design optimization and the economic analysis of grid-connected photovoltaic. *IE Transactions on Renewable Power Generation* 2009;3(4):476–92.
- [193] Kornelakis A, Marinakis Y. Contribution for optimal sizing of grid-connected PV-systems using PSO. *Renewable Energy* 2010;35(6):1333
- [194] NASA Surface Meteorology and Solar Energy Data and Information <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>.
- [195] Hakan Okyay Menges, Can Ertekin , Mehmet Hakan Sonmete, Evaluation of global solar radiation models for Konya, Turkey, *Energy Conversion and Management* 47 (2006) 3149–3173.
- [196] Huashan Li , Weibin Ma, Yongwang Lian , Xianlong Wang , Liang Zhao, Global solar radiation
- [197] Iqbal M (1993). *An Introduction to solar radiation* Academic press. New York pp. 59-67.
- [198] A.A. El-Sebaili , F.S. Al-Hazmi, A.A. Al-Ghamdi, S.J. Yaghmour, Global, direct and diffuse solar radiation on horizontal and tilted surfaces in Jeddah, Saudi Arabia, *Applied Energy* 87 (2010) 568–576
- [199] (Huashan Li , Weibin Ma, Yongwang Lian , Xianlong Wang , Liang Zhao, Global solar radiation
- [200] H. Khorasanizadeh, K. Mohammadi, Introducing the best model for predicting the monthly mean global solar radiation, over six major cities of Iran, *Energy* 51 (2013) 257e266
- [201] A.A.El-Sebaili, A.A.Al-Ghamdi,F.S.Al-Hazmi,AdelS.Faidah, Estimation of global solar radiation on horizontal surfaces in Jeddah, Saudi Arabia, *Energy Policy* 37 (2009) 3645–3649
- [202] Chang YP. Optimal the tilt angles for photovoltaic modules in Taiwan. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 2010;32:956-964.
- [203] Page, J.K: The estimation of monthly mean values of daily short wave radiation on vertical and inclined surface from sunshine records of latitude 40 degree N-40 degree

- S. International Proceeding of UN-conference on new sources of Energy. 4: 98.378. (1961).
- [204] M. Benghanem, Optimization of tilt angle for solar panel: Case study for Madinah, Saudi Arabia, *Applied Energy* 88 (2011) 1427–1433
- [205] Jafarkazemi F, Saadabadi SA. Optimum tilt angle and orientation of solar surfaces in Abu Dhabi, UAE. *Renew Energy* 2013;56:44–9.
- [206] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm>
- [207] Akikur RK, Saidur R, Ping HW, Ullah KR. Comparative study of stand-alone and hybrid solar energy systems suitable for off-grid rural electrification: a review. *Renew Sustain Energy Rev* 2013;27:738–52.
- [208] Khan Hassan A, Pervaiz Saad. Technological review on solar PV in Pakistan: Scope, practices and recommendations for optimized system design. *Renew Sustain Energy Rev* 2013;23:147–54.
- [209] Caisheng W, Nehrir MH. Power management of a stand-alone wind/photovoltaic/fuel cell energy system. *IEEE Trans Energy Convers* 2008;23(3) (957- 067).
- [210] M. Hankins, *Stand-alone Solar Electric Systems: the Earthscan Expert Handbook for Planning, Design and Installation*, Earthscan, 2010
- [211] J. Li, W. Wei, J. Xiang, A simple sizing algorithm for stand-alone PV/wind/battery hybrid microgrids, *Energies* 5 (2012) 5307e5323
- [212] Glavin ME, Chan PKW, Hurley WG. Optimization of autonomous hybrid energy storage system for photovoltaic applications. *Energy conversion congress and exposition, 2009 ECCE 2009 IEEE; 2009.* p. 1417–1424.
- [213] Ma T, Yang H, Lu L, Peng J. Pumped storage-based standalone photovoltaic power generation system: modeling and techno-economic optimization. *Appl Energy* 2015;137:649–59
- [214] Chauhan A, Saini RP. A review on integrated renewable energy system based power generation for stand-alone applications: configurations, storage options, sizing methodologies and control. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;38:99–120
- [215] Sinha S, Chandel SS. Review of software tools for hybrid renewable energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;32:192–205. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.035>
- [216] “Getting Started Guide for HOMER”, National Renewable Energy Laboratory, 2005.
- [217] Lambert, T., Gilman, P., & Lilenthal, G. (2005). *Micropower System Modeling with HOMER*. In *Integration of Alternative Sources of Energy* (pp. 379–416). John Wiley & Sons Ltd
- [218] Ngan MS, Tan CW. Assessment of economic viability for PV/wind/diesel hybrid energy system in southern Peninsular Malaysia. *Renew Sustain Energy Rev* 2012;16(1):634e47
- [219] Rehman S, Al-Hadhrami L. Study of a solar PV–diesel–battery hybrid power system for a remotely located population near Rafha, Saudi Arabia. *Energy* 2010;35:4986–95

- [220] Kenfack J, Neirac FP, Tatietsse TT, Mayer D, Fogue M, Lejeune A. Micro hydroPV-hybrid system: sizing a small hydro-PV-hybrid system for rural electrification in developing countries. *Renew Energy* 2009;34(10):2259–63
- [221] Essalaimeh S, Al-Salaymeh A, Abdullat Y. Electrical production for domestic and industrial applications using hybrid PV-wind system. *Energy Convers Manage* 2013;65:736e43
- [222] Salehin S, Ferdaous MT, Chowdhury RM, Shithi SS, Rofi MSRB, Mohammed MA. Assessment of renewable energy systems combining techno-economic optimization with energy scenario analysis. *Energy* 2016;112:729e41.
- [223] Al-Karaghoul A, Kazmerski LL. Optimization and life-cycle cost of health clinic PV system for a rural area in southern Iraq using HOMER software. *Sol Energy* 2010;84:710–4. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2010.01.024>.
- [224] Rezzouk H, Mellit A. Feasibility study and sensitivity analysis of a stand-alone photovoltaic–diesel–battery hybrid energy system in the north of Algeria. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;43:1134–50.
- [225] Kusakana K. A survey of innovative technologies increasing the viability of micro-hydropower as a cost effective rural electrification option in South Africa. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;37:370–9
- [226] Chauhan A, Saini RP. Techno-economic optimization based approach for energy management of a stand-alone integrated renewable energy system for remote areas of India. *Energy* 2016;94:138–56. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.136>
- [227] O. Hafez, K. Bhattacharya, Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for microgrids, *Renew. Energy* 45 (2012) 7e15
- [228] S. Direct. (28 August). Available: <http://www.solardirect.com/pv/batteries/batteries.ht>
- [229] <http://www.phillysolar.org/docs/pvfactsheetv2.pdf#search='Photovoltaic%20Pricing>.
- [230] <http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35297.pdf#search='A%20consumer's%20guide%20%20Get%20your%20power%20from%20the%20sun>
- [231] Gang Liu, M.G. Rasul, M.T.O. Amanullah, M.M.K. Khan, Techno-economic simulation and optimization of residential grid-connected PV system for the Queensland climate, *Renewable Energy* 45 (2012) 146e155
- [232] Muiyiwa S. Adaramola, Viability of grid-connected solar PV energy system in Jos, Nigeria, *Electrical Power and Energy Systems* 61 (2014) 64–69
- [233] H. Maammour, A. Hamidat, L. Loukarfi, Energy intake of a PV system from grid-connected agricultural farm in Chlef (Algeria), *Energy Procedia* 36 (2013) 1202e1211
- [234] Nafeh AA. Design and economic analysis of a stand-alone PV system to electrify a remote area household in Egypt. *Open Renewable Energy, J* 2009;2:33–7

- [235] Salam MA, Aziz A, Alwaeli AHA, Kazem HA. Optimal sizing of photovoltaic systems using HOMER for Sohar. *Int J Renewable Energy Res* 2013;3:2
- [236] T.R. Ayodele, A.S.O. Ogunjuyigbe, Increasing household solar energy penetration through load
- [237] Arash Asrari, Abolfazl Ghasemi, Mohammad Hossein Javidi, Economic evaluation of hybrid renewable energy systems for rural electrification in Iran—A case study, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (2012) 3123–3130
- [238] Ibrahim Anwar Ibrahim , Tamer Khatib b, Azah Mohamed , Optimal sizing of a standalone photovoltaic system for remote housing electrification using numerical algorithm and improved system models , *Energy* 126 (2017) 392e403

PUBLICATIONS & COMMUNICATIONS

PUBLICATIONS :

- **Aicha Soufi**, Ali Chermitti, Bouzaki Mohamed Mostafa and Allam Zehor, Investigating the Performance of Chosen Models for the Estimation of Global Solar Radiation on Horizontal Surface, A Case Study in Terny Hdiel, Tlemcen of Algeria, Journal of Engineering Science and Technology Review 7 (3) (2014) 45–49.
- **Soufi Aicha**, Chermitti Ali, Allam Zehor and Bouzaki Mohammed Mostafa ; Design and Simulation of Dairy Farm Photovoltaic System for a Rural Area in Tlemcen, Algeria, Journal of Engineering Science and Technology Review 7 (3) (2014),pp. 133 – 136.
- **Aicha Soufi**, Ali chermitti, Nacereddine Bibi Triki, Sizing and optimization of a Livestock Shelters Solar Stand-Alone Power System, International Journal of Computer Applications, Volume 71– No.4, May 2013
- Zehor Allam, Abdelkader Hamdoune, Chahrazed Boudaoud,Asmaa Amrani ,**Aicha Soufi**, Zakia Nakoul, Simulation of AlGaN/Si and InN/Si ELECTRIC – DEVICES , International Journal of Recent advances in Physics (IJRAP) Vol.2, No.2, May 2013.
- Bouzaki Mohammed Moustafa, Benyoucef Boumediene, Benouaz Tayeb , **Soufi Aicha**, Benhamou Amina, Modeling of the Junction CdS (N)/CdTe (P), International Journal of Applied Engineering Research, Volume 10, Number 6 (2015) pp. 16097-16104
- Zehor Allam, Abdelkader Hamdoune, Chahrazed Boudaoud, **Aicha Soufi** , Mobility dependence of the temperature during of the growth, Journal of Chemistry and Materials Research, Vol. 1 (3), 2014, pp. 56-59.
- Bouzaki Mohammed Moustafa, Benyoucef Boumediene1, Benouaz Tayeb,Benhamou Amina, **Soufi Aicha**, Chadel Meriem, Maamar Hicham, Effects of the ambient temperature and the defect density on the performance the solar cell (HIT), Int. J. Nanoelectronics and Materials 9 (2016) 85-92 .

- Bouzaki Mohammed Moustafa, Benyoucef Boumediene1, Benouaz Tayeb, Benhamou Amina, **Soufi Aicha**, Chadel Meriem, Maamar Hicham, Modeling the Performance of a Photovoltaic Cell based on Crystalline Silicon , *International Journal of Computer Applications (0975 – 8887) Volume 96– No.25, June 2014*

COMMUNICATIONS

- **Aicha Soufi**, Ali Chermitti, Mohamed Bouzaki , Zehor Allam, Simulation of dairy farm photovoltaic system for a rural area in Tlemcen, Algeria, The 1st international conference on nanoelectronics, Communications and renewable Energy –ICNCRE’13- September 22-23,2013.
- **Aicha Soufi**, Ali Chermitti, Mohamed Bouzaki , Zehor Allam, Evaluation of Global Solar Radiation on Horizontal Surfaces at Rural Area in Tlemcen (Algeria), International Congress, on Telecommunication and Application– ICTA’14 – Bejaia, April, 23-24,2014
- **Aicha Soufi**, Ali Chermitti, Mohamed Bouzaki , Zehor Allam, Modeling monthly global solar radiation with measured meteorological data. A case study for a rural area in Tlemcen, Algeria, 1st International Congress on Plasma and Materials- CIPM’14 – Tlemcen15-17 November,2014
- Zehor ALLAM, Abdelkader HAMDOUNE, Chahrazed BOUDAOU, Zakia NAKOUL, **Aicha SOUFI**, High UV Visible of AlGa_N/Ga_N/Al_N MSM Photodetector. ICTA’14, April 23-24, 2014, Béjaia, Algérie.
- Zehor Allam, Abdelkader Hamdoune, Chahrazed Boudaoud, **Aicha SOUFI**, High-Performance Solar-Blind Photodetector Based on AlGa_N/Ga_N Heterostructure, NAWDMPV’14 , Tlemcen 26-27, October 2014.

Résumé

Les technologies de l'énergie solaire offrent une source d'énergie propre et renouvelable et sont des composantes essentielles d'un avenir énergétique durable. L'objectif principal de cette étude est de trouver les caractéristiques optimales d'un système photovoltaïque capable de satisfaire les besoins énergétiques d'une ferme agricole en site isolé spécifique. A cet effet, une méthode d'optimisation technico-économique d'un système photovoltaïque autonome a été sélectionnée. Dans un premier temps, nous estimons le rayonnement solaire global sur un plan horizontal et incliné dans la région proposée en utilisant plusieurs modèles. Dans une seconde partie, le dimensionnement du système PV autonome a été réalisé afin de respecter le cahier des charges. Le système a été conçu en tenant compte de la charge et de l'énergie disponibles au soleil. Le modèle complet pour le dimensionnement du système photovoltaïque autonome a été présenté pour déterminer la puissance PV requise, la capacité de stockage de la batterie, la taille du contrôleur de charge et l'onduleur pour satisfaire la charge requise. En utilisant ce modèle, la puissance crête, la surface des modules photovoltaïques et la capacité de la batterie a été calculées atteignent 4000Wp et 27.33m², 4036,66 Ah respectivement. Ensuite, grâce à une analyse de sensibilité, nous pouvons déterminer la viabilité économique des différentes options et dimensions des composants de l'installation. Le modèle d'optimisation de systèmes hybrides de génération de l'énergie électrique à base de sources renouvelables pour le logiciel (HOMER) a été utilisé pour déterminer la configuration optimale du système en termes de Coût actuel net 'NPC'.

Mots-clés: Optimisation – Générateur autonome – Photovoltaïque – Dimensionnement.

Abstract

The technologies of the solar energy offer a clean and renewable source of energy and are essential components of a sustainable energy future. The main objective of this study is to find the optimal characteristics of a photovoltaic system capable of satisfying the energy needs for an agricultural farm in specific isolated site. For this purpose, a method of technical- economic optimization of stand-alone photovoltaic system has been selected. At first, we estimate the global solar radiation on a horizontal plan and tilted in the region proposed by using several models. In a second part, a sizing of the stand-alone photovoltaic system was realized to respect the specification. The system was designed by taking into account the load the energy available on the sun. The complete model for sizing a stand-alone photovoltaic system was presented to determine the required PV power, battery storage capacity, size of the charge controller and the inverter to meet the required load. Using this model, the peak power, the surface of the photovoltaic modules and the capacity of the battery were calculated reach 4000Wp, 27.33m² and 4036,66 Ah respectively. Then, in through the sensitivity analysis, we can determine the economic viability of the different options and the size of the components of a PV installation. The Hybrid Optimization Model for Electrical Renewable Software (HOMER) was used to determine the optimal system configuration in terms of Net Present cost.

Keywords: Optimization - Autonomous generator – Photovoltaic - Sizing

خلاصة

توفر تقنيات الطاقة الشمسية مصدرا مهما لطاقة نظيفة ومتجددة التي هي مكونات أساسية لمستقبل الطاقة المستدامة. الهدف الرئيسي من هذه الدراسة هو إيجاد الخصائص المثلى لنظام كهروضوئي قادر على تلبية احتياجات الطاقة لمزرعة في موقع معزول. لهذا الغرض، تم اختيار طريقة التحسين الاقتصادي التقني لنظام كهروضوئي مستقل. أولاً، تم تقدير الإشعاع الشمسي على مستوى أفقي ومائل في المنطقة المقترحة باستخدام عدة نماذج. في الجزء الثاني، تم تنفيذ تصميم نظام كهروضوئي ذاتي من أجل الامتثال لاحتياجات الطاقة.

تم تصميم النظام مع الأخذ بعين الاعتبار الحمولة والطاقة المتوفرة في الشمس. تم تقديم النموذج الكامل لتصميم النظام الكهروضوئي المستقل لتحديد الطاقة الكهروضوئية المطلوبة.

سعة التخزين للبطارية، وحجم المراقب والمحول لتحقيق الحمولة المطلوبة. باستخدام هذا النموذج، تم حساب طاقة الذروة، سطح الوحدات الكهروضوئية وسعة البطارية على التوالي 4000Wp، 27.33m²، 4036,66 Wh. بعد ذلك، وبفضل تحليل الحساسية، يمكننا تحديد الجدوى الاقتصادية للخيارات والأبعاد المختلفة لمكونات التركيب.

تم استخدام نموذج التحسين المختلط للبرمجيات الكهربيائية المتجددة **Homer** لتحديد التكوين الأمثل للنظام من حيث صافي التكلفة الحالية (NPC).

كلمات المفتاحية: الأمثل - مولد قاتم بذاته - الكهروضوئية - التحجيم - التصميم