

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

المدرسة الوطنية العليا للفلاحة – الحراش – الجزائر
Ecole Nationale Supérieure Agronomique – El-Harrach – Alger

Département : Génie rural

Spécialité : Machinisme agricole et Agro-équipements

Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de Magister en sciences agronomiques

Thème

Simulation des performances d'une mini-centrale électrique multi-sources alimentant une ferme agricole saharienne.

Présenté par : KADRI Ahmed

Soutenu le : 22/12/2011

Devant le jury :

| | | |
|-----------------------------|----------------------|--|
| <i>Président :</i> | Mr. KACI F | Maître de conférences (ENSA, El-Harrach) |
| <i>Directeur de thèse :</i> | Mr. HAMIDAT A | Directeur de Recherche (CDER, Bouzareah) |
| <i>Examineurs :</i> | Mr. ETSOURI K | Chargé de cours (ENSA, El-Harrach) |
| | Mr. AMARA M | Maître de conférences (ENSA, El-Harrach) |

Année universitaire 2010/2011

Dédicaces

Je voudrais dédier ce modeste travail A mes très chers parents qui m'ont tant soutenu et encouragé pour réaliser ce mémoire.

A mes sœurs chacune de son nom.

A mon frère Mohammed et son épouse, sans oublier les adorables enfants Taha et Meriem.

A mon cher ami Omar Z., pour son amitié, son encouragement, et sa présence dans les moments difficiles.

A mon meilleur ami Hammou B A.

*A toute la famille **KADRI** à Aoulef-ADRAR.*

A ma chère grande mère

Je tiens à remercier particulièrement mes meilleurs amis : Abdelmadjid Z., Abdallah C., Ahmed S A., Touhami G., Mouloud O., et Ahmed S.

Aux mes amies de ma promotion en magister : Amine F., Zaki M., Krimo B L., Sakher M., Mokran K.

A mes camarades de la promotion de machinisme agricole en 2008 et de la résidence universitaire Bouraoui.

A la famille du département de Génie rurale (Enseignants, techniciens, et étudiants).

A tous ceux qui m'aiment

Remerciements

Nous remercions Dieu de nous avoir accordé des connaissances de la science et de nous avoir aidé à réaliser ce modeste travail.

Je remercie vivement **Mr. HAMIDAT A.**, Maître de recherche au CDER, Bouzareah, Alger pour avoir accepté de suivre mon travail, pour son encadrement apprécié, ses conseils avisés, et la confiance qu'il m'a accordée pour que ce travail puisse être achevé.

Je tiens à adresser mes grands vifs remerciements à **Mr. KACI F.**, Maître de conférences au département du Génie rural à l'ENSA d'El-Harrach, pour m'être fait l'honneur de présider ce jury. Veuillez, monsieur, accepter l'expression de mon profond respect.

Un grand merci également à **Mr. ETSOURI K.**, chargé de cours à l'ENSA d'El-Harrach, pour avoir accepté d'examiner ce mémoire.

J'exprime ma gratitude à **Mr. AMARA M.**, Maître de conférences au département du Génie rural à l'ENSA d'El-Harrach, Alger, d'avoir accepté d'examiner ce travail.

Merci à **Mr. ABOUZAHER**, le Docteur inspecteur vétérinaire à la direction des services agricoles de la Wilaya de Ghardaïa pour toute l'aide qu'il m'a donné.

Je dois remercier l'ensemble des enseignants de la spécialité machinisme agricole, qui ont contribué à ma formation.

Mes remerciements vont également à **BEN HAMMOU S.**, et **KEDDI I.**, pour toute l'aide et les explications qu'ils m'ont fournies sur l'utilisation du logiciel Matlab.

Enfin, mes remerciements s'adressent à toutes personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.

Résumé

Le but de ce travail est la simulation des performances d'un système hybride pour la production d'énergie électrique destiné pour alimenter une ferme agricole saharienne. Cette source est PV hybride et elle est composée d'un générateur photovoltaïque et un générateur Diesel. Ce système utilise des batteries pour le stockage d'énergie électrique. L'application a été réalisée pour une ferme agricole située à Ghardaïa au Sud algérien.

La simulation des performances a été obtenue grâce à la mise au point d'un programme sous Matlab et l'utilisation du logiciel Homer. L'analyse des résultats a démontré la fiabilité du système hybride pour la satisfaction de la charge demandée.

Mots clés : Photovoltaïque, Hybride, Ferme agricole, Simulation, Energie renouvelable, Performances.

Abstract

The aim of this work is the simulation of the performance of a hybrid system to supply electricity a Saharan farm. This hybrid system is composed of a photovoltaic generator and a diesel generator. The system uses batteries to store electrical energy. The application was made for a farm located in Ghardaïa, in southern of Algeria.

The simulation performance has been achieved through the development of a program in Matlab and use the software Homer. Analysis of the results demonstrated the reliability of the hybrid system to satisfy the required load.

Key words: Photovoltaic, Hybrid, Farm, Simulation, Renewable energy, Performance.

ملخص:

يهدف هذا العمل إلى محاكاة فعالية نظام هجين من أجل توليد الطاقة الكهربائية من مصدر هجين لتغذية مزرعة في الصحراء. هذا النظام يتكون من مولد كهروضوئي و مولد ديزل. النظام يستعمل بطاريات لتخزين الطاقة الكهربائية. هذا التطبيق أنجز من أجل مزرعة في غرداية بالجنوب الجزائري.

المحاكاة تمت ببرمجة في Matlab واستخدام برنامج Homer. تحليل النتائج المحصل عليها أثبتت فعالية النظام في توفير الطاقة المطلوبة.

كلمات مفتاحية: كهروضوئي, هجين, مزرعة, محاكاة, طاقة متجددة, فعالية.

Sommaire

| | |
|---|-----------|
| INTRODUCTION GENERALE..... | 1 |
| Chapitre 1 : ELECTRIFICATION DES FERMES DANS LES REGIONS ISOLEES. | |
| 1.1. Introduction..... | 3 |
| 1.2. Aperçus sur les systèmes d'élevage en Algérie..... | 3 |
| 1.2.1. Le système d'élevage extensif pastoral..... | 3 |
| 1.2.2. Le système d'élevage en ferme..... | 4 |
| 1.2.3. Le système d'élevage familial..... | 4 |
| 1.3. Construction des bâtiments..... | 4 |
| 1.4. Besoins énergétiques des zones rurales non électrifiées | 5 |
| 1.5. Consommation d'énergie dans la ferme..... | 6 |
| 1.5.1. Les équipements d'éclairage. | 6 |
| 1.5.2. Pompage de l'eau..... | 6 |
| 1.5.3. Salle de traite..... | 8 |
| 1.5.4. La ventilation..... | 8 |
| 1.6. Fiabilité, sécurité et stabilité d'un système électrique..... | 8 |
| 1.7. Les potentialités énergétiques..... | 9 |
| 1.7.1. Les ressources fossiles | 9 |
| 1.7.2. Les ressources locales – les énergies renouvelables..... | 10 |
| 1.8. Fourniture d'électricité dans les régions isolées..... | 10 |
| 1.9. Conclusion..... | 14 |
| Chapitre 2 : SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE HYBRIDE | |
| 2.1. Introduction..... | 15 |
| 2.2. Présentation de système PV hybride..... | 15 |
| 2.3. Configurations des systèmes PV-Diesel-batteries..... | 16 |
| 2.3.1. Système type série..... | 16 |
| 2.3.2. Système type commuté..... | 17 |
| 2.3.3. Système type parallèle..... | 18 |
| 2.4. Les rayonnements solaires..... | 18 |
| 2.5. Le générateur photovoltaïque..... | 19 |
| 2.5.1. L'effet photovoltaïque..... | 19 |
| 2.5.2. La cellule solaire..... | 20 |
| 2.5.3. Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque..... | 20 |
| 2.5.4. Caractéristique électrique de la cellule PV..... | 21 |
| 2.5.6. Notion de puissance crête | 21 |
| 2.6. Paramètres du module photovoltaïque..... | 21 |
| 2.7. Influence des paramètres météorologiques | 23 |
| 2.7.1. Influence de l'éclairement..... | 23 |
| 2.7.2. Influences de la température..... | 24 |
| 2.8. Le groupement des modules..... | 25 |
| 2.8.1. Le groupement de modules en série..... | 25 |

| | |
|--|----|
| 2.8.2. <i>Le groupement de modules en parallèle</i> | 25 |
| 2.9. Le générateur diesel | 26 |
| 2.10. Le stockage de l'énergie photovoltaïque | 26 |
| 2.11. Système de conditionnement | 27 |
| 2.11.1. <i>Onduleurs</i> | 27 |
| 2.11.2. <i>Régulateur de charge</i> | 28 |
| 2.12. Conclusion | 28 |

Chapitre 3 : MODELISATION DES COMPOSANTS D'UN SYSTEME PV HYBRIDE

| | |
|--|----|
| 3.1 Introduction | 29 |
| 3.2. Modélisation des composants d'un système hybride (PV-Diesel-Batteries) | 29 |
| 3.2.1. <i>Modélisation des caractéristiques I-V d'un module photovoltaïque</i> | 29 |
| 3.2.1.1. <i>Modèle explicite</i> | 29 |
| 3.2.1.2. <i>Modèle analytique</i> | 30 |
| 3.2.1.3. <i>Modèle proposé</i> | 30 |
| 3.2.2. <i>Extrapolation des paramètres et de données</i> | 34 |
| 3.2.3 <i>Générateur PV</i> | 34 |
| 3.3. Modèle de la température ambiante | 35 |
| 3.4. Batterie | 35 |
| 3.4.1. <i>Estimation de l'état de charge de la batterie (EDC)</i> | 35 |
| 3.4.2. <i>Energie des batteries</i> | 36 |
| 3.5. Convertisseur | 37 |
| 3.6. Groupe électrogène | 37 |
| 3.7. Conclusion | 37 |

Chapitre 4 : DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTEME PV HYBRIDE

| | |
|--|----|
| 4.1. Introduction | 38 |
| 4.2. Les différentes étapes de dimensionnement | 38 |
| 4.2.1. <i>Estimation du besoin en électricité</i> | 39 |
| 4.2.2. <i>Energie solaire récupérable</i> | 39 |
| 4.2.3. <i>Définition des modules PV</i> | 40 |
| 4.2.3.1. <i>Nombre de branches en parallèle</i> | 40 |
| 4.2.3.2. <i>Nombre de modules en série</i> | 40 |
| 4.2.4. <i>Dimensionnement de stockage</i> | 41 |
| 4.2.5. <i>Coût d'un système</i> | 41 |
| 4.3. Dimensionnement d'un système à alimenter une ferme | 42 |
| 4.3.1. <i>Présentation de la zone d'étude</i> | 43 |
| 4.3.2. <i>Présentation de ferme à dimensionner</i> | 44 |
| 4.3.3. <i>Le profil de charge</i> | 45 |
| 4.3.4. <i>Les données climatiques</i> | 46 |
| 4.3.5. <i>Les données d'ensoleillement</i> | 47 |
| 4.3.6. <i>Estimation de la surface du générateur</i> | 48 |
| 4.3.7. <i>Détermination du nombre des modules</i> | 48 |

| | |
|---|-----------|
| 4.3.8. Estimation de la capacité de stockage..... | 49 |
| 4.4. Résultats de dimensionnement | 49 |
| 4.5. Discussion des résultats..... | 50 |
| 4.6. Conclusion..... | 52 |

Chapitre 5 : SIMULATION DES PERFORMANCES D’UN SYSTEME HYBRIDE

| | |
|--|-----------|
| 5.1. Introduction..... | 53 |
| 5.2. Présentation des logiciels de simulation..... | 53 |
| 5.2.1. Matlab..... | 53 |
| 5.2.2. Homer..... | 54 |
| 5.3. Paramètres de la simulation..... | 56 |
| 5.4. Résultats des simulations..... | 57 |
| 5.4.1. Programme sous Matlab..... | 57 |
| 5.4.2. Homer..... | 63 |
| 5.5. Comparaison des résultats entre le programme et Homer..... | 73 |
| 5.6. Conclusion..... | 74 |

| | |
|--------------------------|----|
| CONCLUSION GENERALE..... | 76 |
|--------------------------|----|

| | |
|----------------------------------|----|
| REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES..... | 78 |
|----------------------------------|----|

ANNEXE.

Liste des abréviations

| | |
|--------------|--|
| A | Facteur d'idéalité de la diode |
| A.E.P | Alimentation en eau potable |
| APRUE | Agence National pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Energie. |
| Bd | Rayonnements directs |
| C | Capacité de la batterie [Ah] |
| Ch | Energie quotidienne [Wh/jour] |
| CC | Courant continu |
| CA | Courant alternatif |
| CDER | Centre de Développement des Energies Renouvelables |
| STC | Condition de teste standard |
| Dd | Rayonnements diffus [W/m^2] |
| EDC | Etats de charge |
| EDD | Etats de décharge |
| E_B | la charge de la batterie [Wh] |
| $E_{B\ max}$ | Energie maximum des batteries [Wh] |
| $E_{B\ min}$ | Energie minimum des batteries [Wh] |
| E_{DGn} | la puissance nominal de groupe électrogène |
| E_{GD} | L'énergie génère le groupe diesel |
| E_L | Energie [W] |
| E_{pv} | L'énergie de générateur PV |
| G | L'éclairement [W/m^2] |
| G_{ref} | L'éclairement de référence à la condition standard [$1kW/m^2$] |
| I | Le courant [A] |
| I_L | Le photo-courant [A] |
| I_0 | Le courant de saturation de la diode [A] |
| I_{cc} | Courant de court-circuit [A] |
| I_m | Courant de puissance maximale [A] |
| I_G | le courant de générateur |
| J | Les jours d'autonomie |
| k | Le coefficient Boltzmann ($1.38*10^{-23}J/K$) |
| Tep | Tonne d'équivalent pétrole |

| | |
|-----------|--|
| Lat | Latitude |
| max | maximale |
| N | Nord |
| NOCT | Température nominale du fonctionnement de cellule |
| EDC | Etat de charge |
| EDD | L'état de décharge |
| MPP | Point de puissance maximale |
| N_p | Nombre de modules en parallèle |
| N_s | Nombre de modules en parallèle |
| n_{DG} | L'efficacité du générateur diesel |
| n | Nombre d'heures équivalent [1kWh/m^2] |
| PV | Photovoltaïque |
| P_m | Puissance optimale |
| P_G | Puissance du générateur |
| q | La charge de l'électron ($1.602 \cdot 10^{-19}$) |
| S | Sud |
| STC | Condition du teste standard |
| R_s | Résistance série [Ω] |
| R_{sh} | Résistance shunt [Ω] |
| T | La température [K] |
| T_{max} | La température maximale [K] |
| T_{min} | La température minimale [K] |
| T_{ref} | La température de la référence 297K [K] |
| TWh | Téra watt heure |
| T_j | La température de jonction [K] |
| V | La tension [V] |
| V_{co} | Tension du circuit ouvert [V] |
| V_m | Tension de la puissance maximale [V] |
| V_M | Tension de module [V] |
| V_G | Tension du générateur photovoltaïque [V] |
| V_t | La tension thermique |
| W_c | Watt crête [W] |
| Θ | L'angle d'inclinaison du capteur |

Liste des figures

| | |
|--|----|
| Figure 1.1: Usage énergétique en fonction des revenus disponibles..... | 5 |
| Figure 1.2 : Consommation énergétique finale par secteur d'activité en 2005..... | 6 |
| Figure 1.3 : Evolution de la consommation de secteur de l'agriculture..... | 6 |
| Figure 1.4 : consommation de secteur de l'agriculture par type d'énergie en 2005..... | 7 |
| Figure1.5 : Répartition de l'eau de pompage pour deux régions dans le Sahara septentrional..... | 7 |
| Figure 1.6 : Configuration d'un système diesel avec batterie..... | 11 |
| Figure 1.7 : Les différentes options de production d'électricité dans les régions isolées..... | 13 |
| Figure 2.1: Configuration d'un système photovoltaïque-diesel-batteries..... | 15 |
| Figure 2.2 : Système hybride PV-Diesel de type série..... | 16 |
| Figure 2.3 : Système hybride PV-Diesel de type Commute..... | 17 |
| Figure.2.4 : Système hybride PV-Diesel de type parallèle..... | 18 |
| Figure 2.5 : Composant des rayonnements solaires au sol..... | 18 |
| Figure 2.6 : Structure d'un générateur photovoltaïque..... | 19 |
| Figure 2.7 : Structure d'une cellule solaire en silicium..... | 20 |
| Figure 2.8 : Circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque..... | 20 |
| Figure 2.9 : Caractéristiques I-V d'une cellule photovoltaïque..... | 21 |
| Figure 2.10 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique I-V d'un module PV..... | 23 |
| Figure 2.11 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique I-P d'un module PV..... | 23 |
| Figure 2.12 : Influence de la température sur la caractéristique I-V d'un module PV..... | 24 |
| Figure 2.13 : Influence de la température sur la caractéristique I-P d'un module PV..... | 24 |
| Figure 2.14:Caractéristiques I-V des modules connecté en série et parallèle..... | 25 |
| Figure 3.1 : Caractéristiques I-V calculées et mesurées de module UDTS-50 du modèle sous Matlab..... | 33 |
| Figure 3.2 : Caractéristiques I-V calculées et mesurées de module UDTS-50 du modèle explicite..... | 33 |
| Figure 3.3 : Caractéristiques I-V calculées et mesurées de module UDTS-50 du modèle Analytique..... | 33 |
| Figure 3.4 : Présentation de l'état de charge et la profondeur de décharge d'une batterie..... | 35 |
| Figure 4.1 : Diagramme simplifié du dimensionnement d'un système PV avec stockage..... | 38 |
| Figure 4.2 : Situation géographique de la région d'étude..... | 43 |
| Figure 4.3 : Vue générale de la ferme..... | 44 |
| Figure 4.4 : Le profil de charge de la consommation journalière..... | 46 |
| Figure 5.1 : Algorithme de contrôle de l'EDC des batteries dans un système hybride..... | 54 |

| | |
|--|----|
| Figure 5.2 : la configuration du système hybride PV diesel batteries sous HOMER..... | 55 |
| Figure 5.3: Architecture de simulation de système..... | 55 |
| Figure 5.4 : Caractéristique I-V du générateur PV dans les conditions STC..... | 57 |
| Figure 5.5 : Distribution de la charge journalière et la puissance délivrée par le générateur PV..... | 57 |
| Figure 5.6 : Evolution horaire de l'état de charge des batteries durant l'année..... | 58 |
| Figure 5.7 : Evolution d'énergie des batteries pour le jour le plus défavorable..... | 58 |
| Figure 5.8 : Evolution d'énergie des batteries pour le jour le moins défavorable..... | 59 |
| Figure 5.9 : Fonctionnement horaire du groupe électrogène..... | 59 |
| Figure 5.10 : Evolution de la puissance, la tension, et le courant produits par le générateur PV dans chaque mois de l'année..... | 60 |
| Figure 5.11 : Distribution horaire de la température dans les mois de juin et décembre..... | 61 |
| Figure 5.12 : Distribution horaire du rayonnement incident sur le plan de générateur PV dans le mois de juin et décembre..... | 61 |
| Figure 5.13 : Simulation du système en absence de soleil..... | 62 |
| Figure 5.14 : Le bilan énergétique du système PV hybride..... | 62 |
| Figure 5.15 : Classement des catégories pour les combinaisons des systèmes en Homer..... | 64 |
| Figure 5.16 : Répartition de rayonnements solaires moyenne mensuelle sur un plan horizontal et incliné de site..... | 64 |
| Figure 5.17 : Distribution moyenne journalière mensuelle de la charge et l'énergie produit le champ PV..... | 65 |
| Figure 5.18 : Répartitions journalières du rayonnement incident sur u plan incliné et la puissance PV générée par le champ PV..... | 65 |
| Figure 5.19 : Variation de l'énergie PV, état de charge des batteries, et la puissance produite par le champ PV pour le 21 décembre..... | 66 |
| Figure 5.20 : Evolution de l'état de charges des batteries dans les jours de l'année..... | 66 |
| Figure 5.21 : Puissance délivre par le groupe électrogène dans les jours de l'année..... | 67 |
| Figure 5.22 : Distribution moyenne journalière mensuelle de la charge et l'énergie produite par le champ PV..... | 68 |
| Figure 5.23 : Répartition de l'état de charges des batteries pendant l'année..... | 68 |
| Figure 5.24 : Comparaison des coûts des différents systèmes..... | 70 |
| Figure 5.25 : Comparaison des puissances moyennes journalières délivrées par le Générateur PV..... | 74 |
| Figure 5.26 : Comparaison des rayonnements solaires sur le plan incliné..... | 74 |

Liste des tableaux

| | |
|--|----|
| Tableau 1.1 : Potentialités de l'énergie solaire en Algérie | 10 |
| Tableau 1.2 : comparatif des différentes options utilisées pour l'électrification..... | 13 |
| Tableau 3.1 : Résultats du DES pour le module PV de type UDTS-50..... | 32 |
| Tableau 3.2 : Résultats d'erreur relative de module UDTS-50..... | 32 |
| Tableau 4.1 : Estimation de la consommation journalière en électricité..... | 39 |
| Tableau 4.2 : la consommation journalière en électricité de la ferme..... | 45 |
| Tableau 4.3 : Relevés des températures moyennes mensuelles en °C de la région de Ghardaïa pendant les dernières années (2000-2009)..... | 47 |
| Tableau 4.4 : Relever de l'ensoleillement moyen mensuel global de Ghardaïa..... | 47 |
| Tableau 4.5 : Caractéristiques du module photovoltaïque UDTS-50..... | 48 |
| Tableau 4.6 : Résultats de dimensionnement du système..... | 49 |
| Tableau 4.7 : Dimension du générateur PV pour chaque mois de l'année pour couvrir la charge..... | 51 |
| Tableau 5.1 : Coût des composants de système hybride..... | 56 |
| Tableau 5.2 : Les caractéristiques techniques et économiques de système..... | 67 |
| Tableau 5.3 : Caractéristiques techniques et économiques du système PV autonome..... | 69 |
| Tableau 5.4 : Le bilan énergétique des systèmes utilisant le groupe électrogène..... | 71 |
| Tableau 5.5 : Comparaison des bilans énergétiques des systèmes autonome et hybride.... | 73 |

Introduction générale

Introduction générale

L'énergie électrique est un facteur essentiel de l'évolution et de développement des fermes sur le plan de l'amélioration des conditions de production, et sur le plan de développement de secteur agronomique. Elle est devenue indispensable par les équipements du travail où elle est demandée. Donc, elle doit être produite, transportée, et distribuée d'une façon permanente.

La forte croissance de la demande en énergie électrique dans le monde se fait grâce à l'augmentation de la population, de l'activité industrielle et du changement du style de vie. La consommation énergétique mondiale a augmenté de 74% au cours des vingt dernières années. En 2010, la production électrique a été de 21325.1 TWh. Durant cette année, l'Algérie a produit 45.2 TWh, soit 0.2% de la production électrique mondiale (BP. 2011).

L'agriculture est représentée à 7% de la consommation énergétique finale nationale, et 12.65% du bilan national en énergie électrique. Tandis que le gasoil prépondérant, sa consommation représente 96% de bilan énergétique de l'agriculture (APRUE). Cette utilisation permet d'augmenter les émissions des gaz nocifs par conséquent d'émission, qui est la cause principale du changement climatique dans des nombreux pays si des mesures ne sont pas prises (Shahid et Elhadidy, 2007).

Face aux orientations nationales de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de réduction des consommations d'énergies fossiles, l'Algérie amorce une dynamique d'énergie vert en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables et efficacité énergétique cette vision de l'état s'appuie sur stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire. Celui-ci représente une source d'énergie inépuisable, propre, et leur utilisation pour diversifier les ressources d'énergie et préparer l'Algérie de demain.

Le programme consiste à suivre plusieurs multitudes de conseils permettant à mieux d'économie d'énergie. En appliquant quelques règles, par la réduction de la consommation en utilisant des équipements efficaces, et utiliser l'énergie seulement dans l'espace où il convient à l'utiliser. A la faveur de ce programme, les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétiques et économiques menées par l'Algérie.

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement

économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. L'énergie solaire est transformée directement en électricité à partir de la lumière de soleil par des panneaux photovoltaïques.

L'objectif de notre travail est la simulation des performances d'une mini-centrale électrique issue de la combinaison d'une source d'énergie renouvelable (solaire) avec un générateur Diesel. Un grand nombre de logiciels existent, actuellement, pour l'analyse, la simulation et le dimensionnement de ces systèmes. Ces outils présentent différents degrés de complexité et de précision suivant la tâche pour laquelle chaque logiciel a été développé. À cet effet, le travail proposé consiste à dimensionner et simuler un système de production d'électricité pour l'alimentation d'une ferme située sur la zone de Ghardaïa. La simulation se fait par l'élaboration d'un programme de simulation sous environnement Matlab et en utilisant le logiciel Homer.

Pour la réalisation de ce travail, nous avons structuré le mémoire comme suite :

Le premier chapitre donne un aperçu sur la potentialité en énergie solaire en Algérie, les besoins d'électrification des fermes dans les zones isolées en électricité, et les différentes configurations de cette électrification.

Le chapitre deux présente les différentes configurations de systèmes hybrides (PV, Diesel, batteries), la description du phénomène essentiel de conversion d'énergie solaire en électricité, et la modélisation des différents composants de système hybride.

Le chapitre trois nous donne une approche à la modélisation des caractéristiques de module PV et la mise en œuvre d'un programme sous Matlab pour le calcul des performances du module PV.

Le chapitre quatre présente les étapes et les méthodes de dimensionnement du système hybride, et résultats obtenus pour un système alimentant une ferme.

Au cinquième chapitre, nous avons présenté le programme de simulation réalisé sous Matlab pour le calcul de la simulation des performances d'un système hybride qui alimente une ferme agricole saharienne. Egalement, nous avons représenté les résultats obtenus avec le logiciel Homer.

Chapitre 1

Électrification des fermes dans les régions isolées

Chapitre 1 : ELECTRIFICATION DES FERMES DANS LES REGIONS ISOLEES

1.1. Introduction

L'utilisation de l'énergie électrique dans l'agriculture représente une part non négligeable dans le bilan de la consommation énergétique nationale. Face aux orientations nationales pour réduire la consommation d'énergie de source fossile et par conséquent la réduction des émissions de gaz à effet de serre, des études sont en cours en Algérie et particulièrement au CDER pour rationaliser l'utilisation de l'énergie électrique et pour intégrer l'énergie de source renouvelable dans l'électrification des zones rurales et éloignées. Seulement, nous avons constaté l'inexistence de tels projets dans le domaine d'électrification des fermes agricoles.

Dans ce premier chapitre, nous veulents représenter les lieux et les équipements à consommation de l'énergie électrique dans la ferme agricole en régions isolées dans le territoire national et notamment dans le sud, pour un but de comprendre l'importance et l'intérêt de solliciter d'autre source d'énergie électrique.

1.2. Aperçus sur les systèmes d'élevage en Algérie

Les systèmes d'élevages en Algérie peuvent être spécialisés de développement récent (viande, lait, autre) ou mixte (il s'agit souvent d'espèce animale exploitée à double fin pour le lait et la viande) dans des conditions agricoles et climatique difficiles des régions de montagne et des plateaux arides ou subarides. Selon Benyeucef (2005), trois principaux systèmes d'élevages mixtes se distinguent en Algérie à l'instar des pays d'Afrique du Nord : le système d'élevage extensif pastoral, le système d'élevage en fermes et le système d'élevage familial.

1.2.1. Le système d'élevage extensif pastoral

Ce système prend des formes différentes selon l'espèce animale et la zone. Dans le cas des bovins de race locale, il s'agit d'un système extensif sans gardiennage. Il est couramment rencontré dans les régions de montagne du Nord et concerne en général des troupeaux de petite taille (5 à 10 têtes). Ce système d'élevage bovin concerne dans la majorité, des animaux de race brune de l'Atlas.

Dans le cas des ovins, associés à d'autres animaux, la situation diffère selon la race et la zone. Au Nord, il s'agit essentiellement d'animaux conduits en petits troupeaux (10 à 20 têtes) exploitées pour l'autoconsommation et pâturent un espace mini. Par contre en milieu steppique,

il s'agit le plus souvent de troupeaux d'effectifs importants (200 à 5000 têtes) qui, selon les cas, sont conduits en troupeaux organisés par race et par catégorie animale ou en troupeaux mixtes associant des caprins et parfois des camelins lorsqu'il s'agit de troupeaux nomades.

1.2.2. Le système d'élevage en fermes

Dans les régions littorale et sublittoral, on rencontre essentiellement des bovins de races spécialisées pour le lait ou la viande conduits dans des ateliers laitiers et d'engraissement en association avec des activistes agricoles classiques. Les troupeaux sont en général constitués d'animaux de races locales et croisées.

En zone steppique, à côté des troupeaux pastoraux, il existe quelques exploitations d'élevage ovin, finalité de production de viande. Les grandes superficies dont elles disposent sont composées essentiellement de parcours ainsi que de soles fourragères parfois irriguées. Dans certains cas des bovins spécialisés élevés pour le lait sont associés aux ovins à viande, notamment dans la partie agro-pastorale de la steppe.

Dans la région du sud, et notamment dans les oasis, les animaux d'élevage sont exploités en petits troupeaux en élevage hors sol. Ils sont parfois associés à des caprins. Les animaux sont alimentés à l'étable à l'aide de fourrages cultivés et de sous-produits du palmier dattier (Boubkeur, 2010).

1.2.3. Le système d'élevage familial

Ce système d'élevage concerne de petits troupeaux composites pâturent aux alentours des villages ou en bordure des routes. En milieu steppique, les animaux du village (ovins et caprins d'une part, les bovins d'autre part) sont organisés en troupeaux collectifs et conduits sous la garde de bergers du village. Cependant dans les oasis, le troupeau est composé surtout de chèvres locales ou de brebis de type D'man par exemple, exploité en petits effectifs pour le lait et pour la viande à des fins d'autoconsommation familiale (Boubkeur, 2010).

1.3. Construction des bâtiments

Au niveau des bâtiments d'élevage de veaux, il existe deux types de construction :

- les bâtiments en dur
- les tunnels

Les bâtiments en dur correspondent aux constructions possédant une toiture composée d'une charpente et d'une couverture solide. Par contre, les tunnels sont des bâtiments composés de

murs de faible hauteur. Surélevés par une structure métallique et recouverte par une couverture plastique imperméable.

1.4. Besoins énergétiques des zones rurales non électrifiées

Dans les pays en développement, on distingue en zone rurale deux types d'utilisateurs ; les ménages agricoles et les utilisateurs relevant du secteur des services (le petit commerce, l'artisanat, l'éducation, les centres de santé, etc.).

Les ménages agricoles sont en volume global le plus gros demandeur d'énergie. Leurs besoins énergétiques correspondent au pompage de l'eau, à l'éclairage, à la cuisson, au froid et à l'utilisation d'appareils électriques. L'éclairage correspond bien évidemment au principal besoin énergétique. De plus, l'irrigation semble avoir une importance de plus en plus croissante dans les besoins énergétiques puisque celle-ci permet d'une certaine manière l'augmentation des rendements de la production agricole et donc une certaine autosuffisance alimentaire (Thirault, 2004).

Ces besoins énergétiques peuvent être classifiés en fonction des revenus disponibles des utilisateurs domestiques comme le montre la figure (1.1).

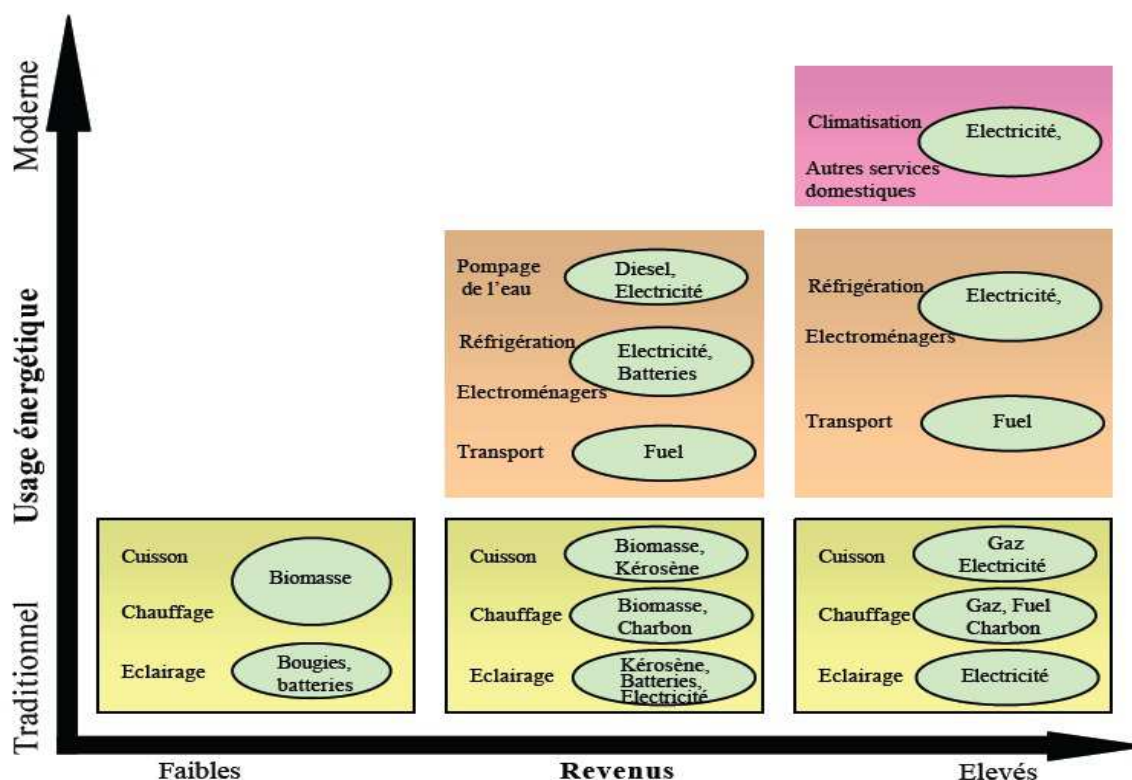


Figure 1.1: Usage énergétique en fonction des revenus disponibles.

La connaissance des usages énergétiques relevant du domaine de l'électricité permet de définir le service électrique proposé aux foyers d'une zone rurale. Ce service sera caractérisé

par certaines composantes (techniques, organisation, contexte de mise en place et de réussite, tarification, financement, etc.).

1.5. Consommation d'énergie électrique dans la ferme

La consommation énergétique finale par secteur d'activité pour l'agriculture en échappe les secteurs de l'industrie, le transport, tertiaire, et le transport représente 12.65% de la consommation totale (figure 1.2)

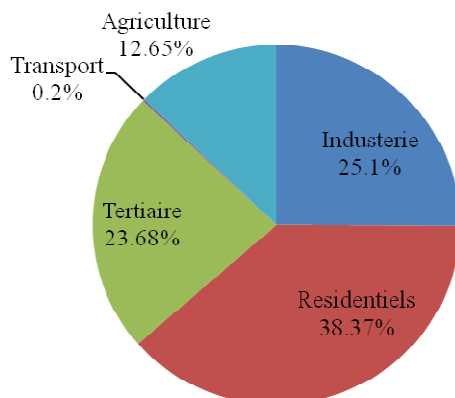


Figure 1.2 : Consommation énergétique finale par secteur d'activité en 2005.

La figure (1.3) représente l'évolution de la consommation du secteur de l'agriculture en électricité et des produits pétroliers entre les années 2000 et 2005. La consommation est exprimée par conversation en ktep (Annexe1). La consommation d'énergie du secteur est augmentée de 8% en moyenne, soit 8% en gasoil et 5.5% en électricité (APRUE, 2005).

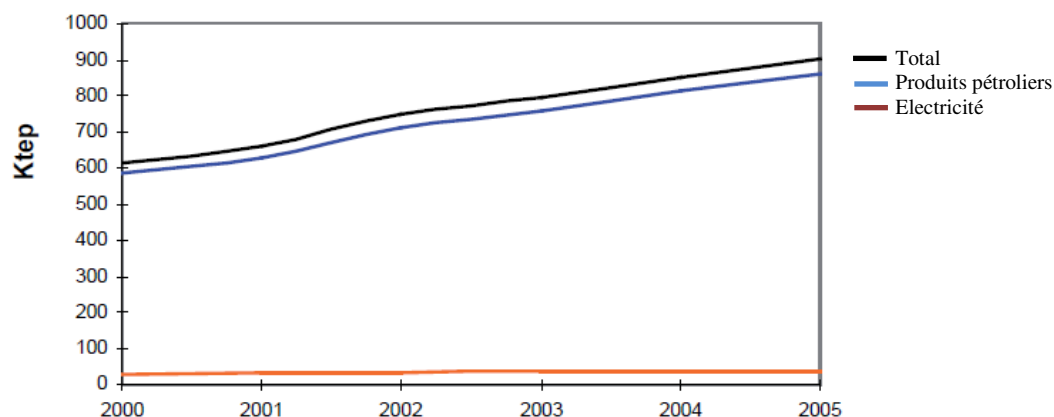


Figure 1.3 : Evolution de la consommation de secteur de l'agriculture.

Le gasoil est prépondérant, sa consommation représente 96% de bilan énergétique de l'agriculture et 16% du bilan national, tandis que la consommation en énergie électrique pour l'irrigation représente 4% du bilan national (Figure 1.4).

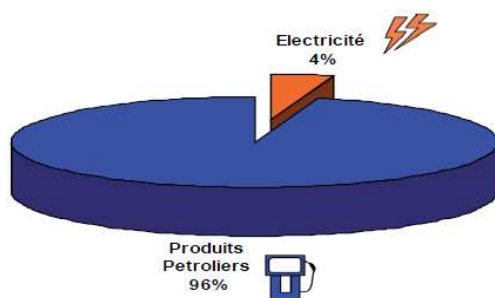


Figure 1.4 : consommation de secteur de l'agriculture par type d'énergie en 2005.

La consommation d'énergie électrique dans les fermes se fait grâce aux équipements conçus pour le pompage de l'eau, l'éclairage, le trait, et la préparation des aliments.

1.5.1. Pompage de l'eau

L'élevage et l'alimentation sont des éléments importants d'utilisation de l'eau agricole en régions saharienne et d'autres parties du monde (Descheemaeker, 2009). Dans les régions du sud, les fermes sont basées sur le pompage pour satisfaire ses besoins en eau pour utiliser dans l'irrigation des cultures et abreuvement des animaux domestiques, grâce à rarement de la précipitation et dominant de l'eau dans les nappes souterraines.

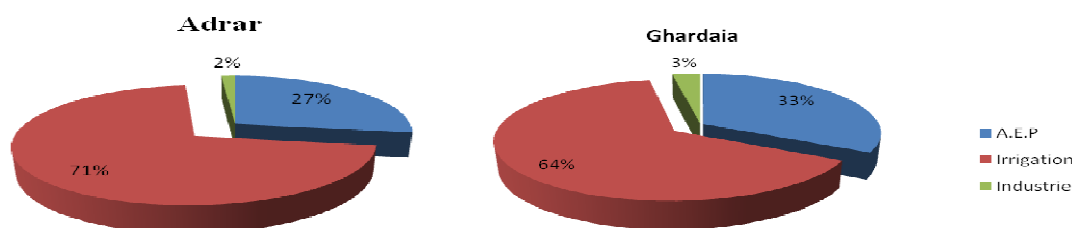


Figure 1.5 : Répartition de l'eau de pompage pour deux régions dans le Sahara septentrional.

La figure (1.5) représente la répartition de l'eau de pompage dans deux régions situées dans le Sahara septentrional. Dans la région d'Adrar, le pompage assuré 71% de l'eau pour l'irrigation, soit $202.21 \text{Hm}^3/\text{an}$, tandis que l'alimentation de l'eau potable (A.E.P) dispose sur 27%, soit $78.07 \text{Hm}^3/\text{an}$, et 2% sont destiné pour l'industrie, ce qui représente $4.26 \text{Hm}^3/\text{an}$.

Pour la région de Ghardaïa 64% du pompage affecté pour l'irrigation, soit $132.97 \text{Hm}^3/\text{an}$. A.E.P à 33%, soit $67.43 \text{Hm}^3/\text{an}$, et le reste pour l'industrie de l'ordre de $5.98 \text{Hm}^3/\text{an}$. (www.adhs.dz)

1.5.2. Les équipements d'éclairage

Pour l'éclairage des bâtiments, le nombre et la nature des points lumineux diffèrent fortement selon les lieux. La durée d'éclairage quotidienne en hiver est de 118 minutes en moyenne. Mais

cette durée varie en fonction de la catégorie animale présente dans le bâtiment et les pratiques de l'éleveur. Par norme un éclairage est suffisant, avec 1 lampe de 100 watts pour 14m² ou 2 stalles (Frioui, 1997).

1.5.3. Les équipements de préparation des aliments

D'après Oestges (1979), la fabrication des aliments composés entraîne plusieurs opérations successives :

- le broyage pour réduire des produits grossiers en petites particules afin d'en faciliter le mélange ultérieur et l'assimilation par les animaux ;
- le mélange qui consiste à associer les composants préalablement dosés et broyés, et à les répartir de façon homogène.

Les deux opérations se font grâce aux machines qui sont menées avec des moteurs alimentés en courant électrique.

1.5.4. Salle de traite

Par salle de traite, il y a des stalles aménagées dans un local séparé de l'étable ou sur remorque (traite en prairie). Les installations diffèrent principalement par la disposition des animaux pendant la traite, le degré de mécanisation et d'automatisation.

Dans cette salle la traite se fait à l'aide de machine de traite, qui se compose généralement d'une pompe à vide entraînée par moteur électrique, système de pulsation, le faisceau-trayeur, et le système d'évacuation de lait.

1.5.5. La ventilation

Qu'il s'agisse de ventilation dynamique ou statique, le renouvellement d'air d'un bâtiment est un élément primordial pour assurer le bien-être et la santé animale. Le principe repose sur l'utilisation de ventilateurs commandés par un régulateur muni d'une sonde de température. Les ventilateurs sont employés comme extracteur plaçant le bâtiment en légère dépression entraînant ensuite une arrivée d'air frais par des ouvertures prévues à cet effet (Norton, 2009).

1.6. Fiabilité, sécurité et stabilité d'un système électrique

Selon Riffonneau (2009), l'électrification d'une ferme ou d'une zone rurale éloignée se fait avec un réseau électrique (raccordement au réseau) ou système électrique isolé et autonome

(photovoltaïque, éoliens, groupe électrogène, etc.). Le système à installer passe par une analyse préalable de fiabilité, sécurité et stabilité du nouveau système. Bayem (2009), donne les notions de fiabilité, sécurité et stabilité des systèmes électriques sont :

➤ **Fiabilité** : elle désigne pour un système électrique, la probabilité pour que celui-ci soit en fonctionnement normal sur une période donnée. La fiabilité traduit la capacité du système à fournir l'énergie de façon continue, avec le minimum d'interruptions sur une période relativement longue.

➤ **Sécurité** : elle mesure en termes de risque la capacité du système à répondre aux perturbations soudaines sans interruption de fourniture. Elle traduit la robustesse du système face aux perturbations soudaines et par conséquent, dépend des conditions de fonctionnement précédant les incidents et de la probabilité pour ces incidents d'être perturbants. La sécurité est associée à la dynamique du système.

➤ **Stabilité** : c'est la capacité du système, dans un état initial donné, à retrouver un état d'équilibre stable après une perturbation physique. Elle dépend des conditions initiales de fonctionnement et de la nature de la perturbation. On remarquera que la notion de probabilité n'apparaît pas dans cette définition.

1.7. Les potentialités énergétiques

L'électrification rurale des fermes est donc un facteur indispensable au bon développement de ces fermes. Il est cependant nécessaire de trouver des solutions économiquement viables pour cette électrification ; ces solutions seront certainement très lointaines de ce qui existe actuellement dans les pays développés. Nous allons maintenant analyser quelles sont les ressources primaires auxquelles les zones rurales ont accès.

1.7.1. Les ressources fossiles

Les ressources fossiles sont le charbon, le pétrole et le gaz naturel. L'Algérie a été construite des centrales de grande puissance pour produire l'énergie électrique. Elle dispose l'un des grands réservoirs mondiaux en pétrole et de gaz naturel. Des systèmes de production utilisés localement (de faible puissance pour un village) sont également possibles avec une énergie de type fossile ; il existe par exemple les moteurs diesel, et les turbines à combustible. Cependant, la technologie qui reste actuellement la plus adaptée aux zones éloignées

correspond aux moteurs diesel ou groupes électrogènes (GE) puisque le réseau de distribution du fuel est en général très bien développé dans ces zones.

1.7.2. Les énergies renouvelables

Une source d'énergie est renouvelable si le fait d'en consommer ne limite pas son utilisation future. C'est le cas de l'énergie du soleil, du vent, des cours d'eau, de la terre, et de la biomasse, à l'échelle de la durée de vie de l'humanité. Ce n'est pas le cas pour les combustibles fossiles, et nucléaires (Kandouli, 2007).

➤ L'énergie éolienne :

D'après Zaamta et Dib (2009), L'Algérie dispose d'un grand gisement éolien surtout au Sud où la vitesse est plus élevée que le Nord, plus particulièrement le Sud-ouest (supérieures à 4 m/s et qui dépassent la valeur de 6 m/s dans la région d'Adrar).

➤ L'énergie solaire :

Le solaire est le potentiel le plus important en Algérie. Il est considéré le plus important de tout le bassin méditerranéen par 169.440 TWh/an, c'est équivalentes à 5.000 fois la consommation algérienne en électricité et 60 fois la consommation de l'Europe des 15 (estimée à 3.000 TWh/an). Le Sahara dispose d'un gisement le plus important sur le territoire national par 38% de la durée moyenne d'ensoleillement tableau (1.1).

Tableau 1.1 : Potentialité de l'énergie solaire en Algérie.

| Région | Régions côtières | Hauts plateaux | Sahara |
|--|------------------|----------------|--------|
| Superficie | 4 | 10 | 86 |
| Durée moyenne d'ensoleillement (h/an) | 2650 | 3000 | 3500 |
| Énergie moyenne reçue (kWh/m ² /an) | 1700 | 1900 | 2650 |

Référence : (Zaamta et Dib, 2009)

1.8. Fourniture d'électricité dans les régions isolées

Nous représentons sur la figure (1.6) un système de fourniture d'énergie pour une région isolée avec une batterie de stockage. Ce type d'installation peut être doté d'un commutateur pour la distribution directe de l'énergie alternative sans transiter par les équipements de conditionnement de puissance, et ce, pour minimiser les pertes d'énergie dans le système. Afin

d'optimiser le rendement de l'installation, l'alimentation de la charge par le groupe diesel est prévue lorsque l'appel en puissance dépasse un seuil prédéfini.

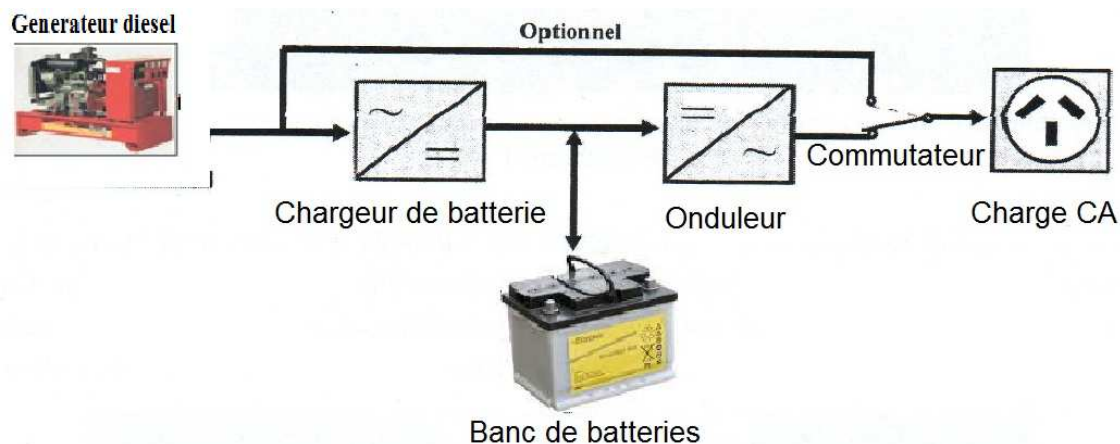


Figure 1.6 : Configuration d'un système diesel avec batterie.

Par ailleurs, la révolution technologique qu'a connue le domaine de l'électronique de puissance a permis l'émergence des sources d'énergies renouvelables dans les applications de production d'électricité dans les régions isolées.

Dans la majorité des cas, les générateurs PV ou bien les aérogénérateurs de faible ou de moyenne puissance sont les sources les plus utilisées dans les systèmes de production. Toutefois, pour des régions caractérisées par des potentiels éolien et solaire de courtes durées de disponibilité, la combinaison des deux sources permet de générer de l'électricité avec une meilleure fiabilité.

D'après Khelif (2008), les systèmes PV deviennent non rentables lorsque l'énergie consommée dépasse une dizaine de kWh. Pour maintenir un niveau élevé de fiabilité, l'adjonction d'un groupe électrogène au système autonome permet de réduire la taille du générateur PV et la capacité de la batterie de stockage, cela résulte en une baisse significative du coût d'installation. De ce fait, la combinaison d'un système diesel avec des systèmes d'énergies renouvelables est une solution techniquement fiable, qui peut être financièrement rentable.

Nous résumons dans la figure (1.7) les différentes options de production d'électricité dans les régions isolées en utilisant un générateur photovoltaïque, un banc de batterie et un groupe électrogène.

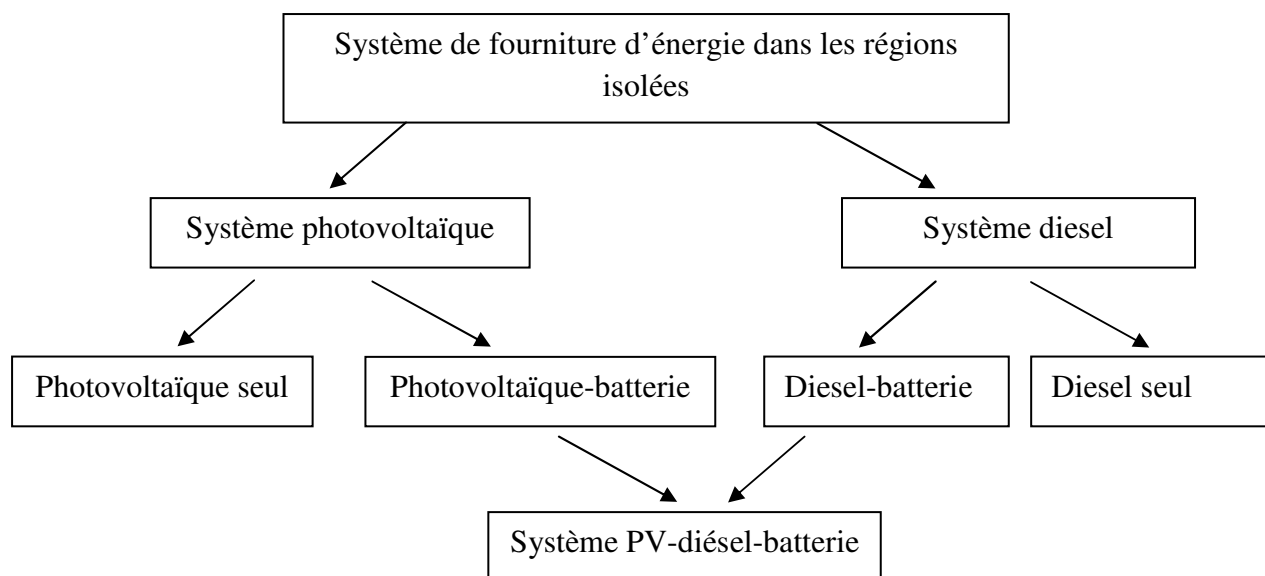


Figure 1.7 : les différentes options de production d'électricité dans les régions isolées.

Pour les régions isolées, nous distinguons deux types de système d'électrification :

➤ *Systèmes basent essentiellement sur des sources conventionnelles :*

L'énergie renouvelable est utilisée pour fournir de l'électricité juste durant les périodes à faible demande ou bien pour recharger la batterie lorsqu'un excès d'énergie se présente. Dans ce type de système, la batterie est quotidiennement rechargée afin d'optimiser le fonctionnement du groupe électrogène. L'énergie fournie par la source renouvelable est considérablement faible par rapport à l'énergie moyenne requise quotidiennement. Aussi dans ce cas, la batterie est dimensionnée pour un fonctionnement cyclique (opération charge-décharge quotidienne).

➤ *Systèmes basés essentiellement sur des sources d'énergies renouvelables :*

Le groupe électrogène, utilisé comme source d'appoint, est mis en marche lorsque le potentiel renouvelable s'avère insuffisant ou lorsqu'une forte demande se présente. Dans ce cas de fonctionnement, la batterie est régulièrement chargée à un niveau élevé. Pour plus de contribution dans le bilan énergétique, les tailles du générateur photovoltaïque et de la batterie sont plus larges que celles du type conventionnel.

Pour conclure sur la fourniture d'énergie dans les régions isolées, nous donnons une comparaison au tableau (1.2) entre les différentes options utilisées pour l'électrification des régions isolées.

Tableau 1.2 : Comparatif des différentes options utilisées pour l'électrification.

| Options | Avantages | Inconvénients |
|-------------------------|---|---|
| Extension du réseau | <ul style="list-style-type: none"> - Longue durée de vie avec coût d'exploitation relativement faible. - Apte à supporter l'augmentation de la charge sans étendre l'installation. - Pratique familière et technologie mûre. - Opération silencieuse, pas d'émission de gaz localement. | <ul style="list-style-type: none"> - Investissement initial très lourd. - Délocalisation de l'installation quasi impossible. - Qualité de tension en bout de ligne médiocre pour une ligne très longue. - Coût de maintenance élevé. - Impact environnemental (réquisition des terres pour passage de lignes). |
| Photovoltaïque Batterie | <ul style="list-style-type: none"> - Pas de consommation de fuel. - Fiable si l'entretien est régulier. - Opération silencieuse, pas d'émission de gaz, et technologie mûre. - Système flexible face à une variation de la charge. | <ul style="list-style-type: none"> - Investissement initial très lourd. - Non rentable pour des grandes consommations - Les batteries ouvertes au plomb acide nécessitent une maintenance régulière. - Solution peu familière. |
| Système hybride | <ul style="list-style-type: none"> - Réduction de la consommation en fuel par l'utilisation de sources d'énergies renouvelables. - Réduction sur la maintenance des groupes diesel. - La modularité des sources d'énergies renouvelables permet l'extension de l'installation en cas de besoin. - Rentable quand le coût du fuel est élevé et la potentielle énergie renouvelable disponible. | <ul style="list-style-type: none"> - Investissement plus élevé dû aux surcoûts induits par les systèmes renouvelables, le stockage et le conditionnement de puissance. - Système plus complexe. - Installation peu familière. - Pour un fonctionnement efficace, un système de gestion automatique de l'énergie est nécessaire. - Les batteries ouvertes au plomb acide nécessitent une maintenance régulière. |

La plus grande partie des systèmes hybrides en fonctionnement est dimensionnée pour une contribution des sources renouvelables allant de 30 à 70%. Toutefois, la configuration

optimale d'une installation hybride dépend du lieu d'utilisation, du profil de charge et de la situation financière du projet. La tendance à la baisse des coûts relatifs aux sources renouvelables permet de réduire la cote part des sources conventionnelles dans un système

Les systèmes photovoltaïques avec batteries et les systèmes hybrides sont tout à fait modulaires et extensibles en cas d'augmentation de la charge à long terme, sans avoir à modifier la configuration des installations. La conception modulaire est flexible pour un système de fourniture d'énergie, est un facteur prépondérant dans la réduction des coûts.

1.9. Conclusion

Nous avons vu dans ce chapitre que l'utilisation de groupe diesel dans l'électrification des zones rurales comporte des insuffisances du point de vue fiabilité, temps d'alimentation (quelques heures par jours) et le coût élevé de la maintenance. L'utilisation des systèmes photovoltaïques autonome est chère pour les très grandes puissances à cause des coûts élevés de la partie stockage d'énergie dans batteries. Donc, le système le plus rentable est le système hybride qui utilise le photovoltaïque et le groupe diesel. En effet, le groupe diesel est utilisé comme source d'appoint qui permet au départ de réduire l'énergie à stocker et d'assurer l'alimentation en électricité dans les cas d'une forte demande ou une longue absence du soleil.

L'absence d'électricité est un frein aux processus de développement, de ce fait l'électrification de ces zones avec une source qui se trouve dans la nature celui-ci est renouvelable et propre est indispensable.

Pour cela, nous présenterons dans le deuxième chapitre les différents composants d'un système hybride et le principe de son fonctionnement.

Chapitre 2

Systemes Photovoltaïques hybrides

Chapitre 2 : SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES HYBRIDES

2.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons décrire les éléments de fonctionnement normal d'un système d'électrification rurale ; il s'agit du système photovoltaïque couplé à un générateur diesel et des batteries qui est actuellement particulièrement utilisé pour les sites isolés tels que les régions du sud.

Nous avons donc choisi d'aborder à décrire les différentes configurations de systèmes PV-diesel et batteries pour comprendre chaque configuration. Nous décrirons aussi la conversion des rayonnements solaires en énergie électrique à l'aide des outils appropriés, et de comprendre les performances des modules à conversion photovoltaïques.

2.2. Présentation de système PV hybride

La mini-centrale électrique est constituée essentiellement d'un générateur photovoltaïque, générateur diesel, et des batteries. Elle utilise des régulateurs et conditionnement de puissance qui assure au système électrique un fonctionnement optimal et une efficacité maximale (figure 2.1).

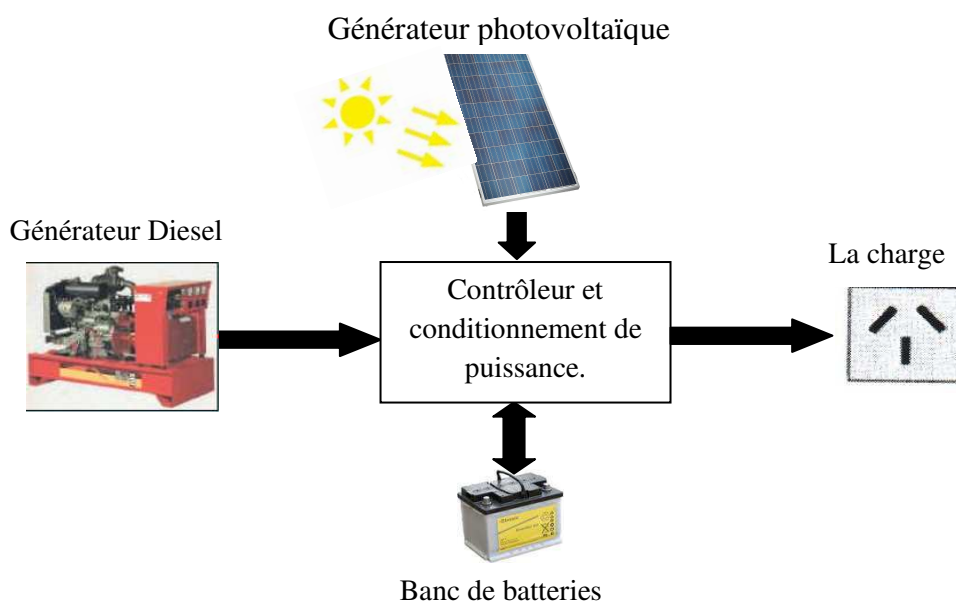


Figure 2.1: Configuration d'un système photovoltaïque-diesel-batteries

Ce système hybride est combiné entre deux ou plusieurs sources d'énergie différentes, et cela afin d'assurer la continuité du service électrique ou avoir plus d'énergie avec un coût minimal ou encore minimiser le danger environnemental (Stoyanov, 2006).

2.3. Configurations des systèmes PV-Diesel-batteries

Un système qui combine PV-Diesel génère du courant alternatif par l'association d'un onduleur à un champ photovoltaïque. Cet onduleur peut fonctionner séparément ou bien en parallèle avec un générateur diesel ordinaire. Les systèmes hybrides peuvent être classés selon les configurations suivantes :

- Systèmes hybrides séries ;
- Systèmes hybrides commuté ;
- Systèmes hybrides parallèles.

2.3.1. Systèmes de type série

Pour les systèmes séries (figure 2.2), la tension alternative en sortie du générateur diesel est redressée en tension continue puis injectée sur un jeu de barres continue commune au champ PV et aux batteries. L'énergie disponible dans ce jeu de barres sous forme de courant continu est ensuite convertie à travers un onduleur pour être distribuée vers les centres de consommation. Cette configuration entraîne des pertes de conversion conséquentes. Pendant les périodes de faibles demandes (creux de la courbe de charge électrique journalière), le générateur diesel est mis à l'arrêt et la charge peut être supportée par le générateur PV associé au système de stockage d'énergie. Il faut noter que pour la majorité des systèmes séries une grande partie de l'énergie générée transite par la batterie, cette configuration se traduit par une baisse du rendement global de l'installation, une augmentation du nombre de cycles du banc de batteries et une réduction, par voie de conséquence, de leur durée de vie.

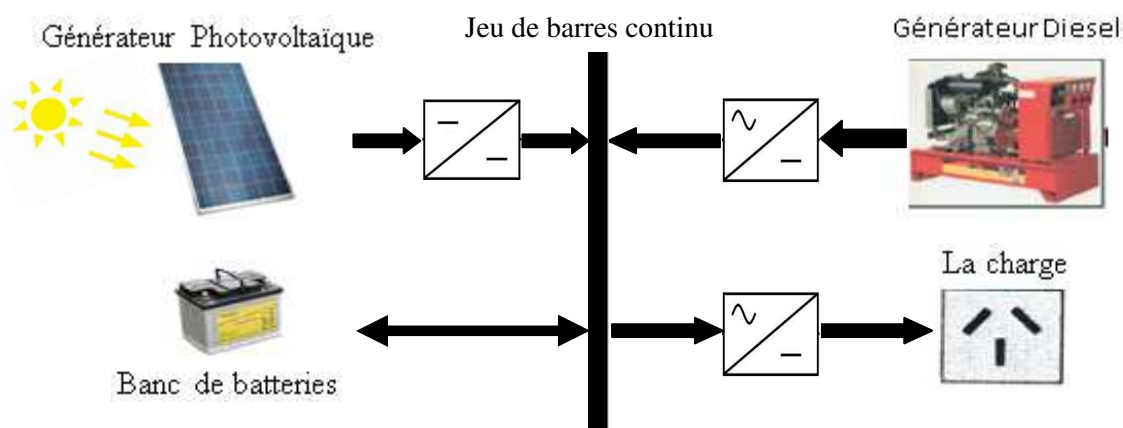


Figure 2.2 : Système hybride PV-Diesel de type série.

Le régulateur de charge empêche la surcharge des batteries par le générateur PV quand la

puissance PV dépasse la puissance appelée et les batteries se trouvent à leur pleine charge. Le régulateur peut intégrer un dispositif de suivi du point de puissance maximale MPPT (Maximum Power Point Tracking), pour optimiser l'utilisation de l'énergie PV disponible. Généralement, le gain en énergie, qui résulte de l'utilisation du MPPT, est faible pour une installation bien dimensionnée. En effet, une installation bien dimensionnée est conçue pour un fonctionnement naturel autour de son point de puissance maximale.

2.3.2. Systèmes type commuté

Malgré leurs limites d'exploitation, les systèmes hybrides commutent (figure 2.3) restent les plus utilisés de nos jours. Ils permettent au générateur diesel ou à l'onduleur de fonctionner en tant que source de courant alternatif pour alimenter les usagers, mais pas encore en parallèle. Les deux sources peuvent être utilisées pour charger le banc de batterie

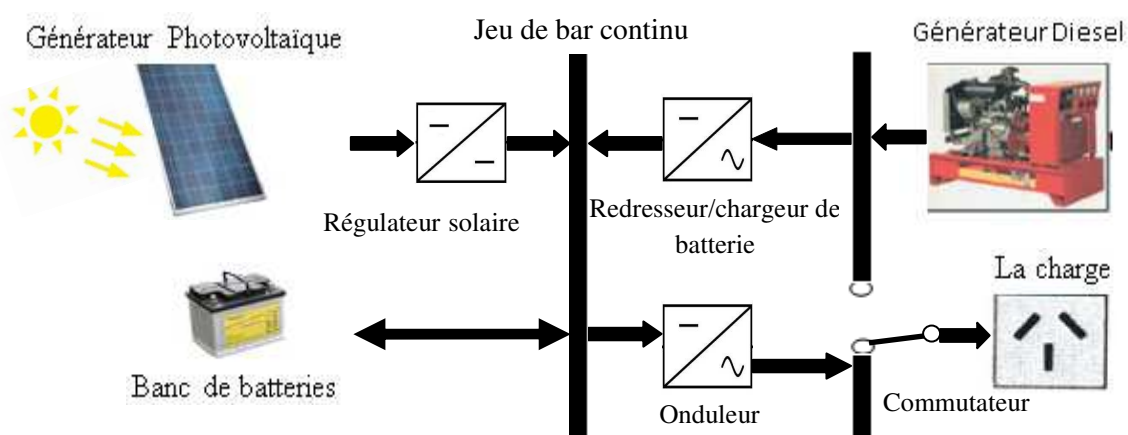


Figure 2.3 : Système hybride PV-Diesel de type Commute

Le principal avantage de ce système par rapport à la configuration série est que la charge peut être directement alimentée à partir du générateur diesel. Ceci amélioré le rendement global de l'installation. La puissance du générateur diesel devra dépasser la puissance appelée. Cet excès d'énergie sera utilisé pour charger le banc de batteries. De même que les systèmes hybrides série, le générateur diesel peut être mis à l'arrêt pendant les creux de la courbe de charge électrique journalière.

Les systèmes hybrides commutés peuvent fonctionner en mode manuel, quoique l'adjonction d'un détecteur de niveau de tension de batteries approprié et d'un contrôleur Arrêt/Marche pour le générateur diesel facilite leur mode de fonctionnement en automatique.

2.3.3. Systèmes type parallèles

Cette configuration (figure 2.4) s'appuie sur les performances de l'onduleur à fonction bidirectionnelle. La charge est alimentée par le diesel seul ou bien par le générateur PV couplé à la batterie de stockage. L'onduleur avec son rôle bidirectionnel permet de charger le banc de batteries (fonctionnement en redresseur chargeur) à partir du diesel quand l'énergie de celui-ci est en excès.

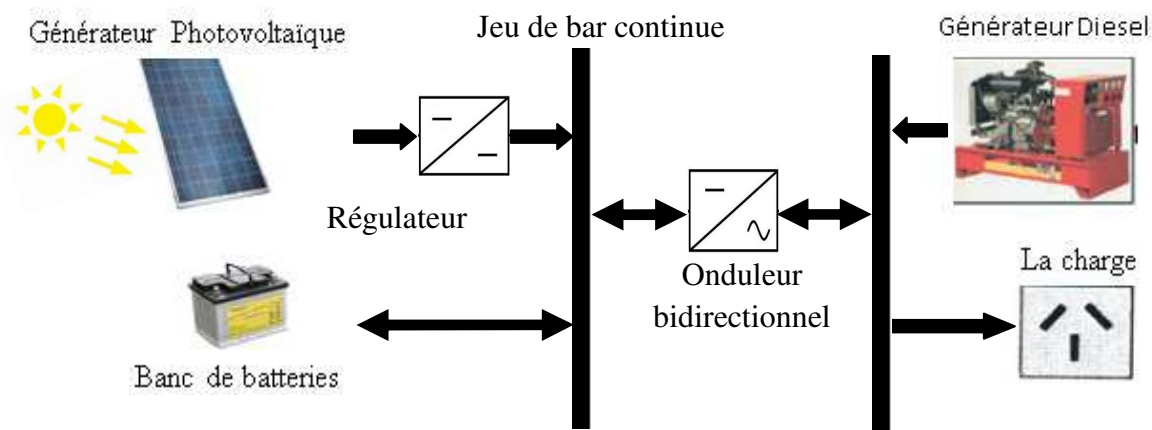


Figure.2.4 : Système hybride PV-Diesel de type parallèle

2.4. Les rayonnements solaires

Selon Hamidat (2004), les rayonnements solaires arrivant au sol au moins deux composantes: une composante directe B_d et une composante diffuse D_d , le tout formant le rayonnement global G . Ils s'expriment habituellement en watt par mètre carré (w/m^2)

$$G = D_d + B_d \quad (2.1)$$

Les modules PV est incliné perpendiculairement aux rayons de soleil pour que le rayonnement solaire atteigne son intensité maximale comme montre la figure (2.5).

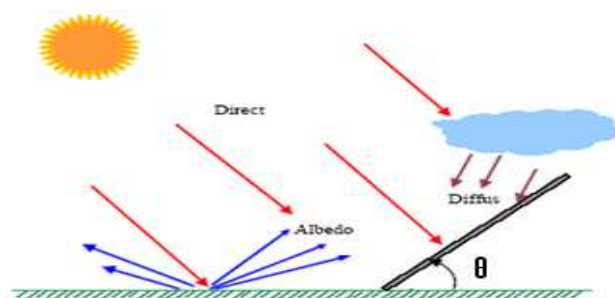


Figure 2.5 : Composant des rayonnements solaire au sol.

Les rayonnements sur une surface inclinée sont calculés par l'équation (2.2) :

$$G = \frac{Bd * \sin(90^\circ - \text{Lat} \pm (d + \theta))}{\sin(90^\circ - \text{Lat} \pm d)} + Dd * \cos^2\left(\frac{\theta}{2}\right) \quad (2.2)$$

Où Lat est la latitude du site, θ est l'angle d'inclinaison du capteur, +d est la déclinaison du Soleil dans l'hémisphère nord, et -d est la déclinaison du Soleil dans l'hémisphère sud.

L'utilisation de l'équation susmentionnée nécessite un modèle de calcul adéquat du rayonnement diffus (Dd). Aux fins du présent manuel, un facteur d'inclinaison FT est fourni dans les graphiques de l'annexe 1 pour calculer le rayonnement sur une surface inclinée. Ce facteur d'inclinaison est fourni pour les latitudes de 0° à 50° de latitude Nord (N). En multipliant les données sur le rayonnement global sur un plan horizontal par les facteurs d'inclinaison de l'annexe (2), on obtient le rayonnement global sur une surface inclinée.

2.5. Le générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est constitué de plusieurs modules assemblés en série et en parallèle selon la puissance demandée. Chaque module est lui-même constitué de cellules photovoltaïques généralement montées en série (figure 2.6).

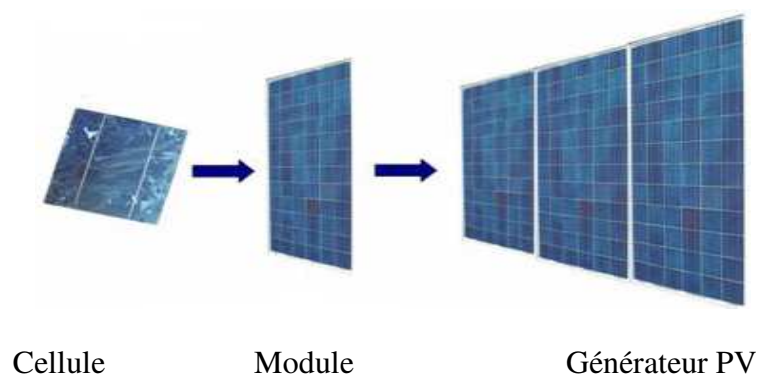


Figure 2.6 : Structure d'un générateur photovoltaïque.

2.5.1. L'effet photovoltaïque

D'après Jimmy (1998), et Ameziane (2009), l'énergie photovoltaïque (PV) est la transformation directe de la lumière en électricité, la transformation est instantanée de rayonnements solaires en énergie électrique sous l'effet photovoltaïque

2.5.2. Cellule solaire

Cette cellule, qu'on appelle aussi photopile ou photovoltaïque, est fabriquée à l'aide de matériaux semi-conducteurs comme les transistors. On peut la représenter comme une diode qui est sensible à la lumière. Comme une pile chimique (c'est-à-dire une batterie).

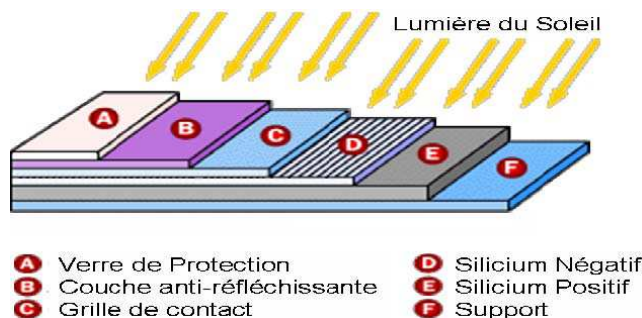


Figure 2.7 : Structure d'une cellule solaire en silicium.

Il existe plusieurs types de cellule photovoltaïque, les plupart sont en silicium. la figure (2.7) représente les différents composants d'une cellule photovoltaïque en silicium.

2.5.3. Circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque

Dans le schéma équivalent de la cellule photovoltaïque (figure 2.8), elle possède les avantages combinés d'une source de courant et d'une source de tension, sans en supporter les inconvénients : ainsi, on peut laisser un module en court-circuit, ou en circuit ouvert sans aucun problème (Madani, 1996).

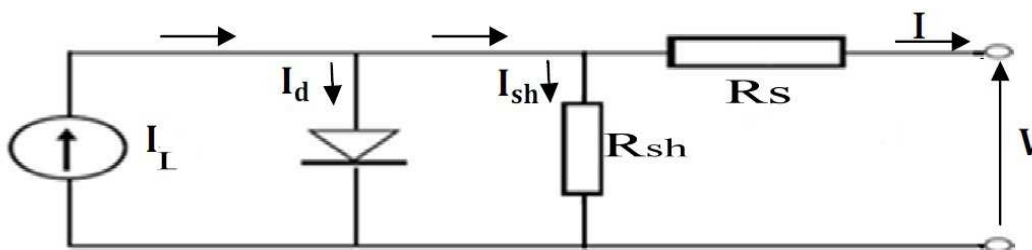


Figure 2.8 : Circuit électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.

L'équation de la caractéristique I-V est alors :

$$I = I_L - I_d - I_{sh} \tag{2.3}$$

Ce qui nous donne l'équation générale (2.4)

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{AV_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \tag{2.4}$$

$$V_t = \frac{k T_j}{q} \tag{2.5}$$

Où, I_L est le photocourant, I_0 est le courant de saturation de la diode, A le facteur d'idéalité de la diode, et V_t la tension thermique, R_s résistance série et R_{sh} résistance shunt. T_j étant la température de jonction, k le coefficient du Boltzmann ($1.38 \cdot 10^{-23} \text{J/K}$), et q la charge de l'électron ($1.602 \cdot 10^{-19}$).

2.5.4. Caractéristique I –V de la cellule PV

Une caractéristique de photopile aurait une courbe $I = f(V)$ décrite par deux droites perpendiculaires, la photopile se comportant comme une source de courant I jusqu'à une tension limite, ou comme une source de tension jusqu'à un courant I (Figure 2.9).

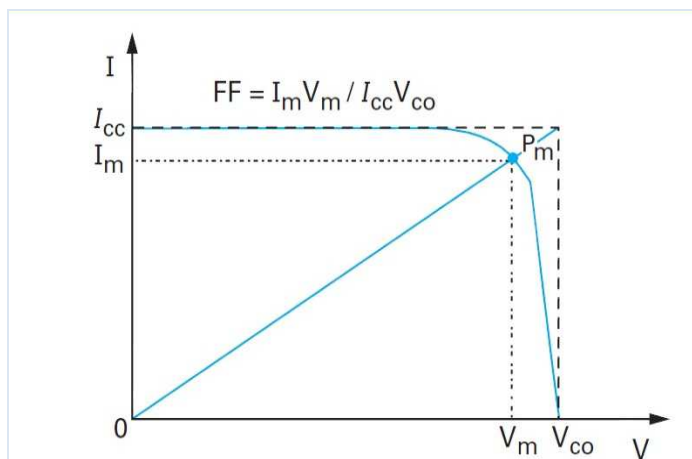


Figure 2.9 : Caractéristiques I-V d'une cellule Photovoltaïque.

2.5.6. Notion de puissance crête

C'est la puissance que peut fournir un module sous les conditions de test standard (CTS) tel que l'éclairement 1000 W/m^2 , sous la température 25°C (Guenounou, 2009).

2.6. Paramètres du module photovoltaïque

Courant de court-circuit :

La densité de courant de court-circuit (I_{cc}), déterminé pour $V = 0$, est directement proportionnelle au photocourant (I_L) :

$$I_{cc} = I_L \quad (2.6)$$

Tension de circuit-ouvert :

On déduit la tension en circuit-ouvert (V_{co}) par annulation du courant :

$$V_{co} = \frac{k * T * \ln \left(\frac{I_L}{I_0 + 1} \right)}{q} \quad (2.7)$$

Puissance optimale P_m :

La puissance optimale (P_m) d'un module photovoltaïque est donnée par le produit de la tension (V_m) et le courant optimal (I_m).

$$P_m = I_m * V_m \quad (2.8)$$

Facteur de type FF (filling factor) :

On appelle facteur de forme FF (filling factor), le rapport entre la valeur maximale de la puissance pouvant être extraite (I_m, V_m) de la photopile sous les conditions de mesures standardisées, et le produit $I_{cc} V_{co}$ où:

$$FF = \frac{I_m * V_m}{I_{cc} * V_{co}} \quad (2.9)$$

I_{cc} = intensité de court-circuit

V_{co} = tension de circuit ouvert

Le rendement de conversion énergétique (R_d) :

Le rendement de la cellule est le plus souvent donné sous la forme suivante, en fonction des grandeurs mesurables :

$$R_d = \frac{FF * I_{cc} * V_{co}}{P_e} \quad (2.10)$$

$$P_e = G * S \quad (2.11)$$

Avec P_e est la puissance incidente, G représente l'insolation en [W/m^2], et S est la surface du module en [m^2].

2.7. Influence des paramètres météorologiques

2.7.1. Influence de l'éclairement

Les figures (2.10) et (2.11) donnent respectivement la caractéristique I-V et P-V d'un module PV en fonction de l'éclairement incident et à température ambiante. Nous constatons que les variations du courant de court-circuit (c'est à dire pratiquement le photocourant créé dans le module PV) est proportionnel au flux solaire incident. D'où le forte influence de l'éclairement sur le courant débité par le module PV. Cette influence se traduit par une augmentation de la puissance disponible dans les modules PV, chaque fois l'éclairement augmente et à chacune des valeurs du flux lumineux correspondent une puissance électrique maximale que pourrait fournir un module PV.

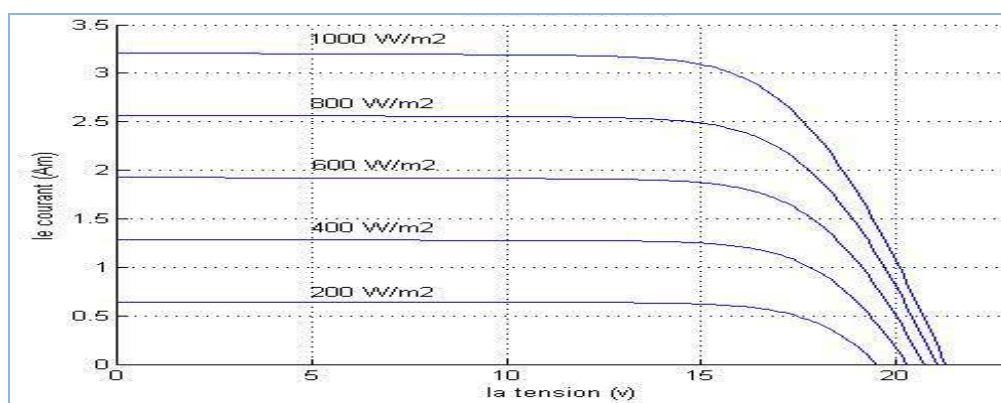


Figure 2.10 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique I-V d'un module PV

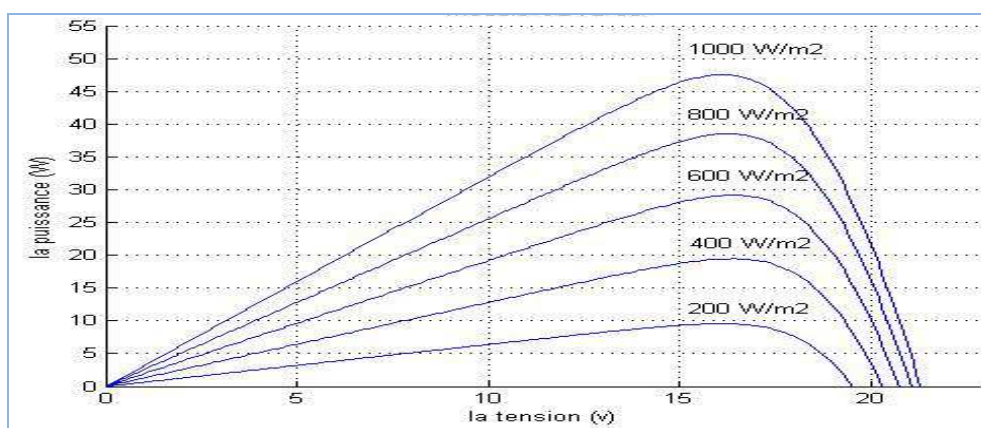


Figure 2.11 : Influence de l'éclairement sur la caractéristique I-P d'un module PV.

Nous avons développée un programme à l'environnement du MATLAB pour déterminer l'influence de l'éclairement sur les caractéristiques I-V et I-P il est présente au niveau de l'annexe (3) pour tracer les figures au dessus.

2.7.2. Influences de la température

D'après Labouret (2005), La température est un paramètre très important dans le comportement d'un module PV, pour cela nous avons réalisé un programme sous Matlab qui trace les courbes d'influence de la température sur les caractéristiques I-V et I-P d'un module (Annexe 4). Nous constatons à la figure (2.12), qui représente la caractéristiques I-V pour un éclairement constant et pour diverses valeurs de la température, que le courant de court-circuit (I_{cc}) varie peu en fonction de la température.

Par contre, l'augmentation de la température engendre une diminution de la tension en circuit ouvert et se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible dans les modules PV (figure 2.13), d'où l'influence de la température sur le comportement du module PV.

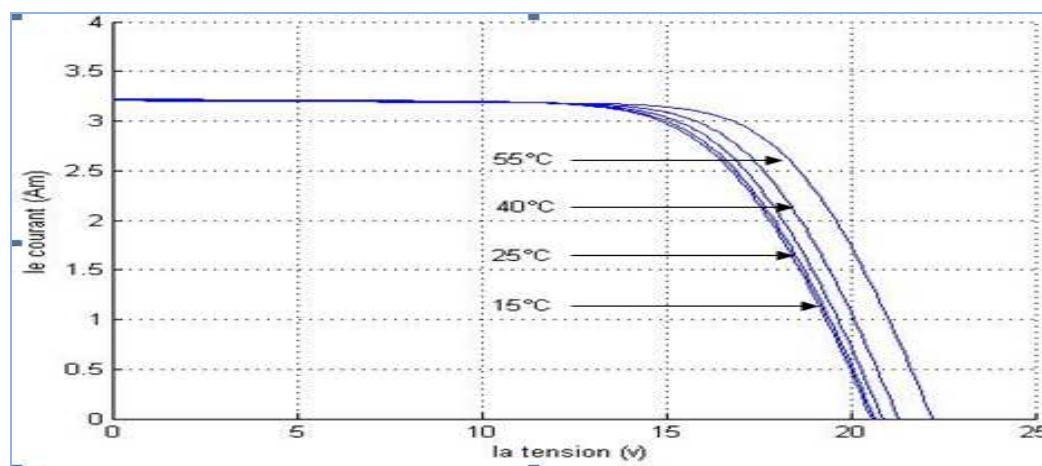


Figure 2.12 : Influence de la température sur la caractéristique I-V d'un module PV

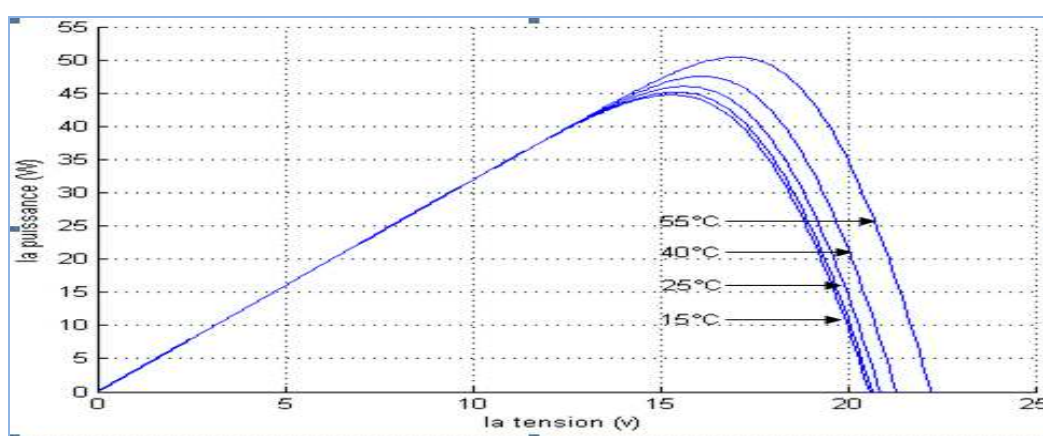


Figure 2.13 : Influence de la température sur la caractéristique I-P d'un module PV.

2.8. Le groupement des modules PV

Les modules PV sont regroupée en série ou en parallèle en raison d’augmenter le courant et la tension de générateur PV pour satisfaire le besoin de la charges donnée.

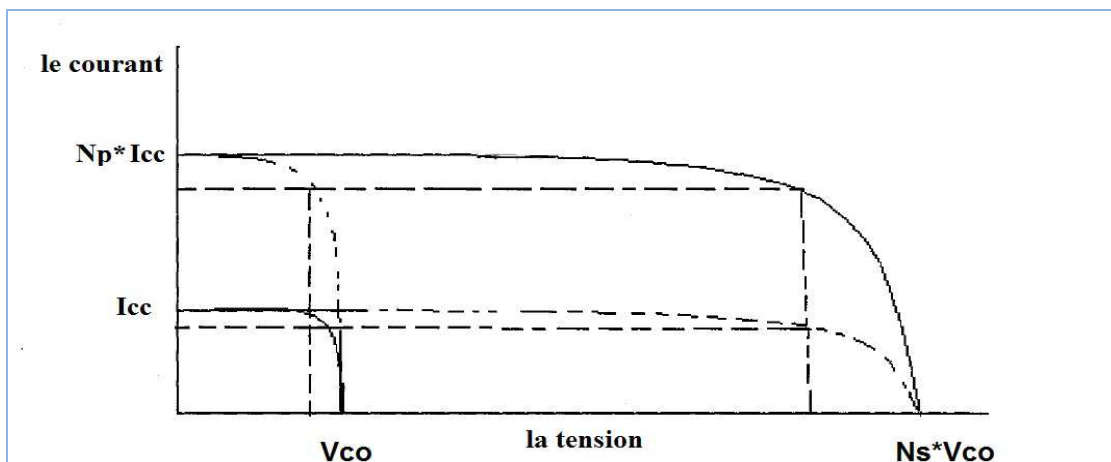


Figure 2.14:Caractéristiques I-V des modules connecté en série et parallèle.

Le module PV représente l’élément essentiel de la source d’énergie électrique dans le générateur PV. La puissance du générateur PV(P_G) est calculée par l’équation (2.12) où V_G et I_G sont la tension et le courant de la sortie du générateur PV respectivement.

$$P_G = FF * V_G * I_G \tag{2.12}$$

2.8.1. Le groupement de module en série

En additionnant des modules identiques en série, le courant de la branche reste le même mais la tension augmente proportionnellement au nombre de modules en série (figure 2.14). La tension de générateur PV est donnée en fonction de la tension de module par l’équation (2.12) pour augmenter la tension du générateur.

$$V_G = N_s * V_M \tag{2.12}$$

Où V_G et N_s sont la tension du générateur PV et le nombre des modules en série respectivement.

2.8.2. Le groupement de module en parallèle

En additionnant des modules identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque module et l’intensité augmente proportionnellement au nombre de modules en parallèle dans la branche (figure 2.14).

$$I_G = N_p * I_M \tag{2.14}$$

Où I_G et N_p sont le courant du générateur PV et le nombre des modules en parallèles respectivement.

2.9. Le générateur diesel

Les groupes électrogènes figurent parmi les différents moyens de production d'électricité. Le fonctionnement d'un groupe électrogène se base sur le principe suivant lequel l'énergie mécanique est produite par un moteur à gaz ou moteur diesel (moteur thermique) qui entraîne un alternateur produisant de l'électricité.

Les différentes applications d'un groupe électrogène sont :

- ✓ production d'énergie électrique de secours ;
- ✓ production d'énergie électrique de pointe ;
- ✓ production d'énergie électrique.

Les Générateurs classiques sont normalement des moteurs diesel couplé au générateur. L'énergie Diesel offre des générateurs dans un des deux façons. Soit ils ne produisent que la puissance nécessaire pour la charge, ou qu'ils génèrent la puissance nominale et le surplus d'énergie, est utilisé pour charger la batterie d'accumulateurs. (Deshmukh, 2008 ; Gupta, 2010)

Avec l'état actuel de la technologie, le rendement global le plus élevé pouvant être atteint avec les moteurs en question est d'environ 42%, le reste de l'énergie étant des pertes thermiques.

2.10. Le stockage de l'énergie photovoltaïque

Il est nécessaire de stocker l'électricité chaque fois que la demande énergétique est décalée dans le temps par rapport à l'apport du soleil. Les durées de stockage peuvent être très variables, de quelques heures (passage de nuages), d'une nuit, à plusieurs jours ou plusieurs mois pour des systèmes autonomes, et selon le degré que l'on se fixe au niveau de la sécurité d'approvisionnement (Himri et al, 2008).

Les batteries servent à stocker l'énergie produite par le générateur PV. Ils y ont nécessité de stockage chaque fois que la demande énergétique est décalée dans le temps vis-à-vis de l'apport énergétique solaire. En effet :

- la demande énergétique est fonction de la charge à alimenter, la charge utilise fonctionne soit en continu, soit à la demande ;
- l'apport énergétique solaire est périodique (alternance jour/nuit, été/hiver) et aléatoire (conditions météorologiques).

Dans un système photovoltaïque, la batterie remplit trois fonctions importantes :

➤ **Autonomie :**

Une batterie permet de répondre aux besoins de la charge en tout temps, même la nuit ou par temps nuageux. Selon les conditions du site et la présence d'une génératrice d'appoint, les batteries d'accumulateurs sont dimensionnées pour permettre une période d'autonomie du système de quelques jours à quelques semaines.

➤ **Courant de surcharge :**

Une batterie permet de fournir un courant de surcharge pendant quelques instants, c'est-à-dire un courant plus élevé que celui que peut fournir le champ PV. Ceci est nécessaire pour faire démarrer les moteurs et les autres appareils requérant un courant de démarrage de 3 à 5 fois supérieur au courant d'utilisation.

➤ **Stabilisation de la tension :**

Une batterie permet de fournir une tension constante, en éliminant les écarts de tension du champ PV et en permettant aux appareils un fonctionnement à une tension optimisée. Les deux types de batteries utilisés le plus couramment dans les systèmes photovoltaïques sont les batteries avec accumulateurs au plomb-acide (Pbacide) et les batteries avec accumulateurs au nickel-cadmium (Ni- Cd).

2.11. Système de conditionnement

Pour Djarallah (2008), puisque les générateurs PV, aussi bien que les batteries, fournissent des tensions continues, et connue la plupart des dispositifs commerciaux ont besoin d'une tension alternative. Par conséquent, un élément de conditionnement de puissance est nécessaire entre les deux côtes courant continue(CC) et alternative(CA).

2.11.1. Onduleurs

L'onduleur, avec ces fonctions associées, est le composant-clef pour une opération réussie et optimale des systèmes PV. Un onduleur doit accomplir trois fonctions affines d'introduire l'énergie d'un champ PV dans le réseau électrique:

- Transformation d'un courant continu (CC) en un courant alternatif (CA) ;
- Donner la forme sinusoïdale au courant alternatif ;
- Amplifier la tension du champ PV au niveau de la tension du réseau.

On distingue généralement plusieurs types d'onduleurs, qui peuvent être utilisés pour obtenir une tension sinusoïdale. Pour ces applications, on trouve des onduleurs-hacheurs abaisseurs, onduleurs à tension numérique synthétisée, etc.

2.11.2. Régulateur de charge

On équipe le système de batteries d'accumulateurs qui permettent de stocker l'électricité et de la restituer en temps voulu. Ainsi, quand l'énergie produite est supérieure à l'énergie consommée, l'excédent d'électricité est stocké dans les batteries jusqu'à ce que la limite de charge des batteries soit atteinte. Inversement, quand l'énergie produite est inférieure à l'énergie consommée, les batteries fournissent la quantité d'énergie manquante jusqu'à ce que la limite de décharge des batteries soit atteinte. Un régulateur est alors indispensable pour protéger la batterie contre les surcharges ou les décharges profondes nocives à sa durée de vie.

2.12. Conclusion

Nous avons vu que le module PV constitue naturellement l'élément de base à considérer dans la conception, et l'optimisation du système PV. Dans ce chapitre, nous avons décrit les phénomènes physiques essentiels qui participent à la conversion photovoltaïque et les propriétés fondamentales qui en découlent, ainsi qu'un certain nombre de paramètres qui influencent sur les performances du module PV soient externe météorologiques telles que l'éclairement et la température.

Les plus grandes parties de ce chapitre étaient consacrées à la description des composants de la centrale électrique, l'objectif était de comprendre l'importance de modules et leur rôle en génération de courant électrique et l'ondulation de ce courant pour l'emmagasinés dans les batteries.

Chapitre 3

Modélisation des composants d'un système hybride

Chapitre 3 : MODELISATION DES COMPOSANTS D'UN SYSTEME HYBRIDE

3.1. Introduction

Nous avons vu dans le chapitre précédent que le module PV est l'unité principale de produire l'énergie électrique dans le générateur PV. Donc pour étudier les caractéristiques I-V de ce module, il est indispensable de modéliser ces caractéristiques en raison de faciliter la simulation de son fonctionnement en prise en compte l'influence des paramètres externe tel que l'éclairement, la température d'une part et d'autres externes sont liées au module PV lui-même d'autre part.

Dans ce chapitre. On veut présenter les modèles mathématiques pour décrire le fonctionnement du système PV hybride, pour avoir un aperçu sur les caractéristiques, et les performances du système hybride.

3.2. Modélisation des composants d'un système hybride (PV-Diesel-Batteries)

3.2.1. Modélisation des caractéristiques I-V d'un module photovoltaïque

Selon Hamidat (2004), il existe plusieurs modèles mathématiques pour la modélisation des caractéristiques I-V d'une cellule photovoltaïque. Ces modèles se différencient par la procédure et le nombre de paramètres intervenants dans le calcul de la caractéristique courant tension. En se basant sur l'équation générale (équation 2.3) de la caractéristique I-V, nous avons proposé un nouveau modèle mathématique qui se base sur seulement quatre paramètres simple à calculer.

3.2.1.1. Modèle explicite

Le modèle propose une résolution explicite très simple de l'équation générale (2.4). Ce modèle nécessite les données de quatre paramètres à savoir I_{cc} , V_{co} , I_m et V_m . La caractéristique I-V de ce modèle est illustrée par Sadok et Mehdaoui (2008), comme suit:

$$I = I_{cc} \left[1 - C_1 \left(\exp\left(\frac{V}{C_2 V_{co}}\right) - 1 \right) \right] \quad (3.1)$$

$$C_2 = \frac{V_m - 1}{\ln\left(1 - \frac{I_m}{I_{cc}}\right)} \quad (3.2)$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_m}{I_{cc}}\right) \exp\left(-\frac{V_m}{C_2 * V_{co}}\right) \quad (3.3)$$

3.2.1.2. Modèle analytique

La caractéristique I-V de ce modèle est donnée par l'équation ci-dessus. Le modèle est basé sur le calcul des cinq paramètres de la fonction $I=f(I,V)$ qui sont : I_L , I_0 , R_s , R_{sh} et A . Ces paramètres sont déterminés à partir des données qui sont le courant de court-circuit, I_{cc} , la tension à circuit ouvert, V_{co} , le courant, I_m et la tension, V_m au point de puissance maximale P_m et les pentes au voisinage de V_{co} et de I_{cc} .

$$-R_{s0} = \left(\frac{dV}{dI}\right)_{V=V_{co}} \quad (3.4)$$

$$-R_{sh0} = \left(\frac{dV}{dI}\right)_{I=I_{cc}} \quad (3.5)$$

$$I_0 = \left(I_{cc} - \frac{V_{co}}{R_{sh}}\right) \exp\left(-\frac{V_{co}}{N_c * A * V_t}\right) \quad (3.6)$$

$$R_s = R_{s0} - \frac{N_c * A * V}{I_0} \exp\left(-\frac{V_{co}}{N_c * A * V_t}\right) \quad (3.7)$$

$$I_L = I_{cc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) + I_0 \left(\exp\frac{I_{cc} R_s}{N_c * A * V_t} - 1\right) \quad (3.8)$$

$$R_{sh} = R_{sh0} \quad (3.9)$$

Où N_c est le nombre de cellule dans une module PV.

3.2.1.3. Modèle proposé

Nous avons vu que les caractéristiques I-V de module PV se présentent sous une fonction $I=f(V, I)$. Dans cette partie on veut écrire cette équation sur la forme $I=f(V)$ pour l'objet de faciliter les calculs. Donc, nous allons extraire I en fonction de V à l'aide de l'outil Matlab.

On peut écrire l'équation (2.4) sous la forme suivante :

$$\left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right) * I + I_0 * \exp\left(\frac{V}{A * V_t}\right) * \exp\left(\frac{R_s}{A * V_t}\right) * I - \left(I_L + I_0 - \frac{V}{R_{sh}}\right) = 0 \quad (3.10)$$

Ce que donne une équation que nous veut chercher sa solution I . pour cela la relation précédente donne comme suite :

$$a * I + b * \exp(c * I) - d = 0 \quad (3.11)$$

$$\text{Où: } a = 1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \quad (3.12)$$

$$b = I_0 * \exp\left(\frac{V}{A * V_t}\right) \quad (3.13)$$

$$c = \frac{R_s}{A * V_t} \quad (3.14)$$

$$d = I_L + I_0 - \frac{V}{R_{sh}} \quad (3.15)$$

Pour déterminer la valeur de I en fonction des autres paramètres, nous devons résoudre l'équation (3.11) sur Matlab (version R2009b) qui nous obtient le modèle suivant :

$$I = -\left[\text{LAMBERTW}\left(\frac{c+b}{a} * \exp\left(\frac{c+d}{a}\right)\right) * a - c * d \right] / c / a \quad (3.16)$$

Où $w = \text{LAMBERTW}(x)$ est la solution de l'équation $w * \exp(w) = x$ (Robert, 1996).

On peut extraire les valeurs initiales des paramètres du module en utilisant le modèle analytique au niveau de paragraphe (3.2.1.2). Les valeurs initiales des paramètres sont notées par l'indice ref pour indiquer sa valeur initial dans les conditions STC.

Validation de modèle :

Pour valider ce modèle mathématique, le calcul des erreurs permet de nous donnant un aperçu pour comparer avec d'autres modèles. Nous utilisons la déviation standard de l'erreur (DES) et erreur relative (E_x) présenter dans les relations (3.17) et (3.18) respectivement.

$$DES = \left[\frac{\sum (I_{cal} - I_{mes})^2}{N} \right]^{0.5} \quad (3.17)$$

I_{cal} et I_{mes} ce sont les valeurs calculer et mesurées de courant. N est le nombre de mesure

$$E_x = \frac{X_{cal} - X_{mes}}{X_{mes}} * 100 \quad (3.18)$$

Avec X est la puissance maximale du module.

Vérification des erreurs :

Pour vérifier la validation de notre modèle, nous donnons aux tableaux (3.1) et (3.2) les résultats d'erreurs DES et d'erreurs relatives respectivement pour le module UDTS-50 en utilisant le modèle analytique, explicite, et le nouveau modèle obtenu.

Nous avons calculé les erreurs pour le modèle proposé sous Matlab et comparé avec les résultats du modèle analytique et explicite.

Tableau 3.1 : Résultats du DES pour le module PV de type UDTS-50.

| G (W/m ²) | T(C°) | P _m (W) | DES | | |
|-----------------------|-------|--------------------|------------------|-------------------|----------------|
| | | | Modèle explicite | Modèle analytique | Modèle proposé |
| 1030 | 42.6 | 46.62 | 0.0152 | 0.157 | 0.0010 |
| 824 | 41.3 | 39.23 | 0.0153 | 0.112 | 0.0007 |
| 589 | 37.0 | 29.73 | 0.0212 | 0.061 | 0.0047 |

Le modèle explicite à une grand DES soit 0.0212, tendit que le modèle proposé présente une faible DES soit 0.0047. On peut dire que le modèle explicite est le moins performant que l'analytique, et ce dernier est le performant que les modèles par la comparaison basé sur le DES.

Tableau 3.2 : Résultats d'erreur relative de module UDTS-50

| G (W/m ²) | T(C°) | P _m (W) | E _x (%) | | |
|-----------------------|-------|--------------------|--------------------|-------------------|----------------|
| | | | Modèle explicite | Modèle analytique | Modèle proposé |
| 1030 | 42.6 | 46.62 | 0.2120 | 0.922 | 0.0047 |
| 824 | 41.3 | 39.23 | 0.0590 | 0.529 | 0.0237 |
| 589 | 37.0 | 29.73 | 0.2290 | 0.132 | 0.0002 |

Le modèle analytique présente la valeur le plus élevée d'erreur relative avec 0.922, cette valeur est plus grand que celle du modèle explicite soit 0.212, tendit que le modèle proposé présente le moins d'erreur relative de l'ordre de 0.0047.

Si on fait la synthèse les deux résultats erreurs obtenues, nous constatons que le modèle proposé est le plus performant avec une erreur relative et une DES le moins que les autres modèle.

Nous avons constitué un programme de simulation développé sous Matlab pour le modèle à une diode est présenté à la figure (3.1). Ce programme permet également de visualiser les courbes I-V. Ces courbes ainsi calculées seront comparées à la courbe expérimentale mesurée correspondantes.

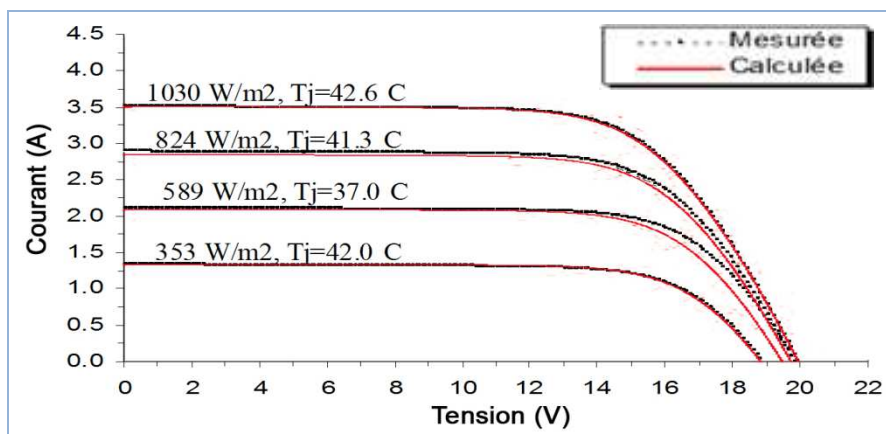


Figure 3.1 : Caractéristiques I-V calculées et mesurées de module UDTs-50 du modèle proposé.

Les figures (3.2) et (3.3) représente les courbes de caractéristiques I-V calculées et mesurées pour les modèles explicite et analytique respectivement dans le cas de module UDTs-50.

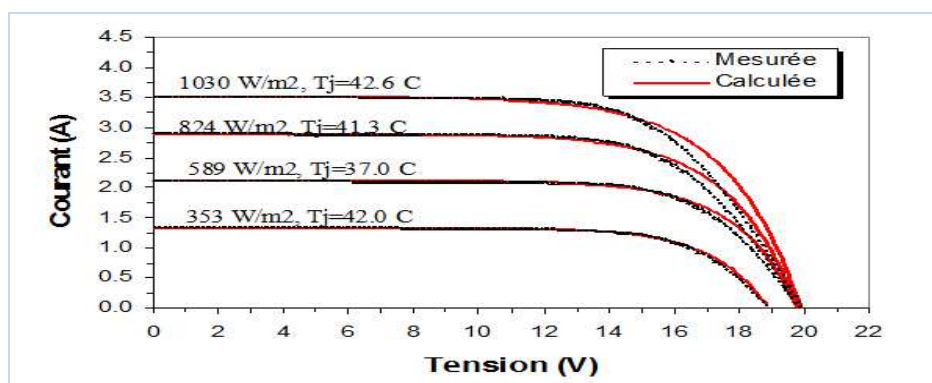


Figure 3.2 : Caractéristiques I-V calculées et mesurées de module UDTs-50 du modèle explicite.

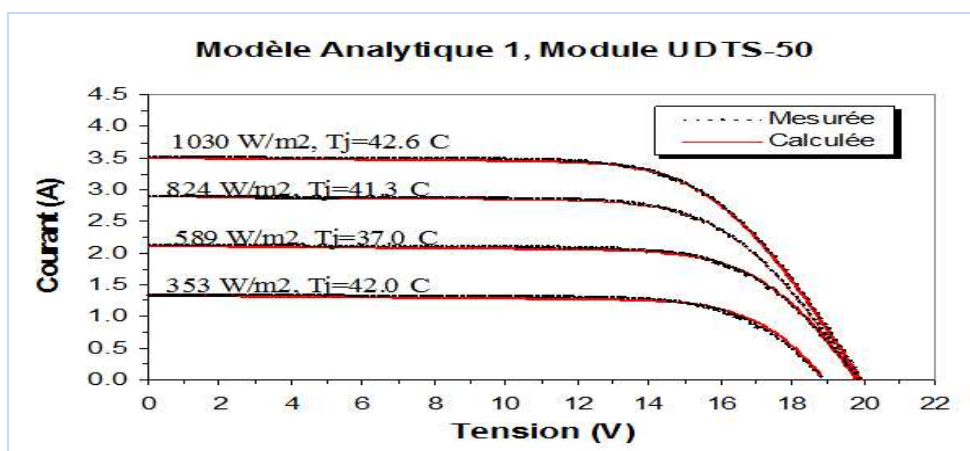


Figure 3.3 : Caractéristiques I-V calculées et mesurées de module UDTs-50 du modèle Analytique.

3.2.2. Extrapolation des données et des paramètres du modèle

Elle existe plusieurs méthodes pour extrapoler vers d'autres conditions de température et d'éclairement afin d'avoir les caractéristiques mesurées du module fournissant par le constructeur sous les conditions de CTS.

Par Celic, (2007), aux extrêmes de la courbe I - V les valeurs de I_{cc} et V_{co} d'un couple de température (T) et éclairement (G) par rapport à la valeur initiale des données est calculé par :

$$V_{co} = V_{co,ref} + (A * V_t * N_s) * \log\left(\frac{G}{G_{ref}}\right) + \alpha_{I_{cc}} * (T - T_{ref}) \quad (3.19)$$

$$I_{cc} = (I_{co,ref} * \left(\frac{G}{G_{ref}}\right)) + \alpha_{V_{co}} * (T - T_{ref}) \quad (3.20)$$

Où I_{cc} et V_{co} sont les nouvelles valeurs de courant de court circuit et de la tension de circuit ouvert. $\alpha_{V_{co}}$ et $\alpha_{I_{cc}}$ sont les coefficients de température pour la tension de circuit ouvert et du courant de court circuit respectivement.

Pour l'extrapolation des paramètres de modèle tel que le photocourant, le courant de saturation, la résistance shunt, résistance série, les expressions sont :

$$I_L = \left(\frac{G}{G_{ref}}\right) * (I_{L,ref} + \alpha_{I_{cc}} * (T - T_{ref})) \quad (3.21)$$

$$I_0 = I_{0,ref} * \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^3 * \exp\left(\frac{q * g}{A * n * V_t * N_s}\right) * \left(1 - \frac{T_{ref}}{T}\right) \quad (3.22)$$

$$R_s = R_{s,ref} \quad (3.23)$$

$$R_{sh} = R_{sh,ref} \left(\frac{G_{ref}}{G}\right) \quad (3.24)$$

3.2.3. Générateurs PV (E_{pv})

Selon Diaf et al (2008), La production d'énergie d'un générateur PV ayant une surface totale S en (m^2), et subir un éclairement global G (kWh/m^2) sur plan incliné, peut déterminer avec l'équation (2.25) comme suite :

$$E_{pv} = S * G * P_f * n_{gpv} \quad (3.25)$$

Où P_f est le facteur de remplissage de module égal à 0.9, n_{gpv} est le rendement moyen de générateur PV dans les conditions d'exploitation, il détermine avec l'équation (2.26)

$$n_{gpv} = n_m * [1 - \beta * (T_j - 25)] \quad (3.26)$$

Où n_m est le rendement de référence du module PV, n_{rp} , et β est le coefficient tenant compte de la variation du rendement du module photovoltaïque en fonction de la température, il est estimé de 0,004 à 0.006%/C°.

3.3. Modèle de la température ambiante

Le générateur PV est la principale source d'énergie dans le système PV-batteries-diesel. Le calcul de sa production journalière (E_{pv}) dépend de l'irradiation solaire (G), la température des cellules solaires (T) et le point de fonctionnement du système.

$$T = T_a + G * \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \quad (3.27)$$

Où T_a est la température ambiante, NOCT est la température nominale du fonctionnement de cellule.

Selon Diaf, (2007) et Notton, (2010), NOCT est la température déterminée de la cellule en soumettant le module PV aux conditions dans lesquelles l'éclairement est 800 W/m^2 , et de la température 20 C°

3.4. Batteries

3.4.1. Estimation de l'état de charge de la batterie (EDC)

La puissance de sortie d'un panneau solaire, qui est utilisée pour charger la batterie, varie avec le rayonnement solaire et la température. Pour contrôler des cycles de charge / décharge de la batterie, l'estimation de l'état de charge de la batterie (EDC) est indispensable. Le EDC (state of charge) est varié entre 0 et 1. Lorsque EDC est 1 signifie que les batteries sont totalement chargées, et 0 quand les batteries sont totalement déchargées (Shen, 2009).

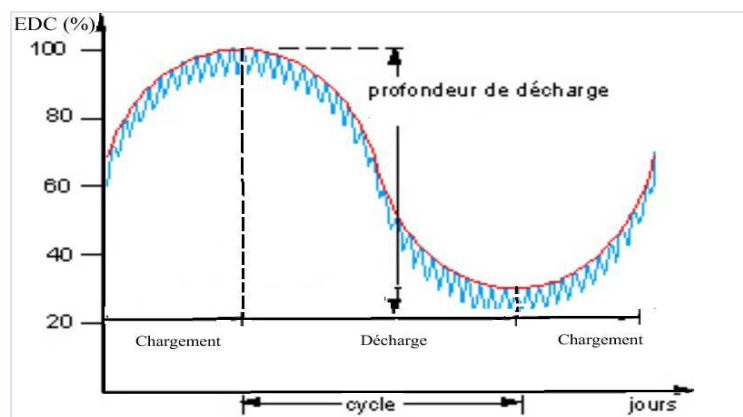


Figure 3.4: Présentation de l'état de charge et la profondeur de décharge d'une batterie.

La figure 3.4 représente un graphe de l'état de charge des batteries dans un système PV. Les batteries sont conçues pour restituer l'énergie pendant une longue période en conservant leur aptitude à la recharge ($E_{B \min}$), et ceci à une plusieurs reprises de rechargement (cycles).

3.4.2. Energie des batteries

L'énergie stockée dans les batteries pour n jour pendant la période de charge est calculée par :

$$E_B(t) = E_B(t-1) * (1 - n_s) + \left[\frac{E_{pv}(t) - E_l(t)}{n_{cnv}} \right] * n_{batt} \quad (3.28)$$

L'énergie stockée dans les batteries pour n jours pendant la période de décharge est

$$E_B(t) = E_B(t-1) * (1 - n_s) + \left[\frac{E_{pv}(t) - E_l(t)}{n_{cnv}} \right] \quad (3.29)$$

Où $E_B(t)$ et $E_B(t-1)$ sont l'énergie stockée dans les batteries pour deux temps successifs, n_s est le coefficient pour laquelle les batteries se autodécharges, $E_{pv}(t)$ l'énergie génère le générateur PV en t de temps, n_{cnv} est le coefficient de convertisseur, et n_{batt} est l'efficacité de charge des batteries comprise de 0.65 à 0.85.

Quoique ce soit le jour n , l'énergie accumulée dans les batteries est en sujet aux contraintes suivantes :

$$E_{B \min} \leq E_B \leq E_{B \max} \quad (3.30)$$

Où $E_{B \max}$ est le niveau maximal d'énergie permise ce qu'égal à la capacité de la batterie C_{batt} . $E_{B \min}$ est le niveau d'énergie pour laquelle doit être resté dans la batterie en raison d'augmente son cycle de vie de batterie. Il est déterminé par l'état de décharge maximum EDD ou EDC min.

$$E_{B \min} = (1 - EDD_{\max}) * C_{batt} = EDC_{\min} * C_{batt} \quad (3.31)$$

$$\text{Où} \quad EDC = 1 - EDD \quad (3.32)$$

En général plus la capacité des batteries est augmente va réduire le cout de système et verse versa. Donc le choix d' EDD_{\max} joue un rôle important dans la vie et le coût de système. Ainsi, le calcul de l'EDC de la batterie est calculer par :

$$EDC(t) = \frac{E_B(t)}{C_{bat} * V_{nb}} \quad (3.33)$$

3.5. Convertisseur

L'onduleur est caractérisé par son rendement de puissance (η_{ond}). L'énergie à la sortie de l'onduleur est donnée:

$$E_{pv\ ond}(t) = E_{pv}(t) * \eta_{cnv} \quad (3.34)$$

Où $E_{pv\ ond}$ est énergie à la sortie de l'onduleur, en KWh, E_{pv} est énergie générée par le champ PV, en KWh, et η_{cnv} le Rendement de l'onduleur.

$$E_{B\ ond}(t) = \left[\frac{E_B(t-1) - E_I(t)}{n_{cnv} * n_{nbatt}} \right] \quad (3.35)$$

Où $E_{B\ ond}$ est l'énergie des batteries à la sortie de convertisseur.

3.6. Groupe électrogène

L'exploitation de système PV en collaboration avec le groupe de batteries et d'autres producteurs d'énergie renouvelable. D'après Pragma (2009), Gupta(2010), l'énergie générée horaire par le générateur diesel avec puissance de sortie nominale est définie par l'expression suivante:

$$E_{GD}(t) = E_{DGn}(t) * n_{DG} \quad (3.36)$$

Où n_{DG} est l'efficacité du générateur diesel, E_{DGn} est la puissance nominale de générateur électrogène.

3.7. Conclusion

Nous avons présenté des modèles mathématiques qui décrivent le fonctionnement des composants du système hybride, dans l'objectif de présenter d'aide à la simulation des systèmes hybride, et on a terminé avec la description de déférente configuration de système hybride qui liée entre le PV, groupe diesel, et des batteries.

La mise en point d'une programme sous Matlab permet la facilite et mieux de calculer les caractéristiques I-V du module PV. Le programme sous Matlab présente donc la puissance qui peut fournir le générateur PV dans tel condition d'éclairément et de température données.

Chapitre 4

Dimensionnement d'un système PV hybride

Chapitre 4 : DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTEME PV HYBRIDE

4.1. Introduction

Le dimensionnement a pour but de déterminer la puissance-crête du générateur solaire et la capacité de la batterie, à partir des données d'ensoleillement du site d'une part, et des besoins électriques de l'utilisateur d'autre part. Le choix des composantes du système solaire doit permettre à l'utilisateur d'utiliser les équipements requis durant la période demandée (c'est-à-dire tout au long de l'année ou pour une période déterminée), et ce avec une disponibilité prédéterminée

4.2. Les différentes étapes de dimensionnement

Le diagramme présent à la figure (4.1) résume la marche à suivre dans le cas de dimensionnement d'un générateur PV avec conversion et stockages d'énergies.

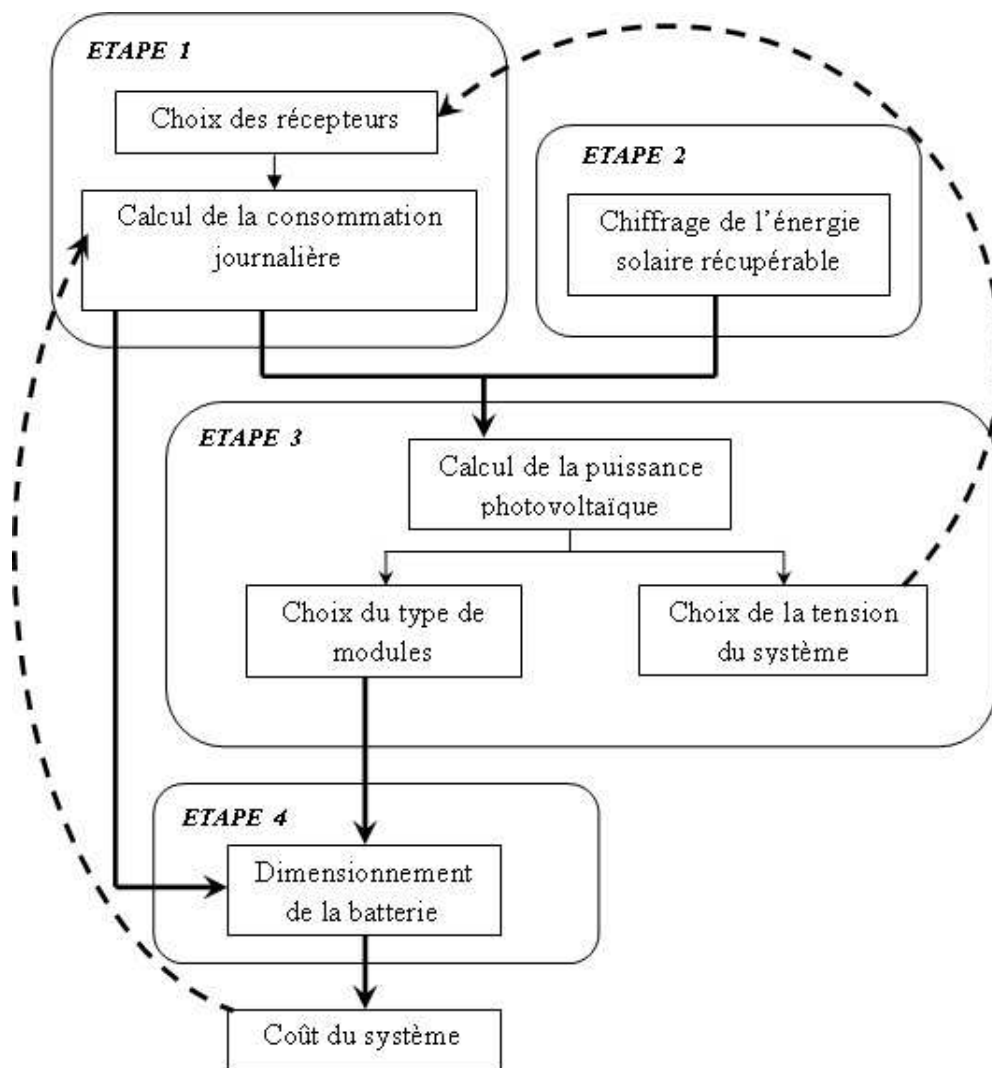


Figure.4.1: diagramme simplifié du dimensionnement d'un système PV avec stockage.

Les étapes permettront de dimensionner approximativement un système photovoltaïque. Il faut, en premier lieu, estimer les besoins en électricité, préférer les équipements à basse consommation, et établir la durée de la période d'ensoleillement maximal de la région où le système sera installé.

Pour le dimensionnement du système photovoltaïque on va suivre les étapes suivantes :

4.2.1. Estimation du besoin en électricité

L'évaluation des besoins en électricité pour déterminer la demande énergétique quotidienne à satisfaire E_L en Wh/jour, on liste les caractéristiques électriques (disponibles généralement sur les plaques signalétiques) des appareils à faire fonctionner et ensuite on fixe la tension U pour le câblage des panneaux photovoltaïques. Le tableau (4.1) ci-après comporte la fiche à remplir pour déterminera les besoins journaliers en énergies électriques.

Tableau 4.1 : Estimation de la consommation journalière en électricité.

| Nombre de chaque Équipement | Puissance nominale (W) | Durée d'utilisation journalière (h/j) | Consommation électrique journalière E (Wh/j) |
|-----------------------------|------------------------|---------------------------------------|--|
| X | Y | Z | $X*Y*Z$ |

Sachant que L'énergie génère le champ PV subir une perte au niveau de l'onduleur qui transforme le courant continue en courant alternatif (DC/AC).

4.2.2. Énergie solaire récupérable

Grâce à la station météorologique la plus proche du site on dispose de nombreuses données statistiques de rayonnement solaire exprimées en Wh/m^2 .jour. Ce sont les moyennes mensuelles globales qui servent la plupart du temps le dimensionnement de système.

On assimile l'illumination solaire reçue au produit du rayonnement $1000 W/m^2$ (conditions CTS) par un certain nombre d'heures équivalentes n .

Pour le dimensionnement final on se base sur les conditions les plus favorables c'est-à-dire qu'on doit choisir la capacité journalière la plus élevée ou le mois le plus favorable à cause de l'existence d'une source d'appointe du système PV-batteries c'est le groupe électrogène.

En cas de générateur PV autonome avec ou sans batteries, le dimensionnement de la même manière, mais on doit choisir le mois le moins favorable (Chahid, 2007).

4.2.3. Définition des modules PV

Le générateur PV constitue des modules connectés en série et d'autres en parallèle pour atteindre la tension et le courant requis à alimenter la charge donnée (E_L). Les modules PV sont inclinés à un angle est égal à la latitude du site. L'estimation de puissance du générateur PV requise P_G en watt crête (W_c) dans les conditions CTS est calculée avec l'équation (4.1) comme suite :

$$P_G = \frac{E_L}{n * n_{ond}} \quad (4.1)$$

Où n_{ond} et n sont le rendement de convertisseur et le nombre d'heures équivalentes respectivement. Une heure de soleil équivalent un kilowattheure par mètre carré par jour [$1 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{j} = 1 \text{ heure de soleil (1000 W/m}^2\text{)}/\text{jour}$]

4.2.3.1. Nombre de branches en parallèle

Le calcul de la taille de générateur fait l'objet de l'article d'auteur Nafah et al (2007). Le nombre minimum de modules connectés en parallèle N_p peut s'écrire sous la forme de l'équation (4.2)

$$N_p = \max \left[\text{Int} \left(\frac{E_L}{N_S * P_G * n_{cnx}} \right) \right] \quad (4.2)$$

Où n_{cnx} représente le coefficient de perte due à la connexion entre les modules PV.

Le nombre de branches en parallèle sert particulièrement à donner le courant nécessaire à la charge. Il est en fonction de plusieurs paramètres pouvant influencer le bon fonctionnement du système ; l'irradiation globale sur le plan incliné (G), les différents rendements des équipements utilisés (convertisseur) et la consommation journalière mensuelle moyenne.

4.2.3.2. Nombre de modules en série

Le nombre minimum de modules connecté en série N_s se définit comme suite :

$$N_s = \frac{V_G}{V_m} \quad (4.3)$$

Où V_G et V_m sont la tension du générateur et la tension optimale du module PV respectivement.

4.2.4. Dimensionnement de stockage

Les batteries qui peuvent être chargées pendant le jour et déchargées durant la nuit. Ces batteries doivent fournir la puissance requise sans être rechargées sous l'effet de leurs autonome. La capacité de la batterie C_{bat} donnée en ampèreheure(Ah) est définie par l'équation suivante :

$$C_{bat} = \frac{E_L * J}{V_{nb} * EDD} \quad (4.4)$$

Où E_L est la charge quotidienne, J sont les jours autonomes, EDD est la profondeur de décharge des batteries.

Dimensionner les batteries, c'est choisir un stockage permettant de s'affranchir des variations climatiques temporaires, à l'échelle de l'heure de la journée, et de l'ombrage pendant la nuit.

L'équation (4.5) à pour l'objet de déterminera le nombre minimal des batteries connectées en parallèle(N_{bp}).

$$N_{bp} = \text{int} \left[\frac{E_L}{N_{bs} * C_{bat} * EDD * n_{dch} * n_{inv}} \right] \quad (4.5)$$

Et le nombre minimal des batteries connectées en série, N_{bs} est calculé suite à l'équation (4.6).

$$N_{bs} = \frac{V_{ob}}{V_{nb}} \quad (4.6)$$

Où C_{bat} est la capacité de batterie, V_{ob} est la tension opérationnelle de banc des batteries, V_{nb} est la tension nominale d'une batterie, n_{dch} et n_{inv} sont le coefficient de décharge et le coefficient de conversion pour les batteries respectivement.

4.2.5. Coût d'un système

Le calcul du coût d'un tel système exige la connaissance des éléments suivants :

- ✓ La durée de vie

- ✓ L'investissement initial.
- ✓ Les coûts de maintenance annuels relatifs aux systèmes (photovoltaïque, diesel)

Le coût de système est calculé par l'équation suivante :

$$C_{\text{sys}} = C_{\text{pv}} * \alpha + C_{\text{bat}} * \beta + C_a \quad (4.7)$$

Où C_{sys} est les coûts totaux de système, C_{pv} est la capacité du générateur PV, C_{bat} est la capacité des batteries, et C_a est le cout des autres composants du système tel que le régulateur, l'onduleur, et le groupe diesel. α est le coût du PV (Da/Wc), β est le cout des batteries (Da/Ah).

Les différents coûts de système PV hybride sont exprimés par le coût actualisé net total et le coût actualisé d'énergie définie comme suite

➤ **Le coût actualisé net total :**

D'après Louy (2010) le coût actualisé net total est calculé par l'équation suivante :

$$NPC = \frac{C_{\text{an tot}} * (1+i)^N - 1}{i * (1+i)^N} \quad (4.8)$$

Où $C_{\text{an tot}}$ est le coût annuel total des différents composants de l'investissement, le coût de remplacement et le coût d'opération et de maintenance. N et i sont la durée de vie et le taux d'intérêt respectivement de chaque composant.

➤ **Le coût actualisé d'énergie :**

Le coût actualisé de l'énergie (COE) est défini comme le coût moyen d'énergie électrique utile produite (E_{up}) par le système en KWh comme présente l'équation (4.9).

$$COE = \frac{C_{\text{an tot}}}{E_{\text{up}}} \quad (4.9)$$

4.3. Dimensionnement d'un système alimentant une ferme

Pour notre étude nous avons choisi le site de Ghardaïa pour évaluer la consommation énergétique d'une ferme (Saad Allah) en énergie électrique. Nous avons recueilli les données climatiques, et de gisement solaire (l'ensoleillement) disponible pour ce site.

4.3.1. Présentation de la zone d'étude

La ferme donnée est située au niveau de El-Gurrara qui se loin de 150 km au chef-lieu de la wilaya de Ghardaïa ayant de latitude 32° Nord, longitude 4° et d'altitude de 450 m.

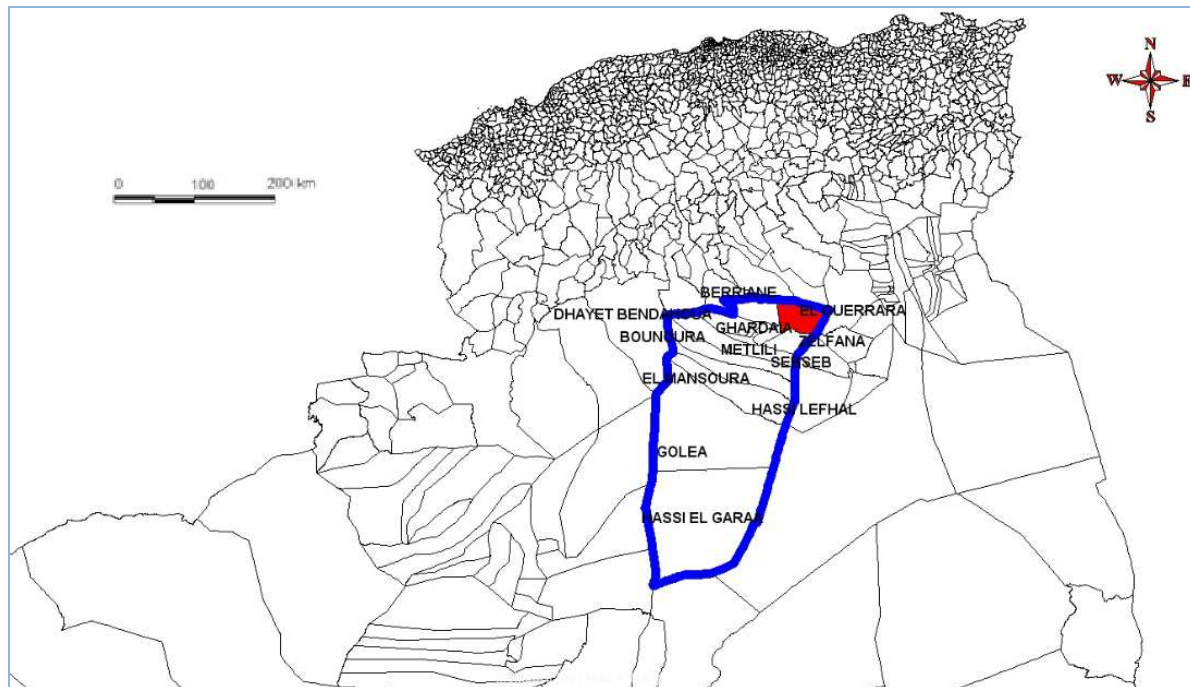


Figure 4.2 : Situation géographique de la région d'étude.

L'agriculture de la wilaya de Ghardaïa comme est représentée sous plusieurs systèmes tel que; le système agraires, l'ancien système agricole, et le nouveau système agraire.

➤ ***Systèmes agraires :***

Comme dans la majorité des wilayas du Sud algérien, l'espace agricole à Ghardaïa dispose de deux systèmes agricoles :

➤ ***Ancien système agricole :***

Les anciennes oasis ont été édifiées à l'origine, aux abords des oueds et dans les vallées, dépressions appelées communément « dayas ». La ressource en eau est constituée par l'exploitation directe des crues d'oueds ou par l'exhaure à partir de la nappe phréatique alimentée par ces oueds. Les terres, de type alluvionnaire, sont à dominance sableuse et sont relativement profondes.

La contrainte principale de ces oasis est le captage et la gestion de l'eau. Face à la modestie des moyens, l'édification de ces « jardins vivriers » par les ancêtres, a nécessité d'énorme et

intense travaux humain et animal, allié à une ingéniosité exceptionnelle pour surmonter les contraintes et l'agressivité du milieu.

➤ **Nouveau système agricole :**

C'est la loi de 1983, relative à l'accèsion à la propriété foncière agricole qui a été à l'origine de ce mode d'exploitation du milieu saharien (périmètres irriguée). Celle-ci offrait au bout d'un délai de cinq ans - l'opportunité aux attributaires de devenir propriétaires fonciers par le biais de la mise en valeur des terres.

Un grand engouement a été déclenché vis-à-vis de cette forme d'appropriation. Cette entreprise prenait plus d'envergure par la réalisation de forages profonds à débits importants dans la nappe albiennne. Ce qui a permis de conquérir des terres, non seulement à la périphérie des oasis existantes, mais aussi de repousser plus loin les limites des espaces mis en valeur.

Le recours aux moyens matériels puissants (motopompe, tracteur, véhicule de transport), a rendu possible la création d'exploitations bien structurées et de taille plus grande. L'objectif vivrier des exploitations traditionnelles laissait plus ou moins la place au caractère commercial et marchand de ces unités de production.

La méthode que nous présentons utilise les moyennes mensuelles de l'insolation journalière ou les moyennes mensuelles de l'irradiation revue sur un plan horizontal. En suite l'irradiation est transformée en irradiation horaire revue sur un plan incline.

4.3.2. Présentation de ferme à dimensionner

La figure (4.3) représente une vue de satellite de la fermes à dimensionnée.

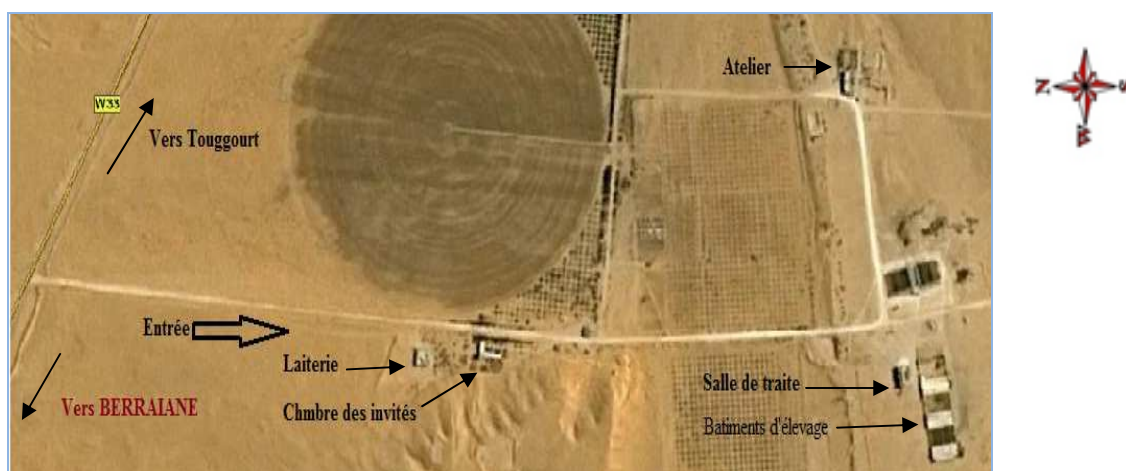


Figure 4.3 : Vue générale de la ferme.

4.3.3. Le profil de charge

C'est le calcul de consommation journalière (E_L) en énergie électrique d'une ferme donnée qui s'affiche dans le tableau. L'étude de profile de charge permet à étudier l'influence de charge sur les performances de mini-centrale électrique et de dimensionner les générateurs avec les batteries pour satisfaire la charge au moment où il est en besoin.

Tableau 4.2 : la consommation journalière en électricité de la ferme.

| | | Puissance (W) | Nombre | durée d'utilisation (heurs) | Consommation (Wh/jour) |
|------------|----------------------|---------------|--------|--------------------------------|---------------------------|
| Éclairage | chambre d'invité | 15 | 12 | 3 | 540 |
| | Salle de traite | 15 | 7 | 4 | 420 |
| | les ouvriers | 15 | 16 | 3 | 720 |
| | la base | 15 | 8 | 3 | 360 |
| | Laiterie | 15 | 14 | 8 | 1680 |
| Équipement | Machine de trait | 2208 | 1 | 4 | 8832 |
| | Broyeur | 2280 | 1 | 1,5 | 3420 |
| | Mélangeur | 1320 | 1 | 2 | 2640 |
| | Pompe à eau | 1200 | 1 | 2 | 2400 |
| | Ventilateur (été) | 100 | 6 | 7 | 4200 |
| Total | | 7183 | 67 | 37,5 | 25212 |

Le profile de charge permettant de nous donner un aperçu général sur la répartition de la consommation journalière (figure 4.4).

Vous allez voir que la consommation est importante à partir de 4 heure de matinée et 16 heure de soir à cause de l'utilisation de machine de trait d'une part et des machines a grande puissance telle que le mélangeur et le broyeur pour la préparation des aliments et dans l'autre cas. Aussi qu'en pleins de jour au moment d'utilisation des ventilateurs pendant l'été. On voit que la consommation augmente à la fin du soir à cause de l'utilisation d'éclairage de l'usage personnel d'électricité.

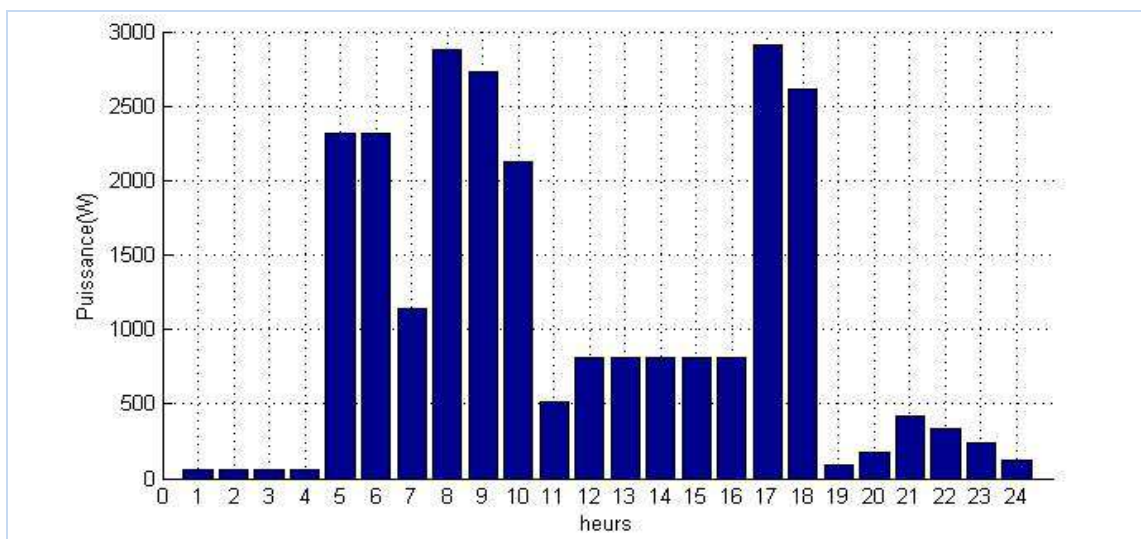


Figure 4.4 : Le profil de charge de la consommation journalière

Ce qui le plus important à noter sur le profil de charge journalière, est que la charge horaire maximale peut atteindre une valeur maximale est égale à environ de 3 kW entre 7 et 9h d'une part et pour 16 et 18h d'autre part. Cette valeur s'appelle le pic de charge.

Les équipements existants fonctionnent sous une tension de 220VAC comme la plupart des appareils. Pour le dimensionnement, on remplace les lampes à incandescence de haute consommation par celles fluorescentes de faible puissance de 15W.

4.3.4. Les données climatiques

La zone d'étude est localisée dans l'étage bioclimatique « saharien ». Les données relevées au niveau de la station de Ghardaïa durant la période 2000-2009 font ressortir les données climatiques globalement synthétisées ci-après :

Une pluviométrie annuelle faible, 68 mm en moyenne, de nature brusque et torrentielle provoquant souvent les crues des oueds. Les périodes pluvieuses sont généralement automnales et hivernales.

Des vents souvent chargés de sable dont le « sirocco », chaud et desséchant (moyenne 10 jours / an), fréquence de vitesse supérieure à 10m/s.

D'importantes amplitudes thermiques: journalières (+ 20°C), mensuelles (+ 17°C) et saisonnières (+ 24°C).

Tableau 4.3 : Relevés des températures moyennes mensuelles en °C de la région de Ghardaïa pendant les dernières années (2000-2009).

| | Jan | Fév | Mar | Avril | Mai | Juin | Juillet | Août | Sept | Oct | Nov | Déc |
|-----------------------|------|------|------|-------|------|------|---------|------|------|------|------|------|
| T (°C) | 10.7 | 12.3 | 16.6 | 19.1 | 25.5 | 31.9 | 35.9 | 34.5 | 26.6 | 22.7 | 17.1 | 15.0 |
| T _{max} (°C) | 15.4 | 17.7 | 22.4 | 24.9 | 32.0 | 38.3 | 42.3 | 40.5 | 32.2 | 28.7 | 23.3 | 21.1 |
| T _{min} (°C) | 6.8 | 7.0 | 10.9 | 12.5 | 18.4 | 24.7 | 28.7 | 28.3 | 21.2 | 16.7 | 11.5 | 9.6 |
| V(Km/h) | 16.7 | 11.4 | 13.7 | 15.5 | 15.5 | 12.7 | 9.7 | 10.4 | 9.6 | 7.4 | 8.3 | 11.1 |

Source : ONM 2009

Ces facteurs à effets défavorables et le plus souvent simultanés, engendrent des conditions difficiles évidentes pour le développement des plantes et la croissance des animaux dans ces zones. A cet effet les principales exigences dans ce contexte seront : disponibilités en eau, protection contre chaleurs et vents.

4.3.5. Les données d'enseillement

Ghardaïa est parmi l'une des régions qui disposent d'un gisement solaire très important dans le territoire Algérien. Sa situation géographique lui donne une importante richesse énergétique, tel que sa fraction d'insolation atteint fréquemment des valeurs qui dépassent les 75%, tandis que l'irradiation globale journalière reçue sur un plan horizontal est de l'ordre de 6000 Wh/m² en moyenne annuelle (Benkacali, 2007; Gairra, 2008).

La méthode que nous présentons utilise les moyennes mensuelles de l'insolation journalière ou les moyennes mensuelles de l'irradiation revue sur un plan horizontal, en suite l'irradiation est transformée en irradiation revue sur un plan incliné.

Tableau 4.4 : Relevé de l'enseillement moyen mensuel global de Ghardaïa

| Mois | Jan. | Fév. | Mar | Avr | Mai | Jun | Jui | Aou. | Sep. | Oct. | Nov. | Déc. |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Éclairement à l'horizontale (Wh/m ² /j) | 3050 | 4120 | 5470 | 6610 | 7210 | 7430 | 7330 | 5500 | 4250 | 3630 | 2870 | 5340 |
| Éclairement sur le plan incliné (Wh/m ² /j) | 4727 | 5768 | 6564 | 6610 | 6850 | 6984 | 6597 | 6610 | 6325 | 5525 | 5445 | 4535 |

Source : PV Gis

Le tableau (4.4) représente l'ensoleillement à l'horizontale et à l'angle qui est égal 32°. Nous avons que le mois de juin est le plus favorable avec 6984 Wh/m². Jour et de nombre d'heures équivalent 6.9 heures.

4.3.6. Estimation de la surface du générateur

D'après l'estimation la consommation en énergie électrique dans la ferme (Wh/jour), nous avons dimensionné le générateur PV par le choix de période de l'année le plus ensoleillée; le plus favorable. Le générateur PV est constitué de plusieurs modules liés en série et d'autre en parallèle afin d'atteindre la tension et le courant satisfaisant la charge requise.

Après de calcul de la puissance crête du générateur PV, on obtient :

$$P_G = \frac{25212}{6.9 \times 0.97} = 3.77 \text{ kW}_c$$

Le dimensionnement du système est basé sur les données du module PV de type UDTS-50 dont les caractéristiques électriques sont présentées sur le tableau (4.5). Le module solaire UDTS 50 est composé de 36 cellules solaires carrées au silicium monocristallin, de 10 cm de côté, connectés en série.

Tableau 4.5 : Caractéristiques du module photovoltaïque UDTS-50.

| Module | G [W/m ²] | T _j [°C] | I _{cc} [A] | V _{co} [V] | I _m [A] | V _m [V] | P _m [W] | n _m | FF |
|---------|--------------------------|---------------------|---------------------|------------------------|--------------------|--------------------|-----------------------|----------------|------|
| UDTS-50 | 1000 | 25 | 3.21 | 21.30 | 2.95 | 16.10 | 47.5 | 0.11 | 0.72 |

Les modules doivent être installés avec un angle d'inclinaison par rapport au sol égal à la latitude du lieu pour être dans une position optimale durant l'année, c'est-à-dire à 32° pour Ghardaïa. Si l'on préfère optimiser pour l'été, on diminuera cet angle de la moitié de l'angle de déclinaison maximum du soleil aux équinoxes, c'est-à-dire de la moitié de 15°. On augmentera du même angle pour l'hiver.

4.3.7. Détermination du nombre des modules

L'estimation du nombre des modules PV est calculé suit aux équations (4.2) et (4.3).

$$N_s = \frac{48}{16} = 3$$

$$N_p = \frac{3766}{3 * 47.5} = 26.4$$

Le générateur PV doivent être composée de 3 modules en série et 27 branches en parallèle.

4.3.8. Estimation de la capacité de stockage

L'étant la limite de décharge profonde de la batterie, généralement à 80%. A étant l'autonomie souhaitée a priori exprimée en jours, elle vaut généralement de 1 à 3 jours. Elle correspond au nombre de jours pendant lesquels la demande énergétique doit être couverte sans apports solaires.

La capacité de la batterie est déterminée par l'équation (3.4). Si on fixe l'autonomie A à 1 jours et EDD à 0,8 (80%).

$$\text{Donc : } C_{\text{batt}} = \frac{25212}{48 * 0.8 * 0.8} = 821 \text{ Ah}$$

On a choisi des batteries ayant des capacités de 821Ah et de tension nominale 2V, ce que nous donne un banc de batteries composé de 24 batteries et de tension de 48V.

4.4. Résultats de dimensionnement

D'après les étapes précédentes, la taille de générateur PV avec stockage sont présentés dans le tableau (4.6). Le champ photovoltaïque requis pour satisfaire une charge de 25.2 kW/jour a une puissance de 3.76 kWc. Il est composé de 81 modules, 3 en séries et 27 branches en parallèle.

Tableau 4.6 : Résultats de dimensionnement du système.

| la charge | Énergie solaire | Le champ requis | Capacités des batteries | Nombre des modules | | Nombre des batteries | |
|---------------------|-----------------|----------------------|-------------------------|--------------------|----------------|----------------------|-----------------|
| E _L (kW) | N (heur) | P _G (kWc) | C _{bat} (Ah) | N _s | N _p | N _{bs} | N _{bp} |
| 25.2 | 6.9 | 3.76 | 821 | 3 | 27 | 24 | 1 |

Pour le choix de l'onduleur et le groupe électrogène, ils doivent avoir une capacité plus ou égale au pic de charge qui nous avons vue au paragraphe (4.2.1). Donc le groupe électrogène

sera à une capacité de 5kW et le convertisseur de 3kW. Le groupe électrogène sera utilisé pour le chargement des batteries.

4.5. Discussion des résultats

L'élément important qui dirige le dimensionnement du système PV hybride est la charge journalière. Celui-ci a un impact sur la conception de ce système. Une étude basée sur la simulation des performances de tel système dans le même contexte, destinée pour l'électrification d'un village a été réalisée par (Farrai, 2008).

Nous avons obtenu pour l'électrification de cette ferme un système hybride ayant de taille composée de 3.766 kWc et de 820 Ah ce qui représente un rapport de 0.218 Ah/Wc. Ces résultats sont concordantes bien à ce que trouve Farrai (2008), de 0.254 Ah/Wc. La différence entre les deux résultats est due aux conditions suivantes :

➤ Le profil de la charge journalière entre les deux systèmes est différent parce que l'auteur Farrai, (2008) où son système destiné pour l'électrification d'un village et notre système pour celle d'une ferme.

➤ La deuxième cause est que les deux systèmes n'ont pas la même charge journalière. Nous avons 25.2 kWh/jour comme une charge journalière par contre Farrai, (2008) à une charge de 3.5 kWh/jour

➤ Les composants des deux systèmes sont différents de point de vue du rendement pour l'onduleur et le convertisseur, dans notre étude on a utilisé des composants ayant un meilleur rendement que ceux données par Farrai (2008).

Par Shahid (2008) une étude faite sur l'échelle internationale pour l'analyse économique de système hybride montre que la taille du système est de l'ordre 0.289 Ah/Wc destinée pour l'électrification de refuge au niveau de Dharan en Arabie Saoudite. La comparaison qu'elle a notre résultat montre que malgré les deux contextes sont semblable, mais le rapport est élevée que nous avons trouvé, cette différence significative est due à:

➤ Le pic de charge journalière chez Shahid (2008) est 9 kW par contre dans cette étude est de l'ordre de 3kW.

➤ Dans notre étude le dimensionnement se base sur le choix du jour le plus favorable de ce fait on a choisi le mois de juin que représente par 7540 Wh/m² de rayonnement solaire à

l'horizontale par contre le site choisi par l'auteur précédent ayant une haute capacité de rayonnement de l'ordre de 7960 Wh/m^2 au niveau de l'Arabie Saoudite.

Par ailleurs Marwan (2006) obtenue pour son système hybride un rapport de l'ordre de 0.046 Ah/Wc destiné pour l'électrification d'un village au Palestine. Ce rapport est diminué parce que la taille de son générateur PV est plus grande que celle de notre cas avec 25 kWc . Cette différence est d'origine de l'intensité de rayonnement solaire que nous basons pour le dimensionnement du jour le plus favorable. Où le nombre d'heures équivalentes est égal à 5.4 heures pour le site de Palatine et 6.9 heures pour le site Ghardaïa.

Diaf et al (2008) a été obtenue une optimisation de 2 Ah/Wc . Notre résultat est concordé moins que celui obtenu. La raison de cette déférence signifie que son système a utilisé une autre source qui était l'énergie éolienne et son contexte d'étude était différent.

Tableau 4.7 : Dimension du générateur PV pour chaque mois de l'année pour couvrir la charge.

| | | | | | | |
|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------------------------|
| Mois | Jan. | Fév. | Mar | Avr | Mai | Jun |
| Générateur PV | 39×3 | 32×3 | 28×3 | 28×3 | 27×3 | <u>27×3</u> |
| Mois | Jui | Aou. | Sep. | Oct. | Nov. | Déc. |
| Générateur PV | 28×3 | 28×3 | 29×3 | 33×3 | 34×3 | <u>41×3</u> |

Le tableau 4.7 représente la taille du générateur PV en dimensionnée pour chaque mois de l'année. Pour le mois de juin qui dispose l'ensoleillement le plus favorable, le générateur PV est de 27×3 modules, qu'est la taille minimale du générateur concerné ou destiné pour le système PV hybride. Par contre le dimensionnement du générateur PV basé sur le mois de décembre ; le moins favorable, permet requise une taille de 41×3 qui reste la grande taille du générateur PV de type autonome.

Si on compare entre les deux systèmes hybrides et PV, on trouve que le facteur qui dirige le dimensionnement du générateur PV est l'ensoleillement.

4.6. Conclusion

Ce chapitre nous a permis de donner un aperçu général sur le dimensionnement d'un système PV hybride pour la production d'énergie électrique d'origine renouvelable. La première partie est consacrée à la compréhension de différentes étapes et méthodes de dimensionnement du système. La seconde partie du chapitre a été consacrée au dimensionnement du système hybride alimentant une ferme.

D'Après les résultats qui sont obtenus, on veut faire au prochain chapitre la simulation du système dimensionné pour l'objet de déterminer ses performances et à voir sa capacité de satisfaire la charge donnée.

Chapitre 5

Simulation des performances d'un système PV hybride

Chapitre 5 : SIMULATION DES PERFORMANCES D'UN SYSTEME PV HYBRIDE

5.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons élaborer des programmes de simulation sous l'environnement du Matlab pour un but de simuler les performances de système PV hybride. La simulation est basée sur l'utilisation des résultats de dimensionnement (Chapitre 4) du système avec les formules appropriées. Les résultats obtenus par la programmation sous Matlab seront comparés par le logiciel Homer.

5.2. Présentation des logiciels de simulation

5.2.1. MATLAB

Le logiciel MATLAB (MATrix LABoratory) est spécialisé dans le domaine du calcul matriciel numérique. Tous les objets définis dans Matlab sont donc présentés au moyen de vecteurs et de matrices/tableaux de nombres.

Matlab se présente sous la forme d'un espace de travail (Workspace), ou un interpréteur de commandes exécute des opérations et fonctions Matlab. Les sources de celles-ci sont disponibles, écrites en " langage " Matlab, voire en C ou en Fortran. L'utilisateur peut à sa guise les modifier, mais en s'en inspirant, il peut surtout créer et rajouter ses propres fonctions.

Le fonctionnement de système hybride est basé sur le contrôle de l'état de charge des batteries ; quand cet état atteint la valeur minimale, le groupe électrogène comme une source d'appoint est connectée en ligne pour charger les batteries jusqu'au maximum puis sera mise en arrêt, donc l'EDC est un indicateur de fonctionnement du système PV hybride. Pour le contrôle EDC nous avons développé un programme sous Matlab qui permet de décrire le fonctionnement de ce système.

Nous donnons sur la figure (5.1) une proposition de l'organigramme qui met en service le contrôle de l'EDC de la batterie qui se fait suivant les modes décrit ci-après :

Mode 1 : le générateur PV ne fonctionne pas, dans ce cas la charge de batteries est utilisée et EDC se décroît sans avoir sa valeur minimale.

Mode 2 : le générateur PV fonctionne, jusqu'à ce que les batteries soient chargées, et EDC atteigne la valeur de 1.

Mode 3 : EDC est moins que la valeur minimale, dans ce cas le groupe électrogène est mis en ligne pour charger les batteries.

Mode 4 : lorsque l'EDC est égal à 1, le GE est mis à l'arrêt.

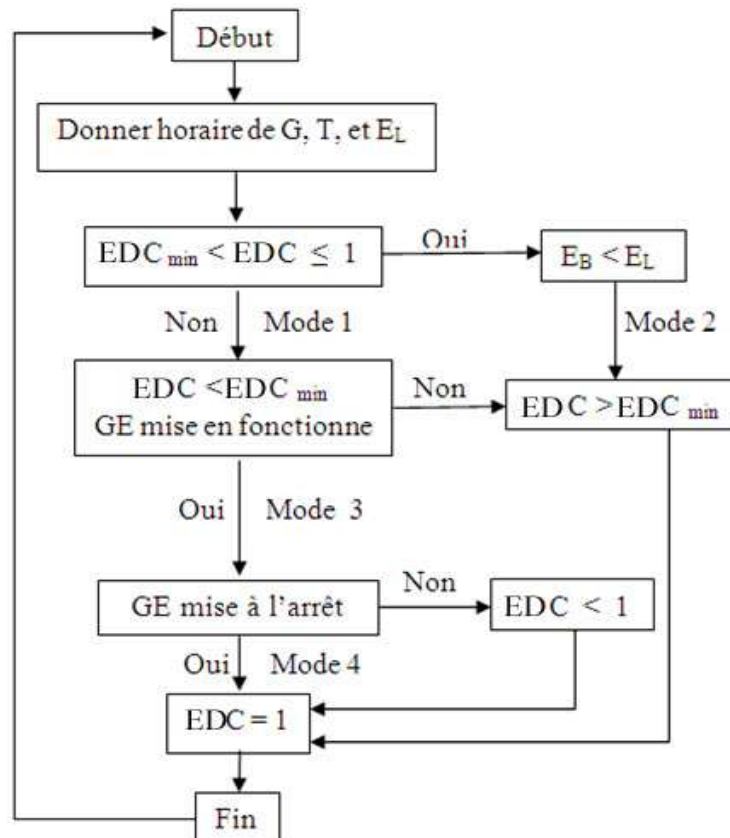


Figure 5.1 : Algorithme de contrôle de l'EDC des batteries dans un système hybride.

5.2.2 HOMER

Homer (The hybride optimisation model for electric renewables) est développé par le laboratoire NREL (National renewable electric laboratory) du département d'énergie des États-Unis d'Amérique. C'est un outil de simulation, dimensionnement et d'optimisation des systèmes hybrides PV/Éolien/Diesel. Homer simplifie la tâche d'évaluer la conception des systèmes autonomes et non autonomes pour différentes applications et peut faire la simulation sur la base horaire de plusieurs milliers de configurations de systèmes et permet de trouver la meilleure combinaison de composants du système de point de vue économique.

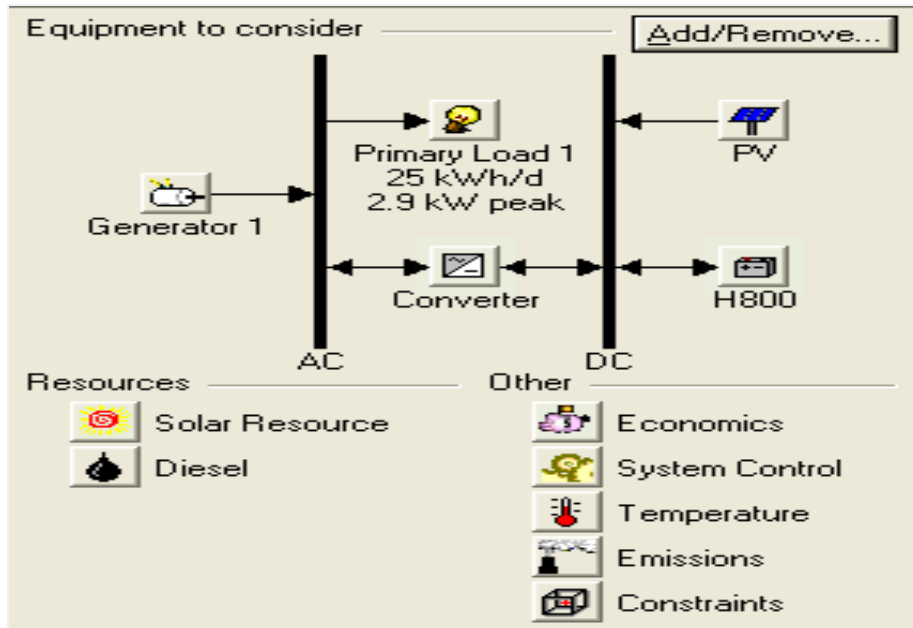


Figure 5.2 : la configuration du système hybride PV diesel batteries sous Homer.

On peut schématiser l'architecture de simulation de logiciel Homer dans la figure (5.3)

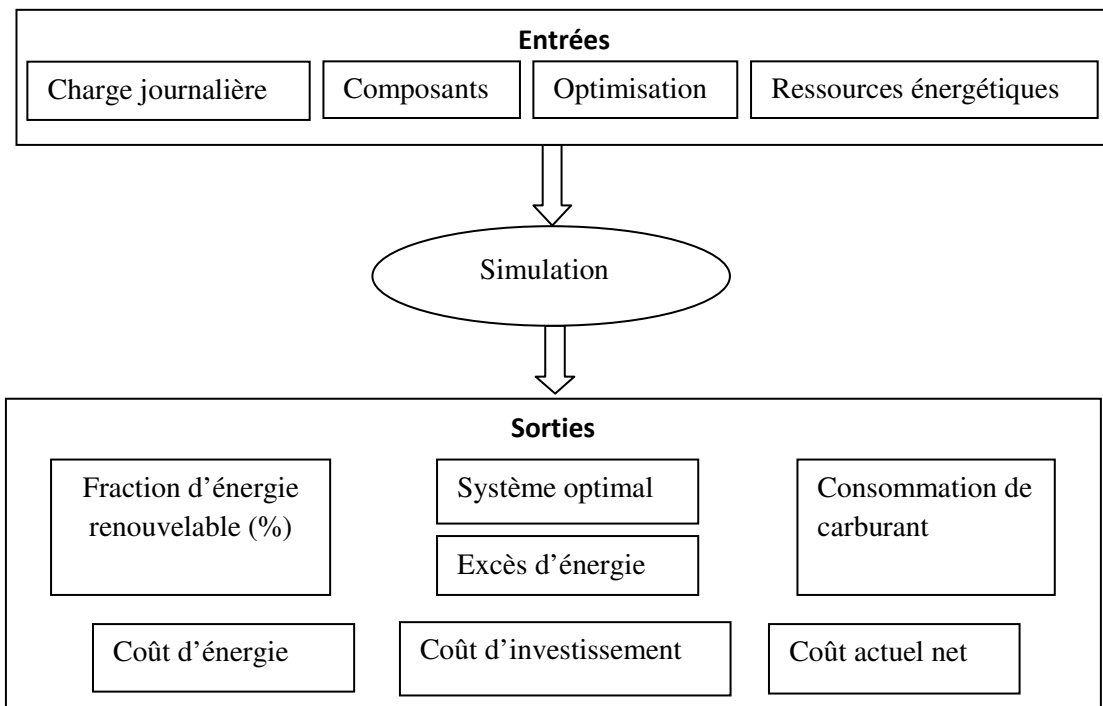


Figure 5.3: Architecture de simulation de système.

Le bloc des entrées englobe les données de la charge, des ressources météorologiques locales du site et les composants qui constituent le système.

Les résultats techniques mettent en évidence l'évaluation énergétique du système optimal en calculant la fraction d'énergie renouvelable et la consommation de carburant.

Les résultats économiques mettent en évidence le coût sur la durée de vie du système et le coût d'énergie.

5.3. Paramètres de la simulation

Pour la simulation des différents systèmes, nous avons adopté les paramètres techniques suivants :

Dans notre programme de simulation sous Matlab, nous avons utilisé les paramètres techniques concernant la puissance nominale de l'onduleur et celle du générateur Diesel. Le choix du groupe électrogène dépend de la puissance et de la nature de la charge à alimenter. Nous avons vu au paragraphe (4.2.3) que le pic de l'appel de puissance par la charge est de 3kW pour notre site. De ce fait, l'onduleur et le générateur Diesel devront donc avoir une puissance nominale d'au moins 3 KW.

Ces paramètres sont utilisés également par le logiciel Homer. Seulement, avec ce dernier, nous avons utilisé en plus les paramètres économiques. Ces paramètres concernent les données financières et les coûts des équipements. Le générateur photovoltaïque est disponible à un coût équivalent à 390000 DA/kWc. Sa durée de vie est prévue pour 25 ans. Le coût de l'onduleur est équivalent à 71500 DA/kW et sa durée de vie est de 10 ans. Quant aux batteries, leur prix est équivalent à 85000 DA/kWh et elles devraient avoir une durée de vie de 8 ans. Le groupe Diesel électrogène coûte environ 50000 DA/kW et a besoin d'être remplacé tous les 4 ans. Le prix du carburant est considéré égal à 22 DA/L, avec une consommation spécifique de 0,25 L/kWh.

Tableau 5.1 : Coût des composants de système hybride.

| Composants | PV | Batterie | Onduleur | Génératrice |
|---|--------------|-------------|------------|-------------|
| Coût d'investissement | 390000DA/kWc | 85000DA/kWh | 71500DA/kW | 50000 DA |
| Durée de vie (ans) | 25 | 4 | 10 | 5 |
| Coût d'opération et maintenance (DA/an) | 3900 | 0 | 700 | 20 |
| Coût de remplacement | 390000 | 85000 | 71500 | 50000 |

Sources : www.solarbuzz.com

5.4. Résultats de la simulation

5.4.1. Programme sous Matlab

Le programme de simulation sous Matlab permet de donner les résultats concernant l'évolution de la caractéristique I-V du générateur PV, la distribution de la charge journalière et la puissance délivrée par le générateur PV, l'évolution horaire de l'état de charge des batteries dans l'année, la distribution horaire du rayonnement incident sur le plan de générateur PV et le bilan énergétique.

Dans ce mémoire, nous avons donné les résultats obtenus pour le cas du site de Ghardaïa. La figure (5.4) illustre les caractéristiques I-V de générateur PV dans les conditions de STC.

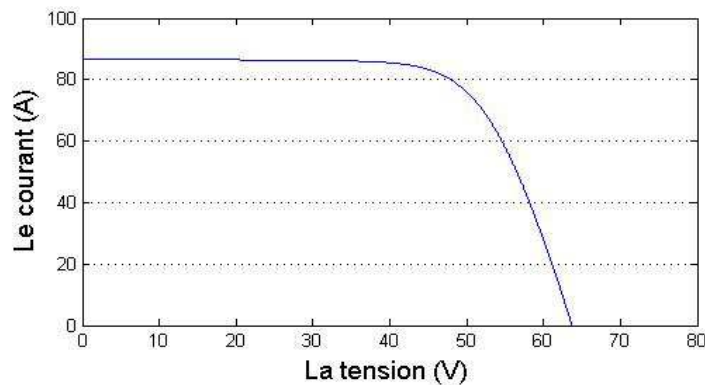


Figure 5.4 : Caractéristique I-V du générateur PV dans les conditions STC.

Le générateur ayant comme un courant de court-circuit d'ordre de 86.4A, ce qui représente 27 fois le courant de court-circuit d'un module PV, et la tension de circuit ouvert est 64V qui égal à 3fois la tension de circuit ouvert d'un seul module par ailleurs les 27 fois est le nombre de branches en parallèle, et les trois sont le nombre des modules en série.

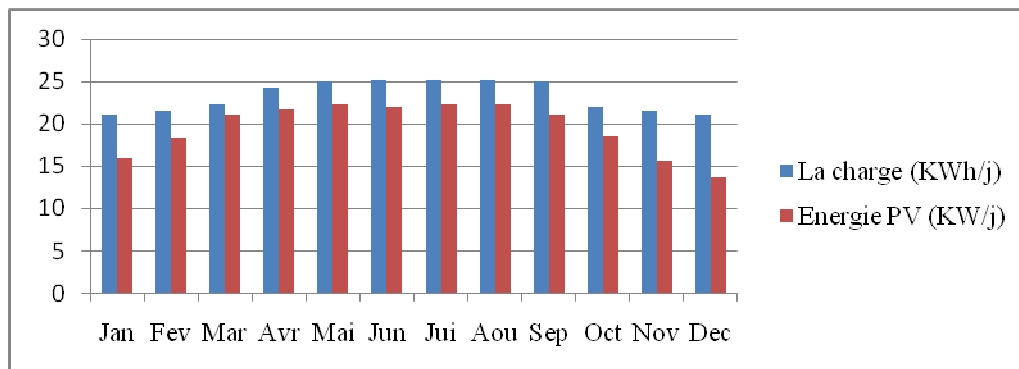


Figure 5.5 : Distribution de la charge journalière et la puissance délivrée par le générateur PV.

La figure (5.5) représente la distribution de la charge journalière mensuelle et la puissance qui fournit le champ PV pour alimenter la charge dans un système hybride. Le générateur PV produit une énergie journalière plus que la charge, cette énergie est plus de 22 kWh/jour pour le mois de juin au maximum et de 15 kWh/jour pour le moins de décembre au minimum.

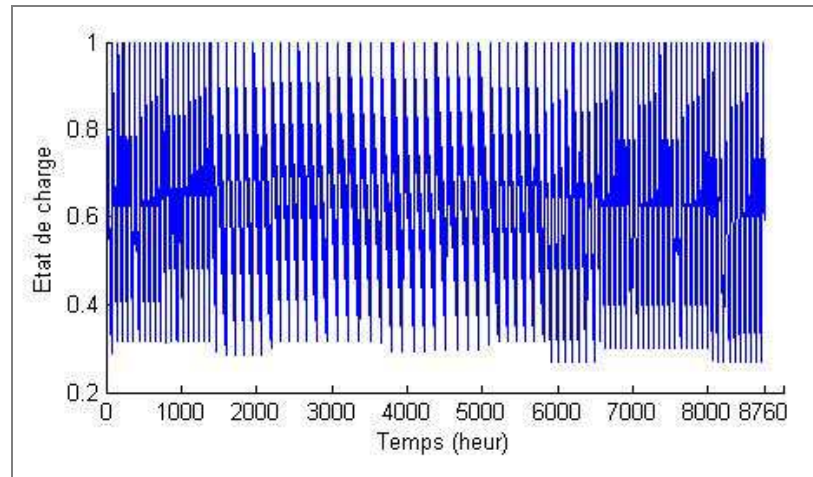


Figure 5.6 : Évolution horaire de l'état de charge des batteries durant l'année.

La figure (5.6) représente l'évolution horaire de l'état de charge des batteries durant l'année. D'après cette figure, on peut constater que les batteries atteignent une décharge profonde de 70% durant l'année. Les batteries sont plus charge/décharge dans les périodes les moins ensoleillées, et vice versa dans les périodes les plus d'ensoleillée.

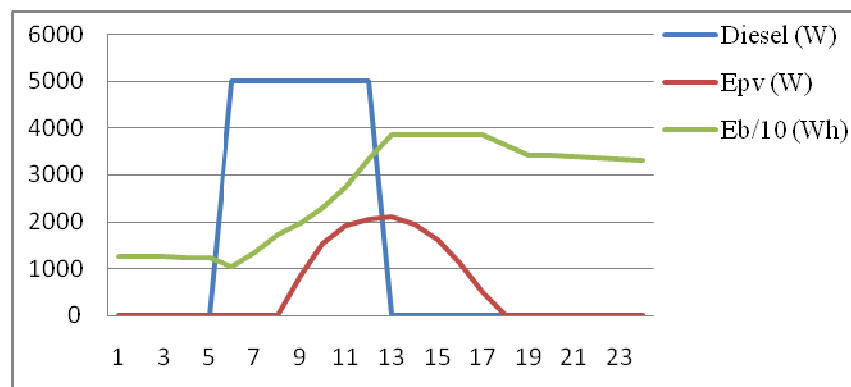


Figure 5.7 : Evolution d'énergie des batteries pour le jour le plus défavorable.

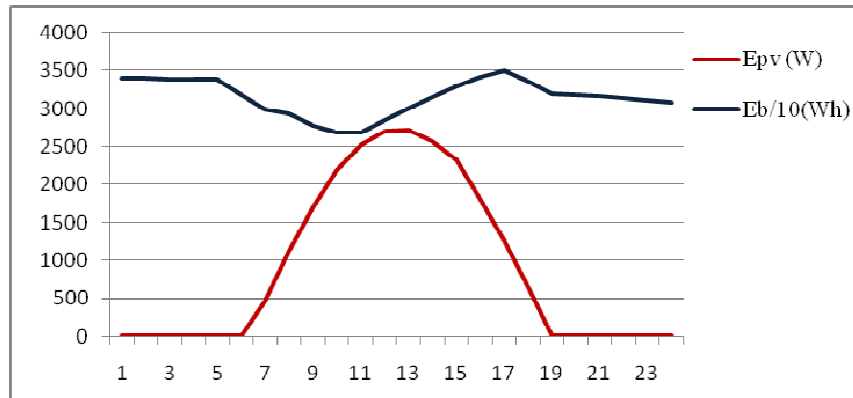


Figure 5.8 : Evolution d'énergie des batteries pour le jour le moins défavorable.

On représente sur les figures (5.7) et (5.8) l'évolution de l'énergie dans les batteries pendant le rechargement et le déchargement pour les jours le plus et le moins défavorable respectivement. On constate d'après ces figures que les batteries subissent un déchargement profond de 10 kWh pour le mois de décembre et de 7 kWh pour le mois de juin, elles commencent le rechargement à partir de 05h:00 avec le groupe électrogène grâce aux batteries qui atteignent EDC_{min} dans le mois de décembre. Pour le mois de juin les batteries déchargées suivent la charge et rechargée à 9 h:00 par le générateur PV.

Le fonctionnement horaire du groupe électrogène durant l'année est représenté sur la figure (5.9). Le groupe électrogène est plus connecté en ligne avec le système pour charger les batteries dans la période hivernale, et moins durant la période estivale. L'intensité des rayonnements solaires et de la température sont différente entre les deux périodes agissantes sur la production du générateur PV pour charger les batteries

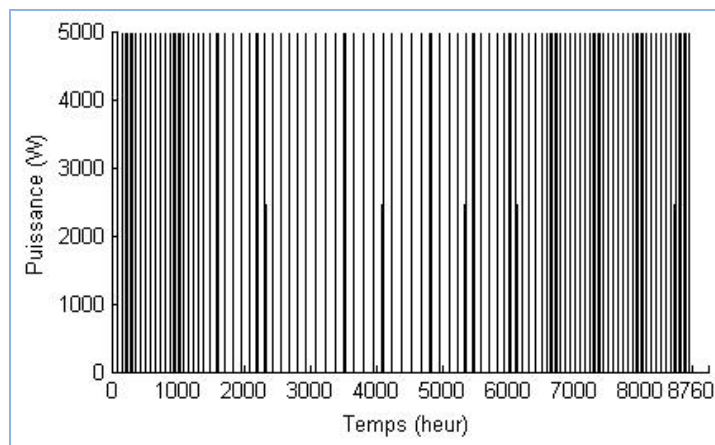


Figure 5.9 : Fonctionnement horaire du groupe électrogène.

Nous avons élaboré un programme sous Matlab (Annexe 6) qui permet de calculer la puissance maximale du module PV, la tension, et le courant correspondant.

On représente sur la figure (5.10), l'évolution de la puissance, la tension, et le courant produits par le générateur PV dans chaque mois de l'année en utilisant le programme précédent.

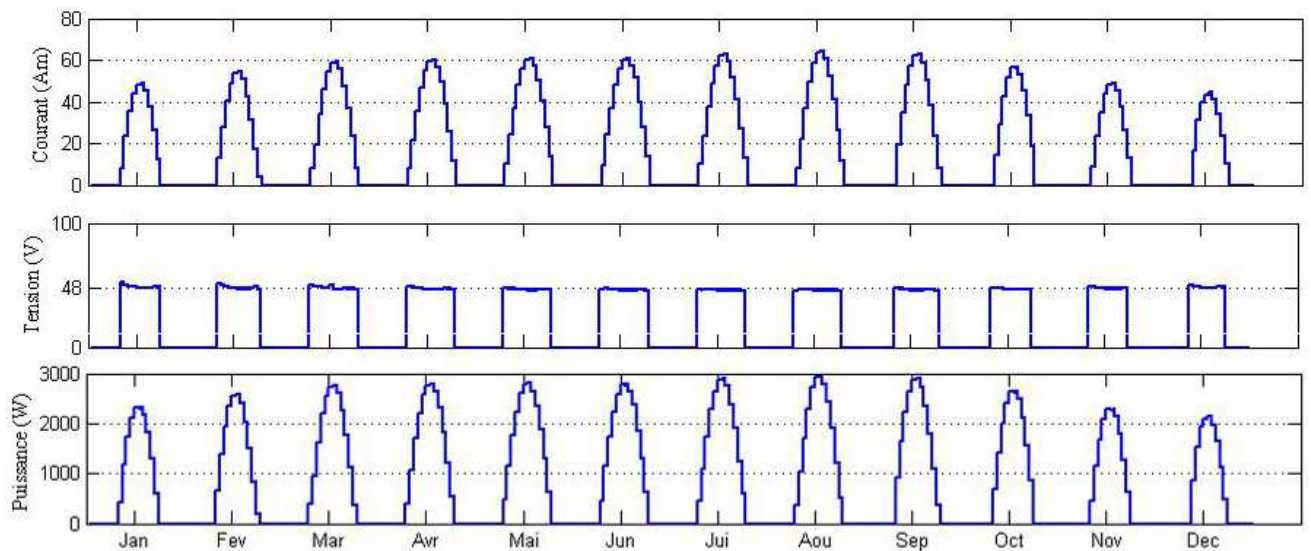


Figure 5.10 : Evolution de la puissance, la tension, et le courant produits le générateur PV dans chaque mois de l'année.

Le courant de sortie du générateur PV est varié chaque jour de l'année avec ordre croissant jusqu'il atteint sa valeur maximale suite à la variation de la puissance délivrée, puis il diminuer jusqu'il devenue nul. Il est maximum dans les mois du juillet, aout, et septembre avec 60 A, et minimum dans le mois de décembre d'ordre de 40 A.

La tension du générateur PV augmente jusqu'au 48V qui représente la tension d'entrée d'onduleur et ceci dans chaque jour de l'année, puis elle reste fixe durant toute la journée, où l'intensité d'ensoleillement est maximale. Elle se diminue à la fin de journée puis devenir nulle avec l'absence de soleil.

La puissance générée est de l'ordre de 3 kW au maximum, et de valeur minimale de 2 kW dans le mois de décembre.

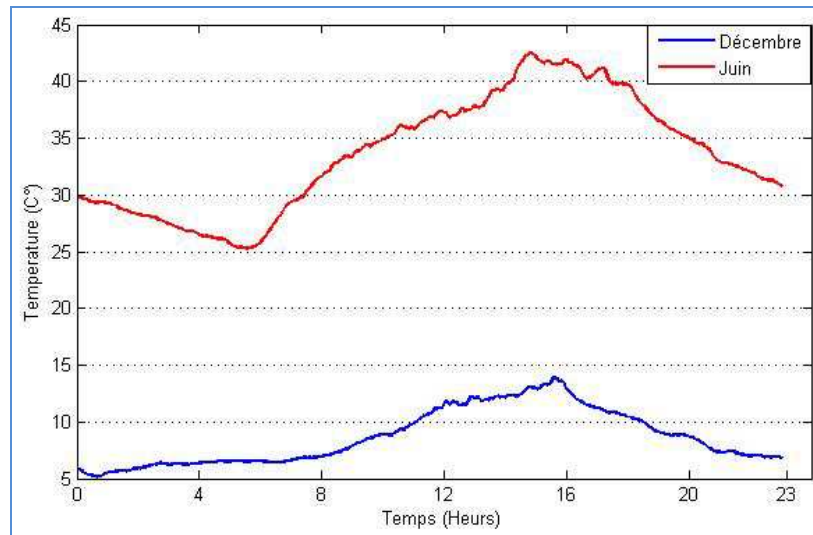


Figure 5.11 : Distribution horaire de la température dans les mois de juin et décembre.

La figure (5.12) montre l'évolution de la moyenne horaire de la température ambiante durant deux journées relative aux mois de juin et de décembre, les températures moyennes journalières sont respectivement 33,64 C° et 8,64 C°.

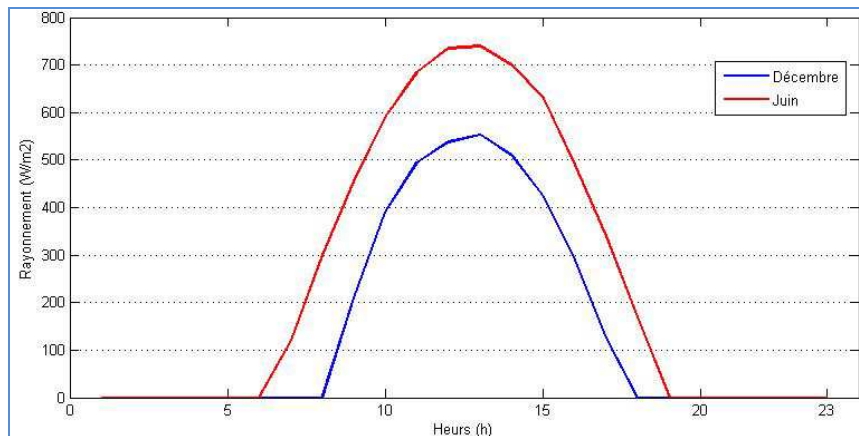


Figure 5.12 : Distribution horaire du rayonnement incident sur le plan de générateur PV dans le mois de juin et décembre.

La figure (5.12) donne la moyenne horaire journalière de l'éclairement global sur le plan des modules pour deux périodes de l'année, est de 6.727 kWh/m² pour la période de mois de juin au maximum et de 4 kWh/m² pour le mois de décembre durant la journée.

La figure (5.13) représente la simulation de système dans un jour nuageux absence de soleil.

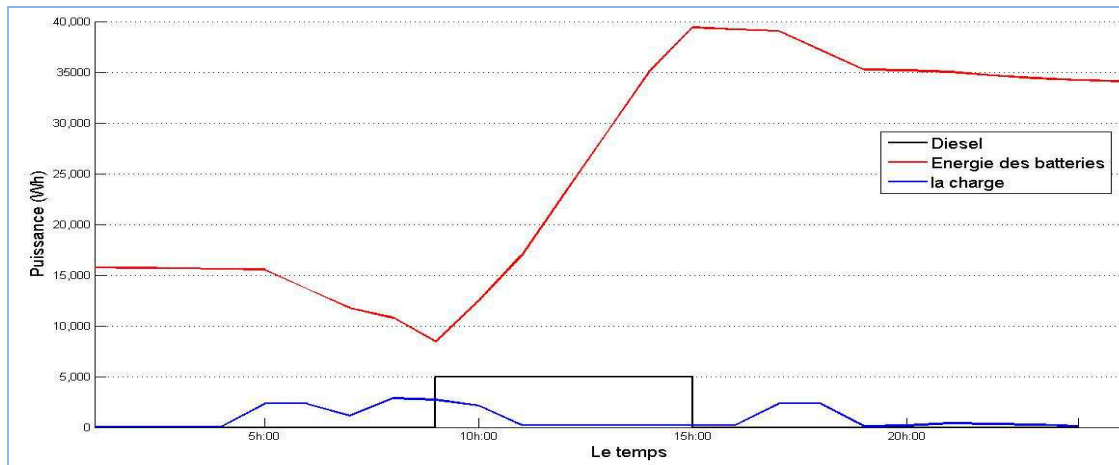


Figure 5.13 : Simulation du système en absence de soleil.

D'après cette figure les batteries sont subies à une décharge suite à la demande jusqu'à la valeur de 7.68kWh qui représente l'énergie de batteries minimale (EDC_{min}), au de là le groupe électrogène est mis en marche pour charger les batteries, quand ces batteries charges le groupe est mis à l'arrêt.

Le bilan énergétique :

Les bilans énergétiques du système sont présentés dans la figure (5.15), ces bilans sont obtenus à partir des données durant les deux périodes choisies.

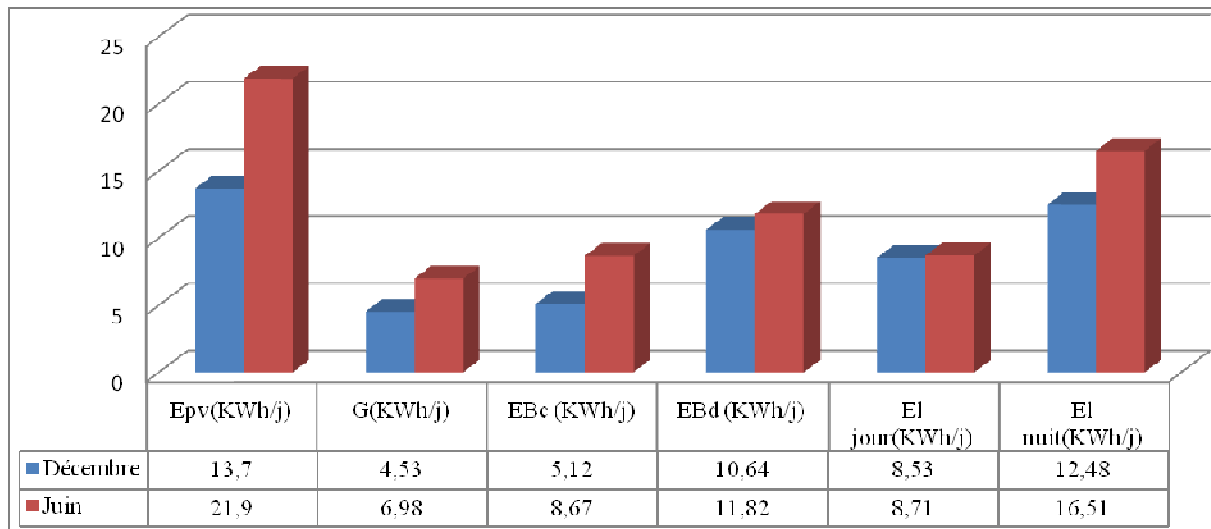


Figure 5.14 : Le bilan énergétique du système PV hybride.

Pour le mois de décembre, les rayonnements incidents sur le plan du générateur PV est de 4.5kWh par jour, ces rayonnements peuvent produire une énergie totale soit 13.7 kWh/jour.

Ce que permet aux batteries à subir une décharge de 10.64kWh/jour, avec une répartition de demande de 8.53kWh jour et 12.48 kWh nuit.

Les rayonnements incidents sur le plan de générateur PV est de 6.9 kWh/m²/jour pour le mois de juin, l'énergie sortante de générateur est de 21.9 kWh/jour, ce que permet aux batteries à subir un rechargement de 8.67 kW. La charge journalière consommée a reparti en 34 % durant le jour soit 8.71 kWh, et 66 % pour la nuit soit 16.51 kWh. Cette répartition provoque d'énergie sortante des batteries de 11.82 kWh.

On peut constater que le rendement énergétique de notre générateur PV est de 10.80% pour le mois de décembre et de 10.37% pour le mois de juin. Bien que l'énergie produite au mois de juin soit importante relativement, le rendement est meilleur au mois de décembre, à cause de l'effet de la température sur la cellule PV.

5.4.2. Homer

Homer est utilisé pour déterminer les dimensions de chaque composant du système hybride. Les données d'entrée du programme sont:

- Les coordonnées géographiques du site.
- Les données horaires de la charge pendant toute l'année.
- Les moyennes mensuelles de l'irradiation solaire sur un plan horizontal.
- Les capacités et le nombre de chaque composant du système hybride (Champ PV, Générateur Diesel, Onduleur, Batterie).
- Les coûts de référence de chaque composant du système hybride.

Homer est un modèle de simulation horaire. Il utilise ces entrées pour déterminer les dimensions optimales de chaque type de système. Ce programme effectue toutes les combinaisons des composants du système qui est capable de satisfaire la demande. Les solutions faisables sont classées selon le coût sur la durée de vie du système (figure 5.15).

La simulation en Homer met en évidence les résultats de simulation du système PV seul et hybride. Elle donne les résultats concernant le classement des catégories pour les combinaisons des systèmes, la distribution moyenne journalière mensuelle de la charge et

l'énergie produit le champ PV, l'évolution de l'état de charges des batteries dans les jours de l'année, et la puissance délivrée par le groupe électrogène dans les jours de l'année.

| Icones | PV (kW) | Label (kW) | H300 | Conv. (kW) | Disp. Strgy | Initial Capital | Operating Cost (\$/yr) | Total NPC | COE (\$/kWh) | Ren. Frac. | Diesel (L) | Label (hrs) | Batt. Lf. (yr) |
|--------|---------|------------|------|------------|-------------|-----------------|------------------------|------------|--------------|------------|------------|-------------|----------------|
| | 3.766 | 5 | 24 | 3 | CC | \$ 25,842 | 3,518 | \$ 70,809 | 0.602 | 0.25 | 2,858 | 1,950 | 11.6 |
| | | 5 | 48 | 3 | CC | \$ 19,435 | 4,410 | \$ 75,809 | 0.645 | 0.00 | 4,026 | 2,772 | 19.3 |
| | | 5 | | | CC | \$ 700 | 11,275 | \$ 144,837 | 1.232 | 0.00 | 7,462 | 8,760 | |
| | 3.766 | 5 | | 3 | CC | \$ 17,562 | 10,141 | \$ 147,193 | 1.252 | 0.17 | 6,446 | 7,671 | |

Figure 5.15 : Classement des catégories pour les combinaisons des systèmes en Homer.

D'après cette figure, Homer classe le système PV hybride comme la meilleure combinaison avec coût d'énergie (COE) de 0,602 \$/kWh, la consommation de carburant 2858 L/an permet à l'usage du groupe électrogène un fonctionnement de l'ordre de 1950 heures par ans, et de composants de système qui sont obtenus dans les résultats de dimensionnement où la taille du champ photovoltaïque prévue par Homer est le même que celui a dimensionnée pour le site (Paragraphe 4.4).

Nous donnons sur la figure (5.16), les rayonnements solaires journaliers globaux sur plan horizontal et sur plan incliné pour chaque mois de l'année pour le site de Ghardaïa.

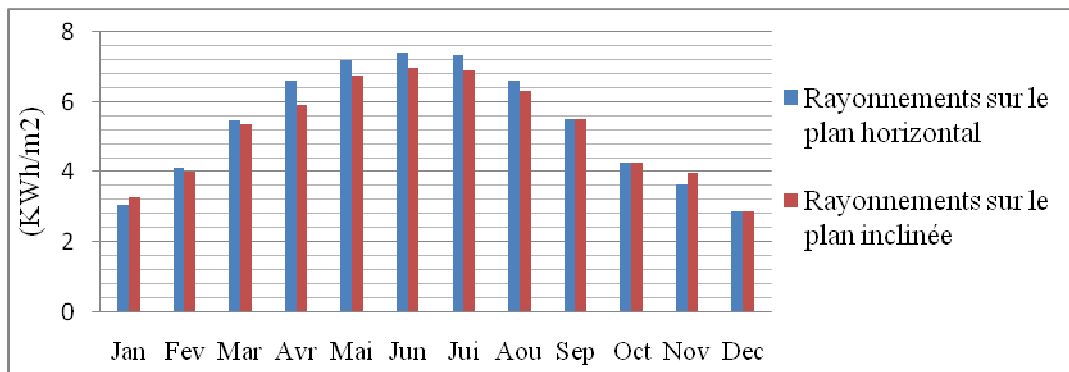


Figure 5.16 : Répartition de rayonnements solaires moyenne mensuelle sur un plan horizontal et incliné de site.

D'après la figure ci-dessus on remarque que les rayonnements solaires sont variés entre 2,8 kWh/m² dans le mois de décembre et 7,4 kWh/m² dans le mois de juin sur le plan horizontal. Mais sur le plan incliné avec un angle égal à latitude du site, on note que les rayonnements se varient entre 2,8 kWh/m² dans le mois de décembre et atteignent leurs maximums dans le mois de juin avec 6,8 kWh/m².

La figure (5.17) présente la consommation moyenne journalière mensuelle d'énergie électrique et la production moyenne journalière d'énergie PV délivrée par le système pour alimenter la charge pour chaque mois de l'année.

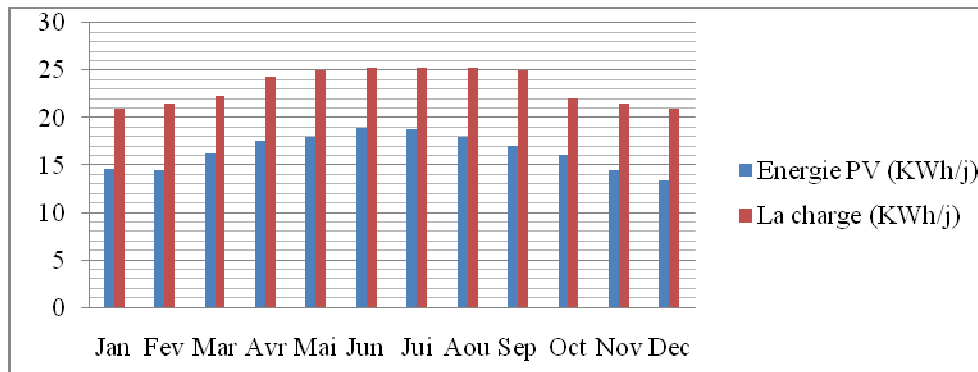


Figure 5.17 : Distribution moyenne journalière mensuelle de la charge et l'énergie produit le champ PV

D'après la figure obtenue qui représente la variation de la production de champ PV par rapport à la charge. Il est enregistré que cette dernière est fixée vis-à-vis la variation de la production du générateur PV qui se varie entre 13kWh/j au minimum dans le mois de décembre, et de 19kWh/j au maximum dans le mois d'avril.

On représente sur la figure (5.18) les répartitions journalières de l'irradiation solaire incidente sur plan incliné et de la puissance photovoltaïque produite.

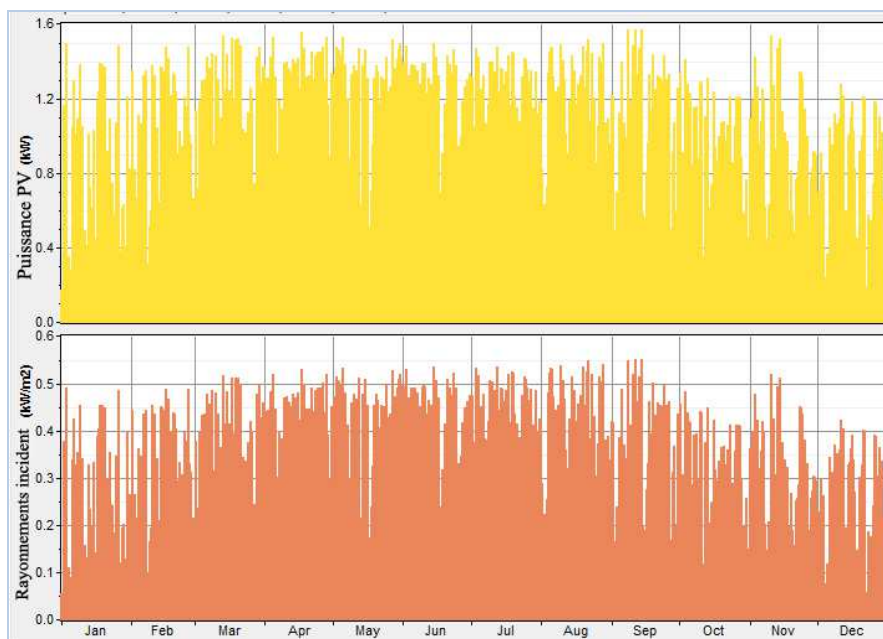


Figure 5.18 : Répartitions journalières du rayonnement incident sur un plan incliné et la puissance PV générée par le champ PV.

On remarque d'après cette figure qu'il y a une parfaite corrélation entre l'irradiation solaire incidente sur le plan du champ photovoltaïque et la puissance photovoltaïque produite.

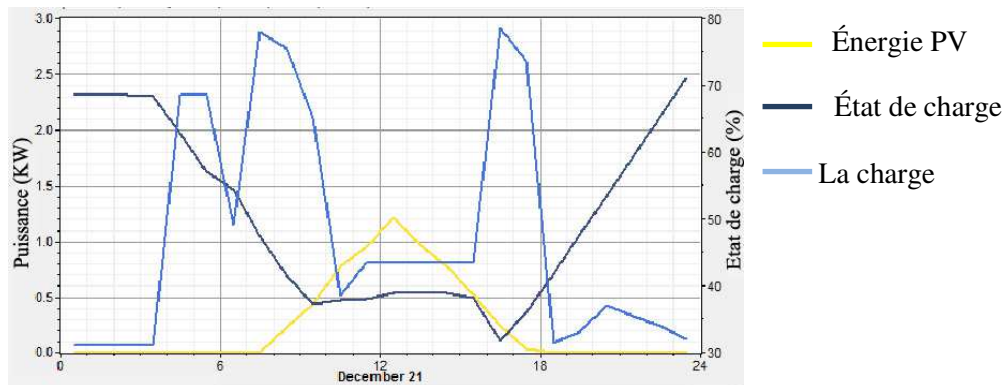


Figure 5.19 : Variation de l'énergie PV, état de charge des batteries, et la puissance produite par le champ PV pour le 21 décembre.

La figure (5.19) représente l'évolution horaire de la puissance photovoltaïque, l'état de charge de la batterie ainsi que le profil de la puissance de la charge pour une journée typique, le plus défavorable (le 21 décembre). Le champ photovoltaïque produit d'électricité entre 5h30 et 18h pour cette journée. Ces horaires correspondent aux heures du lever et de coucher du soleil de site considéré.

Le champ photovoltaïque est capable de satisfaire la charge pendant ces heures et de charger la batterie qui prend le relais pendant la nuit.

La figure (5.20) représente l'évolution de l'état de charge de la batterie en fonction du temps.

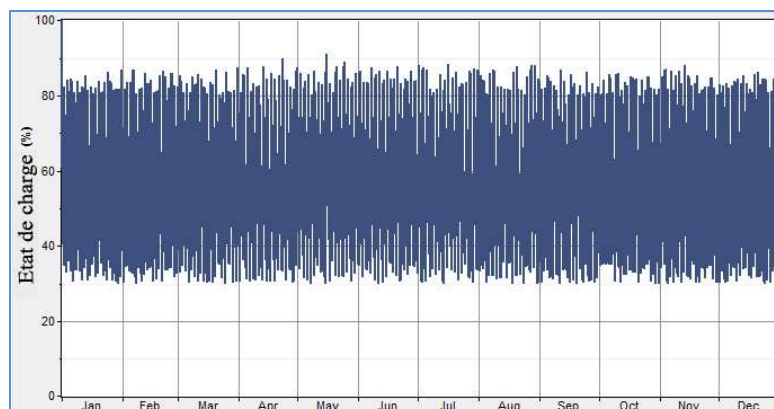


Figure 5.20 : Évolution de l'état de charges des batteries dans les jours de l'année.

On constate d'après cette figure que les batteries peuvent subir une décharge profonde pendant la période hivernale, ou estivale atteignant jusqu'à 60 %.

Les caractéristiques techniques et économiques du système PV hybride pour le site sont résumées sur le tableau (5.2).

Tableau 5.2 : Les caractéristiques techniques et économiques du système.

| Système PV-Diesel | | Unité |
|---------------------------|---------|--------|
| Configuration du système | | |
| Champ PV | 3.766 | kWc |
| Batterie | 39.4 | kWh |
| Onduleur | 3 | kW |
| Énergie de sortie | | |
| Champ PV | 2837 | kWh/an |
| Excès d'énergie | 0 | kWh/an |
| Fraction d'ER | 25 | % |
| Consommation de carburant | 2858 | L/an |
| Coûts | | |
| Investissement | 1860624 | DA |
| Remplacement et entretien | 1949328 | DA/an |
| CAN totale | 5098248 | DA |
| Coût d'énergie | 43.272 | DA/kWh |

La Figure (5.21) représente la puissance délivrée par le groupe électrogène par tranche horaire pendant l'année.

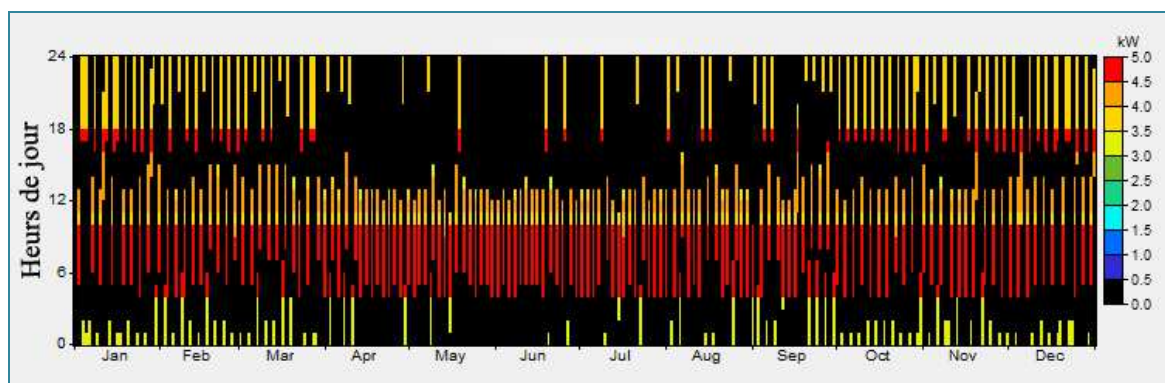


Figure 5.21 : Puissance délivrée par le groupe électrogène dans les jours de l'année.

Elle indique que la puissance produite est élevée pendant les mois d'hiver (Nov-Jan) par rapport aux autres mois. C'est une caractéristique en raison que la demande d'électricité est élevée pendant ces mois et les rayonnements sont défavorables par rapport aux mois d'été.

Système PV :

La figure (5.22) présente la consommation moyenne journalière mensuelle d'énergie électrique et la production moyenne journalière d'énergie PV délivrée par le système pour alimenter la charge pour chaque mois de l'année.

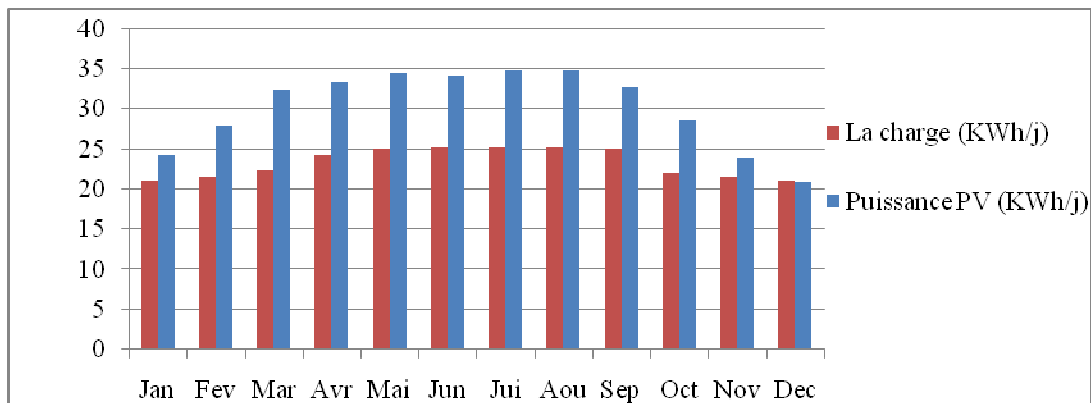


Figure 5.22 : Distribution moyenne journalière mensuelle de la charge et l'énergie produite par le champ PV

D'après la figure ci-dessus, Il est enregistré que la production du générateur PV se varie entre 20 kW au minimum dans le mois de décembre, et de 35kW au maximum dans le mois de juillet et aout.

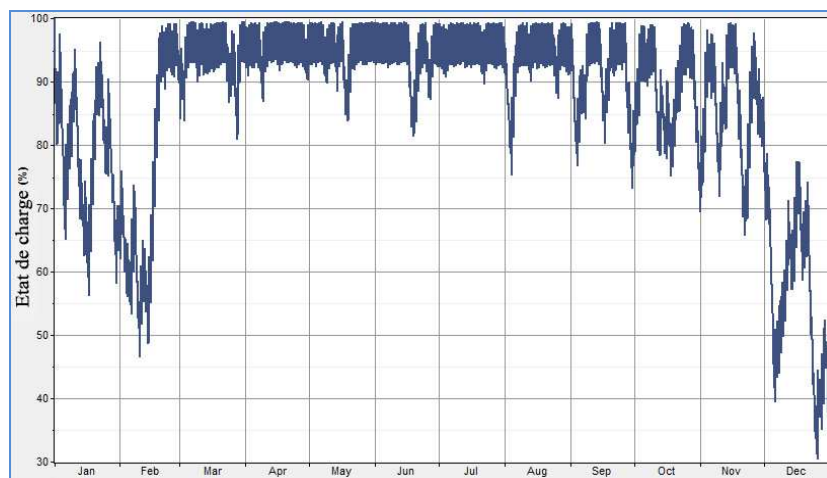


Figure 5.23 : Répartition de l'état de charges des batteries pendant l'année.

Nous donnons sur la figure (5.23) l'évolution de l'état de charge des batteries en fonction du temps.

D'après cette figure, on peut constater que les batteries peuvent être atteindre une décharge profonde jusque 30% dans la période hivernale et de 10% dans la période estivale. Les batteries sont subies au rechargement de 95% en maximale en été d'une part et de 60 à 80% en hiver d'autre part.

Les caractéristiques techniques et économiques du système PV autonome pour le site sont résumées sur le tableau (5.3).

Tableau 5.3 : Caractéristiques techniques et économiques du système PV autonome

| Système PV | | Unité |
|---------------------------|---------|----------|
| Configuration du système | | |
| Champ PV | 5.77 | kWc |
| Batterie | 96 | kWh |
| Onduleur | 3 | kW |
| Énergie de sortie | | |
| Champ PV | 11659 | kWh/an |
| Durée de fonctionnement | 4390 | Heurs/an |
| Excès d'énergie | 1522 | kWh/an |
| Fraction d'ER | 100 | % |
| Utilisation de carburant | 0 | L/an |
| Coûts | | |
| Investissement | 4159296 | DA |
| Remplacement et entretien | 226440 | DA/an |
| CAN totale | 4765032 | DA |
| Coût d'énergie | 40.536 | DA/kWh |

Le champ PV produit 11659 kWh/an pour alimenter la charge parmi d'elles 1522 kWh sont en excès. Il convient de mentionner plus ici que cet excès d'énergie produite n'est pas utilisé en raison de l'absence de demande (parfois il est prévu de fournir cette énergie excédentaire à larguer des charges).

Les résultats obtenus par le tableau au dessus montrent que le système qui est basé sur le PV avec stockage (source renouvelable) est le plus économique avec un coût de système de 4765032 DA, celui-ci est inférieur au coût du système aux sources PV, diesel et du stockage comme illustré dans la figure (5.24) ci-dessous.

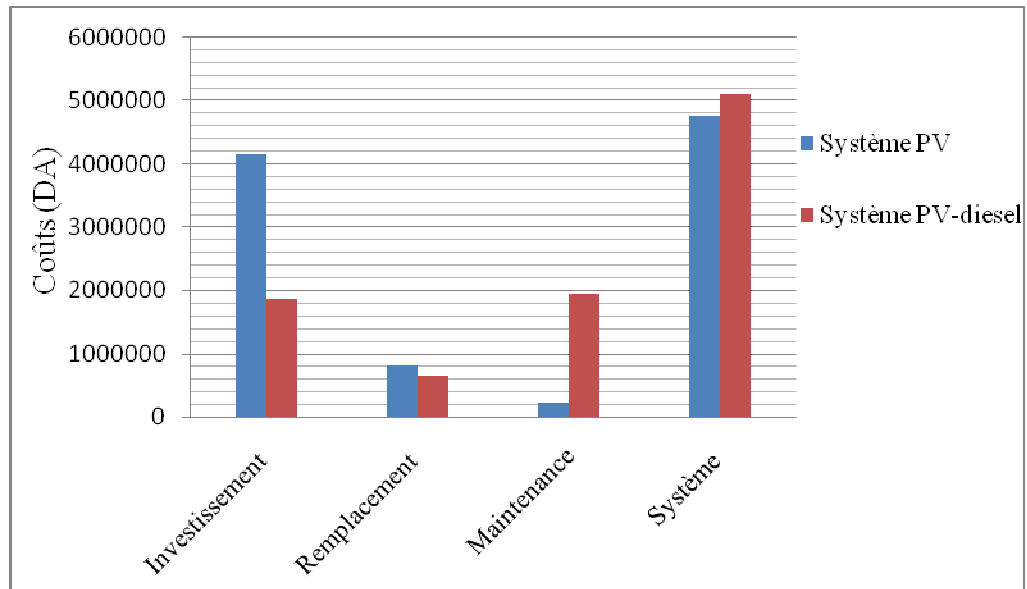


Figure 5.24 : Comparaison des coûts des différents systèmes.

Pour l'investissement nous avons vu que la configuration du système composé de générateurs diesel reste la moins coûteuse avec une valeur de l'ordre de 50000 DA, mais avec un coût sur la durée de vie du système est le plus coûteux que le système Diesel avec batteries. Celui-ci représente un coût de 10413864 DA.

Le système PV est plus coûteux que celui hybride, ceci est justifié par le fait que le nombre des batteries et des modules PV sont augmentés dans le système PV ce qui augmente le coût d'investissement total.

Le système PV autonome est le moins cher avec un coût total sur la durée de vie du système de 4765032 DA, mais pour l'investissement il reste le plus cher de 4159296 DA d'investissement initial. La comparaison de ce système est avec celui qui possède un groupe électrogène, le coût d'investissement du système autonome est diminué de 44.7%, et son coût total de système sur la durée de vie augmente de 6.28%. Ceci est justifié par le fait que le groupe diesel a réduit la taille du générateur PV.

Pour l'auteur Frrai (2008), qui a travaillé sur le même site, a fait une comparaison entre les différents systèmes qui combine entre le solaire, l'éolien, le diesel, et les batteries. Il a obtenu que le système PV diesel batteries soit l'optimal pour ce site. Cela est dû au fait que Ghardaïa possède un potentiel solaire satisfaisant.

Par ailleurs Shahid (2008), au niveau de son site dans l'Arabie saoudite montre que le dimensionnement du générateur PV soit 4 kW_C, dans un système hybride pour alimenter la charge requise, dépendant un banc de batteries (1×24) avec un groupe électrogène de 10kW.

La synthèse des résultats montre que le choix du système hybride est la meilleure solution pour alimenter la charge dans ce site.

Bilan énergétique des systèmes avec diesel :

Pour vérifier les performances de cette configuration, nous donnons sur le tableau (5.4) la comparaison des bilans énergétiques du système Diesel avec et sans stockage, et dans un système hybride à l'environnement de Homer.

Tableau 5.4 : Le bilan énergétique des systèmes utilisant le groupe électrogène.

| | Diesel seul | Diesel-batteries | PV-Diesel-Batteries | | |
|-------------------------------------|-------------|------------------|---------------------|-------|-------|
| | | | 1 | 2 | 3 |
| Banc de batteries | 0 | 3 | 1 | 2 | 3 |
| Heures d'opération (heurs/an) | 8760 | 2772 | 1950 | 1969 | 1988 |
| Fraction d'énergie renouvelable (%) | 0 | 0 | 25 | 25 | 30 |
| Coût d'énergie (DA/kWh) | 40.54 | 46.44 | 43.27 | 47.08 | 53.06 |
| Excès d'énergie (%) | 42 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Émission de Carbone (ton/an) | 19.697 | 10.627 | 7.54 | 7.59 | 7.60 |
| Consommation du carburant (L/an) | 7462 | 4026 | 2858 | 2816 | 2869 |
| Durée de vie des batteries (an) | - | 19.3 | 11.6 | 20 | 20 |

L'utilisation du groupe électrogène seul sans stockage donne un système qui fonctionne 8760 heures/an, l'énergie est en excès de 42%, le taux de carbone émis soit 19.69 ton/an, et sa consommation en carburant est de l'ordre de 7462L/an. Ce système est mauvais si on le compare avec le système à un groupe diesel avec stockage qui consomme moins de carburant de 4026 L/an, émis 10.62 ton/an, fonctionne 2772 heures par an, et sans excès d'énergie.

Donc, l'addition de stockage permet de réduire les heures d'opération du groupe électrogène, la quantité de carbone émis dû à la combustion de carburant, et le taux des polluants d'air.

Les résultats obtenus montrent que le système PV-diesel avec 3 bancs de batteries (3×24) est le plus performant avec une fraction d'énergie PV de 30%, le coût de ce système est le plus élevé avec une durée de vie de batteries de 20 ans, avec 7.6 ton de carbone émis de la combustion de 2869 L/an. Si on le compare avec celui de 2 bancs des batteries (2×24) à une durée de vie des batteries de 20 ans, la consommation du carburant est 2816 L/an, qui émis 7.59 tons de carbone, avec 25% de fraction d'énergie renouvelable.

Le système PV hybride à un banc de batteries (1×24) a une durée d'opération de 1950 heures/an avec 25% de fraction d'énergie PV, et de 7.54 ton/an d'émission du carbone. Ce système est le meilleur en compare la configuration hybride avec 2 bancs de batteries de point de vie de la valeur de fraction d'énergie renouvelable et le taux de carbone émis, d'une part, et pas d'excès d'énergie avec durée de vie des batteries soit 11.6 ans d'autre part. Donc est l'optimale configuration du système hybride pour le site et reste le mieux.

Si on compare les résultats obtenus avec ceux de l'auteur Ffrai (2008), ce que justifie le choix de cette configuration, où le système est capable de satisfaire la charge et avec une source d'appoint, c'est le groupe électrogène qui peuvent accoupler au système en moments critiques pour charger les batteries, dans le cas où le système ne peut pas satisfaire la charge.

Le niveau de pénétration des énergies renouvelables dans les systèmes hybrides ou la fraction d'énergie renouvelable utilisée partout dans le monde est généralement de l'ordre de **11-25 %** (Shahid, 2008). Une comparaison a été judicieusement mise en place entre les différentes options possibles à partir d'un système hybride PV-diesel (4 kW PV, 10 kW système de diesel, pas de stockage, 0% d'excès en énergies de la capacité annuelle) avec 22% de fraction PV a été trouvé à 13DA/kWh.

Par ailleurs, le dimensionnement qui est fait au niveau du chapitre3, donne un système hybride avec un seul banc des batteries, semblable avec Homer qui optimise que 1 banc de batteries est l'optimal, et cela est montré au fait que l'utilisation de 2 bancs augmente la durée de vie des batteries de 11.6 à 20 ans, et bien sûr le taux de carbone émis. Donc le choix d'un banc réduire les gaz natifs sur l'environnement.

La synthèse des résultats avec ceux obtenus par les auteurs Shahid (2008), et Frai (2008) montrent que le choix de système hybride (PV-Diesel-batteries) est une bonne solution de

point de vue à réduire le taux de Carbone émis dans l'atmosphère. Nos résultats sont concordés bien de ce que concerne la fraction d'énergie pénétrée dans le système électrique pour alimenter la ferme et ses dimensions.

Bilan énergétique du système hybride et PV :

Nous donnons sur le tableau (5.4) une comparaison des bilans énergétique pour le système hybride et d'autre autonome destinée pour alimenter la charge dans le site.

Tableau 5.5 : Comparaison des bilans énergétiques des systèmes autonome et hybride.

| | PV | PV-diesel |
|---|-------|-----------|
| Puissance nominale du champ PV (kW) | 5.77 | 3.76 |
| Production d'énergie PV annuelle (kWh/an) | 11659 | 2837 |
| Coût d'énergie (DA/kWh) | 40.54 | 43.27 |
| Production d'énergie Diesel annuelle (kWh/an) | 0 | 8311 |
| Consommation de carburant (L/an) | 0 | 2858 |

D'après ces résultats, on peut dire que le PV présente une solution technique de point de vue de la satisfaction de la charge d'une part, et celle économique où les coûts dans laquelle d'énergie et d'investissement deviennent le moins chères avec le moins de polluant et des gaz notifiant que produit une source conventionnelle d'autre part.

5.5. Comparaison des résultats entre le programme et Homer

Une étude de comparaison des résultats entre notre programme de simulation et le logiciel Homer est donnée. Ces résultats concernent le système d'alimentation en électricité à la ferme agricole au niveau du site de Ghardaïa. La figure (5.25) représente une comparaison entre la puissance délivrée par le générateur PV, obtenue avec Homer, et par la programmation sous-Matlab.

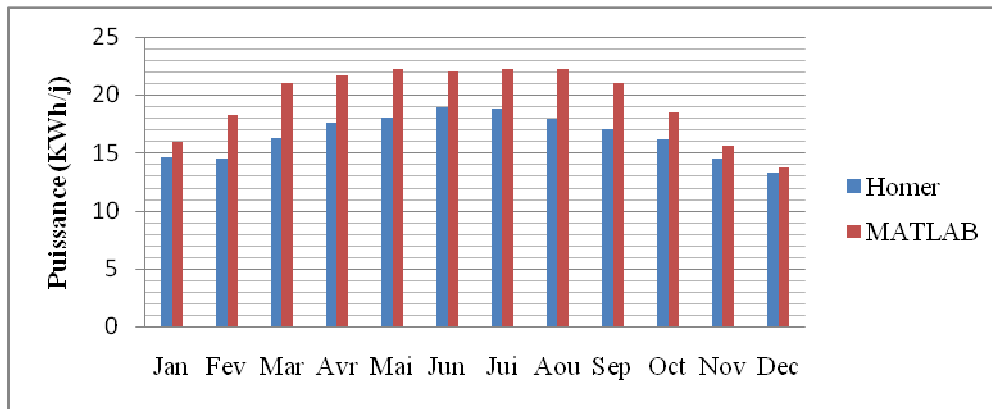


Figure 5.25 : Comparaison des puissances moyennes journalières délivrées par le Générateur PV.

On peut constater, d'après cette figure que Homer donne des résultats différents que celles obtenues avec MATLAB.

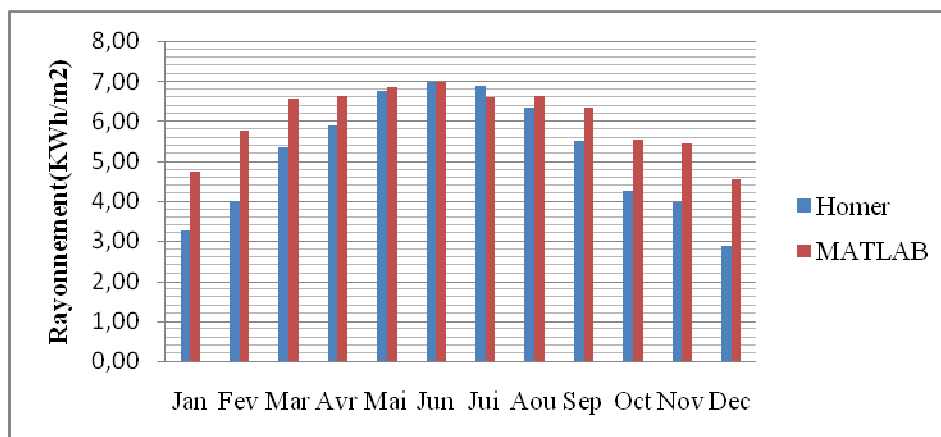


Figure 5.26 : Comparaison des rayonnements solaires sur le plan incliné.

Nous donnons sur la figure (5.26) une comparaison entre les rayonnements solaires incidents sur le plan incliné de la surface de module PV. On peut remarquer que les rayonnements solaires incidents calculés sont plus élevés que ceux prévus par Homer, ce qu'explique la différence entre les puissances données avec les deux logiciels. Par ailleurs, les modèles utilisés pour le calcul de puissance PV sont différents pour chaque simulation, où Homer utilise pour le modèle d'ensoleillement le modèle de Hdkr (Duffie et Beckman, 1991).

5.6. Conclusion

D'après l'analyse faite sur les résultats de la combinaison d'une source d'énergie renouvelable reliée à un système d'appoint (Générateur diesel) avéré le plus économique

pour alimenter cette ferme agricole en énergie électrique dans le site du Ghardaïa.

Dans ce chapitre nous avons analysé les résultats obtenus par la programmation dans l'environnement Matlab. Les résultantes obtenues décrivent le fonctionnement d'un système PV hybride. Les performances de ce système sont variées en fonction des conditions météorologiques de site dans laquelle l'éclairage et la température.

Les résultats de simulation montrent aussi que le système hybride conçu dans ce travail permet une meilleure alimentation à la ferme agricole sans perte d'énergie. Elles sont justifiées par l'utilisation du logiciel Homer, qui montre que le système hybride représente une solution pour alimenter la charge, grâce au groupe électrogène utilisé comme une source d'appoint.

Conclusion générale

Conclusion générale

Dans ce mémoire, la simulation des performances d'un système hybride pour produire l'électricité a été conçue pour l'électrification d'une ferme située dans la région de Ghardaïa.

Dans la région d'étude, la moyenne mensuelle de l'intensité du rayonnement solaire global quotidien est comprise entre 3,61 et 7,96 kWh/m². Ces valeurs montrent que le potentiel solaire du site est important et il permet de favoriser l'utilisation des systèmes solaires tels que le PV hybride pour les applications résidentielles, rurales, ou agronomiques.

L'enquête sur le site de la ferme située dans la région d'étude nous a permis de connaître la consommation journalière en énergie électrique, elle est de l'ordre de 25.2 kWh/jour. L'application des procédures de dimensionnement pour un système PV hybride, en utilisant cette enquête, nous a permis d'utiliser un générateur PV de 3.7 kWc. La capacité des batteries est de l'ordre de 800Ah, liée en série pour nous donner une tension de sortie de 48V qui représente l'entrée d'onduleur de capacité 3kW.

L'établissement d'un modèle sous Matlab pour calculer les paramètres du générateur PV est fiables, et adaptés le système hybride et leur simulation a servi à déterminer pour un rayonnement et une température donnée, la puissance qui peut fournir le générateur PV.

La programmation sous Matlab pour contrôler l'état de charges des batteries permet de nous donner la quantité d'énergie produite du générateur PV, l'énergie consommée par la demande, et l'énergie d'entrée et sortie des batteries. Elle permet aussi de donner la mise en marche et à l'arrêt du groupe électrogène.

Les résultats des simulations à Homer indiquent que pour un système hybride avec groupe diesel de 5 kW et le stockage de 1 jour d'autonomie, la fraction de pénétration de l'énergie PV est de 25%. Le coût de production d'énergie de ce qui précède hybride PV-diesel-batterie du système a été trouvé à 0.025 kWh/DA. Elles sont en parallèle sous Matlab et indiquent que le système hybride est plus performant et efficace dans la période estivale, et performante dans la période hivernale aux causes des plusieurs avantages qui offrent le système hybride PV-batteries-diesel à alimenter la charge.

L'alimentation en énergie électrique est fiable, où le groupe électrogène avec les batteries réduisent la taille du générateur PV d'une part, et tout en faisant satisfaire et survenir la charge d'autre part. Egalement, des investissements dans la mobilisation des systèmes PV

peuvent stimuler et mobiliser de l'économie locale (dans un long terme) par l'exploitation des ressources locales disponibles. Le présent travail montre que le potentiel de l'énergie solaire ne peut pas être négligé.

Aujourd'hui, tout développement est étroitement lié à l'indépendance énergétique. C'est-à-dire que le défi de l'autosuffisance énergétique est un enjeu de taille surtout pour le monde rural qui vit essentiellement de l'agriculture et de l'élevage. Pour contribuer à la solution aux problèmes d'énergie, il est intéressant de développer des sources décentralisées de ces énergies. Dans la recherche de telles solutions, le système hybride étudié ici pourra constituer un moyen très économique pour l'approvisionnement en énergie des sites isolés.

Etant donné son étendue, cette étude répond à l'objectif dans laquelle les performances du système sont suffisantes pour couvrir la demande, elle ouvre la porte à des études plus précises et plus profondes. Nous espérons que les résultats présentés dans ce mémoire susciteront suffisamment d'intérêt pour ouvrir la voie à des autres recherches et qu'ils inciteront, dans un proche avenir des décideurs à investir dans l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les sites isolés de l'Algérie.

Notre souhait est de parvenir à une politique national qui encourage les agriculteurs à utiliser les énergies renouvelables comme source d'énergie pour leurs besoins énergétiques.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

Ameziane S., 2009. Implantation expérimentale de l'MPPT pour un système de génération hybride solaire-éolien. Mémoire de magistère, univ de Batna. 79p+Annexes.

Arun P., 2009. Optimum sizing of photovoltaic battery systems incorporating uncertainty through design space approach. *Solar Energy*, Volume 83, N° 7, July 2009, Pages 1013-1025.

Bayem H., 2009. Apport des méthodes probabilistes aux études d'insertion des énergies renouvelables dans les systèmes électriques. Univ Paris-SUD11, France. 155p+Annexe.

Benkaciali S., 2007. Le gisement solaire à Ghardaïa. *Bulletin des Energies Renouvelables*, CDER, Bouzareah-Alger. N°11.

Bensalem A., 2007. Analyse et gestion de la production des centrales électriques liées aux réseaux électriques de grande taille. Thèse de doctorat, univ de Batna, 126p.

Benyoucef M., 2005. Diagnostique systémique de la filière lait en Algérie. Thèse de doctorat. INA d'El-Harrach, Alger, 396p.

Boubkeur A., 2010. Essai d'établissement de typologie d'exploitation d'élevage litières dans le contexte du sud algérienne ; cas de la wilaya d'Adrar. Mémoire de magister 2010, INA d'El-Harrach, Alger, 145p.

Celic A., 2007. Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models. *Applied Energy* 84 (2007), pages 1–15

Descheemaeker K., 2009. Improving water productivity in mixed crop–livestock farming systems of sub-Saharan Africa. *Agricultural Water Management*, Volume 97, N° 5, Pages 579-586.

Deshmukh M K., 2008. Modeling of hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol 12 .pages 235–249.

Djarallah M., 2008. Contribution à l'étude des systèmes photovoltaïques résidentiels couplés au réseau électrique. Thèse de doctorat, unive de Batna. 163p.

Diaf S., Haddadi M., Belhamel M., 2006. Analyse technico-économique d'un système hybride (photovoltaïque/éolien) autonome pour le site d'Adrar. *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 9, N°3. Pages 127-134.

Diaf S., 2007. A methodology for optimal sizing of autonomies hybrid photovoltaic wind system. *Energy Policy* 35 (2007) 5708–5718

Diaf S., Belhamel M., Haddadi M., Louche A., 2008. Technical and economic assessment of hybrid photovoltaic/wind system with battery storage in Corsica Island. *Revue des Energies Policy*, Volume 36. Pages 743-754.

Duffie JA, Beckman WA., 1991. *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2nd edition. Ed Wiley, New York, NY.

El Khadimi A., 2004. Dimensionnement et Optimisation Technico-économique d'un Système d'Energie hybride Photovoltaïque - Eolien avec Système de Stockage. *Revue des Energie Renouvelable*. Vol 7. Pages 73-83.

Ferrai A., 2008. Dimensionnement des infrastructures utilisant diverses sources énergétiques renouvelables potentielles pour l'alimentation électrique d'un village. Mémoire de magister 2008, ENP d'El-Harrach, Alger, 111p.

Frioui M., 1997. La ferme d'élevage d'El-Alia. Mémoire de magister, INA d'El-Harrach, Alger, 196p.

Gairaa K., 2008. Modélisation numérique des irradiations globale et diffuse au site de Ghardaïa. *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 11 N°1. Pages 129-136

Guenounou A., 2009. Mise au point de nouveaux procédés de mesure des caractéristiques directe et inverse des modules photovoltaïques de différentes technologies. *Memoire de Magister*, CDER Bouzaeah, Alger.

Gupta A., 2010. Steady-state modeling of hybrid energy system for off grid electrification of cluster of villages. *Renewable Energy*, Volume 35, N° 2, Pages 520-535.

Hamidat A., 2004. Simulation des performances des systèmes du pompage photovoltaïque destinée pour l'irrigation. Thèse du doctorat, univ Tlemcen.

Himri Y., Boudghene S A., Draoui B., Himri S., 2008. Techno-economical study of hybrid power system for a remote village in Algeria *Energy*, Volume 33, Issue 7, Pages 1128-1136.

Jimmy R., 1998. Le pompage photovoltaïque. Ed Québec (Québec) G1K 4A1 CANADA, 281p.

Kandouli F., 2007. État de l'art et modélisation des microcentrales. Mémoire de magister 2007, univ de Constantine, 105p.

Khelif A., 2008. Développement d'un outil d'aide à la décision pour l'hybridation par le photovoltaïque des micro-centrales diesel du sud de l'Algérie. Mémoire de magister 2008, USTHB, Alger, 114p+Annexe.

Khene B., 2007. Caractérisation d'un agrosystème oasien vallée du M' Zab et Guerrara (Wilaya de Ghardaïa). . Mémoire de magister 2007, INA d'El-Harrach, Alger, 138p+Annexe.

Labouret A., 2005. Energie solaire photovoltaïque. Ed : le MONITEUR, DUNOD, Paris. 280p.

Leva S., Zaninelli D., 2009. Hybrid renewable energy-fuel cell system: Design and performance evaluation. Electric Power Systems Research, Volume 79, N° 2, Pages 316-324.

Louy Q., 2010. Photovoltaic systems: A cost competitive option to supply energy to off-grid agricultural communities in arid regions. Applied Energy, volume 87, Pages427-435.

Madani D., 1996. Etude expérimentale de méthode du dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonome. Memoir de magister 1996, Unive USTHB, Alger.

Marwan M., Imad H., 2006. Techno-economic feasibility of energy supply of remote villages in Palestine by PV-systems, diesel generators and electric grid. Renewable and Sustainable Energy Reviews 10 (2006), pages 128–138

Notton G., 2010. Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations. Renewable Energy, volume 35, pages 541–554.

Norton T., 2009. Assessing the ventilation effectiveness of naturally ventilated livestock buildings under wind dominated conditions using computational fluid dynamics. Biosystèmes Engineering, Volume 103, N° 1, Pages 78-99.

Nfah E M., Ngundam J M., Tchinda R., 2007. Modeling of solar/diesel/battery hybrid power systems for far-north Cameroon. Renewable Energy, Volume 32, N° 5, Pages 832-844.

Oestges O., 1979. La mécanisation des travaux à la ferme. Ed Gembloux, Belgique, 233p.

Pragya N., 2009. A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol 13, pages 2096–2103.

Rashed M., Elmitwally A., Kaddah S., 2008. New control approach for a PV-diesel autonomous power system. *Électrique Power Systems Research*, Volume 78, Issue 6, Pages 949-956.

Riffonneau Y., 2009. Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage connecte au réseau. Thèse de doctorat, université JOSEPH FOURIER, Grenoble France. 158p.

Robert M., Gonnet G., 1996. On the Lambert W Function, *Advances in Computational Mathematics*, volume 5, Pages 329-359.

Sadok M., Mehdaoui A., 2008. Outdoor testing of photovoltaic arrays in the Saharan region. *Renewable Energy*, Volume 33 N°1. Pages 2516-2524.

Shaahid SM., Elhadidy MA., 2007. Technical and economic assessment of grid-independent hybrid photovoltaic–diesel–battery power systems for commercial loads in desert environments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 11, N° 8, Pages 1794-1810.

Shaahid S.M., Elhadidy M., 2008. Economic analysis of hybrid photovoltaic-diesel-battery power systems for residential loads in hot regions-A step to clean future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, volume 12, pages 488–503.

Shen W., 2009. Optimally sizing of solar array and battery in a standalone photovoltaic system in Malaysia. *Renewable Energy*, Volume 34, N° 1, Pages 348-352.

Stoyanov L., 2006. Optimisation des systèmes multi-sources de production d'électricité à énergies renouvelables. *Revue des énergies renouvelables*, CDER, Bouzareah, Alger. Volume 10 N°1 .pages 1-18.

Thirault D., 2004. Architectures des Réseaux de Distribution pour l'électrification rurale des Pays en Développement. Thèse de doctorat INP, Grenoble, France. 174p+Annexe.

Zaamta S., et Dib A., 2009. Réalisation d'un régulateur solaire à base de microcontrôleur pour le contrôle de l'état de charge et la protection des accumulateurs. *Revue des Energies Renouvelables*, volume 12 N°1, pages137-147

Sites internet

www.ABHS.dz (Agence de bassin hydrographique Sahara).

www.aprue.org.dz (Agence national pour la promotion et la rationalisation de l'utilisation de l'énergie).

www.BP.com/statisticalreview (BP Statistical Review of World Energy June 2011)

www.PVGis.com

www.solarbuzz.com

Annexes

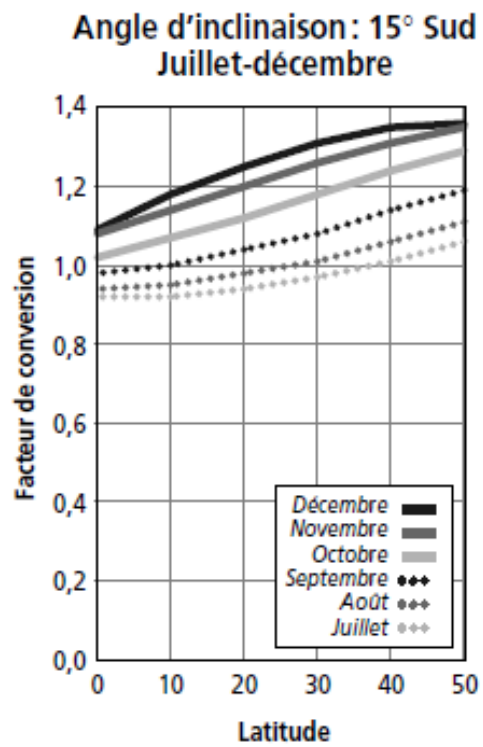
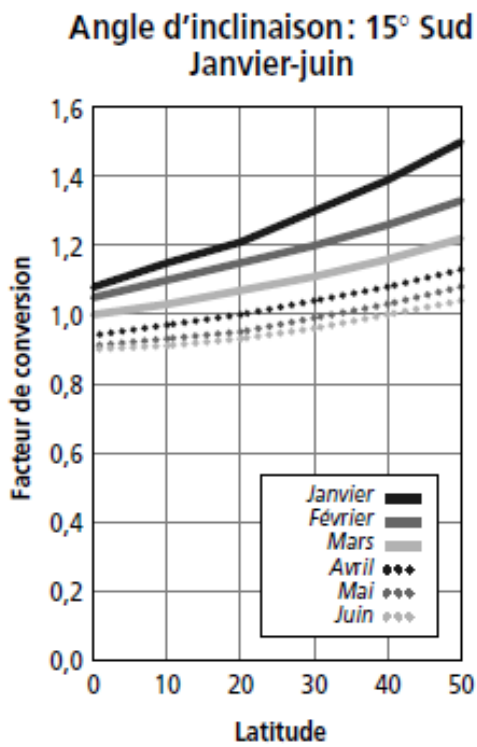
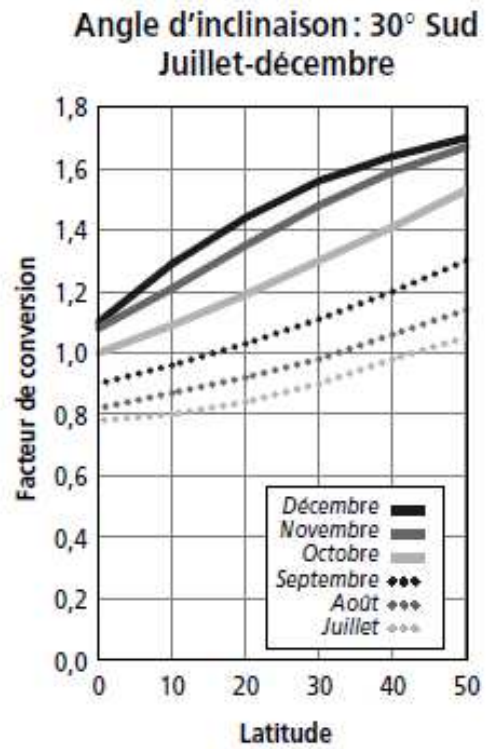
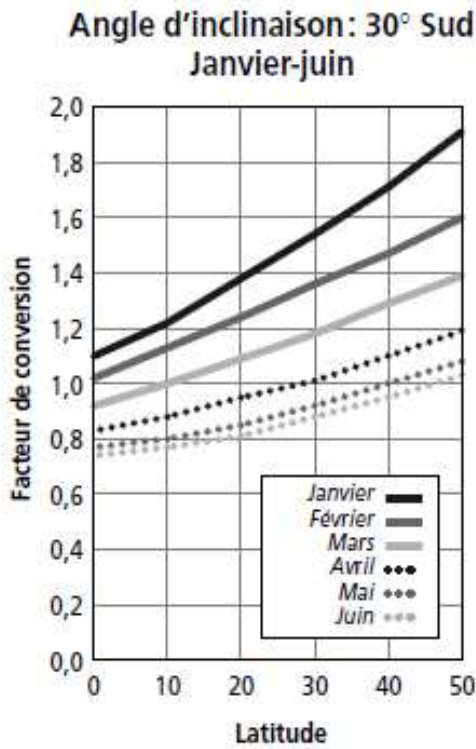
Annexe 1 : Equivalence énergétiques

Tonne d'équivalent pétrole (Tep) :

Le tableau ci-dessous présent l'équivalent des produits énergétiques en Tep

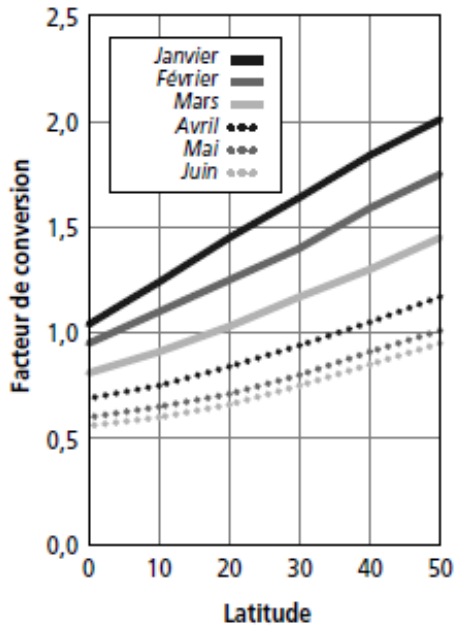
| Produit | Equivalent |
|----------------------|-----------------------|
| Electricité | 1GWh = 86 Tep |
| Gaz naturel | 1Termie = 0.00009 Tep |
| Autre produit gazeux | 1 Tonne = 1.084 Tep |
| Gasoil | 1 Tonne = 1.025 Tep |
| Autre carburants | 1 Tonne = 1.054 Tep |
| Bois de feu | 1 Tonne = 0.257 Tep |

Annexe 2 : Facteurs d'inclinaison.

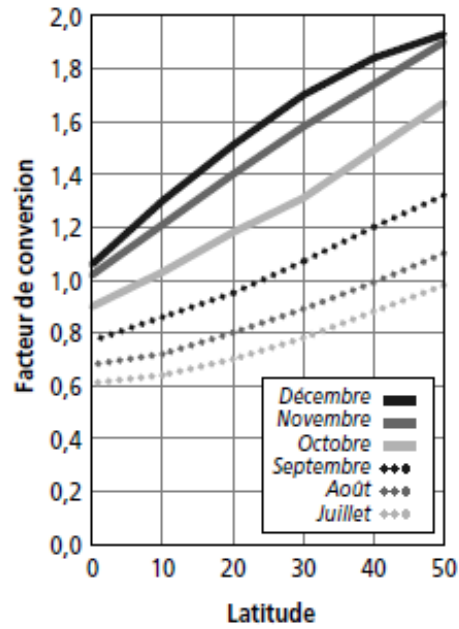


Hémisphère nord (suite)

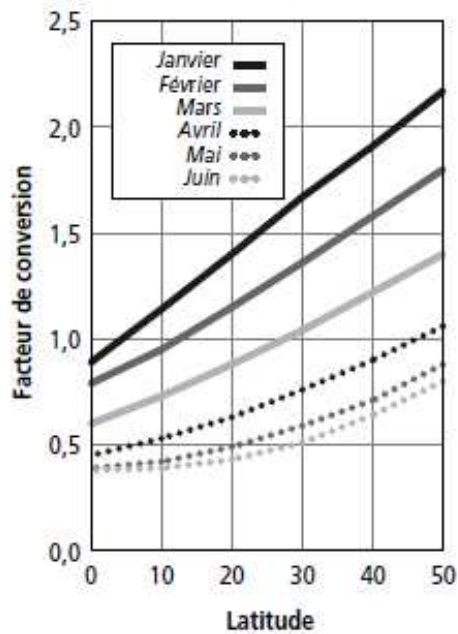
Angle d'inclinaison: 45° Sud
Janvier-juin



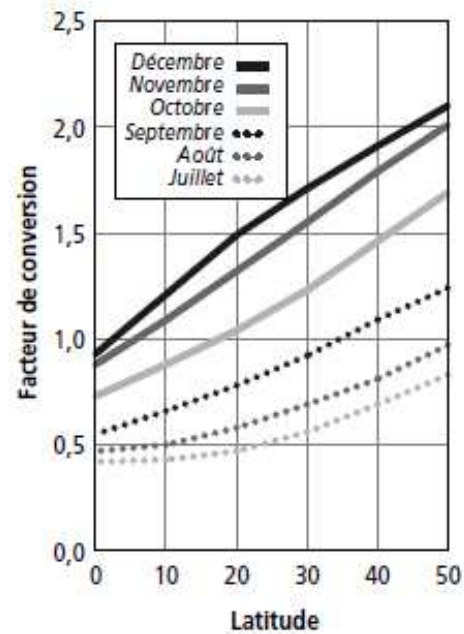
Angle d'inclinaison: 45° Sud
Juillet-décembre



Angle d'inclinaison: 65° Sud
Janvier-juin



Angle d'inclinaison: 65° Sud
Juillet-décembre



Annexe 3 : Influence de l'éclairement sur les caractéristiques de module PV

```
File Edit Text Go Cell Tools Debug Desktop Window Help
Stack: Base fx
- 1.0 + ÷ 1.1 x % %
1 - clc
2 - T=25
3 - figure(1)
4 - %plot
5 - hold on
6 - for G=200:200:1000;
7 -     V=0:0.1:40;
8 -     I = UDTS50ca(G,T,V);
9 -     plot(V,I);
10 - end
11 - grid on
12 - title('module UDTS-50');
13 - xlabel(' la tension (v) ');
14 - ylabel(' le courant (Am) ');
15 - axis([0 23 0 3.5])
16 - gtext('200 W/m2')
17 - gtext('400 W/m2')
18 - gtext('600 W/m2')
19 - gtext('800 W/m2')
20 - gtext('1000 W/m2')
21 - hold off
22 - figure(2);
23 - hold on
24 - for G=200:200:1000;
25 -     V=0:0.1:40;
26 -     I =UDTS50ca(G,T,V);
27 -     p= V.*I;
28 -     plot(V,p);
29 - end
30 - grid on
31 - title('module UDTS-50');
32 - xlabel(' la tension (v) ');
33 - ylabel(' la puissance (W) ');
34 - axis([0 23 0 55])
35 - gtext('200 W/m2')
36 - gtext('400 W/m2')
37 - gtext('600 W/m2')
38 - gtext('800 W/m2')
39 - gtext('1000 W/m2')
40 - hold off
```

Annexe 4 : Influence de la température sur les caractéristiques I-V de module PV

```
File Edit Text Go Cell Tools Debug Desktop Window Help
- 1.0 + ÷ 1.1 x %>% %>% %>% %>% Stack: Base fx

1 -   clc
2 -   G=1000;
3 -   figure(1)
4 -   hold on
5 -   for T=15:10:55;
6 -     V=0:0.1:40;
7 -     I=UDTS50ca(G,T,V);
8 -     plot(V,I);
9 -   end
10 -  grid on
11 -  title('module UDTS-50');
12 -  xlabel(' la tension (v) ');
13 -  ylabel(' le courant (Am) ');
14 -  axis([0 25 0 4])
15 -  gtext('15°C')
16 -  gtext('25°C')
17 -  gtext('40°C')
18 -  gtext('55°C')
19 -  hold off
20 -  figure(2);
21 -  hold on
22 -  for T=15:10:55;
23 -    V=0:0.1:40;
24 -    I =UDTS50ca(G,T,V);
25 -    p= V.*I;
26 -    plot(V,p);
27 -  end
28 -  grid on
29 -  title('module UDTS-50');
30 -  xlabel(' la tension (v) ');
31 -  ylabel(' la puissance (W) ');
32 -  axis([0 25 0 55])
33 -  gtext('15°C')
34 -  gtext('25°C')
35 -  gtext('40°C')
36 -  gtext('55°C')
37 -  hold off
```

Annexe 5 : Modélisation du courant en fonction de tension sous Matlab

```
File Edit Text Go Cell Tools Debug Desktop Window Help
[Icons] [Stack: Base] fx
- 1.0 + ÷ 1.1 x %%% %%% ⓘ
1 function I = UDT550ca(G,T,V)
2 q=1.602*10^-19; K=1.38*10^-23;
3 Vt=(1.38*10^-23)*(T+273)/(1.602*10^-19);
4 %les valeurs référence des parametres du modele calculer apartir de modele
5 %analytique lorsque G=1000W/m2 et T=25 (i.e.Condition de teste standard).
6 A= 1.1924;
7 Iz_ref =1.2775e-008;
8 Rs_ref =0.7824;
9 Rsh_ref=532.5;
10 Il_ref =3.2147;
11 %les parametres du module au condition standard sont les suivant:
12 Ics_ref=3.21; Vco_ref=21.3; Im_ref=2.95; Vm_ref=16.10; G_ref=1000; T_ref=25;
13 %les autres parametres du module sont:
14 v=-0.28/273; i=0.1/273; g=1.11; FF=0.7;
15 %où v,i sont les coefficients de temperature pour
16 %la tension et le courant respectivement.
17 %les parametres calculer obtenir
18 Vco=Vco_ref+(A*Vt*36)*logm(G/G_ref)+v*(T-T_ref);
19 Ics=(Ics_ref*(G/G_ref))+i*(T-T_ref);
20 Pm=Ics*Vco*FF;
21 %les parametres du model calcules sont obtenir par les equations suivant:
22 Il=(G/G_ref)*(Il_ref+i*(T-T_ref));
23 Iz=Iz_ref*((T/T_ref)^3)*exp((q*g/(A*Vt*36))*(1-T_ref/T));
24 Rs=Rs_ref;
25 Rsh=Rsh_ref*(G_ref/G);
26 % l'equation de I=f(V) est obtenir de la maniere suivant:
27 N=length(V);
28 a=1+Rs/Rsh;
29 b=Iz*exp(V/(A*Vt*36));
30 c=Rs/(A*Vt*36);
31 d=Il+Iz-V/Rsh;
32 for j=1:N
33 I(j)=- (lambertw(c*b(j)/a*exp(c*d(j)/a))*a-c*d(j))/c/a;
34
35 end
36
37 end
38 %Où W = LAMBERTW(X) is the solution to w*exp(w) = x.
```

