

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Ecole Nationale Polytechnique
Département d'Electronique
Laboratoire des Dispositifs de Communication
et de Conversion Photovoltaïque



Thèse de Doctorat

En électronique
Option : Electricité Solaire

Présenté par :

ADOUANE Mabrouk

Magister en Electricité Solaire de l'Ecole Nationale Polytechnique

Thème

Etude de la fiabilité des systèmes solaires hybrides dans le Sahara

Membre du Jury :

Pr. LARBES Chérif, Professeur (ENP, Alger)	Président
Pr. HADDADI Mourad, Professeur (ENP, Alger)	Rapporteur
Dr. MALEK Ali, Directeur de Recherche (CDER, Alger)	Examineur
Pr. CHERIFI Abderrezzak, Professeur (Univ Versailles, France)	Examineur
Pr. TALHA Abdelaziz, Professeur (USTHB, Alger)	Examineur
Mr. OUADAH Abderahim , DG MIE	Invité

ENP 2014

REMERCIEMENTS

Ce projet de recherche n'aurait pas été possible sans le soutien de nombreuses personnes. Je voudrais tout d'abord saisir cette occasion pour exprimer ma profonde gratitude à mon encadreur, Monsieur HADDADI Mourad, Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique (ENP, Alger), pour avoir accepté de diriger mes travaux. Je le remercie infiniment pour avoir toujours été présents par ses conseils, ses encouragements et de m'avoir fait bénéficier tout au long de ce travail de sa longue expérience dans le domaine des énergies renouvelables.

J'adresse mes plus vifs remerciements et j'exprime ma profonde gratitude à Monsieur LARBES Chérif, Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique, lequel m'a fait le grand honneur d'accepter la présidence de mon jury de thèse.

Je me sens redevable auprès du Dr. MALEK Ali, Directeur de Recherche au Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER, Bouzaréah), Monsieur CHERIFI Abderrezzak, Professeur à l'Université de Versailles (France), Monsieur TALHA Abdelaziz, Professeur à l'Université des Sciences et de la Technologie (USTHB, Alger), lesquels, en dépit de leurs nombreuses occupations, ont bien accepté d'examiner ce travail. Mes remerciements vont aussi à Monsieur OUADAH Abderahim, Directeur Général de MIE, qui m'a honoré de sa présence lors de ma soutenance.

Ce travail a été réalisé à l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables de Ghardaïa, affiliée au Centre de Développement des Energies Renouvelables d'Alger. A cet effet, je tiens à remercier vivement le Pr. YASSAA Noureddine, Directeur de Recherche et Directeur du Centre de Développement des Energies Renouvelables, Dr. DJAFER Djelloul, Directeur de l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables de Ghardaïa, ainsi que le Pr. BEN MOUSSA Hocine, Dr. SERIR Lazhar et Dr. CHADER KERDJOU Samira, pour tous les moyens matériels et logistiques qu'ils ont mis à ma disposition pour la réalisation de ce projet. Je remercie également tout le personnel chercheur et soutien de l'URAER pour leur aide à l'aboutissement de ce travail.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance éternelle pour mes parents et ma famille pour leur amour et leur soutien.

Que toute personne ayant contribué de près ou de loin, à l'aboutissement de ce travail trouve ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.

Enfin, je ne pourrais terminer sans une pensée à l'ensemble de mes enseignants en particulier le Pr Med Salah Ait Cheikh. Qu'ils trouvent ici, l'expression de ma profonde gratitude.

ملخص: العمل المقدم في هذه الأطروحة هو دراسة و تحسين موثوقية نظم الكهروضوئية الهجينة في بيئة صحراوية، وقد تم انجاز منصة اختبار لمحطة هجينة مصغرة لنظام حقيقي لتزويد مسكن بالكهرباء على مستوى غرداية، تتكون من ألواح شمسية مركبة على هيكل قابل للميلان، مولد كهربائي يعمل بغاز البوتان وبطاريات للتخزين. وقد تم تحليل العديد من العوامل التي تؤثر على تشغيل هذه الأنظمة الهجينة، من بينها: موثوقية توليد الكهرباء، إدارة نظام الهجين، ظاهرة تدهور المكونات وكذلك فترات الصيانة واستبدال المكونات. خلال هذا العمل، تم اقتراح حلول مختلفة لحماية وتحسين أداء هذه النظم الهجينة وتم دمج نظام إدارة ورصد لبقاء واستدامة النظام من خلال تنفيذ سيناريوهات مختلفة للإدارة والمراقبة مبرمجة على ميكروكترولرات سريعة وقوية. النتائج التي تم جمعها مرضية جدا.

الكلمات المفتاحية: الكهرباء الريفية اللامركزية، نظام الكهروضوئية، نظام الهجينة، الموثوقية ، الصيانة، ميكروكترولرات

Résumé: Le travail présenté dans cette thèse est relatif à l'étude et l'amélioration de la fiabilité des systèmes photovoltaïques hybrides en milieu saharien. Un banc d'essai d'une mini centrale hybride représentant un système réel d'électrification d'un habitat a été réalisé au niveau du site de Ghardaïa. Il comprend des modules photovoltaïques disposés sur une structure inclinable, d'un groupe électrogène fonctionnant au gaz butane et des batteries de stockage. De nombreux paramètres influant sur le fonctionnement des systèmes hybrides ont été analysés, parmi lesquels la fiabilité de la production d'électricité, la gestion du système, le phénomène de dégradation des éléments, ainsi que les intervalles de maintenance et de remplacement des composants. A travers ce travail, différentes solutions ont été proposées pour la protection et l'amélioration du fonctionnement et de la fiabilité des systèmes hybrides. L'intégration d'un système de gestion et de surveillance pour la fiabilité et la pérennité du système a été assurée à travers l'implémentation de différents scénarios de gestion et de surveillance grâce à l'emploi de microcontrôleurs puissants et rapides. Les résultats collectés sont très satisfaisants.

Mots-clés– Electrification rurale décentralisée, Groupe électrogène, Système photovoltaïque, Système hybride, Fiabilité, Maintenance, Microcontrôleurs.

Abstract: The purpose of the present work is related to study and improvement of the reliability of photovoltaic hybrid systems in a Saharan environment. A test bench of a mini hybrid plant representing a real electrification system of an habitat was realized at the site of Ghardaïa. It includes photovoltaic modules mounted on an inclinable structure and a generator running on butane gas associated with storage batteries. Many parameters affecting the operation of hybrid systems have been analyzed, including: The reliability of the power generation, the management system, the degradation phenomena of the components, and the intervals of maintenance and replacement of components. Through this work, various solutions have been proposed for the protection and improvement the functioning of hybrid systems. The integration of a system for managing and monitoring the reliability and durability of the system was ensured through the implementation of different management scenarios and monitoring through the use of powerful and fast microcontrollers. The collected results are very satisfying.

Keywords – Decentralized rural electrification, Photovoltaic system, Hybrid system, Reliability, Maintenance, Microcontrollers.

Table des matières

Introduction générale	1
Chapitre I : Généralités sur les systèmes énergétiques hybrides	
I.1 Introduction.....	5
I.2 Les enjeux de l'accès à une énergie moderne en Afrique subsaharienne	5
I.3 L'électrification en Algérie	5
I.4 Développement des énergies renouvelables en Algérie	6
I.5 Fourniture d'électricité par systèmes hybrides.....	7
I.6 Conception des systèmes hybrides	7
I.7 Critères techniques des systèmes d'énergies renouvelables hybrides	8
I.8 Dimensionnement et méthodes d'optimisation.....	8
I.9 Conclusion... ..	10
Chapitre II : Composantes des systèmes hybrides et leur fonctionnement	
II.1 Introduction	12
II.2 Composants des systèmes hybrides.....	12
II.2.1 Générateur Photovoltaïque	12
II.2.1.1 Les Cellules photovoltaïques (PV).....	12
II.2.1.1.1 Caractéristiques de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque.....	14
II.2.1.1.2 Influence de l'éclairement sur les cellules photovoltaïques.....	16
II.2.1.1.2.1 Influence de la température sur les cellules photovoltaïques.....	16
II.2.1.1.2.2 Rendement des cellules solaires	17
II.2.1.1.3 Différents types de cellules photovoltaïques.....	18
II.2.1.2 Les modules photovoltaïques.....	19
II.2.1.3 Le photovoltaïque et l'environnement.....	21
II.2.1.4 Le photovoltaïque dans les systèmes hybrides	22
II.2.2 Régulateurs photovoltaïques à MPPT	22
II.2.3 Stockage d'énergie électrique.....	22
II.2.3.1 Classification des moyens de stockage	23
II.2.3.2 Les accumulateurs électrochimiques et leurs caractéristiques.....	24
II.2.3.3 Types d'accumulateurs pour les systèmes énergétiques	26
II.2.3.3.1 Les Accumulateurs au plomb acide.....	26
II.2.3.3.1.1 Composition d'une batterie au plomb	26
II.2.3.3.1.2 Principe de fonctionnement d'une batterie au plomb	27
II.2.3.3.1.3 Méthodes d'évaluation de l'état de la batterie.....	28
II.2.3.3.1.4 Influence de la température.....	29
II.2.3.3.1.5 Modélisation d'une batterie au plomb acide.....	30
II.2.3.3.2 Les Accumulateurs au Nickel- cadmium	30
II.2.3.4 Les batteries et l'environnement	30
II.2.3.5 Les batteries dans les systèmes hybrides	31
II.2.4 Groupe Electrogène.....	31
II.2.4.1 Caractéristiques des composants d'un groupe électrogène	32
II.2.4.1.1 Caractéristiques du moteur thermique.....	32
II.2.4.1.2 Caractéristiques de l'alternateur (Génératrice).....	33
II.2.4.2 Rendement d'un groupe électrogène.....	33
II.2.4.3 Le groupe électrogène et l'environnement.....	34
II.2.4.4 Le groupe électrogène dans les systèmes hybrides.....	35
II.2.5 Onduleurs photovoltaïques.....	35
II.2.5.1 Caractéristiques d'un onduleur.....	35
II.2.5.2 L'onduleur dans les systèmes hybrides.....	37
II.3 Configuration des systèmes Hybride	38
II.3.1 Système hybride à configuration continu (DC).....	38
II.3.2 Système hybride à configuration alternatif (AC)	38

II.3.3	Système hybride à configuration DC-AC	39
II.4	Les pertes d'énergie dans les systèmes hybrides	41
II.4.1	Les pertes de capture	41
II.4.2	Les pertes du système	42
II.5	Conclusion	44
Chapitre III : Fiabilité et maintenance dans les systèmes hybrides		
III.1	Introduction	46
III.2	Sûreté de fonctionnement d'un système	46
III.2.1	Fiabilité d'un système	47
III.2.2	Mécanismes de défaillance	50
III.2.3	Métriques de la sûreté de fonctionnement	51
III.2.4	La maintenance et la maintenabilité	52
III.2.4.1	Définition de la maintenance	52
III.2.4.2	Définition de la maintenabilité	54
III.2.4.3	Différence entre maintenance et maintenabilité	55
III.2.4.4	Les niveaux de maintenance et système de gestion	55
III.2.4.5	L'impact de la maintenance sur la fiabilité d'un système.	56
III.3	Etude de dégradation et amélioration de fiabilité	57
III.3.1	Dégradation des modules photovoltaïques	57
III.3.1.1	Les défaillances et pannes probables des modules photovoltaïques	57
III.3.1.2	Etude de l'influence de la température sur les modules photovoltaïques	60
III.3.1.3	Amélioration du fonctionnement des modules photovoltaïque	63
III.3.1.3.1	Refroidissement des modules photovoltaïques	63
III.3.1.3.2	Correction d'angle d'inclinaison des modules photovoltaïques	64
III.3.1.3.3	Protection des modules des vents de sable et vents violent	65
III.3.1.4	Maintenance et entretien du système photovoltaïque	67
III.3.1.4.1	L'inspection visuelle des modules	67
III.3.1.4.2	Le nettoyage des modules (fréquence variable)	67
III.3.2	Les défaillances et pannes probables des batteries	67
III.3.2.1	Amélioration du fonctionnement des batteries	70
III.3.2.2	Maintenance et entretien des batteries	70
III.3.2.2.1	Traiter et prévenir la sulfatation	70
III.3.2.2.2	Gérer l'autodécharge	71
III.3.2.2.3	Eviter les surcharges	71
III.3.2.2.4	Prendre garde à la corrosion des électrodes	71
III.3.2.2.5	Surveiller les connexions	71
III.3.3	Dégradation et panne du groupe électrogène	71
III.3.3.1	Défaillances et pannes possibles d'un groupe électrogène	71
III.3.3.2	Amélioration du fonctionnement du groupe électrogène	74
III.3.3.2.1	Production d'énergie électrique moyennant un groupe électrogène à gaz	74
III.3.3.2.2	Installation du groupe électrogène	75
III.3.3.2.3	Renforcement du système de refroidissement du groupe électrogène	75
III.3.3.3	Maintenance et entretien d'un groupe électrogène	75
III.3.4	Dégradations sur l'onduleur	76
III.3.4.1	Sources de panne dans les onduleurs	77
III.3.4.2	Amélioration du fonctionnement de l'onduleur	78
III.3.4.3	L'entretien et la maintenance des onduleurs	81
III.3.5	Les défaillances et pannes probables du réseau de câblage, interrupteurs, fusibles	81
III.4	Conclusion	82
Chapitre IV : Conception et économie des systèmes hybrides		
IV.1	Introduction	84
IV.2	Dimensionnement et méthodes d'optimisation	84
IV.2.1	Etude technique des systèmes PV hybrides	85

IV.2.2 Etude économique des systèmes PV hybrides	85
IV.2.2.1 Coût total d'investissement.....	85
IV.2.2.2 Coût annuel.....	86
IV.2.2.3 Le coût de remplacement.....	86
IV.2.2.4 Valeur actuelle des coûts annualisés et la valeur récupérer.....	87
IV.2.2.5 Coûts du cycle de vie (CCV).....	87
IV.2.2.6 Valeurs actuelles nettes (VAN).....	87
IV.2.2.7 Coûts moyens actualisés de l'énergie (COE).....	87
IV.2.2.8 Présentation de l'outil de simulation adopté.....	87
IV.3 Conception et mise en œuvre d'un system hybride photovoltaïque/groupe électrogène	88
IV.3.1 Evaluation des données climatiques.....	88
IV.3.1.1 Les zones climatiques de l'Algérie.....	88
IV.3.1.2 Présentation du site d'étude.....	89
IV.3.2 Estimation des besoins énergétiques d'un foyer a Ghardaïa.....	90
IV.3.2.1 Profil de charge d'une maison.....	91
IV.3.2.2 Évolution de la demande d'énergie électrique.....	92
IV.3.3 Simulation du système hybride adopté.....	92
IV.3.3.1 Résultats de simulation liée au type du groupe électrogène.....	94
IV.3.3.2 Résultats de simulation liée au type du groupe électrogène.....	96
IV.3.4 Analyse Technique et environnementale du système.....	97
IV.3.4.1 Production d'énergie électrique.....	97
IV.3.4.2 Répartition des coûts de l'installation.....	97
IV.3.4.3 Analyse environnementale.....	98
IV.3.5 Réalisation d'un banc d'essai.....	98
IV.4 Conclusion	99
Chapitre V: Surveillance et gestion intelligente des systèmes hybrides	
V.1 Introduction	101
V.2 Concept et stratégie de contrôle	101
V.3 Surveillance et gestion des systèmes hybrides	102
V.3.1 Structure multi-sections adoptée pour le contrôle et la surveillance	102
V.3.1.1 Section Acquisition.....	103
V.3.1.2 Section Supervision.....	103
V.3.1.3 Section Affichage.....	104
V.3.1.4 Section Interrupteur de puissance.....	104
V.3.2 Présentations de la stratégie de gestion de l'énergie	105
V.3.2.1 Fonctionnement en mode normal.....	106
V.3.2.2 Fonctionnant en mode maintenance.....	109
V.4 Implémentation et résultats	109
V.4.1 Réalisation pratique de l'unité de gestion et surveillance	109
V.4.2 Évaluation des performances du système proposé	111
V.4.3 Interprétations des résultats	114
V.4.4 Fonctionnement des alarmes	114
V.5 Conclusion	114
Conclusion générale	115
Bibliographie	117

Nomenclature:

Symbole	Désignation	Unité
PV	Photovoltaïque	-
E_C	Eclairement solaire	W/m ²
W_C	Puissance crête	W
V_{PV}	Tension photovoltaïques	V
I_{PV}	Courant photovoltaïques	A
U_m	Tension maximale	V
I_m	Courant maximal	A
P_m	Puissance maximale	W
V_{co}	Tension en circuit ouvert	V
I_{cc}	Courant de court-circuit	A
R_{sh}	Résistance shunt	Ω
R_s	Résistance série	Ω
η	Rendement	%
FF	Facteur de forme	-
V_{BT}	Tension batterie	V
I_{BT}	Coutant batterie	A
E_L	Demande de charge	Wh
S_D	Jours d'autonomie	-
V_B	Tension de fonctionnement de la batterie	V
T_{cf}	Facteur de correction de température	-
η_B	Rendement charge/décharge	-
SOC	Etat de charge	%
DOD	Profondeur de la décharge	%
DOD_{max}	Profondeur maximale de la décharge	%
PWM	Modulation en largeur d'impulsion	-
T_{BT}	Température batterie	°C
V_{GE}	Tension groupe électrogène	V
I_{GE}	Courant groupe électrogène	A
T_{GE}	Température groupe électrogène	°C
N_{GE}	Niveau de carburant	%
V_{LD}	Tension charge	V
I_{LD}	Courant charge	A
E_{PV}	Energie produite par le générateur photovoltaïque	Wh
E_{BT}	Energie stocké dans les batteries	Wh
E_{GE}	Energie produite par le groupe électrogène	Wh
E_{GED}	Energie du groupe électrogène indirecte	Wh
E_{GEA}	Énergie du groupe électrogène directe	Wh
E_{LD}	Énergie pour charger,	Wh
E_{Pr}	Énergie pour charger primaire	Wh
E_{Sc}	Énergie pour charger secondaire	Wh
E_{Perte}	Pertes d'énergie	Wh
E_{Charge}	Énergie fournie à la charge	Wh
E_{PROD}	Énergie produite par le système en un an	kWh /an

σ	Taux d'auto décharge horaire	% /h
E_L	Demande de charge	w
E_{GEN}	Énergie générée par le système hybride	W
C_m	Capacité totale mesurée	Ah
C_0	Capacité initiale (ou capacité nominale)	Ah
N_s	Nombre de cellules en série	-
N_p	Nombre de cellules en parallèle	-
C_r	Capacité restante	Ah
C_n	Capacité nominale	Ah
C_u	Capacité utilisée	Ah
OND	Onduleur,	-
REG	Régulateur,	-
RED	Redresseur.	-
$C_{CAP, GE}$	Coût d'investissement du groupe électrogène	\$
$C_{CAP, BT}$	Coût d'investissement des batteries	\$
$C_{CAP, CONV}$	Coût d'investissement des convertisseurs	\$
$C_{CAP, INST}$	Coût d'installation	\$
$C_{CAP, ATR}$	Autre coût	\$
$C_{CAP, CHAR}$	Charges supplémentaires à long terme,	\$
$C_{INST, PV}$	Frais d'installation des modules PV,	\$
$C_{INST, BT}$	Frais d'installation des batteries,	\$
$C_{INST, GE}$	Frais d'installation du groupe électrogène,	\$
$C_{INST, CONV}$	Frais d'installation des convertisseurs,	\$
C_{INP}	Coût de l'expédition,	\$
C_{ATR}	Autres coûts,	-
$C_{ANN, TOT}$	Coût total annuel du système,	\$
$C_{ANN, PV}$	Coût annuel de PV,	\$
$C_{ANN, BT}$	Coût annuel des batteries,	\$
$C_{ANN, GE}$	Coût annuel du groupe électrogène,	\$
$C_{ANN, CONV}$	Coût annuel des convertisseurs,	\$
$C_{ANN, CRB}$	Coût annuel du carburant,	\$
$C_{ANN, STS}$	Coût annuel du système,	\$
$C_{ANN, ATR}$	Autres coûts annuel,	\$
$C_{CRB/L}$	Coût du litre de carburant,	\$
Hr_{Groupe}	Les heures de fonctionnement du groupe électrogène,	h
Consommation de carburant	Taux de consommation en carburant du groupe électrogène.	L/h
$C_{REPL, GE}$	Coût de remplacement annuel du groupe électrogène,	\$
C_{GE}	Coût de la révision du groupe électrogène	\$
$C_{REPL, BT}$	Coût de remplacement annuel de la batterie,	\$
C_{BT}	Coût de remplacement de la batterie,	\$
$C_{REPL, CONV}$	Coût de remplacement annuel des convertisseurs,	\$
C_{CONV}	Coût de remplacement des convertisseurs	\$
$C_{REPL, ATR}$	Coût de remplacement annuel autre,	\$
C_{ATR}	Coût de remplacement autre,	\$
PWF	Facteur de la valeur actualisée,	-
F	La future valeur, devise	-
n	La durée de vie des composants, année,	-
i	Taux d'intérêt actuel	% /an
i_f	Taux d'intérêt	% /an
f	Taux d'inflation	% /an
$C_{ANN, PW}$	Valeur actuelle annuel,	\$

$C_{ANN,TOT}$
 A
 $C_{REC,PW}$
 C_{REC}

La valeur annuelle totale,
L'argent annuel (devise),
La valeur actuelle récupérée
La valeur récupérée.

\$
\$
\$
\$

Liste des figures:

Figure II.1: Structure basique d'une cellule photovoltaïque.....	13
Figure II.2: Caractéristiques d'une jonction PN (Diode).....	13
Figure II.3: Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	14
Figure II.4: Caractéristique I(V) d'un module photovoltaïque.....	14
Figure II.5: Influence de l'éclairement sur les cellules photovoltaïques.....	16
Figure II.6: Influence de la température sur les cellules photovoltaïques.....	16
Figure II.7: Puissance de sortie et Rendement photovoltaïque par rapport l'éclairement.	17
Figure II.8: Encapsulation des cellules.....	20
Figure II.9: Cellules, Module, Générateur photovoltaïque.....	20
Figure II.10: Les modules photovoltaïques et l'environnement.....	21
Figure II.11: Diagramme de Ragone	23
Figure II.12: Plage de fonctionnement en tension d'un élément électrochimique.....	24
Figure II.13: Courbes caractéristiques de décharge.....	25
Figure II.14: Construction d'une batterie monobloc.....	26
Figure II.15: Type de plaques des batteries au plomb.	27
Figure II.16: Influence de la température sur la décharge.....	29
Figure II.17: Les batteries usées et l'environnement.....	31
Figure II.18: Groupe électrogène.....	31
Figure II.19: Alternateur pour groupe électrogène.....	33
Figure II.20: Groupe électrogène et l'environnement.....	34
Figure II.21: Schéma d'un onduleur monophasé.....	35
Figure II.22: Forme de signal de sortie d'un onduleur.....	36
Figure II.23: Rendement d'un onduleur photovoltaïque.....	37
Figure II.24: Système hybride a configuration DC.	38
Figure II.25: Système hybride a configuration AC.....	39
Figure II.26: Système hybride a configuration DC-AC.....	39
Figure II.27: Diagramme de flux d'énergie pour un système hybride	44
Figure III.1: Les composantes de la sureté de fonctionnement.....	47
Figure III.2: Courbe de survie ou de fiabilité.....	48
Figure III.3: Courbe en baignoire.....	49
Figure III.4: Les mécanismes de défaillances.....	50
Figure III.5: Durées moyennes associées à la Sûreté de Fonctionnement.	51
Figure III.6: Détermination expérimentale des différentes caractéristiques d'un équipement....	52
Figure III.7: Les différents types de maintenance.....	53
Figure III.8: L'impact de la maintenance sur la fiabilité des équipements.....	56
Figure III.9: Banc d'essai de dégradation photovoltaïque.....	61
Figure III.10: Les défauts visibles sur les modules.	61
Figure III.11: Variation de température des modules durant le 20(A), 21(B), 22(C) Mai 2012...	62
Figure III.12: Comparaison caractéristiques I(V) et P(V) (E= 986W/m ² et T= 32,62°C).....	62
Figure III.13: La conception de refroidissement des modules photovoltaïque.....	63
Figure III.14: Angle d'incidence sur un module photovoltaïque.....	64
Figure III.15: Correction d'angle d'inclinaison saisonnière.....	65
Figure III.16: Circulation d'air à travers les modules photovoltaïques.....	66
Figure III.17: Conception du support des modules photovoltaïques.....	66
Figure III.18: Réalisation du support des modules photovoltaïques.....	66
Figure III.19: Schéma d'un local pour groupe électrogène.....	75
Figure III.20: Commutation des interrupteurs de puissance dans onduleur.....	78
Figure III.21: Schéma synoptique de l'onduleur.....	79
Figure III.22: Principe Pont de puissance a transistor.....	79
Figure III.23: Principe de génération de la PWM.....	79
Figure III.24: Allure des signaux de contrôle.....	80
Figure III.25: Banc d'essai de l'onduleur réalisé	80
Figure III.26: Allure des signaux générés à la sortie de la carte de commande.....	80
Figure III.27: Allure des signaux générés à la sortie de la partie puissance	81

FigureIV.1: Conception des systèmes hybrides.....	84
FigureIV.2: Les zones climatiques de l'Algérie.....	88
FigureIV.3: Emplacement géographique du site d'étude.....	89
FigureIV.4: Variations de l'éclairement et de la température durant l'année 2012.....	90
FigureIV.5: Profil de charge d'une habitation (site de Ghardaïa).....	92
FigureIV.6: Configuration du Système Hybride étudié.....	93
FigureIV.7: Impacte de la technologie du groupe électrogène sur les coûts.....	95
FigureIV.8: Impacte de l'inclinaison des modules photovoltaïques sur les coûts.	96
FigureIV.9: Répartition des coûts de l'installation.....	97
FigureIV.10: Certaines images du banc d'essai réalisé.....	98
FigureV.1: Schéma l'unité de gestion et de contrôle proposé.....	103
FigureV.2: Bloc d'interconnexion entre les sources et les charges.....	104
FigureV.3: Schéma synoptique l'unité de commande et de gestion.....	105
FigureV.4: Signaux de control des commutateurs pour différents états.....	106
FigureV.5: Organigramme du programme 1 de gestion et de surveillance.....	107
FigureV.6: Organigramme du programme 2 de gestion et de surveillance.....	108
FigureV.7: Circuit Electronique du système proposé (Unité de contrôle et de gestion).....	110
FigureV.8: Prototype expérimental de l'unité de gestion et de surveillance.....	110
FigureV.9: Interface d'identification du mode de fonctionnement.....	111
FigureV.10: Fonctionnement du système durant la journée du 22 Février 2013.....	112

Liste des tableaux:

Tableau I.1: Combinaison des systèmes hybrides.....	7
Tableau I.2: Dimensionnement et optimisation des systèmes hybrides autonomes.....	8
Tableau II.1: Les cellules photovoltaïques d'aujourd'hui..	18
Tableau II.2: Les cellules photovoltaïques de demain.....	19
Tableau II.3: Formes d'énergies intermédiaires de stockage.....	23
Tableau II.4: Avenages et inconvénients de différentes configurations	40
Tableau III.1: Défaillances et pannes du générateur photovoltaïque.....	57
Tableau III.2: Caractéristiques électriques du module UDTS50.....	60
Tableau III.3: Angle d'inclinaison optimale mensuelle.....	65
Tableau III.4: Angle d'inclinaison optimale saisonnière.....	65
Tableau III.5: Défaillances et pannes des batteries	68
Tableau III.6: Défaillances et pannes du groupe électrogène.....	72
Tableau III.7: Comparaison des coûts de fonctionnement des différents groupes électrogènes...	74
Tableau III.8: Les opérations de maintenance	76
Tableau III.9: Dysfonctionnement et pannes de l'onduleur.....	77
Tableau III.10: Défaillances et pannes du réseau de câblage, interrupteurs, fusibles.....	82
Tableau IV.1: Estimation de l'énergie consommée quotidiennement.....	91
Tableau IV.2: Paramètres des composants du système.....	93
Tableau IV.3: Energie annuelle produite.....	97
Tableau IV.4: Emission des polluants atmosphériques.....	98
Tableau V.1: Tension aux bornes des batteries affichées par l'unité de contrôle.....	112

Introduction générale

Introduction générale

De nos jours la couverture du réseau électrique conventionnel ne cesse de s'étendre, mais il reste désespérément des zones inaccessibles par leur éloignement, comme les régions rurales ou désertiques [1], qui font augmenter la facture du raccordement [2]. Les solutions autonomes et décentralisées offrent donc une alternative pertinente pour permettre aux populations de ces zones d'accéder à l'électricité. Aujourd'hui, le générateur diesel est la technique la plus utilisée pour l'électrification décentralisée. Néanmoins, les coûts d'approvisionnement en carburant sont très élevés et augmentent progressivement avec l'éloignement. L'Algérie ayant lancé dernièrement un important programme en énergies renouvelables [3,4], nous avons donc à trouver une manière de remplacer les groupes électrogènes qui sont très utilisés dans nos régions désertiques. Les sources d'énergie d'origine renouvelables (solaire, éolien, ...) offrent donc une alternative réaliste pour l'électrification de ces régions éloignées.

Au cours de cette dernière décennie, le recours aux énergies renouvelables a contribué d'une manière efficace à résoudre les problèmes dus à l'approvisionnement en énergie, non seulement au regard de critères écologiques, mais aussi en raison de leur structure décentralisée. Une des caractéristiques qui limite l'utilisation des énergies renouvelables est liée à la variabilité de leurs ressources [5]. Les fluctuations de la charge selon les périodes journalières ou annuelles ne sont pas forcément proportionnelles avec les ressources. Ainsi, l'association de plusieurs sources (mode hybride) s'avère nécessaire pour couvrir les besoins en énergie électrique durant toute l'année [6]. Afin d'assurer l'équilibre production consommation, des systèmes de stockage d'énergie sont indispensables. De plus, des sources d'énergie complémentaires telles que les groupes électrogènes sont sollicités en cas de manque d'énergies renouvelables.

Le processus de design associé à ces systèmes est toutefois un problème relativement complexe puisqu'il implique la nécessité de considérer à la fois le dimensionnement, les stratégies d'opération et la fiabilité du système qui est l'un des paramètres les plus importants de la sûreté de fonctionnement [7], car tout système photovoltaïque hybride qui fonctionne dans un milieu hostile tel que le désert est plus susceptible de tomber en panne. Des composants le constituant peuvent être en dysfonctionnement ou en panne, ce qui influe sur le reste de l'installation et à la fourniture de l'énergie électrique.

Dans ce contexte, l'apport envisagé avec ce travail est de contribuer à l'amélioration de la fiabilité des systèmes hybrides photovoltaïques en milieu saharien. Ceci se fera par l'intégration d'outils garantissant l'utilisation optimale de l'énergie en favorisant les énergies renouvelables et assurant la sécurité des composants du système hybride [8].

En site isolé, les systèmes de production hybrides doivent réaliser deux objectifs: premièrement, assurer l'autonomie énergétique du site, par la maîtrise de la production et la consommation d'énergie; et deuxièmement, la rentabilité économique et écologique, en récupérant certes le plus possible d'énergie à un moment donné, mais aussi en maximisant la durée de vie et la fiabilité des composants du système hybride. Nous choisissons donc de nous concentrer sur la gestion et la surveillance des systèmes hybrides de production d'électricité en site isolé, qui valident ces deux objectifs avec de meilleures performances que les solutions usuelles.

La région de Ghardaïa située au centre de la partie nord du Sahara algérien, à 600 km au sud d'Alger, offre un potentiel énergétique solaire très important. La majorité des sites situés dans cette région pourraient être considérés comme sites isolés vue leur superficie immense et leur éloignement par rapport à tout réseau électrique. Par ailleurs, cette partie désertique est de plus en plus peuplée. Tenant compte de ces paramètres, la région de Ghardaïa a été choisie pour l'étude.

Cette thèse est organisée en cinq chapitres:

Le premier chapitre est consacré aux notions générales sur l'énergie et ces applications. Nous présentons aussi des généralités sur les systèmes énergétiques hybrides et leurs configurations.

Afin de faire un choix argumenté d'architecture et de dimensionnement du système, nous exposons dans le second chapitre, les différents composants d'un système hybride et leurs fonctionnements. Cette étude nous a permis de bien comprendre la physique de tels systèmes et de mieux analyser leurs faiblesses pour pouvoir les corriger.

Le troisième chapitre est consacré à la fiabilité et maintenance dans les systèmes hybrides. Nous rappellerons certains concepts de fiabilité et de maintenance, non seulement pour introduire certaines définitions de la sûreté de fonctionnement, mais également pour mettre en évidence l'ampleur de l'effort nécessaire pour mettre en place un système de maintenance et l'amélioration de la fiabilité.

Le couplage des sources d'énergies et en particulier des systèmes photovoltaïques et des groupes électrogènes est une des solutions pour assurer la fiabilité de production d'énergie électrique. Toutefois, le dimensionnement est un problème relativement complexe.

Dans le quatrième chapitre, la conception et l'évaluation économique d'un système photovoltaïque hybride est effectué. Le projet vise à étudier et optimiser les systèmes hybrides photovoltaïque/groupe électrogène avec stockage en intégrant des concepts innovants pour la construction et la mise en œuvre d'un tel système dans un milieu saharien.

Dans le cinquième chapitre, une architecture novatrice, s'appuyant sur un système de gestion et de surveillance est proposée, afin de maximiser la production et la durée de vie du système. Nous exposons ainsi les différents algorithmes et les types de commandes utilisés pour mettre en œuvre un tel système. Après avoir confronté les différentes solutions de contrôle et de surveillance, nous définirons en détails le système étudié et les solutions mises en œuvre.

Chapitre I :

**Généralités sur les systèmes
énergétiques hybrides**

I.1 Introduction

Les problèmes d'approvisionnement en énergie rencontrés à travers le monde ont un effet certain sur la destruction de l'environnement et du changement climatique résultant. C'est aussi une conséquence de la croissance de la consommation et de l'épuisement des ressources fossiles, avec une consommation mondiale accrue en particulier en ce qui concerne l'énergie électrique. Par conséquent, les solutions recherchées doivent être techniquement et économiquement réalisables, en respectant les exigences en matière de fiabilité et de durabilité.

I.2 Les enjeux de l'accès à une énergie moderne en Afrique subsaharienne

Actuellement, le taux moyen d'accès à l'électricité dans les zones subsahariennes est d'environ 16% des foyers au total, dont moins de 5 % en zones rurales [9]. Depuis quelques années, si le pourcentage a favorablement évolué, le nombre de personnes n'ayant pas accès à l'électricité a quant à lui augmenté, en raison de la croissance démographique.

Ainsi l'infrastructure électrique, n'atteint généralement que moins de 20 % des localités, et ne permet donc pas de soutenir un développement économique et social durable des usages productifs (Irrigation pour l'agriculture,...etc.) ni des services sociaux de base (Dispensaires) sur l'ensemble du territoire. La question démographique et migratoire rend cet enjeu de l'accès à l'énergie d'autant plus complexe que les populations vivant dans des petites localités isolées et coûteuses à électrifier, vont tendre à s'établir dans des villes secondaires, dotées d'infrastructures économiques et sociales favorables.

Aujourd'hui, le modèle institutionnel d'une agence et/ou un fonds chargé(e) selon les cas, de concevoir, développer et/ou exploiter des systèmes électriques en milieu rural et/ou semi urbain s'est imposé. On observe néanmoins que les pays ayant conservé leur société nationale d'électricité historique présentent aujourd'hui les taux d'accès à l'électricité les plus élevés.

I.3 L'électrification en Algérie

Le projet d'électrification suivi par Sonelgaz permettra d'améliorer les conditions de vie des populations particulièrement en milieu rural et saharien [10]. Le but visé est l'accroissement de l'accès des populations au service de l'électricité. L'effort intense d'électrification depuis l'indépendance a eu pour résultat la réalisation de réseaux de grande capacité et le raccordement des foyers touchant la totalité des régions.

L'introduction de l'électricité dans les zones rurales répondait à un impératif de justice sociale et de développement rural. Cet objectif s'est matérialisé par la réalisation et l'extension d'un réseau à moyenne et basse tension important. Durant l'année 2000, 55,4 milliards de DA ont été dépensés pour réaliser 120 000 Km de réseaux et raccorder 1,6 millions de foyers.

Dans les zones rurales et éloignées, une extension du réseau électrique exigerait des investissements financiers extrêmement importants et inadaptés à la situation. Les solutions autonomes et décentralisées offrent donc une alternative pertinente pour permettre aux populations rurales d'accéder à l'électricité.

I.4 Développement des énergies renouvelables en Algérie

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de demain.

A la faveur de ce programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétique et économique menées par l'Algérie : d'ici 2030, environ 40% de la production d'électricité destinée à la consommation nationale sera d'origine renouvelable [11]. Ce programme pris en charge principalement par le Ministère de l'Énergie est entré dans sa phase d'opérations pilotes, notamment avec la mise en service en 2014 d'une centrale photovoltaïque de 1.1 méga watts à Ghardaïa et d'une centrale éolienne de 10 méga watts à Adrar en plus de la centrale hybride gaz solaire de Hassi R'mel d'une capacité de 250 MW dont 25 MW en solaire déjà opérationnelle depuis juin 2011. Une vingtaine de centrales solaires d'une puissance globale de près de 400 MW seront installées en 2014 et un grand nombre de ces centrales seront opérationnelles d'ici fin 2014. D'autres centrales photovoltaïques, éoliennes et solaires à concentration seront installées progressivement d'ici 2030. L'électricité fournie a permis d'améliorer les conditions de vie de ces populations, de renforcer leur sédentarisation, de valoriser leurs terres...etc.

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Comparativement, les potentiels en éolien, en biomasse, en géothermie et en hydroélectricité sont beaucoup moins importants. Dans l'objectif de l'optimisation des moyens de production d'électricité existants au sud et de la promotion des nouvelles filières de production d'électricité que la société SKTM (Shariket Kahraba oua Takat Moutadjadida) [11] a été créée. Cette filiale de Sonelgaz est chargée, principalement : de l'exploitation des réseaux d'énergie électrique isolés du sud et des énergies renouvelables, du développement des infrastructures électriques du parc de production des réseaux isolés du sud (Diesel et autre), de l'exploitation, et la gestion des centrales électriques relevant de son champ de compétence.

I.5 Fourniture d'électricité par systèmes hybrides

La nature nous offre des sources d'énergie gratuites, inépuisables, disponibles dans toutes les régions, c'est les énergies renouvelables. Les énergies les plus sollicitées sont l'énergie photovoltaïque et éolienne [7,8]. L'évolution des technologies des composants rend la capture et la conversion de ces énergies de plus en plus rentable et donc leurs utilisations deviennent économiquement compétitives par rapport aux sources traditionnelles. En raison de la dépendance de leur production avec les conditions météorologiques, ces sources sont intermittentes. Ainsi, l'association de plusieurs sources (mode hybride) s'avère nécessaire pour couvrir les besoins en énergies électriques durant toute l'année. Afin d'assurer l'équilibre production consommation, des systèmes de stockage d'énergie sont indispensables. De plus, des sources d'énergie complémentaires, telles que les groupes électrogènes sont sollicitées en cas de manque d'énergies renouvelables.

I.6 Conception des systèmes hybrides

Les systèmes hybrides ouvrent la possibilité d'utiliser les avantages des ressources renouvelables en combinaison avec les ressources énergétiques classiques. Plusieurs travaux de recherche ont été menés sur les systèmes hybrides par rapport à la conception, l'analyse des performances, la mise en œuvre, et d'autres paramètres d'importance. Ces études affichent un développement significatif de ces systèmes au cours de ces dernières années. Sur la base des documents examinés, une multitude de combinaison est possible dans les systèmes hybrides à savoir: le photovoltaïque, l'éolien, les piles à combustible, les batteries, l'électrolyseur et le groupe électrogène. Selon le potentiel des ressources renouvelables disponible et le but d'utilisation de ce type de système dans la région d'étude ; différentes configurations sont représentées au tableau I.1.

Tableau I.1: Combinaison des systèmes hybrides.

Systèmes hybrides autonomes	Références
Photovoltaïque /Piles à combustible- Super condensateur	Zandi et al., 2011
Photovoltaïque /Eolien /Micro turbine /Batteries	Kalantar & Mousavi G, 2010
Photovoltaïque /Diesel /Batteries	Mondal & Denich, 2010; Shaahid & Elhadidy, 2003 ; Al-Hadhrami, 2010
Photovoltaïque /Eolien /Diesel	Bouzguenda, 2012 ; McGowan & Manwell, 1999
Photovoltaïque /Eolien /Piles à combustible	Kashefi Kaviani, et al., 2009
Photovoltaïque /Piles à combustible	Hwang, Lai, Wu, & Chang, 2009

Photovoltaïque /Eolien /Piles à combustible /Electrolyseur /Batteries	Dufo-López & Bernal-Agustín, 2008
Photovoltaïque /Eolien /Piles à combustible /Electrolyseur /Batteries	Caisheng & Nehrir, 2008
Photovoltaïque / Piles à combustible-Electrolyseur	El-Shatter, Eskandar, & El-Hagry, 2002
Photovoltaïque /Piles à combustible /Electrolyseur /Batteries	Ulleberg & Morner, 1997

D'autres possibilités ont également suscité l'intérêt hybride (Par exemple, la biomasse, tours solaires, systèmes de marée et vagues,...) [25,26].

I.7 Critères techniques des systèmes d'énergies renouvelables hybrides

En raison de caractéristiques intermittentes du rayonnement solaire et de la vitesse du vent influent sur la production d'énergie, l'analyse de la fiabilité du système énergétique doit être prise en considération. La fiabilité est une fonction pour évaluer les critères techniques du système hybride. Un système fiable a été défini comme un système qui peut alimenter la demande de charge sans défaillance pendant une certaine période. Selon Kashefi Kaviani, [19], la fiabilité du système hybride est liée directement au dimensionnement et à la fiabilité des composants.

I.8 Dimensionnement et méthodes d'optimisation

L'optimisation des systèmes hybrides à énergies renouvelables, s'intéresse au processus de sélection de la meilleure configuration de composants et de leurs dimensionnements, compte tenu de l'efficacité, de la fiabilité et du rapport coût/efficacité du système en appliquant la stratégie d'évaluation appropriée.

En raison de la disponibilité stochastique des énergies renouvelables, la conception et l'optimisation d'un système fiable d'un point de vue à la fois technique et économique est toujours nécessaire. À cet égard, des outils logiciels sont largement utilisés pour la simulation, l'optimisation et le dimensionnement des systèmes énergétiques hybrides [27,28]. Les outils logiciels couramment utilisés sont: HOMER, Hybrid2, HYBRIDE, iHOGA, PVSYSY, SOMES, RAPSIM, SOLSIM, Insel, PV-DESIGN, RSHAP, ORIENTE.

Le tableau I.2 représente les études examinées dans le dimensionnement et l'optimisation des systèmes hybrides autonomes de 2002 à 2014.

Tableau I.2: Dimensionnement et optimisation des systèmes hybrides autonomes.

Année de publication	Méthode	Ressources hybrides	Système de stockage et d'appoint	Étude de cas	Auteurs
2014	HOMER	Photovoltaïque	Batteries groupe électrogène	Algérie	Adouane M, Haddadi M, Touafek K, AitCheikh S [8]
2013	Logique floue Simulink	Photovoltaïque Eolienne	Batteries Fuel-Cell	Inde	Saravanan S, Thangave S. [29]
2013	Simulink/Matlab	Photovoltaïque	Batteries	Japon	Kaji K, et al. [30]
2012	Algorithme génétique	Photovoltaïque	Batteries Fuel-Cell	Iran	Mohammadi, et al. [31]
2012	HOMER	Photovoltaïque Eolienne	Diesel	Arabie Saoudite	Shafiqur Rehman, Mahbub Alam, Meyer, & Al-Hadhrami [32]
2012	Mathématique	Photovoltaïque Eolienne	Fuel-Cell Diesel	Grèce	Panapakidis, Sarafianos, & Alexiadis [33]
2012	Simulink /MATLAB	Photovoltaïque Eolienne	Batteries Fuel-Cell	Turquie	Dursun & Kilic [34]
2012	Logique floue / MATLAB TRNSYS	Photovoltaïque Eolienne	Batteries Fuel-Cell	Grèce	Kyriakarakos, Dounis, Arvanitis, & Papadakis [35]
2012	Simscape/ MATLAB	Photovoltaïque Eolienne	Batteries Fuel-Cell	Turquie	Dursun, Acarkan, & Kilic [36]
2012	RSHAP	Photovoltaïque	Batteries Fuel-Cell	Australie et Etats-Unis	Andrews & Shabani [37]
2012	Algorithme de simulation	Photovoltaïque Eolienne	Batteries	Grèce	J. K. Kaldellis, Zafirakis, & Kavadias [38]
2011	Algorithme de simulation	Photovoltaïque Eolienne	Batteries	Algérie	Kaabeche, et al. [39]
2010	HOMER	Photovoltaïque	Batteries Diesel	Bangladesh	Kumar Nandi & Ranjan Ghosh [40]
2010	HOMER	Photovoltaïque	Batteries	Inde	Chaurey & Kandpal [41]
2010	ORIENTE	Photovoltaïque	Fuel-Cell	France	Darras, et al. [42]
2009	iHOGA	Photovoltaïque	Batteries Diesel	Bangladesh	Bala & Siddique [43]

2009	HOMER	Photovoltaïque	Batteries Diesel	Arabie Saoudite	Shaahid & El-Amin [44]
2009	HOMER	Eolienne	Diesel	Oman	Al-Badi & Bourdoucen [45]
2008	Mathématique	Photovoltaïque Eolienne	Batteries	Corse	Diaf, Notton, Belhamel, Haddadi, & Louche [46]
2008	Simulink /MATLAB	Photovoltaïque	Batteries Fuel-Cell	Maroc	Lagorse, Simões, Miraoui, & Costerg [47]
2006	Algorithme génétique	Photovoltaïque Eolienne	Batteries Groupe Fuel-Cell	Espagne	Dufo-López, Bernal-Agustín, & Contreras, [48]
2005	iHOGA	Photovoltaïque	Batteries Diesel	Espagne	Dufo-López & Bernal-Agustín [49]
2005	Logiciel spécifique	Eolienne	Fuel-Cell	Grèce	Ntziachristos, Kouridis, Samaras, & Pattas [50]
2004	Procédé assisté par ordinateur	Photovoltaïque	Batteries Diesel	Palestine	Mahmoud & Ibrik [51]
2002	HOMER	Photovoltaïque Eolienne	Batteries	Royaume-Uni	A.N [52]

On peut voir que les outils logiciels sont couramment utilisés pour l'analyse technico-économique des systèmes hybrides autonomes. Cependant HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) est à ce jour l'outil le plus utilisé pour l'analyse des coûts, l'analyse de la sensibilité et la validation des systèmes énergétiques hybrides. Il est produit par le National Renewable Energy Laboratory, Etats-Unis [28].

I.9 Conclusion

Compte tenu de la situation énergétique actuelle, il devient primordial d'apprendre à consommer plus efficacement l'énergie. L'utilisation de sources d'énergies renouvelables nécessite le choix d'une architecture hybride appropriée,

Dans ce qui suit, la combinaison Photovoltaïque /Batterie /Groupe électrogène est choisie aux fins de la production d'électricité d'énergie électrique dans les sites isolés et sahariens. En outre, selon les revues de la littérature, et en tenant compte de la configuration des systèmes optimaux qui sont rentable en Algérie.

Chapitre II :

Composantes des systèmes

hybrides et leur

fonctionnement

II.1 Introduction

Les systèmes hybrides sont utilisés le plus souvent dans des sites éloignés qui se caractérisent par un climat aride tel que le Sahara Algérien où le potentiel solaire est important. L'objectif de ces systèmes, lorsqu'ils travaillent en mode autonome, est d'alimenter sans interruption une maison ou un village [53]. Les systèmes autonomes contiennent souvent des batteries [54] mais aussi d'autres dispositifs de production d'énergie électrique. Dans notre cas, le système photovoltaïque hybride étudié est une combinaison de modules photovoltaïques avec un groupe électrogène associé à des accumulateurs chimiques.

II.2 Composants des systèmes hybrides

Les sections suivantes décrivent les différents composants d'un système hybride et comment leurs interactions peuvent être mises en place et contrôlées. L'objectif est de donner une compréhension de l'interaction des composants complexes dans un système hybride.

II.2.1 Générateur Photovoltaïque

L'énergie solaire nous est transmise sous la forme d'ondes électromagnétiques, bien que ce soit sous son aspect corpusculaire (les photons) que la lumière intervient dans la conversion photovoltaïque (Effet photovoltaïque).

L'effet photovoltaïque a été découvert par le physicien français A. Becquerel en 1839. Le mot «Photovoltaïque» vient du mot «Photo» (du grec «Phos» qui signifie «Lumière») et du mot «Volt» (patronyme du physicien Alessandro Volta qui a contribué de manière très importante à la recherche en électricité) [55]. La lumière solaire (photons) transmet son énergie aux électrons contenus dans un semi-conducteur (qui constitue une cellule photovoltaïque).

Le spectre solaire est très étendu, depuis les rayonnements radio jusqu'au rayon X, seulement une petite partie de ce spectre sera converti par les cellules solaires (du domaine visible jusqu'au proche de l'infrarouge selon le type de cellule solaire).

II.2.1.1 Les Cellules photovoltaïques (PV)

Une cellule photovoltaïque est un dispositif semi-conducteur qui peut convertir l'énergie solaire en courant électrique continu à travers l'effet photovoltaïque. Cette cellule est constituée d'au moins deux couches de matériau semi-conducteur. Une couche a une charge positive et l'autre de charge négative [55,56]. Lorsque la lumière pénètre dans cette cellule, une partie des photons de la lumière sont absorbés par les atomes du semi-conducteurs, en libérant des électrons de la couche négative pour s'écouler à travers un circuit externe et à l'arrière dans la couche positive. Ce flux d'électrons produit un courant électrique. La figure II.1 montre une construction d'une cellule photovoltaïque.

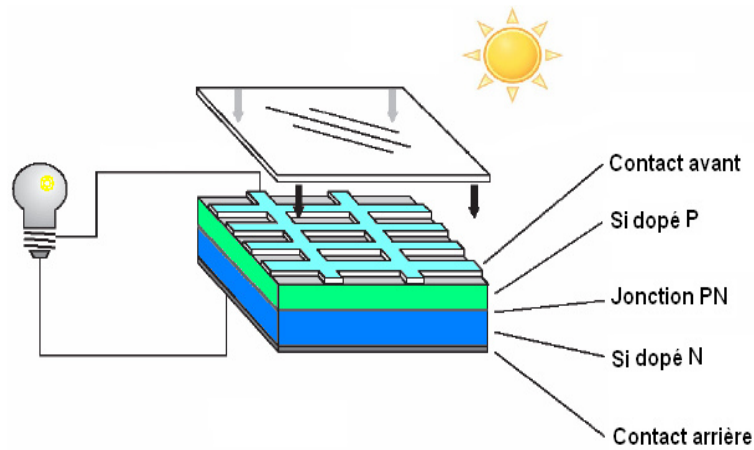


Figure II.1: Structure basique d'une cellule photovoltaïque.

Plusieurs types de cellules sont utilisées ou sous étude, elles comprennent du silicium monocristallin, du silicium polycristallin, du silicium amorphe (a-Si), de l'arséniure de gallium (GaAs), du tellure de cadmium, ou une combinaison de deux matériaux ou plus dans une cellule composée.

En principe, une cellule solaire est une diode au silicium de grande surface. La figure II.2 montre le symbole du schéma pour une diode ainsi que sa caractéristique.

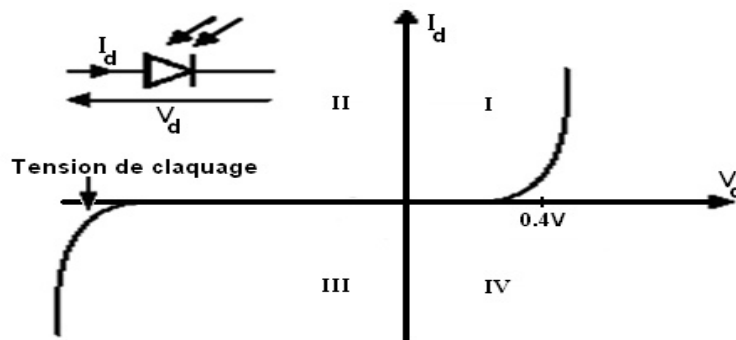


Figure II.2: Caractéristiques d'une jonction PN (Diode).

La caractéristique d'une diode est définie par l'équation II.1.

$$I_d = I_0 \cdot \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad \text{II.1}$$

Sans éclairage, le comportement d'une cellule PV est semblable à celui d'une mauvaise diode. Lorsqu'une lumière atteint sa surface, des porteurs de charges sont créés en raison de l'effet photovoltaïque. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.7 V en fonction des matériaux utilisés ainsi que la température et le degré de vieillissement de cette cellule [57]. La figure II.3 décrit le schéma du circuit équivalent d'une cellule solaire.

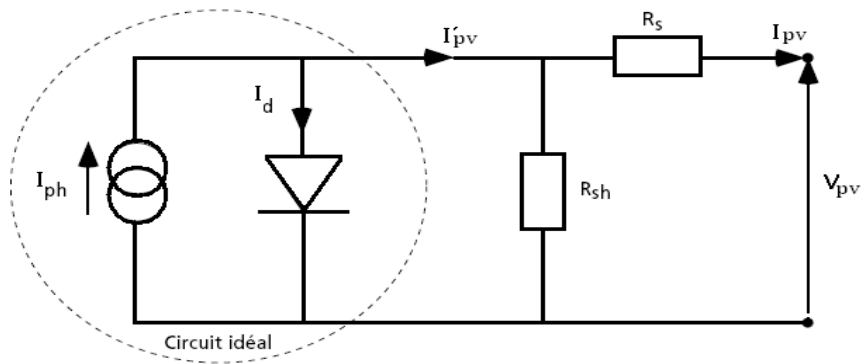


Figure II.3: Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.

Lorsque la cellule est éclairée, elle présente la particularité de pouvoir fonctionner en générateur, en produisant un courant de court-circuit proportionnel à l'éclairement. Pour une cellule idéale ce comportement peut être décrit par l'équation électrique suivante :

$$I'_{pv} = I_{ph} - I_d = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) \quad \text{II.2}$$

Cette représentation schématique de la photopile est idéalisée. Une photopile comporte en réalité une résistance série (R_s) et une résistance en dérivation ou shunt (R_{sh}). Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique $I(V)$ de la cellule.

- La résistance série est la résistance interne de la cellule; elle dépend principalement de la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles;
- La résistance shunt est due à un courant de fuite au niveau de la jonction; elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée.

II.2.1.1.1 Caractéristiques de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque

La cellule photovoltaïque possède une caractéristique $I(V)$ non linéaire (Figure II.4).

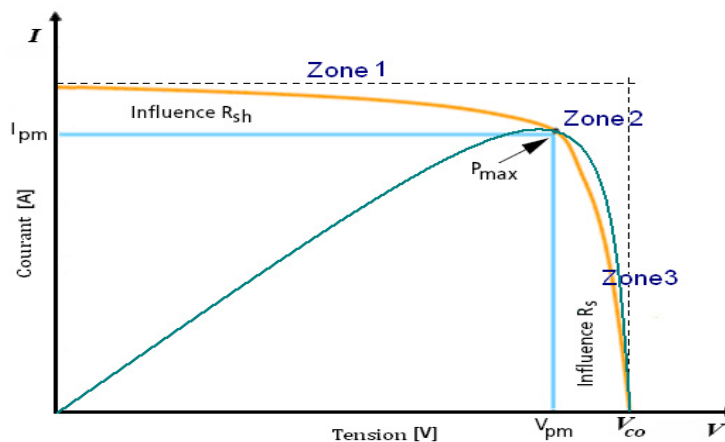


Figure II.4: Caractéristique $I(V)$ d'un module photovoltaïque.

Avec un éclairage constant, la tension de sortie d'un module photovoltaïque chute s'il est appelé à fournir plus de courant. La puissance maximale se produit à environ 80% de la tension de circuit ouvert.

La caractéristique $I(V)$ d'une cellule photovoltaïque est composée essentiellement de 3 zones:

- Une zone assimilable à un générateur de courant I_{cc} proportionnel à l'irradiation, d'admittance interne pouvant être modélisée par $1/R_{sh}$ (Zone 1),
- Une zone assimilable à un générateur de tension V_{co} d'impédance interne équivalente à la résistance série R_s (Zone 3),
- Une zone où l'impédance interne de la cellule varie très fortement (Zone 2). C'est dans cette zone que se situe le point de fonctionnement à puissance maximale P_{max} , caractérisé par le couple (V_{pm}, I_{pm}) .

D'où, les différents paramètres à prendre en considération dans un module photovoltaïque [56]:

- **Caractéristique $I(V)$:** Courbe représentant le courant 'I' débité par la cellule en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- **Tension à vide V_{co} :** Tension aux bornes de la cellule en l'absence de tout courant, pour un éclairage "plein soleil".
- **Courant de court-circuit I_{cc} :** Courant débité par la cellule en court-circuit pour un éclairage "plein soleil".
- **Puissance crête P_c :** la puissance maximale produite par une cellule photovoltaïque dans les conditions standards : ensoleillement de 1000 W/m^2 à l'horizontale, température ambiante de 25°C , masse d'air optique (AM) égale à 1,5.
- **Point de fonctionnement optimum:** Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil, $P_{max} = V_{pm} \cdot I_{pm}$.
- **Rendement maximal:** Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- **Facteur de forme:** Rapport entre la puissance optimale P_{max} et la puissance maximale que peut avoir la cellule : V_{co}, I_{cc} .

L'éclairage et la température sont deux paramètres extrêmement importants dans le comportement des cellules solaires. Ils influent énormément sur la caractéristique $I(V)$ de la cellule solaire. D'où, l'importance de la connaissance de l'influence de l'éclairage et de la température pour optimiser les performances des systèmes photovoltaïques puisqu'ils sont exposés au rayonnement solaire.

II.2.1.1.2 Influence de l'éclairement sur les cellules photovoltaïques

La figure II.5 présente un exemple des courbes $I(V)$ pour différents niveaux d'éclairement.

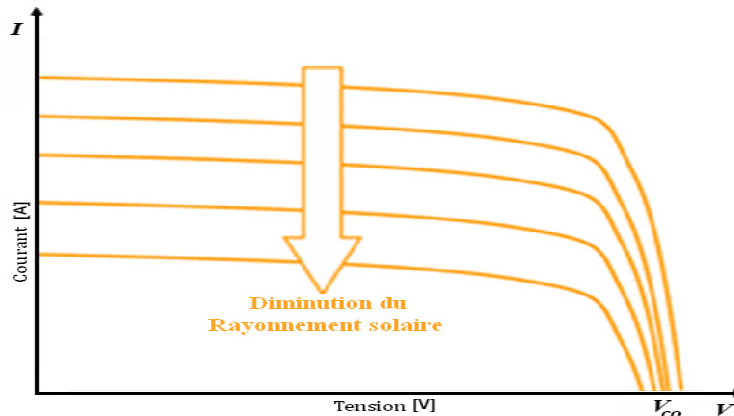


Figure II.5: Influence de l'éclairement sur les cellules photovoltaïques.

On remarque que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Le courant de court-circuit I_{cc} est directement relié au nombre de photons absorbés par le matériau semi-conducteur. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions, elle reste quasiment identique même à faible éclairement.

II.2.1.1.2.1 Influence de la température sur les cellules photovoltaïques

La figure II.6 présente des courbes courant-tension pour différentes températures de fonctionnement:

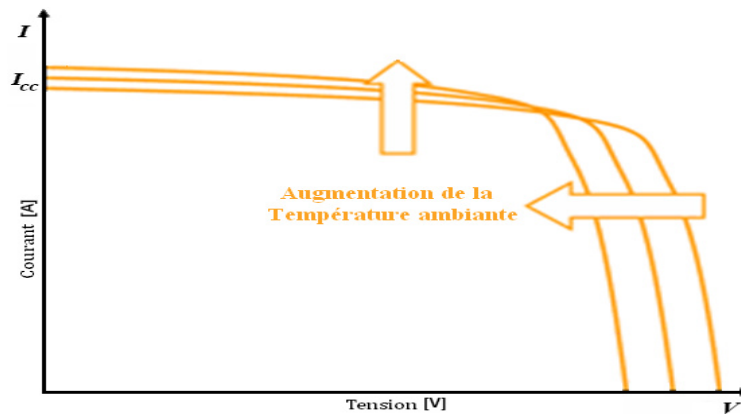


Figure II.6: Influence de la température sur les cellules photovoltaïques.

On remarque que la température a une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, car lorsque la température augmente, la bande interdite du semi-conducteur intrinsèque se rétrécit, et la tension en circuit ouvert (V_{co}) diminue. Dans le même temps, la largeur de bande interdite plus faible permet d'absorber davantage d'énergie incidente, car un plus grand pourcentage de la lumière incidente a suffisamment d'énergie pour élever des porteurs de charge à partir de la bande de valence à la bande de conduction.

Lors du dimensionnement d'une installation photovoltaïque, la variation de la température du site sera impérativement à prendre en compte.

II.2.1.1.2 Rendement des cellules solaires

La puissance nominale de la cellule est mesurée dans des conditions d'essai standard (STC), c'est à dire à une intensité d'irradiation du CIST=1000W/m², température de cellule T_{cell}=25 ° C et la masse d'air AM = 1,5 et signalé en watts crête W_c. Un des paramètres important extrait à partir de la caractéristique I(V), pour qualifier la qualité d'une cellule ou d'un générateur PV, est le facteur de forme ou filling factor (FF). Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée P_{max} et la puissance formée par le rectangle I_{cc}*V_{oc}. Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales [22]. Il est défini par la relation suivante:

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} * I_{cc}} \quad \text{II.3}$$

Le rendement η des cellules PV désigne le rendement de conversion en puissance. Il est défini comme étant le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule et la puissance lumineuse incidente, P_{in}.

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{FF * I_{cc} * V_{co}}{P_{in}} \quad \text{II.4}$$

Ce rendement peut être amélioré en augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension à circuit ouvert. Le rendement de conversion est un paramètre essentiel. En effet, la seule connaissance de sa valeur permet d'évaluer les performances de la cellule.

La figure suivante montrent les mêmes informations que celles ci-dessus, mais sous une forme légèrement différente montrant comment une température accrue réduit le rendement d'une cellule photovoltaïque.

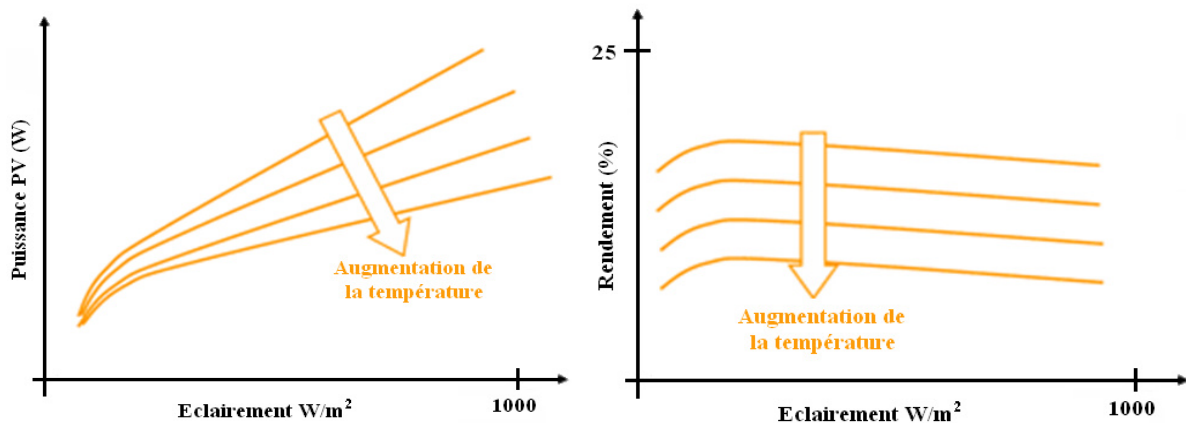


Figure II.7: Puissance de sortie et rendement photovoltaïque par rapport à l'éclairement.

Dans des conditions extérieures réelles, la puissance crête W_C est rarement atteinte puisque la température du module est généralement dans la gamme de 40°C à 60°C ou même plus. Le rendement peut être amélioré par des dispositifs de refroidissement; des systèmes ont été conçus pour faire usage de la chaleur absorbée par le fluide de refroidissement dans les applications de chauffage solaire [59].

II.2.1.1.3 Différents types de cellules photovoltaïques

De nombreuses cellules photovoltaïques ont vu le jour pour exploiter au mieux la lumière du soleil dans la production d’électricité. Plusieurs matériaux tels que le silicium, les terres rares ou plastiques sont employés, mais chaque technologie a ses atouts et ses faiblesses dans ce domaine prometteur [56].

De nos jours, nous distinguons plusieurs types de technologies pour les cellules photovoltaïques reparties dans les tableaux suivants :

Tableau II.1: Les cellules photovoltaïques standards.

Type de cellules	Silicium Mono Cristallin	Silicium Poly Cristallin	Silicium Amorphe (couche mince)	Cellule CdTe couche mince
Constriction	Fines plaques de silicium		Plusieurs couches de matériaux photosensibles superposés	
Rendement Industriel	12-20%	10-15%	5-10%	8-11%
Part de marché	85%		5%	10%
Garantie de puissance	90%de la puissance initiale 80%pendant 20 ans environ			-
Durée de vie	25-30 ans	25-30 ans	Environ10ans	>25ans
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> •Technologie connue et maîtrisée •Bon rendement •Durée de vie •Utilisation d’une surface réduite 	<ul style="list-style-type: none"> •Technologie connue et maîtrisée •Bon rendement •Durée de vie •Moins cher que le monocristalline 	<ul style="list-style-type: none"> •Technologie connue et maîtrisée •Rendement moins affecté par un faible éclairage •Plus souple •Installation plus facile •Moins énergivore •Meilleur résistance à la température 	<ul style="list-style-type: none"> •Bonne résistance à la température •Plus d’absorption de rayonnement diffus que le cristallin

Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> • Coûteuse • Rendement faible sous un faible éclairement 	<ul style="list-style-type: none"> • Rendement faible sous un faible éclairement 	<ul style="list-style-type: none"> • Rendement • Durée de vie • Processus industriel pas encore optimale • Moins écologique que le cristallin • Peu présent sur le marché 	<ul style="list-style-type: none"> • Rendement plus faible que le cristallin • Matériau toxique, processus de recyclage complexe • Sensible à l'humidité
----------------------	---	---	--	---

Le silicium règne en maître sur le photovoltaïque, mais la technologie en couche mince est prometteuse pour l'avenir.

Dans l'objectif de réduire les coûts et temps de fabrication, augmenter le rendement et diminuer l'impact environnemental, d'autres technologies sont à l'étude [57], à savoir:

Tableau II.2: Les cellules photovoltaïques en développements.

Type de cellules	Cellule organiques	Cellule couche mince CIS/CGIS
Rendement	5-10%	9-11%
Part de marché	Au stade de recherche	
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> • Moins chères • Processus de fabrication simple 	<ul style="list-style-type: none"> • Fort coefficient d'absorption • Fort rendement pour une technologie en couche mince
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> • Faible rendement • Faibles durée de vie 	<ul style="list-style-type: none"> • Nécessite une grande surface pour obtenir un rendement concurrentiel • Sensible à l'humidité • Coûteux pour des couches minces

À l'heure actuelle, seules les cellules au silicium sont disponibles en grandes quantités sur le marché.

II.2.1.2 Les modules photovoltaïques

Pour réduire les dysfonctionnements, les fabricants ont choisi de ne pas commercialiser les cellules PV seules. Ainsi, les modules PV se trouvent souvent sous forme de plaque pré-câblés, constitués de plusieurs cellules, aussi appelés par abus de langage panneaux PV. Chaque référence de module a ses propres caractéristiques électriques garanties à ±10 % selon le lot de fabrication.

En associant les cellules PV en série (somme des tensions de chaque cellule) ou en parallèle (somme des intensités de chaque cellule) par un fin ruban métallique (cuivre étamé) ; on peut constituer un module PV selon les besoins des applications visées.

Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaitées. Ainsi, pour N_s cellules en série, constituant des branches elles-mêmes N_p en parallèle, la puissance disponible en sortie du générateur PV est donnée par :

$$P_{pv} = N_s \cdot V_{pv} \cdot N_p \cdot I_{pv} \quad \text{II.5}$$

Les cellules sont encapsulées sous vide entre deux films thermoplastiques transparents (EVA : Ethylène Acétate de Vinyle). Le plus souvent présence dans un cadre en aluminium avec 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. Une boîte de connexion étanche regroupe les bornes de raccordement, des 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 [56].

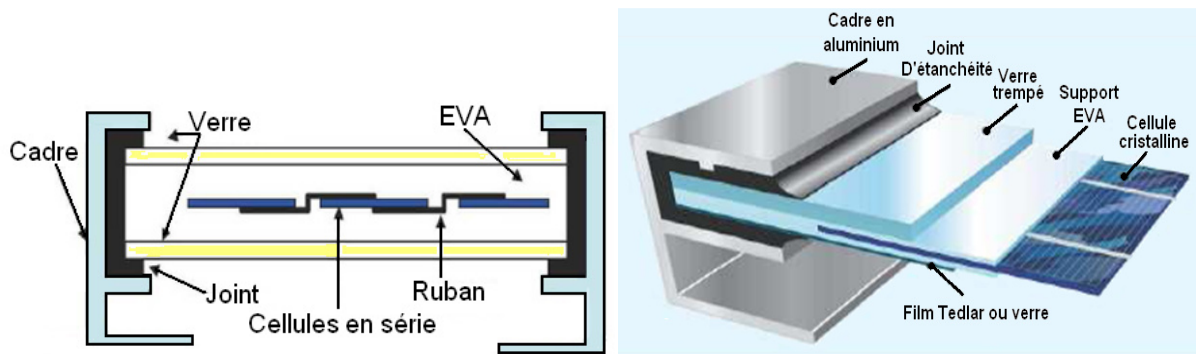


Figure II.8: Encapsulation des cellules.

Si l'on désire avoir un générateur PV ayant un courant de sortie plus intense, on peut soit faire appel à des cellules PV de plus grande surface et de meilleur rendement, soit associer en parallèle plusieurs modules PV de caractéristiques similaires.

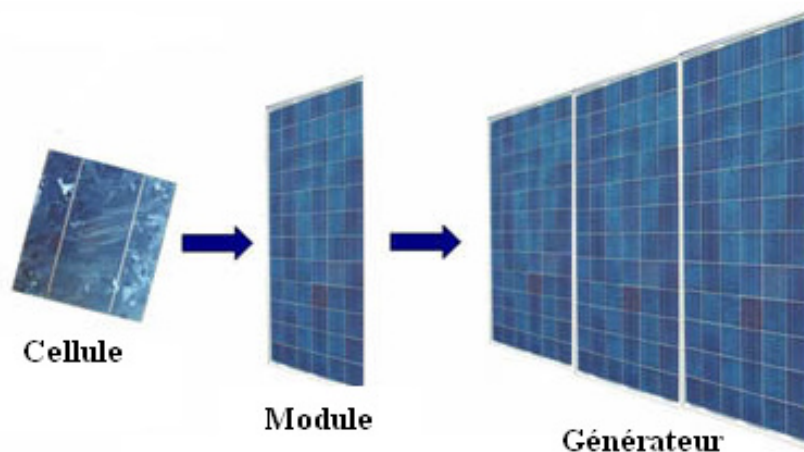


Figure II.9: Cellules, Module, Générateur photovoltaïque.

Pour qu'un générateur PV, ainsi constitué, puisse fonctionner de façon optimale, il faut que les (N_s , N_p) cellules se comportent toutes de façon identique. Elles doivent pour cela être issues de la même technologie, du même lot de fabrication et qu'elles soient soumises aux mêmes conditions de fonctionnement (éclairage, température, vieillissement et inclinaison).

II.2.1.3 Le photovoltaïque et l'environnement

Le photovoltaïque est classé parmi les énergies renouvelables, car il utilise pour son fonctionnement une source d'énergie primaire inépuisable « Le rayonnement solaire ». Bien qu'il n'y ait aucune sorte de pollution émise lors de la transformation de l'énergie solaire en énergie électrique, la fabrication, le fonctionnement et le traitement en fin de vie des systèmes photovoltaïques ont, comme n'importe quel produit industriel, un impact sur l'environnement [60]. Ces impacts peuvent être mesurés à trois étapes successives :

D'abord au niveau de l'industrie de fabrication des modules (depuis l'extraction des matières premières jusqu'à l'expédition sur site des différents éléments constitutifs des systèmes photovoltaïques), qui nécessite une certaine consommation d'énergie ainsi que l'utilisation de produits chimiques toxiques employés d'ordinaire dans l'industrie électronique.

Ensuite durant toute la période d'exploitation, l'impact d'un système photovoltaïque se limite aux aspects visuels et paysagers ainsi que, dans certaines configurations spécifiques (centrales au sol), à une possible perturbation de l'écosystème local.

Arrivés en fin de vie après plusieurs dizaines d'années de fonctionnement, on doit se soucier enfin du devenir, une fois le système démonté (Figure II.10), des différents composants en termes de recyclage et de gestion des déchets finaux.



Figure II.10: Les modules photovoltaïques et l'environnement.

Les étapes 1 et 3 étant communes à l'ensemble de la filière photovoltaïque, on se reportera aux travaux généraux d'étude et d'analyse de cycle de vie. Ces travaux tendent à montrer que

l'industrie photovoltaïque, dont la protection de l'environnement est l'un des fondements majeurs, réalise des efforts soutenus et permanents pour diminuer ses impacts sur l'environnement à toutes les étapes : travaux continus de recherche et développement visant à la réduction des besoins en matières premières et en énergie nécessaire à la fabrication des modules, développement de technologies facilitant la recyclabilité des modules, strict contrôle des rejets de produits chimiques utilisés dans les processus, engagement volontaire de l'ensemble de l'industrie pour la mise en place de systèmes de collecte et de recyclage des modules en fin de vie, etc...

Les parcs photovoltaïques qui sont par définition implantés dans un milieu plus ou moins naturel, peuvent spécifiquement impacter l'environnement local d'une part au moment de leur construction, d'autre part tout au long de leur exploitation, mais ils peuvent aussi avoir des conséquences sur la gestion du foncier en milieu rural, un sujet qui peut être tout aussi sensible du point de vue de la gestion écologique des ressources.

Au total, l'impact environnemental du photovoltaïque est extrêmement limité en comparaison de la plupart des autres filières énergétiques.

II.2.1.4 Le photovoltaïque dans les systèmes hybrides

L'amélioration de l'utilisation et l'exploitation d'un système énergétique peuvent être plus facilement atteintes avec un système hybride qu'avec une application à source unique. L'hybridation d'un système photovoltaïque réduit souvent la nécessité de sur-dimensionner le générateur photovoltaïque, d'atteindre l'autonomie du système en particulier lorsque la complémentarité des différentes sources d'énergie est utilisée efficacement.

II.2.2 Régulateurs photovoltaïques à MPPT

Les régulateurs MPPT (Maximum Power Point Tracking) sont des convertisseurs DC-DC possédant une technologie qui recherche en permanence le point de puissance maximum [61,62], ce qui permet de tirer les meilleures performances des modules photovoltaïques.

II.2.3 Stockage d'énergie électrique

L'utilisation de sources d'énergies renouvelables induit le concept de stockage d'électricité en raison de la disponibilité intermittente de telles ressources (éclairage solaire variable, direction tournante du vent...). L'utilisation de moyen de stockage d'électricité est très diversifiée [63]; elle dépend de la nature des besoins et du type d'application. En particulier, les sites géographiquement isolés et non raccordés au réseau intégrant une source d'énergie renouvelable telle que l'énergie solaire nécessitent un système de stockage décentralisé. Ainsi le problème des fluctuations, commun à la plupart des sources d'énergie renouvelable, peut être pallié.

II.2.3.1 Classification des moyens de stockage

L'électricité est un vecteur énergétique très intéressant, cependant l'électricité produite à un instant 't' doit être consommée instantanément ou perdue. L'énergie électrique se stocke difficilement, on est obligé de la transformer sous une forme d'énergie intermédiaire (gravitaire, compression, chimique, cinétique, thermique, ...) pour la stocker [64]. De nombreux moyens de stockage de l'énergie électrique existent avec des puissances allant jusqu'à quelques gigawatts. Chacun possède ses avantages et ses inconvénients. Les systèmes de stockage et les différentes formes d'énergies intermédiaires sont présentés dans la Table II.3 suivant.

Tableau II.3: Formes d'énergies intermédiaires de stockage [64].

Energie intermédiaire	Système de stockage
Gravitaire	Pompage hydraulique
Thermique	Stockage de chaleur latente ou sensible avant production électrique
De pression	Compression d'air
Chimique	Batteries d'accumulateurs électrochimiques
	Stockage H ₂ par électrolyse et pile à combustible
Cinétique	Volant d'inertie
Electromagnétique	Courant permanent à bobine supraconducteur
Electrostatique	Condensateur classique
	Super condensateur

La figure suivante illustre dans un diagramme de Ragone des éléments de stockage d'énergie électrique de petite et moyenne puissance.

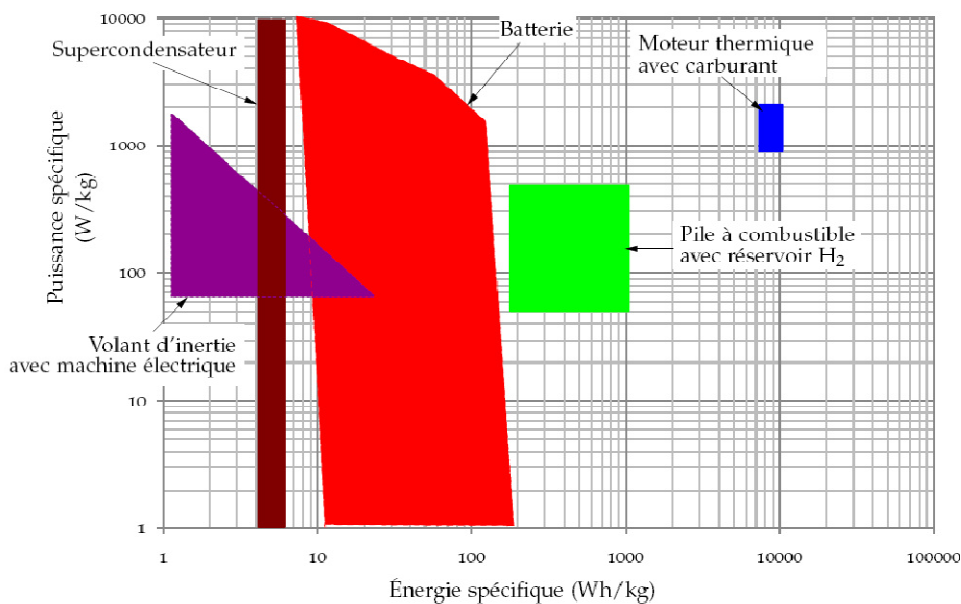


Figure II.11: Diagramme de Ragone [65].

Ce diagramme nous permet de comparer les performances énergétiques de différents moyens de stockage en fonction de leurs puissances et énergies spécifiques. Dans le cas de sources d'énergies renouvelables, les éléments de stockage permettent de palier à l'intermittence des sources et d'assurer la continuité de l'alimentation.

Dans notre étude, nous nous intéresserons uniquement aux stockages électrochimiques par batteries. En effet, ils constituent aujourd'hui le moyen le plus utilisé dans les systèmes énergétiques hybrides.

II.2.3.2 Les accumulateurs électrochimiques et leurs caractéristiques

Un accumulateur électrochimique ou batterie [66] est un système permettant de convertir de l'énergie électrique en une énergie potentielle chimique durant la phase de charge et de convertir l'énergie potentielle chimique en énergie électrique lors de la décharge. C'est la modification chimique de l'électrolyte qui permet d'accumuler ou de restituer cette énergie.

Les caractéristiques de la batterie, jouent un rôle important dans la conception d'un système d'énergie renouvelable. Ces caractéristiques sont résumées dans les points suivants [64]:

- **Capacité:** Les constructeurs spécifient la capacité des batteries (Ampèreheure Ah) qui désigne la quantité d'énergie que peut fournir une batterie a pleine charge caractérisée par une tension en circuit ouvert jusqu'à la tension de fin de décharge (Figure II.12).

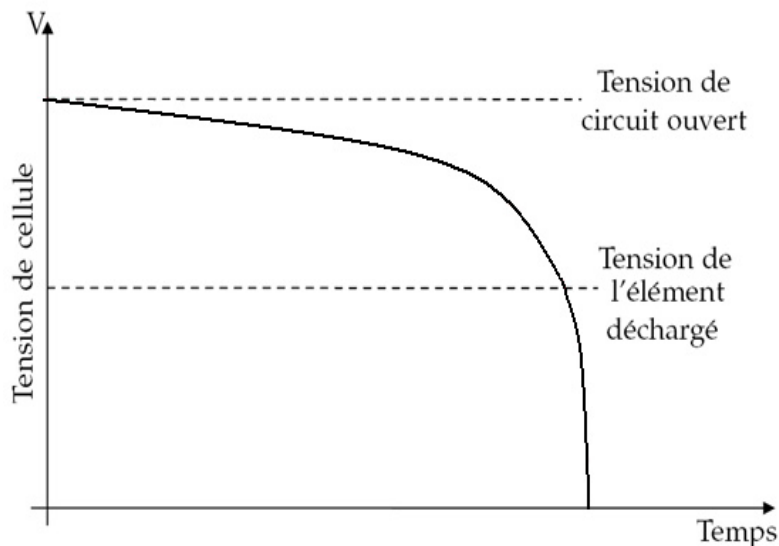


Figure II.12: Plage de fonctionnement d'un élément électrochimique.

La capacité de la batterie est estimée par l'équation suivante [64]:

$$C_B = \frac{E_L \cdot S_D}{V_B \cdot DOD_{max} \cdot T_{cf} \cdot \eta_B} \quad \text{II.6}$$

Il existe des facteurs qui peuvent faire varier la capacité d'une batterie [66] à savoir :

- **Rapports de chargement et déchargement:** Si la batterie est chargée ou déchargée à un rythme différent que celui spécifié par le constructeur, la capacité disponible peut augmenter ou diminuer. Pour une même batterie, sa capacité varie en fonction du régime de décharge qu'on lui applique (Figure II.13). Généralement, plus le régime de décharge est important, plus la capacité diminue (pour la décharge en cours).

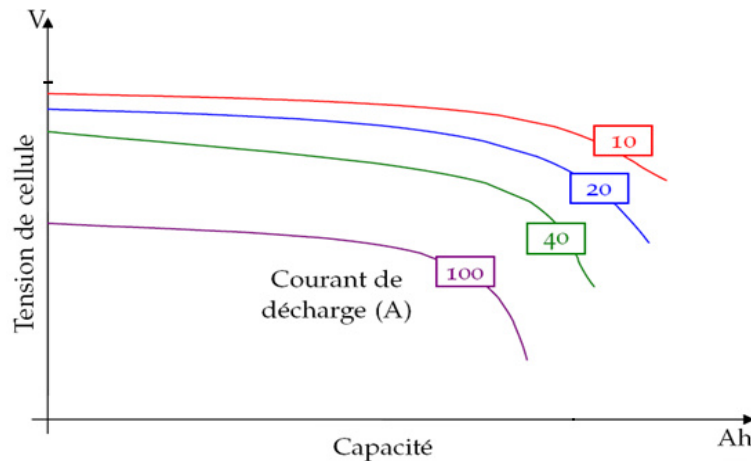


Figure II.13: Courbes caractéristiques de décharge.

En outre, une batterie peut avoir une capacité C de 100 Ah à un régime de C10 (décharge complète de la batterie en 10 heures avec un courant de 10 A) et la même batterie aura une capacité C de 60 Ah à un régime de C5 (décharge complète de la batterie en 5 heures avec un courant de 12 A).

- **Température:** Un autre facteur qui influence la capacité est la température de la batterie et celle de son atmosphère. Le comportement d'une batterie est spécifié à une température de 27°C. Des températures plus faibles réduisent leur capacité significativement. Des températures plus hautes produisent une légère augmentation de leur capacité, mais ceci peut engendrer la perte d'eau et diminuer la durée de vie de cette batterie.
- **Profondeur de décharge:** La profondeur de décharge (DOD) est les ampères heures retirés d'une batterie complètement chargée. Elle est définie par le rapport en pourcentage de la capacité nominale de la batterie à la vitesse de décharge. La majorité des batteries de "cycle profond" fabriquées pour les applications à énergie renouvelable sont conçues pour des décharges allant jusqu'à 80% de leur capacité, sans les endommager. Cependant, plus la décharge est grande plus la durée de vie de la batterie est réduite.
- **Autodécharge:** L'autodécharge est la perte de capacité en laissant l'accumulateur au repos (Sans charge) pendant un temps donné. Il s'agit d'une limitation technologique au stockage de l'énergie électrique sur accumulateur.

- **Rendement:** Est le rapport entre l'énergie électrique restituée par l'accumulateur et l'énergie fournie à l'accumulateur.
- **Durée de vie (Vieillessement et usure):** La durée de vie d'une batterie n'est pas standard. En effet, celle-ci peut varier de 3 à 10 ans selon la technologie, le mode et les conditions d'utilisation de cette dernière. Le vieillissement et l'usure entraînent une perte progressive de la capacité des batteries avec le temps (sur plusieurs années) et l'usage (Plusieurs cycles de charge et de décharge).

II.2.3.3 Types d'accumulateurs pour les systèmes énergétiques

Les principaux types d'accumulateurs utilisés actuellement dans les systèmes énergétiques sont:

II.2.3.3.1 Les Accumulateurs au plomb acide

La batterie acide plomb a été inventée en 1859 par le français Gaston Planté [67]. Il a été en effet le premier à avoir mis au point la première batterie rechargeable. À l'origine, les accumulateurs étaient situés dans des cuves en verre. Par la suite, on a systématisé l'emploi des cuves en plastique. Ces batteries sont peu chères et leur technologie est maîtrisée. Elles comptent un grand nombre d'applications et permettent de fournir des courants importants. Leur durée de vie (nombre de cycles) est correcte. Ce qui suit leur est consacré.

II.2.3.3.1.1 Composition d'une batterie au plomb

Ces batteries sont composées de plusieurs plaques de plomb dans une solution d'acide sulfurique. La plaque consiste en une grille d'alliage de Plomb avec une pâte d'oxyde de plomb marquée sur la grille. La solution acide sulfurique et l'eau est appelée électrolyte. La figure II-14 illustre la construction d'une batterie monobloc.

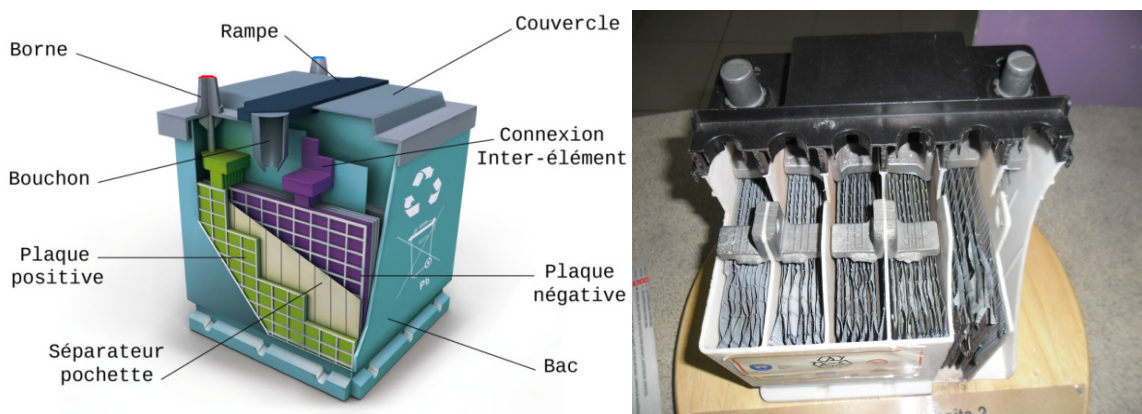


Figure II.14: Constitution d'une batterie monobloc.

Les plaques sont alternées dans la batterie, avec des séparateurs entre elles. Les séparateurs sont fabriqués d'un matériel poreux électriquement non conducteurs permettent le flux de l'électrolyte, ils peuvent être des mélanges de silice et de matières plastiques ou gommés.

Un groupe de plaques positives et négatives, avec des séparateurs, constituent un "élément". Un élément dans un container plongé dans un électrolyte constitue une "cellule" de batterie. Indépendamment de la taille des plaques, une cellule fournira une tension variant entre 1,8 et 2.3 volts suivant l'état de charge en conductions nominales de fonctionnement et un rendement énergétique de l'ordre de 70% à 85% [67].

Plusieurs types de batteries au plomb existent sur le marché selon l'épaisseur de leurs plaques:

- **Batteries de Démarrage** (Pour véhicules), elles sont constituées de fines plaques. Elles autorisent des courants de décharges élevés mais à courtes durées.
- **Batteries de Tractions** (Pour engins de manutention ou véhicule électrique), elles sont constituées de plaques plus épaisses et permettent des phases de décharges de longues durées.
- **Batteries Stationnaires** (Pour les industries et systèmes à énergie renouvelable), elles fonctionnent à une tension proche de celle de repos afin d'éviter la décharge profonde.

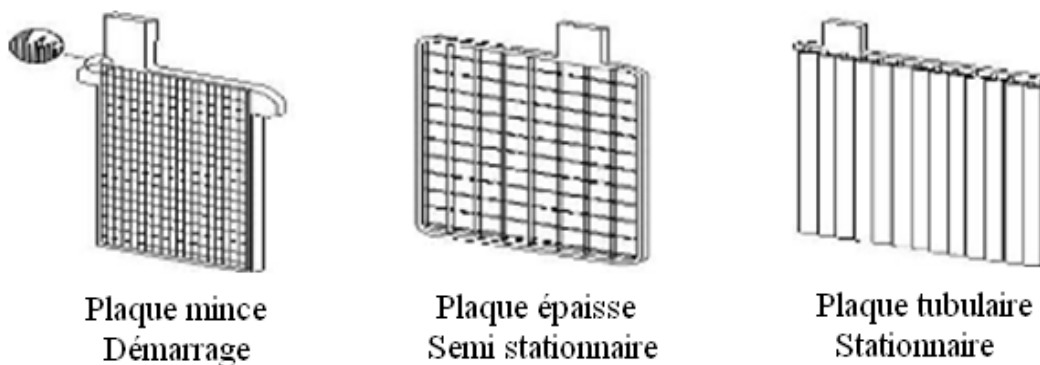


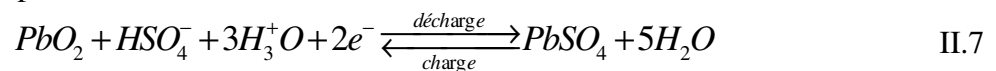
Figure II.15: Type de plaques des batteries au plomb. [68]

II.2.3.3.1.2 Principe de fonctionnement d'une batterie au plomb

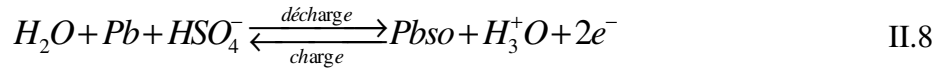
Lorsqu'on applique une tension continue aux bornes des plaques (Electrodes), un courant s'établit créant une modification chimique des plaques et de l'électrolyte, cette modification produit une différence de potentiel entre les deux plaques [67]. Il est à noter que la circulation des électrons à l'intérieur de l'électrolyte est assurée grâce aux ions.

Durant la décharge les plaques positives subissent une "réduction" c'est à dire qu'elles consomment des électrons et les plaques négatives libèrent des électrons (réaction d'oxydation). Le phénomène inverse se produit pendant la charge. Les réactions de charge/décharge aux électrodes sont données par les équations chimiques suivantes :

Réaction à l'électrode positive:



Réaction à l'électrode négative:



Soit pour la réaction globale appelée « double sulfatation »:



Il faut aussi noter la présence d'une réaction concurrente (Hydrolyse de l'eau) qui conduit à la génération de gaz (Oxygène et hydrogène) et qui assèche l'électrolyte (nécessitent une intervention humaine pour ajouter l'eau dans l'électrolyte). Cette réaction est surtout notable en fin de cycle de charge lorsqu'il ne reste plus beaucoup de matière réactive aux électrodes. En fonction de la technologie de la batterie, l'hydrogène et l'oxygène sont plus ou moins recombinaison dans l'électrolyte de la batterie, ce qui a une influence sur la durée de vie.

D'autre part, des réactions chimiques (Oxydation du plomb) entrent en jeu et qui sont principalement responsables des phénomènes d'auto décharge.

II.2.3.3.1.3 Méthodes d'évaluation de l'état de la batterie

L'un des points les plus importants de la batterie est la connaissance de son état de charge (SOC) à chaque étape. Des Surcharges ou décharges profondes peuvent entraîner des dommages irréversibles à cette batterie et ce qui implique des dépenses importantes dans le système.

Il existe différentes méthodes pour estimer le SOC de la batterie pour divers applications qui sont examinées dans la réf. [69]. Cependant, il peut être défini comme le rapport de la capacité disponible sur la capacité nominale (Ahr) qui est définie par l'équation suivante:

$$SOC = \frac{C_r}{C_n} = \frac{C_n - C_u}{C_n} \quad \text{II.10}$$

Lorsque la batterie est totalement chargée son état de charge vaut 100%, lorsqu'elle est déchargée son état de charge vaut 0% (Valeur théorique, on s'arrête avant pour éviter sa destruction). La capacité de la batterie étant fonction, entre autres, du courant de décharge, la mise en place d'un outil fiable d'indicateur d'état de charge s'avère très difficile.

Les optimisations d'un système énergétique sont généralement effectuées en utilisant les techniques d'itération qui ont besoin du SOC à tout moment pendant la durée déterminée ou pour un profil de charge spécifique, par conséquent, il peut être calculé à l'aide de:

$$SOC(t) = SOC(t-1) \cdot (1 - \sigma) + \left[E_{Gen}(t) - \frac{E_L(t)}{\eta_{inv}} \right] \cdot \eta_B \quad \text{II.11}$$

Et

$$SOC(t) = SOC(t-1) \cdot (1 - \sigma) + \left[\frac{E_L(t)}{\eta_{inv}} - E_{Gen}(t) \right] \quad \text{II.12}$$

L'équation II.11 est utilisée lorsque la batterie est en charge et l'équation II.12 est appliquée pour le régime de décharge de la batterie. Cependant à chaque instant, l'état de charge de la

batterie ne doit pas dépasser 1 ou devenir moins que le SOC_{min} qui est déterminé par l'équation suivante:

$$SOC_{min} = 1 - \text{Profondeur de décharge} \quad \text{II.13}$$

L'état de santé d'une batterie peut se définir comme la capacité totale restante de la batterie par rapport à sa capacité totale initiale. Le SOH est donc lié à la quantité de charges en Ampère-heure pouvant être délivrée si une décharge complète était effectuée à partir d'un état de pleine charge. De façon normalisée, SOH se définit comme le rapport entre la capacité totale mesurée et la capacité totale initiale (ou capacité nominale) [70]:

$$SOH = \frac{C_m}{C_0} \quad \text{II.14}$$

L'état de vieillissement d'une batterie varie ainsi de 1 (100%) à 0 (0%). Notons toutefois qu'en pratique, l'état de santé sera généralement compris entre 1 et 0.8 (100% et 80%), puisque l'on considère généralement qu'une batterie a atteint sa fin de vie lorsqu'elle restitue moins de 80% de sa capacité initiale.

La durée de vie de la batterie peut être prolongée au maximum si la profondeur de décharge est supérieure à la valeur comprise entre 30-50%. Plus élevé est la profondeur de décharge, plus faible est le cycle de vie de la batterie.

II.2.3.3.1.4 Influence de la température

La température a une influence importante sur la capacité de la batterie. La figure II.16 donne un exemple des caractéristiques (tension en fonction du temps) d'une cellule de la batterie au plomb sous différentes températures.

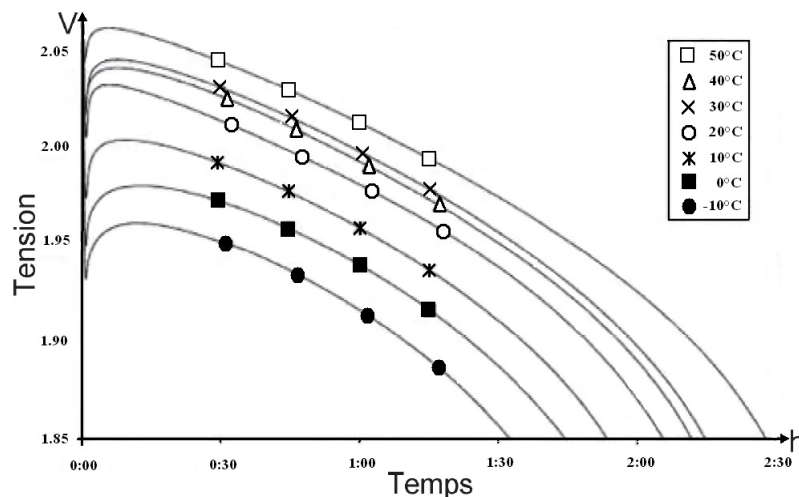


Figure II.16: Influence de la température sur la décharge

La température a aussi des effets importants sur la durée de vie des batteries au plomb. De façon empirique il est admis que lorsque la température augmente de 10°C, la vitesse des réactions électrochimiques double et donc la durée de vie moyenne des batteries diminue d'un

facteur deux, car la corrosion est accélérée. Quand la température baisse, la durée de vie des batteries augmente, mais leur capacité diminue.

Si une batterie opère sous une température ambiante élevée alors qu'elle est en surcharge, la quantité de chaleur produit lors d'un dégazage intensif peut dépasser la quantité de chaleur qui s'échappe de la batterie. La température de la batterie s'élève alors, ce qui accélère encore la vitesse des réactions chimiques exothermiques: c'est l'emballement thermique et la batterie sera perdue. Pour éviter les problèmes liés à la température, les batteries doivent être placées dans un milieu thermiquement isolé ou doivent être associées à des dissipateurs thermiques (Ventilateurs).

II.2.3.3.1.5 Modélisation d'une batterie au plomb acide

La modélisation des batteries est un enjeu clé du système de puissance hybride, en raison du coût des batteries qui st l'une des principales dépenses du système. Définir un modèle général pour la batterie, qui couvre tous les facteurs, est assez difficile. Par conséquent, en fonction de l'application du modèle, différentes approches ont été appliquées. La modélisation des batteries est classée en trois catégories à savoir le modèle chimique, les modèles électriques, l'accumulation de charge et les modèles empiriques [28]. La plupart des modèles se concentrent sur trois caractéristiques différentes: la performance ou un modèle de charge, le modèle de tension, et le modèle de vie [71].

II.2.3.3.2 Les Accumulateurs au Nickel- cadmium

Les batteries Nickel- Cadmium ont une structure physique semblable à celles du Plomb-Acide. Au lieu du Plomb, elles utilisent de l'hydroxyde de Nickel pour les plaques positives et de l'oxyde de Cadmium pour les plaques négatives. L'électrolyte est de l'hydroxyde de Potassium.

La tension de ce type d'accumulateur varie entre 1,15 et 1,17 Volts, par élément suivant l'état de charge. Le rendement énergétique est de l'ordre de 70%. En dépit d'un prix encore prohibitif, ce type d'accumulateur présente beaucoup d'avantages :

- Très bonne résistance mécanique;
- Possibilité de supporter des décharges profondes;
- Pas d'émanations toxiques à partir de l'électrolyte;
- Ne craint pas le gel.

II.2.3.4 Les batteries et l'environnement

Les batteries sont les plus polluantes de nos déchets car elles contiennent beaucoup de métaux lourds et des liquides toxiques. Lorsqu'ils se retrouvent dans la chaîne alimentaire, suite à leur dispersion dans la nature, ils peuvent se révéler très toxiques pour l'homme, l'animal ou la nature.



Figure II.17: Les batteries usées et l'environnement.

Comme elles sont dangereuses pour l'homme et l'environnement, un usage et un recyclage très contrôlé s'impose.

II.2.3.5 Les batteries dans les systèmes hybrides

Le stockage d'énergie par batteries est un facteur clef dans un système d'énergie hybride en site isolé, il est dimensionné pour répondre à la demande de charge lorsque les sources d'énergie renouvelables ne répondent pas au pic de consommation.

Les batteries au plomb acide sont la forme de stockage de l'énergie électrique la plus courante, en raison de leur coût qui est relativement faible et d'une large disponibilité. Par contre, les batteries nickel-cadmium sont plus chères, elles sont utilisées dans les applications où la fiabilité est vitale. D'où le choix des batteries de qualité est primordial pour la stabilité d'un système hybride.

II.2.4 Groupe Electrogène

Le groupe électrogène figure parmi les différents moyens de production d'électricité [72]. Son fonctionnement se base sur le principe suivant lequel l'énergie mécanique est produite par un moteur thermique qui entraîne un alternateur produisant de l'électricité (Figure II.18).

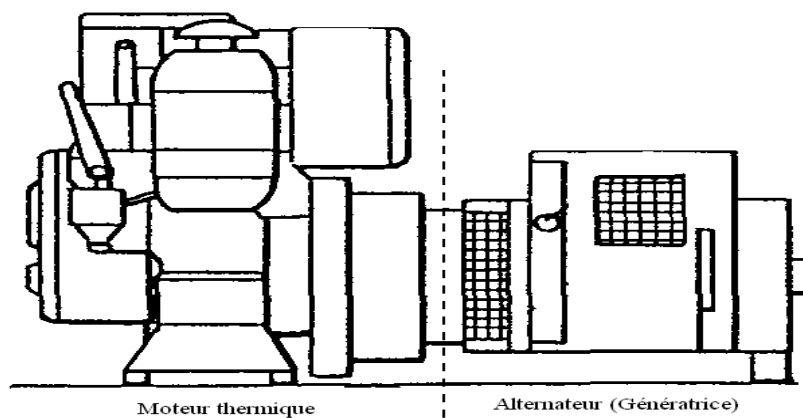


Figure II.18: Groupe électrogène.

Les applications d'un groupe électrogène sont multiples, à savoir:

- Production d'énergie électrique de secours;

- Production d'énergie électrique de pointe;
- Production d'énergie électrique permanente.

II.2.4.1 Caractéristiques des composants d'un groupe électrogène

Les sections suivantes décrivent les caractéristiques des différents composants d'un groupe électrogène.

II.2.4.1.1 Caractéristiques du moteur thermique

Le moteur du groupe électrogène est un moteur à explosion à quatre temps (Essence ou GPL) ou à combustion à quatre temps (Diesel) [72].

Les caractéristiques du moteur d'un groupe électrogène fixent ses performances et sa capacité d'utilisation. Les caractéristiques à prendre en compte sont :

- **Régime de rotation du moteur:** La vitesse de rotation des groupes varie en fonction du nombre de pôles de l'inducteur. Très souvent, les petits groupes sont des alternateurs à 3000 Tr/mn bipolaires, alors que les plus gros sont presque toujours des 1500 Tr/mn en tétrapolaires. Le régime de rotation moteur d'un groupe électrogène est stabilisé à 3000 Tr/mn pour les groupes d'appoint dont la durée d'utilisation ne dépasse pas les 8 heures par jour. Le régime de rotation moteur d'un groupe électrogène est stabilisé à 1500 Tr/mn pour les groupes fixes de secours dont la durée d'utilisation peut être 24/24 H.
- **Refroidissement du moteur:** Les moteurs de faible cylindrée sont refroidis par air, alors que les moteurs plus puissants sont refroidis par échangeur eau/air.
- **Autonomie du réservoir:** L'autonomie est induite par la capacité du réservoir et la consommation du moteur. Un moteur tournant à 1500 Tr/mn consomme beaucoup moins qu'un moteur tournant à 3000 Tr/mn.
- **Type de démarrage du moteur:** Selon la cylindrée du moteur et le type d'utilisation du groupe électrogène, le démarrage se fera par lanceur pour les groupes électrogènes de petites et moyennes cylindrées, avec un démarrage électrique éventuellement en option pour certains groupes. Dès que la cylindrée augmente, le démarrage électrique est requis, car trop puissant pour être démarré au lanceur. Le groupe électrogène à démarrage automatique peut être une obligation sur les groupes électrogènes destinés à être utilisés dans les systèmes énergétiques hybrides.
- **Bruit du moteur:** Un moteur thermique est toujours bruyant. Certains groupes électrogènes possèdent en série ou en option un encapsulage destiné à réduire le bruit, on parle dans ce cas de groupe électrogène insonorisé.

II.2.4.1.2 Caractéristiques de l'alternateur (Génératrice)

L'alternateur est un dispositif qui transforme la puissance mécanique fournie par le moteur de groupe électrogène en puissance électrique. Il est constitué d'un stator (Induit) et d'un rotor (Inducteur) [73]. Le stator est le siège des courants induits par la variation du flux du rotor, tandis que le rotor crée un champ radial tournant à la vitesse d'entraînement de l'alternateur, appelée vitesse de synchronisme.

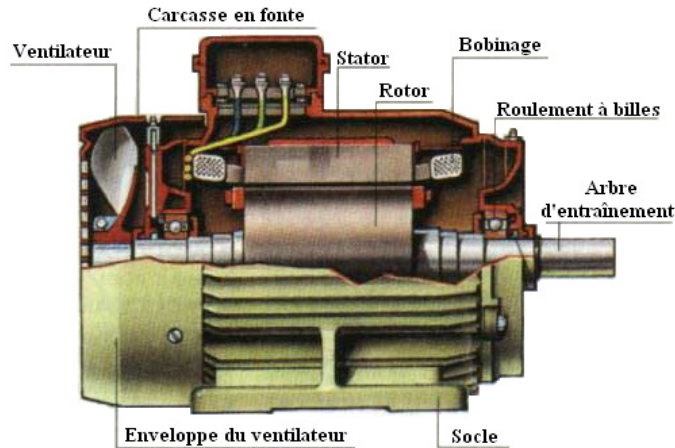


Figure II.19: Alternateur pour groupe électrogène.

La puissance du groupe électrogène dépend du type d'alternateur. En effet, la vitesse de rotation du moteur dépend du nombre de pôles de l'alternateur qui vont déterminer s'il s'agit d'un groupe électrogène monophasé 220 V ou triphasé 400 V. Généralement, les groupes électrogènes de faible puissance sont équipés d'alternateurs à deux pôles effectuant 3000 Tr/mn alors que les plus puissants possèdent la plupart du temps 4 pôles et tournent à la vitesse de 1500 Tr/mn.

II.2.4.2 Rendement d'un groupe électrogène

La puissance totale du groupe électrogène est donc fonction du type d'alternateur, ainsi que du type de moteur. Les dimensions du moteur du groupe électrogène sont proportionnellement déterminées par la puissance de l'alternateur.

Le rendement et la consommation de carburant sont les caractéristiques d'un générateur électrogène qui devrait être pris en compte dans la conception d'un système hybride et peuvent être exprimées par: [74]:

$$q(t) = a \cdot P(t) + b \cdot P_r \quad \text{II.15}$$

Où : $q(t)$ est la consommation de carburant (Litre/ h), $P(t)$ la puissance du générateur (kw), P_r est la puissance nominale, a et b sont des nombres constants (Litre / kw) qui représentent les coefficients de consommation de carburant et ils peuvent être approchée à 0,246 et 0,08415, respectivement [75].

Le rendement d'un générateur électrogène est calculé par:

$$\eta_{\text{globale}} = \eta_{\text{freinage thermique}} \times \eta_{\text{générateur}} \quad \text{II.16}$$

Avec : η_{globale} et $\eta_{\text{(frein thermique)}}$ représentant l'efficacité globale et le frein efficacité thermique du générateur, respectivement.

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

La production d'électricité au moyen d'un groupe électrogène (Rendement électrique inférieur à 35 %) entraîne une consommation d'énergie primaire supérieure à la production d'électricité par les centrales électriques (Rendement moyen de 38 %, maximum de 55 %). Il en résulte une augmentation de la production de CO₂.

II.2.4.3 Le groupe électrogène et l'environnement

Les deux formes de pollution liées au fonctionnement d'un groupe électrogène sont la pollution par le rejet d'effluents gazeux dans l'atmosphère et des huiles (Lubrifiants) usées (Figure II.20) ainsi que des bruits, qui font l'objet de réglementations qu'il convient d'intégrer dans le choix et la mise en œuvre du groupe électrogène.

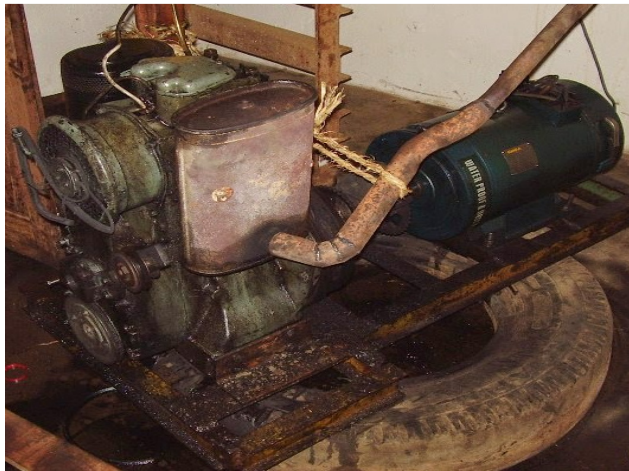


Figure II.20: Groupe électrogène et l'environnement.

Les émissions provenant de ces moteurs sont complexes et leur composition chimique variable. La phase gazeuse se compose de monoxyde de carbone, d'oxyde d'azote et de composés organiques volatiles comme le benzène et le formaldéhyde [76]. Les particules se composent de carbone élémentaire et organique, cendres, sulfate et métaux. Les hydrocarbures aromatiques polycycliques et les nitroarènes sont répartis entre la phase gazeuse et la phase particulaire. La composition qualitative et quantitative des gaz d'échappement dépend du type de carburant, du type de moteur et de son ancienneté, de l'état des réglages et de l'entretien, du système de contrôle des émissions de gaz et du type d'utilisation.

Un groupe électrogène est générateur de bruit et le niveau sonore à proximité d'un groupe en fonctionnement peut atteindre des valeurs très importantes (120 dB(A)).

II.2.4.4 Le groupe électrogène dans les systèmes hybrides

Un groupe électrogène dans un système photovoltaïque hybride élimine souvent la nécessité de renforcer l'autonomie du système par le surdimensionnement du générateur photovoltaïque et l'agrandissement du stockage par batteries, les deux composants du système les plus coûteux.

II.2.5 Onduleurs photovoltaïques

Un onduleur est un dispositif d'électronique de puissance permettant de délivrer des tensions et des courants alternatifs à partir d'une source d'énergie électrique délivrant un courant continu. Il est constitué d'un pont et d'un transformateur qui transforme l'électricité continue en électricité alternative [77]. Le schéma électrique simplifié d'un onduleur monophasé est représenté sur la figure suivante.

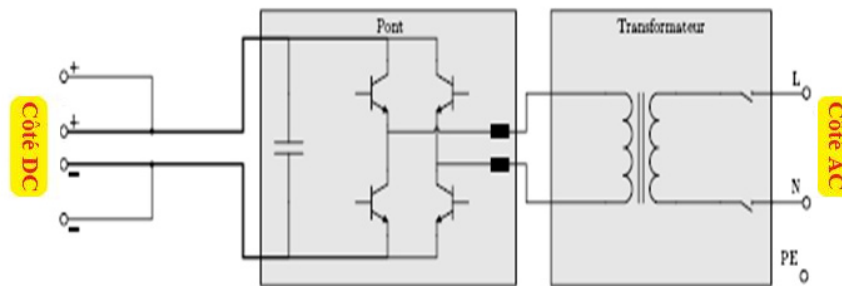


Figure II.21: Schéma d'un onduleur monophasé.

II.2.5.1 Caractéristiques d'un onduleur

La plupart des applications électriques actuelles fonctionnent en courant alternatif; or une installation photovoltaïque produit un courant continu. Le rôle d'un onduleur sera d'assurer cette transformation, mais il doit respecter certaines exigences [77].

Tension d'entrée: Choisir une tension d'entrée en courant continu pouvant supporter la tension des batteries et/ou celle du générateur photovoltaïque. En effet, un onduleur ne fonctionne que lorsque qu'il reçoit en entrée une puissance comprise dans un intervalle défini par le constructeur. Si la puissance en entrée est supérieure à la puissance maximale autorisée, le module ne transforme que l'électricité maximale qu'il peut produire. A l'inverse, dans le cas où la puissance en entrée est inférieure à la puissance minimale de l'intervalle de puissance d'entrée, l'onduleur se met en veille et ne produit pas d'électricité. Cette donnée est très importante pour l'estimation de la fiabilité du système.

Tension de sortie: Elle doit correspondre à la tension des appareils qui seront utilisés (en général 220/230 Volts alternatif) et doit être réglée pour rester stable quelque soit le niveau de tension d'entrée.

Puissance nominale: Il faut connaître la puissance totale nécessaire au fonctionnement des appareils utilisant le courant alternatif pour pouvoir choisir la taille et la puissance du convertisseur de tension; Il est conseillé de toujours surdimensionner légèrement la puissance nominale des onduleurs par rapport à la puissance totale des appareils.

Puissance maximale ou puissance crête: La majorité des appareils équipés d'un moteur (comme les réfrigérateurs, les outils électriques, etc.) ont besoin d'un courant très important lors de leur démarrage, équivalent à une puissance très élevée, appelée aussi puissance crête. L'onduleur doit pouvoir supporter cette puissance pendant ce court instant lors du démarrage.

Forme d'onde: Les appareils alimentés à partir d'un onduleur doivent pouvoir supporter la forme du signal (ou onde) de sortie de ce convertisseur. On distingue plusieurs types d'onduleurs suivant la forme du signal de sortie, voir figure II.22.

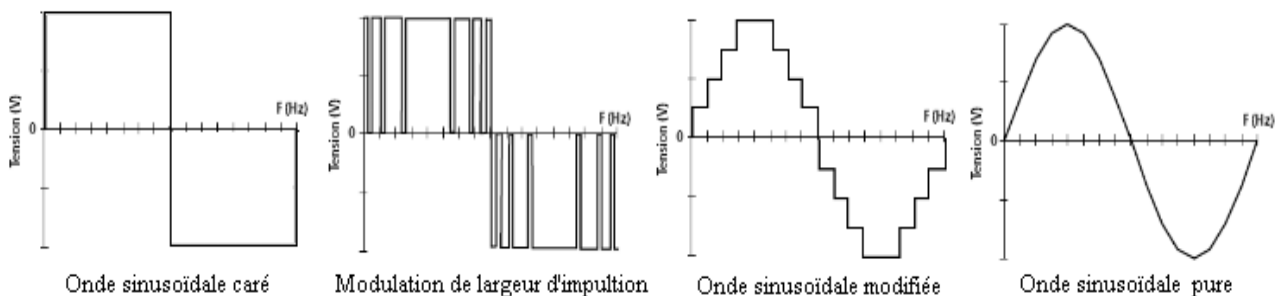


Figure II.22: Forme du signal de sortie d'un onduleur.

- *Onduleur avec onde sinusoïdale pure ou "pur sinus"*: Il est recommandé pour tous les types d'installation car il produit un courant électrique semblable à celui du réseau de distribution électrique.
- *Onduleur avec onde sinusoïdale modifiée ou pseudo sinus*: Il convient à la plus part des appareils (éclairage, équipement électronique, moteurs) et présente généralement un bon rapport qualité/prix.
- *Onduleur avec onde carrée*: Il est peu coûteux, car la qualité de son onde est souvent médiocre et il est utilisé pour de petites charges. Certains appareils ne fonctionnent pas avec ce type d'onduleur. De ce fait il est de moins en moins utilisé.

Une onde pur sinus est constitué d'un signal unique sinusoïdal à la fréquence de 50Hz, tendit qu'une onde pseudo sinus est constitué du signal de 50Hz et d'un nombre d'harmoniques plus ou moins importants. Ces harmoniques sont des signaux sinusoïdaux de fréquences multiples à celle de base et d'amplitudes variées. On chiffre la quantité d'harmoniques en mesurant en % le taux de distorsion du signal.

Consommation d'énergie à vide : C'est une donnée importante surtout quand l'onduleur est utilisé avec des modules photovoltaïques.

Rendement: Le rendement s'exprime en % et correspond au rapport entre la puissance utile et la puissance absorbée par l'onduleur. Plus le rendement est élevé moins les pertes seront importantes et plus l'appareil sera considéré comme performant. Le rendement des onduleurs « pseudo sinus » est de l'ordre de 85 à 90 % tandis que le rendement des onduleurs « pur sinus » est compris entre 90 et 96 %.

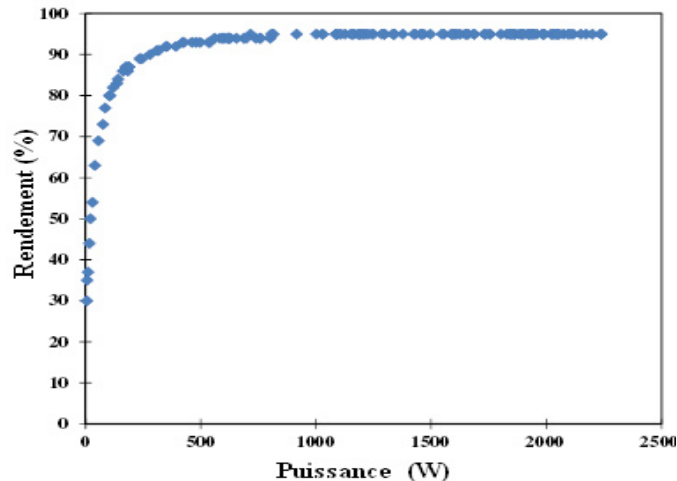


Figure II.23: Rendement d'un onduleur photovoltaïque.

Le faible rendement des onduleurs pseudo sinus explique pourquoi ils ne sont pas utilisés au-dessus de 2 à 3 kW.

II.2.5.2 L'onduleur dans les systèmes hybrides

Convertir le courant continu de sortie du générateur photovoltaïque en courant alternatif est à la fois coûteux et inefficace. Certains coûts et pertes peuvent être évités par l'utilisation d'appareils ménagers conçus pour fonctionner sur courant continu.

Le fait d'alimenter un appareil par un convertisseur "Pseudo sinus" peut entraîner un échauffement dû aux harmoniques qu'il n'est pas prévu de recevoir. Un tel signal d'alimentation peut même conduire à la destruction de l'appareil alimenté (Cas d'alimentation de PC ou autre alimentations dites à découpage). Enfin il peut y avoir une gêne auditive liée à un sifflement (Dû aux fréquences harmoniques), sifflement que l'on ne constate plus lorsque l'alimentation est réalisée en pur sinus.

Concernant la tensions d'entrée de l'onduleur, on privilégiera une tension la plus élevée possible (24 V ou 48 V), car les courants électriques sont plus faibles (Moins de danger d'électrocution et d'incendie) et le rendement de l'onduleur gagnera de 2 à 3 % par rapport à une tension d'entrée de 12 V.

II.3 Configuration des systèmes Hybride

Le but d'un système d'énergie hybride est de produire le maximum d'énergie à partir de différentes sources d'énergie pour satisfaire la demande de la charge [78]. Ces sources d'énergie peuvent être connectées au bus continu ou alternatif selon la configuration adoptée.

II.3.1 Système hybride à configuration continu (DC)

Dans cette configuration, le groupe électrogène est connecté sur le bus continu. La connexion peut être directe (dans le cas d'un générateur de courant continu) ou à travers un redresseur. L'installation photovoltaïque et les batteries sont aussi liées à ce bus. Le consommateur est alimenté à travers un onduleur. Le schéma de principe d'un système hybride avec une telle configuration est présenté sur la figure II.24.

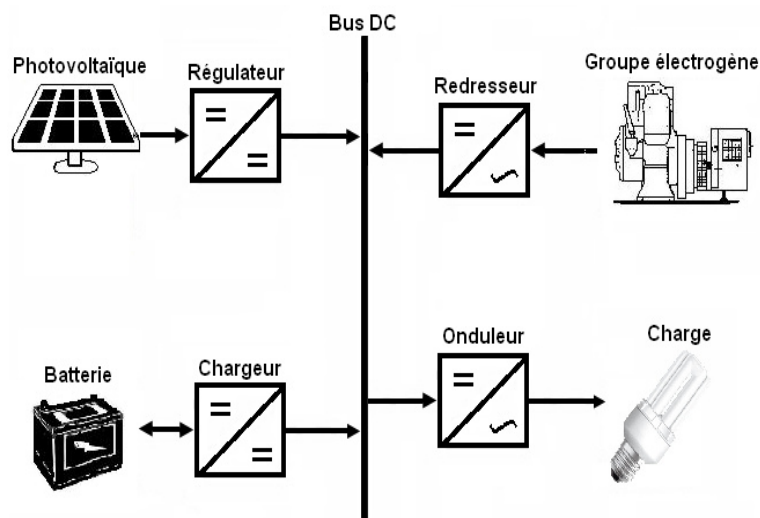


Figure II.24: Système hybride à configuration DC.

Dans ce cas, le groupe électrogène peut alimenter la charge à travers les convertisseurs électroniques ou charger les batteries. D'après la stratégie de gestion du système hybride, l'énergie produite par l'installation photovoltaïque peut directement alimenter la charge ou passer par les batteries. Des systèmes de ce type ont été étudiés par différents auteurs [74,80].

II.3.2 Système hybride à configuration alternatif (AC)

Dans cette configuration, le groupe électrogène est interconnecté directement sur le bus de courant alternatif. L'installation photovoltaïque est liée au bus de courant alternatif à travers un onduleur. Les batteries sont connectées à l'aide d'un convertisseur électronique bidirectionnel. Il peut travailler soit comme redresseur, lorsque le groupe électrogène couvre la consommation électrique et participe dans le chargement des batteries, soit comme onduleur, quand la charge (ou une part d'elle) est satisfaite par les batteries. Le schéma d'un tel système hybride est représenté sur la figure II.25.

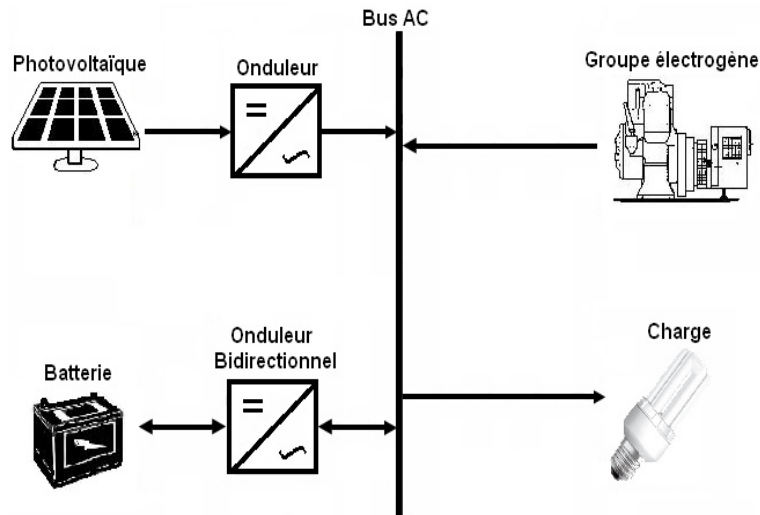


Figure II.25: Système hybride à configuration AC.

Des systèmes hybrides avec une telle structure ont été étudiés par [79-83]

II.3.3 Système hybride à configuration DC-AC

La charge peut être alimentée soit par la source conventionnelle, soit par l'installation photovoltaïque et/ou les batteries via l'onduleur. L'alimentation par les deux sources simultanément n'est pas possible. Le schéma du système est présenté sur la figure II.26.

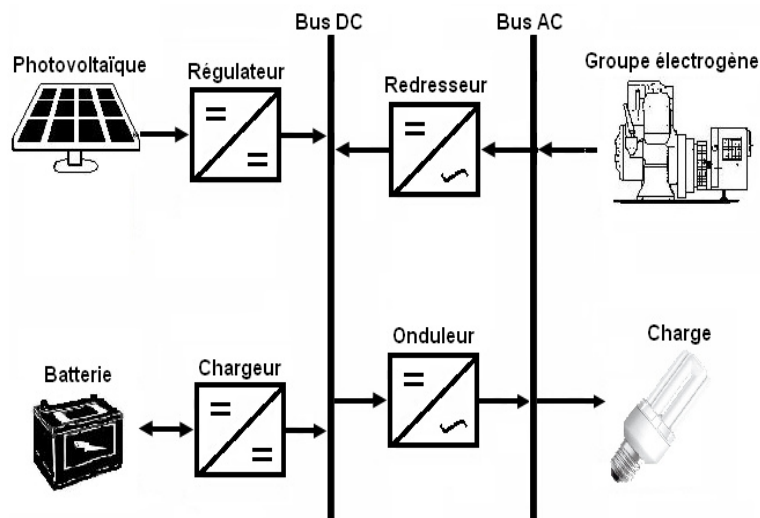


Figure II.26: Système hybride à configuration DC-AC.

Le groupe électrogène peut charger les batteries par l'intermédiaire d'un redresseur. La gestion du système doit être automatique à cause de la complexité du système hybride. Un tel système fut étudié par Munoz [84].

Les avantages et inconvénients de ces configurations sont représentés sur le tableau suivant :

Tableau II.4: Avantages et inconvénients de différentes configurations.

	Avantages	Inconvénients
Configuration DC	<ul style="list-style-type: none"> • Un schéma électrique simplifié à cause d'une absence de commutation des sources d'énergie en courant alternatif, • La mise en marche du groupe électrogène n'est pas liée avec une interruption de l'alimentation électrique, • Grâce à l'onduleur, le consommateur peut être alimenté avec une tension, dont la forme du signal, la valeur et la fréquence sont convenables. 	<ul style="list-style-type: none"> • L'onduleur ne peut pas travailler en parallèle avec le groupe électrogène. C'est pourquoi il doit être dimensionné de manière à ce qu'il puisse couvrir la charge maximale possible, • Les batteries doivent avoir une grande capacité, • Un rendement relativement faible dans le cas d'un groupe électrogène à courant alternatif, car la puissance fournie est convertie deux fois avant d'arriver au consommateur, • Une avarie éventuelle de l'onduleur provoque une coupure totale de l'alimentation électrique.
Configuration AC	<ul style="list-style-type: none"> • Les composants du système ne doivent pas être dimensionnés pour la charge totale, parce que le consommateur peut être alimenté par les deux sources en même temps, • Un meilleur rendement, car les sources fonctionnent avec une puissance plus proche de leur puissance nominale. De plus il n'y a pas une conversion de l'énergie produite par le groupe électrogène, • Diminution du nombre des convertisseurs électroniques, ce qui diminue le câblage nécessaire et l'investissement initial pour la construction du système hybride, • Une avarie du convertisseur électronique ne provoque pas de coupure de l'alimentation de la charge. 	<ul style="list-style-type: none"> • Le contrôle automatique est obligatoire pour le fonctionnement correct du système, • Le convertisseur électronique doit fournir une tension sinusoïdale, pour que la synchronisation avec le groupe électrogène soit possible, • Les batteries vieillissent rapidement (pas de chargeur), • Le personnel, qui s'occupe du fonctionnement correct du système, doit être qualifié,
Configuration DC-AC	<ul style="list-style-type: none"> • Le système possède un rendement plus haut, car le groupe électrogène peut alimenter directement la charge, d'où une baisse de la consommation de carburant, • L'onduleur peut assurer au consommateur la tension demandée en forme et valeur, • Une avarie de l'onduleur n'engendrera pas l'arrêt complet de l'alimentation électrique, parce que la charge peut être satisfaite par le groupe électrogène. 	<ul style="list-style-type: none"> • L'apparition d'une coupure instantanée de l'alimentation lors de la commutation des sources, • Le groupe électrogène et l'onduleur doivent être dimensionnés pour une consommation maximale du système. De cette façon, ils fonctionnent avec un moindre rendement lors des périodes de faible charge, • Une construction complexe.

Un choix judicieux d'architecture dépend du dimensionnement du système, ainsi que les différentes sources et composants mis en œuvre.

II.4 Les pertes d'énergie dans les systèmes hybrides

Les Systèmes hybrides photovoltaïques/groupe électrogène sont conçus pour être totalement autonomes dans la production, le stockage et la fourniture d'électricité aux charges électriques locales; l'offre et la demande d'énergie doivent être équilibrées [85]. Le calcul suivant (équation II.17) montre le bilan énergétique d'un système hybride PV/ groupe électrogène.

$$E_{Pro} \approx E_{Con} \quad \text{II.17}$$

Où

$$E_{Pro} = E_{PV} + E_{GE} \quad \text{II.18}$$

$$E_{Con} = E_{Charge} + E_{Perte} \quad \text{II.19}$$

L'énergie qui doit être fourni par le groupe électrogène peut être déterminée comme suit:

$$E_{GE} = E_{Charge} + E_{Perte} - E_{PV} \quad \text{II.20}$$

L'objectif de l'équilibre énergétique est de minimiser l'énergie qui doit être fournie à partir des sources d'énergie auxiliaires. En outre, le groupe électrogène doit fonctionner à proximité de sa puissance nominale pour un rendement énergétique élevé. Comme représenté dans l'équation II.20, les pertes d'énergie ont un impact direct sur la production d'énergie dans le système. Il est donc nécessaire de déterminer ces pertes d'énergie, afin de les minimiser.

Les pertes d'énergie pertinentes dans un système photovoltaïque hybride autonome sont classées en deux catégories : Des pertes de capture et des pertes du système [86].

II.4.1 Les pertes de capture

Les pertes de capture ou d'irradiation traduisent le fait que seule une partie du rayonnement solaire entrant est utilisé pour la conversion d'énergie, l'autre partie du rayonnement incident non capturé est donc perdu dans un bilan énergétique global. Ces pertes sont classées comme suit:

- *Les pertes d'orientation du module photovoltaïque:* Les pertes d'orientation traduisent la perte de rayonnement causée par la disposition d'un module autre que perpendiculaire aux rayons du soleil entrants. Les pertes peuvent être considérablement réduites en utilisant un système de suivi qui permet un ajustement automatique de l'angle d'inclinaison du module en fonction de la position du soleil. Tout système de suivi mécanique, cependant, nécessite un entretien régulier et représente une réduction éventuelle de la fiabilité du système. Pour cette raison, les systèmes de suivi ne sont généralement pas utilisés pour les systèmes

photovoltaïques autonomes et un angle d'orientation et d'inclinaison fixe est choisi à la place.

- *Les pertes de réflexion*: Les pertes de réflexion sont des pertes d'irradiation à la surface du module photovoltaïque, où une partie de la lumière solaire incidente est réfléchi et donc perdu pour le procédé de conversion d'énergie.
- *Les pertes spectrales à l'égard de AM 1,5*: Les caractéristiques du module comme ils sont donnés par le fabricant sont déterminées dans des conditions normalisées d'essai de référence (STC), par exemple, à un spectre standard de 1,5 AM. L'écart entre le spectre d'irradiation disponible et AM 1,5 provoque des pertes dites spectrales.
- *Les pertes dues à l'ombrage*: Les pertes causées par l'ombrage correspondent à l'énergie réduite reçue par un module ombragé par rapport à la non-ombragé dans des conditions par ailleurs identiques. Cette perte d'irradiation directe peut en outre conduire à des pertes de discordance dans le générateur photovoltaïque, causées par la distribution d'irradiation non uniforme sur l'ensemble du système.
- *Encrassement de surface*: Un module sale entraîne des pertes d'énergie dues à une diminution de la transmission de la lumière du soleil à la surface du module.

II.4.2 Les pertes du système

Les pertes du système définissent les pertes d'énergie systématiques qui sont dues aux propriétés physiques et techniques des composants du système ou de l'installation entière.

Les pertes du système couvrent toutes les pertes d'énergie qui se produisent lors de la conversion et l'acheminement de l'énergie électrique. Ces pertes peuvent être classées comme suit :

- *Les pertes des convertisseurs statiques*: Les pertes de l'onduleur sont liées au rendement de l'onduleur. Étant donné les onduleurs autonomes sont alimentés par le réseau DC local, la consommation de veille est inclus dans ce cas. Le rendement du chargeur de batterie est généralement un peu plus bas que le rendement de l'onduleur. Notez que les pertes du redresseur ne sont qu'une partie des pertes globales générées au cours de la recharge des batteries à partir d'une source de courant alternatif. Les pertes de stockage dans les batteries (voir ci-dessous) et la suite des pertes de conversion DC/AC se produisent avant que l'énergie initialement prévue peut être consommé par une charge alternative.
- *Les pertes de stockage dans les batteries*: Les pertes de stockage comprennent toutes les pertes d'énergie dans une batterie. Ils sont décrits par le rendement de charge et de décharge de la batterie, ainsi que les caractéristiques d'autodécharge.

- *Les pertes du groupe électrogène:* La consommation spécifique de carburant d'un groupe électrogène dépend de son mode de fonctionnement. Le rendement des groupes électrogènes croît avec leur puissance, duquel doivent être soustraites les pertes mécaniques et électriques dans l'alternateur et la transmission.
- *Les pertes de câblage:* Les pertes de câblage comprennent toutes les pertes ohmiques entre les composants du système, résistances des câbles, relais, commutateurs ou d'autres connexions contribuent à cette perte d'énergie. Les diodes de blocage dans les chaînes parallèles du générateur PV font également partie des pertes de câblage. En raison des courants alternatifs généralement faibles par rapport à courant continu, les pertes de câblage AC peuvent généralement être négligées.
- *Pertes d'adaptation Photovoltaïque/Batterie:* Dans de nombreux systèmes photovoltaïques hybrides autonomes le générateur PV est relié directement à la batterie de stockage (en particulier, c'est le schéma de connexion le plus facile à mettre en œuvre). Par conséquent, le point de service des modules est défini par la tension réelle de la batterie. Les pertes de discordance PV-batteries sont dues à la différence entre la tension de fonctionnement effective et de la tension d'alimentation maximale V_{mpp} ; le générateur photovoltaïque ne fonctionne pas à son point de puissance maximale correspondant aux conditions météorologiques données.
- Le suivi du point de puissance maximum (MPPT) vise à réduire les pertes de discordance PV-batterie. Cependant, lors de l'utilisation d'un tel dispositif, les pertes dues à l'efficacité de conversion DC/DC et le MPPT doivent être considérés.
- *Pertes d'association de modules photovoltaïques:* Les pertes d'association de module photovoltaïques sont causées par des écarts entre les formes des courbes $I(V)$ de modules interconnectés qui forment le générateur photovoltaïque. En conséquence, la puissance de sortie globale de l'ensemble est inférieure à la somme des puissances de sortie de tous les modules individuels à un point de fonctionnement donné. Ces pertes peuvent avoir des origines différentes:
 - Les différences entre les courbes $I(V)$ existent même pour les modules du même type. Elles sont provoquées par de petites variations dans le procédé de fabrication,
 - Un ombrage partiel du générateur photovoltaïque ne crée pas seulement des pertes de discordance en raison de la distribution non uniforme d'irradiation mais aussi des différences de température, conduisant aux écarts dans les courbes $I(V)$;
 - Les différences dans les longueurs des câbles et de la résistance de différentes chaînes ou sous-réseaux peuvent causer des pertes de discordance supplémentaires.

La figure II.27 représente un diagramme de flux d'énergie pour un système hybride photovoltaïque / groupe électrogène typique.

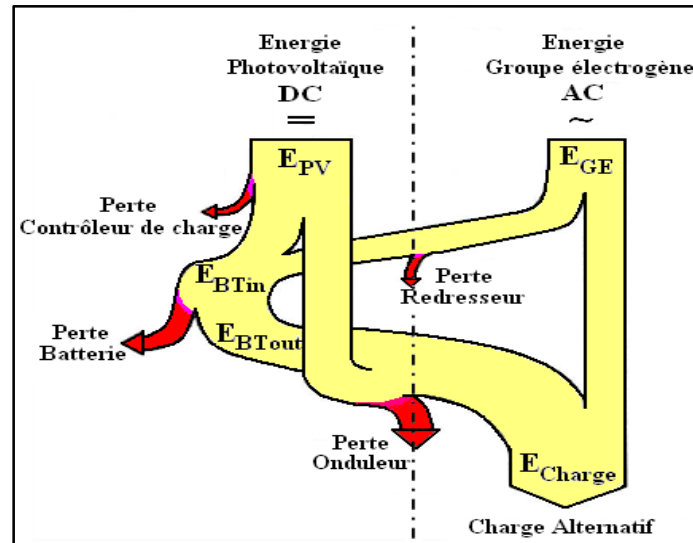


Figure II.27: Diagramme de flux d'énergie pour un système hybride.

II.5 Conclusion

Durant ce chapitre, nous avons exposé les différents composants d'un système hybride et leurs fonctionnements. Le processus de design associé à ces systèmes est toutefois un problème relativement complexe puisqu'il implique la nécessité de considérer à la fois le dimensionnement, les stratégies d'opération et la fiabilité du système qui est l'un des paramètres les plus importants de la sûreté de fonctionnement, car tout système photovoltaïque hybride qui fonctionne dans un milieu hostile tel que le désert est susceptible de tomber en panne. Des composants le constituant peuvent être en dysfonctionnement ou en panne, ce qui influe sur le reste de l'installation et à la fourniture de l'énergie électrique.

Chapitre III :

Fiabilité et maintenance

dans les systèmes hybrides

III.1 Introduction

Les particuliers et les entreprises sont de plus en plus sensibilisés à l'importance des coûts induits par les défaillances accidentelles des systèmes de production. Alors que la maintenance, jusqu'à très récemment, était considérée comme un centre de coûts, nous sommes de plus en plus conscients qu'elle peut contribuer d'une manière significative à la performance globale d'un système de production d'énergie. La complexité des mécanismes de dégradation des équipements a fait en sorte que la durée de vie de ce dernier a toujours été traitée comme une variable aléatoire. Cet état de fait a incité plusieurs organismes à adopter des approches plutôt réactives.

Dans ce chapitre, nous rappellerons certains concepts de fiabilité et de maintenance, non seulement pour introduire certaines définitions de la sûreté de fonctionnement, mais également pour mettre en évidence l'ampleur de l'effort nécessaire pour mettre en place un système de maintenance.

Puis, nous répertorions les défaillances et pannes probables des éléments composant un système de production d'énergie photovoltaïque hybride fonctionnent dans un milieu hostile. Nous proposerons également des solutions, à partir de données disponibles pour générer des systèmes de protection adéquate. Cette partie vise essentiellement à démontrer que la durée de vie d'un équipement est une variable aléatoire et que les caractéristiques de ce dernier se dégradent avec l'usage et conditions de fonctionnement. Seules les actions de protection et de maintenance peuvent maintenir ou rétablir l'équipement dans des conditions normales d'opération.

III.2 Sûreté de fonctionnement d'un système

La complexité croissante des systèmes et leurs utilisations massives dans notre vie quotidienne, font de la sûreté de fonctionnement, un domaine incontournable dans le développement et l'utilisation de tout système.

Le terme "sûreté de fonctionnement" inventé voici trente ans, est une notion générique qui mesure la qualité de service assurée par un équipement ou un système donné, elle englobe plusieurs concepts [87], à savoir :

- **Fiabilité:** aptitude d'un système à rester constamment opérationnel pendant une durée donnée.
- **Maintenabilité:** c'est l'aptitude d'un système à être remis rapidement dans un état opérationnel.
- **Disponibilité:** aptitude d'un système à être opérationnel au moment où il est sollicité.
- **Sécurité:** c'est l'aptitude d'un système à ne pas connaître de pannes considérées comme catastrophiques pendant une durée donnée.

La figure suivante montre l'interaction entre ces concepts.

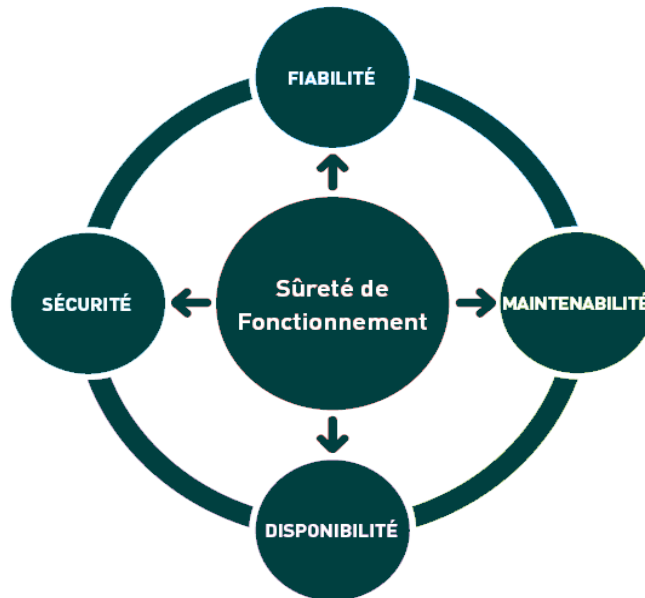


Figure III.1: Les composantes de la sûreté de fonctionnement.

Les préoccupations dites de sécurité sont très présentes dans le monde des machines, systèmes de production et équipements. Dans les systèmes de production d'énergie électrique, les préoccupations sont plutôt liées à la disponibilité. Dès lors que la sécurité ou la disponibilité du système est mise en défaut, on incrimine sa fiabilité. Enfin, en cas de dysfonctionnement, il convient de remettre le système en conditions de fonctionnement initial, c'est là qu'intervient la maintenabilité.

III.2.1 Fiabilité d'un système

La Fiabilité d'un système s'exprime par la probabilité que ce dispositif accomplisse une fonction requise dans des conditions et période d'utilisation déterminée [87]. C'est donc une grandeur comprise entre 0 et 1. Elle est désigné, dans ce qui suit par $R(t)$ où t représente la durée de la mission (équation VI.1).

$$R(t) = \text{Prob} \{ \text{durée de vie du système} > t \} \quad \text{III.1}$$

Rappelons que la durée de vie d'un système est une mesure de la quantité de service rendu. Selon le système étudié, elle s'exprime en termes de temps, d'heures de fonctionnement, de kilomètres ou autre. La figure III.2 présente une allure de la fonction de fiabilité $R(t)$ en fonction du temps.

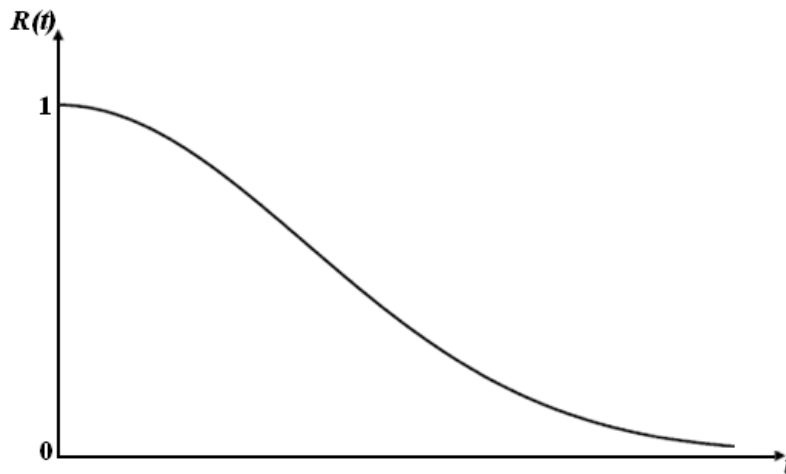


Figure III.2: Courbe de survie ou de fiabilité.

Le fait que la défaillance d'un système puisse survenir à n'importe quel moment nous amène à considérer cette grandeur comme une variable aléatoire à laquelle nous pouvons associer une fonction de densité $f(t)$. Il importe de rappeler que $f(t).dt$ est la probabilité que la durée de vie d'un système soit comprise entre t et $t+dt$ (équation III.2), ou encore la probabilité qu'il tombe en panne entre t et $t+dt$ (Figure VI.1).

$$f(t).dt = \text{Prob} \{ t < \text{durée de vie du système} < t + dt \} \quad \text{III.2}$$

Nous désignons par $F(t)$, la fonction de répartition ou la fonction de distribution associée aux durées de vie. $F(t)$ peut s'interpréter comme la probabilité que la durée de vie du composant soit supérieure ou égale à t (équation VI.3).

$$F(t) = \text{Prob} \{ \text{durée de vie du système} \geq t \} \quad \text{III.3}$$

Nous supposons qu'en tout temps, le système est soit 'Opérationnelle' ou 'Hors d'usage', il s'ensuit que :

$$\forall t > 0, R(t) + F(t) = 1 \quad \text{III.4}$$

De par la définition de la fonction densité $f(x)$ et en se basant sur les concepts de base de probabilité, nous avons :

$$R(t) = \int_t^{+\infty} f(x) dx \quad \text{III.5}$$

$$F(t) = \int_0^t f(x) dx \quad \text{III.6}$$

La fonction $f(t)$ désigne la densité de probabilité de t et elle est donnée par :

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = -\frac{dR(t)}{dt} \quad \text{III.7}$$

La défaillance d'un équipement peut être caractérisée par un taux de panne (taux de défaillance). Il est défini comme étant la probabilité conditionnelle que l'équipement tombe en panne entre l'instant t et $t + \Delta t$ sachant qu'il a survécu jusqu'à l'instant t . Il peut aussi être défini comme la proportion de composants ayant survécu jusqu'à l'instant t (Equation III.8).

Il représente également la vitesse d'arrivée de la panne [108].

$$\lambda(t) = \frac{N(t) - N(t + \Delta t)}{N(t)\Delta t} \quad \text{III.8}$$

Avec : $N(t)$ le nombre de composants ayant survécu jusqu'à l'instant t et $N(t + \Delta t)$ le nombre de composants ayant survécu jusqu'à l'instant $t + \Delta t$.

Il importe de rappeler que la fiabilité est une fonction décroissante de l'usage fait d'un équipement. Elle est reliée au taux de panne $\lambda(t)$ par la relation suivante :

$$R(t) = \exp\left(-\int_0^t \lambda(x)dx\right) \quad \text{III.9}$$

Où t est la durée de la mission considérée.

Si nous représentons le taux de panne en fonction du temps, nous obtenons une courbe appelée (En baignoire) qui est divisée en 3 parties [88] (Figure III.3) :

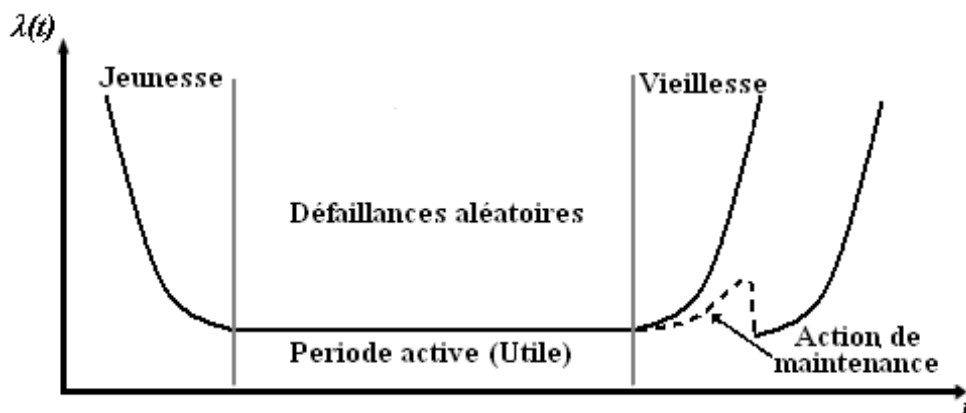


Figure III.3: Courbe en baignoire.

Période de jeunesse: Concerne les défaillances précoces dues à des problèmes de conception (mauvais dimensionnement, etc.) ou de fabrication. Le taux de défaillance et de panne est décroissant dans cette période. Les défaillances de jeunesse peuvent être supprimées avant la livraison au client en pratiquant le déverminage. Cette pratique consiste à mettre en fonctionnement les produits à livrer sous des conditions révélant les modes de défaillance et il suffit, ensuite, de ne livrer que les bons produits. Cette pratique est coûteuse mais le taux de défaillance lors de la livraison est égal à celui du début de la période utile. De nombreux fabricants ne réalisent pas ce déverminage sur leurs produits pour des raisons de coût.

Période active: Elle correspond à la durée de vie utile. Pendant cette période, le taux de défaillance peut être:

- Croissant pour les éléments mécaniques : modes de défaillances mécaniques, usure, fatigue, corrosion,
- Constant pour les composants électroniques : pas de phénomènes de vieillissement, phénomène caractéristique des défaillances aléatoires,
- Décroissant dans le cas des logiciels : la correction des erreurs permet d'améliorer la fiabilité.

Période de vieillesse ou l'usure: En atteignant cet âge, le composant commence à vieillir et le taux de panne augmente en fonction du temps. Ce qui correspond à la fin d'utilisation de l'équipement quelque soit le type de technologie.

III.2.2 Mécanismes de défaillance

Dans le développement d'un système, le concepteur doit choisir une architecture qui satisfera les critères de performance et de fiabilité [88]. Cependant, tout système contient inévitablement des défauts qui se manifestent potentiellement par l'apparition de défaillances et pannes au cours de sa vie opérationnelle. Il existe deux types de défaillances :

- Défaillance catalectique complète et soudaine,
- Défaillance partielle par dérive qui est due à un phénomène d'usure.

Un mode de défaillance est la manière selon laquelle cette défaillance est observée. Généralement il décrit la façon dont la défaillance survient, ainsi que son impact sur l'opération de l'équipement. Ce mode peut prendre l'une des formes suivantes : Une déformation, corrosion, fuite, coincement, perte de performance, court-circuit, etc...

Les causes de ces défaillances sont les circonstances associées à la conception, à la fabrication ou à l'exploitation qui ont entraînés une défaillance [89]. Elles dépendent d'un mécanisme de défaillance, voir figure III.4.

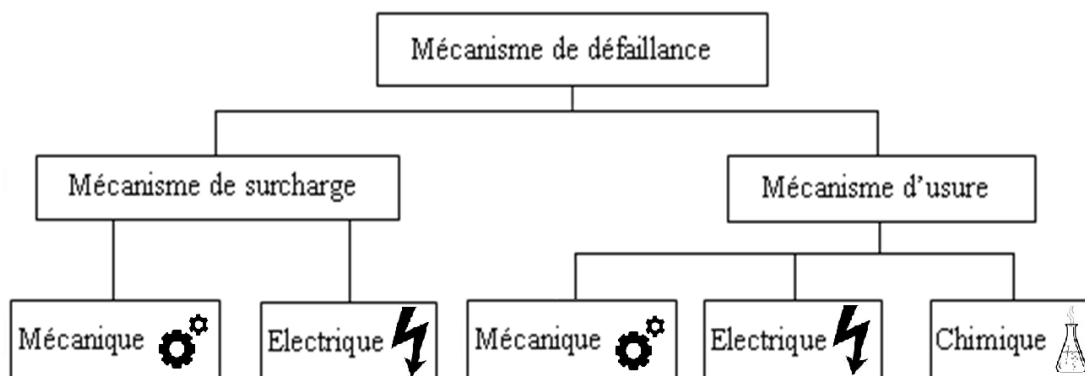


Figure III.4: Les mécanismes de défaillances.

Les effets d'une défaillance sont les symptômes par lequel est décelée l'altération ou la cessation d'une fonction requise et qui en est la conséquence. Donc il est important de connaître les mécanismes de défaillance d'un système pour mieux évaluer sa fiabilité.

III.2.3 Métriques de la sûreté de fonctionnement

La vie utile d'un composant comporte des cycles de fonctionnement (Figure III.5) [90]. Au cours d'un cycle, l'état du composant passe de l'état 'Fonctionnel' à l'état 'Hors d'usage' ou l'inverse .

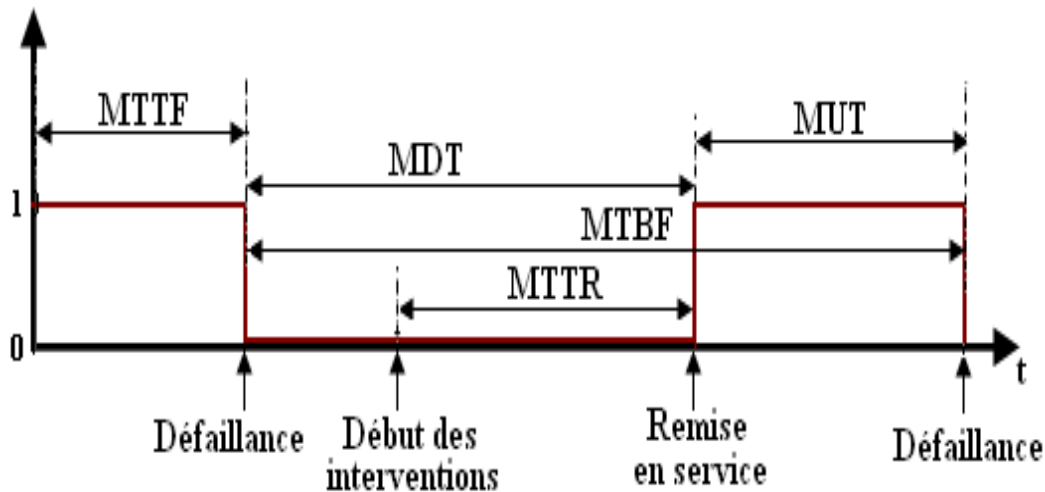


Figure III.5: Durées moyennes associées à la Sûreté de Fonctionnement.

On observons cette figure, nous remarquerons que la moyenne de temps de bon fonctionnement (MTBF) comporte la MUT (*Mean Up Time*) qui est la moyenne de temps de fonctionnement et la MDT (*Mean Down Time*) qui est la moyenne de temps de panne, cette dernière est constituée de la moyenne de temps technique de réparation (MTTR) qui est la durée moyenne de réparation du composant sur un horizon de temps 't' et une fraction de temps nécessaire à la détection de la panne et à la remise en route du composant.

La durée moyenne entre deux défaillances (MTBF) correspond à l'espérance mathématique de la variable aléatoire T. Son expression est donnée par l'équation III.10.

$$MTBF = MDT + MUT = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad \text{III.10}$$

La disponibilité est définie comme la probabilité de bon fonctionnement d'un dispositif à l'instant t. Augmenter la disponibilité d'un matériel consiste à diminuer le nombre de ses arrêts et à réduire le temps nécessaire pour résoudre les causes de ceux-ci. Ainsi, la disponibilité, notée D, est donnée par l'équation III.11.

$$D = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad \text{III.11}$$

D'un point de vue pratique, la figure III.6 présente un schéma global pour la détermination des caractéristiques de la fiabilité opérationnelle d'un équipement à partir d'une banque de données, de l'historique des pannes ou du retour des expériences.

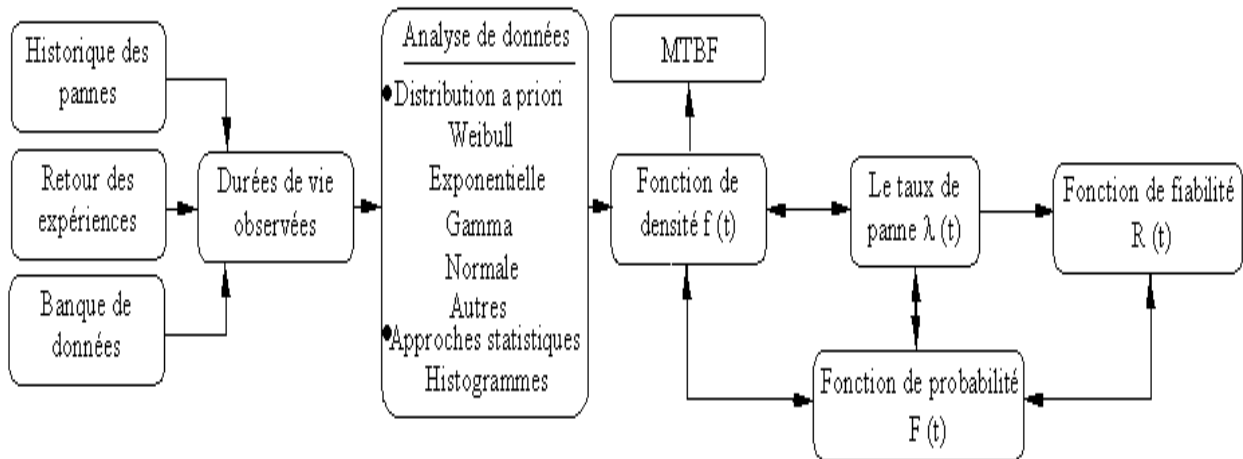


Figure III.6: Détermination expérimentale des différentes caractéristiques d'un équipement.

Ces données nous permettent de déterminer la durée de vie observée et de déduire les différentes caractéristiques telles que le taux de panne, la fiabilité, la défaillance, etc.

Il va sans dire qu'une réduction du taux de panne entraîne une amélioration de la fiabilité. C'est dans cet ordre d'idée que la maintenance doit être introduite.

III.2.4 La maintenance et la maintenabilité

La performance d'un système dépend non seulement de sa conception et d'exploitation, mais aussi de l'entretien et de la maintenance de l'élément au cours de sa durée de vie opérationnelle [90]. Le concept de Maintenance et de Maintenabilité doit être introduit dans le fonctionnement des systèmes.

III.2.4.1 Définition de la maintenance

La maintenance est un ensemble d'actions permettant de maintenir (action préventive) ou de rétablir (aspect correctif) un équipement ou d'un système dans un état spécifié ou en mesure d'assurer un service donné. La figure III.7 réunit les diverses méthodes de maintenance.

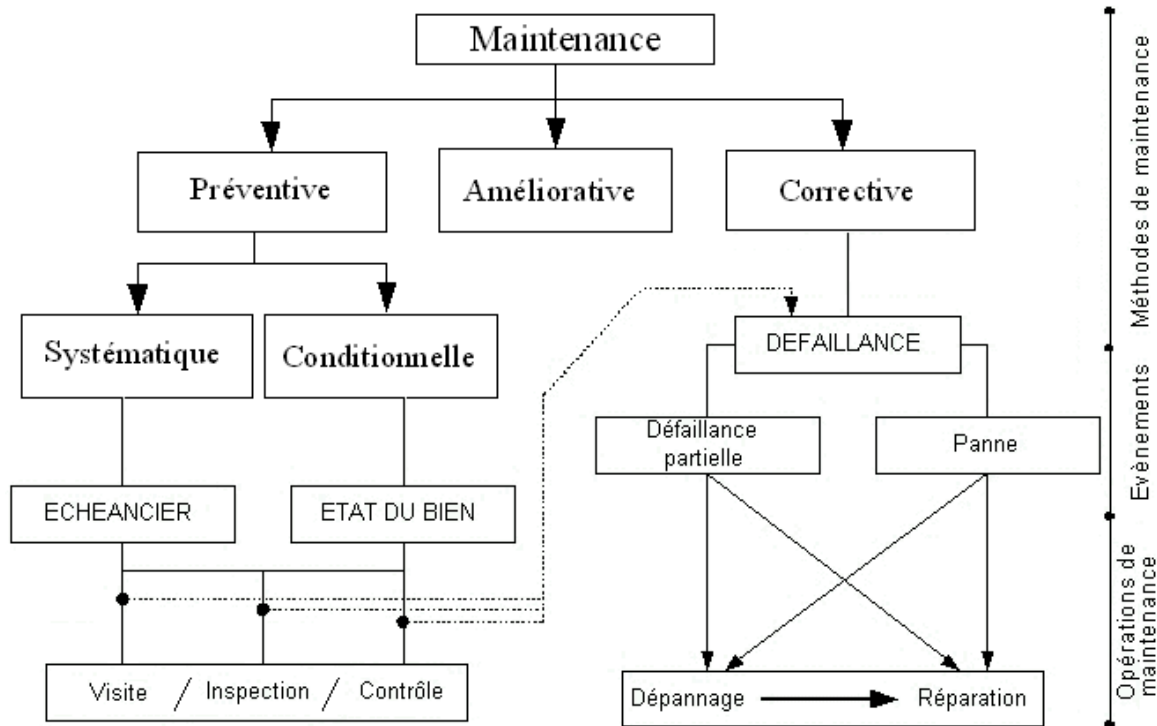


Figure III.7: Les différents types de maintenance.

Maintenance préventive est une maintenance effectuée dans l'intention de réduire la probabilité de défaillance d'un bien ou d'un service rendu. Les activités correspondantes sont déclenchées selon un échéancier établi à partir d'un nombre prédéterminé d'unités d'usage (maintenance systématique) ou de critères prédéterminés significatifs de l'état de dégradation du bien ou du service (maintenance conditionnelle).

- **Maintenance prédictive (ou prévisionnelle)** est une maintenance préventive dépendante à l'analyse de l'évolution surveillée de paramètres significatifs de la dégradation du bien, permettant de retarder et de planifier les interventions.
- **Maintenance préventive systématique** est une maintenance effectuée selon un échéancier établi selon le temps ou le nombre d'unités d'usage. La périodicité des remplacements est déterminée selon deux méthodes : la première est de type bloc et la seconde, de type âge. La politique de remplacement de type âge suggère de remplacer l'équipement à la panne ou après un temps T de bon fonctionnement.
- **Maintenance préventive conditionnelle** est une maintenance dépendante à un type d'événement prédéterminé. Divers outils comme l'analyse d'huile ou l'analyse de la vibration permettent de détecter les signes d'usure ou de dégradation de l'équipement. Ceci s'effectue en mesurant, à chaque inspection, la valeur d'un paramètre de contrôle tel que l'amplitude de déplacement, de vitesse ou d'accélération des vibrations, le degré d'acidité, ou la teneur de particule solide dans l'huile. L'action ne se déclenche que

lorsque le paramètre de contrôle dépasse un seuil déterminé empiriquement, fixé par le constructeur ou de sécurité au travail.

Maintenance corrective caractérisée par son caractère aléatoire, elle a pour objet de redonner au matériel des qualités perdues nécessaires à son utilisation. Les défauts, pannes ou avaries diverses exigeant une maintenance corrective entraînent une indisponibilité immédiate ou à très brève échéance des matériels affectés et/ou une dépréciation en quantité et/ou qualité des services rendus. La maintenance corrective débouche sur deux types d'intervention.

- **Palliative**: Intervention à caractère provisoire.
- **Curative**: Intervention à caractère définitif.

Le choix entre ces méthodes de maintenance s'effectue dans le cadre de la politique de la maintenance. Pour choisir, il faut donc connaître le fonctionnement et les caractéristiques du matériel, son comportement en exploitation, les conditions d'application de chaque méthode, les coûts de maintenance et les pertes [89-91].

L'absence de données fiables et d'outils efficaces de traitement de ces données réduit la fonction maintenance à des tâches de dépannage, et par le fait même, à une fonction dont les coûts ne cessent d'augmenter dans le temps.

III.2.4.2 Définition de la maintenabilité

La maintenabilité est l'aptitude d'un équipement à être maintenu ou rétabli dans un état dans lequel il peut accomplir une fonction requise, dans les conditions d'utilisation données pour lesquelles il a été conçu [92]. D'où, la maintenabilité est une caractéristique précisant la facilité et la rapidité avec lesquelles un système peut être remis en un état de fonctionnement total avec une fiabilité correspondant à son âge.

La maintenabilité d'un équipement dépend de nombreux facteurs, à savoir : Facilité d'utilisation, aptitude au démontage, facilité d'obtention des pièces de rechange et de la documentation et coût des pièces de rechange. On dénombre cinq critères de maintenabilité [92].

Le premier critère est relatif à la surveillance de la maintenance préventive. Il est important de connaître à ce niveau l'accessibilité de la composante, sa démonstrabilité et son interchangeabilité.

Le deuxième est relatif à la maintenance corrective, plus particulièrement, le temps de recherche de panne ou de défaillance et le temps de diagnostic.

Le troisième critère est relatif à l'organisation de la maintenance, pris en compte par la périodicité du préventif, le regroupement à des périodes identiques, l'homogénéité de la fiabilité des composants, la présence d'indicateurs et de compteurs et la complexité des interventions.

Le quatrième critère est lié à la qualité de la documentation technique. Celui-ci comporte la valeur du contenu, la disponibilité de la documentation, le mode de transmission et les principes généraux de rédaction et de présentation de la documentation technique.

Le cinquième critère de maintenabilité est lié au suivi du bien par le fabricant. Il sera question de l'évolution du fabricant, de la qualité du service après-vente et de l'obtention des pièces de rechange.

Ainsi les systèmes dont les composants sont très facilement démontables peuvent bénéficier d'une meilleure maintenabilité que les autres.

III.2.4.3 Différence entre maintenance et maintenabilité

La maintenabilité est une caractéristique du système et est définie en termes de probabilité. En revanche, la maintenance est une action réalisée par des techniciens sur le système pour le remettre en état.

III.2.4.4 Les niveaux de maintenance et système de gestion

Une autre condition pour la réussite d'un système de maintenance serait de définir les niveaux de maintenance dans un système [94,95]. Ceux-ci font référence à la complexité des tâches à effectuer et aux ressources humaines et matérielles nécessaires à la réalisation de chacune de ces tâches.

- Réglage simple prévu par le constructeur au moyen d'organes accessibles sans aucun démontage ou échange en toute sécurité,
- Dépannage par échange standard d'éléments prévus à cet effet, ou d'opérations mineures de maintenance préventive,
- Identification et diagnostic de pannes, réparation par échange de composants fonctionnels, réparations mineures,
- Travaux importants de maintenance corrective ou préventive,
- Travaux de réparations importantes, rénovation ou de reconstructions.

Des tâches sont associées à la maintenance (Gestion de la maintenance), on peut citer:

- Elaborer et choisir les procédures de contrôle et de maintenance adéquates,
- Déterminer les domaines d'actions prioritaires,
- Etablir les plannings des interventions et gérer le suivi de la maintenance,
- Assurer la sécurité dans l'organisation de la maintenance,
- Constituer une documentation pour tous les genres d'intervention et mettre à jour la partie historique du dossier technique des équipements,
- Rechercher des améliorations dans le système.

III.2.4.5 L'impact de la maintenance sur la fiabilité d'un système.

La pertinence d'un système de la maintenance a été prouvée dans plusieurs ouvrages [90-95]. En effet, un système de gestion de la maintenance bien adapté aux besoins peut aider un système à demeurer compétitif. Dans la figure III.8, on représente la contribution des différents types de maintenance en ce qui concerne la fonction de fiabilité $R(t)$ et la durée de vie utile de l'équipement.

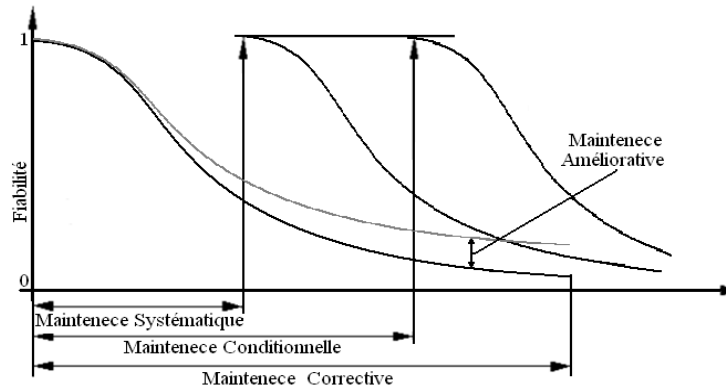


Figure III.8: L'impact de la maintenance sur la fiabilité des équipements.

Une réduction du taux de panne $\lambda(t)$ entraîne une amélioration de la fonction de fiabilité $R(t)$. C'est dans cet ordre d'idée que la maintenance améliorative a été instaurée. La maintenance préventive, avec toutes ses variantes, va en revanche tenter de ramener le taux de panne à son niveau le plus bas en remplaçant la composante usée sans améliorer les caractéristiques intrinsèques de l'équipement.

Un système de gestion de la maintenance implanté adéquatement permet de protéger les investissements en assurant aux équipements une vie utile prolongée grâce à un entretien régulier et efficace.

Pour mettre en place une politique de maintenance adéquate, il est important de comprendre les phénomènes de défaillance et de dégradation des composants du système.

Les principaux modes de défaillances sont divisés dans les catégories suivantes :

- Les défauts préexistants dans les pièces en service, il apparaît suite à un défaut de fabrication ou lors du montage;
- Les défaillances mécaniques en fonctionnement, elles apparaissent suite à un choc, une surcharge, une fatigue mécanique ou thermique, l'usure, l'érosion ou à la corrosion;
- Les défaillances électriques qui surgissent suite à la rupture d'une liaison électrique, au collage, à l'usure de contact ou au claquage d'un composant.

A travers ce travail, une étude de la dégradation et l'amélioration du fonctionnement et de la fiabilité des systèmes photovoltaïques hybrides est effectué.

III.3 Etude de dégradation et amélioration de fiabilité

Un système photovoltaïque hybride qui fonctionne dans un milieu hostile tel que le désert est susceptible de tomber en panne, car les composants le constituant peuvent tomber en panne ou se trouver en dysfonctionnement, ce qui va influencer sur le reste de l'installation et sur la fourniture en énergie. Il y a aussi le fait que l'utilisateur ne peut pas toujours comprendre les limites d'un système photovoltaïque hybride.

III.3.1 Dégradation des modules photovoltaïques

L'étude de la dégradation de module exige toujours la surveillance et les mesures périodiques des principaux paramètres caractérisant le fonctionnement de ce module. Sans moyens appropriés, il serait difficile de savoir exactement les facteurs qui affectent les modules photovoltaïques.

III.3.1.1 Les défaillances et pannes probables des modules photovoltaïques

Grâce aux observations effectuées sur le terrain et les diverses publications techniques sur le sujet [95], les différents défaillances possibles affectant un module photovoltaïque cristallin sont discernées. Pour mieux comprendre le phénomène de dégradation des modules photovoltaïques et leur impact dans un milieu aride, la majorité des défaillances et pannes sont regroupées dans le tableau III.1.

Tableau III.1: Défaillances et pannes du générateur photovoltaïque.

Symptôme		Cause	Résultats	Action
Vitrages	Rayure, déformation, fissures et claquage du vitrage de protection	<ul style="list-style-type: none"> Pressions et forces appliquées sur le module Acte de vandalisme 	<ul style="list-style-type: none"> Dégradation et/ou cassure du vitrage du module Diminution de la transmission optique du vitrage Détérioration du traitement anti-réflexion du vitrage Dégradation de l'étanchéité Décollement des joints en silicone 	<ul style="list-style-type: none"> Protection du module des agressions externes Remplacement des modules défectueux
		<ul style="list-style-type: none"> Choc mécanique ou thermique Mauvais montage (Contrainte de dilatation) Vent violent Vent de sable 		
	Diminution de la transmission optique	<ul style="list-style-type: none"> Présence sur vitrage de 	<ul style="list-style-type: none"> Occultation des cellules 	

Cellules	Perte ou pas de puissance en sortie du module	polluantes atmosphériques et salissures par déjection animale, sable et autre <ul style="list-style-type: none"> • Ombrage des cellules 	<ul style="list-style-type: none"> • Obscurcissement • Perte de puissance du module • Echauffement des cellules 	Évités et/ou enlever les sources d'ombrage ou obstacles Nettoyage et lavage régulier des modules
		<ul style="list-style-type: none"> • Modules mal orienté 	<ul style="list-style-type: none"> • Baisse de courant de sortie 	Inclinaison et / ou orientation correcte
		<ul style="list-style-type: none"> • Certaines interconnexions de matrice rompu ou corrodées 		Réparation des interconnexions
		<ul style="list-style-type: none"> • La lumière n'est pas disponible 	<ul style="list-style-type: none"> • Pas de courant de sortie 	Attendez que le temps ensoleillé
	Accumulation de poussières, salissures, particules étrangères	<ul style="list-style-type: none"> • Manque de maintenance 	<ul style="list-style-type: none"> • Perte de puissance 	Nettoyage et lavage régulier des modules
	Changement de couleur	<ul style="list-style-type: none"> • Oxydation • Température de fonctionnement excessif • Dégradation chimique 	<ul style="list-style-type: none"> • Point chaud aux niveaux des cellules • Corrosion de cellule • Vieillessement 	Protection, Dissipation thermique par des systèmes de refroidissement Remplacement des modules défectueux
Echauffement des cellules	<ul style="list-style-type: none"> • Température de fonctionnement excessif • Défaut de fabrication • Courant inverse • Mauvais refroidissement 	<ul style="list-style-type: none"> • Point chaud aux niveaux des cellules • Changement de couleur • Pertes de puissance • Craquage de la plaquette de Si (Contraintes de dilatation) 		
Ruban de connexion	Discontinuité de soudure et/ou de connexion	<ul style="list-style-type: none"> • Vent de sable • Humidité • Mauvaise étanchéité 	<ul style="list-style-type: none"> • Affaiblissement et rupture des rubans de connexion et des soudures entre les cellules • Perte ou pas de puissance en sortie du module 	Réparation ou remplacement des modules défectueux
	Oxydation, corrosion et formation de sels			

Matériau d'enrobage	Jaunissement ou brunissement du matériau d'enrobage (EVA ou autre)	<ul style="list-style-type: none"> • Ultraviolets(UV) du soleil • Echauffement local • Défaut de conception 	<ul style="list-style-type: none"> • Dégradation de l'encapsulant • Brunissement de la grille électrique des cellules 	Protection, refroidissement et/ou remplacement des modules défectueux
	Formation de bulles	<ul style="list-style-type: none"> • Dégradation de l'étanchéité • Rétention et infiltration d'eau • Echauffement des cellules 	<ul style="list-style-type: none"> • Usure de Tedlar 	
Cadre d'aluminium	Décollement des joints	<ul style="list-style-type: none"> • Vent et pluie violent • Vent de sable • Température excessif et répétitif • Vieillessement 	<ul style="list-style-type: none"> • Migration de sable dans l'EVA et infiltration d'eaux • Pénétration d'humidité ou de moisissure • Oxydation et corrosion des composants • Dégradation de l'encapsulant • Décollement du joint de silicone 	Protection des modules Réparation ou remplacement des modules défectueux
	Déformation et fissure du cadre	<ul style="list-style-type: none"> • Choc mécanique • Acte de vandalisme vitrage • Mauvais montage et fixation • Vent violent 	<ul style="list-style-type: none"> • Décollement des joints • Fissures et dégradation du vitrage 	
Boite de jonction	Pas de puissance en sortie du module	<ul style="list-style-type: none"> • Oxydation, Corrosion et rupture des composants (diode, borne, File électrique) 	<ul style="list-style-type: none"> • Rupture des contacts et connexions électriques • Court circuit 	Réparation ou remplacement des composants de la boite de jonction Remplacement des boites de jonction défectueuse
		<ul style="list-style-type: none"> • Mauvaise soudure usine • Vent violent et vent de sable 	<ul style="list-style-type: none"> • Usure et détérioration de composants électriques 	
	Baisse de puissance en sortie du module	<ul style="list-style-type: none"> • Occultation et ombrage des cellules 	<ul style="list-style-type: none"> • Augmentation de température et échauffement des composants 	
<ul style="list-style-type: none"> • Echauffement des diodes de protection 				
<ul style="list-style-type: none"> • Mauvaise soudure usine 				

En analysant ces modes de défaillances, nous constatons que les modules photovoltaïques sont vulnérables aux conditions météorologiques extrêmes, à savoir les températures excessives courantes au Sahara, ainsi que les vents violents et vents de sable. Leur dégradation est accélérée avec le temps.

III.3.1.2 Etude de l'influence de la température sur les modules photovoltaïques

Pour mieux comprendre l'influence de la température sur les modules photovoltaïques, nous avons réalisé un banc d'essai à l'URAER de Ghardaïa où nous avons entamé des mesures de température, rayonnement et puissance électrique d'un certain nombre de modules photovoltaïques sur une période de cinq mois, ce qui nous a permis de comparer les performances du module avec des valeurs de référence et d'estimer le taux de dégradation de chaque capteur solaire.

Dans cette étude, nous avons utilisé cinq modules photovoltaïques du même type (UDTS 50). Chaque module est composé de 36 cellules solaires carrées au silicium monocristallin câblées en série pour une puissance crête d'environ 50Watt. Les paramètres de ces modules sont indiqués dans le tableau suivant:

Tableau III.2: Caractéristiques électriques du module UDTS50.

Caractéristiques électriques	Valeurs
I_{sc} (A)	3.43
V_{oc} (V)	21.28
I_m (A)	3.16
V_m (V)	16.65
P_m (W)	52.61
Nombre de cellules	36
Surface (m ²)	0.42

Ces modules sont exploités dans le pompage photovoltaïque au Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER Bouzaréah Alger) (1999-2004), puis à l'Unité de Recherche Appliquée en Énergies Renouvelables (URAER Ghardaïa) (2004-2008) avec des périodes d'utilisation variables. On montre sur la figure III.9 la disposition des cinq modules utilisés dans le banc d'essai. Ces modules sont montés sur un support incliné à 32°et orienté vers le Sud. Le cinquième module (à droite) apparaît comme le plus dégradé.

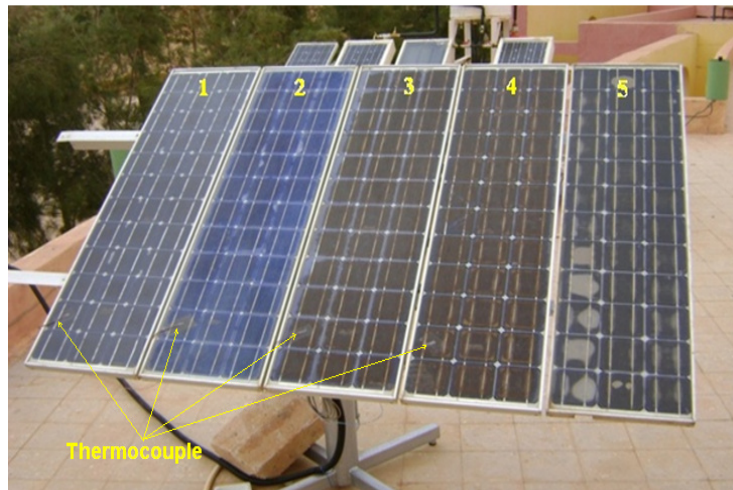


Figure III.9: Banc d'essai de dégradation photovoltaïque.

A. Inspection visuelle

Le but de l'inspection visuelle est la détection de n'importe quel défaut visible sur les modules. La figure ci-dessous montre les dégradations observées durant les inspections visuelles effectuées sur les modules photovoltaïques du banc d'essai.



Figure III.10: Les défauts visibles sur les modules.

Deux formes de défaillances ont été dépistées à travers ce travail à savoir:

- La décoloration de l'encapsulant et des cellules, qui engendre une perte importante dans la puissance du module photovoltaïque.
- La corrosion et oxydation dans le module photovoltaïque qui est provoqué par la chaleur, humidité et les grains de sable.

B. Mesure de températures

Les variations de température des quatre modules (acquisition toutes les 10 mn) pour trois jours, sont précisées sur la figure suivante :

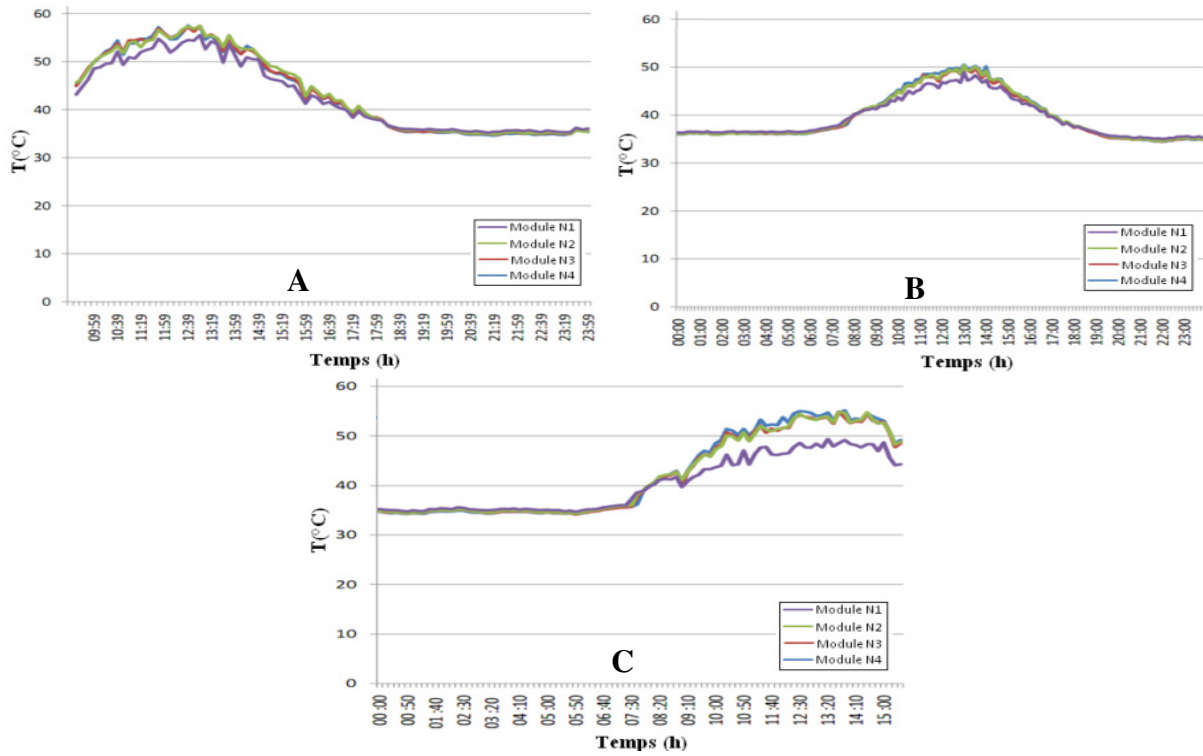


Figure III.11: Variation de température des modules durant le 20(A), 21(B), 22(C) Mai 2012.

Sur cette figure, on constate que le comportement thermique des quatre modules mise à l'épreuve est différent. En effet, pendant la journée (de 9h à 17h), on constate que le module N°1 a la plus petite température, tandis que le module N°4 a la plus grande température, avec un écart qui peut atteindre les 7°C. Les modules N°2 et 3 ont une température avoisinent celle du module N°4. Cependant, durant la nuit (de 20h à 7h du matin), on remarque que le module N°1 a une température plus élevée que celle des trois autres modules, avec un écart d'environ 1°C.

C. Mesure de puissance

Durant les périodes de test, nous avons effectué plusieurs mesures de tension et de courant pour différents éclairagements et températures, l'un des résultats obtenus apparait dans la figure III.12:

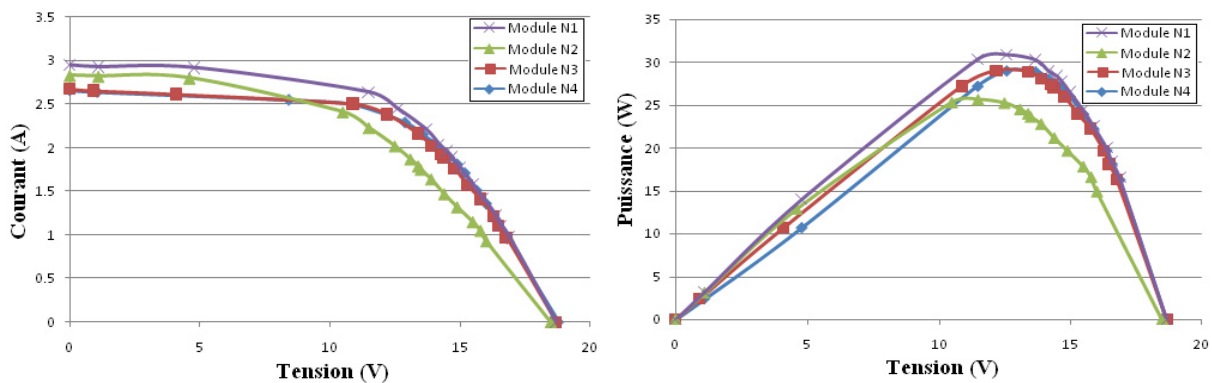


Figure III.12: Comparaison caractéristiques I(V) et P(V) ($E = 986 W/m^2$ et $T = 32,62^{\circ}C$).

D'après cette figure, on remarque que les quatre modules examinés ont subi des dégradations au niveau de leurs performances par rapport aux références du constructeur, une diminution très importante au niveau du courant de court-circuit et de circuit ouvert ayant été observée, avec une baisse de la puissance maximale fournie qui peut atteindre les 40%. Cette dégradation n'est pas homogène pour tous les modules photovoltaïques.

Nous pouvons conclure qu'un module qui a une durée d'exploitation plus élevée aura relativement une dégradation plus grande dans ses performances. En outre, son comportement thermique et électrique est totalement différent. Cela s'explique par le fait que la capacité thermique du module plus dégradé a changé au fil de temps, il lui suffit d'une augmentation de température pour qu'il s'échauffe rapidement.

III.3.1.3 Amélioration du fonctionnement des modules photovoltaïque

A travers cette partie du travail, différentes solutions ont été proposées pour la protection et l'amélioration du fonctionnement des modules photovoltaïques.

III.3.1.3.1 Refroidissement des modules photovoltaïques

Durant le fonctionnement d'un module photovoltaïque, une chaleur est générée, ce qui augmentera systématiquement la température de la cellule et du module photovoltaïque par rapport à la température ambiante et causera une chute de son rendement. Plusieurs travaux de recherche [96-98] visent à développer des solutions pour limiter la montée en température des modules photovoltaïques, de là est né le concept des capteurs hybrides photovoltaïque/ thermique (PV/T), qui consiste à superposer les deux fonctions énergétiques électrique et thermique.

Dans ce capteur hybride, le fluide qui circule dans la partie thermique pour être réchauffé permet également de refroidir les cellules photovoltaïques et donc augmenter leurs rendements. Les tubes absorbeurs peuvent avoir différentes formes: rond, carré ou tubes rectangulaires. La figure III.13 représente une description générale d'un capteur PV/T utilisant l'eau et/ou l'air comme fluide caloporteur.

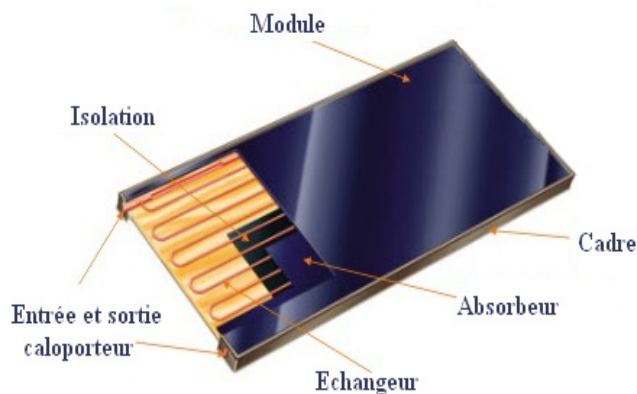


Figure III.13: Le concept de refroidissement des modules photovoltaïques.

Avantages:

- Augmentation du rendement du capteur photovoltaïque en stabilisant la température du module;
- Production de l'électricité et de chaleur sur une même surface;
- Système silencieux, pas de mouvement et pas de pollution.

Inconvénients :

- La stabilisation de la température du système engendre une production solaire thermique non optimale;
- L'énergie solaire est présente par intermittence (ensoleillement / jour / nuit).

III.3.1.3.2 Correction d'angle d'inclinaison des modules photovoltaïques

Pour produire un maximum d'électricité, un module photovoltaïque doit être incliné de façon perpendiculaire aux rayons du soleil. Ceci est très généralement impossible à obtenir car la position du soleil varie en fonction de l'heure de la journée et aussi en fonction des saisons. L'orientation optimale de l'angle d'inclinaison des modules photovoltaïques, s'avère la méthode idéale pour optimiser la production du générateur photovoltaïque [99].

L'angle d'incidence β correspond au plan formé entre le panneau photovoltaïque et les rayons lumineux

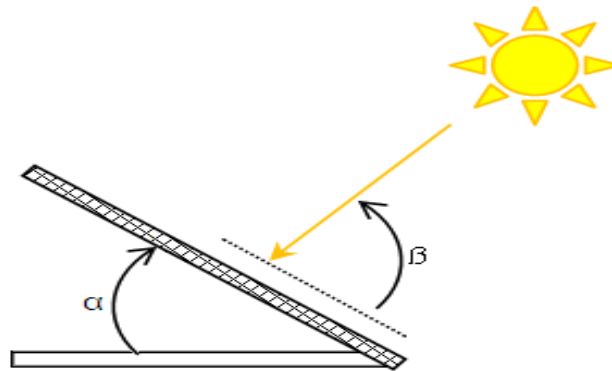


Figure III.14: Angle d'incidence sur un module photovoltaïque.

Cet angle a une grande importance. Ainsi, le rendement est maximal lorsque les rayons arrivent perpendiculairement (90°) au module photovoltaïque. Alors que pour un angle de 45° , le rendement n'est que de 70%.

Afin de pouvoir estimer les angles optimaux d'inclinaison des modules photovoltaïques dans la région de Ghardaïa pour lesquelles le gain énergétique est amélioré [100-102], nous avons utilisé l'équation III.12.

$$\alpha = L - \sin^{-1} \left(0.4 * \sin \left(\frac{N * 360}{365} \right) \right) \quad \text{III.12}$$

Avec : (L) latitude du lieu, (N) nombre de jour entre l'équinoxe de printemps (21 mars de chaque année) et le jour considéré.

Nous avons obtenu les valeurs suivantes :

Tableau III.3: Angle d'inclinaison optimale mensuelle.

Mois	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin
Inc (°)	55.37	49.53	40.00	27.78	17.26	10.32
Mois	Juillet	Aout	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
Inc (°)	9.34	14.49	24.18	35.73	47.04	54.28

Tableau III.4: Angle d'inclinaison optimale saisonnière.

Saisons	Hiver	Printemps	Eté	Automne
Inc (°)	55.821	32.177	8.950	31.758

On notera que: En hiver, lorsque le soleil est bas (le soleil est au plus bas le 21 Décembre) par rapport à l'horizon, le module produira d'autant plus que son inclinaison est proche de 56°. A l'inverse, en été, lorsque le soleil est haut (le soleil est au plus haut le 21 juin) par rapport à l'horizon, le module produira d'autant plus que son inclinaison est proche de 9°. Une inclinaison autour de 32° est favorisée pour les modules au printemps et à l'automne (équinoxe), comme on peut le voir sur la figure III.15.

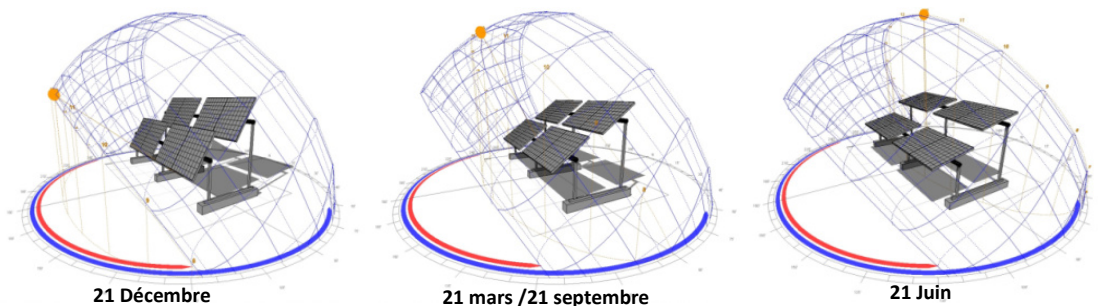


Figure III.15: Correction d'angle d'inclinaison saisonnière.

Avec le système photovoltaïque orientable on peut modifier l'inclinaison tous les mois, mais par facilité, on peut également choisir une inclinaison pour chaque saison (Figure III.15).

Une évaluation de l'influence de l'inclinaison des modules photovoltaïques sur la production d'énergie du système hybride dans la région de Ghardaïa est présentée dans le chapitre suivant.

III.3.1.3.3 Protection des modules des vents de sable et vents violant

Les modules photovoltaïques montés sur des structures fixes sont soumis à des forces vers le haut (A) ou vers le bas (B), selon la direction du vent qui frappe leur surface (Figure III.16).

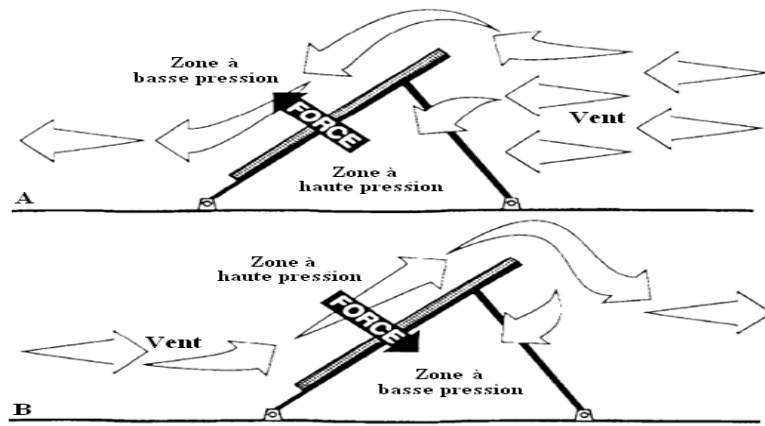


Figure III.16: Circulation d'air à travers les modules photovoltaïques.

Pour cette raison, nous optons pour une structure orientable verticalement, qui nous permet de positionner les modules sur une inclinaison adéquate. Pour minimiser l'influence du vent et l'impact des grains de sables, la structure est inclinée à 90° à chaque passage de vent violent ou vent de sable. Ainsi on réduira les forces appliquées aux modules.

Pour la conception de cette structure le logiciel « Maxon » (Cinéma 4D), nous a permis de concevoir une structure simple à réaliser et moins gourmande en métal.

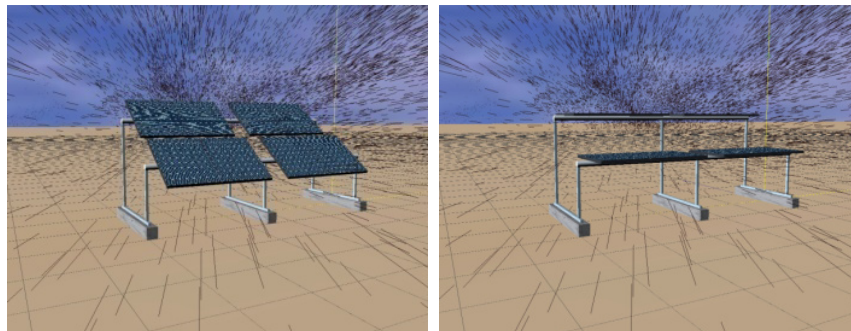


Figure III.17: Conception du support des modules photovoltaïques.

Une autre considération à prendre en compte est l'influence du sable sur les parties mobiles, car l'utilisation des roulements s'avéra par expérience inefficace. Pour cela, nous avons opté pour un système de rotation simple.

La réalisation de cette structure à été effectuée au sien de l'URAER, les outils et équipements ont été procurés dans des magasins situés dans la ville de Ghardaïa.



Figure III.18: Réalisation du support des modules photovoltaïques.

Avec cette structure, l'air peut circuler naturellement entre les modules. Cela permet de maintenir le fonctionnement des modules à la température la plus basse possible. L'accès à l'arrière de la structure simplifie également les opérations de service et de maintenance.

III.3.1.4 Maintenance et entretien du système photovoltaïque

Les modules photovoltaïques bénéficient d'une longue durée de vie (plus de 20 ans), mais leur rendement diminue quelque peu avec le temps. Ce paramètre doit donc être intégré dans l'analyse économique du projet sur toute sa durée. Les fabricants de panneaux PV garantissent normalement un taux de performance de 90% du niveau de départ après 10 ans, puis de 80% après 25 ans.

Si la technologie photovoltaïque est réputée fiable et sans entretien lourd, des opérations de maintenance sont tout de même à conduire pour prévenir d'éventuelles anomalies et s'assurer que les organes sont en état de fonctionnement.

La fréquence des interventions de l'entretien et de la maintenance dépend en partie de la qualité du site (pollutions, poussières, sable,...). Dans la plupart des cas, une visite annuelle avec les opérations listées ci-après est suffisante.

III.3.1.4.1 L'inspection visuelle des modules

Elle est importante pour déceler :

- Les modules brisés ou souillés,
- La présence de sable, de feuilles mortes ou autres déchets,
- L'état de fixation des modules par rapport à la structure...

III.3.1.4.2 Le nettoyage des modules (fréquence variable)

Le nettoyage des modules dépend beaucoup de l'environnement et l'inclinaison du système; d'une manière générale, avant de déterminer une périodicité fixe, il est préférable d'observer le niveau de salissure des installations les deux premières années pour évaluer la fréquence et la nécessité des opérations de nettoyage.

Toute intervention de maintenance doit respecter des consignes de sécurité

III.3.2 Les défaillances et pannes probables des batteries

Les batteries solaires stockent l'énergie produite afin d'assurer l'alimentation électrique en toutes circonstances (jour ou nuit, ciel dégagé ou couvert).

Comme tous les systèmes électriques avec période d'usure, la batterie vieillit au fur et à mesure de son usage. La diminution de la capacité en Ah par rapport à la capacité initiale et l'augmentation de la résistance interne (voir de l'impédance) sont les principales signatures de fin de vie d'une batterie [103]. Les batteries sont souvent présentées comme étant le maillon faible

dans les systèmes de stockage d'énergie. Pourtant, les problèmes rencontrés par les batteries résultent presque toujours d'une mauvaise utilisation, d'un mauvais choix de matériel ou d'un manque d'attention et d'entretien.

Nous présentons dans ce qui suit une liste des défaillances et pannes plus fréquemment rencontrées avec les batteries Plomb installées dans un système photovoltaïque hybride, ainsi que des conseils pour y remédier.

Tableau III.5: Défaillances et pannes des batteries.

Symptôme	Cause	Résultats	Action
Les Batteries se chargent peut ou pas	<ul style="list-style-type: none"> • Modules ombragées brisées ou mal orienté 	Flux de courant insuffisant pour charger les batteries	Enlever la source de l'ombrage, remplacer le module ou l'orientation des modules corrects
	<ul style="list-style-type: none"> • Groupe électrogène défectueux 		Réparer ou remplacer le groupe électrogène
	<ul style="list-style-type: none"> • Cadran du contrôleur de charge déréglé 	Contrôleur de charge défectueux	Réinitialisation, Réparer ou remplacer le contrôleur de charge
	<ul style="list-style-type: none"> • Sonde de température défectueuse ou mauvaises connexions aux batteries 	Mesures erronées	Réparer, remplacer ou repositionner les sondes
	<ul style="list-style-type: none"> • Commutateurs disjoncteurs ou fusibles ouverts, déclenchés ou grillés 	Aucune puissance ne passe dans les batteries	Fermer l'interrupteur, réenclencher le disjoncteur ou remplacer le fusible
	<ul style="list-style-type: none"> • Cosse, Câblage desserrés, corrodés ou coupés 	Moins de puissance passe dans les batteries	Réparer ou remplacer le câblage et cosse endommagés
	<ul style="list-style-type: none"> • Batteries trop froides 	Une tension plus élevée est nécessaire pour atteindre la pleine charge	Isoler les batteries, disposer d'un espace chauffé, installer un contrôleur avec compensation de température, réparation ou remplacer la sonde
Chute de tension durant la nuit, (Sans charge)	<ul style="list-style-type: none"> • Diode de blocage défectueuse • Court circuit • Auto décharge excessif des batteries 	Circulation de courant pendant la nuit qui décharge les batteries	Remplacer les diodes défectueuses Réparer ou remplacer les batteries endommagées
	<ul style="list-style-type: none"> • Fissures des séparations entre cellules 	Décharge entre cellules adjacentes	

<p>Perte d'eau</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Surcharge • Température excessif • Evaporation et fuite d'eau • Entretien peu fréquent 	<p>Faible niveau d'électrolyte</p> <p>Sulfatation, du sulfate de plomb</p> <p>Dommages thermique des plaques et des séparateurs</p> <p>Perte de capacité des batteries</p>	<p>Raccourcir l'intervalle d'entretien, installer un système d'avertissement des échéances de maintenance</p>
<p>Perte de capacité des batteries</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Age • Surcharge et décharge profonde 	<p>Moins de puissance stockée</p>	
<p>Électrolyte décolorée ou odorants</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Electrolyte contaminé 	<p>Dégradation des batteries</p>	
<p>Batteries n'acceptons pas la charge</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sous chargement, le plus souvent sans addition d'eau 	<p>Sulfatation, sulfate entre les plaques ou plaques rayés</p>	<p>Réparer ou remplacer les batteries endommagées</p> <p>Protection des batteries</p>
	<ul style="list-style-type: none"> • Reste déchargé trop longtemps 		
	<ul style="list-style-type: none"> • Martelant les connexions de câbles sur les postes terminaux 	<p>Courts-circuits entre borne sangle et plaques, de fuite d'électrolyte</p>	
	<ul style="list-style-type: none"> • Courts-circuits entre les plaques et sangles 	<p>Grille du haut cassé. Aperçu du plomb de sangle à l'assiette</p>	
	<ul style="list-style-type: none"> • Une surcharge de plaque sulfatée 	<p>Effritement (effusion de morceaux de matériau de la plaque)</p>	
	<ul style="list-style-type: none"> • Surcharge 	<p>Désintégration des plaques positives</p>	
	<ul style="list-style-type: none"> • Densité et température trop élevée pendant trop longtemps 	<p>Plaques négatives molles</p>	
	<ul style="list-style-type: none"> • Trop nombreuses cycles de charge faible 	<p>Plaques négatives fissurés</p>	
<p>Duret de vie des batteries raccourcie</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Régulateur de charge défectueuse ou inexistante 	<p>Surcharge et décharge profonde</p>	<p>Ajustez, Remplacer ou installer un contrôleur de charge</p>
	<ul style="list-style-type: none"> • Batterie de Stockage trop petit pour le système 	<p>De possibles dommages aux batteries et aux charges</p>	<p>Installez plus de batteries</p>

	<ul style="list-style-type: none"> • Régulateur de charge ne correspondent pas aux batteries 		Réglez, réparer ou remplacer le contrôleur de charge Réparer ou remplacer les batteries endommagées
	<ul style="list-style-type: none"> • Sonde de température défectueuse ou mal positionné 	Surchauffe des batteries	Réparer, remplacer ou repositionner la sonde

La protection des batteries est extrêmement importante car elle permet d'éviter les désagréments et les dépenses dus à des batteries mortes.

III.3.2.1 Amélioration du fonctionnement des batteries

La durée de vie des batteries dépend de nombreux paramètres liés à la manière dont elles sont utilisées, ainsi qu'à certaines conditions extérieures, notamment la température ambiante. Ainsi, les batteries acide-plomb conçues pour des applications solaires perdront de 15% à 20% de leur durée de vie (c'est-à-dire le nombre de cycles de charge-décharge qu'elles peuvent supporter). Par ailleurs, plus profonde est la décharge lors de chaque cycle plus courte sera la durée de vie de la batterie. Il en résulte que, pour atteindre la durée de vie optimale d'une batterie, il faut dimensionner sa capacité suffisamment afin d'assurer une profondeur de décharge convenable. Etant donné le coût du parc de batteries (qui représente 20% à 30% du coût total du système), il est raisonnable de le dimensionner de façon à obtenir une durée de vie de cinq ans minimum dans ses propres conditions d'exploitation.

III.3.2.2 Maintenance et entretien des batteries

Les batteries plomb/acide ont une durée de vie plus courte que celle espérée. L'origine de ce phénomène est liée aux conditions climatiques et les modes de fonctionnement.

III.3.2.2.1 Traiter et prévenir la sulfatation

La principale cause de dégradation des batteries est la sulfatation (80%). Quand l'état de sulfatation est avancé, il peut se manifester par l'apparition de poudre blanche au niveau des cosses. Ce problème survient lorsque la batterie est laissée pendant une longue période dans un état déchargé. Le sulfate de plomb qui se crée naturellement lors de la décharge se cristallise ce qui a pour conséquences:

- Création d'une couche isolante en surface des électrodes qui empêche la recharge
- Perte de molécules de l'électrolyte (acide sulfurique) qui devient progressivement inefficace.

La première règle à respecter est donc de ne pas laisser la batterie déchargée pendant une longue période.

III.3.2.2.2 Gérer l'autodécharge

Une batterie se décharge même sans être utilisée. Pour un stockage sans utilisation à une température de 20°C la perte de capacité peut atteindre 6% par mois pour des batteries de mauvaise qualité. Plus la température sera basse moins cette perte sera importante. L'utilisation de l'énergie solaire ne permet pas de gérer ce problème. Il est également conseillé de stocker les batteries dans un endroit le plus frais possible.

III.3.2.2.3 Eviter les surcharges

Il faut éviter les surcharges. Une fois la batterie complètement chargée, il n'y a plus de matière réactive disponible sur les électrodes. Par conséquent, c'est la réaction d'hydrolyse de l'eau qui prend le relais, avec deux conséquences: Séchage de la batterie (diminution d'électrolyte) et la diffusion massive d'oxygène engendre l'oxydation, donc la détérioration des électrodes.

Il ne faut donc jamais laisser un chargeur non équipé de régulateur branché en permanence à une batterie.

III.3.2.2.4 Prendre garde à la corrosion des électrodes

Une diminution du niveau de l'électrolyte conduit à une corrosion des électrodes. Ce phénomène est aussi observé lorsque la densité de l'électrolyte n'est pas uniforme (stratification) sur les batteries liquides, pour cette raison, il est nécessaire d'appliquer régulièrement une charge d'égalisation sur les batteries à électrolyte liquide. A noter que cette charge d'égalisation permet aussi d'optimiser la réaction de charge décharge en homogénéisant l'électrolyte grâce au gaz qui est généré pendant cette phase et prévient de la stratification.

III.3.2.2.5 Surveiller les connexions

Une connexion de mauvaise qualité (mauvais serrage, présence de sulfate, oxydation) entraîne une augmentation de la résistance d'où une consommation supplémentaire. Il est donc nécessaire de contrôler l'état des connexions soit visuellement soit en vérifiant qu'il n'y a pas d'échauffement.

III.3.3 Dégradation et panne du groupe électrogène

Un groupe électrogène est principalement constitué d'un moteur thermique d'une puissance donnée qui entraîne un alternateur par le moteur par le biais d'un accouplement élastique [72,73]. L'ensemble moteur/alternateur est monté sur un massif en béton découplé du sol par des appuis souples.

III.3.3.1 Défaillances et pannes possibles d'un groupe électrogène

La majorité des défaillances et pannes possibles d'un groupe électrogène sont regroupées dans les points suivants :

Tableau III.6: Défaillances et pannes du groupe électrogène.

Symptôme		Cause	Résultats	Action
Moteur thermique	Le moteur du groupe électrogène ne démarre pas	<ul style="list-style-type: none"> Niveau de carburant insuffisant Vanne de carburant fermé Tuyau de carburant bouché ou coupe. 	<ul style="list-style-type: none"> Panne de carburent du moteur 	Vérification et remplissage du réservoir de carburent Ouverture des vannes d'alimentation en carburant
		<ul style="list-style-type: none"> Allumage ou contact de démarrage défectueux Pas d'alimentation électrique du démarreur 	<ul style="list-style-type: none"> Panne électrique du moteur 	Vérifier, réparer ou remplacer les parties électriques défectueuses du moteur
		<ul style="list-style-type: none"> Niveau d'huile insuffisant 	<ul style="list-style-type: none"> Sécurité huile enclenchée 	Vérification et ajout d'huile moteur
		<ul style="list-style-type: none"> Pas d'arriver d'air 	<ul style="list-style-type: none"> Moteur étouffé 	Nettoyage ou changement des filtres à air Débouchage des arrivées d'air
		<ul style="list-style-type: none"> Echappement bouché 	<ul style="list-style-type: none"> Difficulté d'évacuation des gaz d'échappement 	Nettoyage et débouchage des évacuations de gaz
	Le moteur s'arrête en cours de fonctionnement	<ul style="list-style-type: none"> Panne de carburant 	<ul style="list-style-type: none"> Pas d'alimentation en carburant 	Vérification et remplissage du réservoir de carburent
		<ul style="list-style-type: none"> Sécurité huile enclenchée 	<ul style="list-style-type: none"> Moteur en danger Usure et/ou déformation et de certaines composantes du moteur 	Vérification et ajout d'huile Vérification ou changement de la sécurité huile
		<ul style="list-style-type: none"> Problème thermique Surchauffe 		Laisser refroidir le moteur Ajout d'un système de refroidissement supplémentaire
		<ul style="list-style-type: none"> Problème d'allumage 	<ul style="list-style-type: none"> Trouble dans le moteur 	Vérification et réparation de l'allumage

Alternateur	Dégagement de fumé indésirable	<ul style="list-style-type: none"> • Manque de maintenance • Vieillessement des composants • Segmentation défectueuse • Mauvaise utilisation 	<ul style="list-style-type: none"> • Consommation d'huile • Encrassement des pistons et soupapes • Soupapes ouverte 	Maintenance et réparation ou changement du moteur
	Bruits anormale	<ul style="list-style-type: none"> • Manque de graissage • Sable • Humidité 	<ul style="list-style-type: none"> • Roulement dégradé ou lâcher • Echauffement 	Maintenance et réparation ou changement des roulements endommagé
	Pas de débite de courant en sortie	<ul style="list-style-type: none"> • Commutateurs disjoncteurs ou fusibles ouvert, déclenché ou grillé Surtension 	<ul style="list-style-type: none"> • Aucune puissance n'est débitée par la génératrice 	Fermer les interrupteurs, réenclencher les disjoncteurs ou remplacer les fusibles
		<ul style="list-style-type: none"> • Moteur arrêté 		Vérification et démarrage du moteur
		<ul style="list-style-type: none"> • Accouplement élastique brisé 		Vérification et réparation de l'accouplement moteur /alternateur
		<ul style="list-style-type: none"> • Cosse, Câblage desserrer, corrodé ou coupé • Bobinage détérioré 		Réparation et/ou remplacement des câblages, cosses et bobinages endommagé
	Dégagement d'odeur de résine brulé	<ul style="list-style-type: none"> • Exposition à une Chaleur excessif • Vieillessement de la résine époxy thermo-durcie des bobinages • Vieillessement des contacteurs 	<ul style="list-style-type: none"> • Combustion de la résine de fille des bobinages • Court circuit dans les bobinages • Perte de puissance 	Réparation et/ou remplacement des câblages, cosses et bobinages endommagé
	Perturbation de la tension de sortie	<ul style="list-style-type: none"> • Fonctionnement moteur instable 	<ul style="list-style-type: none"> • Surintensité ou chute de tension • Perturbation du système d'alimentation 	Vérification et réparation du moteur

L'utilisation d'un groupe électrogène nécessite des précautions à l'installation qui doit répondre à une réglementation. Par la suite, l'usage du groupe électrogène demande un minimum d'entretien et de maintenance ainsi que des connaissances sur une éventuelle panne.

III.3.3.2 Amélioration du fonctionnement du groupe électrogène

A travers cette partie du travail, différentes solutions ont été proposées pour la protection et l'amélioration du fonctionnement du groupe électrogène.

III.3.3.2.1 Production d'énergie électrique moyennant un groupe électrogène à gaz

De nos jours, le générateur diesel est la technique la plus utilisée pour la cogénération dans les systèmes photovoltaïques existants. Néanmoins, la pollution, les coûts d'approvisionnement en carburant et de maintenance sont très élevés.

Par rapport au groupe électrogène à essence et diesel, les groupes à gaz polluent beaucoup moins, ils sont moins bruyants et leur consommation est limitée. Le tableau suivant montre les coûts de fonctionnement de différents groupes électrogènes d'une puissance de 5KW pour 1000 heures de fonctionnement.

Tableau III.7: Comparaison des coûts de fonctionnement des différents groupes électrogènes [104]

LPG	875 \$
Gaz naturelle	400 \$
Essence	2250 \$
Diesel	1400 \$

On constate qu'un groupe électrogène à gaz peut nous faire économiser entre 30% et 70% des coûts de carburant par rapport aux groupes électrogènes à essence ou diesel.

L'emploi d'un groupe électrogène fonctionnant au gaz naturel butane (GPL) dans notre projet est soutenu par diverses raisons :

- L'Algérie possède un gisement gazier énorme en plus du gisement solaire, ce qui réduit le coût d'exploitation
- Cela résout les problèmes liés au stockage du carburant (gasoil ou l'essence).
- Pas de risque de blocage de carburant dû au dépôt de résidus, même si le matériel n'a pas été utilisé pendant de longues périodes,
- Réduction des émissions à effet de serre due à l'utilisation du gaz naturel à la place du gasoil ou l'essence.
- Comparé avec un générateur à essence ou diesel, la durée de vie du générateur au gaz est d'environ 25% plus longue dans les mêmes conditions de travail, ce qui augmente sa fiabilité.

III.3.3.2 Installation du groupe électrogène

Le groupe électrogène doit être installé parfaitement à plat sur une surface dure. Les pieds sont parfois munis de réglages permettant de faire le niveau. Afin d'éviter l'accumulation des gaz d'échappement dans le local générateur, il est impératif d'évacuer ces gaz directement vers l'extérieur grâce à un tuyau relié à l'échappement.

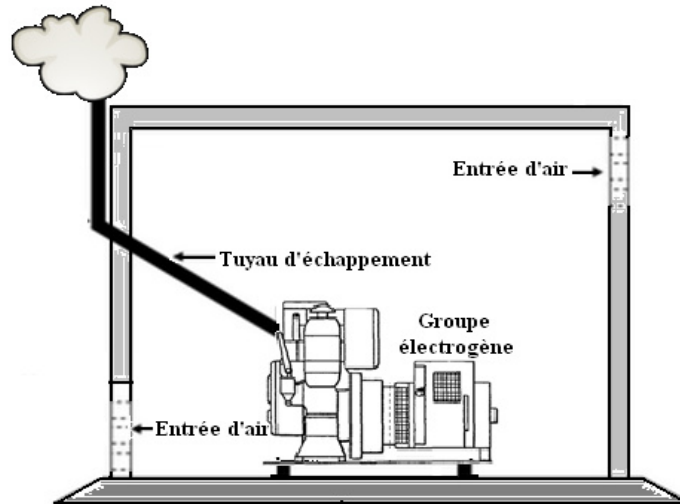


Figure III.19: Schéma d'un local pour groupe électrogène.

Pour réduire les vibrations, les groupes doivent être munis de blocs isolants ou de patins en caoutchouc qui absorbent ces vibrations.

III.3.3.3 Renforcement du système de refroidissement du groupe électrogène

Le moteur absorbe la chaleur dégagée par la combustion dans les cylindres. Pour éviter une surchauffe, celui-ci est équipé d'un système de refroidissement à air. Mais ce système s'avère insuffisant dans un climat chaud que celui du Sahara algérien. L'ajout d'un circuit d'eau traitée abaisse la température des chemises et des culasses. Les calories sont évacuées à l'atmosphère par un groupe aéro-refroidisseur (Radiateur plus ventilateur).

III.3.3.3 Maintenance et entretien d'un groupe électrogène

De nombreuses opérations de maintenance sont prévues sur les groupes électrogènes afin de prévenir des défaillances potentielles. Ces opérations sont planifiées en fonction du nombre de démarrages, du nombre d'heures de fonctionnement ou de la durée d'attente d'intervention des groupes. Elles concernent différents ensembles fonctionnels tels que le moteur, l'alternateur, le dispositif de démarrage, les dispositifs de protection [72]. Les opérations de maintenance du moteur peuvent se classer suivant leur « lourdeur » :

Tableau III.8: Les opérations de maintenance.

Contrôle	Ces contrôles sont souvent intrusifs et entraînent une indisponibilité significative du groupe électrogène, telle que: <ul style="list-style-type: none"> • Contrôle de réglages (tarage, calage, jeux culbuteurs...). • Visite et vérification des cylindres, analyse d'huile... • Vérification de la couleur de l'isolant des bobinages
Petit entretien	Ces opérations permettent de préserver la fiabilité, des éléments intrinsèques du moteur, à savoir: <ul style="list-style-type: none"> • Vérification des niveaux d'huile et du graissage. • Vérification de réglages simples (ne nécessitant pas de démontages importants).
Gros entretien systématique	Les éléments d'usure sont systématiquement contrôlés et remplacés si nécessaire à des intervalles de temps prédéfinis. Ces opérations de rénovation sont très lourdes. Elles requièrent des démontages importants, par exemples : <ul style="list-style-type: none"> • Échange standard sur site des culasses, des chemises, de la culbuterie ..., échange du moteur si nécessaire. • Échange standard des charbons dans l'alternateur...
Surveillance en essais	Les moteurs et alternateurs doivent être testés périodiquement en fonctionnement afin de détecter d'éventuelles défaillances cachées.

D'où, l'utilisation d'un groupe électrogène nécessite des précautions à l'installation qui devra répondre à une réglementation. Par la suite, l'usage du groupe électrogène demande un minimum d'entretien et de maintenance ainsi que des connaissances sur une éventuelle panne.

III.3.4 Dégradations sur l'onduleur

Les onduleurs de tension constituent une fonction incontournable de l'électronique de puissance, présente dans les domaines d'applications, dont le plus connu est sans doute celui de la variation de vitesse des machines à courants alternatifs. La forte évolution de cette fonction s'est appuyée, d'une part, sur le développement de composants à semi-conducteurs entièrement commandable (MOSFET, IGBT,...), d'autre part, sur l'utilisation quasi-généralisée des techniques dites de modulation de largeur d'impulsion (MLI) [105]. Comme sur différentes composantes des systèmes photovoltaïques hybrides, les onduleurs sont le siège de pertes d'énergie suivie d'un échauffement des composants électriques et électroniques qui les composent, leurs propriétés sont modifiées en conséquence.

III.3.4.1 Sources de panne dans les onduleurs

La majorité des défaillances et pannes possibles d'un onduleur sont regroupées dans le tableau suivant:

Tableau III.9: Dysfonctionnement et pannes de l'onduleur.

Symptôme	Cause	Résultats	Action
Aucune puissance ne se déplacer à travers l'onduleur	<ul style="list-style-type: none"> Fusible grillé, Interrupteur ou disjoncteur ouvert ou grillé, Câblages et/ou connexions rompu Transformateur défectueux 	<ul style="list-style-type: none"> Pas de tension à la sortie de l'onduleur 	Fermer ou remplacer les interrupteurs ou disjoncteurs, Remettre ou remplacer les fusibles, Réparer le câblage et les connexions
	<ul style="list-style-type: none"> Pas de source d'énergie Débranchement à basse tension sur onduleur 	<ul style="list-style-type: none"> Pas de puissance disponible pour l'onduleur 	Vérifier l'alimentation en énergie
	<ul style="list-style-type: none"> Surtension des batteries, déconnexion sur onduleur 	<ul style="list-style-type: none"> Arrêt de l'onduleur 	Connectez une charge de délestage assez longtemps pour faire baisser la tension des batteries
Perturbations dans l'alimentation des charges	<ul style="list-style-type: none"> Consommation excessive de courant par les charges Courant d'amorçage des charges élevées 	<ul style="list-style-type: none"> Puissance de l'onduleur trop faible pour les charges 	Réduire la taille des charges ou de remplacer l'onduleur avec un de plus grande capacité
Temps de réponse des systèmes de protection très lent	<ul style="list-style-type: none"> Défaillance des systèmes de protection 	<ul style="list-style-type: none"> Les composants protégés se détériorent 	Vérification des systèmes de protection et bien les dimensionner
	<ul style="list-style-type: none"> Surintensité interne ou externe Cartes imprimées défaillantes 	<ul style="list-style-type: none"> Commutateurs paralysés, grillés 	Vérifier les systèmes de commutation
Fusibles grillé	<ul style="list-style-type: none"> Court circuit Composants électroniques défaillants 	<ul style="list-style-type: none"> Pas d'alimentation en sortie ou arrêt total de l'onduleur 	Détection et réparation de pannes, changement des composants défaillants, Changement des fusibles
Dégagement de chaleur excessif	<ul style="list-style-type: none"> Radiateur mal dimensionné ou défectueux Température ambiante excessif 	<ul style="list-style-type: none"> Claquage des interrupteurs électroniques 	Ajout d'un refroidisseur

	<ul style="list-style-type: none"> • Perte par commutation 	<ul style="list-style-type: none"> • Aucune puissance ne se déplace à travers l'onduleur • Usées de composants 	Vérification, réparation et amélioration du bloc puissance et de commande Utilisation de commutateurs ou interrupteurs électroniques plus rapide
--	---	--	---

L'utilisation d'un onduleur nécessite des précautions à l'installation qui doit répondre à une réglementation. Par la suite, l'usage de l'onduleur demande un minimum d'entretien et de maintenance ainsi que des connaissances sur une éventuelle panne.

III.3.4.2 Amélioration du fonctionnement de l'onduleur

Une des sources de panne examinée dans les onduleurs durant notre travail de recherche [31,32] est liée aux pertes par commutation des interrupteurs électroniques qui le composent (Figure III.20),

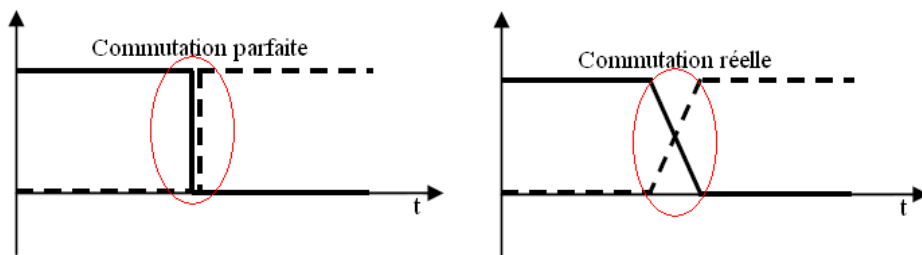


Figure III.20: Commutation des interrupteurs de puissance dans un onduleur.

La montée en fréquence de commutation des interrupteurs réduira le filtrage, mais entraîne une augmentation de la probabilité de court-circuit par commutation dans les interrupteurs qui peut les endommager. Ces pannes constituent 90% de la non disponibilité de l'onduleur.

Ces pertes peuvent être réduites et surtout évitées par l'adoption de nouvelles solutions de contrôle.

Dans cet ordre d'idée que nous avons conçu et réalisé une topologie d'onduleur [106,107] qui nous permettra de convertir une tension continue en une tension alternative, utilisable par les applications de tous les jours. Les améliorations apportées à cet onduleur se situent essentiellement au niveau de la commande, avec tout d'abord l'introduction d'un nouveau concept de contrôle, mais également, l'intégration des circuits programmables, ce qui permettrait de générer une onde purement sinusoïdale et préserver le bon fonctionnement de l'onduleur.

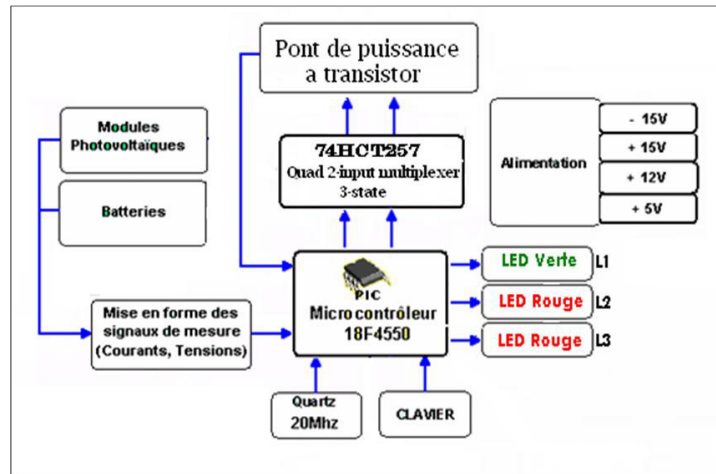


Figure III.21: Schéma synoptique de l'onduleur.

Cet onduleur est composé d'un pont de puissance constitué de 4 transistors (Q1, Q2, Q3 et Q4) de type MosFET, associé à un transformateur 24/220V de 800VA.

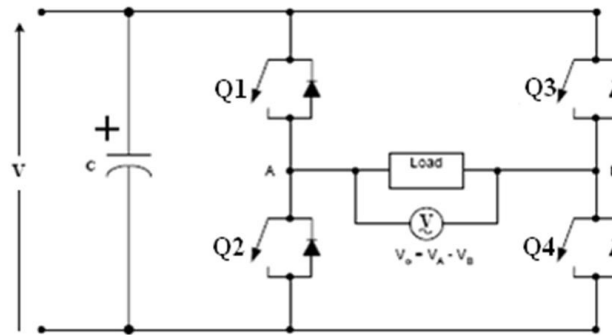


Figure III.22: Pont de puissance à transistor

Dans notre stratégie de contrôle, les deux transistors (Q1 et Q3) commutant à basse fréquence d'environ 50 Hz à travers la broche RC1 du microcontrôleur. Les deux autres transistors (Q2 et Q4) fonctionnent à haute fréquence (15kHz) du signal PWM sinusoïdal (Figure III.23).

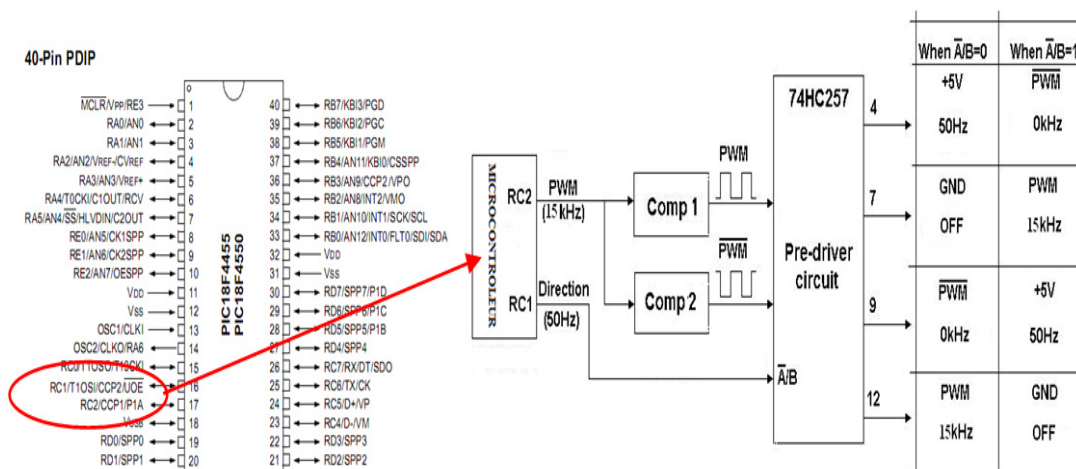


Figure III.23: Principe de génération de la PWM.

La tension de sortie de l'onduleur est une onde sinusoïdale, produite grâce au module PWM (RC2) du processeur.

On présente sur la figure III.24 l'allure des signaux de contrôle des différents interrupteurs de puissance.

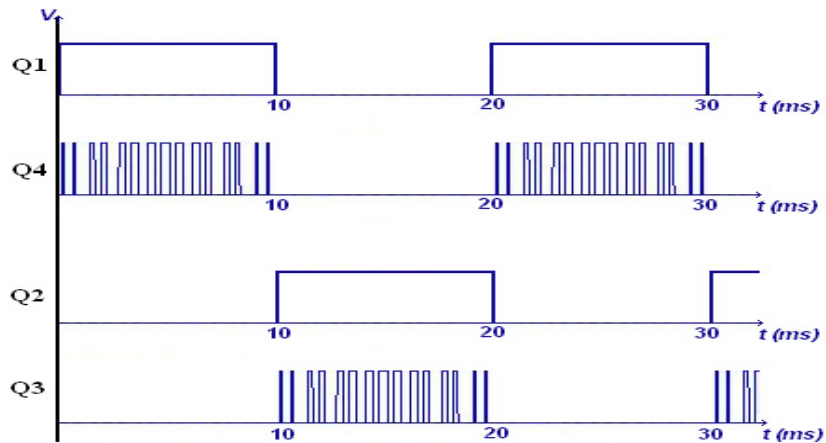


Figure III.24: Allure des signaux de contrôle.

L'onduleur que nous avons réalisé (Figure III.25) convertira la tension continue issue des modules photovoltaïques ou des batteries en tension alternative d'une fréquence d'environ 50Hz.



Figure III.25: Banc d'essai de l'onduleur réalisé.

Les mesures sont effectuées avec un oscilloscope numérique à double voie de TEKSCOPE (60MHz), ce qui nous a permis de faire l'acquisition des différents signaux générés dans l'onduleur. Dans la figure III.26 on montre la forme des signaux de contrôle de l'onduleur.

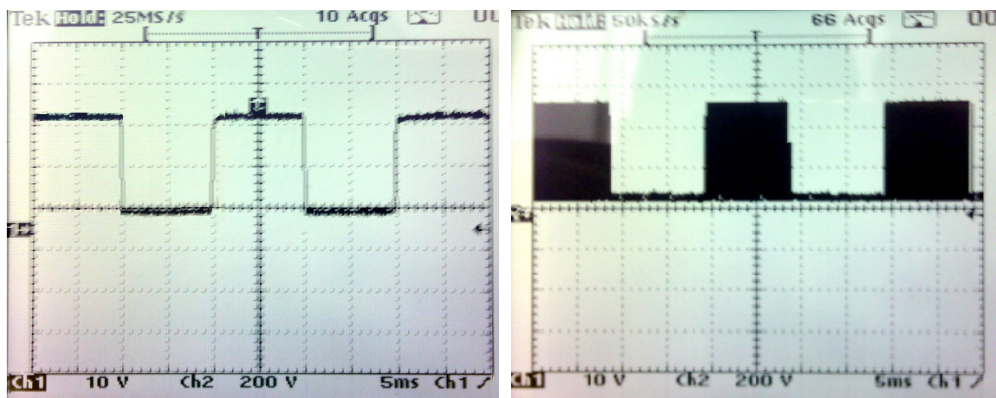


Figure III.26: Allure des signaux générés à la sortie de la carte de commande.

On présente sur la figure III.27 l'allure des signaux générés à la sortie de la partie puissance de l'onduleur (avant et après filtrage).

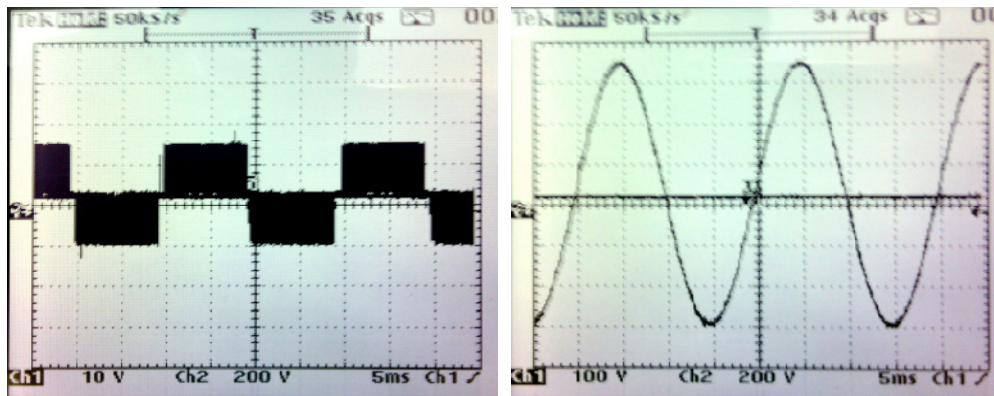


Figure III.27: Allure des signaux générés à la sortie de la partie puissance.

L'objectif de cette partie du travail est de mieux connaître ces convertisseurs de puissance en étudiant leur principe de fonctionnement ainsi que leur mode de dégradation, pour mieux les protéger et améliorer leurs performances et robustesses.

III.3.4.3 L'entretien et la maintenance des onduleurs

La durée de vie d'un onduleur peut dépasser dix ans, mais il s'agit d'un produit de haute technologie et dont le remplacement d'un composant défectueux ne pourra être effectué que par un technicien spécialisé. Les risques associés à la défaillance d'un onduleur doivent être pris en compte, notamment en régions isolées ou dans des pays où les fournisseurs spécialisés sont rarement présents.

L'entretien d'un onduleur de puissance n'est pas laborieux mais souvent négligé. Au fil du temps, les différents branchements électriques (aux batteries, bloc fusible et à l'onduleur) ont tendance à se desserrer, se corroder et perdent de leur efficacité. Dans le passé, des signes de corrosion étaient facilement détectables sur les connecteurs en cuivre. Aujourd'hui, les connecteurs en étain ou plaqués (gris) sont moins sujets à la corrosion mais sont encore soumis à une réaction chimique produisant une gomme qui peut empêcher la libre circulation du courant électrique entre les connecteurs et les bornes. Il est indispensable de nettoyer toutes les bornes dans la boîte de batteries (y compris les fusibles et portes fusibles) ainsi que les connexions à l'onduleur, au moins tous les six mois.

III.3.5 Les défaillances et pannes probables du réseau de câblage, interrupteurs, fusibles

La majorité des défaillances et pannes possibles des équipements de connexions sont regroupées dans le tableau suivant:

Tableau III.10: Défaillances et pannes du réseau de câblage, interrupteurs, fusibles

Symptôme	Cause	Résultats	Action
Surchauffe des câbles de connexion	<ul style="list-style-type: none"> Mauvais dimensionnement des câbles Surcharge Court circuit Corrosion des contacts 	<ul style="list-style-type: none"> Forte chute de tension Ramollissement des câbles Isolement des câbles dégradé 	Vérification des câblages et connexions Réduction de la taille des charges ou Augmentation de la taille des câbles
Dégradation des isolations de câbles	<ul style="list-style-type: none"> Mauvais usage Humidité Chaleur sable 	<ul style="list-style-type: none"> Court circuit Forte chute de tension 	Protection et/ou remplacement des câbles et contacts défectueux
Corrosion des câbles et des contacts		<ul style="list-style-type: none"> Câblages ou connexions se rompent 	
Pas de tension dans le système	<ul style="list-style-type: none"> Câblage ou connexions rompu, brûlé, corrodés ou en court-circuit Interrupteurs, fusibles ou disjoncteurs ouverts, grillés ou disjoncter 	<ul style="list-style-type: none"> Aucune puissance ne peut se déplacer aux charges 	remplacer les fusibles défectueux Définir un stock minimum de fusibles Fermer interrupteurs, vérification et remplacer les fusibles grillés Réarmer les disjoncteurs, réparer ou remplacer les câbles endommagés

Une vérification visuelle de toutes les connexions, câblage, interrupteurs, disjoncteurs, fusibles est nécessaire. Vérification, dépistage et réparation des panne avant de remplacer ou de le réinitialiser.

III.4 Conclusion

Au cours de ce chapitre, nous avons évoqué les défaillances et la fiabilité d’un système photovoltaïque hybride. Il est important de connaître les grandeurs et les mécanismes de dégradation qui en résultent pour pouvoir implanter un système de maintenance efficace et rentable. A travers ce travail, différentes solutions ont été proposées pour la protection et l’amélioration du fonctionnement et de la fiabilité des systèmes hybrides.

Le processus de design associé à ces systèmes est toutefois un problème relativement complexe puisqu’il implique la nécessité de considérer à la fois le dimensionnement, les stratégies d’opération et les coûts. Une analyse technico-économique des systèmes hybrides qui assure une bonne combinaison sera développée dans le chapitre suivant.

Chapitre IV :

Conception et économie

des systèmes hybrides

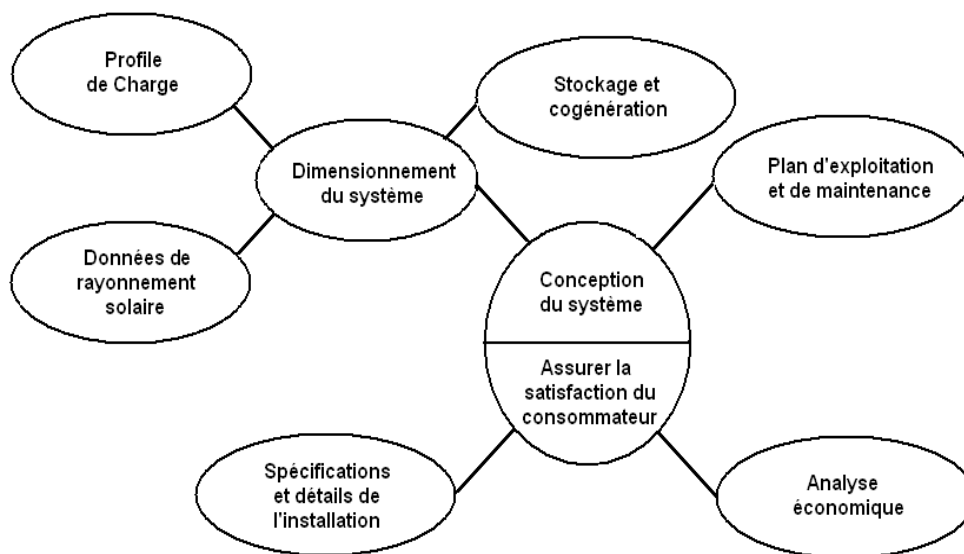
IV.1 Introduction

Les systèmes hybrides photovoltaïques /groupes électrogènes offrent un réel avantage pour l'électrification rurale décentralisée. Ils permettent de réduire les coûts par rapport à des solutions à source d'énergie unique. La conception des systèmes hybrides et leurs optimisations technico-économique est sensiblement plus complexe, elle exige une analyse précise de plusieurs paramètres et facteurs pouvant influencer le rendement et la compétitivité du système.

Le dimensionnement, ayant une incidence sur le prix, la qualité et la pérennité d'un système photovoltaïque hybride en site isolé, constitue donc une étape cruciale lors de la mise en place d'un système réel de production d'énergie électrique hybride. Il dépend:

- De l'ensoleillement du site au cours de l'année;
- De l'énergie requise par chaque charge à alimenter;
- Du rendement énergétique de l'ensemble des composants y compris le stockage;
- Des coûts d'installation des équipements;
- Des frais d'exploitation et de maintenance;
- Des coûts de remplacement des différents équipements.

L'interaction entre ces différents points est représentée sur la figure IV.1.



FigureIV.1: Conception des systèmes hybrides.

IV.2 Dimensionnement et méthodes d'optimisation

L'optimisation des systèmes hybrides à énergies renouvelables, s'intéresse au processus de sélection d'une meilleure configuration des composants et de leur dimensionnement, compte tenu de l'efficacité, de la fiabilité et du rapport coût/efficacité du système. L'application d'une stratégie d'évaluation appropriée est indispensable.

IV.2.1 Etude technique des systèmes PV hybrides

Les performances d'un système énergétique hybride, le rendement et la durée de vie, sont influencés en partie par sa conception, c'est-à-dire le dimensionnement des composants, le type de composants, l'architecture etc... Il est évident qu'une demande importante en énergie augmentera la taille et le coût du système tandis qu'un choix de composants judicieux permettra de les réduire.

D'une manière générale, le dimensionnement devra suivre les étapes suivantes :

- Evaluation des besoins énergétiques;
- Dimensionnement des modules photovoltaïques;
- Dimensionnement du stockage;
- Dimensionnement du système d'appoint;
- Dimensionnement des convertisseurs.

À cet égard, des outils logiciels sont largement utilisés pour la simulation, l'optimisation et le dimensionnement des systèmes énergétiques hybrides. Les outils logiciels couramment utilisés sont: Homer, Hybrid2, HYBRIDE, iHOGA, PVSYST, SOMES, RAPSIM, SOLSIM, Insel, PV-DESIGN PRO, RSHAP, ORIENTE et d'autres. Cependant Homer (hybrid optimization model for electric renewables) est à ce jour l'outil le plus utilisé pour l'analyse technico-économique et la validation des systèmes énergétiques hybrides.

IV.2.2 Etude économique des systèmes PV hybrides

La base de la plupart des décisions d'engineering est économique. Concevoir et construire un dispositif ou un système qui fonctionne correctement, est seulement une partie de la tâche de l'ingénieur. Le dispositif ou le système doit, en outre, être économique, ce qui signifie que l'investissement doit montrer une rémunération appropriée. Le modèle économique est fondé sur l'utilisation conventionnelle des coûts économiques de cycle de vie.

Les calculs du coût du système hybride prennent en compte des coûts tels que le capital de l'investissement et l'intérêt, l'amortissement, les frais de fonctionnement, l'entretien et le carburant. Toutes ces estimations des coûts sont détaillées dans ce qui suit.

IV.2.2.1 Coût total d'investissement

Comme détaillé ci-dessous, l'analyse des flux de trésorerie produit des chiffres détaillés année par année pour les dépenses et les revenus du projet. Les dépenses sont séparées dans les catégories suivantes:

- Les coûts d'installation des équipements;
- Les frais d'exploitation et de maintenance;
- Les coûts de remplacement des différents équipements.

La valeur du capital installé est le coût d'investissement initial pour un système PV, y compris les coûts des équipements, les frais d'importation ainsi que les droits de douane, les frais d'installation et peut-être le coût d'extension d'un réseau de distribution du système d'alimentation. Le modèle prend en considération les charges supplémentaires du système à long terme ' $C_{CAP,CHAR}$ ', afin de prévoir tout les coûts d'investissement qui sont propres à l'utilisateur. Par conséquent, le coût en capital du système installé, $C_{CAP,TOT}$ est donné par [108,109]:

$$C_{CAP,TOT} = C_{CAP,PV} + C_{CAP,BT} + C_{CAP,GE} + C_{CAP,CONV} + C_{CAP,CHAR} + C_{CAP,INST} + C_{CAP,ATR} \quad IV.1$$

Où:

$$C_{CAP,INST} = C_{INST,PV} + C_{INST,BT} + C_{INST,GE} + C_{INST,CONV} \quad IV.2$$

$$C_{CAP,CONV} = C_{CAP,OND} + C_{CAP,REG} + C_{CAP,RED} \quad IV.3$$

$$C_{CAP,ATR} = C_{INP} + C_{ATR} \quad IV.4$$

IV.2.2.2 Coût annuel

Il s'agit des frais d'entretien réguliers et du coût du carburant (Groupe électrogène) au fil des ans. Les données réelles de coûts d'entretien et de carburant annuel sur les systèmes installés sont différentes pour chaque emplacement. Par conséquent, le coût annuel du système, $C_{CAS,TOT}$ est donné par [108,109]:

$$C_{ANN,TOT} = C_{ANN,PV} + C_{ANN,BT} + C_{ANN,GE} + C_{ANN,CRB} + C_{ANN,CONV} + C_{ANN,STS} + C_{ANN,ATR} \quad IV.5$$

Où

$$C_{ANN,CRB} = C_{CRB/L} * \text{Consommation de carburant} * Hr_{\text{Groupe}} \quad IV.6$$

$$C_{ANN,CONV} = C_{ANN,OND} + C_{ANN,REG} + C_{ANN,RED} \quad IV.7$$

IV.2.2.3 Le coût de remplacement

Les coûts de remplacement des équipements sont légèrement plus complexes à calculer, car ils ne sont pas vraiment annuels. Les principaux composants du système doivent être remplacés au cours de la durée de vie du système. Pour convertir les coûts de remplacement annuellement en coût annuel de remplacement (C_{REPL}), l'équation est donnée par [108,109]:

$$C_{REPL,GE} = C_{GE} * (PWF, i, n) \quad IV.8$$

$$C_{REPL,BT} = C_{BT} * (PWF, i, n) \quad IV.9$$

$$C_{REPL,CONV} = (C_{OND} + C_{RED} + C_{REG}) * (PWF, i, n) \quad IV.10$$

$$C_{REPL,ATR} = C_{ATR} * (PWF, i, n) \quad IV.11$$

Et le facteur de la valeur actualisée (PWF) est donné par :

$$PWF = F * \left[\frac{1}{(1+i)^n} \right] \quad IV.12$$

Avec :

$$i = \frac{i_f - f}{1 + f} \quad \text{IV.13}$$

IV.2.2.4 Valeur actuelle des coûts annualisés et la valeur récupérer

Le facteur série de valeur actualisée (SPWF) traduit la valeur d'une série de revient uniforme 'C' dans la valeur actuelle. La valeur actuelle de la série peut être trouvée en appliquant la PWF à chacun des montants C, donnée par [108,109]:

$$C_{ANN,PW} = (C_{ANN,TOT} * (SPWF, i, n)) \quad \text{IV.14}$$

$$SPWF = A * \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \quad \text{IV.15}$$

$$C_{REC,PW} = (C_{REC} * (SPWF, i, n)) \quad \text{IV.16}$$

IV.2.2.5 Coûts du cycle de vie (CCV)

La méthodologie utilisée pour définir la CCV est un processus en plusieurs étapes, tel que présenté ci-dessus. Ce procédé nécessite des ensembles de données provenant du système en service et la mise au point d'un outil de base de données sophistiquée pour l'analyse des données. CCV détermine quels systèmes d'alimentation peuvent être concurrentiels avec d'autres options énergétiques [108,109].

$$CCV = C_{CAP,TOT} + C_{ANN,PW} + C_{REPL,PW} + C_{REC,PW} \quad \text{IV.17}$$

IV.2.2.6 Valeurs actuelles nettes (VAN)

Dans le modèle économique, la valeur actuelle nette du projet est déterminé en additionnant le coût annuel, le coût de remplacement et les dépenses en capital initiales, telle que donnée par :

$$VAN = (-C_{CAP,TOT}) + C_{ANN,PW} + C_{REPL,PW} \quad \text{IV.18}$$

IV.2.2.7 Coûts moyens actualisés de l'énergie (COE)

Un autre calcul moyen actualisé concerne le coût de l'énergie, le COE. Le coût moyen actualisé de l'énergie totale est donnée par [108,109]:

$$COE = \frac{CCV}{E_{PROD} * n} \quad \text{IV.19}$$

IV.2.2.8 Présentation de l'outil de simulation adopté

La simulation et l'optimisation économique d'un système hybride est effectué sur le logiciel HOMER (hybrid optimization model for electric renewables) développé par NREL (national renewable energy laboratory) aux Etats-Unis [110]. Il simplifie la tâche d'évaluer les conceptions des différents systèmes d'alimentation électrique, hors-réseau et reliés au réseau, pour une variété d'applications. Il permet d'analyser et de combiner diverses sources d'énergie afin d'arriver à afficher une configuration optimale.

Pour simuler une installation hybride photovoltaïque/groupe électrogène, il faut définir tous les éléments de cette dernière, en utilisant les composants présents dans la bibliothèque du logiciel. Si un composant donné ne figure pas dans cette bibliothèque, on peut le rajouter en introduisant toutes ces caractéristiques techniques ainsi que son coût, il faut aussi spécifier le nombre de chaque composant dans l'installation à simuler.

IV.3 Conception et mise en œuvre d'un system hybride photovoltaïque/groupe électrogène

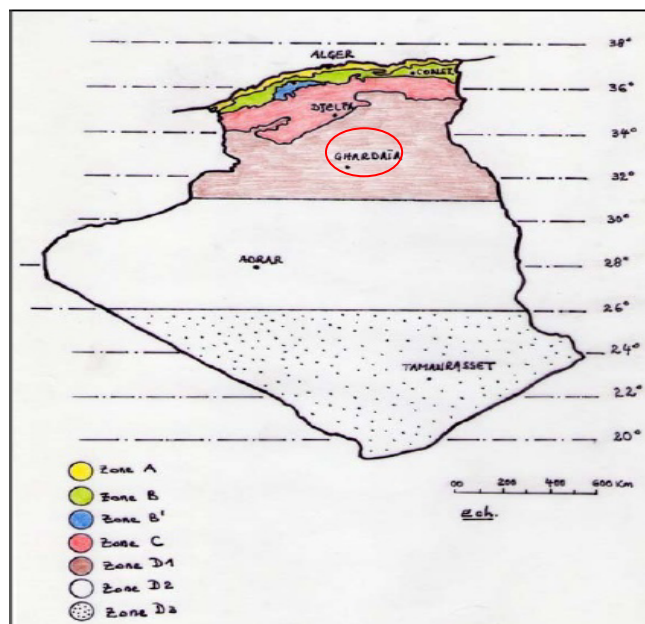
La mise en place de ce système est précédée d'un ensemble d'études théoriques de faisabilité technique et économique.

IV.3.1 Evaluation des données climatiques

Les conditions climatiques déterminent la disponibilité et l'ampleur de l'énergie solaire à un site donné. Les diverses études entreprises jusqu'à présent sur le potentiel énergétique solaire en Algérie font apparaître un potentiel considérable pour l'utilisation et l'exploitation de cette forme d'énergie [2]. En effet, l'Algérie avec plus de deux millions de km² de superficie, reçoit l'équivalent de 300 milliards de Tep par an en énergie solaire. En termes d'insolation, l'énergie reçue quotidiennement sur une surface horizontale de 1m² est de l'ordre de 5 KWh sur la quasi-totalité du territoire national, la durée d'insolation quant à elle dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures sur les hauts plateaux et le Sahara.

IV.3.1.1 Les zones climatiques de l'Algérie

On peut définir pour l'Algérie 4 zones climatiques (Figure IV.2), une zone au Nord et 3 zones au Sud. Chaque zone est décrite ci-dessous [111] :



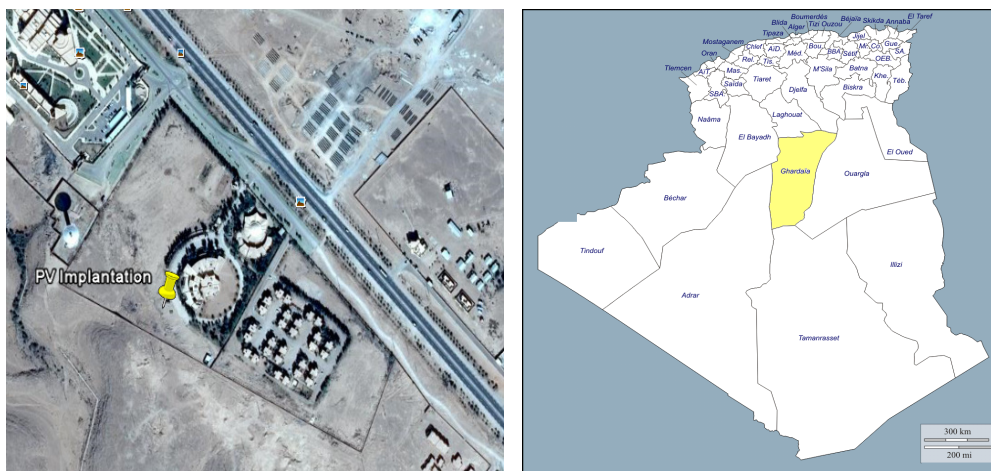
FigureIV.2: Les zones climatiques de l'Algérie.

- *Zone A*: Elle comprend le littoral et une partie du versant Nord des chaînes côtières (climat méditerranéen maritime).
- *Zone B*: Elle comprend la plaine et les vallées comprises entre les chaînes côtières et l'Atlas Tellien, autre que celle de Chlef (climat méditerranéen continental).
- *Zone B'*: C'est une sous-zone de la zone B. Elle comprend la vallée de Chlef, comprise entre la chaîne de l'Ouarsenis et les montagnes du Dahra et des Braz.
- *Zone C*: Elle comprend les hauts plateaux entre l'Atlas Tellien et l'Atlas Saharien, avec des altitudes supérieures à 500 m (climat méditerranéen de montagne).
- *Zone D1*: Elle comprend le Sahara au-delà de l'Atlas Saharien jusqu'à la latitude 31°.
- *Zone D2*: Elle comprend le Sahara au-delà de la latitude 31° jusqu'à la latitude 26°.
- *Zone D3*: Elle comprend le Sahara au-delà de la latitude 26° jusqu'aux frontières Sud.

Pour créer une base de référence pour notre étude nous avons choisi d'adopter les données de l'unité de recherche appliquée aux énergies renouvelables (URAER) de Ghardaïa.

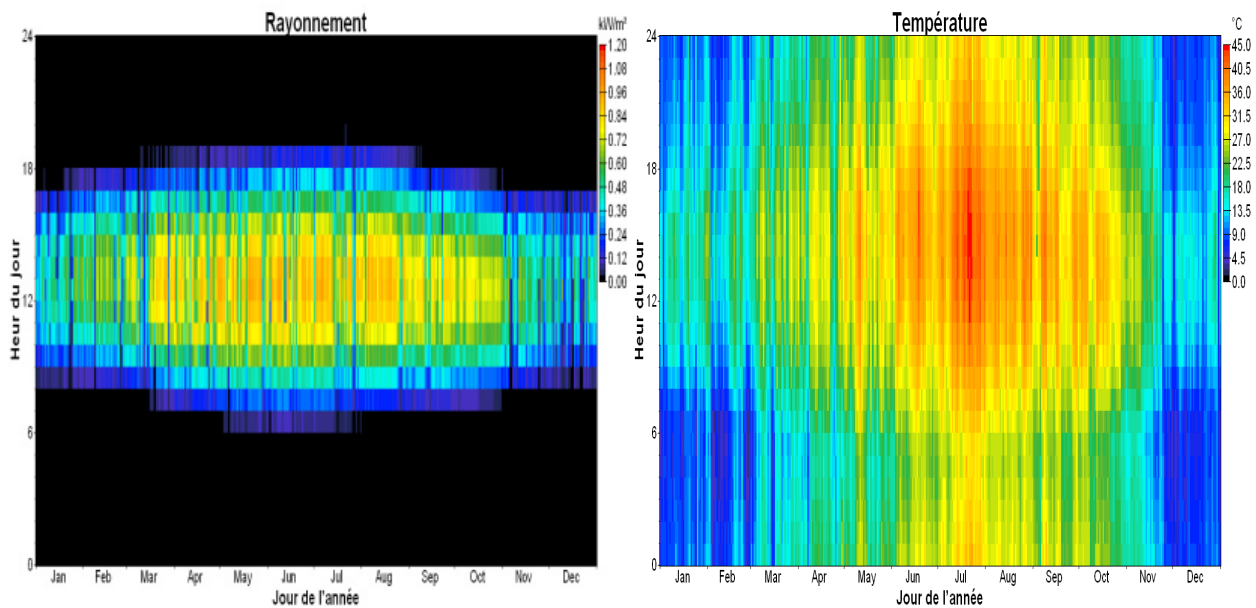
IV.3.1.2 Présentation du site d'étude

Pour notre étude, une localisation géographique est considérée : la ville de Ghardaïa qui est située dans le centre de la partie nord du Sahara algérien, est à 600 km au sud d'Alger. Les coordonnées géographiques du site de collecte de données sont les suivantes: 32° 23' de latitude nord, 3° 46' de longitude est et 467m d'altitude.



FigureIV.3: Emplacement géographique du site d'étude.

Le climat de Ghardaïa, zone D1, est semi-aride et désertique. C'est un endroit idéal pour l'utilisation de l'énergie solaire. Les données météorologiques (rayonnement solaire et température ambiante) dans l'ensemble de l'année 2012 ont été relevées à l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables (URAER). Comme le montre la figure IV.4.



FigureIV.4: Variations de l'éclairement et de la température durant l'année 2012.

A travers la figure IV.4, l'irradiation solaire moyenne journalière dans la région de Ghardaïa est estimée entre 2.35kWh/m²/j et 6.86kWh/m²/j avec un rayonnement solaire annuel moyen estimé à 4.98kWh/m²/j. Ce potentiel est assez important et il est pratiquement exploitable durant toute l'année.

Les performances des modules photovoltaïques sont directement corrélées aux données climatiques qu'est en principe l'irradiation solaire. Pour un profil de charge donné, la taille du système augmente quand la ressource climatique est faible.

La température moyenne est une variable climatique ayant un impact significatif sur le comportement des équipements. L'analyse de cette donnée s'avère capitale. On constate sur la figure IV.4 que les températures hivernales varient entre 7°C et 21°C, du plus froid au plus chaud de la journée. Elles grimpent à 35°C au mois de mai pour atteindre une moyenne de 40 °C en juillet et août. Le mercure peut monter jusqu'à 45 °C voire au-delà durant les vagues de chaleur.

IV.3.2 Estimation des besoins énergétiques d'un foyer a Ghardaïa

Le système hybride proposé est censé alimenter une maison équipée d'un ensemble d'appareils permettant de fournir du confort aux occupants. La détermination de la charge est l'une des étapes les plus importantes dans la conception des systèmes énergétiques hybrides. Dans notre étude, une maison hypothétique modèle d'une famille composée de sept (07) membres est considérée. Un ménage dans les zones rurales est simple et ne nécessite pas de grandes quantités d'énergie électrique. Il utilise généralement l'énergie électrique pour l'éclairage, le refroidissement et le divertissement. L'heure de sollicitation maximale d'énergie par la charge varie en fonction des saisons conséquence de la variation de la durée du jour.

Pour notre étude, on a partagé la sollicitation des charges en deux saisons, l'une en été et l'autre en hiver.

IV.3.2.1 Profil de charge d'une maison

Pour consommer le moins d'énergie et de réduire la taille de l'installation photovoltaïque hybride, nous choisissons des équipements à faible consommation. Ces charges sont principalement fondées sur: Des lampes à économie d'énergie (ampoule fluorescente de 23W), ventilateur (généralement de ventilateur de plafond de 60W) et une télévision (TV, 60W). L'estimation de l'énergie journalière consommée par les différents équipements électroménagers et l'éclairage sont présents sur le tableau suivant :

Tableau IV.1: Estimation de l'énergie consommée quotidiennement

		Puissance (W)	Durée d'utilisation (heures / jour)		La consommation quotidienne (Wh / j)	
			Hiver	Été	Hiver	Été
Eclairage	Chambre adulte	23	4	3	92	69
	Chambres d'enfant	23	4	4	92	92
	Salon	23	4	3	92	69
	Couloir	36	5	4	180	144
	Salle de bain	23	1	1	23	23
	Wc	23	1	1	23	23
	Cuisine	36	3	2	108	72
Equipements	Refrigerateur	100	4	6	400	600
	TV	60	4	5	240	300
	PC	60	3	4	180	240
	Ventilateur	60	0	4	0	240
	Pompe à eau	300	2	3	600	900
	Diverse	200	3	4	600	800
Totale					2630	3572

Les durées d'utilisation de l'éclairage ne sont pas les mêmes sur toute l'année avec des variations au cours de l'hiver et l'été en raison du calendrier du lever et du coucher du soleil. Les ventilateurs sont utilisés seulement en été, normalement la nuit, avec un temps de fonctionnement estimé à 4h/jour. Une charge de base (réfrigérateur) est présente tout au long de la journée.

Sur la figure IV.3, on montre deux profils de charge sur une journée d'été (Avril-Octobre) et en hiver (de Novembre à Mars).

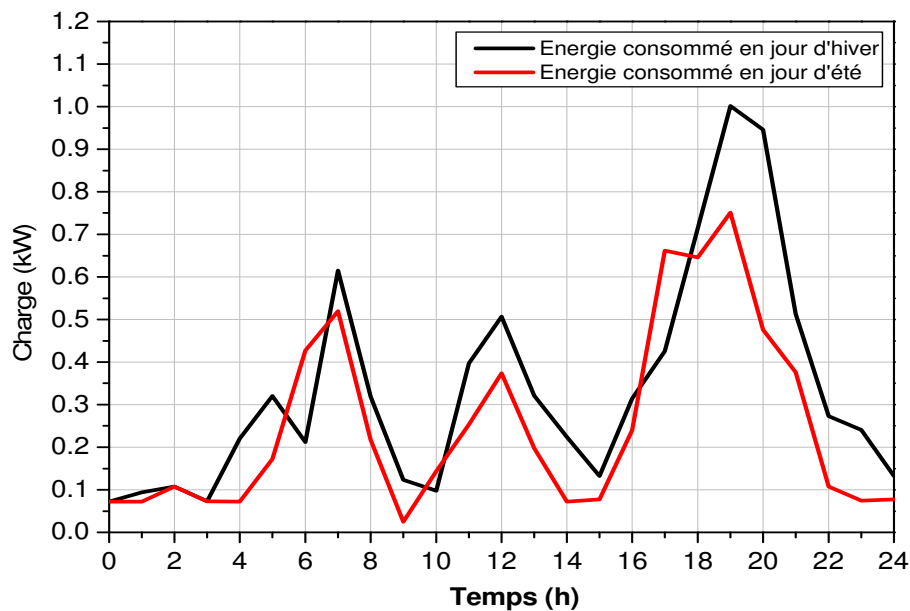


Figure IV.5: Profil de charge d'une habitation (site de Ghardaïa).

Nous pouvons constater sur la figure IV.5 des pointes de consommation d'énergie observée le matin (6:00-8:00) et à midi (11h00-13h00) où les membres de la famille sont réunis pour le petit déjeuner, le déjeuner et une demande maximale se produit la nuit (17h00-21h00) où une grande partie des équipements sont connectés.

La consommation quotidienne d'énergie pour un ménage ne dépend pas seulement du nombre d'occupants, mais aussi de leurs habitudes de consommation.

IV.3.2.2 Évolution de la demande d'énergie électrique

L'évolution de la demande au cours des années peut affecter la part respective de chacune des sources d'énergie dans la production totale du système hybride. Cette évolution peut modifier le temps de retour initialement prévu pour l'investissement d'hybridation. Un accroissement de la demande se traduira généralement par une part accrue de l'énergie solaire consommée directement et par une moindre part d'énergie solaire devant être stockée, et par conséquent une réduction des pertes dues au stockage. Mais une hausse très significative de la demande durant les heures où le parc de batteries et l'onduleur associé assurent la fourniture du service, entraînera des appels de puissance et de courant élevés, avec pour conséquence des pertes accrues dans le cycle de charge-décharge de la batterie.

IV.3.3 Simulation du système hybride adopté

L'étude économique est effectuée sur le logiciel HOMER, elle nous permet de comparer les contraintes financières et techniques relatives à l'utilisation de deux différents types de technologies de groupes électrogènes (Diesel et gaz) et l'impact d'intégration d'un système de correction d'angle d'inclinaison des modules photovoltaïques sur les coûts d'exploitation.

Les différents composants du système photovoltaïque hybride sont introduits dans le logiciel HOMER avec les options de disponibilité technologique, le coût des composants et la disponibilité des ressources.

Nous présentons sur la figure IV.6 le diagramme relatif au programme HOMER, du Système hybride adopté.

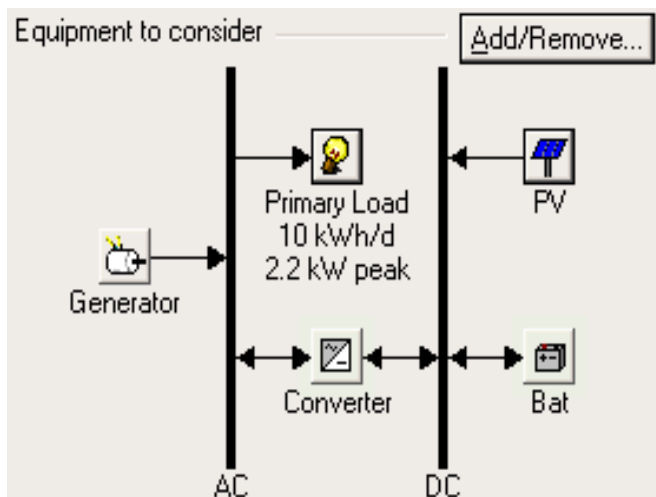


Figure IV.6: Configuration du Système Hybride étudié

Les paramètres techniques et économiques des différents composants du système hybride adopté sont représentés sur le tableau suivant.

Tableau IV.2: Paramètres des composants du système.

Photovoltaïque (ISOFOTON) IS 130S / 24	
Puissance de crête d'un module	130Watt / 24 Volt
V_{oc}	42.2 V
I_{sc}	3.94 A
V_{mpp}	34.6 V
I_{mpp}	3.76 A
Nombre	8
Puissance du générateur	1040 Watt / 24 Volt
Capitale	5000\$
Remplacement	3400\$
Coût d'opération et de maintenance	20\$/ans
Batteries (BERGAN ENERGY)	
V_b	12 V
Capacité	100 Ah
Nombre	6
Tension nominale	24 V
Capacité nominale	300Ah
Capitale	1080\$
Remplacement	1080\$
Coût d'opération et de maintenance	30\$/an

Groupe électrogène (GREENPOWER)	
Carburant	Gaz butane
Fréquence	50/60 Hz
Tension nominale de sortie	230 V
Puissance	3.5kW
Nombre	1
Capitale	1150\$ (1450\$ pour diesel)
Remplacement	1050\$ (1300\$ pour diesel)
Coût d'opération et de maintenance	0.2\$/h (0.3\$/h pour diesel)
Onduleur	
Tension d'entrée	24 V
Tension de sortie / Forme	230 V / Sinusoïdal
Fréquence de sortie	50Hz
Puissance de sortie	2500W
Rendement	Jusqu'à 94%
Capitale	1500\$
Remplacement	1500\$
Coût d'opération et de maintenance	25\$/ans

Les calculs d'équilibre énergétique sont exécutés pour chaque configuration du système photovoltaïque hybride considérée. Les configurations obtenues sont sélectionnées en fonction de leur faisabilité, du coût d'installation. La rentabilité du fonctionnement est évaluée sur la vie du projet, estimée a priori à 25 ans. Les calculs du coût du SEH prennent en compte des coûts tels que le capital et l'intérêt, l'amortissement, les frais de fonctionnement, l'entretien et le carburant. HOMER produit des résultats que nous pouvons afficher sous forme de liste de configurations possible triés par coût du cycle de vie (Net present cost NPC). Il affiche également des résultats de simulation dans des tableaux et des graphiques.

IV.3.3.1 Résultats de simulation liée au type du groupe électrogène

Nous montrons sur la figure IV.7 les résultats obtenus pour un système hybride photovoltaïque sans correction d'angle des modules photovoltaïques et comme appoint deux types de groupe électrogène sont utiliser:

- **Configuration -1-:** Système hybride avec un groupe électrogène Diesel.
- **Configuration -2-:** Système hybride avec un groupe électrogène à Gaz.

Configuration -1-
Sensitivity variables: Diesel Price (\$/L) 0.2

PV (kW)	Gen (kW)	Bat	Conv. (kW)	Disp. Strgy	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	Diesel (L)	Gen (hrs)
1.04	3.5	6	2.5	CC	\$ 9,030	885	\$ 18,474	0.474	0.25	0.00	1,397	884
	3.5	6	2.5	CC	\$ 4,030	1,396	\$ 18,927	0.486	0.00	0.00	2,529	1,594
1.04	3.5		1.0	CC	\$ 7,050	4,300	\$ 52,947	1.359	0.00	0.00	6,954	6,739
	3.5			CC	\$ 1,450	5,548	\$ 60,671	1.557	0.00	0.00	9,025	8,760

Configuration -2-
Sensitivity variables: Butane Price (\$/kg) 0.2

PV (kW)	Gen (kW)	Bat	Conv. (kW)	Disp. Strgy	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	Butane (kg)	Gen (hrs)
	3.5	6	2.5	CC	\$ 3,730	920	\$ 13,552	0.348	0.00	0.00	1,230	1,594
1.04	3.5	6	2.5	CC	\$ 8,730	627	\$ 15,422	0.396	0.25	0.00	680	884
1.04	3.5		1.0	CC	\$ 6,750	2,645	\$ 34,990	0.898	0.00	0.00	3,476	6,739
	3.5			CC	\$ 1,150	3,395	\$ 37,395	0.960	0.00	0.00	4,511	8,760

FigureIV.7: Impacte de la technologie du groupe électrogène sur les coûts.

En analysant les différents points présent dans la figure IV.6, nous constatons que :

- Le coût initial d'investissement est de 9030\$ pour la configuration Diesel, tandis qu'il est de 8730\$ pour la configuration Gaz (1), qui est dû au prix d'acquisition des différents types de groupe électrogène, avec 1450\$ pour le groupe électrogène Diesel contre 1150\$ pour le groupe électrogène à Gaz.
- Dans la configuration -1-, le système hybride, qui combine le photovoltaïque avec un groupe électrogène Diesel, est favorisé par rapport aux autres combinaisons, en raison du coût bas du kWh produit qui est estimé à 0.474\$.
- Dans la configuration -2-, le système hybride, qui combine le groupe électrogène à Gaz avec les batteries est favorisé par rapport aux autres combinaisons, en raison du coût bas du kWh produit qui est estimé à 0.348\$ (4). Malgré son coût initial élevé estimé à 8730\$, on favorise le système hybride combinant le photovoltaïque avec un groupe électrogène à gaz; car on réduit le temps de fonctionnement du groupe électrogène de 710 heures, ainsi on économise du carburant et réduit la pollution.
- Pour la meme période de fonctionnement de 884 heures (6); le groupe électrogène Diesel consomme 1397 Litres de carburant, tandis que le groupe électrogène à Gaz consomme 680 Kg de Gaz (5), ce qui influe directement sur le coût de fonctionnement du système avec 885\$/an pour la configuration -1- et 627\$/an pour la configuration -2- avec un écart de 258\$/an (2). Il en résulte un coût de l'électricité produit de 0.474\$/kWh pour la première configuration contre 0.396\$/ kWh pour la seconde (4).

- Le cout total du système (3) est plus élevé dans la configuration -1- avec un coût totale de 18474\$ contre 15442\$ pour la configuration -2-, en réalisons une économie de 3032\$ (3) tout le long du fonctionnement du système.

IV.3.3.2 Résultats de simulation liée au type du groupe électrogène

Les résultats obtenus pour un système hybride photovoltaïque utilisant comme appoint un groupe électrogène fonctionnent au gaz butane avec variation de l’angle d’inclinaison des modules photovoltaïques sont porter sur la figure IV.8 pour les configurations suivante.

- **Configuration-2-**: Module photovoltaïque sans correction d’angle d’inclinaison.
- **Configuration-3-**: Module photovoltaïque avec correction d’angle d’inclinaison mensuelle.

The figure shows two tables side-by-side, labeled 'Configuration -2-' and 'Configuration -3-'. Both tables have a 'Sensitivity variables' section at the top with 'Butane Price (\$/kg)' set to 0.2. Below this is a header row for system parameters and a data row for each configuration. Red circles and boxes highlight the following data points:

Configuration	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Gen (hrs)
Configuration -2- (Standard)	\$ 3,730	920	\$ 13,552	0.348	1,594
Configuration -2- (with correction)	\$ 8,730	627	\$ 15,422	0.396	884
Configuration -3- (Standard)	\$ 6,750	2,645	\$ 34,990	0.898	6,739
Configuration -3- (with correction)	\$ 1,150	3,395	\$ 37,395	0.960	8,760

FigureIV.8: Impacte de l’inclinaison des modules photovoltaïques sur les coûts.

En analysant les différents points présents dans la figure IV.8, nous remarquons que :

- En ajoutant un système de correction d’angle d’inclinaison mensuelle des modules photovoltaïques, on constate une diminution de l’accès au groupe électrogène, qui se manifeste par le nombre d’heurs de fonctionnement (6), on obtient 884 heurs pour le système standard et 847 heurs pour le système incluant la correction d’angle avec une réduction de 37heur, cela influes sur le coût de fonctionnement du système avec 627\$/ans pour la premier et 611\$/ans pour la deuxième et un écart de 16\$/ans (2). Au finale, on obtient un coût de production d’énergie électricité (4) de 0.396\$ pour la configuration -2- contre 0.392\$ pour la configuration -3-.
- Le coût total du système hybride (3) est abaissé de 185\$ dans la configuration -3- avec une valeur de 15257 \$ contre 15442 \$ pour la configuration -2-.

IV.3.4 Analyse Technique et environnementale du système.

Pour chacune de ces solutions possibles, HOMER fournit tous les paramètres de fonctionnement des composants et de l'ensemble de l'installation (L'énergie totale produite, fraction de l'énergie renouvelable et les émissions de gaz, ...).

IV.3.4.1 Production d'énergie électrique

La production et d'énergie sur une année sont détaillées dans l tableau IV-3.

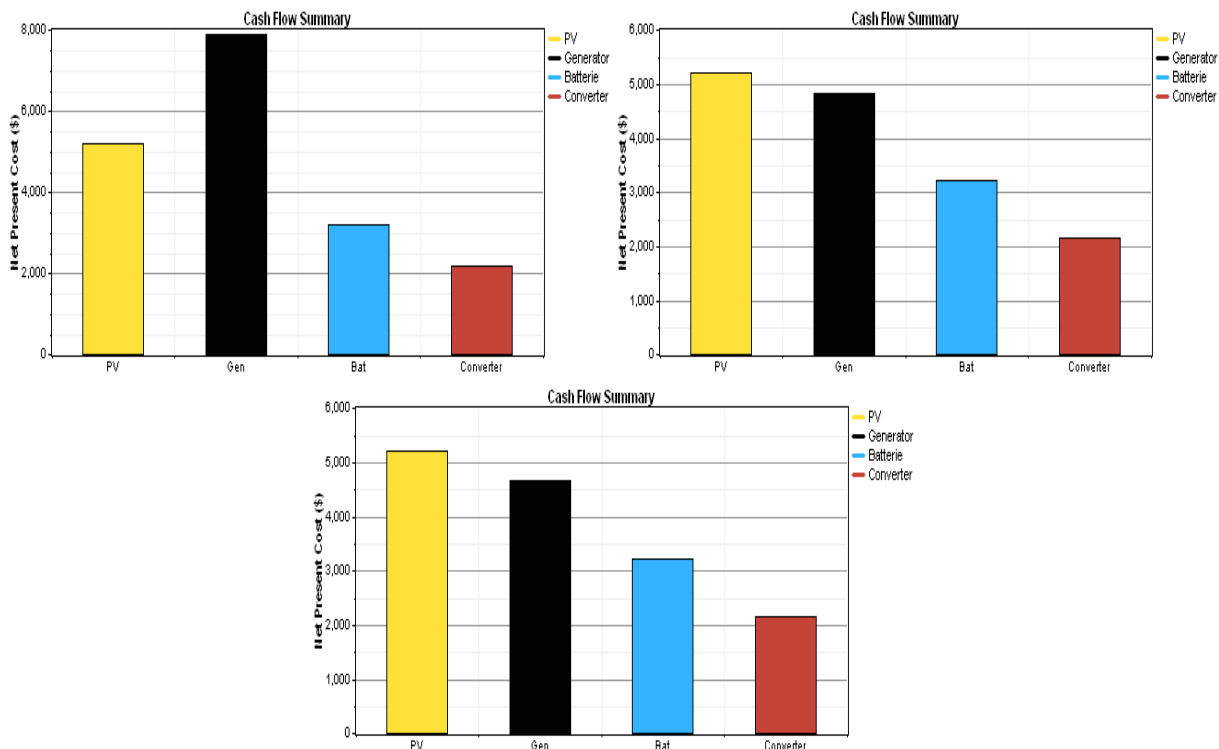
Tableau IV.3: Energie annuelle produite

Production	kWh/yr	%
Photovoltaïque	1946	42
Groupe électrogène	2646	58
Total	4592	100

Les systèmes de production participant suivant les fractions décrites dans le tableau et qui montrent une participation importante de la source photovoltaïque qui atteignent 42%.

IV.3.4.2 Répartition des coûts de l'installation

L'évaluation du coût total du projet pour les trois configurations examiné est représentée dans la figure suivante.



FigureIV.9: Répartition des coûts de l'installation.

Le groupe électrogène diesel présente le coût le plus élevé (Environ le double que celui du photovoltaïque ou du groupe électrogène à gaz et trois fois celui des batteries), cela est dû au prix élevé du fuel et aux coûts d'entretien et de maintenance.

IV.3.4.3 Analyse environnementale

L'analyse environnementale du système hybride sur HOMER permet d'évaluer les émissions des polluants atmosphériques. Le tableau IV.4 résume la quantité totale d'émission des polluants dans le cas trois configurations examiné.

Tableau IV.4: Emission des polluants atmosphériques

Polluant	Émissions (kg/an)		
	Configuration -1-	Configuration -2-	Configuration -3-
Dioxyde de carbone	3,679	2,110	2,026
Monoxyde de carbone	9.08	4.42	4.24
Hydrocarbures imbrûlés	1.01	0.489	0.47
Matière particulaire	0.685	0.333	0.32
Dioxyde de soufre	7.39	4.38	4.21
Oxydes d'azote	81	39.4	37.9

D'après ce tableau, il est possible de réduire significativement les émissions des polluants par l'intégration d'un groupe électrogène fonctionnant au gaz butane et l'ajout du système de correction d'angle d'inclinaison des modules photovoltaïques. Selon les résultats obtenus, les émissions des polluants peuvent être réduites d'environ 50% par comparaison avec l'utilisation d'un groupe électrogène diesel dans le système hybride, en particulier les émissions du CO₂ et des CO responsables de l'effet de serre.

IV.3.5 Réalisation d'un banc d'essai

Un banc d'essai d'une mini centrale hybride représentant un système réel de l'électrification d'un habitat est réalisé au niveau de l'Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables (URAER) Ghardaïa. Il comprend un générateur photovoltaïques, un groupe électrogène et des batteries de stockage. (Figure IV.10).



FigureIV.10: Certaines images du banc d'essai réalisé.

IV.4 Conclusion

Dans ce chapitre, une étude relative à la conception d'un système énergétique hybride à l'échelle d'une habitation a été développée. Cette étude s'effectue en quatre étapes principales, l'évaluation de la demande énergétique et de la ressource solaire, l'évaluation des options énergétiques et le choix d'un système.

Grâce à cette étude, une évaluation de l'impact de la technologie du groupe électrogène et la variation de l'angle d'inclinaison des modules photovoltaïques sur la production et l'économie d'énergie d'un système énergétique hybride dans la région de Ghardaïa a été réalisée. On a constaté qu'une économie considérable de carburant peut être réalisée dans les installations hybrides photovoltaïques munies d'un dispositif de correction d'angle d'inclinaison et utilisant comme appoint un groupe électrogène fonctionnant au gaz butane. Pour ces régions où le prix du carburant augmente progressivement avec l'isolement, une telle économie de carburant est capitale.

L'alimentation d'une installation par plusieurs sources doit respecter une architecture de connexion. De même, une gestion convenable de la production des sources vis-à-vis de la consommation permet de couvrir les besoins énergétiques et garantir une exploitation optimale de l'énergie produite, tout en assurant la sécurité des composants du système hybride. C'est ce que l'on va aborder dans le chapitre suivant.

Chapitre V:

Surveillance et gestion

intelligente des systèmes

hybrides

V.1 Introduction

Les enseignements tirés de ce projet révèlent qu'au-delà des questions techniques, bon nombre de défaillances et pannes sont dues à des schémas organisationnels inappropriés en ce qui concerne la conception, l'exploitation et la maintenance des systèmes hybrides, ainsi qu'au manque de gestion et de surveillance qui assure un usage responsable du système dans un contexte de disponibilité limitée.

Dans cette perspective, nous nous proposons de concevoir et de réaliser un dispositif électronique intelligent. Celui-ci devra intégrer à la fois les fonctionnalités de contrôle, d'automatisation de la gestion de l'énergie dans le système afin d'éviter les pertes d'énergie, mais également la surveillance du comportement du système complet dans le but d'améliorer la fiabilité, la rentabilité et l'efficacité du système hybride.

V.2 Concept et stratégie de contrôle

On peut scinder les stratégies de contrôle en deux groupes : celles basées sur des règles et celles basées sur l'optimisation.

Les stratégies de contrôle basées sur des règles permettent de piloter un système en satisfaisant des lois préétablies. Ces dernières sont généralement décrites par un diagramme ou une machine d'états. Cependant, ce type de stratégie est mis au point dans des conditions de fonctionnement prédéfinies et l'optimisation est réalisée individuellement pour chaque composant. Une gestion d'énergie dans les systèmes hybrides stationnaires est proposée par Shahirinia et Parvizimosaed [113,114]. Ils présentent une approche combinant logique floue et réseaux de neurones. La demande de la charge est satisfaite en respectant les contraintes des différents éléments du système. Dans le travail de Thounthonget al. [115], le contrôle d'un système hybride constitué de super condensateurs et d'une pile à combustible est effectué avec une stratégie basée sur la régulation de la tension du bus DC, chaque source alimente la charge en respectant leurs dynamiques respectives.

Les stratégies basées sur l'optimisation cherchent à minimiser une fonction donnée (Coût, Heures de fonctionnement,..). Cette dernière est définie en fonction des paramètres du système et des performances souhaitées. Soit la loi de commande est élaborée pour des scénarios spécifiques en utilisant des données d'essais. Dans ce cas, l'optimisation s'effectue en temps réel en cherchant à minimiser la fonction de coût en fonction des informations recueillies. Lin et al.[116] proposent une optimisation du fonctionnement d'un véhicule hybride. Ensuite un réseau de neurones utilise ces résultats en temps réel pour gérer l'énergie.

Dans ce qui suit, un nouveau concept de contrôle est présenté, ce type de contrôle est caractérisé par son modèle hybride. La première partie de notre stratégie de contrôle permet de gérer efficacement le flux d'énergie dans le système hybride pour assurer une alimentation électrique ininterrompue; le système agit sur des interrupteurs électroniques en fonction des états des sources. Étant donné que le système étudié fonctionne dans un milieu hostile, on a pensé à joindre des protections. Cette deuxième partie désigne l'ensemble des dispositifs de surveillance et de protection assurant la stabilité et la fiabilité du système. Ces protections sont nécessaires pour éviter la destruction accidentelle d'équipement coûteux associé au système.

V.3 Surveillance et gestion des systèmes hybrides

Le système de gestion et de surveillance proposé, est conçu pour gérer automatiquement et de manière optimale l'assainissement de l'énergie électrique produite dans un système photovoltaïque hybride et de surveiller le comportement de chaque composant du système. Son fonctionnement est régi par le cahier des charges suivant:

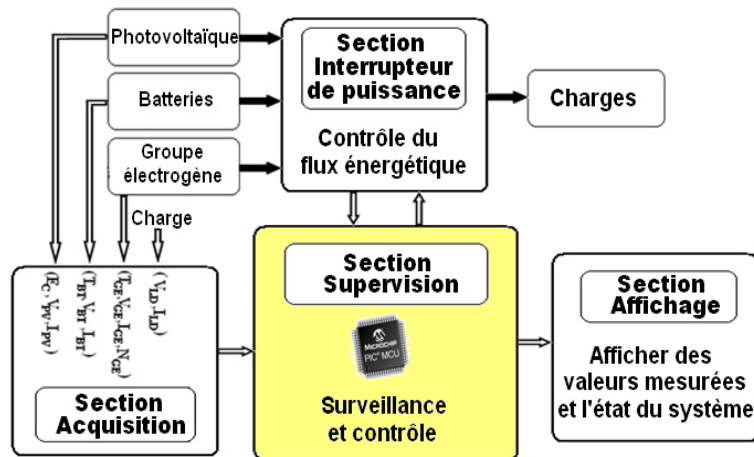
- Assurer un approvisionnement continu des charges;
- Connecter et déconnecter automatiquement les sources;
- Solliciter au maximum les sources d'énergie renouvelables;
- Protéger les batteries contre les surcharges et les décharges profondes;
- Protéger le groupe électrogène contre les démarrages / arrêts successifs;
- Connecter et déconnecter les charges selon l'état du système de production;
- Isoler les équipements présentant des défauts;
- Informer l'utilisateur sur l'état du système par un affichage graphique animé.

Pour satisfaire l'ensemble de ces points, une structure de contrôle et de surveillance est adoptée.

V.3.1 Structure multi-sections adoptée pour le contrôle et la surveillance

La structure multi-sections est un ensemble de sections (segment de programme associé à un module électronique) qui interagissent dans un environnement pour le contrôle et la gestion d'un processus. Les systèmes multi-sections possèdent plusieurs avantages tels que des blocs modulaires, la vitesse de résolution, la fiabilité et la facilité d'entretien. Ainsi, les structures multi-sections sont très appropriées pour les applications décentralisées, changeantes et complexes.

Dans notre travail nous avons conçu et développé une structure multi-sections composée de quatre sections (Voir figure V.1): Une section d'acquisition, section de surveillance, section de commutation de puissance et section d'affichage.



FigureV.1: Schéma l'unité de gestion et de contrôle proposé.

Dans cette structure, les sections superviseur et l'interrupteur d'alimentation sont cognitifs et intelligents, tandis que d'autres sections sont simples et adaptées.

Différentes sections peuvent être centralisées dans un seul bloc ou décentralisées dans plusieurs blocs.

V.3.1.1 Section Acquisition

Permet l'acquisition de données (tension, courant, température, niveau de carburant, ...) du système d'énergie. Cette section récupère périodiquement les données provenant des capteurs installés, puis il communique les valeurs acquises à la section superviseur.

V.3.1.2 Section Supervision

Son rôle principal est de surveiller et contrôler le flux d'énergie électrique entre les sources et les charges. Les informations reçues par le microcontrôleur traitées conformément à un programme de gestion en fonction des priorités. Les sources et les charges sont connectées et déconnectées par ordre de priorité défini de la façon suivante.

Sources:

- La première priorité est affectée au générateur photovoltaïque,
- La deuxième priorité est affectée aux batteries,
- La troisième priorité est attribuée au groupe électrogène.

Charges:

- La première priorité est attribuée à des charges alternatives primaires (Réfrigérateur, éclairage,...),
- La deuxième priorité est affectée à des charges continues (Lumière 'DC'),
- La troisième priorité est affectée à des charges alternatives secondaires (Télévision, ordinateur, ...).

V.3.1.3 Section Affichage

Un écran LCD graphique d'une résolution de 128x128 pixels équipés d'un contrôleur T6963C assure l'affichage du comportement des valeurs mesurées par l'ensemble des capteurs intégrés au système photovoltaïque hybride définissant son état de fonctionnement.

V.3.1.4 Section Interrupteur de puissance

Les signaux générés à la sortie de la carte de commande sont trop faibles pour être exploités directement par le circuit de puissance (risque de destruction de la carte de commande). Ces signaux sont donc isolés, amplifiés et mis en forme par une carte d'interface liée aux interrupteurs de puissance.

Notre système est constitué de six interrupteurs électroniques (T1 à T6) qui relient respectivement les sources aux charges, voir la figure V.2. Dans notre réalisation, nous avons choisi le MOSFET (IRFP 054) avec un $R_{DS(on)}$ égale à 0.014Ω , qui offre une dynamique de commutation rapide.

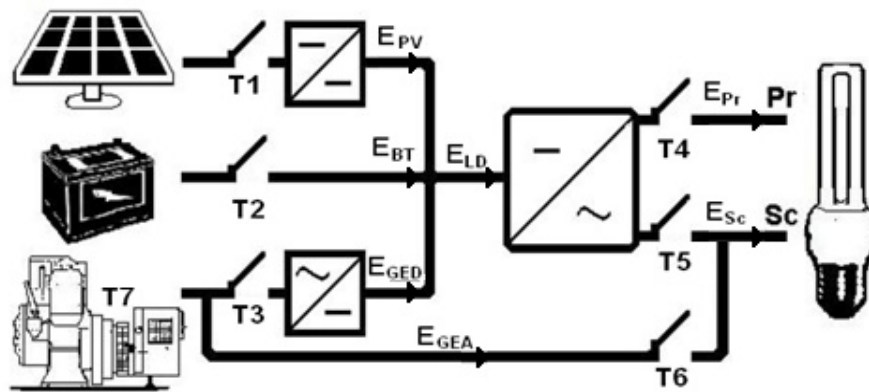


Figure V.2: Bloc d'interconnexion entre les sources et les charges.

Concernant les charges, l'énergie électrique peut être issue de la source photovoltaïque, batteries et/ ou groupe électrogène. Ces flux sont exprimés dans les équations (V.1) et (V.2).

$$E_{LD}(t) = (T1 \times E_{PV}(t)) + (T2 \times E_{BT}(t)) + (T3 \times E_{GED}(t)) \quad V.1$$

$$E_{LD}(t) = (T4 \times E_{Pr}(t)) + (T5 \times E_{Sc}(t)) \quad V.2$$

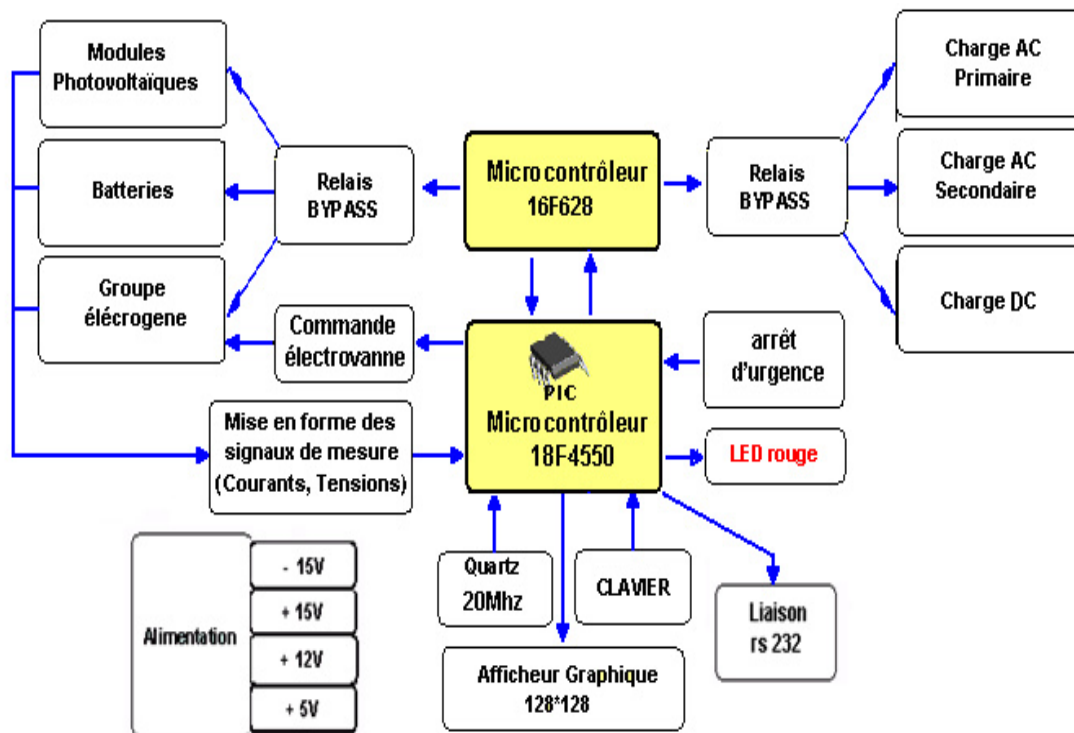
Où $E_i(t)$ est l'entrée ou sortie de la technologie «i» utilisé à toute heure(t).

Les charges primaires (Pr) sont alimentées à travers l'onduleur par l'activation du commutateur T4. Tandis que les charges secondaires (Sc) sont alimentées à travers l'onduleur par l'activation du commutateur T5, ou directement à partir du générateur à travers le commutateur T6, comme exprimées dans l'équation V.3.

$$E_{Sc}(t) = (T6 \times E_{GEA}(t)) + (T5 \times E_{LD}(t)) - (T4 \times E_{Pr}(t)) \quad V.3$$

Pour corriger tout défaut de synchronisation (fréquence) entre la tension issue du groupe électrogène et celle de l'onduleur, les deux commutateurs T5 et T6 ne sont pas activés simultanément.

Sur la base du cahier des charges décrit et des modes de fonctionnement définis plus haut, une architecture fonctionnelle du gestionnaire a pu être élaborée. La figure ci-dessus montre le schéma synoptique du gestionnaire proposé.



FigureV.3: Schéma synoptique l'unité de commande et de gestion.

L'intégration du microcontrôleur 18F4550 dans notre système est favorisée par un bon compromis entre les performances, le nombre d'entrées et de sorties et le coût. Il est chargé de l'acquisition des données, de leurs traitements et du contrôle.

V.3.2 Présentations de la stratégie de gestion de l'énergie

Les principales exigences introduites dans la stratégie de gestion d'alimentation et de surveillance sont la satisfaction de la demande des charges dans les conditions météorologiques variables. Il s'agit de gérer aussi le flux d'énergie tout en assurant une surveillance et un fonctionnement efficace des différents composants du système hybride. Une des meilleures méthodes dans la zone de planification est l'utilisation de la méthode des scénarios. Pour choisir un meilleur profil de fonctionnement du système hybride, différents scénarios d'états sont étudiés et mis en œuvres (Figure V.4).

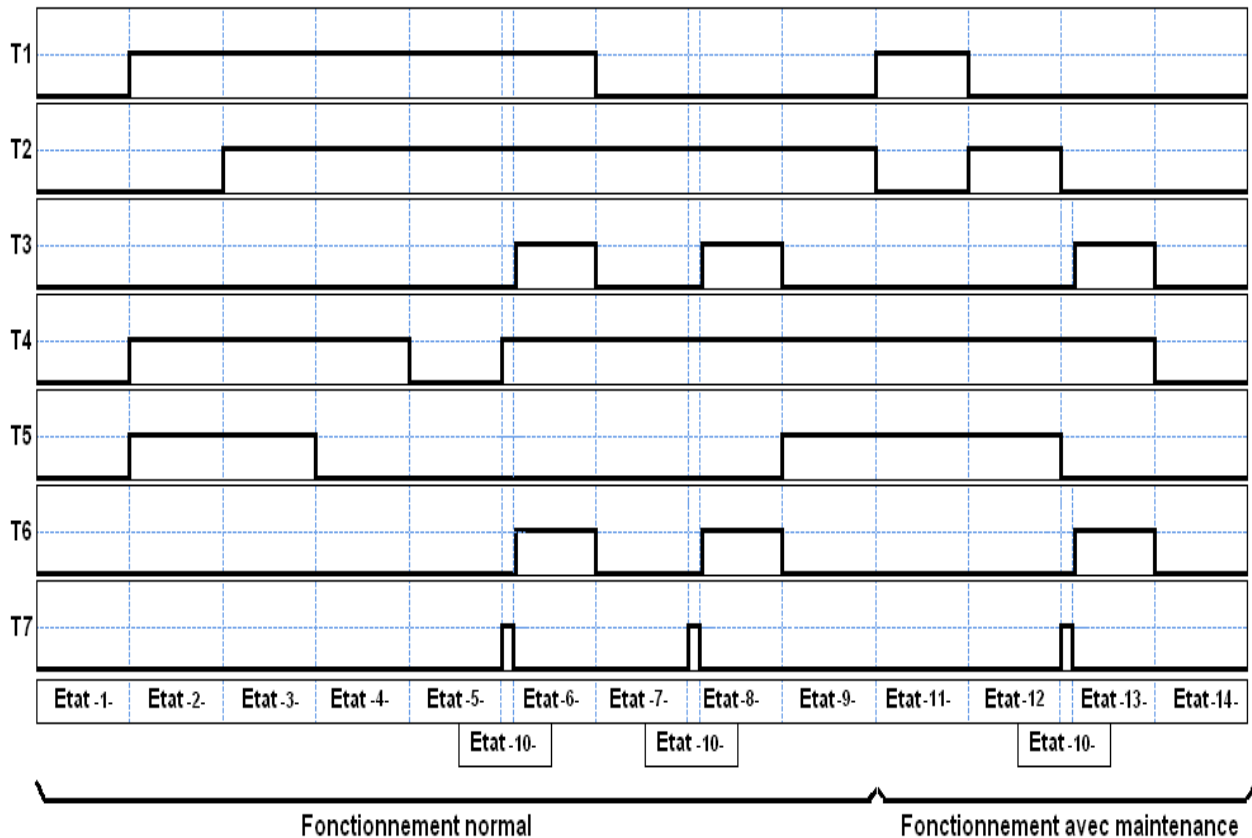


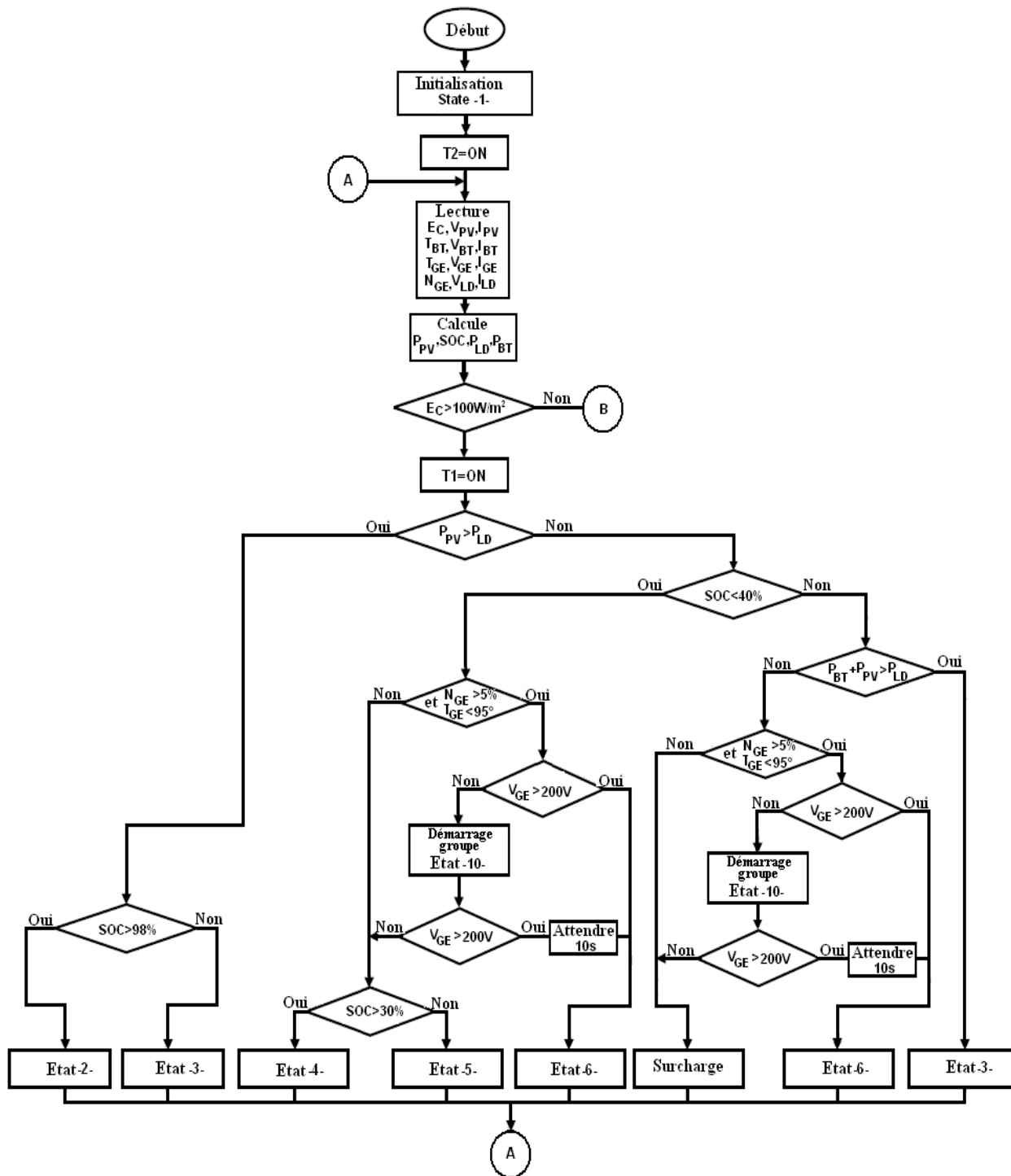
Figure V.4: Signaux de contrôle des commutateurs pour différents états.

Dans la stratégie développée, le comportement du système hybride est divisé en deux modes:

V.3.2.1 Fonctionnement en mode normal

Ce mode comprend les états de 1 à 9.

Au début, une initialisation du système est effectuée en désactivant toutes les sources et les charges reliées au système (Etat 1). Pour l'énergie photovoltaïque, cette source étant gratuite, le système énergétique hybride favorise au maximum les ressources renouvelables en raison de leur gratuité. La production d'électricité du générateur photovoltaïque est calculée en fonction de l'emplacement et des conditions du site d'utilisation. Au cours de la journée avec un bon ensoleillement ($CE > 100 \text{ W/m}^2$), la puissance issue du générateur photovoltaïque est injectée au système hybride à travers le commutateur T1 (Figure V.5).



FigureV.5: Organigramme du programme '1' de gestion et de surveillance.

Avec des batteries au plomb, tous les niveaux de référence (fin de charge et de décharge) sont des tensions. Au cours de leurs utilisations, les batteries (24Volt) placées dans un système hybride autonome peuvent subir des surcharges (en cas de dépassement au-dessus de leurs SOC de 100%) et des décharges profondes (à une diminution de l'état de charge inférieur à 30%). Pour cette raison, le système de gestion et de surveillance veille à protéger ces batteries en maintenant une tension entre 22.5Volt (30%) et 27.5Volt (98%) à leurs bornes.

La protection des batteries contre un excès de température (50°C) est assurée par un système de ventilation géré par un second microcontrôleur du type PIC16F876.

Afin de protéger les modules photovoltaïques contre les courants inverses au cours de la nuit ou des périodes de faible ensoleillement ($CE < 100W/m^2$), l'unité de gestion et de surveillance génère une commande de désactivation de l'interrupteur T1 (Figure V.6).

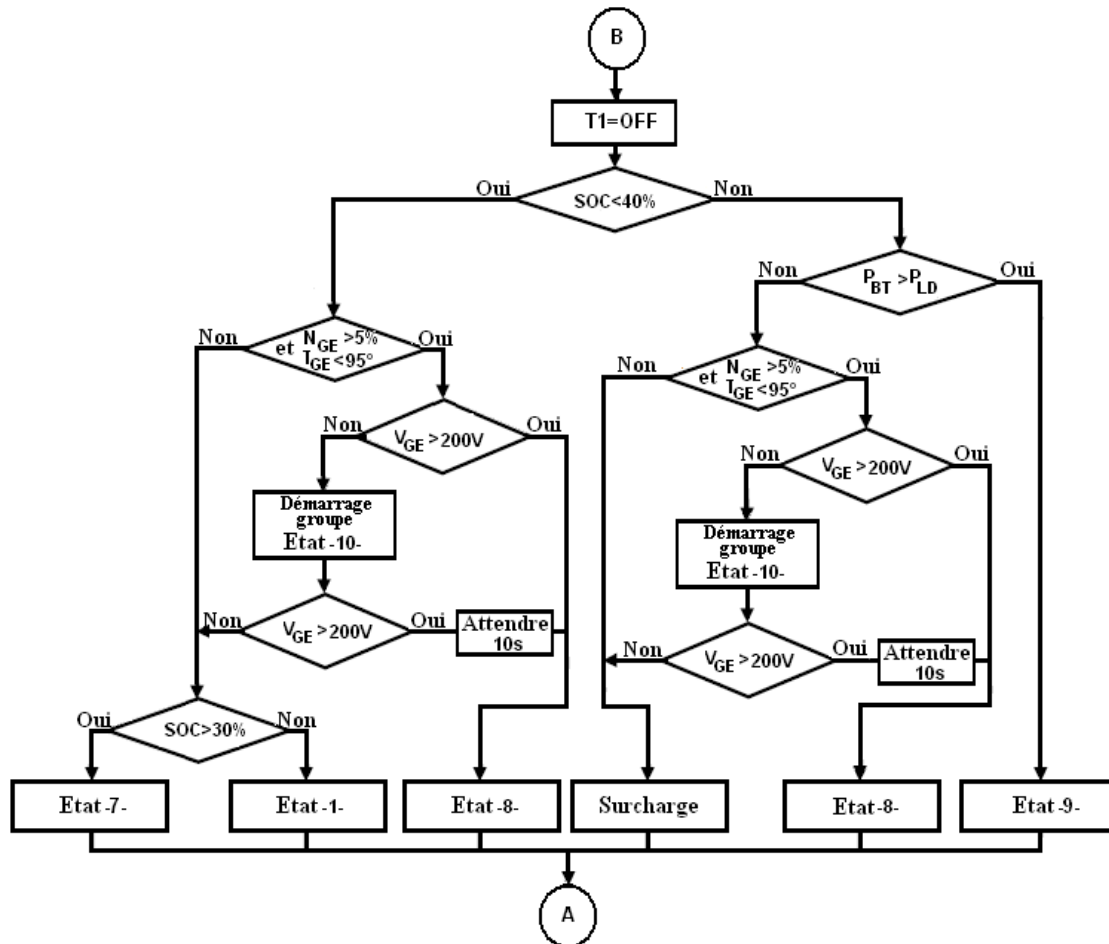


Figure V.6: Organigramme du programme '2' de gestion et de surveillance.

Lorsque l'état de charge des batteries atteint un seuil minimum de 40%, l'unité de gestion et de surveillance génère automatiquement une commande de démarrage (T7) au groupe électrogène, pour les recharger et alimenter les charges (état 7 et 8). Dans le but de protéger ce groupe électrogène, la commande du démarreur est activée que pour une durée de 5 secondes (selon le type de groupe). Afin de pallier aux surtensions qui pourraient endommager les composants du système hybride, un retard d'activation des interrupteurs T3 et T6 d'au moins 10 secondes est effectué. Si le groupe électrogène ne démarre pas, l'opération de démarrage est répétée trois fois avec un retard d'une minute (état 10), au-delà le groupe électrogène est classé défaillant. La mise à l'arrêt du groupe électrogène est exécutée pour une durée de fonctionnement dépassent les 03 heures, ou si le niveau de charge des batteries dépasse les 90%, ou le niveau de carburant

atteint son minimum (<5%). Ainsi on réduira le nombre de cycles (marche / arrêt) du groupe électrogène pour une meilleure protection et une minimisation de la consommation en carburant.

En cas d'insuffisance ou de défaillance de l'une des sources d'énergies, la stratégie de gestion agit sur les charges pour faire varier la demande en énergie. Ainsi, les charges sont connectées et déconnectées par ordre de priorité prédéfinie précédemment.

V.3.2.2 Fonctionnant en mode maintenance

Ce mode comprend les états numérotés de 11 à 14.

L'entretien et la maintenance sont parmi les contraintes rencontrées par tout exploitant d'un système de production d'énergie, car les aspects de la sécurité du personnel et de l'installation sont à prendre en considération, les dommages causés pouvant réduire la capacité de production et provoquer même l'arrêt de fonctionnement du système de production. Un bon entretien (inspection dépannage, réparation, remplacement des pièces, réglage, l'entretien, nettoyage) est indispensable pour préserver la sécurité et la fiabilité de l'équipement et de l'environnement de travail. Toutefois, l'entretien lui-même est une activité à haut risque qui doit être effectuée de manière sécurisée. Pour cette raison, une fonctionnalité a été rajoutée dans l'algorithme de gestion et de surveillance qui permet le diagnostic et l'isolation des éléments défaillants qui doivent être maintenus et réparés (état 11, 12, 13 et 14).

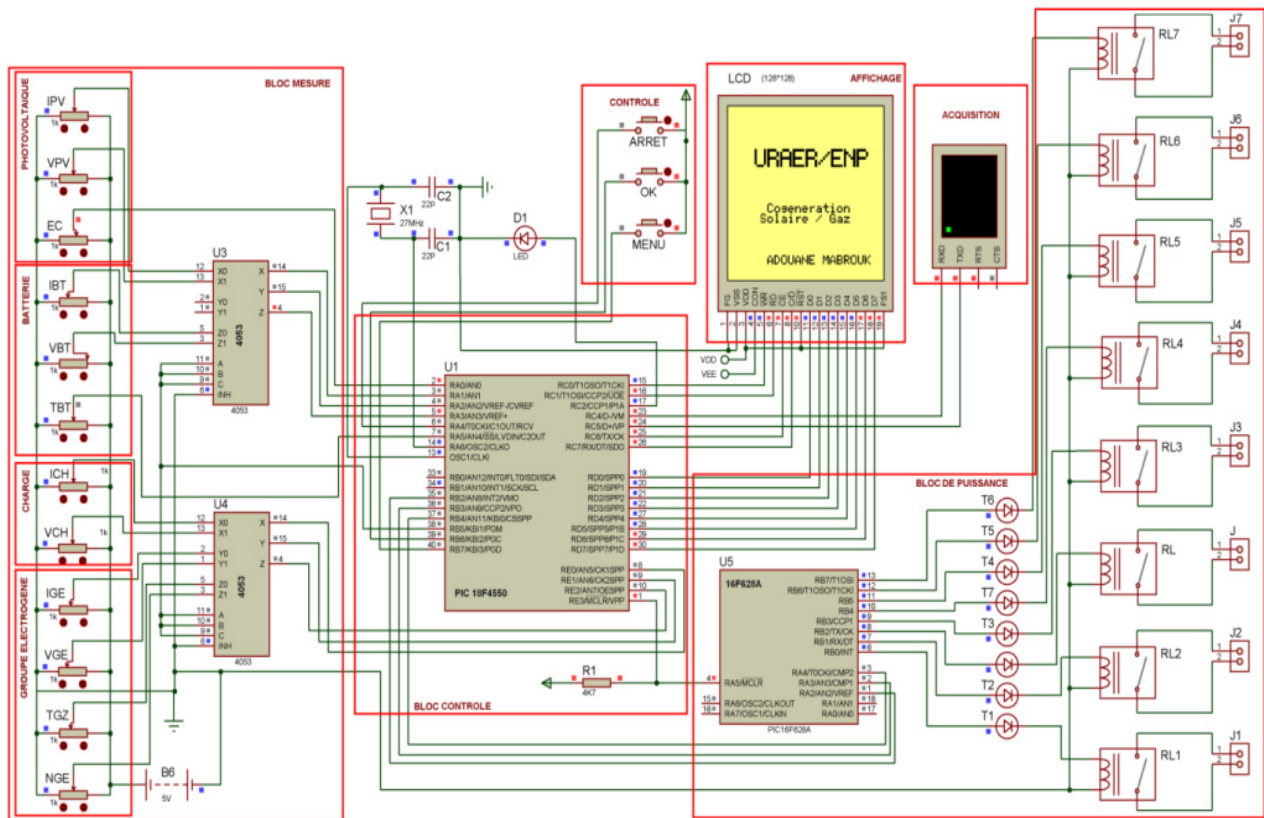
La démarche dans la mise en œuvre du système de diagnostic consiste à générer des indicateurs de défauts. Ils contiennent des informations sur les anomalies et dysfonctionnements du système à surveiller. Cette technique nous permet d'une part, le suivi et l'enregistrement des données sur chaque équipement pour des fins de comparaison et d'autre part, la détection d'aléas de fonctionnement. L'agent de surveillance qui constate une évolution d'une dégradation ou l'apparition d'un défaut, a la responsabilité de mettre hors service, de consigner la partie lésée de l'installation et générer une alerte d'intervention.

V.4 Implémentation et résultats

Le module de gestion électronique et de surveillance est le cœur de notre système énergétique. Il est destiné à gérer automatiquement et de manière optimale le flux d'énergie électrique dans le système photovoltaïque hybride et de surveiller le comportement de chaque composant du système.

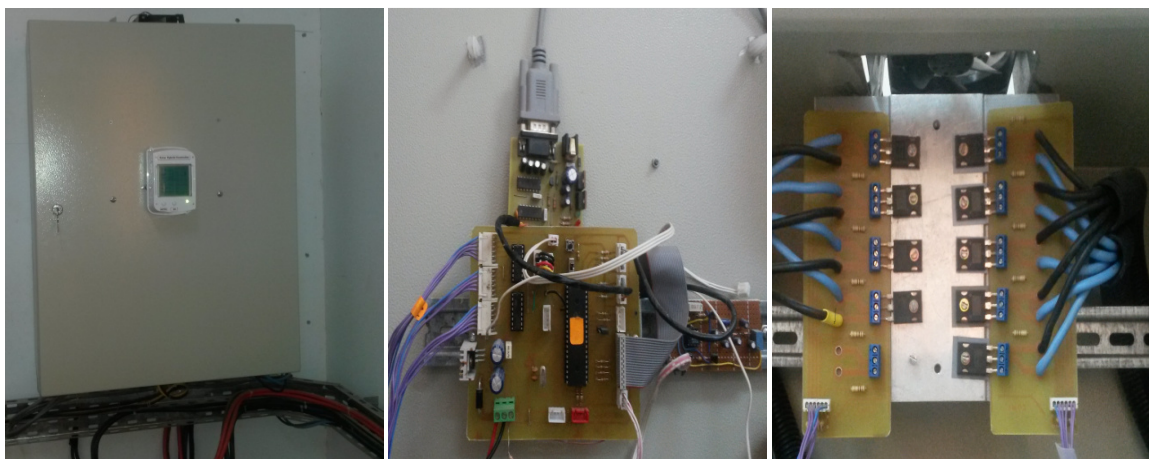
V.4.1 Réalisation pratique de l'unité de gestion et surveillance

Sur la base du schéma de synthèse de l'unité de commande et de gestion proposé, un circuit électronique a été développé ; il comprend les éléments suivants. Voir la figure V.7.



FigureV.7: Circuit électronique du système proposé (Unité de contrôle et de gestion).

Dans notre travail, la contrainte technique rencontrée est liée au choix des composants électroniques. Le choix optimal des composants utilisés pour le développement et la réalisation du système de gestion est nécessaire. Il a été effectué parmi un vaste éventail de composants. La figure V.8 montre des images de l'unité de gestion et de surveillance.



FigureV.8: Prototype expérimental de l'unité de gestion et de surveillance.

La stratégie de contrôle proposée consiste à gérer l'énergie électrique produite par l'ensemble des sources du système hybride. Afin de répondre aux spécifications citées précédemment, la programmation des microcontrôleurs est effectuée à l'aide du logiciel PICC conformément aux spécifications prédéfinies.

Le système anti-plantage des microcontrôleurs (Chien de garde) est activé. Il s'assure qu'il n'y ait pas d'exécution prolongé d'une même suite d'instruction.

V.4.2 Évaluation des performances du système proposé

À l'issue de ce travail, nous sommes parvenus à réaliser les différents modules du système de supervision et de gestion destiné au système photovoltaïque hybride, permettant d'une part la gestion et le contrôle du flux d'énergie entre les sources, les éléments de stockage et la charge, et d'autre part de surveiller le fonctionnement des différents éléments du système et d'avertir l'utilisateur d'un ou plusieurs dysfonctionnements dans le système, pour lui permettre de déclencher un plan d'intervention convenable.

Pour des fins de tests de performance du système de contrôle et de gestion, l'interface représentée par la figure V.9 a été programmée. Elle permet d'afficher directement les différentes mesures effectuées en temps réel, à savoir l'éclairage, l'état de charge des batteries et le niveau de carburant du groupe électrogène, ainsi que l'état de fonctionnement du système hybride et des alarmes de dysfonctionnements et pannes.

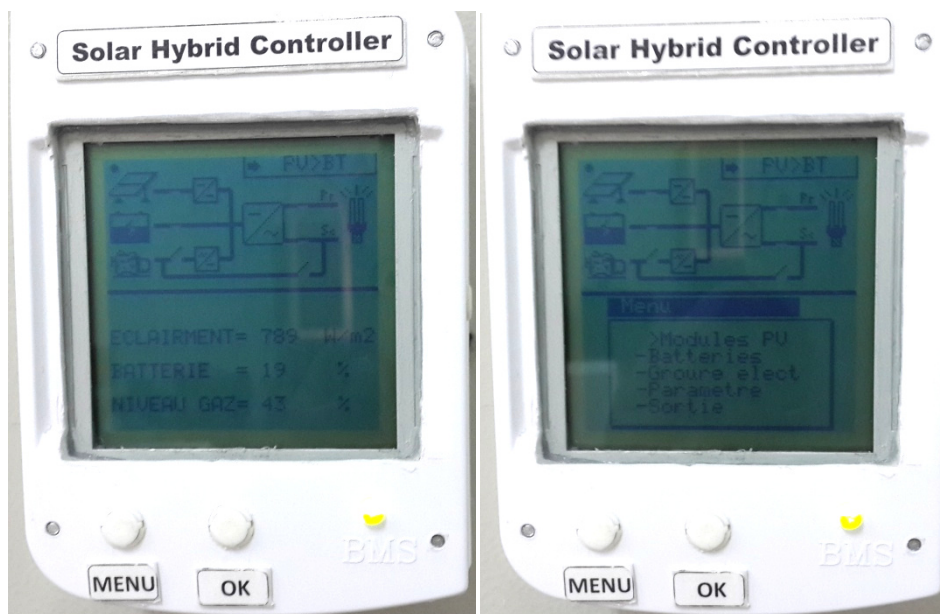
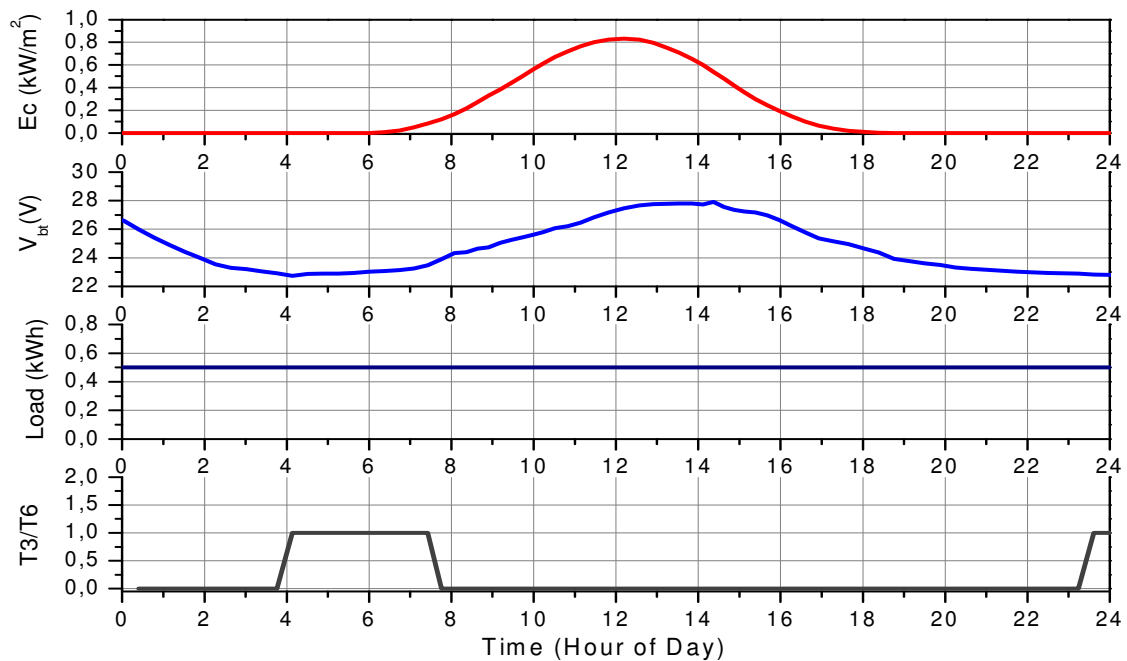


Figure V.9: Interface d'identification du mode de fonctionnement.

Des tests ont été menés sur les deux modes de fonctionnement de notre système hybride.

Test 1 : Mode de fonctionnement normal.

Pour s'assurer du bon fonctionnement de la stratégie de commande développée, une comparaison des résultats de mesures réelles du système de production hybride avec les instructions introduites dans la stratégie de contrôle est effectuée. Le comportement du système hybride au cours de la journée du 22 Février 2013 avec une charge constante est présenté dans la figure suivante.



FigureV.10: Fonctionnement du système durant la journée du 22 Février 2013.

A travers ces courbes, on constate que: de 0h à 4h 30 la charge est alimentée par les batteries. Lorsque la tension de décharge de ces batteries atteint le seuil prédéterminé qui est de 22.7Volts, le groupe électrogène démarre automatiquement en alimentant la charge ou les batteries. Le générateur s'arrête lorsque l'éclairement solaire est supérieur à 100 W/m². Pendant la journée, la charge et les batteries sont alimentées par les modules photovoltaïques. Le système de contrôle est en mesure de répondre à un changement imprévu de la disponibilité de sources d'énergies sans causer une défaillance du système ou de perte de charges. La tension des batteries affichées correspond aux mesures effectuées, elles varient entre 22.58Volts et 27,6Volts. Comme indiqué dans le Tableau V.1.

Tableau V.1 : Tension aux bornes des batteries affichées par l'unité de contrôle.

SOC (%)	Battery terminal voltage measured (Volt)
30	22.8
60	25.2
90	26.9
99	27.6

En mode de fonctionnement normal, la classification des observations relevées est très satisfaisante. La plupart des états de fonctionnement du système observé ont été classifiés dans le mode de fonctionnement normal.

Test 2 : Passage du mode de fonctionnement normal au mode défaillance.

Le deuxième test du système de diagnostic et de supervision consiste principalement, à provoquer volontairement des défaillances et évaluer l'aptitude du système de surveillance à identifier ces défaillances et en vérifier la bonne marche des différents éléments du système hybride.

TABLEAU V.2 : Identification des états de fonctionnement du système hybride géré par le système de diagnostic durant la journée du 28/09/2013 de 19h00 à 12h20

Heure	09h06	09h22	10h00	10h18	10h30	10h41
Évènement	Initialisation et mise en marche du système	Démarrage de la production	Panne 1 provoquée	Panne 1 éliminée	Panne 2 provoquée	
Mode de fonctionnement	/	Mode (Normal)	Mode (Défaillance)	Mode (Normal)	Mode (Défaillance)	

Heure	10h41	11h00	11h23	11h35	11h50	12h10
Évènement	Panne 2 éliminée	Panne 3 provoquée	Panne 3 éliminée	Panne 4 provoquée	Panne 4 éliminée	
Mode de fonctionnement	Mode (Normal)	Mode (Défaillance)	Mode (Normal)	Mode (Défaillance)	Mode (Normal)	

À 10h00, une panne induite dans le générateur photovoltaïque correspondant à la rupture d'un câble électrique est provoquée (Panne 1). Pendant ce temps, le générateur photovoltaïque est isolé du reste du système hybride. L'alimentation des charges s'effectue alors à travers les batteries et l'affichage indique une défaillance sur le générateur photovoltaïque. A la réparation de la panne, le système met un temps pour reconnecter le générateur photovoltaïque pour des raisons de sécurité.

À 10h30, nous avons provoqué une autre panne (Panne 2) en mettant les batteries en défaillance. Cette panne consiste à faire chauffer le thermocouple de protection des batteries, le système de surveillance déconnecte immédiatement les batteries et le défaut est signalé. L'alimentation des charges s'effectue à travers le générateur photovoltaïque.

À 11h00, Un basculement en mode défaillance est indiqué, car une panne (Panne 3) est provoquée. Cette panne consiste à la fermeture du robinet de carburant durant l'activation du groupe électrogène pour un besoin de puissance supplémentaire.

Ce passage a été également testé, En effet, à 11h35, nous avons provoqué une panne générale (Panne 4), toutes les sources en situation ouverte. Le basculement en mode défaillance est indiqué, marquant la coupure de l'alimentation des charges.

À 11h50, la panne a été éliminée après 2 minutes, le système de diagnostic indique le retour du système hybride à son mode de fonctionnement normal.

V.4.3 Interprétations des résultats

Les tests effectués nous laissent conclure que, sur le plan détectabilité, le système de gestion et de supervision réalisé est capable d'identifier les différents états et dysfonctionnement du système hybride, ce qui explique un taux de bonne classification enregistré d'environ 90%, cependant l'insuffisance de 10 % enregistrée lors des basculements des modes, est due principalement, aux inconvénients suivants :

- Les types de composants électroniques utilisés,
- Les bruits au niveau des capteurs,
- L'identification des dysfonctionnement du système n'est pas exacte.

Néanmoins, la performance du système de contrôle est de surveillance réalisé, reste satisfaisante en fonction des résultats obtenus.

V.4.4 Fonctionnement des alarmes

Des alarmes visuelles ont été mises en place décelant les deux modes de fonctionnements. Elles ont été configurées comme suit :

- Apparition de l'alarme chaque 30 secondes tant que la panne n'est pas écartée.

Dans tous les cas, les alarmes en question se sont manifestées et neutralisées comme prévu.

V.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents essais opérés, afin d'évaluer les performances du système de supervision et de contrôle réalisé. Les modes de fonctionnements recherchés ont été identifiés par le système de diagnostic avec un taux de bonne classification de 90 %. L'insuffisance est due aux problèmes d'acquisitions des données et les pertes dans les câbles de données d'un côté et les bruits associés aux capteurs et la nature des mesures effectuées de l'autre côté.

Le système d'affichage est contrôlé également, tous les états programmés sont apparus sur l'écran d'affichage suivant la stratégie mise en œuvre.

Les essais de performance du système de supervision sont concluants, ce qui permet de valider l'approche proposée ; la supervision et le contrôle d'un système évolutif basé sur l'approche multi section est acceptable, lorsqu'il s'agit de données numériques issues des capteurs. Une implémentation sur des calculateurs plus puissants peut facilement augmenter l'efficacité de ce système.

Conclusion générale

Dans cette thèse, nous avons exposé la problématique liée à la fiabilité des systèmes photovoltaïques hybrides dans un milieu saharien. Pour évaluer cette fiabilité et comprendre le phénomène de dégradation et leur impact, plusieurs tests ont été effectués. Cela nous a permis de récolter des informations nécessaires sur le fonctionnement et le dysfonctionnement des composants d'un système hybride, ainsi que leurs modes de défaillances. Les résultats obtenus durant ce travail révèlent qu'au-delà des questions techniques, bon nombre de défaillances et pannes sont dues à des schémas organisationnels inappropriés en ce qui concerne la conception, l'exploitation et la maintenance des systèmes hybrides dans un milieu saharien, ainsi qu'au manque de gestion et de surveillance qui assure un usage responsable du système dans un contexte de disponibilité limitée.

A cet effet, nous avons proposé et testé une multitude de solutions pour la protection et l'amélioration du fonctionnement des systèmes hybrides dans le but de faire face aux problèmes engendrés par le dysfonctionnement des éléments de ces systèmes durant leurs fonctionnements et amélioré leurs fiabilités. Un banc d'essai d'une mini centrale hybride représentant un système réel d'électrification d'un habitat a été réalisé au niveau du site de l'unité 'URAER' de Ghardaïa. Il comprend des modules photovoltaïques montés sur une structure inclinable et un groupe électrogène fonctionnant au gaz butane associé à des batteries de stockage.

L'intégration d'un système de gestion et de surveillance pour la survie et la pérennité du système a été effectuée à travers l'implémentation de différents scénarios de gestion et de surveillance sur des microcontrôleurs. La stratégie de gestion et de surveillance adoptée dans ce travail repose sur les structures multi-sections. L'outil garantit l'utilisation optimale de l'énergie en favorisant les énergies renouvelables et assure la sécurité des composants du système hybride, avec l'intégration d'une fonction de maintenance préventive. Le système de surveillance informe l'utilisateur sur l'état du système hybride par le biais d'une représentation animée et l'affichage automatique de données de mesure.

Le système de supervision global développé dans ce travail s'est avéré être capable de gérer et de coordonner le fonctionnement des sous-systèmes qui constituent le système hybride tout en surveillant leur comportement. Il fournit donc un cadre de décision polyvalent pour déterminer le mode de fonctionnement de chaque sous-système tout en respectant leurs caractéristiques techniques. L'utilisation des structures multi-sections est prometteuse dans la gestion et la surveillance de systèmes complexes et en constante évolution. Les résultats expérimentaux montrent une bonne performance et robustesse aux perturbations du système hybride conçu.

Il serait donc intéressant comme perspective de chercher à intégrer sur une seule puce (Soc) un tel système qui ferait alors partie intégrante de tout générateur photovoltaïque hybride.

Bibliographie

Références bibliographiques :

- [1] Stambouli A.B. “Algerian renewable energy assessment: The challenge of sustainability”. *Energy Policy* 39 (8), pp.4507-4519 (2011).
- [2] WB 2004. *Renew Energy Rural Dev.* Washington DC: The World Bank Group; 20433.
- [3] <http://www.mem-algeria.org/fr/enr/pot.htm>.
- [4] S. Djenas, “Elaboration des Zones Climatiques en Algérie”, PFE, CSTB, (1984).
- [5] Quanhua Liu, Qinxian Miao, Jue J. Liu, Wenli Yang. “Solar and wind energy resources and prediction”. *J. Renewable Sustainable Energy* 1, 043105 (2009).
- [6] Abdullah M.O, Yung V.C, Anyi M, Othman A.K, Ab. Hamid K.B, Tarawe J. “Review and comparison study of hybrid diesel/solar/hydro/fuel cell energy schemes for a rural ICT Telecenter”. *Energy* 35 (2), pp.639-646 (2010).
- [7] Wei Z, Chengzhi L, Zhongshi L, Lin L, Hong xing Y. “Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems”. *Applied Energy* 87, pp. 380-389 (2010).
- [8] Adouane M, Haddadi M, Touafek K et Ait Cheikh S. “Monitoring and smart management for hybrid plants (photovoltaic generator) in Ghardaia”. *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 6, 023112 (2014).
- [9] Anjali S, Patrick C, Daniel T et Martin B. “Accès à l’électricité en Afrique subsaharienne: retours d’expérience et approches innovantes”. Agence Française de Développement (2012).
- [10] http://www.idcalg.com/IMG/pdf/Les_impacts.pdf.
- [11] www.sonelgaz.dz/sktm.html.
- [12] Zandi, M., Payman, A., Martin, J. P., Pierfederici, S., Davat, B., & Meibody-Tabar, F.. Energy Management of a Fuel Cell/Supercapacitor/Battery Power Source for Electric Vehicular Applications. *IEEE Transactions on Vehicular Technology* 60(2), pp.433-443 (2011).
- [13] Kalantar, M., & Mousavi G, S. M. Dynamic behavior of a stand-alone hybrid power generation system of wind turbine, microturbine, solar array and battery storage. *Applied Energy*, 87(10), pp.3051-3064 (2010).
- [14] Mondal, A. H., & Denich, M. Hybrid systems for decentralized power generation in Bangladesh. *Energy for Sustainable Development*, 14(1), pp.48-55 (2010).
- [15] Shaahid, S. M., & Elhadidy, M. A. Opportunities for utilization of stand-alone hybrid (photovoltaic + diesel + battery) power systems in hot climates. *Renewable Energy*, 28(11), pp.1741-1753 (2003).
- [16] Al-Hadhrami L.M, Shafiqur R. “Study of a solar PV-diesel-battery hybrid power system for a remotely located population near Rafha, Saudi Arabia”. *Energy* 35 (12), pp.4986-4995 (2010).
- [17] Bouzguenda M. “A comparative study of hybrid diesel solar PV–wind power systems in rural areas in the Sultanate of Oman”. *International Journal of Sustainable Energy* 31(2), pp.95-106, (2012).
- [18] McGowan, J. G., & Manwell, J. F. Hybrid wind/PV/diesel system experiences. *Renewable Energy*, 16(1-4), pp. 928-933 (1999).
- [19] Kashefi Kaviani, A., Riahy, G. H., & Kouhsari, S. M.. Optimal design of a reliable hydrogen-based stand-alone wind/PV generating system, considering component outages. *Renewable Energy*, 34(11), pp.2380-2390 (2009).

- [20] Hwang, J. J., Lai, L. K., Wu, W., & Chang, W. R.. Dynamic modeling of a photovoltaic hydrogen fuel cell hybrid system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(23), pp. 9531-9542 (2009).
- [21] Dufo-López, R., & Bernal-Agustín, J. L. Multi-objective design of PV–wind–diesel–hydrogen–battery systems. *Renewable Energy*, 33(12), pp.2559–2572 (2008).
- [22] Caisheng, W., & Nehrir, M. H. Power Management of a Stand-Alone Wind/Photovoltaic/Fuel Cell Energy System. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 23(3), pp.957-967 (2008).
- [23] El-Shatter, T. F., Eskandar, M. N., & El-Hagry, M. T. Hybrid PV/fuel cell system design and simulation. *Renewable Energy*, 27(3), pp.479-485 (2002).
- [24] Ulleberg, O., Mørner, S. O. TRNSYS simulation models for solar-hydrogen systems. *Solar Energy*, 59(4-6), pp.271-279 (1997).
- [25] Chao Xu, , Zhifeng Wang, Xin Li, Feihu Sun, ‘Energy and exergy analysis of solar power tower plants’ *Applied Thermal Engineering* Volume 31, Issues 17-18, pp.3904–3913 (2011).
- [26] Zuoming Liu, Ira Altman, Thomas G. Johnson, ‘The feasibility of co-firing biomass for electricity in Missouri’ *Biomass and Bioenergy* Volume 69, pp. 12-20 (2014).
- [27] Gupta, A., Saini, R. P., & Sharma, M. P. *Hybrid Energy System for Remote Area - An Action Plan for Cost Effective Power Generation*. Paper presented at the IEEE Region 10 and the Third international Conference on Industrial and Information Systems.(2008).
- [28] Zhou, W., Lou, C., Li, Z., Lu, L., & Yang, H. current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems. *Applied Energy*, 87(2), pp.380-389 (2010).
- [29] S. Saravanan, S. Thangavel.’ Fuzzy logic controller based power management for a standalone solar/wind/fuel cell fed hybrid system; *J. Renewable Sustainable Energy* 5, 053147 (2013); <http://dx.doi.org/10.1063/1.4827315>
- [30] K. Kaji, J. Zhang, H. Horie1, H. Akimoto and K. Tanaka,’ Simulation-based design of energy management system with storage battery for a refugee shelter in Japan’ *AIP Conf. Proc.* 1568, 77 (2013); <http://dx.doi.org/10.1063/1.4848097>
- [31] Mohammadi, M., Hosseinian, S. H., & Gharehpetian, G. B. GA-based optimal sizing of microgrid and DG units under pool and hybrid electricity markets. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 35(1), pp.83-92 (2012).
- [32] Rehman, S., Mahbub Alam, M., Meyer, J. P., & Al-Hadhrami, L. M. Feasibility study of a wind–pv–diesel hybrid power system for a village. *Renewable Energy*, 38(1), pp.258-268 (2012).
- [33] Panapakidis, I. P., Sarafianos, D. N., & Alexiadis, M. C. Comparative analysis of different grid-independent hybrid power generation systems for a residential load. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1), pp.551-563 (2012).
- [34] Dursun, E., & Kilic, O. Comparative evaluation of different power management strategies of a stand-alone PV/Wind/PEMFC hybrid power system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 34(1), (2012).
- [35] Kyriakarakos, G., Dounis, A. I., Arvanitis, K. G., & Papadakis, G. A fuzzy logic energy management system for polygeneration microgrids. *Renewable Energy*, 41(0), pp.315-327 (2012).
- [36] Dursun, E., Acarkan, B., & Kilic, O. Modeling of hydrogen production with a stand-alone renewable hybrid power system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37(4), pp.3098-3107 (2012).

- [37] Andrews, J., & Shabani, B. Dimensionless analysis of the global techno-economic feasibility of solar-hydrogen systems for constant year-round power supply. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37(1), pp.6-18 (2012).
- [38] Kaldellis, J. K., Zafirakis, D., & Kavadias, K. Minimum cost solution of wind-photovoltaic based stand-alone power systems for remote consumers. *Energy Policy*, 42(0), pp.105-117 (2012).
- [39] Kaabeche, A., Belhamel, M., & Ibtouen, R. Techno-economic valuation and optimization of integrated photovoltaic/wind energy conversion system. *Solar Energy*, 85(10), pp.2407-2420 (2011).
- [40] Kumar Nandi, S., & Ranjan Ghosh, H. Techno-economical analysis of off-grid hybrid systems at Kutubdia Island, Bangladesh. *Energy Policy*, 38(2), pp. 976–980. (2010).
- [41] Chaurey, A., & Kandpal, T. C. A techno-economic comparison of rural electrification based on solar home systems and PV microgrids. *Energy Policy*, 38(6), pp.3118-3129. (2010).
- [42] Darras, C., Sailler, S., Thibault, C., Muselli, M., Poggi, P., Hoguet, J. C., et al. Sizing of photovoltaic system coupled with hydrogen/oxygen storage based on the ORIENTE model. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(8), pp.3322-3332 (2010).
- [43] Bala, B. K., & Siddique, S. A. Optimal design of a PV-diesel hybrid system for electrification of an isolated island—Sandwip in Bangladesh using genetic algorithm. *Energy for Sustainable Development*, 13(3), pp.137-142 (2009).
- [44] Shaahid, S. M., & El-Amin, I. Techno-economic evaluation of off-grid hybrid photovoltaic–diesel–battery power systems for rural electrification in Saudi Arabia—A way forward for sustainable development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(3), pp.625-633 (2009).
- [45] Al-Badi, A. H., & Bourdoucen, H. *Economic analysis of hybrid power system for rural electrification in Oman*. Paper presented at the 2nd International Conference on Adaptive Science & Technology. (2009).
- [46] 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*, 85(10), pp.968-987 (2008).
- [47] Lagorse, J., Simões, M. G., Miraoui, A., & Costerg, P. Energy cost analysis of a solar-hydrogen hybrid energy system for stand-alone applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, 33(12), 2871v2879 (2008).
- [48] Dufo-López, R., Bernal-Agustín, J. L., & Contreras, J. Optimization of control strategies for stand-alone renewable energy systems with hydrogen storage. *Renewable Energy*, 32(7), pp.1102-1126 (2007).
- [49] Dufo-López, R., & Bernal-Agustín, J. L. Design and control strategies of PV-Diesel systems using genetic algorithms. *Solar Energy*, 79(1), pp.33-46 (2005).
- [50] Ntziachristos, L., Kouridis, C., Samaras, Z., & Pattas, K. A wind-power fuel-cell hybrid system study on the non-interconnected Aegean islands grid. *Renewable Energy*, 30(10), pp.1471-1487 (2005).
- [51] Mahmoud, M. M., & Ibrik, I. H. Techno-economic feasibility of energy supply of remote villages in Palestine by PV-systems, diesel generators and electric grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10(2), pp.128-138 (2006).
- [52] A.N, C. Optimisation and techno-economic analysis of autonomous photovoltaic–wind hybrid energy systems in comparison to single photovoltaic and wind systems. *Energy Conversion and Management*, 43(18), pp. 2453-2468 (2002).

- [53] H. gabler , g. bopp , f. haugwitz , liu hong , li zhiming , h. müller , a. steinhüser. ‘pv village power supply systems in china - results from a technical monitoring campaign’ asia europe clean energy (solar) advisory (2006).
- [54] M. Ashari and C. V. Nayar, “An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic-diesel battery hybrid power system,” *Sol. Energy* 66(1), pp. 1–9 (1999).
- [55] Eduardo Lorenzo. “Solar Electricity: Engineering of Photovoltaic Systems”, pp.59-77 (1994)
- [56] Nichiporuk Oleksiy, simulation fabrication et analyse de cellule photovoltaïques à contacts arrières interdigités, Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, (2005).
- [57] P. Rueda, E. Fernandez, “Multi junction Ga/As Solar Cell Capacitance and its impact upon Solar Array Regulators”, 6th European Space Power Conference, Porto, Portugal, pp.29-34 (2002).
- [58] http://www.cnrs.fr/cw/dossiers/doscel/decouv/xtxt/cellVieil/vieillisNiv2_1.htm
- [59] Touafek K, Khelifa A, Adouane M et Haloui H. “Design of an Energy System Based on Photovoltaic Thermal Collectors in the South of Algeria”, *Journal of Renewable Energy* Vol. 2014, Article ID 824529, 6 pages (2014). doi : 10.1155/2014/824529.
- [60] <http://panneaux-photovoltaïques.quotatis.fr/conseils-pour-les-panneau-photovoltaïques/panneaux-photovoltaïques-impact-environnement>
- [61] <http://www.solaire-guide.fr/04/regulateurs-solaires-pwm-mppt/>
- [62] <http://eduscol.education.fr/sti/sites/eduscol.education.fr.sti/files/ressources/techniques/787/787-boitier-maussion-mppt-vfinale.pdf>
- [63] Schoenung, S.M., Characteristics and technologies for long- vs. short-term energy storage. Sandia Report, SAND001-0765, (2001).
- [64] A. Marquet, C. Levillain, A. Davriu, S. Laurent, P. Jaud, Stockage d’électricité dans les systèmes électriques, *Techniques de l’ingénieur*, D4030, (1998).
- [65] Damien paire. “Dimensionnement et gestion d’énergie de systèmes d’entraînements électriques hybrides: application à un ascenseur avec récupération d’énergie”, Thèse de doctorat. UTBM, pp.13-16 (2010).
- [66] Perrin M, Potteau E.L. “APPLICATIONS – STATIONARY | Remote Area Power Supply: Batteries and Fuel Cells”. *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources*, pp.65-75 (2009).
- [67] http://www.energipedia.com/energipedia/Batterie_au_plomb.
- [68] <http://www.erm-energies.com/webstore/cb195-batteries-solaires-au-plomb-etanche-a-plaques-planes-type-agm.html>
- [69] Shuo Pang, Farrell, J. ; Jie Du ; Barth, M. ‘Battery state-of-charge estimation’, *American Control Conference*,. Proceedings of the 2001 (Volume:2), pp.1644-1649 (2001).
- [70] Seyed Mohammad Rezvanizani, Zongchang Liu, Yan Chen, and Jay Lee. Review and recent advances in battery health monitoring and prognostics technologies for electric vehicle (ev) safety and mobility. *Journal of Power Sources*, 256:110-124 (2014).
- [71] Alvin J. Salkind, Craig Fennie, Pritpal Singh, Terrill Atwater, and David E. Reisner. Determination of state-of-charge and state-of-health of batteries by fuzzy logic methodology. *Journal of Power Sources*, 80(1), pp.293-300 (1999).
- [72] <http://www.groupe-electrogene-le-blog.com/2013/>
- [73] <http://groupe-electrogene.comprendrechoisir.com/comprendre/alternateur-groupe-electrogene>.

- [74] Ashari, M., Nayar, C.V. An optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic (PV)–diesel–battery hybrid power system. *Solar Energy*, vol. 66, Issue 1, pp.1-9 (1999).
- [75] Azoumah Y., Yamegueu D., Ginies P., Coulibaly Y., Girard P.. Sustainable electricity generation for rural and peri-urban populations of sub-Saharan Africa: The "flexy-energy" concept' . *Energy Policy*, 39 (1) , pp.131-141 (2011).
- [76] <http://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/reseaux-electriques-industriels-et-tertiaires-42265210/groupe-electrogenes-de-secours-d5180/le-groupe-electrogene-et-l-environnement-d5180niv10006.html>
- [77] Violaine Didier. “Les Onduleurs pour systèmes photovoltaïques fonctionnement, Etat de l’Art et Etude des Performances”, HESPUL, (2007).
- [78] Adouane M, Touafek K, Haddadi M. “Design and construction of a mini hybrid system, photovoltaic / generator to supply energy an habitats in South of Algeria”, (KCC2012), Kuwait, 14-17 Avril, (2012).
- [79] 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).
- [80] Ajan, C. W., Ahmed, S. S., Ahmad, H. B., Taha, F., Mohd Zin, A. A. B., (2003). 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).
- [81] 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).
- [82] Oldach, R., Bates, J., Derrick, A., Gantulga, D., Hasnie, S., Enebish, N.,. PV hybrid system for a remote village in Mongolia. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 7-11 June 2004, Paris, France, pp.3540-3543 (2004).
- [83] Klinghammer, W.; Norenberg, K.,. Wide-scale village electrification with PV hybrid power systems in western China-experience gained. 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, 4-8 September 2006, Dresden, Germany, pp.3023-3026 (2006).
- [84] Munoz, J., Narvarte, L., Lorenzo, E., First operating year of two village PV-diesel plants in the south of Morocco. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 7-11 June 2004, Paris, France, pp.3462-3465 (2004).
- [85] E. Ofry and A. Brauntein, ‘The Loss of Power Supply Probability as a Technique for Designing Standalone Solar Electrical (Photovoltaic) Systems’ *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, Vol.PAS-102, N°5, pp.1171-1175 (1983).
- [86] P. Boonyang, An Embedded Interactive Monitoring System for PV-Diesel Hybrid Plants in Rural Areas (University of Kassel), pp.1-12 (2005).
- [87] Billinton R and Alan R. N, “Reliability Evaluation of Power Systems”, Plenum Press, 2nd Edition, New York, US, (1994).
- [88] Zwingelstein G. “Diagnostic des défaillances. Théorie et pratique pour les systems industriels”, *Traité des nouvelles technologies - série Diagnostic et Maintenance*. Editions HERMES, (1995).
- [89] Moubray J. “Reliability Centred Maintenance”, International Press, (1997).
- [90] Alfares H. K. “Aircraft maintenance workforce scheduling : A case study”, *Journal of Quality in Maintenance Engineering*, Vol. 5, No. 2, pp.78-89 (1999).
- [91] Sherwin D. “A review of overall models for maintenance management”, *Journal of Quality in Maintenance Engineering*, Vol. 6, No. 3, pp.138–164 (2000).

- [92] Wheaton, R., "Reliability-Based Maintenance Requires Mill Culture Change", *Pulp and Paper*, pp.53-61 (1996).
- [93] Moubray J. "Reliability Centred Maintenance", International Press, (1997).
- [94] Monchy F. "La fonction maintenance: Formation à la gestion de la maintenance industrielle", Collection technologies de l'université à l'industrie, MASSON, (1991).
- [95] Sadok M et Mehdaoui A. "Outdoor testing of photovoltaic arrays in the Saharan region", *Renewable Energy* 33, Science direct (ELSEVIER), pp.2516 -2524 (2008).
- [96] Touafek K, Khelifa A, Adouane M et Haloui H. "Design of an Energy System Based on Photovoltaic Thermal Collectors in the South of Algeria", *Journal of Renewable Energy* Vol. 2014, Article ID 824529, 6 pages doi : 10.1155/2014/824529.(2014).
- [97] Touafek K, Khelifa A et Adouane M. "Theoretical and experimental study of sheet and tubes hybrid PVT collector". *Energy Conversion and Management* 80, pp.71-77 (2014).
- [98] Khelifaet A, Touafek K. "Etude de l'influence des paramètres externes et internes sur le capteur hybride photovoltaïque thermique (PVT) », *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 15 N°1, pp.67 - 75 (2012).
- [99] J.D. Mondol, Y.G. Yohanis and B. Norton, ' Solar Radiation Modelling for the Simulation of Photovoltaic System', *Renewable Energy*, Vol. 33, N°5, pp.1109-1120 (2008).
- [100] <http://www.tpepanneauxsolaires.fr/rentabilite>
- [101] I. Reda and A. Andreas, ' Solar Position Algorithm for Solar Radiation Applications ', *Solar Energy*, Vol. 76, N°5, pp.577-589 (2004).
- [102] M. Capderou, 'Atlas Solaire de l'Algérie', Modèles Théoriques et Expérimentaux, Vol. 1, T1, Office des Publications Universitaires, EPAU, Algérie, 375 p., (1987).
- [103] Zhang Y, Feng H, Xingbing Wu, Wang L, Zhang A, Xia T, Dong H, Li X, Zhang L. "Progress of electrochemical capacitor electrode materials: A review". *International Journal of Hydrogen Energy* 34 (11), pp.4889-4899 (2009).
- [104] <http://www.greenpower.cn/en/P-smart-04.htm>
- [105] Adouane M. "Étude et conception d'un onduleur photovoltaïque connecté au réseau électrique". Thèse magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, (2008).
- [106] Adouane M, Haddadi M, Medjoudj R, Malek A. "Étude et conception d'un onduleur monophasé autonome gère par microcontrôleur PIC 16F876A". *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 12 N°4, pp.543- 550 (2009);
- [107] Adouane M, Haddadi M, Touafek K. "Conception et réalisation d'un onduleur solaire monophasé base sur le microcontrôleur PIC18F4550", (2JIERRDD), Laghouat - Algérie, 03-04 Juin, (2012).
- [108] Manwell, J. F. et al: *Hybrid2-A Hybrid System Simulation Model Theory Manual*, National Renewable Energy Laboratory, Subcontract No. XL-1-11126-1-1,(1998).
- [109] Yaron, G. et al: *Solar Energy for Rural Communities: The case of Namibia*, Intermediate Technology Publications, (1994).
- [110] <http://www.homerenergy.com/>
- [111] S. Djenas. "Elaboration des Zones Climatiques en Algérie", PFE, CSTB, (1984).
- [112] Sami K, Carol D. "The economics of hybrid power systems for sustainable desert agriculture in Egypt". *Energy* 30 (8), pp.1271-1281 (2005).
- [113] A. H. Shahirinia, A. Hajizadeh, D. C. Yu, and A. Feliachi, "Control of a hybrid wind turbine/battery energy storage power generation system considering statistical wind characteristics," *J. Renewable Sustainable Energy* 4, 053105 (2012).

- [114] Parvizimosaed M, Farmani F, Anvari-Moghaddam A. "Optimal energy management of a micro-grid with renewable energy resources and demand response". *J Renewable Sustainable Energy* 5, 053148 (2013).
- [115] Phatiphat THOUNTHONG, 'Conception d'une source hybride utilisant une pile a combustible et des super condensateurs', Thèse de doctorat INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE LORRAINE, (2005)
- [116] Xiao Lin, H.Banvait, S.Anwar et Yaobin Chen: Optimal energy management for a plug-in hybrid electric vehicle : Real-time controller. American Control Conference (ACC), pages5037–5042, jun.2010.ISSN0743-1619. (2010).
- [117] Al-Hadhrami L.M, Shafiqur R. "Study of a solar PV-diesel-battery hybrid power system for a remotely located population near Rafha, Saudi Arabia". *Energy* 35 (12), pp.4986-4995 (2010).
- [118] Bouzguenda M. "A comparative study of hybrid diesel solar PV–wind power systems in rural areas in the Sultanate of Oman". *International Journal of Sustainable Energy* 31(2), pp.95-106 (2012).
- [119] Ajai G, Saini R.P, Sharma M.P. "Modelling of hybrid energy system Part II: Combined dispatch strategies and solution algorithm". *Renewable Energy* 36 (2), pp.466-473 (2011).
- [120] Boonyang P. "An Embedded Interactive Monitoring System for PV-Diesel Hybrid Plants in Rural Areas". University of Kassel, pp.1-12 (2005).
- [121] Valenciaga F, Puleston P F. "Supervisor control for a stand-alone hybrid generation system using wind and photovoltaic energy". *IEEE Transactions on Energy Conversion* 20 (2), pp.398-405 (2005).
- [122] Bagen, Billinton R. "Evaluation of different operating strategies in small standalone power systems". *IEEE Transactions on Energy Conversion* 20 (3), pp.654-660 (2005).
- [123] Kaji K, Zhang J, Horie H, Akimoto H, Tanaka K. "Simulation-based design of energy management system with storage battery for a refugee shelter in Japan". *AIP Conf. Proc.* 1568, 77 (2013).
- [124] Agbossou, K., Kolhe, M., Hamelin, J., & Bose, T. K.. Performance of a stand-alone renewable energy system based on energy storage as hydrogen. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 19(3), pp. 633-640 (2004).
- [125] Al-Badi, A. H., & Bourdoucen, H.. *Economic analysis of hybrid power system for rural electrification in Oman*. Paper presented at the 2nd International Conference on Adaptive Science & Technology. (2009).
- [126] Andrews, J., & Shabani, B. Dimensionless analysis of the global techno-economic feasibility of solar-hydrogen systems for constant year-round power supply. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37(1), pp.6-18 (2012).
- [127] Archer, C. L. Spatial and temporal distributions of U.S. winds and wind power at 80 m derived from measurements. *Journal of Geophysical Research-Atmospheres*, 108(D9), 4289 (2003).
- [128] Ashari, M., Nayar, C. V., & Keerthipala, W. W. L. Optimum operation strategy and economic analysis of a photovoltaic-diesel-battery-mains hybrid uninterruptible power supply. *Renewable Energy*, 22(1–3), pp. 247-254 (2001).
- [129] Bala, B. K., & Siddique, S. A. Optimal design of a PV-diesel hybrid system for electrification of an isolated island—Sandwip in Bangladesh using genetic algorithm. *Energy for Sustainable Development*, 13(3), pp. 137-142 (2009).

- [130] Coleman, C. *Hybrid power system operational test results: wind/PV/diesel system documentation*. Paper presented at the Eleventh International Telecommunications Energy Conference. (1989).
- [131] Daud, A.-K., & Ismail, M. S. Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions. *Renewable Energy*, 44(0), pp. 215224 (2012).
- [132] Deepti, D. J., & Ramanarayanan, V.). *State of charge of lead acid battery*. Paper presented at the India International Conference on Power Electronics. (2006).
- [133] Diaf, S., Belhamel, M., Haddadi, M., & Louche, A. Technical and economic assessment of hybrid photovoltaic/wind system with battery storage in Corsica island. *Energy Policy*, 36(2), pp.743-754 (2008).
- [134] Diaf, S., Diaf, D., Belhamel, M., Haddadi, M., & Louche, A. A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system. *Energy Policy*, 35(11), pp.5708-5718 (2007).
- [135] Dursun, E., & Kilic, O. Comparative evaluation of different power management strategies of a stand-alone PV/Wind/PEMFC hybrid power system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 34(1), pp.81-89 (2012).
- [136] Skarstein, O., & Uhlen, K.. Design considerations with respect to long-term diesel saving in wind/diesel plants. *Wind Engineering*, 13(2), pp.72-87 (1989)
- [137] SolSim and hybrid designer: self-optimizing software tools for simulation of solar hybrid applications. (1998). in proceedings of EuroSun conference of 1998, Portoroz.
- [138] Zhou, W., Lou, C., Li, Z., Lu, L., & Yang, H. current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems. *Applied Energy*, 87(2), pp.380-389. (2010).

Productions scientifiques

Durant l'aboutissement de ce travail de recherche, plusieurs publications et communications sont accomplies:

* Publications Internationales:

- **M. Adouane, M. Haddadi, K. Touafek, S. AitCheikh «Monitoring and smart management for hybrid plants (photovoltaic-generator) in Ghardaïa».** Journal of Renewable and Sustainable Energy 6, 023112 (2014);doi: 10.1063/1.4871095.
- **K. Touafek, A. Khelifa, M. Adouane, H. Haloui «Design of an Energy System Based on Photovoltaic Thermal Collectors in the South of Algeria».** Journal of Renewable Energy Vol. 2014, Article ID 824529, 6 pages doi : 10.1155/2014/824529.
- **K. Touafek, A. Khelifa, M. Adouane «Theoretical and experimental study of sheet and tubes hybrid PVT collector».** Energy Conversion and Management 80 (2014) 71–77.
- **M. Adouane, M. Haddadi, K. Touafek, «Conception d'un gestionnaire intelligent des systèmes photovoltaïques hybrides ».** Revue des Energies Renouvelables SIENR'12 Ghardaïa (2012) 325 – 330.
- **M. Adouane, M. Haddadi, R. Medjoudj, A. Malek «Etude et conception d'un onduleur monophasé autonome gère par microcontrôleur PIC 16F876A».** Revue des Energies Renouvelables Vol. 12 N°4 (2009) 543 – 550.

*Communications Internationales:

- **M. Adouane, M. Haddadi, K. Touafek «Design and realization of an embedded interactive monitoring system for hybrid plant»,** (ENTECH'13), Istanbul -Turkey, Décembre 26 – 28, 2013.
 - **M. Adouane, M. Haddadi, K. Touafek, et A. Khelifa «Etude et implémentation d'une stratégie de contrôle d'un système énergétique»** (CIGE'13), Bechar-Algerie, Novembre 17-19, 2013.
 - **K. Touafek, A. Khelifa, M. Adouane, H. Haloui «Changements climatiques et développement durable»,** (SIENR'12), Ghardaïa -Algérie, Octobre 15 – 17, 2012.
 - **M. Adouane, M. Haddadi, K. Touafek «Design and implementation of a single-phase solar inverter based on PIC 18F microcontroller»,** (GCGW2012), Istanbul -Turkey, July 08 –12, 2012.
 - **K. Touafek, A. Khelifa, M. Adouane, H. Haloui «Design and performance study of a new solar photovoltaic thermal collector»,** (GCGW2012), Istanbul -Turkey, July 08 –12, 2012.
 - **M. Adouane, M. Haddadi, K. Touafek «Conception et réalisation d'un onduleur solaire monophasé basé sur le microcontrôleur PIC18F4550»,** (2JIERRDD), Laghouat - Algeria, Jun 03 – 04, 2012.
 - **M. Adouane, K. Touafek, M. Haddadi «Design and construction of a mini hybrid system, photovoltaic / generator to supply energy an habitats in South of Algeria»,** (KCC2012), Kuwait, April 14 – 17, 2012.
 - **M. Adouane, M. Haddadi, K. Touafek «Design and realization of an hybrid system solar / generator managed by an electronic control module with PIC 18F4550».** (ICEE'12), Algiers - Algeria, May 06 – 09, 2012.
 - **M. Adouane, M. Haddadi, R. Medjoudj «Conception et réalisation d'un module électronique de contrôle et de gestion optimale de l'énergie pour systèmes énergétiques hybrides photovoltaïque groupe électrogène».** (ICESD'11), Adrar-Algeria, Novembre 29 – 30, 2011.
 - **M. Adouane, M. Haddadi, R. Medjoudj, A. Malek «Conception D'un Régulateur Solaire Fiable».** (SIENR'10), Ghardaïa- Algeria, October 11 – 12, 2010.
 - **S. BenkaciAli, M. Adouane «Etude du Rayonnement Solaire à Ghardaïa».** (SIENR'10), Ghardaïa- Algeria, Octobre 11–12, 2010.
 - **M. Adouane, M. Haddadi, R. Medjoudj, A. Malek, M. Hadjiat «Simulation et conception d'un onduleur solaire monophasé à base d'un microcontrôleur PIC 16F877A».** (GEAER'10), Chlef- Algeria, January 27–28, 2010.
 - **M. Adouane, M. Haddadi, T. Rekioua, A. Malek «Etude et Réalisation d'un convertisseur DC/DC à contre réaction de tension- Application à la conversion photovoltaïque»** (ICEE'09) Algiers- Algeria, May 19 – 21, 2009.
 - **M. Adouane, M. Haddadi, T. Rekioua, A. Malek «Etude et Simulation d'une topologie d'onduleur photovoltaïque connecté au réseau».** (CERE'09), Tunisia 19 -23 March, 2009.
-