



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne Démocratique et Populaire  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche  
scientifique  
جامعة عبد الحميد ابن باديس مستغانم



**UNIVERSITE ABDELHAMID IBN BADIS MOSTAGANEM**

كلية العلوم و التكنولوجيا  
**FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE**

**DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE**

**Polycopie de cours**  
**Applications et dimensionnement des systèmes à énergies**  
**renouvelables**

**Niveau MASTER2 :**  
**Énergie Renouvelable en Électrotechnique**

*Réalisé par Dr Boutlilis Fatima*

Année Universitaire : 2020/2021

# Préambule

L'une des inventions les plus importantes connues de l'humanité à ce jour est l'invention de l'électricité, car aucun être humain ne peut vivre sans elle. Elle est présente partout dans nos vies, dans presque chacune de nos actions et dans presque toutes les situations. Pour beaucoup, c'est une prise, un appareil de contrôle, et peut-être un régulateur, et on oublie que cette énergie doit être produite, transmise, distribuée, et transmise au plus grand nombre de récepteurs.

Ce qui a rendu cette invention encore plus attrayante, d'une part, c'est la découverte de la conversion directe de l'énergie solaire en énergie électrique, appelée "effet photoélectrique" en 1939 par Antoine Becquerel et développée plus tard par des scientifiques (les systèmes photovoltaïques). D'autre le développement de la production d'électricité par conversion de l'énergie cinétique du vent (les systèmes éoliens). Les humains ont maintenant atteint par compétence la réalisation des centrales à énergies renouvelables qui peuvent produire une puissance nominale en gigawatts.

Mais ces réalisations nécessitent des méthodes de dimensionnement de haute précision. Une installation sous dimensionnée reste une installation peu fiable, tandis qu'une installation surdimensionnée entraînera un coût plus élevé. De manière générale, la maîtrise du dimensionnement global dépend des différentes caractéristiques techniques des sous-systèmes qui composent l'installation d'énergie renouvelables d'une part, et des méthodes de dimensionnement utilisées d'autre côté. Un autre critère très important affectant la fiabilité des installations photovoltaïques et éoliennes est la disponibilité des bases de données fiables des stations météorologiques des sites d'installation.

Cette polycopie propose aux étudiants énergies renouvelables en électrotechnique une formation sur les applications et dimensionnement des systèmes à énergies renouvelables. Un bon dimensionnement d'un système à énergie renouvelable intégré au réseau électrique peut améliorer l'efficacité et le service du réseau. Ce document permet à l'étudiant d'apprendre le savoir et le savoir faire des axes suivant :

- ✓ Estimation des besoins énergétique et paramètres climatiques
- ✓ Méthodes de dimensionnement et Méthodologie à suivre
- ✓ Application aux Systèmes de conversion d'énergie électrique photovoltaïque
- ✓ Application aux Systèmes de pompage photovoltaïque
- ✓ Application aux Systèmes de conversion d'énergie électrique éolienne
- ✓ Application aux Systèmes hybrides photovoltaïque/éolien

Grâce à ces chapitres de base, l'étudiant pourra intégrer les bureaux d'étude et de conception des installations de centrale à énergies renouvelables prévu dans le cadre du programme algérien des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique de l'année 2035

# Sommaire

Chapitre I Estimation des besoins énergétique et paramètres climatiques .....	1
I.1 Introduction.....	2
I.2 Rappel sur les systèmes de coordonnées.....	2
I.2.1 Coordonnées géographiques terrestres [2]: .....	2
I.2.1.1 La latitude ( $\phi$ ) : .....	2
I.2.1.2 La longitude ( $\lambda$ ) : .....	3
I.2.1.3 Altitude ( $z$ ) : .....	3
I.2.2. Coordonnées équatoriales .....	3
I.2.2.1 La déclinaison de soleil ( $\delta$ ) : .....	3
I.2.2.2 L'angle horaire ( $\omega$ ) du soleil:.....	4
I.2.3 Coordonnées angulaires horizontal .....	4
I.2.3.1 L'azimut ( $\Psi$ ) : .....	4
I.2.3.2 La hauteur angulaire ( $\beta$ ) : .....	4
I.2.3.3 L'angle d'incidence ( $\theta$ ) : .....	5
I.2.3.4 L'orientation ( $\gamma$ ) : .....	5
I.3 Le spectre solaire .....	6
I.3.1 Le rayonnement solaire .....	6
I.3.1.1 Le rayonnement direct.....	6
I.3.1.2 Le rayonnement diffus.....	6
I.3.1.3 Le rayonnement réfléchi.....	6
I.3.2 Le calcul du rayonnement solaire sur un plan horizontal : .....	7
I.3.2.2 Le rayonnement diffus : .....	7
I.3.2.3 Le rayonnement réfléchis (Albédo) : .....	7
I.3.2.4 Le rayonnement global sur un plan horizontal : .....	7
I.3.3 Le calcul du rayonnement solaire sur un plan incliné : .....	8
I.3.3.1 Le rayonnement direct sur un plan incliné : .....	8
I.3.3.2 Le rayonnement diffus sur un plan incliné : .....	8
I.3.3.3 Le rayonnement réfléchis sur un plan incliné : .....	8
I.3.3.4 Le rayonnement global incliné: .....	8
I.4. Les énergies renouvelables en Algérie.....	9
I.4.1 Le potentiel solaire .....	9
I.4.2 Le potentiel éolien .....	10
I.4.3 Le potentiel d'énergie géothermique .....	10
I.4.4 Le potentiel hydraulique.....	11
I.5 Estimation des besoins journaliers.....	11

I.5.1	Le secteur de l'industrie.....	12
I.5.2	Le secteur des services .....	12
I.5.3	Le secteur ménages .....	13
I.6	Calcul des besoins journaliers électriques.....	13
I.6.1	Exemple d'estimation des besoins journaliers d'une maison .....	14
I.6.2	Estimation de la consommation en électricité d'une maison .....	14
I.7	Différents types de systèmes photovoltaïques : .....	15
I.7.1	Les systèmes autonomes : .....	15
I.7.2	Système photovoltaïque hybride autonome .....	17
I.7.3	Système photovoltaïque raccordé au réseau .....	17
I.7.3.1	L'injection de la totalité de la production sur le réseau .....	18
I.7.3.2	L'injection des excédents (ou surplus) de la production sur le réseau.....	18
I.8	Structure du système relié au réseau .....	19
I.8.1	Les systèmes à connexion directe au réseau .....	19
I.8.1.1	Structure à convertisseur unique .....	19
I.8.1.2	Structure avec bus à basse tension alternative .....	19
I.8.2	Les systèmes connectés au réseau par intermédiaire de deux convertisseurs .....	19
I.8.2.1	Les systèmes a bus continu intermédiaire.....	19
I.8.2.2	Structure avec hacheur et onduleur .....	20
I.9	Les différents types des onduleurs couplés au réseau .....	20
I.9.1	Onduleur modulaire (modul inverter).....	20
I.9.2	Onduleurs "String" ou "de Rangée" .....	21
I.9.3	Onduleur central (central inverter) .....	21
I.10	Les convertisseurs DC/DC.....	21
I.10.1	Le hacheur dévolteur (Buck).....	22
I.10.2	Le hacheur survolteur (Boost) .....	23
I.10.3	Le convertisseur Buck-Boost.....	24
I.11.	Conclusion .....	25
Chapitre II Méthodes de dimensionnement Et Méthodologie à suivre .....		26
II.1.	Introduction .....	27
II.2.	Le dimensionnement.....	27
II.2.1.	Objectifs de dimensionnement.....	27
II.2.2	Définition du dimensionnement. ....	27
II.3	Les différentes méthodes de dimensionnement.....	28
II.4.	Méthodes quasi-statiques.....	29
II.4.1.	Norme et conception.....	29
II.4.2.	Exemple d'un algorithme de conception.....	29

II.5. Méthodes dynamiques .....	31
II.5.1. Méthodes intuitives pour un dimensionnement optimal d'un système PV .....	31
II.5.2. Méthodes numériques pour le dimensionnement optimal d'un système PV .....	33
II.5.3. Méthodes analytiques pour le dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque autonome	35
II.5.4. Les méthodes Informatiques.....	36
II.5.4.1. Outils logiciels commerciaux pour le dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque autonome .....	36
II.5.4.2. Aperçue sur HOMER .....	36
II.5.5. Méthodes d'intelligence artificielle pour un dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque autonome .....	37
II.5.6. Méthodes hybrides pour le dimensionnement optimal d'un système PV autonome .....	37
II.6. Les différents critères pour le dimensionnement optimal des systèmes PVs. ....	38
II.6.1. Les critères économiques.....	38
II.6.2. Les critères techniques.....	39
II.7. Exemples d'organigrammes de dimensionnement optimal .....	41
II.7.1. Le système photovoltaïque autonome .....	41
II.7.2. Le système photovoltaïque raccordé au réseau sans stockage .....	41
II.7.3. Le système photovoltaïque raccordé au réseau avec stockage.....	42
II.8. Conclusion.....	43
Chapitre III Application aux Systèmes de conversion d'énergie électrique photovoltaïque.....	44
III.1 Introduction .....	45
III.2. Application d'un système photovoltaïque autonome pour alimenter un centre d'élevage de poule pondeuse.....	45
III.2.1. Présentation du site et évaluation de la ressource solaire .....	45
III.2.2. Besoin énergétique de l'application.....	46
III.2.3. Le type de système à installer .....	47
III.2.4. Déterminer la puissance photovoltaïque requise pour l'installation.....	47
III.2.5. Le nombre de module pour fournir la puissance de l'installation .....	50
III.2.6.1. la capacité nominale $C_{nom}$ .....	50
III.2.6.2. Les caractéristiques de la batterie choisie .....	50
III.2.6.3. Nombre total des batteries .....	50
III.2.7. Dimensionnement du régulateur.....	51
III.2.8. Dimensionnement des onduleurs raccordé directement au champ PV .....	51
III.2.9.1. Choix des sections de câble .....	53
III.2.9.2. Protection d'une installation PV .....	54
III.2.9.2.1. Partie courant continu.....	54
III.2.9.3. Choix des coffrets .....	55

III.3. Étude et dimensionnement d'une installation photovoltaïque au niveau d'école primaire de W. Relizane	56
III.3.1. Les espaces à alimenter (Analyse environnementale)	56
III.3.2. Compréhension et évaluation des besoins	56
III.3.3. Faisabilité technique	57
III.3.4. Installation de système photovoltaïque des écoles primaire de Relizane	57
III.3.5. Présentation de site	58
III.3.6. Estimation des besoins journaliers	58
III.3.7. Calcul de la puissance photovoltaïque	59
III.3.8. Nombre de panneaux	60
III.3.9. La capacité de batterie	60
III.3.10. Dimensionnement de l'onduleur	60
III.3.11. Calcul de la section des câbles	61
III.3.12. Le fonctionnement :	62
III.4. Vérification de la faisabilité de fonctionnement par le logiciel de conception « Homer »	63
III.4.1. Analyse de l'énergie solaire globale	65
III.4.2. La distribution de la charge	66
III.4.3. Le flux de puissance pendant les solstices d'été et d'hiver	67
III.4.4. La puissance d'entrée et de sortie du convertisseur	68
III.4.5. Le stockage d'énergie	69
III.4.6. Évaluation économique	69
III.5. Conclusion	70
Chapitre IV Application aux Systèmes de pompage photovoltaïque	71
IV.1. Introduction	72
IV.2. Le pompage solaire	72
IV.2.1. Pompage « au fil du soleil »	72
IV.2.2. Pompage avec stockage d'énergie électrique	72
IV.4. Composants d'un système de pompage PV	73
IV.4 .1. Le générateur photovoltaïque	73
IV.4 .2. Le groupe de motopompe	74
IV.4.2.1. Classification selon la conception de la pompe	74
IV.4.2.2. Classification selon la position de pompe	76
IV.4.3. Choix d'une pompe selon la hauteur manométrique totale (HMT) et le débit demandés	77
IV.4.3.1 . Classification selon le moteur utilisé	77
IV.5 .1. Analyse des besoins et des conditions d'exploitation	79
IV.5 .2 . Estimation des besoins en eau	80
IV.6 .1. Débit	81

IV.6 .2. Hauteur manométrique totale.....	81
IV.6.3. Niveau statique .....	81
IV.6. 4. Niveau dynamique .....	81
IV.7 .Calcul de l'énergie quotidienne requise.....	82
IV.7.1 . Énergie requise pour la pompe.....	82
IV.8. Les méthodes de dimensionnement.....	82
IV.8.1. La méthode du mois le plus défavorable .....	83
IV.8.2. La méthode de la moyenne annuelle :.....	83
IV.9. Rappel de la technique de dimensionnement :.....	83
IV.9.1.Le profil de charge pour le pompage .....	84
IV.10. Projet d'irrigation d'une oasis de 365 de palmiers à Touggourt .....	84
IV.10.1. Profil de charge : .....	84
IV.10.2 .Données météorologiques.....	85
IV.10.3. Les onduleurs solaires de pompage.....	85
IV.10.4 .Algorithme de dimensionnement.....	86
IV.10.5 .Résultats du dimensionnement : .....	86
IV.10.5.1. Calcul des puissances .....	86
IV.10.5.2. Choix du matériel : .....	87
IV.10.5.2.1. Choix de la pompe.....	87
IV.10.5.2.2. Choix de l'onduleur : .....	89
IV.10.6. Bilan économique :.....	89
IV.11. Conclusion .....	89
Chapitre V : Application aux Systèmes de conversion d'énergie électrique éolienne .....	91
V. Introduction .....	92
V. 1. Définition du gisement éolien .....	92
V. 2. Estimation préliminaire d'un site éolien.....	92
V. 3. L'organigramme de la méthodologie dimensionnement d'une ferme éolienne .....	93
V. 4. Principe des différentes extrapolations du vent.....	94
V. 4.1. Extrapolation verticale du vent .....	94
V. 4.2. Loi de puissance [33] .....	95
V. 4.3. Détermination de la longueur de rugosité du sol .....	96
V. 5.La courbe de puissance d'une éolienne.....	97
V. 6.Modélisation mathématique de la distribution des fréquences du vent.....	97
V.6.1.Distribution de Weibull .....	98
V.6.2. Influence des paramètres de Weibull sur la distribution statistique des vitesses de vent .....	99
V.6.3. Méthodes de calcul des paramètres de Weibull .....	99
V.7. Indicateurs de performance .....	100

V.8.Évaluation de la densité moyenne de l'énergie éolienne .....	101
V.8.1. Estimation de l'énergie éolienne .....	101
V.8.3. Nombre total des éoliennes à placer dans le site .....	102
V.9. Le générateur éolien et la courbe de puissance .....	102
V.9.1 Courbes de puissance [38] .....	102
V.9.2. La modélisation de la courbe de puissance .....	103
V. 9.2.2. Modèle linéaire .....	103
V.9.3.Estimation des pertes et des incertitudes .....	104
V.9.3.1. Pertes de production.....	104
V.9.3.2. Incertitudes et risque .....	104
V. 10.Chronologique de réalisation d'un parc éolien.....	105
V. 11. Application a une zone côtière .....	105
V. 11. 1. Installation d'un parc éolien.....	106
V.11.2. Détermination du potentiel de site par le logiciel WASP ; .....	106
V.11.3. Résultats d'évaluation du potentiel du site .....	106
V.11.3.1. Détermination des directions dominantes du vent .....	106
V.11.3.2. Détermination des fréquences de la vitesse du vent. ....	107
V.11.3.3. Étude de l'amplitude de la stabilité de la vitesse moyenne du vent. ....	108
V.11.3.4. Cartographie.....	109
V. 12. Le choix de la technologie et la configuration optimale.....	110
V.12.1 La recherche d'une technologie adaptée et rentable pour le site ; .....	110
V.12.2 Les configurations d'implantation des turbines.....	111
V.12.2.1 Simulation de parc éolien.....	111
V.12.2.2 Résultats et interprétation.....	112
V.13. Étude environnementale et économique.....	112
V.14.Conclusion.....	114
Chapitre VI :Application aux Systèmes hybrides photovoltaïque/éolien.....	115
VI.1 Introduction.....	116
VI.2. Différentes configurations des systèmes hybrides .....	117
VI.2.1. Architecture à bus CC.....	117
VI.2.2. Architecture à bus CA.....	117
VI.2.3. Architecture mixte à bus CC/CA .....	118
VI.3. Système hybride photovoltaïque/éolien/stockage .....	118
VI.3.1 Définition et choix de l'architecture .....	119
VI.3.2 Exemple d'étude .....	119
VI.4. Fonctionnement des sources dans un SH.....	122
VI.4.1 Fonctionnement du générateur éolien .....	122

VI.4.2	Fonctionnement du générateur photovoltaïque .....	122
VI.4.3	Fonctionnement du module des supercondensateurs .....	122
VI.4.4	Fonctionnement du bus commun continu et des batteries.....	123
VI.4.5.	Les échanges d'énergie sur le bus continu.....	123
VI.4.6.	Schéma complet du système.....	124
VI. 5. .	Modélisation des sources et des unités de stockage.....	124
VI. 5.1	Générateur photovoltaïque .....	124
VI. 5.2.	Générateur éolien .....	126
VI. 6.	Méthode de dimensionnement du système hybride .....	129
VI. 6.1	Méthode des moyennes mensuelles annuelles .....	130
VI. 6.2	Méthode du mois le plus défavorable.....	130
VI. 6.3	Surfaces retenues des composants.....	130
VI. 7.	Analyse économique .....	131
VI. 7.1.	L'organigramme des méthodes utilisé .....	131
VI. 7.2.	L'organigramme d'Optimisation du système hybride éolien-photovoltaïque.....	131
VI. 7.2.1.	Critères d'optimisation du système hybride .....	132
VI. 7.2.2.	Modèle de simulation .....	132
VI.7.2.3.	Organigramme .....	134
VI.8.	Application numérique.....	135
VI.9.	Conclusion .....	137
	Bibliographies .....	138

## Liste des figures

Figure(I.1)	: Longitude et latitude .....	3
Figure(I.2)	: Schématisation du mouvement de la terre autour du Soleil.....	4
Figure(I.3)	: Représentation de l'azimut et l'angle d'horaire.....	5
Figure(I.4)	: L'inclinaison $\alpha$ et orientation ( $\gamma$ ). .....	5
Figure(I.5)	: Spectre solaire à la surface de la Terre d'après. ....	6
Figure(I.6)	: Les rayonnements solaires. ....	7
Figure(I.7)	: Rayonnement dans le monde ( $\text{kWh/m}^2\cdot\text{an}$ ).....	9
Figure(I.8)	: L'Irradiation <b>Directe</b> Annuelle Moyenne.....	10
Figure(I.9)	: Carte du Vent Annuel Moyen à 50m .....	10
Figure(I.10)	: Besoin journalier d'un secteur industriel .....	12
Figure(I.11)	: Besoin journalier d'un secteur Services.....	12
Figure(I.12)	: Besoin journalier d'un Secteur Ménages .....	13

Figure(I.13) : Les différents types de systèmes photovoltaïques autonomes .....	16
Figure (1. 14) : Schéma d'un système hybride PV-diesel .....	17
Figure(I.15) : Installation photovoltaïque relié au réseau .....	18
Figure(I.16) : Schéma d'un système avec injection de la totalité sur le réseau.....	18
Figure(I.17) : Schéma d'un système avec injection des excédents de la production sur le réseau.....	18
Figure(I.18) : Schéma synoptique de la structure à convertisseur unique.....	19
Figure (I. 19) : Schéma de la structure avec bus à basse tension alternative.....	19
Figure(I.20) : Schéma de la structure avec hacheur et onduleur .....	20
Figure (I. 21) : Classification des onduleurs PV connectés au réseau.....	21
Figure (I. 22) : Circuit électrique de base du hacheur dévolteur .....	22
Figure(I.23) : Caractéristique de tension et des courants dans le transistor et L'inductance d'un convertisseur Buk .....	23
Figure (I.24) : Circuit électrique de base du hacheur survolteur .....	23
Figure (I.25) : Caractéristique de la tension et du courant du hacheur survolteur.....	24
Figure (I.26) : Circuit électrique de base du hacheur dévolteur-survolteur .....	24
Figure(I.27) : Caractéristiques de la tension et des courants de la charge.....	24
Figure (II.1) : Organigramme simple de dimensionnement du système PV .....	28
Figure (II.2): Méthodes de dimensionnement unitaire et global d'un système photovoltaïque .....	29
Figure (II-3): Organigramme de la méthode numérique générale.....	34
Figure (II-4): La méthode analytique générale.....	35
Figure (II-5) : L'architecture du logiciel HOMER .....	37
Figure (II. 6) : Méthodologie de conception d'un système photovoltaïque autonome avec stockage des batteries <i>UCE</i> .....	41
Figure (II. 7) : Méthodologie de conception d'un système photovoltaïque raccordé au réseau sans stockage... ..	42
Figure (II. 8) : Méthodologie de conception d'un système photovoltaïque raccordé au réseau avec stockage ..	43
Figure(III.1) : Charge électrique annuelle en KW.....	47
Figure(III.2) Le type de système proposé.....	47
Figure III.3 Schéma de principe d'un site raccorde au réseau.....	57
Figure(III.4) : Schéma électrique utilisé dans l'école (Martyr ABID HABIB).....	63
Figure(III.5) : La configuration introduite dans l'interface HOMER .....	64
Figure(III.6) : .Schéma de raccordement sur l'interface HOMER .....	64
Figure(III.7) : L'irradiation moyenne annuelle pour la région de Malakou Tiaret .....	65
Figure(III.8) : l'évolution des températures mensuelles moyennes de la région .....	65
Figure (III.9.a) : Répartition annuelle de l'énergie solaire globale et l'énergie produite par le plan incliné .....	66
Figure (III.9 b) : Répartition du de l'énergie solaire globale et l'énergie produite par le plan incliné 21 Juin..	66
Figure (III.9 c) : Répartition de l'énergie solaire globale et l'énergie produite par le plan incliné 21 Décembre	66
Figure (III.10) : Les distributions de la charge.....	67
Figure (III.11 a) : Le flux de puissance d'une journée d'hiver.....	67

Figure (III.11 b) : Le flux de puissance d'une journée d'été.....	68
Figure (III.12) : La puissance d'entrée et de sortie du convertisseur .....	68
Figure (III.13) : La puissance d'entrée et de sortie du convertisseur pour un jour.....	68
Figure (III.14) : Le cycle de charge et de décharge de la batterie et les variations de la consommation pendant une année.....	69
Figure (III.15) : Le cycle de charge et de décharge de la batterie et les variations de la consommation pendant une journée .....	69
Figure (III.16) : Le bénéfice en énergie.....	70
Figure(IV.1) : Pompage photovoltaïque au fil du soleil.....	72
Figure(IV.2) : Pompage photovoltaïque avec stockage d'énergie. ....	73
Figure(IV.3) : Caractéristiques du débit pour le pompage au fil du soleil et avec batterie .....	73
Figure(IV.4) : Générateur photovoltaïque (GPV). ....	73
Figure(IV.5) : Classification des pompes.....	74
Figure(IV.6) : Schéma d'une pompe centrifuge.....	74
Figure(IV.7) : Caractéristiques d'une pompe centrifuge.....	75
Figure(IV.8) : Schéma d'une pompe volumétrique.....	75
Figure(IV.9) caractéristiques,(couple, débit) Une pompe volumétrique.....	76
Figure(IV.10) : Pompes de surface.....	76
Figure(IV.11) : Pompe immergée. ....	77
Figure(IV.12) : - Choix d'une pompe selon la HMT et le débit.....	77
Figure(IV.13) : Le couplage direct avec adaptation du générateur par un hacheur .....	78
Figure(IV.14) : Caractéristiques du couple en fonction de la vitesse.....	78
Figure(IV.15) : Schéma synoptique simplifié du pompage PV par motopompe AC.....	79
Figure(IV.16) : Courbe du couple en fonction de la vitesse du moteur asynchrone .....	79
Figure(IV.17) : Diagramme des puissances sur un groupe motopompe .....	80
Figure(IV.18) : Données de base d'une pompe.....	82
Figure(IV.19) : Les types de pompage suivant débit et HMT recherchés.....	84
Figure(IV.20) : Algorithme de dimensionnement.....	86
La figure (IV.21) : Catalogue et abaque des pompes .....	88
Figure (V.1) : configuration du système électrique éolien .....	92
Figure (V.2) : méthodologique d'évaluation du potentiel éolien et de dimensionnement .....	94
Figure (V.3) : Principe de l'extrapolation verticale .....	95
Figure (V.4) : courbe de puissance d'une éolienne .....	97
Figure (V.5) V:Exemple de graphe de distribution de weibull .....	98
La figure (V.6) : L'influence des paramètres C et k .....	99
Figure (V.7) : Courbe de puissance.....	102
Figure (V.8) : Exemple des différentes éolienne Vestas. ....	103
Figure (V.9) : Analyse annuelle des ressources à une hauteur de 10 m (rose des vents).....	107

Figure (V.10): Analyse annuelle des ressources à une hauteur de 10 m.....	107
Figure (V.11): Variation annuelle de la vitesse moyenne du vent et de la forme du paramètre Weibull à une hauteur de 10 m.....	108
Figure(V.12): la variation annuelle de la densité de puissance .....	109
Figure (V.13): Carte des longueurs de rugosité de la zone étudiée.....	109
Figure(V.14): l'atlas du vent de la région .....	110
Figure (V.15): Caractéristiques de la puissance produite en fonction de la vitesse. ....	110
Figure (V.16): Parc éolien sur une seule rangée (ferme 1).....	111
Figure (V.17) : Direction du vent dominant pour une rangée .....	112
Figure (V. 18) : profil de charge.....	113
Figure (VI.1) : Configuration globale d'un système hybride .....	116
Figure (VI.2) : Classification des systèmes hybrides .....	116
Figure (VI.3) : Schéma d'un système hybride en couplage avec un bus continu.....	117
Figure(VI.4) : Schéma d'un système hybride avec bus alternatif .....	117
Figure (VI.5) : Schéma d'un système hybride en couplage mixte, avec un bus continu et un bus alternatif. ....	118
Figure (VI.6) : Synoptique du système hybride multi-stockages en site isolé .....	120
Figure (VI.7) : Synoptique du système avec détail des variables.....	121
Figure (VI.8) : Schéma du circuit électrique détaillé du système hybride avec stockages hybride en site isolé .....	124
Figure (VI.9) : Variation mensuelle de température des cellules et de température ambiante.....	125
Figure (VI. 10) : Rendement des panneaux photovoltaïques .....	125
Figure (VI.11) : Modélisation d'un supercondensateur à partir de circuits RC en cascade .....	128
Figure (VI.12) : (a) La tension du bus continu VDC, (b) La tension de la batterie VCB .....	129
Figure (VI.13) : Organigramme de simulation du système hybride.....	131
Figure (VI.14) : Variation de Nombre de modules PV par rapport au Nombre de batteries pour une LPSP donnée. ....	134
Figure (VI.15) : Organigramme de gestion d'un système hybride.....	135

**Chapitre I**  
**Estimation des besoins énergétique et**  
**paramètres climatiques**

## **I.1 Introduction**

L'énergie solaire se caractérise par sa grande disponibilité et son grand respect de l'environnement. Elle a fait l'objet d'un grand intérêt dans de nombreux pays ces dernières années. En effet, les systèmes exploitant ce type d'énergie nécessitent une maintenance légère et présentent une bonne fiabilité de fonctionnement. Ces installations constituent actuellement un atelier important, dans le domaine de la recherche scientifique pour améliorer d'une part, leurs qualités afin d'obtenir une résistance extrême aux conditions naturelles (température, humidité, vent, corrosion, etc.), prolongeant ainsi leur durée de vie, et leur efficacité énergétique [1]. D'autre part, pour développer la cartographie du gisement de cette énergie.

Un gisement solaire est un ensemble de données qui décrit l'évolution du rayonnement solaire disponible à un endroit particulier et sur une période donnée. Son évaluation peut être faite à partir des données du rayonnement solaire global. Elle est utilisée pour simuler le fonctionnement probable d'un système énergétique solaire et donc d'effectuer son dimensionnement le plus exact possible compte tenu des demandes en énergie à satisfaire.

Le Soleil est une source d'énergie quasi inépuisable qui envoie à la surface de la Terre des rayonnements répartis sur l'ensemble du spectre, de l'ultraviolet à l'infrarouge. Les déserts de notre planète reçoivent plus d'énergie du soleil que les régions tempérées et polaires. Depuis très longtemps, l'homme a cherché à utiliser l'énergie émise par le soleil. La plupart des usages étaient alors directs comme le séchage et le chauffage, à la fois artisanaux et industriels. Cette énergie est disponible en abondance sur toute la surface de la Terre, malgré l'atténuation importante lors de son passage dans l'atmosphère une partie très grande atteint la terre. Le flux solaire reçu au niveau du sol dépend de plusieurs paramètres [2]:

- La direction et la pente de la surface de la Terre ;
- Latitude, degré de pollution et hauteur du lieu de rassemblement ;
- La période de l'année. Le moment réfléchi de la journée ;
- La nature des couches nuageuses.

## **I.2 Rappel sur les systèmes de coordonnées**

### **I.2.1 Coordonnées géographiques terrestres [2]:**

Tout point de la surface de la Terre est déterminé par ces coordonnées géographiques :

Longitude ( $\lambda$ ), latitude ( $\phi$ ) et altitude ( $z$ ), comme le montre la figure (I.1). Ces coordonnées sont représentées par des angles solaires, qui sont des références importantes pour le calcul du rayonnement solaire.

#### **I.2.1.1 La latitude ( $\phi$ ) :**

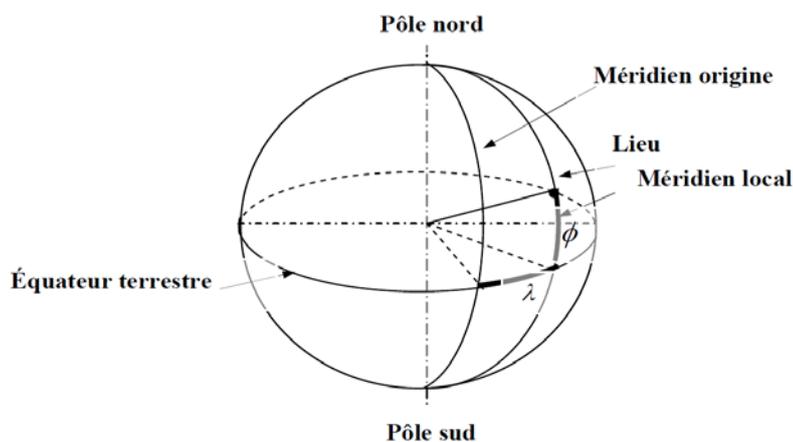
C'est l'angle formé par le plan équatorial et la direction reliant le lieu en question au centre de la Terre. Les latitudes de l'hémisphère nord sont désignées par un signe positif et celles de l'hémisphère sud par un signe négatif.

### I.2.1.2 La longitude ( $\lambda$ ) :

La longitude d'un lieu correspond à l'angle formé par deux plans de longitude (passant par l'axe des pôles) dont l'un est pris comme origine (longitude Greenwich  $0^\circ$ ) et l'autre est déterminé par le lieu étudié. Les lignes de longitude situées à l'est de Greenwich sont indiquées par un signe (+) et les longitudes à l'ouest sont marquées par (-) [2].

### I.2.1.3 Altitude (z) :

Représente la hauteur d'un point sur la surface terrestre au-dessus du niveau de la mer en mètres.



Figure(I.1) : Longitude et latitude

## I.2.2. Coordonnées équatoriales

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de la déclinaison ( $\delta$ ) et l'angle horaire ( $\omega$ ).

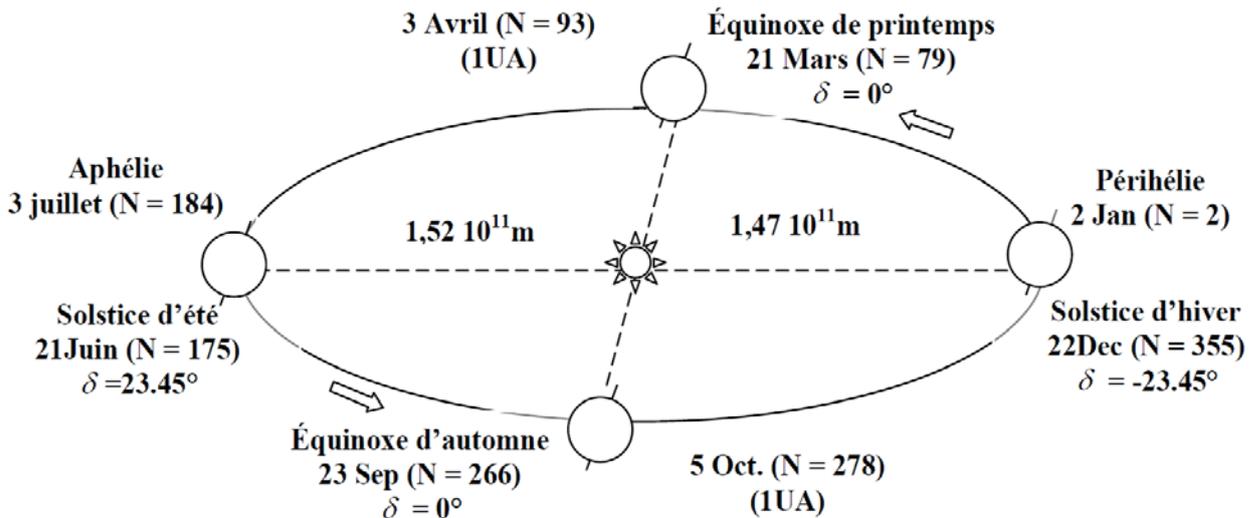
### I.2.2.1 La déclinaison de soleil ( $\delta$ ) :

Nous appelons la déclinaison ( $\delta$ ) l'angle formé par la direction du Soleil avec le plan équatorial, comme le montre la figure (I.2). Ils varient au cours de l'année entre  $-23,45$  degrés et  $+23,45$  degrés. Il est nul à l'équinoxe (21 mars et 21 septembre), maximum au solstice d'été (21 juin) et minimum au solstice d'hiver (21 décembre). La valeur de la déclinaison peut être calculée par la relation(I.1) :

$$\delta = 23.45 \sin \left[ \frac{360}{365} (284 + n) \right] \quad (\text{I.1})$$

Où

n : Le nombre de jours de l'année compté à partir du 1<sup>er</sup> janvier, il varie de 1 à 365 ou 366 Selon l'année : [Année civile  $\rightarrow$  n = 365 jours et Année bissextile  $\rightarrow$  n = 366 jours].



Figure(I.2) : Schématisation du mouvement de la terre autour du Soleil.

### I.2.2.2 L'angle horaire ( $\omega$ ) du soleil:

L'angle horaire mesure le mouvement du soleil par rapport à midi qui est l'instant où le soleil passe au plan méridien du lieu quand le solaire est au zénith. Cet angle est formé entre la projection du soleil sur le plan équatorial à un moment donné et la projection du Soleil sur ce même plan au midi solaire. Sa valeur est nulle à midi solaire, négative le matin et positive en après-midi et elle augmente de  $15^\circ$  par heure. Il varie entre  $-180^\circ$  et  $+180^\circ$  correspond à 24h : [3]

$$\omega = 15 \left[ \text{TSV} - 12 + \frac{\lambda}{15} \right] \quad (\text{I.2})$$

Avec :

$\omega$  : L'angle en degré

TSV : temps solaire vrai en heure

### I.2.3 Coordonnées angulaires horizontal

La position apparente du Soleil est généralement déterminée par deux angles, l'azimut ( $\Psi$ ) et la hauteur angulaire ( $\beta$ ) par rapport au plan horizontal, comme le montre la figure (I.3).

#### I.2.3.1 L'azimut ( $\Psi$ ) :

C'est l'angle que fait la direction de la projection du soleil sur le plan horizontal avec la direction sud, cet angle étant orienté positivement vers l'Ouest.

$$\sin \Psi = \frac{\cos \delta \cdot \sin \omega}{\cos \beta} \quad (\text{I.3})$$

Où

$\delta$  = La déclinaison solaire [ $^\circ$ ]

$\omega$  = L'angle horaire [ $^\circ$ ]

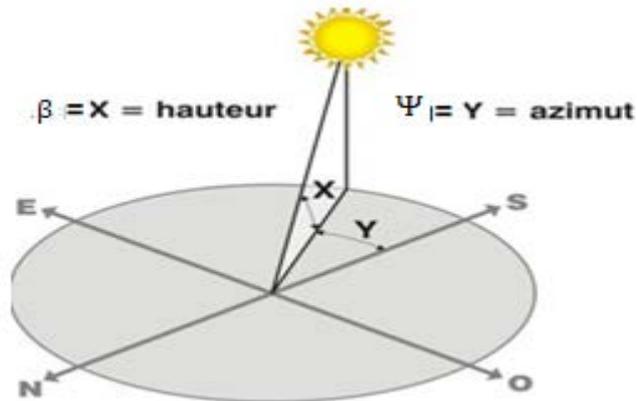
#### I.2.3.2 La hauteur angulaire ( $\beta$ ) :

C'est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur un plan horizontal, il est donné par l'équation (I.4).

$$\sin \beta = \sin(\phi) * \sin \delta + \cos(\phi) * \cos \delta * \cos \omega \tag{I.4}$$

Avec

$\phi$  = La latitude [°]



Figure(I.3) : Représentation de l'azimut et l'angle d'heure.

### I.2.3.3 L'angle d'incidence (θ) :

On se propose de calculer l'angle (θ) entre un rayon arrivant directement du soleil et le plan normal à un plan du panneau PV.

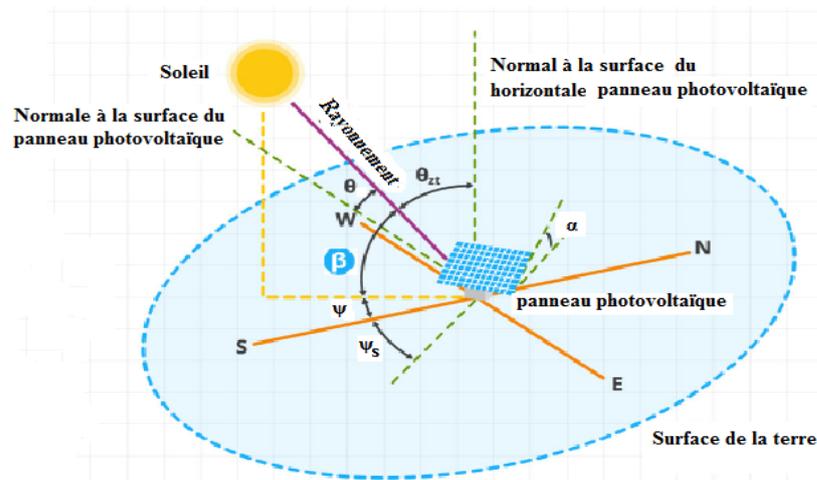
Une relation trigonométrique permet de déterminer sa valeur en fonction des autres angles :

$$\cos \theta = \cos \alpha \sin \beta \cos(\Psi - \gamma) + \sin \alpha * \cos \beta \tag{I.5}$$

### I.2.3.4 L'orientation (γ) :

L'orientation du panneau PV par rapport au sud, (0° au sud, 180° au nord, + 90° à l'ouest et -90° à l'est.

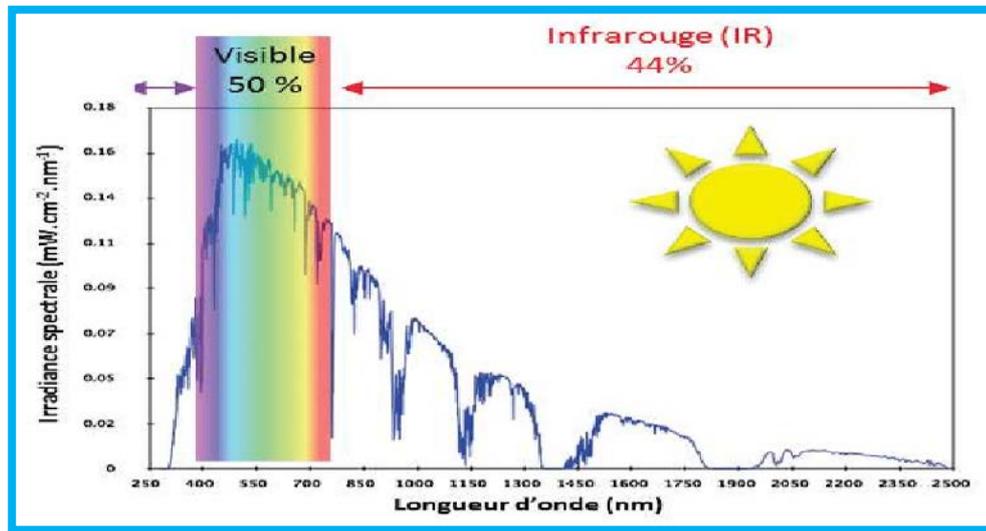
θ et γ : Des angles exprimés en [°]



Figure(I.4) : L'inclinaison α et orientation (γ).

### I.3 Le spectre solaire

Le spectre solaire c'est le flux de photons qu'on appelle également radiations ou rayons, voyagent dans l'espace à la vitesse de 300 000 km/s (c'est la vitesse de la lumière) et atteignent la terre à différentes longueurs d'ondes. On distingue par leur longueur d'onde les différents types de rayons.



Figure(I.5) : Spectre solaire à la surface de la Terre d'après.

#### I.3.1 Le rayonnement solaire

Le rayonnement solaire désigne l'ensemble des ondes électromagnétiques émises par le Soleil. Il se compose donc d'ultraviolets, de la lumière visible, mais également d'ondes radio en plus de rayons cosmiques. En réalité, le rayonnement total reçu sur une surface, appelé irradiation solaire incidente (ou encore éclaircissement énergétique global), est défini par la somme de trois composantes :

##### I.3.1.1 Le rayonnement direct

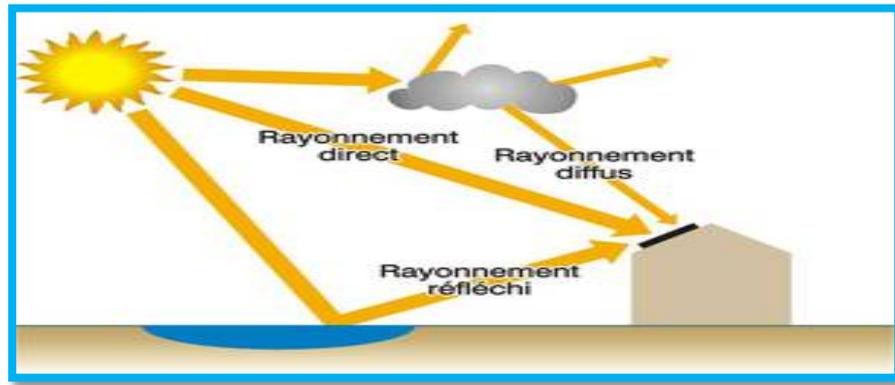
Le rayonnement direct qui a fait un trajet dans l'atmosphère sans déviation géométrique, et correspond donc à la portion du rayonnement incident dans la direction d'éclaircissement du Soleil.

##### I.3.1.2 Le rayonnement diffus

Le rayonnement diffus qui résulte des diffractions du rayonnement direct par les nuages et les particules atmosphériques.

##### I.3.1.3 Le rayonnement réfléchi

Le rayonnement réfléchi qui résulte de la réflexion du rayonnement par les surfaces proches. L'albédo d'un milieu considéré est le rapport entre le flux de rayonnement réfléchi et le flux de rayonnement incident. Ce coefficient est d'autant plus élevé que la surface est claire (étendue d'eau, neige,...).



Figure(I.6) : Les rayonnements solaires.

### I.3.2 Le calcul du rayonnement solaire sur un plan horizontal :

Au niveau du sol le rayonnement global reçu par une surface plane d'inclinaison quelconque est constitué de trois composantes principales :

#### I.3.2.1 Le rayonnement direct : [3]

Cette composante est déterminée par l'équation (I.6):

$$G_H(i) = 1367 * C(j) [h(i) e^{\frac{-T_L}{0.9+9.41*M(i)}}] \quad (I.6)$$

Où

$i$  : nombre d'heures ;

$G_H(i)$  : Le rayonnement direct horizontal ;

$C(j)$  : La correction de la distance terre soleil ;

$h(i)$  : La Hauteur du soleil ;

$T_L$  : Le facteur de trouble de Link,

$M(i)$  : Le nombre de masse d'aire.

#### I.3.2.2 Le rayonnement diffus :

Pour un observateur le rayonnement diffus (D) par l'heure  $i$  est statistiquement donné par l'équation (I.7) :

$$D_H(i) = \frac{1367}{3} * C(j) - [h(i) - 2] * e^{-0.5[\log 2 \frac{T_L}{22 * M(i)^{-0.65}}]} \quad (I.7)$$

Où

$D_H(i)$  : Le rayonnement diffus horizontal.

#### I.3.2.3 Le rayonnement réfléchis (Albédo) :

Cette composante est désigné par  $R(\xi)$ , elle se caractérise par un coefficient propre de la nature de lien appelé Albédo ( $\xi$ ).

$\xi$  : Le facteur de réflexion du sol vis-à-vis du rayonnement solaire,

$$0 \leq \xi \leq 1$$

#### I.3.2.4 Le rayonnement global sur un plan horizontal :

Un plan reçoit de la part du sol un rayonnement global qui est le résultat de la superposition des trois compositions direct, diffus et réfléchi :

$$G_{GH} = G_H + D_H + R(\xi) \quad (I.8)$$

### I.3.3 Le calcul du rayonnement solaire sur un plan incliné :

Une surface inclinée par rapport à l'horizontale avec l'angle «  $\alpha$  » reçoit une puissance énergétique répartie entre le direct ; le diffus, et le réfléchis :

#### I.3.3.1 Le rayonnement direct sur un plan incliné :

Le rayonnement direct  $G_B$  pour un plan d'inclinaison  $\alpha$  est calculé par rapport au rayonnement du plan horizontal.

$$G_B = G_H * \left( \frac{\cos(\phi - \alpha) \cos \gamma \cos \omega + \sin(\phi - \alpha) \sin \gamma}{\cos \phi \cos \gamma \cos \omega + \sin \phi \sin \gamma} \right) \quad (I.9)$$

Avec :

$\gamma$  : L'angle d'orientation du plan

#### I.3.3.2 Le rayonnement diffus sur un plan incliné :

Le flux à une inclinaison ( $\alpha$ ) et à latitude ( $\phi$ ) captée par une surface orientée face au (sud-est) est donné par le modèle suivant :

$$D_B = D_H \left[ F(i) \frac{1 + \cos \phi}{2} + (1 - F(i)) \right] \quad (I.10)$$

Avec :

$$F(i) = 1 - K_T(i) \left[ 1 - \frac{G_B}{G_H} \right] \quad (I.11)$$

$$K_T(i) = \frac{[\theta_{GH}(i)]}{\theta(i)}$$

Avec

$K_T(i)$  : Coefficient de sérénité.

$\theta(i)$ : Angle d'incidence du rayon direct par rapport au rayon incliné.

#### I.3.3.3 Le rayonnement réfléchis sur un plan incliné :

La fraction du flux réfléchi par le sol sur la surface inclinée est proportionnelle au flux global horizontal.

$$R_B = G_{GH} \left[ \xi \left( \frac{1 - \cos \alpha}{2} \right) \right] \quad (I.12)$$

#### I.3.3.4 Le rayonnement global incliné:

Il est la superposition de flux direct, réfléchi et diffus dont il est la somme des trois composantes :

$$G_{G\alpha} = G_B + R_B + D_B \quad (I.13)$$

Le Rayonnement solaire global pour un plan incliné d'un angle ( $\alpha$ ) peut être déduit aussi du rayonnement du plan horizontal par la relation suivante:

$$G_{G\alpha} = G_{GH} * \left[ \left( 1 - \frac{D_H}{G_{GH}} \right) R_{\alpha} + \frac{D_H}{G_{GH}} \left[ \frac{1+\cos\alpha}{2} \right] + \xi \left[ \frac{1-\cos\alpha}{2} \right] \right] \quad (I.15)$$

En connaissant le flux global et les composantes du flux pour un plan horizontal, on peut déterminer le flux global incliné reçu par un plan :

$$G_{G\alpha} = R G_{GH} \quad (I.16)$$

Avec

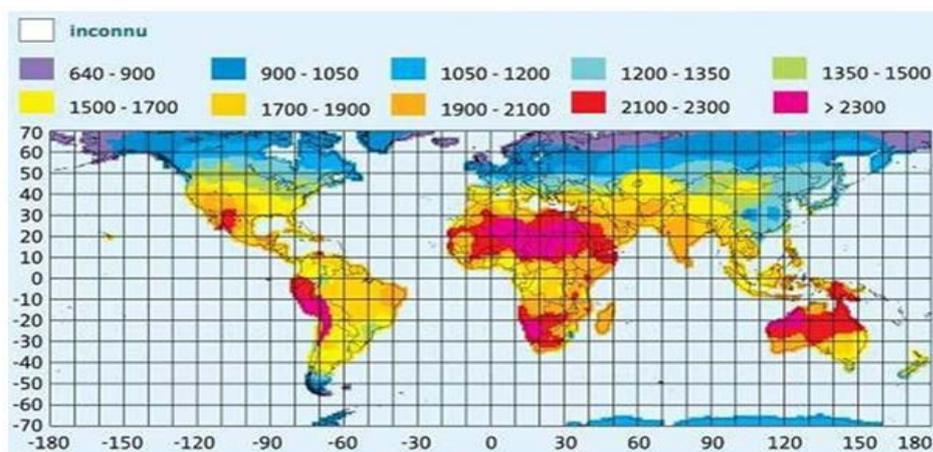
**R** : Le rapport de flux direct.

#### I.4. Les énergies renouvelables en Algérie

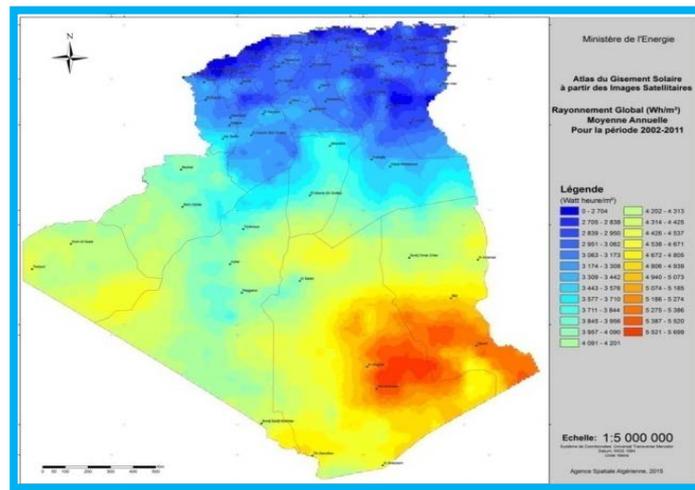
L'Algérie possède l'un des gisements solaires les plus importants au monde [4]. Il est caractérisé par une durée d'ensoleillement de plus de 2000 h/an, voire 3900 h/an dans hauts plateaux et Sahara, ainsi énergie reçue sur  $1 \text{ m}^2 = 5 \text{ KWh/j}$ , soit près de  $1700 \text{ KWh/m}^2/\text{an}$  au Nord et  $2263 \text{ KWh/m}^2/\text{an}$  au sud du pays. Afin de pouvoir envisager des solutions environnementales afin de lutter contre le réchauffement climatique causé en grande partie par l'utilisation des énergies fossiles, l'État algérien a décidé d'investir massivement dans les énergies renouvelables. Pour cet objectif, un programme national de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique a été mis en œuvre depuis 2012, dont une grande partie a été achevée puis actualisée en 2020. Le pays est classé parmi les pays disposant de ressources solaires très importantes dans le monde et dans le bassin méditerranéen, c'est pourquoi le gouvernement a davantage investi dans l'énergie solaire et notamment le photovoltaïque. Par conséquent, pour assurer le développement de la production d'électricité photovoltaïque à grande échelle, les centrales solaires photovoltaïques au sol sont le meilleur moyen. D'ici 2035, le gouvernement algérien prévoit d'installer plusieurs centrales photovoltaïques d'une capacité totale d'environ 16 000 MW [4].

##### I.4.1 Le potentiel solaire

Le rayonnement solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée et la plus abondante, sur terre. La figure (I.7) et la figure (I.8) illustrent successivement, la répartition d'ensoleillement mondial et en Algérie.



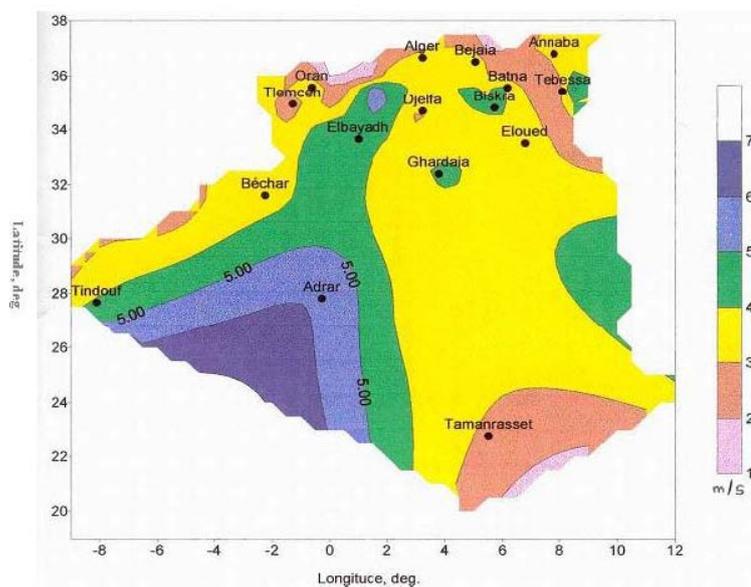
Figure(I.7) : Rayonnement dans le monde ( $\text{kWh/m}^2.\text{an}$ )



Figure(I.8) : L’Irradiation Directe Annuelle Moyenne.

### I.4.2 Le potentiel éolien

La carte représentée par la figure (I .9) montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le Sud-est, avec des vitesses supérieures à 7 m/s et qui dépassent la valeur de 8 m/s dans la région de Tamanrasset (In Amgued). Concernant le Nord, la vitesse moyenne est peu élevée, mais il existe, des microclimats sur les sites côtiers d’Oran, Bejaïa et Annaba, sur les hauts plateaux de Tébessa, Biskra, Msila et El bayadh avec des vitesses de 6 à 7 m/s.



Figure(I.9) : Carte du Vent Annuel Moyen à 50m .

### I.4.3 Le potentiel d’énergie géothermique

La compilation des données géologiques, géochimiques et géophysique a permis d’identifier plus de deux cent (200) sources chaudes qui ont été inventoriées dans la partie Nord du Pays. Un tiers

environ (33%) d'entre elles ont des températures supérieures à 45°C. Il existe des sources à hautes températures pouvant atteindre 118°C à Biskra.

Des études sur le gradient thermique ont permis d'identifier trois zones dont le gradient dépasse les 5°C/100m :

- Zone de Relizane et Mascara ;
- Zone d'Aïn Boucif et Sidi Aïssa ;
- Zone de Guelma et Djebel El Onk.

#### **I.4.4 Le potentiel hydraulique**

Les quantités totales de pluie tombantes sur le territoire algérien sont importantes et sont estimées à 65 milliards de mètres cubes, mais au final elles profitent peu au pays : faible nombre de jours de pluie, concentration dans des espaces restreints, forte évaporation, et évacuation rapide vers la mer. Les ressources de surface diminuent du nord au sud. Les ressources utiles et renouvelables sont actuellement estimées à environ 25 milliards de mètres cubes, dont environ les 2/3 sont des ressources de surface. Cent trois (103) sites de barrages ont été identifiés. Plus de 50 barrages sont actuellement en exploitation. Cependant, de nombreux barrages sont équipés de centrale hydroélectrique mais ils ne fonctionnent pas en raison de l'approvisionnement en eau pour les besoins d'irrigation agricole.

#### **I. 5 Estimation des besoins journaliers**

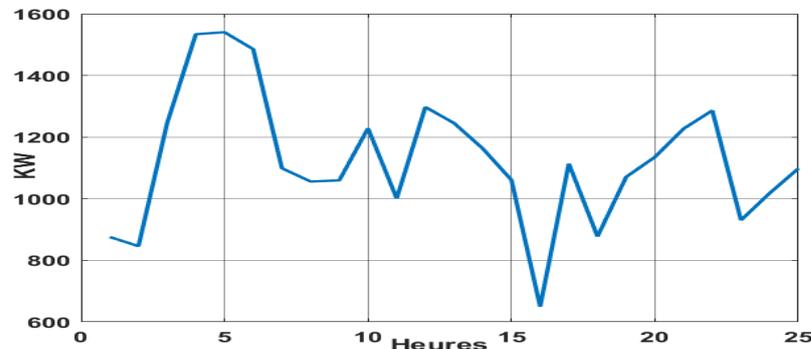
La demande d'énergie du consommateur final est toujours calculée en termes d'énergie (« utile ») plutôt qu'en termes de quantité d'énergie fournie (énergie « finale »). Cette distinction entre la demande d'énergie utile et finale nécessite une bonne étude de la substitution entre les différentes formes d'énergie, et une meilleure évaluation de l'évolution des améliorations technologiques des équipements et dispositifs utilisés par le consommateur final. Le calcul de la demande énergétique dépend du potentiel d'aménagement conçu par l'utilisateur, et il est lié à deux facteurs :

- Le premier socio-économique du pays ;
- Le seconde concerne les facteurs technologiques qui doivent être pris en compte dans le calcul de la demande énergétique ;

Les secteurs économiques sont quatre grands catégories de consommateurs d'énergie, l'industrielle, le transport, les services et les ménages. Pour chaque catégorie d'utilisation finale, la demande d'énergie (utile ou finale) est reliée à un ensemble de facteurs socio-économiques et technologiques déterminants (paramètres macroéconomiques, quantités physiques etc.)

### I.5.1 Le secteur de l'industrie

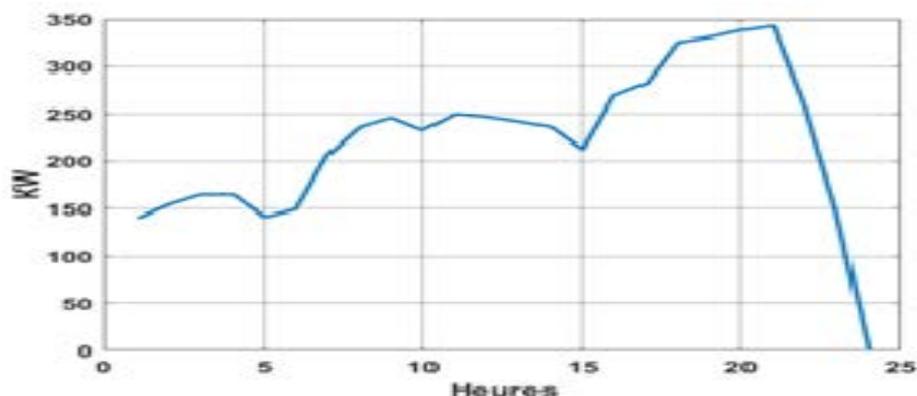
Ce secteur contient les secteurs économiques suivants: Agriculture, Construction, Mines, et industries manufacturières. La demande d'énergie est calculée séparément pour trois catégories d'utilisation finale: l'électricité pour ses usages spécifiques (éclairage, force motrice, électrolyse etc...); Exemple de courbe de besoin journalier d'un secteur industrielle figure (I.10).



Figure(I.10) : Besoin journalier d'un secteur industriel

### I.5.2 Le secteur des services

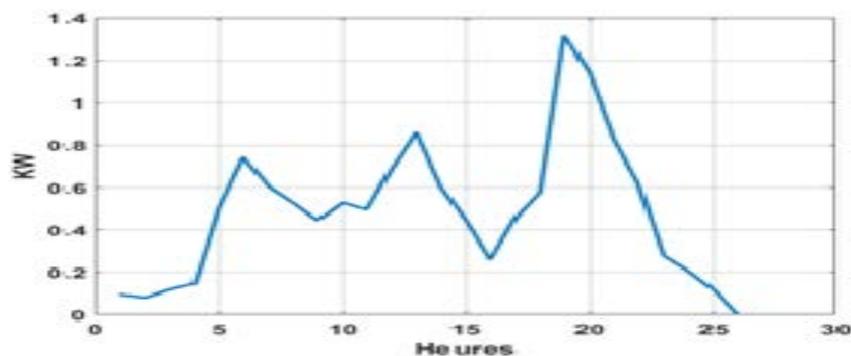
Les paramètres qui caractérisent la consommation d'énergie du secteur sont liés au niveau d'activité économique de ce secteur. Les catégories d'utilisations finales considérées dans le secteur des services sont le chauffage, les autres usages thermiques (essentiellement eau chaude sanitaire et cuisson), la climatisation, les usages spécifiques de l'électricité (force motrice pour petits moteurs, ordinateurs, éclairage etc.) et les carburants. La consommation d'énergie pour le chauffage et la climatisation est calculée à partir des valeurs des consommations spécifiques d'énergie pour chacun de ces usages (kWh/m<sup>2</sup> /an). Un exemple de courbe de besoin journalier d'un secteur services est présenté par figure (I.11).



Figure(I.11) : Besoin journalier d'un secteur Services

### I.5.3 Le secteur ménages

Les besoin d'énergie des secteurs ménages et services sont calculée de façon similaire. Dans le secteur Ménages, les facteurs déterminants sont de nature démographique (population, nombre de ménages etc.), Les catégories d'usages finaux sont le chauffage, l'eau chaude sanitaire, la cuisson, la climatisation et les appareils électroménagers (réfrigérateur, lave-linge, éclairage, téléviseur etc.). La demande d'énergie du secteur ménages est calculée en considérant les conditions de vie de la population, c'est-à-dire le lieu de résidence (calculs séparés pour les régions urbaines et rurales) et le type de logement. Cela permet une meilleure représentation des besoins réels des individus, de leur style de vie, de même qu'une définition plus adéquate des marchés potentiels des différentes formes d'énergie finale envisageables. Quand la demande pour une catégorie donnée d'utilisation finale (chauffage, eau chaude sanitaire, cuisson, climatisation) peut être satisfaite par plusieurs formes d'énergie, elle est d'abord calculée en termes d'énergie utile. Un exemple de courbe de besoin journalier d'un secteur ménages est présenté par figure (I.12).



Figure(I.12) : Besoin journalier d'un Secteur Ménages

### I.6 Calcul des besoins journaliers électriques

La puissance nécessaire pour couvrir le besoin en énergie d'un secteur à tout moment est la puissance fournit par un système de production électrique a énergie renouvelable ou non renouvelable. Pour cela, la consommation journalière  $E$  en (Wh/jour) de chaque appareil est déterminée grâce à leur puissance  $P$  en (W) et leur durée  $t$  d'utilisation en (h/jour) afin d'en déduire l'énergie totale journalière, mensuelle et même annuelle. Ainsi, on a :

$$E(\text{Wh/jour}) = P * t \quad (\text{I.17})$$

$$E_{\text{Totale}} (\text{Wh/jour}) = \sum_i E_i \quad (\text{I.18})$$

Avec

$i$  : le nombre d'appareil à alimenter

### **I.6.1 Exemple d'estimation des besoins journaliers d'une maison**

Pour une maison la demande d'énergie électrique dépend d'un grand nombre de facteurs. L'appel de puissance électrique dépend principalement des utilisateurs et des appareils utilisés aussi elle dépendant du comportement des habitants, il est difficile d'estimer un profil représentatif de consommation type. Cependant, le gestionnaire du réseau de transport fournit des courbes de consommation horaires mesurées et calculer tout au long de l'année. Ces courbes peuvent servir de référence pour estimer un type de profil de consommation. Il est également possible d'utiliser des données de consommation des appareils électroménagers pour calculer un profil spécifique. Pour y parvenir, on doit procéder par une enquête socio-économique détaillée, tenant compte des besoins de quelques ménages existant dans la localité et à estimer les dépenses en énergie qu'ils ont l'habitude de faire par mois en fonction de leurs moyens financiers, pour faire fonctionner leurs équipements et pour s'éclairer. Afin d'établir les données relatives aux besoins en énergie du foyer, en effet, la détermination du nombre d'heures de consommation énergétique est tributaire de l'heure du lever et du coucher du soleil et par heures du lever et du coucher des habitants. Ainsi, nous supposons que le lever et le coucher respectifs des habitants s'effectuent en moyenne à 5 h du matin et à 23 h le soir. Concernant les appareils électroménagers en l'occurrence le réfrigérateur, sa consommation dépend de la température du milieu environnant (coupure périodique du thermostat). Quant au ventilateur, il n'est sollicité que durant la période chaude. La période d'observation considérée est une journée. A un instant  $t$ , la puissance instantanée totale appelée  $s$  s'obtient en faisant la somme des puissances des appareils raccordés simultanément. Sur la figure(I.12), on constate que la puissance maximale appelée  $s$  s'observe entre 19 h et 22 h. C'est à cette période que les besoins d'éclairage se font sentir le plus pour achever les travaux ménagers (surtout les femmes) et pour réviser les leçons (les écoliers par exemple). C'est aussi la période idéale pour accéder aux informations nationales et internationales par l'utilisation des postes radio, des télévisions, etc. La puissance minimale  $s$  s'observe autour de 00 h (pas de charge).

### **I.6.2 Estimation de la consommation en électricité d'une maison**

Soit une maison individuelle de 120 m<sup>2</sup> composée de quatre chambres, et occupée en permanence durant toute l'année. Elle est occupée par six personnes et contient les équipements domestiques fonctionnant sous une tension standard de 220V-50Hz. Les caractéristiques de ces équipements sont indiquées dans le tableau(I.1). Il s'agit d'estimer la consommation d'équipements supposés connus. L'objectif est d'obtenir la consommation totale moyenne par jour. L'énergie totale moyenne nécessaire par jour  $E$  (Wh/j) est la somme des consommations énergétiques des divers équipements constituant le système à étudier, à savoir la télévision, les lampes d'éclairage, les appareils

électroniques, ...etc. Sachant que la consommation de chaque équipement peut être calculée comme suite [5]:

Tableau I.1 : Estimation des besoins énergétique journaliers

Équipements	Nbr	Puissance Unitaire en (W)	Puissance en (W)	Durée d'utilisation quotidienne en été (h)	Énergie en été (Wh)	Durée d'utilisation quotidienne en hiver (h)	Énergie en hiver (Wh)
Lampes	11	11	121	3	363	5	605
Réfrigérateur	1	150	150	24	3600	24	3600
Congélateurs	1	214	214	24	5136	24	5136
Télévision	2	140	280	5	1400	6	1680
Machine à laver	1	2300	2300	1	2300	1	2300
Climatiseur	2	860	1720	6	10320	0	0
Ordinateur bureau	1	1360	1360	2	2720	2	2720
PC mobile	1	68	68	5	340	5	340
Total	20	5103	6213	70	26179	67	16381

$$E_i = P_i \times t_i \quad (I.19)$$

$E_i$  : Énergie journalière consommée de l'équipement (Wh/j)

$P_i$  : Puissance de l'équipement (W)

$t_i$  : Durée d'utilisation (h).

L'énergie totale consommée en été par la maison est égale à :  $E = \sum E_i = 26179$  Wh et l'énergie totale consommée en hiver est égale à :  $E = \sum E_i = 16381$  Wh sont montrés sur le tableau(I.1)

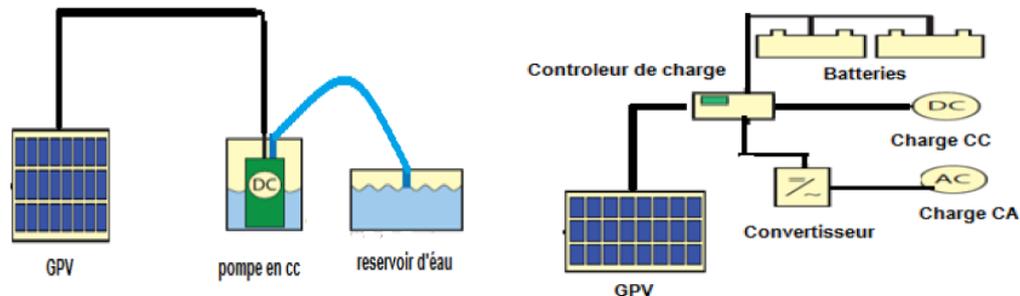
## I.7 Différents types de systèmes photovoltaïques :

Un système PV contient de nombreux composants différents en plus des modules PV. Pour planifier avec succès un système PV, il est essentiel de comprendre la fonction des différents composants et de connaître leurs principales spécifications. De plus, il est important de connaître l'effet de l'emplacement sur la performance (attendue) d'un système PV. Les systèmes PV peuvent être très simples composé uniquement d'un module PV, d'un onduleur et d'une charge comme, c'est le cas pour l'alimentation directe d'un moteur de pompe à eau, qui doit fonctionner que lorsque qu'il y a du soleil. Cependant, lorsque par exemple une maison entière doit être alimentée, le système doit être opérationnel jour et nuit. Il peut également devoir alimenter des charges en courant alternatif et en courant continu, doit aussi disposer d'un stockage d'énergie et même inclure un générateur de secours. En fonction de la configuration du système, on peut distinguer trois grands types de systèmes PV, les systèmes autonomes, les systèmes connectés au réseau et les systèmes hybrides.

### I.7.1 Les systèmes autonomes :

Ces systèmes photovoltaïques sont installés pour assurer un fonctionnement autonome sans recours à d'autres sources d'énergie. Généralement, ces systèmes sont utilisés dans les régions isolées et

éloignées du réseau. Les différents types de systèmes photovoltaïques autonomes sont décrits sur la figure (I.13) qui traduit les différentes possibilités offertes : couplage direct à une charge adaptée ou couplage avec adaptateur d'impédance MPPT (Maximum Power Point Tracking), fonctionnement au fil du soleil ou avec stockage d'énergie électrique [5].



Figure(I.13) : Les différents types de systèmes photovoltaïques autonomes

- **Avantages**

- Conversion directe d'énergie solaire gratuite et inépuisable en électricité,
- Possibilité d'adaptation de la taille de l'installation aux besoins existants, avec possibilité d'extension à la demande, au fur et à mesure que le besoin énergétique augmente,
- Sécurité absolue si l'installation est conforme,
- Le risque de choc électrique est réduit en 12 ou 24 Vcc et le risque d'incendie est moindre qu'avec les groupes électrogènes alimentés au kérosène ou au fuel [11].

- **Inconvénients**

Sa puissance limitée est variable selon la saison (conditions météorologiques), entraînant une diminution de la consommation suite à la baisse de la production, au risque de détruire la batterie par décharge profonde. Lorsque les conditions sont favorables à la production et que toute la capacité de stockage est totalement utilisée, l'arrêt de la production, donc le délestage semble la seule solution. Ces systèmes sont plus coûteux à cause des batteries.

Le coût initial des systèmes PV est élevé, même si la rentabilité à long terme est assurée. De même l'électricité solaire photovoltaïque n'est pas économiquement viable pour les charges thermiques de type cuisson, chauffage, ou repassage [5].

- **Applications**

Conçu généralement pour l'électrification des bâtiments ou d'un autre consommateur isolé, le système autonome peut être utilisé dans les domaines suivants :

- Les communications, par l'alimentation des relais de télécommunication souvent situés dans des zones peu accessibles ou exclues du réseau électrique.
- Le transport, pour l'alimentation des dispositifs de signalisation ou de balisage terrestre, aérien et maritime placés sur des sites isolés.

- Le mobilier urbain principalement pour l'équipement des éléments de voirie comme : les lampadaires, les enseignes publicitaires, les panneaux d'affichage, etc.
- Le système photovoltaïque permet l'électrification des habitations rurales, des centres de santé, pompage solaire au fil de l'eau.
- L'électronique qui s'applique aux petits appareils électroniques de très faible consommation, comme les téléphones mobiles, les applications nautiques les calculatrices, les étiquettes électroniques.

### I.7.2 Système photovoltaïque hybride autonome

Systèmes hybrides indépendants des réseaux de distribution d'électricité, sont composés d'un générateur photovoltaïque combiné à une éolienne ou à un groupe électrogène, ou aux deux à la fois. Ces systèmes peuvent posséder des batteries qui peuvent aussi être rechargées par l'autre source en cas de décharge. La figure(I.14) présente un exemple d'un système hybride.

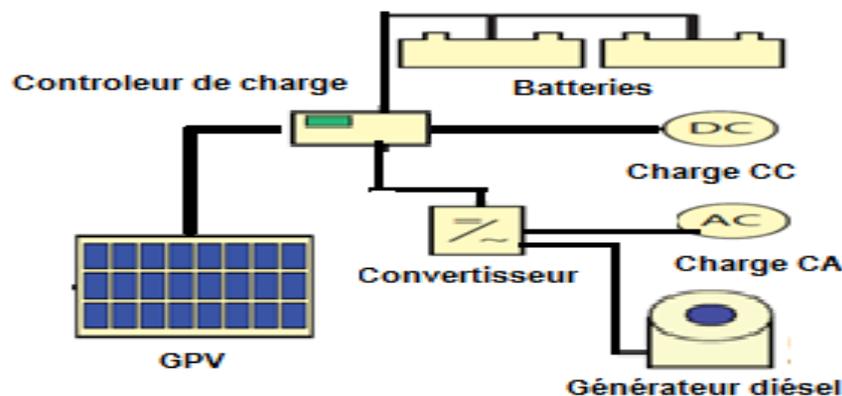


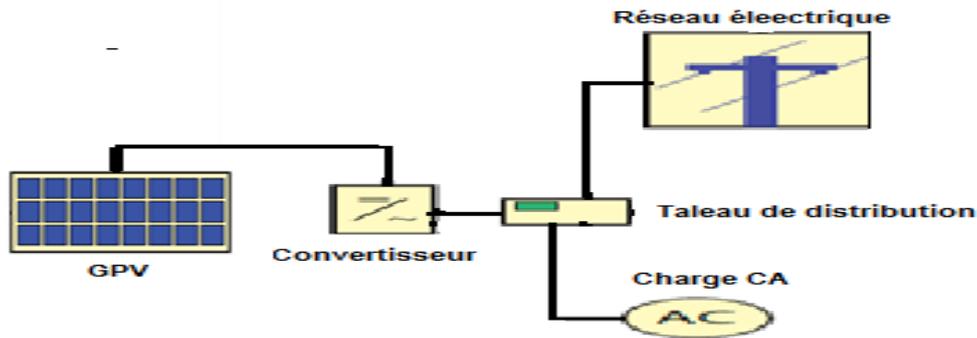
Figure (1. 14) : Schéma d'un système hybride PV-diesel

Ces types d'installation concernent des applications comme des centres de santé, écoles et ensembles résidentiels [5], les îles.

### I.7.3 Système photovoltaïque raccordé au réseau

Dans ce système l'ensemble des panneaux solaires sont relié au réseau de distribution par un onduleur spécifique adapté aux caractéristiques du réseau. Lorsque la production photovoltaïque n'arrive pas à satisfaire la demande, l'appoint est fourni par le réseau. Dans le cas contraire, l'énergie est fournie au réseau public pour l'alimentation des consommateurs.

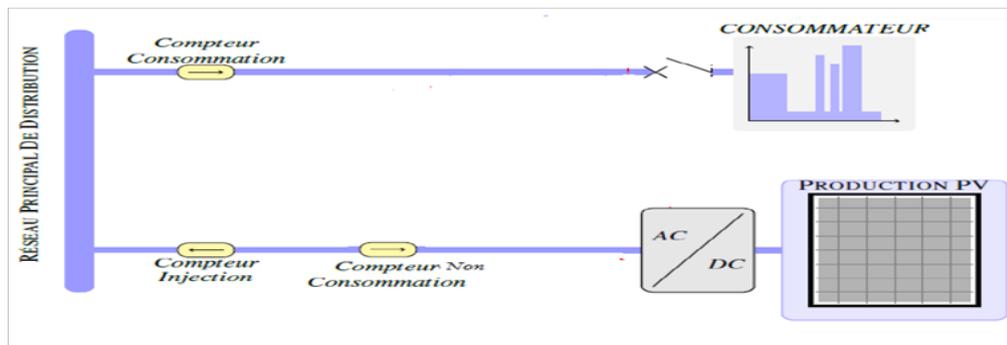
L'énergie produite est soit consommée sur place par l'utilisateur et le surplus est rejeté sur le réseau, soit injectée en totalité dans le réseau électrique sans limite quantitative pour améliorer la qualité du service de réseau. Ces systèmes peuvent être connectés avec ou sans batterie comme est montré sur la figure(I.15).



Figure(I.15) : Installation photovoltaïque relié au réseau

**I.7.3.1** L'injection de la totalité de la production sur le **réseau**

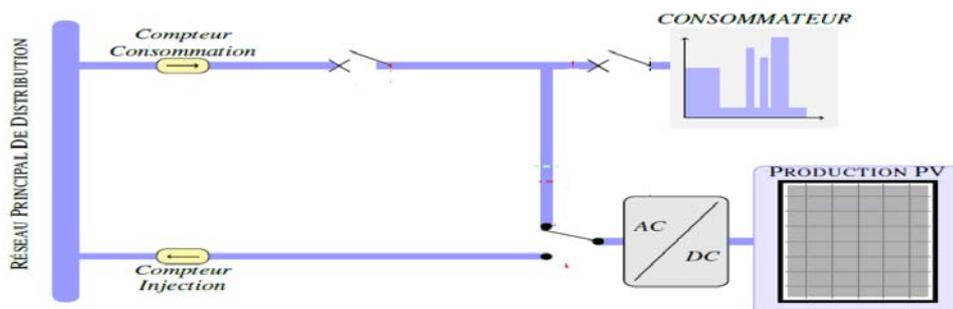
L'intégralité de la production est comptabilisée par un compteur d'injection sur le réseau. Toute la consommation est par ailleurs comptabilisée par le compteur de consommation existant à l'entrée du consommateur, comme la montre la figure(I.16) [6].



Figure(I.16) : Schéma d'un système avec injection de la totalité sur le réseau

**I.7.3.2** L'injection des excédents (ou surplus) de la production sur le réseau

La production électrique consommée sur place par les appareils en cours de fonctionnement (appelée autoconsommation) n'est pas comptabilisée par le compteur de production, mais vient réduire le décompte de la consommation. Seul le surplus de la production par rapport aux consommations instantanées est comptabilisé, la figure(I.17) présente une configuration type.



Figure(I.17) : Schéma d'un système avec injection des excédents de la production sur le réseau

## I.8 Structure du système relié au réseau

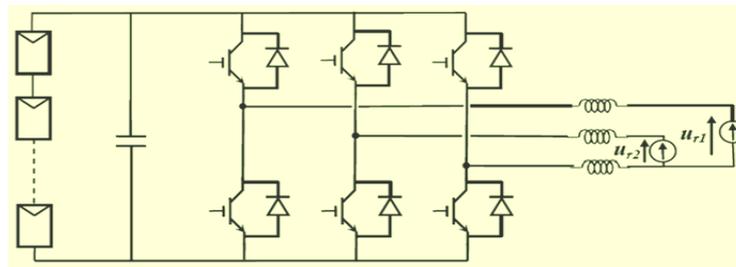
Actuellement on distingue deux types de liaison du système photovoltaïque relié au réseau :

### I.8.1 Les systèmes à connexion directe au réseau

Constitués d'un générateur photovoltaïque qui est relié au réseau grâce à un onduleur [7]. Leurs structures peuvent être :

#### I.8.1.1 Structure à convertisseur unique

Avec cette structure, les modules en série permettent d'obtenir la tension continue désirée, alimentant l'onduleur qui fournit à son tour la tension sinusoïdale. L'isolation galvanique entre le système photovoltaïque et le réseau peut être assurée par l'insertion d'un transformateur. En plus elle comporte le moins de composants possibles. La figure (I.18) illustre un schéma synoptique de cette structure [6].



Figure(I.18) : Schéma synoptique de la structure à convertisseur unique

#### I.8.1.2 Structure avec bus à basse tension alternative

De l'association du groupe photovoltaïque et l'onduleur, cette structure permet la conversion de la tension continue en une tension alternative de faible amplitude. Un transformateur est ensuite utilisé pour élever cette tension alternative au niveau désiré. La figure (I. 19) illustre un schéma synoptique de cette structure.

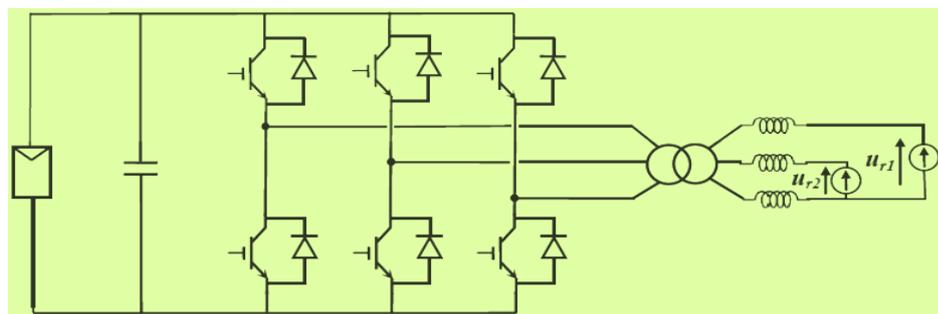


Figure (I. 19) : Schéma de la structure avec bus à basse tension alternative

## I.8.2 Les systèmes connectés au réseau par intermédiaire de deux convertisseurs

### I.8.2.1 Les systèmes à bus continu intermédiaire

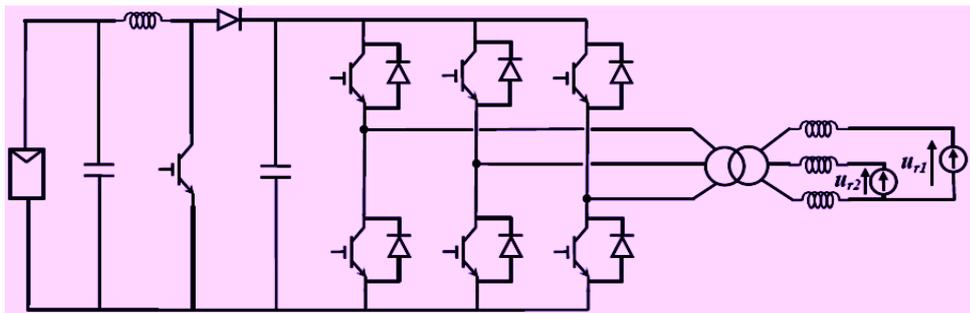
Ces systèmes regroupent le générateur photovoltaïque connecté à un bus continu par l'intermédiaire d'un convertisseur continu – continu (DC/DC). Un onduleur délivre alors une tension modulée.

Celle-ci est filtrée pour réduire le taux de distorsion d'harmonique (THD). On obtient alors en sortie de ce dispositif une tension utilisable pouvant être injectée dans le réseau. Il existe plusieurs architectures pour les dispositifs permettant de convertir la tension continue issue du générateur photovoltaïque en une tension sinusoïdale utilisable [7].

- Le bus continu supportera un signal en créneaux qui induira une grande émission d'ondes électromagnétiques et éventuellement des pertes de fuite ; l'induction du transformateur compris dans le convertisseur générera des pertes de fuite,
- La tension élevée qui traverse le bus continu réduit la sécurité du personnel d'entretien.

### I.8.2.2 Structure avec hacheur et onduleur

Cette structure utilise un hacheur survolteur pour augmenter la tension du groupe photovoltaïque qui est ensuite convertie par un onduleur. Celle-ci n'étant pas suffisamment élevée car le hacheur survolteur ne peut pas élever la tension continue plus de cinq ou six fois, un transformateur est utilisé pour augmenter la tension alternative au niveau désiré selon le réseau.



Figure(I.20) : Schéma de la structure avec hacheur et onduleur

## I.9 Les différents types des onduleurs couplés au réseau

L'onduleur couplé au réseau est utilisé pour les installations photovoltaïques. Il adapte le courant produit à la fréquence et à la tension du réseau. L'installation d'un onduleur couplé au réseau électrique se fait avec l'accord de l'organisme de distributeur de d'énergie électrique (Sonelgaz).

Pour des raisons de sécurité, un onduleur couplé au réseau doit être constamment surveillé à cause de ces perturbations et il faut interrompre immédiatement l'injection en cas de défaillance ou de coupure. Ceci est absolument nécessaire pour permettre une intervention sans danger sur le réseau.

Il existe différents types d'onduleurs selon la conception du système photovoltaïque désiré.

### I.9.1 Onduleur modulaire (modul inverter)

Sa puissance nominale varie de 0.1 à 0.7 KW. Il est fixé derrière le module pour des installations de petite puissance. Il présente comme avantages : l'absence de câblage du courant continu ; une faible sensibilisation à l'ombrage et une bonne adaptation aux modules ayant des tolérances de puissances élevées, voir la figure (I.22 a, d).

### I.9.2 Onduleurs "String" ou "de Rangée"

L'onduleur String de puissance nominale varie de 0.7 à 5 KW, est le plus utilisé, car un seul onduleur dépend plusieurs modules montés en série dans un string, à raison d'un onduleur par string. Les onduleurs de rangée sont retenus pour des installations de grande puissance qui nécessitent plusieurs onduleurs, leur nombre dépend de la puissance du système photovoltaïque voir la figure (I.21 b, e).

### I.9.3 Onduleur central (central inverter)

Ce type d'onduleur dont la puissance varie de 1KW à 1MW, est destiné à la petite et moyenne installation pour maison. Son concept est la connexion de la totalité du générateur photovoltaïque soit en série ou en parallèle à lui seul. Il présente un bon rendement et une maintenance simplifiée puisque l'installation comporte un seul onduleur voir la figure (I. 21 c, f).

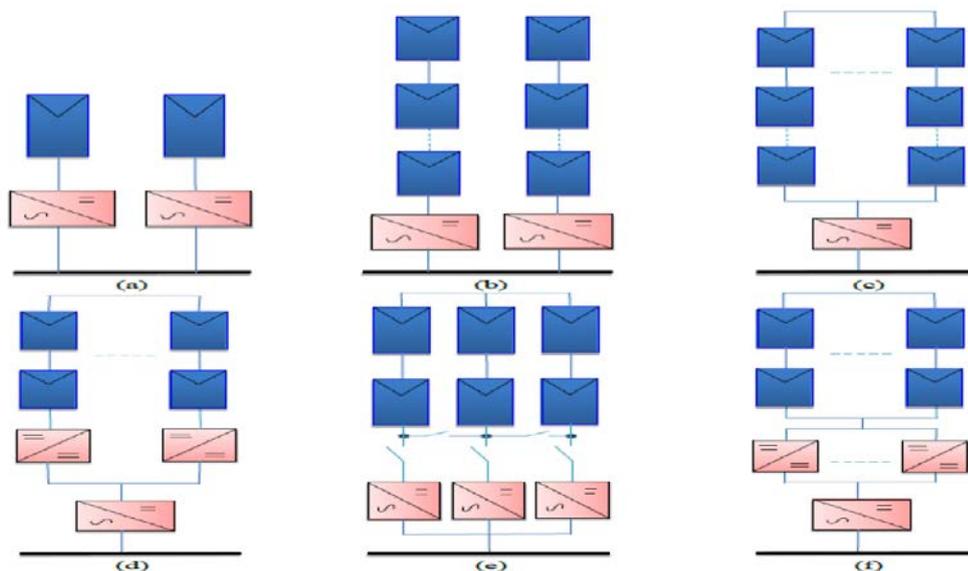


Figure (I. 21) : Classification des onduleurs PV connectés au réseau.

### I.10 Les convertisseurs DC/DC

Pour la conversion de puissance, il est nécessaire de maintenir le rendement élevé pour éviter la dissipation de puissance et pour éviter un échauffement excessif des composants électroniques. Pour cette raison, toute conversion d'énergie mutuelle doit être effectuée autour des composants de stockage d'énergie (inductance et condensateurs) et des commutateurs. Les interrupteurs de puissance utilisés dépendent du niveau de puissance à commuter ou à contrôler. Les transistors à effet de champ à oxyde métallique (MOSFETS) sont généralement utilisés à des puissances relativement faibles (quelques kilowatts) et les IGBTs (transistors bipolaires à grille isolée) à des puissances plus élevées. Les thyristors ont été utilisés et généralement acceptés aux niveaux de puissance les plus élevés [8]. Trois topologies de base de circuit de conversion (DC-DC) seront décrites dans les paragraphes suivants :

### I.10.1 Le hacheur dévolteur (Buck)

La figure (I. 22) présente la forme de base de l'hacheur dévolteur, les composantes clés sont l'inductance (L), le commutateur {Transistor) (S), la diode (D), et le condensateur (C). Celui-ci est chargé par l'interrupteur qui maintient la tension à ces bornes jusqu'à l'ouverture (S) qui décharge son énergie à travers la diode sur la charge (R) pendant une période de cycle de service [8],

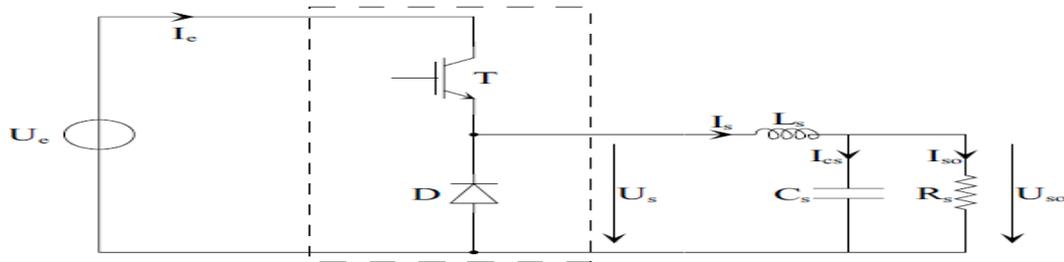


Figure (I. 22) : Circuit électrique de base du hacheur dévolteur.

Le commutateur peut être un transistor MOSFET ou un IGBT qui peut se commuter sur deux positions, marche ou arrêt rapidement. La tension de la source ( $U_e$ ) doit être plus grande que la tension ( $U_{so}$ ) aux bornes de la charge. L'équation mathématique caractérisant le courant de l'inductance est donnée par :

$$\frac{dI_s}{dt} = \frac{U_e - U_{so}}{L_s} \quad (I.20)$$

$I_s$  : Le courant de l'inductance

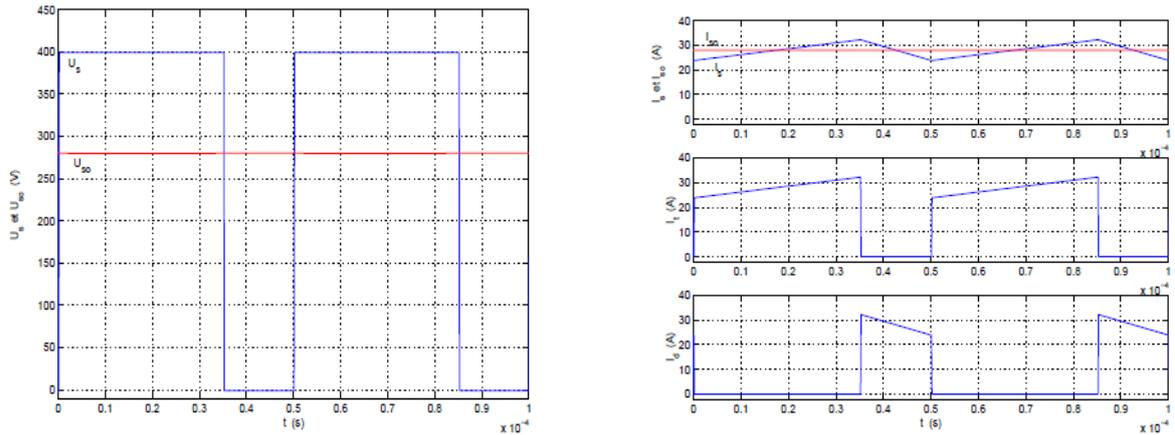
Le processus de commutation est décrit par la position de l'interrupteur (T). Dans le premier laps de temps ( $\alpha.T$ ) le transistor est dans un état de saturation, alors l'inductance (L) se charge d'énergie avec augmentation du courant. Dans le deuxième laps de temps  $(1-\alpha)T$ , l'inductance (L) libère cette énergie à la charge avec une diminution de courant  $I_L$ . En négligeant la chute de tension à travers la diode, le taux de changement du courant est donné par [8] : Lorsque le courant de l'inductance ne décroît pas à zéro avant la commutation du transistor (T), le convertisseur fonctionne dans le mode de conduction continu, comme illustré sur la figure (I. 22), et dans ce cas, si la tension de charge dépend seulement la tension de source et du rapport cyclique.

$$\alpha = \frac{T_{on}}{T} \quad (I.21)$$

La tension aux bornes de la charge :

$$U_{so} = \alpha U_e \quad (I.22)$$

Dans le mode de conduction discontinu le courant de l'inductance s'annule dans un cycle de commutation entre le transistor (T) et la diode. Dans ce cas, la tension de charge dépend d'une manière plus complexe du rapport cyclique et le courant de la charge. Les caractéristiques des courants et la tension représentant le fonctionnement du hacheur dévolteur sont données par la figure (I.23).



Figure(I.23) : Caractéristique de tension et des courants dans le transistor et L'inductance d'un convertisseur Buk

### I.10.2 Le hacheur survolteur (Boost)

Le convertisseur Boost est connu par le nom d'élevateur de tension. Le schéma de la figure (I. 24), représente le circuit électrique du Boost. Au premier temps ( $\alpha T$ ), le transistor (S) est fermé, le courant dans l'inductance croit progressivement, et au fur et à mesure, elle emmagasine de l'énergie, jusqu'à la fin de la première période. Ensuite, le transistor (S) s'ouvre et l'inductance (L) s'opposant à la diminution de courant  $\{I_L\}$ , génère une tension qui s'ajoute à la tension de source, qui s'applique sur la charge (R) à travers la diode (D) [9]:

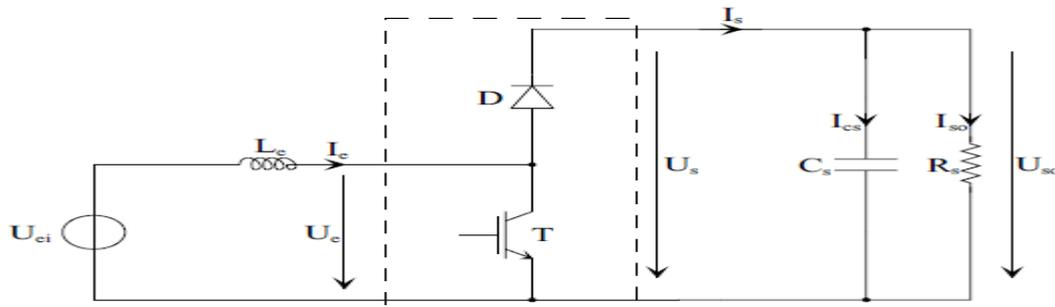


Figure (I.24) : Circuit électrique de base du hacheur survolteur

La tension et le courant de la charge du convertisseur Boost dans le cas de la conduction continue sont donnés par :

$$\begin{cases} U_{so} = \frac{1}{1-\alpha} * U_{ei} \\ I_s = (1 - \alpha) * I_e \end{cases} \quad (I.23)$$

Comme le présente la figure (I. 24), lorsque l'interrupteur du transistor (T) est sur la position (on), le courant de l'inductance du hacheur augmente linéairement et à cet instant la diode (D) est bloquée (off). Et lorsque (T) tourne sur la position {off}, l'énergie emmagasinée par l'inductance est dissipée dans le circuit (RC) bien que la diode (D) est passante. Les caractéristiques de tension et du courant sont illustrés sur la figure(I.25).

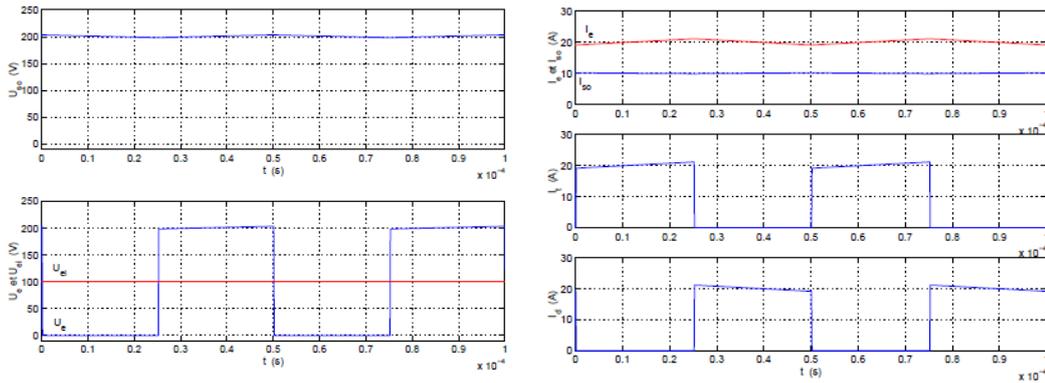


Figure (I.25) : Caractéristique de la tension et du courant du hacheur survolteur

### I.10.3 Le convertisseur Buck-Boost

La troisième topologie de base de ce convertisseur est donnée par la figure (I.26). Dans ce dispositif, la tension peut être augmentée ou diminuée selon le mode de commutation. Cependant, La tension de sortie est de signe opposé à la tension d'entrée.

Tandis que, lorsque le transistor est sur la position (on) le courant dans l'inductance augmente, l'énergie est stockée ; et quand le commutateur tourne sur la position (off),

La tension à travers l'inductance est renversée et l'énergie stockée se transfère vers la charge via la diode. Dans ce cas, l'équation de la tension aux bornes de la charge décrivant le fonctionnement en conduction continue est donné comme suit [9]:

$$U_s = \frac{\alpha}{1-\alpha} * U_e \tag{I.24}$$

Les caractéristiques du courant et de la tension de charge sont données par la figure (I.27).

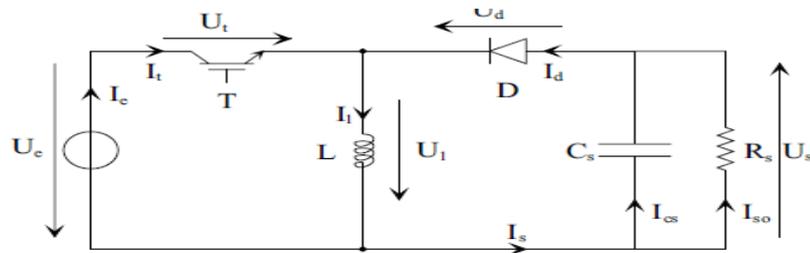
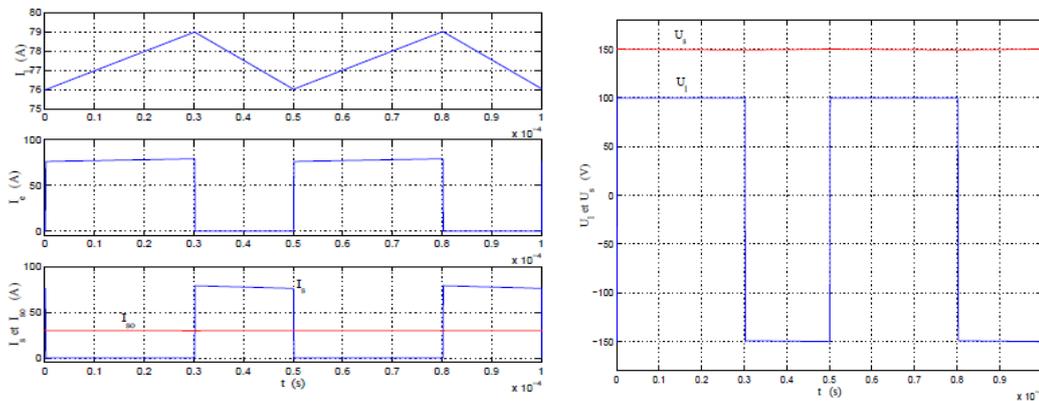


Figure (I.26) : Circuit électrique de base du hacheur dévolteur-survolteur.



Figure(I.27) : Caractéristiques de la tension et des courants de la charge

## **I.11. Conclusion**

A l'issue de ce chapitre, l'étudiant devra être capable de faire une estimation des besoins d'une installation d'énergie photovoltaïque et maîtriser les coordonnées solaires ainsi que les paramètres climatiques. Ce chapitre, a présenté un petit passage sur l'ensemble des compétences et des connaissances que tout spécialiste du domaine des énergies renouvelables devrait connaître. Par exemple les principaux paramètres du gisement de l'énergie solaire, les coordonnées solaire, le calcul du rayonnement solaire et sa répartition ont été détaillés. Des exemples d'estimation des besoins journaliers d'une structure et différents types de systèmes photovoltaïques ont été donnés. Ce chapitre détaille également les différentes composantes d'une installation photovoltaïque, ainsi que leur principe de fonctionnement et leurs caractéristiques techniques.

# **Chapitre II Méthodes de dimensionnement Et Méthodologie à suivre**

## **II.1. Introduction**

Les ressources des énergies renouvelables ont un énorme potentiel et peuvent répondre à la demande actuelle d'énergie du monde. Ils peuvent, assurer l'approvisionnement en énergie durable à long terme, et réduire les émissions des gaz polluants de l'environnement. C'est pourquoi une réapparition mondiale remarquable des applications des énergies renouvelables a été réalisée au cours des dernières décennies, tandis que le coût des énergies renouvelables a continué de baisser. Mais l'un des inconvénients de l'utilisation des énergies renouvelables est leurs fluctuations de la production, qui dépendent directement des conditions climatiques. La gestion des flux d'énergie peut aider, mais elle n'est pas tout à fait suffisante pour maintenir un équilibre entre la production et la demande d'électricité. À cet égard, la technologie de stockage d'énergie pourrait être une solution efficace pour surmonter le problème d'intermittence de la production d'énergie renouvelable. L'énergie produite est stockée lorsque la production dépasse la demande et l'énergie stockée peut être déchargée lorsque la production est inférieure à la demande. Ainsi, le coût d'investissement du système PV devient élevé par rapport aux sources d'énergie traditionnelles. C'est notamment pour cette raison, le dimensionnement optimal de ces systèmes est indispensable afin répondre à la demande de charge dans le temps requis et améliorer la qualité de l'énergie consommée. L'objectif dans ce chapitre est d'étudier les différentes méthodes de dimensionnement utilisées, en tenant compte des particularités de chaque méthode et son champ d'application.

## **II.2. Le dimensionnement**

### **II.2.1.Objectifs de dimensionnement.**

Pour le dimensionnement d'un système photovoltaïque, le concepteur du système doit associer les sources d'énergie et les moyens de stockage de manière à satisfaire deux objectifs :

- Assurer une production sans interruption pour couvrir l'ensemble des consommateurs avec une bonne qualité énergie électrique;
- Garantir le coût minimum de l'énergie consommée ainsi que le coût total de réalisation.

### **II.2.2 Définition du dimensionnement.**

Le dimensionnement d'un système est la détermination de la fonction de sortie qui représente dans le cas des systèmes de production l'énergie produite (les besoins de la charge) en utilisant les modèles mathématiques pour déterminer les dimensions nécessaires pour obtenir la fonction d'entrée du système. Il commence notamment par la constatation des caractéristiques météorologiques du lieu où le système sera installé, suivre le comportement de la consommation de la charge pendant une période donnée et représenter graphiquement son évolution dans le temps et la détermination des dimensions des différents composants de la chaîne qui peuvent produire et régulé cette puissance[10].

Par exemple, en fonction des données de charge, la puissance à produire sera calculée, puis tenant compte de la connaissance des données météorologiques, les dimensions du système PV autonome seront calculées, telles que le nombre de modules PV, la capacité des batteries, la taille de l'onduleur, etc. Lorsque les systèmes sont surdimensionnés, leur production est beaucoup plus élevée que la consommation et contrairement à d'autres types sous dimensionnés, leur production est insuffisante. Ensuite, entre ces deux cas, il y a le dimensionnement optimal pour éviter la pénurie et le gaspillage de production et pour minimiser le coût. Cela nécessite l'application de méthodes d'optimisation mathématique pour ajuster l'efficacité de l'installation. La figure(II.1) présente un organigramme simple de dimensionnement d'un système photovoltaïque.

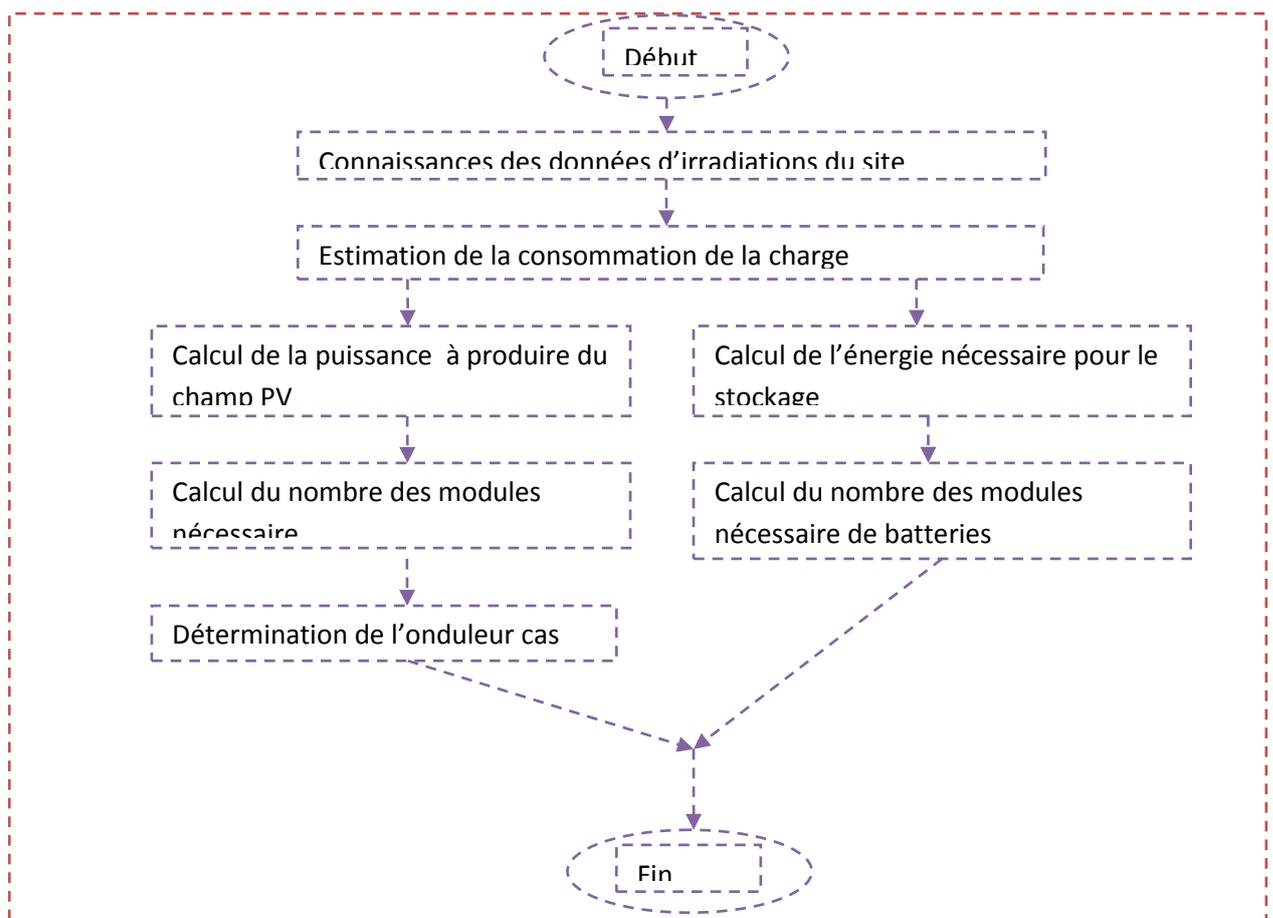


Figure (II.1) : Organigramme simple de dimensionnement du système PV

### II.3 Les différentes méthodes de dimensionnement

On rencontre dans la littérature, deux catégories des méthodes de dimensionnement des systèmes photovoltaïques [11] :

- La méthode quasi-statique qualifiée de méthode empirique ;
- Les méthodes dynamiques pour le dimensionnement optimal des systèmes photovoltaïques qui sont classées en plusieurs groupes comme est montré sur la figure(II.2) ;

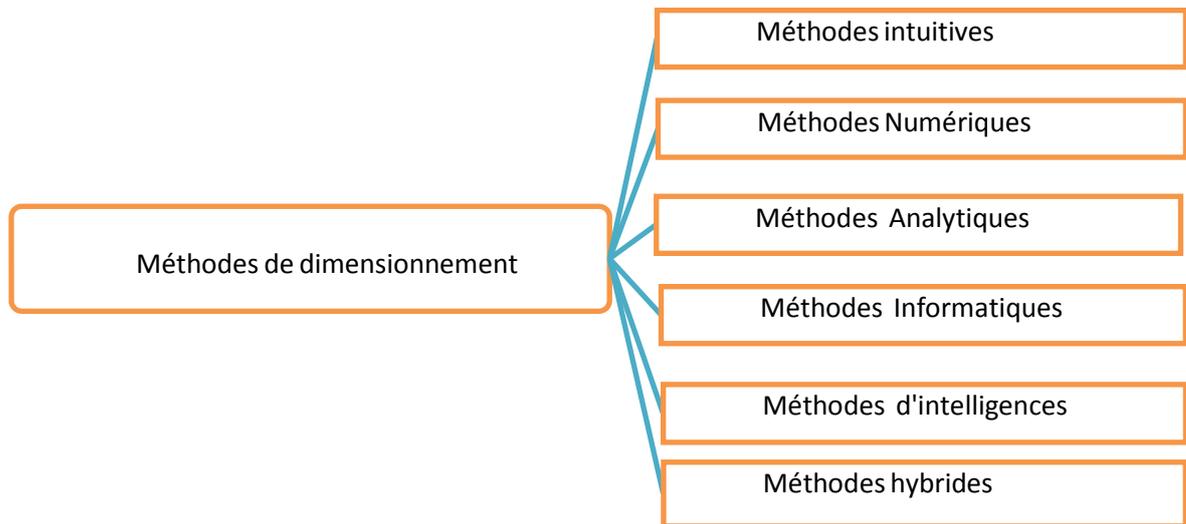


Figure (II.2): Méthodes de dimensionnement unitaire et global d'un système photovoltaïque

## II.4. Méthodes quasi-statiques

Le dimensionnement d'un champ photovoltaïque est un art difficile dans la mesure où il nécessite des compétences dans plusieurs disciplines. Le concepteur doit préparer un algorithme spécifique pour son processus et il doit avoir beaucoup de connaissance sur les normes qui réglementent la conception de ces installations.

### II.4.1. Norme et conception

Un système photovoltaïque doit être conçu pour permettre une installation dans des conditions de sécurité rigoureuses. Ainsi, lors de la conception et de l'installation, tous les dangers potentiels pendant et après la phase d'installation doivent être pris en considération. La conception d'un chantier PV est dictée par le guide UTE C15-712 « Installations Photovoltaïques ». Ce document donne aussi les règles imposées pour le dimensionnement des câbles ainsi que le choix des organes de protection [12].

### II.4.2. Exemple d'un algorithme de conception

Cet algorithme illustre les étapes standards de dimensionnement d'un système photovoltaïque

#### *Étape 1 : Présentation du site et évaluation de la ressource solaire*

Cette phase initiale est consacrée à la présentation et détermination des coordonnées géographiques, astronomique et météo-logiques du site.

#### *Étape 2 : Déterminer la consommation électrique totale*

C'est une phase consacrée à la détermination des besoins de l'utilisateur en énergie électrique quelques soient les conditions. Elle peut s'exprimer en Wattheures (Wh/j) ou en Ampère-heure par jour (Ah/j) et elle peut être limitée suivant la consommation du client ou bien calculée pour avoir un surplus pour l'injecté dans le réseau.

#### *Étape 3 : Définir le type de système à installer*

Le concepteur doit savoir le type du système à dimensionner (système raccordé au réseau, système autonome ou système hybride).

***Étape 4 : Déterminer la puissance photovoltaïque requise pour l'installation.***

Cette phase exige la détermination de la technologie, tension, courant et puissance du panneau a utilisé. Le calcul de la puissance photovoltaïque requise est la puissance que doit fournir l'ensemble des modules photovoltaïques pour couvrir le besoin en énergie électrique appelée la puissance crête du champ photovoltaïque, elle se calcul par rapport à la consommation électrique totale du client y compris le taux du surplus. Elle détermine le nombre de panneau nécessaire pour produire la puissance crête totale suffisante pour alimenter l'utilisateur.

***Étape 5 : Dimensionnement du stockage***

La batterie occupe une place énormément importante dans un système photovoltaïque car elle stocke l'énergie et la restitue lorsque l'application le nécessite. Il est donc important de bien déterminer sa taille et sa capacité à partir des paramètres de l'installation et de la technologie de la batterie.

***Étape 6 : Dimensionnement du régulateur de batterie***

Le régulateur protège la batterie contre la surcharge de courant provenant du module PV et la décharge profonde engendrée par le consommateur. Le concepteur doit connaître les paramètres essentiels tel-que la tension nominale du régulateur, son courant d'entrée si type série, sa tension d'entrée si type shunt, son courant de sortie et le courant maximal.

***Étape 7 : Dimensionnement des convertisseurs***

L'onduleur présente un grand intérêt pour les installations photovoltaïques. Le choix de l'onduleur est fonction des paramètres de sa puissance nominale, sa puissance de pointe ou maximale, son rendement, le courant et la tension maximale.

***Étape 8 : Le choix des câbles et les protections***

Le choix des types de câbles électriques nécessaires à l'interconnexion des composants doit être entrepris de façon efficace pour maintenir la fiabilité et le bon rendement du système. Le calcul des courants d'emplois et les courants admissibles en tenant compte des facteurs influant sur la pose des câbles et l'utilisation des fiches techniques normalisés sont proposés pour déterminer la bonne section de câble.

En général, les fils conducteurs de ces systèmes sont en cuivre et dimensionnés pour produire au maximum 3% de perte en tension dans le câblage.

En ce qui concerne les protections électriques, la mise à la terre, les parafoudres, les disjoncteurs et fusibles sont nécessaires pour isoler et protéger le circuit électrique contre tous les défauts électriques (Surtension, surcharge, fuite de courant, absence momentanée de tension, court-circuit).

## II.5. Méthodes dynamiques

Ces méthodes sont basées sur des équations mathématiques comportons plusieurs paramètres a interaction interne entre eux et externe avec les paramètres des autres équations. Cependant leurs résolutions demandent toujours des approches de corrélation et de convergence [13].

### II.5.1. Méthodes intuitives pour un dimensionnement optimal d'un système PV

La méthode intuitive utilise un calcul simplifié sans établir de relation quantitative entre les sous-systèmes d'un système PV autonome ou en tenant compte de la fluctuation du rayonnement solaire. Des équations mathématiques simples sont utilisées pour calculer la taille optimale du générateur photovoltaïque  $P_A$  et des batteries de stockage sont données comme suit:

$$P_a = \frac{E_D}{G_{B(moy)} * \eta_{pv} * A_{cf} * \eta_{Batt} * \eta_{inv}} \quad (II.1)$$

Où

$E_D$  : La demande énergétique journalière

$\eta_{pv}$  : L'efficacité du générateur photovoltaïque

$\eta_{Batt}$  : L'efficacité de la batterie

$\eta_{inv}$  : L'efficacité de l'onduleur

$A_{Tcf}$  : Le facteur de correction de la température

$G_{B(moy)}$  :représente l'irradiation solaire globale moyenne du site sur une surface optimale inclinée donné par l'équation (II.2).

$$G_{B(moy)} = \frac{G_H}{1 - 4.46 * 10^{-4} * \alpha_{opt} - 1.19 * 10^{-4} * \alpha_{opt}^2} \quad (II.2)$$

Où

$\alpha_{opt}$  : L'angle d'inclinaison optimal

$G_H$  : Le rayonnement solaire global mesuré sur une surface horizontale ( $Wh/m^2$ )

La puissance  $P_V$  maximale ( $P_{p(pv)}$ ) peut être calculée en utilisant l'équation (II-3).

$$P_{p(pv)} = P_A * G_{STC} * \eta_{pv} \quad (II.3)$$

Où,

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

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

L'énergie produite par les cellules photovoltaïques est accumuler et stockée dans des batteries à utiliser selon les besoins. Dans les applications renouvelables, la capacité de la batterie et la durée de vie sont importants; ainsi, le dimensionnement exact de la batterie est nécessaire pour l'optimisation précise du système.

La capacité de stockage du système de batterie en ampères-heures (**Ah**) peut être déterminée en utilisant :

$$C_{batt} = \frac{j_a * E_D}{V_{sys} * DoD * \eta_{Batt} * \eta_{inv}} \quad (II.4)$$

Où,

$J_a$  : Le Nombre de jours d'autonomie.

$DoD$  : Le coefficient de décharge profonde des accumulateurs

$V_{sys}$  : La tension du système (généralement 12V, 24V, 48V, 110V).

Le nombre de batteries nécessaires pour que le système peut être déterminée en utilisant l'équation (II.5):

$$N_{batt} = \frac{C_{batt}}{C_0} \quad (II.5)$$

Où

$C_0$  : La capacité de stockage d'une seule batterie (**Ah**).

Le nombre de la batterie dans la chaîne peut être déterminé comme :

$$N_{branche} = \frac{C_0}{\frac{V_{sys}}{V_{batt}}} \quad (II.6)$$

Où

$V_{batt}$  : La tension nominale de la batterie.

Cette méthode utilise les corrélations pour l'estimation du rendement d'un champ photovoltaïque solaire. Cependant, diverses méthodes intuitives ont été développées pour le dimensionnement optimal des systèmes photovoltaïques autonomes sur la base des compétences et des expériences de l'ingénieur. Donc, Il y a ceux qui commencent leur conception en calculant la demande de charge quotidienne moyenne et en obtenant le rayonnement solaire quotidien moyen. En utilisant les équations mathématiques simples, la taille du générateur photovoltaïque et la capacité de stockage de la batterie seront calculées. Le régulateur de charge de la batterie et l'onduleur sont choisis en fonction d'une durée de vie plus longue et en tenant compte de la puissance maximale attendue. Cependant, le niveau de fiabilité qui peut conduire à une conception de sur/sous dimensionnement n'a pas été pris en compte dans le dimensionnement du système photovoltaïque autonome. D'autres estiment la demande de charge journalière, optimisent l'angle d'inclinaison et calculent la taille du réseau photovoltaïque et la capacité de la batterie sur la base des moyennes mensuelles des données d'énergie solaire. Mais, les aspects techniques et économiques ne sont pas pris en compte dans cette démarche. Une troisième catégorie des concepteurs utilisent une méthode de dimensionnement optimal du système photovoltaïque basée sur des calculs simples utilisant la demande de charge journalière et les heures de pointe de soleil. La combinaison de dimensionnement GPV / batterie optimale sera obtenue sur la base de la valeur minimale du coût de l'unité d'énergie générée, du cycle de vie du système et des coûts d'investissement.

### **II.5.2. Méthodes numériques pour le dimensionnement optimal d'un système PV**

Dans les méthodes numériques, des simulations sont effectuées à chaque intervalle de temps, habituellement une heure ou une période de temps quotidienne. Dans cette méthode, le bilan énergétique du système sera calculé et classé comme approches déterministes où stochastiques. Dans l'approche déterministe, l'incertitude associée au rayonnement solaire n'est pas prise en compte en raison des difficultés à trouver des données pour un système spécifique. D'autre part, l'approche probabiliste pour dimensionner un système PV autonome considère l'effet de la variabilité du rayonnement solaire dans la conception du système. Ainsi, l'approche probabiliste est considérée comme plus précise que l'approche déterministe et la fiabilité énergétique du système peut être conduite de manière quantitative. L'organigramme représenté sur la figure (II-3) illustre les procédures de la méthode numérique. Cependant, différentes méthodes numériques ont été développées pour le dimensionnement optimal des systèmes photovoltaïques autonomes sur la base des compétences et des expériences des concepteurs. Ils y a ceux qui appliquent l'analyse stochastique qui inclut la chaîne de Markov et la fonction de densité de probabilité bêta. La méthode modélise le rayonnement solaire sur une surface inclinée, obtient la puissance PV moyenne générée et calcule l'état de la batterie. La fiabilité du système est déterminée par la probabilité de perte l'énergie d'alimentation (LPSP) et la probabilité de perte de charge (LLP), qui se calcule pour chaque configuration et la configuration optimale est choisie sur la base du coût minimum du cycle de vie (LCC).

D'autres utilisent le rayonnement solaire journalier et la température ambiante pour calculer la puissance nominale GPV et la capacité de la batterie de stockage en fonction du bilan énergétique entre la puissance GPV produite et la consommation de puissance de la charge. La configuration optimale basée sur la demande locale sera estimée et puis le coût de l'unité d'énergie générée par le système photovoltaïque sera calculé. Ce travail présente certaines limites dans lesquelles l'utilisation de variables météorologiques moyennes quotidiennes peut affecter la précision des résultats et la fiabilité du système.

Des concepteurs théoriciens ont présentés dans le cadre des méthodes numériques une simulation et une modélisation dynamiques d'un système PV autonome utilisant le modèle d'équation d'état et les méthodes d'intégration numérique. L'état initial du système et l'évaluation du temps des entrées ont été déterminés, puis une méthode numérique intégrée a été mise en œuvre pour modéliser le système proposé [13].

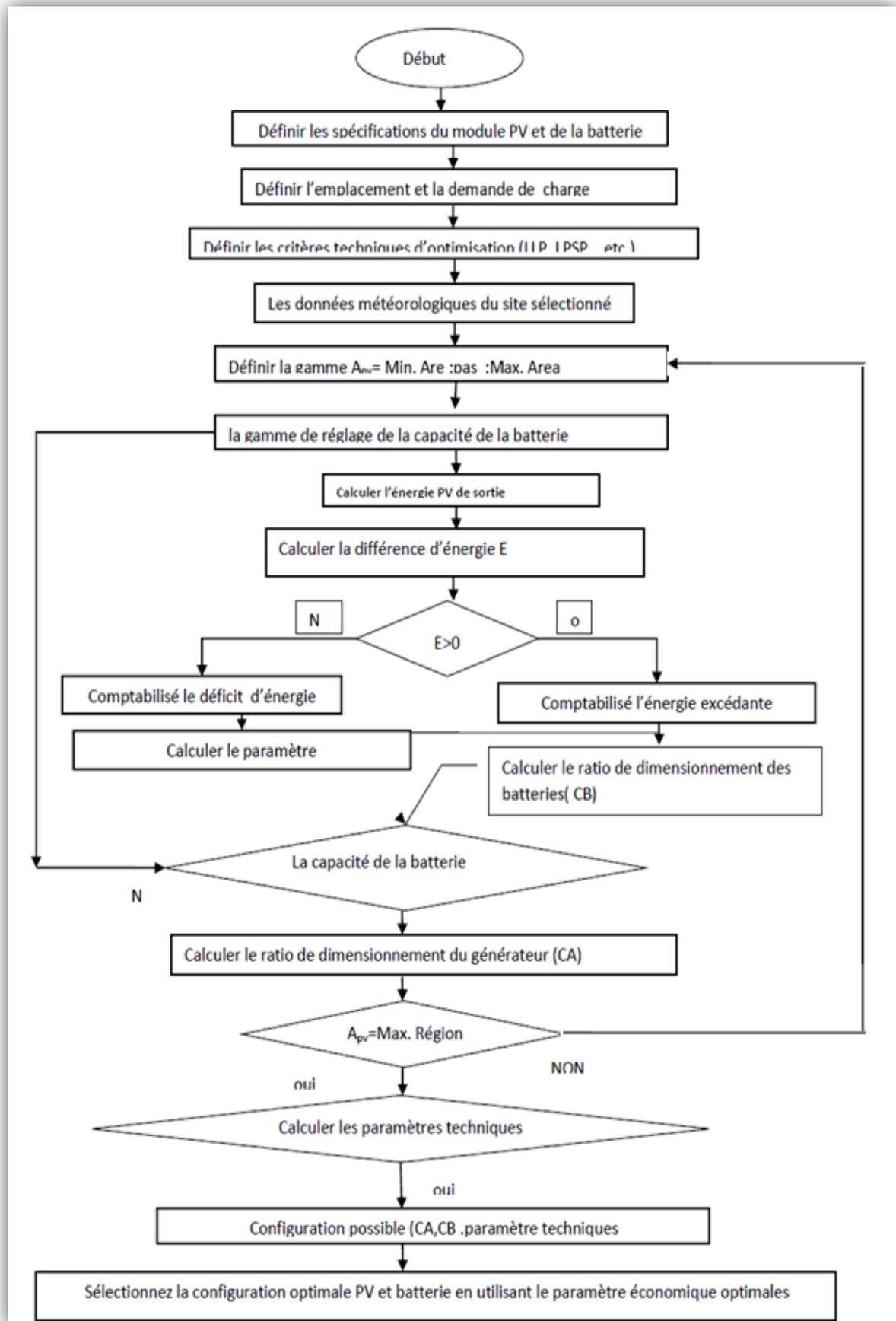


Figure (II-3): Organigramme de la méthode numérique générale

### II.5.3. Méthodes analytiques pour le dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque autonome

Dans les méthodes analytiques, les composants indépendants du système PV sont caractérisés par des modèles. La performance du système peut être estimée pour différents ensembles de dimensions réalisables des composants du système. La meilleure configuration de système PV autonome est évaluée mathématiquement et arithmétiquement en fonction de la faisabilité afin de déterminer la faisabilité du système, en comparant un ou plusieurs indicateurs de performance de différentes configurations.

L'avantage de la méthode analytique est que les calculs de dimensionnement sont simples tandis que l'inconvénient est la difficulté d'estimer les coefficients des équations mathématiques dépendantes de la localisation. La procédure de dimensionnement d'un système photovoltaïque dépend de la série temporelle de rayonnement solaire observée. La courbe d'étalonnage est déterminée à l'aide d'une structure géométrique simple telle que la superposition de cycles climatiques individuels.

Cependant, d'autres méthodes basées sur les données météorologiques moyennes mensuelles du mois le plus défavorable ont été utilisées pour le dimensionnement. Dans ce cas, le modèle de dimensionnement est plus constructif. Les procédures de la méthode analytique peuvent être illustrées par l'organigramme représenté sur la figure (II-4) [14].

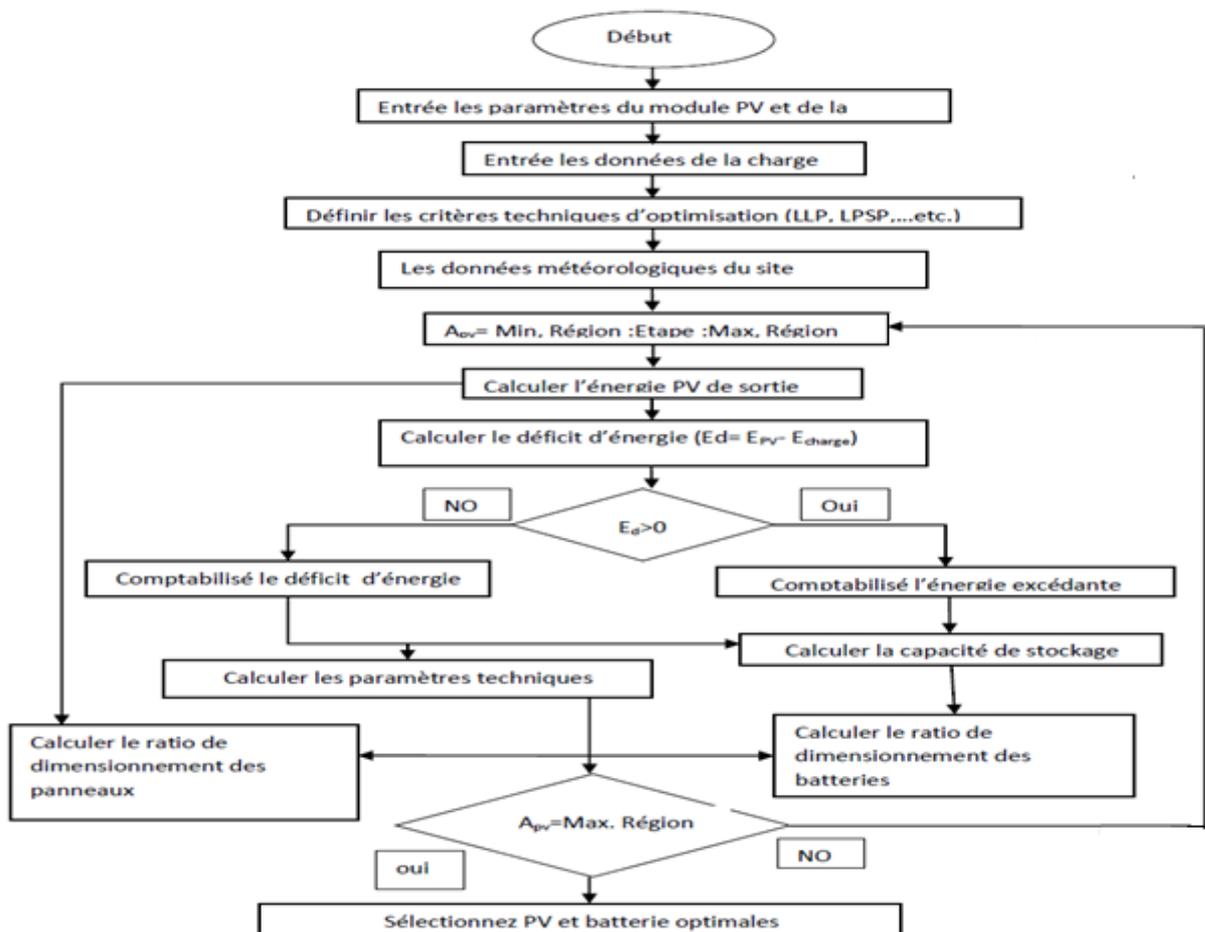


Figure (II-4): La méthode analytique générale

## **II.5.4. Les méthodes Informatiques**

### ***II.5.4.1. Outils logiciels commerciaux pour le dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque autonome***

Ces méthodes contrairement aux méthodes quasi-statiques, tiennent compte de l'évolution dans le temps des besoins du consommateur, des données météorologiques et des différents composants d'un système PV (puissance du panneau, capacité de la batterie, etc.). Ces méthodes sont donc basées sur la simulation temporelle des systèmes sur une période d'observation bien définie avec un pas de temps précis. Les simulations sont faites à partir des modèles physiques des différents composants du système, qui rendent compte du transfert de flux énergétique entre eux. Le choix entre ces méthodes se fera par un compromis entre la finesse des hypothèses (notamment en matière de pertes) et le temps de résolution du problème. Dans ce contexte, les logiciels informatiques sont présentent des outils d'aide précieux pour le dimensionnement des systèmes PV. Cependant, les plus utilisés sont PVsyst, PV\*SOL, PVGIS et RetScreen. La plupart de ces logiciels sont des outils d'aide à la décision pour les projets sur les systèmes photovoltaïques. Il existe d'autres logiciels de mise à l'échelle tels que HOMER, CALSOL, TECSOL et PV planner qui donnent des indicateurs de la faisabilité des systèmes avant le démarrage du projet.

Nous présentons dans la section suivante, le logiciel HOMER qui permet d'optimiser les configurations de systèmes les plus courants pour aboutir à une conception plus efficace de l'installation.

### ***II.5.4.2. Aperçue sur HOMER***

Homer est un logiciel pour la simulation et l'optimisation de génération électrique distribuée développé par le National Renewable Energy Laboratory (NREL) [15]. Le modèle doit être renseigné des ressources disponibles, des options technologiques, des coûts et des charges à respecter par le système. Les composants qui peuvent être modélisés sont des modules PV, des éoliennes, des générateurs, des batteries, des convertisseurs AC/DC, des électrolyseurs, des réformateurs, des réservoirs d'hydrogène. Les charges peuvent être saisies en tant que profil de charge quotidien ou importées d'un fichier de données horaires. En tout état de cause, les valeurs horaires des charges doivent être définies pour chacune des 8760 heures d'une année. En ce qui concerne les composants, des fonctions de coûts linéaires sont adoptées et les dimensions des composants à prendre en considération doivent être préalablement prévues afin de réaliser l'optimisation. Le nombre de type multiplié par le nombre de composants donne le nombre de configurations de systèmes simulés par le programme. HOMER est un modèle de séries chronologiques et effectue un bilan énergétique horaire le long d'une année pour chaque configuration de système rentrée par l'utilisateur. Il affiche ensuite la liste des configurations de systèmes triés par le coût actuel net (qui combine le coût en capital -

annualisé par l'amortissement du composant au cours de sa durée de vie en utilisant les taux d'actualisation réelle, et celui de remplacement, fonctionnement et entretien). L'architecture du logiciel est présentée à la figure II-5.

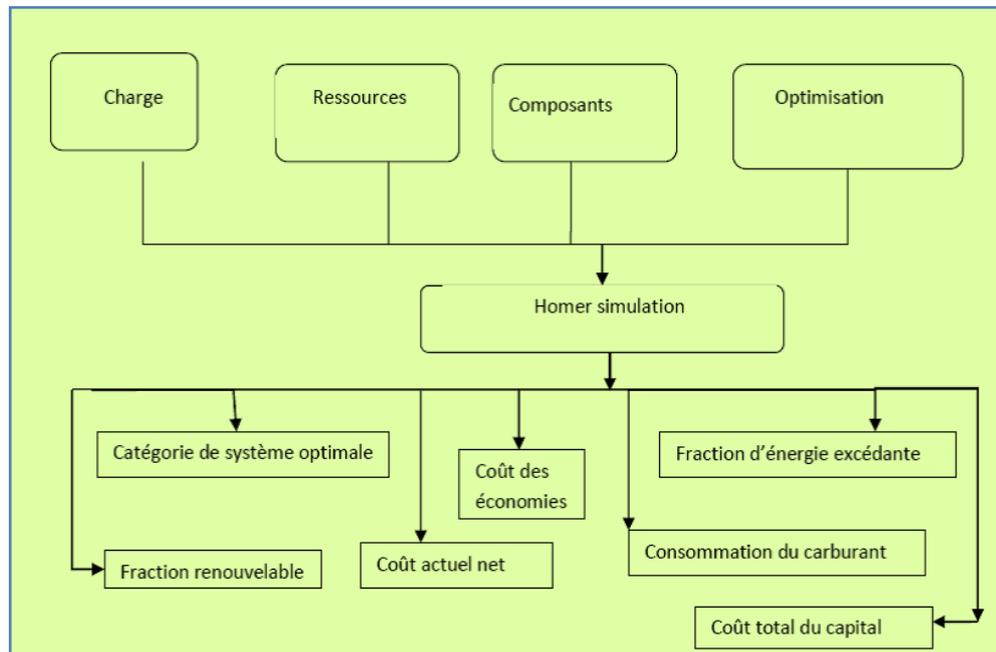


Figure (II-5) : L'architecture du logiciel HOMER

### II.5.5. Méthodes d'intelligence artificielle pour un dimensionnement optimal d'un système photovoltaïque autonome

Les méthodes de l'intelligence artificielle (IA) sont utilisées pour surmonter l'indisponibilité des données météorologiques pour le dimensionnement d'un système photovoltaïque. Il peut gérer la fluctuation non linéaire de la source d'énergie solaire et peut être catégorisé comme algorithme de prédiction tel que le réseau neuronal artificiel (ANN) et l'algorithme génétique (GA) pour prédire les rapports de dimensionnement d'un système PV et un algorithme de recherche tel que la logique floue (FL). L'application de la logique floue pour optimiser la surface du panneau photovoltaïque et la capacité de la batterie du système photovoltaïque a donné de bons résultats. La logique floue a été développée à l'aide de MATLAB-Simulink où la demande d'énergie de la charge et la moyenne mensuelle du rayonnement solaire quotidien sont utilisées comme entrée, la surface du panneau photovoltaïque et la capacité de la batterie sont les sorties. Le terme SOC est utilisé comme fonction objective du problème d'optimisation. De plus, l'algorithme de neuro-flous utilisé pour une gestion optimale de la production quotidienne de panneaux photovoltaïques offre une bonne optimisation de dimensionnement.

### II.5.6. Méthodes hybrides pour le dimensionnement optimal d'un système PV autonome

En raison des inconvénients des procédés précédents, une méthode hybride qui est une combinaison efficace de deux ou plusieurs techniques différentes est appliquée pour obtenir un résultat optimal pour

un problème de conception spécifique. Bien que la plupart des est considérée problèmes d'optimisation soient de nature multi-objectifs, la méthode hybride comme appropriée pour traiter de tels problèmes. Exemple on développe un model ANN (artificiels neural networks) basé sur l'algorithme génétique (GA) afin de déterminé la taille optimale des panneaux PV et de la batterie dans un système PV autonome. Les facteurs d'optimisation sont calculés sur la base d'une méthode numérique et les facteurs de dimensionnement optimaux sont obtenus sur la base de LLP au coût minimal du système. Après avoir trouvé plusieurs configurations possibles, la configuration optimale est obtenue sur la base du coût d'investissement minimal du système [16].

## II.6. Les différents critères pour le dimensionnement optimal des systèmes PVs.

Pour ses méthodes les équations de modélisation, les paramètres techniques, économiques et environnementaux sont utilisés pour l'optimisation de la taille des différentes configurations PV. La puissance électrique et les performances d'un système photovoltaïque dépendent d'un certain nombre de paramètres environnementaux aléatoires. Il est donc essentiel de dimensionner de manière optimale le système photovoltaïque pour un fonctionnement fiable, efficace et rentable. Les techniques d'optimisation du dimensionnement des systèmes PV utilisent des paramètres économiques et des stratégies de contrôle pour définir des fonctions et des contraintes objectives. Certains des outils économiques utilisés en tant que fonction objective sont, coût de production net (NPC), la valeur nette de production (NPV), Coût unitaire nivelé de l'électricité (LUCÉ), la période de remboursement simple (SPP) et la période de remboursement actualisée (DPP) [17].

### II.6.1. Les critères économiques

Le NPC est la somme actuelle de tous les coûts élémentaires d'investissements initiaux, tels que les coûts d'installation, d'exploitation et de maintenance et le reste des coûts financiers. Quoique pour l'estimation des coûts, de nombreuses hypothèses sur les évolutions futures doivent être prises. Dans de nombreux cas, la réalité est différente des prédictions, ce qui peut modifier de manière significative les coûts réels. Alors pour minimiser coût net de production (NPC) en utilise la relation mathématique (II.7) :

$$NPC = \sum_{t=0}^t \frac{C_0 + C_{om} + C_F}{(1+r)^t} \quad (II.7)$$

Où

$C_0$  : Les coûts initiaux ;

$C_{om}$  : Les coûts de maintenance ;

$C_F$  : Le reste des coûts financières ;

$r$  : Le taux d'actualisation ;

$t$  : La période d'analyse

La NPV est la soustraction de la NPC d'une installation photovoltaïque de la valeur actuelle de tous les bénéfices et du coût de remboursement. La NPV positive montre que l'installation PV est rentable. Alors pour minimiser coût net de production (NPV) en utilise la relation mathématique (II.8).

$$NPV = -C_0 + (C_B - C_{om} - C_F) \frac{(1+r)^t - 1}{(1+r)^t} \quad (II.8)$$

Où

$C_B$  : Les coûts de la valeur actuelle de tous les bénéfices et du coût de remboursement.

Le LUCE est le coût unitaire par DA/kWh de production d'électricité. Il est considéré comme une mesure économique utilisé couramment comme indice pour indiquer la faisabilité économique des systèmes hybrides d'énergies renouvelables. Dans ce but, il est considéré comme le premier objectif du problème d'optimisation. L'estimation de sa valeur est définie comme le coût total annualisé (NPC) sur la somme des charges annuelles, pour minimiser le coût unitaire nivelé de l'électricité LUCE en applique la formule (II.9) :

$$LUCÉ = \frac{\frac{C_0 + C_{om} + C_F}{(1+r)^t}}{\frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (II.9)$$

Où

$E_t$  : L'énergie totale consommée par la charge.

La période du SPP est un outil financier simple qui ne tient pas compte de la valeur actuelle de l'argent et se contente de calculer la période nécessaire pour rembourser l'investissement. La période de remboursement simple (SPP) est calculée par la formule (II.10).

$$SPP = \frac{C_0}{(C_B - C_{om} - C_F)} \quad (II.10)$$

Le SPP est modifié en DPP en incluant la valeur actuelle de l'argent, pour minimiser cette période de remboursement actualisée DPP en applique l'équation logarithmique (II.11).

$$DPP = \frac{\ln(C_B - C_{om} - C_F) - \ln((C_B - C_{om} - C_F) - r C_0)}{\ln(1+r)} \quad (II.11)$$

### II.6.2. Les critères techniques

En raison de la nature imprévisible de la puissance produite par la plupart des systèmes d'énergies renouvelable, une analyse de la fiabilité joue un rôle vital pour la conception du système et le processus d'optimisation. Un système est fiable s'il est capable de fournir la puissance requise à la charge dans une période de temps spécifique. Les paramètres de performance technique sont utilisés pour la détermination de la fiabilité et la faisabilité et aussi pour aider le concepteur du système à concevoir un système approprié, adapté à une application donnée. Certains de ces paramètres sont le SOC de la batterie, la probabilité de perte de charge (LLP), la probabilité de perte d'alimentation électrique (LPSP) et L'insuffisance de capacité (CS).

LLP est la probabilité de nombre d'heures de déficit de charge ( $t_{def}$ ) par rapport au nombre d'heures de satisfaction de la charge ( $t_{load}$ ). Ce paramètre est défini par l'équation (II.12).

$$LLP = \frac{\sum_{i=1}^m (t_{def,i})}{\sum_{i=1}^m t_{charge,i}} \quad (II.12)$$

Où

$t_{def}$  : Le temps de défaillance de la charge (production insuffisante)

$t_{charge,i}$  : Le temps de fonctionnement normal de la charge (production suffisante)

$i$  : Le nombre d'heure ou de période

La probabilité de perte d'alimentation électrique (LPSP), détermine taux des nombres probables des pénuries pendant une période

$$LPSP = \frac{\sum_{i=1}^m (E_{charge,i} - E_{prod,i})}{\sum_{i=1}^m E_{charge,i}} \quad (II.13)$$

Où

$E_{charge}$  : L'énergie consommée

$E_{prod}$  : L'énergie produite

La probabilité de perte de charge (LLP), et la probabilité de perte d'alimentation (LPSP) sont appliquées en tant qu'indices de fiabilité. En pratique les valeurs de ces indices doivent être au voisinage de zéro pour les systèmes fiables parce que leurs valeurs dépendent principalement des pénuries d'énergie et de leurs temps

L'énergie excédentaire ( $E_{ex}$ ) est la quantité d'énergie qui est perdue après avoir servi la charge et chargé la batterie à sa capacité maximale.

$$E_{ex} = E_{pv} - E_{charge} \quad (II.14)$$

L'insuffisance de capacité (CS) est la fraction de demande de charge (kWh) qui n'est pas fournie à la demande totale d'énergie (kWh) pendant un intervalle de temps.

$$CS = \frac{\sum_{i=1}^n E_{defaillante}}{\sum_{i=1}^n E_{totale\ charge,i}} \quad (II.15)$$

L'état de charge de la batterie SOC est niveau de la charge stocké dans la batterie ( $W_t$ ) par rapport à la capacité totale de la batterie ( $W$ ).

$$SOC_t = \frac{C_{batt}(t)}{C_{batt}} \quad (II.16)$$

$C_{batt}(t)$  : La capacité instantanée de charge à l'instant  $t$  ;

$C_{batt}$  : La capacité totale de la batterie.

**Remarque :** Deux paramètres très essentiels dans une batterie le niveau de charge maximal SOC et le niveau de décharge minimum DOD, leurs niveaux doivent obligatoirement être surveillés pour éviter la défaillance de la batterie.

## II.7. Exemples d'organigrammes de dimensionnement optimal

### II.7.1. Le système photovoltaïque autonome

Le système photovoltaïque autonome a besoin de la connaissance de certains paramètres afin d'obtenir une conception optimale tels que la source de données naturelles, les modèles mathématiques du composant du système, les méthodes de dimensionnement. Ces données aident les concepteurs à améliorer l'efficacité du système de manière fiable afin de répondre aux besoins des utilisateurs à un niveau de disponibilité souhaité et une gamme de coûts acceptable. L'organigramme de figure (II. 6) montre la méthodologie de conception d'un système photovoltaïque standard avec stockage des batteries avec l'unité de contrôle d'énergie (*UCE*) [17].

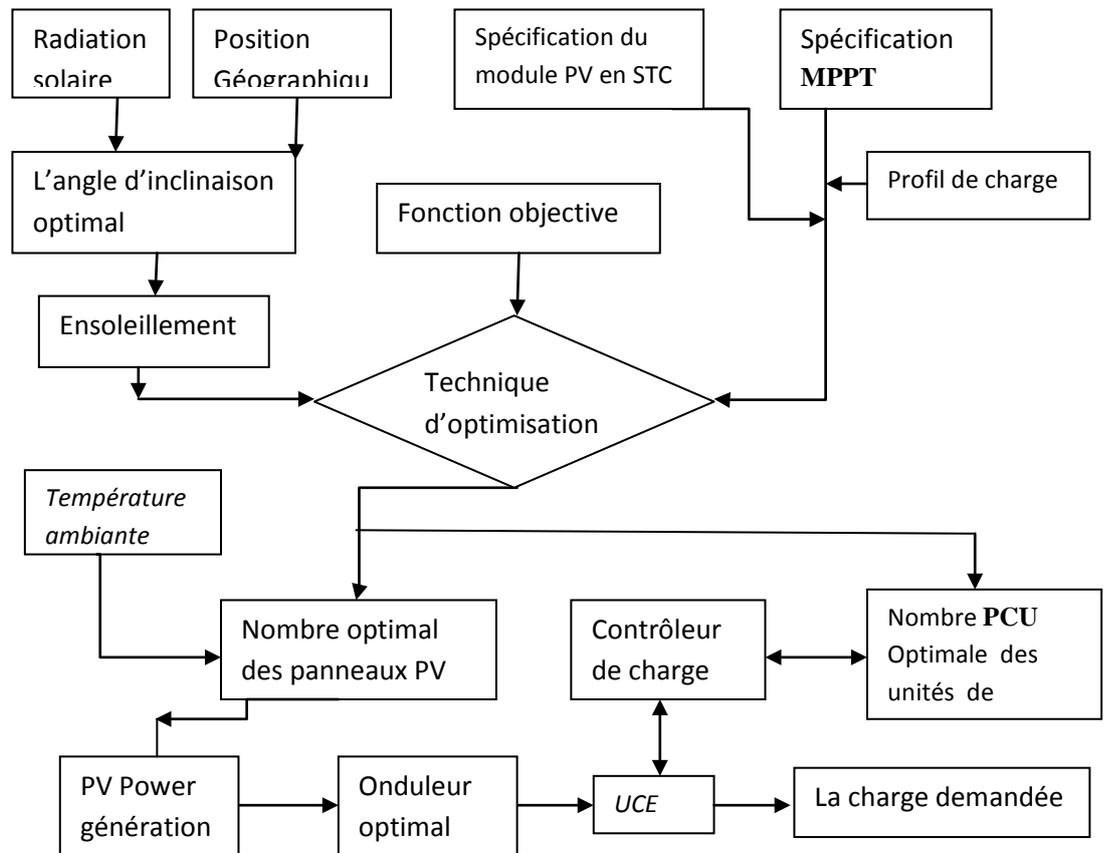


Figure (II. 6) : Méthodologie de conception d'un système photovoltaïque autonome avec stockage des batteries *UCE*

### II.7.2. Le système photovoltaïque raccordé au réseau sans stockage

Cependant le système photovoltaïque raccordé au réseau sans stockage a besoin de la connaissance des mêmes paramètres en plus les spécifications des convertisseurs DC/DC et DC/AC. L'organigramme de figure (II. 7) montre la méthodologie de conception d'un système photovoltaïque d'un système photovoltaïque raccordé au réseau.

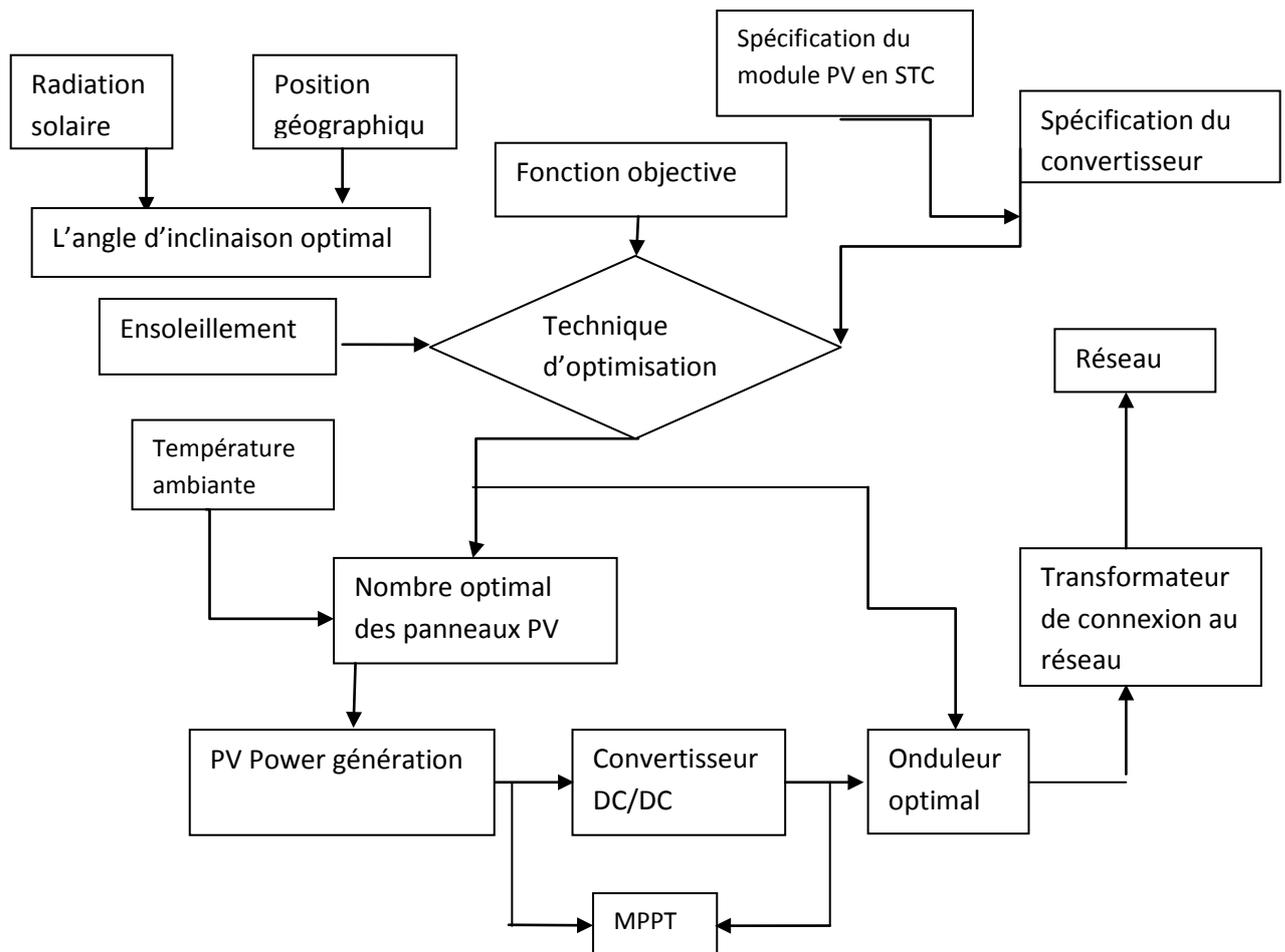


Figure (II. 7) : Méthodologie de conception d'un système photovoltaïque raccordé au réseau sans stockage

### II.7.3. Le système photovoltaïque raccordé au réseau avec stockage

Le système photovoltaïque raccordé au réseau avec stockage a besoin de la connaissance des mêmes paramètres en plus les spécifications des convertisseurs DC/DC et DC/AC. Le système de stockage peut être raccordé après l'onduleur ce qui nécessite un redresseur supplémentaire ou bien avant l'onduleur à la sortie du DC/DC L'organigramme de la figure (II. 8) montre la méthodologie de conception d'un système photovoltaïque d'un système photovoltaïque raccordé au réseau [18].

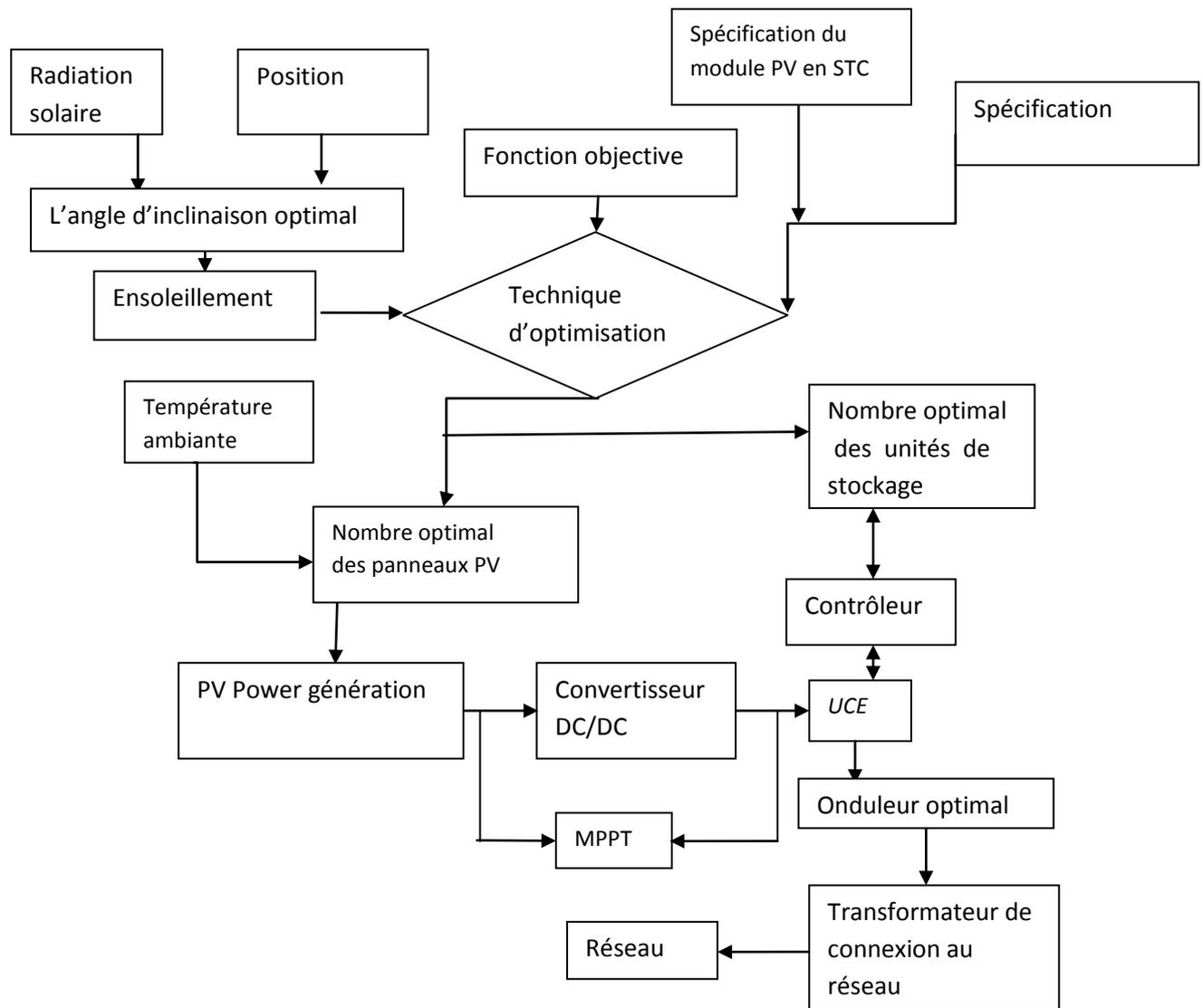


Figure (II. 8) : Méthodologie de conception d'un système photovoltaïque raccordé au réseau avec stockage

### II.8. Conclusion

A l'issue de ce chapitre, l'étudiant devra être capable de choisir une méthode de dimensionnement un projet d'une installation d'énergie photovoltaïque et suivre la méthodologie la plus simple. Ce chapitre présente une analyse des différentes méthodes de dimensionnement appuyées par des exemples d'algorithmes. Il inclut un savoir des différentes méthodes de dimensionnement du système photovoltaïque telles que les méthodes numériques, les méthodes analytiques, les méthodes informatiques et les méthodes intelligentes. Les paramètres économiques et techniques les plus importants sont expliqués. Des organigrammes de dimensionnement optimal ont été cités pour servir d'apprentissage aux apprenants.

**Chapitre III**  
**Application aux Systèmes de conversion**  
**d'énergie électrique photovoltaïque**

### III.1 Introduction

Dans ce chapitre nous allons étudier deux exemples pratiques de dimensionnement reliés directement à l'économie nationale. Le premier projet sera traité par une méthode de calcul classique pour faciliter le transfert du savoir de dimensionnement d'un champ photovoltaïque. Les résultats de chaque étape seront expliqués et interprétés. Le deuxième exemple concerne l'alimentation d'une école primaire dans la wilaya de Relizane par un générateur photovoltaïque de moyenne puissance dans le cadre du programme MICLAT (Ministère de l'Intérieur des Collectivités Locales et de l'Aménagement du Territoire). Les différents éléments constituant le système d'installation photovoltaïque et le dimensionnement de chaque élément de la chaîne photovoltaïque seront détaillés. La troisième partie explique une vérification de la faisabilité de fonctionnement de la même installation du projet 01 reliée au réseau par le logiciel de conception Homer. Des interprétations de courbes obtenues seront développées.

#### *Projet 01 :*

### III.2. Application d'un système photovoltaïque autonome pour alimenter un centre d'élevage de poule pondeuse.

#### III.2.1. Présentation du site et évaluation de la ressource solaire

##### ✓ Présentation du site :

Ce site contient quatre centres, deux pour la préparation (élevage) de la poule pondeuse de cinq mois et deux centres pour s'occuper de la ponte. Chaque centre se compose de 10 Bâtiments d'élevage 80x12 m<sup>2</sup>, soit 40 bâtiments pour tout le site. Chaque bâtiment est équipé d'une armoire de commande électrique. Le site est situé à 29.5 km au sud de la ville de Tiaret.

Afin de réaliser au mieux cette étude, nous avons lancé une enquête rapide sur le terrain afin d'en apprendre davantage sur les techniques d'élevage des poules pondeuses. Nous avons toutefois conclu qu'un tel projet nécessite une méthodologie de conception très compétente pour optimiser la consommation d'énergie électrique et réduire les coûts d'investissement [6].

##### ✓ Coordonnées géographiques du site

Latitude : 35 degrés 12 minutes Nord,	Longitude : 1 degrés 15 minutes Est,	Temps : GMT +1:00
---------------------------------------	--------------------------------------	-------------------

Cette inclinaison va être fixée par la latitude (distance angulaire d'un point quelconque du globe par rapport à l'équateur) et la périodicité de l'inclinaison, comme illustré par le tableau (III-1).

Tableau III.1. Inclinaison du panneau PV

Latitude (L)	Inclinaison ( $\alpha$ )
$L < 10^\circ$	<b>10°</b>
$10^\circ < L < 30^\circ$	<b>L</b>
$30^\circ < L < 40^\circ$	<b>L+10°</b>
$L > 40^\circ$	<b>L+15°</b>

Puisque latitude de notre installation est 35° donc l'inclinaison sera  $\alpha = 35+10 = 45^\circ$ .

✓ **Données météorologiques**

Il est donc important de disposer des données fiables en recourant à des statistiques accumulées sur les années antérieures grâce à un instrument de mesure appelé «héliographe».

Grace à cet instrument de mesure, les stations météorologiques élaborent des statistiques de rayonnement solaire intégré en kWh/m<sup>2</sup>.j Concernant le site la moyenne mensuelle du rayonnement quotidien sur le plan incliné de 45° pour chacun des douze mois de l'année est donnée par le tableau (III-2).

Tableau III.2. L'irradiation moyenne annuelle pour la région de Mallakou Tiaret [kWh/m<sup>2</sup>/j]

Ensoleillement à 45°	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil.	Aout	Sep	Oct	Nov	Déc	Irrad moy
<b>Moyenne.de 22ans</b>	2.52	3.48	4.59	5.54	6.4	7.14	7.1	6.2	5.05	3.7	2.66	2.25	4.72

**III.2.2. Besoin énergétique de l'application**

Cependant, pour des raisons de sécurité et pour éviter les coupures totales de l'énergie, ce qui provoque des grandes perturbations pour l'élevage. Le centre sera morcelé en quatre site chacun comporte 10 bâtiments. Le nommé site sera répartis en cinq zones chaque zone contient deux bâtiments. Avec cette approche nous réalisons une installation simple avec un matériel léger et facile à mettre en œuvres. La consommation globale du centre relevée a partir du compteur de la Sonal gaz est égale à 2103,1/4 kWh/j. Donc, deux bâtiments seront alimentés par une installation contenant un générateur photovoltaïque, un système de stockage, un onduleur et un système de protection. Le calcul de l'énergie nécessaire à l'application nécessite une nette compréhension de la différence existant entre la puissance et l'énergie. Ces deux grandeurs sont donc reliées par le temps.

$$E = P * t \tag{III.1}$$

L'énergie **E**, est donc l'énergie électrique consommée en 24 h par l'application et s'exprime en Watt-heure par jour (Wh/j). Pour calculer la consommation totale d'une installation, on calcule d'abord l'énergie électrique consommée en 24h par chaque équipement et ensuite on les additionne suivant la formule (III.2) [19].

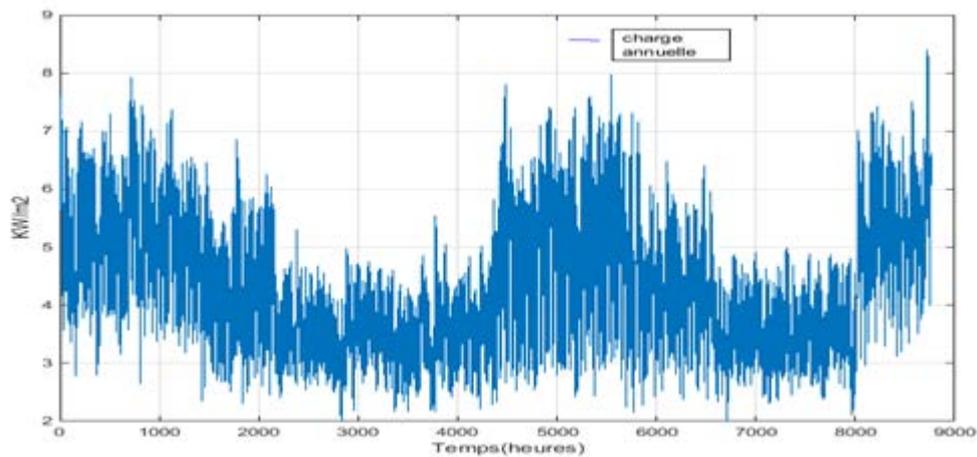
$$E_t = \sum_{i=1}^n P_i t_i \tag{III.2}$$

Où

$P_i$  : puissance électrique d'un appareil exprimée en Watt (W) ;

$t_i$  : durée d'utilisation de cet appareil en heure par jour (h/j).

Lorsque tous les appareils fonctionnent à la même tension, la consommation journalière peut également s'exprimée en Ampère- heure par jour (Ah/j), unité pratique pour tous les systèmes liés à une batterie. La figure (III.1) montre le profil de la charge consommée par un centre du site étudié.



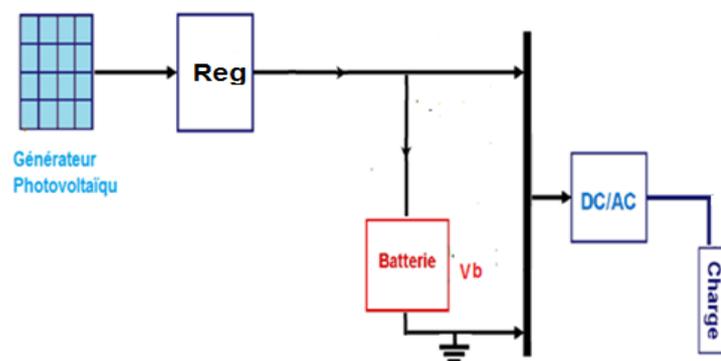
Figure(III.1) : Charge électrique annuelle en KW

La première constatation montre que la consommation de l'énergie électrique est très importante pendant les mois d'hivers et d'été à cause de la climatisation des bâtiments d'élevage et elle est moyenne pour les deux autres saisons. L'énergie journalière consommée par un hangar est égale :

$$E_t = 105,15 \text{ kWh/j} \quad (\text{III.3})$$

### III.2.3. Le type de système à installer

La configuration choisie représente un système photovoltaïque autonome avec stockage par batterie donc il contient un générateur photovoltaïque, un système de stockage avec des régulateurs de charge, des onduleurs et des transformateurs et l'ensemble des accessoires de connexion et de protection.



Figure(III.2) Le type de système proposé

### III.2.4. Déterminer la puissance photovoltaïque requise pour l'installation.

La puissance des modules photovoltaïques est obtenue grâce aux données comme le nombre d'heures équivalentes, la période d'ensoleillement et du coefficient de perte et de la puissance crête des panneaux.

- **Le nombre d'heures équivalentes**

La notion d'heures équivalentes exprime la durée où l'ensoleillement maximal se produit au cours de la journée malgré la variation du rayonnement solaire. Donc sa valeur  $N_e$  est obtenue suite à la connaissance de l'ensoleillement dont grâce aux données du Meteonorm 6.1 (PVsyst), on obtient douze valeurs moyennes  $E_{sol}$  du rayonnement solaire.

$$E_{sol} = N_e * 1000 \tag{III.4}$$

Avec

$E_{sol}$  : L'ensoleillement du site (Wh/m<sup>2</sup>/jour)

$N_e$  : Nombre d'heures équivalentes (h/jour)

Soit 
$$N_e = \frac{E_{sol}}{1000}$$

➤ **La période d'ensoleillement**

Le choix de la période d'ensoleillement utilisée est celle du mois le plus défavorable en se basant sur le principe que la puissance du système photovoltaïque sera suffisante en toute saison. Donc l'ensoleillement du mois de décembre semble la plus adéquate.

➤ **La détermination du coefficient de perte**

Les pertes inhérentes à tout processus de conversion d'énergie sont nombreuses et doivent être réduites au minimum. Les systèmes photovoltaïques doivent fournir l'énergie nécessaire et compenser les pertes prévisibles. Ces pertes ont plusieurs origines et affectent certains paramètres du système. Ces pertes doivent être intégrées au calcul de la puissance à l'installer [19]. On distingue les pertes en courant, les pertes en tension, les pertes thermiques, les pertes de dispersion et les pertes de réflexion. Le tableau ci-dessous résume les principales pertes énergétiques.

Tableau III.3 : Différentes types de pertes énergétiques rencontrées dans GPV

Nature de perte	Perte (%)	Observations	
Perte par salissure	05	Pertes dépendant de l'inclinaison des panneaux et de la fréquence d'entretien	
Pertes liées aux composants électriques	Régulateur	2	Pertes dépendant des caractéristiques internes des composants et de la technologie utilisée (en série, MPPT,...)
	Onduleur	10	
	Diode en série (par branche de modules)	03	Pertes en fonction du nombre de branches
Pertes ohmiques liées aux câbles	<3 voire 1	Pertes à réduire au minimum en réalisant un dimensionnement du câblage adéquat	
Pertes thermiques	0.5%/°C	Pertes (affectant surtout les systèmes des pays chauds) à minimiser par une ventilation adaptée	
Pertes de dispersion de la puissance nominale d'un module	03-oct	Pertes selon les fabricants difficiles à vérifier	
Pertes d'appairage (série)	3	Pertes à réduire au minimum en réalisant le bon tri des modules	

Pertes liées à la batterie	10	Pertes dépendant des caractéristiques internes et de la technologie utilisée (tubulaire, plaques, etc.)
Pertes liées au faible éclairage	Faible	Pertes à minimiser en fonction de la technologie des modules

Finalement on prendra comme valeur de  $C_p$ , la somme de toutes les pertes intervenant dans le système, donc :

$$C_p = 0.6$$

De préférence nous prendrons une énergie de 2.25 kWh/m<sup>2</sup>/jour parce quelle présente une moyenne énergie minimal

➤ **Détermination de la puissance crête des panneaux**

La puissance crête est l'une des caractéristiques d'un panneau dans les conditions STC (ensoleillement de 1000W/m<sup>2</sup>, température 25°C sous un spectre AM1.5). Donc la puissance crête d'un panneau en condition STC est obtenue par :

$$E_t = N_e * P_c * C_p \tag{III.5}$$

$$P_c = \frac{E_t}{N_e * C_p} \tag{III.6}$$

On prend :

$$C_p = 0.6 ;$$

La puissance totale demandée de 105kw ;

potentiel de  $E_{sol} = 2.25 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$  ;

$$\text{D'où } N_e = 2.25h ;$$

Alors la puissance crête est donnée par l'équation (III.6) [6].

$$P_c = 77777W = 77,77 \text{ kW}$$

La puissance de cette installation est classe parmi les grandes centrales. Pour le dimensionnement on utilisera le panneau SPR 305WHT

Tableau III.4. La caractéristique du panneau PV

Caractéristiques électriques du SPR 305WHT	
I <sub>max</sub>	5.58A
V <sub>max</sub>	54.7V
V <sub>co</sub>	64.2V
I <sub>cc</sub>	5.96 A
P <sub>max</sub>	305.22W
P <sub>c</sub>	305Wc
η	0,181

Puisque notre puissance photovoltaïque nécessaire est bien établie, on compose un champ de modules en série/ parallèle. Bien entendu, il faut arrondir le nombre de modules à la valeur entière supérieure, et parfois au nombre pair supérieur quand il faut les câbler deux à deux.

### III.2.5. Le nombre de module pour fournir la puissance de l'installation

$$P_c = P_{max} * N \quad (III.7)$$

Or

$$P_{max} = V_{mpp} * I_{mpp} = 305.22W \quad (III.8)$$

$$P_c = 77.77 KW$$

$$N = \frac{P_c}{P_{max}} \quad (III.9)$$

Finalement, on trouve donc,

$$N = 260 \text{ panneaux.}$$

### III.2.6. Dimensionnement du stockage

Dimensionner une batterie, c'est choisir un stockage tampon permettant de s'affranchir des variations climatiques temporaires de la journée et des quelques jours de mauvais temps. Il assure aussi le fonctionnement nocturne [20].

#### III.2.6.1. la capacité nominale $C_{nom}$

La capacité utile pour un fonctionnement de  $N_j$  jours et un besoin électrique journalier  $E_{cons}$  est de :

$$C_U = N_j * E_t \quad (III.10)$$

$C_U$  : capacité utile de la batterie en Wh

$N_{ja}$  : nombre des jours d'autonomie sans apport solaire

$E_t$  : consommation journalière du site en Wh/j

Cette capacité utile  $C_U$  est la capacité réellement disponible sur le terrain à tout moment, mais est différente de la capacité nominale  $C_{nom}$ . Pour calculer la capacité nominale en fonction de cette capacité souhaitée, on doit donc tenir compte de la température et/ou de la profondeur de décharge

$$C_{nom} = \frac{N_{ja} * E_t}{P_d * R_t} \quad (III.11)$$

Avec

$C_{nom}$ : capacité nominale en Wh

$P_d$  : profondeur de décharge

$R_t$  : coefficient réducteur de capacité par la température

$$C_{nom} = 2 \times 105.15 \times 10^3 / 0.65 = 323538.46Wh = 323.5KWh$$

#### III.2.6.2. Les caractéristiques de la batterie choisie

La batterie choisie porte les caractéristiques suivante 1KWh et 12V

#### III.2.6.3. Nombre total des batteries

Le nombre total des batteries 324 Batteries solaire de (17 branches en parallèle de 20 batteries en série).

### III.2.7. Dimensionnement du régulateur

Les batteries doivent impérativement être protégées contre les surcharges et les décharges profondes, aussi il est nécessaire d'y adjoindre un régulateur. Alors le régulateur est l'élément central d'un système photovoltaïque. Car il contrôle les flux d'énergie et protège la batterie contre les surcharges et décharges profondes dues à l'utilisation.

Le régulateur sera dimensionné d'après la tension du champ photovoltaïque et le courant de charge maximale. Pour estimer le courant, on prendra 1,5 fois le courant  $I_m$  total au point de puissance maximale, dans cet exemple le régulateur de charge est incorporé dans l'onduleur choisi.

### III.2.8. Dimensionnement des onduleurs raccordé directement au champ PV

Au sein d'un système PV, l'onduleur occupe une place importante, il permet la transformation du courant continu délivré par les panneaux en courant alternatif compatible avec les paramètres du réseau de distribution. Le dimensionnement des onduleurs repose sur trois critères, la compatibilité en tension, la compatibilité en courant et la compatibilité en puissance.

#### ✓ Compatibilité en tension

Un onduleur est caractérisé par une tension d'entrée maximale admissible  $U_{max}$ . Si la tension délivrée par les modules PV est supérieure à  $U_{max}$ , l'onduleur choisi risque d'être endommagé. La valeur de  $U_{max}$  permet de déterminer le nombre maximum de modules en série pour une branche. Cela dépend de la tension délivrée par les modules PV. Dans le calcul d'un dimensionnement, on considère que la tension délivrée par un module est sa tension à vide notée  $U_{CO}$ . La formule suivante permet de déterminer le nombre maximum de modules PV en série si et seulement si l'onduleur est branché directement avec la sortie du PV :

$$N_S = \text{Ent}\left(\frac{U_{max}}{1,15 * U_{CO}}\right) \quad (\text{III } 12)$$

$N_S$  : Nombre maximum de modules PV en série

Ent : Partie entière de la fraction

$U_{max}$  : Tension d'entrée maximale admissible

$U_{CO}$  : Tension à vide d'un module

1,15 : Coefficient de sécurité imposé par la norme UTE C15-712

Les onduleurs à utiliser sont de fabrication REFU hybrid 100 est spécialement conçu pour batteries lithium-ion haute tension et à acide plomb. Avec une puissance de 100 kW, il est parfaitement adapté pour les dernières applications commerciales telles que l'optimisation de l'autoconsommation ou l'écrêtage des points de pic de puissance, permettant ainsi d'importantes économies de coûts d'électricité.

#### ✓ Compatibilité en courant

Un onduleur est caractérisé par un courant maximal admissible en entrée. Le courant débité par le

groupe PV ne devra pas dépasser la valeur du courant maximal admissible  $I_{max}$  par l'onduleur. Lors du dimensionnement, le courant délivré par la chaîne PV est égale au courant de court-circuit des modules PV, noté  $I_{cc}$  et indiqué sur la fiche technique des modules PV, il détermine le nombre des branche de module en parallèle.

✓ **Compatibilité en puissance**

Les onduleurs sont également caractérisés par une puissance maximale admissible. Il faut veiller que la puissance du groupe PV ne dépasse pas la puissance maximale admissible en entrée. Étant donné que la puissance délivrée par le groupe PV varie en fonction de la luminosité et de la température, on prendra en compte la puissance crête des modules pour le calcul de dimensionnement. Il faudra alors s'assurer que la somme des puissances crêtes de tous les modules du groupe PV soit inférieure à la puissance maximale admissible par l'onduleur. Idéalement, la puissance délivrée par le groupe PV doit être sensiblement égale à la puissance maximale admissible de l'onduleur. La détermination de la configuration « champ photovoltaïque/onduleur » permet de proposer pour chaque puissance considérée, une installation qui valorise au mieux sa production énergétique. Il est en effet important de respecter la relation admettant le fait que la puissance d'onduleur soit comprise entre 0.7 fois et 1.2 fois la puissance crête du champ. De ce fait, une étude de la Deutsch Gesell a montré que le ratio entre la puissance de l'onduleur  $P_0$  et la puissance du champ photovoltaïque  $P_c$  doit être compris entre ces deux limites [19] et [20]. Une vérification de la condition précédente confirme notre choix comme est montré si dessous.

$$\frac{P_0}{P_c} = \frac{93.6}{80} = 1.17 \tag{III 13}$$

Avec :

$P_0$  : Puissance maximale de l'onduleur ;  $P_c$  : la puissance crête du GPV

$$0.7 < \frac{P_0}{P_c} = 1.17 \leq 1.2$$

Ce rapport confirme que la puissance de l'onduleur choisi est supérieure à la puissance crête du champ photovoltaïque. Donc,

Le nombre maximal de module en série :

$$N_s = Ent \left( \frac{U_{ond.max}}{U_{co} * 1,15} \right) = 10 \text{ panneaux} \tag{III.14}$$

Il faut que la tension des modules en série soit inferieur à la tension de l'onduleur

Vérification de la tension de l'onduleur

$$U_{DC \text{ branche}} = 10 \times 64.2 = 642 \text{ v} < U_{ond.max} ;$$

Donc le nombre final des modules série par branche est  $N = 10$  modules

Nombre de module en parallèle (chaînes) :

$$N_p = \frac{N}{N_s} = \frac{260}{10} = 26 \text{ Chaines de PV en parallèles} \tag{III.15}$$

✓ **Vérification du courant de l'onduleur**

Le calcul du courant max de l'onduleur

$$I = Np * I_{ccpv} = 26 * 5.96 = 154.96A < 210 A$$

Alors le courant des branches parallèle est inferieur au courant maximal de l'onduleur ce qui évite le risque de détérioration de ce dernier. Les résultats de calculs du générateur photovoltaïque son illustres par le tableau(III.5).

Tableau III.5 ; Les résultats de calculs du générateur photovoltaïque

Désignation	Grandeur
- Puissance de panneau en STC (Wc)	305 W
- Nombre total des panneaux	260
- Branches en parallèle (string)	26 x2
- Panneaux en série	5
- Rendement de panneau en STC (%)	18.1
- Puissance installée (kWc)	79.3KW
Les deux convertisseurs DC/DC en parallèle	100 kW,300 V, 500V
L'onduleur coté DC	100 kW,800V, 210 A
Puissance PV max. (kW)	100

### III.2.9.1. Choix des sections de câble

Dans un système photovoltaïque, les câbles doivent être soigneusement choisis pour éviter des pertes de puissance trop importantes. Elles doivent pouvoir fonctionner à températures de -20°C à 80°C. Les câbles principaux de CC doivent être dimensionnés et connectés en respectant certains critères essentiels pour des raisons de sécurité et d'efficacité énergétique :

- ✓ Supporter une tension de 1,15 x la tension de circuit ouvert.
- ✓ Adapter la capacité du câble au transport du courant DC et AC (section des câbles) et pertes ohmiques dues aux chutes de tension [20].

Avant de calculer toutes les sections de câbles, on fait un plan électrique global de l'installation en prévoyant l'emplacement des composants aussi précisément que possible pour déduire les distances modules - boîtier de raccordement. La section est calculée de façon à limiter les pertes en lignes ; de façon à limiter la baisse de tension entre les différents composants à moins de 1%.

Les pertes en puissance se produisant lors du fonctionnement dans un conducteur reliant deux composants, est égale au produit de la résistance du conducteur par le courant au carré traversant le conducteur [21]:

$$\Delta U_{max} = I_{max} * R$$

On obtient :

$$S = \frac{I_{max}}{\Delta U_{max}} * \rho * l \tag{III.16}$$

où  $R = \rho * (\frac{l}{S})$

Avec :

R : La résistance ( $\Omega$ )

l : La longueur du conducteur (m)

S : La section du conducteur ( $\text{mm}^2$ )

$\rho$  : Résistivité du câble ( $\rho = 1.8 \cdot 10^{-8}$  ohm  $\text{mm}^2/\text{m}$  pour le cuivre) ;

Le courant en DC est :

$$I_{\max} = 1.25 \cdot I_{cc}$$

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

$$I_{\max} = 5.94 \text{ A, en continu } I_{\max} = 1.25 \cdot 6.39 = 7.98 \text{ A}$$

La section des conducteurs entre les panneaux et le boîtier de raccordement pour les panneaux en séries,  $N_s = 10$

$$\Delta U_{\max} = 1.15 \cdot 64.9 \cdot 10 \cdot 0.01 = 8.58 \text{ V}$$

$$S = \frac{7.98}{8.58} \cdot 0.018 \cdot 20 = 0.33 \text{ mm}^2$$

On prendra la valeur standard la plus proche soit  $2.5 \text{ mm}^2$  (avec une longueur de  $(2 \cdot 10)$  m entre les deux composants).

La section des conducteurs entre les panneaux et le boîtier de raccordement pour les panneaux en parallèles  $N_p = 26$

$$I_{\max} = 5.94 \text{ A, en continu } I_{\max} = 1.25 \cdot 6.39 = 26 \cdot 7.98 \text{ A donc } S = 8,7 \text{ mm}^2$$

On prendra la valeur standard la plus proche soit **10  $\text{mm}^2$**

### III.2.9.2. Protection d'une installation PV

De la même façon que pour le dimensionnement des câbles, le choix des organes de protection peut être classé en deux groupes : la partie courant continue et la partie courant alternative. Le choix des protections est régi par le guide UTE C15-712 énoncée précédemment. Ces organes de protection sont présents sur le schéma de principe d'une installation PV.

#### III.2.9.2.1. Partie courant continu

Tous les éléments décrits ci-après sont intégrés à un coffret de protection DC qui prend place entre les modules PV et l'onduleur.

- ✓ **Fusible** : Dans une installation PV, les fusibles ont pour rôle de protéger les modules PV contre les risques de surintensité.
- ✓ **Parafoudre DC** : Les parafoudres permettent de protéger les modules PV contre les risques de surtensions induites dans le circuit de la partie continue. Les parafoudres peuvent contenir différents composants internes tels que des éclateurs, des varistances ou des diodes d'écrêtage. La norme NF EN 61643-11 définit deux catégories de parafoudres qui dépendent de la localisation.
- ✓ **Les parafoudres de type I** : ils sont utilisés sur des installations où le risque de foudre est très important, en particulier si le site comporte un paratonnerre.

- ✓ **Les parafoudres de type 2** : ils sont destinés à être installés sur des installations où le risque de foudre est faible. Le choix entre un parafoudre de type 1 et de type 2 dépend du niveau kéraunique fixé par la norme solaire UTE C15-712 [21].
- ✓ **Coupure et Sectionnement** : Le guide solaire C15-712 exige la mise en place d'un interrupteur général en amont de l'onduleur, remplissant la fonction de coupure en charge préalable à tout sectionnement. Certains onduleurs intègrent un interrupteur DC qui permet d'isoler électriquement le champ PV afin de permettre des opérations de maintenance en sécurité.

#### III.2.9.2.2. Partie courant alternatif

Le guide photovoltaïque impose côté alternatif la mise en place d'un interrupteur-sectionneur de tête, d'un dispositif de protection différentielle, d'une protection magnéto-thermique ainsi que de parafoudres AC.

- **Interrupteur-sectionneur général** : Il est prévu pour supporter le courant d'une phase. Le dimensionnement consiste à choisir le calibre normalisé directement supérieur.
- **Disjoncteur différentiel** : Il a pour rôle de réaliser la protection des biens et des personnes en protégeant notamment l'onduleur contre les surcharges et en éliminant les risques de contact indirect. Il existe 3 types de blocs différentiels : type AC, type A, type B. La norme solaire préconise l'utilisation d'un différentiel de type AC ou A qui protègent contre les déclenchements intempestifs tel qu'un coup de foudre par exemple.
- **Parafoudre AC** : Pour des raisons équivalentes au parafoudre DC, le parafoudre côté alternatif doit être de type 2 et de courant nominal égale à 20kA.

#### III.2.9.3. Choix des coffrets

Le choix des coffrets DC et AC dépendent essentiellement de leur localisation. En effet, le degré de protection n'est pas le même selon si le coffret sera placé en intérieur ou l'extérieur. Ainsi, en intérieur les degrés minimums requis sont IP20 et IK00, tandis qu'en extérieur la norme impose au minimum IP44 et IK07.

Le second critère de choix est la dimension. Les différents éléments qui sont en réalité des modules montés sur rail doivent pouvoir être intégrés dans le coffret en respectant une réserve d'espace de 25% minimum par sécurité et en prévision d'éventuelles interventions.

## *Projet 02*

### **III.3. Étude et dimensionnement d'une installation photovoltaïque au niveau d'école primaire de W.Relizane**

#### **III.3.1. Les espaces à alimenter (Analyse environnementale)**

Le besoin en électricité diffère en fonction du type d'espace de l'école ainsi qu'en fonction de la quantité de récepteurs. En générale les écoles se composent de différents espaces.

- ✓ **Espace classe :** Le bâtiment ' classe' est composé de 4 néons.
- ✓ **Espace Administratif :** L'espace 'administration' est composé de 2 néons, 2 ordinateurs, 2 à 4 imprimantes et une TV en moyenne. L'alimentation électrique sera assurée par le système solaire photovoltaïque.
- ✓ **Espace salle de réunion :** L'espace ' salle de réunion ' est destiné aux différents réunions entre le directeur de l'école et les instituteurs. Il sera équipé de 6 néons et 2 ordinateurs, 2 lampes dans la cuisine, Comme pour les deux précédents espaces, le système solaire photovoltaïque alimentera ces appareils.
- ✓ **Espace cantine :** L'espace cantine est destiné pour le petit déjeuner et déjeuner des élèves. Cet espace est équipé de 6 à 10 néons et 2 lampes, ainsi qu'un réfrigérateur et congélateur pour la conservation des aliments. Le tout alimenté par le système solaire photovoltaïque hybride.

Afin d'éviter le cas d'insuffisance temporaire et éviter toute coupure d'alimentation électrique, le système bascule sur le réseau pour conforter la production électrique.

- ✓ **Espace toilette :** L'espace toilette est équipé de 2 à 4 lampes pour les besoins journaliers des élèves.
- ✓ **Divers :** L'espace extérieur des écoles, est équipé d'une applique murale sur chaque hauteur des classes ainsi que 6 à 8 luminaires pour l'éclairage placés sur les toits des bâtiments, terrasses ou bordure des écoles.

#### **III.3.2. Compréhension et évaluation des besoins**

L'ensemble des écoles primaires à alimenter en énergie solaire est répartie en 5 types (A, B, C, D, E) selon le nombre de classes et la construction BTP. Le besoin journalier total en moyenne est estimé dans un intervalle de 6 kWh/j à 30kWh/j selon le nombre de classes. Le tableau suivant illustre la répartition des puissances de consommations énergétique en KW par type de système selon le nombre de classes de chaque école [22].

Tableau (III.6) : Estimation des puissances

Nombre de classes	Estimation des puissances	Désignation des systèmes PV
3-4	1.8 kWc	Système A
5-6-7	2.7 kWc	Système B
8-9-10-11	3.6 kWc	Système C
12-13-14-15	4.5 kWc	Système D
16-17-18-19	5.4 kWc	Système E
22 (19 + 3)	1.8 kWc et 5.4 kWc	Système F (F <sub>A</sub> et F <sub>E</sub> )

**III.3.3. Faisabilité technique**

100% PV →

Si besoin le système bascule sur les batteries, en cas la capacité des batteries n'est pas suffisante le système passe en mode by passe sur le réseau sonelgaz.

**III.3.4.Installation de système photovoltaïque des écoles primaire de Relizane**

Un tel système s'installe sur un site raccordé au réseau. Généralement sur des habitations ou des entreprises ou des écoles qui souhaitent recourir à une forme d'énergie renouvelable et qui bénéficient d'un bon ensoleillement.

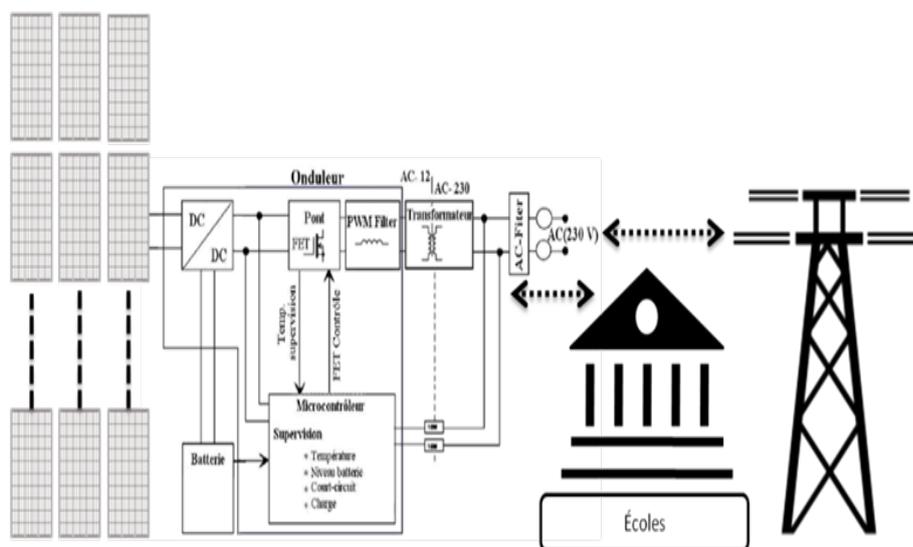


Figure III.3 : Schéma de principe d'un site raccorde au réseau

✓ Les principaux composants de la centrale sont :

**II.3.5. Présentation de site**

➤ **situation climatique**

Mazouna est commune de la wilaya de Relizane en Algérie, elle est située au Nord de la wilaya de Relizane.

➤ **situation continental**

Latitude: 36.1257 ; 36° 7' 33" Nord  
 Longitude: 0.87650, 0° 52' 35" Est ;  
 Altitude : Minimale 375 m.

**III.3.6. Estimation des besoins journaliers**

La puissance photovoltaïque nécessaire pour couvrir le besoin en énergie de notre site à tout moment est la puissance fournie par un ensemble de panneaux dont le nombre est déterminé grâce aux calculs des besoins.

Pour cela, la consommation journalière (en Wh/jour) de chaque appareil est déterminée grâce à leur puissance (en W) et leur durée d'utilisation (en h/jour) afin d'en déduire l'énergie totale journalière, mensuelle et même annuelle. Ainsi, on a :

$$E(\text{Wh/jour}) = P * t \tag{III.17}$$

$$E_{\text{Totale}} (\text{Wh/jour}) = \sum_i E_i \tag{III.18}$$

La consommation totale journalière d'énergie de l'application est calculée en additionnant la consommation journalière de chaque récepteur :

$$E_t = E_1 + E_2 + E_3 + E_4 + E_5 + \dots$$

$$E_t = [(p_1.t_1) n_1] + [(p_2.t_2) n_2] + [(p_3.t_3) n_3] + [(p_4.t_4) n_4] + [(p_5.t_5) n_5] = \text{Wh/j} \tag{III.19}$$

☛ Modules photovoltaïques ;	☛ Onduleurs chargeurs ;
☛ Structure solaires fixes à 45° ;	☛ Coffret AC ;
☛ Batteries ;	☛ Coffret DC ;
☛ Contrôleurs batteries ;	☛ Système d'acquisition de données ;
☛ Capteurs de températures ;	☛ Réseau.

Avec :

$P_1$  : Puissance du récepteur (W) ;

$t_1$  : Temps d'utilisation du récepteur par jour (h/j) ;

$n_1$  : Nombre de récepteur ;

L'énergie Total= Administration + couloirs + bloc Sanitaire + 10.classes + cours + lampes murales

ECOLE Martyr ABID HABIB – MAZOUNA W. RELIZANE						
Blocs à alimenter	Liste des appareils	Nombre d'appareil	Puissance (w)	Nombre d'heures d'utilisation	Bilan énergétique Wh/J	
					alternatif	continu
Cantine	Réfrigérateur	1	300	-	-	0
	suppresseur	1	370	-	-	0
	mixeur	2	20	-	-	0
	TUBE à LED	8	10	-	-	0
Administration	Pc + imprimante	2	90	8	1440	0
	TUBE LED	6	10	6	360	0
	machine à café	1	20	1	20	0
Couloirs	TUBE LED	20	18	6	2160	0
Bloc SANITAIRE	LED	8	11	6	528	0
10xclasses	Tube à led	50	18	6	5400	0
Cours	Eclairage extérieur	6	40	12	2880	0
Lampes murales	Eclairage extérieur	0	10	12	0	0
			Energie Totale en Wh/J		12 788	
			Energie Totale Globale en Wh/J		<b>12 788</b>	

D'où L'énergie Total= 12788 Wh/J = 12.788 KWh/J

### III.3.7. Calcul de la puissance photovoltaïque

✓ Calculons l'énergie de production :

$$E_p = \frac{E_t}{C_p} \quad E_p = \frac{12788}{0.6} = 21313.3 \text{ watts} \quad (III.20)$$

✓ Calcul la puissance crête :

$$P_c = \frac{E_p}{N_e} \quad (III.21)$$

Le potentiel de  $E_{sol} = 5.8 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$  ;

D'où  $N_e = 5.8 \text{ h}$  ;

$$P_c = \frac{21.3133}{5.8} = 3.6747 \text{ kwc} \quad (III.22)$$

$$P_c = 3674.7 \text{ WC}$$

Connaissant cette valeur on peut classer notre installation parmi les installations de grande puissance, et cela nous permettra de déterminer le nombre de panneau sur le site.

Le panneau choisi est : Panneau Peimar solaire, les caractéristiques sont illustrées dans le tableau suivant

Tableau III.7: caractéristiques des panneaux.

Caractéristiques	Valeurs
Tension max (Vmp)	33.75 V
Courant max (Imp)	9.34 A
Tension circuit ouvert (Voc)	41.18 V
Courant court-circuit (Isc)	9.99 A
Puissance nom (W)	315 W
Rendement (%)	19.36%
Dimension (mm)	1640×992×40 mm (L×l×h)

### III.3.8. Nombre de panneaux

Le nombre de module pour fournir la puissance de l'installation est déterminé par l'équation suivante :

$$N = \frac{P_c}{P_{panneau}}$$

N : Nombre de panneau solaire

$$N = \frac{3674.712}{315} = 11.66 = 12 \text{ panneaux}$$

### III.3.9. La capacité de batterie

Le nombre de jour d'autonomie est 1 jour noté N, la décharge maximale admissible est 60%. Les caractéristique technique de batterie : capacité 230Ah, le poids 62,9kg et la tension 12 Volts.

$$C = \frac{E_t * N}{DU} = \frac{12788 * 1}{0.6 * 12} = 1776.11 \text{ Ah} \tag{III.23}$$

#### ➤ Nombre de batterie

Le nombre de batterie est déterminé par la formule suivante

$$N_{batt} = \frac{C}{C_{batt}} = \frac{444}{230} = 7.79 = 8 \text{ batteries} \tag{III.24}$$

D'où **2 x 4 batteries de 12V, 2 en serie et 4 en parallele.**

### III.3.10. Dimensionnement de l'onduleur

Le choix est porté sur un onduleur hybride Effet 4000VA 48V qui est un combi convertisseur pur sinus, régulateur solaire MPPT et chargeur de batteries qui offre de multiples possibilités. Cet onduleur peut fonctionner dans des applications en site autonome grâce aux panneaux solaires et batteries mais est également adapté à un fonctionnement sur un groupe électrogène ou en complément du réseau électrique grâce à son entrée 230V AC.

En cas de connexion de multiples sources d'énergies: solaire, batteries, groupe ou réseau. L'onduleur gère intelligemment la gestion de la production, du stockage et de la fourniture d'énergie.

$$\frac{P_o}{P_c} = \frac{4}{3.6} = 1.1$$

Avec :

Po : Puissance maximale de l'onduleur ; Pc : la puissance crête du GPV

Suivant l'équation (III. 13) :

$$0.7 < \frac{P_o}{P_c} = 1.1 \leq 1.2$$

Ce rapport confirme que la puissance de l'onduleur choisi est supérieure à la puissance crête du champ photovoltaïque. Donc,

Le nombre maximal de module en série, suivant l'équation (III. 14) :

$$N_s = Ent \left( \frac{U_{ond.max}}{U_{co} * 1,15} \right) = 1,01 \text{ panneaux}$$

Donc le nombre final des modules série par branche est N = 1 modules

Nombre de module en parallèle (chaînes) :

Puisque on veut connecter notre un système a un réseau triphasé pour plus de sécurité on a besoin de 3 onduleur monophasés donc le champ PV est décomposé en trois sous champs, chacun est raccordé via 1 onduleur hybride de 4kW, trois champs via trois onduleurs séparément pour fournir trois phases à la sortie, les trois onduleurs sont raccordés via un seul pack de batterie de 48 VDC,

✓ **Vérification du courant de l'onduleur**

Tableau III.8 : Caractéristiques de l'onduleur.

Onduleur hybride Effecta	
Caractéristiques	Grandeur
Puissance	4Kw
Puissance crête (max)	4000VA
Tension d'entrée	48V
Tension de sortie	230V
Consommation en veille	2W
Poids	11.5Kg

**III.3.11. Calcul de la section des câbles**

La section est calculée de façon à limiter les pertes en lignes; de façon à limiter la baisse de tension entre les différents composants à moins de 2%.

On calcul de la sections des câbles, d'après les formules suivantes :

➤ **Calcul de la section du câble électrique entre panneau via les boites de raccordement**

**En série :**

$$S1 = \frac{\rho * I * l}{e * V} = \frac{1.8 * 10^{-8} * 9 * 18}{0.02 * 37} = 4 \text{ mm}^2 \tag{III.27}$$

**En parallèle :**

$$S2 = \frac{\rho * I * L}{e * V} = \frac{1.8 * 10^{-8} * (9 * 3) * 18}{0.02 * 75} = 6 \text{ mm}^2 \tag{III.28}$$

Les calculs sont résumés sur le tableau (III.9):

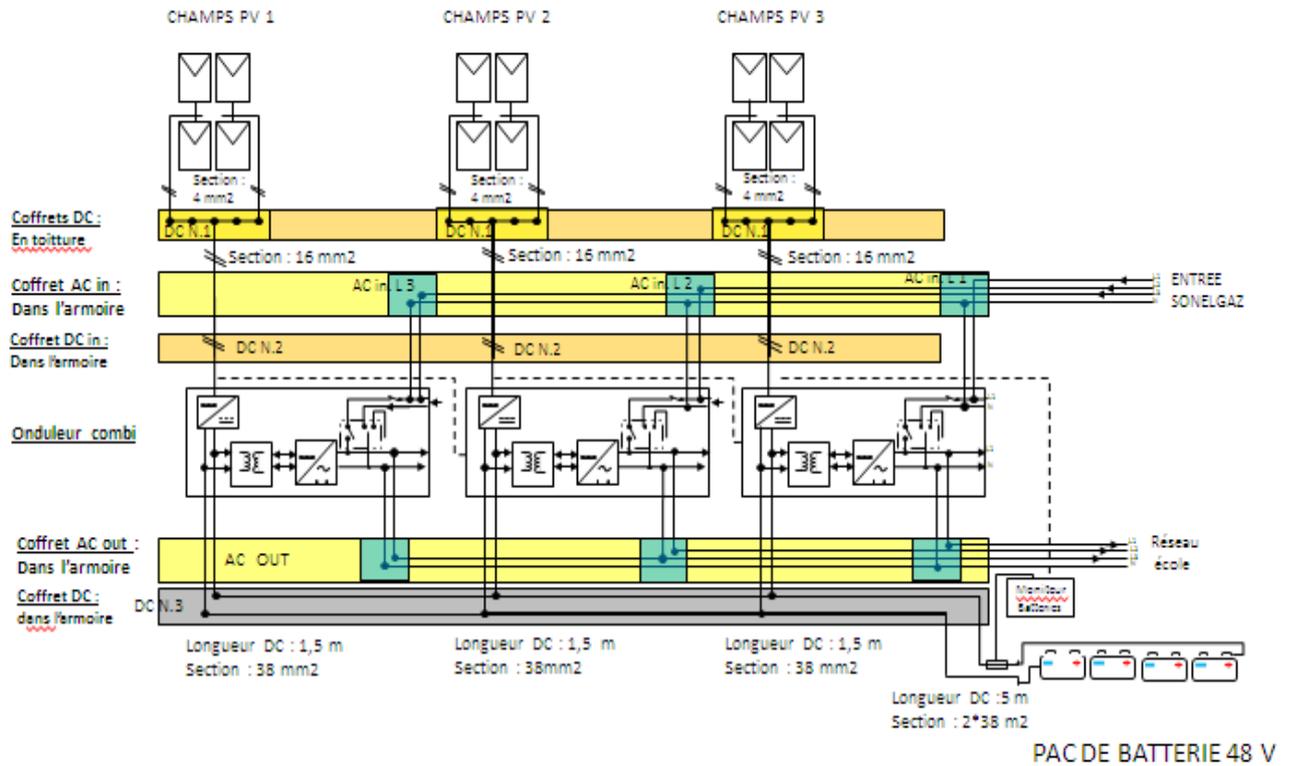
Tableau III.9 : Section du câble utilisés dans l'installation

<b>Câblage entre panneau via les boites de raccordement</b>	<b>Courant I pm</b>	<b>9 A</b>
	Tension	37 VDC
	Chute de tension $\Delta U$ max	2%
	longueur m	18 m
	Section mm <sup>2</sup> (en série)	4 mm <sup>2</sup>
	Section mm <sup>2</sup> (en parallèle)	6 mm <sup>2</sup>
<b>Câblage entre panneau via les boites de raccordement</b>	Courant I pm	18 A
	Tension	75 VDC
	Chute de tension $\Delta U$ max	2%
	Longueur m	18 m
	Section mm <sup>2</sup>	16 mm <sup>2</sup>
<b>Câblage entre onduleurs via batteries</b>	Courant I pm	80 A
	tension	48 VDC
	Chute de tension $\Delta U$ max	2%
	Longueur m	1.3 m
	Section mm <sup>2</sup>	35 mm <sup>2</sup>
<b>Câblage entre panneau via les boites de raccordement</b>	courant I pm	9 A
	tension	37 VDC
	Chute de tension $\Delta U$ max	2%
	longueur m	18 m
	Section mm <sup>2</sup> (en série)	4 mm <sup>2</sup>
	Section mm <sup>2</sup> (en parallèle)	6 mm <sup>2</sup>
<b>Câblage entre onduleurs via batteries</b>	courant I pm	18 A
	Tension	75 VDC
	Chute de tension $\Delta U$ max	2%
	Longueur m	18 m
	Section mm <sup>2</sup>	16 mm <sup>2</sup>
<b>Câblage entre onduleurs via batteries</b>	Courant I pm	80 A
	Tension	48 VDC
	Chute de tension $\Delta U$ max	2%
	Longueur m	1.3 m
	Section mm <sup>2</sup>	35 mm <sup>2</sup>

### III.3.12. Le fonctionnement :

Le champ PV est décomposé en trois sous champs, chacun est raccordé via 1 onduleur hybride de 4 kW, trois champs via trois onduleurs séparément pour fournir trois phases à la sortie, les trois onduleurs sont raccordés via un seul pack de batterie de 48 VDC, les onduleurs sont programmés sur un fonctionnement principale de la source solaire, si les panneaux photovoltaïques ne suffit pas le système est programmé à tirer le besoin électrique depuis les batteries.

Par la suite si la capacité du pack de batteries atteint un seuil de décharge de 50 à 60 % le système bascule vers le réseau sonal gaz. Le schéma de la figure (III.4) illustre le câblage de l'installation.



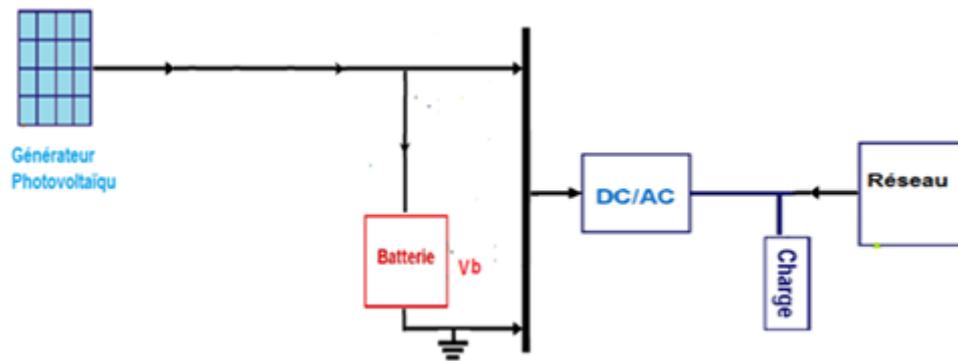
Figure(III.4) : Schéma électrique utilisé dans l'école (Martyr ABID HABIB)

**Projet 03 :**

**Dimensionnement de la même installation relié au réseau assisté par ordinateur**

**III.4. Vérification de la faisabilité de fonctionnement par le logiciel de conception « Homer »**

La mise en œuvre de systèmes réels est généralement précédée d'un ensemble d'études théoriques sur la faisabilité technique et le calcul manuel. Après avoir déterminé la configuration le générateur photovoltaïque autonome pour alimenter le campus d'ORAVIO (voir première application). Nous allons vérifier la faisabilité de son fonctionnement avec un raccordement au réseau, le modèle de système défini sur la figure (III.5) est introduit dans le logiciel en spécifiant les options de disponibilité technologique, le coût des composants et la disponibilité des ressources. HOMER est un logiciel de simulation et d'optimisation technico-économique de systèmes globaux. Il est basé sur les critères du coût net actuel et du coût de l'énergie. Par conséquent, son objectif principal est l'évaluation de la faisabilité de systèmes photovoltaïques [6], [21], [22] et [23] [24].



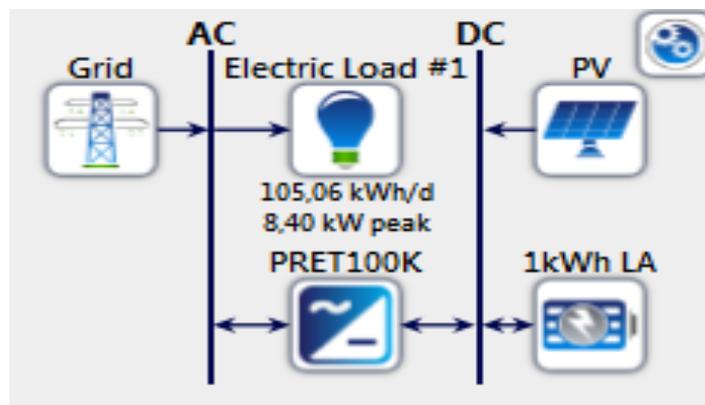
Figure(III.5) : La configuration introduite dans l'interface HOMER

La figure(III.6) présente l'interface du logiciel qui permet :

- De positionner le site de travail sur la carte géographique pour vérifier les coordonnées relatives au site ;
- De faire raccordement des composants de la configuration définie et choisir leurs caractéristiques techniques telles qu'elles sont montrées sur le tableau (III.10).

Tableau (III.10) : Caractéristiques techniques de l'équipement choisis

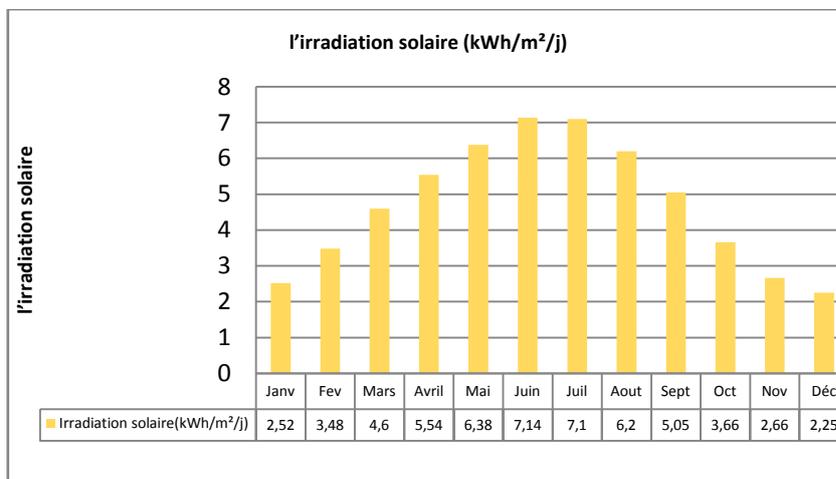
Désignation	Grandeur
- Puissance de panneau en STC (Wc)	305 W
- Nombre total des panneaux	260
- Branches en parallèle (string)	26 x2
- Panneaux en série	5
- Rendement de panneau en STC (%)	18.1
- Puissance installée (kWc)	79.3KW
Les deux convertisseurs DC/DC en parallèle	100 kW,300 V, 500V
L'onduleur coté DC	100 kW,800V, 210 A
Entrée DC	
Puissance PV max. (kW)	100



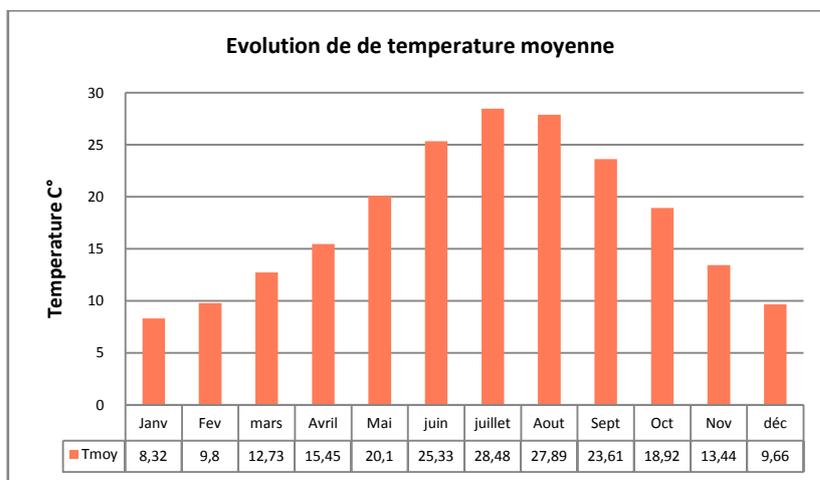
Figure(III.6) : .Schéma de raccordement sur l'interface HOMER

**III.4.1. Analyse de l'énergie solaire globale**

L'histogramme donné par le logiciel confirme, quant à la variation d'irradiation solaire moyenne, une excellente compatibilité avec le changement de saison dans la région. Le rayonnement maximum est indiqué en été et le minimum en hiver, comme indiqué à figure(III.7).



Figure(III.7) : L'irradiation moyenne annuelle pour la région de Malakou Tiaret De même, le graphique de la figure(III.8), indique clairement que le maximum de température atteint pendant les mois d'été dans la région ne dépassera jamais la température qui influence les performances des cellules.



Figure(III.8) : l'évolution des températures mensuelles moyennes de la région

L'analyse des courbes globales de l'énergie solaire donnée par le logiciel (figure (III.9 a, b, c)) montre une indication forte de l'importance du champ solaire dans la région. De plus, les graphiques indiquent l'influence importante de l'inclinaison des panneaux. Ainsi, malgré les distinctions entre les saisons, l'énergie annuelle produite par les panneaux inclinés reste uniformément distribuée. Au contraire, l'énergie solaire globale est très importante, mais avec une distribution annuelle inégale. Le changement d'énergie sur deux jours illustré par les figures (III. 9 b et c) montre clairement l'influence de l'angle d'inclinaison dans un champ PV. En été, les deux irradiations ont la même valeur, mais en hiver, il existe une grande distinction.

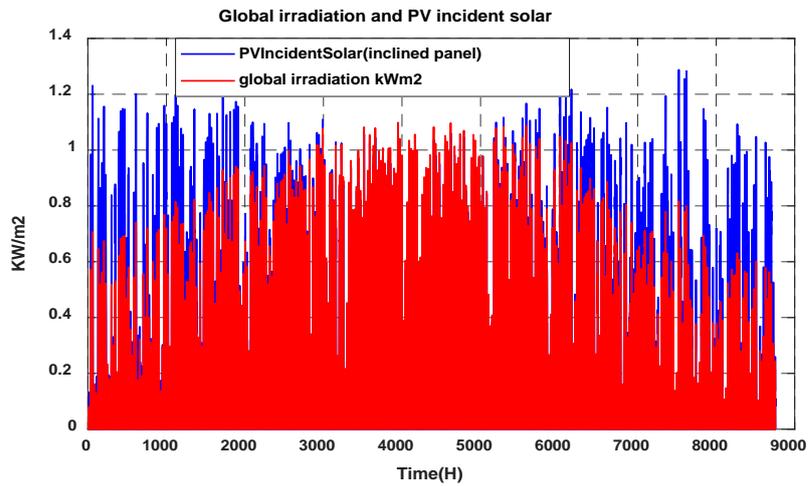


Figure (III.9.a) : Répartition annuelle de l'énergie solaire globale et l'énergie produite par le plan incliné

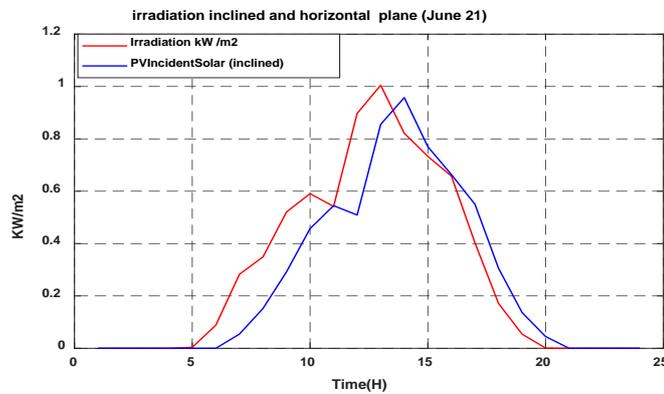


Figure (III.9 b) : Répartition du de l'énergie solaire globale et l'énergie produite par le plan **incliné** 21 Juin

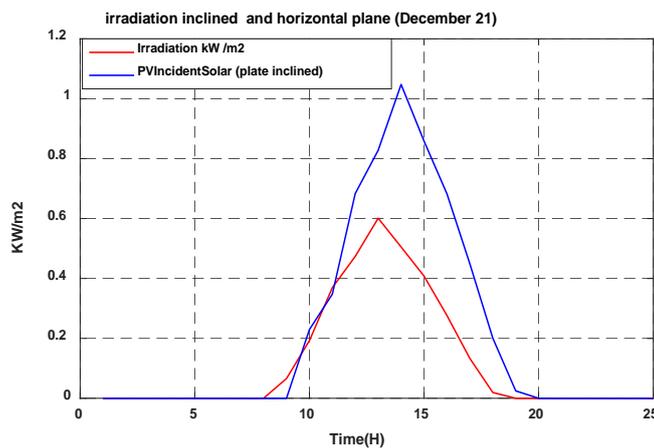


Figure (III.9 c) : Répartition de l'énergie solaire globale et l'énergie produite par le plan incliné 21 Décembre

### III.4.2. La distribution de la charge

La variation de la charge de la figure (III.10), obtenue par HOMER, reflète correctement la consommation d'énergie de l'entreprise.

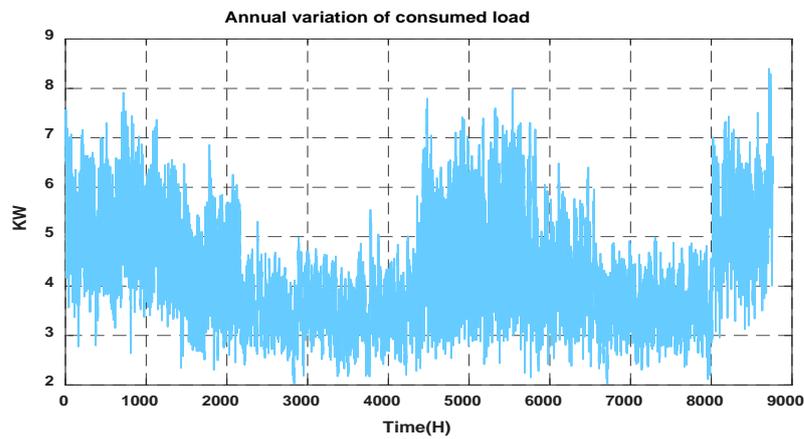


Figure (III.10) : Les distributions de la charge

C'est très important pendant les mois d'hiver et d'été à cause de la climatisation avec une variation très aléatoire en raison des changements météorologiques instantanés. La courbe montre que les énergies impliquées dans le système pendant une année de fonctionnement ont un caractère continu de disponibilité. Ainsi, il est satisfaisant pour l'atténuation de la partie affectée au stockage.

#### III.4.3. Le flux de puissance pendant les solstices d'été et d'hiver

La comparaison de la production du champ photovoltaïque conçu avec la consommation réelle des bâtiments au solstice d'été (21 juin) et au solstice d'hiver (21 décembre) obtenue par le logiciel (figure (III.11 a, b) montre que les besoins en énergie du site sont très assurés par les générateurs photovoltaïques. Il est clairement noté qu'en l'absence d'éclairage, la charge est satisfaite par le stockage. Mais dès le lever du soleil, le courant de pouvoir change de direction. Ainsi, à cette heure de la journée, la production du PV en croissance ne peut suffire qu'aux besoins du bâtiment et à la charge des batteries. En conséquence, la société ne peut pas vendre tant que les batteries ne sont pas pleines. Les figures (III.11 a, b) montrent que la quantité d'énergie excédentaire vendue et la charge ainsi que la décharge des batteries dépendent directement de la durée d'ensoleillement, donc des saisons.

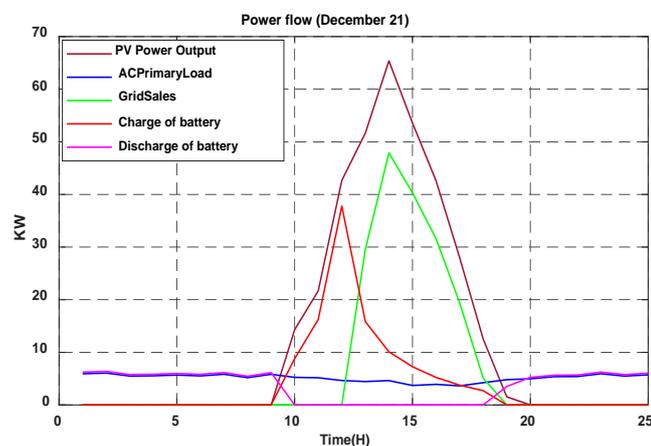


Figure (III.11 a) : Le flux de puissance d'une journée d'hiver

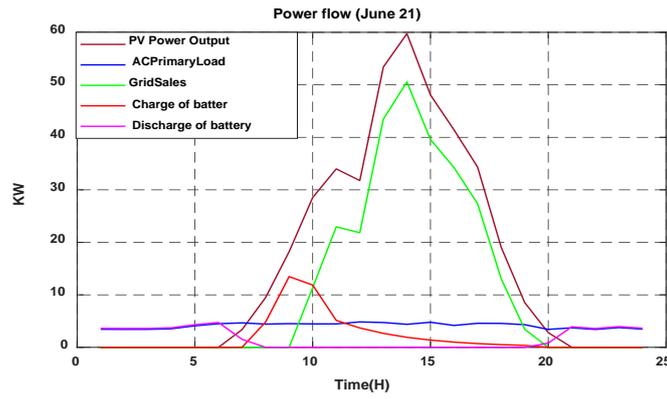


Figure (III.11 b) : Le flux de puissance d'une journée d'été

### III.4.4. La puissance d'entrée et de sortie du convertisseur

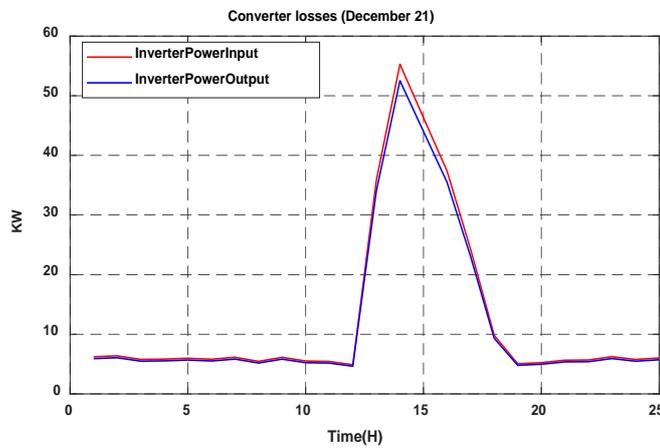


Figure (III.12) : La puissance d'entrée et de sortie du convertisseur

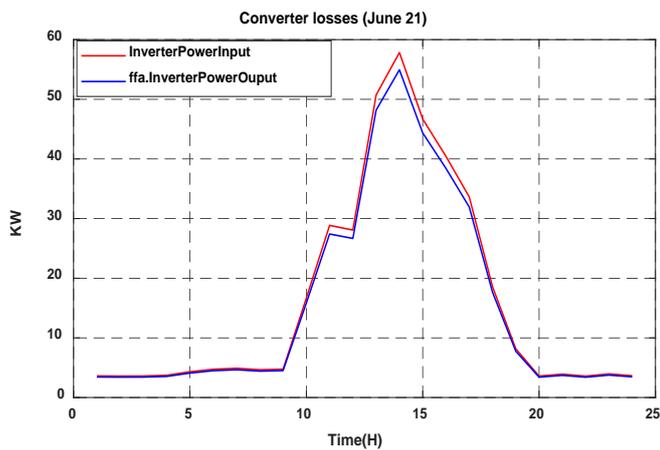


Figure (III.13) : La puissance d'entrée et de sortie du convertisseur pour un jour

Les figures (III. 13 et 12) montrent que les pertes annuelles de l'onduleur ne dépasseront pas 5% de la puissance d'entrée. Cela correspond à un rendement de 95%. Celles-ci dépendent légèrement de la saison.

### III.4.5. Le stockage d'énergie

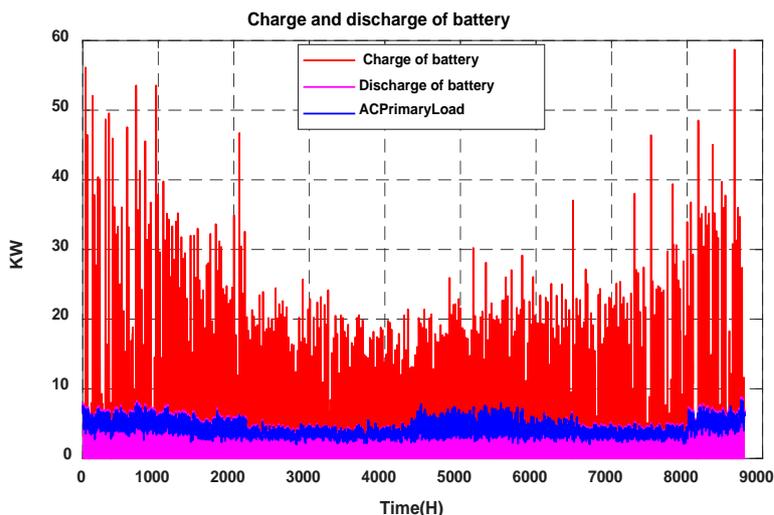


Figure (III.14) : Le cycle de charge et de décharge de la batterie et les variations de la consommation pendant une année

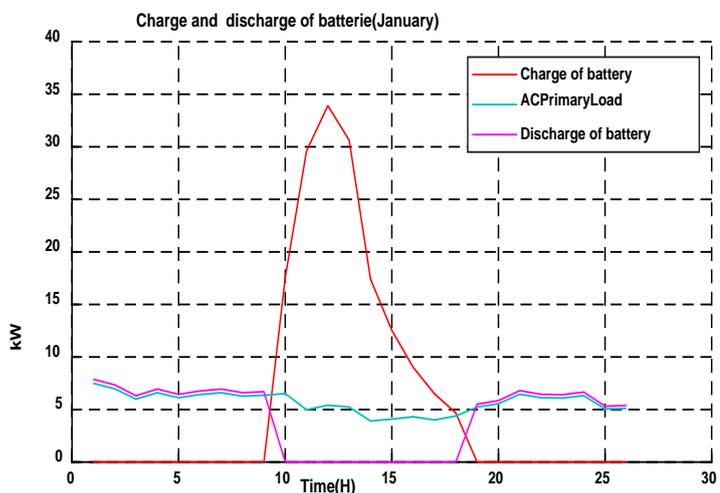


Figure (III.15) : Le cycle de charge et de décharge de la batterie et les variations de la consommation pendant une journée

Les figures (III. 15 et 14) montrent que la disponibilité de l'énergie stockée par la batterie couvre entièrement la consommation de l'entreprise pendant la nuit et pendant les perturbations climatiques. En effet, ce résultat nous donne un bon indicateur de dimensionnement du stockage, et il confirme le calcul de la capacité réalisé dans la cinquième étape l'algorithme.

### III.4.6. Évaluation économique

Selon l'histogramme de la figure(III.16), l'entreprise d'élevage apercevra un excédent vendu chaque mois de l'année. L'énergie injectée dans le réseau varie en fonction de la saison et des conditions climatologiques. Nous notons également que les ventes maximales sont réalisées en juin avec une valeur de 8139,16 kW et que la société consomme au maximum 3 854,15 KW au mois d'août. Toutefois, selon ce scénario, ORAVIO consomme 35,14% et injecte un réseau de 64,86% de toute

l'énergie produite par son générateur photovoltaïque. Les bénéfices tirés de l'excédent peuvent être utilisés pour amortir les investissements de réalisation de la centrale.

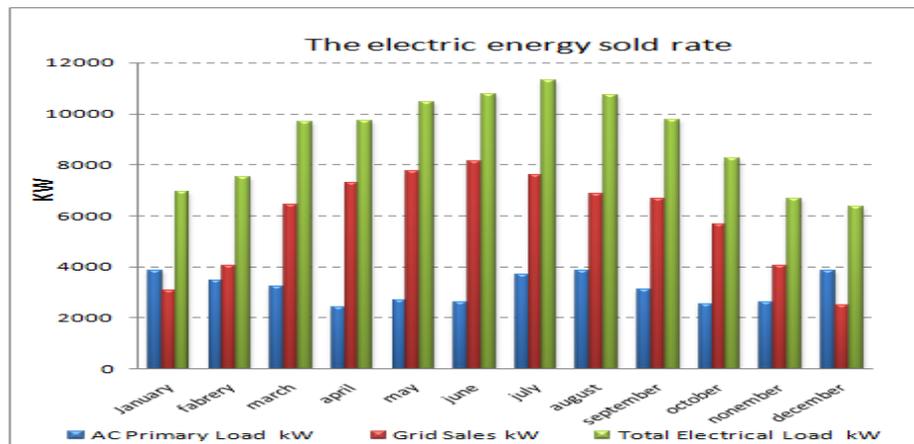


Figure (III.16) : Le bénéfice en énergie

En effet, les résultats du logiciel HOMER nous ont permis de valider les étapes de dimensionnement effectuées précédemment et d'avoir une configuration optimale du système afin d'assurer le meilleur compromis entre faisabilité technique et rentabilité économique. D'une manière générale, cette étude met en évidence l'existence d'un couplage fort entre les composants du système photovoltaïque: le gisement, la structure, le stockage, les convertisseurs, la gestion de l'énergie et la charge. Par conséquent, cela justifie également une approche systématique de la conception dans laquelle l'optimisation énergétique de tous les sous-systèmes est nécessaire.

### III.5.Conclusion

A l'issue de ce chapitre, l'étudiant devra être capable de mener un projet de dimensionnement d'une installation d'énergie photovoltaïque. Actuellement, il existe plusieurs logiciels de dimensionnement des systèmes industriels, mais sans connaissance des principes de base du calcul de mise à l'échelle et des ajustements empiriques, nous ne pouvons pas interpréter les résultats de ces programmes. Les calculs manuels et la formation avec de petits exemples sont donc essentiels pour les concepteurs apprentis. Ainsi, ce chapitre a fourni deux exemples réels et très simples, au delà des calculs manuels, le premier étant la conception d'une installation PV pour alimenter le centre ORAVIO. Cet exemple est très intéressant pour analyser son environnement car le concepteur doit prendre en compte dans ce travail le comportement de l'animal. Le second est un exemple d'école primaire, donc l'emplacement des panneaux photovoltaïques et la protection sont des priorités.

**Chapitre IV**  
**Application aux Systèmes de pompage**  
**photovoltaïque**

### IV.1. Introduction

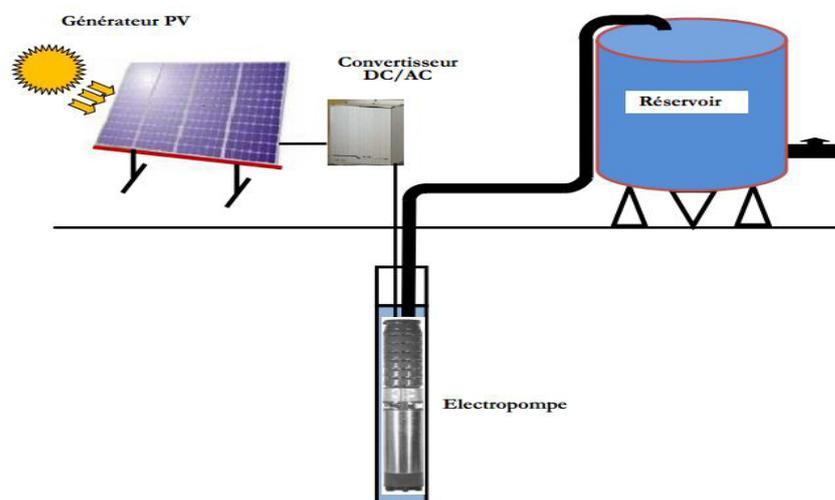
Dans nos jours, la demande d'eau est plus en plus importante. Le problème se multiplie en particulier dans les zones rurales et les sites isolés où l'accès à l'énergie classique est difficile. Ce phénomène a fait qu'un. La réalisation d'un système de pompage photovoltaïque autonome, fiable et à bon rendement, constitue un intérêt grandissant et est portée sur l'utilisation des générateurs photovoltaïques comme nouvelle source d'énergie une solution pratique et économique au problème du manque d'eau, en particulier dans les régions désertiques. En effet, un système photovoltaïque devient intéressant lorsqu'il est facile à installer avec une autonomie acceptable et une excellente fiabilité de service. Dans ce chapitre on traite plus particulièrement les éléments nécessaires qui consistent au dimensionnement optimal d'une station de pompage solaire.

### IV.2. Le pompage solaire

Pour pomper l'eau avec un système photovoltaïque, deux méthodes sont possibles.

#### IV.2.1. Pompage « au fil du soleil »

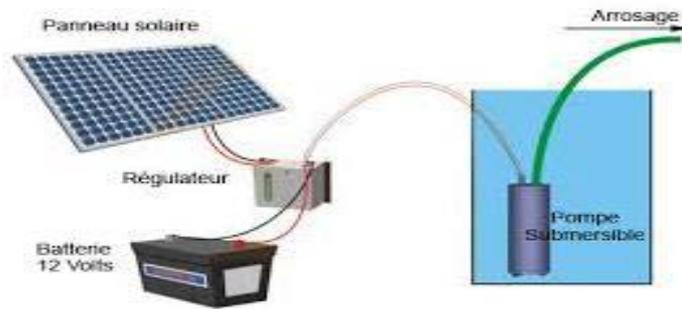
Le pompage « au fil du soleil » permet d'avoir un système photovoltaïque simple, fiable et moins coûteux. Ici l'eau est pompée et stockée dans un réservoir, au fil de la journée. On parle alors d'un stockage hydraulique. L'eau stockée sera distribuée au besoin, comme cela est illustré dans la figure (IV.1) [25].



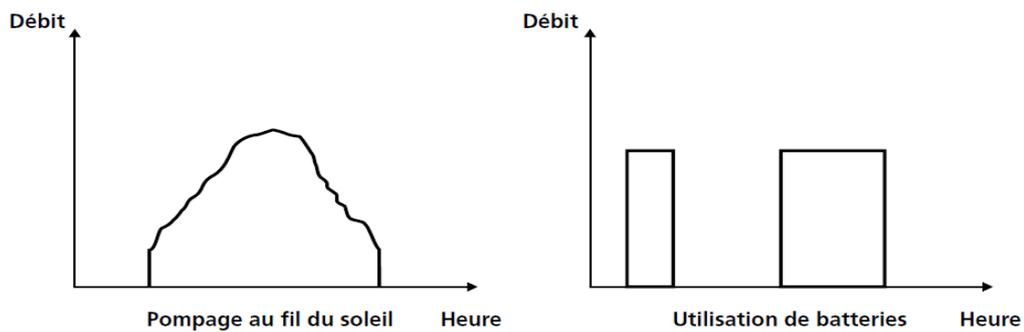
Figure(IV.1) : Pompage photovoltaïque au fil du soleil.

#### IV.2.2. Pompage avec stockage d'énergie électrique

Dans ce modèle d'installation c'est l'énergie électrique qui sera stockée dans des batteries. Le pompage sera possible même en absence du soleil. Un tel système est plus coûteux que le précédent, vu la nécessité de changer les batteries, car elles ont une courte durée de vie.



Figure(IV.2) : Pompage photovoltaïque avec stockage d'énergie.



Figure(IV.3) : Caractéristiques du débit pour le pompage au fil du soleil et avec batterie

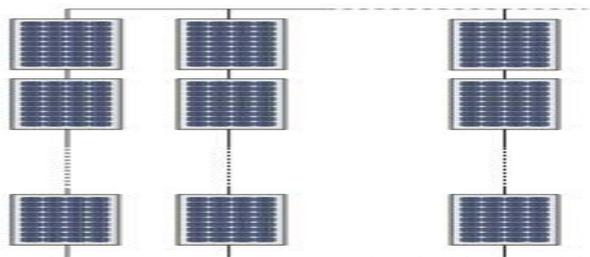
#### IV.4. Composants d'un système de pompage PV

Un système de pompage solaire est généralement constitué de

- Le générateur photovoltaïque ;
- Le groupe de motopompe ;
- L'électronique de commande ;
- Les éléments du stockage.

##### IV.4.1. Le générateur photovoltaïque

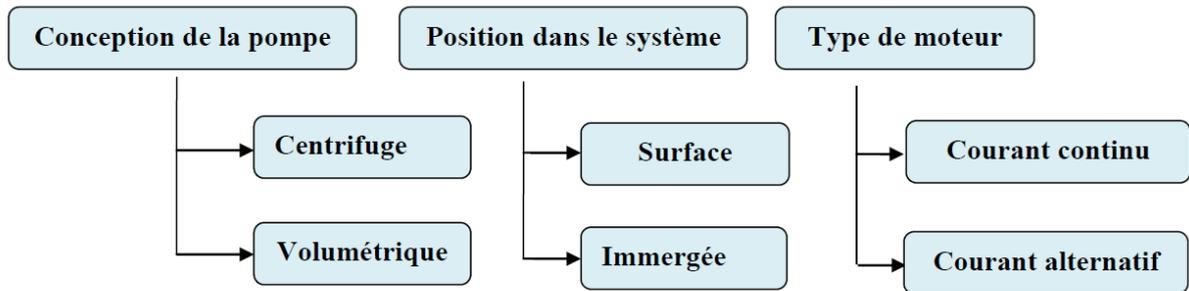
Les modules photovoltaïques interconnectés en une seule unité de génération d'électricité, montés sur des structures diverses (support ou châssis, toits et autres). Le nombre des modules est déterminé par une méthode de dimensionnement (voir le Chapitre II).



Figure(IV.4) : Générateur photovoltaïque (GPV).

**IV.4 .2. Le groupe de motopompe**

La classification des pompes peut se faire selon différents critères : conception de la pompe, sa position dans le système et le type du moteur utilisé.



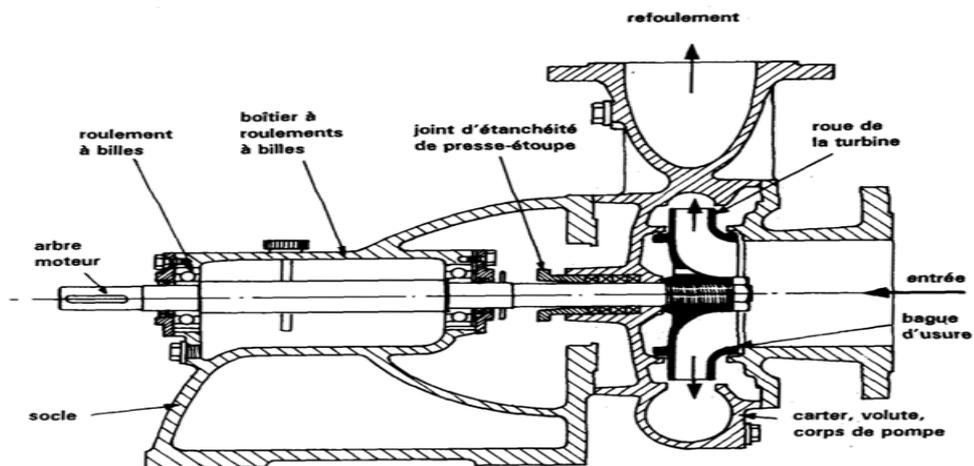
Figure(IV.5) : Classification des pompes

**IV.4.2.1. Classification selon la conception de la pompe**

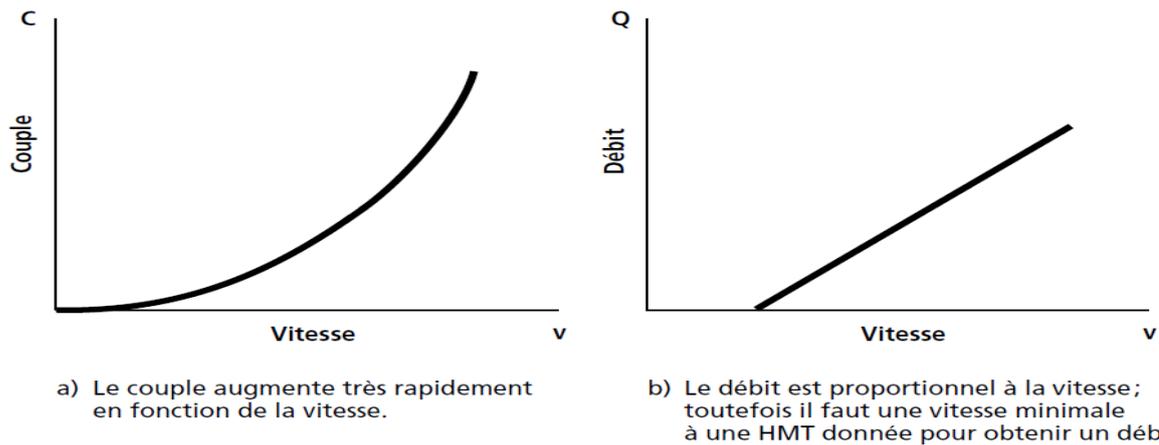
Une pompe est un dispositif permettant d’aspirer et de refouler un fluide. Il existe deux types de pompes : les pompes centrifuges et les pompes volumétrique [25].

**a) Pompe centrifuge**

La pompe centrifuge transmet l’énergie cinétique du moteur au fluide par un mouvement de rotation de roues à aubes ou à ailettes. L’eau qui rente au centre de la pompe sera poussée vers l’extérieur et vers le haut grâce à la force centrifuge des aubages.



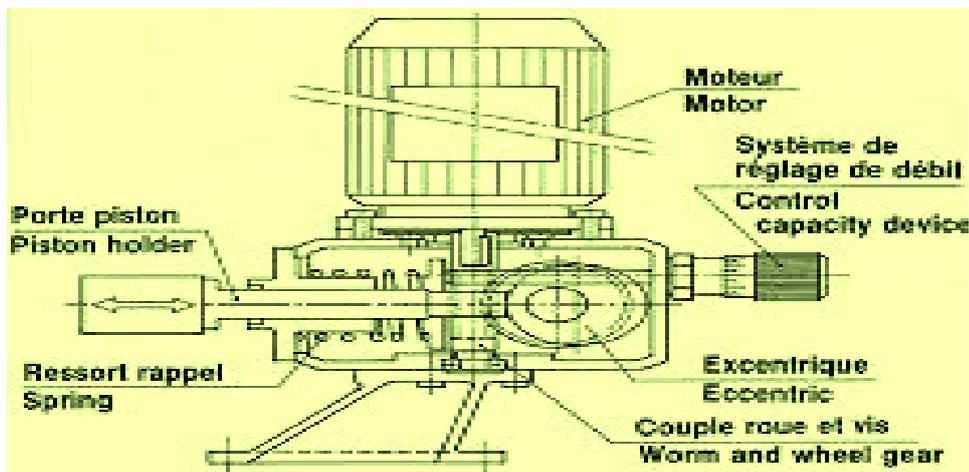
Figure(IV.6) : Schéma d’une pompe centrifuge



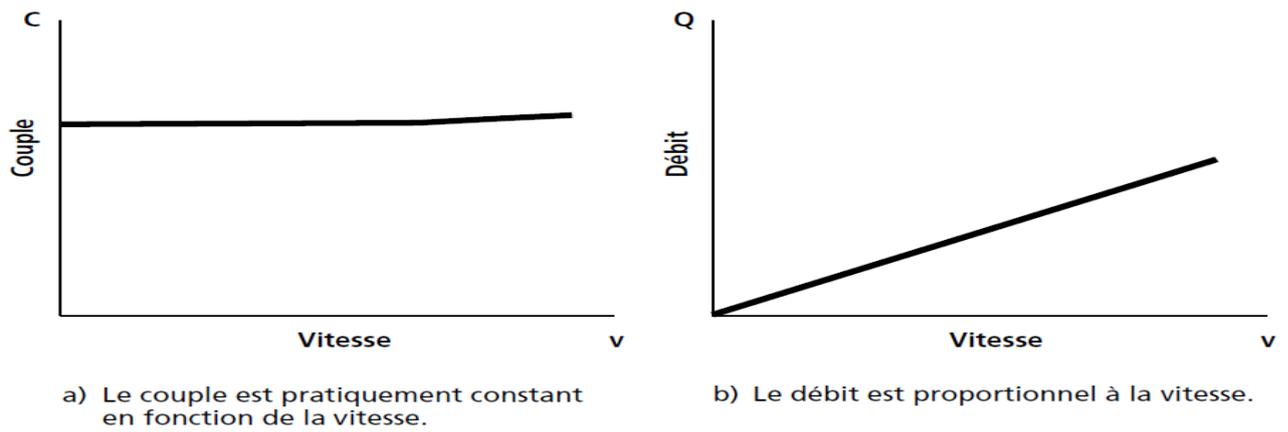
Figure(IV.7) : Caractéristiques d'une pompe centrifuge

**b) Pompe volumétrique**

La pompe volumétrique transmet l'énergie cinétique du moteur en mouvement de va et vient permettant au fluide de vaincre la gravité par variations successives d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement. Une pompe volumétrique comporte toujours une pièce mobile dans une pièce creuse qui déplace le liquide en variant le volume contenu dans la pièce creuse. Le principal intérêt des pompes volumétriques est de pouvoir véhiculer un fluide sous de très fortes pressions.



Figure(IV.8) : Schéma d'une pompe volumétrique.



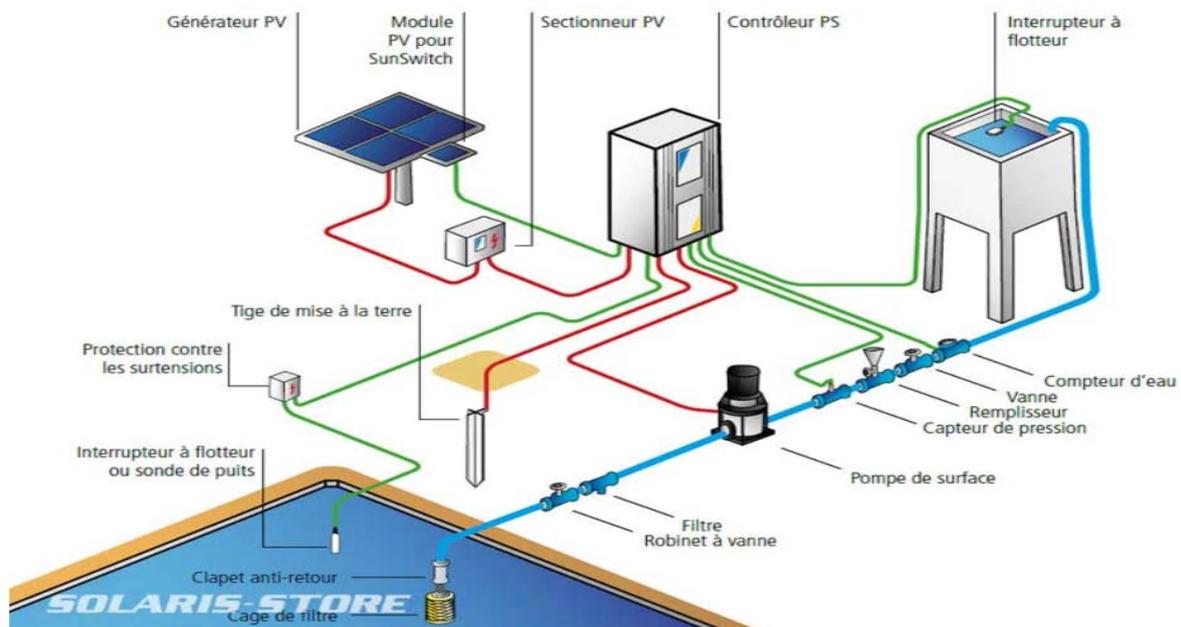
Figure(IV.9) caractéristiques,(couple, débit) Une pompe volumétrique

#### IV.4.2.2. Classification selon la position de pompe

En fonction de l'emplacement physique de la pompe, nous distinguons : Les pompes de surface, et les pompes immergées.

##### a) Pompes de surface

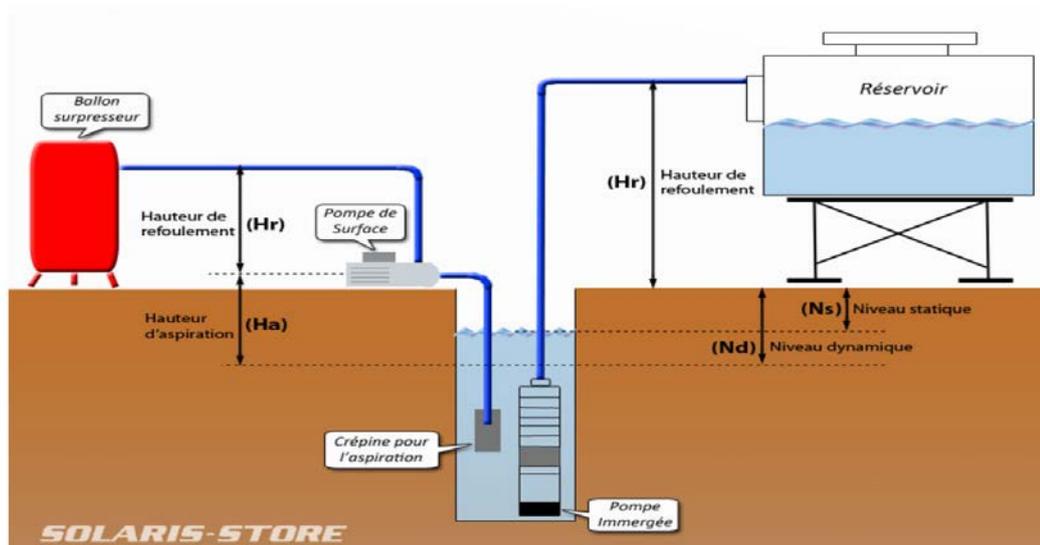
Le terme surface définit la position d'une pompe par rapport au liquide à pomper. Elle est dite pompe de surface, car prévue pour être posée en dehors du liquide à aspirer.



Figure(IV.10) : Pompes de surface.

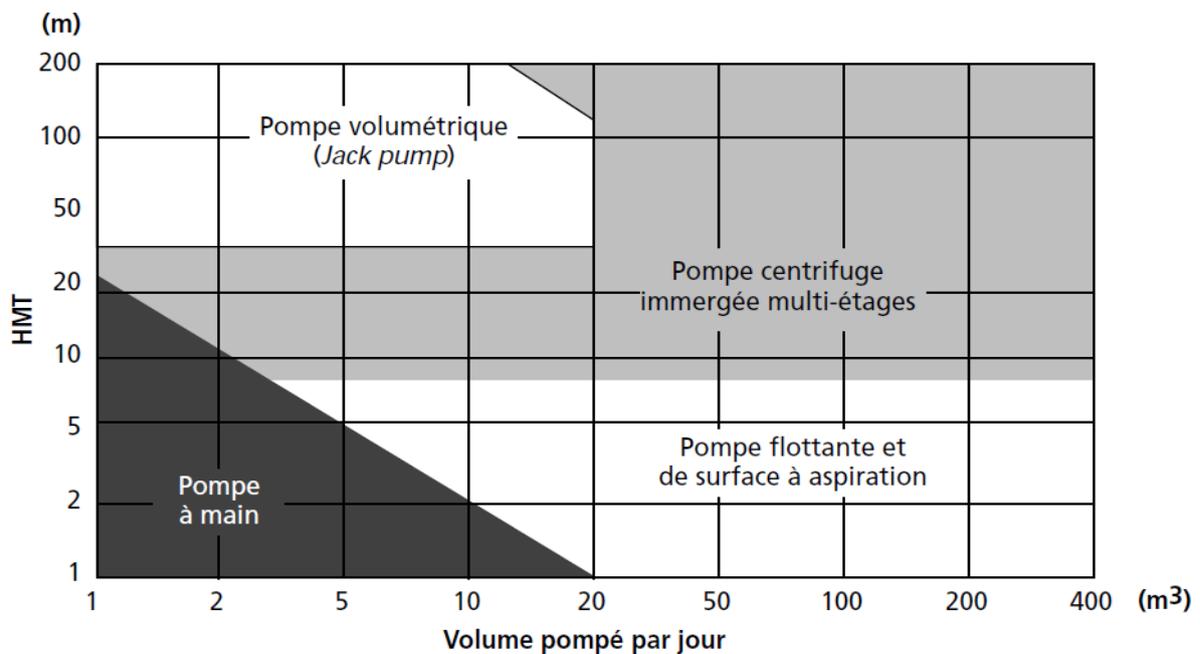
##### b) Pompes immergées

Les pompes de refoulement sont immergées dans l'eau et ont soit leur moteur immergé avec la pompe (pompe monobloc), soit le moteur en surface. La transmission de puissance se fait alors par un long arbre reliant la pompe au moteur. Dans les deux cas, une conduite de refoulement après la pompe permet des élévations de plusieurs dizaines de mètres, selon la puissance du moteur [26].



Figure(IV.11) : Pompe immergée.

#### IV.4.3.Choix d'une pompe selon la hauteur manométrique totale (HMT) et le débit demandés

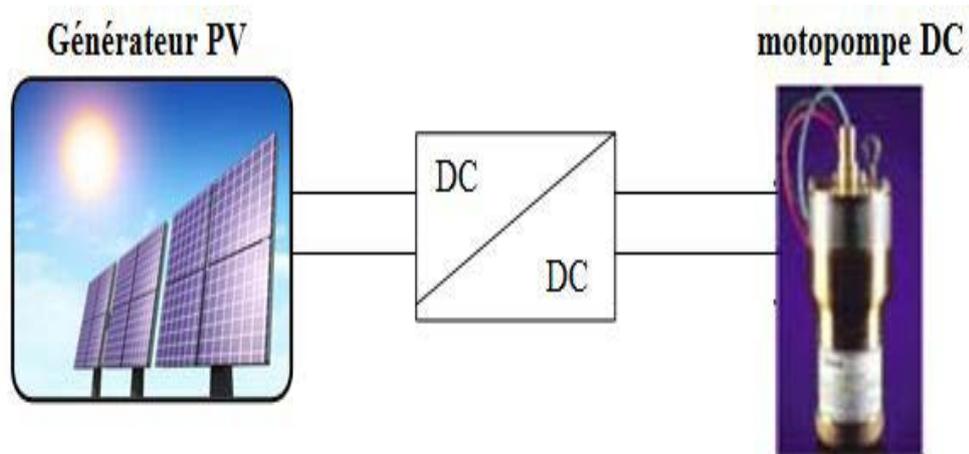


Figure(IV.12) : - Choix d'une pompe selon la HMT et le débit

##### IV.4.3.1 .Classification selon le moteur utilisé

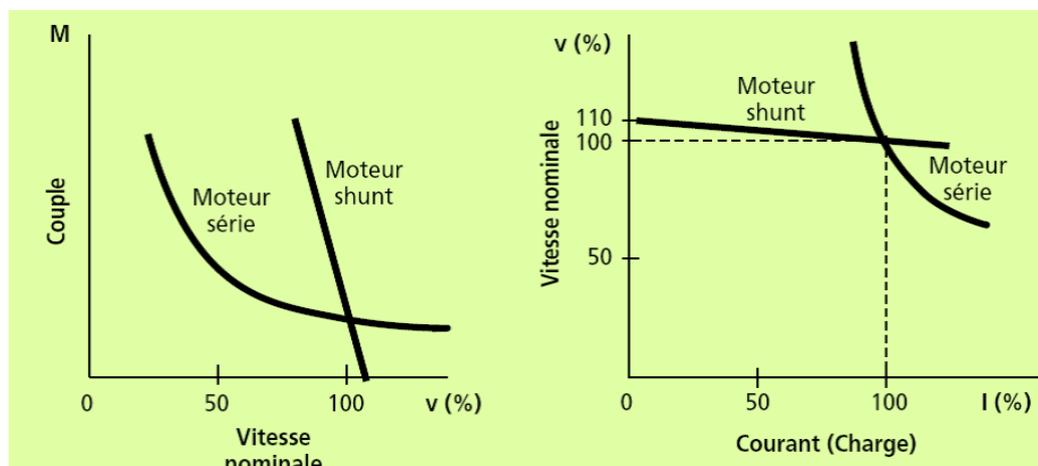
**a) Moteur à courant continu**

Les moteurs à courant continu les plus utilisés sont les moteurs shunts et d'un moteurs séries, Leur couplage est direct ou avec adaptation du générateur par un hacheur de puissance.



Figure(IV.13) : Le couplage direct avec adaptation du générateur par un hacheur

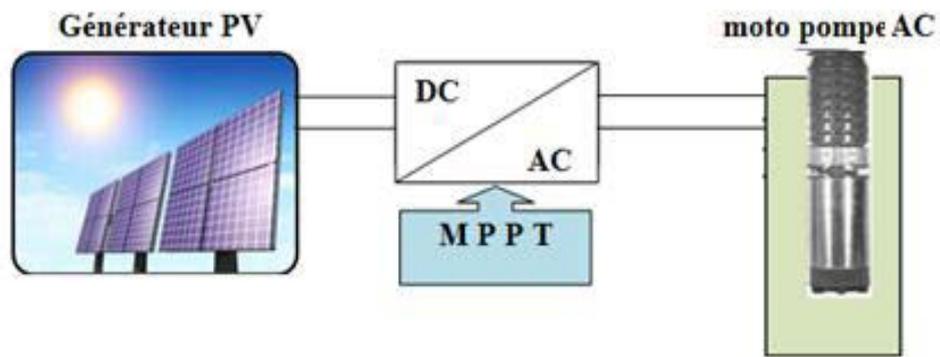
Les caractéristiques du couple en fonction de la vitesse et de la vitesse en fonction du courant d'un moteur shunt et d'un moteur série sont présentés par la figure(IV.14).



Figure(IV.14) : Caractéristiques du couple en fonction de la vitesse

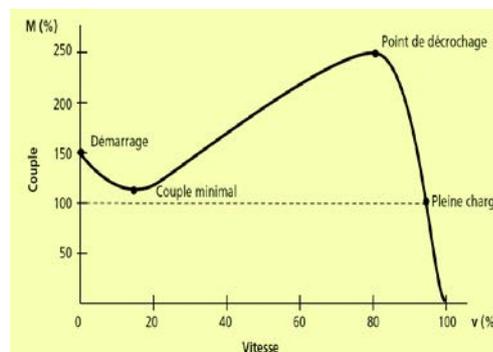
**b) Moteur à courant alternatif**

Les moteurs alternatifs asynchrones (rotor à cage) sont les plus couramment employés pour une gamme variée d'applications industrielles. Il est utilisé particulièrement pour le pompage immergé dans les forages et les puits ouverts. L'arrivée d'onduleurs efficaces a permis l'utilisation de ce type de moteurs dans les applications de pompage solaire.



Figure(IV.15) : Schéma synoptique simplifié du pompage PV par motopompe AC.

La caractéristique du couple en fonction de la vitesse du moteur asynchrone bipolaire est illustrée par la figure(IV.16).



Figure(IV.16) : Courbe du couple en fonction de la vitesse du moteur asynchrone

## IV.5 DONNÉES DE BASE

### IV.5 .1. Analyse des besoins et des conditions d'exploitation

L'analyse des besoins et des conditions d'exploitation doit permettre de déterminer la puissance et le type de pompe choisie pour une situation donnée[26].

Nous nous limiterons ici à fournir une méthode générale qui permettra de dimensionner approximativement les éléments d'une pompe afin de donner un ordre de grandeur de ces éléments et de comparer les coûts. Il y a trois paramètres techniques qui délimitent l'évaluation d'une pompe solaire. Afin d'obtenir l'évaluation la plus exacte possible, il est essentiel que ces trois paramètres soient estimés le plus précisément possible.

Ces trois paramètres sont :

1. la quantité d'eau requise par jour ;
2. la disponibilité de l'eau ;
3. la ressource solaire.

La ressource solaire peut être estimée assez facilement avec un faible degré d'erreur. Nous avons vu au chapitre 1 comment estimer l'énergie disponible. Par contre, l'évaluation de la quantité d'eau requise et la disponibilité de l'eau sont parfois difficiles à estimer et varient souvent de saison en saison et d'année en année.

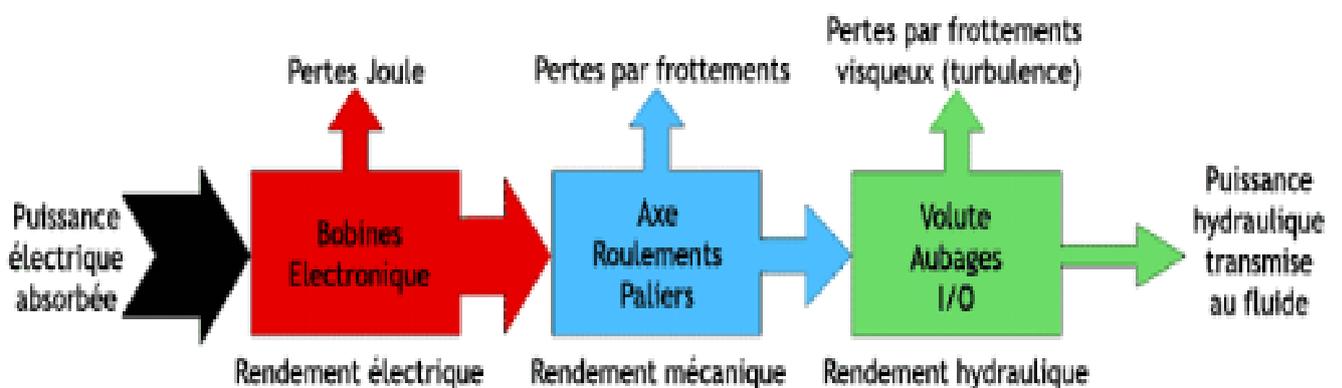
**IV.5 .2 . Estimation des besoins en eau**

La boisson, la cuisine, la lessive et la toilette constituent les principaux usages de l'eau pour les besoins humains. Les animaux aussi ont besoin d'eau pour leur survie. La demande en eau est également primordiale dans les domaines de l'agriculture et de l'industrie, quelle qu'en soit leur ampleur [27].

Tableau IV.1: Exemples besoins en eau.

Besoins en eau	
<b>Humains</b>	
5 l/jour	Survie
10 l/jour	Minimum admissible
30 l/jour	Conditions de vie normales en Afrique
<b>Animaux</b>	
Bœuf	40 l/jour
Mouton, chèvre	5 l/jour
Cheval	40 l/jour
Âne	20 l/jour
Chameau	20 l/jour (réserve de 8 jours)
<b>Irrigation</b>	
Cultures à l'échelle du village	60 m <sup>3</sup> /jour/ha
Riz	100 m <sup>3</sup> /jour/ha
Graines	45 m <sup>3</sup> /jour/ha
Canne à sucre	65 m <sup>3</sup> /jour/ha
Coton	55 m <sup>3</sup> /jour/ha

La puissance hydraulique est ce qui est transmis au final, c'est la puissance utile. On peut présenter son cheminement de la manière suivante (les pertes magnétiques ne sont pas représentées) :



Figure(IV.17) : Diagramme des puissances sur un groupe motopompe

## IV.6. Données utilisées en pompage

Les données suivantes seront nécessaires pour dimensionner la pompe solaire et ses composants. Ce paragraphe donne une définition des données utilisées en pompage en général et explique les particularités du pompage photovoltaïque.

### IV.6 .1. Débit

Le débit (**Q**) est la quantité d'eau que la pompe peut fournir durant un intervalle de temps donné. En pompage, le débit est habituellement donné en litres par heure (l/h) En pompage solaire, le débit (ou le besoin en eau) est souvent exprimé en m<sup>3</sup> par jour.

### IV.6 .2. Hauteur manométrique totale

La hauteur manométrique totale (**HMT**) d'une pompe est la différence de pression en mètres de colonne d'eau entre les orifices d'aspiration et de refoulement. Cette hauteur peut être calculée comme suit [27] :

$$\mathbf{HMT} = \mathbf{H_g} + \mathbf{P_c} \quad (\text{IV-1})$$

Où

**H<sub>g</sub>** : hauteur géométrique entre la nappe d'eau pompée (niveau dynamique) et le plan d'utilisation

$$\mathbf{H_g} = (\mathbf{H_r} + \mathbf{N_d}). \quad (\text{IV-2})$$

Pour une pompe de surface sur un plan d'eau, H<sub>g</sub> sera choisi en fonction de la hauteur de la pompe à son niveau le plus bas.

**P<sub>c</sub>** : pertes de charge produites par le frottement de l'eau sur les parois des conduites. Ces pertes sont fonction de la distance des conduites (**D**), de leur diamètre (**dc**) et du débit de la pompe (**Q**) et s'expriment en mètres d'eau. Le diamètre des conduites doit être calculé afin que ces pertes de charge correspondent au plus à 10 % de la hauteur géométrique totale

### IV.6.3. Niveau statique

Le niveau statique (**N<sub>s</sub>**) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau avant pompage.

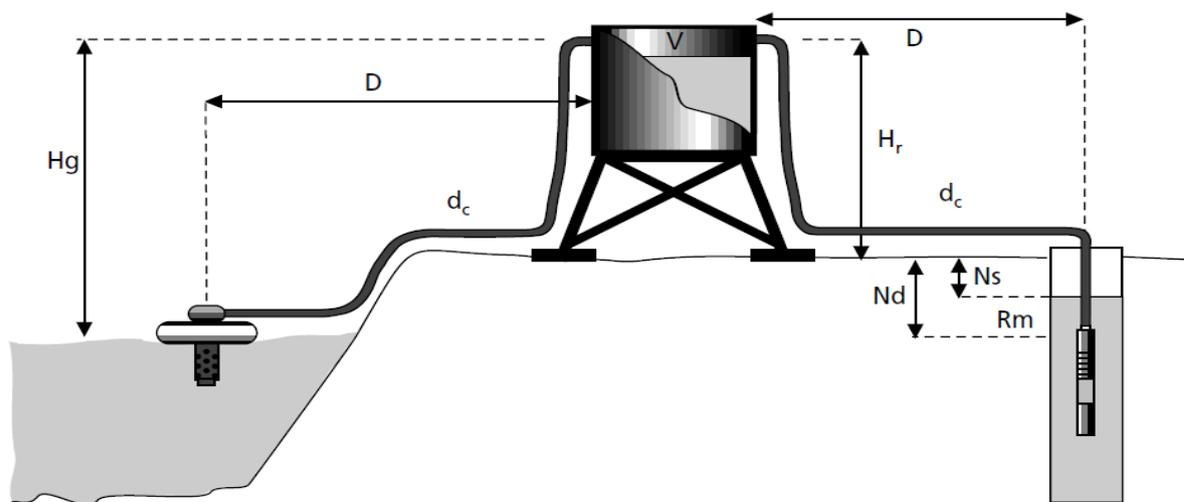
### IV.6. 4. Niveau dynamique

Le niveau dynamique (**N<sub>d</sub>**) d'un puits ou d'un forage est la distance du sol à la surface de l'eau pour un pompage à un débit donné. Pour le calcul de la HMT, le niveau dynamique est calculé pour un débit moyen. La différence entre le niveau dynamique et le niveau statique est appelée rabattement.

$$\mathbf{HMT} = \mathbf{H_r} + \mathbf{N_d} + \mathbf{Pertes\ de\ charge} \quad (\text{IV-3})$$

$$\mathbf{HMT} = \mathbf{H_r} + \mathbf{N_s} + \mathbf{R_m} + \mathbf{Pertes\ de\ charge} \quad (\text{IV-4})$$

**NB** : est le rabattement maximal acceptable avant de stopper la pompe.



Figure(IV.18) : Données de base d'une pompe

**IV.7 .Calcul de l'énergie quotidienne requise**

L'énergie nécessaire pour soulever une certaine quantité d'eau sur une certaine hauteur pendant une journée est calculée à partir des données de débit et de HMT requises et est exprimée en watt-heure. Ce calcul est fonction d'une constante hydraulique (**CH**) et est inversement proportionnel au rendement du groupe motopompe utilisé.

**IV.7.1 . Énergie requise pour la pompe**

$$E_{elec} = \frac{\text{constante hydraulique} * \text{le débit journalier} * \text{HMT}}{\text{Rendement du groupe motopompe}}$$

$$E_{elec} = \frac{C_H * Q \left(\frac{m^3}{j}\right) * HMT(m)}{\eta_p} \tag{IV-5}$$

Où

$E_{elec}$  : est habituellement exprimé en kWh

$$C_H = g * \varrho = \frac{9.81(m.s^{-2}) * 10\left(\frac{kg}{m^3}\right)}{3600\left(\frac{s}{h}\right)} = 2.725 \left(kg.s.\frac{h}{m^2}\right) \tag{IV-6}$$

Où

$g$  : La constante de la gravité (9,81 m/s<sup>2</sup>) ;

$\varrho$  : La densité de l'eau (1000 kg/m<sup>3</sup>) ;

$\eta_p$  : Le rendement des groupes motopompes est de 30% à 45%, selon le type de pompe et de moteur.

**IV.8. Les méthodes de dimensionnement**

Pour faciliter la compréhension des différentes étapes de dimensionnement, nous avons utilisé l'exemple d'une pompe solaire installée dans un village d'Ouargla. L'exemple utilise une pompe au

fil du soleil et un groupe motopompe immergé à courant alternatif. Lorsque le système photovoltaïque utilise une batterie, le dimensionnement devra inclure le système de stockage [28]. La condition de dimensionnement est déterminée à partir des équations (IV.5) et (IV.6) comme suite :

$$E_{sol} * P_c * \eta_{global} \geq 2.725 * V * HMT \tag{IV-7}$$

Donc

$$P_c = \frac{2.725 * V * HMT}{E_{sol} * \eta_{global}} \tag{IV-8}$$

Avec :

$$\eta_{global} = \eta(\text{générateur pv}) * \eta(\text{onduleur/adaptateur}) * \eta(\text{moteur élec}) * \eta(\text{hydraulique de pompe})$$

$$\eta_{global} = \text{ratio de performance} * \eta(\text{moteur élec}) * \eta(\text{hydraulique de pompe})$$

#### IV.8.1. La méthode du mois le plus défavorable

Dans cette méthode, on estime l'énergie récupérable pour une période critique d'un mois, appelé le mois le plus défavorable. Ce mois correspond au mois ayant une irradiation mensuelle la plus faible de l'année (Décembre pour Ouargla, l'irradiation  $E_{sol}$  égale à 3,25 kwh /m<sup>2</sup>/jour) comme le montre le tableau (IV.2).

#### IV.8.2. La méthode de la moyenne annuelle :

Cette méthode est basée sur l'irradiation moyenne de l'année entière pour notre exemple l'irradiation moyenne annuelle  $E_{sol}$  est égale à 5,71 kwh /m<sup>2</sup>/jour voir le tableau (IV.2).

Tableau IV.2: Irradiations mensuelles du site choisi.

Site	Irradiation (kwh/M <sup>2</sup> /jour)												Irradiation Annuelle
	Jan	Fev	Mar	Avr	Mai	Jun	Juil	Aou	Sep	Oct	Nov	Déc	Moy
Tougourt	3.72	4.65	5.81	6.74	7.21	7.21	7.9	7.21	6.06	4.88	3.84	3.25	5.71

#### IV.9. Rappel de la technique de dimensionnement :

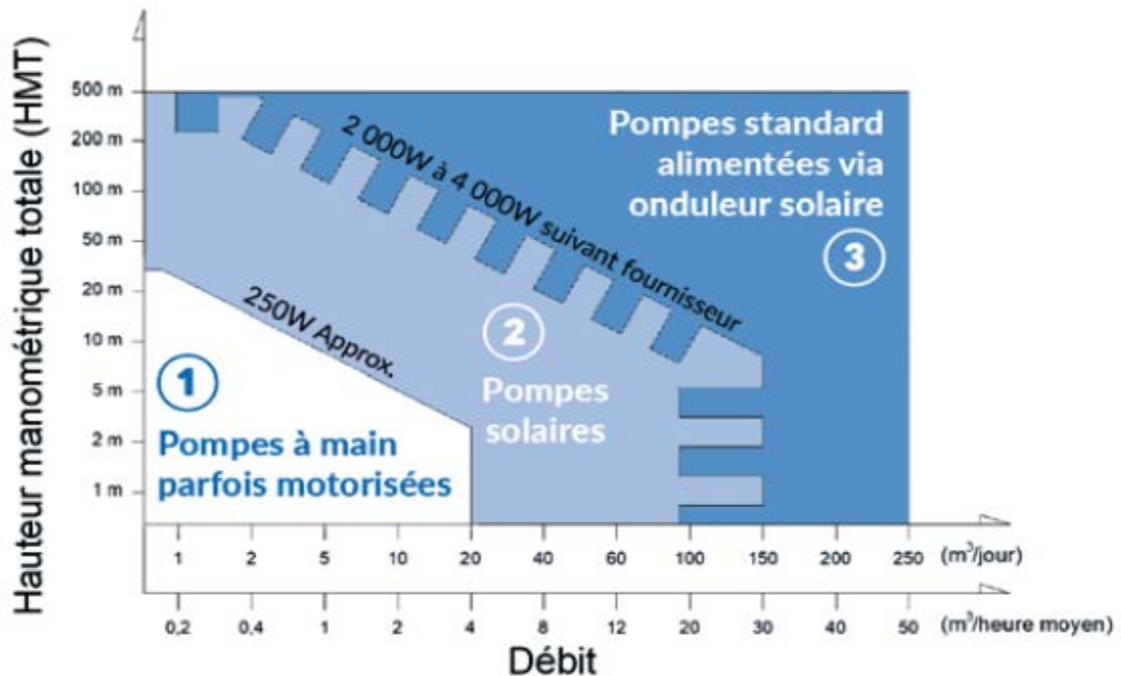
Les étapes de dimensionnement sont organisées comme suit :

- a- Détermination du profil de charge ;
- b- Dimensionnement du champ photovoltaïque ;
- c- Calcul de la capacité de la batterie (au besoin) ;
- d- Choix du régulateur et de l'onduleur (au besoin) ;

c- Un bilan économique du système (coût / amortissement).

**IV.9.1. Le profil de charge pour le pompage**

Choisir ou définir la charge, c’est-à-dire déterminer le débit requis et la HMT. Le débit est déterminé par les besoins journaliers en eau durant la période de besoin maximal et le forage doit être capable de remplir ces conditions d’exploitation. La hauteur HMT c’est la mesure du niveau statique, du rabattement maximal, de la hauteur du réservoir et des pertes de charge, concernant le reste des étapes de calcul (voir le chapitre II)



Figure(IV.19) : Les types de pompage suivant débit et HMT recherchés

**IV.10. Projet d’irrigation d’une oasis de 365 de palmiers à Touggourt**

**IV.10.1. Profil de charge :**

Touggourt est une ville du sud-est de l’Algérie, située dans la région de l’oued Righ connue pour ses oasis est ses palmiers.

L’approvisionnement en eau est un grand souci, en particulier, pour les agriculteurs de la région.

Le besoin d’eau en irrigation dépend du type de la culture, de la méthode d’irrigation et des facteurs météorologiques (température, humidité, vitesse du vent, saison de l’année). Les besoins d’eau des palmiers pour la région de Touggourt sont donnés dans le tableau (IV.3) [29] [30].

Tableau IV.3: Besoins annuels moyens en eau d’un palmier

Période	Hiver			Printemps			Été			Automne		
	Déc	Jan	Fév	Mar	Avril	Mai	jun	juil	Aout	Sep	Oct	Nov
Volume d’eau (m³/palmier/an)	13	10	22	36	49	62	67	66	64	50	35	18

### IV.10.2 .Données météorologiques

L'Algérie dispose d'un des gisements solaires les plus élevés au monde. La durée d'insolation sur la quasi-totalité du territoire national dépasse les 2000 heures annuellement et peut atteindre les 3900 heures (hauts plateaux et Sahara).

#### ✓ Hypothèses :

Nous dimensionnons un système de pompage photovoltaïque, d'approvisionnement en eau pour l'irrigation d'une oasis de 365 de palmiers.

Les données suivantes caractérisent le système :

- ✓ **Projet** : Irrigation d'une oasis de 365 de palmiers.
- ✓ **Site** : Ville de Tougourt
- ✓ **Irradiation quotidienne** :  $E_{sol} = 5.71$  kWh/m<sup>2</sup>/jour.
- ✓ **Débit maximum** : 67 m<sup>3</sup>/palmier/an. (Pour 365 palmiers : 67 m<sup>3</sup>/jour)
- ✓ **Forage** : HMT = 45 m.
- ✓ **Module photovoltaïque choisi** :

Poly-cristallin IBC Solo Sol

Comportement lors de conditions de test standard (STC\*)

Puissance au point de puissance maximale  $P_{max} = 150$ Wc

Tension à vide  $U_{oc} = 23.19$  V

Tension au point de puissance maximale de court-circuit  $I_{sc} = 8,73$  A

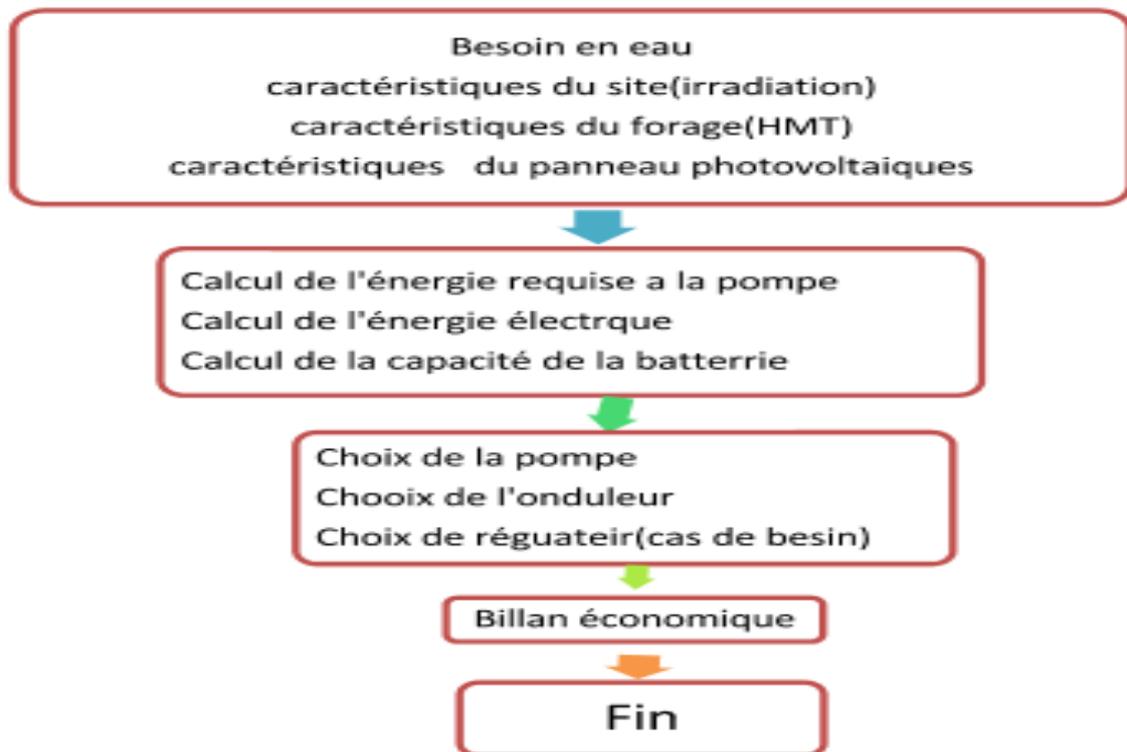
Courant au point de puissance maximale  $I_{mpp} = 8,17$  A

### IV.10.3. Les onduleurs solaires de pompage

La vitesse de rotation de la pompe est pilotée par la fréquence de la tension AC (en Hertz). L'onduleur solaire va donc produire une fréquence variable en fonction de la tension qu'il reçoit des panneaux. Typiquement un onduleur solaire de pompage va démarrer la pompe à une fréquence mini de 25 Hz lorsqu'il y a peu de soleil, et augmentera la fréquence de sortie avec l'augmentation de la tension panneaux, pour atteindre la fréquence maxi de 50 Hz (ou 60 Hz suivant pompe) lorsqu'il y aura un maximum de soleil.

Il est donc strictement impossible d'utiliser un onduleur classique de bâtiment pour alimenter une pompe solaire, les onduleurs de bâtiment étant conçus pour délivrer une fréquence fixe de 50 Hertz (fréquence réseau et groupe électrogène) [31].

**IV.10.4 .Algorithme de dimensionnement**



Figure(IV.20) : Algorithme de dimensionnement.

**IV.10.5 .Résultats du dimensionnement :**

**IV.10.5.1. Calcul des puissances**

➤ **Énergie hydraulique**

$$E_c = \frac{C_H * Q * HMT}{\eta_p} = 18257,5 \text{ Wh/j} \tag{IV-9}$$

$\eta_p = 0.45$

$Q$  : debit de eau m3/jour

Énergie hydraulique est :  $E_c = 18257,5 \text{ Wh/j.}$

➤ **Énergie électrique**

$$K = 0.65 \quad E_p = \frac{E_c}{k} = 28088,46 \text{ Wh/j.} \tag{IV-10}$$

Énergie électrique  $E_p = 28088,46 \text{ Wh/j.}$

➤ **Puissance estimée de la pompe si le rendement ( $\eta_m$ ) est de 0,8**

$$P_p = \frac{\rho * g * Q * HMT}{\eta_p * 3600} = 2725 \text{ W} \tag{IV-11}$$

Où

$\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$ ;  $g = 9.81 \text{ m/s}^2$ ;  $Q_v$ : en  $\text{m}^3/\text{s}$ ; HMT: en m;

➤ **Puissance crête des panneaux photovoltaïques**

➤ potentiel de  $E_{sol} = 5.71 \text{ kWh/m}^2/\text{jour}$ ; D'où  $N_e = 5.71h$ ;

$$P_{pv} = Ep/N_e = 4949.17 \text{ W} \quad (\text{IV-12})$$

➤ **Nombre total de panneaux :**

$$N_T = \frac{P_{pv}}{P_{Panneaux}} = \frac{4949.170}{150} = 32 \text{ panneaux} \quad (\text{IV-13})$$

➤ **Nombre de panneaux en série**

➤

$$N_s = \text{Ent} \left( \frac{U_{ond .max}}{U_{co} * 1,15} \right) = \text{Ent} \left( \frac{220}{23.19 * 1,15} \right) = 8.24 \text{ donc: } 9 \text{ panneaux} \quad (\text{IV-14})$$

➤ **Nombre de branche en parallèle :**

$$N_p = \text{Ent} \left( \frac{N_T}{N_s} \right) = \text{Ent} \left( \frac{32}{9} \right) = 3.5 \text{ donc } 4 \text{ branches} \quad (\text{IV-15})$$

➤ **Donc le nombre de branche des panneaux en parallèle sera :**

$$N_p = 4 \text{ branches en parallèles}$$

Donc le nombre **panneaux corrigé sera**: 36 panneaux donc la puissance crête corrige est de  $36 \times 150 = 5400 \text{ W}$

#### IV.10.5.2. Choix du matériel :

##### IV.10.5.2.1. Choix de la pompe

On choisit la pompe en fonction du débit et de la hauteur manométrique totale, on calcule le débit horaire par la formule suivante :

$$Q_h = \frac{Q \left( \frac{\text{m}^3}{\text{jour}} \right)}{h} \quad (\text{IV-16})$$

Avec :

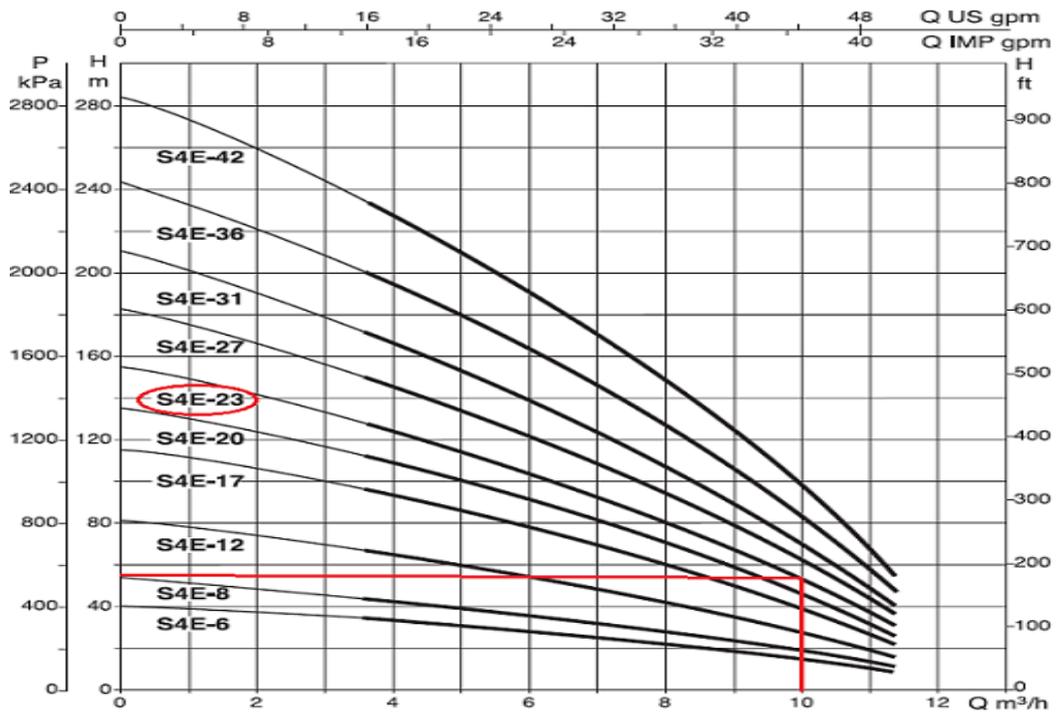
$h$  : nombre d'heures d'ensoleillement maximal (Environ 7 heures).

$Q$  : débit voulu ( $67 \text{ m}^3/\text{jour}$ ).

$$Q_h = \frac{67}{7} = 9,57 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \approx 10 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

Sachant que la hauteur manométrique totale est de 45 m, alors on choisit une pompe. Qui a les caractéristiques suivantes [28]:

**A partir de la documentation sur les pompes on détermine le type de pompe à utiliser.**



MODÈLE	DONNÉES ÉLECTRIQUES				
	MOTEUR	P2 NOMINALE		ALIMENTATION 50 Hz	In A
		kW	ch		
S4 E 17	4GGT	2,2	3	3x400 V ~	5,9
	40LT	2,2	3	3x400 V ~	6
S4 E 20	4GGT	3	4	3x400 V ~	8,3
	40LT	3	4	3x400 V ~	7,9
S4 E 23	4GGT	3	4	3x400 V ~	8,3
	40LT	3	4	3x400 V ~	7,9
S4 E 27	4GGT	4	5,5	3x400 V ~	10
	40LT	4	5,5	3x400 V ~	10,2

La figure (IV.21) : Catalogue et abaque des pompes

A partir de la documentation sur les pompes immergé, on détermine sur l'abaque  $H = f(Q)$  le type de pompe à utiliser voir figure(IV.21).

Les caractéristiques de la pompe choisie

**Type :** DAB S4 E 23.

**Débit nominal :** 12 m<sup>3</sup>/h.

**Tension d'entrée :** 3x400 v.

**Immersion : Jusqu'à 150 m**

**IV.10.5.2.2. Choix de l'onduleur :**

Le choix de l'onduleur dépend des caractéristiques électriques de la pompe a alimentée (puissance, tension). Pour notre étude, l'onduleur choisi est [26]:

**Type: Fronius SYMO 4.0-3-S**

Tableau(IV.4) : Présente les caractéristiques techniques de l'onduleur

Données d'entrée	SYMO 4.0-3-S
Puissance	4.0 kW
Courant d'entrée max. (Idc)	1x16A
Plage de tension (Vdc)	200-800V
Courant de sortie AC (MAX)	9 A
Couplage au réseau (plage de tension)	3-NPE 400V/230V

**IV.10.6. Bilan économique :**

Afin de voir leur rentabilité à long terme. On calcule le coût du kWh. Si le prix du kWh du système photovoltaïque est de 1.91euro/Wc, la maintenance du système est de 2.1% du prix total du système, le facteur de dégradation est  $i=2\%$  de la production annuelle. La durée de vie du système est estimer à 25 ans, calculez le prix du kWh en DA si on prend la conversion de 1euro=150 DA.

Le système produit une puissance crête :  $P_{pv} = 5400 \text{ Wc}$

➤ **Le coût total du système :**

$$CT = (P_{pv} * prix) + ((P_{pv} * prix) * \text{taux de maintenance}) \tag{IV-17}$$

$$CT = (5400 \text{ W} * 1.91) + ((5400 \text{ W} * 1.91) * 0.021 = 10530,594$$

➤ **Production annuelle :**

$$E_n = (P_{pv} * I_R * 365 \text{Jours}) = 5400 * 5.71 * 365 = 11254.410 \text{kWh/an} \tag{IV-18}$$

Production pour 25ans = 281360,25kWh

➤ **Le prix du kilowattheure**

$$CoE = \frac{CT}{\frac{E_n}{(1-i)^n}} = \frac{10530,594}{\frac{281360,25}{(1-0.02)^{25}}} = 0,037 \text{euro} = 150 \times 0,043 \text{euro} = 5,55 \text{DA} \tag{IV-19}$$

**IV.11. Conclusion**

A l'issue de ce chapitre, l'étudiant devra pouvoir dimensionner un système de pompage solaire. Ce chapitre a présenté les premières notions des systèmes de pompage, et les différents paramètres de base et données de base à prendre en considération lors de dimensionnement d'un système de

pompage solaire. Il décrit les différentes pompes utilisées et leur classification selon le moteur utilisé.

La méthode d'analyse des besoins, l'estimation des besoins en eau, le calcul de l'énergie quotidienne requise et des conditions d'exploitation ont été expliqués. Ce chapitre comprend une étude d'un exemple d'irrigation d'une oasis de 365 de palmiers à Touggourt réelle qui aide les étudiants à comprendre facilement l'installation d'une pompe solaire. L'exemple comprend les étapes de dimensionnement organisés par priorité, un algorithme de dimensionnement et calcul du bilan économique.

**Chapitre V**  
**Application aux Systèmes de conversion**  
**d'énergie électrique éolienne**

## V. Introduction

Le vent, en tant qu'élément naturel, permet, par sa force, de produire une puissante source d'énergie. L'humanité a utilisé cette énergie naturelle pendant des siècles. Aujourd'hui, il est principalement utilisé pour produire de l'électricité. En effet, l'éolienne est encore le plus utilisé ces dernières années grâce à sa simplicité technique et son meilleur rendement. Les éoliennes ont une durée de vie acceptable et sont généralement obsolètes après 30 ans d'utilisation.

Dans ce chapitre, nous décrirons la physionomie du vent, ses caractéristiques et le traitement des bases de données avec des logiciels numériques. Les modèles mathématiques d'optimisation de l'ensemble de ces énergies renouvelables sont basés sur le rendement et la puissance électrique produite. Les différents paramètres liés au vent, comme le modèle mathématique de distribution de fréquence du vent et le dimensionnement optimal, pour évaluer l'intensité moyenne de l'énergie éolienne produite seront réalisés. Enfin, une application de conception d'une ferme éolienne est analysée.

### V. 1. Définition du gisement éolien

Le potentiel éolien d'un site est défini comme l'énergie que l'on peut extraire d'une éolienne ou d'une multitude d'éoliennes durant une période donnée (généralement une année) de fonctionnement sur ce site. Pour évaluer la capacité du vent, il faut faire des mesures du vent sur site en tenant compte de la direction et la vitesse en m/s ou en nœuds [32]:

### V. 2. Estimation préliminaire d'un site éolien

Les différents critères préliminaires standards de choix d'un site appliqués dans plusieurs études de conception sont résumés comme suit :

- La vérification de l'historique du comportement des vents du site et faire des mesures ;
- Pour une meilleure estimation, il est préférable d'avoir un site éloigné des habitations ;
- Écartés les endroits où le vent est trop chaotique
- Assurer la présence de la plage de vitesse moyenne du vent.

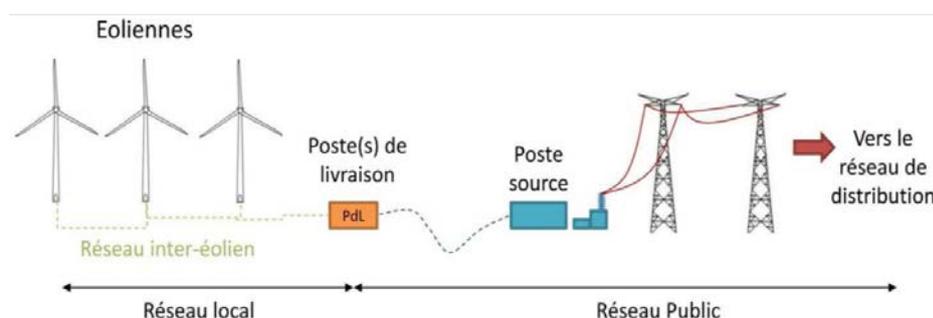


Figure (V.1) : configuration du système électrique éolien

### V. 3. L'organigramme de la méthodologie dimensionnement d'une ferme éolienne

L'organigramme appliqué dans plusieurs études de conception est illustré par la figure (V.2). Ce dernier contient plusieurs étapes, mais en réalité, selon les cas, ces étapes ne sont pas toujours effectuées dans le même ordre selon le logiciel utilisé, certaines peuvent être omises, et plusieurs sont souvent regroupées.

Le processus d'évaluation commence par:

✓ **Étape 01 : La mesure du vent sur le site considéré ;**

La courbe de puissance donne la relation entre le vent au moyeu de l'éolienne et la puissance fournie par l'éolienne, c'est pourquoi l'estimation du potentiel commence par plusieurs étapes d'extrapolation des calculs de vent initiaux ;

✓ **Étape 2 :L'extrapolation verticale ;**

Elle tient compte du fait que le mât de mesure est généralement inférieur à celui du moyeu de l'éolienne ;

✓ **Étape 3 :L'extrapolation temporelle ;**

C'est l'utilisation d'une base de données du vent, disponible du site où pour une position proche du site sur un grand nombre d'années, appelée "référence long-terme";

✓ **Étape 4 :L'extrapolation horizontale ;**

Les éoliennes ne seraient pas montées au même point de mât, pour ce faire, nous nous appuyons sur la topographie du site et les positions d'éoliennes dans le parc;

✓ **Étape 5 : La courbe de puissance des éoliennes ;**

Elle permet d'estimer la puissance brute du vent.

✓ **Étape 6 : Les pertes ;**

Elles doivent être déduites de cette production brute afin de réaliser un revenu net. Les premières pertes à éliminer sont les pertes dues aux effets de sillage dans un parc, c'est-à-dire la réduction du vent arrivant sur une éolienne en raison de la présence d'autres éoliennes en amont. Ces pertes sont corrélées avec la géométrie du parc, les statistiques de vent (de grande importance directionnelle) et la courbe de puissance des éoliennes. Les autres pertes sont liées au processus de fabrication et sont déterminées par des pourcentages d'erreur normaux donnés par les fabricants.

✓ **Étape 7 : Détermination de la puissance net ;**

La recherche de l'équipement a installés par la consultation technique et faire des simulations de la production de l'énergie nette.

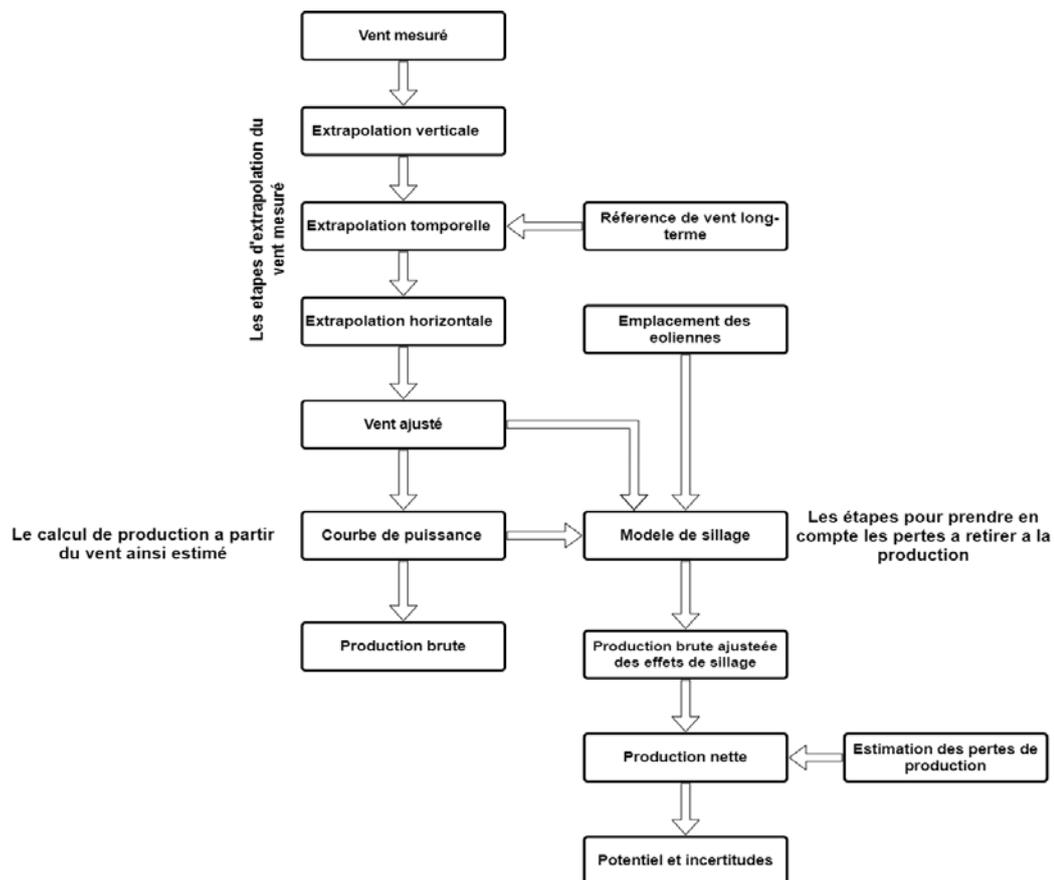


Figure (V.2) : méthodologique d'évaluation du potentiel éolien et de dimensionnement

NB :

- Différents logiciels sont disponibles pour aider à cette éventuelle évaluation, dans leur ensemble ou uniquement pour certaines phases ;
- La distribution de Weibull est très fréquemment utilisée pendant ces phases d'extrapolation du vent pour modéliser l'état de vitesse du vent ;

#### V. 4. Principe des différentes extrapolations du vent.

##### V. 4.1. Extrapolation verticale du vent

L'extrapolation verticale du vent est la détermination de la vitesse du vent à hauteur de moyeu à partir des mesures de vent effectuées à plusieurs hauteurs le long du mât. La figure (V.3) explique ce principe où  $V_1$  et  $V_2$  représente les vitesses mesurés aux altitudes  $z_1$  et  $z_2$  par les anémomètres et le profil mesuré est modélisé par une loi puis extrapolé à la hauteur  $z_3$ , hauteur du moyeu de l'éolienne pour avoir la valeur équivalente de la vitesse du vent  $V_3$  [33]. Les deux lois largement utilisées pour représenter le profil vertical du vent sont la loi de la puissance, qui est empirique mais donne de bons résultats tout en étant très simple, et la loi du logarithme résultant de la théorie des couches limites. Les mesures permettent de calculer les paramètres qui ajustent le mieux le profil mesuré avec la loi utilisée pour une extrapolation ultérieure.

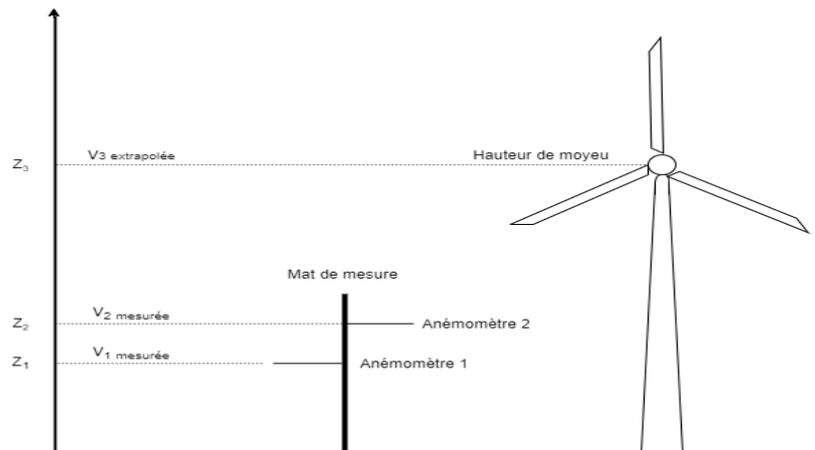


Figure (V.3) : Principe de l'extrapolation verticale

### V. 4.2. Loi de puissance [33]

#### a. Extrapolation verticale de la vitesse du vent

Elle représente la variation de la vitesse de vent en fonction de la hauteur à la puissance coefficient  $\alpha$  qui représente le facteur de frottement.

L'expression de la loi en puissance est donné par :

$$V(z) = c z^\alpha \tag{V.1}$$

Prenent le logarithme des cotés de l'équation (V.1) pour deux hauteurs  $z_1$  et  $z_2$ , dont on connaît les vitesses de vent, respectivement  $V_1$  et  $V_2$ , on peut calculer l'exposant  $\alpha$ .

$$\alpha = \frac{\ln(\bar{v}_2) - \ln(\bar{v}_1)}{\ln(z_2) - \ln(z_1)} \tag{V.2}$$

Ces lois donnent le profil moyen de vent, avec la formule (V.3) on obtient ainsi le coefficient moyen  $\alpha$ , qui permet d'extrapoler les mesures de la hauteur  $z_2$  à la hauteur  $z_3$ .

$$\hat{V}_3 = V_2 \left( \frac{z_3}{z_2} \right)^\alpha \tag{V.3}$$

La valeur de  $\alpha$  est toujours choisie comme 1/7 (ou 0,14) dans le cas des atlas éoliens à 10 m.

Cas approximatifs :

$$C = \left( \frac{z_1}{z_2} \right)^{0.2796 \ln z_1} \tag{V.4}$$

$$\alpha = 0.90169 + 0.10528 \ln z_1 - 0.05502 \ln z_2 - 0.006424 \frac{\ln z_1}{\ln z_2}$$

#### b. Extrapolation verticale des paramètres de Weibull

##### ➤ Modèle d'extrapolation de Justus et Mikhail

Ce modèle est basé sur les formules d'extrapolation ci-dessous pour une altitude initiale 10m.

$$\frac{k_2}{k_1} = \frac{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_2}{10}\right)} \tag{V.5}$$

$$\frac{C_1}{C_2} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^m \quad (\text{V.6})$$

$$m = \frac{0.37 - 0.0881 \ln(C_1)}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_2}{10}\right)} \quad (\text{V.7})$$

➤ **Extrapolation verticale de la vitesse moyenne**

Les mêmes relations utilisées pour extrapoler la vitesse instantanée du vent peuvent être exploitée pour calculer la vitesse moyenne  $V_2$ , à partir d'une vitesse moyenne  $V_1$  définie en  $Z_1$  [33] [34].

$$\frac{\bar{V}_2}{\bar{V}_1} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\alpha \quad (\text{V.8})$$

**V. 4.2.1. Loi logarithmique**

L'expression de la loi en logarithme est :

$$V(z) = \frac{V_*}{0.4} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (\text{V.9})$$

Où les paramètres  $V_*$  et  $z_0$  ne dépendent pas de l'altitude. En appliquant cette équation pour deux hauteurs  $z_1$  et  $z_2$  on peut calculer le paramètre  $z_0$  :

$$V_2 = V_1 \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \quad (\text{V.10})$$

$$\ln(V_2) = \frac{V_2 \ln(z_1) - V_1 \ln(z_2)}{V_2 - V_1} \quad (\text{V.11})$$

Puis extrapoler la vitesse du vent de la hauteur  $z_2$  à la hauteur  $z_3$  :

$$\hat{V}_3 = V_2 \frac{\ln(z_3) - \ln(z_0)}{\ln(z_2) - \ln(z_0)} \quad (\text{V.12})$$

Avec :

- $Z_1$ : hauteur du mât de mesure
- $Z_2$ : hauteur de l'éolienne
- $V_1$ : vitesse mesuré au niveau du mât de mesure
- $V_2$ : vitesse qu'on veut déterminer

**V. 4.3. Détermination de la longueur de rugosité du sol**

Une des caractéristiques d'un site de mesure du vent est donc sa longueur de rugosité dans chaque direction du vent. Le calcul exact de la longueur de rugosité est délicat [35]. Une forte rugosité ralentit considérablement la vitesse du vent, ainsi, la jungle ou le paysage urbain ralentiront le vent plus que les paysages de plaine. Par contre, La surface de la mer avec une rugosité plus faible a peu d'effet sur les courants d'air. Bien que l'herbe pousse, les arbustes et les buissons réduisent également considérablement la vitesse du vent. On se réfère en général à deux notions lorsque nous évaluons le potentiel éolien d'un endroit donné:

- Degré de rugosité

- Longueur de rugosité

Tableau V.1: Classes et longueurs de rugosité [86]

Classe de rugosité	Description	Longueur de rugosité $Z_0$ (m)
0	Surface de l'eau	0.0002
1	Zone ouverte avec quelques obstacles	0.03
2	Terre Agricole avec quelques obstacles a plus de 1 km de distance	0.1
3	Zone urbaine et terre agricole avec beaucoup d'obstacles	0.4
4	Grande zone urbaine ou aire forestière	1.6

### V. 5. La courbe de puissance d'une éolienne

Une éolienne est caractérisée par une courbe de puissance représentant la relation entre la vitesse du vent et la quantité d'énergie électrique générée, en fonction de diverses limites. Lorsque la vitesse du vent est inférieure à la vitesse de coupe, il y a trop peu de puissance pour faire tourner les pales de l'éolienne, et il n'y a pas donc d'électricité générée. Dès que la vitesse du vent est suffisamment élevée, l'énergie électrique est générée, lors de quoi la quantité d'énergie dépend de la vitesse du vent au cube et linéairement de la surface des pales en rotation. Un petit changement de vitesse du vent aura donc un impact important sur la production d'énergie.

Afin d'éviter d'endommager le train d'entraînement de la turbine, chaque éolienne a une limite de vitesse du vent (vitesse de sortie nominale), résultant en une production d'énergie constante (puissance de sortie nominale). Si la vitesse du vent est supérieure et dépassera le seuil, le système qui provoquera l'arrêt immédiate de la turbine afin d'éviter tout dégât à l'éolienne (voir figure (V.4)).

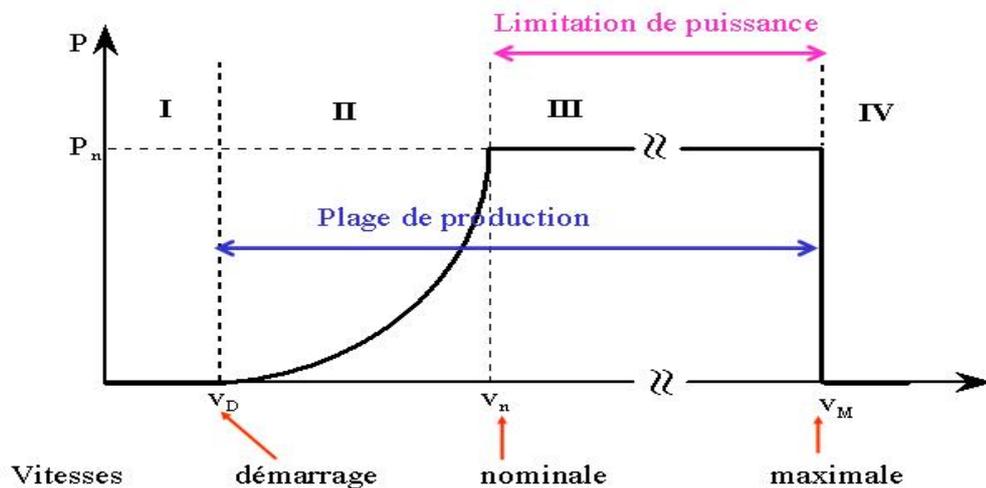


Figure (V.4) : courbe de puissance d'une éolienne

### V. 6. Modélisation mathématique de la distribution des fréquences du vent

Afin d'évaluer le potentiel d'énergie éolienne d'un site, il est important de déterminer la distribution de fréquence de vitesse du vent. Les études de modélisation de la distribution des vitesses du vent ont été orientées vers des modèles associant la densité de puissance en fonction de la fréquence

cumulée de cette distribution.

### V.6.1. Distribution de Weibull

En mathématiques la loi de distribution de Weibull est un cas particulier de la distribution gamma généralisée. Afin de se conformer aux standards de l'industrie éolienne, la majorité des pratiquants utilisent la fonction de Weibull à deux paramètres. La modélisation de la distribution de la fréquence des vents sur un site éolien est communément décrite par une distribution de Weibull. Elle a été utilisée pour l'analyse statistique des données mesurées sur le terrain. L'expression mathématique de cette distribution reliant la densité de puissance en fonction de la fréquence cumulée de cette distribution est donnée par:[36]

$$f(v) = \left(\frac{k}{C}\right) \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{C}\right)^k\right] \tag{V.13}$$

- $f(v)$  : la distribution en fréquences des vitesses mesurées.
- $k$  : facteur de forme sans dimension ( $k > 0$ ) qui caractérise la forme de la distribution de fréquence.
- $C$  : facteur d'échelle (m/s) et  $C > 0$ .

La figure (V.5) présente le graphe de la distribution de Weibull et la densité de puissance

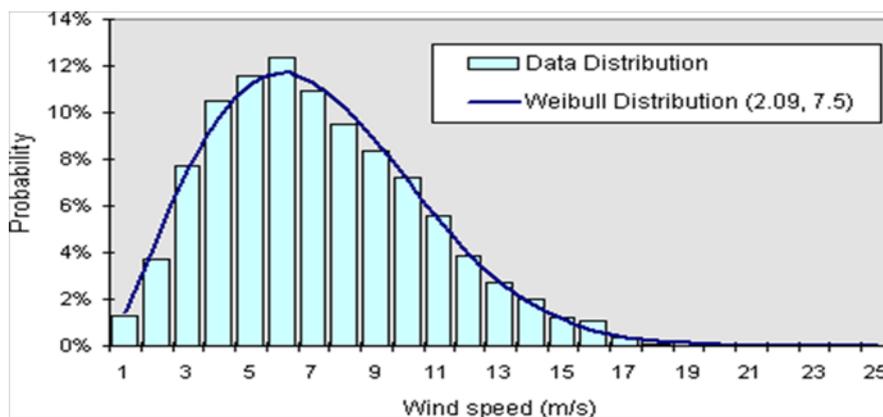


Figure (V .5) V:Exemple de graphe de distribution de weibull

La fonction de répartition est donnée par [35] [36]

$$\begin{cases} F(v \leq v_x) = \int_{-\infty}^{v_x} f(v). dv = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v_x}{C}\right)^k\right] \\ F(v \geq v_x) = \int_{v_x}^{+\infty} f(v). dv = \exp\left[-\left(\frac{v_x}{C}\right)^k\right] \end{cases} \tag{V.14}$$

La vitesse moyenne du vent  $V_m$  calculée selon les paramètres de Weibull est exprimée en :

$$V_m = C. \Gamma\left[1 + \frac{1}{K}\right] \tag{V.15}$$

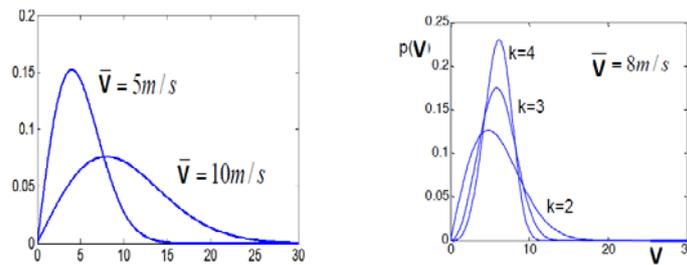
$\Gamma$  :  $\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-t} t^{x-1} dt.$  est la fonction gamma définie par l'intégrale d'Euler du second type ;

Où  $x = \frac{1}{K} + 1$

Bien que les vents modérés soient plus fréquents, la fonction de probabilité de Weibull révèle que des vitesses de vent moyennes élevées se produisent rarement. Dans le cas donné de la figure (V.5), la vitesse maximale du vent est très probablement d'environ 6 m / s tandis que la vitesse moyenne du vent est de 7,5 m / s.

**V.6.2. Influence des paramètres de Weibull sur la distribution statistique des vitesses de vent**

Les facteurs de Weibull C et k ont des effets différents sur la distribution statistique des vitesses de vent. Le facteur d'échelle C est directement lié à la vitesse moyenne du vent par la relation (V.15). Pour la même valeur de k, l'augmentation de la valeur de C indique que la valeur moyenne a augmenté. Ensuite, La courbe de distribution de la vitesse du vent est plus plate et la valeur maximale se décale vers la droite. Par contre, si l'on augmente la valeur du paramètre k en fixant celle de C, La courbe de distribution de la vitesse du vent se rétrécit. Sa valeur maximale augmente et se déplace vers la droite, la figure (v.6) illustre cette influence.



La figure (V.6) : L'influence des paramètres C et k

**V.6.3. Méthodes de calcul des paramètres de Weibull**

Le vent étant une valeur stochastique, une fonction statistique serait préférable pour expliquer la variabilité des vitesses du vent. La fonction de distribution de probabilité (PDF) de la distribution à deux paramètres de Weibull (équation (V.16)) est couramment utilisée pour décrire la distribution des vitesses de vent régulièrement mesurées sur une période d'un mois, d'un an ou plus.

$$F(v) = \int_{-\infty}^v f(v). dv = 1 - \exp \left[ - \left( \frac{v}{C} \right)^k \right] \tag{V.16}$$

$$\bar{V} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i = C \cdot r \left[ 1 + \frac{1}{K} \right] \tag{V.17}$$

$$\delta = \left[ \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (V_i - \bar{V})^2 \right]^{\frac{1}{2}} = C \cdot \left[ r \left( 1 + \frac{2}{K} \right) - r^2 \left[ 1 + \frac{1}{K} \right]^2 \right]^{\frac{1}{2}} \tag{V.18}$$

Où :

- $\bar{V}$  : est la vitesse moyenne du vent ;
- $\delta$  : est l'écart type des données observées de la vitesse du vent

La densité de l'énergie éolienne est la somme de l'énergie du site qui peut être convertie en électricité à l'aide des éoliennes. En effet, l'équation (V.19) exprime l'énergie cinétique moyenne disponible sur un site par unité de temps et par unité de surface :

$$P = \frac{1}{2} \rho \int_0^{+\infty} V^3 f(v) \cdot dv = \frac{1}{2} \rho \bar{V}^3 = \frac{1}{2} \rho C^3 r \left[ 1 + \frac{3}{K} \right] \quad (V.19)$$

Où :

- $\rho$  : est la densité de l'air ( $\text{kg.m}^{-3}$ ) ;
- $V$  : est la vitesse du vent ;
- $f(V)$  : est la fonction de distribution de probabilité de Weibull ;
- $\bar{V}^3$  : est la vitesse cubique moyenne du vent.

### V.7. Indicateurs de performance

L'erreur quadratique moyenne (RMSE), le coefficient de corrélation  $R^2$ , l'erreur relative (RPE) et l'erreur quadratique moyenne relative (RRMSE) sont généralement utilisés pour évaluer les performances de chaque méthode.

Le paramètre RMSE, dont la valeur idéale est zéro (0), fait la différence entre la valeur prédite ou attendue  $x_i$  et la valeur observée  $y_i$  pour les échantillons de données [37]. Elle est donnée par l'équation (V.20).

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2} \quad (V.20)$$

Le coefficient de corrélation avec une valeur idéale d'un (1) donne l'association entre les valeurs prévues ou attendues et celles observées. Il est donné par la relation (V.21).

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x}_i) \cdot (y_i - \bar{y}_i)}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x}_i)^2 \cdot \sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y}_i)^2}} \quad (V.21)$$

L'erreur relative en pourcentage (RPE) entre la valeur prédite et la valeur observée est donnée par l'équation (V.22), est jugée appropriée si sa valeur absolue est inférieure ou égale à 10% .

$$RPE(\%) = 100 \left( \frac{y_i - x_i}{y_i} \right) \quad (V.22)$$

Le RRMSE est obtenu en divisant le RMSE des caractéristiques de vitesse du vent (moyennes, écarts-types et densités de puissance de la vitesse du vent) obtenues par les valeurs moyennes mesurées comme suit:

$$RRMSE(\%) = 100 \frac{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2}}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^N y_i} \quad (V.23)$$

Différentes plages de RRMSE sont définies pour représenter la précision des modèles:

- Excellent pour RRMSE < 10% ;
- Bon pour 10% < RRMSE < 20% ;

- Juste pour  $20\% < \text{RRMSE} < 30\%$ ;
- Mauvais pour  $\text{RRMSE} > 30\%$ .

### V.8.Évaluation de la densité moyenne de l'énergie éolienne

La caractéristique la plus importante du vent est la densité de puissance de l'énergie éolienne. Il représente la quantité d'énergie générée par le vent donnée par l'équation (V.24) [38]

$$P = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (\text{V.24})$$

Où,

$\rho$  : est la densité de l'air en fonction de la pression (altitude), de la température et de l'humidité.

La densité de distribution de l'énergie éolienne donne la distribution de l'énergie éolienne à différentes vitesses de vent. Ceci est obtenu en multipliant la densité d'énergie éolienne par la probabilité de chaque vitesse du vent comme suit:

$$\frac{P(v)}{s} f(v, k, C) = \frac{1}{2} \rho v^3 f(v, k, C) \quad W/m^3 \cdot s \quad (\text{V.25})$$

En utilisant l'équation (V.24) pendant une période d'étude, les paramètres C et k peuvent être utilisés par cette expression pour estimer mensuellement ou annuellement la quantité d'énergie éolienne par unité de surface :

$$P(v) = \frac{1}{2} \rho C^3 \Gamma \left( 1 + \frac{3}{k} \right) \quad (\text{V.26})$$

De plus, l'extrapolation de la puissance moyenne à une hauteur inférieure à 100 m, la densité de l'énergie éolienne au-dessus du niveau du sol est donnée comme suit:

$$P_Z = P_{10} = \left( \frac{Z}{10} \right)^{3\alpha}, \quad \alpha = \frac{1}{\ln \left( \frac{Z_0}{r_0} \right)}, \quad \text{pour } Z_0=10\text{m} \quad (\text{V.27})$$

#### V.8.1. Estimation de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne générée à un endroit donné peut être estimée à partir des mesures du vent. En fait, l'énergie éolienne annuelle exprimée en kWh / m<sup>2</sup> est calculée comme suit, en utilisant la limite Betz:

$$E_B \left( \frac{kwh}{m^2 \cdot an} \right) = 3.56 \sum f_i v_i^3 \quad (\text{V.28})$$

Où, f est la fréquence correspondant à la vitesse du vent v, centre de classe i.

Ce calcul peut être effectué en utilisant la distribution de Weibull, en obtenant l'équation suivante :

$$\frac{E}{s} = \frac{1}{2} \rho C^3 \Gamma \left( 1 + \frac{3}{k} \right) \cdot T \quad (\text{V.29})$$

#### V.8.2. Facteur de capacité

La relation du facteur de capacité est donnée par :

$$C(\%) = \frac{100 \times P_{moy}}{P_{max}} \quad (V.30)$$

### V.8.3. Nombre total des éoliennes à placer dans le site

Conditions à respecter :

$$(N1 + 1) \times 10 H < I$$

$$(N2 + 1) \times 3 D < L$$

$$N = N1 \times N2$$

- ♦ I = Taille du terrain perpendiculaire à la direction du vent
- ♦ L = Taille du terrain parallèle à la direction principale du vent
- ♦ D = Diamètre du rotor de la machine
- ♦ H = Hauteur de la tour
- ♦ N1 = Nombre d'éoliennes par ligne
- ♦ N2 = Nombre de rangées d'éoliennes
- ♦ N = Nombre total d'éoliennes à installer sur le site.

### V.9. Le générateur éolien et la courbe de puissance

Nous utilisons la courbe de puissance pour estimer la quantité puissance générée par une éolienne. Ceci indique l'énergie cinétique générée par le vent et n'est pas spécifique à toutes les éoliennes. Pour les modèles d'éoliennes, il existe deux méthodes différentes, à savoir l'utilisation du modèle de courbe de puissance disponible dans la littérature ou l'utilisation de courbes réelles pour lesquelles la méthode d'interpolation est appliquée. Nous présentons plusieurs modèles de la courbe de puissance, dans ce qui suit. Chaque courbe à ses propres paramètres :

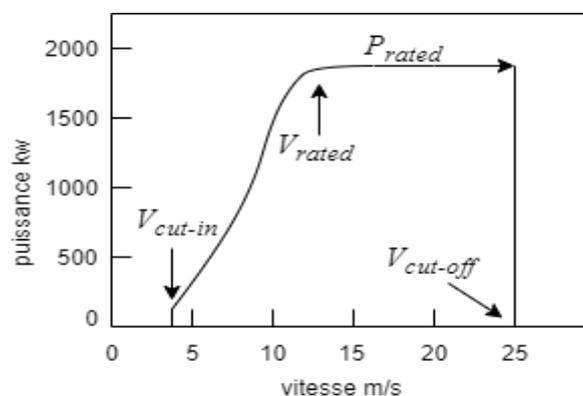


Figure (V.7) : Courbe de puissance

- $V_{cut-in}$  – vitesse d'enclenchement; ( $V_d$ )
- $V_{rated}$  – vitesse pour laquelle la puissance nominale est obtenue; ( $V_n$ )
- $V_{cut-off}$  – vitesse de déclenchement ; ( $V_m$ )
- $P_{rated}$  – puissance nominale. ( $P_{er}$ )

#### V.9.1 Courbes de puissance [38]

Une courbe de puissance d'éolienne est l'équation qui donne puissance électrique du générateur en fonction de la vitesse du vent V:

$$P(V) = \frac{1}{2} \rho S C_p(V) V^3 \tag{V.31}$$

Où

- $P$  : est la puissance délivrée en W,
- $\rho$  : est la densité de l'air en  $\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$ ,
- $S$  : est l'aire balayée par le rotor ( $\pi R^2$  pour une éolienne de rayon  $R$ ) en  $\text{m}^2$ ,
- $C_p$  : est le facteur de puissance (*power coefficient*), caractéristique de l'éolienne.

Le facteur de puissance fait référence à la proportion d'énergie que l'éolienne est capable de produire à partir du vent incident. Sa valeur théorique moyenne est de 16/27 ou environ 0,59. C'est ce qu'on appelle la limite Betz, qui se réfère au fait que l'éolienne ne peut pas "arrêter" le vent complètement. En réalité, cette valeur n'est jamais atteinte, d'une part parce que le calcul de la limite de Betz est simplifié et ne tient pas compte de toutes les contraintes, et d'autre part parce que les éoliennes ne sont pas efficaces à 100%. Le facteur de puissance varie avec la vitesse et atteint environ 0,45 à son maximum . La figure (V.8) présente un exemple de courbe de puissance théorique des modèles éoliennes Vestas).

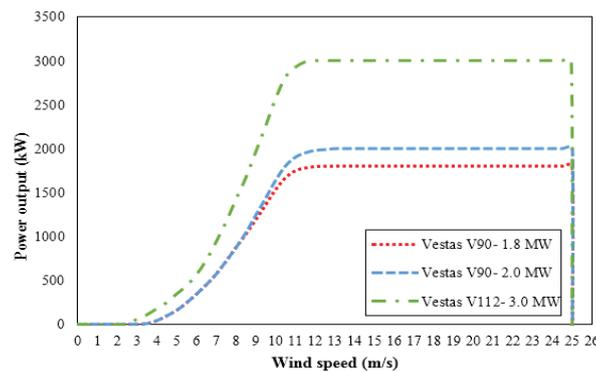


Figure (V.8) : Exemple des différentes éolienne Vestas.

L'expression mathématique d'une courbe de puissance peut être bornée comme suite :

$$P(V) \begin{cases} 0 & \text{si } V < V_{in} \\ a(V) & \text{si } V_{in} \leq V < V_r \\ P_r & \text{si } V_r \leq V \leq V_{out} \\ 0 & \text{si } V > V_{out} \end{cases} \tag{V.32}$$

### V.9.2. La modélisation de la courbe de puissance

Il existe différentes techniques de modélisation de la courbe de puissance. Nous présentons le modèle linéaire le plus utilisé.

#### V. 9.2.2. Modèle linéaire

Plusieurs modèles sont utilisés ce modèle est le plus utilisé, la courbe de puissance est morcelée en trois tronçons linéaire. Ainsi la courbe de la puissance réduite est exprimée par trois fonctions comme il est illustré par équations (V.33), le premier montre le fonctionnement de l'éolienne avec une

vitesse faible où l'éolienne ne produise aucune puissance, la deuxième partie de la courbe est simulée a une fonction linéaire et le dernier tronçon représente une fonction constante indépendante de la variation de la vitesse .

$$\begin{cases} P = 0 & V \leq V_{cut-in} \\ P = a + bV & V_{cut-in} < V \leq V_{rated} \\ P = 1 & V_{rated} < V < V_{cut-off} \end{cases} \quad (V.33)$$

Où les coefficients  $a$  et  $b$  s'obtiennent par :

$$\begin{cases} a = \frac{V_{cut-in}}{V_{rated} V_{cut-in}} \\ b = \frac{1}{V_{rated} V_{cut-in}} \end{cases} \quad (V.34)$$

### V.9.3. Estimation des pertes et des incertitudes

#### V.9.3.1. Pertes de production

Ils sont notamment imputables à:

- ✓ L'indisponibilité de la production :
  - Arrêts programmés pour la réparation d'éoliennes,
  - Arrêts de pannes sur une éolienne.
- ✓ Pertes électriques (transformateur, câbles etc.).
- ✓ Mauvaises performances de l'éolienne.
- ✓ Pertes environnementales telles que :
  - Arrêts ou mauvaises performances imputables du gel,
  - Limiter la vitesse des pales et donc la puissance à certaines heures pour répondre aux exigences relatives notamment au bruit des éoliennes, à l'impact des ombres portées ou à la sécurité des chauves-souris.

Toutes ces pertes sont déterminées par des pourcentages standards basés sur la production brute et éliminées afin d'atteindre la production nette, c'est-à-dire la capacité éolienne du site.

#### V.9.3.2. Incertitudes et risque

La production nette obtenue grâce aux calculs est considérée comme la moyenne des résultats possibles et est appelée P50. Au sens économique, le risque est évalué par les incertitudes concernant cette valeur potentielle.

Les incertitudes concernent:

- la distribution du vent (sur le calcul lui-même et sur chacune des étapes d'extrapolation),
- l'estimation des pertes de rendement.

Elles sont estimées par des pourcentages (généralement standard), globalement ou pour chaque étape. L'incertitude complète est notée comme une fraction de l'entrée, et on suppose que la

distribution des sorties est Gaussienne avec un écart-type égal à celui de  $\sigma$ . Ainsi, le terme de  $P_{90}$ , production qu'on est sûr à 90 % de dépasser, est donnée par :

$$P_{90} = P_{50}(1 - 1.28 \sigma) \quad (\text{V.35})$$

### V. 10. Chronologique de réalisation d'un parc éolien

Les projets éoliens sont des opérations à long terme car cela prend généralement environ 10 ans à partir du début de la prospection sur un site et de l'achèvement du parc, avec la durée des procédures administratives, et qui à ce moment génère des éoliennes pour plus de 20 ans. Ils sont également des opérations financières massives avec un investissement initial très élevé, pour une flotte de cinq éoliennes de 2 MW, généralement environ 12 millions d'euros [39].

En résumé un projet contient cinq phases de réalisation :

- ✓ **La première** étape concerne la prospection du site et les mesures sur site pendant une année au minimum pour couvrir les variations saisonnières ;
- ✓ **La seconde** phase est réservée aux démarches administratives et aux signatures des contrats avec les différents participants ;
- ✓ **La troisième** phase est une phase cruciale elle concerne la construction du parc. Cette étape contient plusieurs opérations successives tel que le piquetage par les topographes, le transport matériel, la pose des turbines et l'installation électrique ;
- ✓ **La quatrième** phase est la gestion de la production de la puissance électrique et la maintenance du parc ;
- ✓ **La dernière** démarche concerne le démantèlement et le renouvellement des turbines après 25 ans.

### V. 11. Application à une zone côtière

Dans cette application on présente une évaluation du potentiel éolien et une méthodologie de conception d'une ferme éolienne d'une puissance de 10MW. Les données du vent horaires, de plusieurs années correspondant au potentiel éolien du site ont été analysés, tel que: les directions dominantes du vent, la distribution de probabilité, les paramètres de Weibull, la vitesse moyenne et le potentiel de puissance. Le site a une vitesse annuelle moyenne de vent de 4,46 m/s à 10m hauteur, et assez d'espace pour implanter les turbines. L'estimation de l'énergie produite avec l'utilisation de logiciel WAsP. Une étude techno-économique et environnementale a été effectuée par le logiciel HOMER, pour choisir le model qui produit le maximum d'énergie annuelle avec un coût concurrentiel dans le marché mondial d'énergie éolienne, et qui fournit une énergie propre avec une émission réduite de gaz polluant. L'estimation de la capacité de production et sa relation avec l'équipement installé est une étape cruciale dans le processus de conception d'une centrale éolienne. Une mauvaise estimation de la production peut engendrer des pertes économiques importantes.

Les étapes d'analyse :

- Détermination du potentiel du site par le logiciel WasP ;
- Établir la cartographie du site ;
- La Recherche d'une technologie adaptée et rentable pour le site ;
- Étude économique et environnementale des différentes fermes en utilisant le logiciel Homer.

### V. 11. 1. Installation d'un parc éolien

Cette région est balayée durant toute l'année par des vents forts, les données sur trois heures de la vitesse et de la direction du vent collectées à 10 m du sol à une station météorologique, située proche du site sont montrés sur le tableau (V.2)

Tableau V.2 : Coordonnées géographiques du site

Station	coordonnées
Longitude	-0,26°W
Latitude	35,81°N
Période de mesure	01/01/2005-31/12/2015

Les données ont été utilisées pour évaluer les variations mensuelles et saisonnières de la vitesse moyenne du vent et du profil vertical de la vitesse du vent, ainsi que pour évaluer l'énergie éolienne et le potentiel énergétique.

#### V.11.2. Détermination du potentiel de site par le logiciel WAsP ;

Pour faciliter la simulation des paramètres du site, le logiciel WAsP a été utilisé, avec la base de données récoltée des paramètres de vent. Ces données ont été utilisées pour évaluer la puissance du vent et le potentiel énergétique, en évaluant les variations mensuelles et saisonnières de la vitesse moyenne du vent et de son profil vertical.

#### V.11.3. Résultats d'évaluation du potentiel du site

##### V.11.3.1. Détermination des directions dominantes du vent

Toutes les études du vent sont basées sur deux facteurs principaux, la rose du vent qui déterminent les directions dominantes du vent et l'histogramme de fréquence qui montrent la fréquence de chaque vitesse enregistrée durant la période d'étude, d'après ces deux derniers le concepteur peut déterminer la nature et l'efficacité du vent dans le site étudié, et à la fin de cette analyse, il peut juger si ces résultats sont prometteurs pour une installation éolienne.

Selon l'analyse annuelle, deux directions dominantes en été enregistrées, 15%, du vent du nord et 13% du sud-ouest (S-O) comme est illustré sur la figure (V.9).

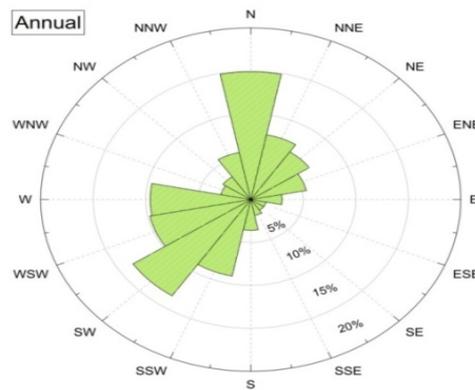


Figure (V.9) : Analyse annuelle des ressources à une hauteur de 10 m (rose des vents)

Le résultat l'analyse annuelle est la base qui détermine le choix de la direction d'implantation des éoliennes dans le site pour extraire la puissance la plus élevée.

**V.11.3.2. Détermination des fréquences de la vitesse du vent.**

Cette étude est réalisée à l'aide des histogrammes de Weibull la variation de la vitesse du vent. L'analyse des ressources peut être saisonnière à une hauteur de 10 m (fréquence de la vitesse du vent avec distribution de Weibull) ajustée et annuelle. La distribution annuelle illustrée par la figure (V.10) montre que le site présente une stabilité de données dans toutes les saisons, des fréquences importantes sur presque le même intervalle de 3m/s à 6m/s durant toute l'année, Ainsi que la majorité des éoliennes débitent à la vitesse de 3m/s, le site montre des données très prometteuses pour l'installation éolienne.

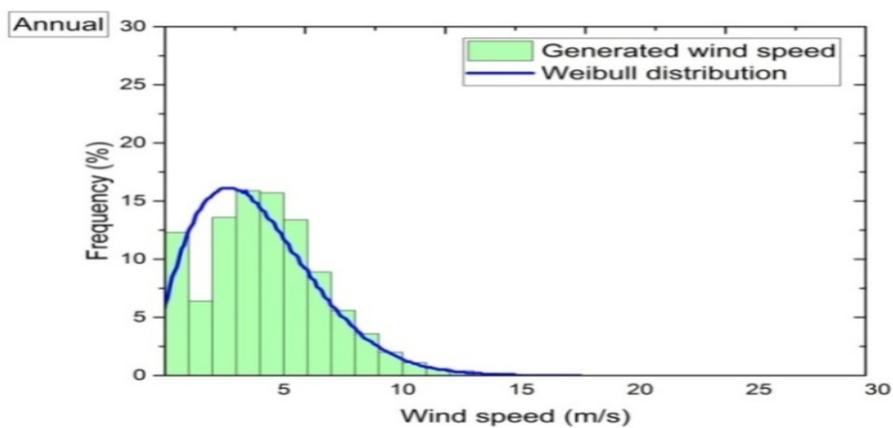


Figure (V.10): Analyse annuelle des ressources à une hauteur de 10 m (Histogramme de la vitesse du vent ajusté par la distribution de Weibull)

Le résultat annuels du site, montre la stabilité des données et la présence de hautes fréquences lorsque la vitesse est comprise entre 3 m / s et 6 m / s. Ceci est un bon indicateur sur le potentiel éolien dans cette région.

### V.11.3.3. Étude de l'amplitude de la stabilité de la vitesse moyenne du vent.

L'évaluation du potentiel éolien de chaque site étudié repose sur deux caractéristiques principales: l'amplitude de la vitesse moyenne du vent et sa stabilité. La variation temporelle de la vitesse du vent avec la variation de forme moyenne du paramètre  $k$  de Weibull peuvent être analysée selon les changements annuels, mensuels et journaliers, les figures (V.11) illustrent une analyse annuelle.

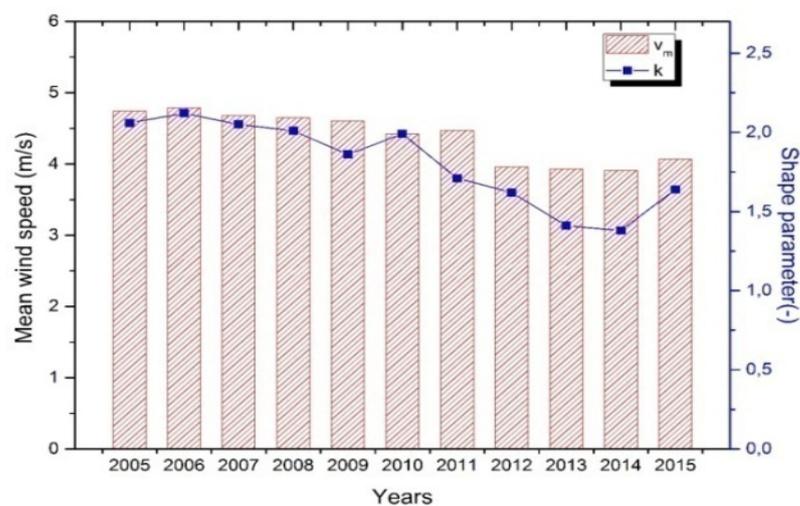
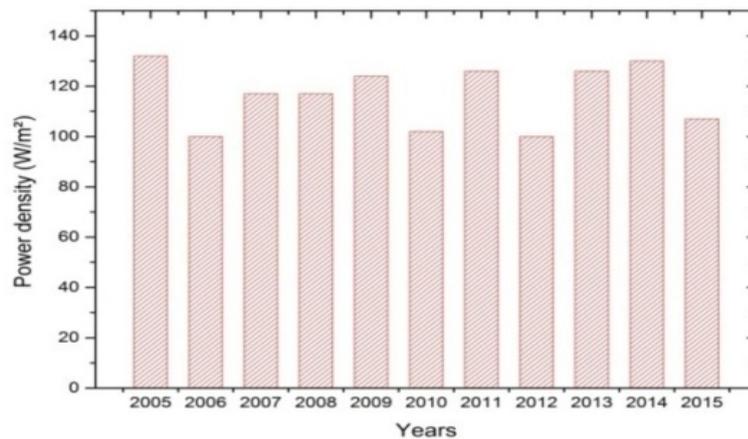


Figure (V.11): Variation annuelle de la vitesse moyenne du vent et de la forme du paramètre Weibull à une hauteur de 10 m

A partir de la présentation de la période de dix ans (montré par la figure (V.11)), la variation par ans de la vitesse du vent est comprise entre 3,9 m / s et 4,79 m / s ; ce qui signifie une variation de 18%. Cette variation montre que la région assure des vitesses du vent importantes pour l'exploitation éolienne. Pour la stabilité du vent, le paramètre  $k$  varie de 1,38 à 2,12. Ces valeurs indiquent que le vent a une stabilité moyenne et variable d'une année à une autre. La figure (V.12) présente la variation annuelle de la densité de puissance estimée du site étudié.



Figure(V.12): la variation annuelle de la densité de puissance

La densité de puissance varie au cours de la période d'étude (janvier 2005 - décembre 2015) entre  $100 \text{ W / m}^2$  et  $132 \text{ W / m}^2$ . Donc, en conclusion, il n'y a pas de période dans le site étudié où la vitesse du vent ne dépasse pas  $4 \text{ m / s}$ . cette valeur de vitesse est prometteuse pour les installations éoliennes, donc ce site a un gisement éolien acceptable et stable.

#### V.11.3.4. Cartographie

Pour exprimer le gisement éolien du site, il faut établir la carte du vent de ce site, et avant tracer cette dernière, Une carte numérique du terrain en fonction de l'altitude a été chargée à partir de la base de données en libre accès NASA SRTM (Earth Resources Observation and Science (EROS) Center) pour être utilisée sur le Logiciel WAsP[40]. Cette dernière est illustrée dans les figures (V.13) et (V.15). Après avoir délimité les zones rugueuses, il a été procédé à la projection UTM. La figure (V.14) représente toute les zones délimitées avec pour chacune d'entre elles, une valeur de rugosité à l'intérieure et à l'extérieure.

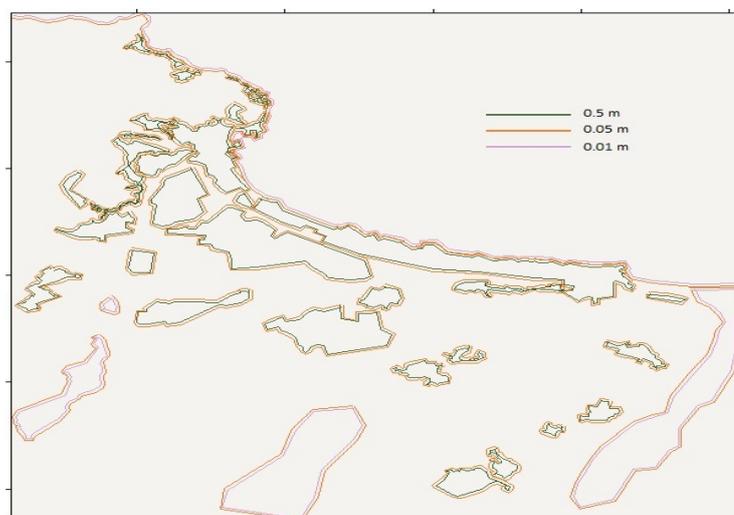
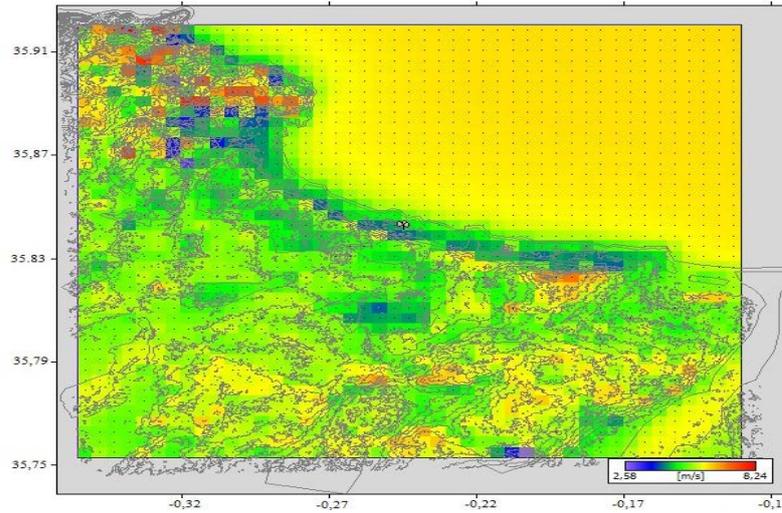


Figure (V.13): Carte des longueurs de rugosité de la zone étudiée



Figure(V.14): l'atlas du vent de la région

### V. 12. Le choix de la technologie et la configuration optimale

Après avoir obtenu des résultats avantageux sur le potentiel éolien du site par l'analyse statistique des bases de données et par calcul de la vitesse de densité de probabilité par fonction Weibull. Le concepteur doit commencer la recherche d'une installation optimale et la sélection de la technologie convenable. Le site choisi pour l'implantation des éoliennes est illustré à la figure (V.15). Une grande partie de la superficie terrestre est balayée par une plage de vitesse du vent comprise entre 4,7 à 6.9 m /s.

#### V.12.1 La recherche d'une technologie adaptée et rentable pour le site ;

A titre d'exemple pour l'équipement du site quatre modèles d'éoliennes les plus utilisés ont été choisis. Elles sont caractérisées par une capacité nominale de 750 à 900 kW et une hauteur de moyeu de 50 à 59 m comme est présenté sur la figure (V.15) et le tableau (V.3).

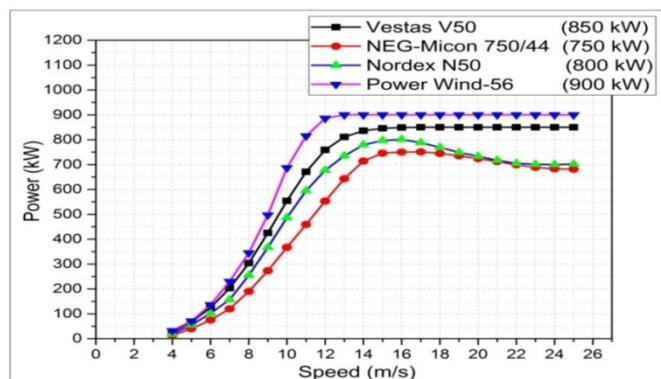


Figure (V.15): Caractéristiques de la puissance produite en fonction de la vitesse.  
(Courbes de puissance des différents types)

Tableau V.3 : Caractéristiques principales des turbines sélectionnées.

	Model			
	Vestas V50	NEG-Micon 750/44	Nordex N50	Power Wind 56
Ratedcapacity [KW]	850	750	800	900
Rotor diameter [m]	52	44	50	56
Hub height [m]	55	50	50	59
Cut in speed [m/s]	4	4	4	3
Rate speed [m/s]	15	15	15	13
Cut out speed [m/s]	25	25	25	25

## V.12.2 Les configurations d'implantation des turbines

### V.12.2.1 Simulation de parc éolien

Pour assurer une production de la puissance nominale de 10 MW, le concepteur a choisi les dispositions suivantes:

12 éoliennes Vesta V52 pour obtenir une puissance globale de 10,2 MW ;

14 des éoliennes NEG-Micon750 / 44 pour une puissance de 10,5 MW ;

13 éoliennes NordexN50 pour une puissance de 10,4 MW ;

12 éoliennes PowerWind-56 pour une puissance de 10,8 MW.

Une analyse comparative de la production annuelle d'énergie pour chaque parc éolien est simulée, afin de déterminer le choix optimal dans ce domaine.

Une Installation comprend toutes les éoliennes de chaque type dans une seule rangée avec une distance entre deux éoliennes doit être quatre fois le diamètre de l'éolienne. (Voir figure (V.16) et figure (V.17) représente la ferme 1 faisant face aux directions dominantes du vent.

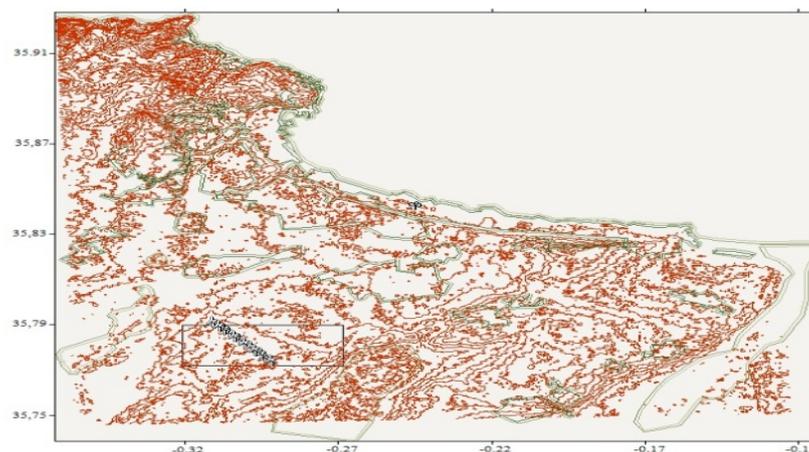


Figure (V.16): Parc éolien sur une seule rangée (ferme 1).

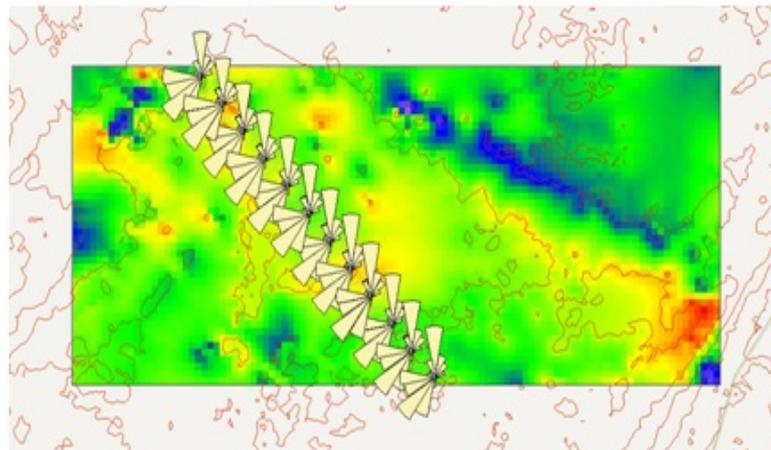


Figure (V.17) : Direction du vent dominant pour une rangée

### V.12.2.2 Résultats et interprétation

La simulation de chaque technologie a été réalisée avec WAsP. Pour optimiser l'efficacité globale du parc éolien, une étude comparative de plusieurs paramètres tels que: la production annuelle d'énergie, l'effet de sillage des pertes, la vitesse annuelle moyenne du vent et la densité de puissance a été effectuée. Comme le montrent les tableaux (V.4).

Les résultats du tableau (V.4) montrent bien l'avantage de la technologie PowerWind-56 point de vue production d'énergie. Les valeurs de vitesse moyenne de la ferme suivent les variations de densité de puissance ce qui justifie la relation directe entre les deux paramètres.

Tableau V.4 : Paramètres produits par les quatre fermes

Wind turbine	VESTAS		NEG MICON		NORDEX		POWER WIND	
Parameter	Total	Average	Total	Average	Total	Average	Total	Average
Net AEP [GWh]	35,382	2,949	28,325	2,023	32,393	2,492	41,423	3,452
Gross AEP [GWh]	35,718	2,976	28,532	2,038	32,855	2,527	41,823	3,485
Wake loss [%]	0,94	-	0,73	-	1,41	-	0,96	-
Meanspeed [m/s]	-	7,97	-	7,75	-	7,81	-	8,10
Power density [W/m <sup>2</sup> ]	-	601	-	556	-	571	-	620

### V.13. Étude environnementale et économique

Toute fois pour confirmer le choix de la technologie le logiciel HOMER[21] [24] peut être utilisé, pour évaluer les coûts d'investissement, maintenance et les émissions de gaz de chaque technologie relié à une charge de 3 MW. La figure (V.18) présente son profil de consommation de charge. La consommation atteint une valeur maximale de 3 MW et une valeur minimale de 500KW.

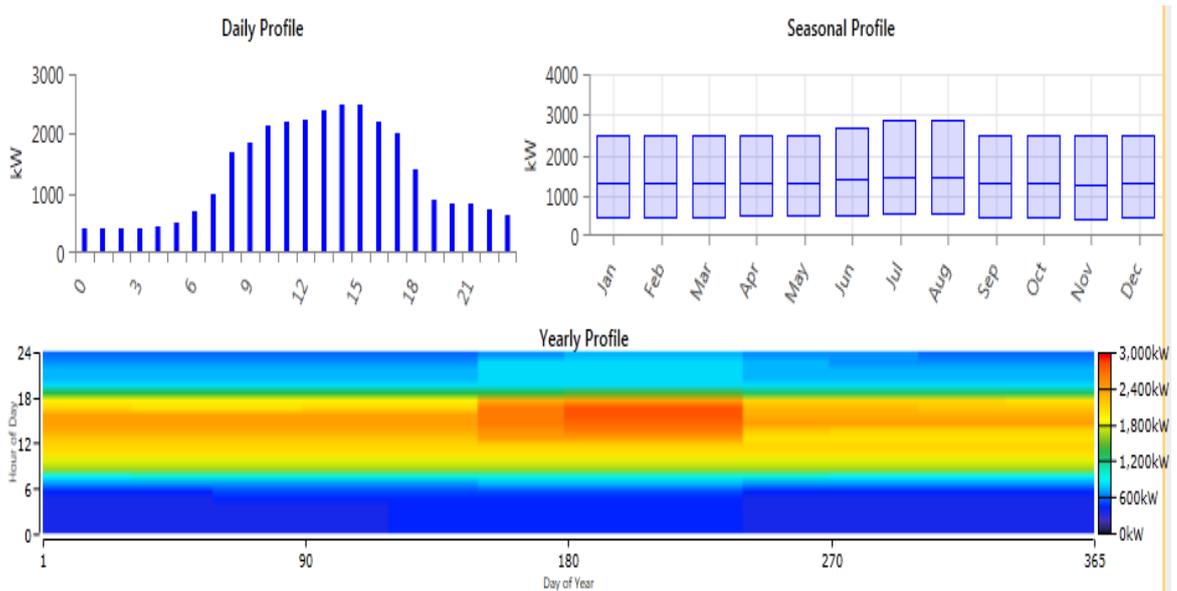


Figure (V. 18) : profil de charge

Le fonctionnement de l'installation est efficace pour cette charge, car la production de la ferme conçue sera supérieure à la demande de charge de 3 MW. Donc la réalisation de cette conception va permettre à toute cette région de consommer une énergie propre non polluante et d'améliorer la qualité du réseau central par l'injection du surplus. Alors au niveau national la réalisation de ce parc permet à l'état Algérienne d'économiser une grande partie d'énergie consommée localement. Concernant le coût, le tableau (V.5) indique que les turbines PowerWind est le moins cher. Il en a produit la plus importante valeur énergétique.

Tableau V.5 : Coût net .des installations éoliennes

Wind Farm	Component (\$)	Capital (\$)	Maintenance (\$)	Total (\$)
<b>VESTAS</b>	Grid	0.00	8560907.18	8560907.18
	Turbines	5760000.00	736321.31	6496321.31
	System	5760000.00	9297228.50	15067228.50
<b>NEG MICON</b>	Grid	0.00	9686391.93	9686391.93
	Turbines	4550000.00	581642.71	5131642.71
	System	4550000.00	10268034.64	14818034.64
<b>NORDEX</b>	Grid	0.00	9187812.66	9187812.66
	Turbines	4320000.00	552240.99	4872240.99
	System	4320000.00	9740053.64	14060053.64
<b>POWER WIND</b>	Grid	0.00	7872412.84	7872412.84
	Turbines	2100000.00	268450.58	2368450.48
	System	2100000.00	8140863.32	10240863.32

Tableau V.6 : COE et coût d'exploitation des installations éoliennes

Wind Farm	Operating Cost (\$)	COE (\$)
VESTAS	727291.70	0.100
NEG MICON	803231.60	0.098
NORDEX	761932.40	0.093
POWER WIND	636833.00	0.068

Tableau V.7 : Quantité de gaz polluants pour les quatre technologies

Wind Farm	Quantity	Value	Units
VESTAS	Carbon Dioxide	4232451	Kg/yr
	SulfurDioxide	18350	Kg/yr
	Nitrogen Oxides	8974	Kg/yr
NEG MICON	Carbon Dioxide	4788883	Kg/yr
	SulfurDioxide	20762	Kg/yr
	Nitrogen Oxides	10154	Kg/yr
NORDEX	Carbon Dioxide	4542389	Kg/yr
	SulfurDioxide	19693	Kg/yr
	Nitrogen Oxides	9631	Kg/yr
POWER WIND	Carbon Dioxide	3892065	Kg/yr
	SulfurDioxide	16874	Kg/yr
	Nitrogen Oxides	8252	Kg/yr

Le tableau (V.7) montre que le coût de l'énergie (COE) du PowerWind est le plus faible par rapport aux autres modèles.

COE: coût de l'énergie (\$ / kWh)

Les centrales émettent des quantités d'effet de serre. Malgré que les émissions des éoliens restent faibles par rapport à la majorité des autres filières de production d'électricité, parce que leurs impacts sur l'environnement restent limiter dans la phase de la fabrication des composants et l'installation dans chantier. Les résultats obtenus par le logiciel Homer, (tableau (V.7)) montrent que les fermes basées sur le modèle d'éoliennes PowerWind présentent moins de gaz polluants que les autres.

#### V.14.Conclusion

A l'issue de ce chapitre, l'étudiant devra pouvoir évaluer le potentiel éolien et dimensionner un parc éolien. Il comprend les méthodes d'évaluation du potentiel du vent, le calcul de la production et des pertes. Les points qui posent particulièrement problème sont les méthodes utilisées pour estimer le vent par des extrapolations verticales, horizontales et temporelles du vent mesuré sur le site. En effet tout le calcul de la production repose sur ce vent estimé parce une faible erreur sur le vent peuvent avoir un gros impact pour le calcul de la production. En ce qui concerne le choix d'une technologie adaptable et rentable pour le site, il faut mener une étude comparative de plusieurs technologies des éoliennes de l'énergie produite basée sur des calculs fiables.

**Chapitre VI :**  
**Application aux Systèmes hybrides**  
**photovoltaïque/éolien**

**VI.1 Introduction**

Afin de réduire le comportement aléatoire de la source d'énergie renouvelable et augmenter leur autonomie de production, on peut interconnecter les sources d'approvisionnement de différents types. Et avec cela, nous obtenons un système d'alimentation hybride (SH). La figure(VI.1) présente une configuration générale d'un (SH) avec plusieurs sources couplées [41].

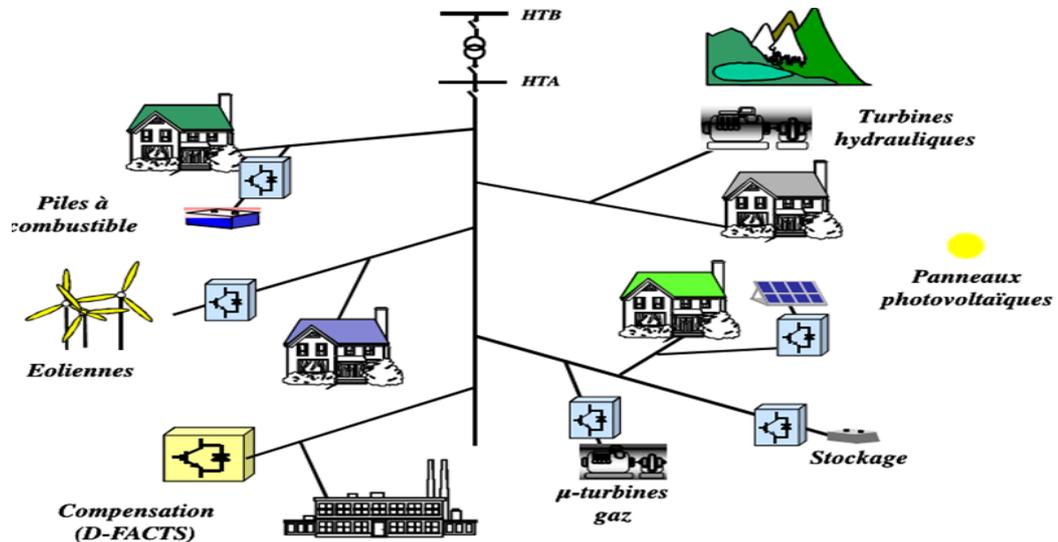


Figure (VI.1) : Configuration globale d'un système hybride

Les systèmes hybrides présentent le double avantage de minimiser les nuisances environnementales grâce à la consommation sur site de la ressource naturelle renouvelable et de maximiser la sûreté d'approvisionnement énergétique. C'est pourquoi il est utilisé dans un grand nombre d'applications stratégiquement importantes et très sensibles telles que les relais télécoms, les postes frontières, les dispensaires, etc. en dehors du réseau électrique traditionnel. Une généralisation de la classification des systèmes hybrides est illustrée sur la Figure (VI.2)..

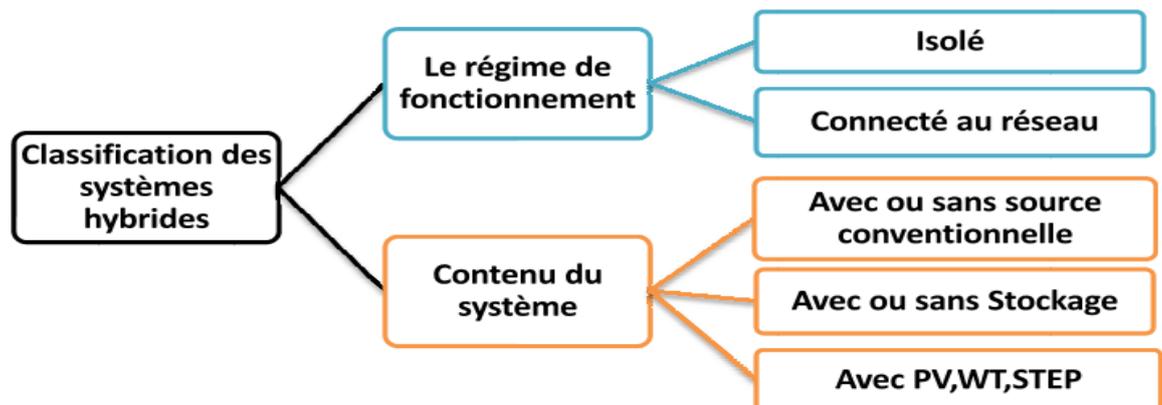


Figure (VI.2) : Classification des systèmes hybrides

**VI.2. Différentes configurations des systèmes hybrides**

Il existe généralement trois architectures de systèmes hybrides classées suivant la nature du courant électrique du point de connexion des sources, c'est-à-dire une connexion sur un jeu de barres à courant continu, alternatif ou bien mixte continu et alternatif (DC, AC, mixte ) [42].

**VI.2.1. Architecture à bus CC**

Cette architecture est utilisée lorsque le système n'a pas de générateur diesel en raison d'un manque d'alimentation en carburant, et dans le cas des charges à courant continu ou s'il a un consommateur dont sa charge peut être convertie en courant continu, le bus CA devient inutile. Le système peut fonctionner avec un bus CC commun pour tous les éléments, comme illustré à la figure (VI, 3).

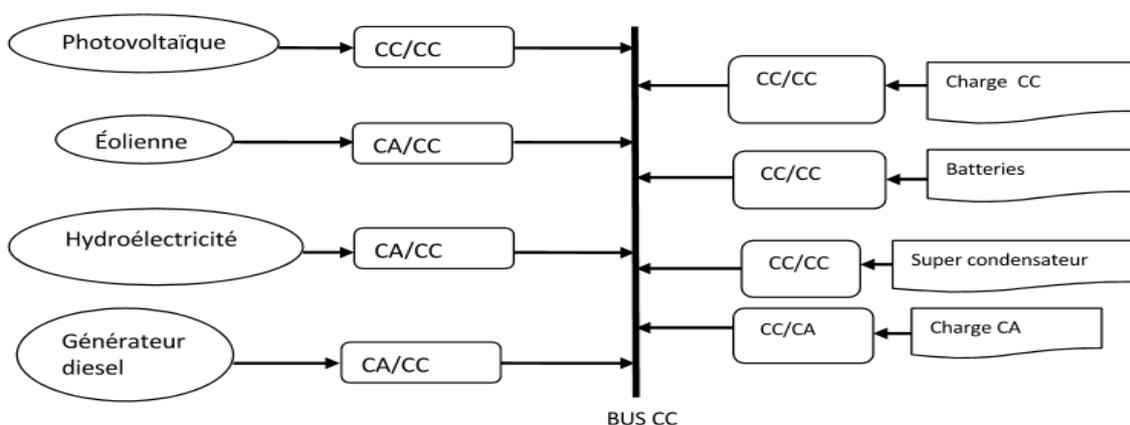
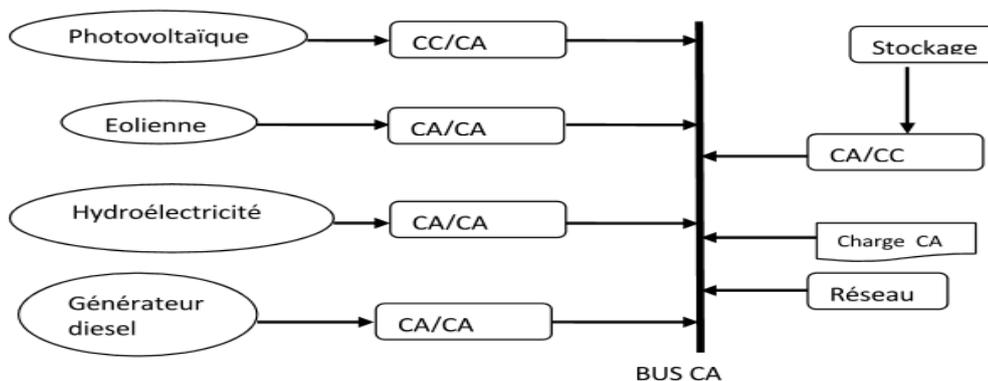


Figure (VI.3) : Schéma d'un système hybride en couplage avec un bus continu

**VI.2.2. Architecture à bus CA**

Cette configuration présente une solution traditionnellement utilisée dans les systèmes électriques, qui est le transport d'énergie électrique sous forme alternative, comme est schématisé sur la figure (VI.4). Pour un réseau électrique classique, qui fonctionne à l'aide de centrales thermique, ce choix est judicieux, puisqu'il fournit directement une tension alternative à mettre en forme.



Figure(VI.4) : Schéma d'un système hybride avec bus alternatif

### VI.2.3. Architecture mixte à bus CC/CA

Pour les systèmes distribués, en micro-réseau, ou en site isolé, une bonne solution peut être le couplage mixte, associant un bus continu, et un bus alternatif. Parmi les sources et unités de stockage que nous avons présentés, les panneaux photovoltaïques, les batteries et les super condensateurs fonctionnent à puissance continue, comme présenté la figure (VI.5).

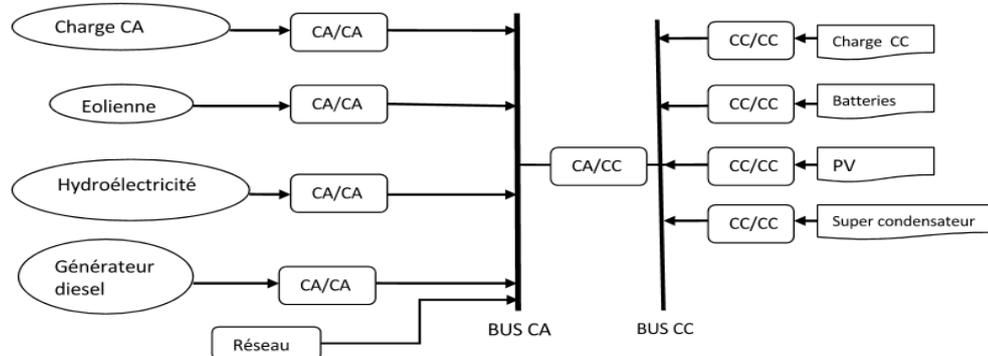


Figure (VI.5) : Schéma d'un système hybride en couplage mixte, avec un bus continu et un bus alternatif

#### ✓ Avantages

- Le GD et l'onduleur peuvent fonctionner en autonome ou en parallèle. Quand le niveau de la charge est bas, l'un ou l'autre peut générer le nécessaire d'énergie. Cependant, les deux sources peuvent fonctionner en parallèle pendant les pics de charge.
- La possibilité de réduire la puissance nominale du GD et de l'onduleur sans affecter la capacité du système à alimenter les pics de charge.

#### ✓ Inconvénients

- La réalisation de ce système est relativement compliquée à cause du fonctionnement parallèle de l'onduleur qui doit être capable de fonctionner en modes autonome et non-autonome en synchronisant les tensions en entrée avec les tensions en sortie du GD.

### VI.3. Système hybride photovoltaïque/éolien/stockage

En raison des nombreuses utilisations dans le monde des systèmes hybrides, photovoltaïque/éolien/stockage (PV + WT + Stockage), nous avons décidé de focaliser cette étude sur un système composé d'un photovoltaïque, d'une éolienne, de batteries et de super condensateurs. Le but de cette partie est de justifier puis de présenter en détail cette structure. Nous devons alors développer un modèle du générateur PV, de l'éolienne et d'autre part le profil de consommation pour la charge à alimenter. Enfin, la modélisation des différents volumes de stockages, constitués de

batteries et de supercondensateurs, sera proposée. L'ensemble de ces travaux nous permettra de développer un modèle de gestion des flux énergétiques de ce système [42].

### VI.3.1 Définition et choix de l'architecture

Pour faciliter la compréhension, l'étude porte sur un système de production d'électricité qui vise à assurer l'autonomie énergétique dans une habitation isolée et non raccordée au réseau. Il est intéressant d'hybrider différents types de sources. Mais les deux types les plus adaptés pour une résidence sont les panneaux photovoltaïques, qui peuvent être installés sur le toit, et les éoliennes, qui peuvent être dimensionnées pour un usage domestique. En effet, la production photovoltaïque suit toujours la trajectoire solaire. Cependant, son amplitude variera selon les conditions météorologiques et selon les saisons. Elle peut également produire de l'énergie toute l'année à tout moment selon le gisement en Algérie. A l'inverse, le vent est extrêmement variable à court terme, il peut produire de la puissance, mais de façon très irrégulière. Puisque les deux sources sont indépendantes, les combiner augmente les chances qu'au moins une des sources soit productive à l'échelle de la journée. De plus, le pic de production coïncide rarement avec le pic de consommation. Il est donc nécessaire d'intégrer un système de stockage pour assurer un équilibre entre la production et la demande. Les technologies actuelles les plus utilisées de stockage sont principalement les bancs de batteries. Néanmoins, les batteries ont une grande énergie spécifique et une faible puissance spécifique, tandis que les impacts des délestages de la consommation lors du lancement ou l'arrêt d'un appareil, les variations de l'énergie primaire d'ensoleillement et de vitesse de vent, mêlent des dynamiques de puissance très rapides et quasi-continues. Ainsi, les batteries peuvent absorber de grandes quantités d'énergie avec des dynamiques lentes, mais ne peuvent absorber les dynamiques rapides qu'en subissant de forts courants ce qui réduit la durée de vie des batteries.

A l'inverse, les supercondensateurs ont une forte puissance spécifique et une faible énergie spécifique. Ils possèdent de plus une durée de vie plus supérieure en terme de cycles de charge-décharge, et leur industrialisation se développe depuis quelques années. Ils ne peuvent donc être utilisés comme unités de stockage principales, mais sont une solution viable pour absorber ou fournir les pics de puissance néfastes aux batteries. Afin de pouvoir assurer une bonne gestion de l'énergie, la partie stockage globale doit pouvoir absorber ou déstocker l'énergie de plusieurs jours, et gérer les pics de puissance.

### VI.3.2 Exemple d'étude

Finalement, afin de remplir les objectifs d'autonomie énergétique, notre système d'étude, schématisé figure (VI.6), a pour sources une éolienne et un groupe de panneaux photovoltaïques.

- L'éolienne est choisie pour fonctionner jusqu'à une puissance maximale de 367 W, correspondant à une vitesse de vent maximale de 15 m/s (54 km/h). Lors d'une rafale plus forte, la puissance de l'éolienne est bloquée par désadaptation à la vitesse du vent, afin d'empêcher sa détérioration. Sachant que la puissance absorbée par une éolienne est proportionnelle à la vitesse de vent au cube, si lors d'une journée peu venteuse, la vitesse de vent moyenne est à 33% de sa valeur maximale, soit 5 m/s (18 km/h), alors la puissance moyenne récupérée sera de 3,6% des 367 W, donc 13,2 W.
- Le groupe panneaux est formé de cinq panneaux photovoltaïques connectés en série, de puissance crête 1070 Wc en conditions STC (Standard Test Conditions), soit pour un ensoleillement de 1000 W/m<sup>2</sup> et une température des cellules de 25°C, pour une tension optimale de 144 V et un courant de court-circuit de 8,04 A.

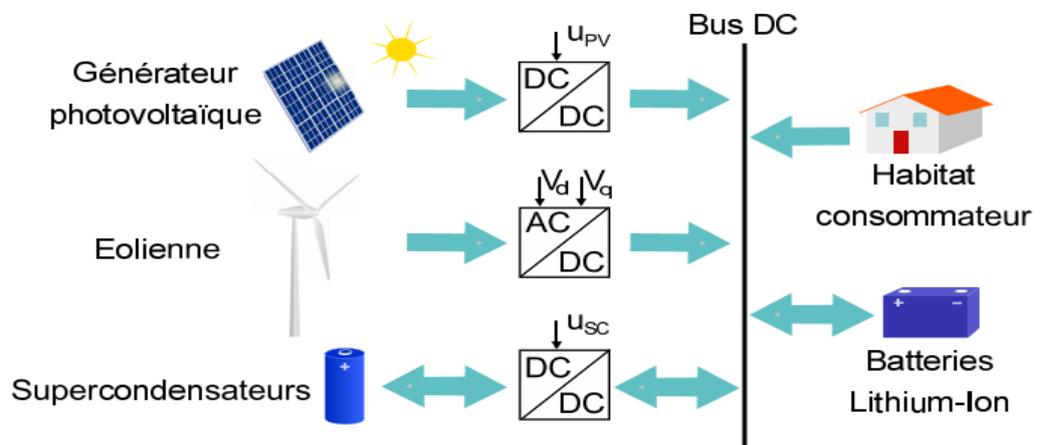


Figure (VI.6) : Synoptique du système hybride multi-stockages en site isolé

- Pour compléter le manque ou l'excédent de puissance, le système possède deux types d'unités de stockage.
- ✓ Premièrement, il contient un banc de batteries Lithium-Ion, d'une tension nominale de  $V_B = 100$  V choisi à partir du catalogue. Sa capacité est de  $C_{batt} = 39$  Ah, pour pouvoir stocker 3000 Wh, cela peut être vérifié par l'équation (VI.1) [LV06] :

$$E_{batt} = \frac{E_{dem/j} * j_a}{V_B * \eta_{batt} * DOD_{max}} \tag{VI.1}$$

Où

- $E_{dem/j}$  : La consommation journalière ;
- $j_a$  : Le nombre de jours d'autonomie souhaité (ici 1) ;
- $\eta_{batt}$  : Le rendement des batteries, de l'ordre de 90% pour les Li-Ion ;
- $DOD_{max}$  : La profondeur de décharge voulue, que nous choisirons à 85%.

- ✓ Deuxièmement, un banc de supercondensateurs sera ajouté de tension maximale physique  $V_{scmax} = 240 \text{ V}$ , et de capacité équivalente  $C_{sc} = 3,25 \text{ F}$ . Ce module peut stocker une énergie calculé suivant l'équation(VI.2) :

$$E_{SC} = \frac{1}{2} C_{sc} (V_{sclow}^2 - V_{sclow}^2) = \frac{1}{2} 3.25 (176^2 - 90^2) = 37173.5 \quad (\text{VI.2})$$

Cependant, en pratique la tension maximale des supercondensateur sera limitée à  $V_{sclow} = 176 \text{ V}$  inférieure à la tension maximale de la limite physique  $V_{scmax}$ . Pour pouvoir assurer une puissance maximale  $P_{scmax} = 1000 \text{ W}$  pour un courant limite de 11 A, ainsi la tension minimale de fonctionnement sera fixée à  $V_{sclow} = 90 \text{ V}$ . L'équation permet d'en déduire que la tension de mi-charge associée à cet intervalle de fonctionnement est  $V_{scmi} = 140 \text{ V}$ , et que l'énergie stockable du module est de 37,2 kJ. En respectant la limite de 1000 W, le temps de charge ou de décharge complète au minimum des supercondensateurs sera calculé par l'équation(VI.3).

$$t_B = \frac{E_{SC}}{P_{scmax}} = 37,2s \quad (\text{VI.3})$$

Afin de contrôler la production, les quatre sources sont connectées au bus continu par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance. Les batteries peuvent uniquement être connectées directement au bus DC ; Ainsi, ils imposent leur tension à une valeur nominale de 100 V, variant légèrement en fonction de leur état de charge. La figure(VI.7) Présente en détails les architectures des différentes parties qui constituent le système de puissance hybride.

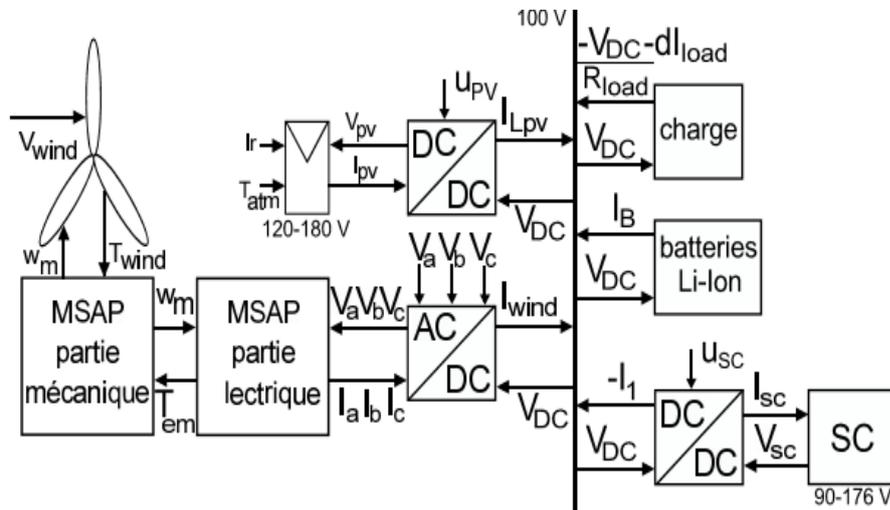


Figure (VI.7) : Synoptique du système avec détail des variables

## VI.4. Fonctionnement des sources dans un SH

### VI.4.1 Fonctionnement du générateur éolien

Le sous-système éolien est constitué de trois parties, comme détaillé figure(VI.7): en amont, une turbine qui génère un couple  $T_{wind}$  qui va entraîner à la vitesse angulaire  $\omega_m$  le rotor d'une machine tournante qui constitue le deuxième sous-système. Généralement une machine synchrone à aimants permanents est utilisée parce que elle est capable de fonctionner à différentes vitesses jusqu'à l'arrêt sans décrochage, et nécessitant peu d'entretien. Fonctionnant en génératrice, celle-ci va produire des courants triphasés  $[I_a, I_b, I_c]^T$ . Les trois phases de la machine sont connectées à un onduleur à Modulation par Largeur d'Impulsion (MLI), car il produit dans la machine des courants possédant moins d'harmoniques que l'association d'un redresseur et d'un hacheur. Cet onduleur contrôle les courants des phases respectives  $[I_a, I_b, I_c]^T$  sous les tensions simples  $[V_a, V_b, V_c]^T$ , afin d'agir sur la vitesse de rotation. Il est en sortie connecté via le bus continu à la batterie, qui lui impose la tension  $V_{DC}$ . Il lui retourne le courant redressé  $I_{wind}$  [43].

### VI.4.2 Fonctionnement du générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est constitué d'un banc de cinq panneaux photovoltaïques connectés en série, et d'un hacheur, qui transmet la puissance produite  $P_{pv}$  au bus continu. La tension  $V_{pv}$  aux bornes du banc de panneaux, et le courant  $I_{pv}$  les traversant, suivent une caractéristique  $I_{pv}(V_{pv})$  qui dépend des entrées exogènes que sont l'irradiation solaire  $I_r$ , et la température atmosphérique  $T_{atm}$ . En sortie du hacheur, le courant de la bobine  $L_{pv}$ ,  $I_{L_{pv}}$ , est transmis au bus continu du système hybride, de tension  $V_{DC}$  imposée par la batterie. Les panneaux étant dimensionnés pour fonctionner à des tensions variant de 180 V à vide, à 144 V au point de puissance maximale, sous une irradiation de 1000W/m<sup>2</sup> et une température de 25°C, alors que  $V_{DC}$  n'est que de 100 V, nous faisons le choix d'un hacheur de type Buck pour ce module.

### VI.4.3 Fonctionnement du module des supercondensateurs

Afin d'assurer la gestion de l'énergie stockée dans le système hybride, puisque les batteries ne sont pas commandées, le banc des supercapacités est connecté à un hacheur qui le relie au bus continu. Le banc doit être commandé selon deux objectifs contradictoires.

- ✓ Premièrement, les supercapacités doivent absorber ou fournir les variations rapides du courant du bus continu, pour éviter dommages et saturations dans les batteries.
- ✓ Deuxièmement, le suivi de la tension des supercapacités, avec pour consigne fixe la valeur de tension de mi-charge (140 V) doit être rigoureusement suivi. De cette façon, elles se rechargent

ou se déchargent lentement dans les batteries après chaque pic de consommation ou de production. Ainsi, la dynamique lente des batteries est respectée.

Pour réaliser ces deux objectifs, le courant entrant  $I_1$  et la tension des supercapacités  $V_{sc}$  doivent être contrôlables. Étant donné que la tension  $V_{sc}$  varie aussi bien au-dessus qu'en-dessous de la tension du bus, le hacheur devra être capable de fonctionner en abaisseur et élévateur. Une architecture possible respectant ces trois points est le hacheur à stockage capacitif C'uk, qui est donc choisi pour notre application. Le transfert de l'énergie étant bidirectionnel entre le bus et les supercondensateurs, ce hacheur doit être réversible en courant.

#### VI.4.4 Fonctionnement du bus commun continu et des batteries

Les sorties continues respectives des différents convertisseurs de puissance du circuit (l'onduleur MLI de l'éolienne, le hacheur Buck du générateur photovoltaïque et le hacheur C'uk des supercondensateurs) sont connectés au bus continu. Sur celui-ci sont directement branchés le consommateur, et le banc de batteries. Ce dernier impose donc au bus sa tension VDC. Le VDC est choisie de valeur nominale 100 V, afin de rester à une tension relativement basse, tout en gardant la possibilité de la convertir aisément en tension 220 V alternative lorsqu'elle est transmise à l'habitation à alimenter en électricité. Le consommateur correspond à cette dernière ; cependant, nous ne prendrons pas en compte la forme sous laquelle sa puissance va être consommée. Nous choisissons de la modéliser par une charge équivalente vue du bus continu, constituée d'une résistance  $R_{load}$  représentant la consommation moyenne

$$P_{load_{my}} = \frac{V_{DC}^2}{R_{load}} \tag{VI.4}$$

et d'une source de courant négatif  $dl_{load}$ , qui correspond aux fluctuations autour de celle-ci dans le temps, .  $dP_{load} = V_{DC} * dl_{load}$  Ainsi, la puissance globale demandée par l'habitation à chaque instant est calculé par l'équation(VI.5):

$$P_{load} = P_{load_{my}} + dl_{load} \tag{VI.5}$$

#### VI.4.5. Les échanges d'énergie sur le bus continu.

Les deux sources proposées fournissent à celui-ci une puissance  $P_{wind} + P_{pv}$ . Les unités de stockage dans le système fournissent à chaque instant la puissance  $P_{sto}$ . Le principe de conservation de l'énergie s'écrit par l'équation(VI.6).

$$P_{sto} = P_{wind} + P_{PV} - P_{load} \tag{VI.6}$$

En d'autres termes, si  $P_{sto}$  est positive donc la production des deux générateurs est supérieure à la consommation, alors les unités de stockage peuvent être chargées par l'excédent énergétique. Ainsi, lorsque le  $P_{sto}$  est négative, la consommation est supérieure à la production, il faut donc décharger

le stockage pour assurer la pénurie d'électricité. Cependant, nous avons confirmé qu'il était nécessaire, pour diminuer le vieillissement des batteries et donc les coûts économiques et écologique que celles-ci ne soient pas la seule solution de stockage utilisée. Ainsi, la puissance des unités de stockage se décompose en deux termes : la puissance  $P_{batt} = V_{DC} I_B$  fournie par un banc de batteries Li-Ion, et la puissance  $P_{SC} = V_{DC} I_1$  fournie par un banc de supercondensateurs commandé, connecté en parallèle des batteries :

$$P_{sto} = P_{batt} + P_{SC} = P_{wind} + P_{PV} - P_{load} \tag{VI.7}$$

Ces échanges sont équivalents à la somme des courants sur le bus continu :

$$I_B - I_1 = I_{wind} + I_{LPV} - \frac{V_{DC}}{R_{load}} - dI_{load} \tag{VI.8}$$

Selon la première loi de Kirchhoff, car en multipliant chacun de ceux-ci par  $V_{DC}$ , nous retrouvons (VI.7).

### VI.4.6. Schéma complet du système

Finalement, l'architecture complète choisie est finalement présentée par la figure (VI.8).

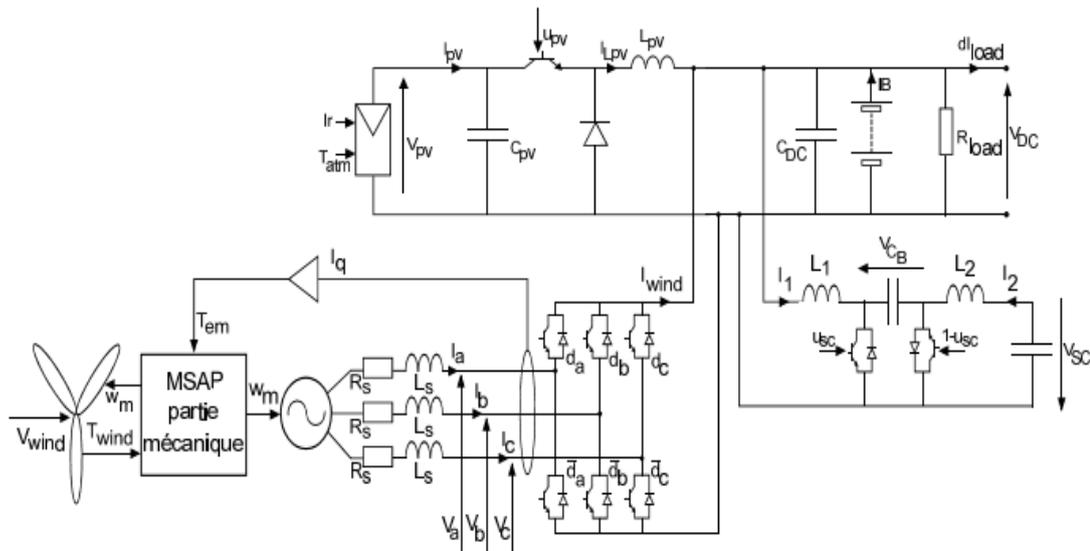


Figure (VI.8) : Schéma du circuit électrique détaillé du système hybride avec stockages hybride en site isolé

## VI. 5. . Modélisation des sources et des unités de stockage

### VI. 5.1 Générateur photovoltaïque

L'énergie produite par un générateur photovoltaïque est estimée à partir des données de l'irradiation globale sur plan incliné, de la température ambiante et des données du constructeur pour le module photovoltaïque utilisé. L'énergie électrique produite par un générateur photovoltaïque est donnée par [43] [41]:

$$E = \eta_{gen} * A_c * P_f * G_{irr} \tag{VI.9}$$

Où

$A_c$  : Représente la surface totale du générateur photovoltaïque (m2);

$\eta_{gen}$  : Le rendement du Générateur photovoltaïque ;

$G_{irr}$  : L'irradiation solaire sur un plan incliné (kWh/m2.j) ;

$P_f$  : Le facteur de remplissage du module, égal à 0.9.

Le rendement du générateur photovoltaïque est représenté par l'équation suivante:

$$\begin{cases} \eta_{gen} = \eta_r (1 - \gamma(T_c - 25)) \\ T_c = T_a + G_{irr} \left( \frac{NOCT - 20}{800} \right) \end{cases} \tag{VI.10}$$

$\gamma$ : Le coefficient tenant compte de la variation du rendement du module photovoltaïque en fonction de la température, qui est pris à (0.0045 /°C);

$\eta_r$  : Le rendement de référence du générateur photovoltaïque;

$T_a$  : La température ambiante moyenne journalière;

$T_c$  : La température moyenne journalière du cellule (°C);

$NOCT$  : La température nominale de fonctionnement de la cellule qui est pris à 45,3 (°C) ;

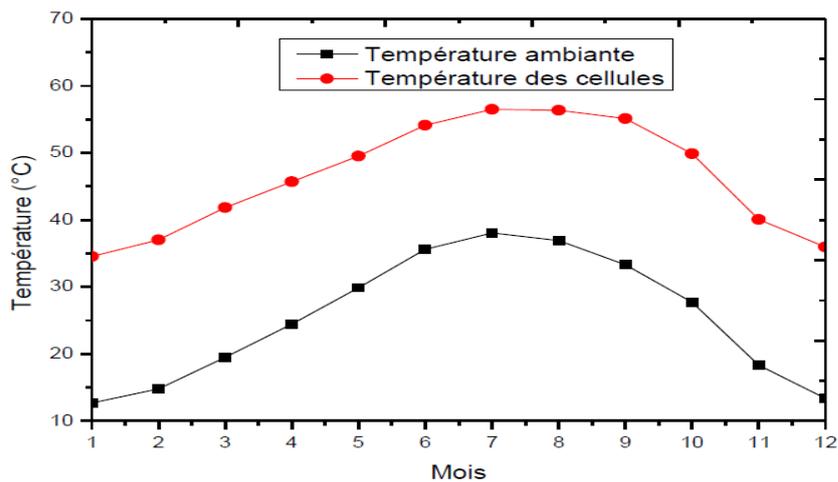


Figure (VI.9) : Variation mensuelle de température des cellules et de température ambiante.

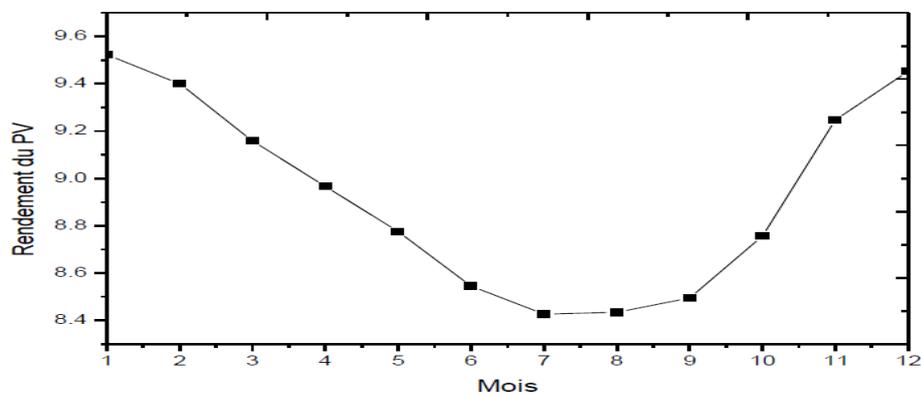


Figure (VI. 10) : Rendement des panneaux photovoltaïques

### VI. 5.2. Générateur éolien

La puissance contenue sous forme d'énergie cinétique, P (W), dans le vent est exprimée par:

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3 \quad (\text{VI.11})$$

Avec:

A : La surface traversée par le vent (m<sup>2</sup>);

$\rho$  : La densité de l'air (= 1.225kg/m<sup>3</sup>)

V : La vitesse du vent (m/s).

L'estimation de la puissance moyenne produite par un aérogénérateur, passe nécessairement par la connaissance de la vitesse du vent à la hauteur de son moyeu. Pour obtenir des données de vitesses du vent à une hauteur désirée, on doit procéder à une extrapolation verticale des vitesses du vent mesurées généralement à la hauteur normalisée de 10 mètres du sol, au moyen du modèle de puissance (Justus et Mikhail 1976), souvent utilisé dans la littérature existante.

$$\frac{V}{V_{data}} = \left( \frac{Z}{Z_{data}} \right)^\alpha \quad (\text{VI.12})$$

Tel que  $\alpha$  est donnée par la loi de puissance 1976

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln(V_{data})}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{Z_{data}}{10}\right)}$$

La puissance produite par le générateur éolien

$$P_e = \frac{1}{2} \rho C_e A V^3 10^{-3} \quad (\text{VI.13})$$

$C_e$  : est le facteur d'efficacité, qui dépend de la vitesse du vent et de l'architecture du système [30].

Il est déterminé à partir des performances de l'unité de transformation.

$$C_e = C_p * \eta_m * \eta_g \quad (\text{VI.14})$$

Où :

$\eta_m$  : Le rendement respectivement du multiplicateur ;

$\eta_g$  : Le rendement de la génératrice ;

$C_p$  : Le coefficient de performance de la turbine éolienne.

Il ne peut théoriquement pas dépasser une limite dite limite de Betz (  $C_p$ -limite = 0.593 ), dans cette étude, est pris égale à 0.45.

Par conséquent, l'énergie produite par le générateur éolien est exprimée par:

$$E_{el} = P_{el} * \Delta t \quad (\text{VI.15})$$

### VI. 5.3. Modélisation du système de stockage et sa performance

### ➤ Modélisation de la batterie

Le dimensionnement de la batterie dépend des facteurs tels que la profondeur maximale de la décharge, la correction de la température, la capacité nominale de la batterie et la durée de vie de la batterie. La capacité de la batterie requise en ampère heure peut être calculée en utilisant l'équation (VI.16) [45].

$$C_{batt} = \frac{E_c * j_a}{DOD_{max} * \eta_{batt}} \quad (VI.16)$$

Où

$E_c$  : La charge en ampères -heure (Ah) ;

$j_a$  : Les jours d'autonomie de la batterie ;

$DOD_{max}$  : La profondeur maximale de décharge de la batterie (pour la batterie à décharge profonde  $DOD$  maximale est de 80%) ;

$\eta_{batt}$  : Le facteur de correction de la température.

Lorsque la production totale du système hybride est supérieure à la demande en énergie, le système de stockage est en état de charge. Sinon il est en état de décharge. La quantité de charge de la batterie à l'instant  $t$  peut être calculée en utilisant l'équation (VI.17) :

$$E_{batt}(t) = E_{batt}(t-1)(1-\sigma) + \left( \frac{E_{GA}(t) - E_D(t)}{\eta_{inv}} \right) \eta_{batt} \quad (VI.17)$$

Où

$E_{batt}(t)$  : La quantité de charge des batteries à l'instant  $t$  ;

$E_{batt}(t-1)$  : La quantité de charge des batteries à l'instant  $(t-1)$  ;

$E_{GA}(t)$  : L'énergie totale générée par la source d'énergie renouvelable, après la perte d'énergie dans le contrôleur ;

$E_D(t)$  : La demande de la charge à l'instant  $t$  ;

$\eta_{inv}$  : L'efficacité de l'onduleur ;

$\eta_{batt}$  : L'efficacité de charge de la batterie ;

$\sigma$  : Le taux d'autodécharge qui dépend de la charge accumulée et l'état de la batterie.

La quantité de charge de la batterie est soumise à des contraintes telles que:

$$E_{batt_{min}} \leq E_{batt}(t) \leq E_{batt_{max}} \quad (VI.18)$$

Où

$E_{batt_{max}}$  et  $E_{batt_{min}}$  sont la quantité de charge maximale et minimale de la batterie.

Pour un système hybride, les caractéristiques de la batterie les plus importants sont la durée de vie de la batterie, le  $DOD$ , les besoins d'entretien, l'état de charge ( $SOC$ ) et la tension de charge flottante. Pour l'optimisation du système hybride, toutes ses caractéristiques doivent être prises en considération. Le  $SOC$  de la batterie au temps ( $t$ ) peut être calculé en utilisant l'équation (VI.20) :

$$SOC(t) = SOC(t-1) \left( 1 - \sigma \frac{\Delta t}{24} \right) + \left( \frac{I_{batt}(t-1) * \Delta t * \eta_{batt}}{C_{batt}^n} \right) \quad (VI.19)$$

Où

$C_{batt}^n$  : La capacité nominale de la batterie (Ah) ;

$\eta_{batt}$  : L'efficacité de charge et de décharge de la batterie (généralement l'efficacité arrondie de l'efficacité de charge et de décharge).

➤ **Modélisation des supercondensateurs**

Face aux dynamiques lentes et aux risques d'usure prématurée des batteries, une unité de stockage secondaire des supercondensateurs est ajoutée au système, destinée à absorber ou fournir les pics de puissance. Cette technologie des supercondensateurs a été caractérisée par plusieurs modélisations. Afin de prendre en compte les fluctuations de sa capacité en fonction de sa fréquence, un supercondensateur peut être modélisé par une succession de circuits RC en cascade, en série avec une inductance, comme présentée figure (VI.11). Cette solution n'a pas de signification physique, mais cherche seulement à reconstituer mathématiquement le comportement dynamique d'un supercondensateur.

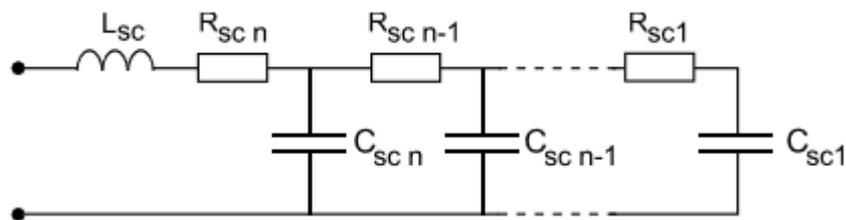


Figure (VI.11) : Modélisation d'un supercondensateur à partir de circuits RC en cascade

Si cette modélisation permet de représenter le comportement du système de façon réaliste, elle est couramment simplifiée pour obtenir un modèle composé d'une capacité  $C_{ssc}$  en série avec une résistance équivalente  $R_{ssc}$ . Un banc de  $NS_{sc}$  supercondensateurs en série est ainsi modélisé par une capacité  $C_{ssc} NS_{sc}$  en série avec une résistance  $NS_{sc} R_{ssc}$ . L'impédance d'un banc de composants identiques en série est donc, pour  $\omega_e$  la pulsation électrique du circuit considéré :

$$Z_{sc} = NS_{sc} * \left( R_{ssc} + \frac{1}{j\omega_e * C_{ssc}} \right) \tag{VI.20}$$

Ce modèle peut être utilisé en simulation, cependant, pour les besoins de la synthèse de la commande de leur module, nous le transformons en une capacité en  $C_{psc}$  en parallèle avec une résistance ;  $R_{psc} = \frac{1}{\gamma_{sc}}$

L'impédance obtenue peut s'exprimer par :

$$Z_{sc} = N_{Sc} \frac{-j + \omega_e * R_{ssc} * C_{ssc}}{\omega_e * C_{psc}} = \frac{R_{psc}}{jR_{psc} C_{psc} \omega_e + 1} = \frac{R_{psc} - j R_{psc}^2 C_{psc} \omega_e}{(R_{psc} C_{psc} \omega_e)^2 + 1} \tag{VI.21}$$

La figure (VI.12) présente la des tensions du système au niveau du bus continu et les éléments de stockage la batterie et le supercondensateur.

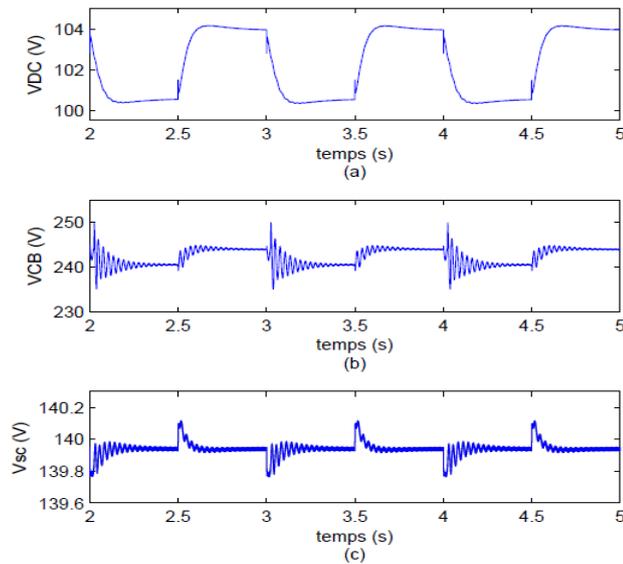


Figure (VI.12) : (a) La tension du bus continu V<sub>DC</sub>, (b) La tension de la batterie V<sub>CB</sub>  
(c) La tension du supercondensateur V<sub>sc</sub>,

### VI. 6. Méthode de dimensionnement du système hybride

L'énergie mensuelle produite du mois le plus défavorable est fonction de la charge mensuelle, des ressources climatiques et des performances des composants du système. La surface du générateur nécessaire pour assurer la couverture totale (100 %) de la charge (E<sub>D</sub>) durant le mois le plus défavorable est exprimée par [46]:

$$A_i = \max \left[ \frac{E_{D,m}}{E_{i,m}} \right] \tag{VI.22}$$

Avec  $i = pv$  pour le générateur photovoltaïque et  $i = el$  pour le générateur éolien.

Dans un système hybride photovoltaïque/éolien, le terme de l'énergie totale produite est assez indéfini dans le sens où la contribution de chacune de ces parties n'est pas déterminée.

L'énergie totale produite par les deux générateurs photovoltaïque et éolien qui alimentent la charge est exprimée par:  $E_{pv,m}(kWh/m^2)$  pour le photovoltaïque et  $E_{el,m}(kWh/m^2)$  pour l'éolien (où  $m = 1, \dots, 12$ , représente le mois de l'année).

$$E_{pv} * A_{PV} + E_{el} * A_{el} = E_D \tag{VI.23}$$

Avec

$$E_{pv} * A_{PV} = f E_D$$

$$E_{el} * A_{el} = (1 - f) E_D$$

Où

$f$  : La fraction de la charge alimentée par la source photovoltaïque ;

$(1 - f)$  : Celle alimentée par la source éolienne ;

La valeur limite  $f = 1$  indique que la totalité de la charge est alimentée par la source photovoltaïque, quant à  $f = 0$  correspond à une alimentation de 100 % éolienne.

Dans cette étude de dimensionnement et d'optimisation, deux méthodes sont utilisées, et elles sont basées sur la moyenne mensuelle annuelle et la moyenne du mois le plus défavorable de l'énergie totale incidente.

### VI. 6.1 Méthode des moyennes mensuelles annuelles

Dans cette méthode, la taille des générateurs photovoltaïques et éoliens est tirée des valeurs moyennes annuelles de chaque contribution nommée  $E_{pv}$ ,  $E_{el}$  (pour un mois). De la même Manière, la charge est représentée par la valeur moyenne mensuelle annuelle. Par conséquent, les surfaces des deux générateurs photovoltaïque et éolien sont données par:

$$\begin{aligned} A_{pv} &= f \frac{\overline{E_D}}{\overline{E_{pv}}} \\ A_{el} &= (1-f) \frac{\overline{E_D}}{\overline{E_{el}}} \end{aligned} \quad (VI.24)$$

Cette méthode est utilisée lorsque les données météorologiques incidentes sont disponibles.

### VI. 6.2 Méthode du mois le plus défavorable

Pour cette méthode, le dimensionnement des composants du système (générateurs photovoltaïque et éolien) se fait en fonction du mois le plus défavorable pour le solaire et pour l'éolien.

Les surfaces nécessaires pour les deux générateurs sont exprimées par:

$$\begin{aligned} A_{pv} &= f * \max \left( \frac{E_{D,m}}{E_{pv,m}} \right) \\ A_{el} &= (1-f) * \max \left( \frac{E_{D,m}}{E_{el,m}} \right) \end{aligned} \quad (VI.25)$$

Dans ce cas d'étude  $E_{el}$  est constante.

### VI. 6.3 Surfaces retenues des composants

Économiquement, la taille réelle retenue pour chaque générateur est particulièrement importante pour les systèmes de petite échelle car elle peut être différente de celle (théorique) qui est déterminée dans les équations précédemment mentionnées. La taille (surface) réelle est calculée selon la surface de l'unité du composant ( $S_{pv}$ ,  $u = 0.3 \text{ m}^2$  et  $S_{e}$ ,  $u = 0.65 \text{ m}^2$ ).

$$A_{i,r} = ENT \left( \frac{A_i}{A_{i,u}} \right) \quad (VI.26)$$

Telle que  $ENT \left( \frac{A_i}{A_{i,u}} \right)$  représente la valeur entière du rapport, prise par excès.

**VI. 7. Analyse économique**

Le coût total du système représente la somme des coûts initiaux de tous les composants, les coûts d'opérations et de maintenance et les coûts de remplacement. Pour cette analyse économique, seuls les coûts des composants seront pris en compte. Le coût total du système sera donné par [47]:

$$C_{tot} = C_{pv} + C_{el} \tag{VI.27}$$

**VI. 7.1. L'organigramme des méthodes utilisé**

Pour appliquer les deux méthodes, des programmes de simulation sont développés, nous citons a titre d'exemple deux prototypes d'organigramme. La figure (VI.13) présente la structure d'un organigramme classique de calcul, la figure (VI.15) montre la structure d'un organigramme avec optimisation.

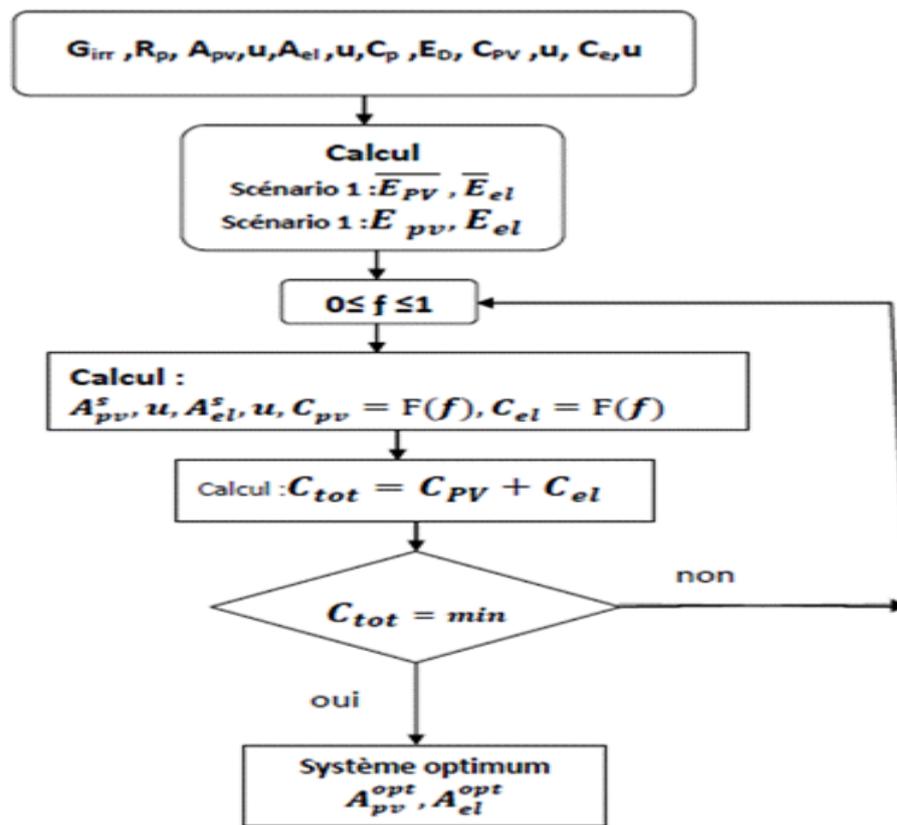


Figure (VI.13) : Organigramme de simulation du système hybride

**VI. 7.2. L'organigramme d'Optimisation du système hybride éolien-photovoltaïque**

L'importance de l'optimisation est primordiale pour les systèmes d'énergies renouvelables autonomes. C'est pourquoi différentes méthodes sont employées pour l'optimisation de ces systèmes.

Les chercheurs ont développé une méthodologie pour dimensionner de manière optimale la combinaison d'une banque de batteries et du générateur photovoltaïque dans un système hybride éolien-photovoltaïque totalement autonome.

Le système est optimisé pour minimiser le coût du système pour un profil de charge donné et une LPSP (Loss of Power Supply Probability) choisie en utilisant les données météorologiques horaires. Dans la méthodologie, la taille de l'éolienne est réglée, avec une approche itérative utilisée pour déterminer le nombre de batteries et des panneaux PV requis en fonction de la contrainte LPSP.

### VI. 7.2.1. Critères d'optimisation du système hybride

Le calcul du nombre optimal des modules photovoltaïques et des batteries a été basé sur le concept de la probabilité de perte d'énergie d'alimentation (Loss of Power Supply Probability\_ 'LPSP'), et sur l'économie du système [45]. En termes de niveau de charge des batteries, la Probabilité de perte de puissance peut être définie comme dit la formule (VI.28) [45].

$$LPLS = P(E_{batt}(t) \leq E_{batt\_min} \text{ pour } (t \leq T)) \quad (VI.28)$$

Où :

$E_{batt}(t)$  : L'énergie stockée dans la batterie à l'instant t

$E_{batt\_min}$  : Le niveau minimal d'énergie admissible dans la batterie.

### VI. 7.2.2. Modèle de simulation

L'énergie produite par le générateur photovoltaïque et l'aérogénérateur est donnée par les équations suivantes.

$$E_G(t) = E_{éol}(t) + N_{pv} * E_{pv}(t) \quad (VI.29)$$

Où :

$E_{éol}(t)$  : L'énergie produite par l'aérogénérateur.

$E_{pv}(t)$  : L'énergie produite par un module photovoltaïque.

$N_{pv}$  : Le nombre des modules photovoltaïques.

Pour calculer l'énergie stockée dans les batteries nous avons considéré deux scénarios :

#### ➤ Premier scénario

Si l'énergie générée par les deux sources est supérieure à celle demandée par la charge ; les batteries seront chargées. L'énergie stockée à l'instant t est donnée par l'équation (VI.30)

$$E_{batt}(t) = E_{batt}(t-1) + \left( E_G(t) - \frac{E_D(t)}{\eta_{ond}} \right) \eta_{bat\ t_{ch}} \quad (VI.30)$$

et LPS(t) = 0

Où :

$E_{batt}(t)$  : L'énergie stockée dans les batteries à l'heure (t) ;

$E_{batt}(t-1)$  : L'énergie stockée dans les batteries à l'heure (t-1) ;

$\eta_{bat\ t_{ch}}$  : Le rendement de charge de la batterie ;

$E_G(t)$  : L'énergie générée par les sources à une heure t ;

$E_D(t)$  : L'énergie demandée par la charge à une heure t ;  
 $\eta_{ond}$  : Le rendement de l'onduleur.

➤ **Deuxième scénario**

Si l'énergie générée par l'éolienne et photovoltaïque est inférieure à celle demandée par la charge, les batteries seront déchargées ; et l'énergie stockée à l'instant t est donnée dans l'équation (VI.31).

$$E_{batt}(t) = E_{batt}(t-1) - \left( \frac{E_D(t)}{\eta_{ond}} - E_G(t) \right) \quad (VI.31)$$

Dans ce cas, on a deux possibilités :

✓ **La première :**

$$E_{batt}(t-1) - \left( \frac{E_D(t)}{\eta_{ond}} - E_G(t) \right) > E_{batt\_min} \text{ alors } LPS(t) = 0 \quad (VI.32)$$

✓ **La deuxième :**

$$E_{batt}(t-1) - \left( \frac{E_D(t)}{\eta_{ond}} - E_G(t) \right) < E_{batt\_min} \quad (VI.33)$$

C'est-à-dire l'énergie stockée et celle produite sont incapables de satisfaire la demande de la charge. Nous avons donc une perte d'énergie 'LPS' donnée dans l'équation (VI.34).

$$LPS(t) = E_D(t) - \eta_{ond} * [(E_G(t)) + E_{batt}(t-1) - E_{batt\_min}] \quad (VI.34)$$

Si les pertes de l'onduleur sont négligeables l'équation(VI.34) sera écrite de la façon simplifiée suivante :

$$E_{batt\_min}(t) = (1 - Soc) C_{batt} * N_{batt}$$

$$LPS(t) = E_D(t) - [(E_G(t)) + E_{batt}(t-1) - (1 - Soc) C_{batt} * N_{batt}] \quad (VI.35)$$

La probabilité de perte d'énergie 'LPSP' pour une période T peut calculée à partir l'équation (VI.36) [45,46].

$$LPSP = \frac{\sum_1^T LPS(t)}{\sum_1^T E_D(t)} \quad (VI.36)$$

Le calcul du couple optimal ( $N_{PV\_opt}$ ,  $N_{batt\_opt}$ ) est réalisé selon le critère du coût. Pour chaque 'LPSP' choisie, nous avons des différents couples ( $N_{PV}, N_{batt}$ ). Nous allons déterminer le couple qui minimise le cout du système. Ce dernier est exprimé dans l'équation (VI.37)

$$C = aN_{PV} + bN_{batt} + C_0 \quad (VI.37)$$

Où :

C : Le coût du système hybride ;

$C_0$  : Le coût total constant incluant les coûts de l'étude, de l'installation, de l'aérogénérateur et de l'onduleur ;

a : Le coût d'un module photovoltaïque ;

b : Le coût d'une batterie.

La condition pour obtenir la solution optimale de l'équation (3.7), est donnée dans l'équation (VI.38)

$$\frac{\partial N_{pv}}{\partial N_{batt}} = -\frac{b}{a} \tag{VI.38}$$

La solution de l'équation (VI.38) est illustrée graphiquement sur la figure (VI.13). La pente de tangente est égale à  $(-b/a)$ , est au point de la courbe indiqué par 'S' [47] [48].

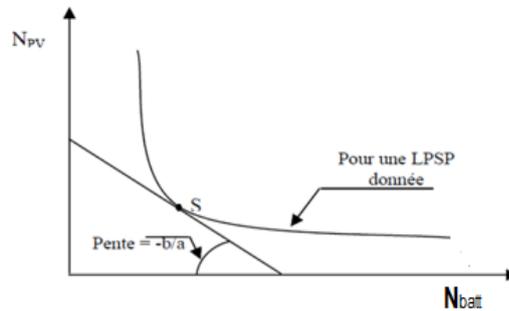


Figure (VI.14) : Variation de Nombre de modules PV par rapport au Nombre de batteries pour une LPSP donnée.

Le tableau(VI.1) montre la variation du coût d'une petite installation d'un système hybride en fonction de la probabilité de perdre l'alimentation d'énergie, ce qui reflète le niveau de fiabilité du système hybride. Donc le concepteur garde toujours une moyenne acceptable en la fiabilité et le coût de l'intitulation.

Tableau VI.1. Taille optimale et son coût pour différents niveaux de fiabilité.

LPSP	Npv	Nbatt	Coût total en DA
<b>0.1</b>	13	4	349000,00
<b>0.001</b>	21	8	493000,00
<b>0.0001</b>	23	10	539000,00
<b>0</b>	23	12	559000,00

### VI.7.2.3. Organigramme

Le modèle de simulation décrit par les équations précédente est résumé par l'organigramme de la figure(VI.15) [47] [48] [49].

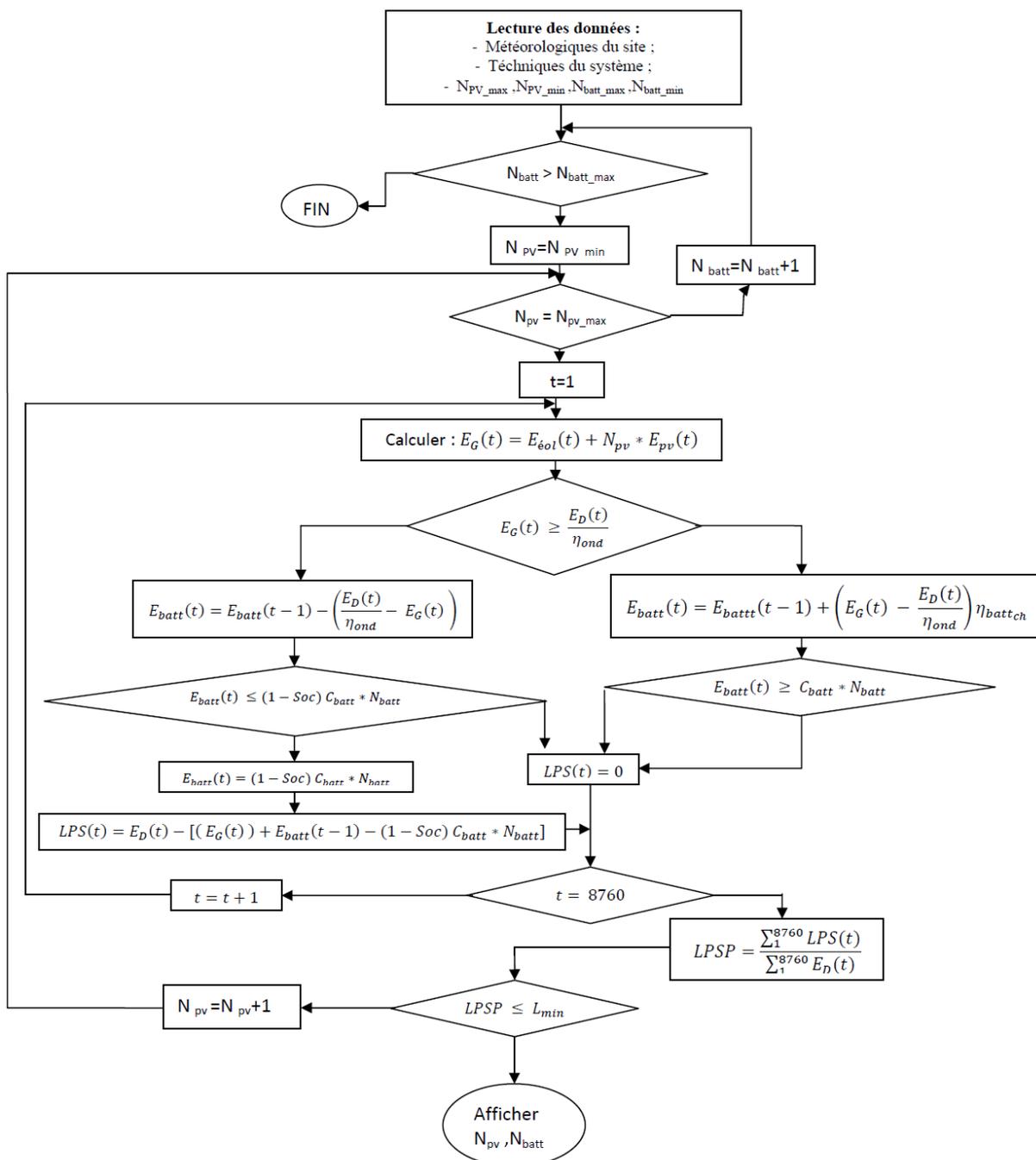


Figure (VI.15) : Organigramme de gestion d'un système hybride

### VI.8. Application numérique

Lors d'un dimensionnement d'un système hybride contenant une source photovoltaïque et une source éolienne pour quantifier la complémentarité mensuelle, nous avons choisi d'utiliser deux paramètres. Le coefficient de corrélation CC entre les énergies moyennes journalières éoliennes et solaires pour chaque mois et le rapport de la moyenne annuelle R. Afin de réussir ce premier pas nous avons utilisé les valeurs mentionnées dans le tableau VI.2.

Tableau VI.2. : La répartition de potentiel des deux sources

Potentiel moyen par mois	Janv	Fév	Mars	Av	Mai	Juin	Jeuil	Aout	Sept	Oct	Nov	Déc
Potentiel éolien (kWh/m²/J)	26,00	35,00	34,00	32,00	14,00	11,00	10,00	6,00	11,00	12,50	22,00	31,00
Potentiel solaire (kWh/m²/J)	1,90	2,80	4,20	4,70	5,00	5,20	6,60	5,30	4,20	3,00	2,20	1,50

Calculez les facteurs CC et R, y a-t-il une complémentarité entre les deux sources ?

Après réalisation du système hybride, nous avons relevé le tableau des mesures (VI.3) :

Tableau VI.3. : La Production/Consommation moyennes

Production/Consommation moyennes	Jan	Fév	Mars	Av	Mai	Juin	Jeu	Aout	Sep	Oct	Nov	Déc
production Ew kWh	780	1050	1020	960	420	330	300	180	330	375	660	930
production Epv kWh	323	476	714	799	850	884	1122	901	714	510	374	255
profile la charge Ech kWh	1095	1345	1505	1525	1250	1207	1380	1067	1040	1040	1030	1170

Pour l'analyse de la fiabilité du système, calculez la probabilité de perte de puissance d'alimentation (PPPA) et la probabilité de perte de charge LOLP. ?

Calculez le facteur de couverture de la charge CoC ?

**La Solution**

Réponse :1

Le coefficient de corrélation est égal :  $CC = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})(x_i - \bar{x})}{\{[\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2] \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2\}}^{1/2}$

Le tableau(VI.4) : Résumé des calculs

	Jan	Fév	Mar	Av	Mai	Juin	Jeu	Aout	Sept	Oct	Nov	Déc	Σ	MO Y
WT (kWh/m²/J)	26,00	35,00	34,00	32,00	14,00	11,00	10,00	6,00	11,00	12,50	22,00	31,00	244,5	20,38
PV (kWh/m²/J)	1,90	2,80	4,20	4,70	5,00	5,20	6,60	5,30	4,20	3,00	2,20	1,50	46,6	3,88
$x_i - \bar{x}$	5,62	14,62	13,62	11,62	-6,38	-9,38	-10,38	-14,38	-9,38	-7,88	1,62	10,62		
$y_i - \bar{y}$	-1,98	-1,08	0,32	0,82	1,12	1,32	2,72	1,42	0,32	-0,88	-1,68	-2,38		
$(x_i - \bar{x})^2$	31,58	213,74	185,50	135,02	40,70	87,98	107,74	206,78	87,98	62,09	2,62	112,78	1242,1	
$(y_i - \bar{y})^2$	3,92	1,17	0,10	0,67	1,25	1,74	7,40	2,02	0,10	0,77	2,82	5,66	23,72	
$(y_i - \bar{y})(x_i - \bar{x})$	-11,13	-15,79	4,36	9,53	-7,15	-12,38	-28,23	-20,42	-3,00	6,93	-2,72	-25,28	-105,28	
$(y_i - \bar{y})^2 * (x_i - \bar{x})^2$	123,82	249,31	19,00	90,79	51,06	153,30	797,14	416,96	9,01	48,09	7,41	638,86		

$\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})(x_i - \bar{x}) = -105,28$

$\{[\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2] \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2\} = 29478,97$

$\sqrt{29478,97} = 171,69$

$CC = -105,28 / 171,69 = -0,61$

Le rapport de la moyenne annuelle :

$R = (\text{Potentiel éolienne} / \text{Potentiel solaire}) = 244,5 / 46,6 = 5,25$

Les deux sources sont complémentaires avec une dominance de l'énergie éolienne

Le tableau(VI.5) : tableau résumé de calcul

Potentiel moyen par mois	Jan	Fév	Mars	Av	Mai	Juin	Jeu	Aout	Sep	Oct	Nov	Déc	Σ
production Ew	780	1050	1020	960	420	330	300	180	330	375	660	930	7335
production Epv	323	476	714	799	850	884	1122	901	714	510	374	255	7922
Ew+Epv	1103	1526	1734	1759	1270	1214	1422	1081	1044	885	1034	1185	15257
profile la charge Ech	1095	1345	1505	1525	1250	1207	1380	1067	1040	1040	1030	1170	14654
Ech-Ew+Epv	-8	-181	-229	-234	-20	-7	-42	-14	-4	155	-4	-15	-603

DE =énergie en défaillance =155 kWh

E<sub>ch</sub> totale : 14654kwh

$$PPPA = \frac{\sum_{i=1}^n (DE_i)}{\sum_{i=1}^n (E_{ch_i})}$$

$$PPPA = \frac{155}{14654} = 0,01$$

$$LOLP = \frac{\sum_{i=1}^n (E_{ch_i} - E_{prodi})}{\sum_{i=1}^n (E_{ch_i})}$$

$$\sum_{i=1}^n (E_{ch_i} - E_{prodi}) = -603kWh$$

$$\sum_{i=1}^n (E_{ch_i}) = 14654 kWh$$

$$LOLP = \frac{\sum_{i=1}^{12} (E_{ch_i} - E_{prodi})}{\sum_{i=1}^{12} (E_{ch_i})} = \frac{-603}{14654} = -0,04$$

R3= le facteur de couverture de la charge CoC

$$CoC = \frac{E_{pv} + E_w}{E_{ch}} = \frac{15257}{14654} = 1,04$$

### VI.9. Conclusion

A l'issue de ce chapitre, l'étudiant devra pouvoir concevoir et dimensionner un système hybride ER. Le chapitre comprend des définitions des SH et du stockage. Des notions sur la modélisation des sources et des unités de stockage et la méthode de dimensionnement du système hybride ont été détaillés. Le chapitre présente une analyse économique avec des organigrammes d'optimisation du dimensionnement et de gestion du système hybride éolien-photovoltaïque. Finalement une application numérique a été résolue pour aider les étudiants à comprendre le phénomène.

## Bibliographie

- [1] - Pierre-Henri Communay, [Héliothermique.: Le gisement solaire, méthodes et calculs](#), Edition GRE, 2002.
- [2] - [Christian Perrin de Brichambaut](#), :Le gisement solaire: évaluation de la ressource énergétique, Edition : Tech. & Doc. / Lavoisier, 1999.
- [3] - [Alain Chiron de la Casinière](#) :Le rayonnement solaire dans l'environnement terrestre, Edition : Publibook, 2003.
- [4] -Ministère de l'énergie et des mines « Programme national des énergies nouvelles et renouvelables adopté par le gouvernement », (en français), en février 2015 et révisé en mai 2019. (<https://www.energy.gov.dz/>).
- [5] -Terry Galloway, Solar house: A guide for the solar designer, Architectural Press, 2004.
- [6] -F. Boutlilis, «Modélisation et simulation des sources de production décentralisée Application à l'intégration d'un générateur PV à stockage dans un réseau électrique». Filière : Électrotechnique ; Spécialité : Énergie Renouvelable et développement durable. Université d'Abdelhamid Ibn Badis de Mostaganem, 2018.
- [7] -D. Das, 'Electrical Power Systems', New Age International Publishers, 2006.
- [8] - Recherche ECRIN entreprise (2002). "L'Electronique de Puissance Vecteur d'Optimisation Pour les Energies Renouvelables", Paris, Rapport de synthèse, ISBN 2- 912154-8-1
- [9] -Leon Freris, David Infield, Renewable Energy in Power Systems, 2008, John Wiley & Sons, Ltd.
- [10] - Soufi Aicha, «Couverture optimisée des besoins électriques d'origine renouvelable d'une exploitation agricole située en zone montagneuse Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables, URMER B.P 119, 13000, Tlemcen, Algérie, 2018.
- [11] - A. Maheri, "A critical evaluation of deterministic methods in size optimisation of reliable and cost effective standalone Hybrid renewable energy systems," Reliability Engineering & System Safety, vol. 130. pp. 159–174, 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.res.2014.05.008>
- [12] - Jean Marie Paillat « combinaison d'approches analytiques et systémiques » Habilitation à diriger des recherches université de la Réunion, soutenue le 15/03/2011.
- [13] -Bernal-Agustín JL, Dufo-López R. Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. Renew Sustain Energy Rev 2009;13:2111–8.
- [14] - [Rekioua, D., Matagne, E., Optimization of photovoltaic power systems: Modelization, Simulation and Control](#) 2012 Series: [Green Energy and Technology](#). Ed Springer<http://www.springer.com/gp/book/9781447123484>
- [15] - Chen H-C. Optimum capacity determination of stand-alone hybrid generation system considering cost and reliability. Appl Energy 2013;103:155–64.
- [16] - Kamal Anoune and all Sizing methods and optimization techniques for PV-wind based hybrid renewable energy system: A review a Laboratory of Renewable Energies and Advanced Materials (LERMA), International University of Rabat (UIR), Sala Al Jadida 11100, Morocco. [Renewable and Sustainable Energy Reviews 93 \(2018\) 652–673](#)
- [17] - S. Jorge and D. Vilar "General introduction to the HOMER software for the design of renewable energy projects", (in French ),CEREEC Achada Santo Antonio B.P. 288, Praia, June 2013. [http://www.ecreee.org/sites/default/files/event-att/02\\_simulation.pdf](http://www.ecreee.org/sites/default/files/event-att/02_simulation.pdf)
- [18] - H. Bayem, « apport des méthodes probabilistes aux études d'insertion des énergies renouvelables dans les systèmes électriques », thèse de Doctorat en physique, Université Paris-sud 11, soutenue le 23 Novembre 2009
- [19] -T. Markvart et L. Caslaner. Practical hand book of photovoltaics : fundamentals and applications. 4 UK, 2003.
- [20] - Centrale photovoltaïque, « guide pour le dimensionnement et la réalisation de projets ». A l'usage des bureaux d'ingénieurs. PACER, 1996.

## Bibliographie

- [21] -Dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque / groupe électrogène avec le logiciel HOMERvincent.demeusy@solarpedia.fr <http://www.solarpedia.fr>
- [22] -Réalisation des systèmes photovoltaïques hybrides en autoconsommation sans injection au réseau au profil des écoles primaires à travers la wilaya de Relizane dans le cadre du programme national MICLAT
- [23] -Ali Al-Karaghoul, L.L. Kazmerski (2010), —Optimization and life cycle cost of health clinic PV system for a rural area in southern Iraq using HOMER software —; Solar Energy, Vol. 84; 2004
- [24] -RETScreen International Centre d'aide à la décision sur les énergies propres, « Analyse de projets d'installation photovoltaïque », Ministère de Ressources Naturelles, Canada 2001-2004.
- [25] - Aoufi Saliha «Modélisation et commande d'un système de pompage photovoltaïque». Filière : Électrotechnique ; Spécialité : Commande Electrique . Universite ferhat abbas setif-1 (Algerie) 2014
- [26] -Mohamed Lakhdar LOUAZENE «Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque sur le site de Ouargla». Filière : Électrotechnique ; Spécialité : Maîtrise d'Énergie. Universite el hadj lakhdar - batna, 2008.
- [27] -Bouzidi B, Haddadi M, Belmokhtar O. Assessment of a photovoltaic pumping system in the areas of the Algerian Sahara. Renew Sustain Energy Rev 2009;13:879–86.
- [28] - Hrayshat ES, Al-Soud MS. Potential of solar energy development for water pumping in Jordan. Renewable Energy 2004;29:1393–9.
- [29] - Bouzidi B. Viability of solar or wind for water pumping systems in the Algerian Sahara regions – case study Adrar. Renew Sustain Energy Rev 2011;15:4436–42.
- [30] - Boutelhig A, Hadjarab A, Bakelli Y. Comparison study to select an optimum photovoltaic pumping system (PVPS) configuration upon experimental performances data of two different dc pumps tested at Ghardaïa site. Energy Proc 2011;6:769–76.
- [31] -Principe de dimensionnement et étude de cas Pompage au fil du soleil BE Alliance Soleil 74 [www.alliancesoleil.com](http://www.alliancesoleil.com)
- [32] - J.F. Manwell, J.G. McGowan and A.L. Rogers , Wind energy explained theory ,design and application, University of Massachusetts, Amherst, USA
- [33] - Multon et al., Aérogénérateurs électriques », Techniques de l'Ingénieur, Traités de Génie Electrique, 2004.
- [34] - Rekioua, Djamila, Wind Power Electric Systems: Modeling, Simulation and Control 2014 Series:Green Energy and Technology,EdSpringer, <http://www.springer.com/energy/renewable+and+green+energy/book/978-1-4471-6424-1>
- [35] - Hau, Wind-Turbines, Springer, 2000.
- [36] - J.F. Manwell, J.G. McGowan and A.L. Rogers , Wind energy explained theory ,design and application, University of Massachusetts, Amherst, USA
- [37] - Gary L.Johnson, Wind energy systems, 2006
- [38] - Hills, R. L. (1994) Power from Wind. Cambridge UniversityPress, Cambridge, UK
- [39] - Nelson, V. (1996) Wind Energy and Wind Turbines. Alternative Energy Institute, Canyon, TX.
- [40] Bent Sørensen, Renewable Energy Its physics, engineering, use, environmental impacts, economy and planning aspects, 2004, Elsevier Inc.
- [41] - B. Multon, "Production d'Énergie Électrique par Sources Renouvelables", Techniques de l'Ingénieur, traité Génie Electrique, D 4, 2003.
- [42] - D. Das, 'Electrical Power Systems', New Age International Publishers, 2006.
- [43] - H Kanchev , " Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelableOptimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain», thèse soutenue à l'école centrale de lille, le 24 janvier 2014.

## Bibliographie

- [44] - Y. PANKOW, « Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque, » Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Thèse de Doctorat, 2004.
- [45] - Nitin Agarwal, Anoop Kumar, and Varun. "Optimization of grid independent hybrid PV–diesel–battery system for power generation in remote villages of Uttar Pradesh, India". *revue Energy for Sustainable Development*, 17(3):210 – 219, 2013.
- [46] - D. Abbas. "Contribution to the sizing and optimization of wind-photovoltaic hybrid systems with batteries for autonomous residential housing """, (in French). [Online]. Electrical engineering thesis. Poitiers: University of Poitiers, 2012. Available from Internet <http://theses.univ-poitiers.fr>
- [47] - Jérémy Lagorse, " Systèmes électriques hybrides à énergie renouvelable Dimensionnement, modélisation et simulation ", Journée Technique Énergie Problématiques et méthodologies, Université de Technologie de Belfort Montbéliard, p4 ,28/05/2009.
- [48] - Dhaker Abbas. « Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome » [En ligne]. Thèse Génie électrique. Poitiers : Université de Poitiers, 2012. Disponible sur Internet <http://theses.univ-poitiers.fr>
- [49] - Sidrach-de-Cardona M, Mora López L. A simple model for sizing stand alone photovoltaic systems. *Sol Energy Mater Sol Cells* 1998;55:199–214. [http://dx.doi.org/10.1016/S0927-248\(98\)00093-2](http://dx.doi.org/10.1016/S0927-248(98)00093-2).