



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES
Faculté de Génie électrique
Département d'Electrotechnique



THÈSE

Présentée par

GOURBI ABDELKADER

Pour l'obtention du grade de

DOCTEUR EN SCIENCES

Filière : Electrotechnique

Option : Conversion d'énergie et commande

Thème

**Contribution à l'étude d'un système photovoltaïque
hybride de production d'énergie électrique**

Soutenue le : 25/01/2017

Devant le Jury composé de :

Nom et Prénom	Grade		
Dr HADJERI Samir	Professeur	Univ. de SBA	Président
Dr BRAHAMI Mostéfa	Professeur	Univ. de SBA	Rapporteur
Dr KHATIR Mohamed	MCA	Univ. de SBA	Examineur
Dr ALLAOUI Tayeb	Professeur	Univ. de Tiaret	Examineur
Dr SMAILI Atallah	Professeur	Univ. de Tiaret	Examineur
Dr KANSSAB Abdelkader	MCA	Univ. de Chlef	Examineur

Année Universitaire : 2016/2017

Dédicaces

Je dédie ce travail :

A la mémoire de mon père.

A ma chère mère

A ma chère femme

A ma belle fille

A ma sœur et mes frères

A toute ma famille.

À tous mes amis et mes collègues...

Gourbi Abdelkader

REMERCIEMENTS

Tout d'abord, je tiens à remercier Allah le Tout Puissant pour toutes les merveilles qu'il fait dans ma vie et pour m'avoir donné le courage, la force et la patience d'achever ce modeste travail.

J'adresse mes sincères remerciements et toute ma reconnaissance à mon directeur de thèse, Professeur Brahami Mostefa, pour son encadrement et ses bons conseils pendant ces années de travail et pour la confiance qu'il m'a témoignée en me laissant une grande liberté dans ma recherche. En plus de sa rigueur scientifique et de son intérêt pour le sujet, il m'a apporté un soutien moral considérable.

Je remercie le Professeur HADJERI Samir de m'avoir fait l'honneur d'examiner ce travail et de présider le jury de ma thèse.

Je remercie également Dr KHATIR Mohamed Maître de conférences à l'université de sidi bel abbes, Dr ALLAOUI Tayeb Professeur à l'université de Tiaret, Dr SMAILI Atallah Professeur à l'université de Tiaret, Dr KANSSAB Abdelkader Maître de conférences à l'université de Chlef, pour l'honneur qu'ils me font de juger mon travail.

Je remercie encore le Professeur TILMATINE Amar pour ses conseils et son aide.

Enfin, je terminerai par remercier tous ceux qui ont participé de près ou de loin dans la réalisation de ce travail de recherche.

RÉSUMÉ

La contribution de ce travail vise à analyser le comportement et les performances d'un système photovoltaïque hybride pour la production d'énergie électrique associé à un système de stockage utilisé pour alimenter un site isolé dans le territoire Algérien. Des modèles mathématiques ont été proposés décrivant le fonctionnement physique de chaque partie du système étudié, selon les conditions météorologiques ou les données estimées. Ensuite, une programmation développée avec le logiciel Matlab a été effectuée pour simuler l'influence de différents paramètres sur chaque élément de la chaîne de conversion. Ainsi, une méthodologie a été adaptée en utilisant le logiciel HOMER pour étudier ce type de système. Les résultats ont montré une bonne et précise simulation du comportement énergétique du système complet et ce type de système fonctionne avec une grande fiabilité et rentabilité technique, économique et écologique. Ces résultats peuvent être utilisés pour donner des réponses à de nombreuses questions sur ce type d'installation et d'aider les fabricants à prendre les bonnes décisions.

Mots clés : système photovoltaïque hybride, énergie solaire, production d'énergie électrique, Diesel, modélisation, simulation

Abstract

The contribution of this work aims to analyze the behavior and performance of a hybrid photovoltaic system for the production of electrical energy associated with a storage system used to power a remote site in the territory of Algeria. Mathematical models have been proposed describing the physical operation of each part of the system studied, depending on weather conditions or estimated data. Next, a programming developed with Matlab software was performed to simulate the influence of various parameters on each element of the conversion chain. Thus, a methodology has been adapted is using the HOMER software for studying this type of system. The results show a good and accurate simulation of the energy behavior of the complete system and this type of system operates with a high reliability and a technical, economical and ecological profitability. These results can be used to give answers to many questions about this type of installation and to help manufacturers make the right decisions.

Keywords: hybrid photovoltaic system, solar energy, electric power generation, Diesel, modeling, simulation

SOMMAIRE

Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des Symboles et abréviations	
Introduction générale.....	1
Chapitre I : Système Photovoltaïque Hybride: Composants énergétiques.....	5
I.1. Introduction.....	5
I.2. Générateur photovoltaïques	5
I.2.1. Energie Solaire photovoltaïque.....	5
I.2.2. Conversion photovoltaïque	8
I.2.3. Filières technologiques	10
I.2.4. Modules photovoltaïques	12
I.2.5. Générateur: Ensemble de modules.....	13
I.3. Générateur Diesel.....	13
I.3.1. Moteur Diesel.....	14
I.3.2. Alternateur	15
I.3.3. Démarrage des générateurs Diesel	16
I.3.4. Contrôle des générateurs Diesel.....	17
I.3.5. Couplages des générateurs Diesel	19
I.4. Système de stockage	21
I.4.1. Construction de la batterie	21
I.4.2. Principe de fonctionnement des batteries.....	21
I.4.3. Caractéristiques de la batterie	22
I.4.4. Différents types de batteries.....	25
I.4.5.1. Accumulateurs au plomb.....	25
I.4.5.2. Accumulateurs nickel-cadmium.....	25
I.4.5.3. Accumulateur aux hydrures métalliques de nickel.....	26
I.4.5.4. Accumulateurs au lithium	26
I.5. Conclusion.....	27
Chapitre II : Système Photovoltaïque Hybride : Etat de l'art.....	28
II.1. Introduction	28
II.2. Définition et missions des systèmes hybrides	28
II.3. Principaux Composants des systèmes hybrides.....	29
II.4. Classification des systèmes hybrides.....	31

II.5. Structures des systèmes hybrides	33
II.5.1. Systèmes photovoltaïque/source conventionnelle.....	33
II.5.2. Systèmes photovoltaïque/éolien/ source conventionnelle.....	37
II.5.3. Systèmes photovoltaïque/éolien	39
II.5.4. Systèmes photovoltaïque/hydroélectrique.....	40
II.5.5. Systèmes photovoltaïque/éolienne/hydroélectrique.....	41
II.6. Dimensionnement et optimisation des systèmes hybrides	42
II.7. Commande des systèmes hybrides	43
II.7.1. Stratégie de fonctionnement	43
II.7.2. Qualité de l'énergie électrique produite par les systèmes hybrides.....	45
II.8. Conclusion	46
Chapitre III : Modélisation et Simulation du Système Hybride	47
III.1. Introduction	47
III.2. Présentation du système choisi.....	47
III.3. Méthodologie de l'étude	48
III.4. Modélisation.....	49
III.4.1. Modélisation du générateur PV	49
III.4.2. Modélisation du Stockage	51
III.4.3. Modélisation du Générateur Diesel	53
III.4.4. Modélisation du convertisseur.....	54
III.4.5. Modélisation de la charge électrique	57
III.5. Simulation	57
III.5.1. Choix de l'installation	58
III.5.2. Programmation	58
III.5.3. Résultats de simulations	59
III.6. Conclusion.....	66
Chapitre IV : Etude Technique et Economique d'un Système Photovoltaïque Hybride ..	67
IV.1. Introduction.....	67
IV.2. Présentation du logiciel.....	67
IV.3. Méthodologie	69
IV.4. Etape 1 : Présentation du site d'installation du système hybride.....	70
IV.5. Etape 2 : Évaluation de la ressource énergétique disponible sur le site.....	71
IV.6. Etape 3 : Évaluation de la demande énergétique (profil de charge)	74
IV.7. Etape 4 : Pré-dimensionnement manuel des équipements	77

IV.7.1. Dimensionnement du Générateur PV	78
IV.7.2. Dimensionnement des Batteries	80
IV.7.3. Dimensionnement des Autres équipements	82
IV.7.4. Dimensionnement du Convertisseur	82
IV.7.5. Dimensionnement du Groupe électrogène	82
IV.8. Etape 5 : Identifier les équipements nécessaires	84
IV.9. Etape 6 : Entrer les données nécessaires dans le logiciel.....	85
IV.9.1. Données d'équipements	85
IV.9.2. Données sur le combustible.....	90
IV.9.3. Données du contrôle et contraintes du système.....	91
IV.10. Etape 7 : Lancement du calcul	92
IV.11. Etape 8 : Résultats et discussion	92
IV.11.1. Production et consommation d'énergie électrique.....	93
IV.11.2. Paramètres de fonctionnement du générateur PV	94
IV.11.3. Paramètres de fonctionnement du groupe électrogène.....	95
IV.11.4. Paramètres de fonctionnement des batteries	96
IV.11.5. Paramètres de fonctionnement du convertisseur	97
IV.11.6. Emissions des gaz polluants	99
IV.11.7. Répartition des coûts de l'installation	99
IV.11.8. Comparaison du système hybride avec les autres solutions.....	101
IV.11.9. Analyse de sensibilité.....	105
IV.12. Conclusion	114
Conclusion générale	115

Annexes

Bibliographie

LISTE DES FIGURES

FIG. 1. EVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE MONDIALE	1
FIG. 2. EVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE EN ALGERIE	2
FIG. 3. EVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ELECTRICITE MONDIALE	2
FIG.I. 1. ANALYSE SPECTRALE DU RAYONNEMENT SOLAIRE	6
FIG.I. 2. INSTRUMENTS DE MESURE DU RAYONNEMENT SOLAIRE	7
FIG.I. 3. STRUCTURE D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE	8
FIG.I. 4. EFFET PHOTOVOLTAÏQUE.	9
FIG.I. 5. PHOTOS DE CELLULES A BASE SILICIUM CRISTALLIN.	10
FIG.I. 6. DEUX EXEMPLES DE MODULES UTILISANT LE SIA (SILICIUM AMORPHE).....	11
FIG.I. 7. CELLULE SOLAIRE TOUT ORGANIQUE SUR SUBSTRAT SOUPLE.	11
FIG.I. 8. SCHEMA D'UN MODULE PHOTOVOLTAÏQUE.	12
FIG.I. 9. ENCAPSULATION DES CELLULES.	12
FIG.I. 10. PASSAGE D'UNE CELLULE A UN CHAMP PHOTOVOLTAÏQUE	13
FIG.I. 11. CONFIGURATION DU GENERATEUR DIESEL	13
FIG.I. 12. PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UN MOTEUR DIESEL	14
FIG.I. 13. VUE EN COUPE D'UN ALTERNATEUR	15
FIG.I. 14. DEMARRAGE ELECTRIQUE DU GENERATEUR DIESEL	17
FIG.I. 15. REGULATIN DE LA TENSION DU GENERATEUR DIESEL	18
FIG.I. 16. REGULATIN DE LA VITESSE DU GENERATEUR DIESEL.	19
FIG.I. 17. L'ORGANIGRAMME DE PROCEDURE DE COUPLAGE DU GENERATEUR DIESEL SUR LE RESEAU.....	20
FIG.I. 18. SCHEMA TYPIQUE D'UNE BATTERIE PLOMB-ACIDE.....	21
FIG.I. 19. PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UN ACCUMULATEUR, EN DECHARGE (A) ET EN CHARGE (B)	22
FIG.II. 1. DIFFERENTS SOURCES UTILISABLES DANS UN SYSTEME ELECTRIQUE HYBRIDE	29
FIG.II. 2. SYSTEME DE SUPERVISION	30
FIG.II. 3. CLASSIFICATION DES SYSTEMES HYBRIDES.	33
FIG.II. 4. CONFIGURATION SERIE DU SEH	34
FIG.II. 5. CONFIGURATION COMMUTEE DU SEH	35
FIG.II. 6. CONFIGURATION PARALLELE DU SEH	36
FIG.II. 7. ARCHITECTURE UTILISANT UN BUS PRINCIPAL AC.....	38
FIG.II. 8. ARCHITECTURE UTILISANT UN BUS PRINCIPAL DC.....	38
FIG.II. 9. SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUE/EOLIENNE/HYDROELECTRIQUE	41
FIG.III. 1. SYSTEME A ETUDIER.	47
FIG.III. 2. METHODOLOGIE DE L'ETUDE DU SYSTEME HYBRIDE.....	48
FIG.III. 3. SCHEMA ELECTRIQUE EQUIVALENT D'UNE CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE.	49
FIG.III. 4. SCHEMA ELECTRIQUE EQUIVALENT DE NB ELEMENTS DE BATTERIES EN SERIES.....	51
FIG.III. 5. MODELE DU GENERATEUR DIESEL.	53
FIG.III. 6. SCHEMA DE CONNEXION ENTRE LE GENERATEUR PV ET LE BUS CC	54
FIG.III. 7. SCHEMA D'UN HACHEUR SURVOLTEUR	54
FIG.III. 8. SCHEMA DE CONNEXION ENTRE LES BATTERIES ET LE BUS CC	55
FIG.III. 9. SCHEMA D'UN HACHEUR REVERSIBLE EN COURANT	55
FIG.III. 10. SCHEMA D'UN ONDULEUR BIDIRECTIONNEL	56
FIG.III. 11. MODELE SIMPLIFIE DU CONVERTISSEUR STATIQUE.....	56
FIG.III. 12. INFLUENCE DE L'IRRADIATION SUR LE GENERATEUR PV (A TEMPERATURE FIXE 25 °C)	59
FIG.III. 13. INFLUENCE DE LA TEMPERATURE SUR LE GENERATEUR PV (A IRRADIATION FIXE 1000 W/M2).....	60
FIG.III. 14. INFLUENCE DE LA TEMPERATURE SUR LA CAPACITE DES BATTERIES	61
FIG.III. 15. INFLUENCE DE LA TEMPERATURE SUR L'ETAT DE CHARGE (EDC) DES BATTERIES	62
FIG.III. 16. INFLUENCE DE LA TENSION SUR LA TENSION DES BATTERIES: A) LE MODE DE CHARGE; B) LE MODE DE DECHARGE.	63
FIG.III. 17. RENDEMENT DE CONVERTISSEUR EN FONCTION DE LA PUISSANCE DE SORTIE.	64
FIG.III. 18. CONSOMMATION DU GENERATEUR DIESEL EN FONCTION DE LA PUISSANCE PRODUITE.....	65
FIG.IV. 1. MODELE CONCEPTUEL DU LOGICIEL HOMER.....	68
FIG.IV. 2. IMAGE SATELLITE DE LA VILLE DE SIDI BEL ABBES.....	71
FIG.IV. 3. DONNEES DU RAYONNEMENT SOLAIRE POUR LA ZONE D'ETUDE	72
FIG.IV. 4. PROFIL JOURNALIER ET DISTRIBUTION HORAIRE DE RAYONNEMENT SOLAIRE DU SITE.....	73
FIG.IV. 5. PROFIL DE LA CHARGE CONSIDEREE	75
FIG.IV. 6. CONSOMMATION JOURNALIERE MOYENNE MENSUELLE.	76
FIG.IV. 7. IDENTIFICATION DES EQUIPEMENTS NECESSAIRES.....	84
FIG.IV. 8. ARCHITECTURE DU SYSTEME APRES L'IDENTIFICATION DES EQUIPEMENTS.....	85

FIG.IV. 9. DONNEES TECHNIQUES ET ECONOMIQUES DU GENERATEUR PV	87
FIG.IV. 10. DONNEES TECHNIQUES ET ECONOMIQUES DES BATTERIES	88
FIG.IV. 11. DONNEES TECHNIQUES ET ECONOMIQUES DU CONVERTISSEUR.....	89
FIG.IV. 12. DONNEES TECHNIQUES ET ECONOMIQUES DU GENERATEUR DIESEL	90
FIG.IV. 13. DONNEES DE COMBUSTIBLE	91
FIG.IV. 14. ARCHITECTURE DU SYSTEME APRES L'ENTREE DES DONNEES NECESSAIRES.	92
FIG.IV. 15. RESULTATS OBTENUS APRES LA PREMIERE SIMULATION	92
FIG.IV. 16. PRODUCTION MENSUELLE DE L'ENERGIE ELECTRIQUE DE LA CONFIGURATION OPTIMALE.	93
FIG.IV. 17. PARAMETRES DE FONCTIONNEMENT DU GENERATEUR PV	94
FIG.IV. 18. PARAMETRES DE FONCTIONNEMENT DU GROUPE ELECTROGENE	95
FIG.IV. 19. PARAMETRES DE FONCTIONNEMENT DES BATTERIES.....	97
FIG.IV. 20. PARAMETRES DE FONCTIONNEMENT DU CONVERTISSEUR	98
FIG.IV. 21. DISTRIBUTION DE CHAQUE COUT EN FONCTION DES COMPOSANTS DU SYTEME.	100
FIG.IV. 22. REPARTITION DES DIFFERENTS COUTS SUR LA DUREE DE VIE DU PROJET	101
FIG.IV. 23. COMPARAISON ENTRE LE SEH ET L'EXTENSION RESEAU	104
FIG.IV. 24. COMPARAISON ENTRE LE DIESEL SEUL ET L'EXTENSION RESEAU	104
FIG.IV. 25. ETUDE DE SENSIBILITE : VARIATION IRRADIATION ET CHARGE, PRIX DU DIESEL ET PV FIXE.	106
FIG.IV. 26. ETUDE DE SENSIBILITE : VARIATION IRRADIATION ET CHARGE, PRIX DU DIESEL FIXE ET AUGMENTATION DU PV 25%.	106
FIG.IV. 27. ETUDE DE SENSIBILITE : VARIATION IRRADIATION ET CHARGE, PRIX DU DIESEL FIXE ET AUGMENTATION DU PV 50%.	107
FIG.IV. 28. ETUDE DE SENSIBILITE : VARIATION IRRADIATION ET CHARGE, PRIX DU DIESEL FIXE ET DIMINUTION DU PV 20%.	107
FIG.IV. 29. ETUDE DE SENSIBILITE : VARIATION IRRADIATION ET CHARGE, PRIX DU DIESEL FIXE ET DIMINUTION DU PV 25%.	108
FIG.IV. 30. ETUDE DE SENSIBILITE : VARIATION IRRADIATION ET CHARGE, PRIX DU DIESEL FIXE ET DIMINUTION DU PV 50%.	108
FIG.IV. 31. ETUDE DE SENSIBILITE : VARIATION IRRADIATION ET CHARGE, PRIX DU DIESEL FIXE ET DIMINUTION DU PV 70%.	109
FIG.IV. 32. ETUDE DE SENSIBILITE : VARIATION IRRADIATION ET CHARGE, PRIX DU DIESEL FIXE ET DIMINUTION DU PV 75%.	109
FIG.IV. 33. ETUDE DE SENSIBILITE : VARIATION IRRADIATION ET CHARGE, PRIX DU PV FIXE ET PRIX DIESEL 0,1 \$/L.	110
FIG.IV. 34. ETUDE DE SENSIBILITE : VARIATION IRRADIATION ET CHARGE, PRIX DU PV FIXE ET PRIX DIESEL 0,2 \$/L.	110
FIG.IV. 35. ETUDE DE SENSIBILITE : VARIATION IRRADIATION ET CHARGE, PRIX DU PV FIXE ET PRIX DIESEL 0,3 \$/L.	111
FIG.IV. 36. ETUDE DE SENSIBILITE : VARIATION IRRADIATION ET CHARGE, PRIX DU PV FIXE ET PRIX DIESEL 0,4 \$/L.	111
FIG.IV. 37. ETUDE DE SENSIBILITE : VARIATION IRRADIATION ET CHARGE, PRIX DU PV FIXE ET PRIX DIESEL 0,5 \$/L.	112
FIG.IV. 38. ETUDE DE SENSIBILITE : VARIATION IRRADIATION ET CHARGE, PRIX DU PV FIXE ET PRIX DIESEL 0,7 \$/L.	112
FIG.IV. 39. ETUDE DE SENSIBILITE : VARIATION IRRADIATION ET CHARGE, PRIX DU PV FIXE ET PRIX DIESEL 0,8 \$/L.	113

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU I.1. CARACTERISTIQUES DES ACCUMULATEURS.....	27
TABLEAU III.1. DONNEES TECHNIQUES DE CHAQUE COMPOSANT	58
TABLEAU IV.1. CARACTERISTIQUES GEOGRAPHIQUES DU SITE.....	70
TABLEAU IV.2. DONNEES DE GISEMENT SOLAIRE UTILISEES POUR LE PRE-DIMENSIONNEMENT.....	74
TABLEAU IV.3. CONSOMMATION JOURNALIERE MOYENNE MENSUELLE	77
TABLEAU IV.4. DONNEES DE CONSOMMATION UTILISEES POUR LE PRE-DIMENSIONNEMENT	77
TABLEAU IV.5. PUISSANCES DU GENERATEUR PV OBTENUS APRES LE PRE-DIMENSIONNEMENT.	79
TABLEAU IV.6. TENSION RECOMMANDEE POUR UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE	79
TABLEAU IV.7. DETAILS DE PRE-DIMENSIONNEMENT DES BATTERIES	81
TABLEAU IV.8. PRIX DU GENERATEUR DIESEL EN FONCTION DE LA PUISSANCE.	89
TABLEAU IV.9. DONNEES ECONOMIQUES, DU CONTROLE ET CONTRAINTES DU SYSTEME..	91
TABLEAU IV.10. PRODUCTION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE DE LA CONFIGURATION OPTIMALE... ..	93
TABLEAU IV.11. EMISSIONS DES GAZ POLLUANTS..... ..	99
TABLEAU IV.12. COMPARAISON ENTRE LE SEH ET LE DIESEL SEUL..... ..	102
TABLEAU IV.13. DONNEES DE SENSIBILITE..... ..	105

LISTE DES SYMBOLES

Symbole	Désignation	Unité
V_{co}	Tension de circuit ouvert du générateur PV	V
I_{sc}	Courant de court-circuit du générateur PV	A
n	vitesse de rotation du moteur Diesel	tr/min
V_c	Signal continu équivalent à la tension terminale du GD	V
V_o	Consigne de tension de régulation du GD	V
i_f	Courant d'excitation du GD	A
ΔV_s	Signal à la sortie du stabilisateur du GD	V
V_r	Tension du réseau	V
V_g	Tension du GD	V
f_g	Fréquence du GD	Hz
f_r	Fréquence du réseau	Hz
ϕ	Déphasage entre la tension du réseau et la tension du GD	rad
EDC	Etat de charge des batteries	%
R_s	Résistance série du générateur PV	Ω
R_p	Résistance parallèle (shunt) du générateur PV	Ω
I_{ph}	Photo-courant du générateur PV	A
I_j	Courant de la jonction PN du générateur PV	A
I_p	Courant de la résistance parallèle (shunt)	A
n_s	Nombre de cellules en série	
I	Courant à la sortie du générateur PV	A
V	Tension de sortie du générateur PV	V
I_0	Courant de saturation de la diode	A
A	Facteur d'idéalité de la diode	
k	Constante de Boltzmann ($1.3806503 \times 10^{-23}$)	J/K
q	Charge d'électron ($1.60217646 \times 10^{-19}$)	C
I_{sc_n}	Courant de court-circuit nominal du générateur PV	A
V_{co_n}	Tension de circuit ouvert nominale du générateur PV	A
T	Température de fonctionnement	K
T_n	Température nominale (25°C)	K
G	L'irradiation solaire	W/m ²
G_n	l'irradiation solaire nominale (1000 w/m ²)	W/m ²
k_i	Coefficient de l'effet de température sur	%/°C
k_v	Coefficient de l'effet de température sur	V/°C
N_{ss}	Nombre de panneaux en série	
N_{pp}	Nombre de panneaux en parallèle	
P_{pv}	Puissance de sortie du générateur PV	W
V_{bat}	Tension de la batterie	V
I_{bat}	Courant de la batterie	A
E_b	Force électromotrice d'un élément de la batterie	V
R_i	Résistance interne d'un élément de la batterie	Ω
n_b	Nombre d'élément de la batterie	
$I_{bat.moy}$	Courant moyen de décharge de la batterie	A
C_{bat}	Capacité de la batterie	Ah
C_{10}	Capacité de la batterie pendant 10 heures	Ah
ΔT	Déférence entre la température de fonctionnement et la température ambiante	°C
Q_{bat}	Quantité de la charge manquante à la batterie	Ah
t	durée de fonctionnement de la batterie	h
V_{ch}	Tension de batterie en charge	V
V_d	Tension de batterie en décharge	V
E_{ge}	L'énergie produite par le GD	kWh
P_n	Puissance nominale du GD	kW
η_{ge}	Rendement du GD	%
t_{ge}	Temps de fonctionnement du GD	h

Symbole	Désignation	Unité
$q(t)$	Consommation horaire de carburant du GD	l/h
$S(t)$	Consommation spécifique de carburant du GD	l/kWh
P_e	Puissance à l'entrée du convertisseur	W
P_s	Puissance à sortie du convertisseur	W
ΔP	Pertes dans le convertisseur	W
η_{conv}	Rendement du convertisseur	%
P_{sys}	Puissance électrique délivrée par le SEH à la charge	W
η_{PV}	Rendement du générateur PV	%
η_{bat}	Rendement des batteries	%
η_{sys}	Rendement du SEH	%
Imp_n	Courant à la puissance maximale du panneau PV	A
Vmp_n	Tension à la puissance maximale du panneau PV	V
P_{max_e}	Puissance maximale expérimentale du panneau PV	W
P_{conv}	Puissance nominale du convertisseur	W
E_{sol}	Gisement solaire	Wh/m ² /jours
N_e	Nombre d'heure d'ensoleillement équivalent	h/jours
E_{elec}	Demande énergétique	Wh/jours
C_p	Coefficient associé aux pertes	
P_c	Puissance crête des panneaux PV	W
I_m	Le courant maximal des panneaux	A
V_{CC}	Tension nominale du bus à courant continu	V
B_j	les besoins journaliers	Ah/jours
C_{nom}	Capacité nominale des batteries	Ah
N_{ja}	nombre de jours d'autonomie	jours
P_d	profondeur de décharge des batteries	%
P_{dgmax}	Puissance maximale du GD	kW
P_{max}	Puissance instantanée maximale de la charge électrique	kW

LISTE DES ABRÉVIATIONS

Abréviation	Désignation
AM1.5G	Air Masse (Global)
AM1.5D	Air Masse (Direct)
ISES	International Solar Energy Society
PV	Photovoltaïque
SHSER	Système hybride à sources d'énergie renouvelables
SEH	systèmes d'énergie hybride
MPPT	Maximum Power Point Tracking
CC	Courant Continu
CA	Courant Alternatif
SER	Sources d'énergie renouvelables
GD	Générateur Diesel
GPV	Générateur photovoltaïque
FACTS	Flexible alternatif curant transmission systems
STC	Standard Test Conditions ((AM=1.5; T=25°C; G=1000 W/m ²)
PPM	Point de puissance maximale
NREL	National Renewable Energy Laboratory
HOMER	Hybrid Optimization Model for Electric Renewables
NPC	Net Present Cost
NASA	National aeronautics and space administration
GIZ	Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit

Introduction Générale

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Selon des récentes statistiques (2014) de l'agence internationale de l'énergie [1], environ 1,2 milliard de personnes n'ont pas encore accès à l'électricité, soit 16 % de la population mondiale. Plus que 95% d'entre eux vivent dans les pays du tiers monde (l'Afrique subsaharienne et l'Asie en développement), et ils sont principalement situés dans les zones rurales isolées.

L'extension du réseau électrique à ces emplacements n'est pas une solution efficace du fait des plus faibles revenus et de la faible densité de population, et parfois techniquement pas faisable [2].

En plus, la consommation d'électricité mondiale (fig.1) et dans notre pays (fig.2) ne cesse d'augmenter. La grande partie de l'énergie consommée provient des combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon, ...etc.) (fig.3), dont l'utilisation massive peut conduire à l'épuisement de ces réserves et menace réellement l'environnement. Cette menace s'est manifestée principalement à travers la pollution et le réchauffement global de la terre par effet de serre [5, 6]. En effet, la grande préoccupation du monde actuel est d'atténuer cette pollution en essayant d'adapter les sources d'énergie classiques à des critères très sévères (Protocole de Kyoto) [7, 8].

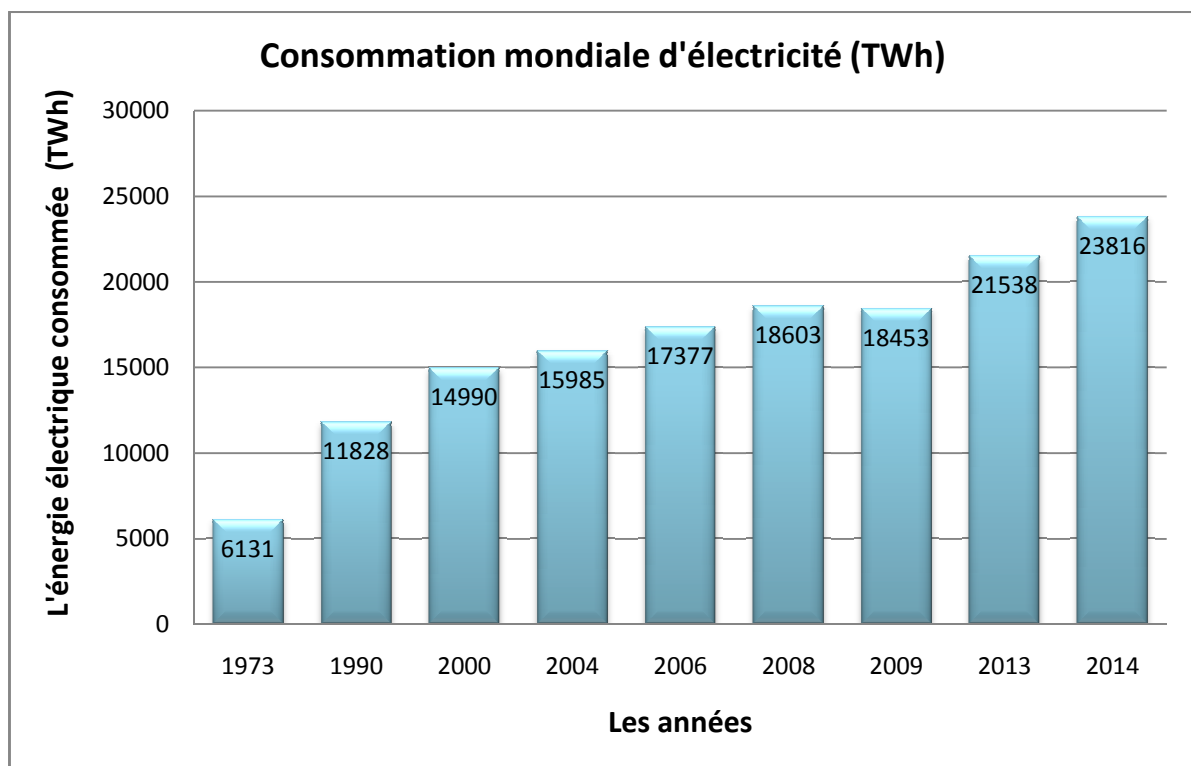


Fig. 1. Evolution de la consommation mondiale d'électricité [3].

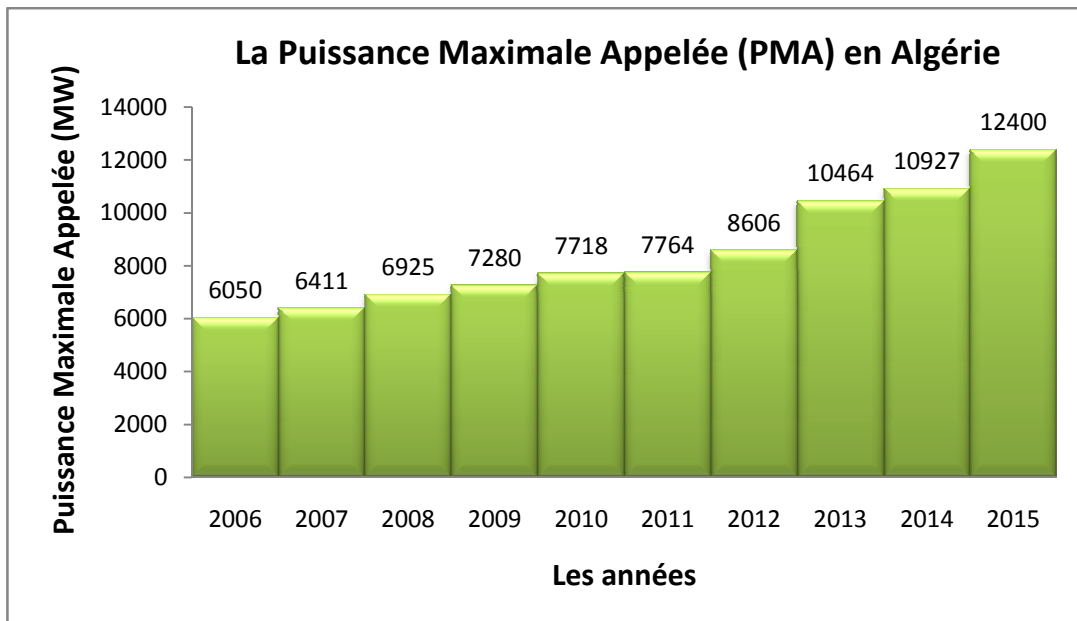
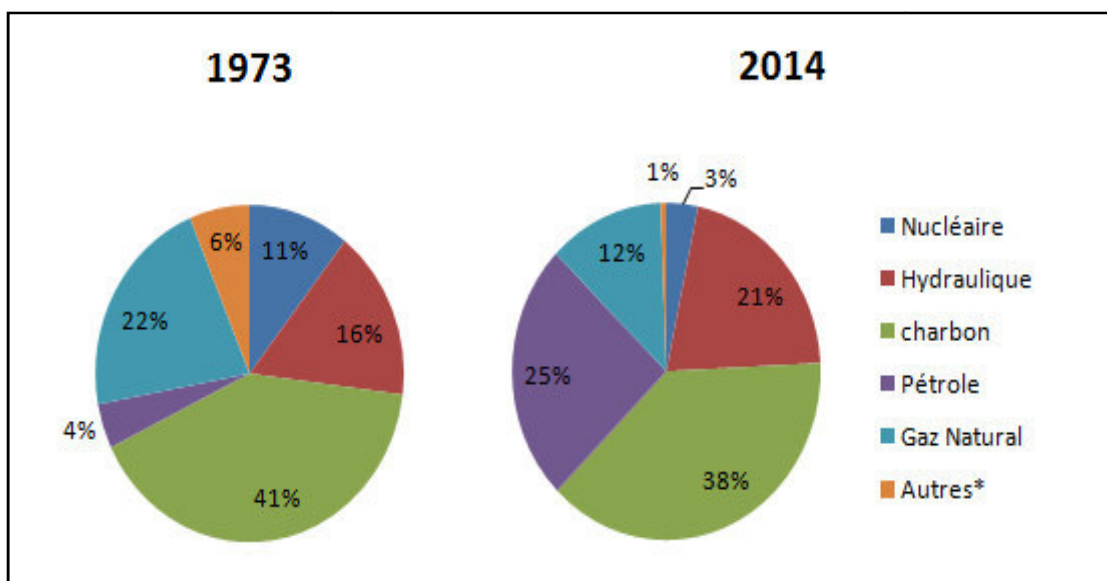


Fig. 2. Evolution de la consommation d'électricité en Algérie [4].



* Comprend la géothermie, le solaire, le vent, la chaleur, etc.

Fig. 3. Evolution de la production d'électricité mondiale [3].

Pour subvenir aux besoins en énergie de la société actuelle, il est donc nécessaire de trouver des solutions adaptées et de les diversifier. Actuellement, il y a principalement deux façons possibles d'agir. La première est de diminuer la consommation des récepteurs d'énergie et d'augmenter la productivité des centrales énergétiques en améliorant respectivement leur efficacité. Une deuxième méthode consiste à trouver et à développer de nouvelles sources d'énergie.

Dans l'immédiat, nous disposons de ressources en énergie renouvelable inépuisables, que nous sommes en mesure d'exploiter de plus en plus facilement et proprement. Néanmoins, longtemps négligées, les techniques d'extraction de la puissance de ces ressources demandent des recherches et développements plus approfondis visant à fiabiliser, baisser les coûts (de fabrication, d'usage et de recyclage) et d'augmenter l'efficacité énergétique.

Parmi les sources d'énergie renouvelable, on compte le vent, les flux marins et océaniques, la géothermie, le solaire photovoltaïque, etc....Ce dernier présente beaucoup d'avantages : d'être non polluant, libre, silencieux, sans parties tournantes, dimensions indépendantes, mais d'un point de vue opérationnel, les systèmes purement photovoltaïques associés à un parc de batteries risquent des grandes variations dans son pouvoir de production dû aux conditions du temps intermittentes et doivent souvent être surdimensionnés pour alimenter certaines charges avec une fiabilité suffisante. En conséquence, les coûts d'investissement sont souvent très élevés. Dans ce contexte, l'interconnexion entre le générateur PV et d'autres sources d'énergie (éolien, diesel, combustible, hydroélectriques) dans un Système d'Énergie Hybride (SEH) peut avoir une incidence profitable sur la production d'énergie électrique, en termes de coût et de disponibilité.

Les systèmes photovoltaïques hybrides, peuvent constituer une excellente alternative, grâce à la complémentarité de deux ou plusieurs sources d'énergie, il est possible de profiter des avantages de chacune d'elles, tout en minimisant leurs inconvénients.

Dans le but d'apporter de nouvelles données sur les systèmes photovoltaïques hybrides, notre contribution à l'étude de ce sujet concernera les points suivants:

- ❖ La modélisation détaillée des différents composants d'un système photovoltaïque hybride contenant un générateur photovoltaïque, un groupe électrogène, un stockage par batterie ainsi que d'autres composants de conversion et de commande.
- ❖ La simulation numérique d'un système photovoltaïque hybride pour une source solaire donnée et un profil de charge donné.
- ❖ L'étude technique et économique d'un système PV hybride en vue de l'analyse de son comportement et la maîtrise de ses performances en comparaison avec d'autres configurations.

Pour cela la thèse est organisée comme suit:

Après une **introduction générale**, le **premier chapitre** comporte des généralités théoriques à savoir : la constitution et le principe de fonctionnement de chaque composant, les différentes technologies et les caractéristiques techniques.

Un état de l'Art sur les recherches scientifiques concernant le thème en général et plus particulièrement sur le sujet (Système PV Hybride) sera présenté au **deuxième chapitre**.

Dans le **troisième chapitre** et à partir de l'étude théorique des différents composants du système, nous définissons pour chacun d'entre eux un modèle mathématique capable de simuler leur fonctionnement dans des conditions réelles pour voir l'influence des paramètres sur les caractéristiques des différents éléments de la chaîne de conversion.

L'étude technique et économique d'un système PV hybride afin d'analyser son comportement et de maîtriser ses performances est présentée au **quatrième chapitre**.

Le travail est achevé par une **conclusion générale** reprenant les commentaires des différents résultats.

CHAPITRE I

Systeme Photovoltaïque Hybride : les composants énergétiques

I.1. Introduction

L'électricité est aujourd'hui la forme d'énergie la plus aisée à exploiter. Mais avant de la consommer il aura fallu la produire, en général dans les unités de production d'électricité de grande puissance, la transporter, puis la distribuer vers chaque consommateur. Ce qui représente un lourd fardeau financier pour l'électrification des sites isolés. Pour palier à ce problème, il faut penser à l'idée de produire l'électricité sur les lieux de consommation. Parmi les technologies les plus utilisées pour la production d'énergie décentralisée on trouve le groupe électrogène diesel comme une solution classique et les panneaux photovoltaïques comme une solution nouvelle.

Les problèmes liés à l'utilisation du combustible fossile pour le groupe électrogène et l'intermittence de la source d'énergie renouvelable pour le photovoltaïque à amener les chercheurs à inventer une autre technique qui combine les deux technologies « cités précédemment » dans un système hybride.

Dans la majorité des cas, un système hybride autonome exige des **batteries d'accumulateurs** pour stocker l'énergie.

Ce chapitre présente les bases théoriques indispensables à la compréhension du sujet. Nous exposons les caractéristiques et le fonctionnement de chaque composant pris individuellement. On s'intéresse seulement aux composants énergétiques : le générateur PV, le générateur diesel et les batteries d'accumulateurs. Les autres composants seront décrits dans les chapitres qui suivent.

I.2. Générateur photovoltaïque

I.2.1. Energie Solaire photovoltaïque

On considère qu'une **énergie est renouvelable**, toute source d'énergie qui se renouvelle assez rapidement pour être considérée comme inépuisable (d'où son nom) à l'échelle humaine du temps. Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués principalement par le Soleil (énergie solaire), la Lune (énergie marémotrice) et la Terre (énergie géothermique) [9].

Le **rayonnement solaire** constitue la ressource énergétique la mieux partagée sur la terre et la plus abondante : La quantité d'énergie libérée par le soleil (captée par la planète terre) pendant une heure pourrait suffire à couvrir les besoins énergétiques mondiaux pendant un an.

Une partie de ce rayonnement peut être exploitée pour produire directement de la chaleur (solaire thermique) ou de l'électricité : c'est **l'énergie solaire photovoltaïque** [9].

Le **soleil** émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 μm à 10 μm . La figure (I-1) représente la variation de la répartition spectrale énergétique [10, 11].

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

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

L'atmosphère terrestre reçoit ce rayonnement à une puissance moyenne de 1,37 kilowatt au mètre carré (kW/m^2) c'est ce que l'on appelle la **constante solaire**. L'atmosphère en absorbe toutefois une partie, de sorte que la quantité d'énergie atteignant la surface terrestre dépasse rarement $1200 \text{ W}/\text{m}^2$. La position et l'inclinaison de la terre par rapport au soleil font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon la latitude (et la longitude), l'heure et la saison. Enfin, les nuages, le brouillard, les particules atmosphériques et divers autres phénomènes météorologiques causent des variations horaires et quotidiennes qui tantôt augmentent, tantôt diminuent le rayonnement solaire et le rendent diffus [12, 13]. Les scientifiques ont donné un nom au spectre standard de la lumière du soleil sur la surface de la terre : AM1.5G (Global) ou AM1.5D (Direct) (AM : Air Mass). Le nombre "1.5" indique que le parcours de la lumière dans l'atmosphère est 1.5 fois supérieur au parcours le plus court du soleil, c'est-à-dire lorsqu'il est au zénith (correspondant à une inclinaison du soleil de 45° par rapport au zénith) [9].

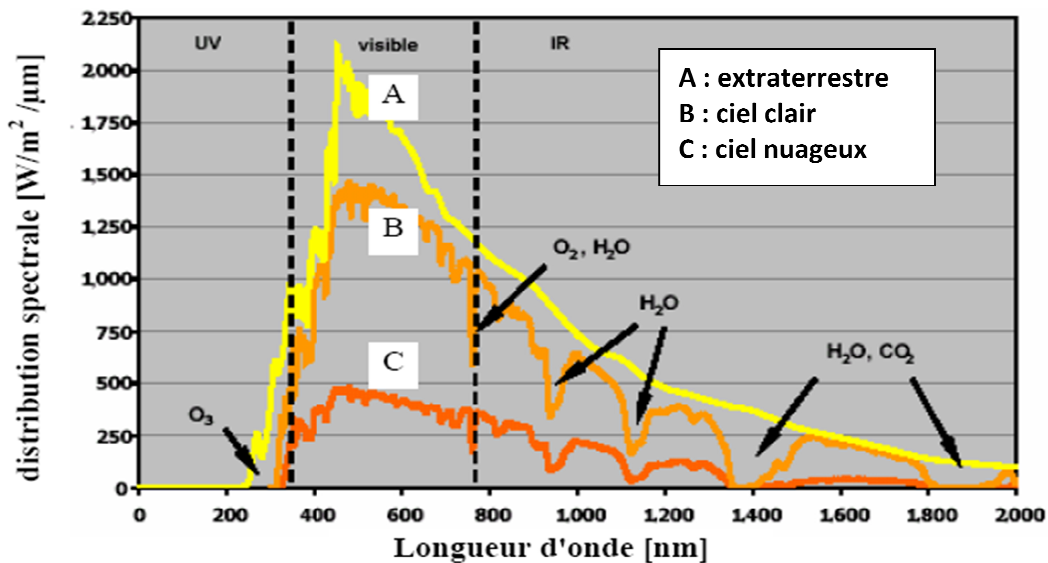


Fig.I. 1. Analyse spectrale du rayonnement solaire [11].

Il y a quatre types de rayonnement [13]:

- **Rayonnement direct** : rayonnement reçu directement du soleil. Il peut être mesuré par un **pyrhéliomètre (figure I-2(a))**.

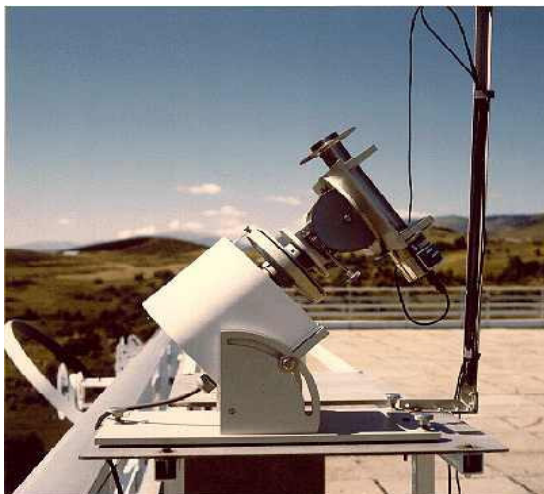
- **Rayonnement diffus** : rayonnement provenant de toute la voûte céleste. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages. Il peut être mesuré par un **pyranomètre (figure I-2(b))**, avec écran masquant le soleil.

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

- **Rayonnement global** : la somme de tous les rayonnements reçus, y compris le rayonnement réfléchi par le sol et les objets qui se trouvent à sa surface. Il est mesuré par un **pyranomètre** ou un **solarimètre** sans écran.

L'éclairement ou irradiance est défini comme une puissance reçue par une surface. Il s'exprime en W/m^2 (watt par mètre carré). Le S.I. (système international d'unités) recommande d'utiliser le symbole E.

L'irradiation ou rayonnement est l'énergie reçue par une surface. Elle s'exprime en J/m^2 (joule par mètre carré). L'ISES (International Solar Energy Society) recommande le symbole H. D'autres unités plus courantes sont le Wh/m^2 (wattheure par mètre carré) [14].



(a) Pyrhéliomètre



(b) Pyranomètre

Fig.I. 2. Instruments de mesure du rayonnement solaire [15].

I.2.2. Conversion photovoltaïque

La cellule photovoltaïque « photopile », permet la conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique (courant continu). Son principe de fonctionnement repose sur l'effet photovoltaïque (fig. I.3).

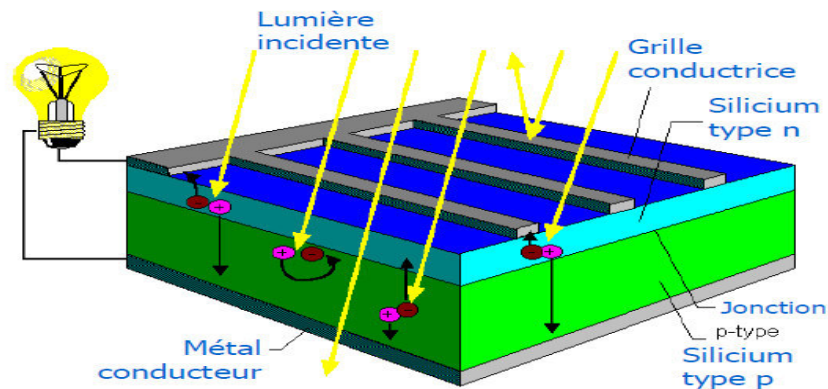


Fig.I. 3. Structure d'une cellule photovoltaïque [16].

Une cellule solaire (figure I.3) est constituée d'un matériau semi-conducteur, en général le silicium qui est traité par dopage (sinon il reste isolant). La face avant, exposée à la lumière, est dopée négativement (dopée N) avec des atomes de phosphore contenant plus d'électrons que le silicium, la face arrière est dopée positivement (P) généralement par adjonction d'atomes de bore contenant moins d'électrons que le silicium. On installe ensuite, en guise d'électrode, une grille sur la face N et une plaque métallique sur la face P. Le dopage du matériau entraîne la création d'une barrière de potentiel au niveau de la zone de contact, cette zone est appelée "jonction PN".

Sous l'effet d'un rayonnement lumineux incident, les photons ayant une énergie suffisante, (c'est à dire dont la longueur d'onde est comprise entre 0,4 et 1,1 μm), heurtent les atomes de silicium, ils arrachent les électrons les plus éloignés du noyau et leur communiquent une certaine vitesse (figure I.4). On dit que ces électrons sont devenus libres. Ce phénomène va engendrer au sein de la structure du semi-conducteur la création de paire électron-trou. Ceux-ci, sous l'effet de la barrière de potentiel, vont s'accumuler sur chacune des faces extérieures des zones P et N. Ainsi, une différence de potentiel entre les faces extérieures de la jonction est créée : la photopile est prête à fonctionner. Une fois les charges P et N isolées, il suffit de fermer le circuit en reliant les électrodes entre elles pour voir le courant circuler (courant de court-circuit I_{sc}) [17, 18].

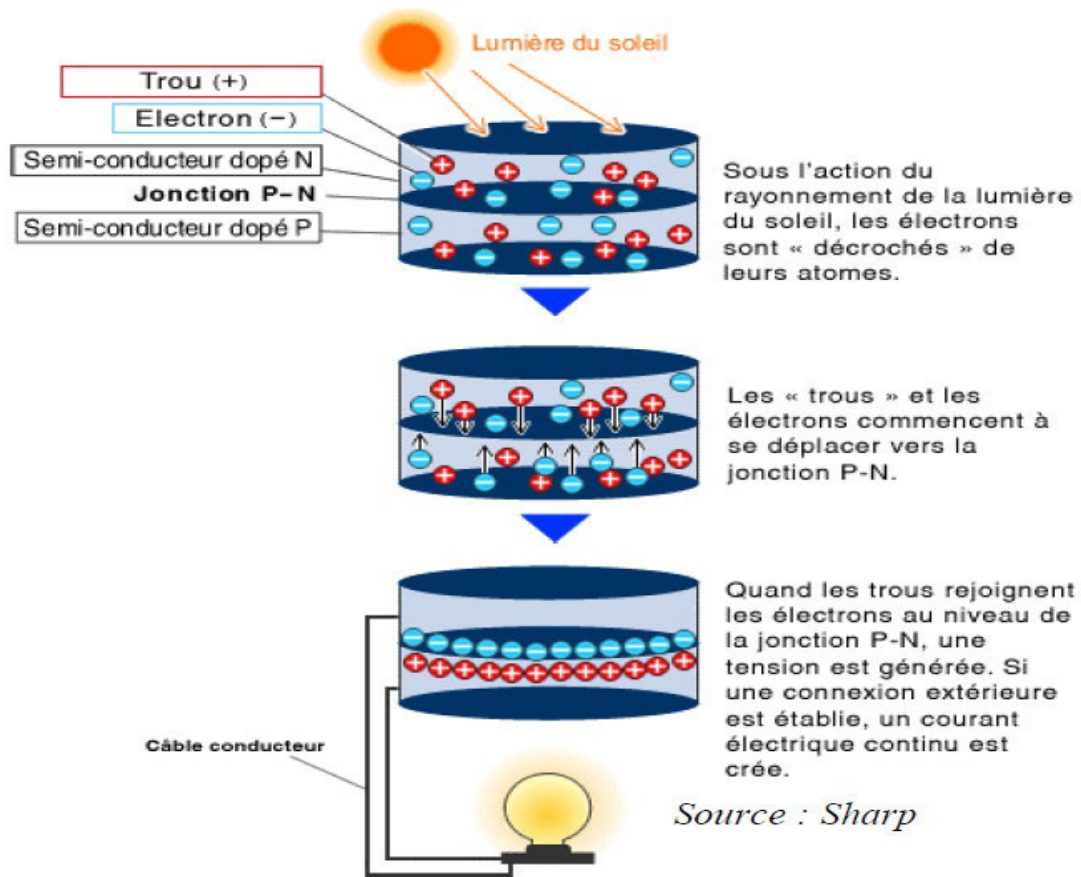


Fig.I. 4. Effet photovoltaïque.

Si la cellule est laissée en circuit ouvert, les porteurs générés par le rayonnement et séparés par le champ interne vont s'accumuler de part et d'autre de la jonction (électrons côté P et trous côté N), induisant une auto polarisation de la jonction dans le sens passant. Cette auto polarisation induit un courant de diode dans le sens direct égal et opposé au photo-courant. La tension alors mesurée aux bornes des électrodes est appelée tension de circuit ouvert V_{co} . C'est la tension qu'il faudrait appliquer à la diode dans le sens passant pour générer un courant égal au photo-courant. Si l'on place maintenant une charge non nulle et non infinie aux bornes de la cellule, on se trouve dans un cas intermédiaire entre le court-circuit et le circuit ouvert. Le courant va se répartir entre la charge extérieure et la diode. Il en résultera une tension de travail inférieure à la tension de circuit ouvert [19].

L'épaisseur totale d'une cellule est de l'ordre du millimètre. Les couvertures de protection sont indispensables, la cellule photovoltaïque étant très fragile. La tension en circuit ouvert d'une cellule PV est comprise entre 0,3V et 0,7V et son courant de court-circuit est de l'ordre de 5 à 8A [20].

I.2.3. Filières technologiques [20-22]

Une cellule photovoltaïque peut être réalisée avec de nombreux semi-conducteurs. En réalité, il existe aujourd'hui trois principales filières technologiques : le silicium cristallin, les couches minces et les cellules organiques.

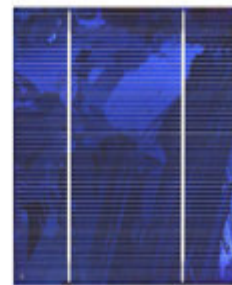
Le **silicium cristallin** domine le marché à plus de 80%. Cette filière comporte deux technologies : le **silicium monocristallin** et le **silicium multi cristallin**.

Le **silicium mono cristallin** (figure I.5 (a)) est difficile à obtenir. Le rendement du silicium monocristallin est le plus élevé, il est compris entre 12 et 20% pour les cellules industrielles. Son coût élevé est aujourd'hui un handicap et le silicium monocristallin perd du terrain devant le silicium multicristallin.

Le **silicium multicristallin** (figure I.5 (b)) est devenu aujourd'hui la technologie la plus utilisée. Elle représente près de 50% du marché. Son rendement est légèrement inférieur au silicium monocristallin il est compris entre 10 et 14% selon les fabricants. En revanche sa fabrication est beaucoup plus simple, les coûts de production sont donc plus faibles. L'un des points faibles de ces deux technologies est la quantité de matière utilisée. Les lingots de silicium, mono ou multicristallin, sont sciés en tranche de 150 à 300 microns, par des scies à fils. Le diamètre du fil de découpe étant de 180 microns d'épaisseur, il entraîne une perte en matière première de près de 50%.



(a) Monocristallin



(b) Multicristallin

Fig.I. 5. Photos de cellules à base silicium cristallin.

Les **couches minces** : Plusieurs types de cellules photovoltaïques visant à diminuer la quantité de matière nécessaire à leur fabrication sont aujourd'hui développés et commencent à être industrialisés. Ces technologies appelées couches minces font appel à des procédés de fabrication (dépôt sur ruban) visant la diminution de l'épaisseur des cellules.

La technologie à couche mince dont la plus mure est le **silicium amorphe** (Sia) représentait en 2008 plus de 7% du marché mondial. L'avantage de cette technique est l'utilisation de substrats à bas coût. De plus il est possible de déposer ces cellules sur des substrats souples (Figure I-6) et ainsi de fabriquer des cellules souples. Son prix est plus faible que les cellules cristallines ; en revanche, le rendement d'une cellule en Sia est inférieur à celui des cellules cristallines, il est d'environ 7%. Les cellules amorphes captent très bien le rayonnement diffus et sont donc moins sensibles aux variations de rayonnement direct. Ces cellules sont donc une très bonne alternative aux cellules cristallines sur des sites soumis à des ombrages sévères.



Module souple Unisolar (68Wc, 1,12 m²).



Module rigide Sharp (115Wc, 1,42 m²).

Fig.I. 6. Deux exemples de modules utilisant le Sia (Silicium amorphe).

Les **Cellules organiques et plastiques** (figure I-7). Ces cellules comprennent deux voies : la voie des cellules « humides » et la voie des cellules polymères organiques dites aussi cellules « plastiques ». Les progrès de ces technologies sont très rapides, des records de rendement sont très fréquemment battus (actuellement près de 6%). Le principal frein à ces technologies est actuellement la stabilité de leurs performances ainsi que leur durée de vie (actuellement environ 1000 heures). Enfin, grâce à des coûts de fabrication et de matériaux plus faibles, ces cellules devraient dans l'ensemble revenir beaucoup moins chères que leurs concurrentes.

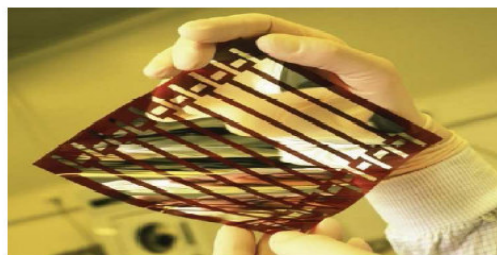


Fig.I. 7. Cellule solaire tout organique sur substrat souple.

I.2.4. Modules photovoltaïques

La plupart des modules PV commerciaux sont constitués par des blocs de cellules connectés en série (pour augmenter la tension). Chacun de ces blocs est lui-même constitué d'un groupe de cellules PV connectées en parallèle (pour augmenter le courant) (figure I-8).

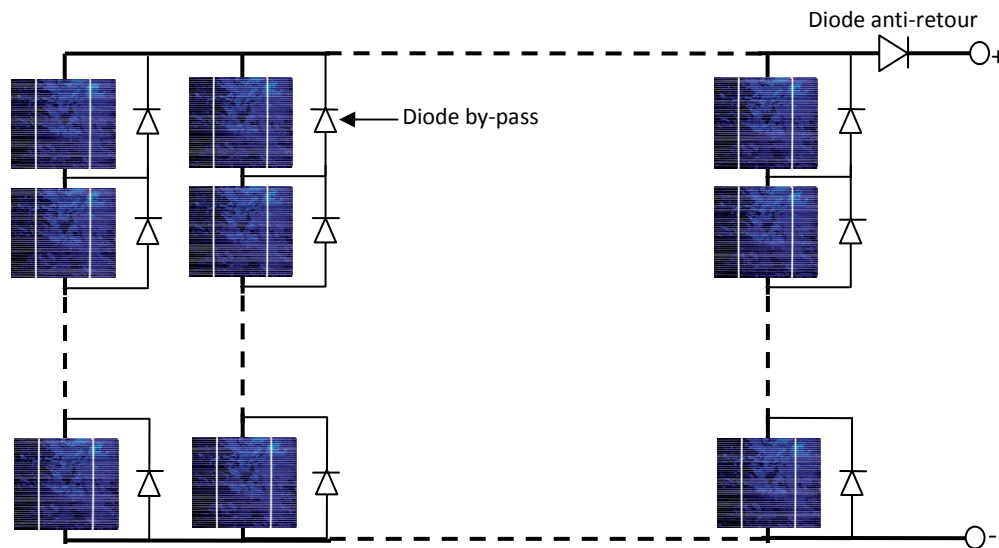


Fig.I. 8. Schéma d'un module photovoltaïque.

Le passage d'un module à un panneau se fait par l'ajout de diodes de protection, une en série pour éviter les courants inverses et une en parallèle, dite diode by-pass, qui n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser la perte de production associée (figure I-8) [20].

Les cellules sont encapsulées sous vide entre 2 films thermoplastiques transparents (EVA : Ethylène Acétate de Vinyle), le plus souvent la présence d'un cadre en aluminium avec un joint périphérique pour permettre la dilatation. Un verre trempé en face avant protège les cellules sur le plan mécanique tout en laissant passer la lumière. La face arrière est constituée d'un verre ou d'une feuille TEDLAR Figure (I-9). La boîte de connexion étanche regroupe les bornes de raccordement, les diodes by-pass et les 2 câbles unipolaires [20].

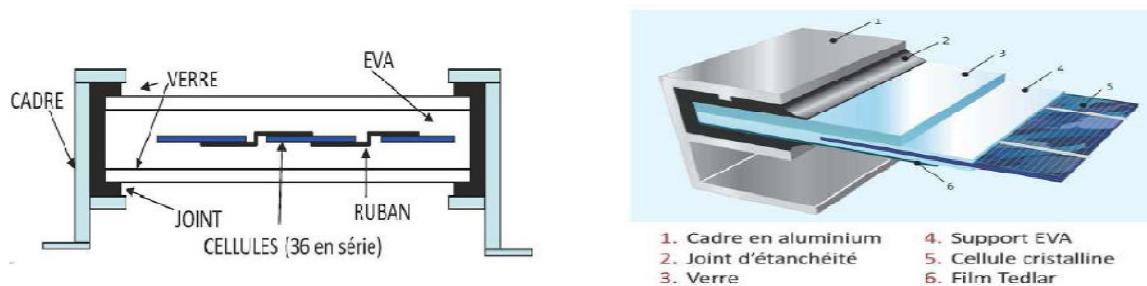


Fig.I. 9. Encapsulation des cellules.

I.2.5. Générateur: Ensemble de modules

Afin d'obtenir des puissances de quelques kW à quelques MW, sous une tension convenable, il est nécessaire de monter les panneaux en rangées de panneaux série et parallèle pour former ce que l'on appelle champ photovoltaïque (figure I-10).



Fig.I. 10. Passage d'une cellule à un champ photovoltaïque [20].

Le champ photovoltaïque est constitué de l'ensemble des panneaux photovoltaïques, des liaisons électriques qui les régissent ainsi que des supports sur lesquels ils sont installés. Lorsque l'on parle de champ photovoltaïque on parle de l'installation complète des panneaux sur le toit ou au sol. On utilise également parfois le terme « d'unité de production » [23].

I.3. Générateur Diesel

Les **générateurs Diesel** sont équipés d'un **moteur Diesel** qui transforme par combustion interne l'énergie du combustible (fuel) en énergie mécanique et d'un **générateur synchrone** (Alternateur) qui transforme cette énergie mécanique en énergie électrique (figure I-11) [31].

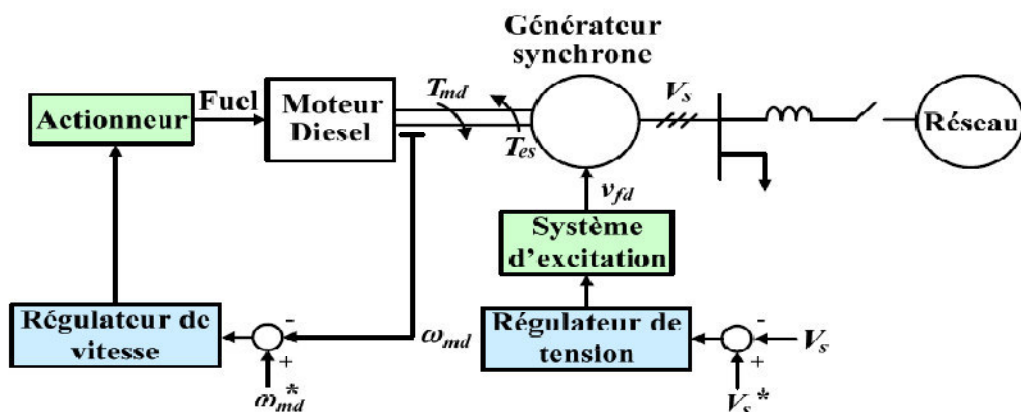


Fig.I. 11. Configuration du générateur diesel [31].

La mission d'un générateur Diesel est de fournir de l'énergie électrique au système avec une onde sinusoïdale d'amplitude et fréquence constantes. De ce fait ils doivent s'adapter à la charge (considérée comme une véritable perturbation vis à vis de leur fonctionnement) à travers différentes **boucles de contrôle**. Ils existent différents types de machines Diesel qui vont de quelques kVA jusqu'à quelques dizaines de MVA. Leur rendement électrique est entre 35 et 40%. Ce rendement diminue largement si le taux de charge diminue en dessous de 40%. Par conséquent, il n'est pas convenable qu'ils travaillent au-dessous de cette charge minimale. Les générateurs Diesel présentent des dynamiques élevées et sont bien adaptés aux applications où des demandes soudaines de puissance sont prévues [31].

I.3.1. Moteur Diesel

Le moteur Diesel est constitué de **pistons** coulissants dans des **cylindres**, fermés par une **culasse** reliant les cylindres aux **collecteurs d'admission et d'échappement** et munie de **soupapes** commandées par un **arbre à cames** [26]. Son principe de fonctionnement repose sur l'auto-inflammation du diesel dans l'air comprimé (figure I.12).

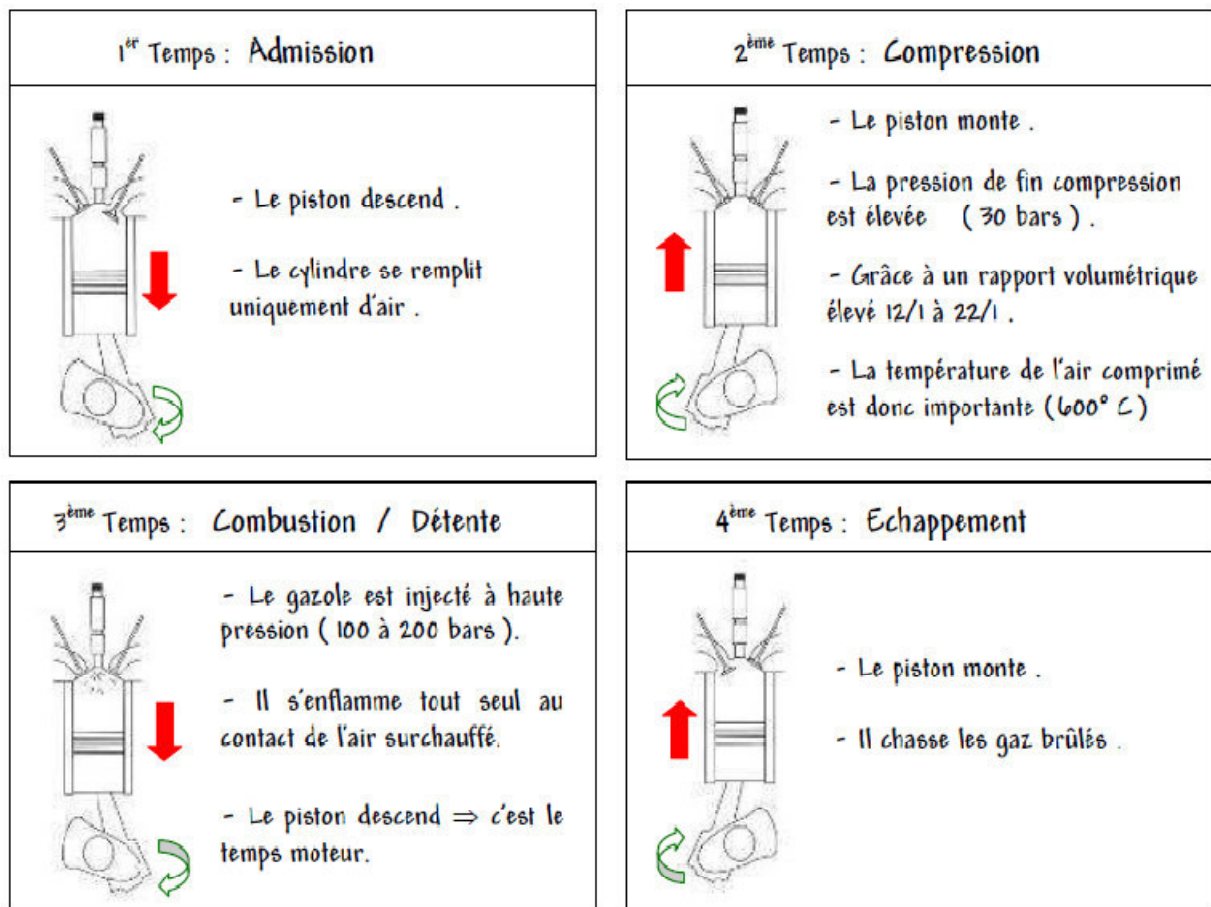


Fig.I. 12. Principe de fonctionnement d'un moteur diesel [27].

Les **quatre temps du cycle Diesel** (figure I.12) sont [24, 26] :

- **Admission** d'air par l'ouverture de la **soupape d'admission** et la descente du piston ;
- **Compression** de l'air par remontée du piston, la soupape d'admission étant fermée ;
- **Temps moteur** : peu avant le point mort haut on introduit, par une **injection**, le carburant qui se mêle à l'air comprimé. La **combustion** rapide qui s'ensuit constitue le temps moteur, les gaz chauds repoussent le piston, libérant une partie de leur énergie. Celle-ci peut être mesurée par la courbe de puissance moteur ;
- **Échappement** des gaz brûlés par l'ouverture de la **soupape d'échappement**, poussés par la remontée du piston ;

I.3.2. Alternateur

Un alternateur est une machine rotative qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique à courant alternatif. Il est constitué principalement d'une partie fixe appelée **Stator** ou induit, et une partie mobile appelée **rotor** ou inducteur. Sur l'arbre du rotor on trouve des **bagues** collectrices qui sont montées et branchées aux extrémités de l'enroulement inducteur. Des **balais** en carbone sont maintenus en contact avec la surface des bagues à l'aide de ressorts. Ce mécanisme permet de brancher l'enroulement inducteur à une source d'énergie extérieure appelée **excitatrice**. Les enroulements du stator sont fabriqués en fils de cuivre. Chaque spire de fil est isolée des autres spires. Dans le cas des alternateurs monophasés, les enroulements sont reliés en série. Dans le cas des alternateurs triphasés, les enroulements du stator sont divisés en trois enroulements distincts, disposés à 120° les uns des autres (figure I.13) [28].

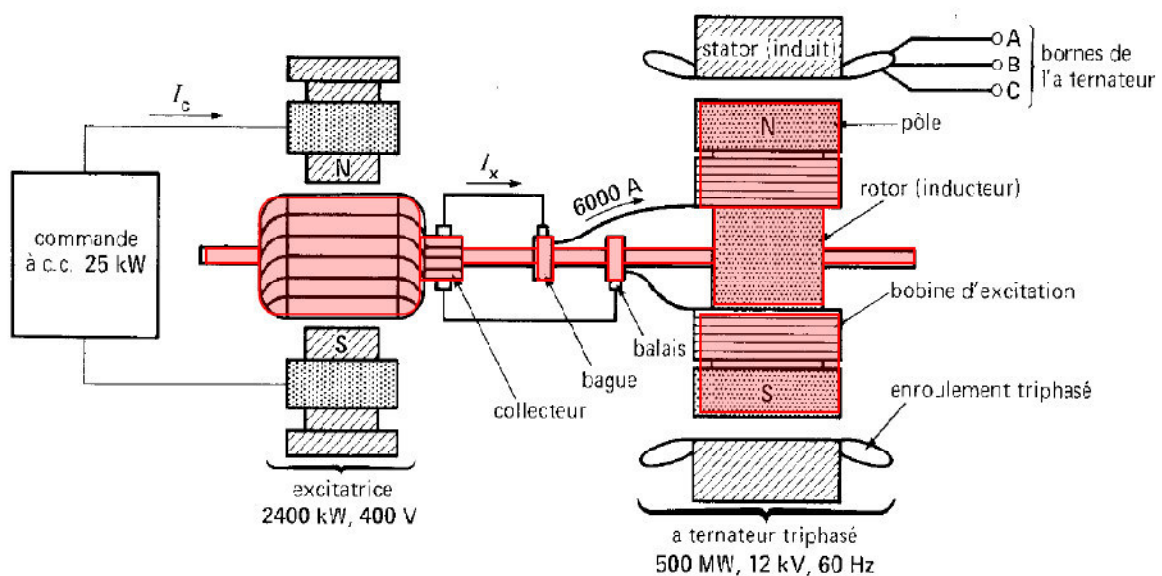


Fig.I. 13. Vue en coupe d'un alternateur [28].

Pour faire fonctionner l'Alternateur, le rotor est entraîné par un moteur diesel à une vitesse de rotation n . L'enroulement inducteur qu'il porte, parcouru par le courant d'excitation, crée une tension magnétique tournante d'entrefer à la vitesse de rotation n . Le champ tournant qui en résulte induit dans l'enroulement du stator un système triphasé équilibré de forces électromotrices [29].

I.3.3. Démarrage des générateurs Diesel [30]

Le démarrage classique du moteur du générateur Diesel est un démarrage manuel par lanceur. C'est un système compact et léger qui ne nécessite aucune autre énergie que celle du bras qui l'actionne. Toutefois, ce démarrage est limité par la cylindrée du moteur à entraîner, qui dépend de l'énergie et de la puissance du groupe électrogène.

Sur les groupes électrogènes diesel puissants, au-delà d'une certaine cylindrée de moteur, il n'est plus possible de démarrer le moteur manuellement à la force d'un bras avec un lanceur. Un démarrage électrique est alors installé, de la même façon que sur une automobile ; mais ce démarrage électrique nécessite d'embarquer des pièces supplémentaires qui alourdissent le groupe électrogène et lui apportent des contraintes d'encombrement et de fiabilité.

Le groupe électrogène Diesel à démarrage automatique est d'abord un groupe électrogène à démarrage électrique qui a reçu des dispositifs supplémentaires :

- ✓ une détection de coupure secteur.
- ✓ une commande de démarrage du démarreur électrique.
- ✓ une conjonction du groupe électrogène à la distribution électrique.

Les démarreurs électriques assurent le lancement du groupe par action d'un pignon entraînant une couronne dentée placée sur l'arbre du moteur. L'ordre de démarrage est arrêté par la détection d'une vitesse de 300 tr/min environ, le temps maximal de l'action du démarreur étant fixé à 5 secondes environ [32].

Le circuit de démarrage électrique est composé principalement d'une batterie, d'un contact et d'un démarreur (Fig. I.14). Lorsqu'on actionne la commande de démarrage (**contact**) les enroulements d'appel et de maintien sont alimentés (par la **Batterie**). Le champ magnétique créé entraînant le déplacement du noyau plongeur et le lanceur se déplace et engraine le pignon avec la couronne du moteur thermique. Le circuit de puissance se ferme et le **moteur du démarreur** tourne, entraînant le lanceur et donc le moteur thermique. A la fin de l'action sur la commande de démarrage le noyau plongeur reprend sa place initiale en ouvrant le circuit de puissance en rappelant le lanceur et le moteur de démarreur s'arrête [33].

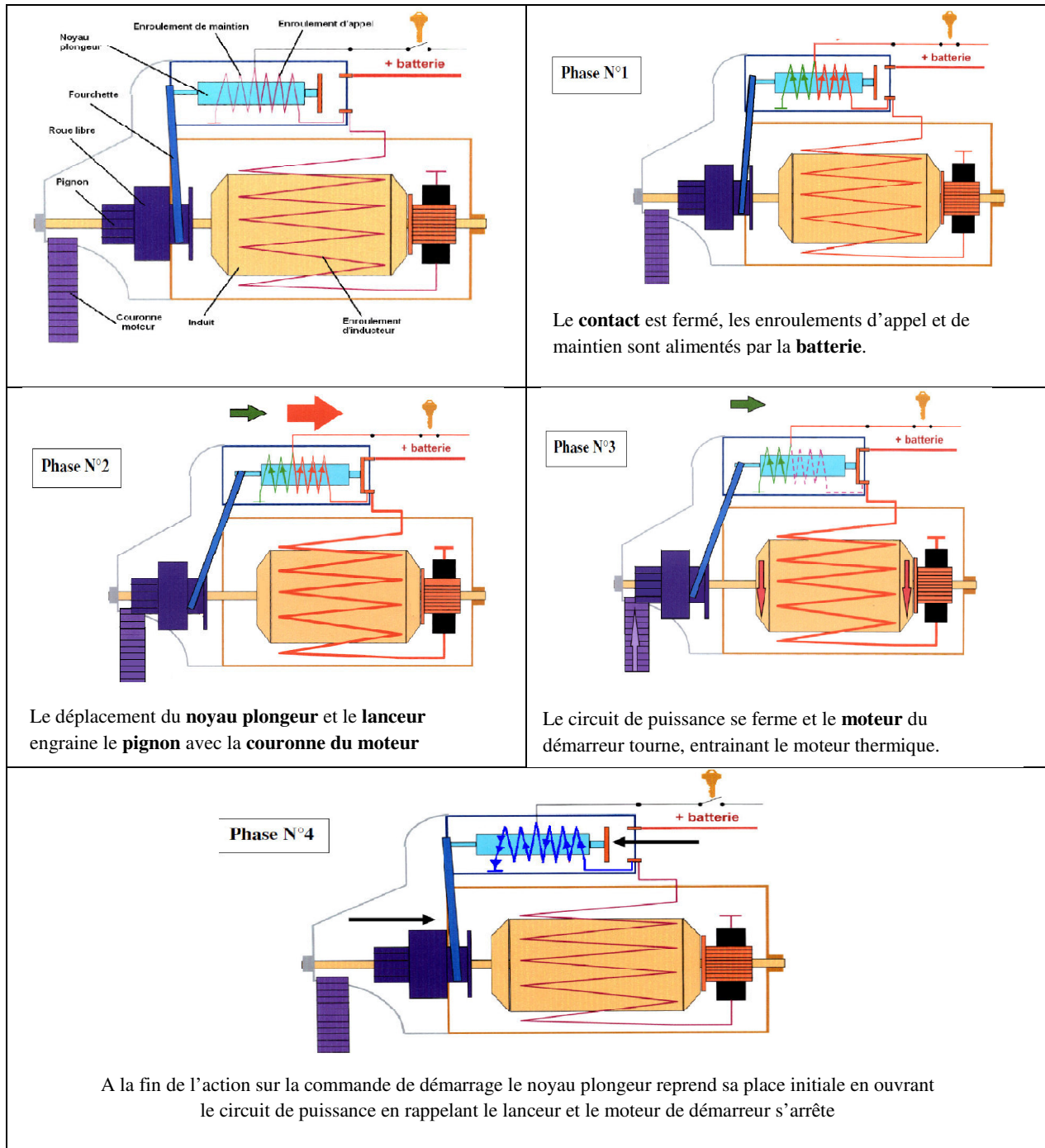


Fig.I. 14. Démarrage électrique du générateur Diesel [33].

I.3.4. Contrôle des générateurs Diesel

Pour pouvoir assurer en tout temps la qualité de l'électricité fournie (tension et fréquence nominales stables), les générateurs Diesel sont équipés de deux moyens de régulation :

- Un régulateur de tension chargé de maintenir, au statisme près, la tension aux bornes à une valeur prédéterminée quelles que soient les variations des conditions de

fonctionnement (charge, facteur de puissance, fréquence, etc...) à l'intérieur de certaines limites.

- Un régulateur de fréquence chargé de maintenir, au statisme près, la fréquence du courant alternatif à la sortie à une valeur prédéterminée quelles que soient les variations des conditions de fonctionnement (charge, caractéristiques d'alimentation en combustible, etc...) à l'intérieur de certaines limites [34].

En exploitation, pour régler la tension aux bornes du générateur Diesel, le régulateur agit sur l'excitation de la machine synchrone (l'Alternateur). Si on augmente le courant d'excitation, le champ produit par le rotor augmentera ; il en résultera une augmentation de la tension aux bornes. On obtiendrait le résultat inverse en diminuant le courant d'excitation [35].

La tension de sortie du générateur est mesurée via un transformateur de potentiel, puis redressée et filtrée pour donner un signal continu V_c , proportionnel à la valeur efficace de la tension alternative (fig. I.15).

Le régulateur de tension compare V_c à la consigne de tension V_o , amplifie la différence et met le résultat sous la forme adéquate pour la commande de l'excitatrice. Le principe général de cette régulation est d'augmenter le courant d'excitation i_f du générateur lorsque la tension terminale V_c diminue ou lorsque la consigne V_o augmente, et inversement [36].

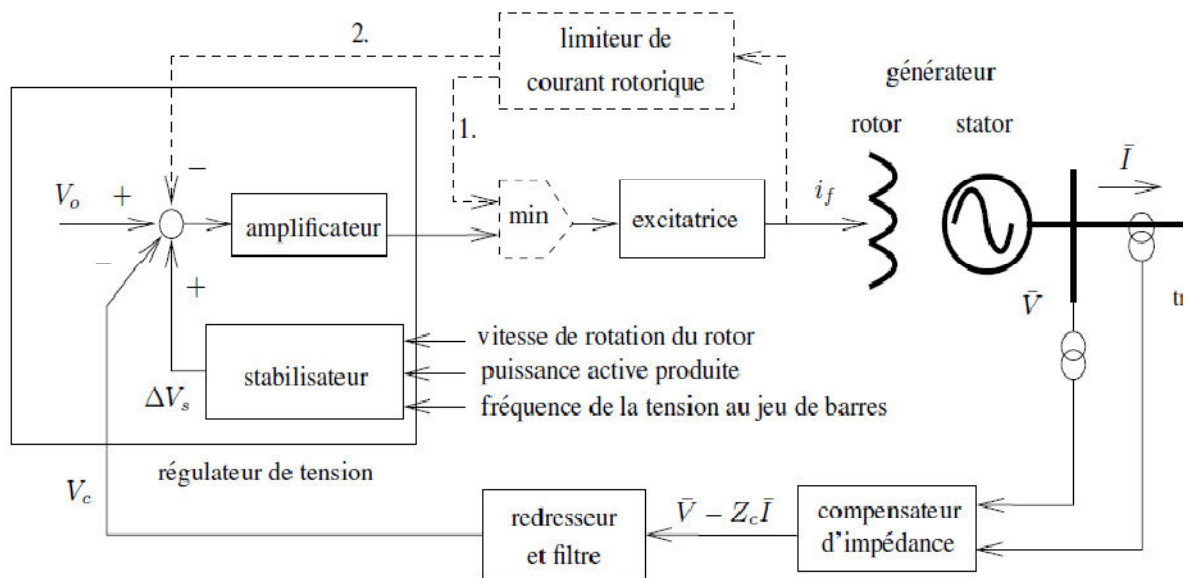


Fig.I. 15. Régulation de la tension du générateur Diesel [36].

Très souvent, le régulateur est doté d'un "stabilisateur", dont le rôle est d'ajouter au signal d'erreur $V_o - V_c$ une composante transitoire ΔV_s améliorant la dynamique de la machine en fonctionnement sur le réseau.

Cette composante ΔV_s est nulle en régime établi, tandis que suite à une perturbation, elle améliore l'amortissement des oscillations du rotor (par rapport au mouvement uniforme correspondant au régime établi parfait). Les valeurs extrémales de la tension d'excitation sont fixées par un système de limitation [36].

La fréquence étant proportionnelle à la vitesse, un réglage de fréquence conduit toujours à un réglage de vitesse. Ce réglage de vitesse est obtenu par action sur le moteur Diesel par l'intermédiaire d'un régulateur.

La vitesse de rotation d'un tel moteur dépend de la quantité de carburant injecté et de la charge appliquée au vilebrequin du moteur. Le moteur diesel est un système non linéaire. Il présente des temps morts et des retards, ce qui rend difficile son contrôle [37]. Les moteurs diesels sont munis d'un régulateur de vitesse : mécanique, électromécanique ou électronique. Celui-ci réalise le contrôle automatique de la vitesse du moteur diesel, en réglant l'injection du carburant en fonction de la charge. Il agit sur le mécanisme d'accélération [37].

Le régulateur de vitesse mesure la vitesse réelle du moteur diesel et il la compare avec la vitesse de référence (fig. I.16). En fonction de l'erreur existante, il agit sur l'actionneur pour qu'il injecte plus ou moins de combustible [31].

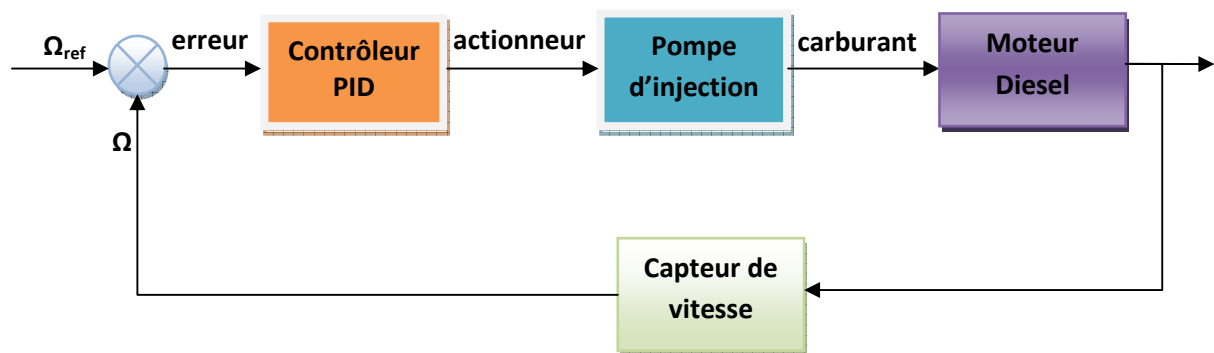


Fig.I. 16. Régulation de la vitesse du générateur Diesel.

I.3.5. Couplages des générateurs Diesel [29]

La manœuvre de couplage du générateur Diesel sur le réseau ne peut se faire que si quatre conditions sont remplies (fig. I.17):

- L'ordre de succession des phases est identique pour la machine synchrone et le réseau.
- La fréquence des forces électromotrices induites dans l'alternateur est égale à la fréquence des tensions du réseau, ce qui est obtenu par le réglage de la vitesse d'entraînement de la machine.

- La valeur efficace des forces électromotrices induites dans l'alternateur est égale à celles du réseau, ce qui est obtenu par le réglage du courant d'excitation de la machine.
- Un déphasage ϕ nul entre les forces électromotrices induites dans l'alternateur et les tensions du réseau, ce qui est obtenu en agissant sur l'entraînement de la machine afin d'ajuster la position instantanée du rotor.

Si ces conditions sont remplies aucun courant n'est échangé entre le générateur et le réseau. Il faut savoir que le régulateur de tension tend à compenser la chute de tension qui se produit quand l'alternateur ne tourne pas assez vite, et qu'il y a risque d'endommagement par surintensité dans les circuits inducteurs. Il est donc nécessaire d'ajuster la fréquence avant d'ajuster la tension.

Le couplage peut être réalisé (fig. I.17):

- Soit manuellement, en réalisant dans l'ordre, les opérations décrites ci-avant.
- Soit automatiquement par un synchro-coupleur.

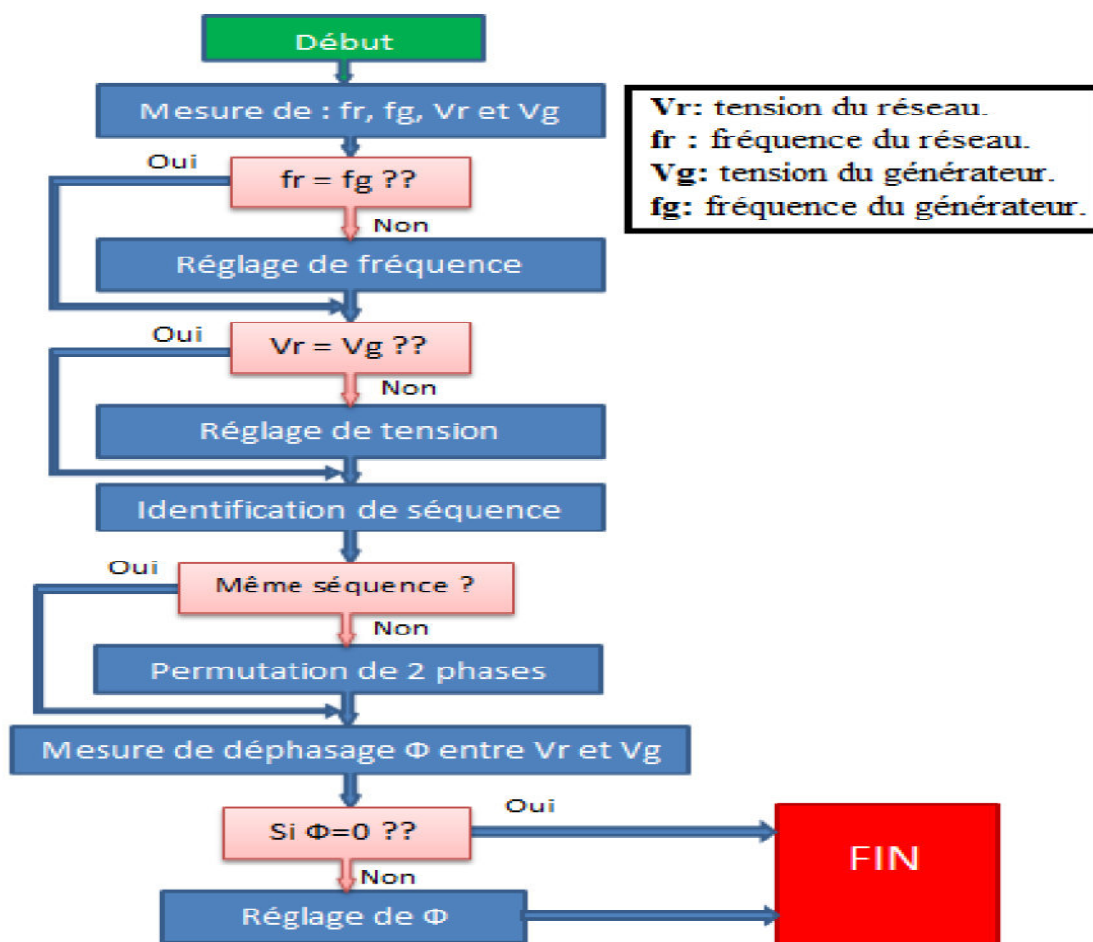


Fig.I. 17. L'organigramme de procédure de couplage du générateur Diesel sur le réseau.

I.4. Système de stockage

Le stockage de l'énergie photovoltaïque est principalement assuré par les batteries, même si d'autres moyens sont envisageables telle que : le pompage d'eau, le volant d'inertie et l'hydrogène [38].

Pour cela on s'intéresse à l'étude des différents types de batteries existants et la comparaison de leurs caractéristiques.

I.4.1. Construction de la batterie

Une batterie est un dispositif qui convertit l'énergie chimique directement en énergie électrique [39]. Les fabricants ont des variations dans les détails de leur construction de la batterie, mais un certain nombre d'étapes de fabrication et d'éléments de construction sont identiques (figure I.18) [40].

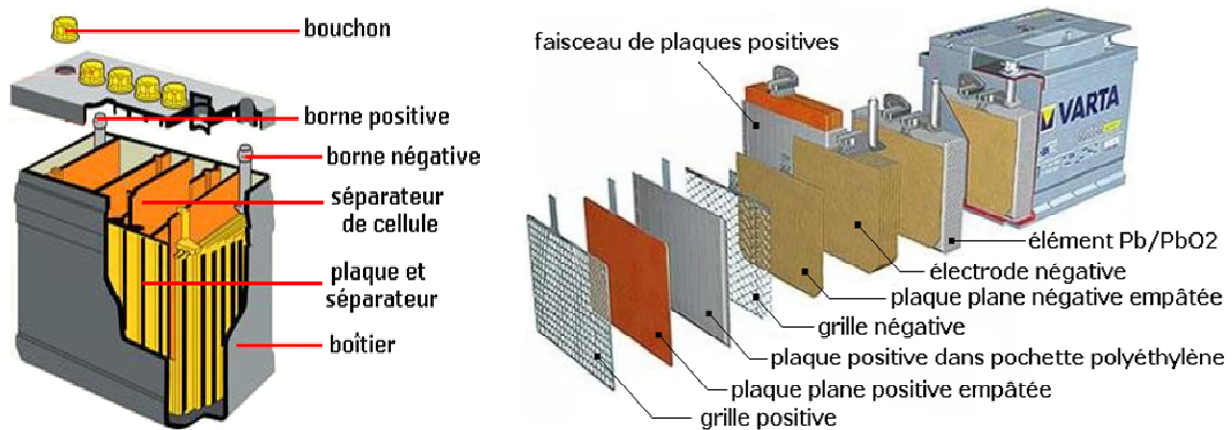


Fig.I. 18. Schéma typique d'une batterie plomb-acide.

La cellule ou parfois appelée élément ou accumulateur, est l'unité électrochimique de base dans une batterie. Elle se compose notamment de **plaques** positives et négatives placées consécutivement et isolées les unes des autres par des **séparateurs**, immergées dans une solution d'**électrolyte** et enfermées dans un **boîtier**. Les plaques de même polarité sont reliées électriquement par des **connecteurs** pour former une **électrode**. Dans une batterie typique plomb-acide, chaque cellule a une tension nominale d'environ 2,1 volts, donc il ya six cellules en série dans une batterie de 12 volts [40].

I.4.2. Principe de fonctionnement des batteries

A la différence d'une pile, une batterie d'accumulateurs est un dispositif électrochimique qui permet la conversion réversible d'énergie électrique en énergie chimique. En charge, l'énergie électrique est convertie et stockée sous forme d'énergie chimique.

Au contraire, lorsque l'élément fonctionne en mode générateur (décharge), l'énergie chimique est convertie en énergie électrique [38]. Le fonctionnement de la batterie repose sur une double réaction chimique à chaque pôle de la batterie qui va opérer un transfert d'électrons :

- l'anode cède des électrons : cette demi-réaction est une oxydation
- la cathode les récupère : cette demi-réaction est une réduction

Durant cette réaction d'oxydo-réduction, les électrons passent d'un pôle à l'autre de la batterie grâce aux ions (figure I.19). Un ion est un élément chimique (un atome ou une molécule) qui est électriquement chargé. S'il "manque" des électrons à un ion il est chargé positivement et vice versa.

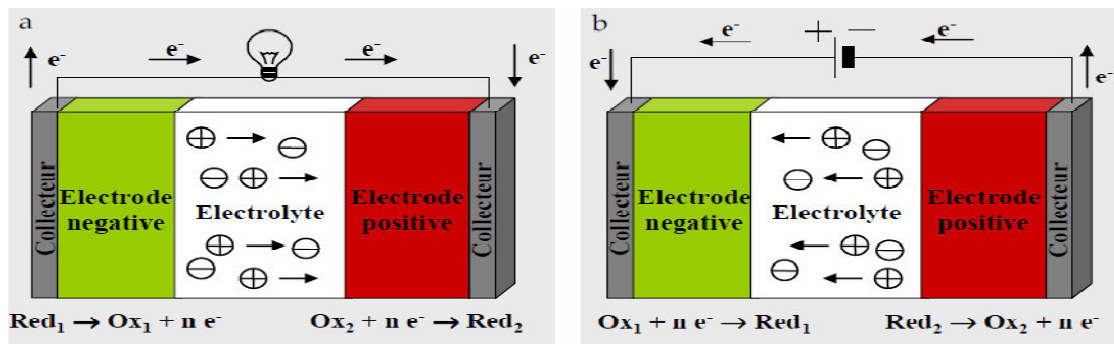


Fig.I. 19. Principe de fonctionnement d'un accumulateur, en décharge (a) et en charge (b) [38].

Dans la batterie, c'est la réaction chimique qui produit des ions grâce aux métaux qui constituent l'anode ou la cathode et des éléments chimiques présents dans l'électrolyte. Ainsi, le fonctionnement d'une batterie, qu'elle soit au plomb ou encore au lithium, repose sur l'utilisation de couples de métaux capables d'échanger des électrons [41].

Concernant les réactions d'oxydoréduction qui se produisent aux électrodes, en décharge, l'électrode positive est le lieu de réactions de réduction (d'où le nom courant de cathode), tandis que l'électrode négative est le siège de réactions d'oxydation (d'où la dénomination courante d'anode). En revanche, en charge, les réactions aux électrodes sont inversées: l'électrode positive subit une oxydation, tandis que l'électrode négative subit une réduction [38].

I.4.3. Caractéristiques de la batterie

Un accumulateur électrochimique est défini par plusieurs grandeurs, qui permettent de le caractériser [38, 41]:

- La tension, en Volt, est fixée par les potentiels d'oxydoréduction du couple d'électrodes en présence. En effet, les réactions électrochimiques se produisent à des potentiels redox définis par la thermodynamique (en l'absence de surtensions). Ainsi, chaque électrode est définie par son potentiel de fonctionnement, et la tension globale de l'accumulateur est liée à la différence entre les potentiels des deux électrodes. Elle est généralement de quelques volts pour un élément, mais peut atteindre plusieurs dizaines ou centaines de volts pour une batterie d'accumulateurs. La tension nominale est un paramètre important, elle représente la tension que la batterie doit recevoir de telle sorte qu'elle fonctionne correctement.
- La capacité de stockage massique, exprimée classiquement en mAh.g⁻¹ ou Ah.kg⁻¹, correspond à la quantité d'électricité qui peut être stockée par gramme ou kilogramme de matériau actif dans l'électrode. Cette capacité peut être déduite du nombre d'électrons échangés par gramme de matériau. Ainsi, il s'agit d'une caractéristique intrinsèque des matériaux constitutifs des électrodes.
- La capacité d'un accumulateur s'exprime généralement en Ah. L'énergie stockée s'exprime quant à elle en Wh, et correspond au produit de la capacité par la tension de l'élément.
- La densité d'énergie massique, en Wh.kg⁻¹, correspond à la quantité d'énergie stockée par unité de masse d'accumulateur. La densité d'énergie volumique est également un paramètre important, et s'exprime classiquement en Wh.L⁻¹. Ces grandeurs sont bien évidemment très importantes, puisqu'elles fixent la quantité d'électricité que peut restituer un accumulateur en fonction de ses dimensions (poids et volume). Elles sont elles-mêmes dépendantes de la capacité de stockage massique des électrodes et de la tension de décharge de l'accumulateur.
- La résistance interne d'une batterie est définie comme l'opposition à la circulation du courant dans une batterie. Il y a deux composantes essentielles pour cette résistance : La résistance électronique et la résistance ionique. Cette dernière est l'opposition au passage du courant dans la batterie due à des facteurs électrochimiques divers tels que la conductivité de l'électrolyte, la mobilité des ions et la surface de l'électrode. Cet effet se produit plus lentement que la résistance électronique [42]. La résistance interne d'une batterie peut donc être déterminée en fonction de ses composants, à savoir : la résistance de

l'électrolyte, la résistance de contact entre les électrodes et les cellules, et la résistance des matériaux propre à chacune des électrodes [43].

- L'état de charge (*EDC*) est le pourcentage de la charge actuelle par rapport à la charge maximale prévue dans une batterie. L'indication de l'*EDC* n'est pas aussi simple que cela pourrait paraître et elle implique des mesures et une modélisation de la batterie. L'état de charge est lié à plusieurs paramètres électriques et chimiques, comme la tension à vide, la tension en charge, le courant, la température, l'impédance interne et la densité spécifique de l'électrolyte [42].
- La profondeur de décharge en pourcentage, elle représente l'énergie maximale qui peut être extraite de la batterie sans pour autant endommager celle-ci, ce qui permet de retarder au maximum sa durée de vie [43].
- L'autodécharge d'une batterie est essentiellement liée à la présence de réactions parasites au sein du système électrochimique, généralement entre les électrodes et l'électrolyte. Celle-ci, souvent exprimée en pourcentage, représente la perte de capacité et donc d'énergie qui peut s'opérer au sein de la cellule, et est fonction du type d'accumulateur, du temps de stockage, de la température, ... L'autodécharge peut être réversible, et une simple charge permet de compenser la perte d'énergie, mais elle peut aussi être irréversible [38].
- Le rendement, ou efficacité coulombique, généralement sans dimension ou exprimé en pourcentage, correspond au rapport entre la capacité restituée par l'accumulateur en mode générateur, et celle qu'il faut fournir pour le charger. Ainsi, une efficacité coulombique proche de 100% est recherchée, afin de ne pas perdre trop d'énergie entre la charge et la décharge des éléments [38].
- Pendant la durée de vie d'une batterie, sa santé tend à se détériorer progressivement à cause des changements physiques et chimiques irréversibles qui ont lieu en raison de l'usage et de l'âge, jusqu'à ce qu'elle ne soit plus utilisable. Le vieillissement de la batterie est un processus complexe qui implique de nombreux paramètres de la batterie (par exemple l'impédance, la capacité, etc...), la plus importante étant la capacité [42].
- Le nombre de cycles (un cycle correspond à une charge et une décharge), caractérise la durée de vie de l'accumulateur, c'est-à-dire le nombre de fois où il peut restituer le même niveau d'énergie après chaque nouvelle recharge [41].

- Le nombre de jour d'autonomie se détermine en laissant la batterie alimenter le réseau jusqu'à sa décharge, sans la recharger. (La durée de vie correspond au nombre de cycle charge/décharge que la batterie peut effectuer) [43].

I.4.4. Différents types de batteries

En effet, la différence entre les accumulateurs réside dans la nature chimique utilisée dans leur couple oxydant-réducteur [43]. Les plus utilisés sont :

- l'accumulateur Pb (au plomb);
- l'accumulateur Ni-Cd (au nickel cadmium).
- l'accumulateur NiMH (aux hydrures métalliques de nickel);
- l'accumulateur Li-ion et Li-Po (aux ions de lithium et lithium polymère);

I.4.5.1. Accumulateurs au plomb

Ce type d'accumulateur est le plus ancien des accumulateurs secondaires. En plus, sa technologie est bien connue et très largement utilisée du fait que le coût de fabrication n'est pas élevé. La résistance interne de l'accumulateur au plomb est très faible, et il n'est pas sensible à l'effet mémoire. Néanmoins, cette technologie présente quelques inconvénients qu'on peut noter et qui sont [43] :

- Cycle de vie faible, environ 500 cycles (charge et décharge) dans des applications hybrides.
- Énergie spécifique faible, donc si on veut une grande puissance la batterie d'accumulateurs sera plus lourde.
- Faible performance à basse température.

I.4.5.2. Accumulateurs nickel-cadmium

Les accumulateurs nickel-cadmium ont été découverts en Suède par Waldemar Jungner, qui déposa un premier brevet en 1899, qu'il étendit aux États-Unis en 1901. L'invention mettait en œuvre de l'hydroxyde de nickel (Ni(OH)_2) à l'électrode positive, un mélange de cadmium (Cd) et de fer à l'électrode négative et un électrolyte aqueux, l'hydroxyde de potassium ou potasse (K(OH)). Bien que moins performants que les accumulateurs au Plomb [44], les accumulateurs au Cd-Ni présentent les avantages suivants:

- Énergie spécifique doublement supérieure à celle de l'accumulateur au plomb.
- Puissance spécifique élevée.
- Grande durée de vie.
- Résistance interne très faible,

- Faible autodécharge.
- Bonne performance à basse température.

Ces avantages technologiques par rapport aux batteries de plomb se répercutent fatalement sur le coût du produit, qui est 3 fois supérieur à ce dernier. Aussi le caractère polluant du cadmium est un inconvénient de taille pour ce modèle. Il possède également une faible densité énergétique et se décharge assez rapidement, et est sensible à l'effet mémoire.

I.4.5.3. Accumulateur aux hydrures métalliques de nickel

La recherche sur ce type d'accumulateurs a commencé dans les années 70. L'accumulateur au nickel hydrure métallique a remplacé progressivement celui au nickel cadmium parce qu'il présente de meilleures performances. L'avantage majeur de ce type d'accumulateur c'est qu'il présente un bon compromis entre le prix, l'énergie, la puissance, et l'environnement.

D'autre part, ce type d'accumulateur n'est pas polluant comme le nickel cadmium, car l'hydrogène, absorbé par le métal hydrure, constituant l'électrode négative n'est pas un élément toxique. En plus, les accumulateurs aux hydrures métalliques de nickel sont très peu sensibles à l'effet mémoire par rapport à ceux au nickel cadmium [44].

L'inconvénient c'est que les accumulateurs NiMH ont une durée de vie moins importante que celle des accumulateurs Ni-Cd et une auto décharge plus importante [44].

I.4.5.4. Accumulateurs au lithium

Les premiers accumulateurs de ce type ont été commercialisés par Sony dans les années 90. Les accumulateurs Li-ion présentent l'avantage d'une faible autodécharge et d'une durée de vie élevée (500, voire 1000 cycles) et ils ne sont pas sensible à l'effet mémoire. L'utilisation de lithium en tant qu'électrode négative permet d'obtenir des tensions pouvant aller jusqu'à 4 à 5 V. Combinant donc une capacité spécifique de stockage élevée avec une différence de potentiel importante, les accumulateurs au lithium offrent une densité d'énergie massique attractive.

La principale faiblesse de ce modèle réside dans son aspect sécuritaire: la surchauffe peut entraîner l'explosion. Pour assurer la sécurité, la batterie doit être munie d'un système de protection. L'autre moyen développé est de modifier le couple, en utilisant un accumulateur Li-Polymère, mais malgré tout, le coût élevé dû à la matière première et à la fabrication, reste un des principaux inconvénients de cette technologie [44].

Les caractéristiques de chaque type d'accumulateur sont résumées dans le tableau I.2 [43]:

Caractéristique	Type d'accumulateur			
	Pb	Ni-Cd	NiMH	Li-ion
Durée de vie (année)	4-5	2-3	2-4	7
Nombre de cycle de vie	800	1200	1000	1000
Rendement charge/décharge (%)	50	70-90	66	90
Autodécharge (%)	5	15	20	2
Tension nominale par élément (V)	2,1	1,2	1,2	3,6
Résistance interne (Ohm)	Très faible	0.06 par cellule de 1Ah	0.06 par cellule de 1Ah	Très faible
Température en fonctionnement (°C)	Ambiante	-40 à +80	Ambiante	Ambiante
Énergie massique (Wh/kg)	30-50	45-80	60-110	90-180
Énergie volumique (Wh/l)	75-120	80-150	220-330	220-400
Temps de charge (h)	8	1	1	2-3

Tableau I.1 Caractéristiques des accumulateurs

I.5. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les notions de base concernant les composants énergétiques les plus utilisés dans les systèmes hybrides : le générateur photovoltaïque, le générateur diesel et les batteries d'accumulateurs. Cette étude théorique permet par la suite de définir pour chaque composant un **modèle mathématique** capable de simuler leur comportement dans les conditions réelles de fonctionnement. Mais avant d'entamer la modélisation, il est intéressant de voir l'état de l'art dans ce domaine. Cela fera l'objet du chapitre suivant.

CHAPITRE II

Système Photovoltaïque Hybride : Etat de l'art

II.1. Introduction

Le premier village alimenté par un système hybride comprenant un générateur photovoltaïque et un diesel a été installé le 16 Décembre 1978 à Papago Indian Village, Schuchuli, Arizona, Etats-Unis [45]. L'électricité produite par le système a été utilisée pour alimenter des réfrigérateurs, lave-linges, machines à coudre, des pompes à eau et des éclairages jusqu'à ce qu'un réseau électrique a été étendu au village en 1983 [45].

Les Recherches sur les systèmes hybrides à base de sources d'énergie renouvelables ont commencés il ya environ 30 ans. Les premiers articles sont apparus dans le milieu des années quatre-vingt, mais la littérature sur les systèmes hybrides ne fleurissent qu'au début des années 1990 [46].

Dans ce chapitre, une recherche bibliographique sur les systèmes hybrides à base d'énergie renouvelable a été faite. On s'intéresse plus particulièrement aux systèmes hybrides qui contiennent un générateur PV, les autres structures sont données à titre indicatif.

II.2. Définition et missions des systèmes hybrides

Un système hybride à sources d'énergie renouvelables (SHSER) est un système de **production d'électricité**, comprenant **plus d'une source d'énergie de technologies différentes**, parmi lesquelles **une au moins est renouvelable**. Le système peut comprendre un **dispositif de stockage** et peut fonctionner en **mode autonome** où **connecté au réseau** électrique. D'un point de vue plus global, le système énergétique d'un pays donné peut être considéré comme un système hybride [47-49].

Les SHSER ont pour but [2, 50, 51]:

- ✓ d'assurer l'énergie demandée par la charge et, si possible, de produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergie renouvelable, tout en maintenant la qualité de l'énergie fournie ;
- ✓ de réduire le coût d'énergie produite par le système, tout en assurant une grande fiabilité grâce à la combinaison des sources.
- ✓ de participer au développement du marché de l'énergie renouvelable.
- ✓ d'apporter un outil de développement social et économique pour les zones rurales et isolées.
- ✓ de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

II.3. Principaux Composants des systèmes hybrides

Les systèmes d'énergie hybride (SEH) sont en général constitués de **sources d'énergie renouvelable** et de **sources d'énergie conventionnelle** (figure II.1). Ils peuvent aussi inclure d'autres composants comme les **convertisseurs statiques et dynamiques**, les **systèmes de stockage**, les **charges** et les systèmes de **supervision** [25, 50, 52].

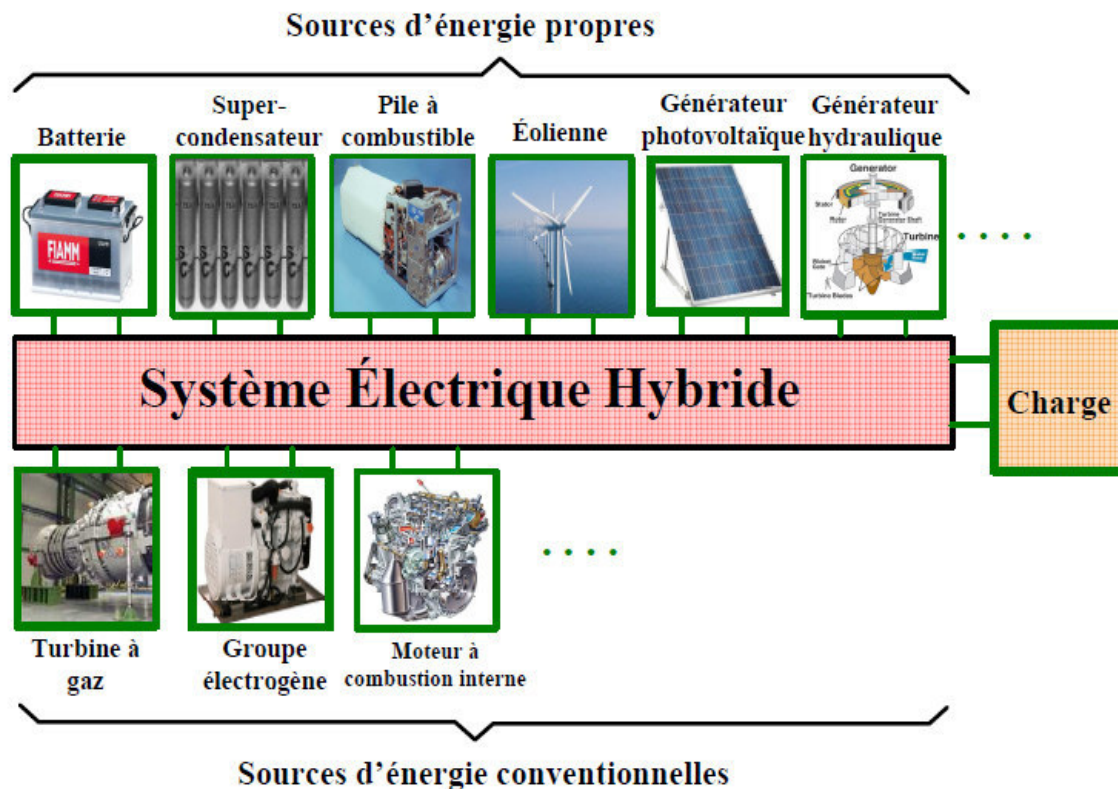


Fig.II. 1. Différents sources utilisables dans un système électrique hybride [53].

➤ **Sources d'énergie renouvelables**

Les panneaux photovoltaïques et les éoliennes sont souvent utilisés dans les SEH. Ceux-ci peuvent inclure d'autre source d'énergie comme : l'hydraulique, le marémotrice, le géothermique.

➤ **Sources d'énergie conventionnelles**

Les sources d'énergie conventionnelles (par opposition aux énergies renouvelables), utilisent les combustibles fossiles comme le pétrole, le charbon, le gaz naturel, pour produire l'énergie électrique. C'est le cas par exemple des groupes électrogènes, des turbine à gaz entraînent des alternateurs, des moteurs à combustion internes [53].

Dans un SEH, le générateur classique est généralement le moteur diesel directement couplé au générateur synchrone.

➤ **Système de stockage**

Le stockage d'énergie est un facteur clef dans un système d'énergie hybride en site isolé. Dans la plupart des cas, les batteries représentent encore la technologie la plus rentable. Il y a d'autres formes de stockage, mais peu utilisées, comme le pompage de l'eau, les volants d'inertie et le stockage de l'hydrogène (les pile à combustible).

Le stockage d'énergie est souvent utilisé dans les petits systèmes hybrides afin de pouvoir alimenter la charge pour une durée relativement longue (des heures ou même des jours). Il est parfois aussi utilisé avec les SEH connectés à des grands réseaux de courant alternatif isolés. Dans ce cas, il est utilisé pour éliminer les fluctuations de puissance à court terme [25].

➤ **Système de supervision**

La plupart des systèmes hybrides comportent une certaine forme de commande. Les **chargeurs de batteries**, par exemple, incluent souvent un système de commande pour empêcher la surcharge des batteries ou que leur état de charge baisse trop. Les réseaux multi-diesel peuvent utiliser des méthodes relativement sophistiquées pour gérer les générateurs diesel et régler le flux de puissance.

Parfois, la commande est intégrée individuellement dans chaque composant du système. Quelques exemples de commandes intégrées sont le gouverneur de vitesse sur le moteur diesel, le **régulateur de tension** sur le générateur synchrone du diesel, la commande de l'éolienne, le **régulateur MPPT** pour le générateur photovoltaïque [25].

Un autre type de commande plus global permet la surveillance de certains ou de tous les composants (Figure II-2). Ce système de surveillance est d'habitude automatique. Les fonctions spécifiques peuvent inclure la commande de démarrage et d'arrêt des générateurs diesels, l'ajustement de leurs points de fonctionnement, le chargement des batteries et la répartition de la puissance pour les différents types de charges [25].

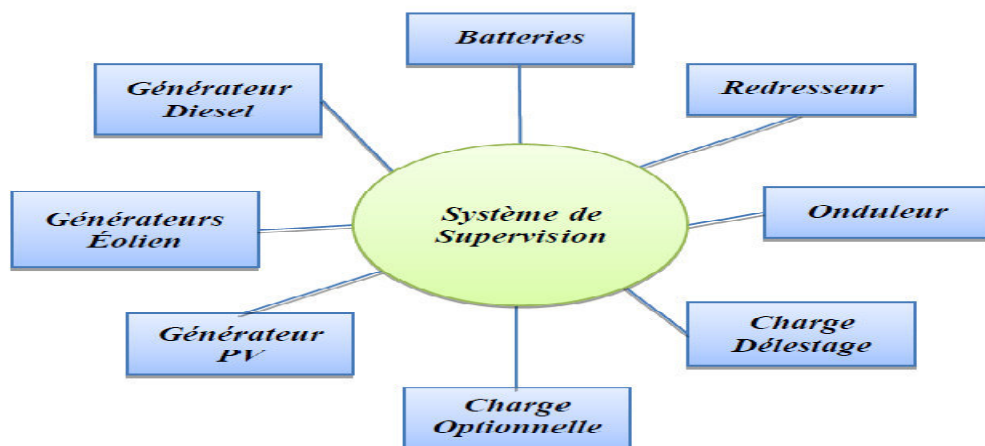


Fig.II. 2. Système de supervision [25].

➤ **Convertisseurs statiques :**

Trois types de convertisseurs sont souvent rencontrés dans les SEH : les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs [25, 50].

- Les redresseurs réalisent la conversion CA/CC. Dans le SEH, ils sont souvent utilisés pour charger des batteries à partir d'une source à CA. Ce sont des appareils relativement simples, pas chers et à bon rendement ils sont généralement monophasés ou triphasés.
- Les onduleurs convertissent le CC en CA. Ils peuvent fonctionner en autonome pour alimenter des charges à CA ou en parallèle avec des sources à CA. Les onduleurs sont autonomes lorsqu'ils imposent leur propre fréquence à la charge. L'onduleur non autonome exige la présence d'une source à CA pour fonctionner. Il y a aussi des onduleurs qui peuvent assurer les deux régimes de fonctionnement : autonome ou en parallèle avec un autre générateur. Ceux-ci sont les plus flexibles, mais sont aussi les plus chers. Parfois, les fonctions de redresseur et d'onduleur sont réalisées par un seul appareil (bidirectionnel).
- Les hacheurs, le troisième type de convertisseurs, permettent de réaliser la conversion CC/CC, par exemple, pour adapter la tension entre deux sources.

➤ **Charges électriques :**

Les charges électriques rendent utile la puissance électrique. Il existe des charges à caractère résistif et inductif. Les charges résistives incluent les ampoules à incandescence, les chauffe-eau etc. Les appareils utilisant des machines électriques sont des charges résistives et inductives. Elles sont les principales consommatrices de puissance réactive. Les charges à CC peuvent avoir aussi des composants inductifs, mais les seuls effets introduits par ceux-ci sont les variations transitoires de tension et courant pendant les changements dans le fonctionnement du système [50].

II.4. Classification des systèmes hybrides

Plusieurs classifications de systèmes hybrides sont réalisées selon le critère choisi. Dans la suite sont présentées les classifications les plus répandues [47, 49].

✓ **Contenu du système**

Trois critères peuvent être pris en compte dans le classement en fonction de la structure du système. Le premier critère est **la présence ou non d'une source d'énergie classique**.

Un second critère possible est **la présence ou non d'un dispositif de stockage**. La présence d'un dispositif de stockage permet d'assurer une meilleure satisfaction des charges électriques pendant les périodes d'absence d'une ressource primaire à convertir en électricité.

La dernière classification possible est celle relative au **type de sources d'énergie renouvelables utilisées**. Un critère important pour la sélection de la source utilisée est le **potentiel énergétique disponible** qui dépend de **l'endroit d'installation** du système hybride. Un autre facteur déterminant est le **consommateur électrique** alimenté. Son importance détermine le besoin d'une source supplémentaire, d'un dispositif de stockage et/ou d'une source conventionnelle etc.

✓ **Configuration du système**

Selon la configuration du système hybride on distingue 3 types :

- Système hybride série ;
- Système hybride commuté ;
- Système hybride parallèle ;

Nous présenterons ci-après, les avantages et les inconvénients de chaque configuration.

✓ **Niveau de puissance**

On distingue 3 types :

Système hybride de **petite puissance** : **inférieur à 1kW**, il est utilisé pour la **télécommunication**, la **météorologie**, et pour **d'autres stations**.

Système hybride de **moyenne puissance** : **entre 1 et 10kW** pour alimenter des **maisons, hôtel...**

Système hybride de **grande puissance** : **supérieure à 10kW** pour alimenter des **îles, village isolé**.

✓ **Mode de fonctionnement**

Les systèmes hybrides peuvent être divisés en deux groupes. Dans le premier groupe, on trouve les systèmes hybrides, travaillant en parallèle avec le réseau électrique, appelés aussi **connectés au réseau**. Ces systèmes contribuent à satisfaire la charge du système électrique du pays.

Les systèmes hybrides du deuxième groupe fonctionnent en régime isolé ou en mode **autonome**. Ils doivent répondre aux besoins des consommateurs situés dans des sites éloignés du réseau électrique : refuges de montagne, îles, villages isolés, panneaux de signalisation routière etc. Une généralisation de la classification présentée est illustrée sur la Figure II.3.

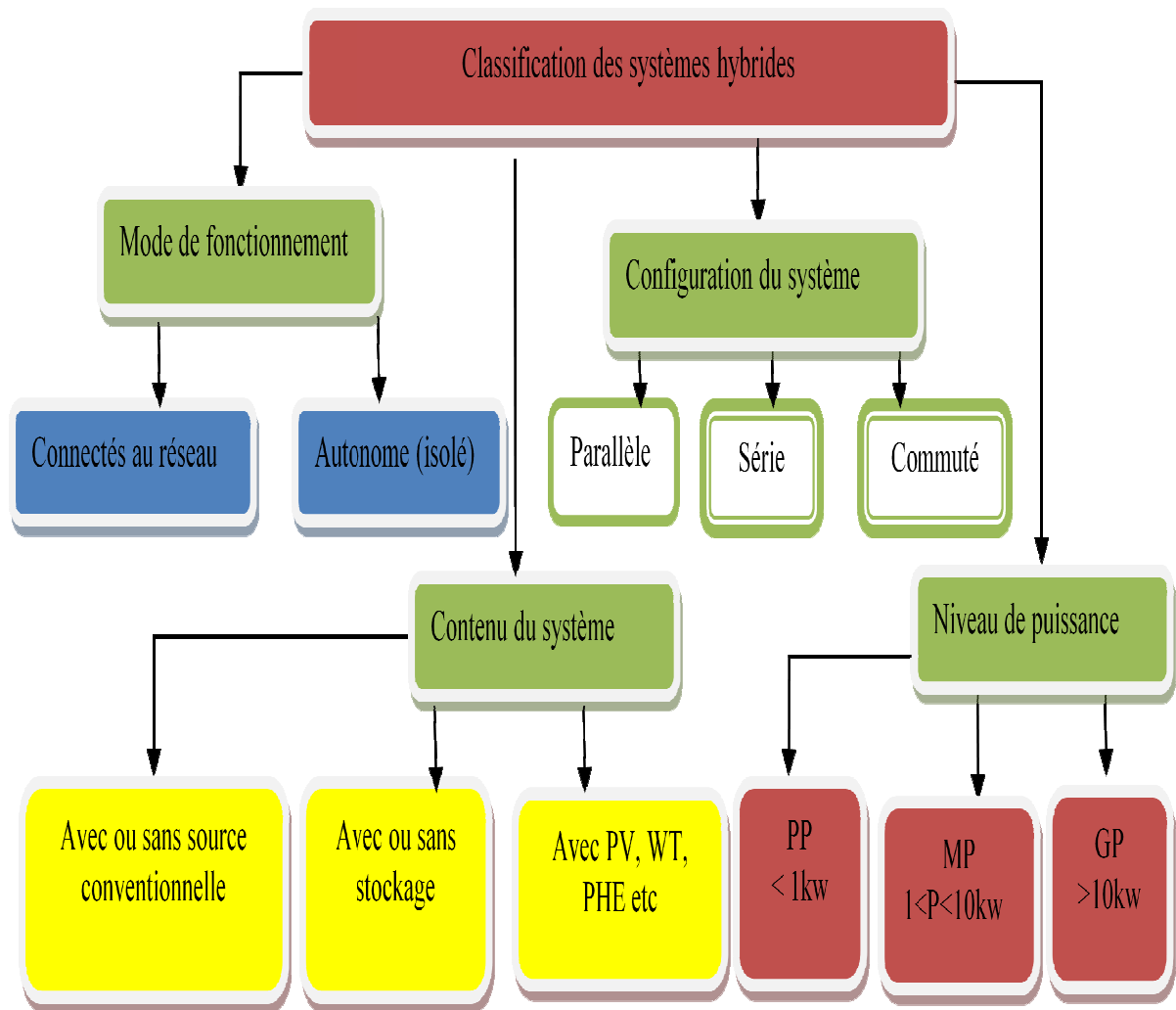


Fig.II. 3. Classification des systèmes hybrides.

II.5. Structures des systèmes hybrides

Au vue de ces nombreux critères, il est aisé d’imaginer la diversité des études sur les systèmes hybrides disponibles. Une synthèse non exhaustive des études réalisées sur ces systèmes est présentée dans ce paragraphe.

II.5.1. Systèmes photovoltaïque/source conventionnelle

Ce type de système hybride est utilisé le plus souvent dans des sites qui se caractérisent par un climat chaud comme par exemple l’Algérie [54], le Maroc [55], le Sénégal [56], l’Arabie saoudite [57], les Maldives [58], la Corse [59], etc., où le potentiel solaire est important.

L’objectif de ces systèmes lorsqu’ils travaillent en mode autonome, est d’alimenter sans interruption une maison [60], un bâtiment de logements [61] ou administratif [62] ou un village [63]. D’autres systèmes alimentent des centres de recherche [64] ou sont également connectés au réseau électrique [65].

On trouve souvent des batteries dans les systèmes autonomes [64], mais aussi dans les systèmes connectés au réseau électrique [66]. D'autres dispositifs de stockage sont également utilisés [67]. Il existe d'autres systèmes qui ne possèdent aucun stockage [68].

Le champ photovoltaïque et les batteries produisent du courant continu. Par contre, les moteurs diesel peuvent entraîner des générateurs continus ou alternatifs.

Le plus souvent les consommateurs demandent du courant alternatif ; on distingue alors différentes configurations de systèmes selon le type de la machine électrique couplée avec le moteur diesel. Ces configurations ont été décrites et classifiées par [49].

La première configuration est la connexion série. Dans ce cas, le générateur diesel est connecté sur le bus de courant continu. La connexion peut être directe (dans le cas d'un générateur de courant continu) ou à travers un redresseur. L'installation photovoltaïque et la batterie sont aussi liées à ce bus. Le consommateur est alimenté par un onduleur (figure II.4).

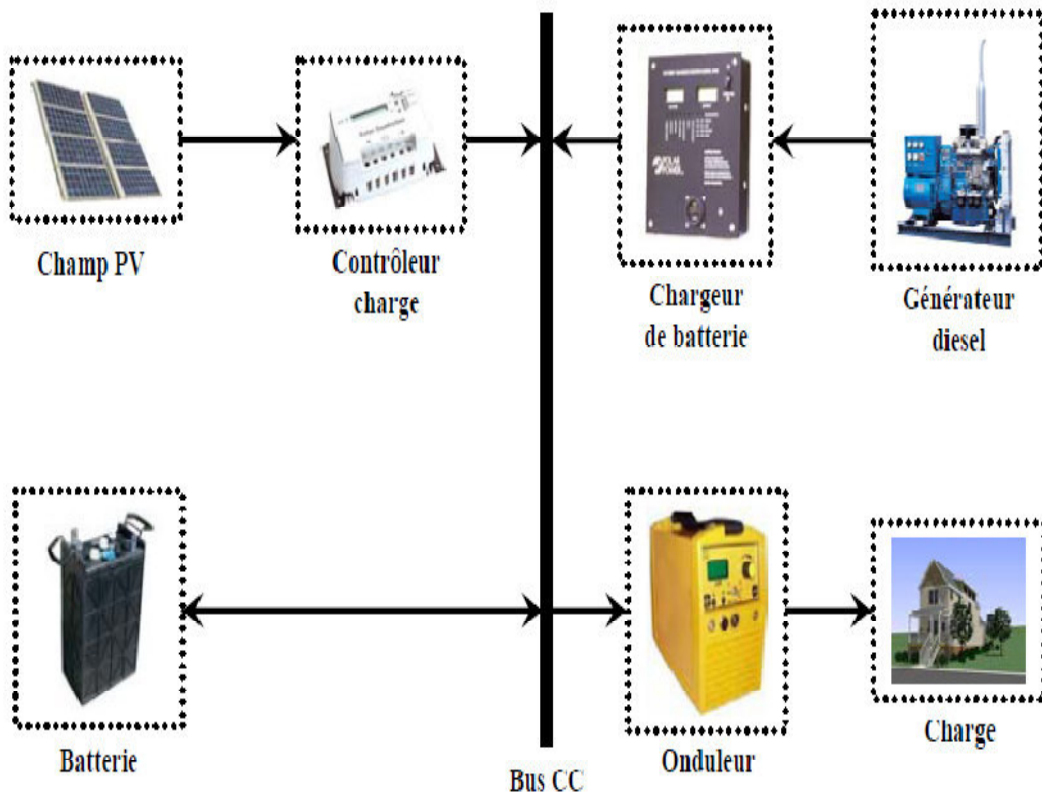


Fig.II. 4. Configuration série du SEH

Dans cette configuration, le générateur diesel peut alimenter la charge à travers les convertisseurs électroniques ou charger la batterie. D'après la stratégie de gestion du système hybride, l'énergie produite par l'installation photovoltaïque peut directement alimenter la charge ou passer par la batterie.

L'alimentation en courant continu est fournie à la batterie à partir de la source d'énergie renouvelable à travers un régulateur de charge ou un régulateur MPPT.

La puissance en courant continu fournie par le champ et la batterie est convertie en courant alternatif par un onduleur pour alimenter la charge.

Cette configuration peut fonctionner en mode manuel ou mode automatique avec l'addition de contrôles appropriés pour détecter la tension de la batterie et démarrer et arrêter automatiquement le moteur du générateur diesel;

Des systèmes de ce type ont été étudiés par différents auteurs [2, 59].

La deuxième configuration possible est à commutation. Le consommateur peut être alimenté soit par la source conventionnelle, soit par l'installation photovoltaïque et la batterie via l'onduleur, mais le fonctionnement en parallèle n'est pas encore possible. La batterie peut être chargée de nouveau par le champ PV et le diesel (figure II.5).

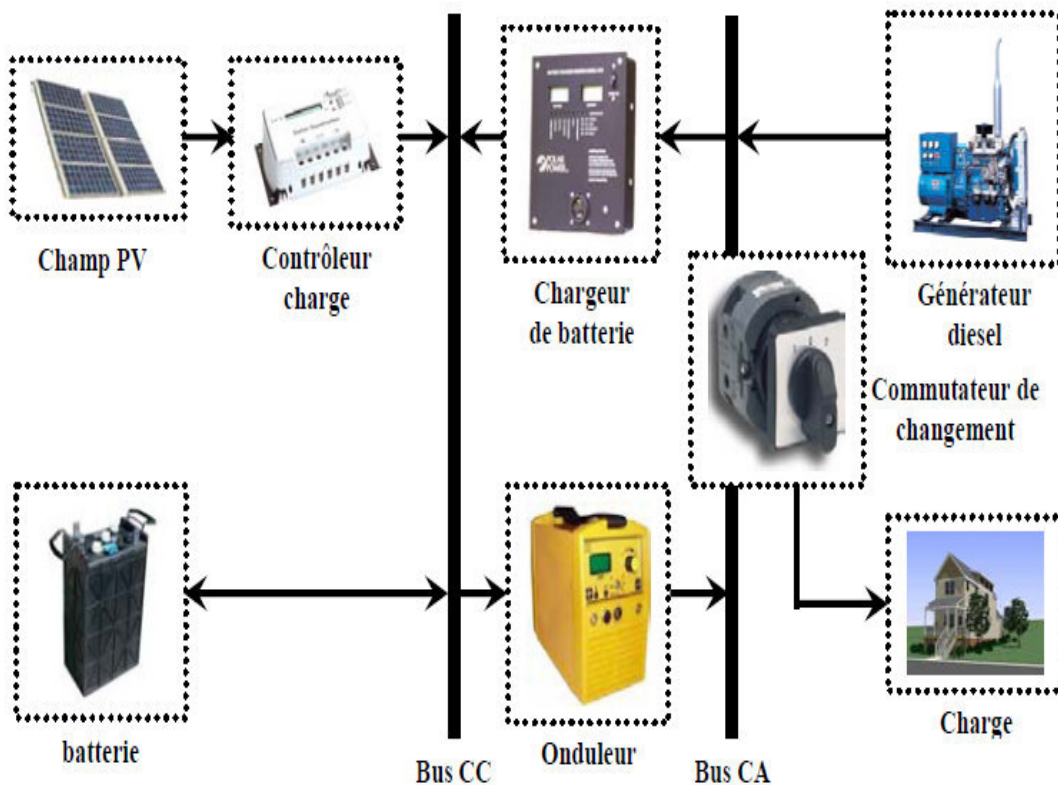


Fig.II. 5. Configuration commutée du SEH

Cette configuration peut fonctionner en mode manuel, mais la complexité du système implique l'utilisation d'un contrôle automatique.

Un tel système fut étudié par [55, 62].

La dernière configuration d'un système hybride photovoltaïque/source conventionnelle est à connexion parallèle. Ici le générateur diesel est interconnecté sur le bus de courant alternatif.

L'installation photovoltaïque et la batterie sont liées sur un autre bus de courant continu. Les deux bus sont connectés à l'aide d'un convertisseur électronique bidirectionnel (figure II.6).

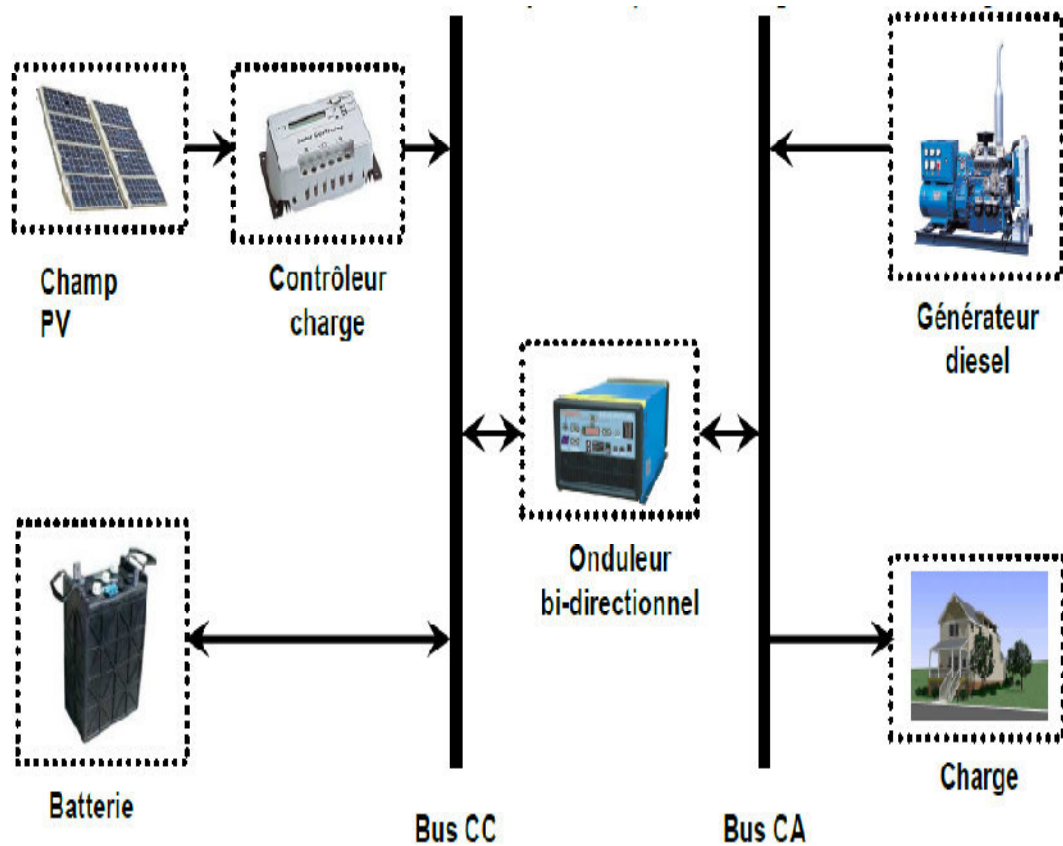


Fig.II. 6. Configuration parallèle du SEH

Dans cette configuration, toutes les sources peuvent alimenter la charge séparément à faible et moyenne demande mais également suppléer les pointes en combinant les sources (par synchronisation du convertisseur avec la forme d'onde de sortie de l'alternateur). L'onduleur bi directionnel peut fonctionner, soit comme un redresseur lorsqu'il y a un excès d'énergie produite par le diesel pour charger la batterie, soit comme un onduleur, pour transférer l'énergie fournie par le champ photovoltaïque ou par la batterie vers la charge. La configuration parallèle permet la mise en œuvre d'une stratégie de contrôle optimal, qui a le potentiel d'améliorer considérablement les performances du système complet.

Des systèmes hybrides avec une telle structure ont été étudiés par [56, 69].

Les publications, consacrées aux systèmes hybrides photovoltaïques/source conventionnelle présentent des résultats issus de systèmes existants et installés [68, 70], d'autres examinent la possibilité d'implantation de panneaux photovoltaïques comme source d'énergie supplémentaire dans des installations existantes avec une source conventionnelle [71, 72].

Des auteurs ont réalisé des études théoriques sur l'analyse des processus qui prennent place au sein du système [64, 73], sur l'optimisation du dimensionnement du système hybride [74, 75], ou sur celle de la stratégie de gestion de l'énergie [76, 77]. Des travaux ont été également réalisés sur des études techniques et économiques [78, 79]. Certains auteurs [64, 66, 77] ont fait appel à des logiciels commerciaux comme : HOMER, LabView et Matlab.

La plupart des publications sur ces systèmes supposent que la source conventionnelle d'énergie est un générateur diesel. Mais on peut trouver des turbines à gaz [80].

II.5.2. Systèmes photovoltaïque/éolien/ source conventionnelle

La mise en place d'un tel système a pour objectif de diversifier les sources d'énergie renouvelables. On recherche ainsi une diminution plus significative de la quantité de fuel consommé puisque les sources renouvelables peuvent se compléter et fournir une plus grande quantité d'énergie [49].

Ce système est adapté pour les sites où l'énergie solaire et l'énergie éolienne ont un potentiel équilibré. Il possède une haute efficacité d'énergie, mais en même temps, ce type de système semble être plus complexe [47].

Ces systèmes alimentent des maisons [81], sites de Telecom [82], ou des villages [83]. Ils peuvent être autonome [84] ou interconnectés avec le système électrique du pays [85].

Le stockage peut être sous forme de batteries [86], de réservoir d'hydrogène avec électrolyseur et pile à combustible [87] ou d'une combinaison des deux [88]. Il existe d'autres systèmes qui ne possèdent aucun stockage [89].

Référence [90] a proposé plusieurs types d'architectures de circuits électriques qui pourraient être utilisés en fonction des besoins des gens et des capacités du site.

Dans la première architecture (figure II.7 (a)), les générateurs et la batterie sont tous installés au même endroit et sont reliés à un bus principal AC avant d'être raccordé à la charge. La puissance délivrée par l'ensemble des systèmes de conversion d'énergie et la batterie est amenée à la charge à travers un seul point.

Dans ce cas, la puissance produite par le système PV et la batterie est convertie en courant alternatif, avant d'être connecté au bus principal AC. Ce système est appelé une architecture centralisée du bus AC.

Les systèmes de conversion d'énergie peuvent également être connectés à la charge d'une autre manière (figure II.7 (b)). Ce système est appelé une architecture décentralisée de bus AC. Les sources d'énergie dans ce cas n'ont pas besoin d'être connecté à une seule barre de bus principal. La puissance générée par chaque source est conditionnée séparément pour être identique à celle requise par la charge.

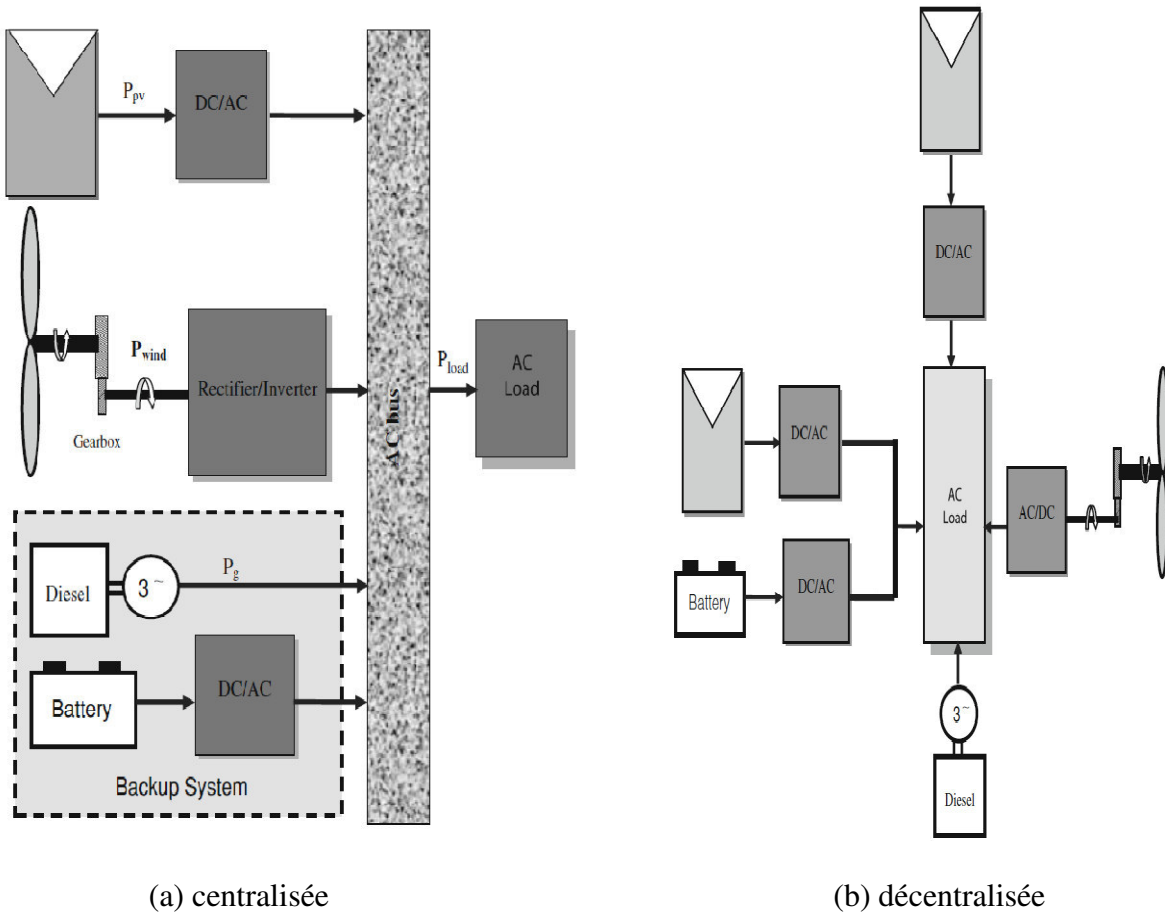


Fig.II. 7. Architecture utilisant un Bus principal AC

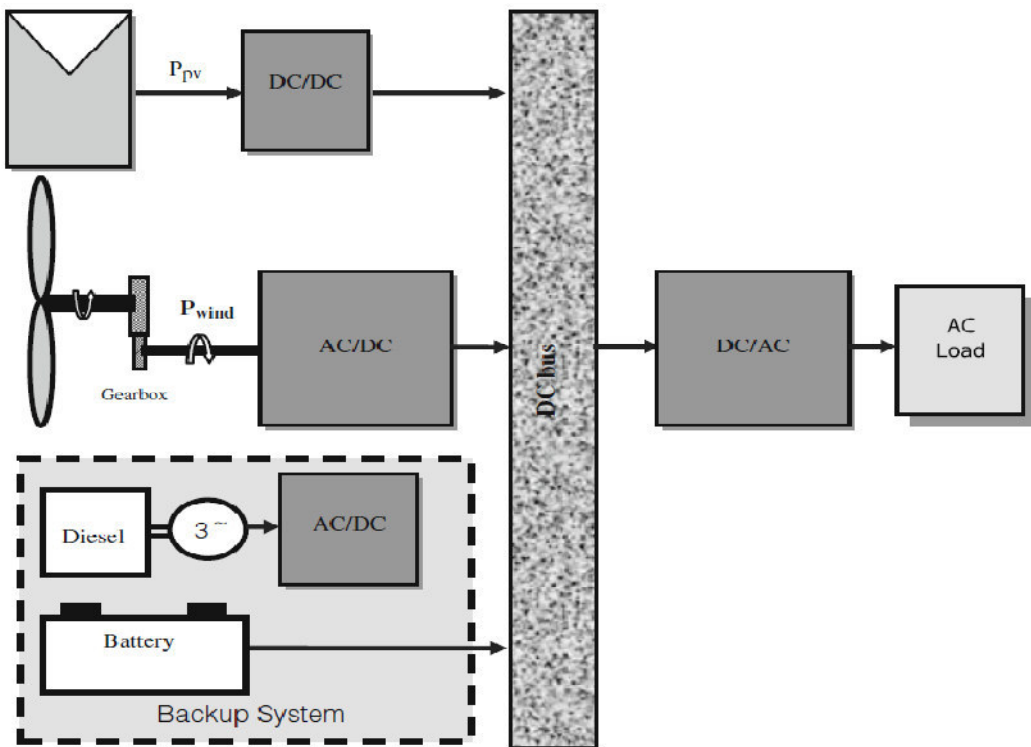


Fig.II. 8. Architecture utilisant un Bus principal DC

La troisième architecture utilise un bus principal DC centralisé (figure II.8). Les systèmes de conversion d'énergie produisant la puissance AC (convertisseur d'énergie éolienne et le générateur diesel) livrent leur puissance aux redresseurs afin de la convertir en DC ensuite elle est livrée à la barre DC de bus principal. Un onduleur principal alimente la charge à partir de ce bus DC.

Une partie des travaux est orientée vers des systèmes installés [91, 92] ou vers la conception de nouveaux systèmes [93]. Des auteurs ont réalisé des études d'optimisation du dimensionnement du système hybride [94, 95].

Pour trouver le système optimal on utilise des algorithmes de recherche d'harmonie [87], des algorithmes de Pareto [96], des algorithmes génétiques et évolutifs [97].

Des travaux ont été également réalisés sur des études économiques [98, 99], sur la stratégie de gestion de l'énergie [79, 86] et sur l'évolution de différentes grandeurs [100].

II.5.3. Systèmes photovoltaïque/éolien

Pour un développement écologique et économique, le couplage d'un système photovoltaïque-éolien peut être très intéressant lorsque les conditions locales sont favorables du point de vue vent et ensoleillement [101].

Il a été observé que les périodes de l'année ayant une faible insolation correspondent à celles ayant un meilleur potentiel éolien et vice versa. Donc si le système est situé dans une place appropriée, et il est correctement dimensionné avec stockage d'énergie, il peut travailler d'une manière très efficace et stable [47].

Ces systèmes sont installés sur tous les continents : en Afrique – Algérie [102], Congo [103]; en Asie – Inde [104], Bangladesh [105], Malaisie [106] et Turquie [107]; en Europe – Royaume uni [108] et France (Corse) [109]; en Amérique de Sud – Brésil [110]; en Amérique de Nord –Etats-Unis [111].

Comme pour les autres systèmes hybrides, ils peuvent assurer l'alimentation des BTS de transmission [107], des ménages [109], des centres de recherche [102] ou des villages [111].

Ces systèmes fonctionnent le plus souvent en régime autonome [111], mais il existe des travaux sur des systèmes connectés au réseau électrique [112].

Les dispositifs de stockage sont plus souvent des batteries [105], parfois un électrolyseur avec réservoir d'hydrogène [113] ou une combinaison de batterie et stockage d'hydrogène [114]. D'autres systèmes sont sans stockage [115].

Les études concernent des systèmes existant [106, 108], des bancs d'essais [102] ou l'élaboration d'un nouveau système hybride [116].

Les travaux concernant le dimensionnement optimal du système hybride utilisent plusieurs méthodes : le mois le plus défavorable [101], coût minimal du kilowattheure produit [105], ou combinaison de ces deux critères [107]. L'auteur dans [104] combine plusieurs critères d'optimisation tels que minimisation de la probabilité de manque d'alimentation, de l'énergie produite non utilisée et du coût du kilowattheure produit. Les procédures d'optimisation utilisent soit des méthodes heuristiques [107] ou encore des logiciels commerciaux [100, 111, 113], tels que : ARENA V 12.0, Matlab et HOMER.

II.5.4. Systèmes photovoltaïque/hydroélectrique

Les centrales hydrauliques utilisent la force de l'eau en mouvement, autrement dit l'énergie hydraulique des courants ou des chutes d'eau (fleuves, rivières, lacs, mers), pour la transformer en énergie électrique. L'hydroélectricité est une énergie renouvelable. La production au fil de l'eau ne consomme ni eau ni combustibles fossiles, elle utilise une source d'énergie primaire renouvelable et inépuisable (le courant d'eau), et fournissent une électricité à faible coût.

Les petites centrales hydroélectriques utilisent le plus souvent " fil de l'eau ", n'entraînant pas la mise en fourrière d'eau importante, ne nécessitant donc pas la construction de grands barrages et réservoirs.

Cependant, la quantité d'énergie qui peut être produite dépend de la quantité d'eau disponible et la variabilité de l'écoulement tout au long de l'année.

Dans certains pays, la saison la moins favorable pour les ressources hydrauliques correspond à la saison sèche lorsque la ressource solaire est hautement disponible. Une exploitation cohérente de la complémentarité de ces deux sources d'énergie semble nécessaire pour maintenir un niveau constant de production d'électricité dans des sites favorables [117].

Les auteurs dans [118, 119], ont indiqué que l'hybridation fiable et productive des SER et de l'énergie hydraulique ne peut être réalisée qu'avec des générateurs photovoltaïques.

Plusieurs sites dans le monde sont favorables pour installer ce type de système hybride tel que l'Afrique équatorial : le Cameroun [117], l'Europe : la Croatie [118], l'Amérique du sud : le Brésil [119]. Ces systèmes peuvent être utilisés pour alimenter des maisons [120] ou des villages [117]. Ils travaillent le plus souvent en mode autonome, mais il existe des travaux sur des systèmes connectés au réseau [120]. Le stockage est assuré en général par des batteries, mais parfois en trouve des piles à combustible [121].

Comme pour les autres systèmes il y a des travaux sur des installations existantes [121], sur l'optimisation du dimensionnement [122], ou sur la stratégie de fonctionnement et l'effet de complémentarité des sources [123]. Les logiciels commerciaux de simulation utilisés par les auteurs [121, 124] sont : HOMER et MATLAB.

II.5.5. Systèmes photovoltaïque/éolienne/hydroélectrique

Ces systèmes combinent les caractéristiques complémentaires des trois sources d'énergie renouvelable : l'eau, le soleil et le vent (figure II.9), afin d'améliorer la fiabilité du système et de réduire ses coûts [125]. On peut utiliser ces systèmes dans plusieurs sites dans le monde telle que Ethiopie [126], Chine [127], Roumanie [128], Corse [129], pour alimenter des maisons [130], ou un village[131].

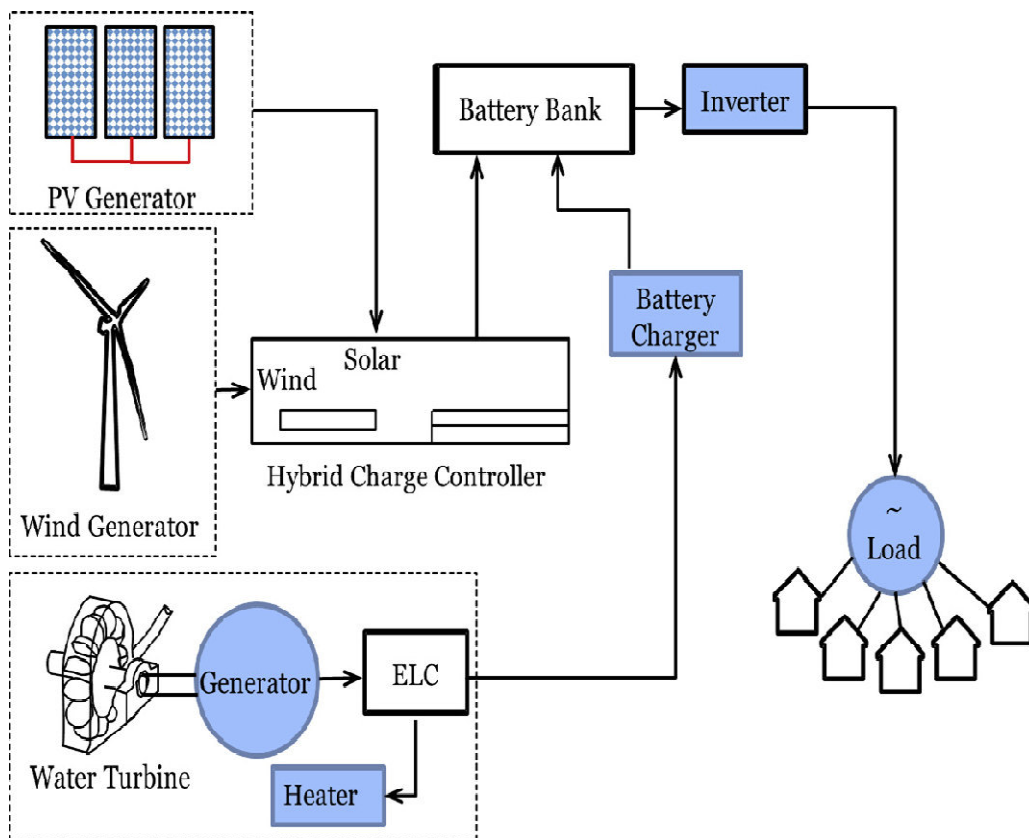


Fig.II. 9. Systèmes photovoltaïque/éolienne/hydroélectrique [125].

La plupart des systèmes étudiés travaillent en mode autonome et le stockage est assuré en général par des batteries et parfois par des piles à combustible [132].

Il y a des travaux sur des projets existants [130], sur le comportement dynamique des systèmes [133] ou sur l'optimisation du dimensionnement [132]. Pour étudier ce genre de systèmes les auteurs utilisent les algorithmes génétiques [133], les algorithmes des fourmis [132], ou ils font appel à des logiciels commerciaux [125, 133, 134] comme : HOMER, MATLAB et EMTP/ATP.

II.6. Dimensionnement et optimisation des systèmes hybrides

Le processus de **conception** des systèmes d'énergie hybride exige la **sélection** et le **dimensionnement** de la **combinaison** la plus **optimale** des sources d'énergie, des convertisseurs et du système de stockage, ainsi que l'implémentation d'une **stratégie de fonctionnement efficace** [50] [135]. Par ailleurs, la démarche de conception adoptée doit permettre d'identifier la configuration optimale satisfaisant aussi bien les besoins fonctionnels que les besoins économiques. Toutefois, cette tâche s'avère compliquée ; en effet, son but est de trouver un compromis entre plusieurs facteurs telle que :

- ✓ Les conditions environnementales du site (vitesse du vent, éclairage énergétique, température, humidité) ;
- ✓ Le profil de consommation;
- ✓ Les préférences et les demandes du client ;
- ✓ Les ressources financières ;
- ✓ La disponibilité de la technologie et le support technique.

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

- assurer une production suffisante pour couvrir l'ensemble de la consommation électrique des utilisateurs ;
- garantir le coût minimum de l'énergie consommée par les utilisateurs.

Pour répondre à ce problème d'optimisation, plusieurs méthodes ont été proposées dans la littérature, on peut citer:

- ✓ la moyenne mensuelle annuelle [136, 137].
- ✓ le mois le plus défavorable [103].
- ✓ La probabilité de perte de la charge [49, 74].
- ✓ La probabilité de perte d'approvisionnement [138, 139].
- ✓ Algorithmes génétiques [140].
- ✓ Algorithmes de Pareto [95, 96].

Les logiciels de dimensionnement sont des outils indispensables pour l'analyse et la comparaison des différentes combinaisons possibles des sources utilisées dans les SEH. Il existe plusieurs logiciels de dimensionnement parmi lesquels les plus connus sont [49, 135, 141] : HOMER, RESCREEN, PVSYST, SOMES, RAPSIM, SOLSIM, HYBRID2, HOGA, INSEL.

II.7. Commande des systèmes hybrides

Le problème principal dans la commande de SEH est de pouvoir fournir l'énergie demandée par la charge, malgré les grandes variations de l'énergie produite, tout en maintenant la fréquence et la tension du bus à CA dans des limites acceptables. Les variations de la production sont causées par la nature stochastique des ressources renouvelables.

Deux aspects principaux doivent être pris en compte dans la commande du SEH [49] :

1. La stratégie de fonctionnement, qui implique des décisions liées au flux d'énergie à l'échelle de plusieurs heures ou jours et des actions pour améliorer le fonctionnement du système,

2. La qualité de l'énergie, à l'échelle des secondes ou millisecondes. Cela concerne la stabilité de la fréquence et de la tension, les protections, etc.

II.7.1. Stratégie de fonctionnement

La stratégie de fonctionnement est un algorithme de contrôle de l'interaction entre les divers composants du système. Il permet au système de supervision de décider combien et quels générateurs il faut mettre en marche, quelles charges sont connectées et comment utiliser le stockage, si disponible [77, 88].

Le fonctionnement d'un SEH dépend des paramètres suivants :

- Le profil de la charge : les variations diurnes et saisonnières, les pics et les creux, etc.
- Les caractéristiques des ressources renouvelables : les valeurs moyennes et extrêmes, l'écart type, la fréquence des événements, les variations diurnes et saisonnières
- Les caractéristiques des générateurs classiques : le type du carburant, les limites de fonctionnement, etc.
- La configuration du système : le nombre et le types de composants (les sources d'énergie renouvelable, le générateur classique, la charge, le stockage, les convertisseurs de puissance, etc.).
- Les normes et les exigences du client : la continuité du service, la qualité de l'énergie qui concerne les variations de la tension et de la fréquence.

Le système de gestion de l'énergie doit faire face à des objectifs contradictoires de fonctionnement du système:

- L'efficacité du système à Maximiser;
- Réduire la consommation de carburant de générateur diesel;

- Maximiser l'utilisation des ressources renouvelables;
- Maximiser la durée de vie des composants du système;
- Sauvegarder le fonctionnement fiable du système;
- Envisagez les contraintes opérationnelles, telles que les priorités de charge, les limites du générateur diesel, ou l'état de charge minimale de la batterie.

Par conséquent, certaines stratégies de fonctionnement peuvent être plus efficaces dans des applications particulières en fonction des objectifs du système et les caractéristiques présentées ci-dessus. Une brève description de quelques stratégies de fonctionnement est donnée ci-après :

A) Stratégie de stockage à long terme

Le stockage à long terme, est utilisé pour alimenter la charge sur une période de temps plus longue. Cette stratégie, permet d'améliorer l'équilibre énergétique et de réduire les cycles démarrage/arrêt des GD et donc, la consommation de carburant. Avec cette stratégie, le GD est arrêté jusqu'à ce que l'état de charge du système de stockage atteigne un niveau minimal. Une fois ce seuil atteint, le GD redémarre et reste en fonctionnement jusqu'à ce que l'état de charge du système de stockage atteigne un niveau maximal et le cycle se répète encore une fois et ainsi de suite [142, 143].

B) Stratégie de rasage de pointe

Le stockage aide les générateurs pour alimenter la charge pendant la période de pointe. Cette stratégie est généralement utilisée lorsque les générateurs de combustibles fossiles seuls ne peuvent pas répondre à la demande. Ce cas se produit uniquement lorsque la demande nette est généralement supérieure à la capacité des générateurs de combustibles fossiles. Cette stratégie permet de filtrer les fluctuations des énergies renouvelables et/ou de la charge, et réduit également le nombre de cycles démarrage/arrêt des générateurs diesel, donc la consommation de carburant [144].

C) Stratégie de gestion de la charge

Cette stratégie peut être classée en deux types: gestion à court terme et gestion à long terme. Les deux approches font usage des charges contrôlables pour faire varier la demande totale correspondant à la puissance disponible. Par conséquent, le système doit être divisé en plusieurs charges, généralement avec des priorités différentes, qui peuvent être commutées d'une manière appropriée [50, 145].

La gestion à court terme connecte et déconnecte les charges du système en fonction du dépassement de certains seuils fixes pour la fréquence du bus à CA. Les charges sont connectées de manière progressive, selon les variations de la fréquence.

La charge de délestage (dump load) est une charge spéciale dont la puissance peut être modifiée en fonction de la déviation de fréquence. Elle peut aider à régler la fréquence du réseau dans des conditions de surplus d'énergie.

La gestion à long terme assure l'équilibre énergétique sur des intervalles de temps importants. Les charges différées et optionnelles ont en général une priorité réduite pendant une partie de la journée. Elles doivent être connectées seulement quand leur régime de priorité est élevé. Dans le cas du pompage de l'eau, quand le niveau de l'eau dans le bassin est bas, la pompe acquiert une priorité élevée et elle doit démarrer. La stratégie de gestion des charges peut aussi être utilisée pour réduire les pertes énergétiques du GD.

D) Stratégie de la réserve tournante

La réserve tournante est définie comme étant l'exigence du système de commande définie par la capacité des générateurs classiques de couvrir les changements immédiats causés par l'arrêt des générateurs d'énergie renouvelable et par l'augmentation soudaine de la charge. En effet, la réserve tournante détermine la capacité instantanée de réserve minimale du GD en fonction des prévisions de la production d'énergie renouvelable et de l'évolution de la charge. Une réserve d'énergie doit être toujours disponible pour éviter l'effondrement du système lors d'une réduction soudaine de la production d'énergie renouvelable [50, 145].

E) Stratégie de temps d'exécution minimum

Cette stratégie consiste à maintenir le GD en fonctionnement pour une durée minimale prédéfinie en fonction de la variabilité de la charge ou de la variabilité de l'énergie renouvelable. Celle-ci est utilisée pour réduire le nombre de démarrages/arrêts quand la puissance nette (la différence entre la puissance consommée par la charge et la puissance renouvelable) varie beaucoup. La minimisation du nombre de démarrages / arrêts du GD peut permettre d'éviter l'usure des moteurs diesels et leurs démarreurs et en même temps réduire la consommation de carburant [50, 145].

II.7.2. Qualité de l'énergie électrique produite par les systèmes hybrides

Le terme « qualité de l'énergie électrique » fait référence à la stabilité de la tension, à la stabilité de la fréquence du réseau et à l'absence, dans le réseau électrique, de différents phénomènes électriques (comme, par exemple, le flicker ou des distorsions harmoniques).

Bien qu'il n'y ait pas de normes internationales spécifiques pour les systèmes de génération en site isolé, les caractéristiques du réseau isolé doivent être semblables aux caractéristiques des grands réseaux interconnectés.

Les consommateurs qui sont connectés aux réseaux isolés, tout comme ceux connectés aux grands réseaux interconnectés, utilisent les mêmes appareils.

Par, conséquent, les exigences de qualité de l'énergie sont généralement les mêmes. La plupart des mesures et définitions utilisées dans les normes sont basées sur l'analyse de la fréquence et de la tension. La norme européenne EN50160 [146] inclut des recommandations pour les valeurs de la tension des réseaux isolés, c'est-à-dire des réseaux non reliés à un grand réseau interconnecté.

Plusieurs études ont été réalisées sur la qualité de l'énergie électrique des systèmes isolés comportant des sources d'énergie renouvelable.

Dans la référence [147], les auteurs proposent l'amélioration de la qualité de l'énergie électrique produite par un système photovoltaïque-éolien autonome hybride en utilisant les dispositifs FACTS. Les auteurs dans [148], utilisent une méthode de contrôle de fréquence basée sur un estimateur de puissance de la charge et un système de stockage d'énergie pour un système hybride photovoltaïque-diesel connecté au réseau . Un filtre LC-LC a été proposé dans [149] pour éliminer les fluctuations de tension et supprimer les harmoniques de haute fréquence afin d'améliorer la qualité de l'alimentation d'un système PV- diesel hybride.

II.8. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté une description générale concernant les études menées sur les systèmes hybrides en terme : structures et architectures, dimensionnement et optimisation ainsi que les stratégies de fonctionnement et la qualité d'énergie produite.

Sur la base de cette étude bibliographique, nous avons constaté que le comportement et la maîtrise des performances des systèmes hybrides ont été peu étudiés par les chercheurs.

A cet effet, l'objectif principal de ce travail est l'analyse du comportement et la maîtrise des performances d'un système PV hybride.

Pour atteindre ce but, la première étape est de faire une modélisation détaillée des différents composants du système. Ceci fera l'objet du le chapitre suivant.

CHAPITRE III

Modélisation et Simulation du Système Hybride

III.1. Introduction

Dans le cadre de ce chapitre, nous proposons l'élaboration des modèles mathématiques pour les différents composants d'un système hybride pilote contenant un générateur photovoltaïque, un groupe électrogène, un stockage par batterie ainsi que d'autres composants de conversion et de commande.

Le recours à la modélisation de cette nouvelle technologie est nécessaire afin d'approfondir les connaissances et de maîtriser l'exploitation de ce type d'installation. En effet, il est important de signaler la nature aléatoire des conditions météo, ainsi, le profil du consommateur est également non déterminé. Donc il est intéressant de prévoir le fonctionnement du système hybride dans différentes situations.

Pour atteindre notre objectif, nous avons choisi la simplicité de l'approche pour tout le système sur la base d'une bibliographie riche en tenant compte des données fournies par les constructeurs. Ensuite, à partir des modèles mathématiques retenus, nous avons établi des programmes sous Matlab pour simuler l'influence des paramètres sur les caractéristiques des différents éléments de la chaîne de conversion.

III.2. Présentation du système choisi

Le système que nous cherchons à modéliser (Fig III.1) est composé des équipements suivants :

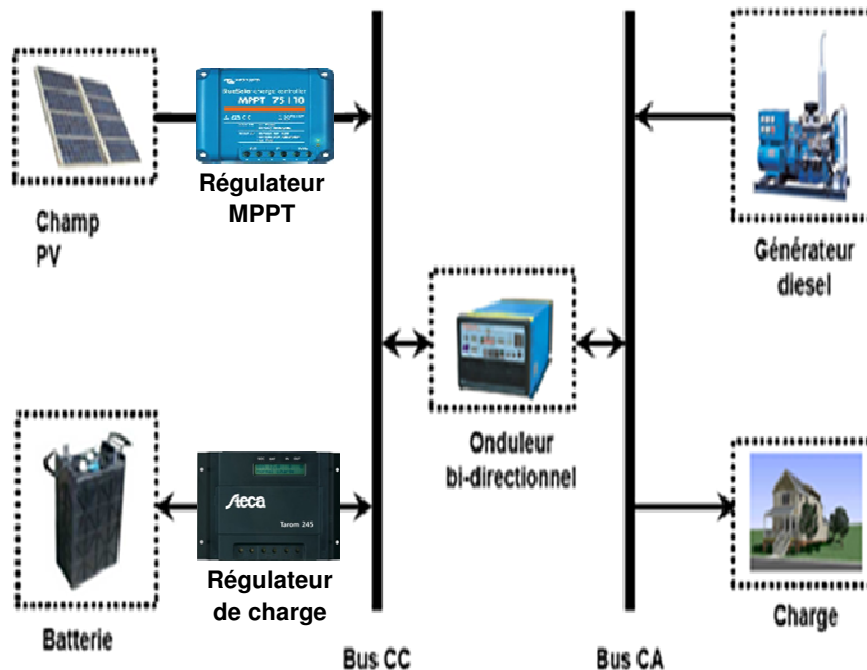


Fig.III. 1. Système à étudier.

- Un générateur photovoltaïque
- Un groupe électrogène
- Un système de stockage
- Un convertisseur bidirectionnel
- Une charge électrique

Dans ce travail, nous avons opté pour la configuration **parallèle** car elle présente plus d'avantages par rapport aux autres configurations [voir annexe A], et notre système travaille en mode **autonome** et doit alimenter une charge alternative **moyenne**.

III.3. Méthodologie de l'étude

Dans ce travail nous avons adopté une approche simple pour étudier le système hybride contrairement aux travaux antérieurs qui utilisent des méthodes compliqués (voir chapitre II).

Le principe de l'approche est le suivant (Fig.III.2):

- A partir des informations théoriques concernant la constitution et le principe de fonctionnement de chaque équipement (voir chapitre I).
- Nous avons défini un modèle mathématique qui tient compte des données fournies par les constructeurs.
- Sur la base de ces modèles nous avons développé sous l'environnement Matlab des programmes pour simuler l'influence des paramètres sur les caractéristiques de chaque équipement. Les modèles de simulation peuvent être utilisés par partie, ce qui nous permet d'adapter la modélisation aux objectifs des simulations.

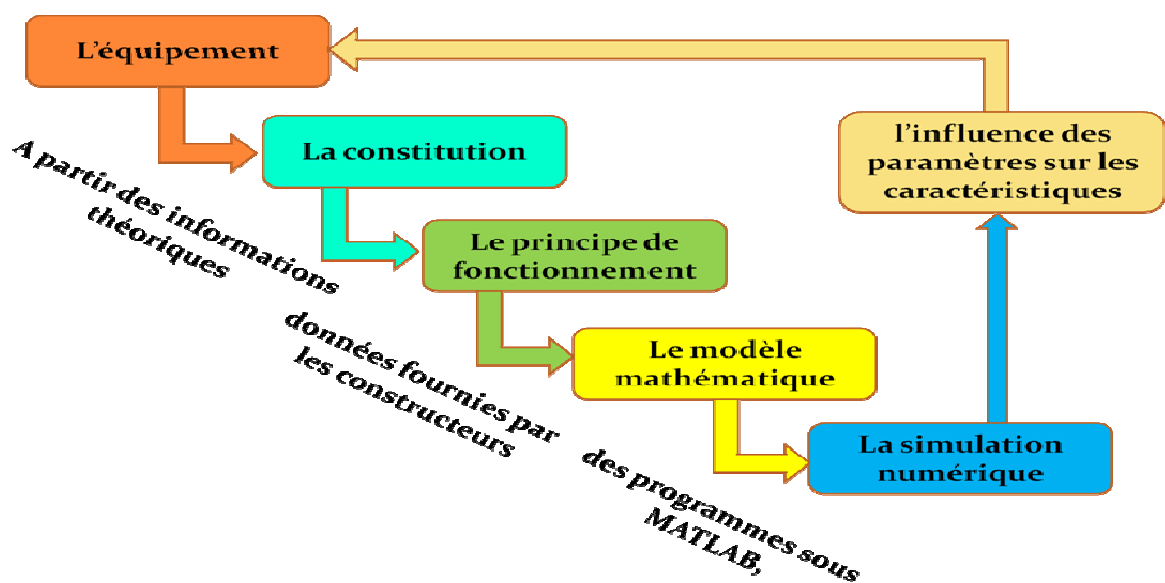


Fig.III. 2. Méthodologie de l'étude du système hybride.

III.4. Modélisation

Les caractéristiques qui contribuent à compliquer le processus de conception et l'exploitation d'un système hybride sont :

- La nature intermittente de sources d'énergie renouvelables et son incertitude ;
- Le grand nombre de configurations de systèmes et d'équipements ;

Par conséquent, des modèles doivent être définis pour simuler le comportement complexe de ces systèmes composites.

III.4.1. Modélisation du générateur PV

Dans ce travail, et afin de modéliser le générateur PV, nous avons utilisé le modèle à une diode. Ce modèle est basé sur le schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque (Fig.III.3) constitué d'une source de courant qui modélise la conversion du flux lumineux en énergie électrique, une résistance shunt R_p est une conséquence de l'état de surface le long de la périphérie de la cellule, une résistance série R_s représentant les diverses résistances de contacts et de connexions, une diode en parallèle qui modélise la jonction PN [150-154].

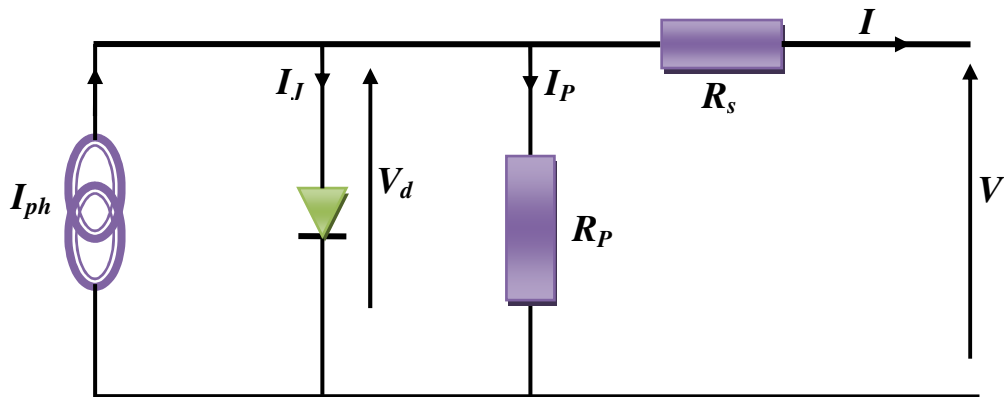


Fig.III. 3. Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque.

Le courant généré par la cellule est donné par l'équation suivante:

$$I = I_{ph} - I_j - I_p \quad (III.1)$$

Le courant qui passe dans la résistance shunt est donné par l'expression :

$$I_p = \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (III.2)$$

Le courant de jonction est donné par [150-154]:

$$I_j = I_0 \left[\exp \left[\frac{q(V + IR_s)}{AkT} \right] - 1 \right] \quad (III.3)$$

Avec

I_0 : courant de saturation de la diode (A).

A : facteur d'idéalité de la diode.

k : constante de Boltzmann (J/K) ;

T : température de la cellule (K)

q : charge d'électron (C)

V : tension aux bornes de la cellule ;

En remplaçant (III.2) et (III.3) dans (III.1) on aura [150-154]:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left[\frac{q(V + IR_s)}{AkT} \right] - 1 \right] - \left[\frac{V + IR_s}{R_p} \right] \quad (III.4)$$

Pour un module photovoltaïque de n_s cellules en série l'équation (III.4) devient [150-154]:

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left[\frac{q(V + IR_s)}{n_s AkT} \right] - 1 \right] - \left[\frac{V + IR_s}{R_p} \right] \quad (III.5)$$

Avec $I, I_{ph}, I_0, V, R_s, R_p$ sont les paramètres d'un panneaux photovoltaïque.

n_s : nombre des cellules en série.

On a le courant I_{ph} généré par la lumière [143, 151]:

$$I_{ph} = \left(\frac{R_s + R_p}{R_p} \right) I_{sc_n} \left[\left(1 + \frac{k_i}{100} (T - T_n) \right) \frac{G}{G_n} \right] \quad (III.6)$$

Et le courant I_0 de saturation peut être exprimé par la formule suivante [150-152]:

$$I_0 = \frac{I_{sc_n} \left(1 + \frac{k_i}{100} (T - T_n) \right)}{\left[\exp \left(\frac{(V_{co_n} + k_v (T - T_n)) q}{n_s AkT} \right) - 1 \right]} \quad (III.7)$$

Avec :

I_{sc_n} : le courant de court-circuit nominal (A);

V_{co_n} : la tension du circuit ouvert nominale (V);

T et T_n étant la température actuelle et nominale (conditions STC) [en Kelvin], respectivement;

G et G_n sont les irradiances actuelle et nominale (conditions STC) [W/m^2], respectivement ;

k_i : coefficient de l'effet de température sur I_{sc_n} [%/°C]

k_v : coefficient de l'effet de température sur V_{co_n} [V/°C]

Pour un générateur PV de $N_{ss} \times N_{pp}$ panneaux en série et en parallèle l'équation (III.5) devient :

$$I = N_{pp}I_{ph} - N_{pp}I_0 \left[\exp \left[\frac{q(V + IR_s(N_{ss}/N_{pp}))}{n_s AkT} N_{ss} \right] - 1 \right] - \left[\frac{(V + IR_s(N_{ss}/N_{pp}))N_{ss}}{R_p(N_{ss}/N_{pp})} \right] \quad (III.8)$$

Avec :

N_{ss} : nombre des panneaux en série

N_{pp} : nombre des panneaux en parallèle.

Et la puissance du générateur P_{pv} est donnée par l'équation suivante :

$$P_{pv} = I * V \quad (III.9)$$

Les paramètres I_{ph} , I_0 , R_s , R_p , du modèle peuvent être calculés à partir des données expérimentales fournies par le fabricant dans la fiche technique du panneau PV.

III.4.2. Modélisation du Stockage

Pour modéliser le stockage nous avons utilisé le modèle de CIEMAT [155-157], ce dernier est basé sur le schéma électrique de la (Fig.III.4).

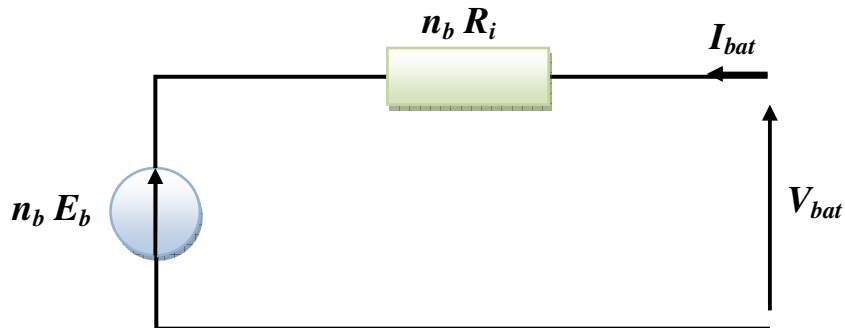


Fig.III. 4. Schéma électrique équivalent de n_b éléments de batteries en séries.

Pour n_b cellules en séries, nous pouvons écrire l'équation suivante:

$$V_{bat} = n_b * E_b + n_b * R_i * I_{bat} \quad (III.10)$$

Où V_{bat} : la tension de la batterie

I_{bat} : le courant de la batterie (en convention récepteur),

E_b : la force électromotrice (dépend de l'état de charge de la batterie notée EDC),

R_i : la résistance interne d'un élément (dépend de l'état de charge de la batterie notée EDC).

Modèle de la capacité :

Le modèle de la capacité donne la quantité de charge théorique « C_{bat} » que peut restituer la batterie, en fonction du courant moyen de décharge $I_{bat.moy}$. Son expression est établie à partir du courant I_{10} caractéristique correspondant au régime de fonctionnement C_{10} (avec cette valeur représentant la capacité de la batterie sur un régime de décharge à courant constant pendant 10 heures: $C_{10} = 10 \cdot I_{10}$) [155-157].

$$\frac{C_{bat}}{C_{10}} = \frac{1.67}{1 + 0.67 * \left(\frac{I_{bat.moy}}{I_{10}}\right)} * (1 + 0.005 * \Delta T) \quad (III.11)$$

Où « ΔT » est l'échauffement de l'accumulateur (supposé identique pour tous les éléments) par rapport à une température ambiante de 25°C. La capacité « C_{bat} » sert de référence pour déterminer l'état de charge de la batterie EDC (%). Ce dernier sera formulé en fonction de la quantité de charge manquante à la batterie, « Q_{bat} » [155-157].

$$EDC = 1 - \frac{Q_{bat}}{C_{bat}} \quad (III.12)$$

L'évolution temporelle de « Q_{bat} » dépend du mode de fonctionnement de la batterie (croît en décharge, décroît en charge, en convention récepteur). L'évaluation de Q_{bat} est effectuée par la loi de coulomb [155-157].

$$Q_{bat} = I_{bat} * t \quad (III.13)$$

Avec « t » la durée de fonctionnement de la batterie avec un courant « I_{bat} ».

Equations de la tension

L'expression de la tension de batterie est élaborée à partir de l'équation (III.10), pour les deux régimes : en charge (indice « ch ») et en décharge (indice « d »), cette structure est liée aux deux éléments internes de la batterie (la force électromotrice et la résistance interne) [155-157]:

$$V_{ch} = n_b * (2 + 0.16 * EDC) + n_b \frac{|I_{bat}|}{C_{10}} * \left[\frac{6}{1 + I_{bat}^{0.86}} + \frac{0.48}{(1 - EDC)^{1.2}} + 0.036 \right] * (1 - 0.025 * \Delta T) \quad (III.14)$$

$$V_d = n_b * (2.085 - 0.12 * (1 - EDC)) - n_b \frac{|I_{bat}|}{C_{10}} * \left[\frac{4}{|I_{bat}|^{1.3}} + \frac{0.27}{(EDC)^{1.5}} + 0.02 \right] * (1 - 0.007 * \Delta T) \quad (III.15)$$

Tous les paramètres du modèle peuvent être obtenus à partir de la fiche technique de la batterie choisie.

III.4.3. Modélisation du Générateur Diesel

Le générateur Diesel peut générer la puissance nominale demandée par la charge et le surplus d'énergie peut être utilisé pour charger les batteries.

L'énergie produite par un générateur Diesel est exprimée par [158]:

$$E_{ge} = P_n * \eta_{ge} * t_{ge} \quad (III.16)$$

Où: η_{ge} : est le rendement du générateur Diesel [%]

t_{ge} : le temps de fonctionnement du générateur Diesel [h]

P_n : la puissance nominale de sortie du générateur Diesel [kW]

Pour modéliser le générateur Diesel on utilise sa consommation de carburant (horaire en l/h ou spécifique en l/kWh) qui est en fonction de la puissance électrique produite et de ses caractéristiques (Fig.III.5).



Fig.III. 5. Modèle du Générateur Diesel.

La consommation horaire de carburant d'un générateur Diesel $q(t)$ en l/h peut être exprimée comme suit [159] :

$$q(t) = a * P_{ge}(t) + B * P_n \quad (III.17)$$

Où a (l/kWh) et B (l/kWh) sont des constantes caractéristiques du générateur diesel, P_{ge} (kW) est la puissance générée par le générateur diesel à un instant t donné et P_n (kW) est la puissance nominale du générateur diesel [159].

La consommation spécifique du générateur Diesel $S(t)$ en l/kWh est donnée par l'équation suivante :

$$S(t) = q(t)/P_{ge}(t) \quad (III.18)$$

Les paramètres du modèle peuvent être obtenus sur la base des données expérimentales fournies par le fabricant dans la fiche technique du générateur diesel.

III.4.4. Modélisation du convertisseur

Le convertisseur de puissance est un dispositif composé d'interrupteurs commandés électroniquement. Ceux-ci commutent, c'est à dire qu'ils oscillent entre un état passant et un état bloqué. La fréquence de ces commutations est en général assez élevée, de l'ordre de quelques kHz, voire quelques dizaines de kHz. Un tel convertisseur est communément appelé convertisseur statique car il ne comprend aucun organe mécanique mobile. Les convertisseurs statiques servent à mettre en forme une onde électrique. Ils permettent par exemple de modifier la forme d'onde d'une tension ou d'un courant, afin d'adapter celle-ci aux besoins du récepteur [160].

Dans le système hybride le générateur PV est connecté au bus à courant continu à l'aide d'un convertisseur CC/CC commandé par un algorithme de recherche de point de puissance maximale [50] (Fig.III.6).

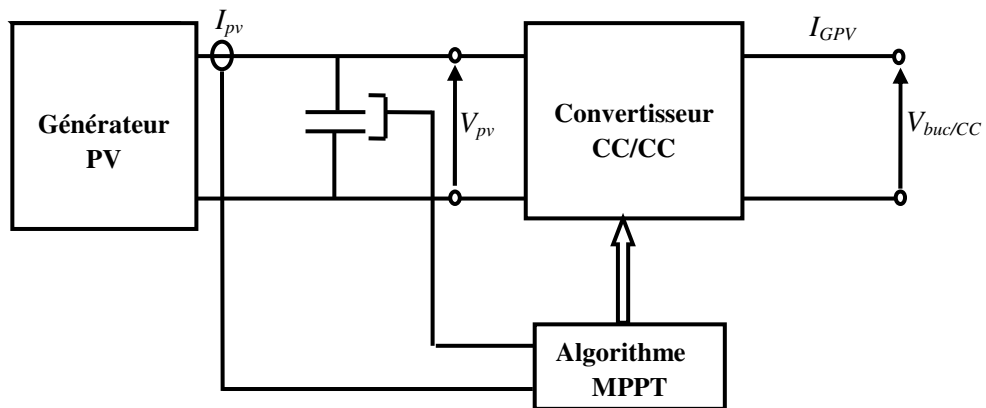


Fig.III. 6. Schéma de connexion entre le générateur PV et le bus CC [50].

Le convertisseur CC/CC est un hacheur survolteur qui adapte la tension du générateur PV en fonction du changement des conditions de fonctionnement (Fig.III.7).

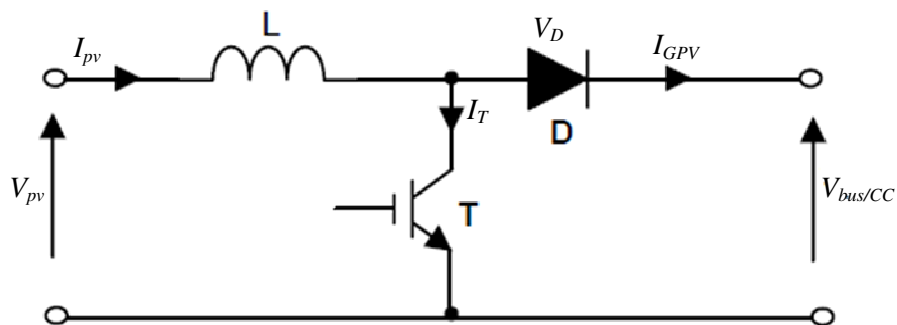


Fig.III. 7. Schéma d'un hacheur survolteur [50].

Pour charger/décharger les batteries et afin de maintenir une tension constante sur le bus à courant continu, on place un convertisseur réversible en courant entre les batteries et le bus CC [50] (Fig.III.8).

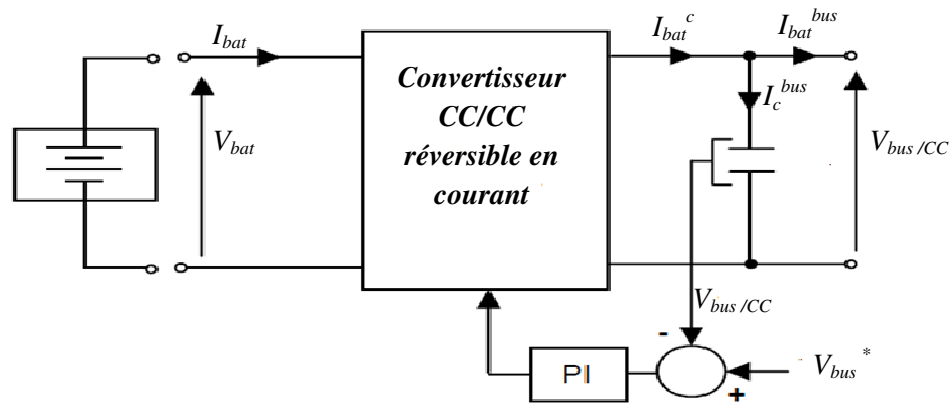


Fig.III. 8. Schéma de connexion entre les batteries et le bus CC [50].

Le convertisseur CC/CC doit réaliser le transfert d'énergie dans les deux sens, un hacheur survolteur et un hacheur dévolteur ont été associés [50] comme l'indique la figure III.9.

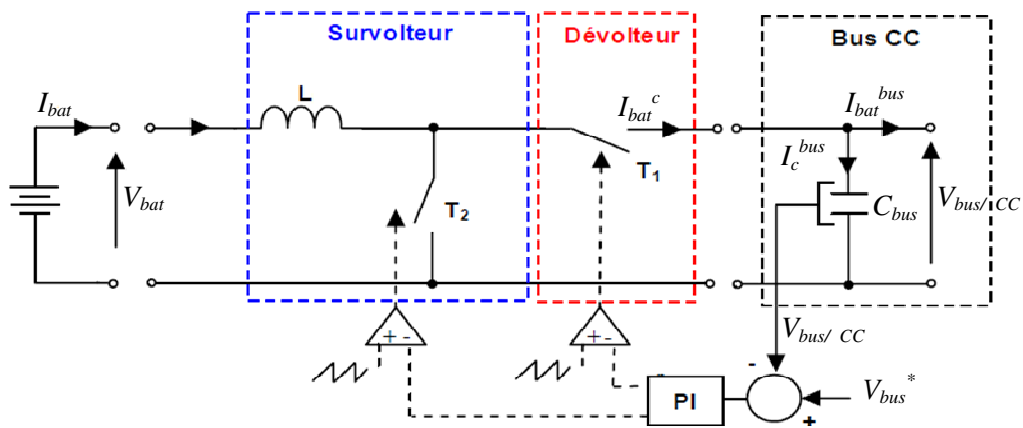


Fig.III. 9. Schéma d'un hacheur réversible en courant [50].

La connexion entre le bus à CC et le bus à CA est réalisée à l'aide d'un onduleur triphasé bidirectionnel. Cette structure est composée de six transistors IGBT avec leur diode antiparallèle. Elle est donc bidirectionnelle en puissance et peut fonctionner en onduleur aussi bien qu'en redresseur (Fig.III.10). Pour ce type de convertisseurs, l'ouverture et la fermeture des interrupteurs sont réalisées souvent à l'aide de la commande classique MLI (Modulation de Largeur d'Impulsions) qui consiste à comparer le signal sinusoïdal de commande à un signal triangulaire à fréquence élevée [50].

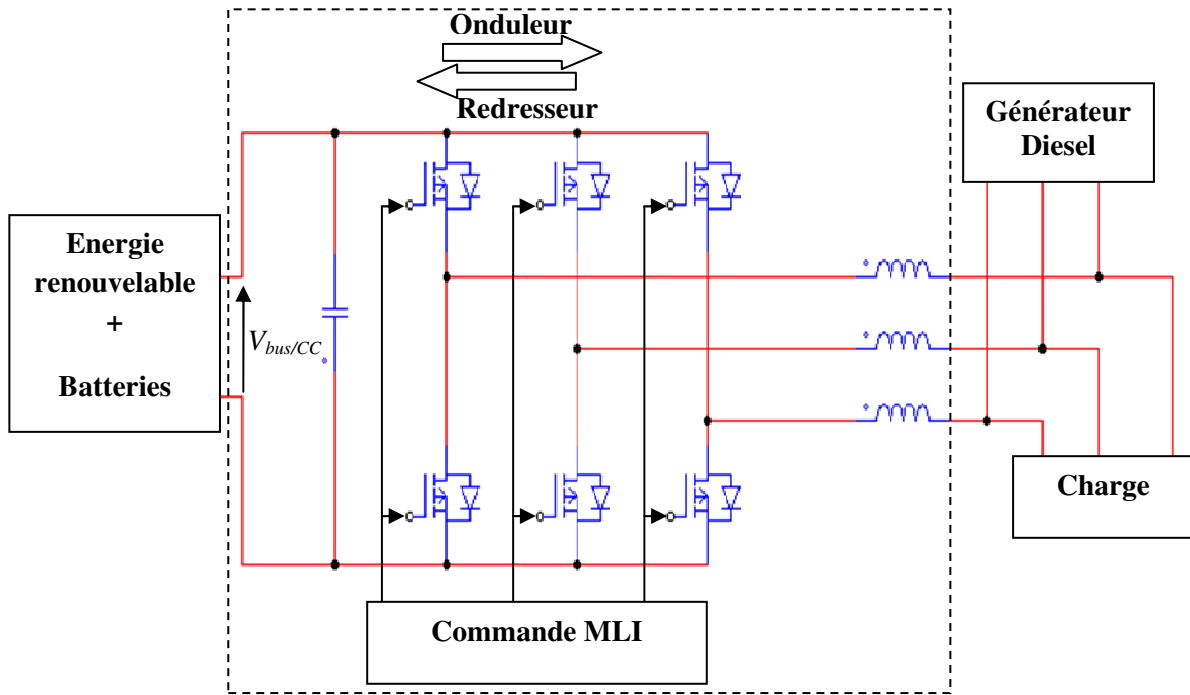


Fig.III. 10. Schéma d'un onduleur bidirectionnel [50].

La plupart des convertisseurs statiques ne stockent pas d'énergie. Aux pertes près, ceux-ci restituent en sortie la puissance électrique qu'ils absorbent en entrée [160]. Pour simplifier la modélisation, nous allons considérer le convertisseur statique comme un système fermé qui échange de l'énergie avec son environnement (Fig. III.11).

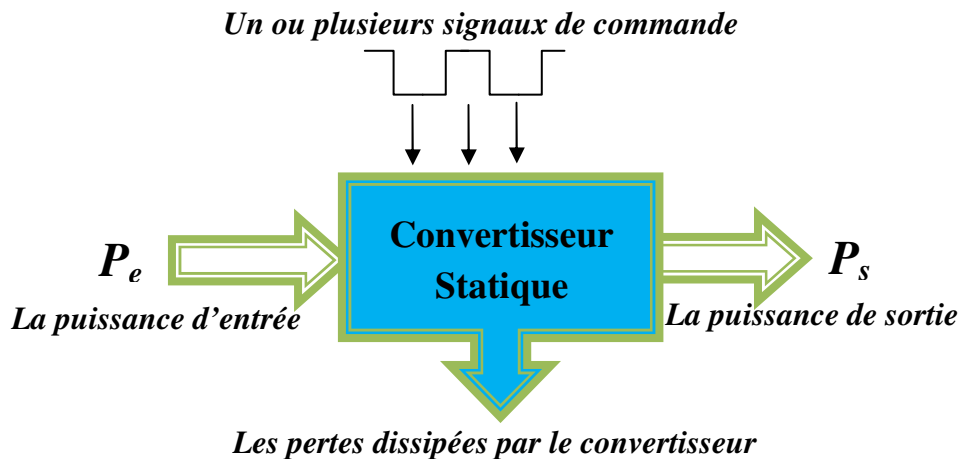


Fig.III. 11. Modèle simplifié du convertisseur statique.

A partir de la figure III.11, on obtient le bilan de puissance suivant:

$$P_e = P_s + \Delta P \quad (III.19)$$

P_e : puissance d'entrée du convertisseur

P_s : puissance de sortie du convertisseur

ΔP : pertes dans le convertisseur

Pour modéliser le convertisseur statique on utilise le rendement énergétique η_{conv} [48] qui par définition est égale au rapport entre la puissance électrique restituée en sortie du convertisseur (P_s) et la puissance électrique fournie en entrée (P_e) et il est donné par la relation suivante:

$$\eta_{conv} = \frac{P_s}{P_e} \quad (III.20)$$

Des deux équations précédentes, il résulte que:

$$\eta_{conv} = \frac{1}{1 + \frac{\Delta P}{P_s}} \quad (III.21)$$

III.4.5. Modélisation de la charge électrique

Il existe deux types de consommation de charge, suivant l'utilisation alimentée par le système solaire :

- Charge constante : ce type d'utilisation de consommation fixe, sa courbe de puissance en fonction du temps est une droite ;
- Charges variables: sont représentées par la demande variable durant la journée, le mois ou pendant l'année ;

La puissance électrique délivrée par le système à l'utilisation P_{sys} , est celle qui est débitée par le convertisseur à la charge P_s plus la puissance de générateur diesel P_{ge} (si nécessaire) :

$$P_{sys} = P_s + P_{ge} \quad (III.19)$$

Le rendement total du système est déterminé par la relation suivante :

$$\eta_{sys} = \eta_{PV} * \eta_{bat} * \eta_{conv} * \eta_{ge} \quad (III.20)$$

III.5. Simulation

Dans cette section, nous étudions le fonctionnement d'une installation hybride par simulation, à partir de la modélisation mathématique de chaque partie de l'installation. Dans ce cadre nous avons utilisé l'outil informatique Matlab qui permet de déterminer à chaque instant le fonctionnement et la caractérisation des parties du SEH.

III.5.1. Choix de l'installation

Le choix de l'installation à simuler est basé sur la disponibilité des données des équipements, mais les modèles obtenus sont valables pour n'importe quelle installation de ce type. A cet effet les données techniques de chaque composant de notre installation (fig.III.1) sont présentées dans le tableau suivant [voir Annexe B]:

Désignations	Données
PV	
Modèle	BP-3125/125W
Nombre de cellules n_s	36
Puissance maximale P_{max_e}	125W
Courant de court -circuit I_{sc_n}	7.54A
Tension de circuit ouvert V_{co_n}	22.1 V
Courant optimal I_{mp_n}	7.1 A
Tension optimale V_{mp_n}	17.6 V
Coefficient de température (I_{sc}) k_i	0.065%/°C
Coefficient de température (V_{co}) k_v	-80mV/°C
Nombre de panneaux en série N_{ss}	2
Nombre de panneaux en parallèle N_{pp}	6
Batteries	
force électromotrice E_b	2 V
nombre d'éléments pris en série n_b	12
Capacité C_{10}	1000 AH
Tension nominale V_{batn}	24V
EDC initiale	100%
Groupe électrogène	
Puissance nominale P_n	6.6 kW
Carburant	Diesel
consommation horaire du carburant à 100% de P_n	2,08 l/h
consommation horaire du carburant à 75% de P_n	1,65 l/h
consommation horaire du carburant à 50% de P_n	1,29 l/h
consommation horaire du carburant à 25% de P_n	0,851 l/h
Convertisseur	
Puissance nominale P_{conv}	2.3 KW
Rendement maximale	95 %
Charge	
Charge moyenne	4600Wh/jours.

Tableau III.1 : Données techniques de chaque composant.

III.5.2. Programmation

Les modèles mathématiques retenus dans la section précédente ont permis de développer sous l'environnement MATLAB, des programmes de simulations de toute la chaîne de conversion de notre système hybride [voir Annexe C].

Par exemple pour le PV nous avons utilisé la méthode numérique de Newton Raphson [161] afin de résoudre l'équation ((III.8)) de type ($I=f(I,V)$), ensuite on déduira la puissance par l'équation ((III.9)). Les valeurs de R_s et R_p sont ajustés par la méthode décrite dans [151] [voir Annexe D].

Pour la batterie et les autres composants, nous avons utilisé les équations simples présentées ci-dessus.

III.5.3. Résultats de simulations [150]

La simulation de notre générateur PV est présentée dans les figures (III.12) et (III.13), avec l'influence des différents paramètres.

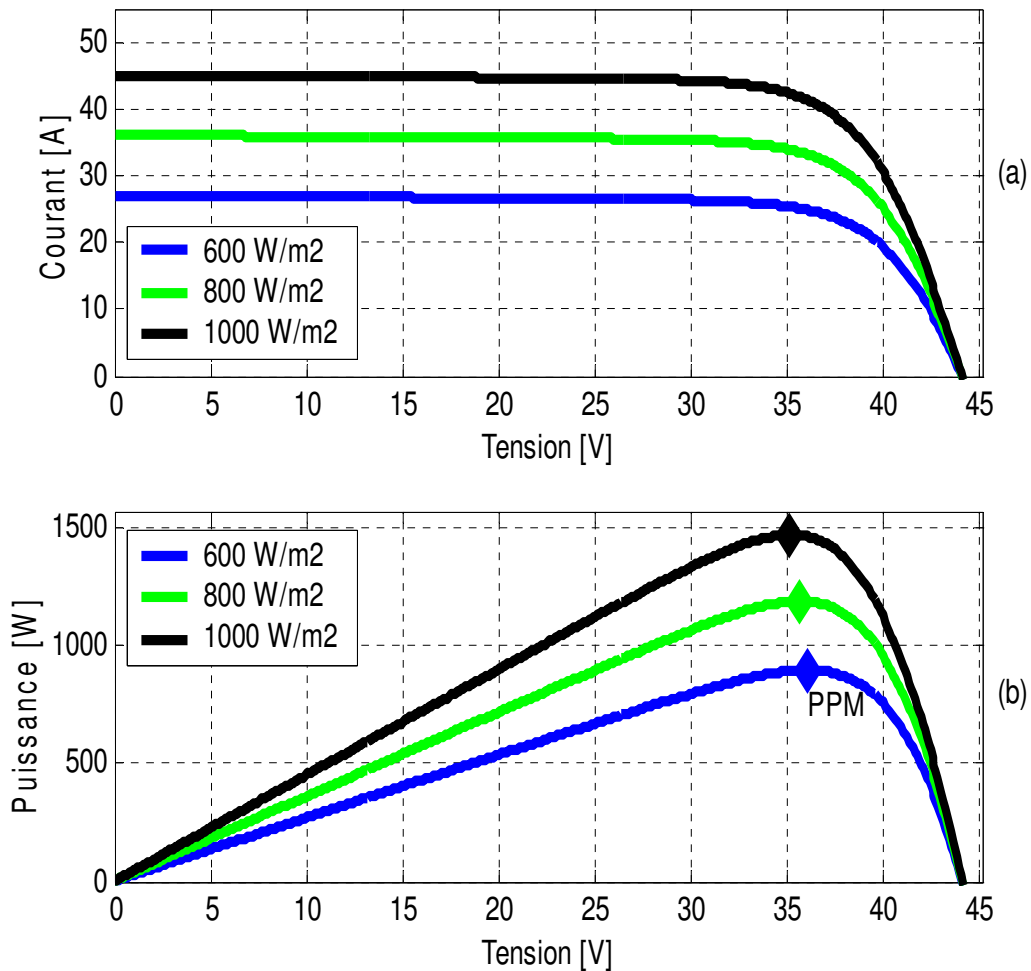


Fig.III. 12. Influence de l'irradiation sur le Générateur PV (à température fixe 25 °C)

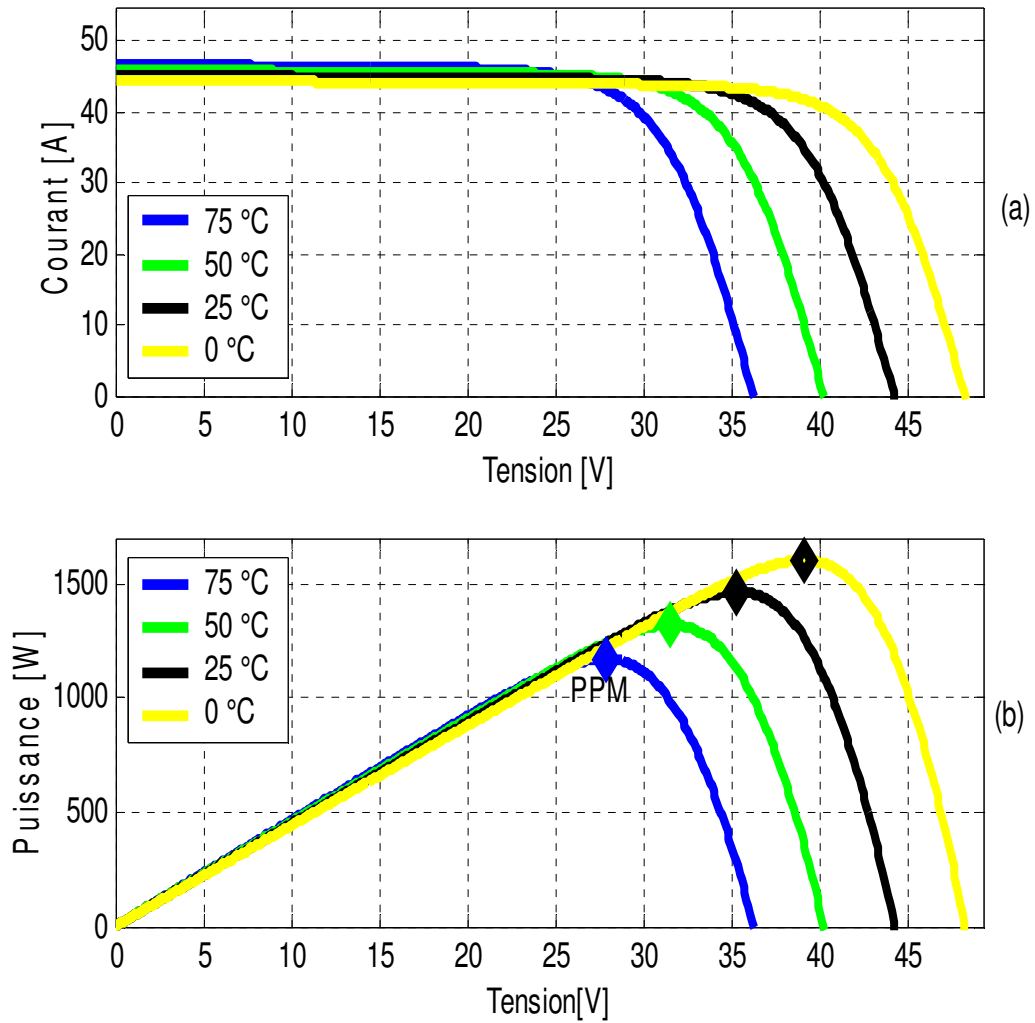


Fig.III. 13. Influence de la température sur le Générateur PV (à irradiation fixe 1000 W/m²)

Selon les résultats obtenus dans la Fig.III.12, on peut voir qu'à température fixe (25 ° C), le courant de court-circuit augmente avec l'augmentation de l'irradiation, tandis que la valeur de la tension en circuit ouvert est maintenue constante (Fig.III.12 .a) et le point de fonctionnement optimal se déplace sur une droite à peu près constante (Fig.III.12.b). D'autre part, à une irradiation fixe (1000W/m²) Fig III. 13, une diminution de la température provoque une augmentation de la tension en circuit ouvert et une petite dégradation du courant de court-circuit (Fig.III.13.a). Par conséquent, le générateur PV à une meilleure performance (rendement électrique élevé et puissance de sortie élevée) dans un environnement froid au contraire d'un environnement chaud (Fig.III.13.b).

Par ailleurs, les résultats montrent que la courbe caractéristique P-V du générateur photovoltaïque est non linéaire et varie avec l'irradiation et de la température.

Il y a un point sur la caractéristique puissance- tension, appelé le Point de puissance maximale (PPM), pour lequel le générateur photovoltaïque fonctionne avec une efficacité maximale et produit sa puissance maximale de sortie. De plus, en utilisant un contrôleur MPPT cela permet d'améliorer le rendement du générateur photovoltaïque [162]. Les techniques MPPT sont utilisées pour maintenir le point de fonctionnement du générateur PV à son PPM.

Ceci est d'une grande importance pour maximiser l'énergie produite par le générateur photovoltaïque, et par conséquent permettra d'accroître la pénétration des sources d'énergie renouvelables dans le système hybride complet.

Les figures III.14 à III.16 montrent les résultats de simulation relatifs à l'influence de la température sur la capacité, l'état de charge (EDC) et la tension de la batterie pour trois valeurs différentes de la température (25, 40 et 50 ° C).

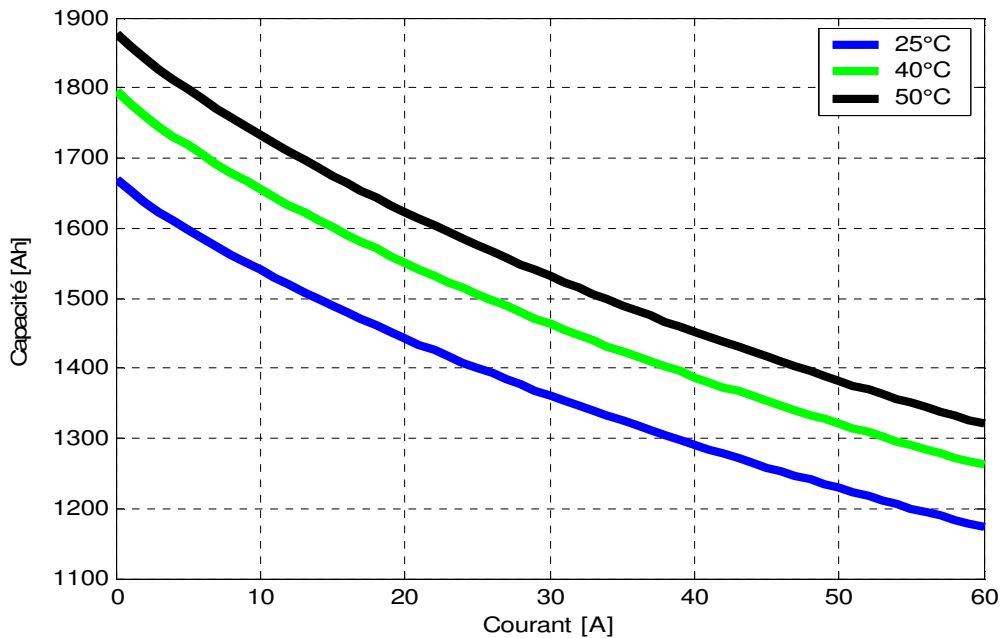


Fig.III. 14. Influence de la température sur la capacité des batteries

Comme on le voit sur la figure III.14, la capacité diminue lorsque le courant de décharge augmente, ceci est principalement dû à la résistance interne de la batterie (effet Peukert). Ainsi, si le débit de courant augmente, la capacité et la durée de décharge diminuent.

Donc on peut dire que plus lentement la batterie est déchargée, plus elle est en mesure de fournir l'énergie nécessaire au système hybride.

En plus, l'augmentation de la température provoque une augmentation modérée de la capacité de stockage. La capacité atteint son minimum 1650Ah à 25 °C alors qu'elle augmente jusqu'à 1900Ah à une température de 50 °C.

Lorsque la température augmente la résistance interne de la batterie diminue car la mobilité des ions dans l'électrolyte augmente avec la température et donc la capacité augmente [163].

Par conséquent, il est fortement recommandé que les fabricants et les installateurs de ces systèmes prennent en considération le climat (température) du site et de l'application (profil de charge) pour lesquels ces équipements sont destinés afin d'obtenir un maximum d'efficacité.

La figure (III.15) représente la variation de l'état de charge en fonction de la capacité pour les différentes valeurs de la température.

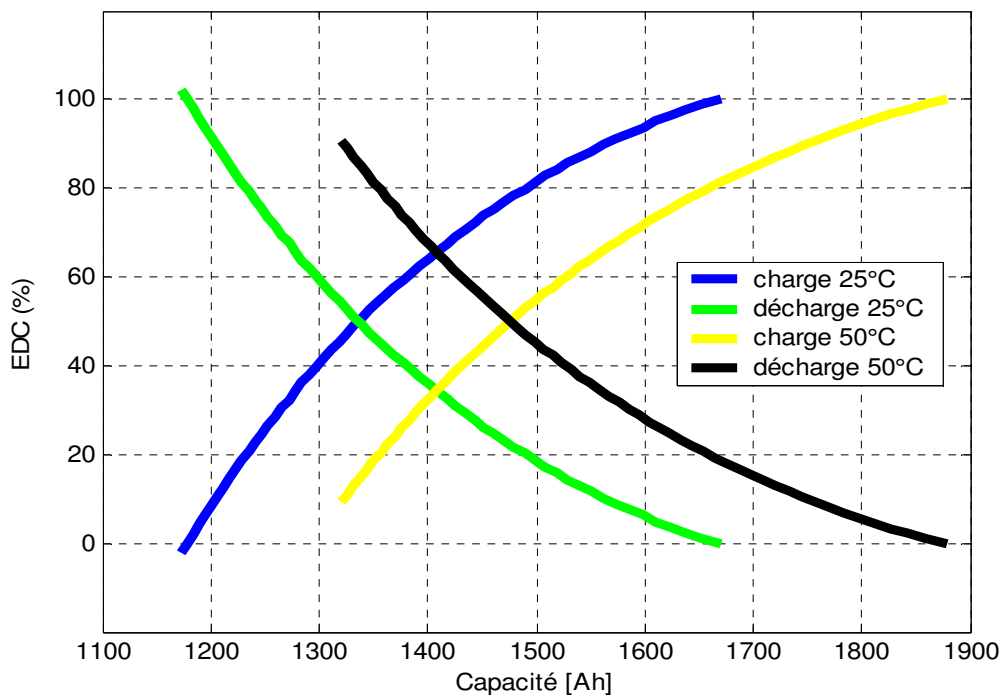


Fig.III. 15. Influence de la température sur l'état de charge (EDC) des batteries

Pour la même capacité par exemple de 1500 Ah, dans le cas du mode de charge, la température augmente provoquant la diminution de l'état de charge des batteries: à 25°C, EDC est égale à 80%, tandis qu'elle diminue à 55% à 50°C. Cependant, en cas de mode de décharge, l'élévation de température est suivie par l'augmentation de l'état de charge des batteries : à 25 ° C l'EDC est égale à 20% et à 50 ° C l'EDC augmente à 40%.

Ces états peuvent conduire dans le cadre de la maintenance des batteries à un meilleur suivi de leur état pour le site étudié et une meilleure optimisation.

Figures (III.16.a) et (III.16.b) montrent la variation de la tension en fonction du courant pour différentes valeurs de la température pour les deux cas de charge et de décharge, respectivement.

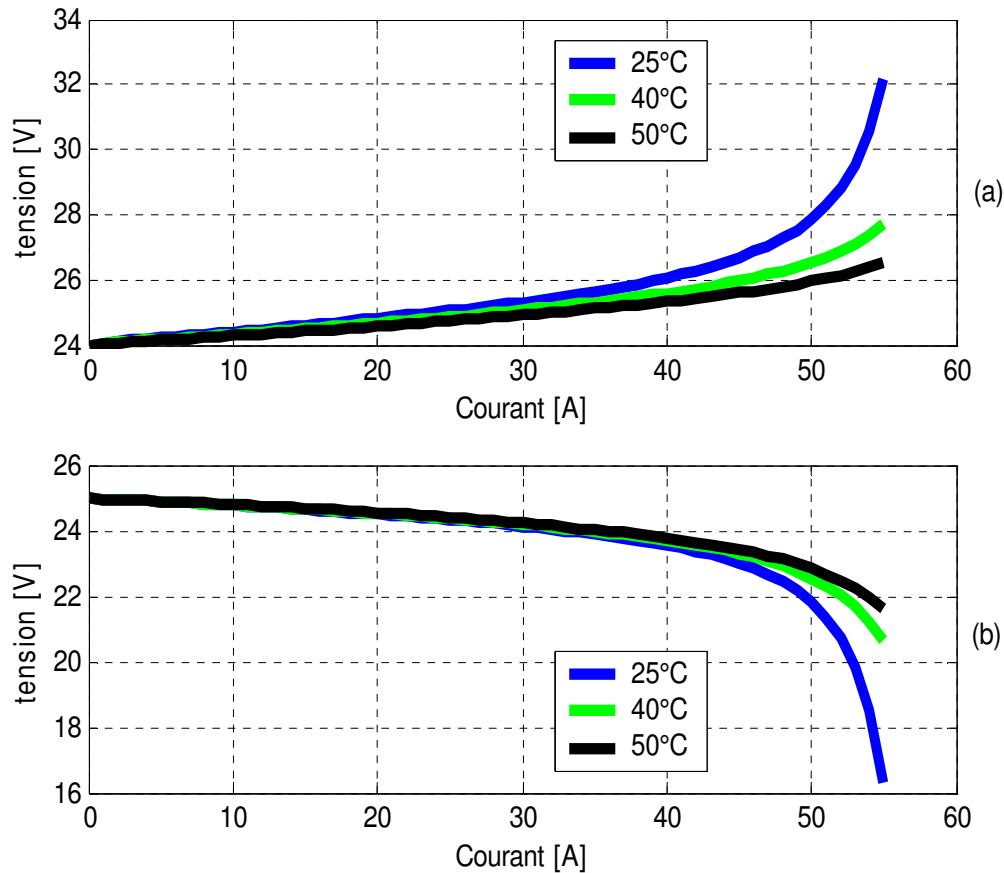


Fig.III. 16. Influence de la tension sur la tension des batteries: a) le mode de charge; b) le mode de décharge.

Pour le même courant de 50 A par exemple, dans le mode de charge (fig III.16.a), la tension de la batterie diminue avec la température ($V_{bat} = 28$ V à 25 °C et 26 V à 50 °C). Par contre, dans le cas du mode de décharge (fig.III.16.b), la tension de la batterie augmente avec la température ($V_{bat} = 22$ V à 25 °C, tandis que $V_{bat} = 23$ V à 50 °C).

Par conséquent, la tension des batteries subissent l'influence de la température d'une manière similaire à l'état de charge *EDC* pour les deux modes (charge et décharge).

Ainsi, étant donné l'état de charge des batteries dépend de sa tension, il est utilisé comme paramètre d'indication dans les régulateurs de charge de la batterie.

Pendant la phase de charge, le contrôleur de charge a besoin de savoir quand la batterie est complètement chargée pour assurer la protection contre la surcharge au bon moment. Lors de la décharge de la batterie, il est également important de connaître l'état de charge afin d'assurer la protection de la batterie contre les décharges profondes nocives.

La figure (III.17), montre le rendement de l'onduleur en fonction de la puissance demandée pour 2 valeurs de pertes.

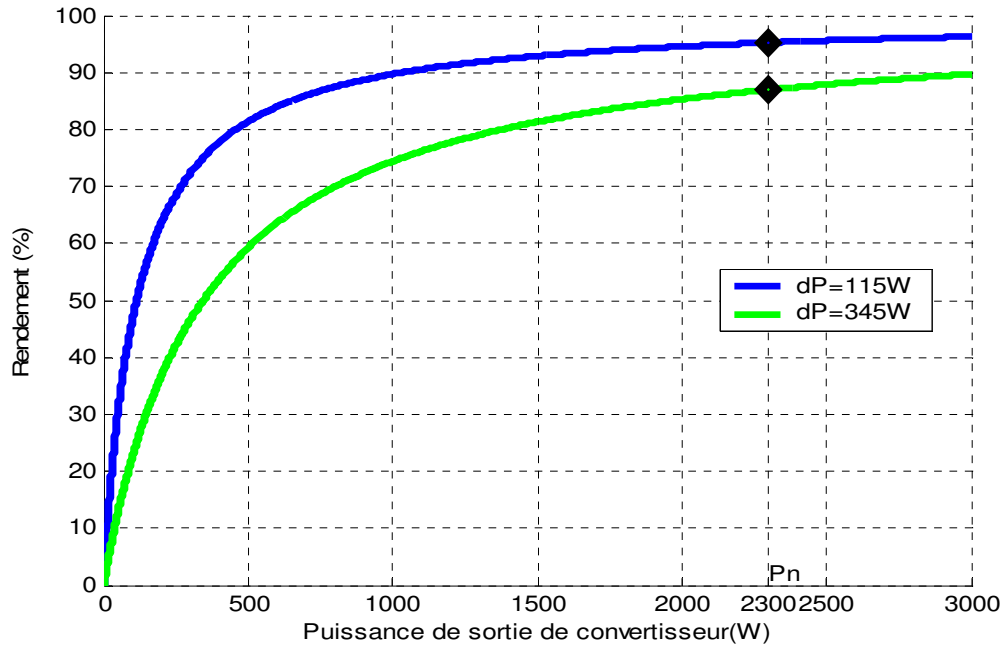


Fig.III. 17. Rendement de convertisseur en fonction de la puissance de sortie.

On remarque que le rendement diminue suivant l'augmentation des pertes, et l'onduleur doit fonctionner près de sa puissance nominale pour une meilleure performance.

Il y a plusieurs facteurs qui influent sur les pertes de l'onduleur:

- Pertes propres de convertisseur: en raison de ses composants, tels que le transformateur, le matériau semi-conducteur, la résistance et les autres composants.
- Pertes de convertisseur due à la température: les onduleurs, comme tous les équipements à base de semi-conducteurs, sont sensibles à la température et, en général, ils fonctionnent mieux à des températures plus fraîches, alors des pertes de puissance et les dommages sont obtenus à des températures intérieures plus élevées.
- Pertes de convertisseur en raison du seuil de puissance : lorsque le convertisseur fonctionne en onduleur et la puissance du générateur photovoltaïque (ou batterie) ne suffit pas pour le démarrer.
- Pertes de convertisseur en raison de la surcharge de puissance : en fonctionnement onduleur lorsque la puissance PPM est supérieure à la puissance d'entrée (bus à courant continu) requise pour obtenir une puissance de sortie spécifiée (bus à courant alternatif), le convertisseur déplace le point sur la courbe courant-tension du générateur PV afin d'obtenir exactement cette puissance. La valeur de perte représente la différence entre le PPM et cette puissance ajustée. Le déplacement se fait vers des tensions plus élevées. Par conséquent, si la tension dépasse la limite de la tension d'entrée de l'onduleur, celui-ci s'arrête et le PPM est complètement perdue.

La figure III.18 montre la consommation du carburant de générateur diesel en fonction de la puissance produite.

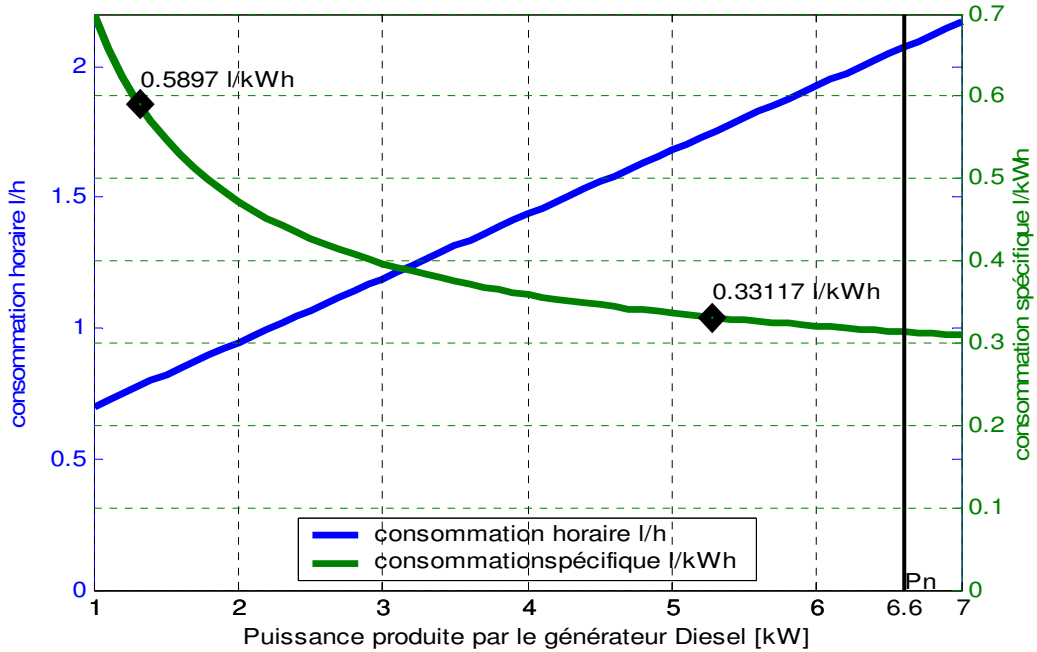


Fig.III. 18. Consommation du générateur diesel en fonction de la puissance produite.

Les coefficients obtenus pour notre générateur sont: $a = 0,245$ (l/kWh) et $B = 0,0689$ (l/kWh) avec un coefficient de détermination (R^2) égal à 0,996 (ces coefficients ont été obtenus par la **méthode statistique des moindres carrés** [164] [voir annexe E].

On peut constater dans la figure III.18 que lorsque le générateur diesel est sollicité pour des charges faibles par rapport à sa puissance nominale sa consommation du carburant est très élevée (0.589 l/kWh pour 20% de P_n), ce qui correspond à un faible rendement de ce dernier. Lorsque la puissance fournie par le générateur augmente sa consommation diminue et au-delà de 80% de sa puissance nominale la consommation reste à peu près constante (0,331 l/kWh pour 80% de P_n).

Si la **puissance** fournie par le générateur Diesel est trop **faible** sa vitesse baisse et la fréquence diminue. Pour maintenir la fréquence à sa valeur nominale le régulateur de vitesse **augmente le débit de combustible** du moteur d'entraînement. Inversement, si la **puissance** fournie par générateur est trop **élevée**, sa vitesse croit, la fréquence augmente, le régulateur de vitesse **diminue le débit de combustible** du moteur d'entraînement pour stabiliser la fréquence.

Ce qui signifie que des économies considérables en carburant et un rendement plus élevé peuvent être réalisés lorsque le générateur Diesel fonctionne au tour de sa puissance nominale.

III.6. Conclusion

Dans le cadre de ce chapitre, différents composants d'un système photovoltaïque hybride ont été étudiés selon l'approche proposée.

Les résultats de simulation montrent que:

- ✓ La caractéristique P-V du générateur photovoltaïque est non linéaire et varie avec l'irradiation et la température, et le générateur photovoltaïque réalise un meilleur fonctionnement à basse température, plutôt que dans un environnement à haute température.
- ✓ Plus lentement la batterie est déchargée; plus elle est en mesure de fournir l'énergie nécessaire pour le système hybride.
- ✓ La température a une grande influence sur les performances de la batterie: en mode de décharge, une augmentation de la température provoque une augmentation de la capacité, de l'*EDC* et de la tension, cependant, en mode de charge, il est le contraire.
- ✓ La tension de la batterie est affectée par la température comme l'*EDC* pour les deux cas : modes de charge et de décharge.
- ✓ Les fabricants et les installateurs de ces systèmes doivent tenir compte du site et de l'application (profil de charge) pour lesquels ces équipements sont destinés afin d'obtenir un maximum d'efficacité.
- ✓ L'onduleur doit fonctionner à proximité de sa puissance nominale pour une meilleure performance.
- ✓ Des économies de carburant considérables et une bonne efficacité peuvent être obtenues lorsque la GD fonctionne près de sa puissance nominale.

La méthode proposée et les résultats obtenus peuvent être utilisés pour répondre à des questions générales sur ce type d'installation afin d'aider les constructeurs à prendre les bonnes décisions.

CHAPITRE IV

Etude Technique et Economique d'un Système Photovoltaïque Hybride

IV.1. Introduction

L'Algérie est un pays en développement où un bon nombre d'habitations se situent en territoires isolés ou à une distance significative du réseau électrique. Les coûts de raccordement au réseau sont importants et parfois, le raccordement est tout simplement impossible. C'est pourquoi les systèmes autonomes sont intéressants pour répondre aux besoins énergétiques des habitants de ces régions [165].

L'utilisation de groupes électrogènes diesel souvent considérés comme une solution économique et fiable, mais générant quelques nuisances d'ordre environnemental pour l'utilisateur [2].

L'Algérie est située entre 36°42'N de latitude et 03°13' E de longitude, un endroit idéal pour l'utilisation de l'énergie solaire. Le rayonnement solaire quotidien varie entre 3,8 et 7 kWh/m² [166].

Les systèmes photovoltaïques (PV Batterie) fournissent de l'électricité de manière ininterrompue, sans bruit, ni nuisances environnementales. Faciles à installer, ils nécessitent peu de maintenance et font preuve d'une grande fiabilité. Leurs problèmes résident dans le coût d'investissement élevé nécessaire à leur installation et la limitation de la charge électrique à satisfaire vu la nature intermittente de la source solaire [2].

Donc les systèmes hybrides peuvent être une solution aux problèmes rencontrés dans les systèmes Diesel ou PV seules en ajoutant les avantages et en éliminant les inconvénients.

Le but de ce dernier chapitre est de répondre à la question suivante :

« Pour alimenter un site isolé donné en Algérie, est ce que les systèmes hybrides sont rentables de point de vue technique, économique et environnemental en comparaison avec la solution conventionnelle Diesel seul et l'extension du réseau électrique? Si oui quelle sont les performances de ces systèmes ?».

Pour atteindre notre objectif nous avons adopté une méthodologie bien définie en utilisant le logiciel HOMER comme un outil de simulation.

IV.2. Présentation du logiciel

Le logiciel HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables [167, 168]) est un outil destiné à la simulation et l'optimisation de systèmes de génération électrique distribuée, que ce soit connectés à un réseau électrique classique ou bien isolés. Un de ses grands atouts est la possibilité de pouvoir simuler des systèmes hybrides combinant différentes sources d'énergie qu'elle soit renouvelable ou fossile.

Le modèle doit être renseigné des ressources disponibles, des options technologiques, des coûts et des charges à respecter par le système. Plusieurs composants peuvent être modélisés : des champs photovoltaïques, des éoliennes, des générateurs Diesel, des batteries, des convertisseurs, etc. [169].

En ce qui concerne les composants, des fonctions de coût linéaires sont adoptées et les dimensions des composants à prendre en considération doivent être préalablement (pré-dimensionnés) prévues afin de réaliser l'optimisation. Le nombre de tailles multiplié par le nombre de composants donne le nombre de configurations de systèmes simulés par le programme.

HOMER est un modèle de série chronologique, il effectue un bilan énergétique horaire le long d'une année pour chaque configuration de système rentrée par l'utilisateur. Il permet de faire la simulation d'un système selon des données de gisement (solaire, éolien, diesel, etc.) en fonction d'une demande énergétique (besoins en énergie). Par la suite, il affiche la liste des configurations de systèmes triés par le coût actuel net (**NPC : Net Present Cost**) qui combine le coût en capital annualisé par l'amortissement du composant au cours de sa durée de vie en utilisant les taux d'actualisation réels et celui de remplacement, fonctionnement et entretien. Ensuite, il est finalement possible de faire des analyses de sensibilité afin de savoir si la solution trouvée reste la meilleure même s'il y a certains changements dans les différents paramètres d'entrées (variation du coût de la technologie, variation dans les données de gisement, etc.). Il est donc possible de faire bon nombres d'analyses avec de nombreuses configurations différentes en moins de quelques minutes de simulation [170, 138]. La Figure IV.1 représente le modèle conceptuel du logiciel HOMER [165].

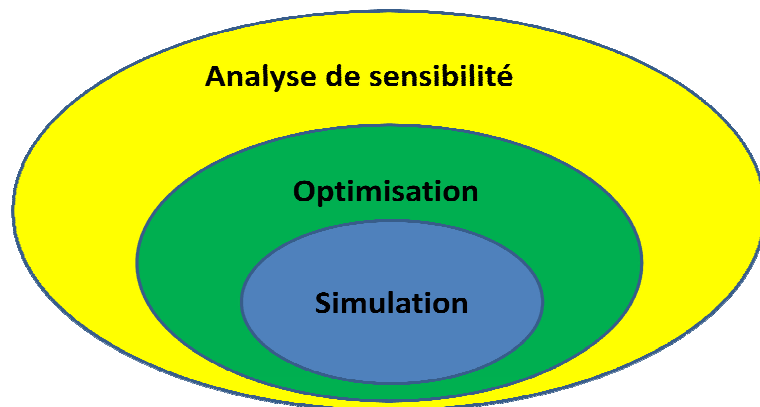


Fig.IV. 1. Modèle conceptuel du logiciel HOMER.

HOMER est largement utilisé (par plus de 190 pays et plus de 40 000 utilisateurs) et accepté comme un outil de simulation [169, 170, 171]. La première version (1993) a subi de nombreuses améliorations dans plus de 40 nouvelles versions [167].

IV.3. Méthodologie

La mise en œuvre d'unités de production d'énergie électrique, sur site isolé à partir de ressources renouvelables, n'est pas chose aisée. En effet, en raison de la diversité des composants, et surtout du caractère très imprévisible de la ressource renouvelable, l'opération peut s'avérer délicate.

Pour effectuer le dimensionnement avec le logiciel HOMER, on peut simplement entrer une série de données et le logiciel donne la solution optimale parmi les données soumises. Ce n'est cependant pas nécessairement la solution optimale absolue, mais plutôt la solution optimale parmi les choix soumis. De plus, on n'a aucune base de comparaison pour évaluer la justesse des résultats si on ne fait aucun calcul préalable. Donc il est impérativement logique d'établir une méthodologie afin d'arriver à des résultats concluants en utilisant le logiciel HOMER.

Pour établir une méthodologie d'étude des SEH on utilise le logiciel HOMER, nous avons décortiqué la question présentée dans l'introduction en plusieurs questions :

1. Où va-t-on installer le système ?
2. Quelle sont les ressources locales du site d'installation ?
3. Quelle charge veut-on alimenter ?
4. Quels types d'équipements veut-on utiliser ?
5. Quels sont les dimensions de ces équipements ?
6. Quels sont les différents coûts des équipements à utiliser ?
7. Quels est la durée de vie du projet ?
8. Quelles sont les paramètres économiques du système ?
9. Quelle sont les contraintes à satisfaire par le système ?
10. Quelle est la stratégie de fonctionnement du système ?
11. Quelle est la configuration optimale ?
12. Quelles sont les différents coûts de la configuration optimale ?
13. Quelles sont les performances de la configuration optimale ?
14. En comparaison avec les autres configurations quelles sont les points forts et les points faibles de la configuration optimale ?
15. Est-ce que la solution trouvée reste la meilleure même s'il y a certains changements dans les différents paramètres entrés ?

Pour répondre à ces questions la démarche générale adoptée est résumée en quelques étapes :

1. Présentation du site c.-à-d l'emplacement du système hybride.
2. Évaluation de la ressource énergétique disponible sur le site.
3. Évaluation de la demande énergétique (le profil de charge).
4. Pré-dimensionnement manuel des équipements.
5. Identifier les équipements nécessaires pour le système (panneaux solaires, convertisseur, batteries...) dans le logiciel HOMER.
6. Entrer les données nécessaires dans le logiciel :
 - ✓ consommation énergétique
 - ✓ gisement solaire pour le lieu désiré
 - ✓ données des équipements
 - ✓ données reliées au combustible utilisé par la génératrice.
 - ✓ paramètres économiques
 - ✓ données du contrôle du système
 - ✓ contraintes du système
7. Lancer le calcul dans HOMER.
8. Faire des analyses sur les résultats obtenus : les dimensions, les coûts et les performances du système optimal, effectuer la comparaison avec les autres solutions en tenant compte du côté technique, économique et environnemental et faire des analyses de sensibilité.

IV.4. Etape 1 : Présentation du site d'installation du système hybride

Il existe une multitude de sites favorables pour la production d'énergie décentralisée sur tout le territoire national Algérien. Notre point d'intérêt étant focalisé sur la production hybride PV-Diesel, le choix du site ne présente pas une tâche facile, chacun jouit d'un nombre d'avantages par rapport à l'autre.

Notre choix est porté sur la ville de Sidi Bel Abbés avec une latitude de 35° 11' N, et une longitude de 0° 38' O [172]. La figure IV.2 donne une image satellite de cette ville, et Les caractéristiques géographiques du site se résument dans le tableau IV.1:

ville	longitude	latitude	L'angle optimal pour le panneaux PV	L'orientation optimale pour les panneaux PV
Sidi Bel Abbés	0° 38' O	35° 11' N	45	sud

Tableau IV.1. Caractéristiques géographiques du site.

Il est aussi possible de mettre les données à l'échelle par rapport à une moyenne annuelle (kWh/m²/jour). Il est certain que si les données sont disponibles pour toutes les heures de l'année et que le profil de consommation est aussi disponible dans ce format, les résultats seront optimaux. Dans les autres cas, lier le logiciel avec le site de données de gisement solaire est approprié.

La figure IV.3 présente les données de rayonnement solaire pour la zone d'étude [173].

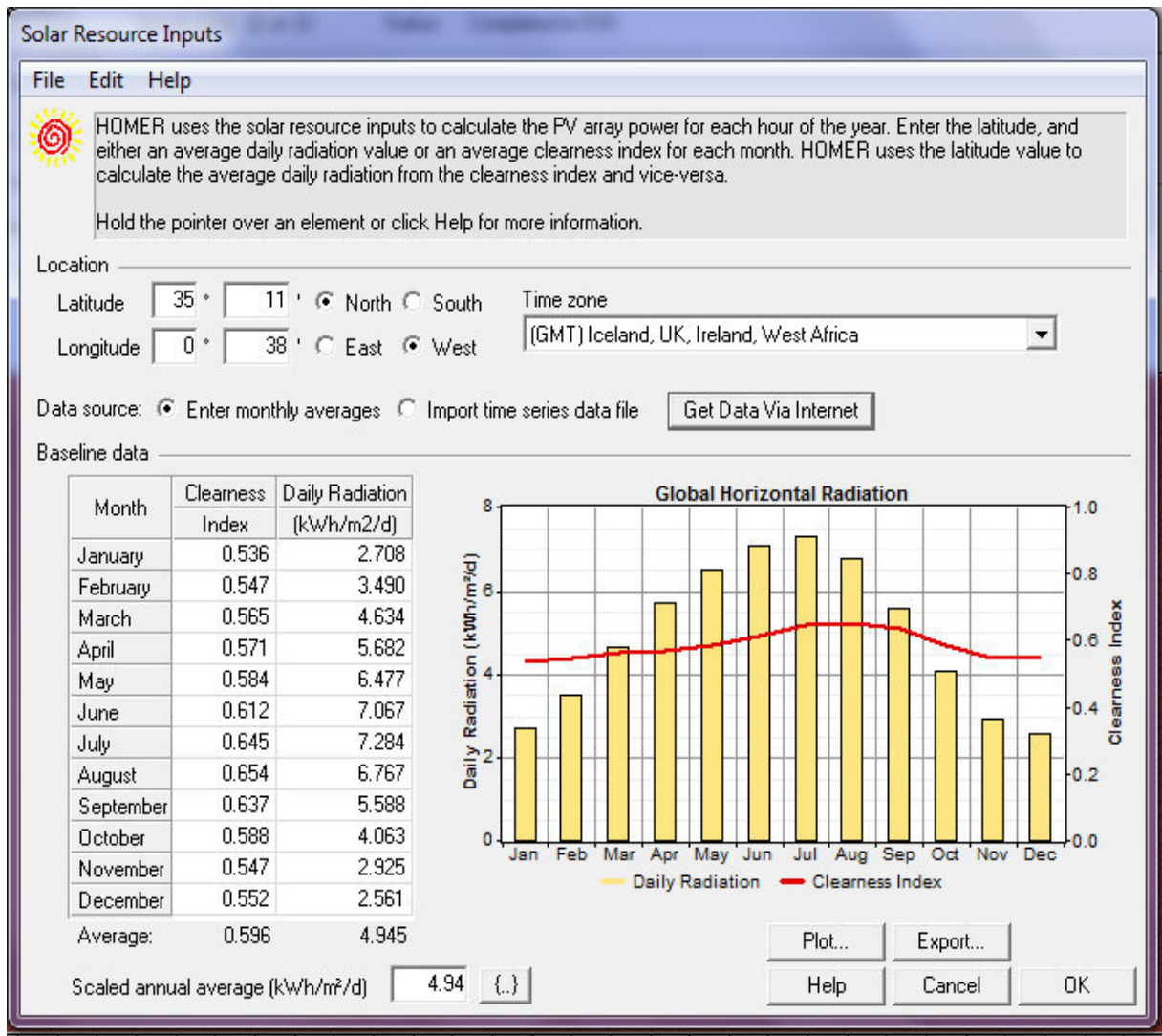


Fig.IV. 3. Données du rayonnement solaire pour la zone d'étude

On peut observer que le rayonnement varie entre 2,561 kWh/m²/jour pour le mois de décembre et 7,28 kWh/m²/jour pour le mois de juillet avec une moyenne annuelle de 4,94 kWh/m²/jour.

On peut remarquer aussi que les valeurs de rayonnement les plus élevées sont observées pendant les mois d'avril à septembre tandis que les valeurs les plus petites sont observées pendant les mois d'octobre à février.

L'indice mensuel de la clarté est défini comme le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre. Les valeurs de ce dernier varient selon les endroits et les saisons [23]. Sur la figure IV.3 on observe que l'indice mensuel de la clarté varie entre 0,536 au mois de Janvier (saison des pluies) et 0,654 au mois d'Août (saison sèche), et l'indice de clarté annuel est égal à 0,596.

Le rayonnement solaire varie non seulement au cours de différentes saisons, mais aussi à des moments différents de la journée. On peut observer sur la figure IV.4 que les pics du rayonnement sont atteints autour du midi (12h00) pour tous les mois de l'année.

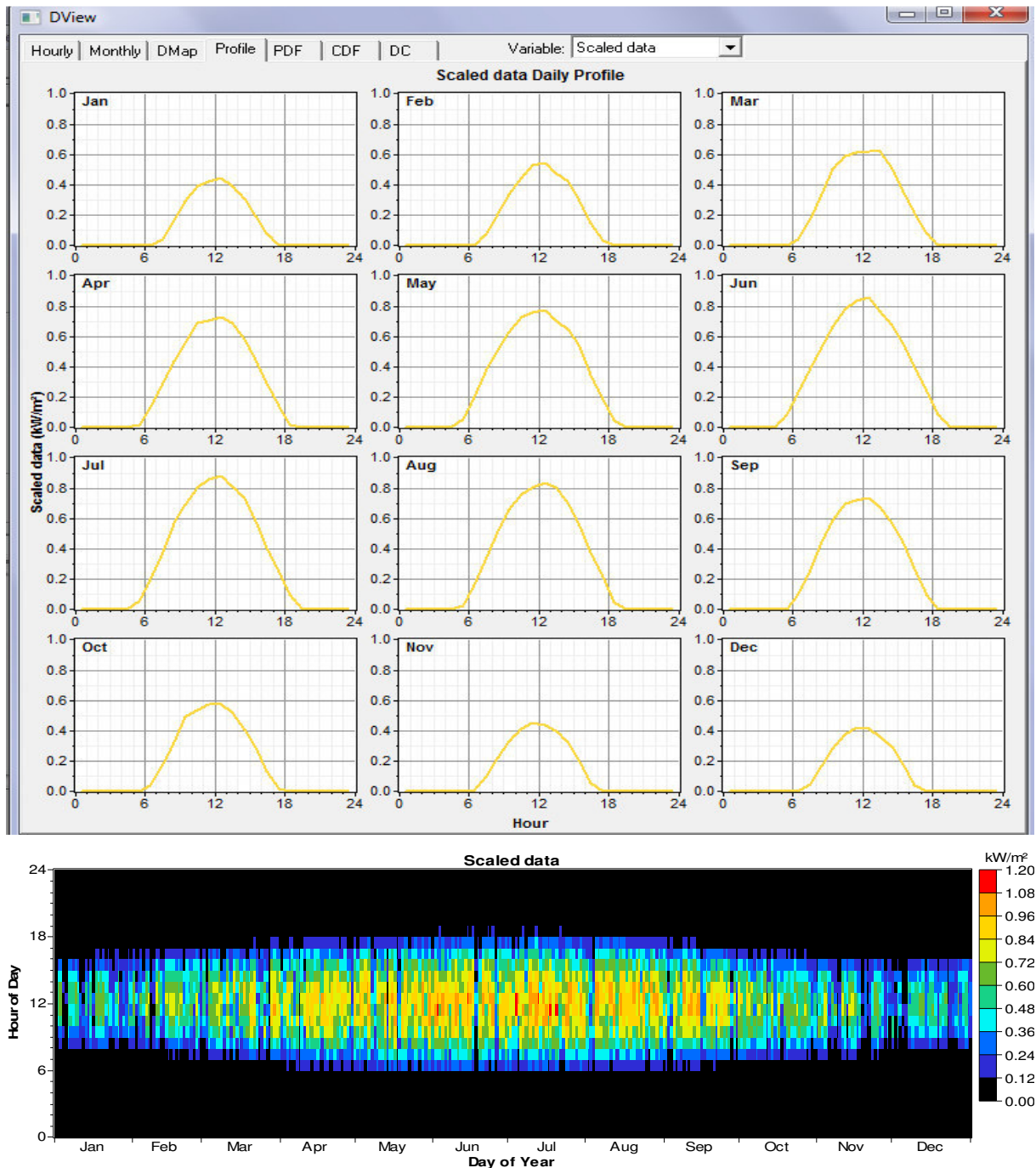


Fig.IV. 4. Profil journalier et distribution horaire de rayonnement solaire du site.

Pour le pré-dimensionnement, on utilise les valeurs de gisement solaire présenté dans le tableau IV.2 :

Gisement solaire du mois le moins ensoleillé kWh/m ² /jour	2,56
moyenne annuelle du gisement solaire kWh/m ² /jour	4,94

Tableau IV.2. Données de gisement solaire utilisées pour le pré-dimensionnement

IV.6. Etape 3 : Évaluation de la demande énergétique (profil de charge)

Le profil de charge représente un élément de base dans la conception des systèmes de production d'électricité à source d'énergie renouvelable. En effet tout système de production d'énergie électrique est conçu pour répondre à un profil de demande en puissance bien précise. Par conséquent, en retour, cette dernière peut potentiellement influencer fortement les performances du système [135]. Cette demande doit être estimée aussi précisément que possible tant d'un point de vue des puissances appelées que de sa répartition temporelle, même si son caractère souvent aléatoire rend cette tâche bien difficile [174]. Cependant, il est particulièrement difficile de caractériser les courbes de charges compte tenu du manque de données (pour les pays en développement) et du nombre de paramètres techniques et socio-économiques influents. En principe, la courbe de charge est obtenue suite à une enquête socio-économique de la zone à électrifier [135]. L'étude des performances d'un système de production d'électricité peut se faire aussi bien avec des profils de charges constants que variables [135]. Les caractéristiques de la charge permettent de spécifier le type d'application, raccordé au réseau, hors réseau, pompage d'eau et de caractériser les besoins en énergie électrique [25].

Les besoins énergétiques des communautés rurales peuvent être classés en 6 catégories [174]:

- Résidentielles (ménage et équipements d'accompagnement,...).
- Agricole (pompage de l'eau et irrigation, séchage des produits agricoles,...).
- Industriels (plâtrerie, laiterie,...).
- Commerciales (restaurants, points de ventes,...).
- Communales (Ecoles, mosquées, centres de santé,...).
- Eclairage publique des rues.

Dans notre cas d'étude l'application est hors réseau (site isolé). Le but est d'alimenter un village par un SEH de production d'énergie électrique.

Pour faciliter la tâche, nous avons importé un fichier qui se trouve dans la base de données du logiciel HOMER pour présenter le profil de charge (figure IV.5).

Cette distribution énergétique horaire est considérée identique pour tous les jours de l'année et correspond au profil de consommation rencontré généralement dans les sites isolés.

Les profils journaliers reflètent la consommation des résidences pour les 24 heures d'une journée. Il est difficile de déduire une évolution en utilisant tous les profils de l'année à la fois. En réalité le profil ne demeure pas nécessairement de la même forme. Les variations de différentes charges à la maison tendraient à lisser hors du profil global. En plus, pendant la journée, il y'a des charges comme des écoles, des cliniques et des petites entreprises qui pourraient changer très probablement la forme du profil. Pour la simplicité de l'analyse, le profil de charge est resté constant dans la forme.

Il est à noter que ce n'est pas la forme du profil qui provoque le dysfonctionnement du système (coupures, chute de tension) mais c'est la taille et les pic (ex: démarrage de moteurs) qui sont responsables [48].

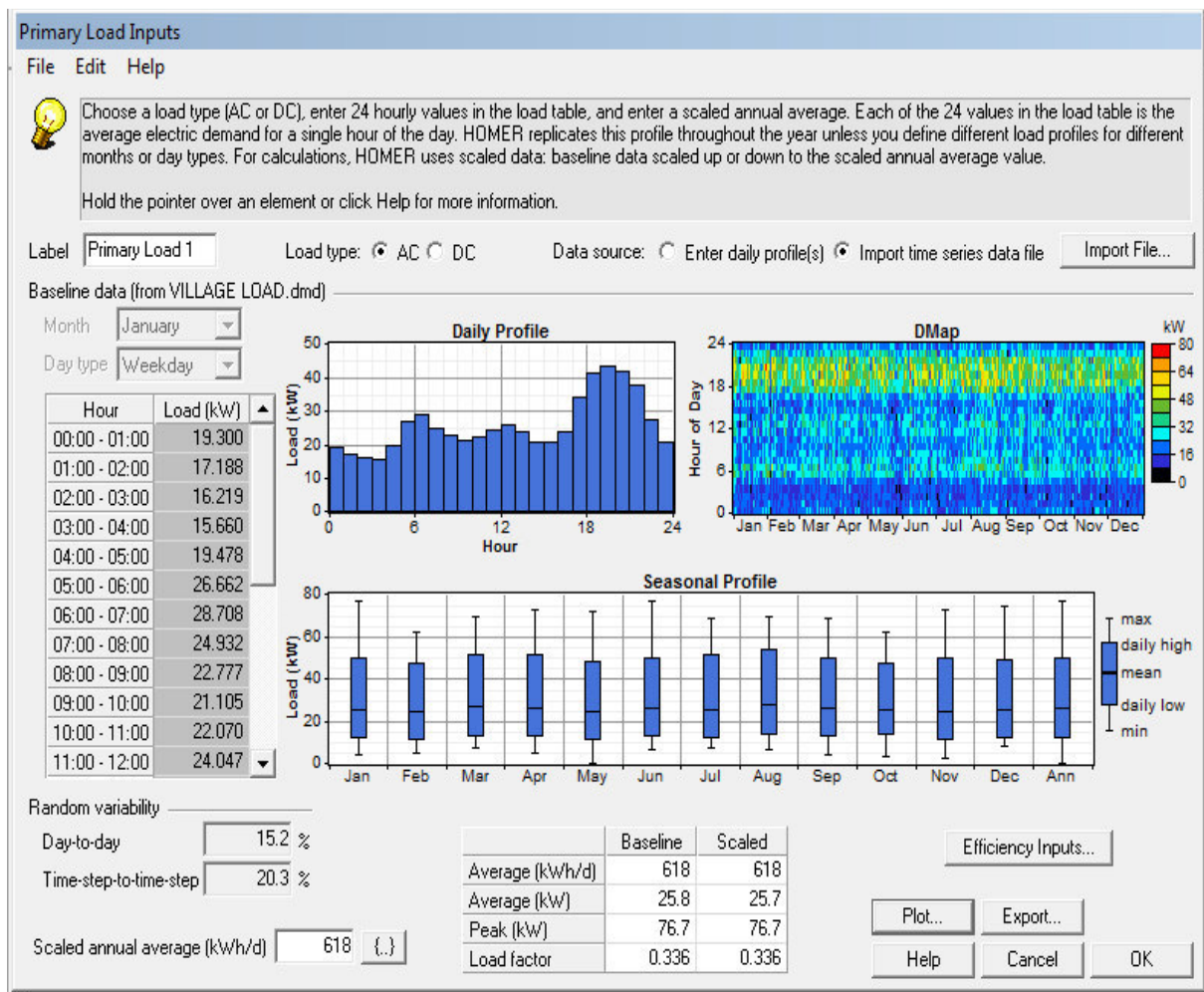


Fig.IV. 5. Profil de la charge considérée

En regardant la figure IV.5 on peut remarquer qu'il s'agit d'une charge avec une valeur moyenne annuelle de 618 kWh/j et un pic de puissance instantanée de 76,7 kW.

Tenant compte des habitudes et du rythme de vie des populations rurales, l'évolution de cette courbe de charge peut être analysée de la façon suivante :

Entre minuit et 7h du matin: cette période est caractérisée par un minimum de consommation journalière (les heures du coucher des familles), pas d'activités professionnelles, seul l'éclairage des rues fonctionne. A 6h du matin c'est l'heure de lever des membres des familles.

Entre 7h et 17h, pendant cette durée la consommation est moyenne et est relativement constante. On enregistre majoritairement des activités de l'administration, des infrastructures communautaires (écoles, centres de santé, etc.), des activités économiques à travers les points de commerces, les ateliers d'artisanat, et autres ; A 12h c'est l'heure du déjeuner.

Entre 17h et minuit : c'est la période de consommation maximale, elle inclue l'heure de pointe (le pic), à partir de 18h, la majeure partie de la population retourne dans les foyers, ce qui crée une augmentation de la consommation en énergie avec la mise en marche de divers appareils électriques. On enregistre aussi quelques points d'animation nocturnes. On a un pic de consommation entre 19h et 20h. Certaines infrastructures communautaires, notamment les centres de santé, l'éclairage de certains points publics continuent de fonctionner jusqu'au matin.

Pour l'étape suivante (pré-dimensionnement), on a besoin de calculer la consommation journalière moyenne par mois (kWh/jour). Ces données ne sont pas disponibles dans le logiciel HOMER, mais on peut exporter le fichier utilisé pour le profil de charge sous forme d'un fichier Excel. Le fichier exporté contient 8760 valeurs, chaque valeur représente la consommation horaire moyenne pour les 365 jours de l'année ($24 \times 365 = 8760$). Après le traitement des données nous avons obtenu les résultats qui sont représentés dans la figure IV.6, et le tableau IV.3:

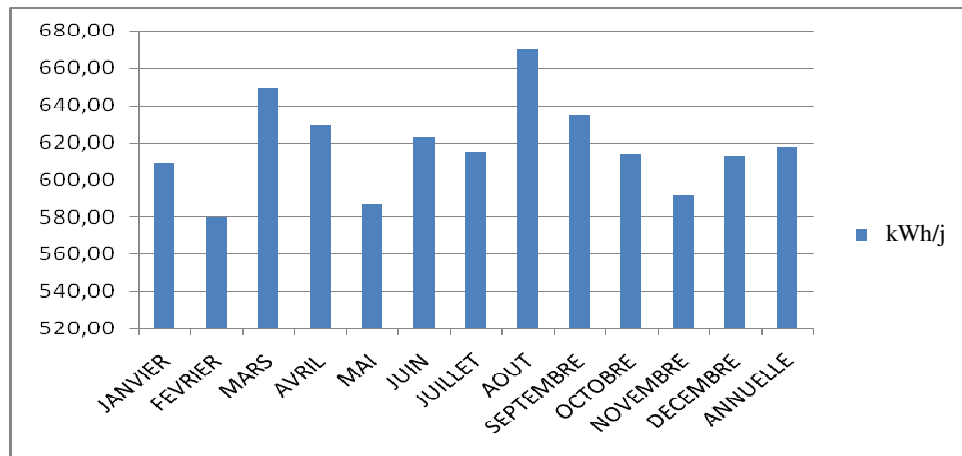


Fig.IV. 6. Consommation journalière moyenne mensuelle.

mois	Consommation journalière moyenne kWh/jour/mois
Janvier	608,96
Février	579,70
Mars	649,26
Avril	629,37
Mai	586,54
Juin	622,75
Juillet	614,85
Aout	670,05
Septembre	634,61
Octobre	613,92
Novembre	591,40
Décembre	612,14
Annuelle	618

Tableau IV.3. Consommation journalière moyenne mensuelle.

On peut constater que la consommation la plus élevée est enregistrée dans le mois d'Août avec une valeur de 670,05 kWh/jour. Pour résumer, les valeurs utilisées pour l'étape suivante sont données dans le tableau IV.4 :

Consommation mensuelle la plus élevée (kWh/Jour)	670
Consommation annuelle moyenne (kWh/Jour)	618
Puissance instantanée maximale (kW)	77

Tableau IV.4. Données de consommation utilisées pour le pré-dimensionnement

IV.7. Etape 4 : Pré-dimensionnement manuel des équipements

Le logiciel HOMER, bien que très bien fait et très utile, n'est qu'un outil. Ainsi, s'il est lancé avec des données farfelues ou erronées, les résultats qu'il produira ne représenteront pas la réalité. Parfois, à cause du format des données entrées, on doit forcer certaines données pour obtenir un système qui représente la réalité. Donc pour de meilleurs résultats, une meilleure analyse et une meilleure compréhension du système, il vaut mieux faire un travail de pré-dimensionnement à la main pour tous les équipements important: le champ PV, les batteries, les onduleurs ainsi que le générateur diesel.

Le pré-dimensionnement est un calcul simple basé sur certaines connaissances qui consiste à chercher un ordre de grandeur de la taille du système, de même c'est un moyen de valider les résultats obtenu par le logiciel HOMER.

Dans cette étape on peut dimensionner le câblage et les équipements connexes (fusibles, parafoudre, etc.) pour une analyse plus détaillée.

IV.7.1. Dimensionnement du Générateur PV

Pour le dimensionnement du champ de panneaux, deux équations sont nécessaires [175].

La relation entre le gisement solaire et le nombre d'heures équivalent est donnée par l'équation suivante:

$$E_{sol} = N_e * 1000 \quad (IV.1)$$

E_{sol} : gisement solaire (Wh/m²/jours)

N_e : nombre d'heure d'ensoleillement équivalent (h/jours)

1000 : ensoleillement optimale (W/m²)

La relation entre la demande énergétique et la puissance crête est donnée par l'équation suivante :

$$E_{elec} = N_e * P_c * C_p \quad (IV.2)$$

E_{elec} : demande énergétique (Wh/jours)

C_p : Coefficient associé aux pertes.

P_c : Puissance crête des panneaux PV.

À partir des deux équations citées ci-dessus, on peut trouver la puissance des panneaux nécessaires par la formule suivante [175]:

$$P_c = (E_{elec} * 1000) / (E_{sol} * C_p) \quad (IV.3)$$

Donc il suffit d'utiliser les données météorologiques (étape 2) et les données de la demande énergétique (étape 3) pour calculer la puissance des panneaux.

Concernant les pertes (coefficient C_p), on a plusieurs sources :

- Salissure du panneau : neige, sable, vitrage (courant)
- Aux bornes de diodes série (tension)
- Aux bornes du régulateur série (tension)
- Aux bornes des câbles (tension), pertes considérées nulles si câblage optimisé
- Température élevée, pays chaud seulement et selon le type de technologie (tension)
- Régulateur classique (si régulateur MPPT, pas de pertes)
- Efficacité de la batterie
- Efficacité de l'onduleur

- Perte de début et fin de journée (tension)
- Différence entre puissance réelle du panneau et puissance annoncée (parfois nécessaire)

Si le système est bien dimensionné en tension (modules avec une tension suffisante pour pallier aux pertes en tension), les pertes se résument aux salissures et à l'efficacité de la batterie et de l'onduleur. Pour les systèmes avec parc batterie, le coefficient C_p est en général compris entre 0,55 et 0,75 [175]. La valeur approchée que l'on utilise pour les systèmes avec batterie sera souvent de 0,65.

À la suite du dimensionnement, on peut obtenir plusieurs valeurs de puissance crête, comme présenté dans le tableau IV.5 :

		Demande énergétique	
		Max (670 kwh/j)	Moyenne (618 kwh/j)
Gisement Solaire	Min (2,56 kwh/m2/j)	$P_c = 403 \text{ kwc}$	$P_c = 371 \text{ kwc}$
	Moyenne (4,94 kwh/m2/j)	$P_c = 209 \text{ kwc}$	$P_c = 192 \text{ kwc}$

Tableau IV.5. Puissances du générateur PV obtenus après le pré-dimensionnement.

Ces valeurs sont intéressantes afin d'obtenir un intervalle de possibilités. On suggère donc d'utiliser ces valeurs comme entrées dans HOMER, on ajoutant d'autres valeurs médiantes et le zéro pour se situer dans le cas du diesel seul.

La solution optimale calculée par HOMER pour la puissance crête se situe, en général, entre les valeurs de puissances crêtes calculées avec ces données. Les valeurs, plus faibles et plus élevées, permettent de s'assurer qu'il n'y a pas de solution qui nécessite moins de panneaux ou plus de panneaux que les solutions auxquelles on s'attend.

Une fois la puissance crête calculée, on peut déterminer la tension du système.

Cette dernière dépend de plusieurs paramètres :

- Type d'application ;
- Puissance totale du système photovoltaïque
- Disponibilité des matériels (modules, récepteurs)
- Extension géographique du système.

La tension recommandée en fonction de la taille du système est donnée dans le tableau IV.6:

Puissance du champ	0-500 Wc	500 Wc- 2 kWc	2-10 kWc	plus que 10 kWc
Tension suggérée	12 V	24 V	48 V	plus de 48 V

Tableau IV.6. Tension recommandée pour un système photovoltaïque [175].

La tension issue de ce tableau est la tension adaptée la plupart du temps. Donc La tension du système devrait donc être d'au moins 48 V.

Le courant maximal I_m (en A) nécessaire est donné par l'équation suivante :

$$I_m = P_c / V_{CC} \quad (IV.4)$$

V_{CC} : La tension nominale du bus à courant continu (V)

Le régulateur est dimensionné selon la tension nominale et le courant maximal débité par les panneaux solaire.

La technologie des modules la mieux appropriée dépend avant tout de la puissance à mettre en œuvre mais aussi du type de climat, du coût, et parfois de considérations esthétiques. Dans tous les cas on s'assure de l'adéquation du type des panneaux à l'application en passant en revue ses paramètres électriques, avec une attention particulière sur les points suivants [175]:

- Tension suffisante
- Type de garantie sur la puissance crête (parfois la garantie ne porte que sur 80% de la puissance nominale, il faut en tenir compte dans le calcul).
- Tenue climatique,
- Facilité de montage, etc.

La plupart des applications PV de plus que 150W, sont donc équipées de module silicium cristallin, de puissance généralement compris entre 150 et 300 W.

Une fois la puissance du champ de panneaux déterminée, on peut trouver, en première approximation, le nombre de panneaux nécessaires, on n'a qu'à diviser la puissance crête par la puissance du modèle de panneaux utilisés.

Le nombre de panneaux nécessaires est intéressant à connaître pour évaluer la surface qui serait utilisée par les panneaux. Ceci peut être un indice de la viabilité du projet.

IV.7.2. Dimensionnement des Batteries

Le pré-dimensionnement des accumulateurs est aussi déterminant. HOMER permet de définir plusieurs séries de batteries en parallèle. Les batteries sont généralement définies en Ah, on utilise donc les besoins journaliers, B_j , en Ah/jours. On doit donc diviser les besoins énergétiques en Wh par la tension nominale du système :

$$B_j = E_{elec} / V_{CC} \quad (IV.5)$$

E_{elec} : demande énergétique (Wh/j)

V_{CC} : La tension nominale du bus à courant continue (V).

Pour déterminer le système de batteries, il faut donc connaître le nombre de jours d'autonomie nécessaire, c'est-à-dire le nombre de jours susceptibles d'être sans apport d'énergie solaire et les températures pour le lieu choisi. Des températures basses sont nocives pour les batteries (voir paragraphe.III.4.3). Il faut donc appliquer un coefficient réducteur qui tient compte de ce fait. On doit aussi connaître la profondeur de décharge du type de batteries choisi. Avec ces données et la demande énergétique, on calcule la capacité des batteries en tenant compte des coefficients de réduction comme décrit dans [175, 176] :

$$C_{nom} = (N_{ja} * B_j) / (P_d * R_t) \quad (IV.6)$$

C_{nom} : capacité nominale

N_{ja} : nombre de jours d'autonomie

P_d : profondeur de décharge

R_t : coefficient réducteur qui tient compte de l'effet de la température

Pour trouver le nombre de jours nécessaires pour le dimensionnement des batteries, [173] offre des données de jours équivalents sans soleil. Ces données peuvent être utilisées pour identifier le nombre de jours d'autonomie nécessaire. Il faut donc obtenir la tension désirée en mettant plusieurs batteries en série et pour obtenir le système final voulu, il faut mettre plusieurs séries de batteries en parallèle.

Les détails de pré-dimensionnement des batteries sont résumés dans le tableau suivant:

E_{elec} (kWh/j)	618				
V_{CC} (V)	48				
B_j (kAh/j)	13				
capacité de batterie choisie (Ah)	1900				
Tension de batterie choisit (V)	4				
P_d	0,6				
R_{ond}	0,9				
R_t	0,85				
Nombre de jours d'autonomie	1	2	3	4	5
Capacité Total (kAh)	28,05	56,10	84,15	112,20	140,25
Nombre total des Batteries	15	30	44	59	74
Nombre des Batteries en série	12				
Nombre des Batteries en parallèle	2	3	4	5	7
Nombre total des Batteries révisé	24	36	48	60	84
Capacité Totale révisée (kAh)	45,60	68,40	91,20	114,00	159,60

Tableau IV.7. Détails de pré-dimensionnement des batteries

IV.7.3. Dimensionnement des Autres équipements

Le régulateur, le convertisseur et le câblage peuvent aussi être dimensionnés pour une meilleure approximation des coûts. Le dimensionnement des autres équipements accessoires (protections contre la foudre, fusibles, disjoncteurs et autres) est superflu pour une étude macroscopique.

Seul le convertisseur est représenté dans HOMER. Le régulateur et le câblage peuvent être dimensionnés selon [175, 176] et leurs coûts associés ainsi estimés. Le régulateur doit être inclus dans les coûts de panneaux solaires ainsi que le câblage et autres fournitures nécessaires dans le cas de simulations dans HOMER.

IV.7.4. Dimensionnement du Convertisseur

Dans le logiciel HOMER le convertisseur est utilisé soit comme un onduleur unidirectionnel, soit comme un onduleur bidirectionnel (onduleur/redresseur). Le choix du convertisseur est crucial pour la réussite du projet et doit être adapté à chaque situation particulière.

Plusieurs paramètres doivent être pris en compte lors du dimensionnement du convertisseur telles que : la puissance maximale en sortie du convertisseur, l'intensité maximale que le chargeur peut délivrer aux batteries, la tension avec laquelle le chargeur alimente les batteries et la forme du signal délivré par l'onduleur [175].

Pour les entrées du logiciel on a besoin d'un seul paramètre qui est la puissance maximale en sortie du convertisseur qui doit être supérieure à la puissance maximale demandée par les consommateurs (pic de la puissance instantanée).

Le convertisseur utilisé pour notre application est un bidirectionnel et sera dimensionné par la formule suivante :

$$P_{ond} = coeff * Puissance\ instantanée\ maximale \quad (IV.7)$$

coeff : c'est un coefficient de sécurité qui doit tenir des pertes dans les câble et le rendement du convertisseur. On prend *coeff* = 1,25 [177].

Après le calcul, on trouve une puissance pour le convertisseur de **96 kW**.

On peut utiliser un seul convertisseur ou plusieurs convertisseurs équivalents à la puissance calculée selon la disponibilité du produit dans le marché.

IV.7.5. Dimensionnement du Groupe électrogène

La puissance générée par le groupe électrogène est faible par rapport au réseau classique. Cela signifie qu'il sera influencé par la charge supportée, ce qui entraîne des

fluctuations dans la fréquence et la tension. La variation dans la charge est donc un paramètre important à étudier avant d'entamer l'étape de dimensionnement de système. Le groupe électrogène est généralement dimensionné pour une charge finale connectée prévue.

Il est essentiel que les règles de sécurité doivent être respectées, afin d'éviter d'endommager les personnes et les matériels. Une installation du groupe électrogène peut provoquer des situations dangereuses car le courant de court-circuit dans un alternateur est plus de trois fois supérieur au courant nominal. Il est souhaitable de placer la génératrice près de la charge pour éviter de longs câbles [52].

Le dimensionnement de générateur diesel doit avoir le minimum d'influence sur l'environnement. Tous les impacts doivent être étudiés et tout genre de pollution doit être réduit au minimum pour préserver la terre. Les impacts qui traduisent un fonctionnement du groupe diesel sont : les émissions de gaz à effet de serre, les vibrations, le bruit, les perturbations sur le réseau électrique dans le cas de connexion avec ce dernier [52].

Outre les impacts électriques, les problèmes proviennent principalement du moteur diesel lui-même. Puisqu'il s'agit de groupes diesels de génération d'énergie, l'impact de l'environnement est important à étudier.

Dans un système hybride le générateur diesel est utilisé pour répondre à la demande lorsque celle-ci ne peut pas être satisfaite par le PV ou lorsque les batteries sont déchargées.

En général le GD est dimensionné pour couvrir les pics de la demande de la charge. Pour cela on utilise la formule suivante [177]:

$$P_{dgmax} = C_s * P_{max} \quad (IV.8)$$

P_{max} : puissance instantanée maximale (kW)

C_s : coefficient de sécurité tient compte de l'évolution de la charge dans le futur, il est égale à 1,3 [177].

Cette méthode de dimensionnement du GD ne tient pas compte de la relation entre la sortie du PV, la capacité de stockage et la puissance du GD. Pour cette raison nous allons considérer plusieurs valeurs de puissance du GD qui varie entre 0 et P_{dgmax} .

Les valeurs de la puissance du GD utilisé dans la simulation sont : 0, 9, 13, 20, 28, 30, 55, 80, 100 kW. Ce sont des valeurs standards des produits commerciaux dont les données techniques et économiques sont disponibles [178].

IV.8. Etape 5 : Identifier les équipements nécessaires

Cette étape est très rapide. Elle consiste à identifier les équipements nécessaires pour le système qu'on veut modéliser. Dans le cas de notre système hybride, on a besoin de panneaux solaires, de batteries, d'un convertisseur, et un GD, il s'agit que de choisir les équipements dans la zone (équipement à considérer), afin de pouvoir, par la suite, entrer les données qui leur sont associées (figure IV.7).

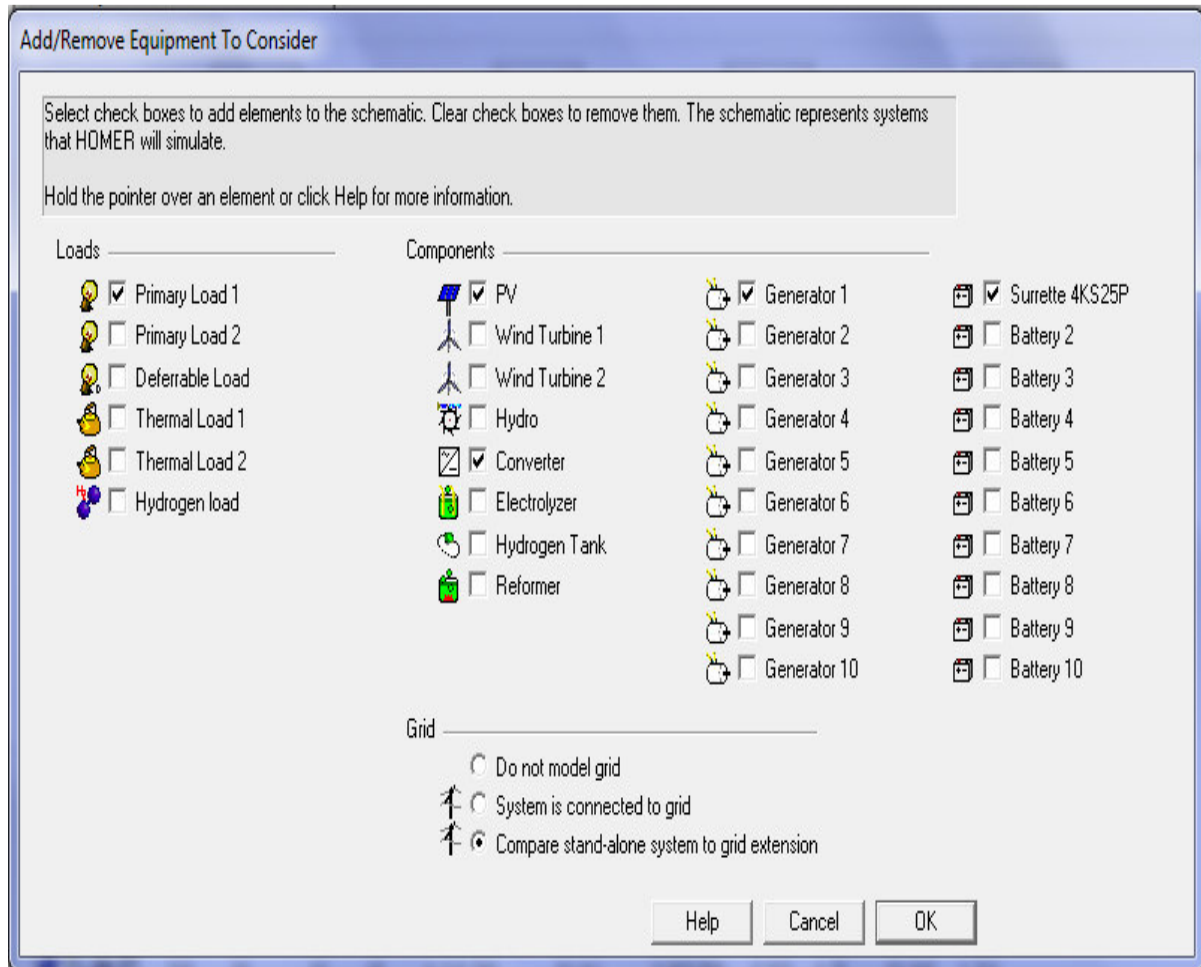


Fig.IV. 7. Identification des équipements nécessaires.

Il faut aussi inclure la demande énergétique (primary load). Sans demande énergétique, HOMER donne un message d'erreur, le logiciel étant fait pour optimiser le système de production d'énergie en fonction de la demande énergétique.

Une fois sélectionnés, les divers équipements apparaissent dans la zone de définition du système et les ressources nécessaires aux équipements sélectionnés apparaissent dans la zone de définition des ressources comme à la Figure IV.8.

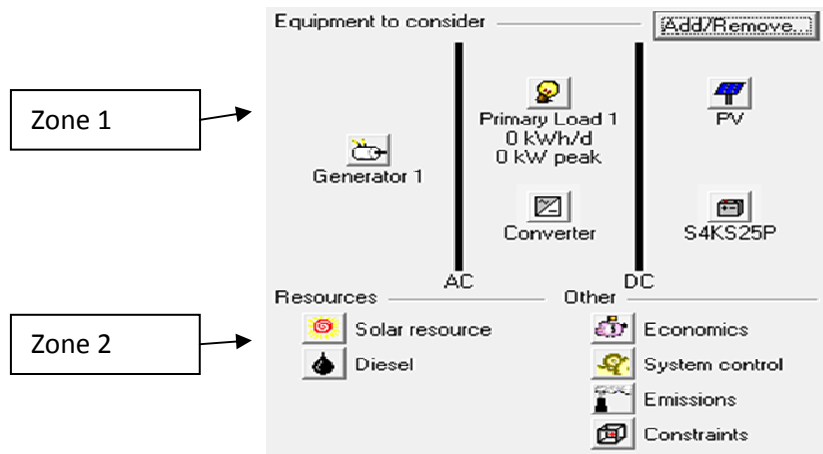


Fig.IV. 8. Architecture du système après l'identification des équipements.

IV.9. Etape 6 : Entrer les données nécessaires dans le logiciel

En bref, les données à entrer sont celles reliées à la zone 1 et 2 de HOMER (figure IV.8). Il s'agit de données reliées à la consommation énergétique, aux équipements (les dimensions et les différents coûts des équipements : installation, opération et maintenance) et aux ressources nécessaires comme les données de gisement solaire, aussi bien que les données reliées au combustible utilisé par la génératrice. Dans la zone 2 des ressources, il y a aussi certains paramètres économiques que l'on peut modifier (taux d'intérêt, la durée de vie du projet). D'autres paramètres permettent un différent contrôle du système (le pas du temps utilisé dans la simulation, la stratégie de fonctionnement). Finalement, certaines contraintes peuvent être exigées comme une fraction minimale d'énergie renouvelable à avoir dans le système ou encore accepter un certain pourcentage de déficit en énergie.

La qualité et l'exactitude des données entrées sont très importantes parce que le logiciel HOMER se base sur ces données pour effectuer les calculs. Celles-ci ont donc un impact direct sur la justesse des résultats obtenus.

Il est impératif de consulter l'aide de HOMER lorsqu'on entre les données. L'aide décrit ce qu'il faut inclure et définit précisément les termes utilisés dans le logiciel. Parfois, l'aide de HOMER suggère des sites internet à consulter ou même des valeurs à entrer. L'aide est un outil essentiel pour tout projet.

Les détails des données solaires et de la charge ont été donnés au paragraphe précédent (étape 2 et 3), par contre les autres données sont décrites dans la suite.

IV.9.1. Données d'équipements

Les données d'équipements décrivent les options technologiques, les coûts, la taille et le nombre de chaque composant que HOMER va utiliser dans les simulations.

Ces données concernent l'équipement qui sera utilisé pour le système de production telles que : le PV, les batteries, le GD et le convertisseur.

L'utilisation du logiciel HOMER est simple et intuitive, mais un travail de recherche en amont doit être fait minutieusement et rigoureusement pour les données entrées, surtout au niveau des coûts des équipements. Si ce travail n'est pas effectué correctement, les résultats obtenus ne représenteront pas un système fonctionnel réel.

Pour les grandeurs à considérer elles sont détaillées dans l'étape de pré-dimensionnement, donc il suffit de les entrer dans le logiciel.

Pour les coûts, des informations peuvent être trouvées sur de nombreux sites internet en fonction de la région où le projet aura lieu. Les sites internet sont de bonnes ressources tant qu'on s'attarde à la fiabilité et à la validité de la source (sites d'organismes reconnus ou sites gouvernementaux). Ils sont souvent plus à jour que les livres et plus accessibles que les articles scientifiques. Il est important de porter une attention particulière au lieu géographique et aux prix trouvés : dans certains pays les équipements sont plus chers. Le prix peut être défini selon une moyenne de prix trouvés sur plusieurs sites pour des équipements bien précis ou il peut être déterminé selon des prix généraux. Par exemple, on peut trouver le prix moyen des panneaux par Wc au lieu d'un prix pour un modèle de panneaux précis. Lorsqu'on entre les données, il faut faire attention : le prix doit parfois être entré par équipement (par batterie), et parfois selon la puissance de l'équipement (panneaux solaires, prix pour une certaine puissance).

➤ **Données du Générateur PV**

Pour le générateur PV on assume que le coût d'achat et de remplacement d'un kWc est de 1400\$ (152607DA) [179-185], et le coût de fonctionnement et de maintenance correspond à 1% de l'investissement par année [176].

Il est important de noter que le coût d'achat tient compte du prix des panneaux solaires (65%), du régulateur (5%), des autres composantes de fixation et du câblage (20%), des frais de l'installation (10%) [176, 179-185].

Ensuite il faut renseigner les propriétés du champ de panneaux photovoltaïques : le type de courant, la durée de vie, les pertes causées par la chaleur et l'encrassement, l'inclinaison, l'orientation et la réflectivité du sol comme il est présenté dans la figure IV.9.

Pour simplifier le calcul on a négligé l'effet de la température. On suppose que le régulateur est un régulateur MPPT.

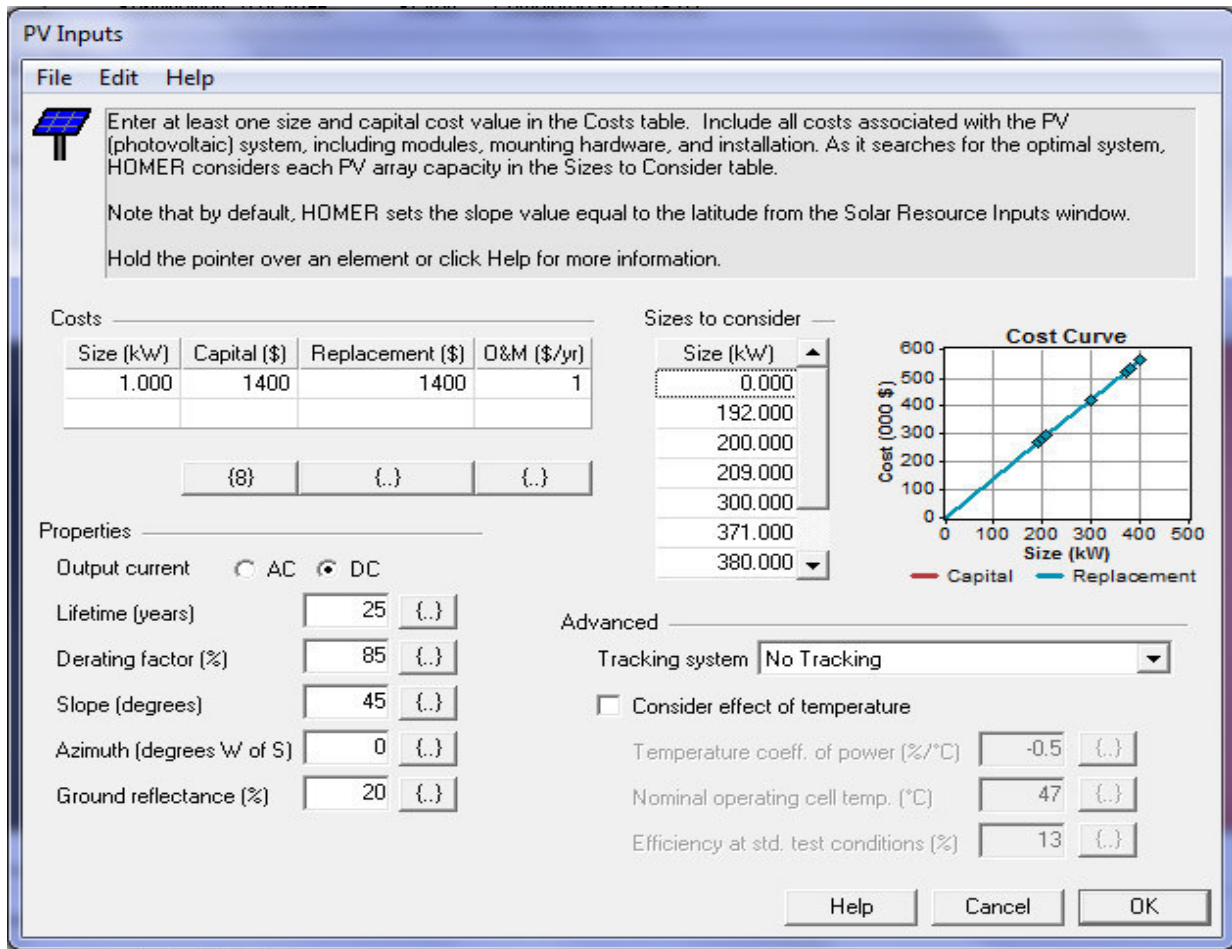


Fig.IV. 9. Données techniques et économiques du générateur PV

➤ Données des Batteries

L'unité du système de stockage choisie était Surette 4KS25P de tension nominale de 4 V et de capacité nominale de 1900Ah, son rendement est de 80% avec une profondeur de décharge de 60% et une durée de vie de 12 ans. Les caractéristiques techniques et économiques de la batterie choisie sont présentées dans les figures IV.10. Le système de stockage a été configuré tel que chaque rangée de batteries en série se compose de 12 unités, ce qui donne une tension de 48V du bus CC. Le coût initial d'une batterie est évalué à 1175\$ et le coût de remplacement est celui du coût initial [186], tandis que le coût de fonctionnement et de maintenance est estimé à 10\$[171].

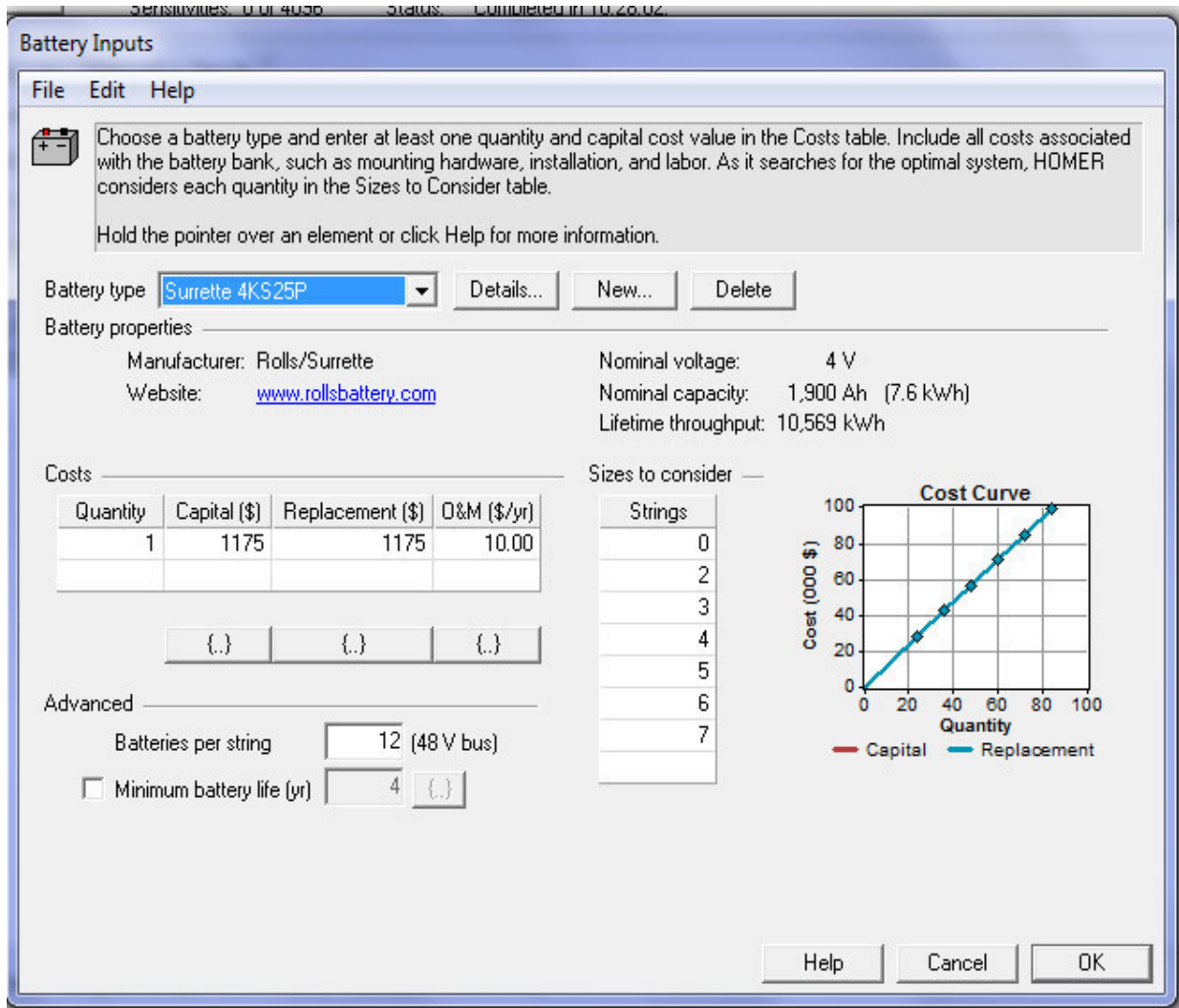


Fig.IV. 10. Données techniques et économiques des batteries

➤ **Données du Convertisseur**

On estime que le coût initial (achat et installation) de l'onduleur bidirectionnel choisit pour notre application est de 700\$/kW, qui est identique au coût de remplacement. Les coûts d'opération et maintenance sont estimés à 1% de l'investissement par an. Sa durée de vie évaluée à 15 ans. On suppose que le rendement du convertisseur est de 90 % en mode onduleur et 85 % en mode redresseur [171, 64]. Les caractéristiques du convertisseur sont présentées dans la figure IV.11.

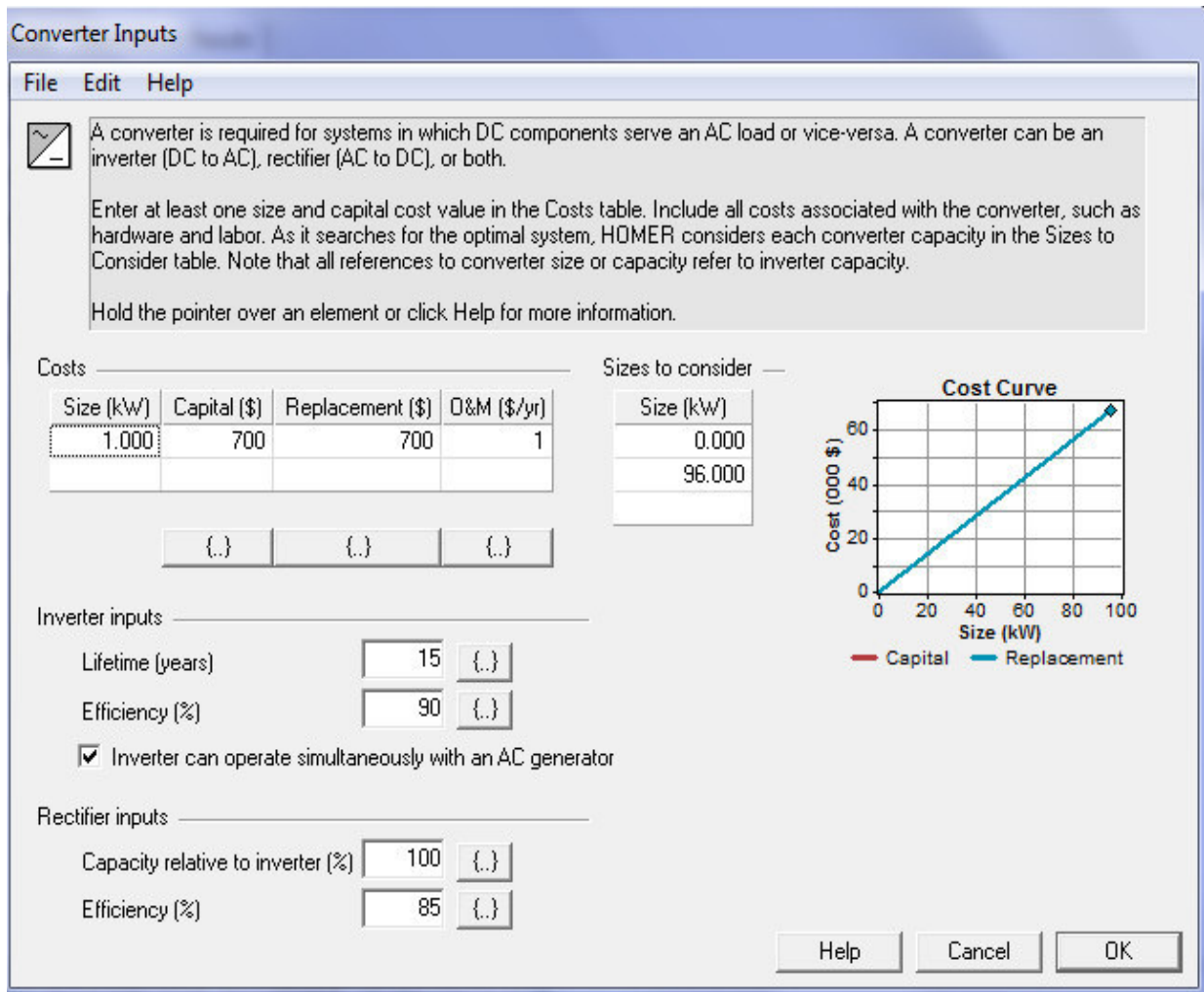


Fig.IV. 11. Données techniques et économiques du convertisseur

➤ **Données du Générateur Diesel**

Le prix du générateur est donné par puissance comme il est montré dans le tableau IV.8 [178], le coût de remplacement est supposé égal au coût initial, on a supposé que le coût de fonctionnement et d'entretien est de 0,03\$/h. On a estimé que le générateur a une durée de vie de 15.000 heures de fonctionnement avec un taux de charge minimum fixé à 30% de sa capacité nominale [64, 176, 187]. Les caractéristiques du générateur sont présentées dans la figure IV.12.

Puissance (kW)	9	13	20	28	30	55	80	100
Prix (\$)	4224	4655	5074	6198	7380	8949	9782	10929

Tableau IV.8. Prix du générateur diesel en fonction de la puissance [178].

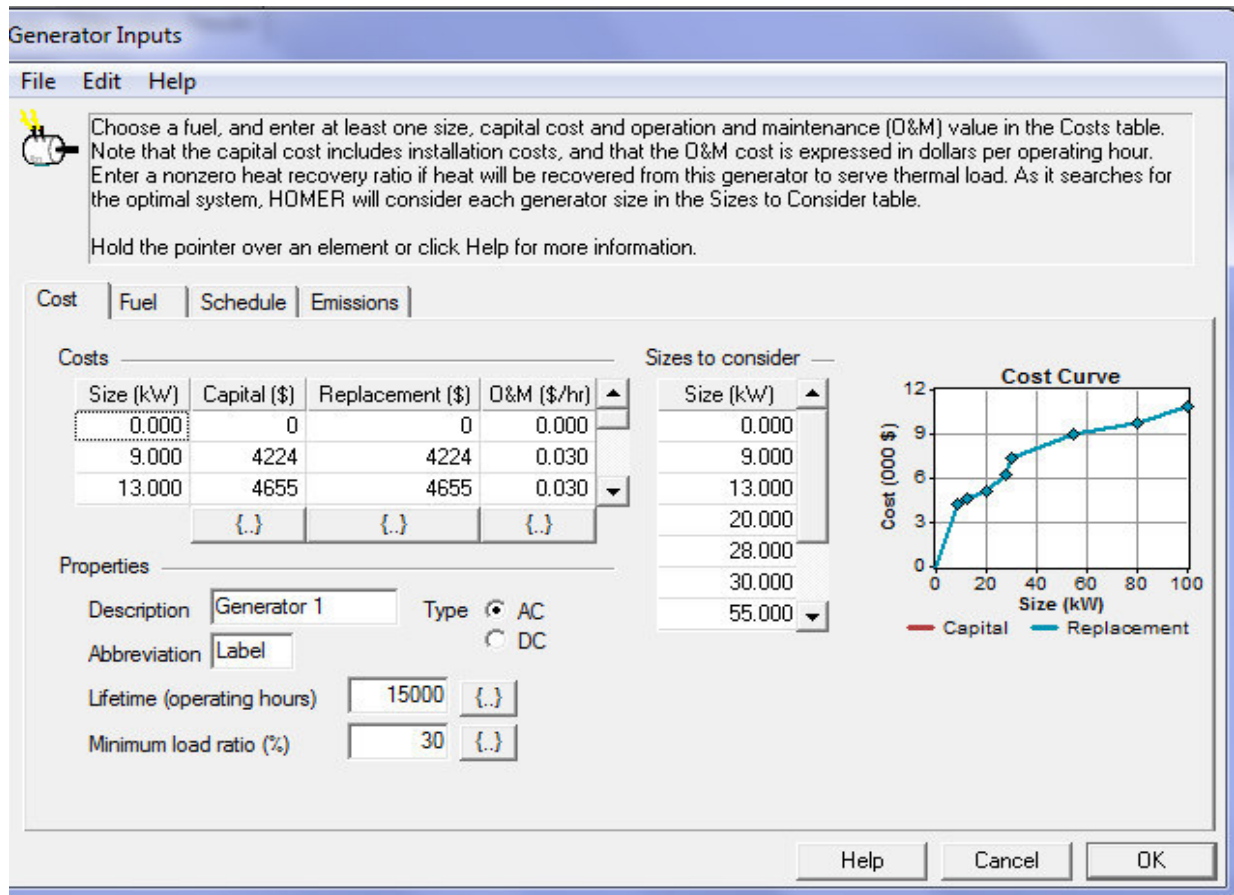


Fig.IV. 12. Données techniques et économiques du générateur Diesel

IV.9.2. Données sur le combustible

Principalement, il faut trouver le prix du combustible, donc dans ce cas-ci, le prix du diesel au litre. Les prix varient selon l'endroit où le diesel est acheté. Bien que le prix avant taxes est similaire dans plusieurs pays (autour de 80¢/litre en 2010) [176], les taxes ajoutées pour chaque pays sont différentes. De plus, comme tous les combustibles fossiles, le prix de diesel est en constante augmentation. Il faut donc trouver une donnée à jour pour le prix du combustible.

Selon une étude préparée par le GIZ, la firme allemande spécialisée dans l'expertise multisectorielle aux niveaux régionaux et internationaux, l'Algérie est classée parmi les pays 10 top où le carburant est le moins cher dans le monde [188]. Actuellement, le prix de diesel en Algérie est de 18,76 Dinars Algériens (AD) par litre, ce qui équivaut à 0,171 \$/L [189]. En fait, le coût du carburant varie selon la région, dans des endroits éloignés, le prix serait plus élevé en raison des coûts de transport. Une autre cause responsable de l'augmentation des prix du carburant est la pénurie de carburant, dans certains cas, les prix du carburant augmentent jusqu'à 50 DA par litre (0,625 \$ / L) [64]. Il faut donc tenir compte de la variabilité de cette donnée. Une analyse de sensibilité avec le prix du carburant serait justifiée. Les données de combustible sont présentées dans la figure IV.13.

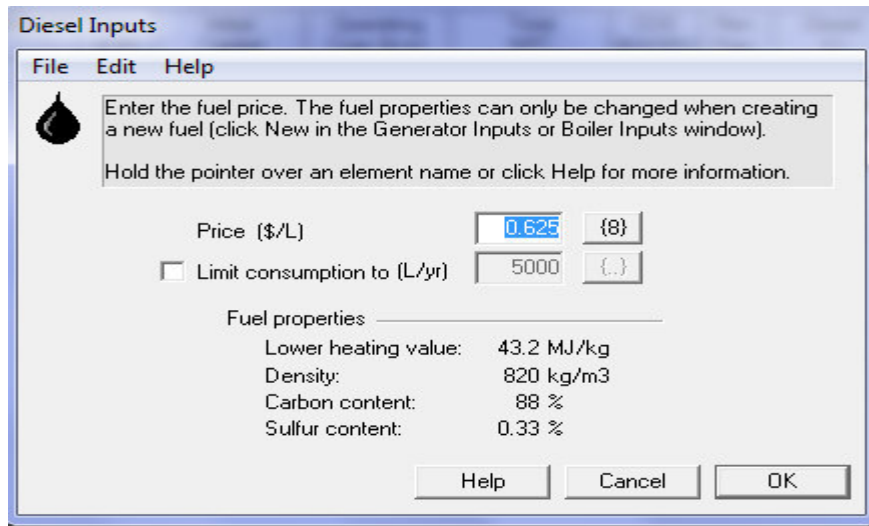


Fig.IV. 13. Données de combustible

IV.9.3. Données du contrôle et contraintes du système

Pour les données du contrôle on assume un pas de temps de 60 min, et le système hybride désiré fonctionne suivant la stratégie du stockage à long terme « Cycle Charge Strategy » qui a été déjà décrite dans la section II.7.1.

Les contraintes sont les conditions que le système doit satisfaire. HOMER met de côté les systèmes ne satisfaisant pas les contraintes, ils n'apparaissent donc pas dans les résultats d'optimisation. On peut indiquer si on permet un déficit en énergie et imposer une proportion minimale d'énergie renouvelable requise dans le système. Dans cette section, on détermine aussi les réserves d'énergie en pourcentage soit en fonction de la charge, soit en fonction du type d'énergie. Les réserves permettent d'avoir un surplus d'énergie pour assurer l'alimentation continue. Pour notre application on utilise les valeurs par défaut du logiciel. Les données économiques, du contrôle et les contraintes du système sont résumées dans le tableau IV.9.

Données économiques		Données du contrôle		Contraintes	
taux d'intérêt réel annuel (%)	durée de vie du projet (ans)	pas de temps utilisé dans la simulation (min)	stratégie de fonctionnement	capacité de déficit en énergie (%)	Fraction minimale de l'énergie renouvelable (%)
6	25	60	stockage à long terme	0	0

Tableau IV.9. Données économiques, du contrôle et contraintes du système.

IV.10. Etape 7 : Lancement du calcul

Une fois toutes les données entrées, on obtient l'architecture du système présenté dans la figure IV.14. Maintenant il suffit de lancer le calcul on clique sur le bouton « calculate », ensuite les résultats sont affichés, avec la solution la moins chère en premier. On peut voir tous les résultats de tous les systèmes « overall » ou les résultats par type de système « categorized ». HOMER produit parfois aussi des avertissements. En général, il ne faut plus avoir d'avertissements, sauf dans certains cas pour lesquels on impose des valeurs. Il faut donc bien comprendre la nature des avertissements et des erreurs données par HOMER et agir correctement

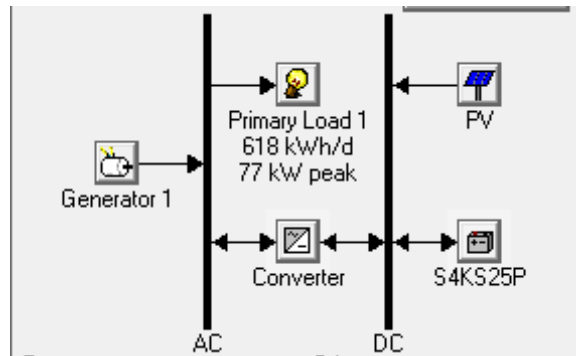


Fig.IV. 14. Architecture du système après l'entrée des données nécessaires.

IV.11. Etape 8 : Résultats et discussion

HOMER simule les configurations du système avec toutes les combinaisons des composants spécifiés en entrée. Il élimine les résultats de tous les configurations de systèmes infaisables, qui ne sont pas en adéquation avec la demande en électricité ni ne sont compatibles avec les ressources et les contraintes spécifiées.

Après la simulation de toutes les configurations possibles, nous avons obtenu les résultats globaux qui sont affichés dans la figure IV.15.

Double click on a system below for simulation results. Categorized Overall Export... Details...

Icons	PV (kW)	Label (kW)	S4KS25P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	Diesel (L)	Label (hrs)
	192	30	48	96	\$ 399,780	36,494	\$ 866,296	0.301	0.71	0.00	46,399	5,221
		55	24	96	\$ 104,349	65,848	\$ 946,110	0.328	0.00	0.00	92,746	7,787
	192	80		96	\$ 345,782	53,139	\$ 1,025,073	0.355	0.66	0.00	76,247	5,521
		80			\$ 9,782	80,108	\$ 1,033,836	0.359	0.00	0.00	119,086	8,759

Fig.IV. 15. Résultats obtenus après la première simulation

Les résultats sont classés dans l'ordre (de haut en bas) de la plus rentable à la moins rentable selon le NPC. On peut remarquer que le système hybride est la configuration la moins coûteuse sur la durée de vie du projet avec un NPC de 866296\$ et COE de 0,301 \$/kWh. Ce système est composé d'un champ PV de 192 kWc, un générateur diesel de 30 kW, un système de stockage de 48 unités de batterie et un convertisseur de 96 kW, avec un coût d'investissement de 399780\$ qui est le plus élevé par rapport aux autres configurations.

Dans la fenêtre des résultats de simulation, nous pouvons voir plusieurs détails techniques et économiques à propos de chaque configuration de système que HOMER simule. Il suffit de faire un double-clic sur la solution désirée. Dans un premier temps on s'intéresse à la configuration optimale dont les détails techniques et économiques sont présentés dans la suite.

IV.11.1. Production et consommation d'énergie électrique

La production et la consommation d'énergie électrique de la configuration optimale sur une année sont détaillées dans le tableau IV.10 la figure IV.16.

Quantité	kWh/an	%
Production totale de l'énergie électrique (kWh/an)	459739	100
Production du générateur PV (kWh/an)	324258	71
Production du générateur Diesel (kWh/an)	135481	29
Consommation total de l'énergie électrique (kWh/an)	225441	100
L'excès de l'énergie produite (kWh/an)	209528	45
La charge non satisfaite (kWh/an)	129	0,1
La capacité de déficit en énergie	129	0,1
Fraction de l'énergie renouvelable (%)	70	

Tableau IV.10. Production de l'énergie électrique de la configuration optimale.

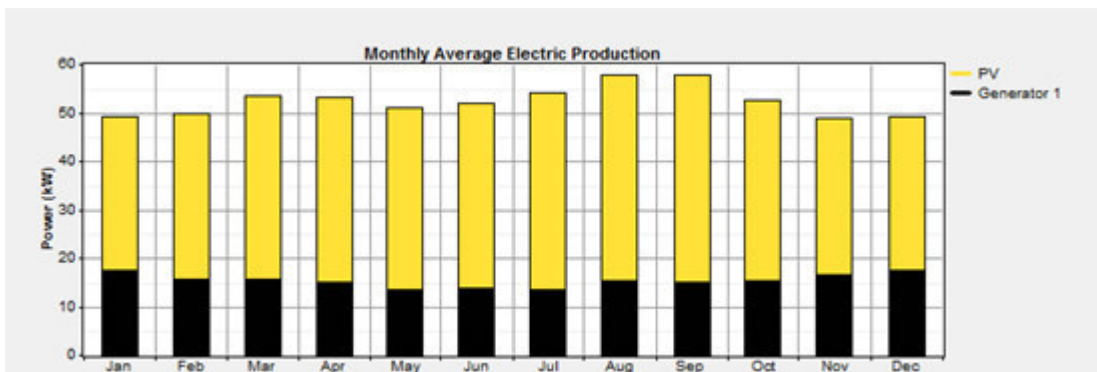


Fig.IV. 16. Production mensuelle de l'énergie électrique de la configuration optimale.

On remarque que les trois quart (71%) des besoins énergétiques du site sont fournis par le générateur PV, le reste (29%) étant assuré par la source d'énergie conventionnelle, ce qui est équivalent à une énergie produite totale de 459739 kWh/an (100%). Cette distribution d'énergie donne une fraction d'énergie renouvelable de 70 %, qui est satisfaisante en vue de la puissance du générateur PV (192 kWc c'est la plus faible valeur) et la capacité du stockage (12*4) considérées dans la simulation.

A noter aussi que la fraction de 70 % est une moyenne annuelle, qui n'est pas constante sur toute l'année, elle est liée à la variabilité des ressources renouvelables. Les mois les mieux ensoleillés correspondent à une production importante par le PV avec une faible production par le GD et inversement.

On constate que les énergies mises en jeu dans le système présentent un caractère continu de disponibilité de l'énergie produite durant toute l'année étant donné que la charge non satisfaite et le déficit sont négligeables, ce qui est très satisfaisant pour les clients (charge satisfaite à 100%).

Mais d'autre part, le système génère un excès de 209528 KW/h, qui présente 45% de l'énergie produite par le système. Cela est justifié par le fait que le site considéré présente un gisement solaire important. Cet excès présente une réserve, qui pourrait être exploité au futur par l'extension du village.

IV.11.2. Paramètres de fonctionnement du générateur PV

Les paramètres de fonctionnement du générateur PV sont résumés dans la figure IV.17.

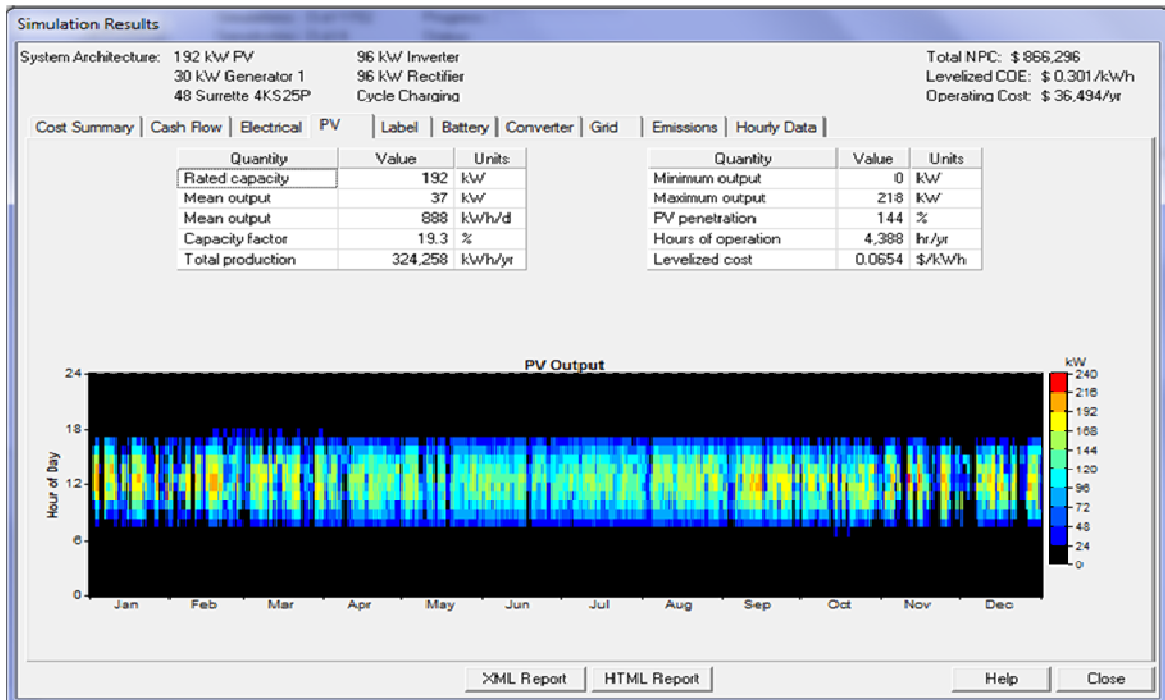


Fig.IV. 17. Paramètres de fonctionnement du générateur PV

Comme, c'est montré, le GPV fonctionne durant toute l'année avec un taux de pénétration élevé de 144% et un facteur de capacité de 19,3%. L'énergie totale produite est de l'ordre de 324258 kWh/an avec une durée de fonctionnement de 4388 h/an et un coût d'énergie de 0,0654 \$/kWh.

On peut remarquer aussi, que la période de fonctionnement du GPV est bornée dans les mois d'hiver entre 7h du matin et 17h, et dans la saison d'été cette limite se stabilise entre 6h du matin jusqu'à 18h. La production d'énergie est faible au lever du soleil (entre 24 et 48 kW), après un certain temps entre 10h et 11h elle augmente (entre 96 et 144), à midi elle atteint son sommet (entre 192 et 216), mais ensuite elle diminue progressivement voire inexistante au coucher du soleil. Cela veut dire que la production par GPV est nulle aux périodes du pic de consommation électrique (entre 20 h et 21 h), ce qui nécessite soit le recours au générateur Diesel, soit à l'énergie stockée dans les batteries pour satisfaire la puissance demandée par les consommateurs. [Les détails de fonctionnement du générateur PV sont présentés dans l'annexe F].

IV.11.3. Paramètres de fonctionnement du groupe électrogène

Les paramètres de fonctionnement du groupe électrogène sont regroupés dans la figure IV.18.

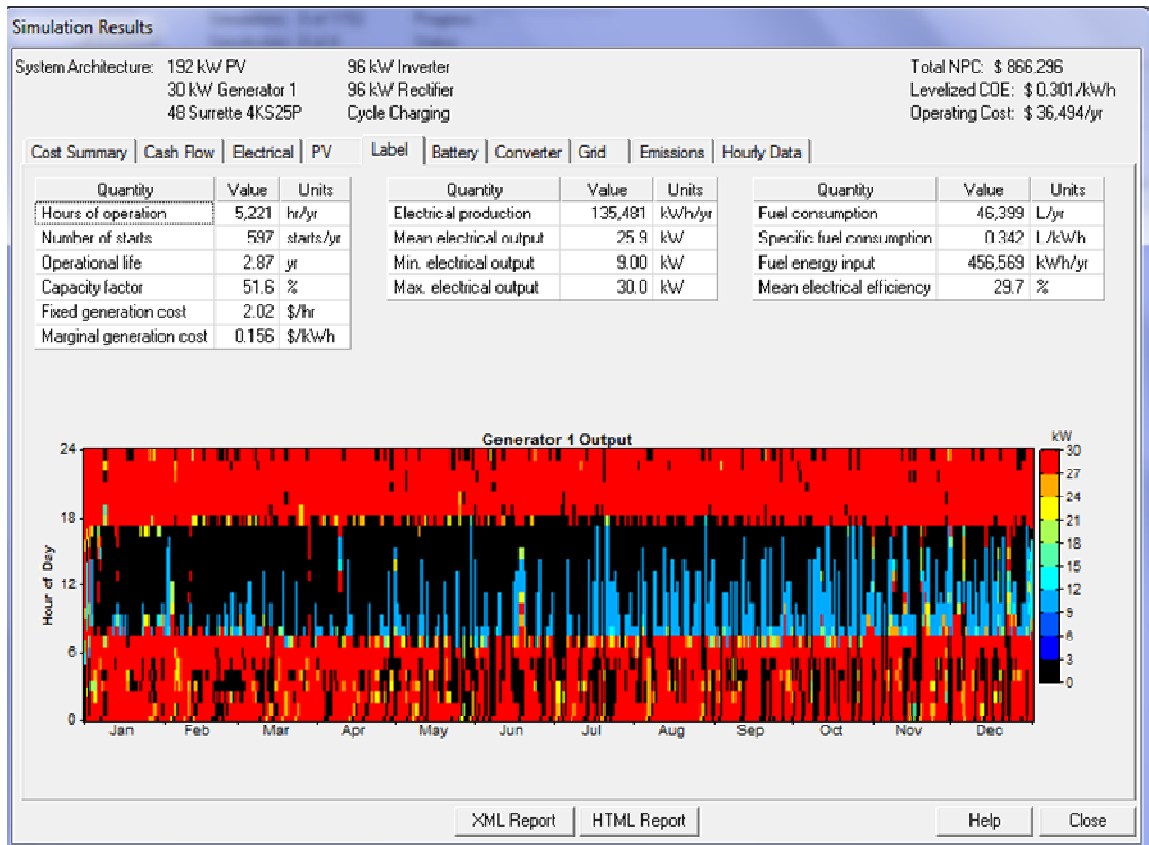


Fig.IV. 18. Paramètres de fonctionnement du groupe électrogène

On remarque que le nombre d'heures de fonctionnement du GD est de 5221 heures/an équivalent à 597 marche/arrêt ce qui donne une durée de vie estimée de 2,87 ans. L'énergie totale produite est de l'ordre de 135481 kWh/an avec un rendement électrique moyen de 29%, et une consommation de carburant de 46339 L/an, ce qui donne un prix de l'énergie de 0,156 \$/kWh.

Le générateur diesel est appelé à fonctionner à n'importe quel moment de la journée et d'une manière optimisée, c'est-à-dire une possibilité de fonctionnement à pleine charge comme à charge partielle selon les besoins du site. La mise en marche (ou à l'arrêt) est donc fonction de la demande, de la production des autres générateurs et de l'état de charge des batteries.

L'analyse de la durée de production de l'énergie électrique au (GD) on la trouve pareille et stable durant toute l'année. Le générateur fonctionne en parallèle avec les batteries de stockage. Il commence à la fin de la journée (au coucher de soleil) et continue jusqu'au lever du soleil en raison de l'absence de l'énergie renouvelable (le soleil). A l'exception de la plage horaire quotidienne entre (6h et 12h). Elles représentent les périodes instables de toute l'année.

La couleur noire représente, selon l'échelle à droite, les périodes de l'arrêt et/ou à très faible production, alors que la couleur rouge montre les pics.

La production moyenne est représentée par la couleur bleue. On remarque que le GD travaille à pleine charge pendant l'absence du soleil pour alimenter la charge et au même temps charger les batteries ce qui va augmenter son rendement. [Les détails de fonctionnement de générateur Diesel sont présentés dans l'annexe F]

IV.11.4. Paramètres de fonctionnement des batteries

Les paramètres de fonctionnement des batteries sont récapitulés dans la figure IV.19.

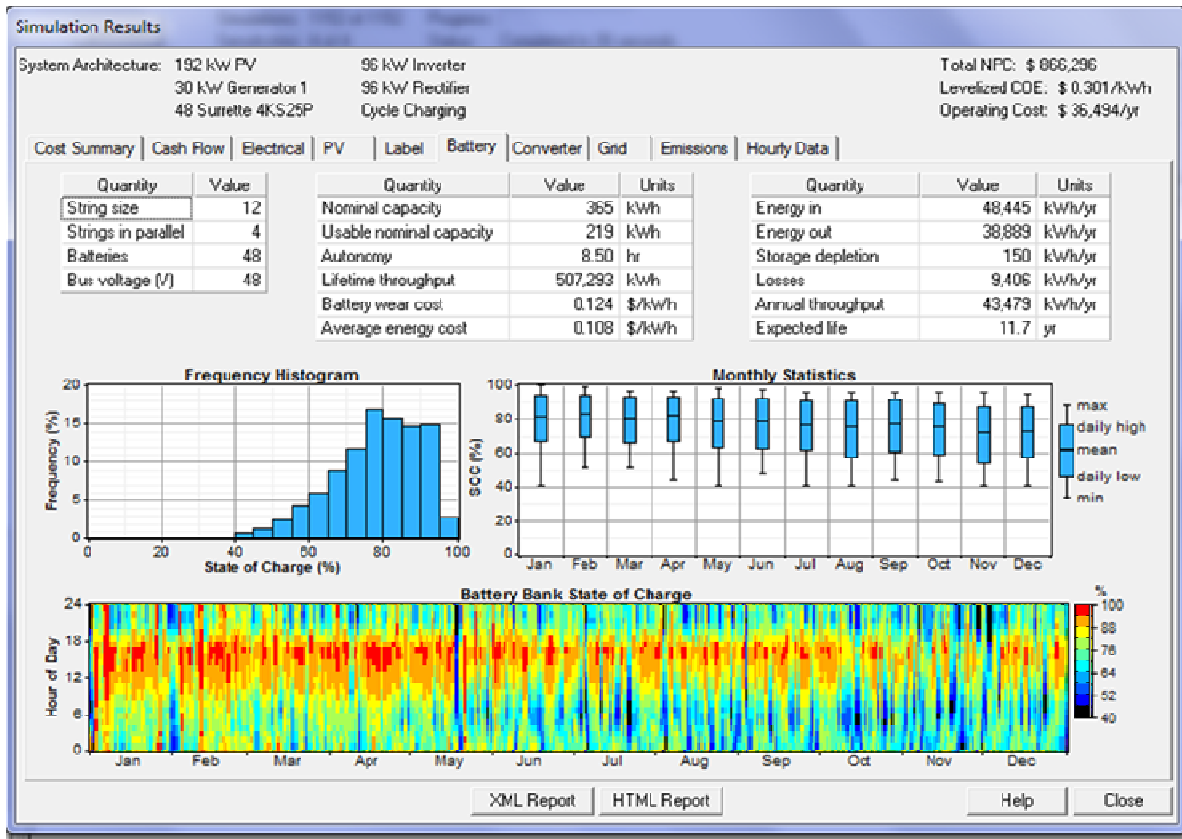


Fig.IV. 19. Paramètres de fonctionnement des batteries

Les résultats donne une énergie fournit par les batteries de 38889 kWh/an avec une autonomie de 8,50 h et une durée de vie estimée à 11,7 ans. Il peut être vu que l'état de charge moyenne est de 80 % pour la pluparts du temps avec un maximum de 100% et un minimum de 40% qui ne peut pas être dépassé. Ce qui est important pour obtenir une longue durée de vie.

Le profil de la distribution journalière moyenne de l'état de charge est relativement semblable pour tous les mois, mais ce n'est pas avec les mêmes valeurs. L'état de charge journalière moyenne est caractérisé par un minimum à environ 7h du matin. Un état de charge minimal signifie que le système de stockage a fourni de l'énergie au bus CA. Pour cette période de la journée, les batteries fournissent le maximum d'énergie, elles servent comme un système d'appoint. La courbe d'état de charge des batteries est croissante entre 7h et 17h, c'est la période de recharge. [Les détails de fonctionnement des batteries sont présentés dans l'annexe F]

IV.11.5. Paramètres de fonctionnement du convertisseur

Le convertisseur considéré est bidirectionnel. Il présente de mode de fonctionnement :

- Fonctionnement onduleur : entre bus CC (PV Batterie) et le bus AC (Charge).
- Fonctionnement redresseur : entre bus AC (GD) et le bus CC (batterie).

Le fonctionnement de l'onduleur est lié à la demande. L'étude de son fonctionnement nous permet de prévoir les périodes où la charge est alimentée par le système PV ainsi que les périodes de décharge de batteries. Le fonctionnement du redresseur est lié à l'état de charge des batteries, l'analyse de son fonctionnement est très importante, car elle nous permet de prévoir les périodes de recharge des batteries par le GD.

On analyse le fonctionnement de chaque partie séparément, cela est donné par la figure IV.20:

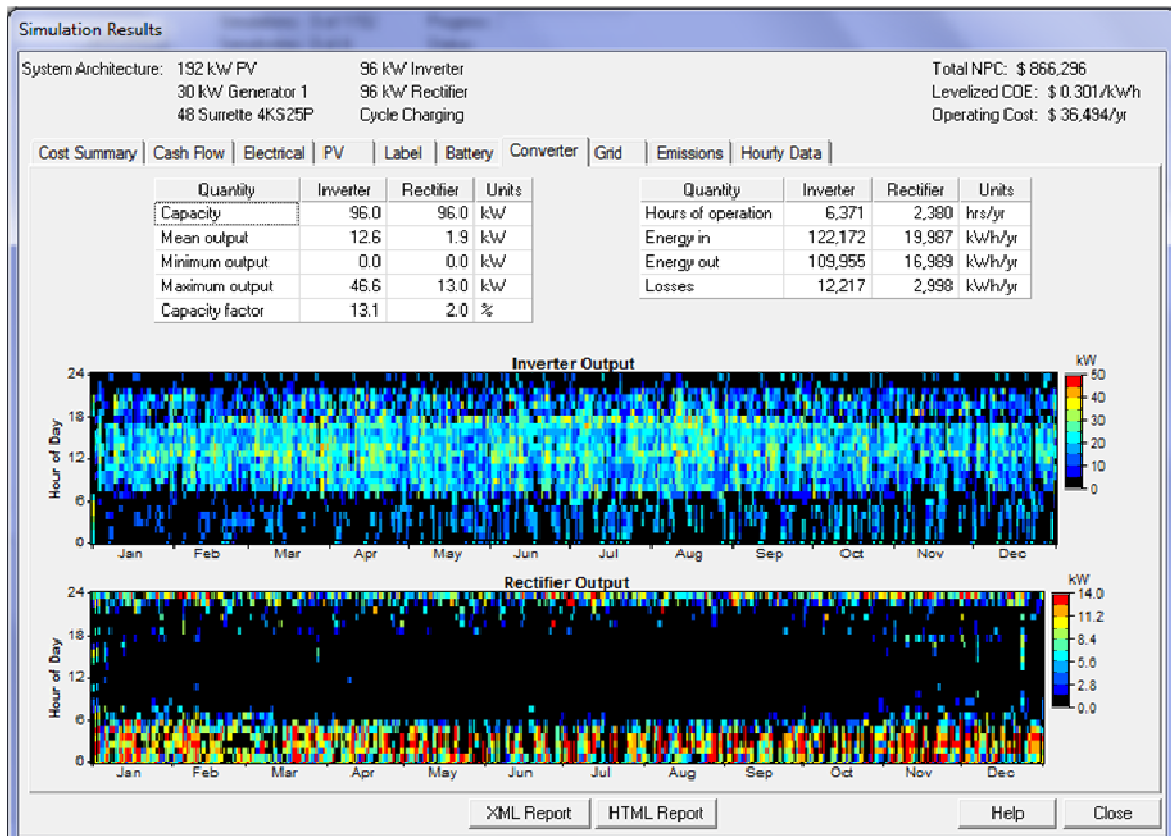


Fig.IV. 20. Paramètres de fonctionnement du convertisseur

D'après la figure IV.20, on constate que tous les paramètres de fonctionnement du redresseur sont inférieurs à ceux de l'onduleur car le redresseur est sollicité juste lorsque l'état de charge des batteries atteint un niveau inférieur par contre l'onduleur doit toujours satisfaire la charge à partir du système PV.

On remarque aussi que pour les deux modes de fonctionnement la distribution de la puissance pendant la journée est semblable pour tous les mois de l'année, avec quelque différence de valeurs.

L'onduleur travaille intensivement pendant la journée entre 7h et 17h pour alimenter la charge à partir du bus CC (PV+ batterie) et un minimum de fonctionnement est constaté entre 18h et 6h du matin.

C'est inversement pour le redresseur qui est rarement utilisé pendant la journée (7h à 17h) cela veut dire que l'état de charge est acceptable par contre en absence du soleil l'utilisation du redresseur augmente ce qui signifie que l'état de charge a diminué et le GD doit démarrer. [Les détails de fonctionnement du convertisseur sont présentés dans l'annexe F]

IV.11.6. Emissions des gaz polluants

L'analyse environnementale du système étudié sur HOMER permet d'évaluer les émissions des polluants atmosphériques. Ces derniers proviennent de la consommation de carburant par la partie classique de l'installation (le groupe électrogène). Le tableau IV.11 résume la quantité totale d'émission des polluants dans le cas de la configuration optimale.

Polluant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	122,184
Carbon monoxide	302
Unburned hydrocarbons	33.4
Particulate matter	22.7
Sulfur dioxide	245
Nitrogen oxides	2,691

Tableau IV.11. Emissions des gaz polluants.

On remarque que Le CO₂ et les NO_x sont les principaux gaz dégagés par la combustion. La réduction de ces émissions est parmi les objectifs de cette étude, et ce dans le sens de remédier aux problèmes liés à la pollution atmosphérique. Pour cette raison nous allons utiliser ces émissions comme un critère de comparaison entre le système hybride et les autres configurations dans ce qui suit.

IV.11.7. Répartition des coûts de l'installation

La figure IV.21 présente les détails de NPC par type de coût (capital, remplacement, opération de maintenance et de récupération) de la configuration optimale. La distribution de chaque coût en fonction des composants (PV, DG, batterie et convertisseur) est représentée par différentes couleurs.

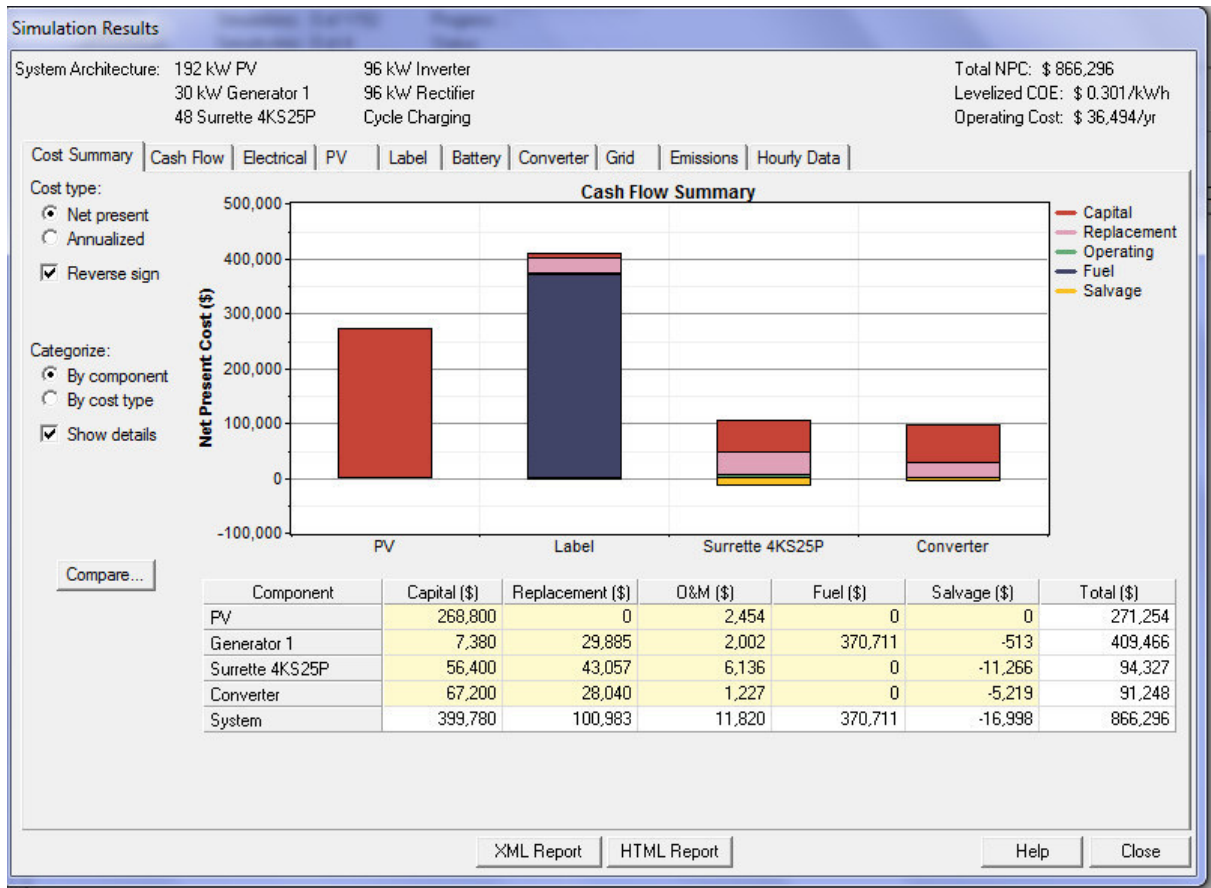


Fig.IV. 21. Distribution de chaque coût en fonction des composants du système.

On peut voir que le coût le plus élevé dans le système est le coût initial avec 399780\$, suivi par le coût de fuel (370711\$), après on trouve le coût de remplacement (100983\$) et le coût de récupération (-16998\$) enfin on a le coût d'opération et de maintenance (11820\$).

On constate que le coût d'achat et installation du système PV représente 67% (268800\$) du coût initial du système. Cela indique que le coût initial de l'installation PV dans le système hybride est dominant. Pour le générateur diesel c'est le coût de fuel qui domine.

La figure IV.22 présente la répartition des différents coûts sur la durée de vie du projet. Au début du projet on a besoin d'un coût initial pour acheter et installer les différents composants du système. Ce coût dépend principalement de la taille et du type de composants. Après la mise en service de l'installation et pour faire fonctionner le système le long de sa durée de vie (25 ans) un autre coût apparaisse appelé coût d'opération et de maintenance, le coût du carburant pour le générateur diesel entre en principe dans ce coût, il représente 97 % de la totalité. Les coûts de remplacement apparaissent à la fin de vie de chaque composant. On constate que le PV ne sera pas remplacé car sa durée de vie est égale à la durée de vie du projet. Le GD sera remplacé presque 8 fois respectivement aux années N° 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21 et 23 avec une récupération à la fin de projet de 513\$.

Les batteries seront remplacées 2 fois pour les années N° 12 et 24 avec une récupération de 11260\$. Le convertisseur sera remplacé une fois pour l'année N°15 avec une récupération de 5219\$. A la fin de vie du projet on peut calculer le coût total annuel en additionnant tous les coûts à savoir : le coût initial, le coût de remplacement, le coût d'opération et de maintenance et en soustraire le coût de récupération. Et par la suite on peut déduire le NPC et COE du système.

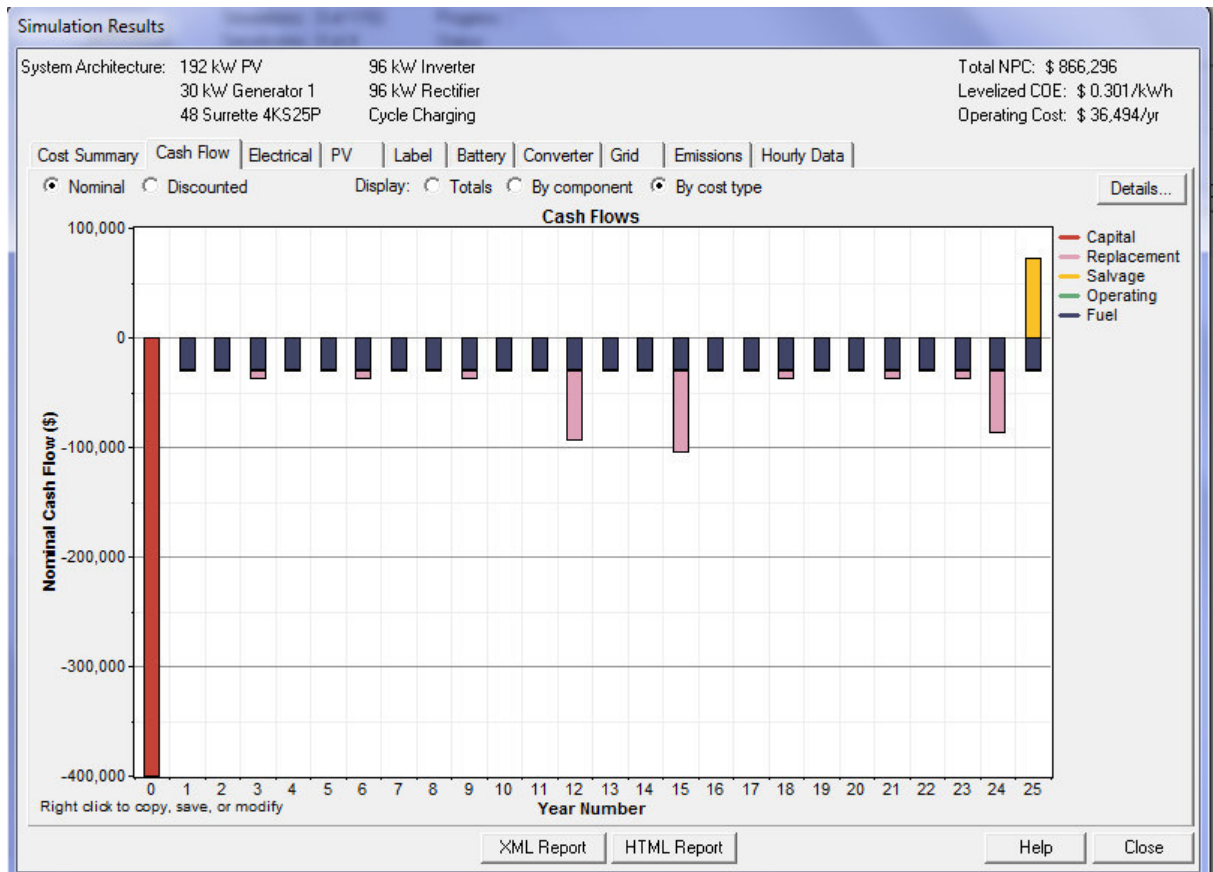


Fig.IV. 22. Répartition des différents coûts sur la durée de vie du projet

IV.11.8. Comparaison du système hybride avec les autres solutions

Pour montrer la fiabilité et la rentabilité des systèmes hybrides, il est intéressant de faire une comparaison entre cette configuration et les autres solutions les plus utilisées telle que le diesel seul, le PV seul ainsi que l'extension réseau.

➤ **Comparaison du SEH avec le Diesel Seul**

Si on se réfère à la figure (IV.15), qui affiche les résultats obtenus après la simulation on constate que la solution diesel seule est classé en dernière position avec une puissance de GD de 80kW, un NPC de 1033836\$ et un COE de 0,359 \$/kWh. On fait un double-clic sur cette solution et on extrait tous les paramètres techniques, économiques et environnementaux. Le tableau IV.12 résume la comparaison des principaux paramètres entre les deux configurations (hybride et Diesel seul).

Paramètres	SEH	Diesel Seul
composition du système	192 kWc PV, 30 kW DG, 48 batteries et 96 kW convertisseur	80 kW DG
Coût initial \$	399780	9782
Coût de remplacement \$	100983	70163
Coût d'opération & Maintenance et fuel \$	382531	954807
Coût de revient \$	-16998	-915
NPC \$	866296	1033837
COE \$/kwh	0,301	0,359
Production d'énergie électrique kwh/an	459739	252132
Fraction d'énergie renouvelable	70 %	0 %
Excès de l'énergie	45%	10,5 %
déficit en énergie	0 %	0 %
Heures d'opération du DG h/an	5221	8759
nombre de démarrage et arrêt	597	2
consommation du fuel L/an	46399	119086
Consommation spécifique L/kwh	0,342	0,472
Rendement du DG	29,7 %	21,5
Durée de vie du DG an	2,87	1,71
Carbon dioxide kg/an	122184	313592
Carbonmon oxide kg/an	302	774
Unburne dhydro carbons kg/an	33,4	85,7
Particulate matter kg/an	22,7	58,4
Sulfur dioxide kg/an	245	630
Nitrogen oxides kg/an	2691	6907

Tableau IV.12. Comparaison entre le SEH et le Diesel seul.

On observe que tous les paramètres du système hybride sont plus avantageux par rapport au Diesel seul, à l'exception du coût initial qui est minimal dans la solution classique. La grande partie du coût total de cette dernière solution provient des coûts d'opération et de maintenance qui sont majoritairement liés à l'utilisation de carburant. La consommation de fuel à augmenter en passant de la solution hybride vers la solution classique ce qui à provoquer l'augmentation du NPC et le COE de cette dernière solution.

Si on regarde les performances techniques de chaque solution, on remarque que la production d'énergie électrique est plus grande dans le système hybride que dans le système diesel seul, cela est dû essentiellement à la fraction d'énergie renouvelable utilisé dans le système hybride, ce qui provoque un excès d'énergie plus grand que la solution classique.

Donc on peut dire que le système hybride permet l'alimentation d'une charge supérieure à la charge alimentée par le diesel seul malgré que la capacité du DG ait presque triplé dans la solution classique. Le rendement du GD est meilleur dans la configuration hybride car le GD est sollicité dans la plupart du temps à pleine charge, par contre dans le diesel seul le GD est toujours en marche ce qui provoque des pertes énergétique lorsque le niveau de la charge est minimal. Par conséquent la durée de vie du GD a diminué en passant de la solution hybride vers la solution classique. Enfin, les émissions de tous les gaz pour un système hybride sont beaucoup plus faibles par rapport à la seconde alternative (classique), en particulier les résultats obtenues mettent en évidence le rôle de l'utilisation des énergies renouvelables dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

On peut conclure que sur les plans techniques, économiques et environnementaux, le système hybride est plus rentable que la solution classique diesel seul.

➤ **Comparaison du SEH avec l'extension réseau**

Les Figures IV.23 et IV.24 montrent le coût du seuil de rentabilité de l'extension du réseau électrique comparé aux deux systèmes hybride et diesel seul. Le système hybride est rentable si la distance du village au poste de transformation est supérieure à 17,2 km par contre le système diesel seul est profitable si et seulement si le village est situé à une distance de plus que 21,2 km.

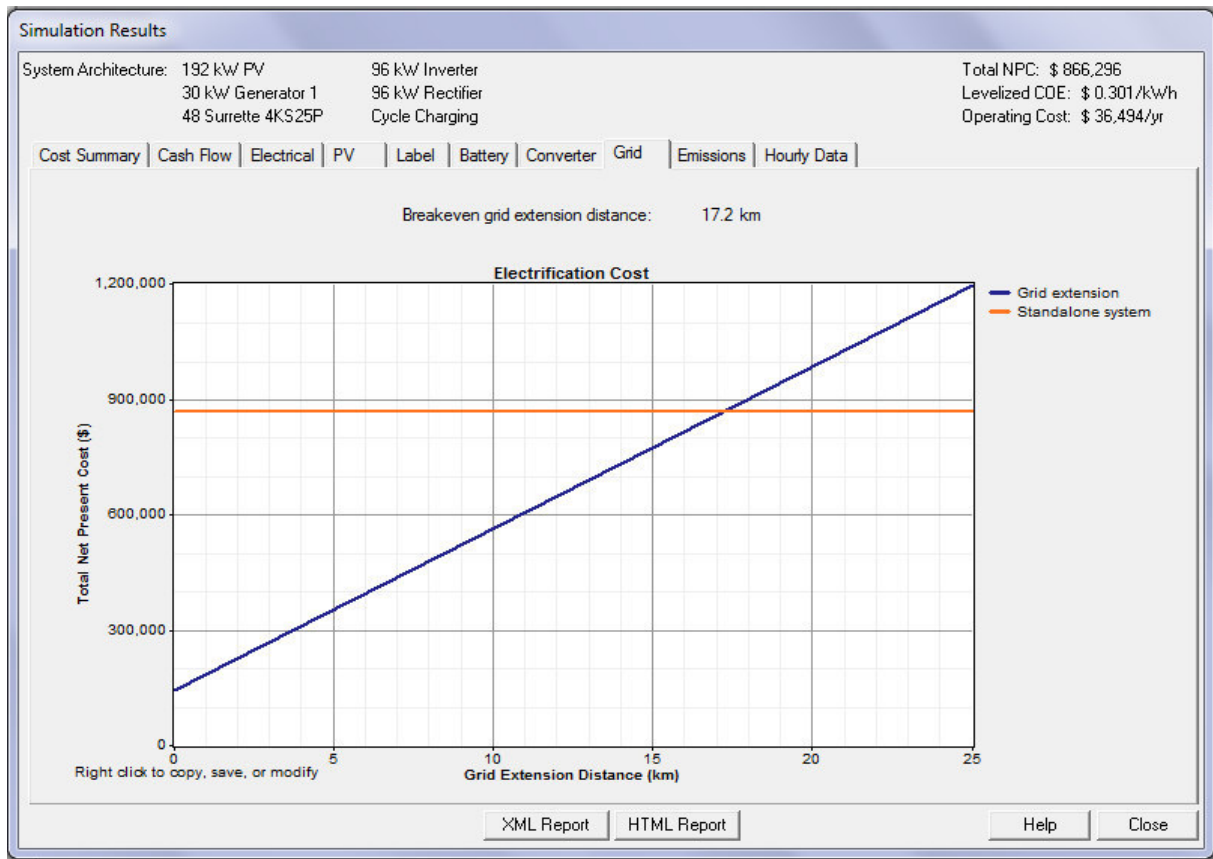


Fig.IV. 23. Comparaison entre le SEH et l'extension réseau

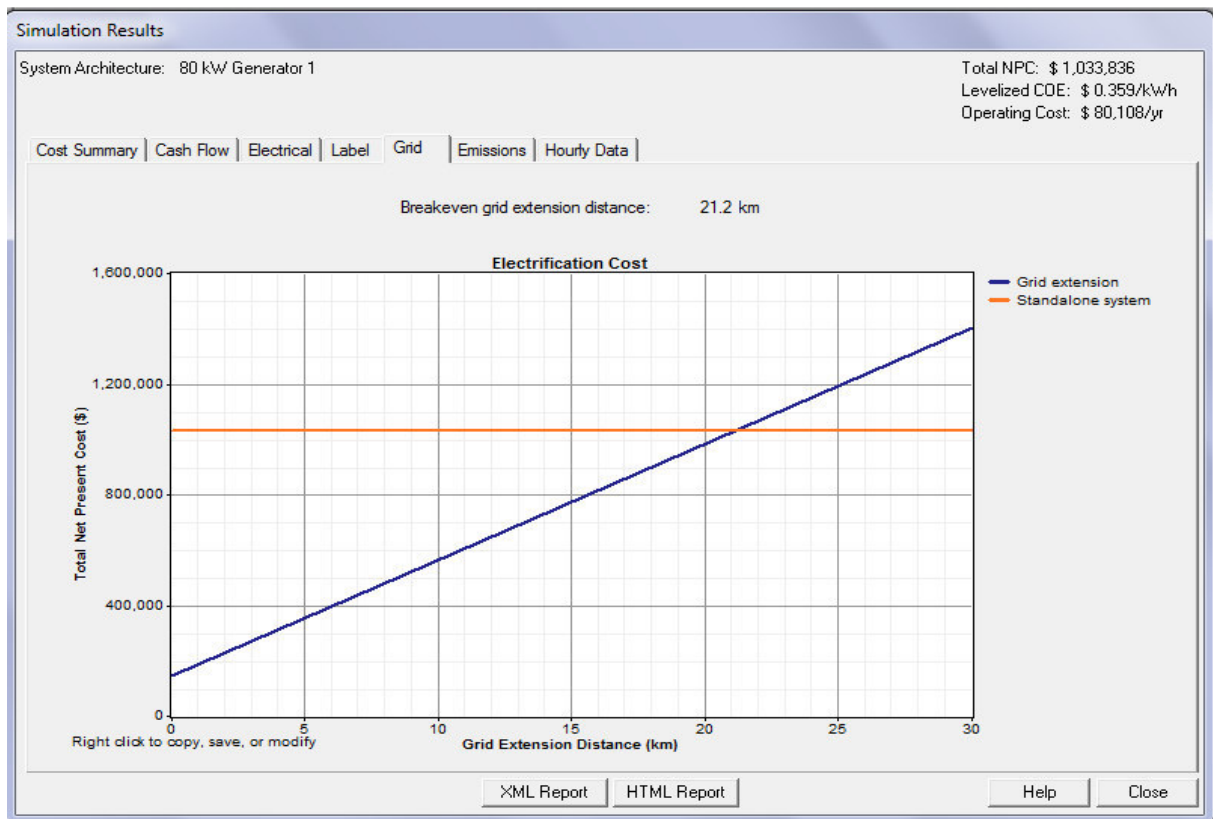


Fig.IV. 24. Comparaison entre le Diesel seul et l'extension réseau

IV.11.9. Analyse de sensibilité

L'option la plus intéressante qu'offre HOMER est les analyses de sensibilité. Une fois les systèmes optimisés, on peut faire ces analyses. Il faut tout d'abord identifier les données jugées sensibles, moins fiables ou plus aléatoires. Ensuite, il est possible d'entrer plusieurs valeurs différentes pour une même donnée afin de vérifier si la solution optimale trouvée reste la meilleure dans tous les cas ou sinon, à partir de quelle valeur cette solution n'est plus valable. Ce type d'analyse permet de vérifier les résultats obtenus en tenant compte de ces données particulières. Les données sur lesquelles peuvent être faites les analyses de sensibilité sont pratiquement toutes les données entrées dans HOMER. De façon générale, l'analyse de sensibilité permet de renforcer ou d'infirmer les conclusions faites.

Dans la présente étude, 4 variables de sensibilité ont été choisies pour prendre en compte leur variation dans l'avenir.

Les variables choisies sont le rayonnement solaire du site (pour prévoir l'installation du même système sur un autre site), le prix du carburant diesel (pour voir la sensibilité du système contre la variabilité de cette donnée), le coût initial du PV (le prix des panneaux a tendance à diminuer), charge électrique moyenne (pour prévoir l'extension du village). Les valeurs utilisées dans la simulation sont résumées dans le tableau IV.13.

Rayonnement solaire moyen (kWh/m²/j)	Prix du carburant (\$/L)	Coût initial du PV (\$/kW)	charge électrique moyenne (kWh/j)
3,8	0,1	2100	463,5
4	0,2	1750	309
4,5	0,3	1400	154,5
4,91	0,4	1120	618
5,5	0,5	1050	772,5
6	0,625	700	927
6,5	0,7	420	1081,5
7	0,8	350	1236

Tableau IV.13. Données de sensibilité.

Pour évaluer le système hybride par rapport aux autres systèmes, nous allons tester plusieurs cas :

Dans un premier temps on fixe les valeurs initiales du diesel (0,625 \$/L) et du PV (1400 \$/kW), et on fait varier les autres paramètres (l'irradiation, et la charge). On obtient les résultats graphiques montrés dans la figure IV.25.

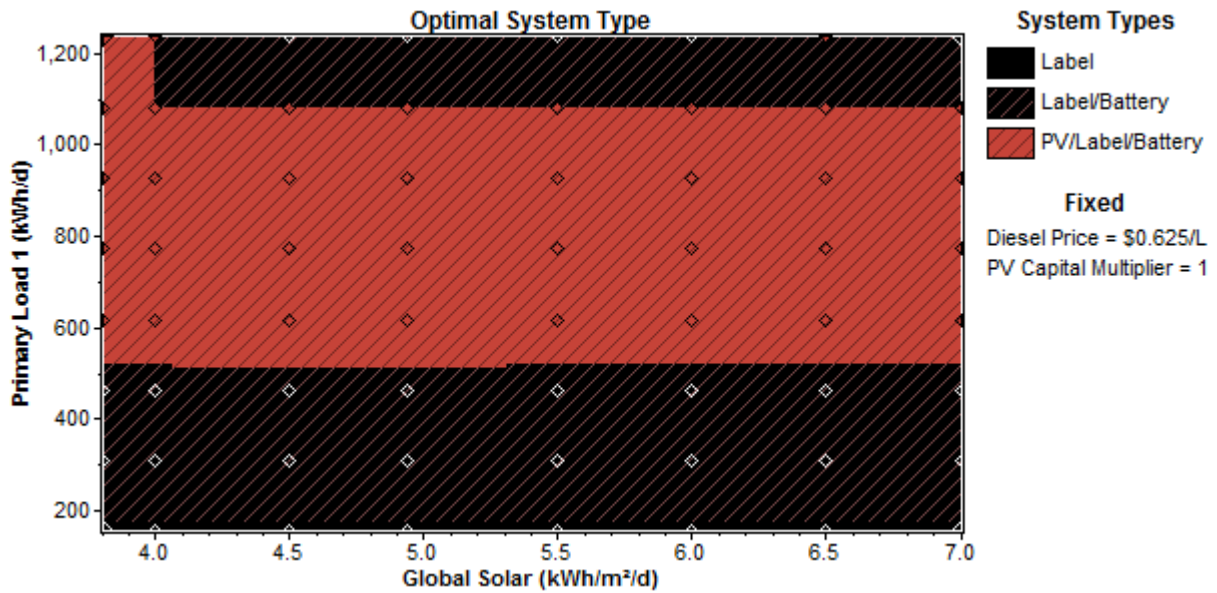


Fig.IV. 25. Etude de sensibilité : Variation irradiation et charge, Prix du Diesel et PV fixe.

On peut voir sur la figure IV.25 que l'irradiation n'a pas une grande influence sur les résultats, par contre pour une diminution de 16% et une augmentation de 75% de la charge le système hybride est la meilleure solution. Cependant pour les autres situations le Diesel/Batterie est favorisé. Ici le diesel sans stockage est adopté pour des petites valeurs de la charge.

Maintenant, nous allons fixer le prix du Diesel et on fait varier les autres paramètres. On obtient les résultats montrés dans les figures IV.26 – IV.32.

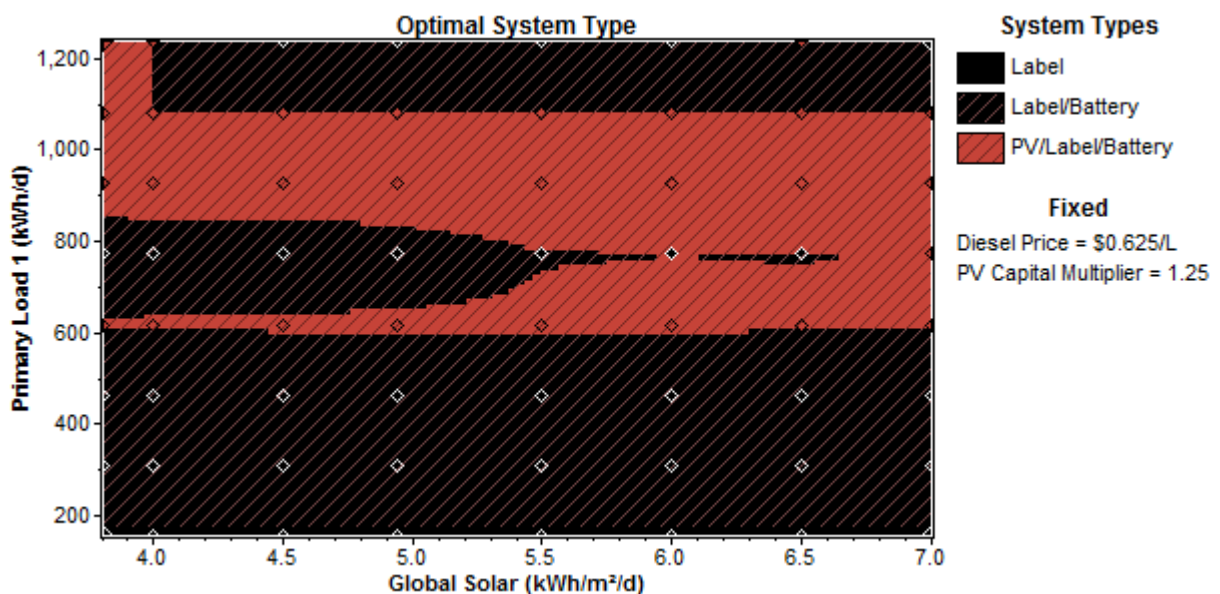


Fig.IV. 26. Etude de sensibilité : Variation irradiation et charge, Prix du Diesel fixe et augmentation du PV 25%.

Pour une augmentation de 25% du prix du PV on constate que c'est la même chose que le 1er cas (figure IV.25), sauf qu'ici le diesel/Batterie entre légèrement dans la zone qui a été occupée par le système hybride (figure IV.26).

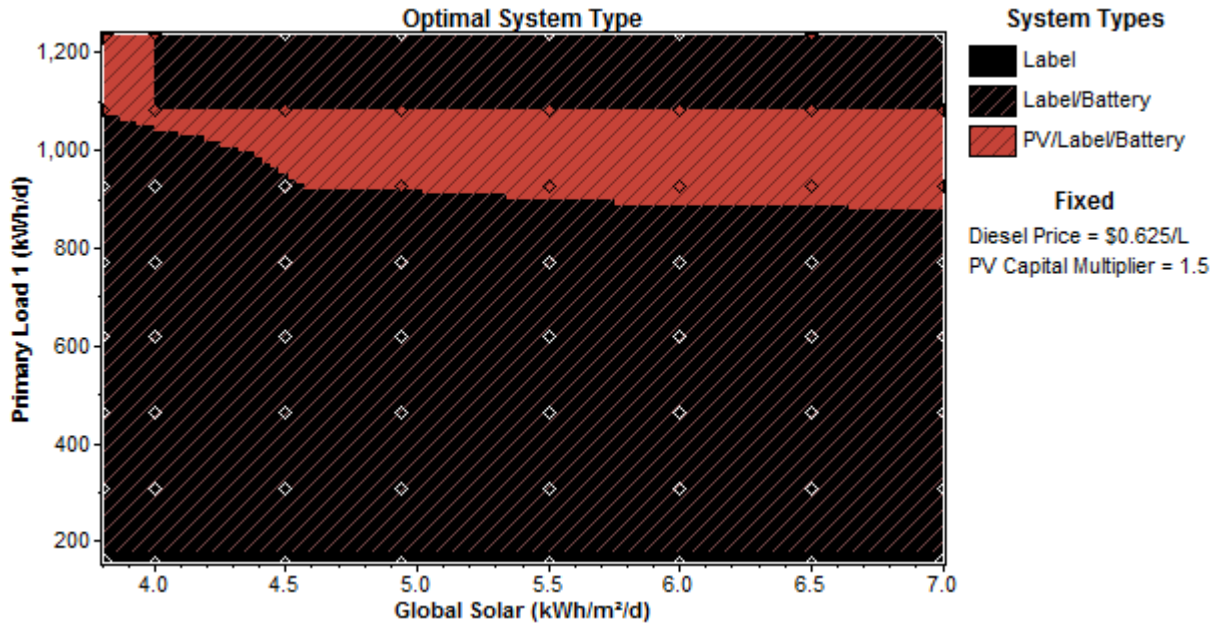


Fig.IV. 27. Etude de sensibilité : Variation irradiation et charge, Prix du Diesel fixe et augmentation du PV 50%.

Sur la figure IV.27 on observe que pour une augmentation du prix du PV de 50% le Diesel/batterie domine, par contre le SEH est favorisé que pour quelques valeurs de la charge électrique.

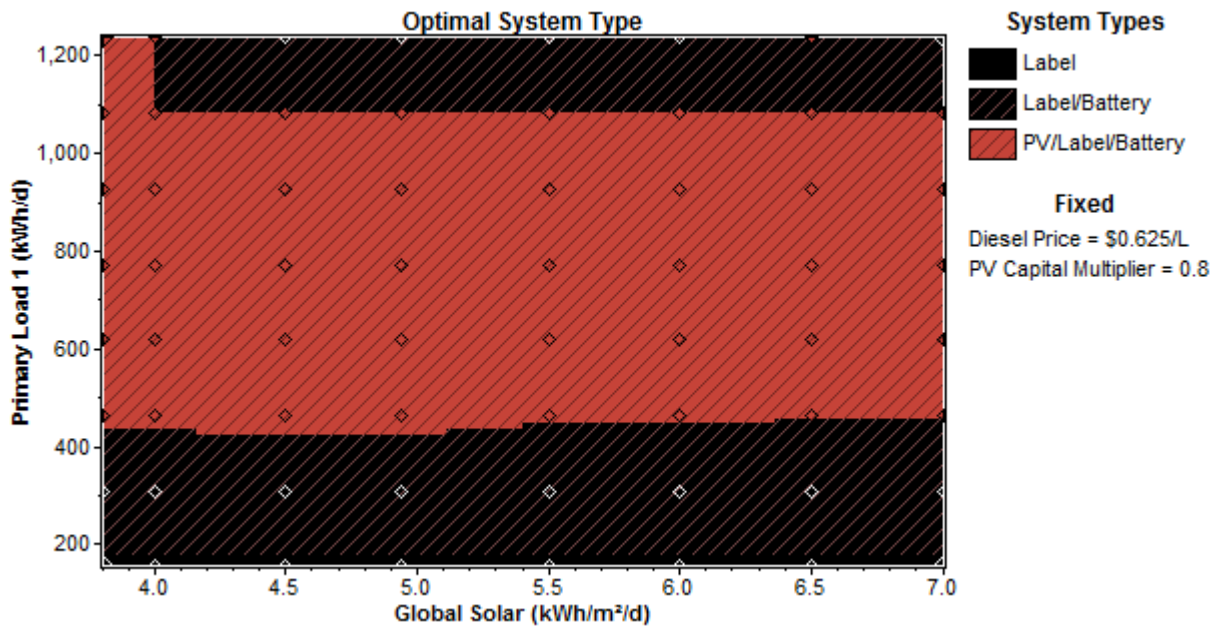


Fig.IV. 28. Etude se sensibilité : Variation irradiation et charge, Prix du Diesel fixe et diminution du PV 20%.

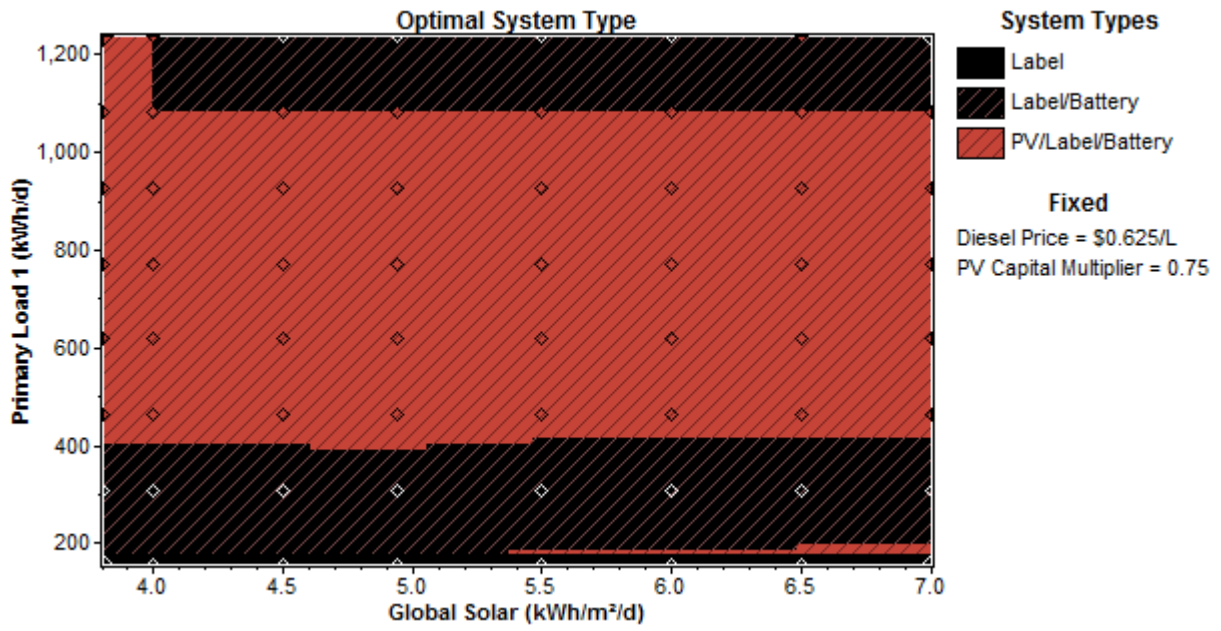


Fig.IV. 29. Etude de sensibilité : Variation irradiation et charge, Prix du Diesel fixe et diminution du PV 25%.

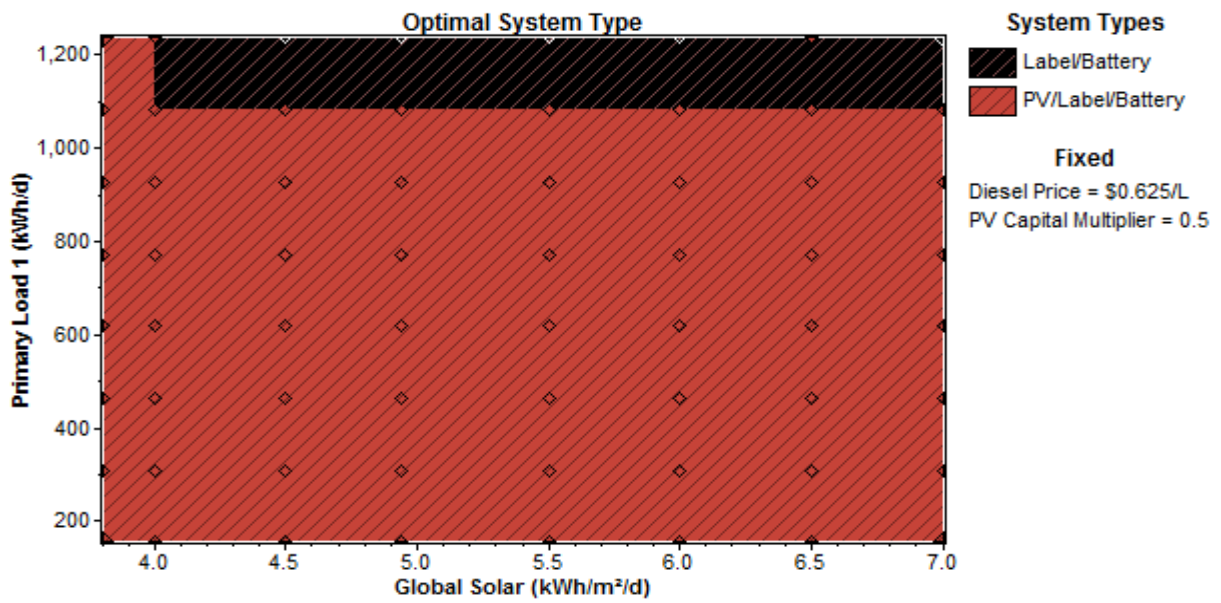


Fig.IV. 30. Etude de sensibilité : Variation irradiation et charge, Prix du Diesel fixe et diminution du PV 50%.

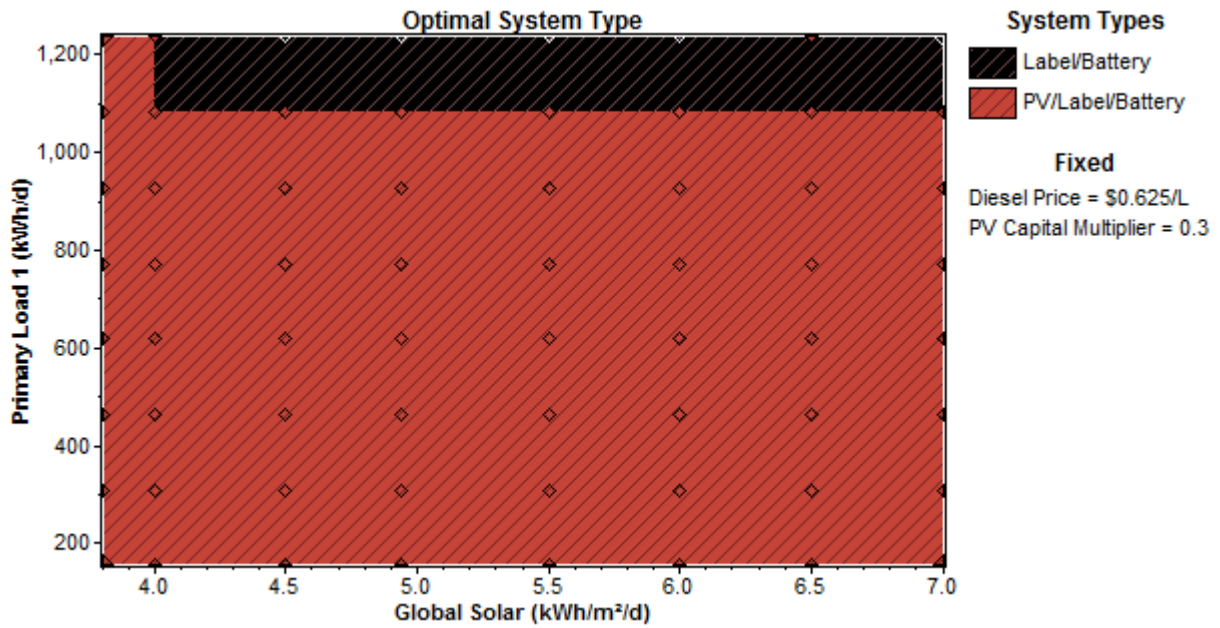


Fig.IV. 31. Etude de sensibilité : Variation irradiation et charge, Prix du Diesel fixe et diminution du PV 70%.

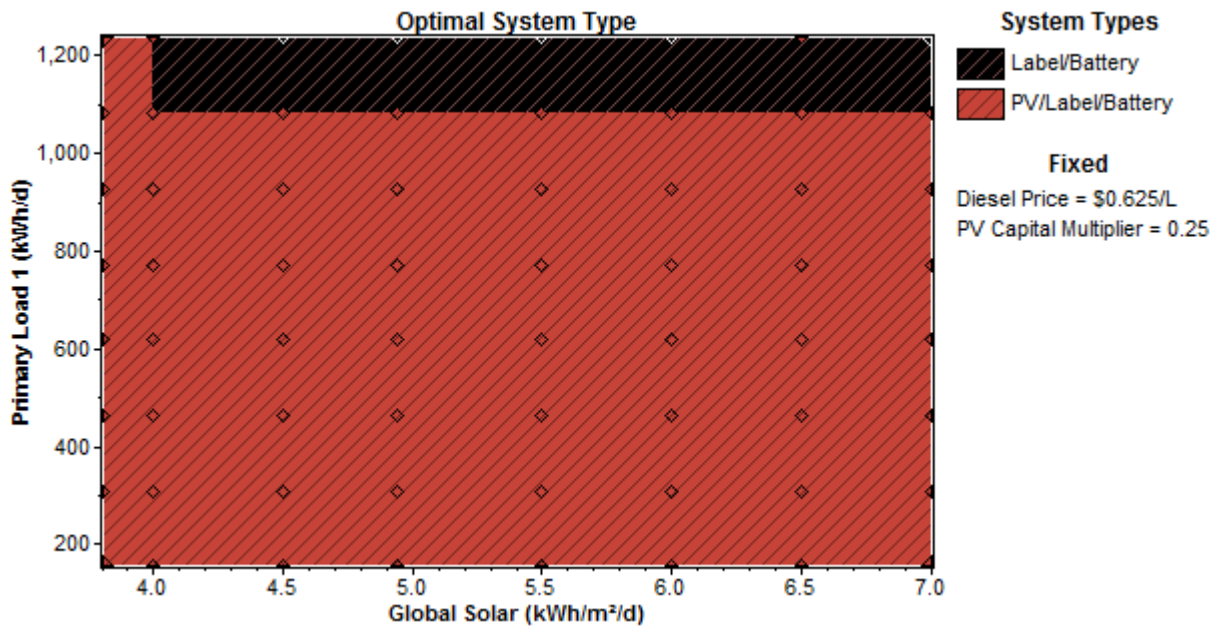


Fig.IV. 32. Etude de sensibilité : Variation irradiation et charge, Prix du Diesel fixe et diminution du PV 75%.

On observe sur les figures de IV.28 à IV.32 que la diminution des prix du PV à une circonstance positive sur la solution hybride par rapport aux autres solutions, tandis que pour une diminution de plus que 50% du prix initial du PV, la zone où la solution hybride est optimale devient plus grande et majoritaire et ne laisse qu'une petite espace à la solution Diesel/batterie pour des charges supérieures. La solution Diesel seul ne figure pas.

On peut remarquer aussi, que pour tous les prix du PV considérés dans cette analyse, l'irradiation a une influence négligeable et parfois nulle sur les résultats obtenus.

Nous allons voir ci-après l'effet de la variation du prix du diesel. On fixe le prix du PV et on fait varier les autres paramètres.

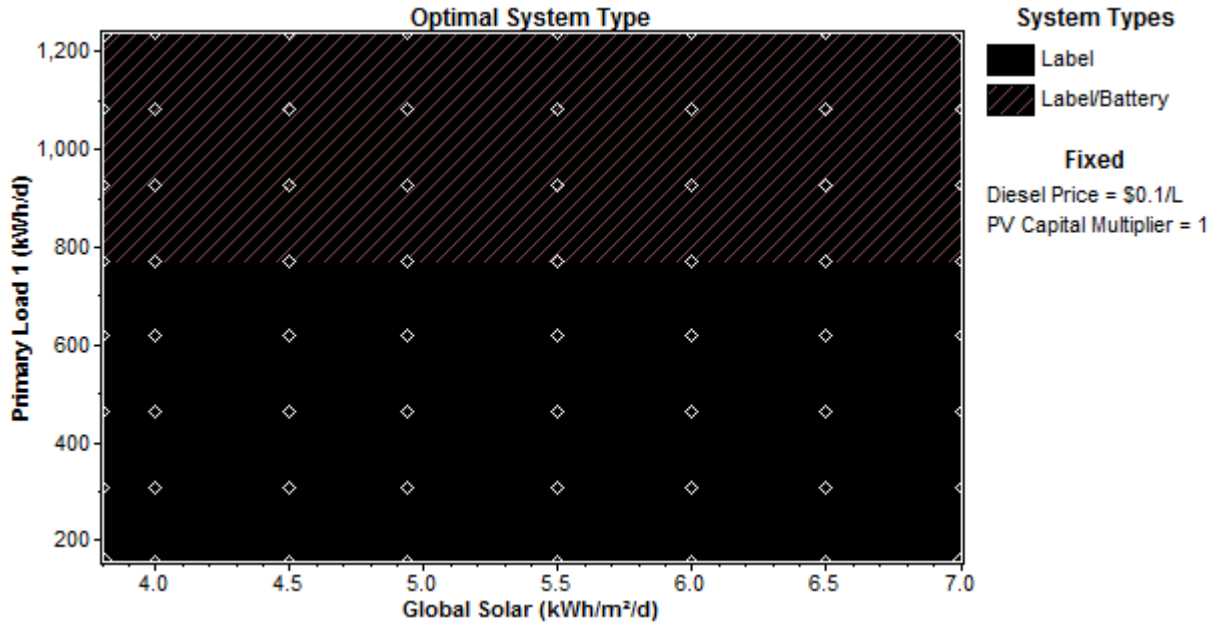


Fig.IV. 33. Etude de sensibilité : Variation irradiation et charge, Prix du PV fixe et prix Diesel 0,1 \$/L.

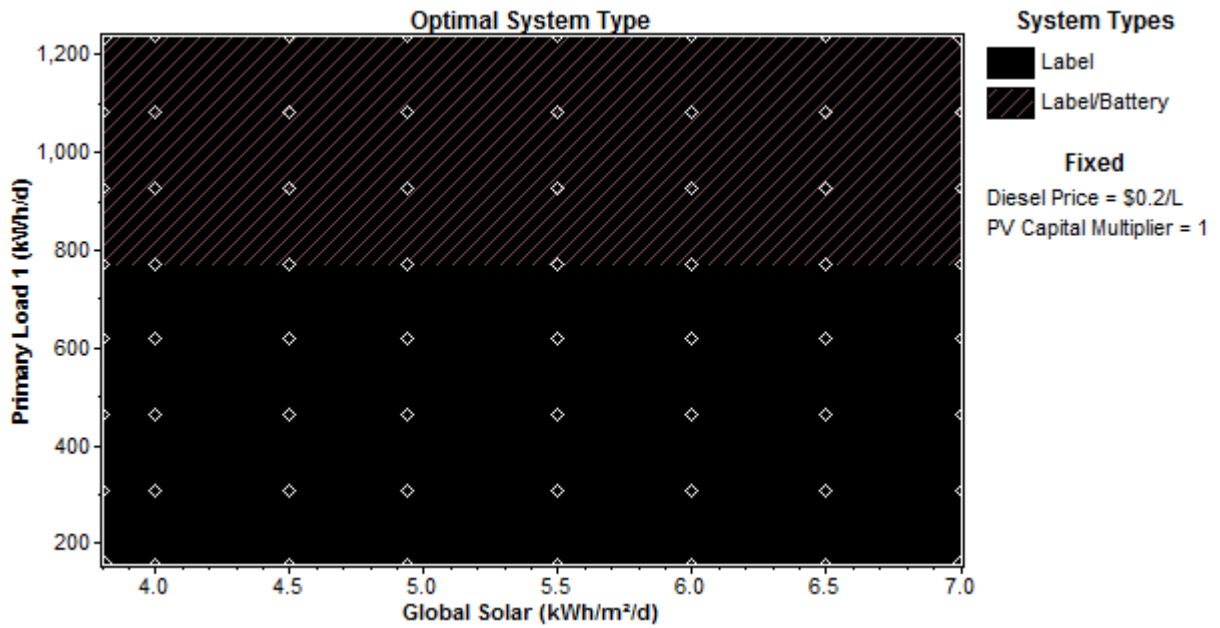


Fig.IV. 34. Etude de sensibilité : Variation irradiation et charge, Prix du PV fixe et prix Diesel 0,2 \$/L.

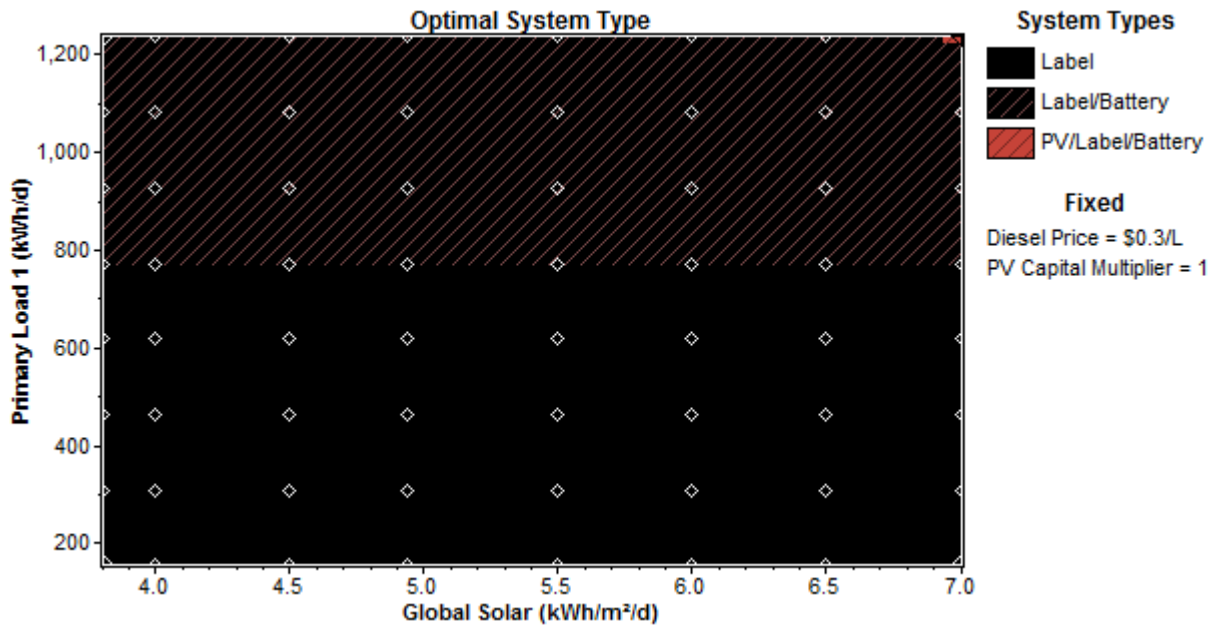


Fig.IV. 35. Etude de sensibilité : Variation irradiation et charge, Prix du PV fixe et prix Diesel 0,3 \$/L.

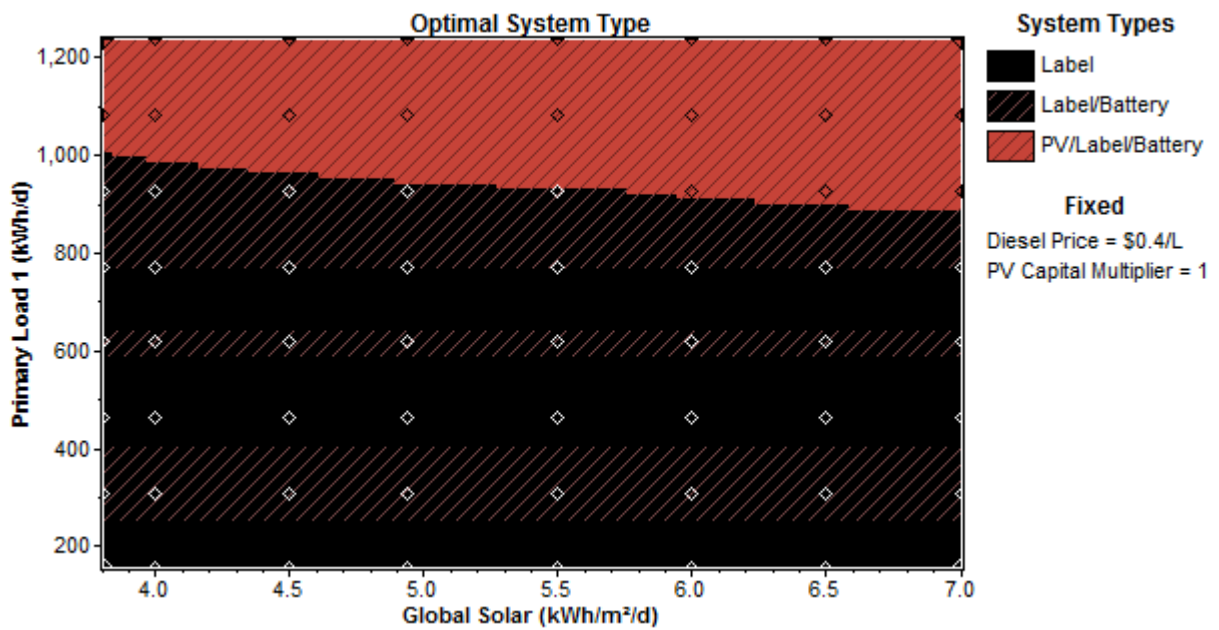


Fig.IV. 36. Etude de sensibilité : Variation irradiation et charge, Prix du PV fixe et prix Diesel 0,4 \$/L.

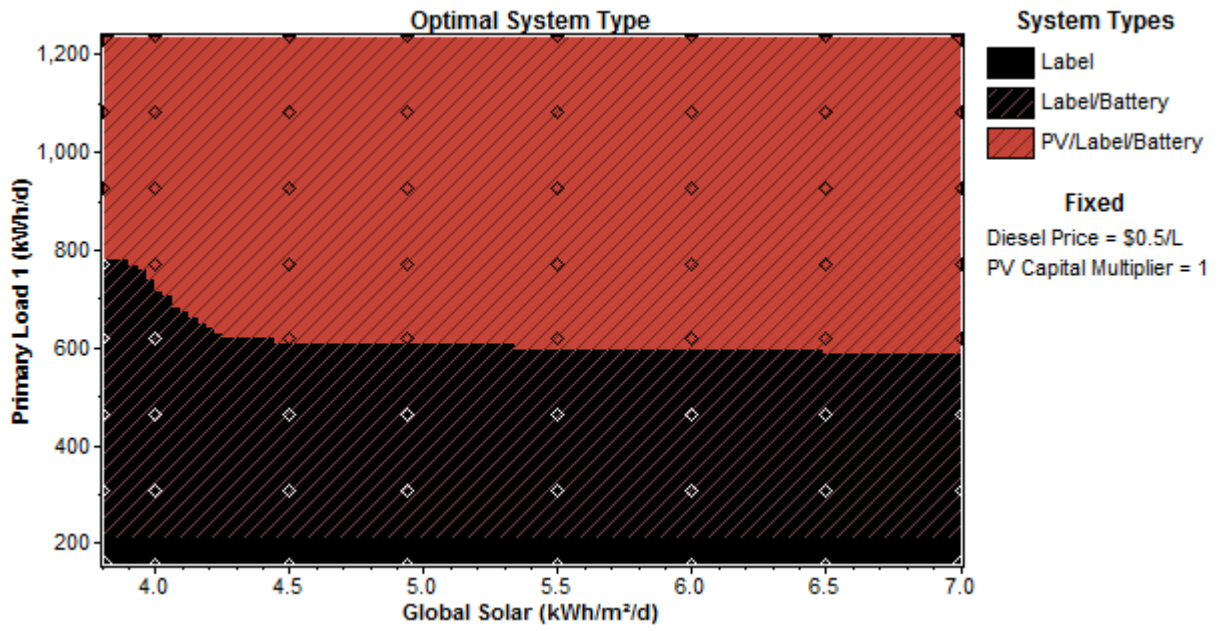


Fig.IV. 37. Etude de sensibilité : Variation irradiation et charge, Prix du PV fixe et prix Diesel 0,5 \$/L.

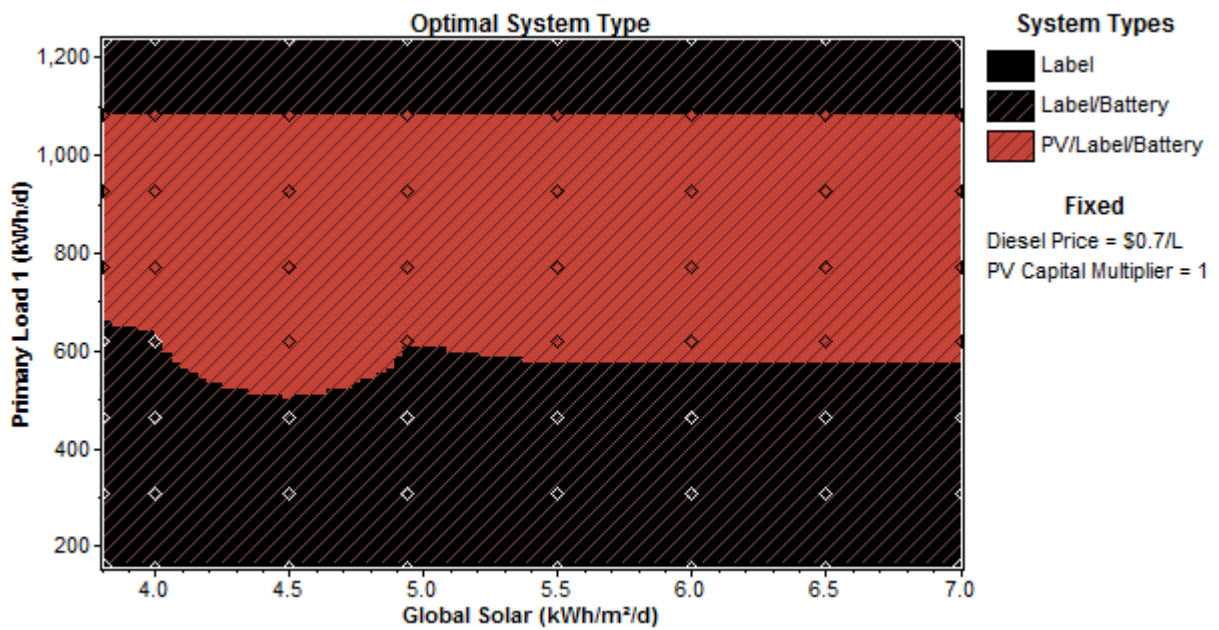


Fig.IV. 38. Etude de sensibilité : Variation irradiation et charge, Prix du PV fixe et prix Diesel 0,7 \$/L.

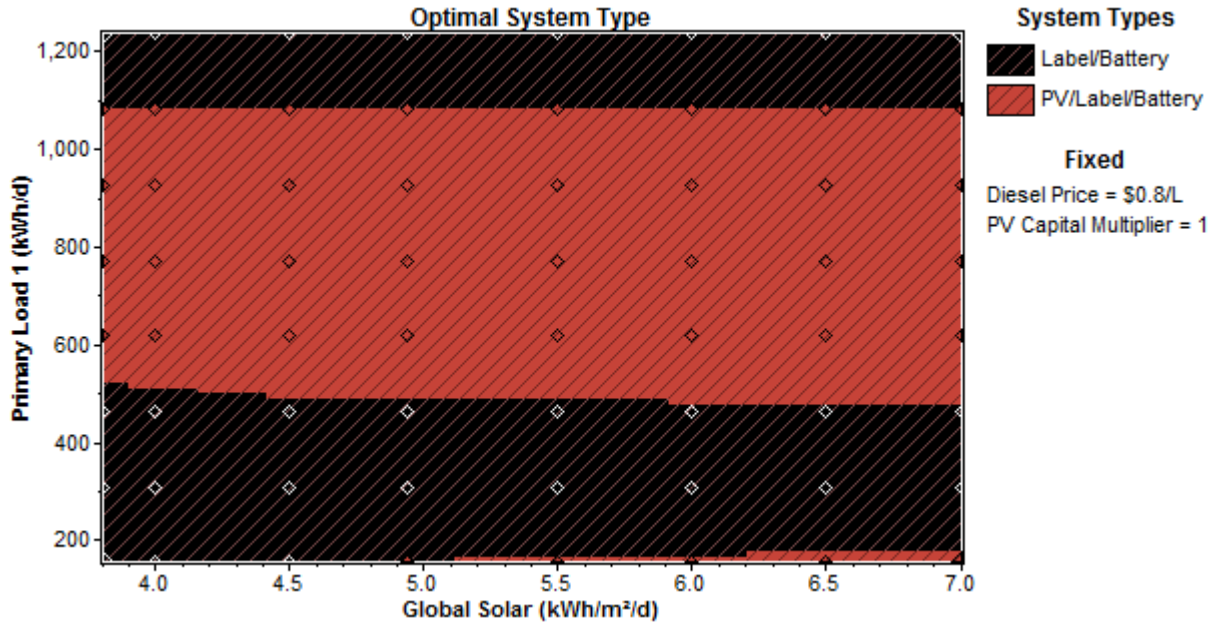


Fig.IV. 39. Etude de sensibilité : Variation irradiation et charge, Prix du PV fixe et prix Diesel 0,8 \$/L.

On remarque sur les figures IV.33 à IV.39, que pour des prix bas du diesel entre 0,1 et 0,3 \$/L la solution hybride n'est pas une solution économique par rapport aux autres solutions classiques, et pour alimenter des charges plus grandes il faut ajouter des batteries avec le générateur Diesel. A partir d'un prix de Diesel de 0,4 \$/L la solution hybride apparaisse avec une zone d'occupation qui augmente avec l'augmentation du prix. Pour des valeurs inférieures et plus supérieures à la charge initiale, la solution classique devient optimale.

On peut conclure à partir de l'étude de sensibilité que le système hybride est très sensible aux variations des prix du Diesel et du coût initial du PV et d'une façon moins pour une modification de la charge électrique. Par contre l'irradiation solaire considérée dans cette étude a une légère influence sur les résultats obtenus. Cela veut dire que le climat algérien (entre 3,8 et 7 kWh/m²/J) est idéal pour l'installation de ce type de système.

La diminution du coût initial du PV et l'augmentation du prix du Diesel, chose attendu dans le futur, favorisent l'utilisation du système hybride. La fiabilité de ce dernier reste maintenu contre une augmentation ou même une diminution de la charge électrique.

IV.12. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons essayé de répondre à la question de recherche présentée dans l'introduction concernant la rentabilité technique, économique et environnementale du système hybride par rapport aux autres solutions classiques utilisées pour alimenter les sites isolés en Algérie. Pour ce faire nous avons adopté une méthodologie bien définie en utilisant le logiciel HOMER comme outil de simulation.

Les résultats obtenus montrent que pour le site choisi avec les ressources locales et la caractéristique de la charge à alimenter, le système hybride est la solution optimale par rapport aux autres solutions à savoir le Diesel seul et le Diesel avec batteries. Le PV seul ne figure pas dans les solutions affichées par le logiciel car nous avons exigé une alimentation continue de la charge sans coupure envisagée. En même temps le SEH présente beaucoup d'avantages techniques et économiques et même écologique en comparaison avec le Diesel Seul.

L'analyse de sensibilité montre que la diminution des prix du PV et l'augmentation du coût du Diesel dans le futur favorisent l'utilisation du SEH. Le climat algérien est très adapté à l'installation de ce type de système pour la production décentralisée de l'énergie électrique afin d'alimenter les sites éloignés du réseau électrique. Le SEH a une fiabilité remarquable pour une augmentation de la charge à l'avenir.

Conclusion Générale et Perspectives

CONCLUSION GÉNÉRALE

Le but principal de la présente thèse était notre contribution à apporter des nouvelles données sur les systèmes PV hybrides à savoir la modélisation, la simulation, l'analyse de leur comportement et la maîtrise de leurs performances.

A partir de l'étude théorique et bibliographique sur les différents composants du système, nous avons défini pour chacun d'entre eux un modèle mathématique capable de simuler leur comportement dans les conditions réelles de fonctionnement. Sur la base de ces modèles, nous avons établi des programmes sous Matlab pour simuler l'influence des paramètres sur les caractéristiques des différents éléments de la chaîne de conversion.

Les résultats de simulation ont montré que :

- ❖ Les caractéristiques techniques du générateur photovoltaïque varient avec l'irradiation et la température, et le générateur réalise un meilleur fonctionnement à basse température.
- ❖ La température a une grande influence sur les caractéristiques et les performances des batteries. Les fabricants et les installateurs de ces systèmes doivent tenir compte du site et de l'application (profil de charge) pour lesquels ces équipements sont destinés afin d'obtenir un maximum d'efficacité.
- ❖ L'onduleur et le GD doivent fonctionner près de leur puissance nominale pour obtenir une meilleure performance technique et économique.
- ❖ Il est nécessaire de mettre en place une gestion des transferts d'énergie qui optimise le fonctionnement de chaque composant du système tout en gardant le respect de leur plage de fonctionnement.

Nous avons étudié les performances techniques et économiques d'un SEH et sa viabilité par rapport aux autres solutions classiques. Pour ce faire nous avons adopté une méthodologie en utilisant le logiciel HOMER. Sur la base des résultats obtenus nous pouvons dire :

- ❖ Le site choisit en particulier et l'Algérie en général présente un climat idéal pour l'installation et la production d'énergie à partir des SEH.
- ❖ Le logiciel HOMER a permis de visualiser en détail tous les performances techniques, économiques et même écologiques du SEH étudié.
- ❖ La comparaison a montré la rentabilité et la fiabilité de SEH par rapport aux autres solutions classiques.
- ❖ Les SEH permettent de réduire les problèmes environnementaux liés à l'utilisation des énergies fossiles.
- ❖ L'analyse de sensibilité a permis de voir si le SEH reste la solution optimale face à une variation de ces paramètres.

- ❖ La diminution des prix du PV favorise l'utilisation des SEH.
- ❖ La solution hybride reste la meilleure pour une augmentation du prix du Diesel, par contre la diminution de ce paramètre favorise l'utilisation de la solution diesel.
- ❖ Les performances du SEH permet de faire face aux variations de la charge électrique du village alimenté.

En final, les SEH peuvent devenir une alternative aux groupes électrogènes utilisés dans les zones rurales afin de réduire les problèmes liés à cette solution classique.

A titre de perspectives on propose ce qui suit :

- ❖ Il serait possible de réaliser des études plus complexes en ajoutant d'autres composants tels que : une éolienne, une pile à combustible, un électrolyseur et un autre fuel pour le groupe électrogène.
- ❖ Développer et mettre en œuvre un banc d'essai d'un système hybride pour faire des tests expérimentaux.
- ❖ On recommande aussi d'utiliser d'autres stratégies de fonctionnement, de développer une autre méthodologie et d'utiliser d'autres logiciels.

Annexes

ANNEXE A

COMPARAISON ENTRE LES CONFIGURATION DU SEH

Configuration	Avantages	Inconvénients
Série	<p>Un schéma électrique simplifié à cause d'une absence de commutation des sources d'énergie en courant alternatif ;</p> <p>La mise en marche du générateur diesel ne provoque pas d'interruption de l'alimentation de la charge ;</p> <p>Grâce à l'onduleur, on peut obtenir différentes formes du courant selon les besoins (sinusoïdal, carré,...).</p> <p>Les onduleurs pour cette application sont disponibles dans le marché et son coût est relativement faible.</p> <p>Le générateur diesel peut être dimensionné d'une façon optimale lorsqu'il approvisionne la charge et en même temps il charge la batterie, il sera généralement plus petit pour ce genre de configuration.</p>	<p>L'onduleur ne peut pas travailler en parallèle avec le générateur diesel, c'est pourquoi il doit être dimensionné d'une manière à satisfaire la puissance de pointe de la charge.</p> <p>La durée de vie de la batterie est diminuée à cause de l'augmentation du nombre des cycles charge - décharge.</p> <p>Le profil de cyclage nécessite une grande capacité de la batterie pour réduire la décharge profonde et permettre au générateur diesel de fonctionner dans un régime de performance plus élevé pour recharger les batteries.</p> <p>Un rendement relativement faible dans le cas d'un générateur diesel à courant alternatif, parce que la puissance fournie est convertie deux fois avant d'arriver au consommateur ;</p> <p>Une avarie éventuelle de l'onduleur provoque une coupure totale de l'alimentation électrique.</p>
Commutée	<p>Le générateur peut fournir l'énergie produite directement à la charge, ce qui se traduit par une augmentation du rendement du système et une diminution de la consommation de carburant ainsi, une réduction du nombre des cycles charge - décharge de la batterie.</p> <p>L'onduleur peut assurer au consommateur la tension demandée en forme et valeur ;</p> <p>Une avarie de l'onduleur n'engendrera pas l'arrêt complet de l'alimentation électrique, parce que la charge peut être satisfaite par le générateur diesel.</p>	<p>Il y a une coupure instantanée, lors de la commutation des sources alternatives.</p> <p>Le générateur et l'onduleur doivent être dimensionnés pour la consommation maximale du système. De cette façon, ils fonctionnent avec un moindre rendement lors les périodes de faible charge ;</p> <p>Une optimisation significative n'est pas possible.</p>

Parallèle	<p>L'alimentation de la charge peut être faite d'une manière optimale.</p> <p>Le rendement du générateur diesel peut être augmenté.</p> <p>Le besoin d'une maintenance du diesel est réduit.</p> <p>Les puissances nominales des différents éléments peuvent être diminuées par rapport aux puissances nominales dans les autres configurations, en alimentant toujours la même charge.</p> <p>En utilisant un seul convertisseur comme onduleur et redresseur, on diminue le nombre des éléments dans le système. De plus, les coûts du câblage et l'installation du système peuvent être diminués par l'intégration de toutes les composantes dans une seule unité, ce qui est avantageux,</p> <p>La capacité du système est deux fois plus grande dans cette configuration.</p> <p>La performance optimale du système est réalisable en sélectionnant la source appropriée de l'énergie et ensuite cette source est optimisée en chargeant la batterie à un niveau de puissance approprié.</p>	<p>Le contrôle automatique est indispensable pour le fonctionnement optimal du système;</p> <p>L'onduleur doit fournir un courant sinusoïdal pour que la synchronisation avec le générateur diesel soit possible.</p> <p>Un système complexe nécessite une personne qualifiée.</p>
------------------	---	--

ANNEXE B

FICHES TECHNIQUES DES COMPOSANTS DU SEH

Fiche technique du panneau PV : BP-3125/125W



BP 3125

125 Watt Photovoltaic Module

High-efficiency photovoltaic module using silicon nitride multicrystalline silicon cells.

Performance

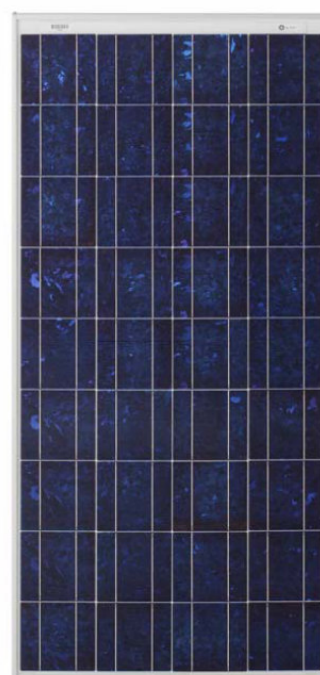
Rated power (P_{max})	125W
Power tolerance	$\pm 5\%$
Nominal voltage	12V
Limited Warranty ¹	25 years

Configuration

S BP 3125S	Clear universal frame with LoPro J-Box and polarized Multicontact (MC) connectors
U BP 3125U	Clear universal frame and standard J-Box

Electrical Characteristics²

Electrical Characteristics ²	BP 3125
Maximum power (P_{max}) ³	125W
Voltage at Pmax (V_{mp})	17.6V
Current at Pmax (I_{mp})	7.1A
Warranted minimum P_{max}	118.75W
Short-circuit current (I_{sc})	7.54A
Open-circuit voltage (V_{oc})	22.1V
Temperature coefficient of I_{sc}	(0.065 \pm 0.015)%/°C
Temperature coefficient of V_{oc}	-(80 \pm 10)mV/°C
Temperature coefficient of power	-(0.5 \pm 0.05)%/°C
NOCT (Air 20°C; Sun 0.8kW/m ² ; wind 1m/s)	47 \pm 2°C
Maximum series fuse rating	15A (S), 20A (U)
Maximum system voltage	600 V (US NEC rating) 1000V (IEC 61215 rating)



Mechanical Characteristics

Dimensions **S,U** Length: 1510mm (59.4") Width: 674mm (26.5") Depth: 50mm (1.97")

Weight **S,U** 12.0 kg (26.5 pounds)

Solar Cells **S,U** 36 cells (157mm x 157mm) in a 4x9 matrix connected in series

Output Cables **S** RHW AWG# 12 (4mm²) cable with polarized weatherproof DC rated Multicontact connectors; asymmetrical lengths - 900mm (-) and 800mm (+)

Junction Box **U** U-Version junction box with 6-terminal connection block; IP 54, accepts PG 13.5, M20, ½ inch conduit, or cable fittings accepting 6-12mm diameter cable. Terminals accept 2.5 to 10mm² (8 to 14 AWG) wire.

Diodes **S,U** **IntegraBus™** technology includes Schottky by-pass diodes integrated into the printed circuit board bus

Construction **S,U** Front: High-transmission 3mm (1/8th inch) tempered glass; Back: Tedlar; Encapsulant: EVA

Frame **S,U** Clear anodized aluminum alloy type 6063T6 Universal frame; Color: silver

1. Module Warranty: 25-year limited warranty of 80% power output; 12-year limited warranty of 90% power output; 5-year limited warranty of materials and workmanship. See your local representative for full terms of these warranties.
2. These data represent the performance of typical BP 3125 products, and are based on measurements made in accordance with ASTM E1036 corrected to SRC (STC.)
3. During the stabilization process that occurs during the first few months of deployment, module power may decrease by up to 3% from typical P_{max} .

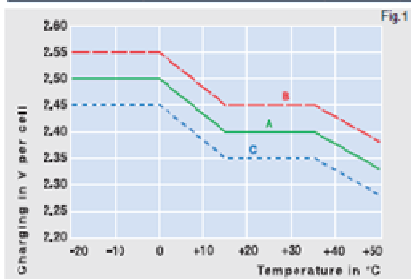


A600 Solar series



Technical characteristics and data

Type	Part number	Nominal voltage V	Nominal capacity C ₁₀₀ 1.85 V/C Ah	Dis-charge current I ₁₀₀ A	Length		Height up to top of cover (h1) max. mm	Height incl. connectors (h2) max. mm	Installed length (B/L) mm	Weight approx. kg	Terminal	Pole pairs
					(l) max. mm	(b/w) max. mm						
4 OPzV 240	NGS6020240HS0FA	2	240	2.4	105	208	360	398	112	19.5	F-M8	1
5 OPzV 300	NGS6020300HS0FA	2	300	3.0	126	208	360	398	135	23.5	F-M8	1
6 OPzV 360	NGS6020360HS0FA	2	360	3.6	147	208	360	398	155	28.0	F-M8	1
5 OPzV 400	NGS6020400HS0FA	2	400	4.0	126	208	475	513	135	31.0	F-M8	1
6 OPzV 500	NGS6020500HS0FA	2	500	5.0	147	208	475	513	155	36.5	F-M8	1
7 OPzV 600	NGS6020600HS0FA	2	600	6.0	168	208	475	513	175	42.0	F-M8	1
6 OPzV 720	NGS6020720HS0FA	2	720	7.2	147	208	650	688	155	50.0	F-M8	1
8 OPzV 960	NGS6020960HS0FA	2	960	9.6	215	193	650	688	220	68.0	F-M8	2
10 OPzV 1200	NGS6021200HS0FA	2	1200	12.0	215	235	650	688	220	82.0	F-M8	2
12 OPzV 1400	NGS6021400HS0FA	2	1400	14.0	215	277	650	688	220	97.0	F-M8	2
12 OPzV 1700	NGS6021700HS0FA	2	1700	17.0	215	277	800	838	220	120.0	F-M8	2
16 OPzV 2300	NGS6022300HS0FA	2	2300	23.0	215	400	775	815	220	160.0	F-M8	3
20 OPzV 2900	NGS6022900HS0FA	2	2900	29.0	215	490	775	815	220	200.0	F-M8	4
24 OPzV 3500	NGS6023500HS0FA	2	3500	35.0	215	530	775	815	220	240.0	F-M8	4

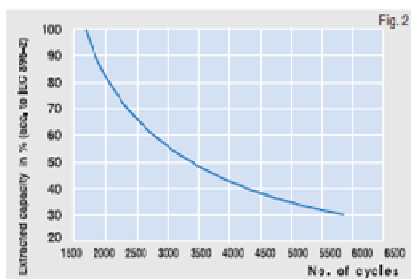


Charge mode (to Fig. 1):

- with switch regulator (two-step controller)
 - charge on curve **B** (max. charge voltage) for max. 2 hrs/day then switch over to continuous charge - curve **C**
- Standard charge (without switching) - curve **A**
- Boost charge (Equalizing charge with external generator)
 - charge on curve **B** for max. 5 hrs/month, then switch over to curve **C**



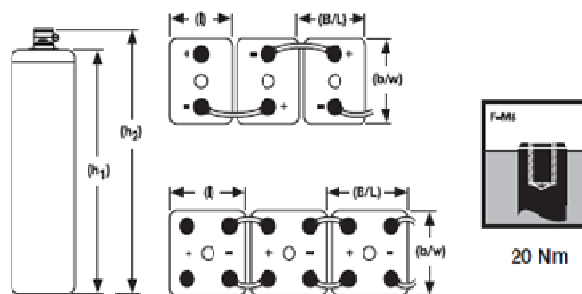
Type	Capacities C ₁ - C ₁₀₀ (20°C)				
	C ₁ 1.67 V/C	C ₃ 1.75 V/C	C ₅ 1.77 V/C	C ₁₀ 1.80 V/C	C ₁₀₀ 1.85 V/C
4 OPzV 240	108	151	175	200	240
5 OPzV 300	135	189	219	250	300
6 OPzV 360	162	227	263	300	360
5 OPzV 400	180	252	292	350	400
6 OPzV 500	225	315	365	420	500
7 OPzV 600	270	378	438	490	600
6 OPzV 720	324	454	526	600	720
8 OPzV 960	432	605	701	800	960
10 OPzV 1200	540	756	876	1000	1200
12 OPzV 1400	630	882	1022	1200	1400
12 OPzV 1700	765	1071	1241	1500	1700
16 OPzV 2300	1035	1449	1679	2000	2300
20 OPzV 2900	1305	1827	2117	2500	2900
24 OPzV 3500	1575	2205	2555	3000	3500



(to Fig. 2)

Endurance in cycles according to IEC 896-2

Drawings with terminal position, terminal and torque



Not to scale!

Groupe électrogène diesel / insonorisé
6.5 - 7.1 kVA, 50 Hz | HYW-6 T6



Caractéristiques

- Motorisation:
diesel
- Option et accessoire:
insonorisé

Description

Puissance nominale: 6,6 kW prp; 7,3 kW standby
Fabricant: YANMAR
Modèle: 3TNM68 GHFCG
Type de moteur: Diesel 4 temps
Type d'injection: Indirecte
Type d'aspiration: Naturel

- Régulation mécanique
- Filtre à air sec
- Protection des parties chaudes
- Protection des parties mobiles

cylindres, nombre et disposition: 3 - L
Alésage x course: 68 x 72 mm
Cylindrée totale: 0,784 L
Système de réfrigération: Liquide de refroidissement
Spécifications de l'huile moteur: SAE 3 class 10W30 /
API grade CD,CF
Ratio de compression: 23,5
Consommation carburant Stand-by: 2,29 l/h
Consommation carburant à 100% PRP: 2,08 l/h
Consommation carburant à 75% PRP: 1,65 l/h
Consommation carburant à 50 % PRP: 1,29 l/h
Consommation carburant à 25 % PRP: 0,85 l/h
Consommation d'huile à pleine charge: 0,28 g/kwh
Quantité d'huile maximum: 2,5 L
Quantité d'huile maximum: 2,2 L
Régulateur Type Mécanique
Filtre à air Type Sec
Diamètre intérieur de tuyau d'échappement: 40 mm
Moteur Diesel
4 temps
Refroidi par eau
Démarrage électrique 12V
Radiateur avec ventilateur de soufflage
Filtre décanteur (niveau visible)



Steca Compact

1600-12, 2600-24, 4000-48

La gamme Steca Compact est spécialement conçue pour des systèmes hybrides. L'appareil se compose d'un onduleur sinusoïdal possédant une capacité de surcharge élevée, d'un chargeur d'accumulateur et d'un système de transmission. Les connexions multifonctionnelles intégrées vous permettent, par exemple, de démarrer un générateur diesel afin de recharger l'accumulateur ou de couper le courant pour des charges moins prioritaires lorsque la charge de l'accumulateur est inférieure à un seuil déterminé. Même si vous utilisez seulement l'onduleur sinusoïdal de l'appareil, Steca Compact reste d'un coût très intéressant. Grâce à la fonction de répartition de la puissance intégrée, le système de transmission est en mesure de toujours fournir la puissance désirée aux consommateurs connectés.

Caractéristiques

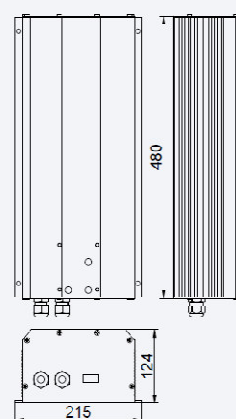
- Plage de puissance 1600 - 4000 W
- Chargeur d'accumulateur réglable inclus
- Excellente capacité de surcharge
- Détection réglable de chargement automatique
- Utilisable en tant qu'auxiliaire ou UPS
- Répartition de la puissance réglable
- Très grande fiabilité
- Commutateur multifonctionnel

Protections électroniques

- Protection contre décharge profonde de l'accumulateur
- Arrêt de l'accumulateur en cas de surtension
- Protection contre surtempérature et surcharge
- Protection contre court-circuit
- Protection contre polarité inversée par fusible interne
- Avertissement sonore avant une déconnexion en raison d'accumulateur faible ou de surchauffe

Affichages

- État de service de l'onduleur et état de charge indiqué par 1 / DEL
- Affichage du courant pour courant local et courant de chargement



Steca Compact
1600-12, 2600-24

Onduleur-chargeur Compact	1600-12	2600-24	4000-48
Tension nominale d'entrée (V)	12	24	48
Plage de tension d'entrée (V)	9,5 - 16	19 - 32	38 - 64
Tension de sortie	230 V +0 / -10 % (pure courbe sinusoïdale)		
Fréquence de sortie	50 Hz +/- 0,05 %		
Courant continu (VA)	1 300	2 300	3 500
Courant max. 30 min. (VA)	1 600	2 600	4 000
Courant max. 5 sec. (VA)	3 900	6 900	10 500
Efficacité maximale (%)	94	95	95
Consommation Standby (W)	0,6	0,9	1,4
Reconnaissance de consommateur (Standby)	réglable : 1 - 25 W		
Courant de chargement, réglable (A)	0 - 55	0 - 55	0 - 50
Réglage du courant d'entrée, répartition de la puissance	1 - 16 A		
Tension d'entrée minimale	réglable de 150 à 230 V -		
Surveillance de l'accumulateur	LVD, HVD, procédé de charge pour la maintenance de la tension finale de charge et tension d'égalisation réglable par l'utilisateur		
Courant max. / courant du système de transmission	16 A / 3,7 kVA		
Durée de commutation	< 20 ms		
Longueur de câble accumulateur	165 cm		
Température de service	-20 °C à +55 °C		
Classe de protection	IP 20 / avec couvercle supérieur en option : IP 23		
Poids (kg)	16,0	17,1	29,4
Dimensions l x l x h (mm)	480	480	670

Données techniques à 25 °C / 77 °F

Classe de puissance

1.600 - 4.000 W



Options

- Modèles de 230 V / 60 Hz
- Surveillance à distance RCC 01
- Couvercle de protection C IP 23 améliorant la classe de protection
- Revêtement de protection de la borne de raccordement CFC-01 évitant des contacts dangereux avec des pinces de décharge de traction
- Capteur de température CT35 pour corriger les tensions de service en fonction de la température actuelle de l'accumulateur
- Surveillance à distance RPS 01 pour la fonction de répartition de la puissance

ANNEXE C

PROGRAMMES DE SIMULATIONS

```

%% Programme de simulation du Générateur PV
clear,clc
%% paramètres du panneau PV
Iscn = 7.54;%courant de court circuit nominal [A]
Vocn = 22.1;%Tension de circuit ouvert nominale [V]
Impn = 7.1;%courant au point de puissance maximale [A]
Vmpn = 17.6;%Tension au point de puissance maximale [V]
Pmax_e = Vmpn*Impn; %Puissance maximale expérimentale [W]
Kv = -0.8e-1; %coefficient de température de la Tension de circuit ouvert [V/°C]
Ki = 0.065*Iscn/100;%coefficient de température courant de court circuit [A/°C]
Ns = 36;%nombre de cellules en série
%% Champ PV de Nss x Npp panneaux
Nss = 2; %nombre de panneaux en sérié
Npp = 6; %nombre de panneaux en parallèle
%% Constantes
k = 1.3806503e-23; %Boltzmann [J/K]
q = 1.60217646e-19;%Charge d'électron [C]
a = 1.3;%Facteur d'idéalité de la Diode
%% Nominal values
Gn = 1000;% irradiation nominale
Tn = 25; % Température nominale [°C]
%%Algorithme d'ajustement de Rs et Rp dans les conditions nominales
T = Tn;
G = Gn;
Vt = k * (Tn+273.15) / q;%Tension thermique de la jonction
Ion = Iscn/(exp(Vocn/a/Ns/Vt) - 1); % courant de saturation nominale
%%Valeurs références de Rs et Rp
Rs_max = (Vocn - Vmpn) / Impn;
Rp_min = Vmpn / (Iscn - Impn) - Rs_max;
%%Valeurs initiale de Rs et Rp
Rp = Rp_min;
Rs = 0;
P=[0];
tol = 0.001; %Tolérance de la puissance
error = Inf; %valeur fictive
while (error>tol)
Ipvn = (Rs+Rp)/Rp * Iscn;% courant nominale généré par la lumière
%%Résistance parallèle
Rp = abs(Vmpn*(Vmpn+Impn*Rs) / (Vmpn*Ipvn-Vmpn*Ion*exp((Vmpn+Impn*Rs)/Vt/Ns/a)+Vmpn*Ion-P
max_e));
%%Résolution de l'équation I(V) par la méthode Newton-Raphson d'un seul panneau
clear V
clear I
V = 0:.1:Nss*Vocn;% vecteur de la tension
I = zeros(1,size(V,2)); % vecteur du courant
for j = 1 : size(V,2)
g(j) = Ipvn-Ion*(exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a)-1)-(V(j)+I(j)*Rs)/Rp-I(j);
while (abs(g(j)) > 0.001)
g(j) = Ipvn-Ion*(exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a)-1)-(V(j)+I(j)*Rs)/Rp-I(j);
glin(j) = -Ion*Rs/Vt/Ns/a*exp((V(j)+I(j)*Rs)/Vt/Ns/a)-Rs/Rp-1;
I_(j) = I(j) - g(j)/glin(j);
I(j) = I_(j);
end
end % for j = 1 : size(V,2)
%%calcule de la puissance
P = (Ipvn-Ion*(exp((V+I.*Rs)/Vt/Ns/a)-1)-(V+I.*Rs)/Rp).*V;
Pmax_m = max(P); %Puissance maximale du model[W]
error = (Pmax_m-Pmax_e);
%%Incrémenter Rs
Rs = Rs + .01;
end % while (error>tol)

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Effet de l'irradiation sur le générateur PV avec une température fixe
Gi =[600 800 1000]; % Valeurs de l'irradiation
for i=1:3
G=Gi(i);
T =25; % Température fixe [°C]
dT = T-Tn;
Isc = (Iscn + Ki*dT)*G/Gn;
Voc = Vocn+Kv*dT;
Io = Isc/(exp(Voc/a/Ns/Vt)-1);
Ipv = (Ipvn+Ki*dT)*G/Gn;
%Résolution de l'équation I(V) par la méthode Newton-Raphson du champ PV
clear V
clear I
Rse=Rs*(Nss/Npp); %résistance série du champ PV
Rpe=Rp*(Nss/Npp); %résistance parallèle du champ PV
V = 0:.1:Nss*Voc; % vecteur de la tension
I = zeros(1,size(V,2)); % vecteur du courant
for j = 1 : size(V,2)
    g(j) = Npp*Ipv-Io*(Npp*exp((V(j)+I(j)*Rse)/Vt/Ns/a/Nss)-1)-(V(j)+I(j)*Rse)*Npp/
Rpe-I(j);
    glin(j) = -Npp*Io*Rse/Vt/Ns/a/Nss*exp((V(j)+I(j)*Rse)/Vt/Ns/a/Nss)-(Rse*Npp/Rp)
-1;
    I_(j) = I(j) - g(j)/glin(j);
    I(j) = I_(j);
end % for j = 1 : size(V,2)
%calcul de la puissance du champ
P = (Npp*Ipv-(Npp*Io*(exp((V+I.*Rse)/Vt/Ns/a/Nss)-1))-(V+I.*Rse)*Npp/Rpe).*V;
Pmax= max(P); %puissance maximale du champ
%%Figures
figure(1)
%courbes I-V
subplot(2,1,1)
grid on
hold on
xlabel('Tension [V]');
ylabel('Courant [A]');
xlim([0 Nss*Voc+1]);
ylim([0 Npp*Isc+10]);
if i==1
plot(V, I, 'linewidth',3) %
elseif i==2
    plot(V, I, 'g', 'linewidth',3) %
else
    plot(V,I, 'k', 'linewidth',3)
end
box on
%courbes V-P
subplot(2,1,2)
grid on
hold on
xlabel('Tension [V]');
ylabel('Puissance [W] ');
xlim([0 Nss*Voc+1]);
ylim([0 Pmax+100]);
if i==1 %G=G1
    plot(V,P, 'linewidth',3) %
    %%chercher le point de puissance maximale
    indexmax = find(max(P) == P);
    xmax1 = V(indexmax);
    ymax1 = P(indexmax);

```

```

elseif i==2 %G=G2
    plot(V,P,'g','linewidth',3)
    %%chercher le point de puissance maximale
    indexmax = find(max(P) == P);
    xmax2 = V(indexmax);
    ymax2 = P(indexmax);
else %G=G3
    plot(V,P,'k','linewidth',3)
    %%chercher le point de puissance maximale
    indexmax = find(max(P) == P);
    xmax3 = V(indexmax);
    ymax3 = P(indexmax);
end
end %for i
box on
subplot(2,1,1)
legend('600 W/m2','800 W/m2','1000 W/m2',3)
subplot(2,1,2)
legend('600 W/m2','800 W/m2','1000 W/m2',2)
%%tracer les points de puissances maximales
plot(xmax1,ymax1,'bd','linewidth',4)
plot(xmax2,ymax2,'gd','linewidth',4)
plot(xmax3,ymax3,'kd','linewidth',4)
text(xmax1,(ymax1-150),'PPM')
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Effet de la température sur le générateur PV avec une irradiation fixe
Ti =[75 50 25 0]; % Valeurs de la température
for i=1:4
    G=1000;%l'irradiation fixe
    T =Ti(i);
    dT = T-Tn;
    Isc = (Iscn + Ki*dT)*G/Gn;
    Voc = Vocn+Kv*dT;
    Io = Isc/(exp(Voc/a/Ns/Vt)-1);
    Ipv = (Ipvn+Ki*dT)*G/Gn;
    %Résolution de l'équation I(V) par la méthode Newton-Raphson du champ PV
    clear V
    clear I
    Rse=Rs*(Nss/Npp);
    Rpe=Rp*(Nss/Npp);
    V = 0:.1:Nss*Voc; % vecteur tension
    I = zeros(1,size(V,2)); % vecteur courant
    for j = 1 : size(V,2)
        g(j) = Npp*Ipv-Io*(Npp*exp((V(j)+I(j)*Rse)/Vt/Ns/a/Nss)-1)-(V(j)+I(j)*Rse)*Npp/
        Rpe-I(j);
        glin(j) = -Npp*Io*Rse/Vt/Ns/a/Nss*exp((V(j)+I(j)*Rse)/Vt/Ns/a/Nss)-(Rse*Npp/Rp)
        -1;
        I_(j) = I(j) - g(j)/glin(j);
        I(j) = I_(j);
    end % for j = 1 : size(V,2)
    %calcul de la puissance du champ
    P = (Npp*Ipv-(Npp*Io*(exp((V+I.*Rse)/Vt/Ns/a/Nss)-1))-(V+I.*Rse)*Npp/Rpe).*V;
    Pmax= max(P);%puissance maximale
    %%Figures
    figure(2)
    %Courbes I-V
    subplot(2,1,1)
    grid on
    hold on
    xlabel('Tension [V]');
    ylabel('Courant [A]');

```



```

xlim([0 Nss*Voc+1]);
ylim([0 Npp*Isc+10]);
if i==1 % T=T1
plot(V, I, 'linewidth',3) %
elseif i==2 % T=T2
    plot(V, I, 'g', 'linewidth',3) %
elseif i==3 % T=T3
    plot(V,I, 'K', 'linewidth',3)
else % T=T4
    plot(V,I, 'Y', 'linewidth',3)
end
box on
%Courbes P-V
subplot(2,1,2)
grid on
hold on
xlabel('Tension[V]');
ylabel('Puissance [W] ');
xlim([0 Nss*Voc+1]);
ylim([0 Pmax+100]);
if i==1
plot(V,P, 'linewidth',3) %
%%point de puissance maximale
indexmax = find(max(P) == P);
xmax1 = V(indexmax);
ymax1 = P(indexmax);
elseif i==2
    plot(V,P, 'g', 'linewidth',3)
    %%chercher le point de puissance maximale
    indexmax = find(max(P) == P);
    xmax2 = V(indexmax);
    ymax2 = P(indexmax);
elseif i==3
    plot(V,P, 'K', 'linewidth',3)
    %%chercher le point de puissance maximale
    indexmax = find(max(P) == P);
    xmax3 = V(indexmax);
    ymax3 = P(indexmax);
else
    plot(V,P, 'Y', 'linewidth',3)
    %%chercher le point de puissance maximale
    indexmax = find(max(P) == P);
    xmax4 = V(indexmax);
    ymax4 = P(indexmax);
end
end %for i
box on
subplot(2,1,1)
legend('75 °C', '50 °C', '25 °C', '0 °C',3)
subplot(2,1,2)
legend('75 °C', '50 °C', '25 °C', '0 °C',2)
%%tracer les points de puissances maximales
plot(xmax1,ymax1, 'bd', 'linewidth',4)
plot(xmax2,ymax2, 'gd', 'linewidth',4)
plot(xmax3,ymax3, 'kd', 'linewidth',4)
plot(xmax4,ymax4, 'kd', 'linewidth',4)
text((xmax1-2), (ymax1-150), 'PPM')

```

```

clc,clear
%%%programme de simulation des batteries%%%
%%Paramètres des batteries%%
C10=1000;%capacité C10 [Ah]
nb=12;
Tn=25;%température nominale
I10=C10/10;%%courant I10[A]
t=20;%temps de fonctionnement [h]
Ibat=0:1:55;%courant de batterie
%%Effet de la température sur la les batteries%%%
Ti=[25 40 50];
for i=1:3
T=Ti(i);
dT=T-Tn;
%capacité
C=C10*(1.67./(1+0.67*((Ibat/I10).^0.9)))*(1+0.005*dT);
Q=Ibat*t;
%Etat de charge
EDC=1-(Q./C);
%%Tension en décharge
A=(nb*(2.085-(0.12*(1-EDC))));
B=(nb*Ibat/C10);
C1=(4./((Ibat).^1.3));
D=((0.27./((EDC).^1.5))+0.02));
Vd=A-(B.*C1+B.*D);
Vd(1)=nb*2.085;
%%Tension en charge
EDC1=1-EDC;
A=(nb*(2+(0.16*(EDC1))));
B=(nb*Ibat/C10);
C1=6./(((Ibat).^0.86)+1);
D=((0.48./((1-EDC1).^1.2))+0.036));
E=(1-(0.025*dT));
Vc=A+((B.*C1+B.*D)*E);
Vc(1)=nb*(2);
if i==1
    %T=25
    figure(1)%effet température sur la capacité
    hold on
    plot(Ibat,C,'linewidth',4);
    xlabel('Courant [A]');
    ylabel('Capacité [Ah]');
    figure(2)%effet température sur EDC
    hold on
    plot(C,EDC*100,'linewidth',4);
    plot(C,(1-EDC)*100,'g','linewidth',4);
    xlabel('Capacité [Ah]');
    ylabel('EDC (%)');
    set(gca,'YTick',[0 20 40 60 80 100])
    figure(3)%effet température sur la tension
    subplot(2,1,2)%en décharge
    hold on
    plot(Ibat,Vd,'linewidth',4);
    subplot(2,1,1)%en charge
    hold on
    plot(Ibat,Vc,'linewidth',4);

elseif i==2
    %T=40
    figure(1)%effet température sur la capacité
    hold on

```

```

plot(Ibat,C,'G','linewidth',4);
figure(3)%effet température sur la tension
subplot(2,1,2)%en décharge
hold on
plot(Ibat,Vd,'g','linewidth',4);
subplot(2,1,1)%en charge
hold on
plot(Ibat,Vc,'g','linewidth',4);
else
%T=50
figure(1)%effet température sur la capacité
hold on
plot(Ibat,C,'K','linewidth',4);
legend('25°C','40°C','50°C');
figure(2)%effet température sur EDC
plot(C,EDC*100,'y','linewidth',4);
plot(C,(1-EDC)*100,'k','linewidth',4);
xlabel('Capacité [Ah]');
ylabel('EDC (%)');
set(gca,'YTick',[0 20 40 60 80 100])
legend('charge 25°C','décharge 25°C','charge 50°C','décharge 50°C')
figure(3)%effet température sur la tension
subplot(2,1,2)%en décharge
hold on
plot(Ibat,Vd,'k','linewidth',4);
xlabel('Courant [A]');
ylabel('tension [V]');
legend('25°C','40°C','50°C',0);
subplot(2,1,1)%en charge
hold on
plot(Ibat,Vc,'k','linewidth',4);
xlabel('Courant [A]');
ylabel('tension [V]');
legend('25°C','40°C','50°C',0);
end
end
figure(1);grid;box on;
figure(2);grid;box on;
figure(3);
subplot(2,1,1);grid;box on;
subplot(2,1,2);grid;box on;

%%Programme de simulation de convertisseur
dP=115;%pertes [W]
Pn=2300;%puissance nominale du convertisseur [W]
Ps=0:3000;%puissance de sortie du convertisseur [W]
Rond=(1./(1+(dP./Ps)))*100;%rendement du convertisseur [%]
hold on
plot(Ps,Rond,'linewidth',3);%tracer le rendement pour dp=115
dP=345;%pertes [W]
Rond=(1./(1+(dP./Ps)))*100;%rendement du convertisseur [%]
plot(Ps,Rond,'g','linewidth',3);%tracer le rendement pour dp=345
set(gca,'XTick',[0 500 1000 1500 2000 2300 2500 3000])
grid
xlabel('Puissance de sortie de convertisseur(W)');
ylabel('Rendement (%)');
legend('dP=115W','dP=345W',0);
dP=115;
RondPn=(1./(1+(dP./Pn)))*100;%rendement pour Ps=Pn
plot(Pn,RondPn,'kd','linewidth',4)%tracer le point de puissance nominale
dP=345;%rendement pour Ps=Pn
RondPn=(1./(1+(dP./Pn)))*100;%tracer le point de puissance nominale
plot(Pn,RondPn,'kd','linewidth',4)%tracer le point de puissance nominale
text(Pn,(2),'Pn')%montrer la puissance nominale

```

```

%Programme de simulation du générateur Diesel
%Paramètres du Générateur Diesel
Pn=6.6; %kW
a=0.245; %l/kWh
b=0.455/Pn; %l/kWh
Pd=1:0.1:7; %kW
%Calcule de la consommation horaire (l/h)
Q=a*Pd+b*Pn; %l/h
%Calcule de la consommation spécifique (l/kWh)
S=Q./Pd;%l/kWh
%Traçer les courbes du Générateur Diesel
figure (1)
[ax,h1,h2] = plotyy(Pd,Q,Pd,S);
set(ax(1), 'YLim', [0 2.2])
set(ax(2), 'YLim', [0 0.7])
set(ax(1), 'YTick', [0:.5:2.2])
set(ax(2), 'YTick', [0:0.1:0.7])
set(ax(1), 'XTick', [1 2 3 4 5 6 Pn:7])
set(h1, 'linewidth', 3)
set(h2, 'linewidth', 3)
set(get(ax(1), 'Ylabel'), 'String', 'consommation horaire l/h')
set(get(ax(2), 'Ylabel'), 'String', 'consommation spécifique l/kWh')
xlabel('Puissance produite par le générateur Diesel [kW]');
legend([h1,h2], 'consommation horaire l/h' , 'consommation spécifique l/kWh', 0)
%consommation à 20% de Pn
P1=(20*Pn/100);
QPn=(a*P1)+(b*Pn); %l/h
SPn=QPn./P1;%l/KWH
axes(ax(2))
hold on
plot(P1,SPn, 'kd', 'linewidth', 4)
text((P1), (SPn+0.03), [(num2str(SPn)), ' l/kWh'])
hold off
%consommation à 80% de Pn
P2=(80*Pn/100);
QPn=(a*P2)+(b*Pn); %l/h
SPn=QPn./P2;%l/KWH
axes(ax(2))
hold on
plot(P2,SPn, 'kd', 'linewidth', 4)
text((P2), (SPn+0.03), [(num2str(SPn)), ' l/kWh'])
text((Pn+0.01), (0.01), 'Pn')%montrer la puissance nominale
hold off
%Puissance Nominale
hold on
SP=Pn; %
line([SP SP],get(ax(1), 'YLim'), 'Color', 'k', 'linewidth', 2)
hold off
grid

```

ANNEXE D

Méthode d'ajustement de R_s et R_p

Cette méthode est basé sur le fait qu'il existe une seule paire (R_s , R_p) qui garantie l'égalité entre la puissance maximale calculée à partir du model mathématique (P_{max_m}) et la puissance maximale donnée dans la fiche technique du panneau (P_{max_e}) [151].

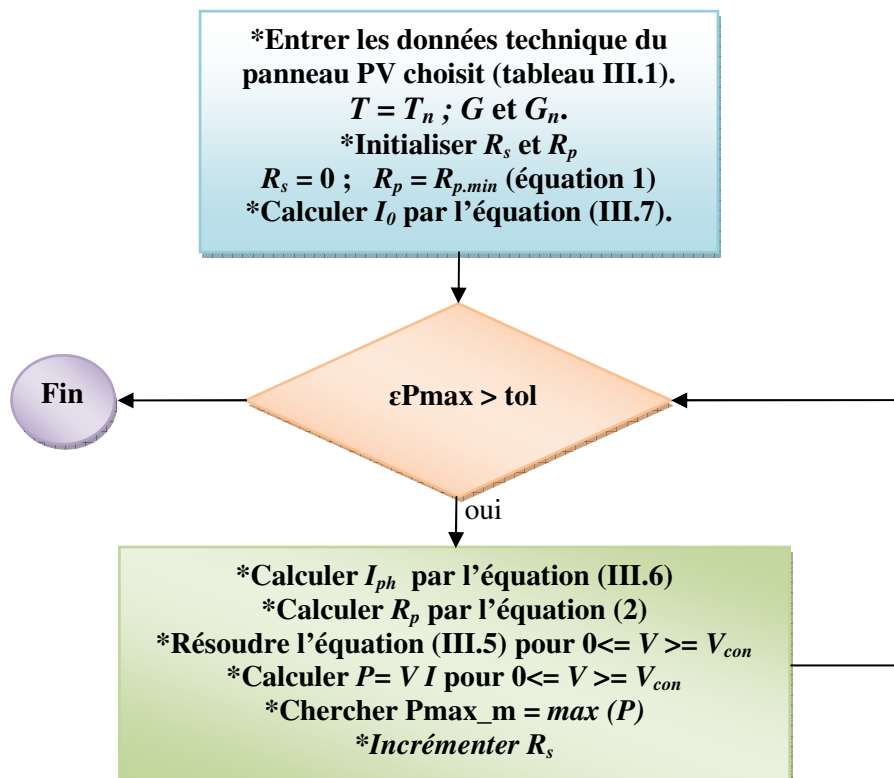
Les premières suppositions pour R_s et R_p sont nécessaire avant le début du processus itératif. La valeur initiale de R_s peut être nul. La valeur initiale de R_p peut être exprimé par :

$$R_{p,\min} = \frac{V_{mp}}{I_{scn} - I_{mp}} - \frac{V_{con} - V_{mp}}{I_{mp}} \quad (1)$$

La relation entre R_s et R_p est donnée par :

$$R_p = V_{mp} (V_{mp} + I_{mp} R_s) / \left\{ V_{mp} I_{ph} - V_{mp} I_0 \exp \left[\frac{(V_{mp} + I_{mp} R_s) q}{n_s a k T} \right] + V_{mp} I_0 - P_{max_e} \right\} \quad (2)$$

L'organigramme simplifié de la méthode itérative est illustré sur la figure suivante :



ANNEXE E

Méthode des moindres carrés

La méthode des moindres carrés permet de déterminer l'équation de la droite d'ajustement qui passe le plus près possible de l'ensemble des points de la série étudiée : il s'agit donc de la méthode la plus précise. Cette droite a pour équation $y = ax + b$ avec les coefficients a et b se calculent de la façon suivante:

La moyenne des x_i notée \bar{x} et celle des y_i notée \bar{y} :

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad \bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i$$

Les variances des x_i et des y_i , notées $V(x)$ et $V(y)$:

$$V(x) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i)^2 - (\bar{x})^2 \quad V(y) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i)^2 - (\bar{y})^2$$

La covariance des (x_i, y_i) notée $Cov(x, y)$

$$Cov(x, y) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i y_i) - (\bar{x} \bar{y})$$

Le coefficient b , ordonnée à l'origine, est donnée par :

$$b = \bar{y} - a\bar{x}$$

Le coefficient a , pente de la droite, est donnée par :

$$a = \frac{Cov(x, y)}{V(x)}$$

Le coefficient de corrélation r est donné par la formule suivante :

$$r = \frac{Cov(x, y)}{\sqrt{V(x)V(y)}} = \frac{Cov(x, y)}{\sigma_x \sigma_y} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}$$

Le coefficient de détermination $R^2 = r^2$, mesure la force de la liaison entre les variables X et Y. Plus R^2 est proche de 1, plus le modèle choisi semble pertinent.

Si on applique cette méthode sur le modèle de générateur Diesel (l'équation (III.17)), on se réfère au tableau III.1, et on obtient les résultats suivants :

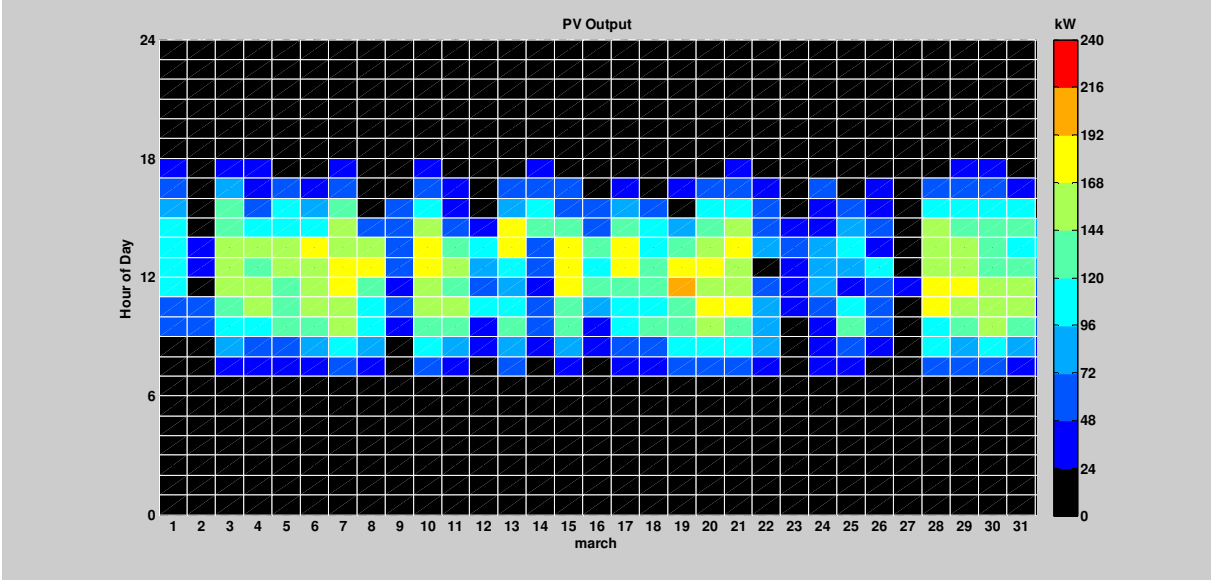
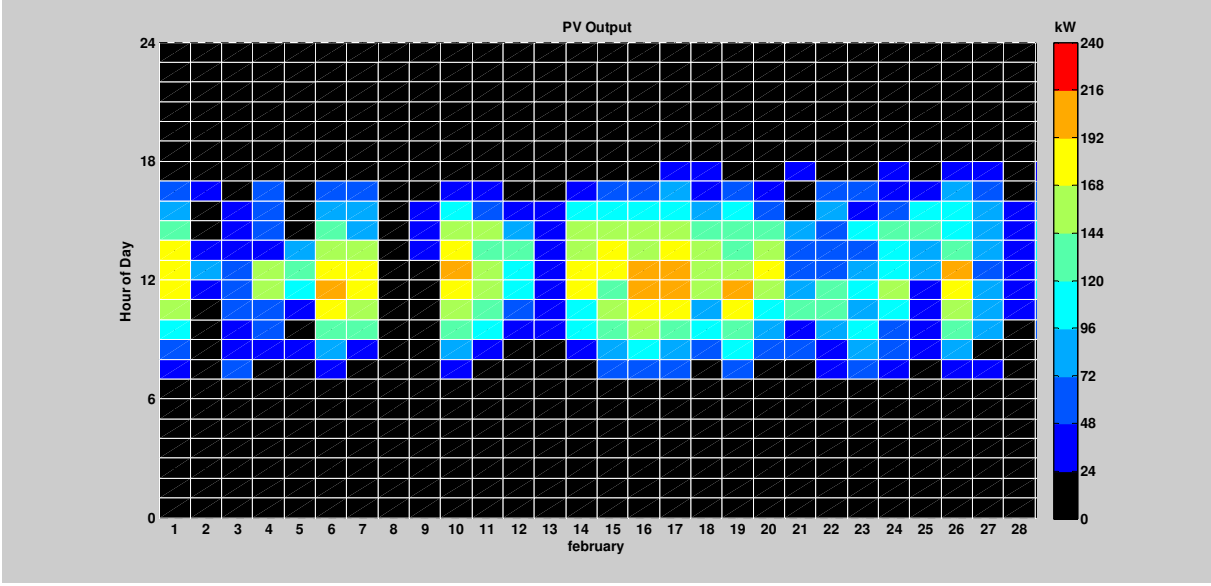
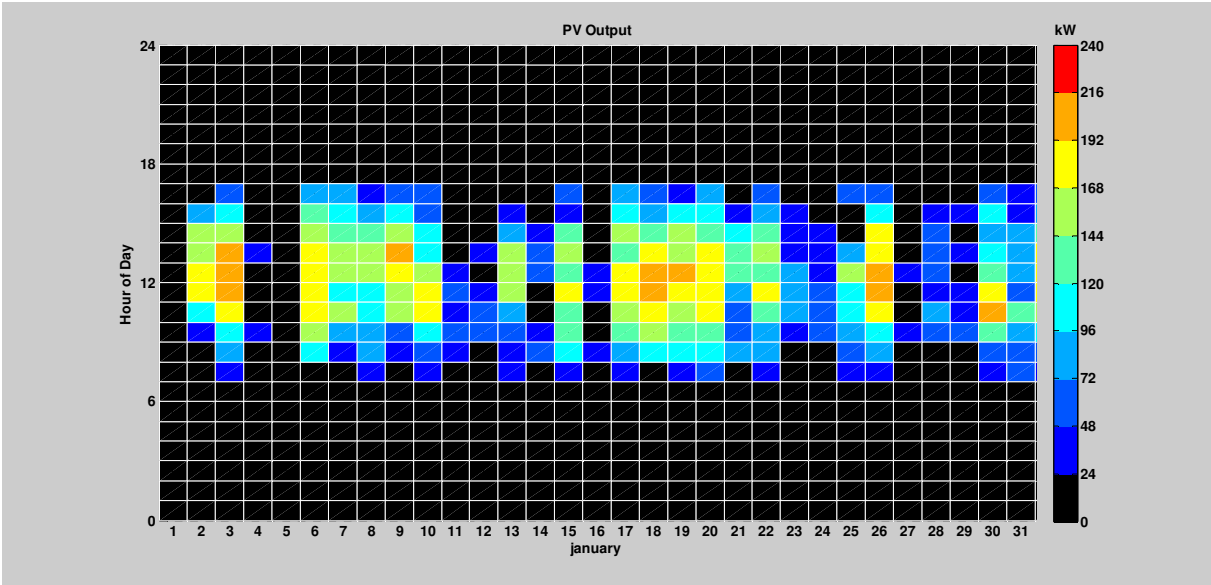
x_i (P_{ge} en kW)	y_i (q en l/h)	\bar{x}	\bar{y}	$V(x)$	$V(y)$	$Cov(x,y)$	a (l/kWh)	b (l/kWh)	$B=b/P_n$ (l/h)
6,6	2,08	4,125	1,467	3,403	0,205	0,835	0,245	0,455	0,0689
4,95	1,65								
3,3	1,29								
1,65	0,85								

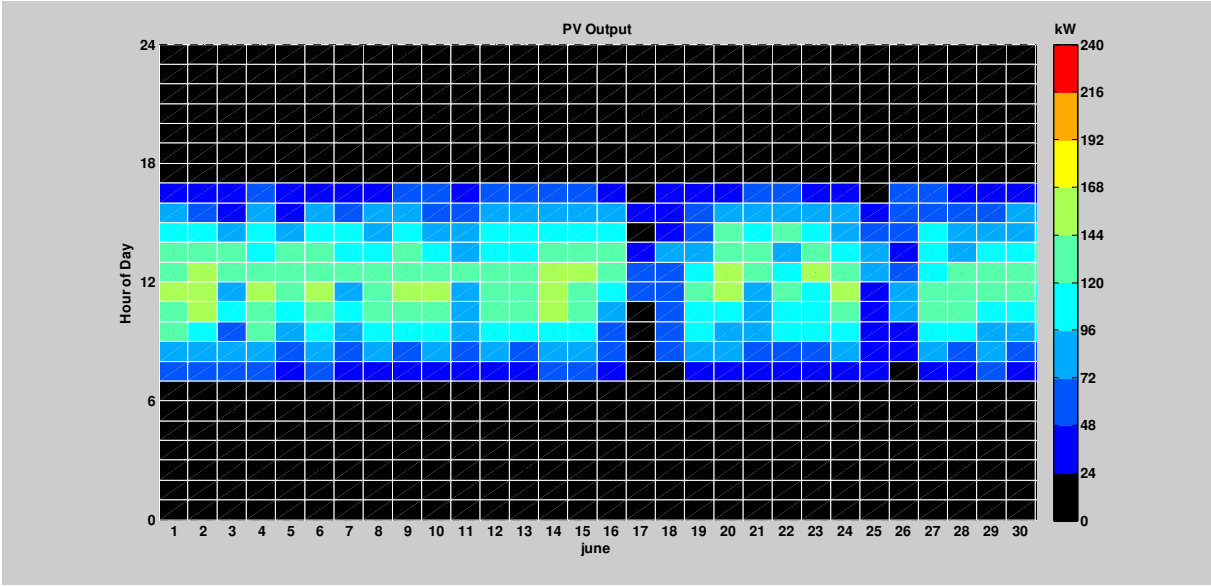
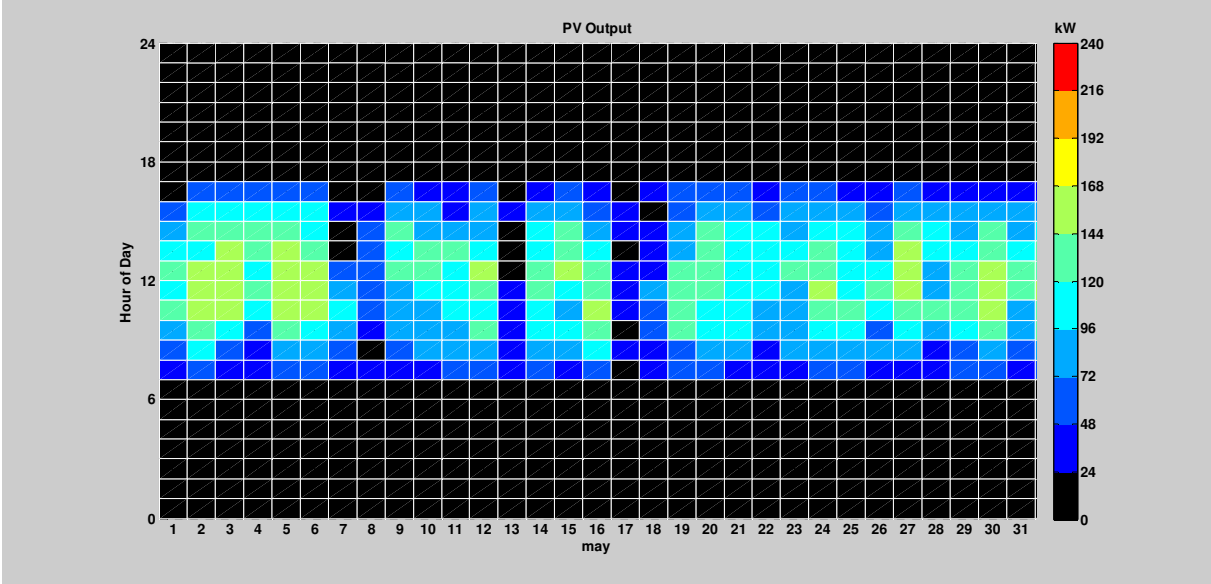
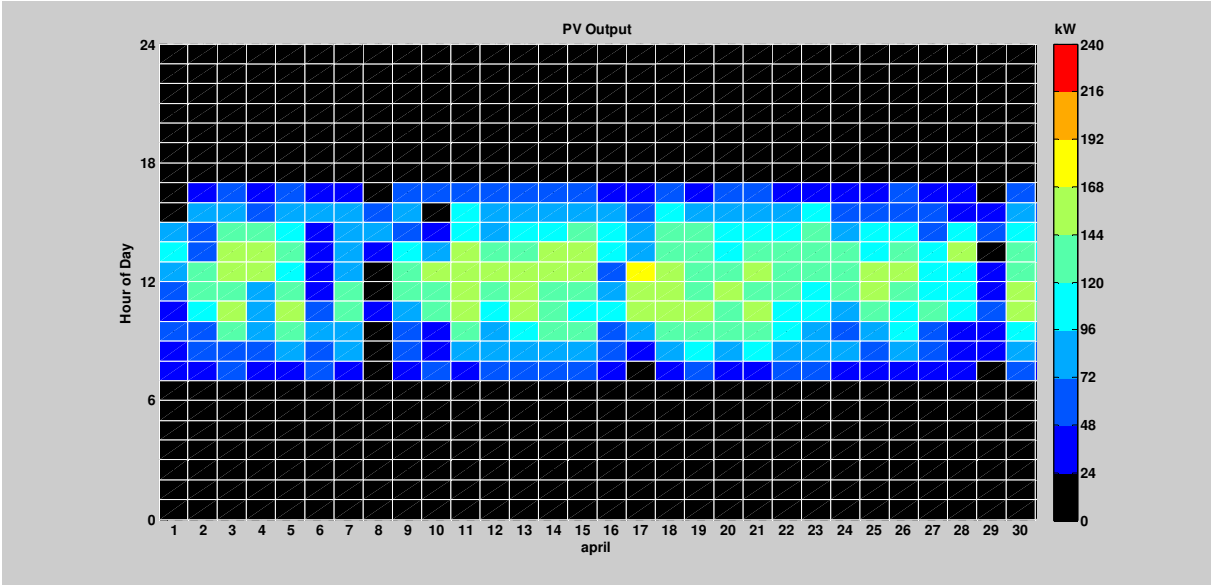
Le coefficient de détermination $R^2 = 0,996$;

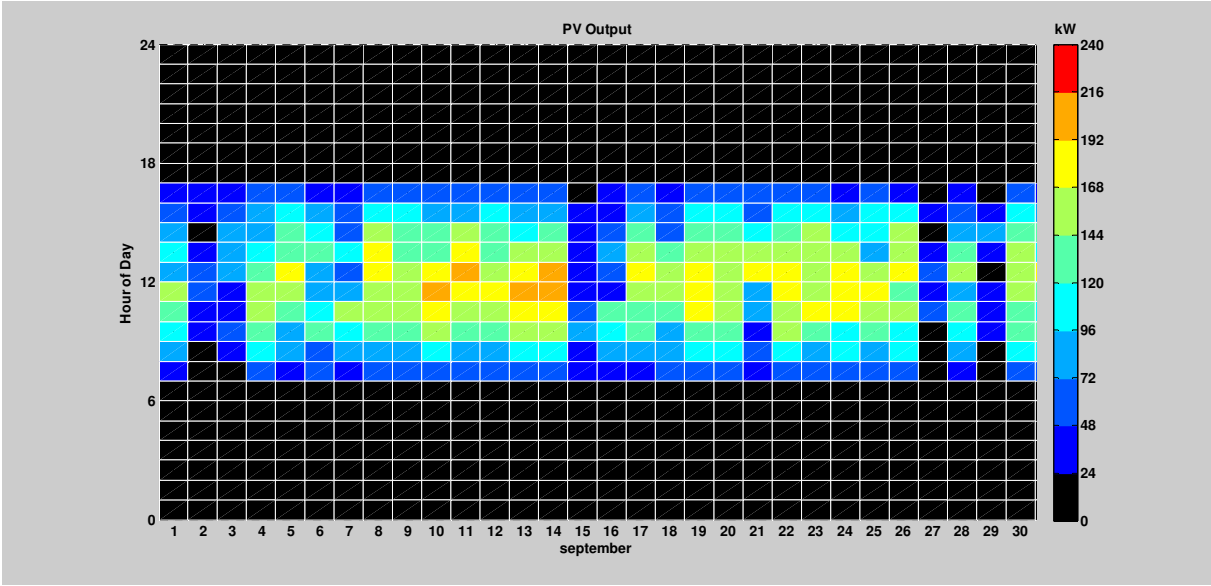
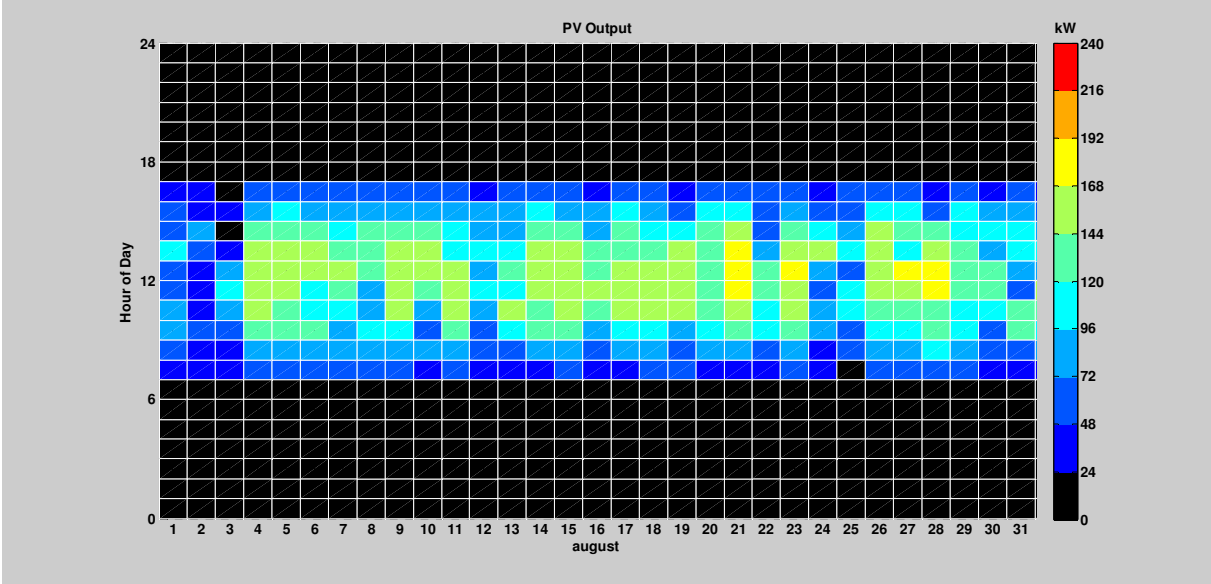
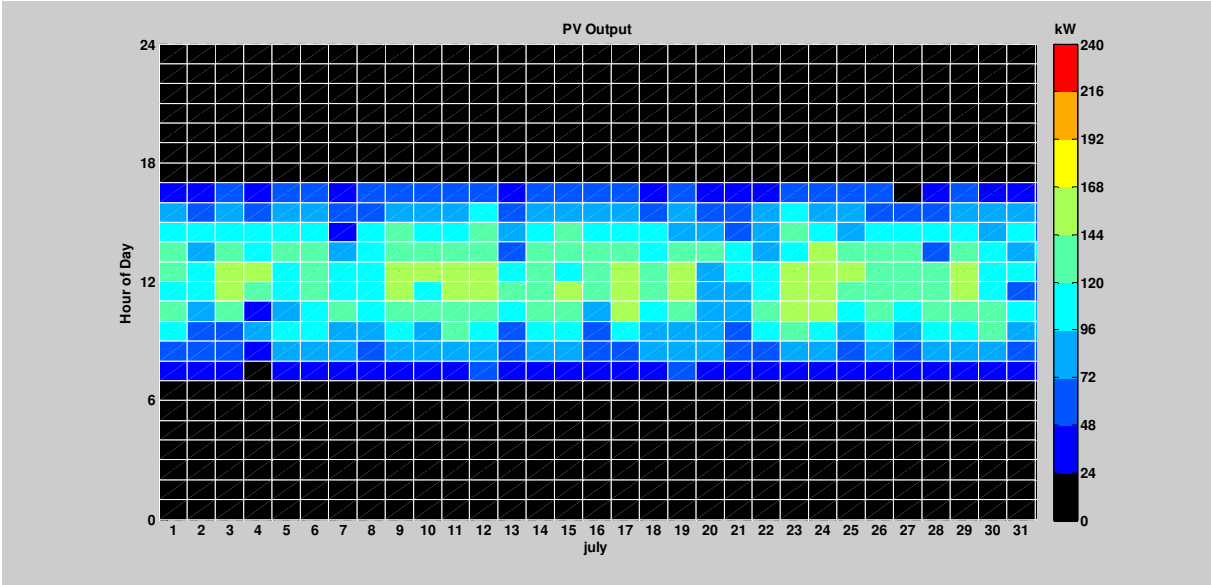
ANNEXE F

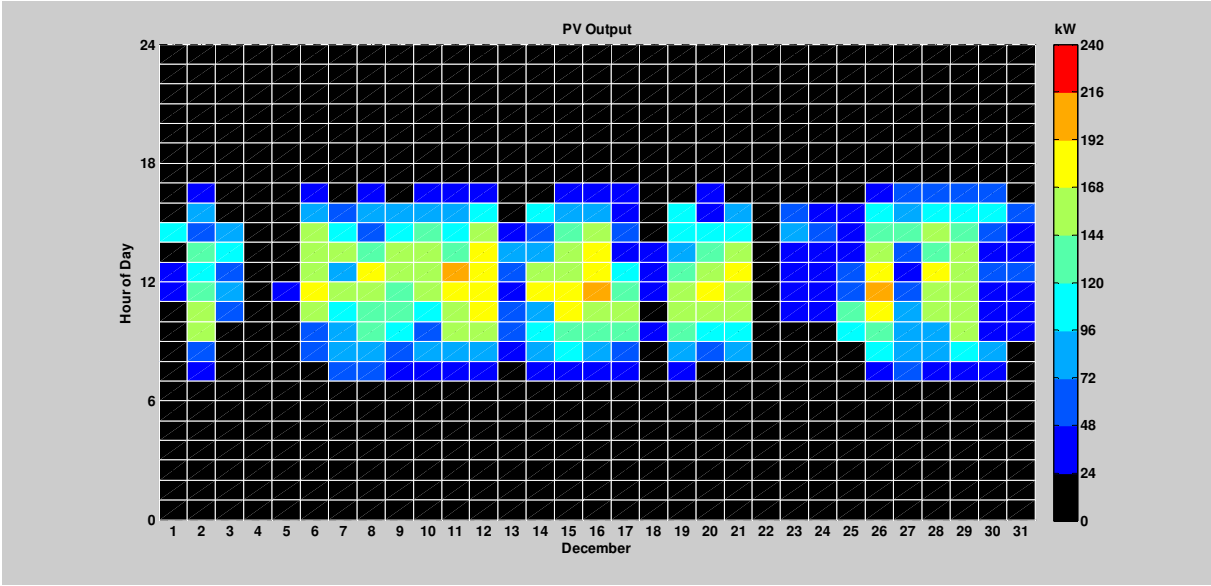
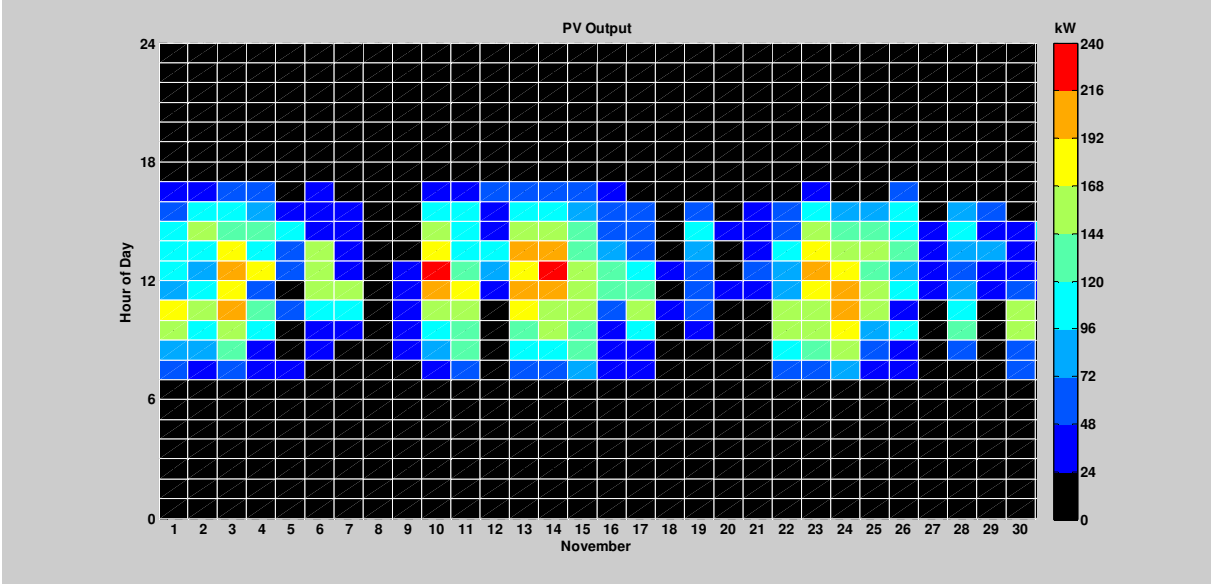
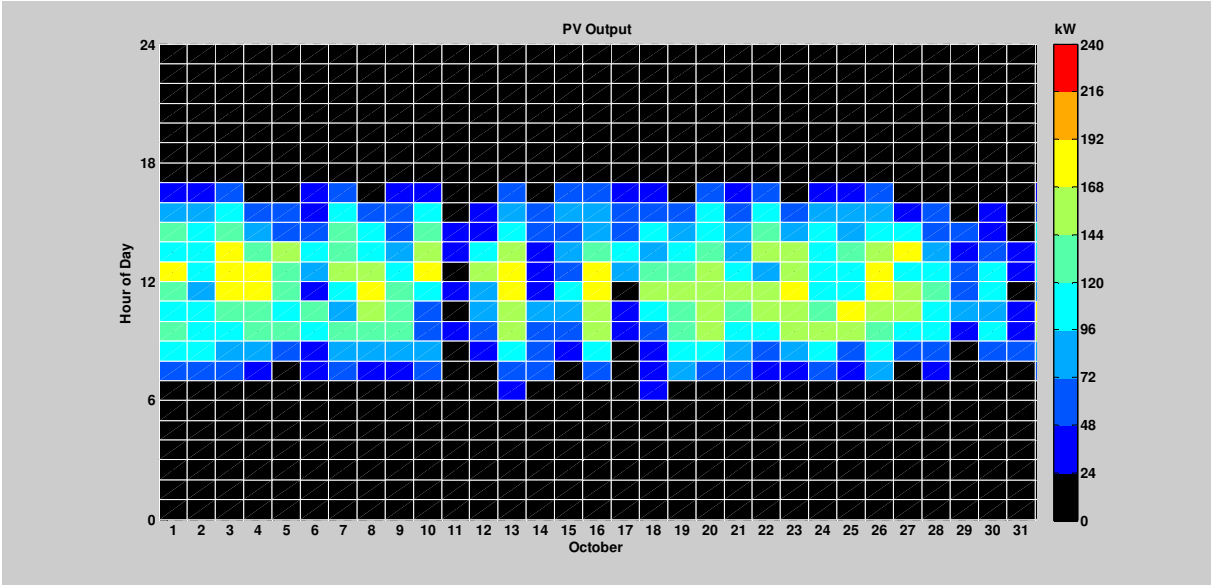
Détails de fonctionnement du SEH

➤ Production du générateur PV :

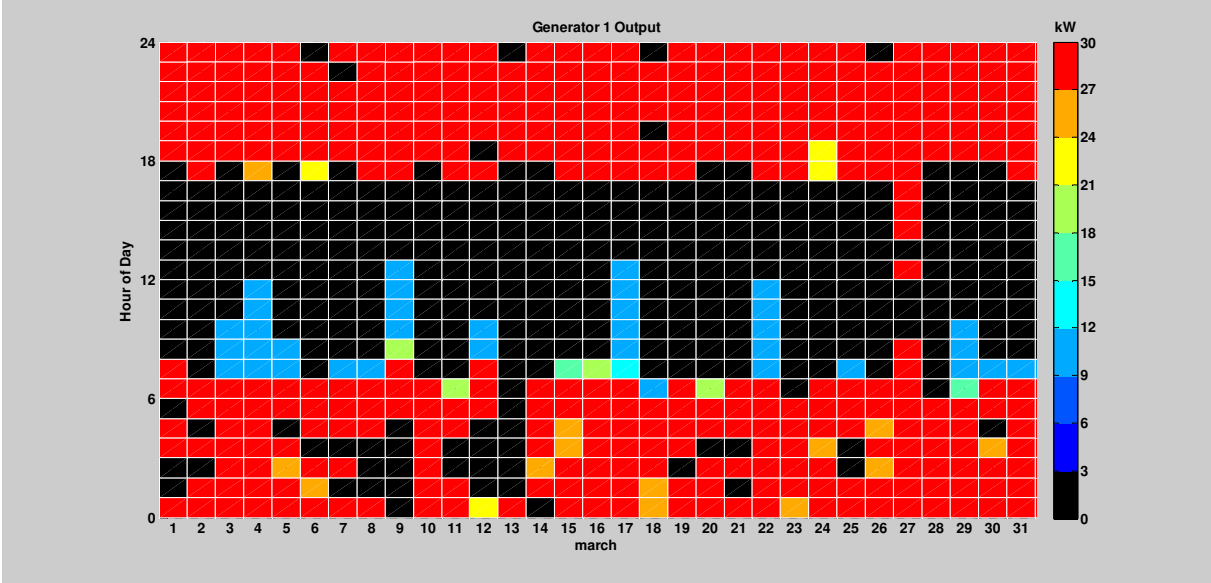
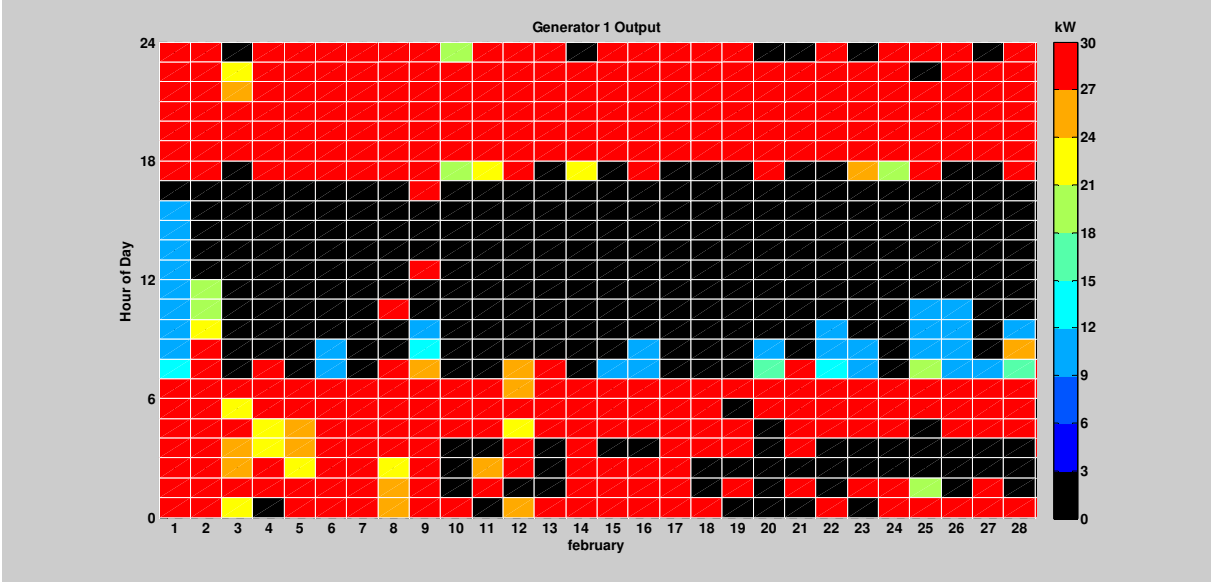
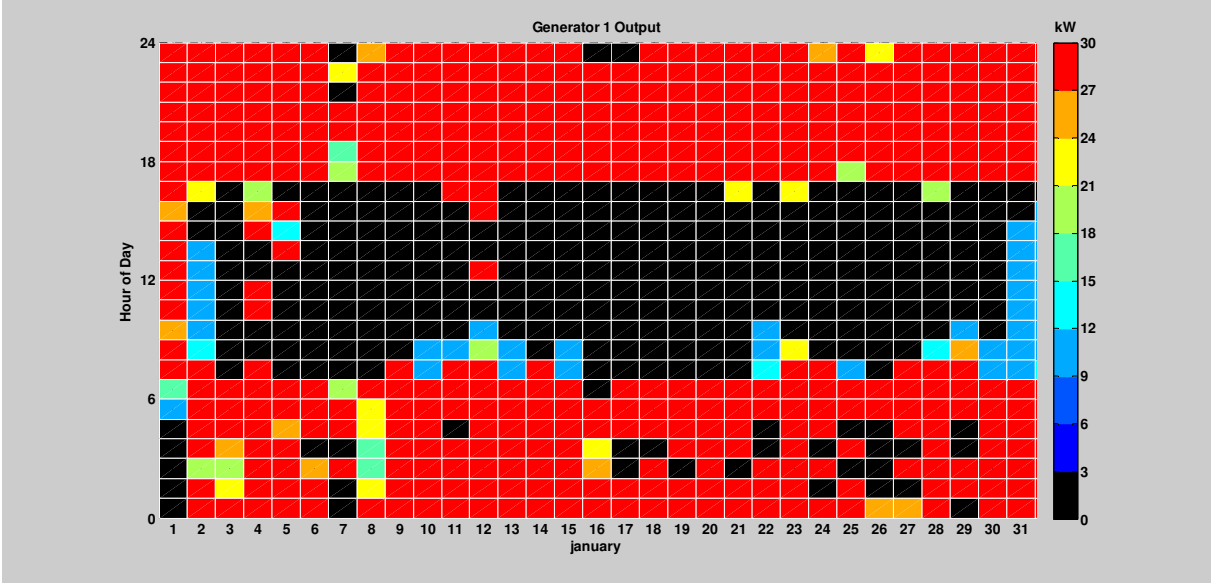


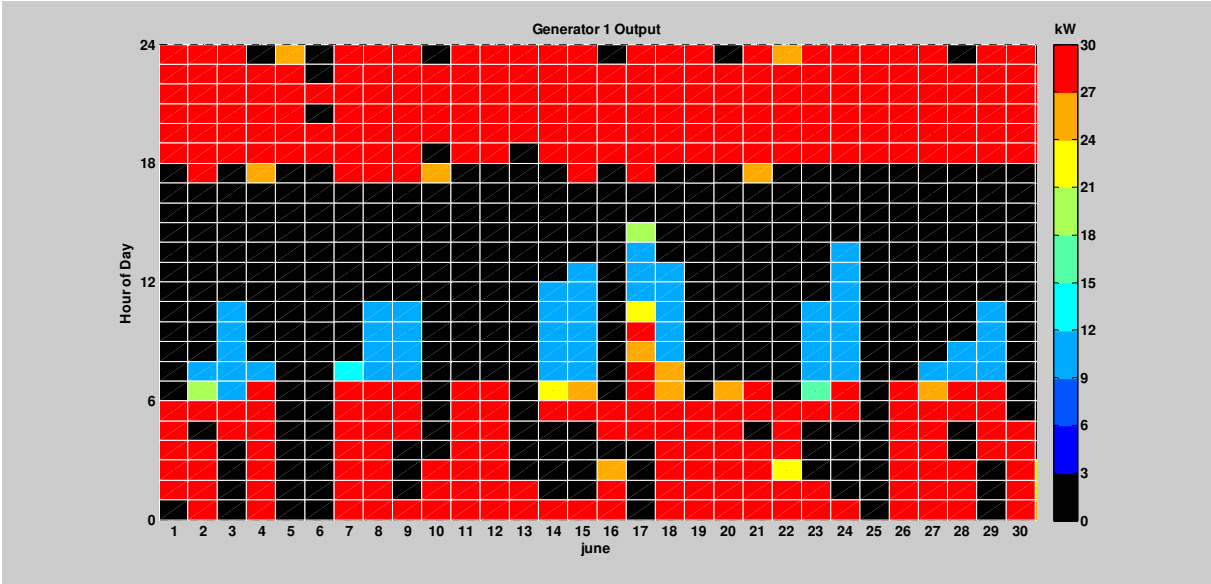
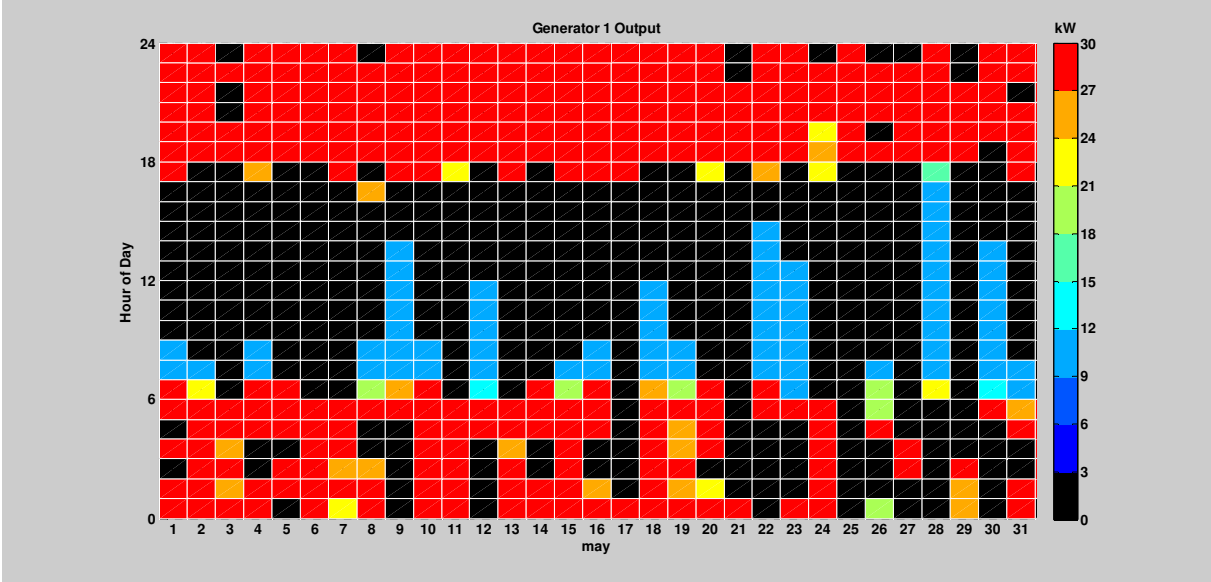
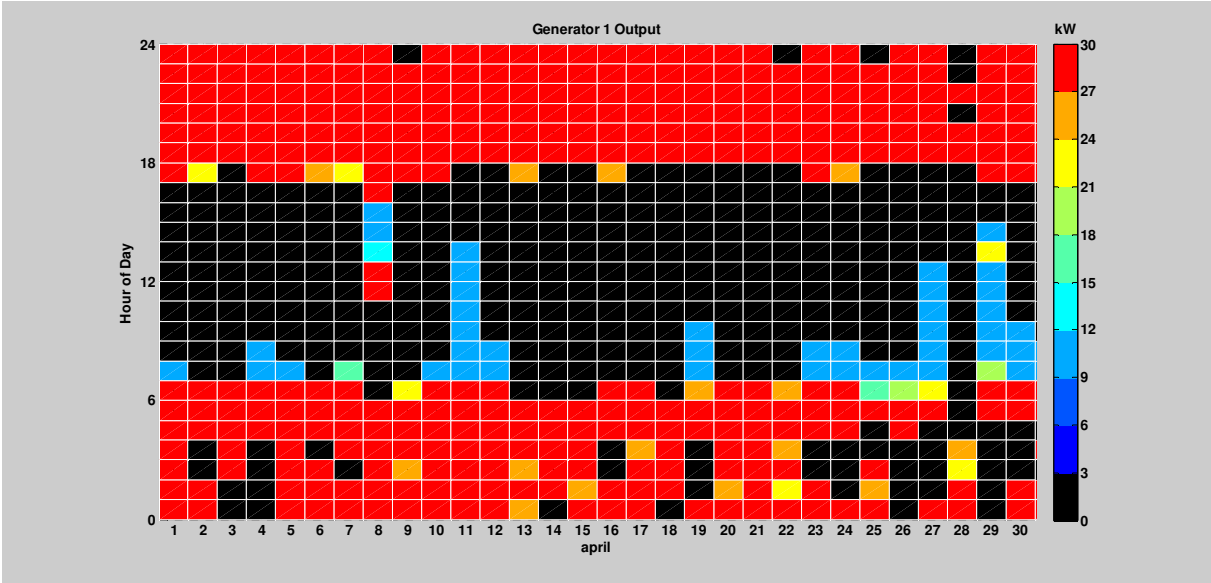


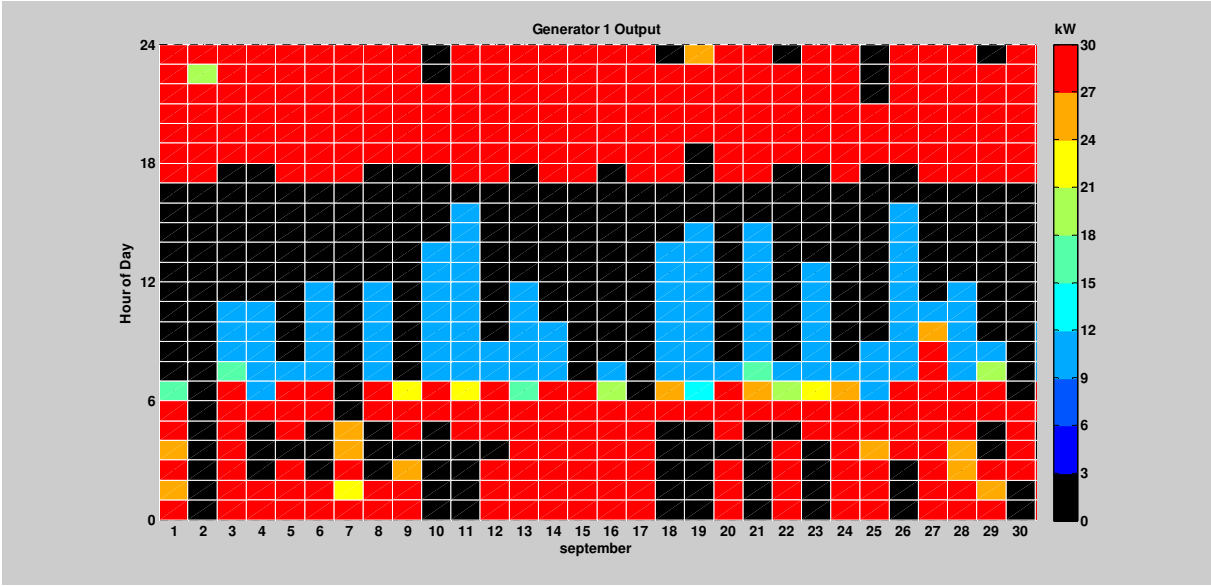
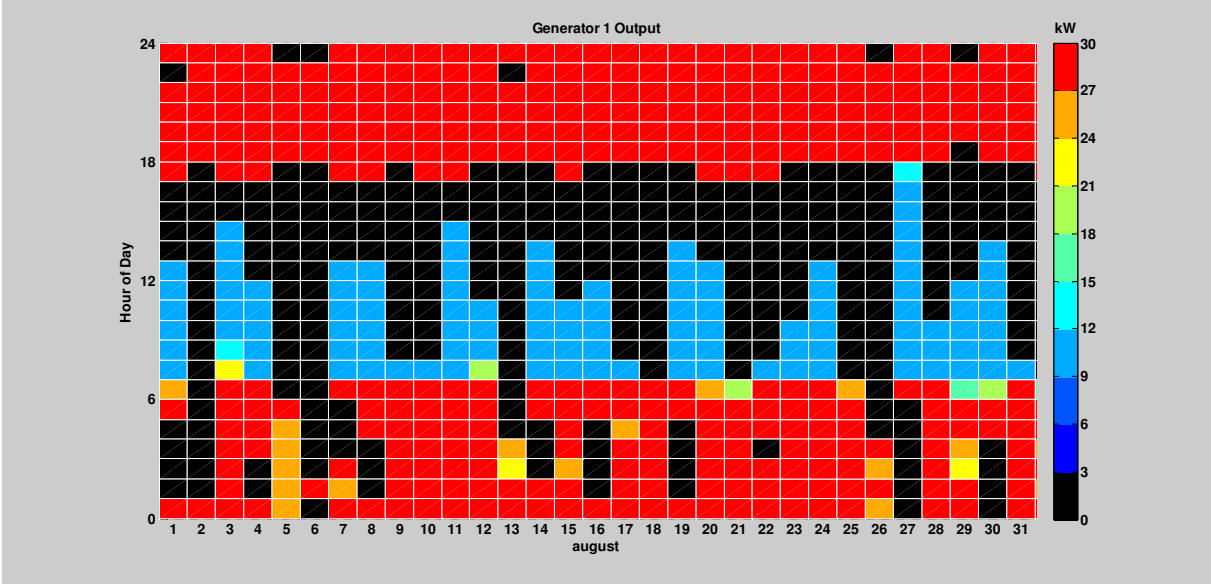
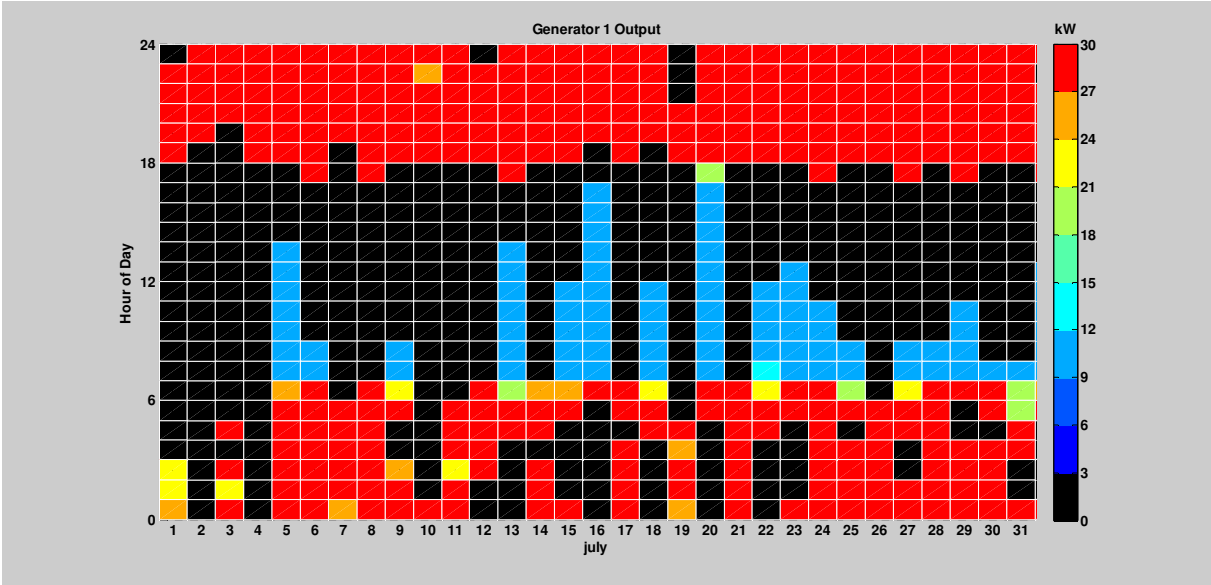


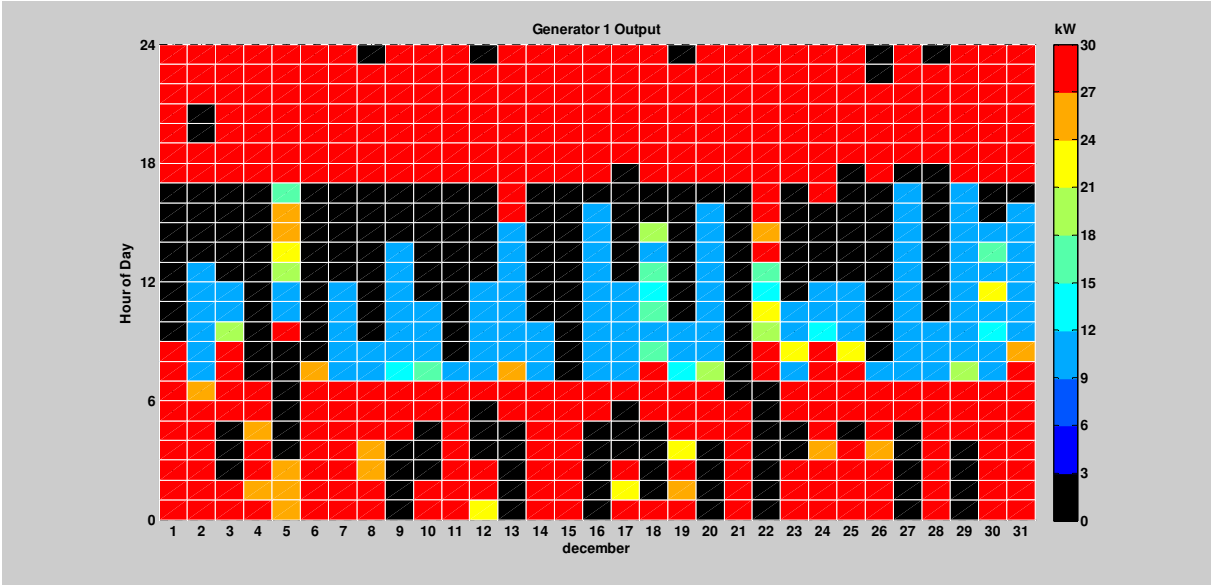
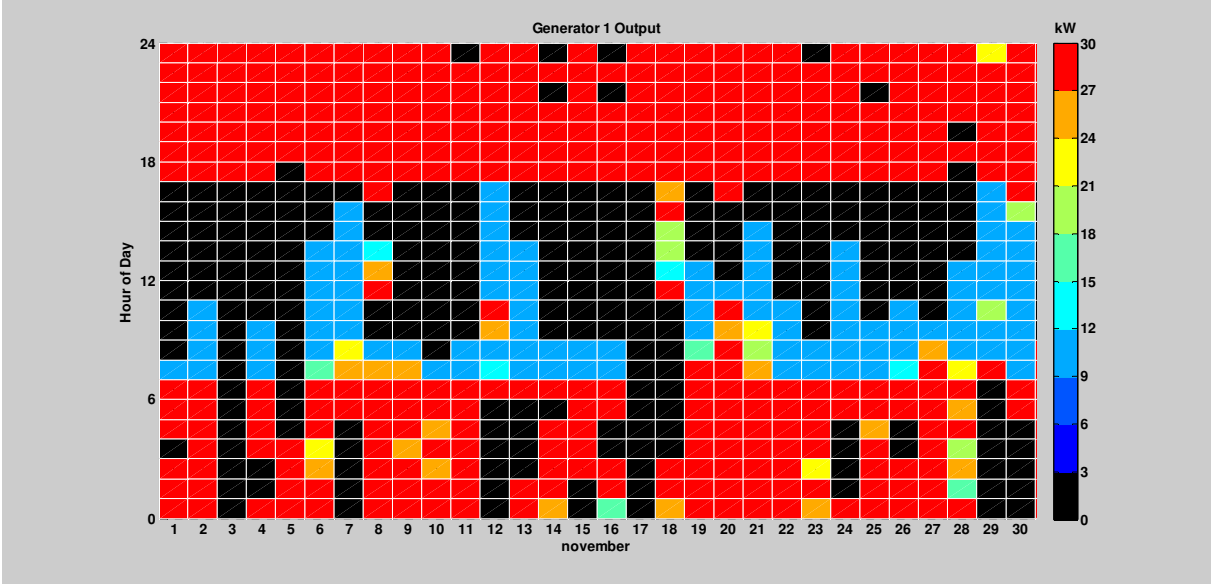
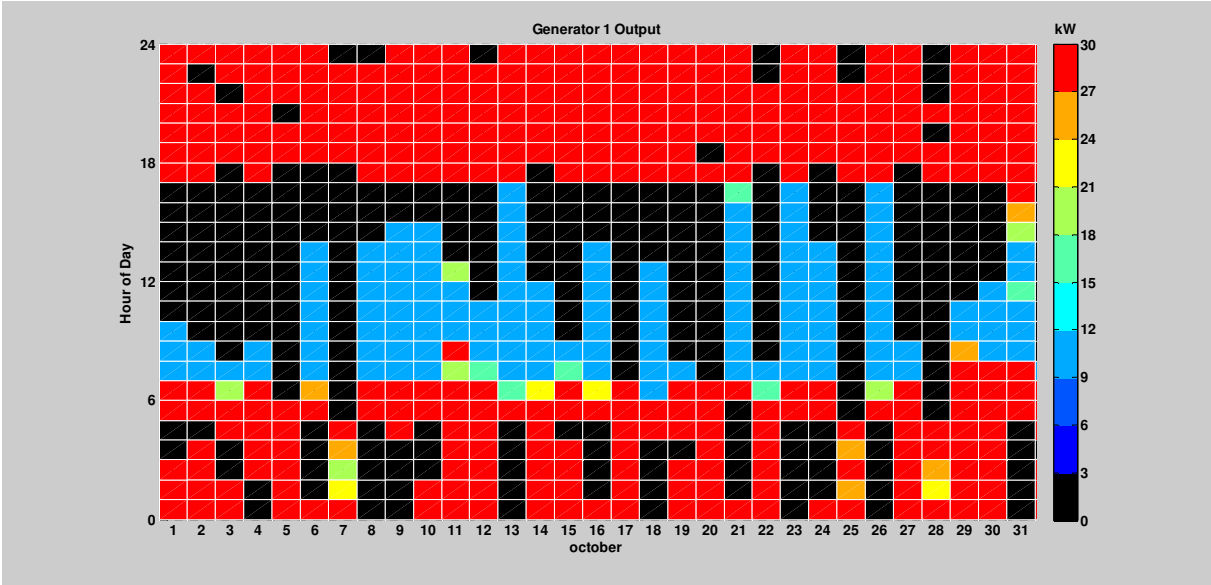


➤ Production du générateur Diesel :

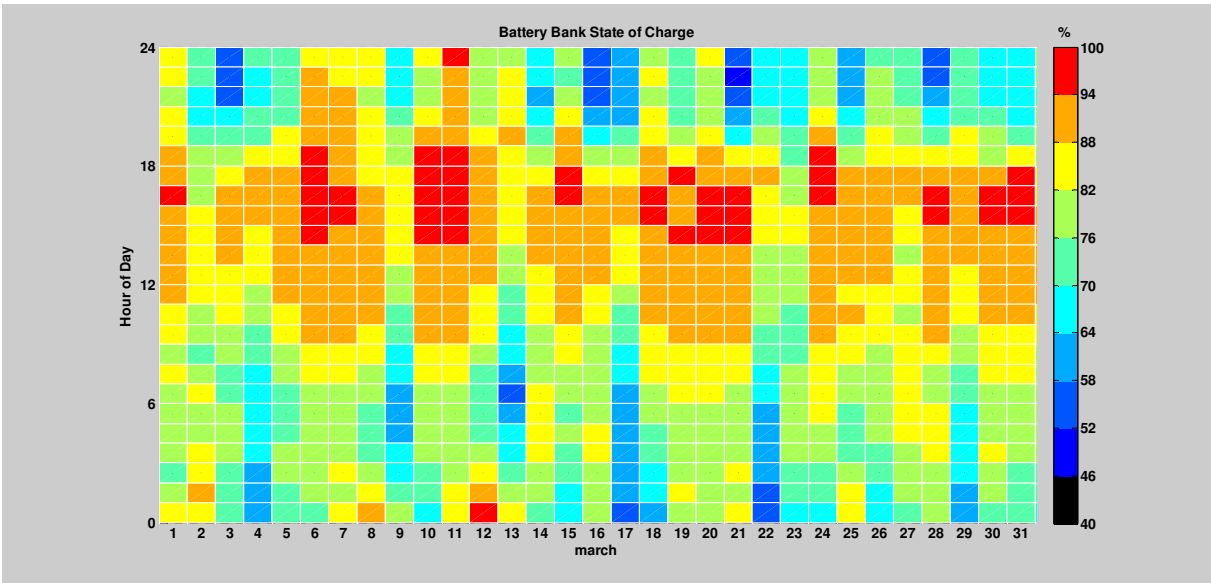
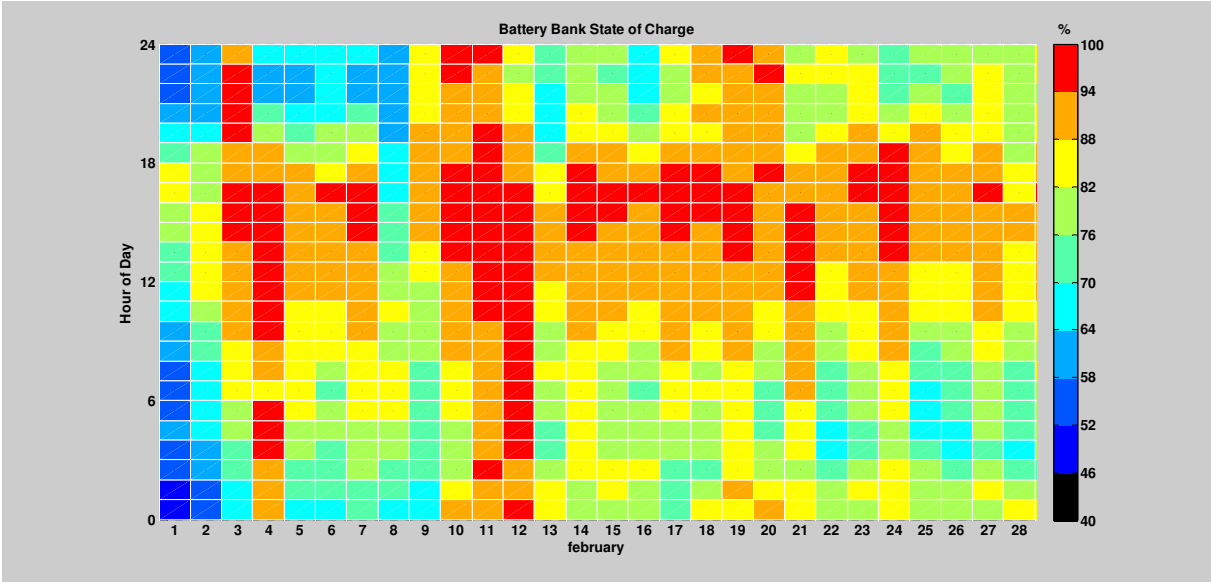
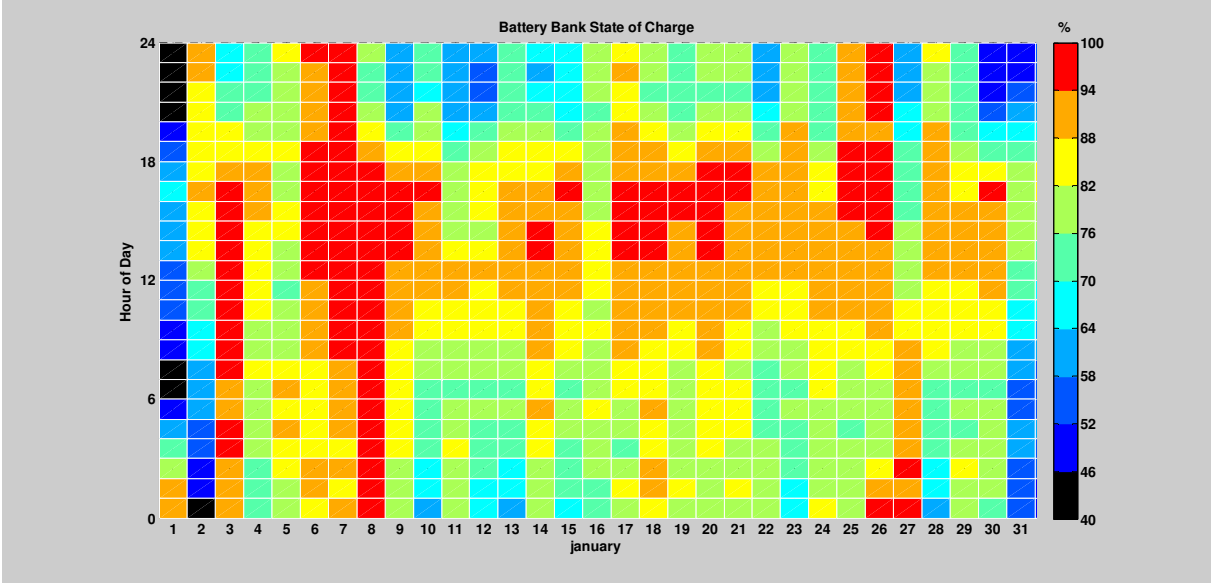


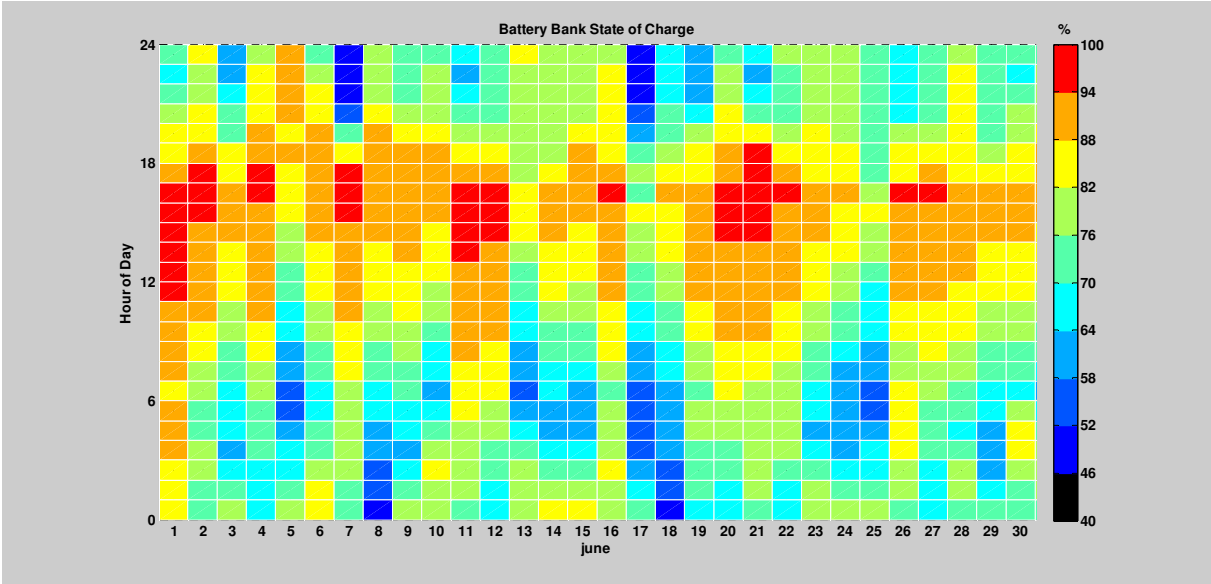
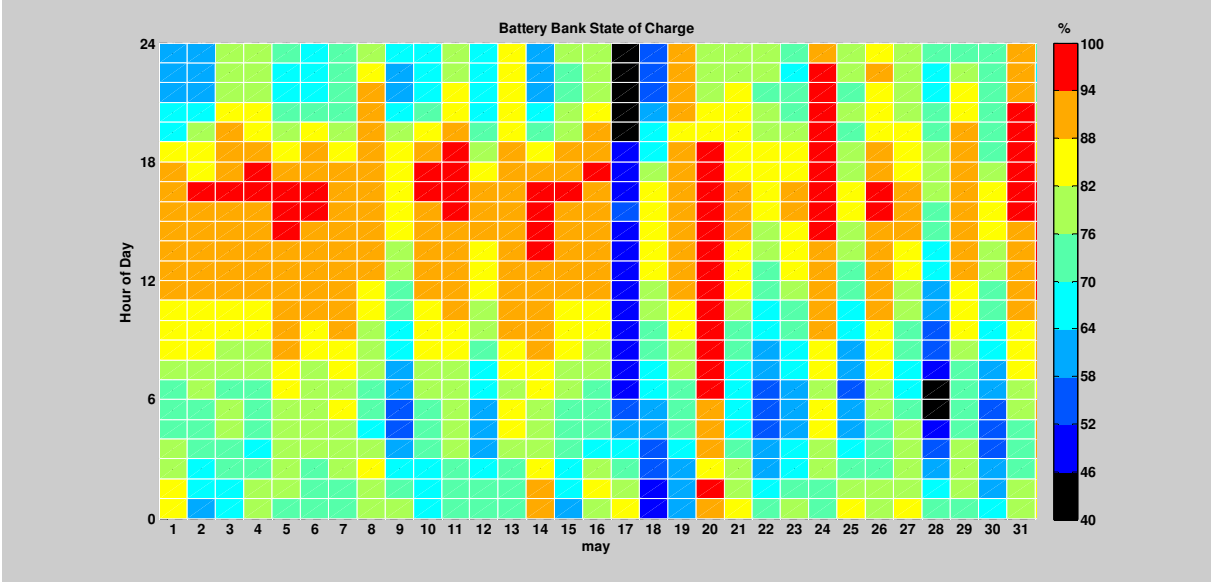
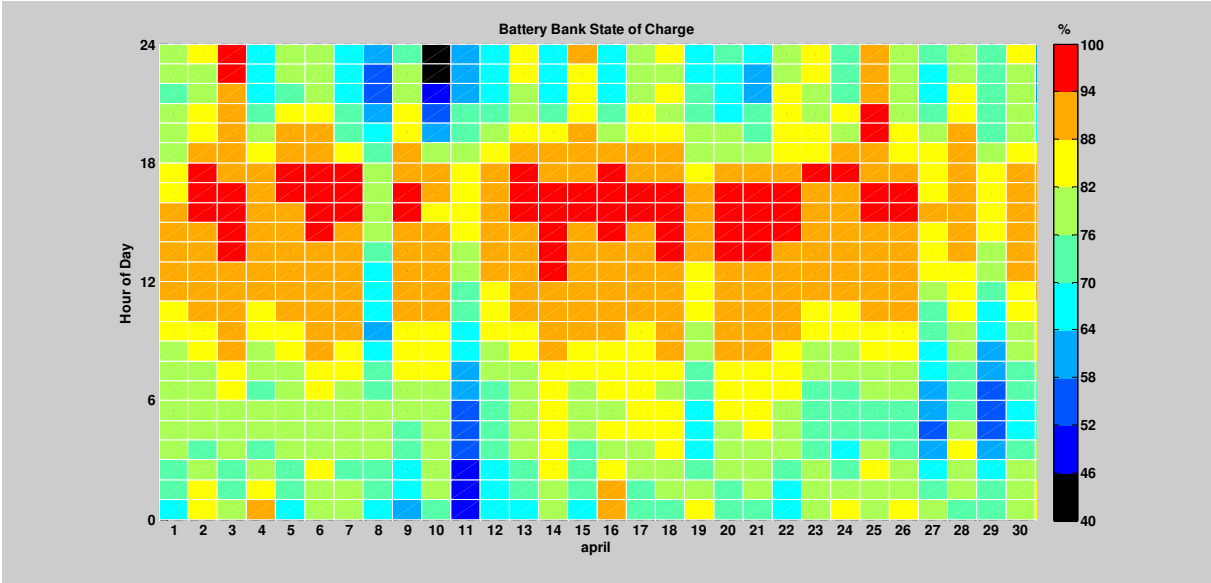


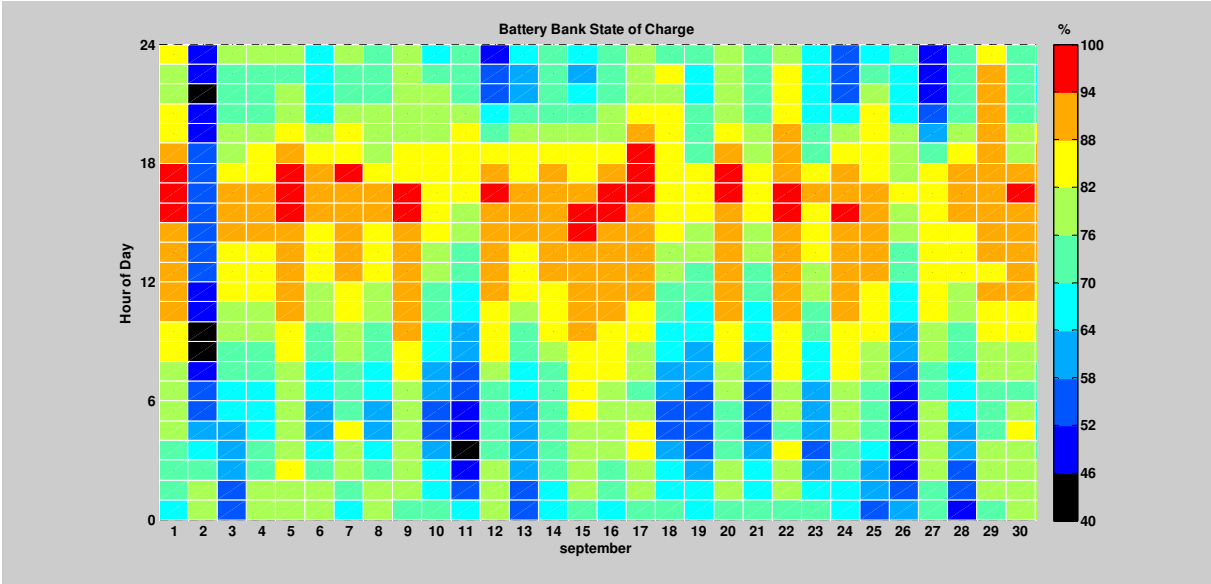
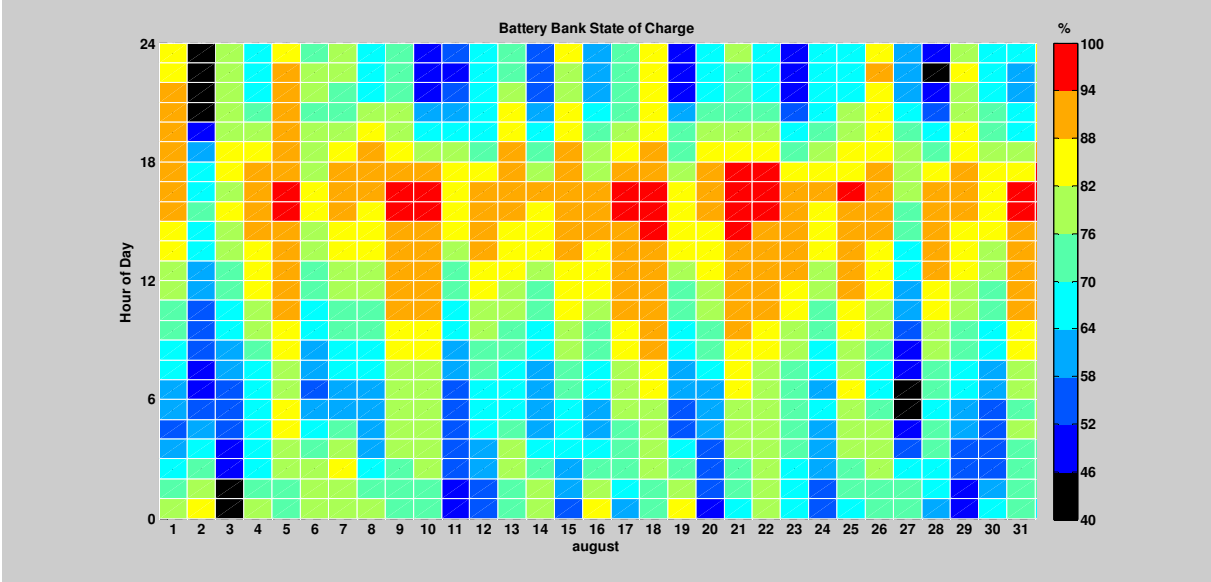
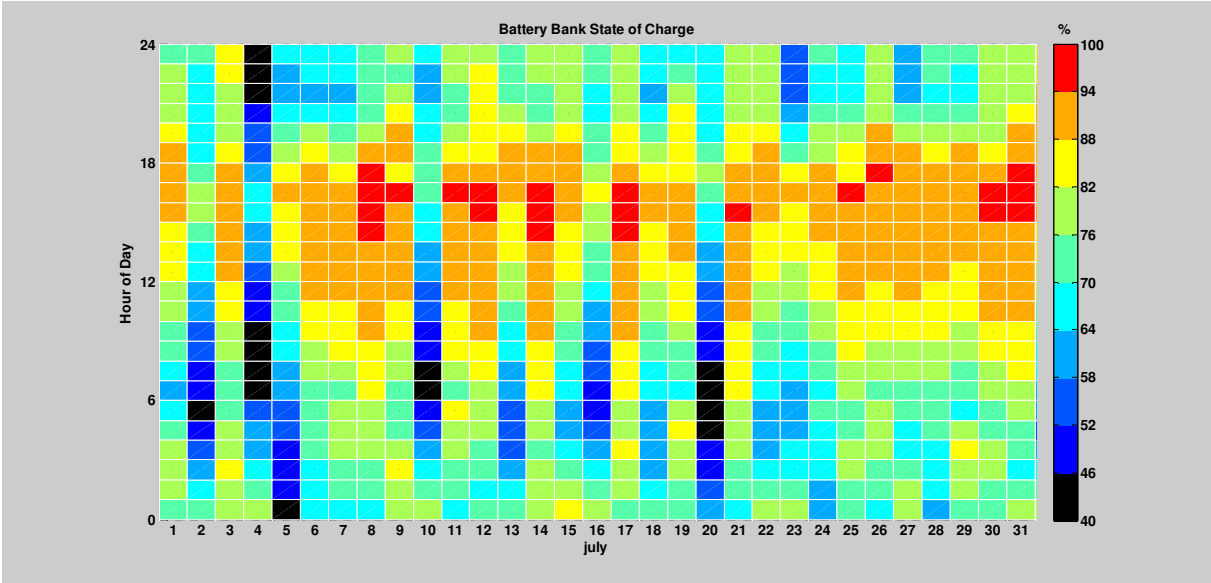


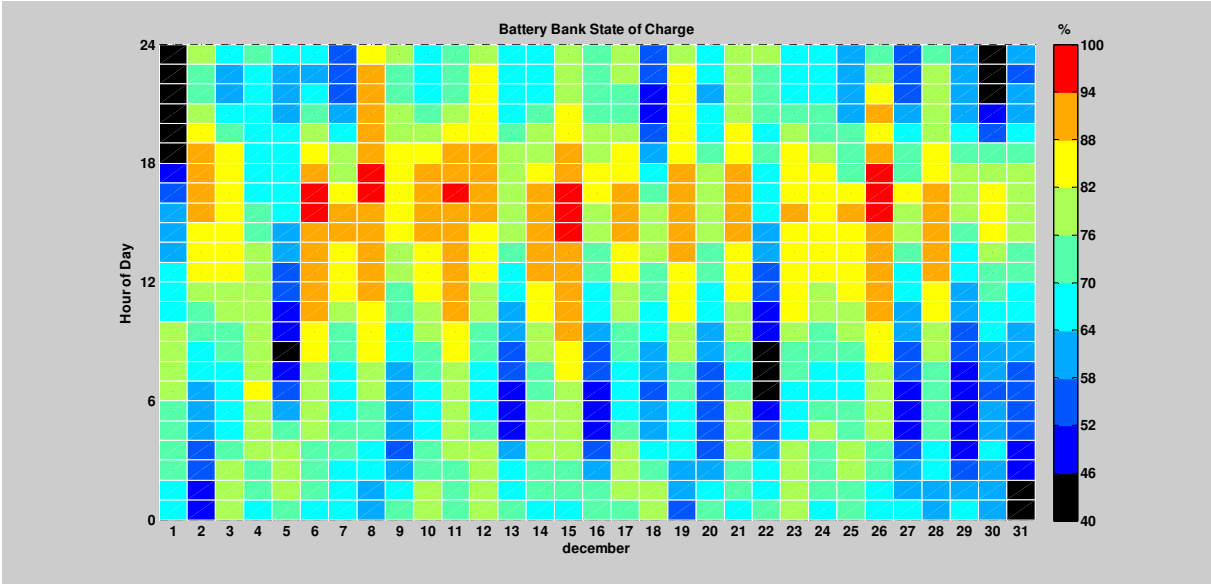
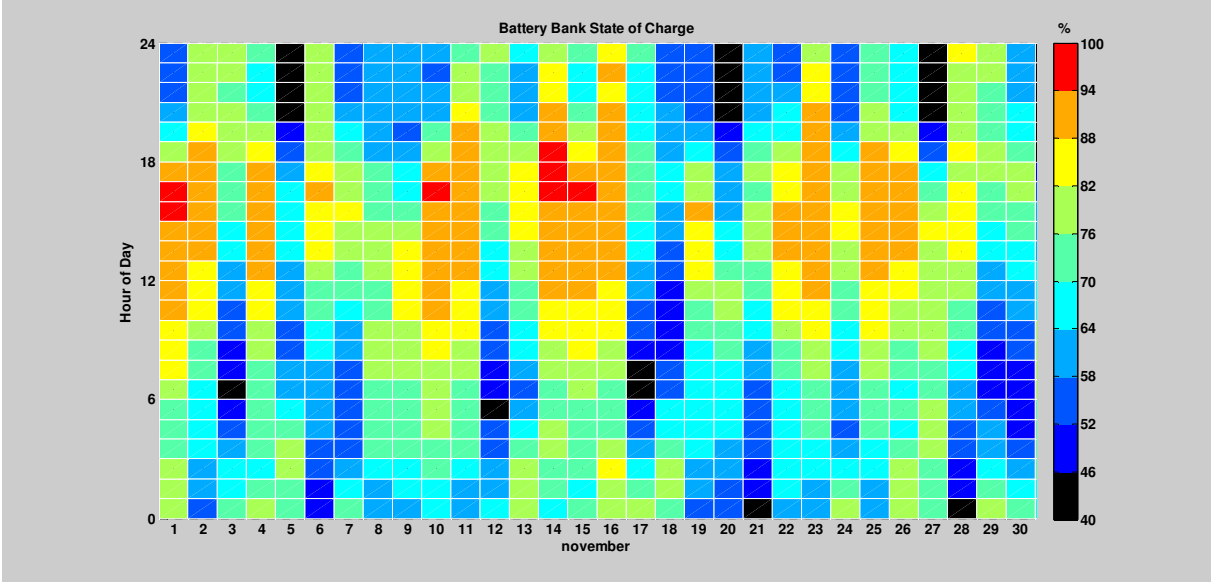
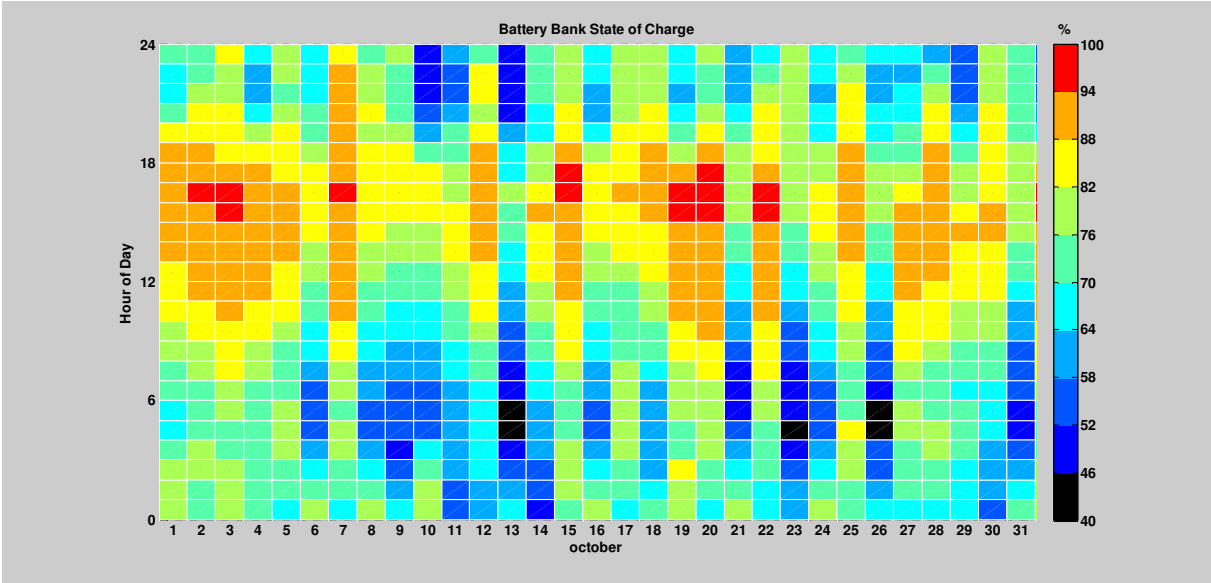


➤ Etat de charge des batteries :

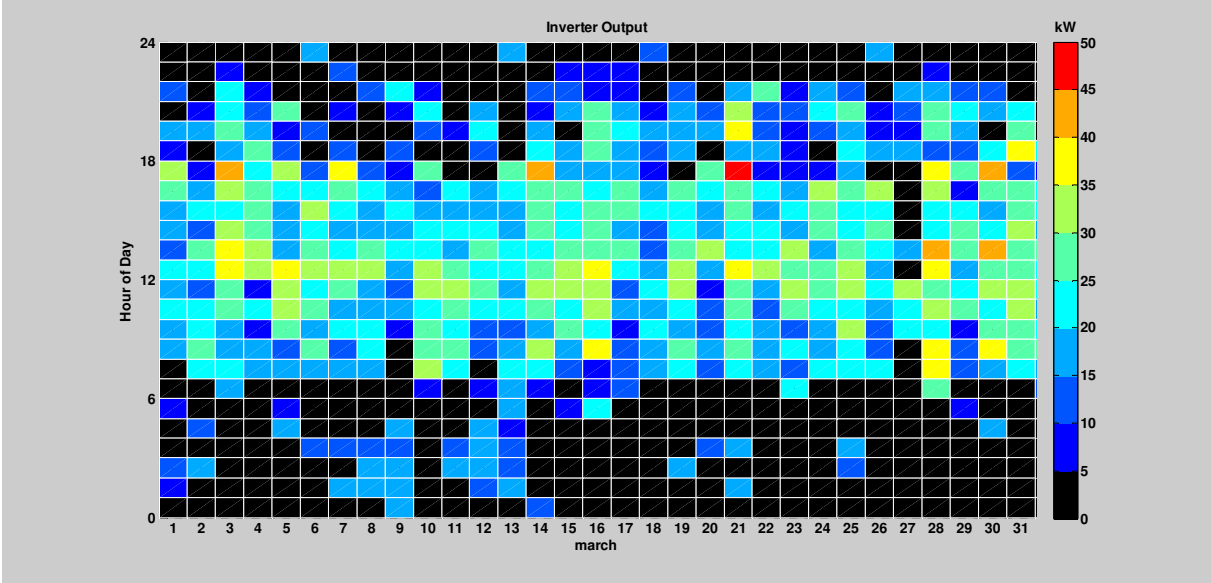
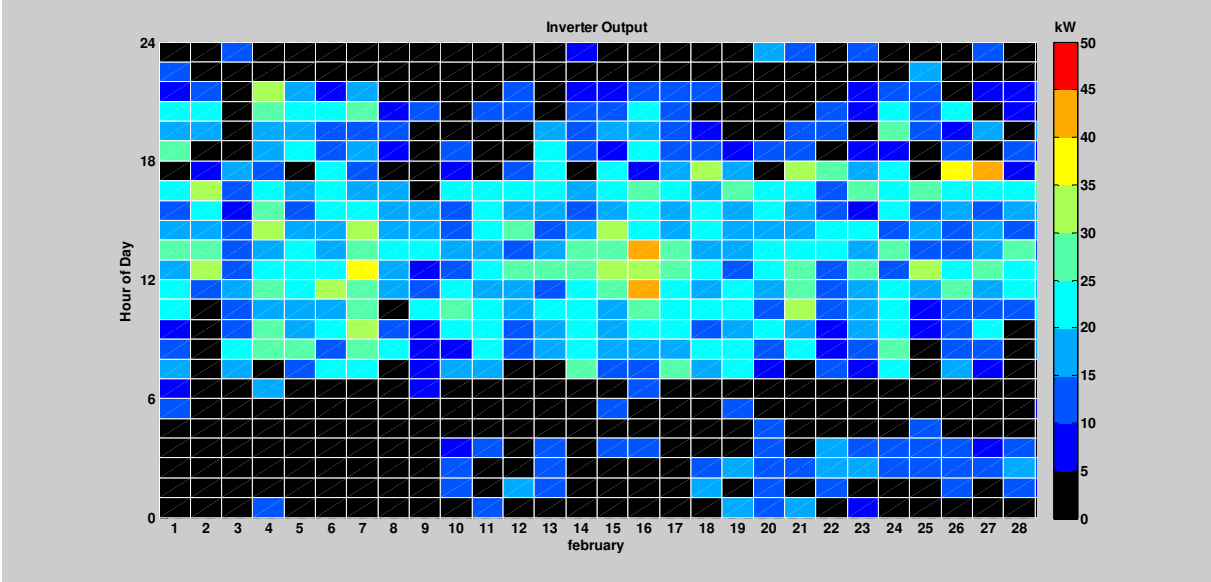
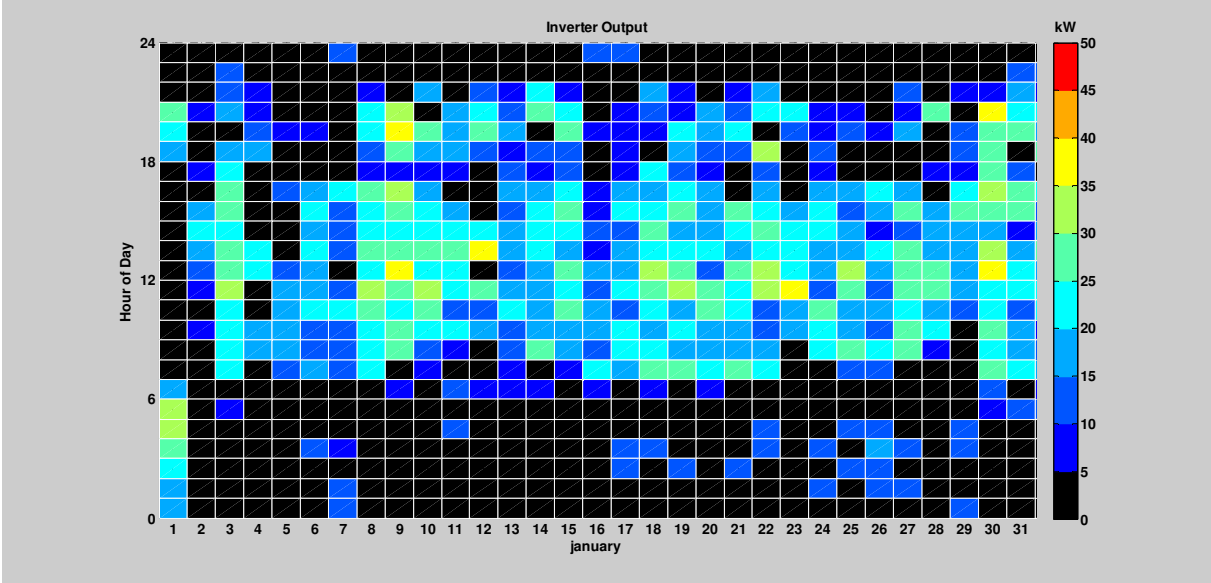


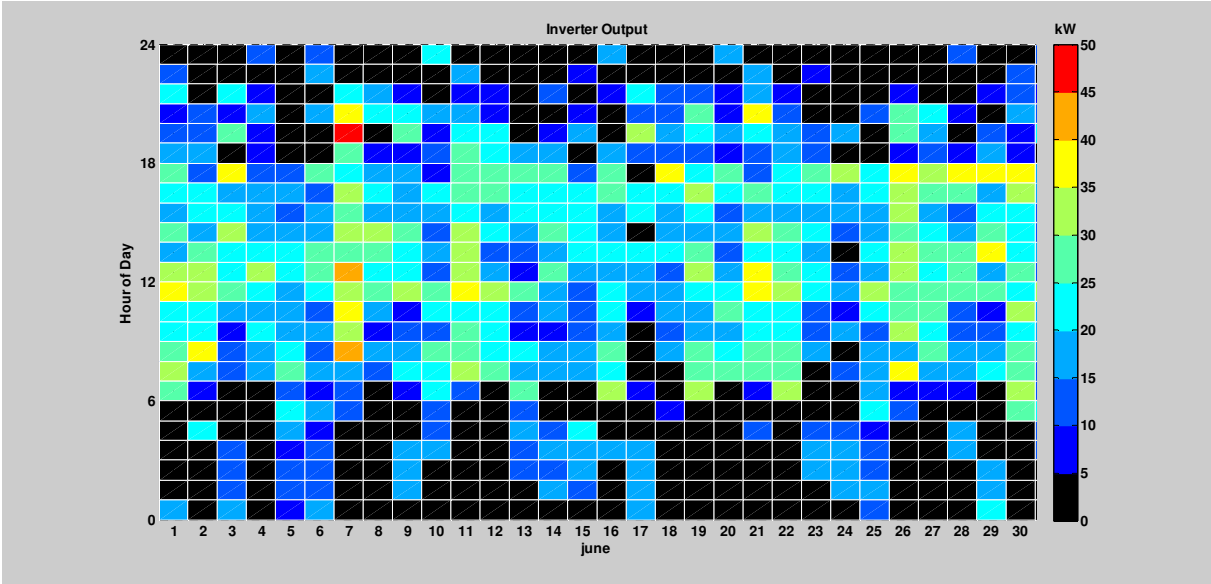
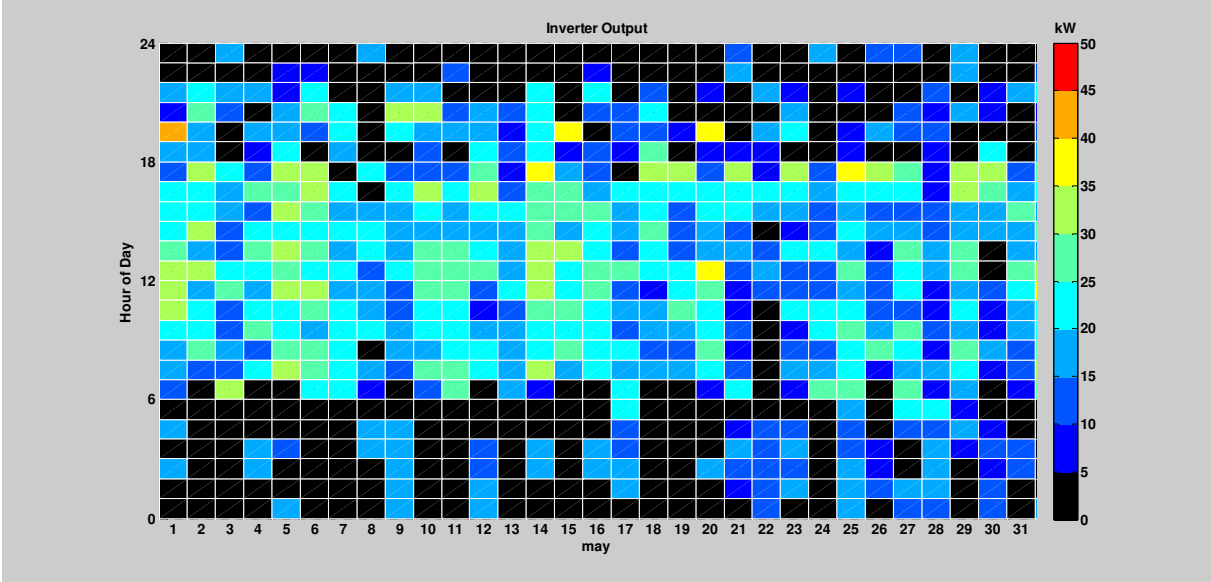
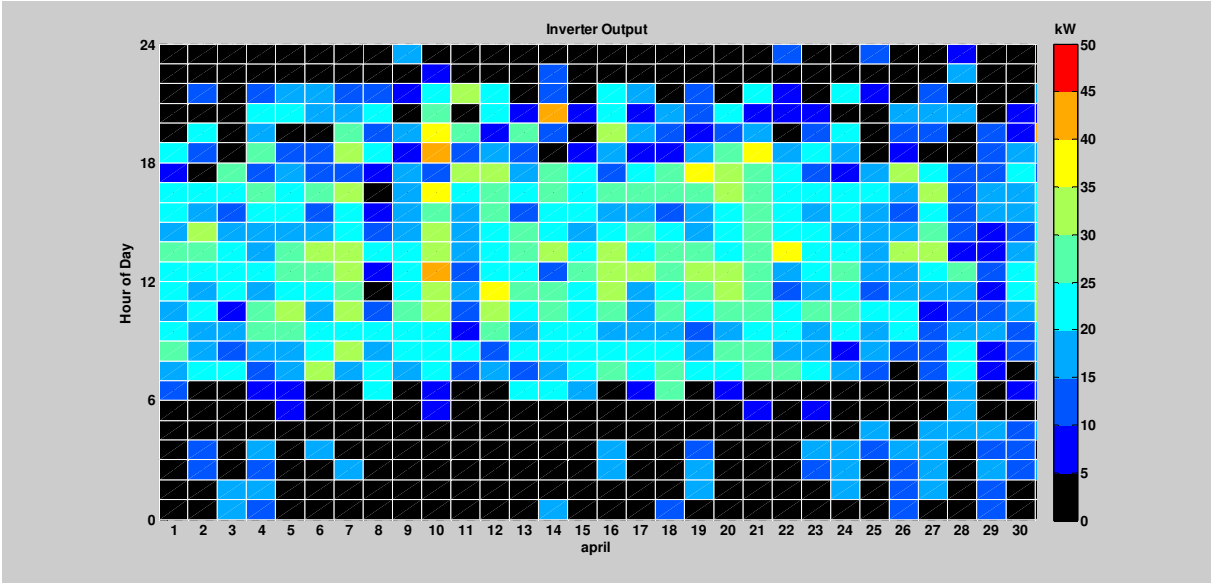


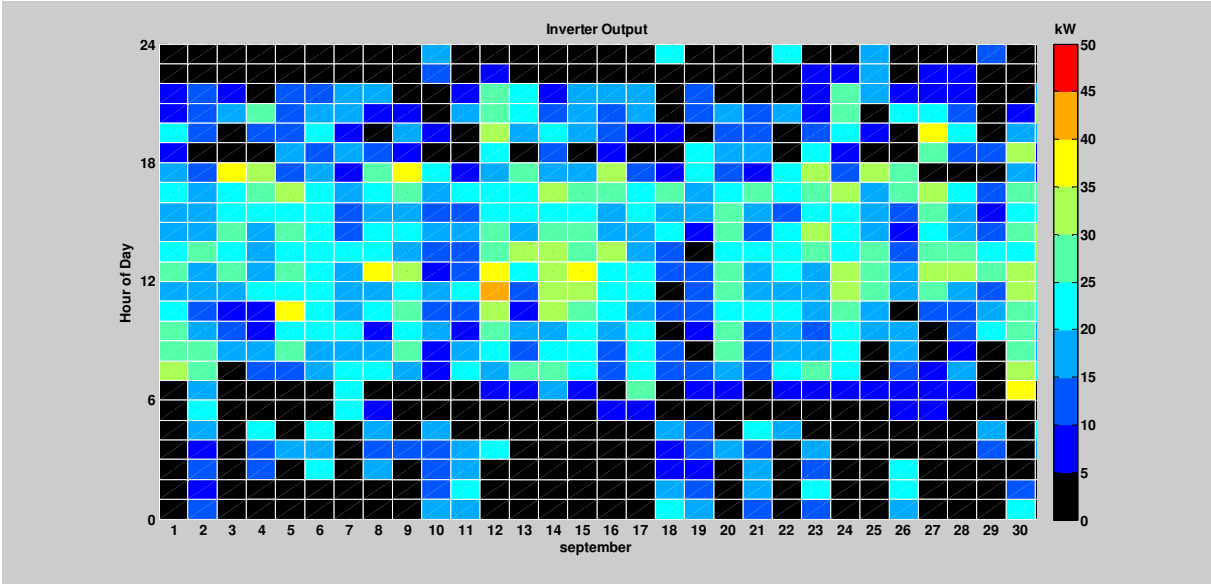
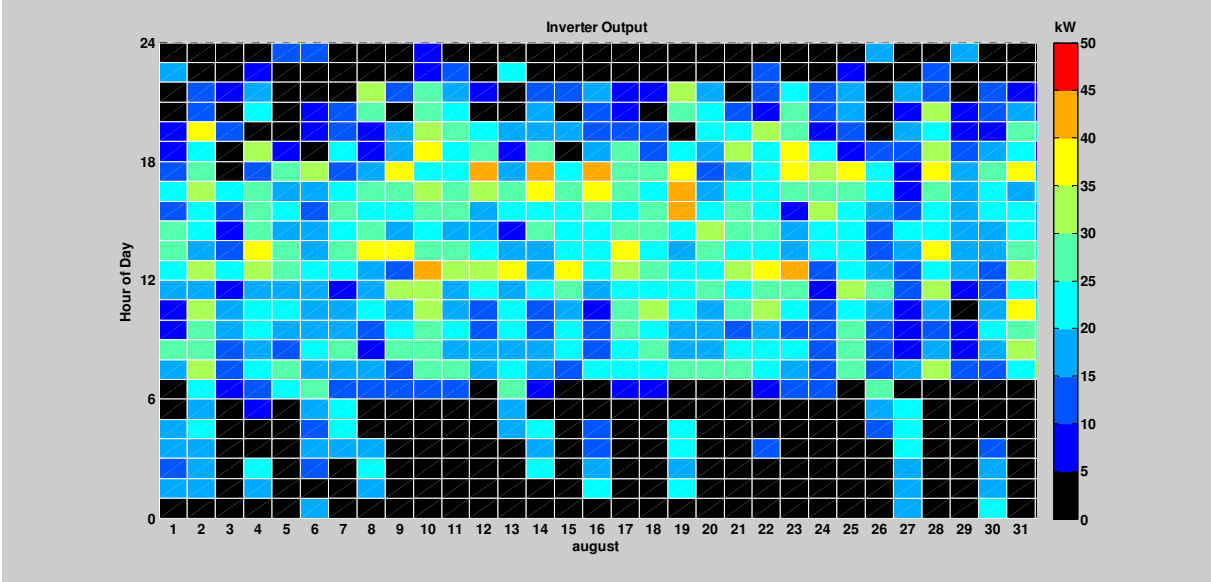
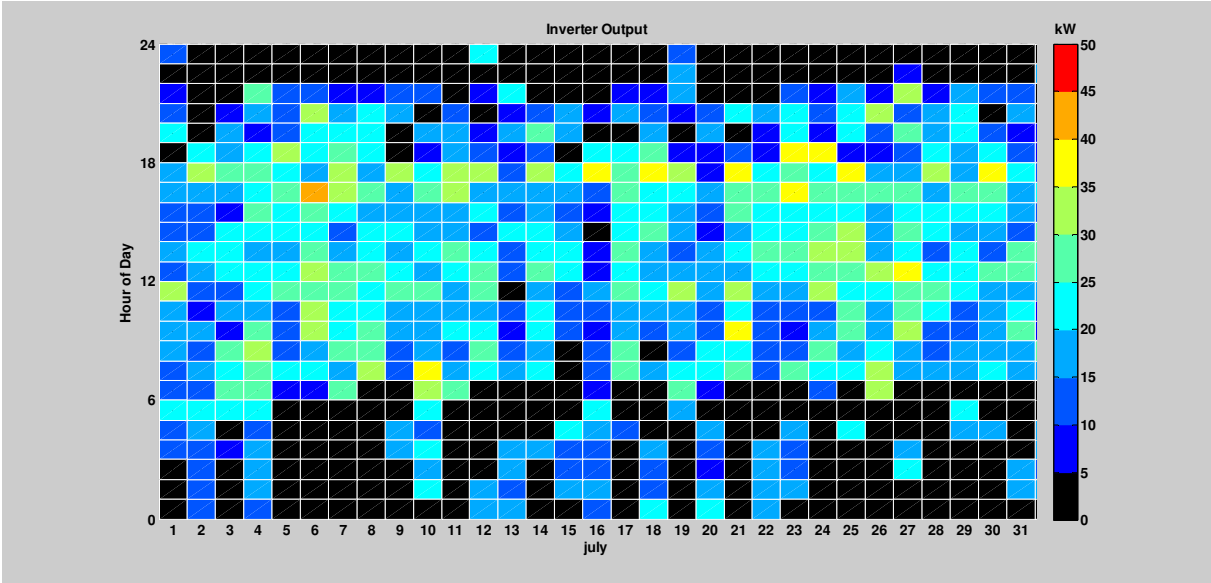


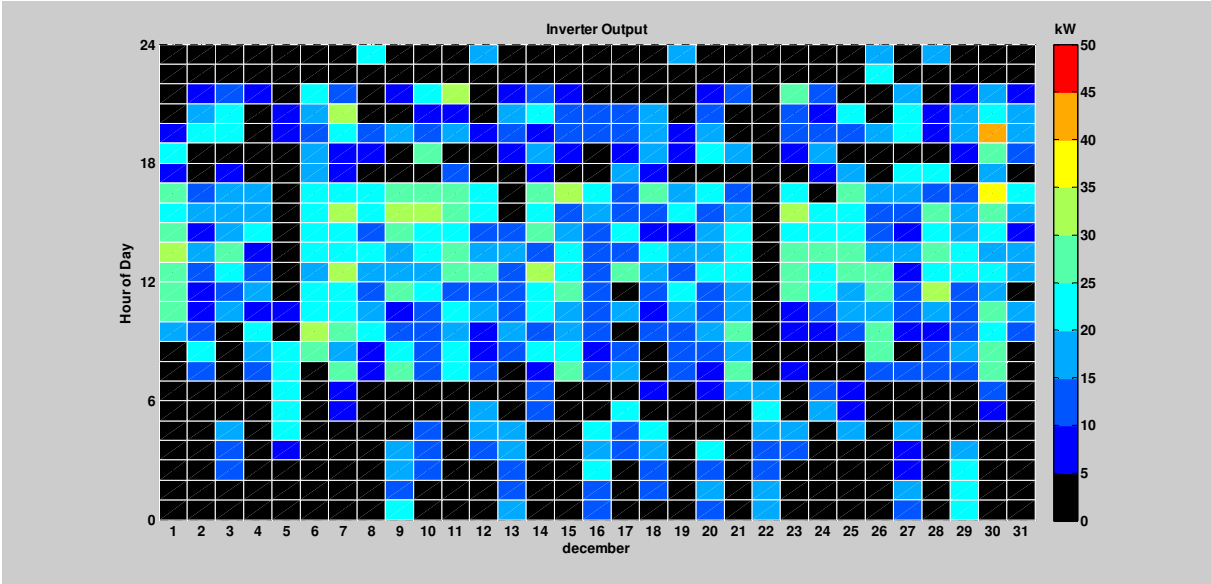
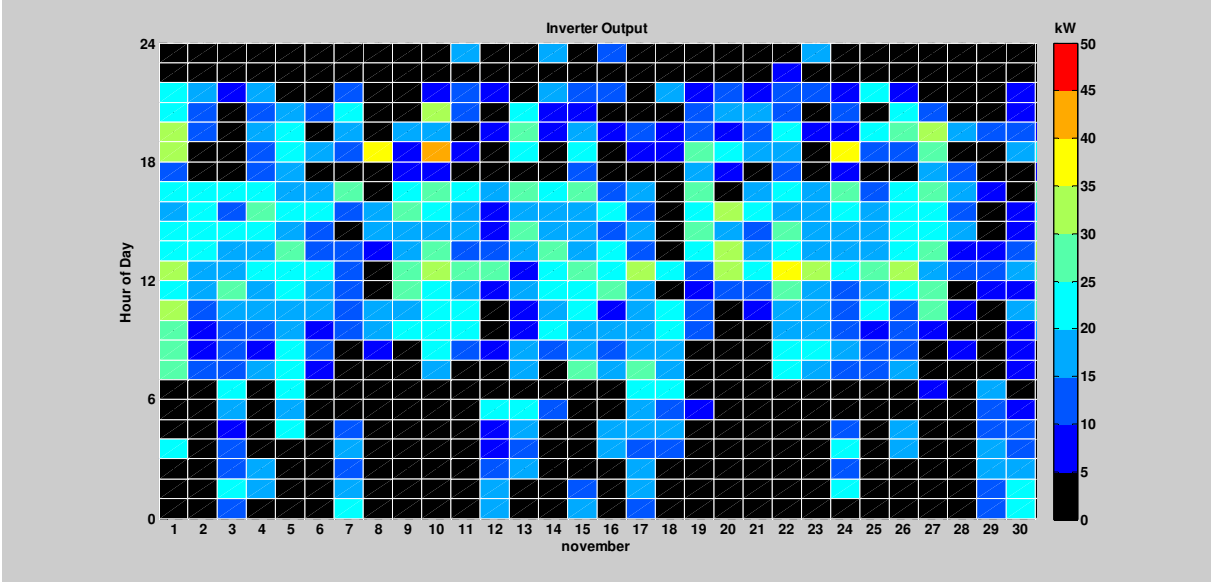
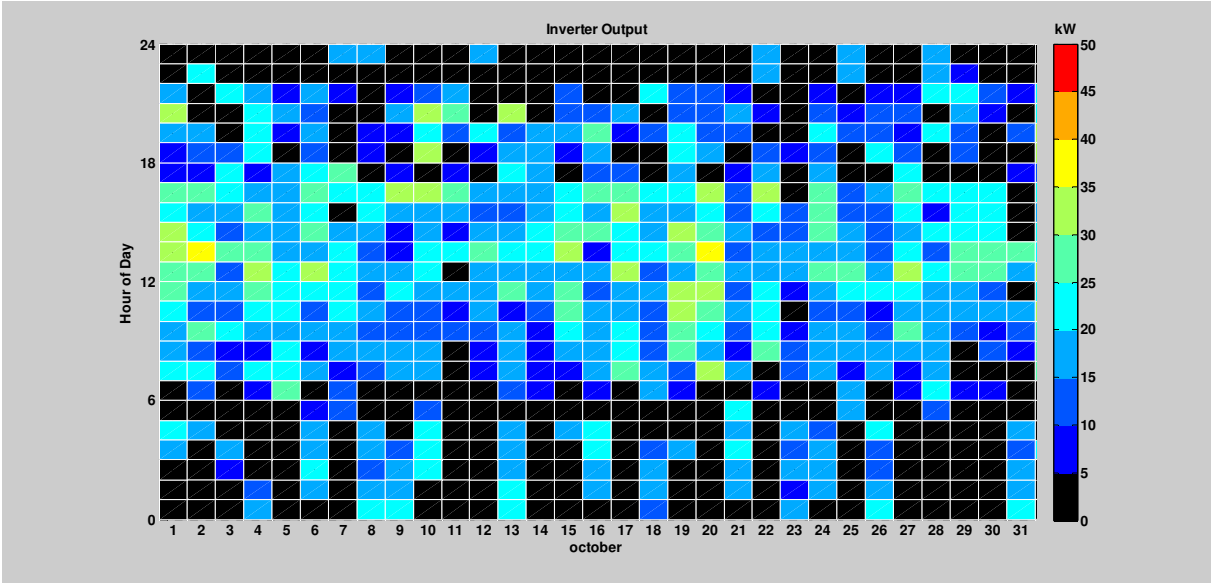


➤ Fonctionnement de l'onduleur :

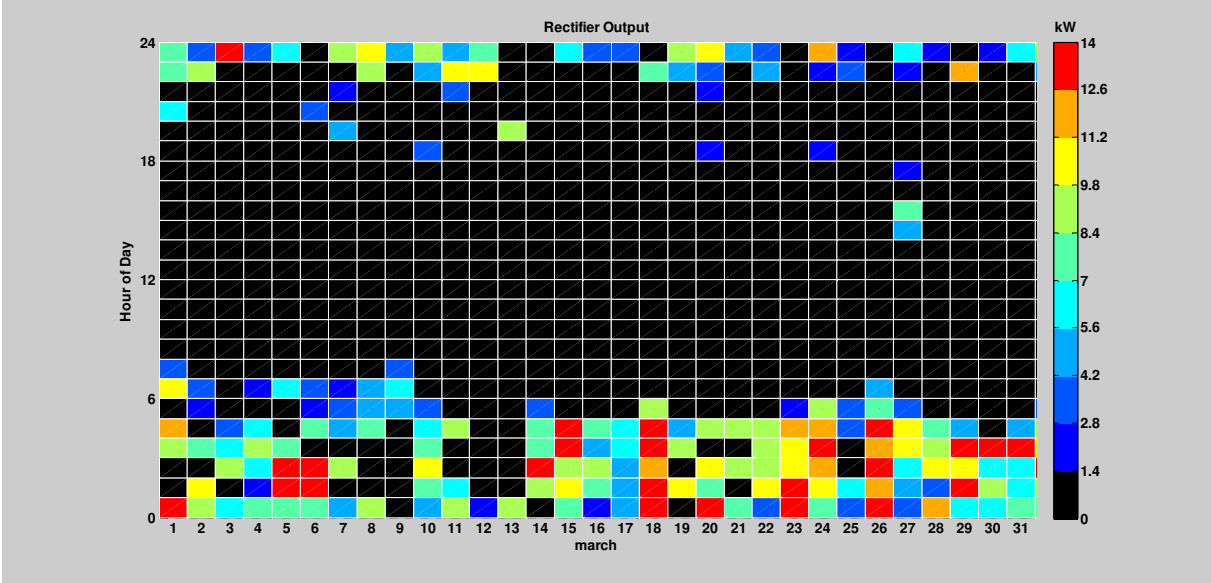
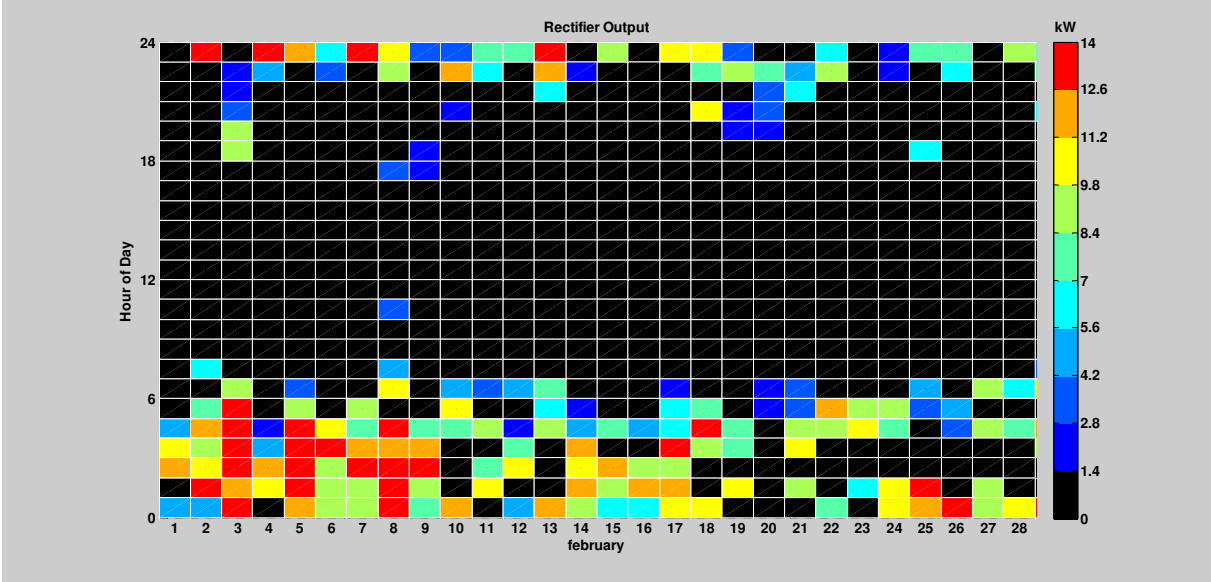
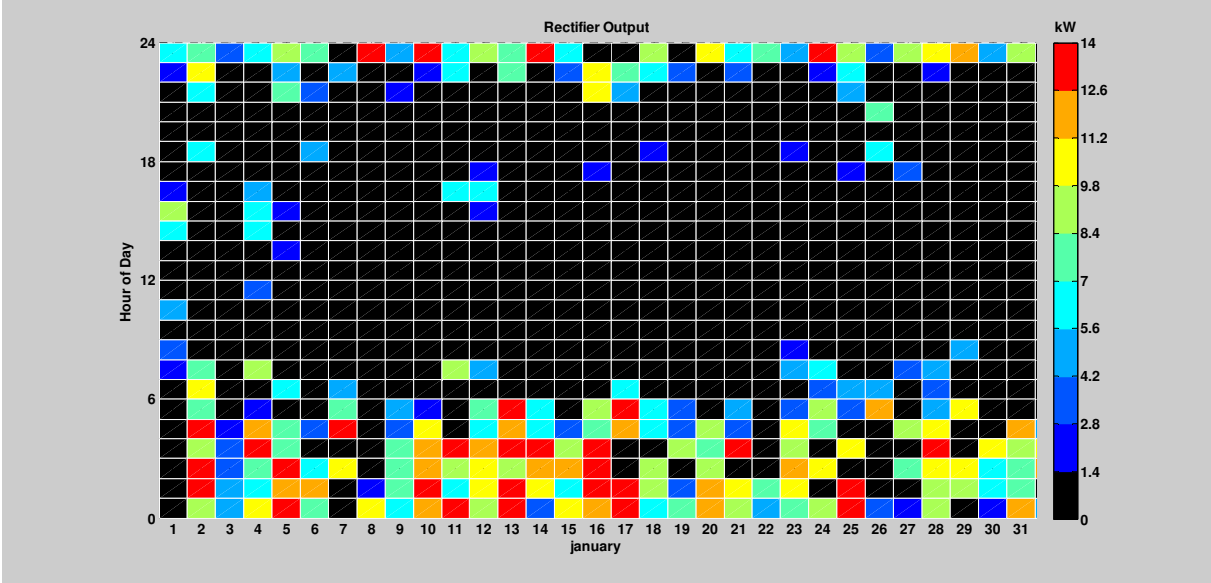


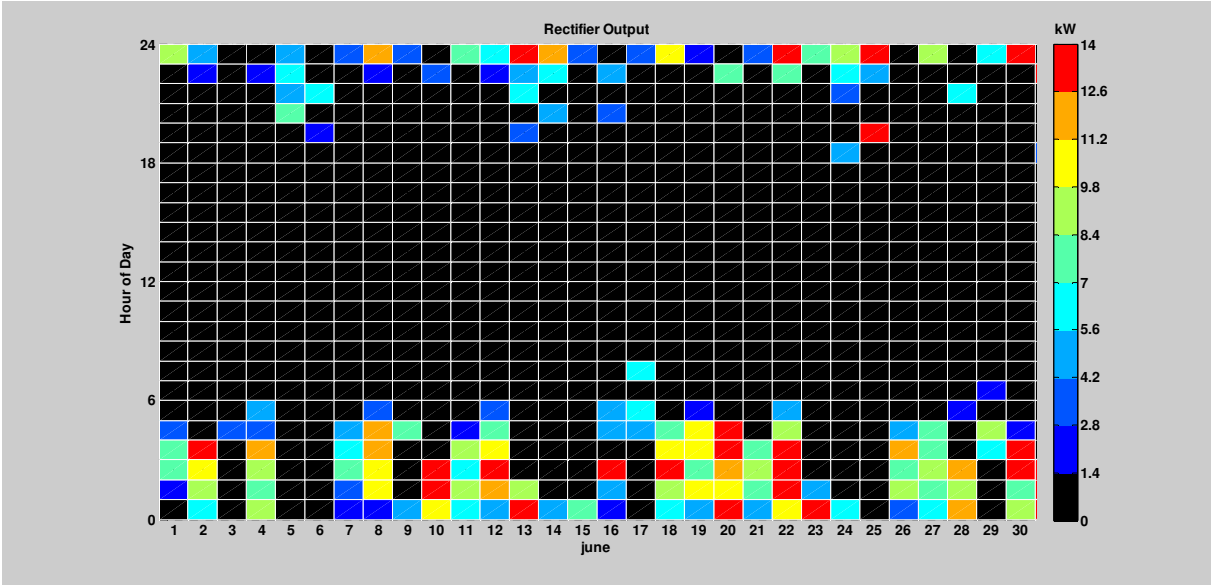
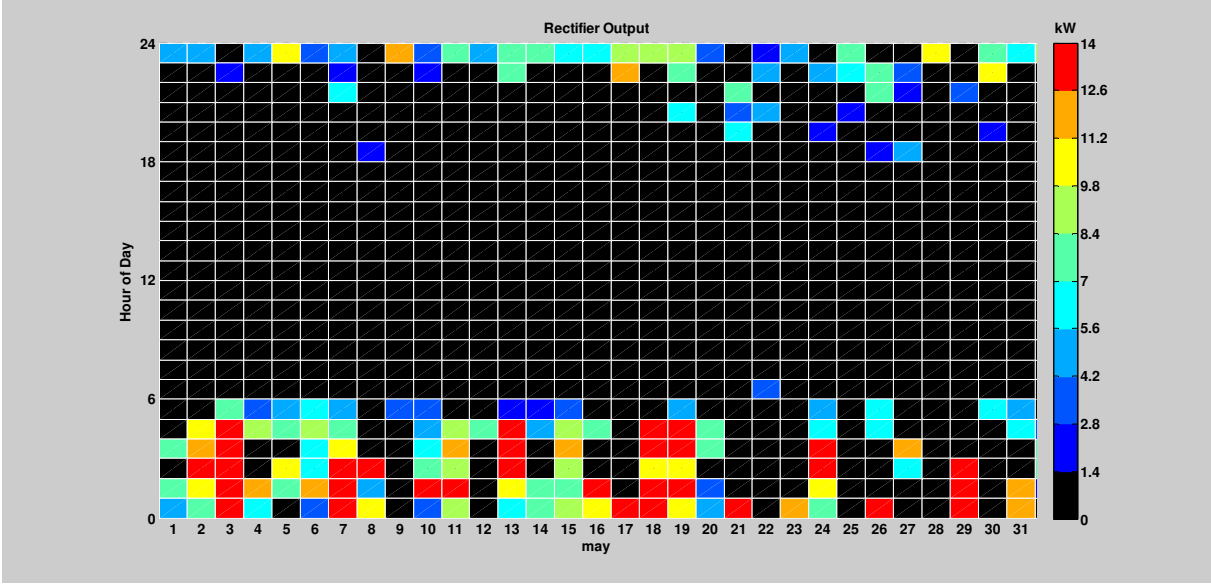
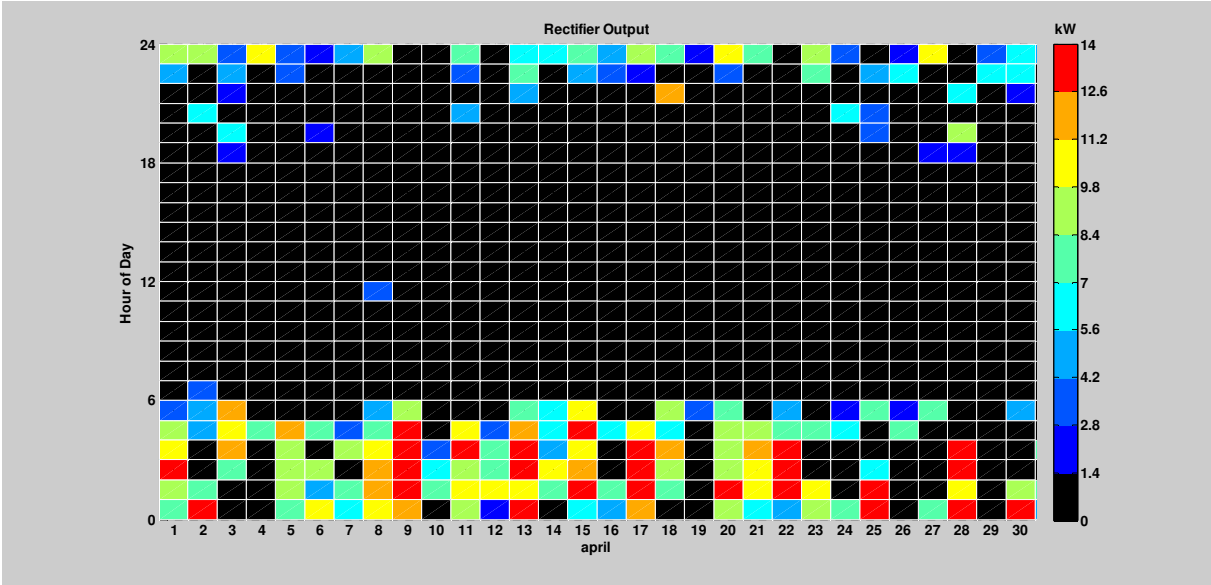


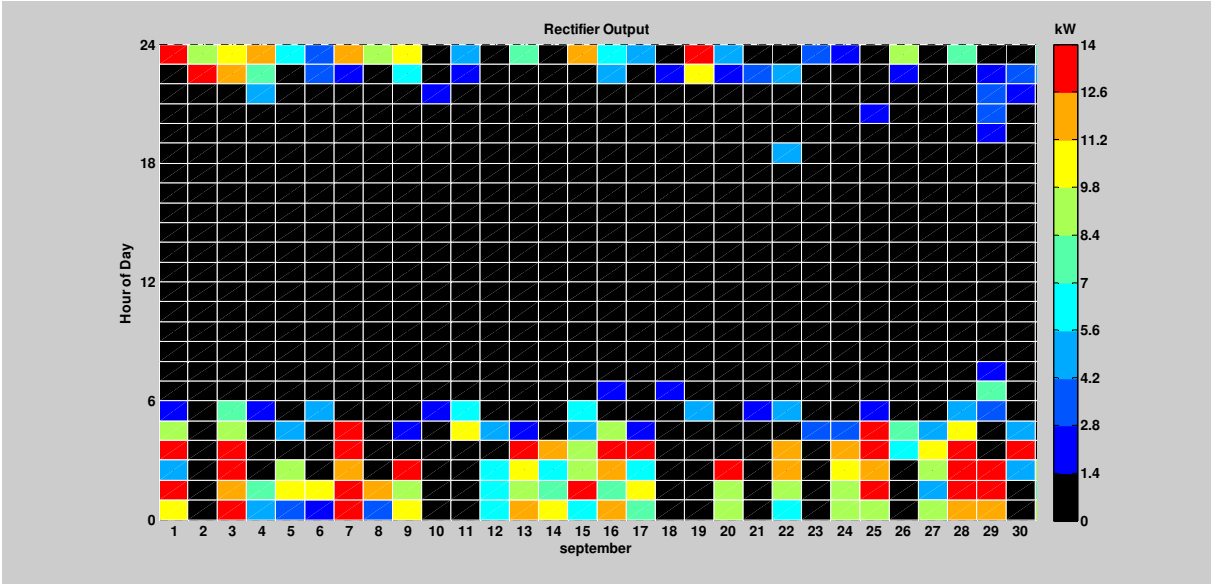
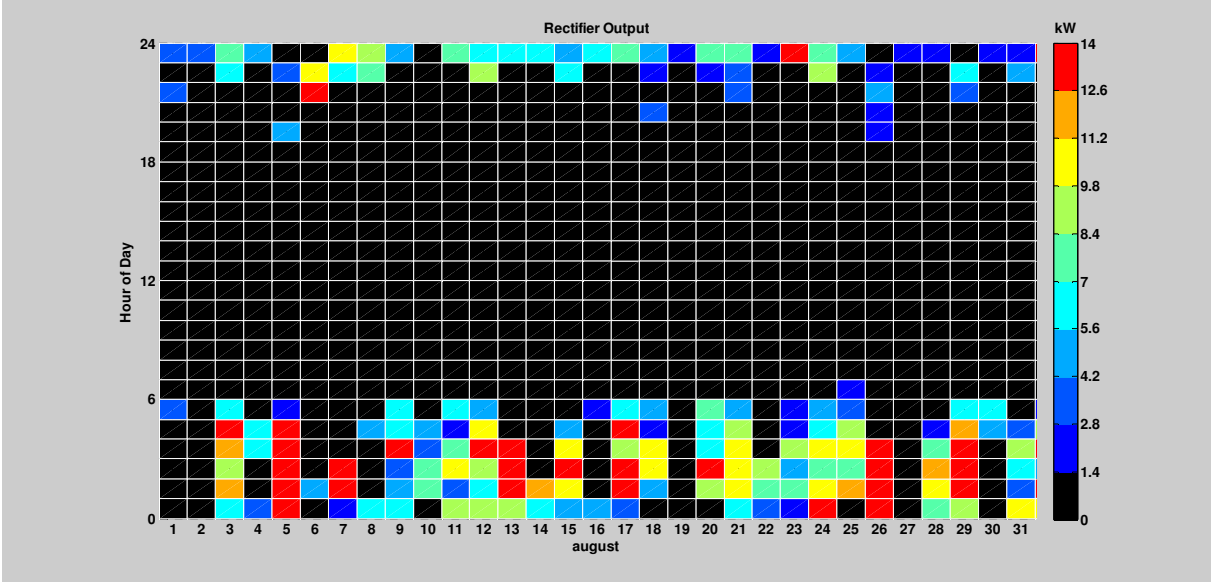
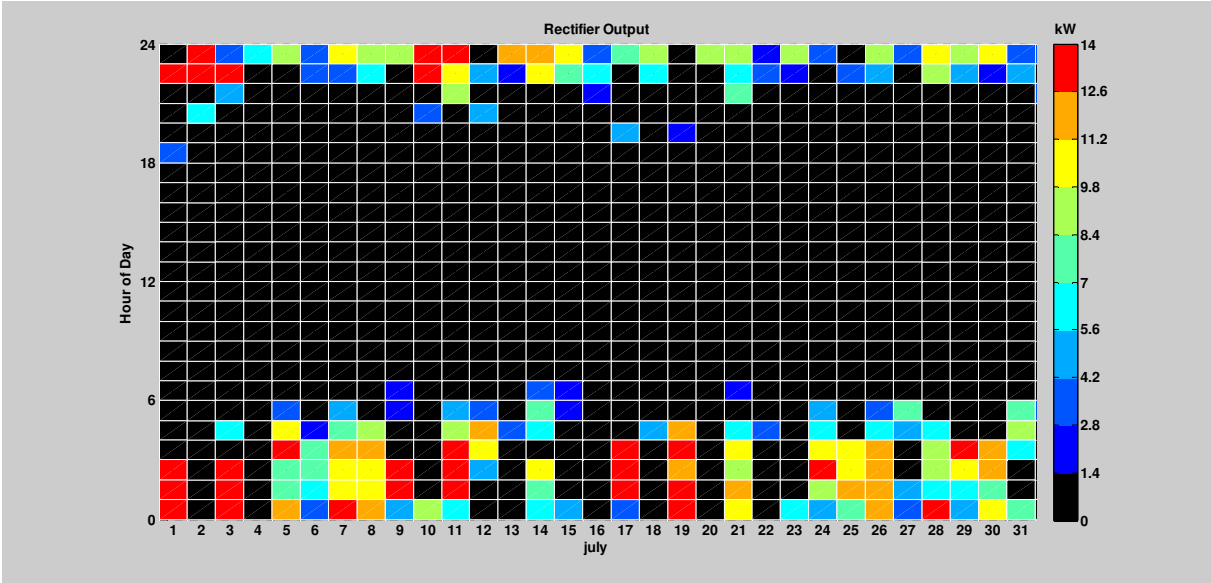


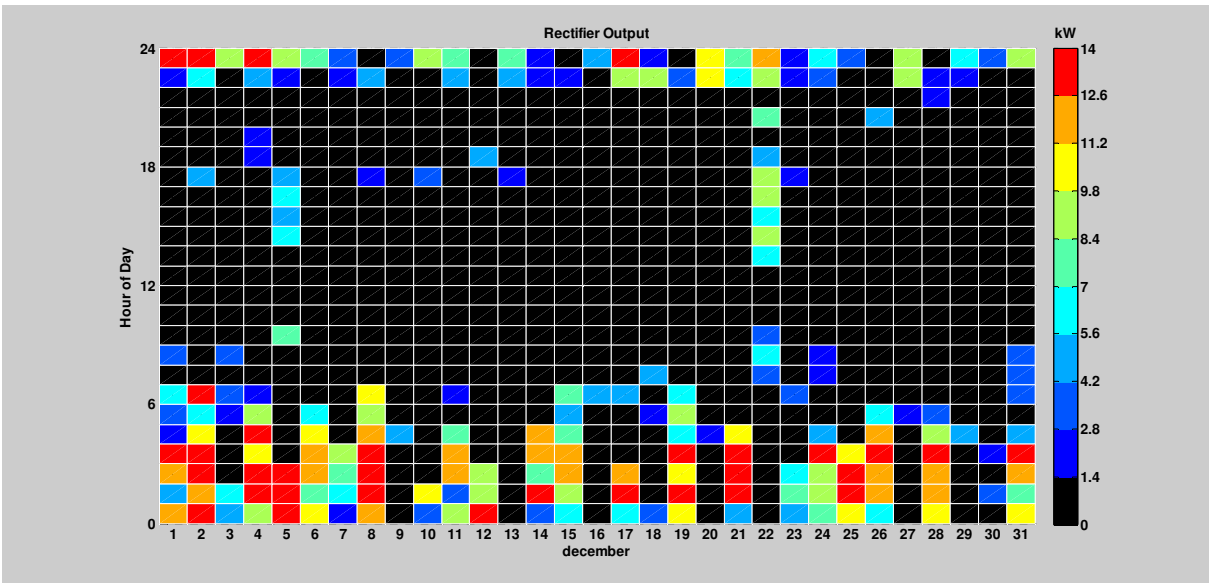
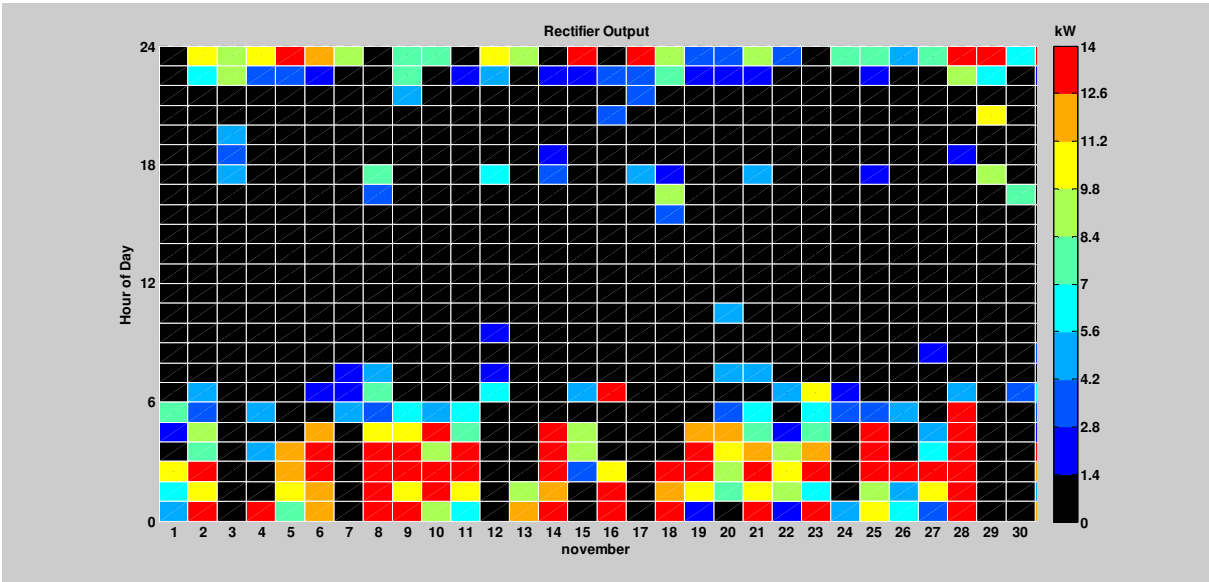
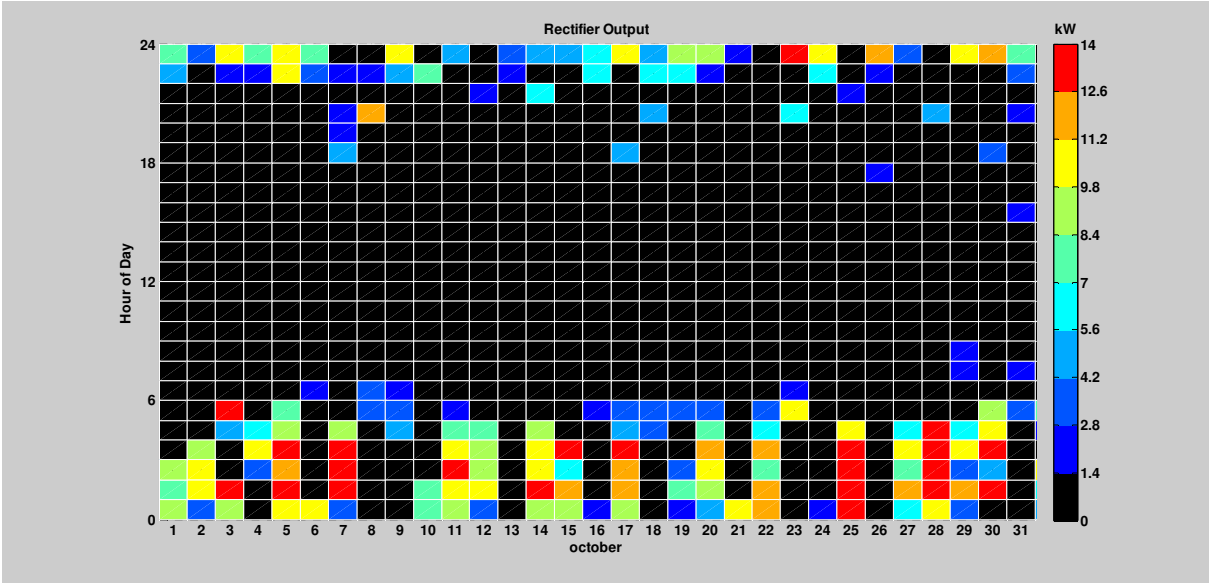


➤ Fonctionnement du redresseur :









Bibliographie

BIBLIOGRAPHIE

- [1] International Energy Agency, 'World Energy Outlook: Energy access database', 2016. <http://www.worldenergyoutlook.org/resources/energydevelopment/energyaccessdatabase/>
- [2] L. Stoyanov, G. Notton and V. Lazarov, 'Optimisation des systèmes multi-sources de production d'électricité à énergies renouvelables', Revue des Energies Renouvelables, Vol. 10 N°1, pp. 1 – 18, 2007.
- [3] International Energy Agency, 'Key world energy statistics', 2016. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2016.pdf>
- [4] Sonelgaz, 'Rapports d'activités 2009, 2014 et 2015', <http://www.sonelgaz.dz>
- [5] Samer Rabih, 'Contribution à la modélisation de systèmes réversibles de types électrolyseur et pile à hydrogène en vue de leur couplage aux générateurs photovoltaïques', Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, France, 2008.
- [6] Yaël Thiaux, 'Optimisation des profils de consommation pour minimiser les coûts économique et énergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides Évaluation du potentiel de la technologie Li-ion', Thèse de Doctorat, Ecole Normale Supérieure De Cachan, France, 2010.
- [7] B. Abada, M. Belhamel, A. Saidi et S. Chergui, 'Optimisation Les énergies renouvelables et le protocole de Kyoto', Revue des Energies Renouvelables, ICRES-07, pp. 287 – 293, Tlemcen, Algérie, 2007.
- [8] Nations Unies, 'Protocole De Kyoto A La Convention-Cadre Des Nations Unies Sur Les Changements Climatiques', 1998. <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpfrench.pdf>
- [9] Meziani Zahra, 'modélisation de modules photovoltaïques', Mémoire de magister, Université de Batna, Algérie, 2012.
- [10] Bouden Abdelmalek, 'Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque', Mémoire de magister, Université Mentouri de Constantine, Algérie, 2008.
- [11] Soudani Belkheir, 'Contribution à l'étude de production d'électricité photovoltaïque', Mémoire de magister, Université de Sidi bel Abbas, Algérie, 2011.
- [12] Atek Mourad, 'Effets du taux d'ombrage sur les performances des cellules solaires à base de CIGS', Mémoire de magister, Université Ferhat Abbas de Sétif, Algérie, 2013.
- [13] Borni Abdelhalim, 'Etude et regulation d'un circuit d'extraction de la puissance maximale d'un panneau solaire', Mémoire de magister, Université mentouri de constantine, Algérie, 2009.
- [14] Benchikh Elhoucine Hanane, 'Simulation numérique de modèle de collecteur Hybride Photovoltaïque/Photothermique', Mémoire de magister, Université de Constantine, Algérie, 2009.
- [15] Samia Harrouni, « Énergie Solaire Photovoltaïque », cours SONELGAZ, Ecole technique de Blida, 2011.
- [16] Boukli Hacene Omar, 'Conception et réalisation d'un générateur photovoltaïque muni d'un convertisseur MPPT pour une meilleure gestion énergétique', mémoire de magister, université de Tlemcen, Algérie, 2011.
- [17] Helali Kamelia, « Modélisation D'une Cellule Photovoltaïque : Etude Comparative », Mémoire de magister, Algérie, Université Mouloud Mammeri De Tizi-Ouzou, 2012.
- [18] Bedda Naima, 'Etude des propriétés physiques des semi-conducteurs: Si, GaAs et GAAIAs. Simulation des cellules solaires à base de Si et GaAs', mémoire de Magister, Université de Batna, Algérie, 2011.
- [19] Abdellah Benyoucef, 'Développement de surface a base de dioxyde de titane par PVD pour une application ux cellules solaires', Thèse de Doctorat, université de Tlemcen, Algérie, 2008.
- [20] Helali Kamelia, 'Modélisation d'une Cellule Photovoltaïque : Etude Comparative', Mémoire de magister, Université de Tizi-Ouzou, Algérie, 2012.
- [21] José Miguel Navarro « Cellules Photovoltaïques Organiques Transparentes Dans Le Visible ».Thèse de doctorat. Université de Toulouse III - Paul Sabatier, France, 2008.
- [22] Loïc Bailly « Cellules photovoltaïques organiques souples à grande surface ». Thèse de doctorat, Université de Bordeaux I, France, 2010.
- [23] Chennouf Nasreddine, 'Perspectives de développement de la production industrielle de l'hydrogene dans le sud algerien a partir des energies renouvelables', Thèse de Doctorat, Université de Ouargla, Algérie, 2014.
- [24] Bayram Tounsi, 'Etude comparative de groupes électrogènes embarqués à large gamme de vitesse variable associant machines à aimants permanents et conversion statique' Thèse de doctorat, l'institut national polytechnique de toulouse, France, 2006.

- [25] Baghdadi Fazia, 'Modélisation et simulation des performances d'une installation hybride de conversion d'énergies renouvelables', Mémoire de magister, université mouloud mammeri de tizi-ouzou, Algérie, 2011.
- [26] Bensabri Amine, Ziani Mohammed, 'Simulation numérique de cavitation dans les injecteurs d'un moteur diesel', Mémoire de Master, université Tlemcen, Algérie, 2014.
- [27] Mathieu Desbazeille, 'Diagnostic de groupes électrogènes diesel par analyse de la vitesse de rotation du vilebrequin', Thèse de Doctorat, Université Jean Monnet, France, 2010.
- [28] Théodore Wilidi, 'Électrotechnique', Édition de boeck université, Bruxelles, 2000.
- [29] Pierre Mayé, 'Aide mémoire Électrotechnique', Dunod, Paris, 2006.
- [30] « Groupe électrogène, le guide pratique », publier par ooreka. <http://groupe-electrogene.comprendrechoisir.com/chapitre/597>
- [31] Haizea Gaztañaga Arantzamendi, 'Étude de structures d'intégration des systèmes de génération décentralisée : application aux micro-réseaux', Thèse de doctorat, Institut national polytechnique de Grenoble, France, 2015.
- [32] Bernard Colin, 'Groupes électrogènes de secours', Techniques de l'Ingénieur, D 5 180, 2008.
- [33] M. Miard, 'Le circuit de démarrage', <http://www.auto-tuto.com/forum/cours-mecanique/electricite/acircuit-de-demarrage.pdf>
- [34] Claude Chevassu, 'Couplage des alternateurs, réseau national de ressources électrotechnique', 2012. <http://www.iufmrese.cict.fr/contrib/navale/coupla1.pdf>
- [35] Bapio Bayala, 'La Machine Synchrone', cours, Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement. Sénégal, 2010.
- [36] Thierry Van Cutsem, 'Régulation de la tension', cours, université de Liège, France, 2016.
- [37] Miloud Rezkallah, 'Amélioration de la qualité d'énergie fournie au réseau autonome hybride éolien-diesel', Mémoire de Maîtrise, Université du Québec, 2010.
- [38] Céline Barchasz, 'Développement d'accumulateurs Li/S', thèse de Doctorat, Université de Grenoble, France, 2011.
- [39] David Linden, Thomas B. Reddy, 'Hand Book of Batteries', McGraw-Hill, 3ème Édition, 1995.
- [40] James P. Dunlop, 'Batteries and Charge Control in Stand – Alone Photovoltaic Systems Fundamentals Application', National Laboratories, Florida Solar Energy Center, USA, 1997.
- [41] Destiny Loukakou Bounzeki Mbemba, 'Modélisation, Conception et Expérimentation d'un véhicule hybride léger pour usages urbains', thèse de Doctorat, université de Franche-comté, France, 2012.
- [42] Jamal Elouakhoui, 'Étude Bibliographique et modélisation des batteries Li-Ion et des BMS', Mémoire de Master, Université de Marrakech, Maroc, 2013.
- [43] Vincent Benamara, 'Étude et simulation d'un panneau solaire raccordé au réseau avec périphérique de stockage', mémoire de maîtrise, Université du Québec, 2012.
- [44] Dekkiche Abdelillah, 'Modèle de batterie générique et estimation de l'état de charge', mémoire de maîtrise, Université du Québec, 2008.
- [45] Binayak Bhandari, Kyung-Tae Lee, Gil-Yong Lee, Young-Man Cho, Sung-Hoon Ahn, 'Optimization of hybrid renewable energy power systems: A review', International Journal of Precision Engineering and Manufacturing-Green Technology, Volume 2, Issue 1, pp 99-112, January 2015.
- [46] Headley Stewart Jacobus, 'Solar-Diesel Hybrid Power System Optimization and Experimental Validation', Masters of Science, University of Maryland, USA, 2010.
- [47] Vladimir Lazarov, Gilles Notton, Zahari Zarkov and Ivan Bochev, 'Hybrid Power Systems with Renewable Energy Sources – Types, Structures, Trends for Research and Development', Proceedings of International Conference ELMA2005, Sofia, Bulgaria, pp. 515-520, 2005.
- [48] Abdel Kadet Ould Mahmoud, 'Caractérisation modélisation fonctionnement et impact d'un système hybride pour l'alimentation de charges mixtes', Thèse de Doctorat, Université de Dakar, Sénégal, 2008.
- [49] Ludmil Stoyanov, 'Étude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables', Thèse de Doctorat, Université Technique de Sofia, Bulgarie, 2011.
- [50] Ionel Vechiu, 'Modélisation Et Analyse De L'intégration Des Énergies Renouvelables Dans Un Réseau Autonome', Thèse de Doctorat, Université du HAVRE, France, 2005.

- [51] Ammar Mohammeda., Jagadeesh Pasupuleti , Tamer Khatib , Wilfried Elmenreich, ‘A review of process and operational system control of hybrid photovoltaic diesel generator systems’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol 44, pp436–446, 2015.
- [52] Feddaoui Omar, ‘Contribution à l’Etude des Systèmes Hybrides de Génération : Application aux Energies Renouvelables’, *Mémoire de Magister*, Université de Souk - Ahras, Algérie, 2013.
- [53] Majid Zandi, ‘Contribution Au Pilotage Des Sources Hybrides D’énergie Electrique’, *Thèse de Doctorat*, Université de Nancy, France, 2010.
- [54] A. Hamidat, A. Hadj Arab et M. Belhamel, ‘Etude et réalisation d’une mini centrale photovoltaïque hybride pour l’électrification du refuge Assekrem’, *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 10 N°2, pp265 – 272, 2007.
- [55] J. Muñoz,,L. Narvarte and E. Lorenzo, ‘Experience With PV-diesel Hybrid Village Power Systems in Southern Morocco’, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. Vol.15, pp 529–539, 2007.
- [56] B. Top et A. Hamidat, ‘Performances d’une électrification rurale basée sur un système solaire hybride autonome au Sénégal’, *Revue des Energies Renouvelables ICESD’11 Adrar*, pp123 – 131, 2011.
- [57] Shaahid.S.M., Elhadidy.M.A, ‘Prospects of autonomous stand-alone hybrid (photovoltaic+ diesel+battery) power systems in commercial applications in hot regions’, *Renewable Energy*, vol. 29, pp. 165–177, 2004.
- [58] Van Sark, W.G.J.H.M., Lysen, E.H., Cocard, D., Beutin, P., Merlo, G.F., Mohanty, B., van den Akker, J., Razzak Idris, A., Firag, A., Waheed, A., Shaheed, A., Latheef, M., Wajeih, A., ‘The first PV-diesel hybrid system in the Maldives installed at Mandhoo Island’, *21st European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 4-8 September 2006, Dresden, Germany, pp. 3039-3043, 2006.
- [59] Muselli, M., Notton, G., Poggi, P., Louche, A., ‘PV-hybrid power systems sizing incorporating battery storage: analysis via simulation calculations’, *Renewable Energy*, vol. 20, pp. 1- 7, 2000.
- [60] S. N. Singh and A. K. Singh., ‘Optimal Design Of A Cost Effective Solar Home Power System - An Alternative Solution To Dg For Grid Deprived Rural India’, *International Journal of Research and Reviews in Applied Sciences*, Volume 2, pp. 60–66, Issue 1(January 2010).
- [61] Benjamin O. Agajelu; Onyeka G. Ekwueme; Nnaemeka S. P. Obuka, Gracefield O.R. Ikwu, ‘Life Cycle Cost Analysis of a Diesel/Photovoltaic Hybrid Power Generating System’, *Industrial Engineering Letters* Vol.3, No.1, pp. 19–30, 2013.
- [62] Ajan, C. W., Ahmed, S. S., Ahmad, H. B., Taha, F., Mohd Zin, A. A. B., ‘On the policy of photovoltaic and diesel generation mix for an off-grid site: East Malaysian perspectives’, *Solar Energy*, vol. 74, pp. 453–467, 2003.
- [63] Shafiqur Rehman, Luai M. Al-Hadhrami, ‘Study-of-a-solar-PV-diesel-battery-hybrid-power-system-for-a-remotely-located-population-near-Rafha,-Saudi-Arabia’, *Energy*, vol 35, pp 4986-4995, 2010.
- [64] H. Rezzouk , A.Mellit, ‘Feasibility study and sensitivity analysis of a stand-alone photovoltaic–diesel–battery hybrid energy system in the north of Algeria’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Vol 43, pp 1134–1150, 2015.
- [65] Sam M. Sichilalu, Xiaohua Xia, ‘Optimal energy control of grid tied PV–diesel–battery hybrid system powering heat pump water heater.’, *Solar Energy*, vol. 115, pp. 243–254, 2015.
- [66] Amany El-Zonkoly, ‘Optimal placement and schedule of multiple grid connected hybrid energy systems’, *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 61, pp. 239–247, 2014.

- [67] Sekhar, P.C. ; Mishra, S., ‘ Storage Free Smart Energy Management for Frequency Control in a Diesel-PV-Fuel Cell-Based Hybrid AC Microgrid’, *Neural Networks and Learning Systems, IEEE Transactions on* (Volume:PP , Issue: 99), 2015.
- [68] D. Yamegueu, Y. Azoumah, X. Pyb, H. Kottin, ‘ Experimental analysis of a solar PV/diesel hybrid system without storage: Focus on its dynamic behavior’, *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 44, pp. 267–274, 2013.
- [69] Shaahid.S.M., Elhadidy.M.A, ‘Opportunities for utilization of stand-alone hybrid (photovoltaic+diesel+battery) power systems in hot climates’, *Renewable Energy*, vol. 28, pp. 1741– 1753, 2003.
- [70] Tina, G.M., Brunetto, C., Gagliano, S., Petino, S., Guerra, M., Schioppo, R., Candio, A., ‘ Monte Aquilone hybrid Photovoltaic-Diesel power generation system testing site-experimental tuning of subsystem models’, *20th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 6 –10 June 2005, Barcelona, Spain, pp. 2319-2322, 2005.
- [71] R.Ruther,D.C.Martins; E.Bazzo, ‘Hybrid Diesel / Photovoltaic Systems Without Storage For Isolated Mini-Grids In Northern Brazil’, *Photovoltaic Specialists Conference*, 2000. *Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE*, pp1567 – 1570, 2000.
- [72] H.G. Beyer, R. R  ther, S. H. F. Oliveira, ‘ Adding pv-generators without storage to medium size stand alone diesel generator sets to support rural electrification in brazil’, *2nd European PV-Hybrid and Mini-Grid Conference*, Kassel, Germany, pp 194-202, September 2003,
- [73] Wichert, B., Dymond, M., Lawrance, W., Friese, T., (2001), ‘Development of a test facility for photovoltaic-diesel hybrid energy systems’, *Renewable Energy*, vol. 22, pp. 311-319, 2001.
- [74] Azah Mohamed, Tamer Khatib, ‘ Design of Hybrid PV/Diesel Generator Systems at Minimum Cost: Case study for Kuching, Malaysia’, *Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, 2012 IEEE PES, Orlando, FL, pp 1-6, 2012.
- [75] LUU Ngoc An, TRAN Quoc-Tuan, BACHA Seddik, NGUYEN Be, ‘Optimal Design of an Isolated Photovoltaic-Diesel- Battery Hybrid System by using an Iterative Algorithm’, *PES General Meeting Conference & Exposition*, 2014 IEEE, National Harbor, MD, 2014.
- [76] Bing Zhu, Henerica Tazvinga, and Xiaohua Xia, ‘ Switched Model Predictive Control for Energy Dispatching of a Photovoltaic-Diesel-Battery Hybrid Power System’, *IEEE Transactions on control systems technology*, vol. 23, no. 3, may 2015.
- [77] Taoufik Mhamdi, Lass  ad Sbita, ‘ A Power management strategy for Hybrid Photovoltaic Diesel System with battery storage’, *The fifth International Renewable Energy Congress IREC*, Hammamet, TUNISIA, 2014.
- [78] Makbul A.M. Ramli a, Ayong Hiendro, Ssennoga Twaha, ‘Economic analysis of PV/diesel hybrid system with flywheel energy storage’, *Renewable Energy*, Vol 78, pp398-405, 2015.
- [79] J. Dekker, M. Nthontho, S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, ‘ Economic analysis of PV/diesel hybrid power systems in different climatic zones of South Africa’, *Electrical Power and Energy Systems*, Vol 40, pp104– 112, 2012.
- [80] Gabriele Comodi, Massimiliano Renzi b, Luca Cioccolanti, Flavio Caresana, Leonardo Pelagalli, ‘Hybrid system with micro gas turbine and PV (photovoltaic) plant Guidelines for sizing and management strategies’, *Energy*, vol 89, pp226-235, 2015.
- [81] D. Saheb-Koussa et M. Belhamel, ‘ Système hybride (  olien – photovolta  ique – diesel)    fourniture d’énergie électrique totalement autonome’, *Revue des Energies Renouvelables CER’07 Oujda (2007)* 67 – 70.

- [82] Lanre Olatomiwa, Saad Mekhilef, A. S. N. Huda, Kamilu Sanusi, 'Techno-economic analysis of hybrid PV–diesel–battery and PV–wind–diesel–battery power systems for mobile BTS the way forward for rural development', *Energy Science and Engineering* 2015; 3(4): 271–285.
- [83] Shafiqur Rehman, Md. Mahbub Alam, J.P. Meyer, Luai M. Al-Hadhrani, 'Feasibility study of a wind pv diesel hybrid power system for a village', *Renewable Energy*, Vol 38, pp258-268, 2012.
- [84] Andre Malheiro, Pedro M. Castro, Ricardo M. Lima, Ana Estanqueiro, 'Integrated sizing and scheduling of wind/PV/diesel/battery isolated systems'. *Renewable Energy*, Vol 83, pp646-657, 2015.
- [85] Md. Moniruzzaman, Sami ul Hasan, 'Cost analysis of PV Wind Diesel Grid connected Hybrid Systems', *IEEE/OSA/IAPR International Conference on Informatics, Electronics & Vision*, pp 727 – 730, Dhaka, 2012.
- [86] João Tavares Pinho, Silvio Bispo do Vale, 'Performance Analysis of a PV-Wind-Diesel Hybrid System of a Countryside Community in the Amazon Region', *World Renewable Energy Congress VIII*. Published by Elsevier Ltd. Editor AAM Sayigh, 2004.
- [87] Akbar Maleki, Fathollah Pourfayaz, 'Sizing of stand-alone photovoltaic wind diesel system with battery and fuel cell storage devices by harmony search algorithm', *Journal of Energy Storage*, vol 2 , pp30–42, 2015.
- [88] Dimitris Ipsakisa, Spyros Voutetakisa, Panos Seferlisa, Fotis Stergiopoulou, Costas Elmasidesb, 'Power management strategies for a stand-alone power system using renewable energy sources and hydrogen storage', *international journal of hydrogen energy*, vol 34 pp7081 – 7095, 2009.
- [89] A. Arulampalam, N. Mithulananthan, R.C. Bansal, T.K. Saba, 'Micro-grid control of PV-Wind-Diesel hybrid system with islanded and grid connected operations', *IEEE ICSET*, Kandy, Sri Lanka, 2010.
- [90] Rekioua, Djamilia, Matagne, Ernest, 'Optimization of photovoltaic power systems: Modelization, Simulation and Control', *Green Energy and Technology Series*, Springer, 2012.
- [91] C. Werner and Ch. Breyer, 'Analysis of Mini-Grid Installations An Overview on System Configurations', *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 24–28 September, Frankfurt, Germany, 2012.
- [92] N. Phuangpornpitak, S. Kumar, 'PV hybrid systems for rural electrification in Thailand', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol 11 pp1530–1543, 2007.
- [93] Krisada Prompinit, Boonyang Plangklang, Somchai Hiranvarodom, 'Design and Construction of a Mobile PV Hybrid System Prototype for Isolated Electrification', *Procedia Engineering*, vol 8, pp138–145, 2011.
- [94] Azah Mohamed, Tamer Khatib, 'Optimal Sizing of a PV Wind Diesel Hybrid Energy System for Malaysia', *Industrial Technology (ICIT)*, *IEEE International Conference on*, pp752 – 757, Cape Town, 2013.
- [95] Bernal-Agustín, J., Dufo-Lopez, R., Rivas-Ascaso, D. Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions. *Renewable Energy*, Vol 31, pp2227–2244, 2006.
- [96] Dufo-López, R., Bernal-Agustín, J., Yusta-Loyo, J., Domínguez-Navarro, J. Ramírez-Rosado, I., Lujano, J., Aso, I., 'Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV–wind–diesel systems with batteries storage', *Applied Energy*, vol. 88, pp 4033–4041, 2011.
- [97] Dufo-López, R., Bernal-Agustín, J.L., (2008)., 'Multi-objective design of PV–wind–diesel–hydrogen– battery systems', *Renewable Energy*, vol. 33, pp. 2559-2572, 2008.
- [98] D. Saheb-Koussa a, M. Haddadi, M. Belhamel, 'Economic and technical study of a hybrid system (wind–photovoltaic–diesel) for rural electrification in Algeria' , *Applied Energy*, Vol.86, pp1024–1030, 2009.
- [99] Md. Moniruzzaman, Sami ul Hasan, 'Cost analysis of PV IWind/DieselGrid connected Hybrid Systems' *International Conference on Informatics, Electronics & Vision (ICIEV)*, pp727 – 730, Dhaka, 2012.
- [100] Elhadidy, M. A., 'Performance evaluation of hybrid (wind/solar/diesel) power systems', *Renewable Energy*, vol. 26, pp. 401–413, 2002.

- [101] A. El Khadimi, L. Bchir et A. Zeroual, 'Dimensionnement et Optimisation Technico-économique d'un Système d'Energie Hybride Photovoltaïque - Eolien avec Système de Stockage', *Rev. Energ. Ren.* Vol. 7, pp73-83 (2004).
- [102] R. Maouedja, A. Mammaia, M.D. Draoua and B. Benyoucef, 'Performance evaluation of hybrid Photovoltaic-Wind power systems', *Energy Procedia*, vol 50 (2014) pp797 – 807, 2014.
- [103] K. Kusakana and H.J. Vermaak, 'Hybrid Photovoltaic-Wind system as power solution solution for network operators in the D.R.Congo', *Clean Electrical Power (ICCEP)*, 2011 International Conference on, IEEE, pp 703 – 708, Ischia, 2011.
- [104] Prasad, A.R., Natarajan, E., 'Optimization of integrated photovoltaic-wind power generation systems with battery storage', *Energy*, vol. 31, pp. 1943-1954, 2006.
- [105] Nandi, S.K., Ghosh, H.R., 'Prospect of wind-PV-battery hybrid power system as an alternative to grid extension in Bangladesh', *Energy*, vol. 35, pp. 3040-3047, 2010.
- [106] Sopian, K., Ibrahim, M.Z., Wan Daud, W.R., Othman, M.Y., Yatim, B., Amin, N., 'Performance of a PV-wind hybrid system for hydrogen production', *Renewable Energy*, vol. 34, pp. 1973-1978, 2009.
- [107] Ekren, B.Y., Ekren, O., 'Simulation based size optimization of a PV/wind hybrid energy conversion system with battery storage under various load and auxiliary energy conditions', *Applied Energy*, vol. 86, pp. 1387–1394, 2009.
- [108] Bitterlin.I.F., 'Modelling a reliable wind/PV/storage power system for remote radio base station sites without utility power', *Journal of Power Sources*, vol. 162, pp. 906–912, 2006.
- [109] Diaf, S., Notton, G., Belhamel, M., Haddadi, M., Louche, A., 'Design and techno-economical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions', *Applied Energy*, vol. 85, pp. 968–987, 2008.
- [110] V.C Nelson, K.L. Starcher, R.E. Foster, R.N. Clark and D. Raubenheimer, 'Wind Hybrid Systems Technology Characterization', New Mexico State University, May 2002.
- [111] Rui Huang, Steven H. Low, Ufuk Topcu, K. Mani Chandy, 'Optimal Design of Hybrid Energy System with PV Wind Turbine Storage A Case Study', *IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, pp 511 – 516, Brussels, 2011.
- [112] Arnau González, Jordi-Roger Riba, Antoni Rius, Rita Puig, 'Optimal sizing of a hybrid grid-connected photovoltaic and wind power system', *Applied Energy*, vol. 154, pp 752–762, 2015.
- [113] Nelson, D.B., Nehrir, M.H., Wang, C., 'Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/PV/fuel cell power generation systems', *Renewable Energy*, vol. 31, pp. 1641–1656, 2006.
- [114] Caisheng Wang and M. Hashem Nehrir, 'Power Management of a Stand-Alone WindPhotovoltaicFuel Cell Energy System', *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 23, no. 3, pp 957 – 967, 2008.
- [115] Pecan, R., Salim, M.D., Zora, A., 'A LabView Based Instrumentation System for a Wind- Solar Hybrid Power Station', *Journal of Industrial Technology*, vol. 20, n 3, 2004.
- [116] Dali, M., Belhadj, J., Roboam, X., (2010), 'Hybrid solar-wind system with battery storage operating in grid-connected and standalone mode: Control and energy management – Experimental investigation', *Energy*, vol. 35, pp. 2587-2595, 2010.
- [117] Kenfack J, Neirac FP, Tatiése TT, Mayer D, Fogue M, Lejeune A., 'Microhydro-PVhybrid system: sizing a small hydro-PV-hybrid system for rural electrification in developing countries', *Renew Energy* Vol.34, pp 2259–2263, 2009.

- [118] Jure Margeta, Zvonimir Glasnovic, 'Theoretical settings of photovoltaic-hydro energy system for sustainable energy production', *Solar Energy*, Vol.86, pp 972–982, 2012.
- [119] A. Beluco, P.K. Souza, A. Krenzinger, 'PV hydro hybrid systems', *IEEE (Revista IEEE America Latina) Latin America Transactions*, Vol.6, No.7, pp.626-631, 2008.
- [120] Ssennoga Twaha, Mohd Hafizi Idris, Makbul Anwari, Azhar Khairuddin, 'Applying grid connected photovoltaic system as alternative source of electricity to supplement hydro power instead of using diesel in Uganda', *Energy*, Vol. 37, No. 1, pp. 185-194, 2012.
- [121] M.O. Abdullah, V.C. Yung, M. Anyi, A.K. Othman, K.B. Ab. Hamid, J. Tarawe, 'Review and comparison study of hybrid diesel/solar/hydro/fuel cell energy schemes for a rural ICT Telecenter', *Energy*, Vol.35, pp 639–646, 2010.
- [122] K. Kusakana, J.L. Munda, A.A. Jimoh, 'Feasibility study of a hybrid PV-micro hydro system for rural electrification', *IEEE AFRICON Nairobi, Kenya*, pp.1-5, 2009.
- [123] Alexandre Beluco, Paulo Kroeff de Souza, Arno Krenzinger, 'A method to evaluate the effect of complementarity in time between hydro and solar energy on the performance of hybrid hydro PV generating plants', *Renewable Energy*, Vol. 45, pp. 24-30, 2012.
- [124] Sweeka Meshram, Ganga Agnihotri and Sushma Gupta, 'Modeling of grid connected dc linked pv/hydro hybrid system', *Electrical and Electronics Engineering: An International Journal (ELELIJ) Vol 2, No 3*, pp 13-27, 2013.
- [125] Farshid Mostofi, Masoud Safavi, 'Application of ABC Algorithm for Grid-Independent Hybrid Hydro/Photovoltaic/Wind/Fuel Cell Power Generation System Considering Cost and Reliability', *international journal of renewable energy research*, Vol.3, No.4, pp 928-940, 2013.
- [126] Getachew Bekele, Getnet Tadesse, 'Feasibility study of small Hydro PV Wind hybrid system for off-grid rural electrification in Ethiopia', *Applied Energy*, Vol. 97, pp 5–15, 2012.
- [127] M. Reyasudin Basir Khan, Razali Jidin, Jagadeesh Pasupuleti, Sharifah Azwa Shaaya, 'Optimal combination of solar, wind, micro-hydro and diesel systems based on actual seasonal load profiles for a resort island in the South China Sea', *Energy*, Vol.82, pp 80-97, 2015.
- [128] Dorin Bica, Cristian Dragos Dumitru, Adrian Gligor and Adrian-Vasile Duka, 'Isolated Hybrid Solar-Wind-Hydro Renewable Energy Systems', *INTECH Open Access Publisher*, 2009.
- [129] Gilles Nottona, Ludmil Stoyanovb, Motaz Ezzata, Vladimir Lararovb, Said Diafc, Christian Cristofaria, 'Integration Limit of Renewable Energy Systems in Small Electrical Grid', *Energy Procedia*, Vol.6 pp 651–665, 2011.
- [130] Bruno Domenech, Laia Ferrer-Martí, Pau Lillo, Rafael Pastor, José Chiroque, 'A community electrification project Combination of microgrids and household systems fed by wind, PV or micro-hydro energies according to micro-scale resource evaluation and social constraints', *Energy for Sustainable Development Vol.23*, pp275–285, 2014.
- [131] Binayak Bhandari, Kyung-Tae Lee, Caroline Sunyong Lee, Chul-Ki Song, Ramesh K. Maskey, Sung-Hoon Ahn, 'A novel off-grid hybrid power system comprised of solar photovoltaic, wind, and hydro energy sources', *Applied Energy*, Vol.133, pp 236–242, 2014.
- [132] Ali Menshshari, Mohammad Ghiamy, Mir Mohammad Mir Mousavi, Hamid Asadi Bagal, 'Optimal design of hybrid water-wind-solar system based on hydrogen storage and evaluation of reliability index of system using ant colony algorithm', *Intl. Res. J. Appl. Basic. Sc i. Vol., 4 (11)*, pp3582-3600, 2013.

- [133] M. Kalantar, S.M. Mousavi G., 'Dynamic behavior of a stand-alone hybrid power generation system of wind turbine, microturbine, solar array and battery storage', *Applied Energy*, Vol.87 ,pp3051–3064, 2010.
- [134] Lin Ye, Hai Bo Sun b, Xu Ri Song, Li Cheng Li, 'Dynamic modeling of a hybrid windsolarhydro microgrid in EMTPATP', *Renewable Energy*, Vol.39, pp 96-106, 2012.
- [135] Daniel Yamegueu Nguewo, 'Experimentation et optimisation d'un prototype de centrale hybride solaire pvdiesel sans batteries de stockage validation du concept flexy energy ', Thèse de Doctorat , Institut International d'ingénierie de l'eau et de l'environnement, Ouagadougou, Burkina Faso, 2012.
- [136] Zidane Nourredine, ' Étude et Dimensionnement des Systèmes de Production d'Énergies ', Mémoire de Magister, Université Setif1, Algérie, 2014.
- [137] A. El Khadimi, L. Bchir et A. Zeroual, ' Dimensionnement et Optimisation Technico-économique d'un Système d'Énergie Hybride Photovoltaïque - Eolien avec Système de Stockage ', *Rev. Energ. Ren.* Vol. 7, pp73-83, 2004.
- [138] Bencherif Mohammed, ' Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension ', Thèse de doctorat, université de Tlemcen, Algérie, 2013.
- [139] Hassini née Belghitri Houda, 'Modelisation Simulation et Optimisation d'un Systeme-Hybride-Eolien-Photovoltaïque ', mémoire de magister, Université de Tlemcen, Algérie, 2010.
- [140] Ying-Yi Hong, Yuan-Ming Lai, Yung-Ruei Chang, Yih-Der Lee and Pang-Wei Liu, ' Optimizing Capacities of Distributed Generation and Energy Storage in a Small Autonomous Power System Considering Uncertainty in Renewables ', *Energies*, Vol. 8, pp2473-2492, 2015.
- [141] Jérémy Lagorce. ' Modélisation, dimensionnement et optimisation des syst`emes d'alimentation d'ecentralisés à energie renouvelable - application des systèmes multi-agents pour la gestion de l'énergie '. Thèse de Doctorat, Université de Technologie de Belfort-Montbéliard, France, 2009.
- [142] M. Sylos Labini, G. Delvecchio, M. Guerra, C. Lofrumento, F. Neri 'A Study for Optimizing the Management Strategies of a Hybrid Photovoltaic-Diesel Power Generation System' *Proceedings of the International Conference on Renewable Energy and Power Quality, ICREPQ 2004*, paper 312, Barcelona, Spain. 2004.
- [143] Francisco Gonçalves Goiana Mesquita, 'Design Optimization of Stand-Alone Hybrid Energy Systems', Mémoire de Master, université de PORTO, Portugal, 2010.
- [144] M. Pipattanasomporn, 'A study of remote area internet access with embedded power generation', Thèse de Doctorat, L'Institut polytechnique et université d'État de Virginie, États-Unis, 2004.
- [145] A.Pereira, 'Modular supervisory controller for hybrid power systems', thèse de Doctorat, Le Laboratoire national de Risø, Université technique de Denmark, 2000.
- [146] EN 50160, 'Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems', CENELEC, Belgium, 1999.
- [147] S.Angalaeswari, M.G.Thejeswar, R.Santhana Poongodi, W.Valeed Basha, P.Sasikumar, ' Power Quality Improvement of Standalone Hybrid Solar-Wind Power Generation System using FACTS Devices', *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, Vol. 3, pp 7987-7992, 2014.
- [148] SystemManoj Datta, Tomonobu Senjyu, Atsushi Yona, Toshihisa Funabashi, "Frequency Control of Photovoltaic–Diesel Hybrid System Connecting to Isolated Power Utility by Using Load Estimator and Energy Storage System", *IEEJ Trans*, Vol.5, pp 677–687, 2010.

- [149] Noureddine Hidouri¹, Taoufik Mhamdi, Samah Hammadi, Lassâad Sbita, 'A new hybrid photovoltaic-diesel system control scheme for an isolated load', *IJRRAS*, Vol 9, issue N°2, pp 270-281, 2011.
- [150] **Abdelkader Gourbi, Imen Bousmaha, Mostefa Brahami, Amar Tilmatine**, 'Numerical Study of a Hybrid Photovoltaic Power Supply System', *Journal of Power Technologies*, Vol.96,N°2,pp 137-144, 2016.
- [151] Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafael Gazoli, and Ernesto Ruppert Filho "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays", *IEEE Transactions on power electronics*, Vol. 24, No. 5, May 2009.
- [152] Mohamed Almakhtar, Hasimah Abdul Rahman, Mohammad Yusri Hassan "Effect of Losses Resistances, Module Temperature Variation, and Partial Shading on PV Output Power!", *IEEE international conference on Power and energy*, decembre 2012, Kota Kinabalu Sabah, Malaysia..
- [153] Dezso Sera, Remus Teodorescu, Pedro Rodriguez "PV panel model based on datasheet values", *Industrial Electronics*, 2007. *ISIE 2007. IEEE International Symposium on*, June 2007, Vigo, Spain.
- [154] J.Accarino, G. Petrone, C.A. Ramos-Paja, G. Spagnuolo "Symbolic Algebra for the Calculation of the Series and Parallel Resistances in PV module model ", *Clean Electrical Power (ICCEP)*, 2013 International Conference on, June 2013, Alghero.
- [155] Olivier Gergaud 'Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couple au réseau et associé à un accumulateur', Thèse de Doctorat, l'École Normale Supérieure de Cachan, France, 2002.
- [156] Bendjamâa Ibrahim, « Modélisation et commande d'un système de stockage photovoltaïque », Dissertation for the Magister Degree , Algérie: Université Abou-Bakr Belkaid –Tlemcen, 2011.
- [157] A. Ould Mohamed Yahya , A. Ould Mahmoud et I. Youm "Modélisation d'un système de stockage intégré dans un système hybride ", *Review of Renewable Energy* Vol. 10 N°2 (2007) pp. 205 – 214.
- [158] Kanzumba Kusakana, Herman Jacobus Vermaak, Peter Jenkins "Hybrid diesel generator/renewable energy system performance modeling ", *ScienceDirect*, Article in press, renewable energy system performance modeling, *Renewable Energy* (2013), pp 1-6.
- [159] Daniel Yamegueu¹, Yao Azoumah, Xavier Py "Étude expérimentale et économique d'un système hybride solaire photovoltaïque-diesel sans stockage pour une production décentralisée d'électricité," *Congrès Français de Thermique/Energie Solaire et Thermique/Perpignan*, 24-27 mai 2011.
- [160] Martin Aimé, ' Convertisseurs de Puissance', cours, institut national des sciences appliquées, Toulouse, France, 2016.
- [161] WH. Press, WT. Vetterling and SA. Teukolsky, 'Numerical Recipes in C: The Art of Scientific Computing', 2nd Ed. Cambridge University Press, Vol. 9, pp. 362 – 367, 2002.
- [162] A.Dolara, R. Faranda, S. Leva. : Energy Comparison of Seven MPPT Techniques for PV Systems. *J. Electromagnetic Analysis & Applications*, 2009, Vol.3: pp.152-162.
- [163] Olivier Gergaud, Gaël Robin, Bernard Multon, Hamid Ben Ahmed "Energy Modeling Of A Lead-Acid Battery Within Hybrid Wind / Photovoltaic Systems ", *European Conference on Power Electronics and Applications(EPE 2003)*, September 2003, Toulouse
- [164] Hervé Abdi. : The Method of Least Squares. In: Neil Salkind (Ed.) (2007). *Encyclopedia of Measurement and Statistics*.
- [165] KARA Abdelfattah, ' Dimensionnement et analyse du coût d'un système hybride de production d'énergie renouvelable pour des sites isolés en Algérie', *Mémoire de Magister*, Algérie, Université Ferhat Abbas – Setif1, 2014.

- [166] Mohamed Rédha YAICHE, Abdellah BOUHANIK "Atlas Solaire Algerien ", Centre de Développement des Energies Renouvelables, Algérie, EISSN/ISSN 1112-3850, 2002.
- [167] ' logiciel HOMER' site officiel: www.homerenergy.com
- [168] 'National Renewable Energy Laboratory' Site officiel: www.nrel.gov
- [169] Vincent DEMEUSY, 'Dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque / groupe électrogène avec le logiciel HOMER', solarpedia.fr, juillet 2011.
- [170] Politecnico di Torino, « Modélisation des systèmes multi énergies dans les bâtiments», Thèse de doctorat, L'Institut National des Sciences Appliquées, France, 2008.
- [171] TRIKI Zakaria, « Études, Analyses et Optimisation de la Consommation Énergétique des Unités de Dessalement pour les Sites Isolés», Thèse de doctorat, Université Constantine 1, Algérie, 2014.
- [172] " Coordonnées GPS et Google Map", <http://www.coordonnees-gps.fr/>
- [173] "NASA Surface meteorology and Solar Energy" <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/homer.cgi>
- [174] BRIHMAT Fouzia, ' L'Etude conceptuelle d'un système de conditionnement de puissance pour une centrale hybride PV/ Eolien', Mémoire de magister, Algérie, Université mouloud mammeri de tizi-ouzou, 2012.
- [175] Anne Labouret, Michel Villos, ' Énergie solaire photovoltaïque', Dunod, 3ème édition Paris, 2006.
- [176] Joséanne Bélanger-Gravel, 'Analyse technico-economique d'un systeme hybride eolien photovoltaïque en comparaison avec les systemes photovoltaïque et eolien seuls', Mémoire de maîtrise en génie métallurgique, université de montréal, Canada, 2011.
- [177] Zaida Contreras, 'Modèle d'électrification rurale pour localités de moins de 500 habitants au Sénégal', Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit, 2006.
- [178] "How Much Does a Rooftop Solar PV System Cost" by solarmango: <http://www.solarmango.com/faq/2>
- [179] "Distributed Generation Renewable Energy Estimate of Costs" publier par NREL 2016: http://www.nrel.gov/analysis/tech_lcoe_re_cost_est.html
- [180] "Coûts d'investissement" par photovoltaïque.info 2016: <http://www.photovoltaïque.info/Couts-d-investissement.html>
- [181] "Prix du panneau photovoltaïque en Algérie", CDER, Algérie, 2014: <http://portail.cder.dz/spip.php?article3925>
- [182] Office fédéral de l'énergie OFEN, ' Photovoltaïque: observations du marché 2016', Suisse, Rapport de février 2016.
- [183] Donald Chung, Carolyn Davidson, Ran Fu, Kristen Ardani, and Robert Margolis, ' U.S. Photovoltaic Prices and Cost Breakdowns: Q1 2015 Benchmarks for Residential, Commercial, and Utility-Scale Systems', Technical Report, NREL/TP-6A20-64746, September 2015.
- [184] "\$1/W Photovoltaic Systems White Paper to Explore A Grand Challenge for Electricity from Solar", The Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, United States Government: https://www1.eere.energy.gov/solar/sunshot/pdfs/dpw_white_paper.pdf
- [185] 'Surrette Rolls 4-KS-25P > 4 volt 1350 Amp Hour Flooded Battery', publié par ecodirect <http://www.ecodirect.com/Surrette-4-KS-25P-4V-1350AH-Battery-p/surrette-4-ks-25p.htm>
- [186] "Stationary Industrial Diesel 3 Phase Generators 9 kW to 175 kW" by GeneratorJoe, California, USA: <http://www.generatorjoe.net/industrial-diesel-3phase/industrial-diesel-3phase-generatorjoe-9kw-199kw/>
- [187] Mabrouk Adouane, Ismail Tabet, Daoud Rezzak, Khaled Touafek, Sitayeb Abdelkader, and Houam Yahia, 'Feasibility study of a hybrid plants (photovoltaic-LPG generator) system for rural electrification', Renew. Energy Environ. Sustain. 1, 15 (2016).
- [188] German Technical Cooperation (GTZ). The 2012/ 13 International fuel prices report. Germany. <http://www.giz.de/expertise/downloads/Fachexpertise/giz2013-en-ifp2013.pdf> ; April 2013, p.05–6 [accessed April 2013].
- [189] « Prix du carburants 2016 », NAFTAL Algérie : <http://www.naftal.dz/fr/index.php/archives/11734>

Contribution à l'étude d'un système photovoltaïque hybride de production d'énergie électrique

Résumé

La contribution de ce travail vise à analyser le comportement et les performances d'un système photovoltaïque hybride pour la production d'énergie électrique associé à un système de stockage utilisé pour alimenter un site isolé dans le territoire Algérien. Des modèles mathématiques ont été proposés décrivant le fonctionnement physique de chaque partie du système étudié, selon les conditions météorologiques ou les données estimées. Ensuite, une programmation développée avec le logiciel Matlab a été effectuée pour simuler l'influence de différents paramètres sur chaque élément de la chaîne de conversion. Ainsi, une méthodologie a été adaptée en utilisant le logiciel HOMER pour étudier ce type de système. Les résultats ont montré une bonne et précise simulation du comportement énergétique du système complet et ce type de système fonctionne avec une grande fiabilité et rentabilité technique, économique et écologique. Ces résultats peuvent être utilisés pour donner des réponses à de nombreuses questions sur ce type d'installation et d'aider les fabricants à prendre les bonnes décisions.

Mots clés : système photovoltaïque hybride, énergie solaire, production d'énergie électrique, Diesel, modélisation, simulation

ملخص

تهدف المساهمة في هذا العمل لتحليل سلوك وأداء نظام الضوئية الهجين لإنتاج الطاقة الكهربائية المرتبطة مع نظام التخزين المستخدمة لتشغيل موقع بعيد في إقليم الجزائر. وقد تم اقتراح النماذج الرياضية التي تصف التشغيل الفعلي لكل جزء من النظام على حسب الظروف المناخية أو البيانات المقدرة. بعد ذلك، تم إجراء البرمجة المتقدمة مع برنامج ماتلاب لمحاكاة تأثير المتغيرات المختلفة على كل عنصر من سلسلة التحويل. وبعد ذلك تم تكييف المنهجية باستخدام برنامج هومر لدراسة هذا النوع من النظام. أظهرت النتائج محاكاة جيدة ودقيقة للسلوك للطاقة في نظام متكامل، وهذا النوع من النظام تعمل مع موثوقية عالية وربحية التقنية والاقتصادية والبيئية. هذه النتائج يمكن أن تستخدم لإعطاء إجابات لأسئلة كثيرة عن هذا النوع من التركيب ولمساعدة المصنعين اتخاذ القرارات الصحيحة

الكلمات المفتاحية : نظام الضوئية الهجين، الطاقة الشمسية، توليد الطاقة الكهربائية، ديزل، البرمجة و المحكاة

Abstract

The contribution of this work aims to analyze the behavior and performance of a hybrid photovoltaic system for the production of electrical energy associated with a storage system used to power a remote site in the territory of Algeria. Mathematical models have been proposed describing the physical operation of each part of the system studied, depending on weather conditions or estimated data. Next, a programming developed with Matlab software was performed to simulate the influence of various parameters on each element of the conversion chain. Thus, a methodology has been adapted is using the HOMER software for studying this type of system. The results show a good and accurate simulation of the energy behavior of the complete system and this type of system operates with a high reliability and a technical, economical and ecological profitability. These results can be used to give answers to many questions about this type of installation and to help manufacturers make the right decisions.

Keywords : hybrid photovoltaic system, solar energy, electric power generation, Diesel, modeling, simulation