



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Abou-Bakr Blekaid Tlemcen
Faculté des Sciences
Département de Physique



MEMOIRE

Pour obtenir

LE DIPLOME DE MASTER

En Physique Energétique & Matériaux

Présenté par

MAMMAR Hicham

THEME

Pompage de l'eau par des systèmes hybrides photovoltaïques-éoliens en zones rurales isolées du sud algérien : Cas de la région d'Adrar.

Soutenue le 02 Juillet 2013

Devant la commission d'examen

Président	Mme. K. RAHMOUN	Professeur	Université de Tlemcen
Examineurs	Mme. N. GHELLAI	Professeur	Université de Tlemcen
	Mr. H. BOUCHELKIA	Maître de Conférences B	Université de Tlemcen
Encadreur	Mr. A. BENMANSOUR	Professeur	Université de Tlemcen

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

A mes très chers parents qui ont toujours été là pour moi, et qui m'ont donné un magnifique modèle de labeur et de persévérance.

A Mr A.BENMANSOUR dont la disponibilité et le savoir-faire ne m'ont jamais fait défaut.

A mon Frère et Mes chères sœurs.

A mes beaux-frères, Mes neveux et nièces.

A Mes Amis et collègues membre de l'unité de recherche URMER.

A tous mes amis et surtout Mohamed, Amine, Oussama, Hichem, Ismail Et Ikram.

Hichem

Remerciements

En tout premier lieu, Je remercie le bon Dieu, tout puissant, de m'avoir donné la force pour survivre, ainsi que l'audace pour dépasser toutes les difficultés.

Ma plus grande gratitude va à Mon encadreur ***Mr H. BENMANSOUR***, pour sa disponibilité, pour la confiance qu'il m'a accordée ainsi que pour ses précieux conseils qui m'ont permis de mener à bien ce travail.

Je remercie ***Mme. K. RAHMOUN***, Professeur à l'université de Tlemcen de m'avoir fait l'honneur de présider le jury

J'exprime ma reconnaissance à ***Mme. N. GHELLAI***, Professeur à l'université de Tlemcen, pour avoir accepté d'être membre du jury de ce modeste mémoire.

Je remercie également Monsieur ***Mr. H. BOUCHELKIA*** pour m'avoir fait l'honneur de faire partie du jury.

Afin de n'oublier personne, mes vifs remerciements s'adressent à tous ceux qui m'ont aidé de loin ou de près à la réalisation de ce modeste mémoire.

Merci

NOMENCLATURE

- AM 1.5: rayonnement solaire standard
- AM 0 : rayonnement solaire hors atmosphère
- E_g : énergie de gap
- GTO : le thyristor blocable par la gâchette. (Gate Turn-Off Thyristor)
- L'IGBT : Le transistor bipolaire à grille isolée (Insulated Gate Bipolar Transistor)
- IGCT (Integrated Gate Commutated Thyristor)
- n_s : vitesse synchrone de rotation du champ tournant en (rd.s^{-1}).
- P : nombre de paires de pôles du moteur.
- f : fréquence des courants alternatifs en rad.s^{-1} .
- ω_s : vitesse angulaire et f_s fréquence de rotation.
- S : Le glissement
- vitesse réelle n_R .
- n_R : vitesse de rotation du rotor en (tr.s^{-1}).
- Ω_s : pulsation des courants inducteurs (rad/s).
- Ω_R : pulsation des courants induits (rad/s).
- u. : Vitesse d'entraînement caractérisé par la vitesse
- w : Vitesse relatif
- NPSH : (Net Positive Suction Head) hauteur manométrique d'aspiration disponible.
- I est le courant fourni par la cellule lorsqu'elle fonctionne en générateur.
- V est la tension aux bornes de cette même cellule.
- I_{cc} est le courant de court-circuit- de la cellule dépendant de l'éclairement et de la température
- R_{sh} est la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction.
- R_s la résistance série représentant les diverses résistances de contacts et de connexions.
- η : rendement:
- FF : facteur de forme
- V_{co} : Tension à circuit-ouvert
- EQE: Le rendement quantique externe
- (V_{opt} , I_{opt}) tension et courant permettant d'extraire la puissance optimale des Panneaux PV.
- P_m : puissance optimale du panneau PV.
- P_{mt} : Puissance éolienne totale disponible
- C_p : coefficient de puissance de l'aérogénérateur
- λ : rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.
- V_d : est la vitesse de démarrage.
- V_n : la vitesse nominale.

- V_m : la vitesse d'arrêt de la machine.
- F_i l'état de l'interrupteur
- M.L.I : Modulation de largeur d'impulsion
- D_i : Diode (i)
- Th_i : transistor (i)
- f.e.m : générateur de tension
- C.E.M. I : générateur de courant
- P_c : puissance de sortie du convertisseur
- P_s : puissance la source du convertisseur
- α : le rapport cyclique
- T : la période de commutation
- MPPT : poursuite du point de puissance maximale
- P&O : méthode de perturbation et d'observation
- I_s : Courant primaire (A).
- I_R : Courant secondaire (A).
- I_m : Courant de magnétisation (A).
- R_s : Résistance d'une phase statorique du moteur (Ω).
- R_R : Résistance d'une phase rotorique (Ω).
- R_m : Résistance de magnétisation (Ω).
- X_s : Réactance de fuites d'une phase statorique (Ω).
- X_R : Réactance de fuites d'une phase rotorique (Ω).
- X_m : Réactance de magnétisation (Ω).
- θ_s : Le déphasage d' I_s sur V_s
- H_g : Hauteur géométrique.
- ρ : Masse volumique de l'eau (kg / m^3)
- g : accélération de la pesanteur (m / s^2)
- ΔH : Sommes de toutes les pertes de charges dans les tuyauteries
- H_m : Hauteur manométrique totale (m)
- Q : débit m^3/h
- P_{ab} : Puissance fournie par le moteur.
- T_u = couple moteur [N.m].
- T_r = couple résistant [N.m]
- ω = vitesse angulaire [rad / s]
- φ : La latitude
- λ : La longitude
- δ : Déclinaison
- ω : L'angle horaire du soleil
- ω_s : L'angle horaire du soleil à son coucher

- H_0 : Le rayonnement hors atmosphère sur une surface horizontale
- G_{sc} : est la constante solaire 1367 W/m^2
- K_T : l'indice de clarté.
- H est la moyenne mensuelle de rayonnement solaire quotidien sur un plan horizontal
- H_d : l'enseillement diffus quotidien.
- r_t : est le rapport de la valeur horaire sur le total quotidien de l'enseillement global
- r_d : est le rapport de la valeur horaire sur le total quotidien de l'enseillement diffus
- I_{GI} : enseillement global horizontal, I_{df} et I_{dr} (ses composantes diffuse et directe)
- I_{inc} : L'enseillement horaire dans le plan du champ PV
- ρ : représente le coefficient de réflexion de lumière diffuse du sol (aussi appelé albédo du sol)
- R_b est le rapport entre l'enseillement direct sur le champ PV et l'enseillement direct l'horizontale.
- H_t Le total quotidien de l'enseillement horaire dans le plan du champ PV
- η_p : Le rendement moyen du champ.
- T_c : la température moyenne du module
- η_r : est le rendement du module à la température de référence T_r ($25 \text{ }^\circ\text{C}$)
- β_p : est le coefficient de température pour le rendement du module
- T_a : la température ambiante moyenne du mois.
- NOCT (Nominal Operating Cell Température) est la température nominale des cellules en opération.
- K_T l'indice de clarté mensuel
- E_{pv} : l'énergie fournie par le générateur photovoltaïque.
- E_{el} : l'énergie fournie par l'aérogénérateur.
- $f(V)$ est la fréquence d'occurrence de la vitesse du vent.
- Le paramètre k (facteur de forme)
- Le paramètre c qui a la dimension d'une vitesse, détermine la qualité du vent (facteur d'échelle).
- A_{pv} : surface du générateur photovoltaïque
- A_{el} : surface de l'aérogénérateur
- F : fraction de la charge
- C_d : cout divers
- C_{PV} : cout de panneau photovoltaïque
- C_{el} : cout de l'aérogénérateur
- C_{tot} : coût totale en fourniture
- N_{PV} : nombre des panneaux photovoltaïques

TABLE DES MATIERES

Introduction générale

I. Etude bibliographique	5
I-1. Introduction :.....	5
I-2. L'énergie Photovoltaïque	10
I-2-1 Gisement solaire	10
I-2-1-1. Le spectre solaire.....	10
I-2-1-2. L'irradiation solaire mondiale.....	12
I-2-1-3. L'irradiation solaire en Algérie	13
I-2-2 Description du système photovoltaïque	15
I-2-2-1. Principe de conversion photovoltaïque:	15
I-2-2-2. La Cellule photovoltaïque :.....	17
I-2-2-3. Les filières technologiques	18
A. Les cellules solaires à base de silicium cristallin.....	19
B. Cellules solaires en films minces :	21
C. Cellules organiques et hybrides :.....	25
I-2-2-4. Avantage et inconvénient des systèmes Photovoltaïques :.....	29
I-3. L'énergie éolienne	31
I-3-1 Potentiel éolien dans le monde :.....	32
I-3-2 Potentiel éolien en Algérie:	33
I-3-3 Définition et les différents types d'éoliennes :	34
I-3-3-1. L'éolienne à Axe verticale.....	35
A. Les éoliennes verticales Darrieus	35
B. Les éoliennes domestiques Savonius	36
I-3-3-2. Les éoliennes à Axes Horizontales :.....	36
I-3-4 Avantages et inconvénient des systèmes éoliens :	37
I-4. Les convertisseurs Statiques :	37
I-4-1 Définition :.....	37
I-4-2 Historique des convertisseurs	37
I-4-3 Principes générales des convertisseurs statiques :	38
I-4-4 Les différents types des Convertisseurs :	39
I-4-4-1. Les hacheurs :.....	39
I-4-4-2. Les redresseurs :.....	40
I-4-4-3. Les gradateurs:	41
I-4-4-4. Les onduleurs :.....	42
I-5. Les Moteurs Asynchrones :.....	42

I-5-1	Critères de choix du type du moteur :.....	42
I-5-2	STRUCTURE DU MOTEUR ASYNCHRONE:.....	44
I-5-2-1.	Le stator :.....	44
I-5-2-2.	Le rotor :.....	44
I-5-2-3.	Entrefer :.....	45
I-5-3	PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT :	46
I-6.	LES POMPES HYDRAULIQUES :.....	46
I-6-1	Principe générale et classification :.....	46
I-6-1-1.	Pompe Volumétrique :	47
I-6-1-2.	Pompe Centrifuge :.....	47
I-6-2	CONSTITUTION D'UNE POMPE CENTRIFUGE :.....	48
I-6-3	Principe de fonctionnement d'une pompe centrifuge :	50
I-6-4	Les avantages et les inconvénients des pompes centrifuges :	50
I-6-4-1.	Avantage :.....	50
I-6-4-2.	Inconvénients :	50
I-7.	Les Nappes Albiennes :.....	51
I-7-1	Les ressources en eaux du Sahara Algérienne :.....	51
I-7-2	Caractéristique de la nappe Albiennne :	52
I-7-2-1.	Alimentation - écoulement	52
I-7-2-2.	Profondeur du réservoir	53
I-7-2-3.	Carte des profondeurs.....	53
II. Modélisation des différents éléments du Système.....		55
II-1.	Introduction :.....	56
II-2.	Modélisation du champ Photovoltaïque :.....	57
II-2-1	Modélisation et paramètres électrique d'une cellule solaire :	57
II-2-1-1.	Modèle :.....	57
II-2-2	Paramètre des cellules photovoltaïques :	58
A.	Courant de court-circuit I_{cc} :	58
B.	Tension à circuit-ouvert V_{co} :	59
C.	Facteur de forme FF :	59
D.	Le rendement η :	59
E.	Le rendement quantique externe :	60
II-2-3	Module Photovoltaïque :.....	60
II-2-3-1.	Association en série :.....	60
II-2-3-2.	Association en parallèle :.....	61
II-2-3-3.	Zone de fonctionnement :.....	62
II-2-3-4.	Fonctionnement optimal du générateur	63

II-3.	Modélisation de l'aérogénérateur :	64
II-3-1	Principe de fonctionnement d'une éolienne à Axe Horizontale et lois théoriques :	64
II-3-1-1.	Principe de fonctionnement.....	64
II-3-1-2.	Les lois théoriques :	67
A.	Modélisation de la turbine et Loi de Betz	67
II-3-1-3.	Régularisation de la turbine :	70
II-4.	Modélisation des convertisseurs :	72
II-4-1	Modélisation du convertisseur DC-AC :	72
II-4-1-1.	Modélisation l'onduleur de tension.	72
II-4-1-2.	Modulation de largeur d'impulsion M.L.I.....	73
II-4-1-3.	Rendement :	73
II-4-2	Modélisation du redresseur.....	74
II-4-3	Modélisation du Hacheur :	75
II-4-3-1.	Hacheur « dévolteur » ou hacheur « série ».....	75
A.	Bilan des puissances :.....	76
II-4-3-2.	Hacheur « Survolteur » ou hacheur « parallèle ».....	77
A.	Bilan des puissances :.....	77
II-4-4	Techniques de poursuite du point de puissance maximale MPPT.....	78
II-4-4-1.	Techniques de poursuite du point de puissance maximale pour le système photovoltaïque.....	78
II-4-4-2.	Techniques de poursuite du point de puissance maximale pour le système éolien.....	80
II-5.	Modélisation du moteur asynchrone:.....	82
II-5-1	Equation Fondamentales :.....	83
II-5-2	Bilan des puissances :.....	84
II-6.	Modélisation de la pompe :	86
II-6-1	1- Hauteur manométrique totale :.....	87
II-6-2	Rendement :.....	87
II-6-3	Etude du couplage du Moteur avec la pompe	88
II-6-3-1.	Etude à vide:.....	88
II-6-3-2.	Etude en charge.....	88
A.	Caractéristique mécanique	88
B.	Point de fonctionnement du moteur en charge :.....	88
III. Méthode de dimensionnement du système		90
III-1.	Introduction :.....	91
III-2.	Evaluation du potentiel énergétique photovoltaïque :.....	91
III-2-1	Notion de base [69] :.....	91
III-2-2	Calcul de l'ensoleillement sur un plan incliné :	93
III-2-2-1.	Calcul de l'ensoleillement horaire global et diffus :	94

III-2-2-2.	Calcul de l'ensoleillement horaire dans le plan du champ PV :	96
III-2-2-3.	Sommation :	96
III-3.	Estimation de l'énergie fournie par le système photovoltaïque :	96
III-3-1	Calcul du rendement moyen du panneau photovoltaïque	96
III-3-2	Calcul de l'énergie fournie par le générateur PV:	97
III-4.	Evaluation du potentiel énergétique éolienne	98
III-4-1	Distribution de Weibull	98
III-4-2	Détermination des paramètres de Weibull	98
III-4-3	4-2 La rose des vents :	99
III-4-4	Estimation de l'énergie fournie par l'aérogénérateur :	99
III-5.	Puissance fournie par le système éolien :	100
III-6.	Dimensionnement du système :	101
III-6-1	Description de la méthode et Hypothèses :	101
III-6-2	Méthode des moyennes mensuelles annuelles.....	102
III-6-3	Méthode du mois le plus défavorable :	102
III-6-4	Détermination de la taille réelle du système :	103
IV.	Résultats et simulation.....	104
IV-1.	Introduction :	105
IV-2.	Caractéristique du site étudié :	105
IV-2-1	L'ensoleillement :	105
IV-2-1-1.	Durée d'ensoleillement :	105
IV-2-1-2.	Journée type du mois :	106
IV-2-1-3.	Variation mensuelle de l'indice Kt, l'irradiation et température:	106
IV-2-2	Le vent :	108
IV-2-3	Distribution mensuelle de Weibull (calculée par le programme) :	109
IV-3.	Estimation de l'énergie fournie par le système photovoltaïque :	112
IV-4.	Estimation de l'énergie fournie par le système éolien.....	114
IV-5.	Dimensionnement du système :	115
IV-5-1	Estimation du débit d'eau :	115
IV-5-2	Méthodes de dimensionnement :	117
IV-5-2-1.	1 ^{er} méthode, moyennes mensuelles annuelles :	117
IV-5-2-2.	Application scénario2, méthode du mois le plus défavorable :	119
IV-5-3	Coût du système en fourniture et comparaison des deux méthodes :	119
IV-5-4	Comparaison des deux méthodes:	120

Conclusion générale et perspectives

Annexes

LISTES DES FIGURES

Figure I-1 l'irradiante solaire en fonction de la longueur d'onde	11
Figure I-2 Les différents rayonnements solaires	12
Figure I-3 les rayonnements solaires au niveau d'une surface inclinée de 37 °	12
Figure I-4 l'irradiation solaire moyenne dans le monde en KWh/m ² /an	13
Figure I-5 l'irradiation solaire moyenne en Algérie	14
Figure I-6 schéma descriptif d'une jonction PN	15
Figure I-7 schéma descriptif d'une jonction PN en l'équilibre thermodynamique	16
Figure I-8 Le diagramme d'énergie de la jonction PN en équilibre thermodynamique	16
Figure I-9 Passage d'un électron de la bande de valence vers la bande de conduction sous l'effet de la lumière.	17
Figure I-10 circulation d'un courant électrique dans la jonction sous l'effet de la lumière	17
Figure I-11 structure typique d'une cellule solaire	18
Figure I-12 production mondiale du module photovoltaïque par technologie en 2012	19
Figure I-13 conception d'une cellule au silicium cristallin	19
Figure I-14 cellule photovoltaïque à base de silicium monocristallin.....	20
Figure I-15 cellule photovoltaïque à base de silicium multicristallin	20
Figure I-16 évolution des différentes technologies de couches minces	21
Figure I-17 cellule au silicium amorphe	22
Figure I-18 structure d'une cellule solaire à base de CdTe	23
Figure I-19 Cellule photovoltaïque de type cuivre - indium - sélénium (CIS).....	24
Figure I-20 structure d'une cellule solaire à base de CIGS	25
Figure I-21 Cellule solaire tout organique sur substrat souple.....	26
Figure I-22 Structure d'une cellule de type bicouche	26
Figure I-23 Structure d'une cellule de type DSSC.	27
Figure I-24 Puissance éolienne cumulée dans le monde en MW.....	Error! Bookmark not defined.
Figure I-25 le potentiel éolien mondial d'après la station de la NASA météorologique de surface.....	33
Figure I-26 carte du vent en Algérie	34
Figure I-27 éolienne verticale Darrieus.....	35
Figure I-28 éolienne domestique Savonius	36
Figure I-29 Principes générales des convertisseurs statiques.....	38
Figure I-30 les différents types des convertisseurs.....	39
Figure I-31 exemple d'un Hacheur	40
Figure I-32 exemple d'un redresseur	41
Figure I-33 exemple d'un Gradateur.....	41
Figure I-34 Un onduleur pour une centrale solaire photovoltaïque.....	Error! Bookmark not defined.
Figure I-35 structure d'un Moteur Asynchrone	Error! Bookmark not defined.
Figure I-36 exemple d'une pompe hydraulique centrifuge.....	Error! Bookmark not defined.
Figure I-37 coupe transversale d'une pompe centrifuge.....	49
Figure I-38 perspective d'une pompe centrifuge	49
Figure I-39 les quatre unités hydrologiques du Sahara Algérienne.....	Error! Bookmark not defined.
Figure I-40 limite géographique du complexe terminal et du continental intercalaire.....	Error! Bookmark not defined.
Figure I-41 carte des profondeurs de la nappe albienne.....	Error! Bookmark not defined.
Figure II-1 Schéma synoptique du système global de pompage.	56
Figure II-2 Caractéristiques courant/tension d'une cellule PV réceptrice	57
Figure II-3 modèle électrique d'une cellule solaire	58
Figure II-4 Module photovoltaïque	Error! Bookmark not defined.

Figure II-5 Assemblage en série : un courant unique limité par la diode la moins éclairée.....	Error!
Bookmark not defined.	
Figure II-6 Caractéristiques résultantes d'un groupement de N_s cellules en série....	Error! Bookmark not defined.
defined.	
Figure II-7 Caractéristiques résultant d'un groupement de N_p cellules en parallèle	Error! Bookmark not defined.
defined.	
Figure II-8 Exemple d'un assemblage en série - parallèle avec diodes de protection.....	62
Figure II-9 zone de fonctionnement d'un générateur photovoltaïque.....	Error! Bookmark not defined.
Figure II-10 Conversion de l'énergie cinétique du vent	64
Figure II-11 constitution d'un Aérogénérateur	65
Figure II-12 Schéma d'une éolienne à axe horizontal amont	66
Figure II-13 Schéma d'une éolienne à axe horizontal aval	67
Figure II-14 tube de courant autour d'une éolienne	Error! Bookmark not defined.
Figure II-15 limite de Betz	Error! Bookmark not defined.
Figure II-16 classement des éoliens	70
Figure II-17 courbe typique de puissance $P(v)$ d'un aérogénérateur moderne	71
Figure II-18 schéma d'un Onduleur triphasé.....	72
Figure II-19 Principe de la stratégie triangulo-sinusoïdale.	73
Figure II-20 redresseur non commandé triphasé avec un montage en pont de Graëtz avec des diodes ...	74
Figure II-21 réponse d'un redresseur à diodes avec un système triphasé	75
Figure II-22 redresseur à thyristors triphasé	75
Figure II-23 schéma d'un Hacheur série.....	76
Figure II-24 chronogramme de la tension et du courant de sortie.....	76
Figure II-25 schéma d'un Hacheur parallèle.....	77
Figure II-26 chronogrammes de la tension et du courant de sortie	77
Figure II-27 commande du système photovoltaïque avec régulateur MPPT	79
Figure II-28 l'algorithme de la méthode perturbation et d'observation pour la recherche du MPPT	80
Figure II-29 Schéma global de système de conversion d'énergie éolienne.	81
Figure II-30 Caractéristiques de voilure dans le plan puissance-vitesse	82
Figure II-31 schéma électrique équivalent d'un Moteur Asynchrone	82
Figure II-32 Bilan des puissances	84
Figure II-33 Couplage directe du moteur avec la pompe	89
Figure II-34 couple résistant de la pompe et Couple Moteur (facultatif).....	89
Figure III-1 schéma fonctionnel du calcul de l'ensoleillement sur un plan incliné	94
Figure III-3 étapes de calcul de l'énergie fournie par le système PV	Error! Bookmark not defined.
Figure III-4 Rose des vents de la région d'ADRAR	99
Figure III-5 Etapes de calcul de l'énergie fournie par l'aérogénérateur.....	101
Figure IV-1 variation journalière de l'insolation maximale durant une année	105
Figure IV-2 Variation mensuelle de l'indice de clarté.....	107
Figure IV-3 l'évolution mensuelle de l'irradiation globale sur un plan horizontale et plan incliné.....	107
Figure IV-4 Rose des vents de la région d'ADRAR.....	108
Figure IV-5 Distribution mensuelle de Weibull - saison d'hiver -	109
Figure IV-6 Distribution de Weibull – saison de printemps -	110
Figure IV-7 Distribution de Weibull – saison d'été -	110
Figure IV-8 Distribution de Weibull – saison d'automne –.....	110
Figure IV-9 Variation mensuelle des paramètres de Weibull	111
Figure IV-10 Puissance fournit par les panneaux PV les plus utilisés	113
Figure IV-11 variations mensuelles de la puissance fournie par l'aérogénérateurs	115
Figure IV-12 Répartition mensuelle de la puissance éolienne et de la charge électrique nécessaire.	116
Figure-IV-13 calcul des nombres des panneaux photovoltaïque.....	118
Figure IV-14 Variation mensuelle de la charge	118

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 Comparatif des rendements des différents types de cellules	28
Tableau 2 Les principaux avantages et inconvénients de différents types de moteurs utilisés le plus souvent dans les systèmes de pompage.....	43
Tableau 3 Profondeurs et épaisseur de la nappe Albienne dans quelques villes du Sud algérien y compris Adrar	54
Tableau III-1 Caractéristiques du module PV pour des technologies courantes.[70]	97
Tableau IV-1 Journées types des mois durant l'année.....	106
Tableau IV-2 variation mensuelle de l'indice K_T , l'irradiation (horizontale , inclinée , hors atmosphère et au sol) et de la température.....	106
Tableau IV-3 variation mensuelle des paramètres de weibull	111
Tableau IV-4 caractéristiques énergétiques des modules photovoltaïques les plus utilisés[70].....	112
Tableau IV-5 l'évolution mensuelle des rendements réels des panneaux pv dans le site d'Adrar.....	112
Tableau IV-6 Rendement de conversion des différents dispositifs électriques	113
Tableau IV-7 Puissance fournit par les panneaux PV les plus utilisés	113
Tableau IV-8 caractéristiques des différents modes de l'aérogénérateur [76]	114
Tableau IV-9 comparaison des puissances fournies par les différents modèles.....	114
Tableau IV-10 Evaluation mensuelle des besoin en eau pour irriguer 05 hectares de terrains agricoles (site d'Adrar)	116
Tableau IV-11 Nombre des PV et fraction de charge (résultats établies par un programme en Excel) ..	117
Tableau IV-12 dimensionnement du système par la méthode du mois le plus défavorable.....	119
Tableau IV-13 comparaisons des résultats des deux méthodes de calcul	120

Introduction générale

L'une des préoccupations majeures de l'Algérie est la revalorisation des terres agricoles dans les zones arides et semi-arides dans le but de parvenir à une autosuffisance alimentaire et de créer du travail pour les populations dans ces régions pour freiner l'exode rural vers le nord.

Les régions des hauts plateaux et du sud algérien ayant un climat chaud et sec en été et froid en hiver, sont caractérisées par de longues périodes de sécheresse et des besoins accrus en eau pour l'alimentation en eau potable et pour l'agriculture. Dans le cadre du développement rural de ces régions, nous nous proposons d'utiliser **les énergies renouvelables solaire et éolienne** pour le pompage de l'eau.

Le choix a été porté sur ces régions car elles ont un fort potentiel de vent, d'ensoleillement et elles se trouvent sur la nappe albiennaise. En plus, ce sont des régions connues pour leurs habitats et souvent non reliés au réseau électrique.

L'objectif de notre travail est de dimensionner un système hybride (éolien – photovoltaïque) totalement autonome dans la région d'Adrar afin de satisfaire les besoins en eau pour l'irrigation de cinq hectares (05Ha) de terrain agricole. Pour atteindre cet objectif nous avons scindé notre mémoire en quatre chapitres :

Le premier chapitre, étude bibliographique, est consacré à la description des différentes parties du système à savoir : l'exploitation des énergies éoliennes et photovoltaïques, les dispositifs d'électronique de puissance mise en jeu et la nappe albiennaise où se situe le site d'Adrar.

Le second chapitre est dédié à la modélisation des différents éléments constituant le système de pompage hybride éolien photovoltaïque. Cette étape est primordiale car elle nous permet de mettre en valeur tous les paramètres agissant sur le fonctionnement du système.

Le troisième chapitre, méthode du dimensionnement du système, inclut les équations mathématiques qui permettent de dimensionner le système selon deux scénarios. Le premier, utilise la moyenne des valeurs mensuelles par an, alors que, le deuxième introduit la notion du mois le plus défavorable. Ces deux méthodes nécessitent des données mensuelles de l'irradiation solaire et de la vitesse du vent et les besoins en eau.

Finalement, le dernier chapitre est dédié à la présentation et la discussion des résultats obtenus par un programme informatique écrit en Matlab, qui prend en compte plusieurs paramètres : température, géographie du site, vitesse du vent, irradiation sur plan horizontale. Cette partie nous permet de choisir les composantes les plus adéquates au site pour déterminer le système hybride Photovoltaïque / éolien

I. Etude bibliographique

I-1. Introduction :

Un système d'énergie renouvelable hybride est constitué de deux ou plusieurs sources d'énergie et des équipements électronique de puissance. Ces systèmes sont devenus de plus en plus populaire par les applications qu'elles offrent dans les zones ayant une faible production d'électricité, en raison de progrès dans les technologies des énergies renouvelables et aussi des prix élevé des produits pétroliers.

Nous allons dans le présent chapitre présenter une étude de faisabilité basée sur les données météorologiques (vitesse du vent, ensoleillement et les ressources en eau) et détailler les différentes parties du système : l'exploitation des énergies éolienne et photovoltaïque, les dispositifs d'électronique de puissance mis en jeu et la nappe albiennaise où se situe le site d'Adrar.

I-2.L'énergie Photovoltaïque

I-2-1 Gisement solaire

Comme pour toutes les applications de l'énergie solaire, une bonne connaissance du gisement solaire est nécessaire à l'étude des systèmes photovoltaïques. Par gisement solaire, on entend ici les différentes caractéristiques du rayonnement solaire, susceptibles d'influencer les performances d'un système en un lieu donné.

I-2-1-1. Le spectre solaire

Le spectre du rayonnement électromagnétique solaire comporte une très grande étendue, depuis les rayonnements radio jusqu'aux rayons X.

La figure I-1 présente le rayonnement solaire hors de l'atmosphère AM0 et le rayonnement solaire au niveau de la mer AM1 en fonction de la longueur d'onde. Ces courbes montrent que 9,2% de l'énergie de ce spectre AM0 se trouve dans l'ultraviolet, 42,4% dans le visible et 48,4% dans l'infrarouge.

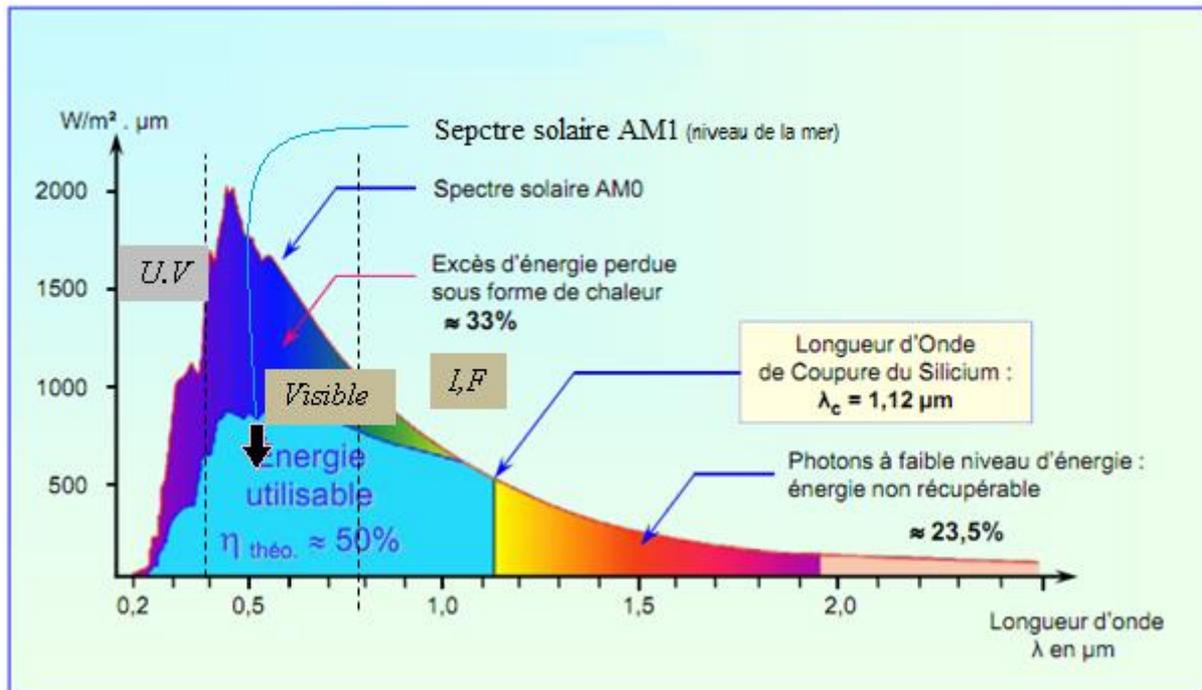


Figure I-1 l'irradiante solaire en fonction de la longueur d'onde [1]

Cette figure montre aussi qu'à la surface de la terre, le spectre solaire n'est pas le même que dans l'espace, car il est pondéré par l'absorption des molécules présentes dans l'atmosphère (O₃, CO₂, H₂O,.....). Les conditions climatiques ainsi que la présence de particules influencent également la valeur réelle du spectre. Pour tenir compte de ces différences, comparer les performances des cellules solaires et qualifier les différents spectres solaires utilisés, on introduit un coefficient appelé masse d'air (AMx) dont l'expression est:

$$x = \frac{1}{\sin \theta} \quad \dots\dots\dots (I-1)$$

Où θ est l'angle que fait le soleil avec son zénith. Par définition, AM0 correspond aux conditions hors atmosphère. Quand le soleil fait un angle de 48.19° par rapport au zénith, la lumière incidente est dite AM1.5 (figure I-2). Le nombre de masse d'air caractérise la puissance transportée par le rayonnement solaire et quantifie les performances de façon standard des dispositifs photovoltaïques. [1]

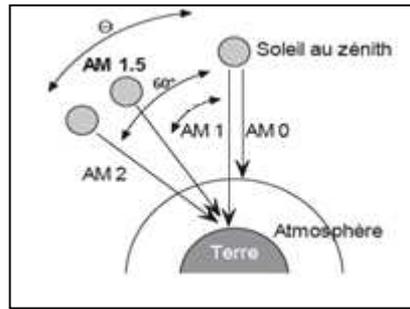


Figure I-2 Les différents rayonnements solaires

L'intensité **AM0**, Hors atmosphère, est estimée dans les applications spatiales à 136mW/cm^2 . Cependant les conditions standards de caractérisation sont définis par les normes IEC-60904 de l'International Electrotechnical Commission (IEC) selon une distribution spectrale AM1.5 global (somme des rayonnements directs et diffus), d'intensité 100mW/cm^2 et pour une température de cellule de 25°C .

La Figure I-3 caractérise d'une part le rayonnement solaire AM1.5 normalisé à 100mW/cm^2 et représente d'une autre part les rayonnements solaires au niveau d'une surface inclinée de 37° . Elle montre qu'au sol, le rayonnement solaire a au moins deux composantes : une composante directe et une composante diffuse (rayonnement incident diffusé ou réfléchi par un obstacle : nuages, sol) formant le rayonnement global. [2]

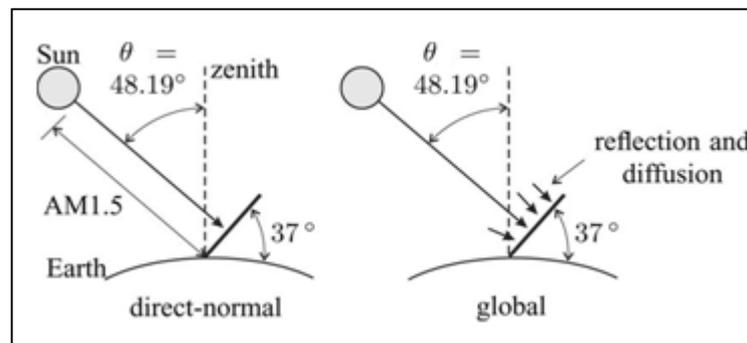


Figure I-3 les rayonnements solaires au niveau d'une surface inclinée de 37° [2]

I-2-1-2. L'irradiation solaire mondiale

La Terre reçoit en une heure plus d'énergie solaire que la population mondiale que l'on consomme en toute une année. Le soleil reste jusqu'à présent la plus importante source d'énergie malgré la distance considérable qui le sépare de la terre (150.10^6km). La puissance émise par le soleil sous forme de rayonnement est estimée à 90.10^{15}GW . Ainsi la couche terrestre n'arrive à recevoir que 180.10^6GW , une quantité qui reste encore assez importante [3]

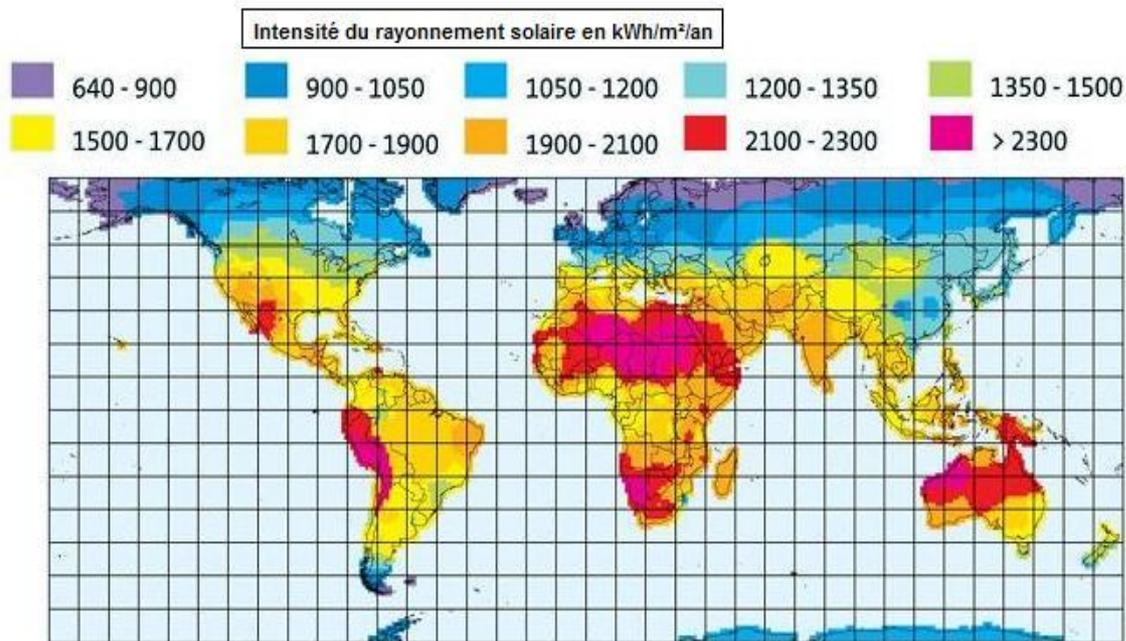


Figure I-4 l'irradiation solaire moyenne dans le monde en kWh/m²/an [3]

La figure ci-dessus représente la répartition de l'irradiation solaire dans le monde. Elle montre que presque tous les pays en développement ont un énorme potentiel en énergie solaire. La majeure partie de l'Afrique, par exemple, compte environ 325 jours de fort ensoleillement par an, recevant en moyenne, plus de 6kWh d'énergie par mètre carré par jour, un consortium jordano-allemand, estime que l'installation de panneaux solaires sur un pour cent de la surface désertique de la planète pourrait alimenter le monde entier en énergie. L'Algérie est l'un des pays riches en potentiel énergétique renouvelable au monde.

I-2-1-3. L'irradiation solaire en Algérie

La distribution de l'énergie reçue en Algérie, en moyenne annuelle, est donnée par la figure (I-5). Elle présente les différents niveaux énergétiques qui donnent ainsi un découpage du pays en régions iso-énergétiques.

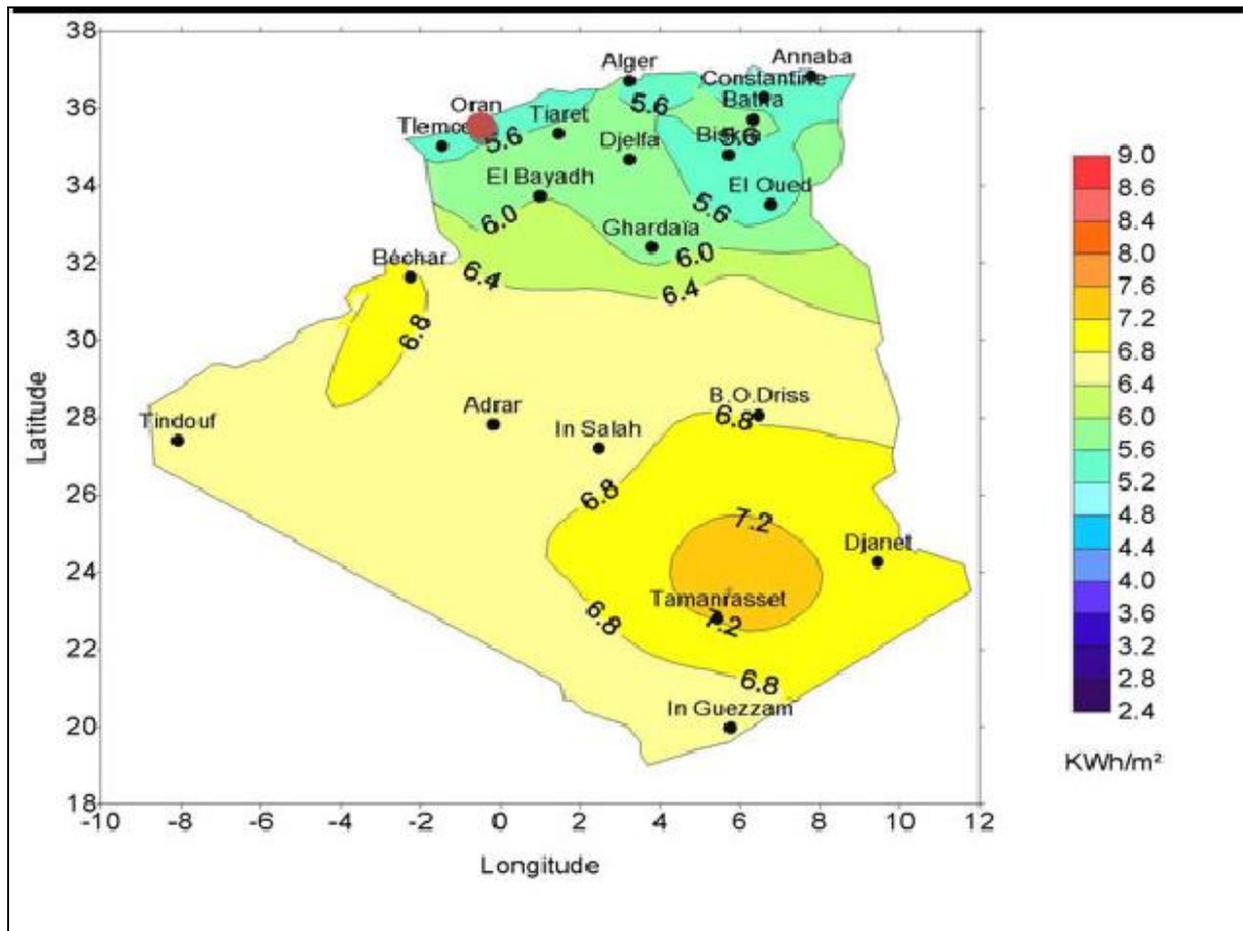


Figure I-5 l'irradiation solaire moyenne en Algérie[4]

L'Algérie dispose d'environ 3200 heures d'ensoleillement par an, bénéficiant d'une situation climatique favorable à l'application des techniques solaires. La durée moyenne d'ensoleillement atteint près de 3500 heures d'ensoleillement dans le désert du Sahara qui représente 86% du territoire algérien. Le total d'énergie reçue est estimé à 169.400TWh/an, soit 5000 fois la consommation d'électricité annuelle du pays [3].

La Wilaya d'ADRAR s'étend sur une superficie de 427.968 km², soit près d'un cinquième (1/5) du territoire national. La majorité des sites situés au niveau d'Adrar pourraient être considérés comme des sites isolés vue la superficie immense et leur éloignement par rapport à la ville. Elle est bien riche en matière d'énergie solaire, particulièrement en été, la quantité moyenne annuelle est de l'ordre de 6.4 KWh/m²/an, donc elle est suffisante pour répondre aux différents besoins énergétiques d'un site isolé. [4]

1-2-2 Description du système photovoltaïque

1-2-2-1. Principe de conversion photovoltaïque:

L'effet photovoltaïque qui a été découvert par Alexandre Edmond Becquerel en 1839 est la conversion de l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière.

La première structure de la cellule solaire était très simple. Elle était incapable d'offrir des performances élevées et de délivrer une puissance satisfaisante aux charges. Elle avait aussi beaucoup d'inconvénients et des pertes importantes soit par réflexion, soit par les contacts ohmiques et par la recombinaison. Cette structure a subi plusieurs modifications. La structure actuelle tient à optimiser les performances de la structure classique. Elle est constituée de plusieurs couches, l'élément de base de ces structures est la jonction P-N. [5]

La figure 6 montre que La jonction comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p .

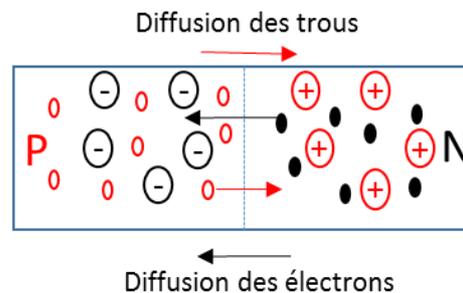


Figure I-6 schéma descriptif d'une jonction PN

La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p devient chargée négativement. Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p (figure 7). Une jonction (dite $p-n$) a été formée. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p , une diode est obtenue.

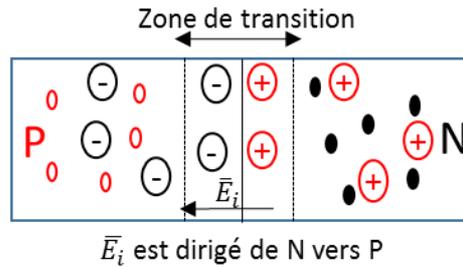


Figure I-7 schéma descriptif d'une jonction PN en l'équilibre thermodynamique

La figure I-8 ci-dessous représente Le diagramme d'énergie de la jonction PN en équilibre thermodynamique. Le niveau de Fermi coté dopé P et coté dopé N est identique. Le diagramme d'énergie de la jonction PN comporte donc une courbure des bandes de conduction et de valence. Cette courbure fait apparaître une différence d'énergie potentielle électrostatique de qV_d .

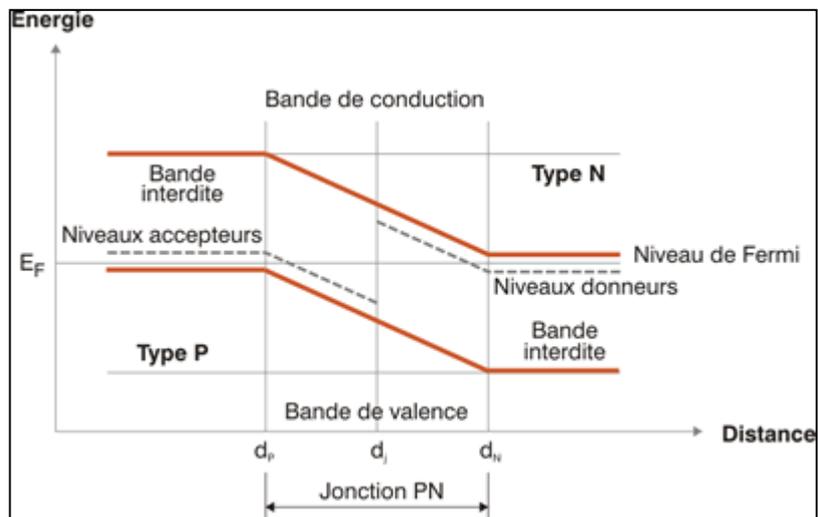


Figure I-8 Le diagramme d'énergie de la jonction PN en équilibre thermodynamique [6]

Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie supérieure ou égale à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence vers la bande de conduction et laisse aussi un trou engendrant ainsi une paire électron-trou comme le montre la figure I-9. [6]

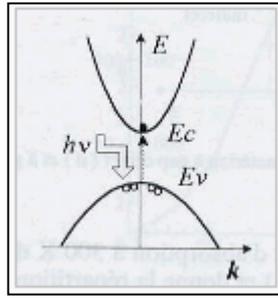


Figure I-9 Passage d'un électron de la bande de valence vers la bande de conduction sous l'effet de la lumière. [7]

La figure I-10 montre que si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel et par la suite le courant électrique circule.

L'effet repose donc à la base sur les propriétés semi-conductrices du matériau et son dopage afin d'en améliorer la conductivité.

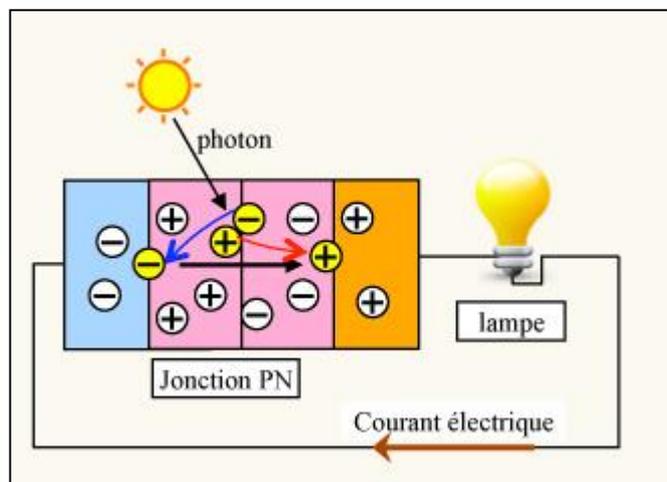


Figure I-10 circulation d'un courant électrique dans la jonction sous l'effet de la lumière [7]

I-2-2-2. La Cellule photovoltaïque :

La cellule PV, aussi appelée cellule solaire est composée de matériaux semi-conducteurs et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique. Pour que la pile solaire soit utile, et pour que l'électricité qu'elle produit passe convenablement dans la charge, la grille doit avoir une forme spéciale afin que la surface active de la cellule ne soit pas occultée.

Les cellules photovoltaïques sont constituées de :

- une fine couche semi-conductrice.
- une couche antireflet permettant une pénétration maximale des rayons solaires,

- une grille conductrice sur le dessus ou cathode et d'un métal conducteur sur le dessous ou anode.

Quand la lumière du soleil traverse le verre et l'adhésif, elle rencontre une couche antireflet (ARC). Cette couche est également transparente, elle réduit la quantité de lumière du soleil réfléctée par la cellule. Sans ARC, la pile solaire agit comme un miroir et reflète jusqu'à 30% de la lumière frappant la cellule. L'ARC réduit au minimum cette réflexion, en ramenant les pertes de réflexion à moins de 5% de sorte que la lumière du soleil va atteindre la surface de la cellule et diminuer les pertes optiques. La couche extérieure de la cellule est en verre pour protéger la structure contre l'environnement. Elle est attachée au reste de la cellule avec un adhésif transparent. Les deux régions principales de la jonction sont appelées respectivement émetteur et base. La structure simple d'une cellule solaire est représentée dans la figure I-11[8].

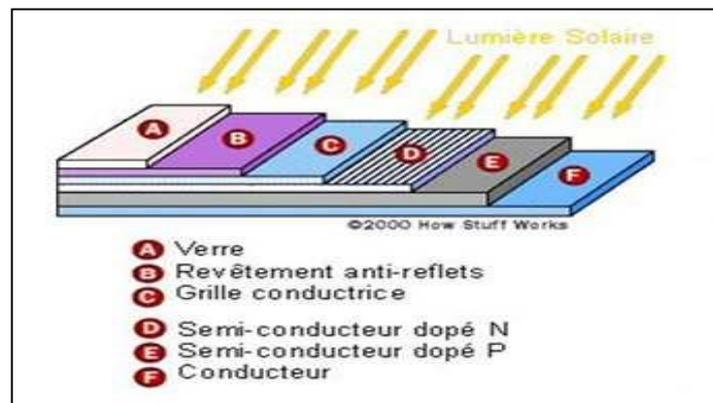


Figure I-11 structure typique d'une cellule solaire [8]

- les plus récentes cellules photovoltaïques possèdent même une nouvelle combinaison de multicouches réfléchissantes justes en dessous du semi-conducteur, permettant à la lumière de rebondir plus longtemps dans celui-ci pour améliorer le rendement.

I-2-2-3. Les filières technologiques

Il existe aujourd'hui trois principales filières technologiques : les technologies cristallines, les couches minces et les cellules Organiques.

La figure I-12 représente la répartition de la production mondiale des modules par technologie. Elle montre que les technologies cristallines (multicristallin et monocristallin) sont les plus utilisées aujourd'hui avec un pourcentage de l'ordre de 66%. Cependant les technologies "couches minces", en particulier le silicium amorphe, CIGS (CIS y compris) et CdTe se développent de plus en plus sur le marché et atteignent respectivement 12% et 6%. D'autres filières basées sur l'utilisation de colorants ou de matériaux organiques, encore à leur

balbutiements, promettent un bel avenir à l'énergie photovoltaïque.

Toutes les filières continuent de progresser de façon remarquablement continue depuis trente ans. Il n'y a pas eu de grandes ruptures dans cette progression et les nouvelles filières suivent sensiblement la même pente que les anciennes. [9]

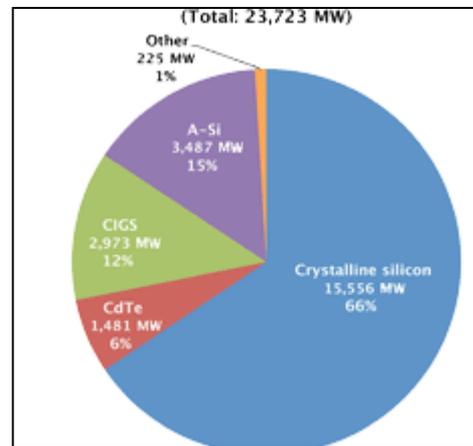


Figure I-12 production mondiale du module photovoltaïque par technologie en 2012 [9]

A. Les cellules solaires à base de silicium cristallin

La filière cristalline représente aujourd'hui l'essentiel de la production mondiale des panneaux photovoltaïques. L'élément essentiel est le silicium, un matériau extrêmement abondant, stable et non toxique. Cette filière comporte deux technologies : le silicium monocristallin et le silicium multicristallin.[10]

La figure I-13 présente la configuration standard des cellules solaires au silicium cristallin

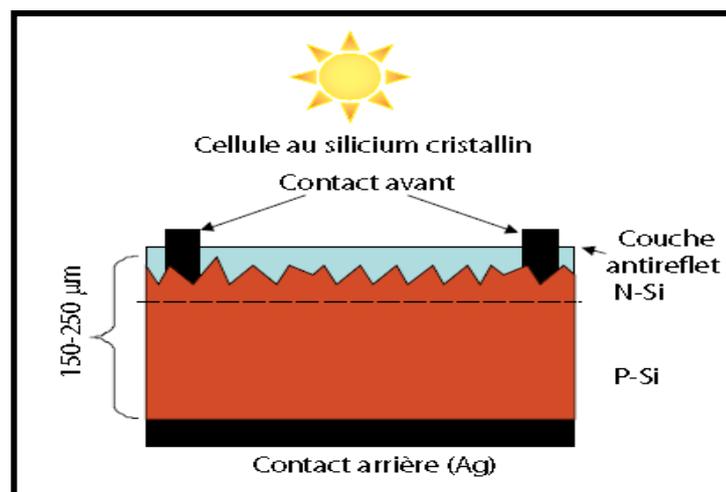


Figure I-13 conception d'une cellule au silicium cristallin [10]

➤ **Cellule photovoltaïque en silicium monocristallin**

Ces cellules sont fabriquées à partir de silicium monocristallin, un matériau dont les atomes sont structurés de façon ordonnée. [10]



Figure I-14 cellule photovoltaïque à base de silicium monocristallin[10]

• **Avantage :**

Bon rendement, de 14 % à 16 %

Bon ratio wc/m^2 ($\sim 150wc/m^2$) ce qui permet un gain de place si nécessaire.

Nombre de fabricants élevé.

• **Inconvénients :**

Coût élevé.

➤ **Cellule photovoltaïque en silicium multi cristallin**

Les cellules polycristallines supportent mieux la présence d'impuretés que les cellules monocristallines. On utilise donc généralement du silicium de moindre pureté, moins onéreux mais aussi nécessitant moins d'énergie. Le silicium multicristallin est souvent produit en jetant du silicium fondu dans un creuset. En contrôlant la vitesse de refroidissement on peut facilement contrôler la taille des cristaux formés lors de la solidification. Le contrôle de la taille de ces cristaux est primordial puisque les joints de grain ont un effet néfaste sur les performances photovoltaïques. [11]



Figure I-15 cellule photovoltaïque à base de silicium multicristallin[11]

- **Avantage :**

Cellule carrée (à coins arrondis dans le cas du Si monocristallin) permettant un meilleur foisonnement dans un module.

Bon rendement de conversion, environ 100 Wc/m^2 (voire plus)⁷, mais cependant un peu moins bon que pour le monocristallin.

Lingot moins cher à produire que le monocristallin.

- **Inconvénient :**

Rendement faible sous un faible éclaircissement ou soleil diffus.

B. Cellules solaires en films minces [12]:

Les technologies à couches minces dont les plus mures sont : le silicium amorphe (Sia), CdTe, CIS et CIGS qui représentaient en 2012 plus que 30% du production mondiale des cellules. Cette technologie fait appel à des procédés de fabrication, dépôt sur ruban, visant la diminution de l'épaisseur des cellules.

La figure ci-dessous représente l'évolution des différentes technologies de couches minces entre 2007 et 2010. Elle montre que toutes ces technologies dont le silicium amorphe fait une grande partie, se développent de façon importante durant les dernières années.

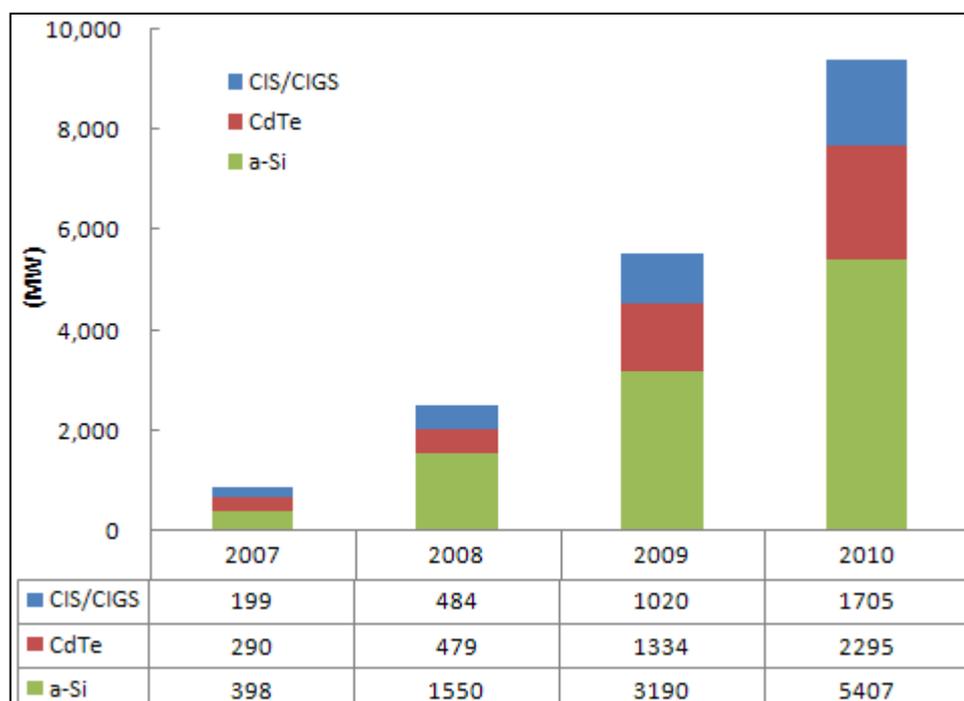


Figure I-16 évolution des différentes technologies de couches minces [9]

➤ Les cellules à base de silicium amorphe :

Le silicium amorphe, un ensemble d'atomes désordonnés, est produit par la déposition de silicium sur un substrat. Le substrat peut être rigide ou flexible ce qui rend possible la réalisation de cellules sur des surfaces courbes et des modules « pliables ». Les cellules en silicium amorphe peuvent aussi être plus fines car une épaisseur de couche de l'ordre de quelques micromètres est suffisante. C'est pour cette raison que le silicium amorphe est aussi connu sous le nom de « film mince ». Le rendement des cellules amorphes est plus faible que celui des cellules cristallines, mais ces cellules demandent bien moins de silicium et leur prix les rend très attractives pour beaucoup d'applications. [13]

La figure I-15 représente la conception d'une cellule photovoltaïque à base de silicium amorphe

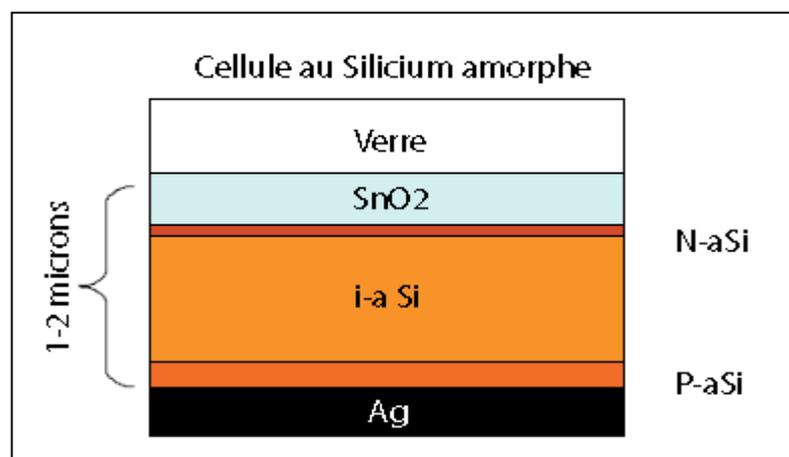


Figure I-17 cellule au silicium amorphe [13]

Avantage :

- Fonctionne avec un éclairage faible ou diffus (même par temps couvert, y compris sous éclairage artificiel de 20 à 3000 lux).
- un peu moins chère que les autres techniques.
- Intégration sur supports souples ou rigides. [13]

Inconvénients :

- rendement faible en plein soleil, de 5% à 7%.
- nécessité de couvrir des surfaces plus importantes que lors de l'utilisation de silicium cristallin (ratio Wc/m^2 plus faible, environ $60Wc/m^2$).
- performances qui diminuent avec le temps dans les premiers temps d'exposition à la lumière naturelle (3-6 mois), pour se stabiliser ensuite (-10 à 20% selon la structure de la jonction). [13]

➤ **Les cellules à base de tellure de cadmium (CdTe):**

Le faible rendement des cellules à base de silicium amorphe ont motivé les scientifiques à chercher des alternatives. Le matériau le plus prometteur est le tellure de cadmium (CdTe) qui offre la possibilité de produire des modules à des coûts plus faibles avec un rendement de 10%, et un avantage qui réside dans la forte absorption du tellure de cadmium. Cependant la toxicité du matériau freine le développement de cette technologie.

La figure I-18 montre la structure de la cellule solaire la plus courante. Elle est constituée d'une hétérojonction n-CdS/p-CdTe. Le CdS du type N est déposé sur le verre couvert d'une couche d'OTC (oxyde transparent conducteur) tel qu' In_2O_3 ou SnO_2 . [14]

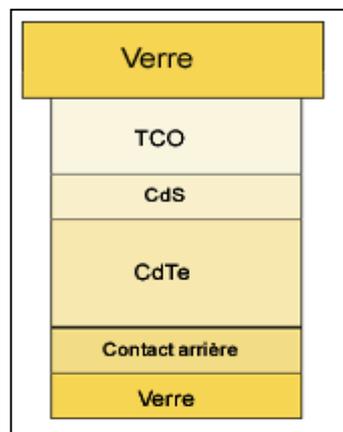


Figure I-18 structure d'une cellule solaire a base de CdTe [14]

- **Avantage :**

Le coefficient d'absorption est élevé ($> 10^5 \text{cm}^{-1}$ dans le visible) et la couche absorbante ne nécessite pas plus de quelques Micromètres pour absorber 90% du spectre solaire, autorisant par conséquent l'utilisation de matériaux relativement impurs dont la longueur de diffusion des porteurs minoritaires ne dépasse pas quelques micromètres.

La valeur du gap $E_g=1,45\text{eV}$ est idéale pour la conversion photovoltaïque du spectre solaire.

De nombreuses méthodes existent pour déposer CdTe avec une vitesse de dépôt très élevée tout en gardant une qualité raisonnable.

- **Inconvénients :**

Un Matériaux très toxique.

➤ **Cellule CIS [14,10]**

Les cellules CIS représentent la nouvelle génération de cellules solaires sous forme de films minces, de type cuivre-indium-sélénium(CIS). Les matières premières nécessaires à la fabrication des cellules CIS sont plus faciles à se procurer que le silicium utilisé dans les cellules photovoltaïques classiques.

Avantage :

Permet d'obtenir les meilleurs rendements par rapport aux autres cellules photovoltaïques en couche mince

Permet de s'affranchir du silicium

Les matériaux utilisés ne causent pas de problème de toxicité

La cellule peut être construite sur un substrat flexible

Inconvénients :

Les cellules en couches minces nécessitent une surface plus importante pour atteindre les mêmes rendements que les cellules épaisses

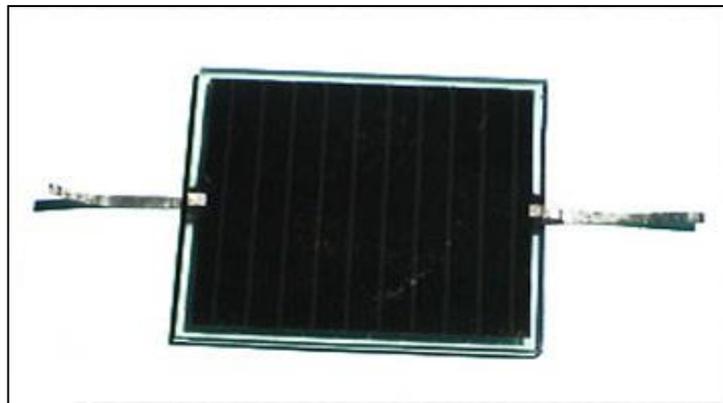


Figure I-19 Cellule photovoltaïque de type cuivre - indium - sélénium (CIS)

➤ **Les cellules à base de CIGS :**

La technologie CIGS présente actuellement le meilleur rendement de production pour une cellule et pour des modules par rapport à toutes les technologies à couches minces inorganiques. Elle fait intervenir en plus de la configuration précédente de CIS, le gallium.

La durée de vie estimée de ces cellules est de l'ordre de 20 ans et le rendement moyen peut atteindre 20.5% dans les laboratoires de recherche et 12% pour le cas des cellules commercialisées. [14]

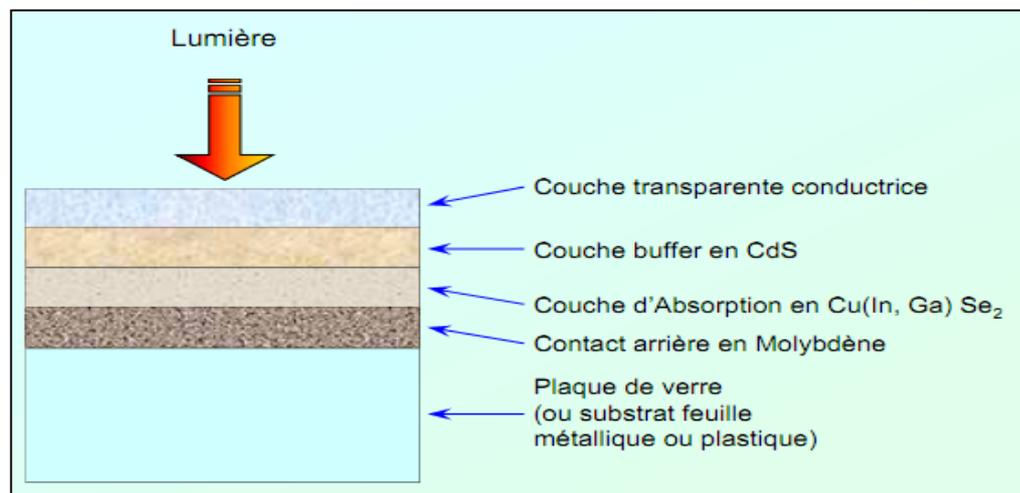


Figure I-20 structure d'une cellule solaire a base de CIGS [10]

Avantage :

- Permet la production de modules flexibles
- Bons rendements
- Bonne stabilité
- Bon potentiel de réduction des coûts [14]

Inconvénient :

- Utilise des matériaux rares et chers (Indium et Gallium)
- Procédés de fabrication sous vide
- Sensibilité à l'humidité [14]

C. Cellules organiques et hybrides :

➤ Cellules organiques

Observé depuis 30 ans dans les matériaux semi-conducteurs organiques, l'effet photovoltaïque a connu cette dernière décennie un grand essor.

Initialement donnant des valeurs très faibles de rendement de conversion, cette application particulière des semi-conducteurs organiques commence à attirer l'attention en 1986 lorsque l'équipe de Tang montre que les rendements proches du pourcent sont atteignables, conformément aux prédictions de Merritt en 1978.

La cellule, composée alors d'une bicouche de molécules évaporées sous vide figure I-22, atteint

0,95% de rendement de conversion. Ces cellules comprennent deux voies : la voie des cellules « humides » ou « organiques » et la voie des cellules polymères dites aussi cellules « plastiques ». Les progrès de ces technologies sont très rapides, des records de rendement sont très fréquemment battus (actuellement près de 6%). Le principal frein à ces technologies est actuellement la stabilité de leurs performances ainsi que leur durée de vie (actuellement environ 1000 heures). [14]



Figure I-21 Cellule solaire tout organique sur substrat souple. [14]

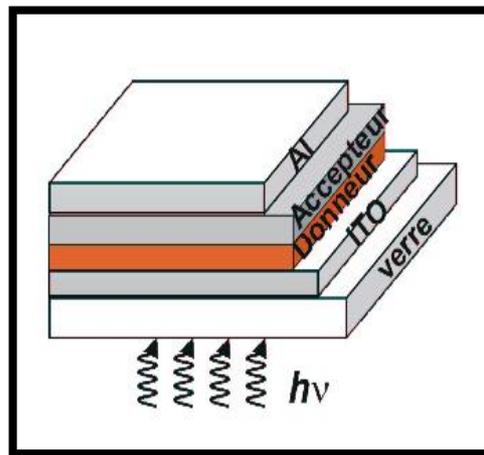


Figure I-22 Structure d'une cellule de type bicouche [14]

Avantage :

L'intérêt de ces cellules vient aussi du fait que, contrairement aux cellules à base de matériaux inorganiques, elles offrent beaucoup d'avantages :

- La possibilité d'être déposée en grande surface.
- La facilité de fabrication et de manipulation.
- La possibilité de réaliser ces cellules sur des substrats flexibles.
- Des coûts de fabrication et de matériaux plus faibles, ces cellules devraient dans l'ensemble revenir beaucoup moins chères que leurs concurrentes. [14]

Inconvénient :

- Elles possèdent en revanche à l'heure actuelle des durées de vie jugées inférieures à celles des cellules inorganiques, et des rendements de conversion plus faibles. [14]

➤ **Les cellules hybrides sensibilisées par colorant :**

C'est un système de conversion de l'énergie solaire inspiré de la photosynthèse, on utilise une couche d'oxyde de titane (TiO_2), qui est un semi-conducteur à large gap ($E_g=3,2 \text{ eV}$), sur laquelle on va appliquer une fine couche d'un matériau photosensible que l'on immerge dans une solution contenant un couple rédox (figure I- 23)..

Les électrons excités de la couche photosensible vont entrer dans la bande de conduction de l'oxyde de titane et sont collectés. La solution rédox sert à régénérer la couche photosensible qui a été oxydée. Le rendement en laboratoire de cette technologie dépasse 10%. [14]

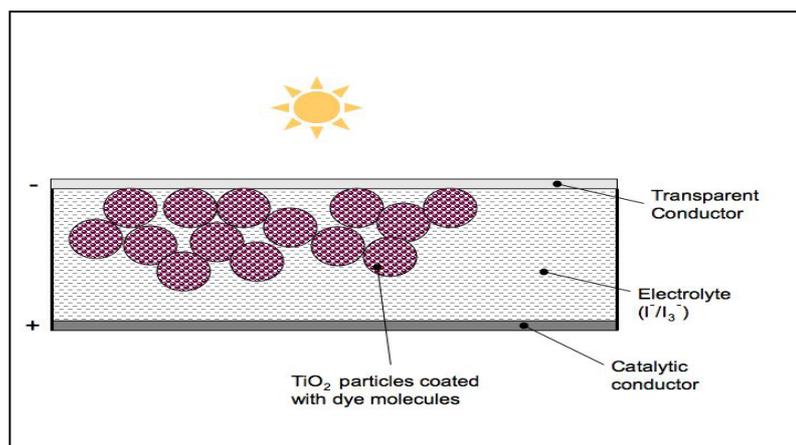


Figure I-23 Structure d'une cellule de type DSSC. [14]

Avantage

La procédure de fabrication d'une cellule solaire à colorant est très simple, et les matériaux constituant cette dernière sont disponibles.

Ces cellules sont cinq fois moins chères que les cellules solaires classiques, et leur efficacité est indépendante de la température.

La cellule peut être utilisée des deux côtés : les rayons lumineux arrivant sur les deux faces de la cellule sont convertis en électricité.

Les cellules peuvent également mesurer que 0,4mm d'épaisseur. [14]

Inconvénient

Les meilleures de ces cellules ne parviennent à convertir que 12% de l'énergie solaire, contre 25% des cellules solaires silicium.

Le TiO_2 dégrade le colorant de la cellule, elle ne dure donc pas très longtemps. [14]

Le tableau ci-dessous donne le comparatif des rendements des différents types de cellules.

Type	Cellule (labo)	Module (labo)	Module (commerciale)	Niveau développement
Silicium cristallin				
Silicium monocristalin	24.70%	22.70%	12-20%	Production industrielle
Silicium Polycristalin	20.30%	16.20%	11-15%	Production industrielle
Couche Mince				
Silicium amorphe	13.40%	10.40%	5-9%	Production industrielle
CdTe	16.70%		6.9%	Production industrielle
CIS/CGS	19.30	13.50%	9-11%	Production industrielle
Cellules organique et Hybrides				
Cellule organique	5.70%			Au stade de la recherche
Cellule de gratzel	11%	8.40%		Au stade de la recherche

Tableau 1 Comparatif des rendements des différents types de cellules [15].

I-2-2-4. Avantage et inconvénient des systèmes Photovoltaïques [16,17]:

a)Avantages :

- **Son carburant est gratuit :**

Le soleil est la seule ressource dont a besoin un panneau solaire. Et le soleil brillera jusqu'à la fin des temps. De plus, la plupart des cellules photovoltaïques sont fabriquées à base de silicium, un matériau abondant et non toxique (second matériau le plus abondant sur Terre).

- L'énergie solaire photovoltaïque ne génère ni bruit, ni émissions nocives, ni gaz polluants:

L'électricité solaire utilise seulement l'énergie du soleil comme carburant. Elle ne crée aucun coproduit nocif et contribue activement à réduire le réchauffement climatique.

- Les systèmes photovoltaïques sont très sûrs et d'une grande fiabilité :

L'espérance de vie d'un module solaire est d'environ 30 ans. La performance des cellules photovoltaïques est généralement garantie par les fabricants pour une durée de 20 à 25 ans. Le photovoltaïque est donc une technologie fiable sur le long terme. De plus, la fiabilité des produits est garantie aux consommateurs

- Les modules photovoltaïques sont recyclables et les matériaux utilisés pour leur production (silicium, verre, aluminium, etc.) peuvent être réutilisés.

Le recyclage n'est pas seulement bénéfique pour l'environnement, il contribue également à réduire l'énergie nécessaire pour produire ces matériaux et ainsi à réduire leur coût de fabrication.

- L'énergie solaire photovoltaïque exige peu de maintenance :

Les modules solaires ne nécessitent pratiquement aucune maintenance et sont faciles à installer.

- L'énergie solaire photovoltaïque fournit de l'électricité aux zones rurales les plus isolées:

Les systèmes photovoltaïques apportent une valeur ajoutée aux zones rurales (en particulier dans les pays en voie de développement où il n'y a pas de réseau électrique disponible).

- L'énergie solaire photovoltaïque peut être intégrée de manière esthétique dans les bâtiments :

Les modules solaires peuvent couvrir toits et façades, contribuant ainsi à l'autonomie énergétique des bâtiments. Ils sont silencieux et peuvent être intégrés de manière très esthétique

- L'énergie solaire captée par la terre pendant une heure pourrait suffire à la consommation mondiale pendant une année :

Au total, ce rayonnement représente 1.6 milliards de TWh, soit huit mille fois la consommation énergétique annuelle mondiale

b) Inconvénients :

- Le développement du photovoltaïque est rapide, mais représente encore peu de chose dans le bilan énergétique mondial.

L'ensemble des modules existant actuellement produit autant d'énergie que 20 % d'une tranche nucléaire. Ce n'est notamment pas une solution significative pour répondre immédiatement aux enjeux nationaux actuels.

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible (la limite théorique pour une cellule au silicium cristallin est de 28%)
- Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs diesel que pour des faibles demandes d'énergie en région isolée.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur photovoltaïque est accru. La fiabilité et les performances du système restent cependant équivalentes pour autant que la batterie et les composants de régulation associés soient judicieusement choisis.
- Tributaire des conditions météorologiques.
- Beaucoup d'appareils vendus dans le marché fonctionnent au 220 à 230V alternatif.

Or, l'énergie issue du générateur PV est unidirectionnelle et de faible voltage (<30V), elle doit donc être transformée par l'intermédiaire d'un onduleur.

I-3. L'énergie éolienne

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la Terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement. Depuis l'antiquité, l'énergie éolienne fut utilisée pour la propulsion des navires et ensuite les moulins à blé et les constructions permettant le pompage d'eau. Les premières utilisations connues de l'énergie éolienne remontent à 2000 ans avant J.-C environ. Hammourabi, fondateur de la puissance de Babylone, avait conçu tout un projet d'irrigation de la Mésopotamie utilisant la puissance du vent. La première description écrite de l'utilisation des moulins à vent en Inde date d'environ 400 ans avant J.-C. En Europe, les premiers moulins à vent ont fait leur apparition au début du Moyen Age. Utilisés tout d'abord pour moudre le grain, d'où leur nom de " moulins ", ils furent aussi utilisés aux Pays-Bas pour assécher des lacs ou des terrains inondés. Dès le XIV siècle, les moulins à vent sont visibles partout en Europe et deviennent la principale source d'énergie. Seulement en Hollande et Danemark, vers le milieu du XIXème siècle, le nombre des moulins est estimé respectivement à plus de 30000 et dans toute l'Europe à 200000. A l'arrivée de la machine à vapeur, les moulins à vent commencent leur disparition progressive. L'arrivée de l'électricité donne l'idée à Poul La Cour en 1891 d'associer à une turbine éolienne une génératrice. Ainsi, l'énergie en provenance du vent a pût être « redécouverte » et de nouveau utilisée (dans les années 40 au Danemark 1300 éoliennes). Au début du siècle dernier, les aérogénérateurs ont fait une apparition massive (6 millions de pièces fabriquées) aux Etats-Unis où ils étaient le seul moyen d'obtenir de l'énergie électrique dans les campagnes isolées. Dans les années 60, fonctionnait dans le monde environ 1 million d'aérogénérateurs. La crise pétrolière de 1973 a relancé de nouveau la recherche et les réalisations éoliennes dans le monde. L'éolienne connaît depuis environ 30 ans un essor sans précédent.[18]

La figure I-24 représente l'évolution de la Puissance éolienne cumulée dans le monde entre 1993 et 2003 [19]

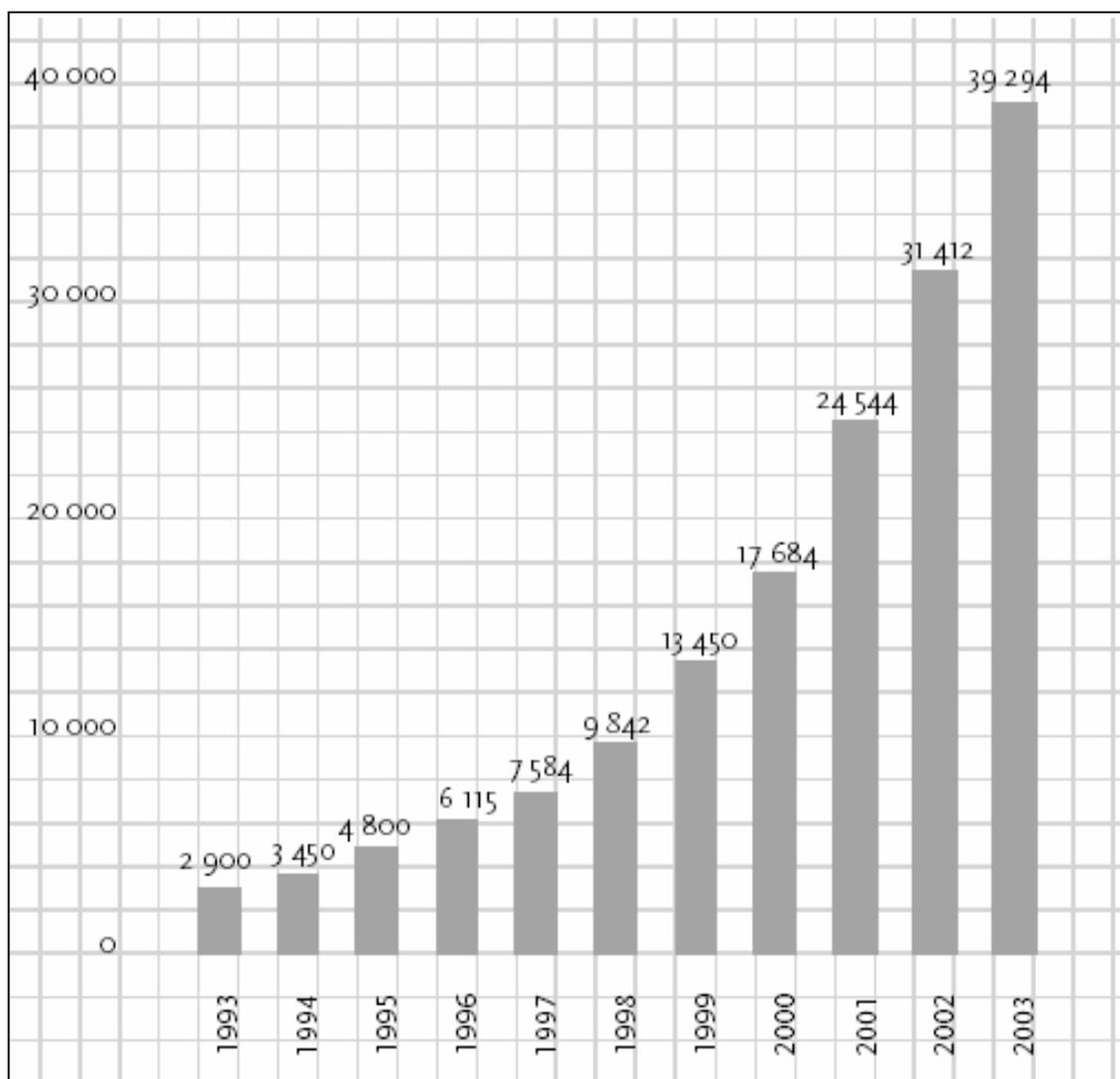


Figure I-24 Puissance éolienne cumulée dans le monde en MW[19]

À l'échelle mondiale, la production éolienne maintient une croissance de 30% par an. En Europe, principalement sous l'impulsion Allemande, Scandinave et Espagnole, on comptait en 2000 environ 15000 MW de puissance installée. Ce chiffre a presque doublé en 2003, soit environ 27000 MW pour 40000MW de puissance éolienne installée dans le monde. En prévision, pour l'année 2010, on peut espérer une puissance éolienne installée en Europe de l'ordre 70000 MW.

1-3-1 Potentiel éolien dans le monde [20] :

Les données météorologiques appropriées ont été inspiré de la station de la NASA métrologique de surface.

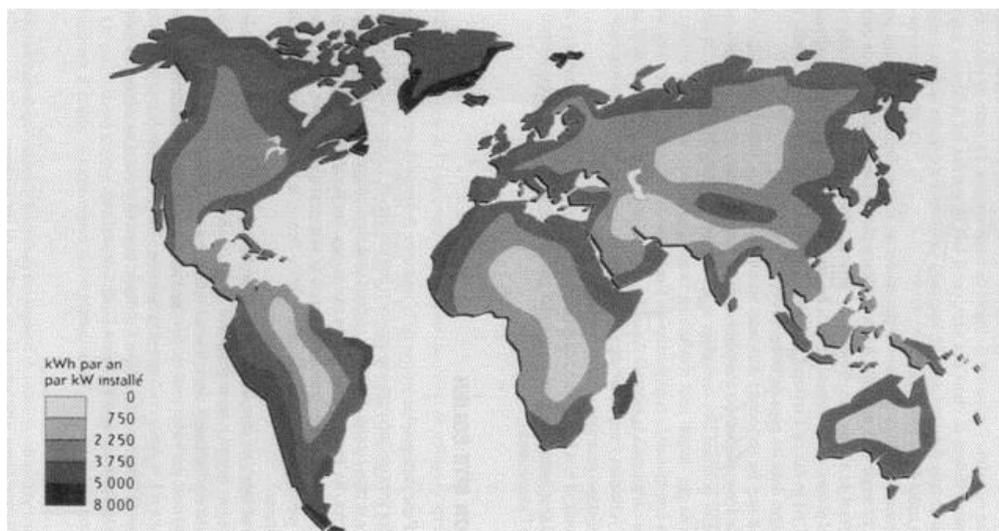


Figure I-25 le potentiel éolien mondial d'après la station de la NASA métrologique de surface.

La figure I-25 montre que les territoires les plus intéressants sont situés en Amérique du Nord, le long de la Mer du Nord, en Tasmanie et à la pointe méridionale de l'Amérique du Sud. Aux Etats-Unis, les régions à fort potentiel se concentrent du côté des Grands Lacs et des bordures maritimes.

Globalement, l'Amérique du Nord apparaît comme étant la zone la plus prometteuse en matière d'énergie éolienne. D'après les chercheurs, 13% des stations météorologiques étudiées enregistrent une moyenne annuelle de vitesse des vents de 7 mètres par seconde, suffisante pour une utilisation commerciale.

A l'échelle mondiale, les sites de cette catégorie offrent un potentiel énergétique de 72 térawatts. Si l'on récupérait ne serait-ce que 20% de cette énergie, estiment les scientifiques, la demande mondiale en électricité pourrait être assurée.

1-3-2 Potentiel éolien en Algérie [21] :

En ce qui concerne l'Algérie, la ressource éolienne varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et climat très diversifié. En effet, notre vaste pays se subdivise en deux grandes zones géographiques distinctes. Le nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200Km et un relief montagneux, représenté par deux chaînes l'atlas Télien et l'atlas Saharien, entre elles, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental. Le sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien.

Le sud algérien est caractérisé par des vitesses du vent plus élevées que le nord, plus particulièrement le sud-ouest avec des vitesses supérieures à 4m/s et qui dépassent la valeur de

6m/s dans la région d'Adrar. Concernant le nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers d'Oran, Bejaia et Annaba, sur les hauts plateaux de Tiaret et El Kheiter ainsi que dans la région délimitée par Bejaia au nord et Biskra au sud.

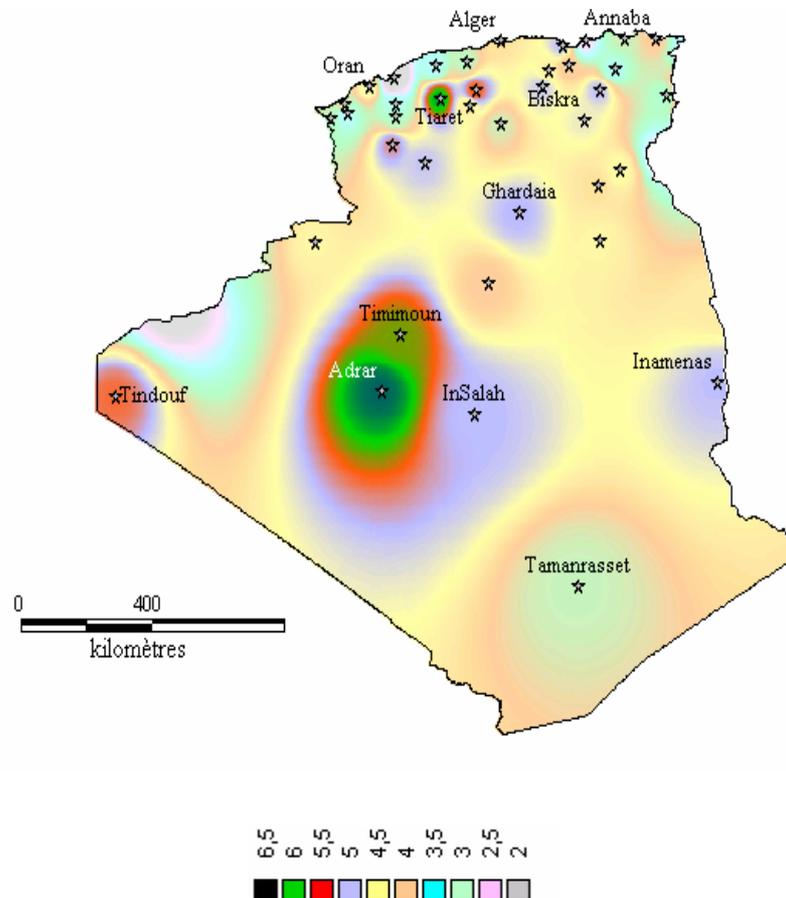


Figure I-26 carte du vent en Algérie

Toutefois, la vitesse du vent subit des variations en fonction des saisons qu'on ne doit pas négliger, en particulier, lorsqu'il s'agit d'installer des systèmes de conversion de l'énergie éolienne.

1-3-3 Définition et les différents types d'éoliennes [22, 23,24]:

Une éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Le plus souvent cette énergie est elle-même transformée en énergie électrique. Il existe différents profils d'éolienne. On distingue deux grands types d'éolienne : les éoliennes à axe vertical et les éoliennes à axe horizontal.

I-3-3-1. L'éolienne à Axe verticale

Le principal avantage des éoliennes verticales est leur capacité à capter des vents faibles. Ainsi Elle n'a pas besoin de s'orienter par rapport au vent. De plus, elle demande moins d'espace qu'une éolienne horizontale.

Cependant, l'éolienne verticale produit moins d'électricité que l'éolienne horizontale, Son rendement est moins élevé et démarre moins vite à cause du grand poids du rotor qui provoque des frottements.

A. Les éoliennes verticales Darrieus

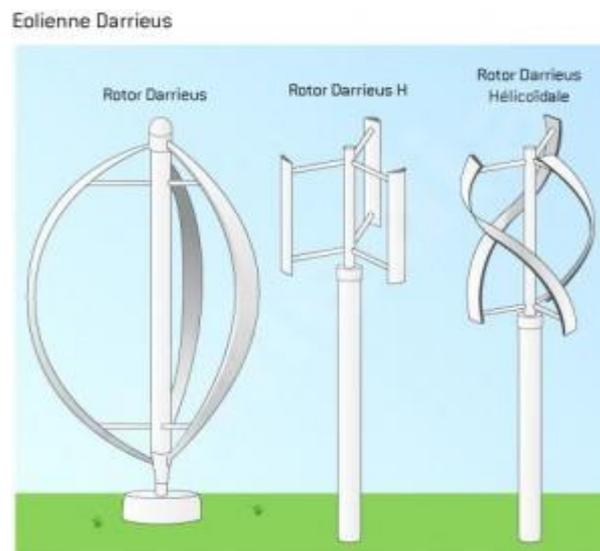


Figure I-27 éolienne verticale Darrieus

Du nom de son inventeur, l'éolienne verticale de type Darrieus produit de l'électricité grâce à un rotor, qui tourne autour d'une tige fixe, appelée stator à ailettes. Elle peut être installée dans des zones très venteuses, puisqu'elle peut subir des vents dépassant les 220 km/h et émet moins de bruit qu'une éolienne horizontale et occupe moins de place.

Cependant elle possède un faible rendement et son démarrage difficile est dû au poids du rotor sur le stator.

B. Les éoliennes domestiques Savonius



Figure I-28 éolienne domestique Savonius

Du nom de leur inventeur, Sigurd Savonius qui a breveté ce système en 1929, l'éolienne verticale Savonius consiste en au moins deux demi-cylindres installés de manière légèrement désaxée l'un par rapport à l'autre.

Le vent s'engouffre dans l'un des demi-cylindres et le pousse. Les demi-cylindres n'étant pas rattachés en un même point, mais légèrement désaxés, le vent continue sa course dans l'autre demi-cylindre, qu'il pousse à son tour. Ce type d'éolienne peut fonctionner même avec un vent faible (contrairement au système Darrieus), quelle que soit sa direction.

Comme l'éolienne type Darrieus, l'éolienne Savonius n'émet que peu de bruits, mais a un faible rendement.

I-3-3-2. Les éoliennes à Axes Horizontales :

Les éoliennes à axe horizontal sont les plus employées car leur rendement aérodynamique est supérieur à celui des éoliennes à axe vertical, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et ont un coût moins important. Nous allons consacrer notre étude par la suite sur ce type d'éoliennes à savoir leur principe de fonctionnement et les grandes lois théoriques qui leur sont consacrées.

1-3-4 Avantages et inconvénient des systèmes éoliens :

I-4. Les convertisseurs Statiques :

1-4-1 Définition :

L'électronique de puissance est une branche de l'électrotechnique. Elle aborde la problématique du transfert de puissance ainsi la conversion de la forme de l'énergie électrique entre deux sources (entrée et sortie) à travers des dispositifs appelés : les convertisseurs statiques dont la conversion n'occasionne aucun mouvement. Ces convertisseurs sont classés en fonction de la nature des grandeurs d'entrée et de sortie. On distingue :

- les redresseurs : conversion alternatif-continu ;
- les gradateurs : conversion alternatif-alternatif ;
- les hacheurs : conversion continu-continu ;
- les onduleurs : conversion continu-alternatif. [25]

1-4-2 Historique des convertisseurs

C'est dans le domaine du redressement de forte puissance que se développent les premiers convertisseurs statiques destinés à remplacer les convertisseurs électromécaniques. Dans les années 1950, pour la traction électrique, on s'oriente vers la solution - transport en alternatif + motorisation en continu. Les convertisseurs statiques nécessaires sont réalisés à l'aide de redresseurs à vapeur de mercure (ignitrons) ayant la même fonctionnalité que les thyristors.

- Les premières diodes de puissance au silicium apparaissent en 1956 et les thyristors en 1961. Dans les années 1970, thyristors et diodes sont utilisés dans des dispositifs auto-commutés comme les hacheurs et les onduleurs, les années qui suivent voient le développement de transistors bipolaires de puissance qui favorise le développement d'une électronique de conversion de faible et moyenne puissance.
- Au début des années 1980, les dispositifs à transistors poussent les dispositifs à thyristors vers des puissances accrues : vers 1990, les GTO (Gate Turn-Off Thyristor) ne sont plus utilisés qu'en très fortes puissances (> 1 MW) ou pour des tensions supérieures à 2 kV.
- L'IGBT Le transistor bipolaire à grille isolée (Insulated Gate Bipolar Transistor) apparaît en 1985, d'abord dans le domaine des moyennes puissances (quelques dizaines de kilowatts), il supprime les transistors Darlington. Il devient dans les 10 ans qui suivent un composant utilisable en forte puissance.

- L'avènement du thyristor IGCT (Integrated Gate Commutated Thyristor) vers 1997 dans le domaine des tensions supérieures à 6 kV risque d'entraîner à moyen terme la disparition du thyristor GTO .
- Dans le domaine des faibles puissances, du fait de sa rapidité et de la simplicité de sa commande, le transistor MOSFET (métal oxyde semi-conducteur) de puissance supplante le transistor bipolaire. Grâce aux techniques d'intégration plus avancée et l'essor du marché du portable (téléphone, ordinateur, lecteur CD, etc.) nécessitant une électronique de conversion efficace et miniaturisée, il supplante même les diodes dans des applications comme le redressement (redresseur synchrone).
- Les composants à base de carbure de silicium (SiC) apparaissent en 2002. Ceux à base de diamant sont encore à l'étude en 2004. Leurs fortes énergies d'ionisation permettent un blocage de tension plus élevée et/ou des fonctionnements à haute température.[26]

I-4-3 Principes générales des convertisseurs statiques :

Un convertisseur statique permet de transférer une forte puissance d'un générateur (appelé « source d'entrée ») à une charge (appelée « source de sortie ») il ne met en jeu que des composants dont le fonctionnement idéal est non dissipatif comme les bobines, condensateurs, interrupteurs électroniques etc.). Voir figure I-29



Figure I-29 Principes générales des convertisseurs statiques

Au cours de ces années la taille, le poids et le coût des convertisseurs n'ont fait que diminuer, en grande partie grâce aux progrès faits dans le domaine des interrupteurs électroniques.

Cette filière est une électronique de commutation. En effet elle tire parti du fait qu'un interrupteur parfait fermé (résistance nulle, tension aux bornes nulle) ou ouvert (résistance infinie, courant traversant nul) ne dissipe aucune énergie, donc ne présente aucune perte. Lorsqu'il est associé à des éléments de filtrage passifs et purement réactifs (c.-à-d. sans aucune résistance interne). Il permet théoriquement de modifier la tension et/ou le courant sans perte, donc de réaliser une conversion de tension ou de courant en conservant l'énergie. Ce but est atteint en découpant la tension et/ou le courant à très haute fréquence (par rapport à la fréquence

d'entrée ou de sortie du convertisseur) et en lissant le résultat obtenu pour en extraire la valeur moyenne. En pratique on doit s'attendre à des pertes de l'ordre de 2 à 10% dues à l'imperfection des éléments physiques qui le constituent. Cela justifie l'essor de ce type d'électronique dans les systèmes à haute puissance puisque les pertes raisonnables permettent une évacuation de la chaleur générée sans recourir à des moyens extrêmes et coûteux. Mais au fil du temps l'électronique de puissance s'est imposée dans tous les domaines où les pertes doivent rester faibles pour limiter l'échauffement comme dans les ordinateurs, et où le rendement doit être élevé pour préserver la source d'énergie comme dans les systèmes alimentés par batteries (GSM, GPS, ordinateurs portables ...)

1-4-4 Les différents types des Convertisseurs :

Selon la nature des signaux d'entrée et de sortie dans les convertisseurs de puissance, on distingue 4 grandes familles : hacheurs, onduleurs, redresseurs et gradateurs. Voir figure ci-dessous

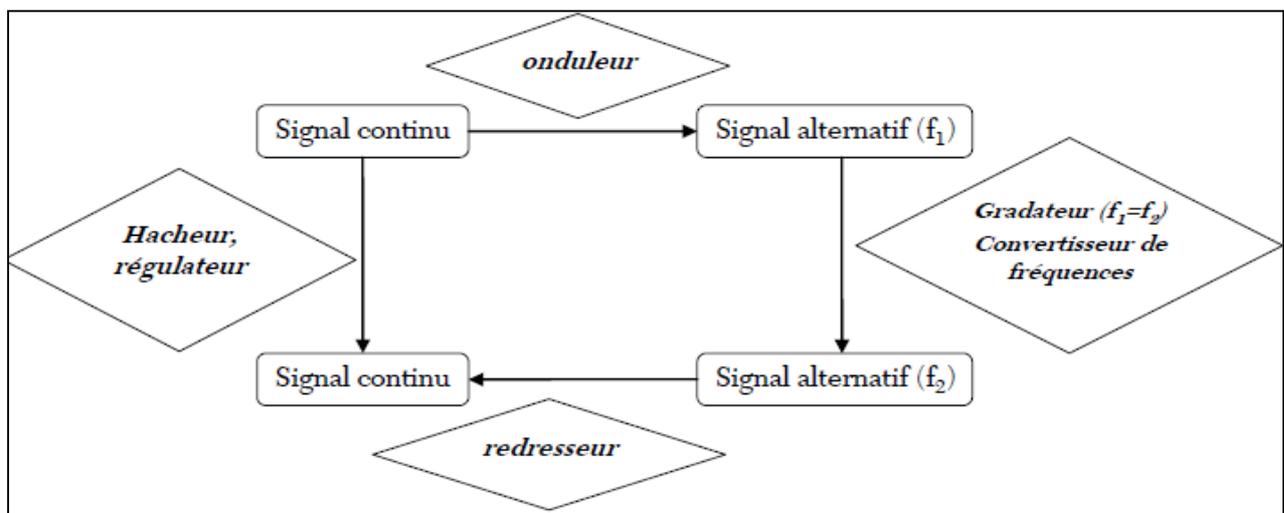


Figure I-30 les différentes types des convertisseurs

1-4-4-1. Les hacheurs :

Les hacheurs sont des convertisseurs continu-continu. Ils mettent en œuvre un ou plusieurs interrupteurs commandés (thyristors, diodes et transistors) qui permet de modifier la valeur de la tension d'une source de tension continue avec un rendement élevé.

On distingue deux types d'hacheurs : Hacheur à liaison direct et hacheur de liaison indirect.

– un hacheur est dit direct s'il ne contient que des interrupteurs. Un tel convertisseur ne peut

relier que des sources de natures différentes. Parmi les hacheurs à liaison direct on trouve :

- Hacheur dévolteur ou hacheur en série (ou Buck) : La tension délivrée en sortie est inférieure à la tension appliquée en entrée. La source de sortie est un générateur de courant tandis que l'entrée est un générateur de tension.
- Hacheur élévateur ou hacheur en parallèle (ou Boost) : La tension délivrée en sortie est supérieur à la tension appliquée en entrée. La source de sortie est un générateur de tension tandis que l'entrée est un générateur de courant.

Il existe des hacheurs capables de travailler des deux manières (Boost-Buck).

- Un convertisseur est dit indirect ou à accumulation s'il contient des dispositifs de stockage d'énergie en plus des interrupteurs (condensateur ou bobine). Un tel convertisseur permet de relier des sources de même nature. Parmi les Hacheurs à liaison indirects On trouve :

- Le hacheur à stockage capacitif permet de relier deux sources de courant, par l'intermédiaire d'un condensateur (équivalent à une source de tension), qui doit accumuler, puis restituer au récepteur l'énergie délivrée par le générateur.
- Le hacheur à stockage inductif permet de relier deux sources de Tension, par l'intermédiaire d'un condensateur (équivalent à une source de courant), qui doit accumuler, puis restituer au récepteur l'énergie délivrée par le générateur.[27]



Figure I-31 exemple d'un Hacheur[27]

I-4-4-2. Les redresseurs :

Les redresseurs sont des convertisseurs alternatif-continu. Ils sont destinés à alimenter une charge qui nécessite de l'être par une tension ou un courant continu à partir d'une source alternative.

Les redresseurs non commandés, essentiellement réalisés à partir de diodes, sont utilisés lorsque la tension de sortie n'a pas besoin d'être ajustée.

Les redresseurs commandés dont la tension de sortie peut-être variable et ajustée par l'opérateur comportent des thyristors ou des ensembles de diodes et de thyristors. Ces redresseurs ne sont plus utilisés qu'en forte puissance et lorsqu'il est nécessaire de faire varier les grandeurs électriques en sortie. [28]



Figure I-32 exemple d'un redresseur[28]

I-4-4-3. Les gradateurs:

Les gradateurs sont des dispositifs de l'électronique de puissance destinés à modifier un signal électrique dans le but de faire varier sa tension et son intensité efficace de sortie et de modifier ainsi la puissance dans la charge. Ce dispositif est utilisé sur des tensions alternatives (souvent sinusoïdales) : c'est un convertisseur direct alternatif-alternatif.

Ils peuvent être réalisés par des groupes de thyristors montés en anti-parallèle, ou bien éventuellement, par des associations thyristors-diodes dans le cas de raccordement à des réseaux polyphasés.

Les gradateurs sont utilisés pour réaliser des variateurs pour certains appareils fonctionnant sur le réseau (lampes halogènes, aspirateurs domestiques, outillage électroportatif...), pour la régulation de chauffage électrique, ainsi que dans de nombreux processus industriels (float glass pour la fabrication du verre, réchauffage de fluides en pétrochimie, fours à diffuser, etc...).[29]



Figure I-33 exemple d'un Gradateur[29]

I-4-4-4. Les onduleurs :

Un onduleur est un dispositif d'électronique de puissance permettant de délivrer des tensions et des courants alternatifs à partir d'une source d'énergie électrique continue. Contrairement au redresseur Il est un convertisseur statique de type continu/alternatif.

Les onduleurs sont basés sur une structure en pont en H, constituée le plus souvent d'interrupteurs électroniques tels que les IGBT, des transistors de puissance ou thyristors. Par un jeu de commutations commandées de manière appropriée (une modulation de largeur d'impulsion MLI), on module la source afin d'obtenir un signal alternatif de fréquence désirée.

Il existe deux types d'onduleurs L'ondeur autonome et L'ondeur non autonome.

L'ondeur autonome délivre une tension avec une fréquence ajustable par l'utilisateur. En d'autre terme c'est l'ondeur qui impose la fréquence du fonctionnement de la charge.

L'ondeur non-autonome est un montage redresseur tout thyristors (pont de Graetz) qui, en commutation naturelle assistée par le réseau auquel il est raccordé, permet un fonctionnement en ondeur (par exemple par récupération de l'énergie lors des périodes de freinage dans les entraînements à moteurs électriques DC).[30]



Figure I-34 Un onduleur pour une centrale solaire photovoltaïque.[28]

I-5. Les Moteurs Asynchrones :

I-5-1 Critères de choix du type du moteur :

La pompe nécessite une énergie mécanique en entrée pour fonctionner. Cette énergie mécanique est fournie dans la plupart des cas par un moteur.

Généralement, trois types de moteurs sont utilisés dans les systèmes de pompage PV :

- Les moteurs à courant continu.
- Les moteurs à courant alternatif (asynchrones).

- Les moteurs à courant continu, sans balais, à commutation électronique (Brushless permanent magnet DC motors).

Les critères qui permettent d'établir le choix le plus judicieux du moteur sont les suivants:

- ✓ Bon rendement.
- ✓ Souplesse de fonctionnement.
- ✓ Robustesse du matériel afin de limiter au maximum l'entretien et les risques de pannes.
- ✓ Fiabilité et autonomie de l'installation.
- ✓ Faible puissance au démarrage.[31]

Le Tableau 2 présente les avantages et inconvénients de chacun de ces moteurs:

	Avantages	Inconvénients
Moteur asynchrone	<ul style="list-style-type: none"> - Disponible dans le marché avec un coût bas. - Son entretien est nul du fait de l'absence complète de pièces en frottement. - Son utilisation augmente l'autonomie et la fiabilité de l'installation. - Disponible pour une large plage de charge. - Le rapport puissance / poids est élevé. 	<ul style="list-style-type: none"> - Nécessité d'utiliser un onduleur avec des spécifications photovoltaïque (coût supplémentaire) - Chute de rendement aux faibles puissances. - Appel de courant au démarrage qui peut atteindre cinq fois l'intensité normale.
Moteurs à courant continu avec balais	<ul style="list-style-type: none"> - Simplicité et facilité de régulation (variation de vitesse, couple,..) - Couplage direct avec le générateur (sans onduleur). -Rendement élevé pour les faibles charges. 	<ul style="list-style-type: none"> - Présence de balais et collecteur qu'il faut vérifier périodiquement. - Plus lourd et plus coûteux.
Moteurs à courant continu sans balais (brushless DC)	<ul style="list-style-type: none"> - Rendement élevé pour un large gamme de vitesse. - Couplage directe avec le générateur photovoltaïque. -Moins de maintenance avec une bonne fiabilité. - Un rapport couple / poids élevé, d'où un volume modéré. 	<ul style="list-style-type: none"> - Nécessite un système de commutation (coût supplémentaire).

Tableau 2 Les principaux avantages et inconvénients de différents types de moteurs utilisés le plus souvent dans les systèmes de pompage.

1-5-2 STRUCTURE DU MOTEUR ASYNCHRONE:

On classe les différentes pièces rencontrées dans toute machine tournante selon les trois grandes fonctions réalisées : électrique, magnétique et mécanique.

1-5-2-1. Le stator :

Partie fixe constitué par la carcasse du moteur sur laquelle sont montés trois enroulements (bobines) parcourus par des courants triphasés et possède p paires de pôles. Les enroulements sont décalés de 120° entre eux.

Les courants alternatifs dans le stator créent un champ magnétique tournant à la vitesse de synchronisme.

Vitesse de synchronisme: c'est la vitesse angulaire du champ magnétique tournant. Elle s'exprime en rad.s^{-1} . Elle est reliée à la pulsation du courant triphasé et au nombre de paires de pôles du moteur: La vitesse angulaire de synchronisme n_s est :

$$n_s = \frac{f}{p} \quad \text{..... (1-2)}$$

- n_s : vitesse synchrone de rotation du champ tournant en (rd.s^{-1}) .
- P : nombre de paires de pôles du moteur.
- f : fréquence des courants alternatifs en rad.s^{-1} .

1-5-2-2. Le rotor :

Partie tournante solidaire de l'axe du moteur, n'est reliée à aucune alimentation. Il en existe deux types :

Rotor en cage d'écureuil : constitué des barres métalliques (alliages aluminium pour l'alléger) parallèles sont reliées par deux couronnes de faible résistance. Ce rotor facile à construire présente un faible coût.

Rotor bobiné : les barres métalliques forment un enroulement triphasé. Les extrémités de ces enroulements sont soudées à trois bagues.

Des balais frottant sur ces bagues permettent d'accéder au rotor. Le rotor tourne à la vitesse de

rotation $n_R < n_S$.

Ces conducteurs sont parcourus par des courants induits : courant de Foucault.

I-5-2-3. Entrefer :

L'entrefer est l'espace entre le stator et le rotor. La relation entre la pulsation et la fréquence du courant:

$$\Omega = 2\pi \cdot f \quad \dots\dots\dots (I-3)$$

Rappelons également les relations entre vitesse angulaire et fréquence de rotation f_s

Si f_s est en $\text{tr} \cdot \text{min}^{-1}$ alors $\omega_s = \frac{2\pi \cdot f_s}{60}$ $\dots\dots\dots (I-4)$

Si f_s est en $\text{tr} \cdot \text{s}^{-1}$ alors $\omega_s = 2 \cdot \pi \cdot f_s$ $\dots\dots\dots (I-5)$

S: le rotor du moteur tourne toujours un peu moins vite que le champ tournant (vitesse de synchronisme n_S). On dit que le rotor « glisse » par rapport au champ tournant.

Le glissement S c'est l'écart relatif entre la vitesse de synchronisme n_S et sa vitesse réelle n_R .

Le glissement est défini par:
$$S = \frac{n_S - n_R}{n_S} = \frac{\Omega_S - \Omega_R}{\Omega_S} \quad \dots\dots\dots (I-6)$$

- n_S : vitesse de rotation de synchronisme du champ tournant (imposé par le réseau) en $(\text{tr} \cdot \text{s}^{-1})$.
- n_R : vitesse de rotation du rotor en $(\text{tr} \cdot \text{s}^{-1})$.
- Ω_S : pulsation des courants inducteurs (rad/s).
- Ω_R : pulsation des courants induits (rad/s).
- S est un nombre positif, sans unité et inférieur à 1. On l'exprime en %. [31]

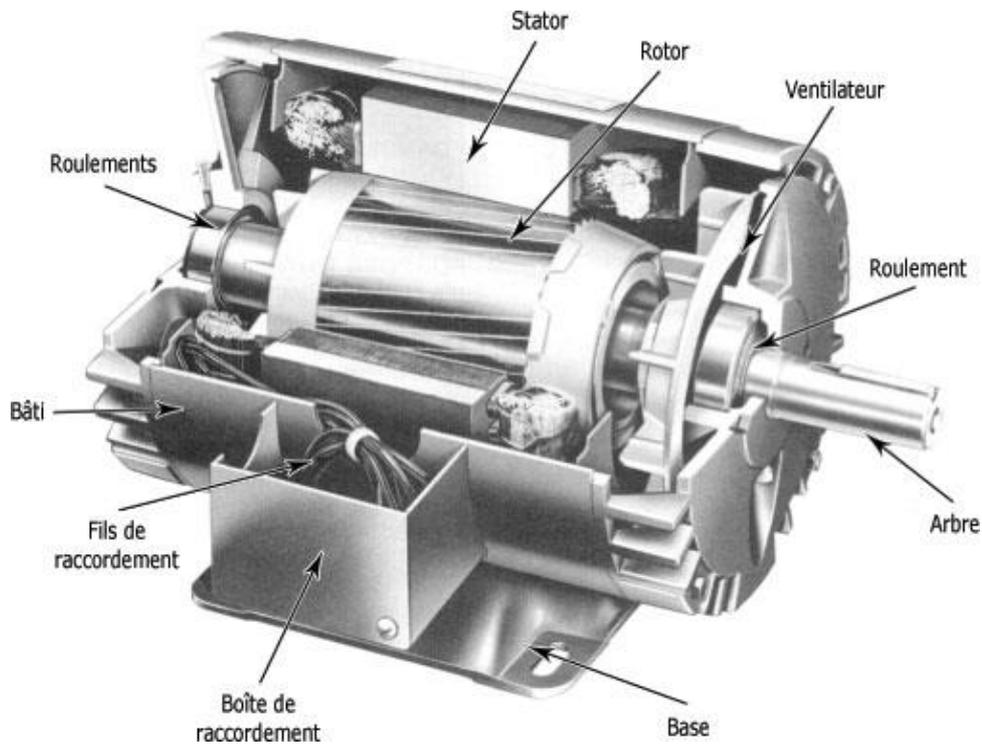


Figure I-35 structure d'un Moteur Asynchrone[31]

1-5-3 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT :

Les trois enroulements statoriques (trois enroulements identiques décalées de 120°) alimentés par un réseau triphasé équilibré créent dans l'entrefer un champ magnétique tournant à la fréquence de rotation de synchronisme n_s . Les conducteurs du rotor sont soumis à ce champ tournant. Ils sont alors traversés par des courants de Foucault induits. D'après la loi de Lenz (" les courants induits s'opposent par leurs effets à la cause qui leur donnent naissance "). Les enroulements du rotor étant en court-circuit, la circulation des courants sont alors possibles. Les forces de Laplace qui en résultent exercent des moments sur le rotor. Le rotor tourne alors à la fréquence de rotation n_R . De par son principe la fréquence de rotation du rotor est inférieure à la fréquence de synchronisme f_s : $f_R < f_s$ [31]

1-6. LES POMPES HYDRAULIQUES :

1-6-1 Principe générale et classification : [33]

Le principe de la pompe est apparu dès que l'homme a su construire un habitat artificiel pour se protéger des éléments naturels. Le besoin en eau nécessaire à sa survie l'obligea à trouver un système de transport de cette eau, du puits ou de la rivière à son habitat. Il faudra attendre la fin

du XVIII^e siècle pour que les premières pompes soient réellement construites et utilisées de façon industrielle.

Les pompes permettent de déplacer un liquide d'un point à un autre. Pour déplacer ce liquide il faut lui communiquer de l'énergie. Les pompes remplissent cette fonction. Le moteur qui alimente les pompes transforme l'énergie thermique ou électrique en énergie mécanique pour permettre le mouvement des organes des pompes. Cette énergie mécanique est retransmise au fluide. Cette énergie fluide se traduit sous forme de débit (énergie cinétique) et de pression (énergie potentielle). Ces énergies vont s'échanger et se consommer dans les circuits de l'installation.

La classification des pompes hydraulique peut se faire selon :

- Les mouvements mécaniques
- Le mode de déplacement du fluide
- Le mode de fonctionnement
- Le domaine d'utilisation ...

La classification la plus importante est selon le mode de fonctionnement. Nous allons détailler ce critère dans le paragraphe suivant.

Selon le mode de fonctionnement :

Ils sont de deux types : volumétrique ou centrifuge.

I-6-1-1. Pompe Volumétrique :

Le déplacement du fluide est dû aux transports d'un volume V_0 à chaque rotation. Les pompes volumétriques ou à capacité variable sont des pompes dans lesquels l'écoulement du fluide résulte de la variation d'une capacité occupée par le fluide.

I-6-1-2. Pompe Centrifuge :

La pompe centrifuge est une machine tournante qui grâce à un rotor à aubes convenablement orientées augmente l'énergie cinétique et projette à l'aide de la force centrifuge le liquide à la périphérie sur la volute. A la sortie et à l'aide d'un divergent, une grande partie de l'énergie cinétique se transforme en pression motrice.

Les pompes centrifuges sont très utilisées pour les applications avec énergie photovoltaïque parce que le moteur peut fournir une vitesse de rotation rapide à peu près constante. De plus, Ces pompes peuvent également s'adapter à de petits forages, ce qui permet de capter les nappes phréatiques profondes qui ont souvent un niveau d'eau dynamique entre 30 et 100 mètres.



Figure I-36 exemple d'une pompe hydraulique centrifuge[33]

I-6-2 CONSTITUTION D'UNE POMPE CENTRIFUGE :

La pompe centrifuge se compose essentiellement de :

1- Un distributeur fixe, le plus souvent réduit à une simple tubulaire profilée, qui donne au fluide une vitesse et une direction convenables, et conduisant ce dernier depuis la section d'entrée de la machine jusqu'à l'entrée de la roue .

Le distributeur est généralement constitué par un cône convergent qui permet de réaliser une meilleure disposition des filets liquides en améliorant le parallélisme et l'égalité des vitesses. Il est précédé, à l'amont par la canalisation d'aspiration;

2- Une roue ou impulseur, placée sur l'arbre de la pompe appelée aussi rotor (mobile) qui est l'élément actif de la pompe, son rôle est de transformer l'énergie mécanique appliquée à l'arbre en énergie hydrodynamique (énergie de pression et énergie cinétique).

3- Un diffuseur fixe qui transforme l'énergie cinétique du fluide à la sortie de la roue en énergie de pression (énergie potentielle).

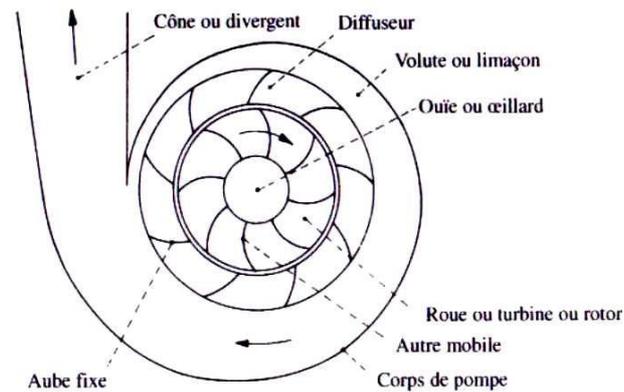


Figure I-37 coupe transversale d'une pompe centrifuge[34]

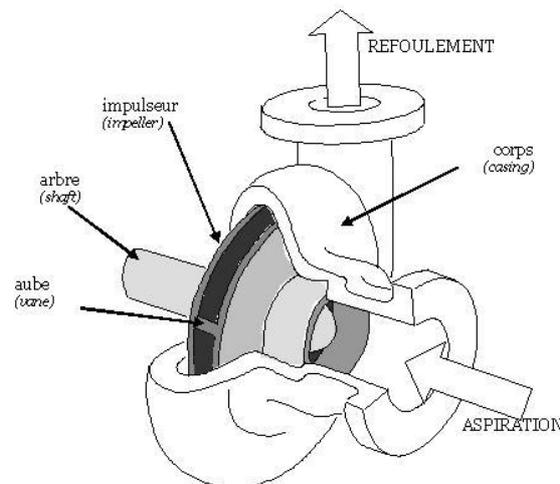


Figure I-38 perspective d'une pompe centrifuge [34]

Pour pomper l'eau dans un forage ou alimenter un système d'irrigation, il faut disposer d'une forte pression de refoulement qui pourrait être provoquée par une pompe monocellulaire équipée d'une roue à grand diamètre.

Ce même mouvement peut être décomposé à chaque instant en deux mouvements distincts :

- 1- Un mouvement d'entraînement caractérisé par la vitesse u .
- 2- Un mouvement relatif (déplacement du liquide par rapport aux aubes), caractérisé par la vitesse w .

Ainsi la vitesse absolue v d'une particule liquide qui glisse entre deux aubes est égale à la somme vectorielle des deux vitesses précédentes : [34]

$$\vec{V} = \vec{U} + \vec{W}$$

1-6-3 Principe de fonctionnement d'une pompe centrifuge :

Sous l'effet de la rotation de la roue, le liquide emmagasiné entre les aubes de la roue est projeté de la région axiale vers le diffuseur à cause de la force centrifuge ; de ce fait une dépression est créée à l'entrée de la pompe d'où l'effet d'aspiration du liquide et en même temps une compression à la sortie de la roue, cela suffit pour établir le mouvement continu de l'écoulement.

A la sortie de la roue, le liquide est récupéré dans une volute reliée à l'orifice de refoulement où l'énergie cinétique est transformée en énergie potentielle, on dispose ainsi à l'orifice de refoulement un débit sous une pression qui se traduit par une hauteur manométrique de refoulement. [34]

1-6-4 Les avantages et les inconvénients des pompes centrifuges :

1-6-4-1. Avantage :

- construction simple en général, une seule pièce en mouvement : le rotor.
- Prix peu élevé.
- Encombrement réduit.
- Jeu assez large, donc facilité de manipuler des liquides contenant des solides en suspension.
- Entretien en général peu coûteux.
- Peu d'influence de l'usure ou de la corrosion sur les caractéristiques.
- Faible NPSH requis en général (Net Positive Suction Head) hauteur manométrique d'aspiration disponible.
- Très large gamme de qualités matières suivant le service requis.
- Grand flexibilité d'utilisation.
- Ajustement automatique du débit à la pression.
- Puissance absorbée limitée, donc sans danger.

1-6-4-2. Inconvénients :

- Limitation de la viscosité.
- En fait, la pompe centrifuge est limitée pratiquement à des viscosités de l'ordre de
- 100cSt (centistokes) et son rendement chute rapidement au-delà de cette valeur.

- Débit légèrement instable, dans les basses valeurs : difficulté de contrôler le débit.[35]

I-7. Les Nappes Albiennes :

I-7-1 Les ressources en eaux du Sahara Algérienne :

Le Sahara algérien est subdivisée en quatre unités hydrogéologiques (Fig.I-39) qui sont :

- L'unité de Saoura-Tindouf.
- L'unité du Chott Melrhir.
- L'unité du Hoggar-Tassili.
- L'unité du Sahara septentrional :Ce système aquifère formé par les nappes aquifères du Continental Intercalaire (Nappe Albiennes) et du Complexe Terminal s'étend dans sa plus grande partie dans le territoire saharien algérien.

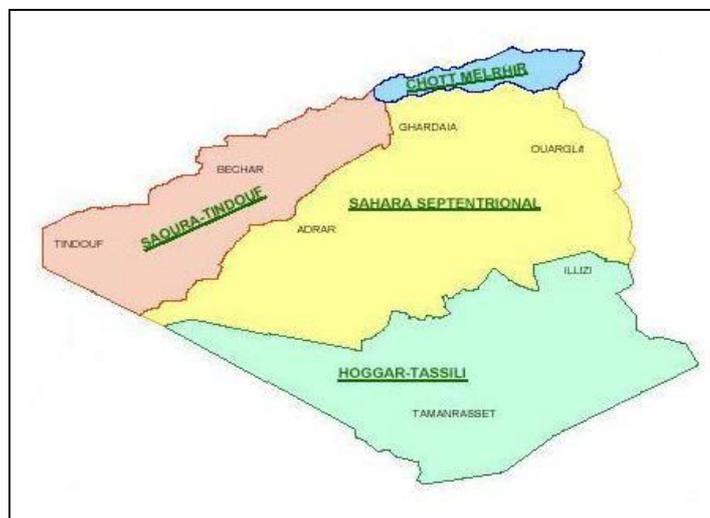


Figure I-39 les quatre unités hydrologiques du Sahara Algérienne [37]

Les nappes du Continental Intercalaire et du Complexe Terminal étant deux nappes d'eau plus ou moins chaudes selon leur profondeur, elles représentent par conséquent les principales ressources géothermiques du Sahara algérien.

Cependant Adrar se situe au sein de La nappe Albienne (voir figure ci-dessous) qui est la plus chaude et la plus vaste. [37]

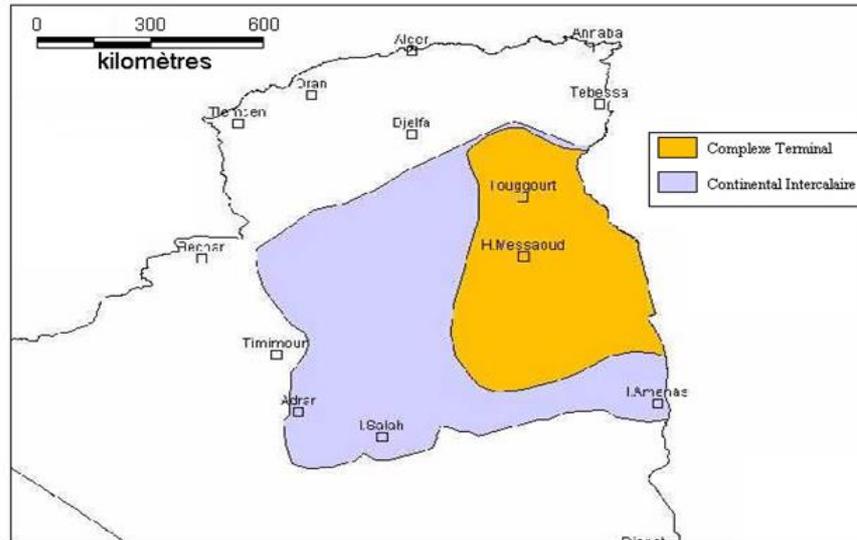


Figure I-40 limite géographique du complexe terminal et du continental intercalaire

Nous allons essayer dans ce qui suit de donner les différentes caractéristiques de cette nappe.

1-7-2 Caractéristique de la nappe Albienne : [38]

1-7-2-1. Alimentation - écoulement

La nappe du Continental Intercalaire est une nappe fossile c'est-à-dire qu'elle est faiblement alimentée par rapport à son volume. Les conditions d'alimentation restent toujours mal connues vu son extension importante et l'accès difficile dans certaines régions.

La recharge actuelle de la nappe du Continental Intercalaire s'effectue principalement par infiltration des eaux de ruissellement des oueds qui descendent des massifs montagneux de l'Atlas saharien au Nord, des monts du Dahar à l'Est de la Tunisie et des Oueds de l'extrémité occidentale du Tademaït. Pendant les années exceptionnellement humides, une alimentation faible s'effectue directement par infiltration des précipitations sur les zones d'affleurement du réservoir et dans le grand Erg occidental. En 1961 A. Cornet estimait cette alimentation à 25m. La continuité des formations perméables du Crétacé inférieur a permis le transport et la régularisation des eaux infiltrées des régions hautes vers les régions basses. L'écoulement des eaux provenant de l'Atlas saharien se divise en deux principales directions d'écoulements :

- Une partie s'écoule vers le Sud et le Sud-Ouest vers les exutoires qui jalonnent les régions du Touat-Gourara et du Tidikelt et vers les zones évaporatoires du grand Erg occidental.
- Une autre partie s'écoule vers le Nord-Est (Zone côtière tunisienne) par l'intermédiaire des failles d'El Hamma et de Medenine.

I-7-2-2. Profondeur du réservoir

Avant d'entamer l'interprétation de la carte des profondeurs du réservoir, nous donnons les définitions nécessaires à la compréhension:

- ***Aquifère:*** formation géologique poreuse ou fracturée (réservoir) susceptible de contenir une nappe d'eau.
- ***Nappe d'eau:*** masse d'eau contenue dans une formation géologique. Le niveau d'eau de la nappe varie en fonction du remplissage de la nappe.

Le niveau piézométrique désigne le niveau le plus haut atteint par l'eau d'une nappe montant dans un conduit de forage atteignant cette nappe.

- ***Nappe aquifère :*** désigne l'ensemble formé par le réservoir et la nappe d'eau.

Le réservoir doit être suffisamment perméable pour capter cette eau (par source ou forage).

Suivant la profondeur de la nappe on distingue trois types de nappes :

- ***Nappe phréatique:*** nappe atteinte par les forages de puits (entre 0 à 50m).
- ***Nappe de subsurface:*** nappe atteinte par les forages de puits (entre 50 à 250m).
- ***Nappe profonde:*** nappe atteinte par les forages de puits (Au-delà de 250m).

La nappe aquifère peut être désignée de libre ou captive ;

- ***Nappe libre:*** est une nappe aquifère en affleurement (En communication directe avec l'air libre) dans ce cas elle est directement alimentée par infiltration des eaux de pluie.
- ***Nappe captive :*** est une nappe aquifère profonde située dans un réservoir recouvert par une formation imperméable. Elle n'est pas donc directement alimentée à partir du sol. La nappe captive peut-être artésienne (Dans le forage qui la capte l'eau jailli au sol).

I-7-2-3. Carte des profondeurs

L'analyse de près de 150 forages (pétroliers et hydrauliques) a permis de dresser une cartographie de la profondeur du réservoir (Figure I-41) dans la région d'étude. Ces profondeurs sont exprimées par rapport au niveau de la mer. [39]

A travers cette carte il apparaît bien que la nappe est libre à l'extrême Ouest (zone d'affleurement de la nappe à Adrar et In Salah) et elle est captive à l'Est.

La nappe du Continental Intercalaire s'enfonce à plus de 500m dans la partie centrale du bassin, à partir de là, elle devient de plus en plus profonde vers le Nord-Est ou elle forme un bassin

subsident à la limite de la flexure sud atlasique.

Les profondeurs maximales enregistrées sont à plus de 2000 m, ce cas est rencontré à Touggourt et à Biskra.

Toute la zone Est de la nappe, limitée par la courbe d'iso-profondeur (500m) et qui s'étend sur plus de 40% de la surface totale de la nappe semble être la partie de la nappe la plus intéressante du point de vue géothermique puisque elle est assez profonde pour procurer la chaleur aux eaux.

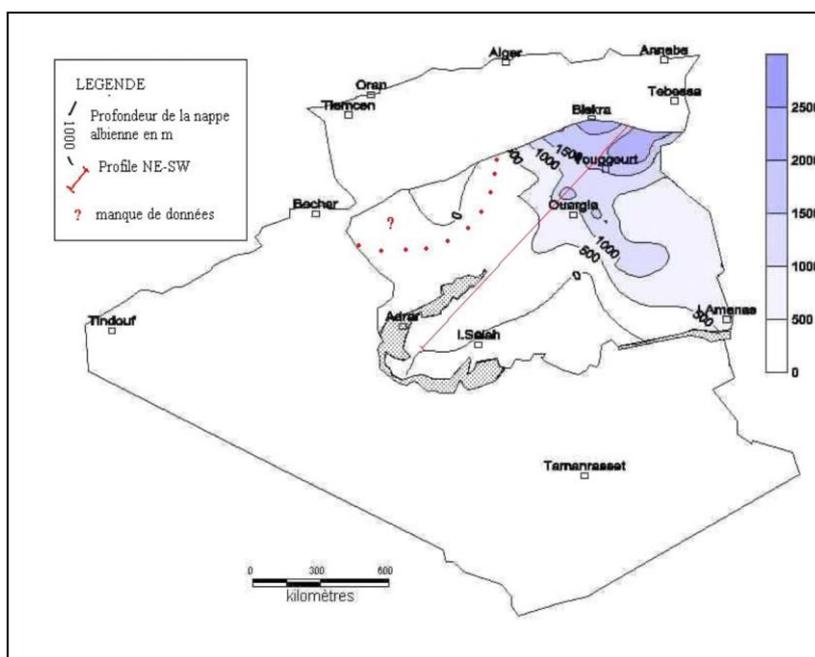


Figure I-41 carte des profondeurs de la nappe albienne [38]

Région	Profondeur (m)	Epaisseurs (m)
Touggourt	1600	500
EL Oued	2000	500
Ouargla	1000	700
Ghardaia	500	800
El Golea	200	600
Adrar	0 Affleure	200
In Salah	0 Affleure	300

Tableau 3 Profondeurs et épaisseur de la nappe Albienne dans quelques villes du Sud algérien y Compris Adrar [39]

Les plus importantes sont enregistrées à l'Est de la nappe albienne. Elles sont de l'ordre de 700m, alors qu'Adrar qui se situe à l'ouest ne présente que 200m d'épaisseur.

II. Modélisation des différents éléments du Système

II-1. Introduction :

Les nouvelles solutions technologiques proposées par les générateurs hybrides même si elles sont très complexes comparativement aux solutions courantes mono-source, elles présentent par contre un intérêt évident par leur flexibilité incomparable, leur souplesse de fonctionnement et leur prix de revient vraiment attractif.

Le schéma général suggéré du système de pompage est représenté par la figure II-1. Il est constitué principalement par:

- Un générateur photovoltaïque et un générateur éolien,
- Un aérogénérateur (génératrice synchrone à aimant permanent) GSAP.
- Deux convertisseurs statiques, l'un permettant la transformation CC-AC et l'autre CC-CC pour adapter la charge au générateur photovoltaïque.
- Un redresseur à diodes permettant la transformation AC-CC, et un hacheur pour adapter la charge au générateur éolien.
- Une motopompe qui comprend un moteur asynchrone et une pompe centrifuge.

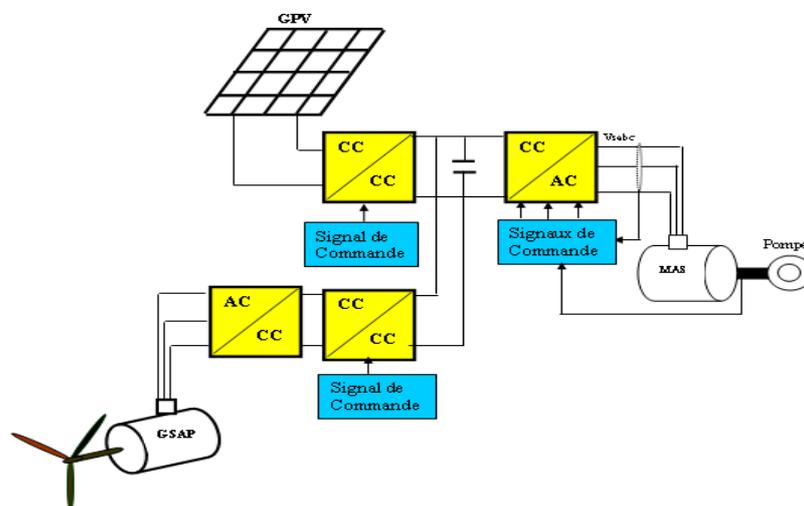


Figure II-1 Schéma synoptique du système global de pompage.

Nous allons dans ce chapitre modéliser le champ photovoltaïque, le champ éolien ainsi que les convertisseurs statiques et les pompes hydrauliques.

II-2. Modélisation du champ Photovoltaïque :

II-2-1 Modélisation et paramètres électrique d'une cellule solaire [40,41] :

II-2-1-1. Modèle :

Pour développer un circuit équivalent précis pour une cellule PV, il est nécessaire de comprendre la configuration physique des éléments de la cellule aussi bien que les caractéristiques électriques de chaque élément. Le tracé de la variation de la densité de courant en fonction de la tension d'une cellule PV dans l'obscurité et sous illumination (figure II-2) semble la moyen la plus convenable pour accéder à bon nombre de paramètres physiques et caractéristiques électrique du composant.

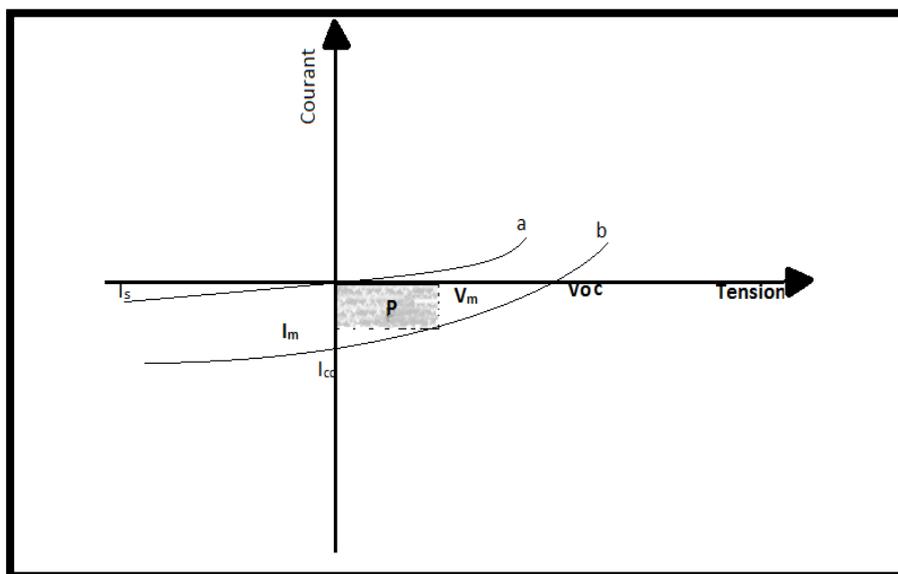


Figure II-2 Caractéristiques courant/tension d'une cellule PV réceptrice

a) obscurité b) sous éclairage.

La figure II-2 montre que la caractéristique courant/tension dans l'obscurité est décalée par rapport à celle qui est sous illumination, d'une valeur I_{cc} qui traduit la génération constante du courant électrique

Le modèle électrique le plus utilisé par de nombreux auteurs pour obtenir les paramètres susmentionnés d'une cellule PV éclairée qui joue le rôle d'un générateur de courant, est représenté selon le schéma sous mentionné (figure II-3). Il tient compte des résistances série R_s qui représente les pertes ohmiques et parallèle R_p (Rshunt en anglais) qui modélise les fuites du courant.

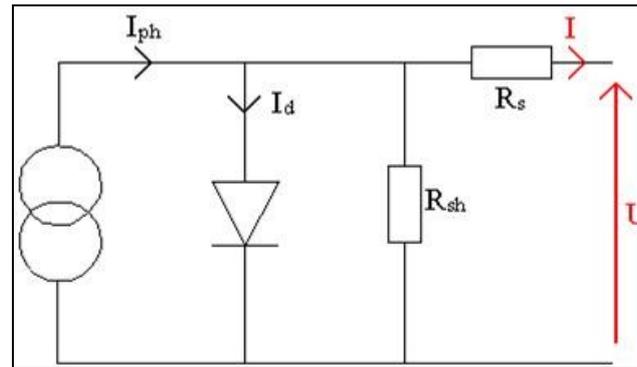


Figure II-3 modèle électrique d'une cellule solaire

- I est le courant fourni par la cellule lorsqu'elle fonctionne en générateur.
- V est la tension aux bornes de cette même cellule.
- I_{cc} est le courant de court-circuit de la cellule dépendant de l'éclairement et de la température
- R_{sh} est la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction.
- R_s la résistance série représentant les diverses résistances de contacts et de connexions.

Le courant peut s'exprimer sous la forme :

$$I = I_{cc} - I_0 \left[\exp \left(\frac{(V + R_s \cdot I)}{A \cdot U_T} \right) - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad \text{..... (II-1)}$$

Donc, une cellule photovoltaïque ne se comporte ni comme une source de tension idéale, ni comme une source de courant idéale.

II-2-2 Paramètre des cellules photovoltaïques :

Les paramètres des cellules photovoltaïques (I_{cc} , V_{co} , FF, η) extraits des caractéristiques courant-tension, permettent de comparer différentes cellules éclairées dans des conditions identiques. Ces paramètres sont définis comme suit :

A. Courant de court-circuit I_{cc} :

Le courant le plus important que l'on puisse obtenir avec une cellule solaire. Il augmente généralement avec l'intensité d'illumination et dépend : de la surface éclairée, de la longueur d'onde du rayonnement incident, de la mobilité des porteurs et de la température. I_{cc} est la valeur du courant lorsque la tension est nulle ($V=0$).

B. Tension à circuit-ouvert V_{co} :

C'est la tension mesurée lorsqu'aucun courant ne circule dans le dispositif P.V. Elle dépend du type de cellule solaire, des matériaux de la couche active, et de l'éclairement de la cellule.

$$V_{co} = \frac{KT}{q} \ln \left(\frac{I_{ph}}{I_s} + 1 \right) \quad \dots\dots\dots (II-2)$$

C. Facteur de forme FF :

Il détermine la qualité électrique de la cellule ; il est déterminé par l'équation suivante :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} \cdot I_{cc}} = \frac{I_m \cdot V_m}{V_{co} \cdot I_{cc}} \quad \dots\dots\dots (II-3)$$

Où I_m et V_m : représentent le courant et la tension du point de fonctionnement qui permet d'extraire le maximum de puissance (P_{max}) de la cellule.

Le point de fonctionnement est imposé par la résistance de charge et non pas la cellule elle-même. Un choix judicieux de la résistance de charge permettra donc d'obtenir la puissance maximale soit : $P_{max} = I_m \cdot V_m$ (II-4)

D. Le rendement η :

Est défini par le rapport entre la puissance maximale délivrée par la cellule (P_{max}), et la puissance lumineuse incidente (P_{in}) on a :

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{FF \cdot I_{cc} \cdot V_{co}}{P_{in}} \quad \dots\dots\dots (II-5)$$

Ce rendement peut être optimisé en augmentant le facteur de forme, I_{cc} , V_{co} . C'est un paramètre essentiel car la seule connaissance de sa valeur permet d'évaluer les performances de la cellule.

E. Le rendement quantique externe :

EQE [external quantum efficiency] est défini par le rapport du nombre d'électrons circulant dans le circuit externe connecté à la cellule, sur le nombre des photons incidents à la surface du composant .

$$EQE = \frac{\text{nbr d'électrons dans le circuit externe}}{\text{nbr de photons incidents}} \quad \dots\dots\dots (II-6)$$

II-2-3 Module Photovoltaïque [42, 43,44]:

Une cellule solaire a au maximum une tension de 0,6V à ses bornes ce qui est très faible par rapport aux utilisations courantes de l'énergie électrique. De même, le courant débité est relativement petit : quelques ampères au mieux, d'où l'intérêt de les associer pour former un panneau solaire aussi appelé module photovoltaïque figure II-4 afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et d'intensité souhaités.



Figure II-4 Module photovoltaïque[42]

L'association des cellules peut se faire soit en série pour augmenter la tension, en parallèle pour augmenter le courant ou encore en série–parallèle pour augmenter les deux paramètres simultanément. Dans tous les cas, la puissance électrique augmente avec le nombre de cellules qui sont identiques.

II-2-3-1. Association en série :

Une association de N_S cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque (GPV). Les cellules sont alors traversées par le même courant et la

caractéristique résultant du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule, figures II-4 et II-5 . Les panneaux commerciaux constitués de cellules de première génération sont habituellement réalisés en associant 36 cellules en série ($V_{cons}=0.6V*36=21.6V$) afin d’obtenir une tension optimale du panneau V_{OP} proche de celle d’une tension de batterie de 12V.

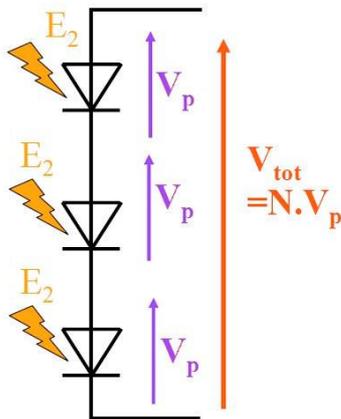


Figure II-5 Assemblage en série : un courant unique limité par la diode la moins éclairée[43]

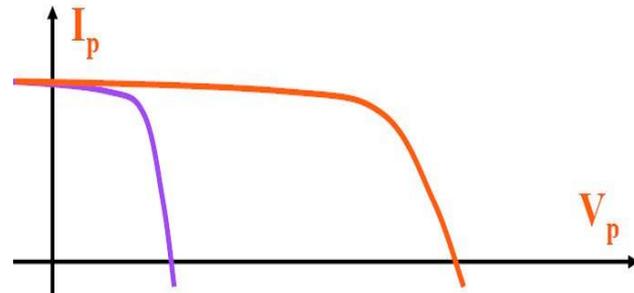


Figure II-6 Caractéristiques résultantes d’un groupement de N_s cellules en série.[43]

II-2-3-2. Association en parallèle :

D’autre part, une association parallèle de N_p cellules est possible et permet d’accroître le courant de sortie du générateur ainsi créé. Dans un groupement de cellules identiques connectées en parallèle, les cellules sont soumises à la même tension et la caractéristique résultant du groupement est obtenue par addition des courants, Figure II-7.

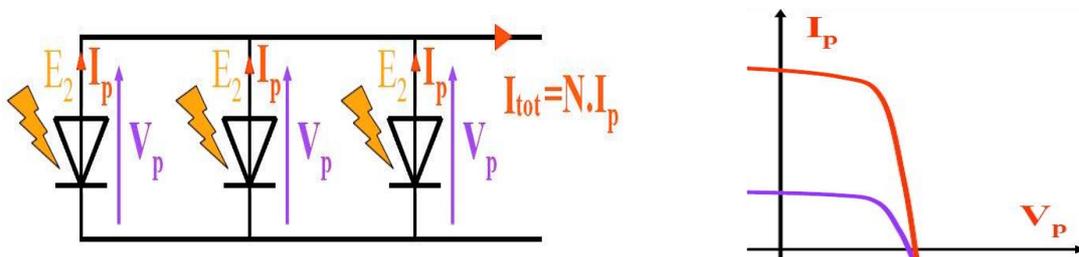


Figure II-7 Caractéristiques résultant d’un groupement de N_p cellules en parallèle.[44]

L’assemblage électrique le plus utilisé dans les modules est l’assemblage série pour des raisons de conversions électriques que nous verrons plus loin.

Pour qu’un générateur PV ainsi constitué puisse fonctionner de façon optimale, il faut que les (N_s .

N_p) cellules se comportent toutes de façon identique. Elles doivent pour cela être issues de la même technologie, du même lot de fabrication et qu'elles soient soumises aux mêmes conditions de fonctionnement (éclairage, température, vieillissement et inclinaison). En effet, une photopile ombragée par exemple (même partiellement) voit sa tension et surtout son intensité baisser considérablement. Une perte de puissance risque de provoquer une polarisation inverse avec dissipation d'énergie dans la diode défailante. Sur ce on utilise une diode by-pass qui se place en dérivation de la cellule pour ne pas limiter le courant en situation de déséquilibre.

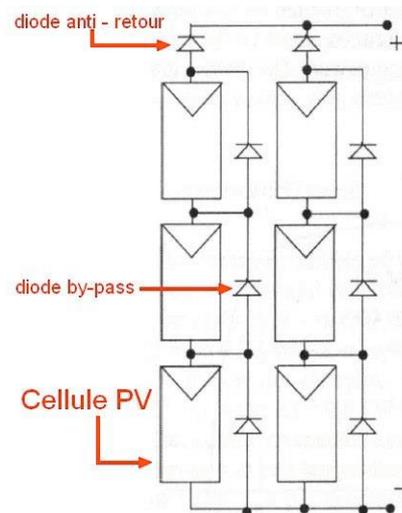


Figure II-8 Exemple d'un assemblage en série - parallèle avec diodes de protection [44]

La diode anti-retour empêche un courant négatif dans les GPV. Ce phénomène peut apparaître lorsque plusieurs modules sont connectés en parallèle, ou bien quand une charge en connexion directe peut basculer du mode récepteur au mode générateur, par exemple une batterie durant la nuit.

Les diodes by-pass peuvent isoler un sous-réseau de cellules lorsque l'éclairage n'est pas homogène évitant ainsi l'apparition de points chauds et la destruction des cellules mal éclairées.

II-2-3-3. Zone de fonctionnement [45] :

La caractéristique fondamentale du générateur photovoltaïque, pour un éclairage et une température donnée, n'impose ni le courant ni la tension de fonctionnement; seule la courbe I-V est fixée. C'est la valeur de la charge aux bornes du générateur qui va déterminer le point de fonctionnement du système photovoltaïque. La figure II-9 représente trois zones essentielles:

- zone(I) : fonctionnement comme générateur de courant

- zone(III) : fonctionnement comme générateur de tension, La tension est proche de la tension à vide V_{co} et le courant est faible.
- zone (II) : fonctionnement optimal, le point de fonctionnement appartient à la meilleure utilisation; la puissance absorbée est maximisée

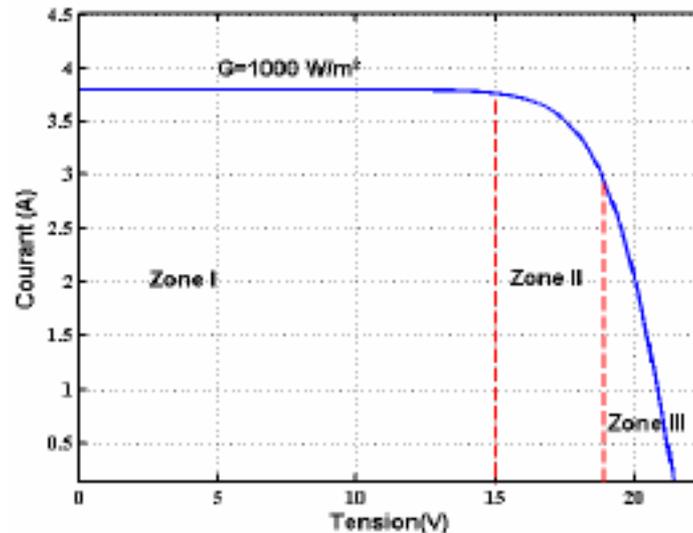


Figure II-9 zone de fonctionnement d'un générateur photovoltaïque [45]

II-2-3-4. Fonctionnement optimal du générateur [44]

Dans les conditions données, c'est au point de puissance maximale que l'on exploite au mieux la puissance crête installée. C'est pourquoi ce point est souvent qualifié de point de puissance optimale, terme traduisant mieux la caractéristique relative aux conditions d'éclairement et de température de la puissance fournie. L'utilisation du générateur étant le plus souvent considérée comme optimale en ce point noté (V_{opt}, I_{opt}) .

Le point fonctionnement du générateur est défini par l'intersection de sa caractéristique électrique avec celle de la charge. Seule une charge dont la caractéristique passe par le point (V_{opt}, I_{opt}) permet d'en extraire la puissance optimale disponible dans les conditions considérées et L'impédance statique optimale de charge vaut alors $R_{opt} = V_{opt}/I_{opt}$. L'utilisation optimale du générateur consiste alors à ce que sa charge conserve à chaque instant les valeurs optimales R_{opt} lorsque les conditions varient : il y a donc lieu d'effectuer en permanence l'adaptation d'impédance nécessaire.

II-3. Modélisation de l'aérogénérateur :

II-3-1 Principe de fonctionnement d'une éolienne à Axe Horizontale et lois théoriques :

II-3-1-1. Principe de fonctionnement

L'aérogénérateur permet de convertir l'énergie du vent en énergie électrique. Cette conversion se fait en deux étapes:

Au niveau de la turbine (rotor), qui extrait une partie de l'énergie cinétique du vent disponible pour la convertir en énergie mécanique, en utilisant des profils aérodynamiques. Le flux d'air crée autour du profil une poussée qui entraîne le rotor et une traînée qui constitue une force parasite.

Au niveau de la génératrice, qui reçoit l'énergie mécanique et la convertit en énergie électrique, transmise ensuite au réseau électrique.

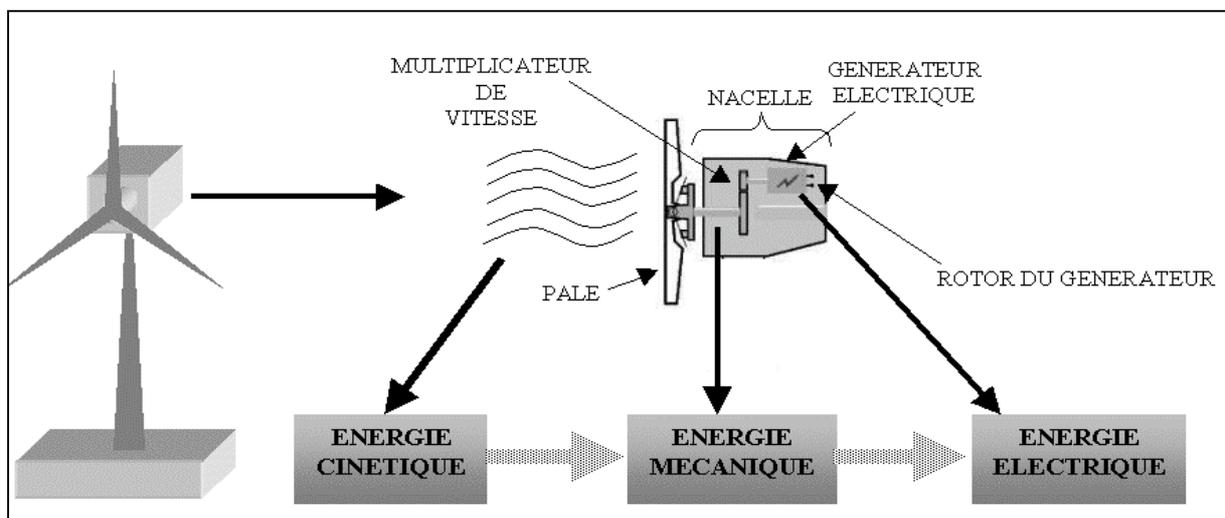


Figure II-10 Conversion de l'énergie cinétique du vent[46]

L'aérogénérateur utilise l'énergie cinétique du vent pour entraîner l'arbre de son rotor : cette énergie cinétique est convertie en énergie mécanique qui est elle-même transformée en énergie électrique par une génératrice électromagnétique solidaire au rotor. L'électricité peut être envoyée dans le réseau de distribution, stockée dans des accumulateurs ou utilisée par des charges isolées.

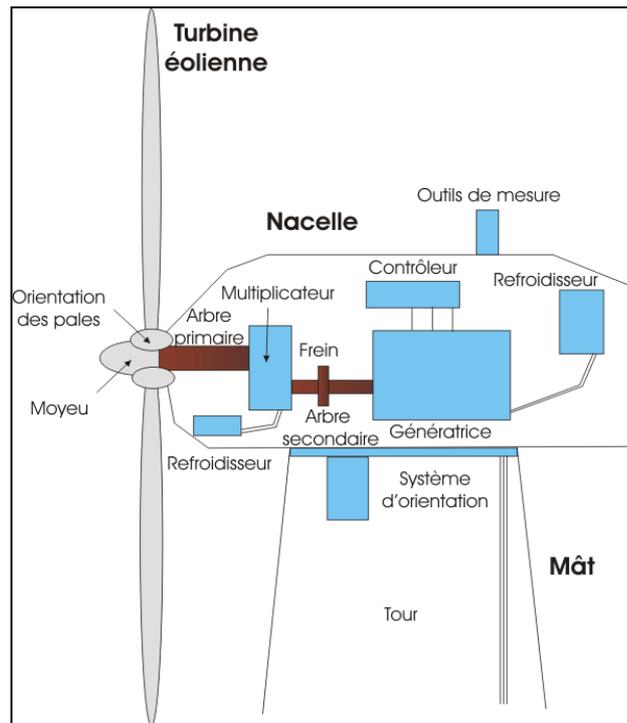


Figure II-11 constitution d'un Aérogénérateur [47]

1. **Les pales** : sont les capteurs de l'énergie cinétique qui transmettent l'énergie au rotor
2. **Le moyeu** : il est pourvu d'un système qui permet d'orienter les pales pour réguler la vitesse de rotation.
3. **L'arbre primaire** (ou arbre lent) : relie les pales au multiplicateur.
4. **Le multiplicateur** : il permet de réduire le couple et d'augmenter la vitesse. C'est l'intermédiaire entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire.
5. **L'arbre secondaire** : il amène l'énergie mécanique à la génératrice. Il est équipé d'un frein à disque mécanique qui limite la vitesse de l'arbre en cas de vents violents.
6. **Le générateur électrique** : il assure la production électrique. Sa puissance peut atteindre jusqu'à 5 MW. Il peut être une dynamo (produit du courant continu) ou un alternateur (produit du courant alternatif). L'alternateur est le plus utilisé pour des raisons de coût et de rendement.
7. **Le mât** : c'est un tube en acier, pilier de toute l'infrastructure. Sa hauteur est importante : plus elle augmente, plus la vitesse du vent augmente mais en même temps le coût de la structure augmente. En général, le mât a une taille légèrement supérieure au diamètre des pales.

8. **Le système d'orientation de la nacelle** : c'est une couronne dentée équipée d'un moteur qui permet d'orienter l'éolienne et de la verrouiller dans l'axe du vent grâce à un frein.

9. **Le système de refroidissement** : il est à air, à eau ou à huile et destiné au multiplicateur et à la génératrice.

10. **Les outils de mesure du vent** : girouette pour la direction et anémomètres pour la vitesse. Les données sont transmises à l'informatique de commande.

11. **Le système de contrôle électronique** : il gère le fonctionnement général de l'éolienne et de son mécanisme d'orientation.

12. Au pied du mât se trouve un **transformateur**. [48]

Il existe deux catégories d'éolienne à axe horizontal:

- **Amont** : le vent souffle sur le devant des pales en direction de la nacelle. Les pales sont rigides, et le rotor est orienté selon la direction du vent par un dispositif.

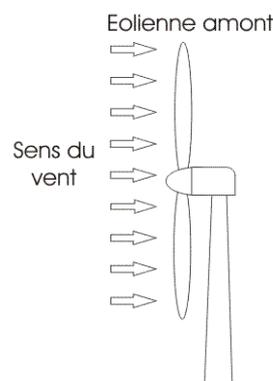


Figure II-12 Schéma d'une éolienne à axe horizontal amont [49]

- **Aval** : le vent souffle sur l'arrière des pales en partant de la nacelle. Le rotor est flexible, auto-orientable.

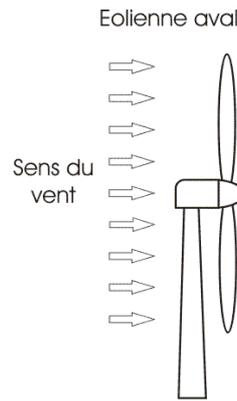


Figure II-13 Schéma d'une éolienne à axe horizontal aval [49]

La disposition turbine en amont est la plus utilisée car plus simple et donne de meilleurs résultats pour les fortes puissances : pas de gouverne, les efforts de manœuvre sont moins importants et il y a une meilleure stabilité.

II-3-1-2. Les lois théoriques :

A. Modélisation de la turbine et Loi de Betz [50 :53]

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. A partir de l'énergie cinétique des particules de la masse d'air en mouvement passant par la section de la surface active S de la voilure, la puissance de la masse d'air qui traverse la surface équivalente à la surface active S de l'éolienne est donnée par :

$$P_V = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot V_V^3 \quad \text{..... (II-7)}$$

- **La puissance moyenne récupérable**

En réalité, le dispositif de conversion (turbine éolienne) extrait une puissance P_{rec} inférieure à la puissance disponible P_{disp} .

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la Figure II-14, sur lequel on a représenté la vitesse du vent V_1 en amont de l'aérogénérateur et la vitesse V_2 en aval.

Supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé V_1 et la vitesse du vent après passage à travers le rotor V_2 .

$$V_m = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad \text{..... (II-8)}$$

La masse d'air en mouvement m de densité ρ traversant la surface S des pales en une

seconde est :

$$m = \frac{1}{2} \rho S (V_1 + V_2) \quad \dots\dots\dots (II-9)$$

La puissance P_m alors extraite s'exprime par la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent (seconde loi de newton) :

$$P_m = \frac{1}{2} m (V_1^2 - V_2^2) \quad \dots\dots\dots (II-10)$$

Soit en remplaçant m par son expression on trouve :

$$P_m = \frac{1}{4} \rho V (V_1 - V_2) (V_1^2 - V_2^2) \quad \dots\dots\dots (II-11)$$

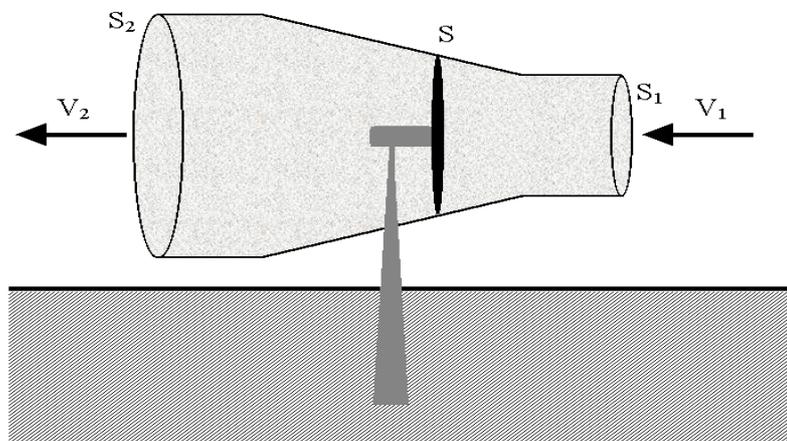


Figure II-14 tube de courant autour d'une éolienne[51]

Un vent théoriquement non perturbé traverserait cette même surface S sans diminution de vitesse, soit à la vitesse V_1 , la puissance P_{mt} correspondante serait alors :

$$P_{mt} = \frac{1}{2} \rho S V_1^3 \quad \dots\dots\dots (II-12)$$

Le ratio entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est :

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{1}{2} \left[1 + \left(\frac{V_1}{V_2} \right) \right] \left[1 - \left(\frac{V_1}{V_2} \right)^2 \right] \quad \dots\dots\dots (II-13)$$

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus (*figure II-17*), on s'aperçoit que le ratio P_m / P_{mt} appelé aussi coefficient C_p présente un maxima de $16/27$ soit 0.59. C'est cette limite théorique appelée limite de Betz qui fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée.

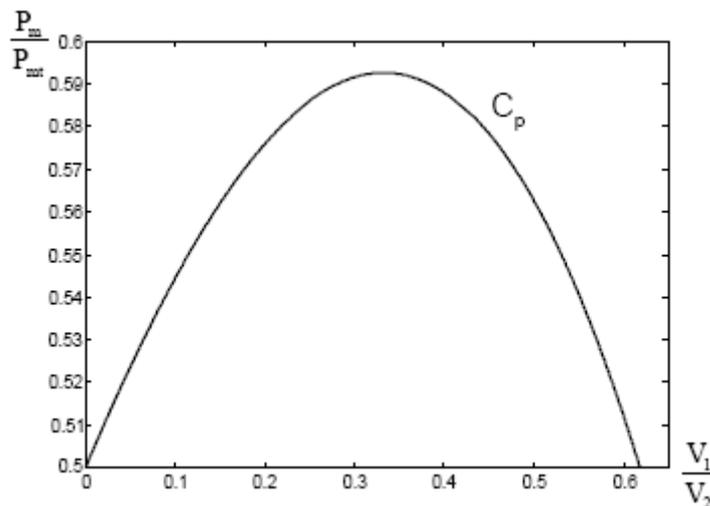


Figure II-15 limite de Betz[52]

$$P_{réc} = \frac{1}{2} C_p \rho A V^3 \quad \dots\dots\dots (II-14)$$

En prend en considération la limite de Betz et en remplaçant la densité de l'air par sa valeur moyenne, la moyenne maximale récupérable par unité de surface est donnée par :

$$P_{réc} = 0.37V^3 \quad \dots\dots\dots (II-15)$$

Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative λ représentant le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent.

$$\lambda = \frac{R\Omega}{V} \quad \dots\dots\dots (II-16)$$

Ω : Vitesse angulaire du rotor de l'éolienne

Ce coefficient de puissance permet de classer les différents types d'éoliennes suivant leur nature (*figure II-18*). Il est donc à noter que les meilleures machines à axe horizontal, bipale ou tripale, se situent à 60-65% de la limite de Betz : on ne récupère donc globalement que 40% de l'énergie due au vent.

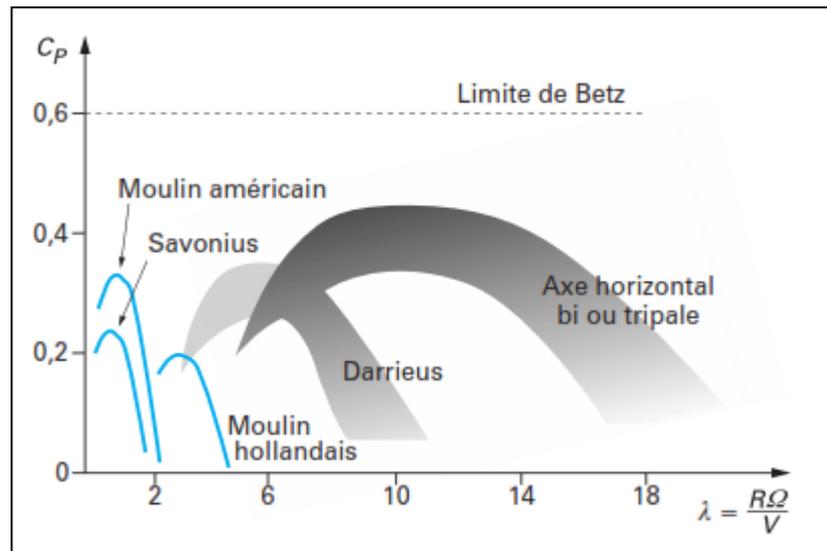


Figure II-16 classement des éoliens[53]

II-3-1-3. Régularisation de la turbine :

Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer une puissance nominale P_n à partir d'une vitesse de vent nominale V_n . Pour des vitesses de vents supérieures à V_n , la turbine éolienne doit modifier ses paramètres aérodynamiques afin d'éviter les surcharges mécaniques (turbines, mat et structure), de sorte que sa vitesse de rotation reste constante

La puissance produite est indéfiniment croissante en fonction de la vitesse du vent, ce qui n'est pas le cas dans la réalité. Les dispositifs de sécurité de la machine éolienne font en sorte à avoir l'expression de la puissance répartie sur différentes gammes de vitesses du vent. Où :

- V_d : est la vitesse de démarrage, à partir de laquelle l'éolienne commence à fournir de l'énergie
- V_n : la vitesse nominale.
- V_m : la vitesse d'arrêt de la machine pour laquelle la turbine ne convertit plus l'énergie éolienne, pour les raisons de sûreté de fonctionnement

Les vitesses V_n , V_d et V_m définissent quatre zones sur le diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent :

- **la zone 1** : où $P = 0$ (la turbine ne fonctionne pas),
- **-La zone 2** : dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent VW ;
- **la zone3** : où généralement la vitesse de rotation est maintenue constante par un dispositif de régulation et où la puissance P_{turbine} fournie reste sensiblement égale à P_n ;

- **la zone 4** : dans laquelle le système de sûreté du fonctionnement arrête la rotation et le transfert de l'énergie.

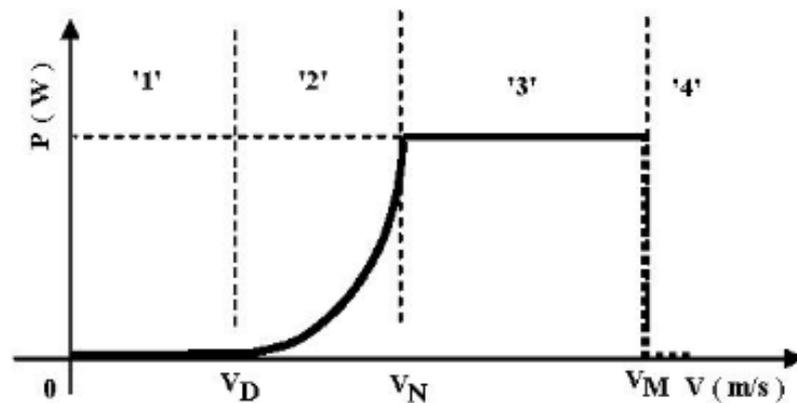


Figure II-17 courbe typique de puissance $P(v)$ d'un aérogénérateur moderne[53]

La plupart des grandes turbines éoliennes utilisent deux principes de contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite à la valeur de la puissance nominale de la génératrice :

1. système « pitch » ou « à pas ou calage variable » qui permet d'ajuster la portance des pales à la vitesse du vent, principalement pour maintenir une puissance sensiblement constante dans la zone III de vitesses.
2. système « stall » ou à « décrochage aérodynamique », le plus robuste car c'est la forme des pales qui conduit à une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse de vent, mais la courbe de puissance maximale n'est pas plate et chute plus vite. Il s'agit donc d'une solution passive et robuste (pas besoin de système d'orientation des pales).

D'autres systèmes de régulation, dans les petites éoliennes notamment, sont exploités :

- basculement (relèvement) de l'axe, normalement horizontal ;
- pas variable par la pression du vent (modèle Airwind : les pales en fibre, se déforment et provoquent un décrochage) ;
- déviation par rapport à l'axe du vent. La dérive se trouve légèrement décalée par rapport à l'axe de rotation vertical (qui permet normalement à la turbine d'être face au vent) et crée une force de déviation qui régule la puissance aérodynamique (la turbine reçoit un vent de travers).[53]

II-4. Modélisation des convertisseurs :

II-4-1 Modélisation du convertisseur DC-AC :

II-4-1-1. Modélisation l'onduleur de tension. [54]

L'association d'un transistor T_i et d'une diode D_i donne un composant bidirectionnel K_i . Comme les commandes des deux transistors du même bras sont complémentaires, nous pouvons remplacer chaque bras de l'onduleur par un interrupteur à deux positions comme l'indique la figure II-21:

Soit F_i l'état de l'interrupteur K_i , il est donné par:

$$F_i = \begin{cases} 0 & \text{si } T_i \text{ est fermé et } T_i' \text{ est ouvert} \\ 1 & \text{si } T_i \text{ est ouvert et } T_i' \text{ est fermé} \end{cases} \quad \dots\dots\dots (II-17)$$

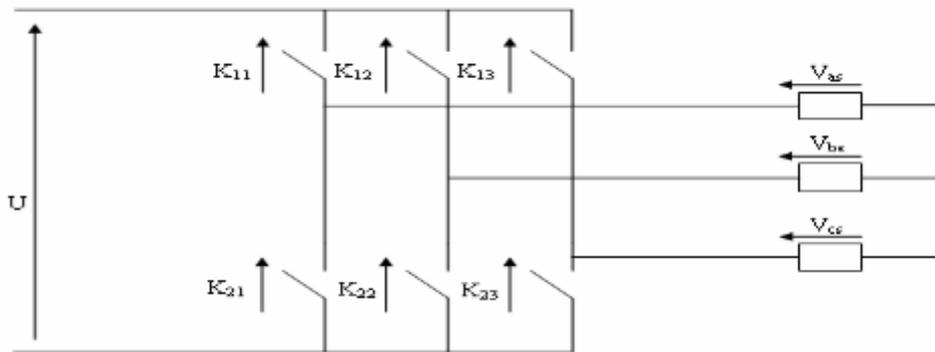


Figure II-18 schéma d'un Onduleur triphasé[54]

Les tensions composées à la sortie de l'onduleur sont données par :

$$\begin{bmatrix} V_{ab} \\ V_{bc} \\ V_{ca} \end{bmatrix} = E \cdot \begin{bmatrix} F_1 & -F_2 \\ F_2 & -F_3 \\ F_3 & -F_1 \end{bmatrix} \quad \dots\dots\dots (II-18)$$

Par conséquent, les tensions simples et le courant I_s à l'entrée de l'onduleur s'expriment en fonction des fonctions logiques comme suit [54] :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = E \cdot \begin{bmatrix} 2F_2 & -F_2 & -F_3 \\ -F_1 & 2F_2 & -F_3 \\ -F_1 & -F_2 & 2F_3 \end{bmatrix} \quad \dots\dots\dots (II-19)$$

$$I_S = F_1 \cdot I_{sa} + F_2 \cdot I_{sb} + F_3 \cdot I_{sc} \quad \dots\dots\dots (II-20)$$

II-4-1-2. Modulation de largeur d'impulsion M.L.I.

La MLI permet de former chaque alternance de la tension de sortie de plusieurs créneaux. Pour obtenir cela, on adopte certaines techniques de commande des interrupteurs de l'onduleur. La stratégie triangulo-sinusoidale est l'une des techniques les plus simples. Elle consiste à comparer les trois tensions de références (V_a^* , V_b^* , V_c^*) à un signal (porteur) triangulaire d'amplitude fixe et de pulsation nettement supérieur à celle des tensions de référence. ($F=10\text{Khz}$)

La stratégie triangulo-sinusoidale est caractérisée par deux paramètres qui sont l'indice de modulation m qui représente le rapport de la fréquence de la porteuse à la fréquence de référence et r le coefficient de réglage en tension qui représente le rapport de l'amplitude de l'onde de référence à la valeur de crête de la porteuse.

Les instants de commutation sont obtenus par comparaison de trois tensions de référence avec le signal triangulaire.

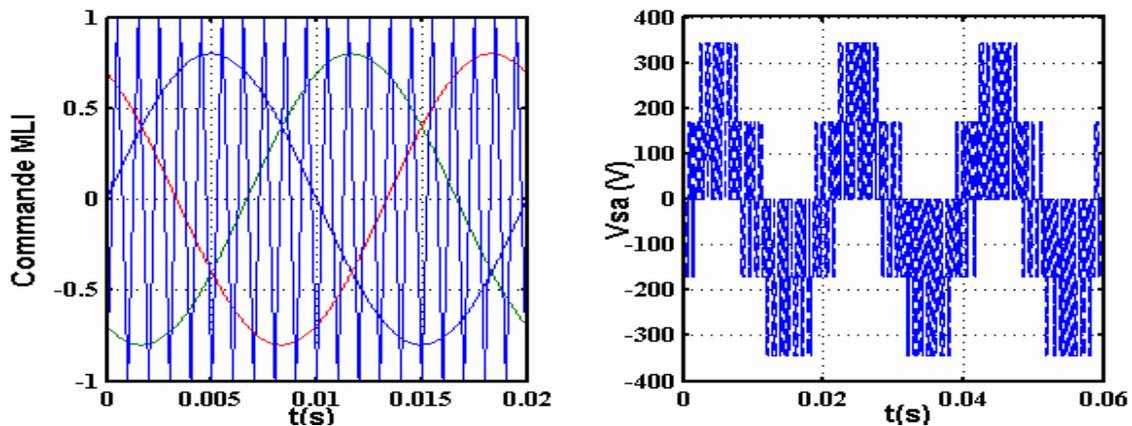


Figure II-19 Principe de la stratégie triangulo-sinusoidale.[55]

II-4-1-3. Rendement :

L'efficacité des onduleurs ne cesse d'augmenter depuis ces dernières années. Cette amélioration participe, bien entendu, à la constante diminution des coûts de l'électricité générée par le PV.

Il y a 15 ans, 90% était considéré comme un très bon rendement des systèmes PV.

Aujourd'hui, les meilleurs onduleurs atteignent des pics de rendement de 98% et la moyenne est à 95,2%.

Le rendement maximal est aussi amené à augmenter jusqu'à 99% dans les prochaines années. Une augmentation de 1% (de 98% à 99%) de l'efficacité signifie des pertes thermiques divisées par 2, ce qui est extrêmement important pour l'amélioration de la durée de vie des composants et donc des onduleurs.

Cette amélioration du rendement peut être obtenue en optimisant les composants utilisés afin d'avoir le moins de pertes de chaleur possible. [56]

II-4-2 Modélisation du redresseur.[57]

Ce type de redresseur est réalisé en utilisant un montage en pont de Graëtz avec des diodes comme le montre le schéma suivant :

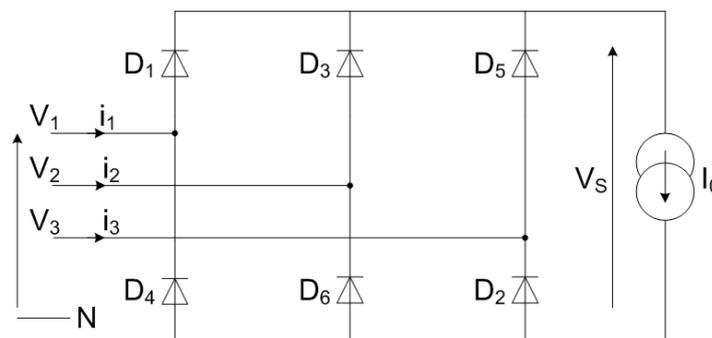


Figure II-20 redresseur non commandé triphasé avec un montage en pont de Graëtz avec des diodes [57]

Les tensions V_1 , V_2 et V_3 sont des tensions entre phase et neutre (tensions simples) de valeur efficace. Si les enroulements sont montés en étoile, en utilisant le neutre se sont alors les tensions simples qui sont utilisées ce qui fait perdre l'intérêt du triphasé. Quand les enroulements sont en triangle on ne dispose que des tensions composées.

Les fonctions Max et Min assurent que

- parmi les diodes D_1 , D_3 et D_5 celle qui a la tension sur son anode la plus positive conduit
- parmi les diodes D_2 , D_4 et D_6 , celle qui a la tension sur sa cathode la plus négative conduit

La tension de sortie est constituée de portions de sinusoïdes de valeur efficace $V\sqrt{3}$. La tension de sortie est périodique de période $T/6$.

La réponse à ce type de redresseur avec un système triphasé sinusoïdal équilibré sera donc (figure II-21)

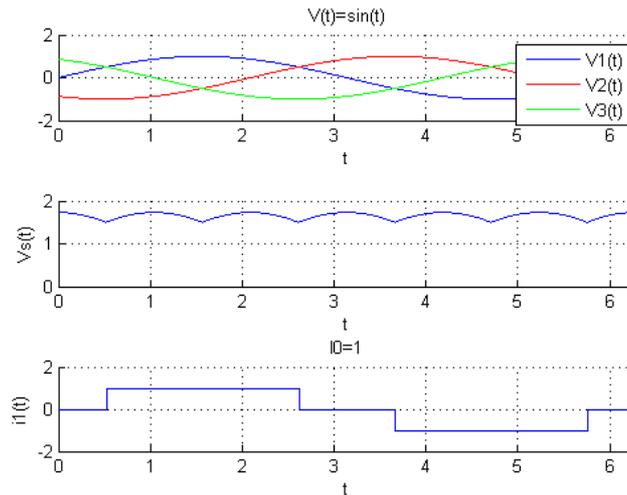


Figure II-21 réponse d'un redresseur à diodes avec un système triphasé[57]

L'autre type de redresseur, Pont de Graëtz triphasé à thyristors, est réalisé en utilisant un montage en pont de Graëtz avec des thyristors comme le montre le schéma suivant :

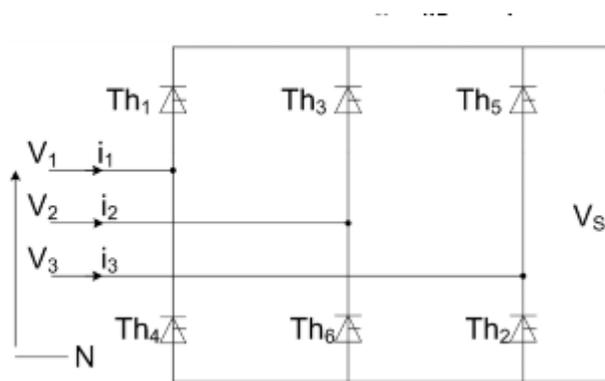


Figure II-22 redresseur à thyristors triphasé [57]

Ce type de redresseur permet de Contrôler les grandeurs électriques de sortie.

II-4-3 Modélisation du Hacheur : [58]

II-4-3-1. Hacheur « dévolteur » ou hacheur « série ».

Le schéma de principe d'un hacheur « abaisseur de tension » ou « dévolteur » est donné ci-contre :

H est un interrupteur commandé et D une diode qui permet de transférer de la puissance de la source, assimilée à un générateur de tension de f.e.m. U_s , à la charge, assimilée à un générateur de courant de C.E.M. I.

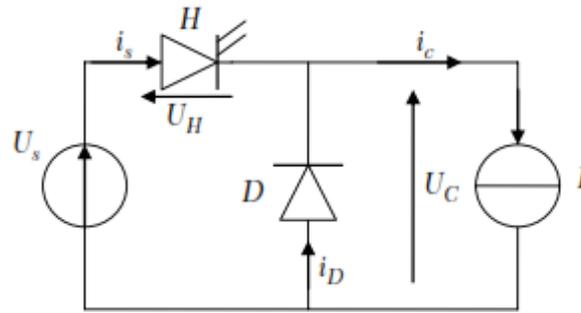


Figure II-23 schéma d'un Hacheur série

On note T la période de commutation, et α le rapport cyclique, tel que l'on ait pour H le chronogramme suivant:

Si $0 < t < \alpha.T$: H est fermé et D est ouvert

Si $\alpha.T < t < T$: H est ouvert et D est fermé

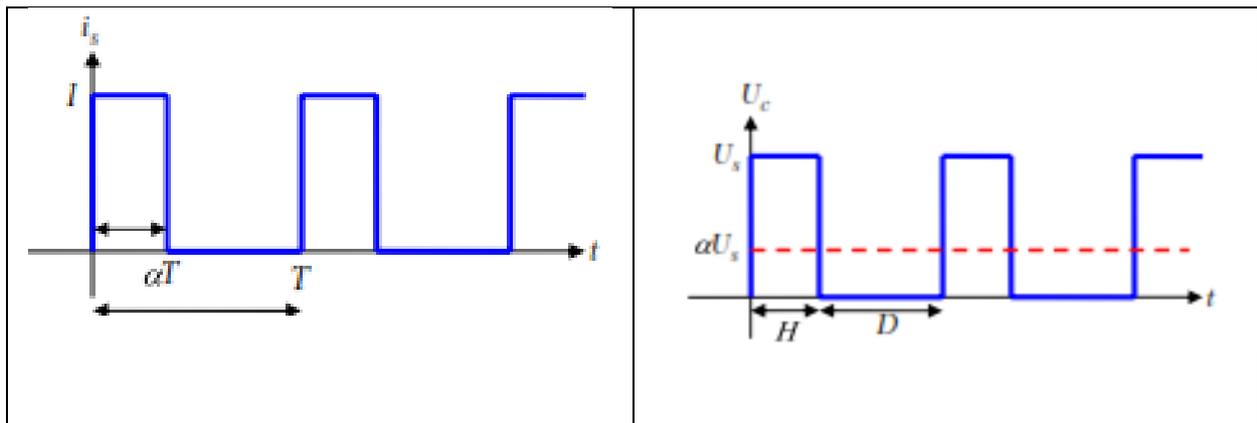


Figure II-24 chronogramme de la tension et du courant de sortie

En valeur moyenne :

$$\langle i_s \rangle = \alpha.I \quad ; \quad \langle U_c \rangle = \alpha.U_s \quad \dots\dots\dots (II-21)$$

A. Bilan des puissances :

Puissance moyenne reçu par la charge :

$$P_c = \langle U_c i_c \rangle = I \langle U_c \rangle = \alpha U_s I \quad \dots\dots\dots (II-22)$$

Puissance moyenne Fournie par la source :

$$P_s = \langle U_s i_s \rangle = U_s \langle i_s \rangle = \alpha U_s I \quad \dots\dots\dots (II-23)$$

Donc Le rendement est égal à l'unité pour ce dispositif idéal. En réalité, les interrupteurs ne sont pas idéaux et le rendement des hacheurs est toujours < 1 . Ce hacheur est aussi appelé hacheur série, car l'élément commandé est placé en série avec la source.

II-4-3-2. Hacheur « Survolteur » ou hacheur « parallèle ».

Le schéma de principe d'un hacheur « élévateur de tension » ou « survolteur » est donné ci-contre :

H est un interrupteur commandé et D'une diode qui permet de transférer de la puissance de la source, assimilée à un générateur de courant de c.e.m. I , à la charge, assimilée à un générateur de tension de f.e.m. U supposée positive

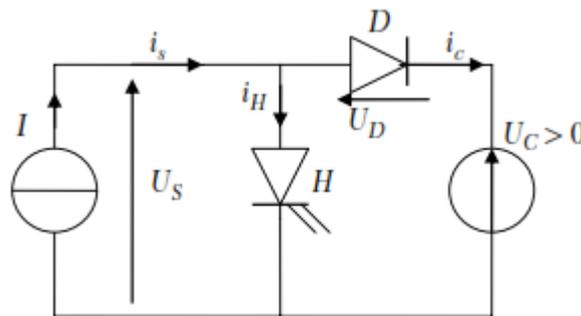


Figure II-25 schéma d'un Hacheur parallèle

Supposons que l'on ait pour H le chronogramme suivant :

Si $0 < t < \alpha.T$: H est fermé et D est ouvert

Si $\alpha.T < t < T$: H est ouvert et D est fermé

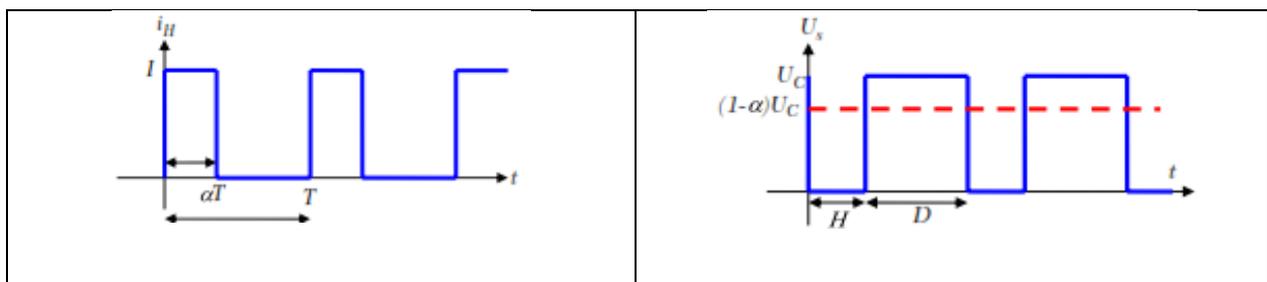


Figure II-26 chronogrammes de la tension et du courant de sortie

En valeur moyenne :

$$\langle i_c \rangle = (1 - \alpha).i_s \quad ; \quad \langle U_c \rangle = (1 - \alpha).U_s \quad \dots\dots\dots (II-24)$$

A. Bilan des puissances :

Puissance moyenne reçu par la charge :

$$P_c = \langle U_c i_c \rangle = U_c \langle i_c \rangle = (1 - \alpha) \cdot U_c I \quad \text{..... (II-25)}$$

Puissance moyenne Fournie par la source :

$$P_s = \langle U_s i_s \rangle = U_c \langle U_s \rangle = (1 - \alpha) \cdot U_c I \quad \text{..... (II-26)}$$

Ici encore, on constate que $P_c = P_s$, le transfert de puissance donc se fait avec un rendement de 100% dans un hacheur survolteur idéal.

II-4-4 Techniques de poursuite du point de puissance maximale MPPT

II-4-4-1. Techniques de poursuite du point de puissance maximale pour le système photovoltaïque.

Les points de fonctionnement du système qui sont situés à l'intersection des caractéristiques I-V du générateur et la courbe de charge de l'ensemble moteur- pompe se déplacent selon la valeur de l'ensoleillement. En effet, Pour les fortes valeurs de l'ensoleillement, les caractéristiques se coupent dans la zone où la puissance débitée par le générateur est optimale (zone 3). Par contre, pour les faibles valeurs de l'ensoleillement le point de fonctionnement s'éloigne de cette zone; ce qui entraîne des performances du système assez médiocre et donc le générateur est sous-utilisé.

Pour forcer le système à fonctionner dans la zone optimale quelques soient les conditions climatiques, on utilise un convertisseur qui joue le rôle d'une impédance contrôlée par une commande MPPT, poursuite du point de puissance maximal. (Voir figure II-27).[59]

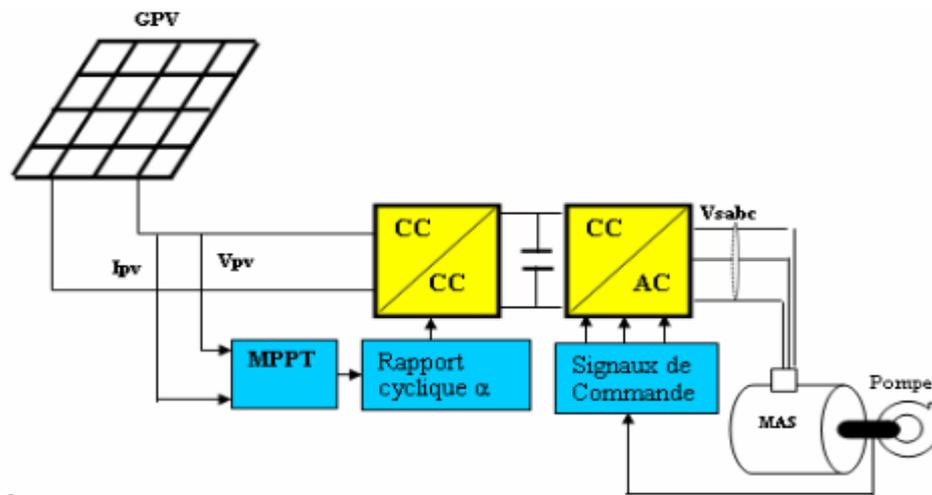


Figure II-27 commande du système photovoltaïque avec régulateur MPPT

Le point de puissance maximale est habituellement contrôlé par deux variables de commande, la tension ou la puissance, qui sont à chaque fois mesurées et employées à nouveau dans une boucle pour déterminer si le module photovoltaïque est au point de puissance maximale [60_61].

La méthode de perturbation et d'observation est une approche largement répandue dans la recherche du MPPT parce qu'elle est simple et exige seulement des mesures de tension et du courant du panneau photovoltaïque V_{pv} et I_{pv} respectivement.

La figure II-28 représente l'algorithme de la méthode P&O. À chaque cycle, V_{pv} et I_{pv} sont mesurés afin de calculer $P_{pv}(k)$. Cette valeur de $P_{pv}(k)$ est comparée à la valeur $P_{pv}(k-1)$ calculée au cycle précédent. Si la puissance de sortie a augmentée, V_{pv} est ajustée dans la même direction que dans le cycle précédent. Si la puissance de sortie a diminué, V_{pv} est ajustée dans la direction opposée que dans le cycle précédent V_{pv} est ainsi perturbée à chaque cycle de MPPT [62-63]

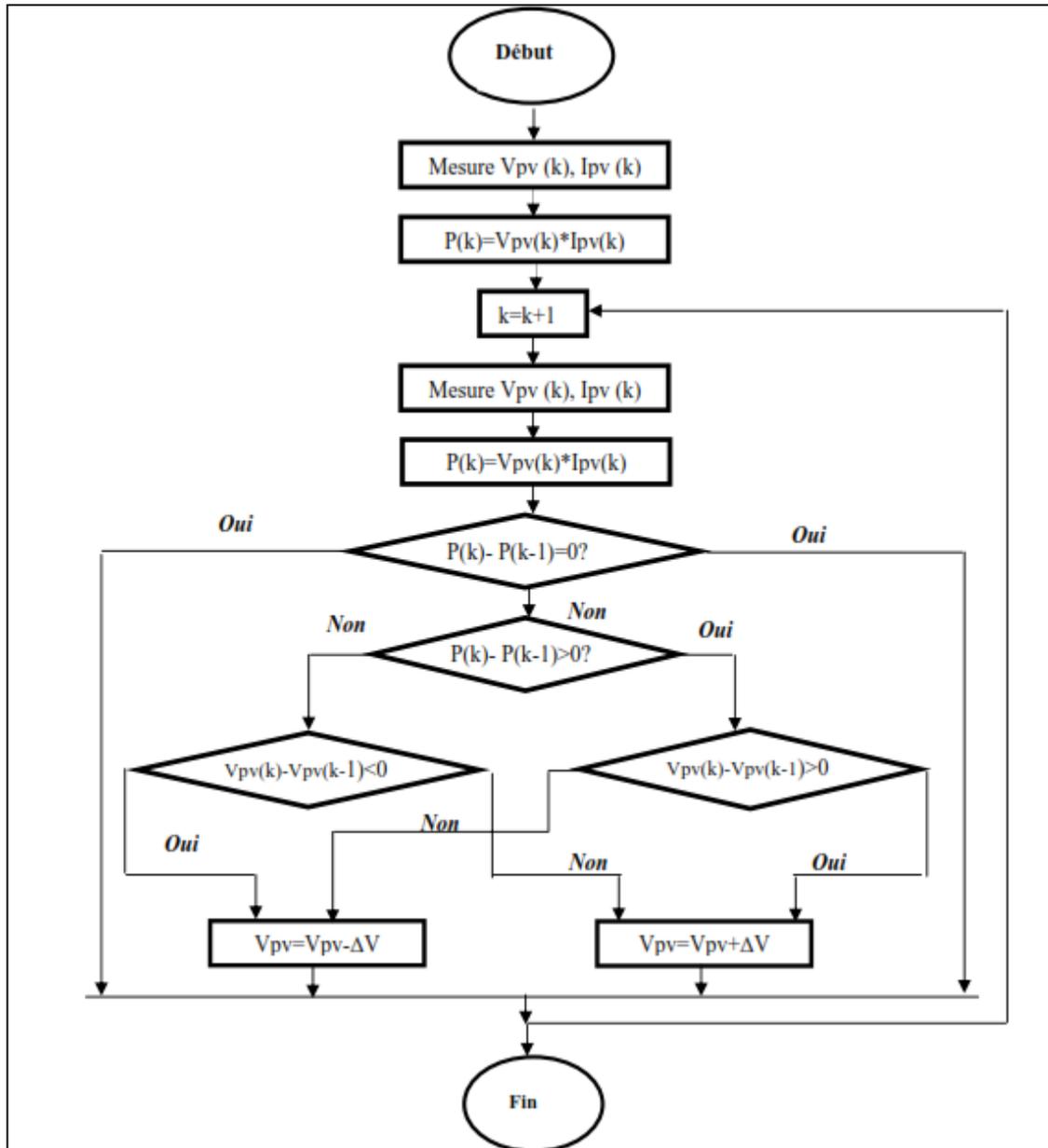


Figure II-28 l'algorithme de la méthode perturbation et d'observation pour la recherche du MPPT

Quand le point de puissance maximale est atteint, V oscille autour de la valeur optimale ($V_{pv} - V_{mp}$). Ceci cause une perte de puissance qui augmente avec le pas d'incrémentement de la perturbation. Si ce pas d'incrémentement est large, l'algorithme du MPPT répond rapidement aux changements soudains des conditions de fonctionnement. Le rendement de cette technique est d'environ 85%

II-4-4-2. Techniques de poursuite du point de puissance maximale pour le système éolien.

La turbine éolienne a une caractéristique qui lui est propre et qui dépend des paramètres de

construction tels que définis dans le chapitre I.

La courbe de puissance en forme de cloche, typique des éoliennes, nécessite une adaptation de la charge mécanique afin d'assurer un bon prélèvement énergétique. Alors, on parle ainsi de maximisation de la puissance de l'aérogénérateur. C'est la même procédure que nous avons étudiée pour le régulateur MPPT du générateur photovoltaïque.

La structure de la commande du moteur asynchrone alimenté par un aérogénérateur via un redresseur en cascade avec un hacheur et un onduleur de tension à MLI entraînent une pompe centrifuge est schématisée par la figure II-29.

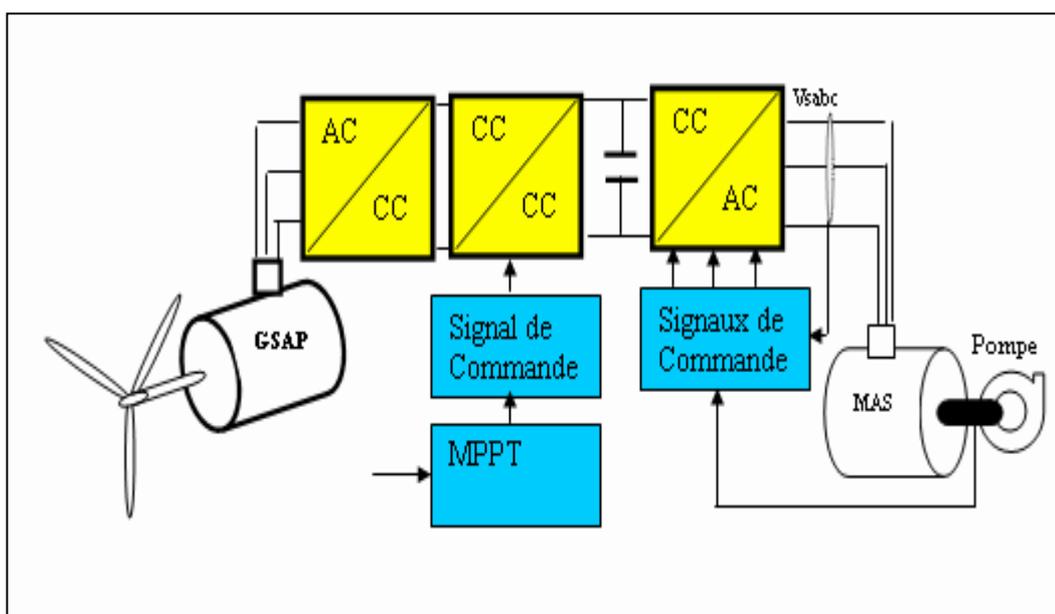


Figure II-29 Schéma global de système de conversion d'énergie éolienne.

L'ensemble des sommets de ces caractéristiques, qui sont les points optimaux recherchés, définit une courbe dite de puissance optimale de forme cubique (voir figure II-30)

Idéalement, cette courbe doit être suivie à tout moment lors du fonctionnement de système éolien.

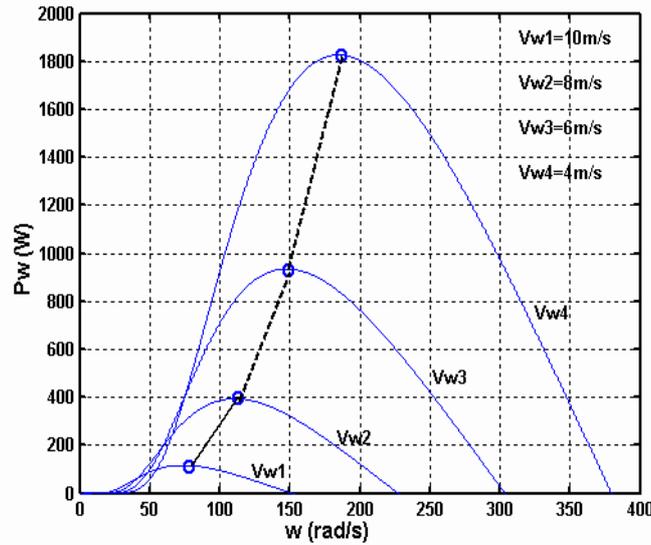


Figure II-30 Caractéristiques de voilure dans le plan puissance–vitesse [53].

Pour s’approcher de ce but, une commande spécifique doit être utilisée. Pour cela, l’approche possible est la suivante :

En l’absence de toute connaissance des caractéristiques de voilure, des règles de comportement à tenir afin de converger vers le point optimal, sont relativement simples à établir. La valeur de la consigne de vitesse est augmentée, ou diminuée, dans le sens qui permet d’augmenter la puissance. En effet, si on mesure une augmentation de puissance ($P>0$) suite à un incrément positif de vitesse, on doit continuer à accélérer la voilure ($\omega>0$). On se situe alors sur la partie gauche de la cloche. Ainsi, le changement de puissance résultant de la variation de la vitesse de rotation est, soit dans le sens positif, soit dans le sens négatif. [64-65]

II-5. Modélisation du moteur asynchrone:

Le moteur à induction est modélisé selon le schéma équivalent conventionnel [66]

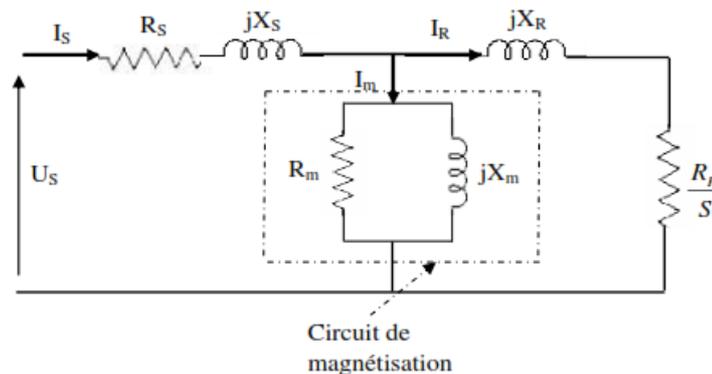


Figure II-31 schéma électrique équivalent d'un Moteur Asynchrone[66]

Où

- I_S : Courant primaire (A).
- I_R : Courant secondaire (A).
- I_m : Courant de magnétisation (A).
- R_S : Résistance d'une phase statorique du moteur (Ω).
- R_R : Résistance d'une phase rotorique (Ω).
- R_m : Résistance de magnétisation (Ω).
- X_S : Réactance de fuites d'une phase statorique (Ω).
- X_R : Réactance de fuites d'une phase rotorique (Ω).
- X_m : Réactance de magnétisation (Ω).

II-5-1 Equation Fondamentales :

Les forces induites dans les enroulements primaires et secondaires ont comme expressions :

$$E_S = N_S \cdot f_S \cdot \emptyset \quad \dots\dots\dots (II-26)$$

$$E_R = N_R \cdot f_R \cdot \emptyset \quad \dots\dots\dots (II-27)$$

Avec :

\emptyset = Flux magnétique

N_S et N_R = nombre de spires des enroulements primaire et secondaire.

f_S et f_R = fréquences des enroulements primaire et secondaire.

On déduit :

$$\frac{E_S}{E_R} = \frac{a_E}{g} \quad \dots\dots\dots (II-28)$$

Avec : $F_R = g \cdot F_S$

Et a_E représente le rapport de transformation des tensions.

Les forces magnétomotrices sont données par :

$$F_S = N_S \cdot I_S \quad \dots\dots\dots (II-29)$$

$$F_R = N_R \cdot I_R \quad \dots\dots\dots (II-30)$$

On a $F_S = F_R \Leftrightarrow N_S \cdot I_S = N_R \cdot I_R$

On en déduit :

$$\frac{I_S}{I_R} = \frac{N_R}{N_S} = a_l \quad \dots\dots\dots (II-31)$$

II-5-2 Bilan des puissances :

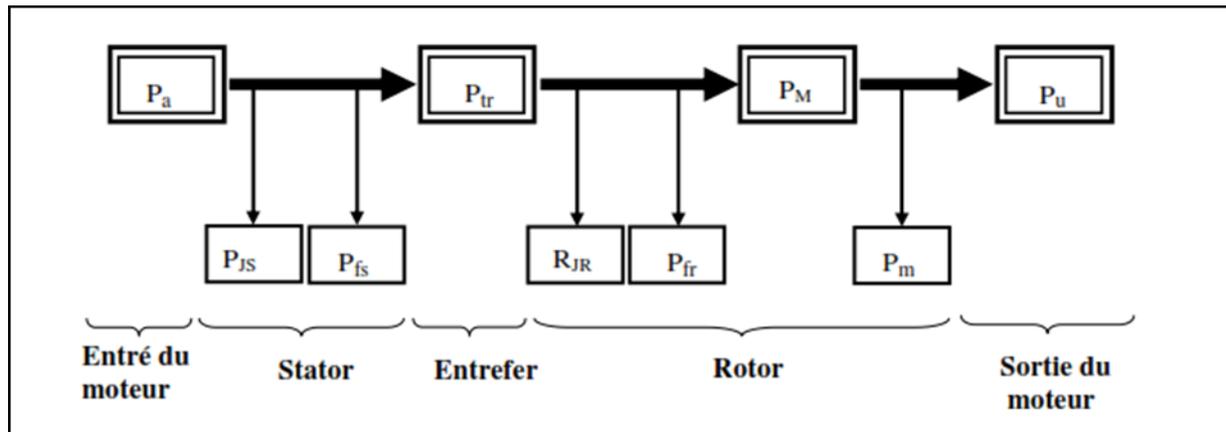


Figure II-32 Bilan des puissances [66]

Puissance électrique absorbée ou reçue par le stator (puissance d'entrer du moteur) :

$$P_a = 3 \cdot I_S \cdot V_S \cdot \cos \theta_S \quad \dots\dots\dots (II-32)$$

Où :

- I_S : courant primaire exprimé en A.
- θ_S : Le déphasage de I_S sur V_S

◆ Pertes par effet Joule au stator P_{js}

Comme pour toute machine triphasée présentant une résistance R_s entre deux bornes de phases statoriques, il existe une puissance dissipée par effet Joule :

$$P_{js} = 3 \cdot R_S \cdot I_S^2 \quad \dots\dots\dots (II-33)$$

Où :

- I_S : courant primaire (A).
- R_s : résistance d'une phase statorique du moteur (Ω).

♦ **Pertes fer statoriques P_{fs}** : Ces pertes sont indépendantes de charge.

♦ **Puissance transmise P_{tr}** :

C'est la puissance électromagnétique transmise du stator vers le rotor à travers l'entrefer. Elle est égale à la puissance absorbée moins les pertes statoriques.

$$P_{tr} = P_a - P_{JS} - P_{fs} \quad \text{..... (II-34)}$$

♦ **Moment du couple électromagnétique T_{em}** :

Les forces qui s'exercent sur les conducteurs du stator tournent à la vitesse ω_s , elle glisse sur le rotor qui tourne à la vitesse ω_R . L'action de l'ensemble des forces électromagnétiques se réduit à un couple électromagnétique résultant de moment T_{em} :

$$T_{em} = \frac{P_{tr}}{\omega_s} \quad \text{..... (II-35)}$$

Avec: $T_{em}(N.m)$; $P_{tr}(W)$ et $\omega_s(\text{Rad}^{-1}.S^{-1})$

♦ **Puissance mécanique totale P_M** :

Le couple électromagnétique de moment T_{em} entraîne le rotor à la vitesse ω_R . Il lui communique donc la puissance mécanique totale P_M :

$$P_M = T_{em} \cdot \omega_R \quad \text{..... (II-36)}$$

Avec $T_{em} = \frac{P_{tr}}{\omega_s}$

Donc

$$P_M = P_{tr} \cdot \frac{\omega_R}{\omega_s} = P_{tr}(1 - S)$$

$$P_M = P_{tr} \cdot P_{jr} \quad \text{..... (II-37)}$$

♦ **Pertes fer au rotor P_{fr}** : ces pertes sont négligeables.

♦ **Les pertes par effet Joule au rotor P_{JR}** :

C'est la puissance dissipée par effet Joule dans les conducteurs du rotor, son expression est :

$$P_{JR} = 3R_R \cdot I_R^2 \quad \text{..... (II-38)}$$

Où :

- I_R : courant secondaire (A).
- R_R : résistance d'une phase rotorique (Ω).

◆ Pertes collectives P_C :

Ces pertes ne dépendent que de U , f et n . Comme ces grandeurs sont généralement constantes, les pertes fer au stator et les pertes mécaniques le sont aussi.

$$P_C = P_{fs} \cdot P_m \quad \dots\dots\dots (II-39)$$

◆ Couple de perte TP :

Le couple de perte est une grandeur constante quelle que soit la vitesse et la charge de la machine:

$$T_p = \frac{P_c}{\omega_s} \quad \dots\dots\dots (II-40)$$

◆ Puissance utile P_u :

Les pertes mécaniques P_m se retranchent de la puissance mécanique P_M ; la puissance utile du moteur est donc égale à :

$$P_u = P_M - P_m \quad \dots\dots\dots (II-41)$$

◆ Le moment T_u du couple utile :

Le moment T_u du couple utile est défini par:

$$T_u = \frac{P_u}{\omega_R} \quad \dots\dots\dots (II-42)$$

◆ Bilan complet :

$$P_a = P_u + \sum \text{pertes} \quad \dots\dots\dots (II-43)$$

$$P_a = P_u + P_{JS} + P_{JR} + P_C$$

◆ Rendement :

Il est défini par : $\eta = \frac{P_u}{P_a}$ (II-44)

II-6. Modélisation de la pompe : [67]

II-6-1 1- Hauteur manométrique totale :

La hauteur manométrique totale se compose de la somme algébrique des quatre quantités suivantes:

H_g : Hauteur géométrique, égale à la différence de hauteurs entre les niveaux libres du liquide côté aspiration et côté refoulement.

$\frac{P_a - P_c}{\rho \cdot g}$: Différence de pression entre les niveaux du liquide côté aspiration et côté de refoulement en cas de réservoirs fermés.

ρ : Masse volumique de l'eau (kg / m^3)

g : accélération de la pesanteur (m / s^2)

ΔH : Sommes de toutes les pertes de charges dans les tuyauteries d'aspiration et de refoulement (tuyauteries, vannes, accessoires).

$\frac{V_a^2 - V_c^2}{2 \cdot g}$: différence de vitesse

Il en résulte la hauteur manométrique totale :

$$H_m = H_g + \frac{P_a - P_e}{\rho \cdot g} + \frac{V_a^2 - V_e^2}{2 \cdot g} + \Delta H \quad \dots\dots\dots \text{(II-45)}$$

En pratique, la différence de vitesses étant négligée, et pour le cas des réservoirs ouverts l'équation se réduit à :

$$H_m = H_g + \Delta H \quad \dots\dots\dots \text{(II-46)}$$

II-6-2 Rendement :

Comme toute machine entraînée, une pompe consomme une puissance supérieure à celle qu'elle fournit. Le rendement d'une telle machine est le rapport de la puissance hydraulique acquise par le fluide à celle disponible sur l'arbre :

$$\eta = \frac{\rho \cdot g \cdot H_m \cdot Q}{P_{ab}}$$

H_m : Hauteur manométrique totale (m)

Q : débit m^3/h

P_{ab} : Puissance fournie par le moteur.

II-6-3 Etude du couplage du Moteur avec la pompe [68]

II-6-3-1. Etude à vide:

$$T_u = 0 \Rightarrow P_u = 0 \text{ et } S = 0 \Rightarrow R_{JR} = 0 \quad \text{..... (II-48)}$$

$S = 0$: le rotor tourne presque au synchronisme.

$$P_{a0} = V_0 \cdot I_0 \cos \varphi_0 \text{ et } P_{JS0} = R I_0^2 \approx 0 \text{ (car } I_0 \text{ est faible)}$$

Bilan à vide : $P_{a0} \approx P_C$

Un essai à vide permettra de déterminer les pertes collectives.

II-6-3-2. Etude en charge

A. Caractéristique mécanique

Le moteur asynchrone triphasé démarre seul et il prend rapidement sa vitesse de régime, en charge comme à vide. Nous pouvons en conclure que ce moteur présente un couple de démarrage important.

Cette caractéristique mécanique montre que :

La fréquence de rotation varie peu de l'essai à l'essai en charge.

Le couple utile est élevé au démarrage, présente un maximum et est proportionnel au glissement S dans la zone utile.

B. Point de fonctionnement du moteur en charge :

C'est le point d'intersection des caractéristiques $T = f(n)$ du moteur et de la charge.

Soit une charge de caractéristique mécanique $T_r(n)$. En régime permanent, le moment du

couple utile T_u est égale au moment du couple résistant T_r :

$$T_u = T_r \quad \text{.....(II-49)}$$

La charge impose un couple résistant de moment T_r sur l'arbre qui tourne à la vitesse ω . Le moteur doit fournir un couple utile de moment T_u , à l'équilibre $T_u = T_r$. Le point de fonctionnement du groupe moteur- charge (pompe) se situe à l'intersection des caractéristiques mécaniques $T_u = f(\omega)$ et $T_r = f(\omega)$ des deux machines.

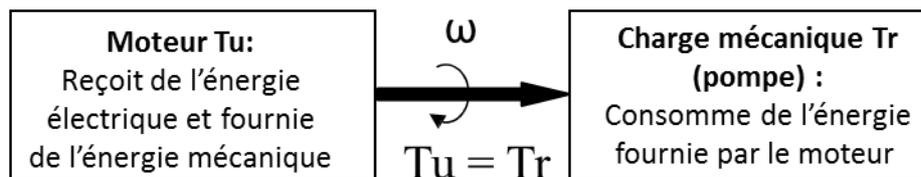
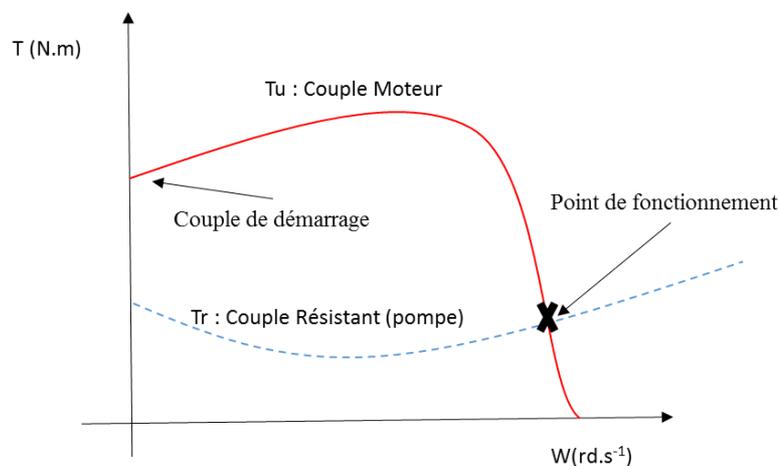


Figure II-33 Couplage direct du moteur avec la pompe

- T_u = couple moteur [N.m].
- T_r = couple résistant [N.m]
- ω = vitesse angulaire [rad / s]



- *Figure II-34 couple résistant de la pompe et Couple Moteur (facultatif)*

***III.* Méthode de dimensionnement du système**

III-1. Introduction :

Le dimensionnement du système de pompage hybride éolien photovoltaïque qui dépend essentiellement des données climatiques (température, ensoleillement et la vitesse du vent) et de la hauteur HMT de l'eau, est l'étape la plus importante pour sa conception. Le but principal étant de déterminer la configuration optimale qui offre le moindre coût et qui répond au besoin énergétique de la charge, qui est dans ce cas le pompage de l'eau de la nappe albienne.

Dans ce chapitre, nous allons présenter les équations mathématiques qui permettent de décrire une méthode de dimensionnement basée sur deux types de scénarios. Le premier scénario utilise la moyenne des valeurs mensuelles par an, alors que, le deuxième scénario introduit la notion du mois le plus défavorable. Ces deux méthodes nécessitent des données mensuelles de l'irradiation solaire et de la vitesse du vent et les besoins de l'eau, sur ce nous avons adopté les étapes suivantes :

- Evaluation du potentiel énergétique photovoltaïque.
- Estimation de l'énergie fournie par le système PV.
- Evaluation du potentiel énergétique éolien
- Estimation de l'énergie fournie par le système PV.
- estimation du débit d'eau.
- hypothèse de dimensionnement.
- Application du 1^{er} scénario et calcul des surfaces PV et éolienne nécessaire.
- Application du 2^{ème} scénario et calcul des surfaces PV et éolienne nécessaire.
- Faire une analyse économique.

III-2. Evaluation du potentiel énergétique photovoltaïque :

III-2-1 Notion de base [69] :

Avant d'entrer dans les détails du modèle PV, certains principes de base méritent d'être rappelés, notamment la définition de plusieurs variables qui seront utilisées à plusieurs reprises par la suite.

- ✓ **La latitude (φ)** : est l'angle formé par le plan équatorial et la direction reliant le lieu considéré, au centre de la terre. Les latitudes de l'hémisphère Nord sont affectées d'un signe positif et celles de l'hémisphère Sud d'un signe négatif.
- ✓ **La longitude (λ)** : représente l'angle formé par le plan méridien de lieu considéré et

le plan méridien origine. Ce dernier passe par l'observatoire de Greenwich et a pour longitude 0^0 .

- ✓ **Déclinaison (δ):** La déclinaison est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial. Sa valeur en degrés, est donnée par l'équation de Cooper :

$$\delta = 23.45 \sin \left(2\pi \frac{284+n}{365} \right) \quad (\text{III-1})$$

Où n est le jour de l'année (c.-à-d. n = 1 pour le 1er janvier, n = 32 pour le 1er février, etc.).

La déclinaison varie entre $-23,45^\circ$ le 21 décembre et $+23,45^\circ$ le 21 juin.

- ✓ **L'angle horaire du soleil (ω) :** repère la position du soleil dans sa rotation journalière sur le cône d'ouverture ω' . C'est l'angle entre le plan méridien passant par l'observateur et le plan méridien contenant le soleil. En principe, un jour solaire (variant de -180^0 à $+180^0$) correspond à 24h :

$$\omega = 15(\text{heures UTC} - 12 + \frac{\lambda}{15}) \quad (\text{III-2})$$

- ✓ **Angle horaire du soleil et angle horaire du soleil à son coucher :**

L'angle horaire du soleil à son coucher ω_s est l'angle horaire du soleil à l'heure de son coucher. Il est donné par l'équation suivante :

$$\cos w_s = -\tan \psi \cdot \tan \delta \quad (\text{III-3})$$

Où δ est la déclinaison calculée d'après l'équation (1) et ψ la latitude du lieu du projet, précisée par l'utilisateur.

- ✓ **Rayonnement extraterrestre et indice de clarté :**

Le rayonnement extraterrestre est le rayonnement solaire avant qu'il n'atteigne la couche atmosphérique. Le rayonnement hors atmosphère sur une surface horizontale H_0 , pour le jour n, est obtenu à l'aide de l'équation suivante :

$$H_0 = \frac{86400 \cdot G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0.033 \cos \left(2 \cdot \pi \frac{n}{365} \right) \right) (\cos \psi \cdot \cos \delta \cdot \sin w_s + w_s \cdot \sin \psi \cdot \sin \delta) \quad (\text{III-4})$$

Où G_{sc} est la constante solaire égale à 1 367 W/m² et où les autres variables ont été définies plus

haut.

Avant d'atteindre le sol, le rayonnement solaire est atténué par l'atmosphère et les nuages. Le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre est appelé indice de clarté (traduction littérale de l'américain clearness index). La moyenne mensuelle de l'indice de clarté, K_T , est définie par :

$$K_T = \frac{\bar{H}}{H_0} \quad (\text{III-5})$$

Où \bar{H} est la moyenne mensuelle de rayonnement solaire quotidien sur un plan horizontal, et H_0 est la moyenne mensuelle du rayonnement extraterrestre sur la même surface horizontale. Les valeurs de K_T varient selon les endroits et les saisons et varient généralement entre 0,3 et 0,8 en fonction des saisons et des climats des régions.

III-2-2 Calcul de l'ensoleillement sur un plan incliné [70]:

Le calcul de l'ensoleillement sur la surface d'un champ PV se fait en utilisant une méthode similaire à celle de l'algorithme de Klein et Theilacker dont l'algorithme a été étendu au cas des systèmes avec suivi du soleil. [70]

L'algorithme peut être décrit comme une succession de trois étapes (voir Figure III-1) :

- Calcul des ensoleillements horaires global et diffus sur une surface horizontale pour toutes les heures d'une « journée moyenne » ayant le même ensoleillement Global quotidien que la moyenne mensuelle.
- Calcul des valeurs horaires de l'ensoleillement global sur la surface inclinée (ou suiveuse) pour toutes les heures de la journée.
- Sommation de ces valeurs horaires sur la surface inclinée pour obtenir l'ensoleillement quotidien moyen sur la surface du champ PV.

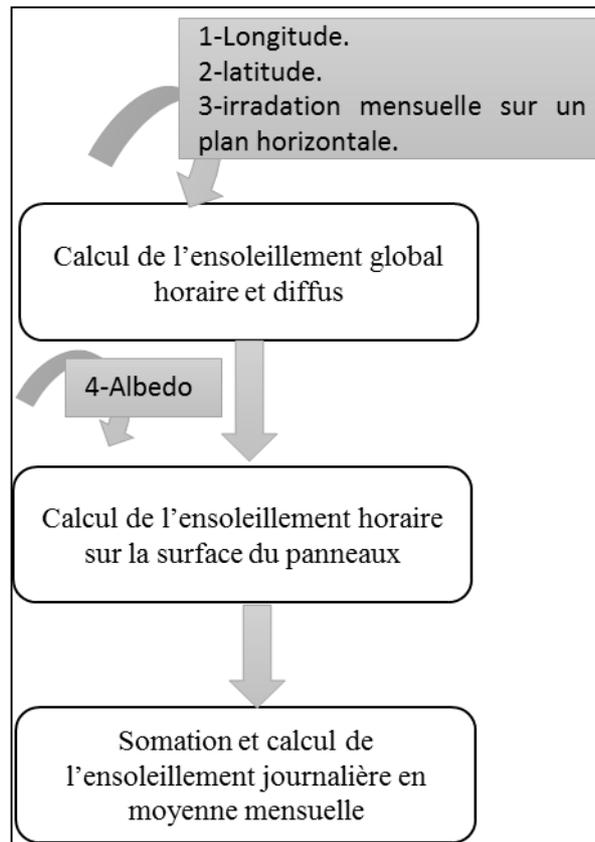


Figure III-1 schéma fonctionnel du calcul de l'enseillement sur un plan incliné

III-2-2-1. Calcul de l'enseillement horaire global et diffus :

Le rayonnement solaire peut être séparé en deux composantes : l'enseillement direct, émis par le disque solaire et l'enseillement diffus émis par le reste de la voûte céleste.

L'algorithme de calcul sur une surface inclinée utilisé nécessite la connaissance des enseillements direct et diffus pour chaque heure d'une « journée moyenne »

En premier lieu, il convient donc de calculer la moyenne mensuelle de l'enseillement diffus quotidien H_d à partir de la moyenne mensuelle de l'enseillement global quotidien H et en utilisant la corrélation suivante [70]:

Quand l'angle horaire du soleil à son coucher est supérieur à $81,4^\circ$, la moyenne mensuelle de l'indice de clarté K_T , est calculée à partir de l'équation III-5.

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = 1.391 - 3.560\overline{K_T} + 4.189\overline{K_T}^2 - 2.137\overline{K_T}^3 \quad (\text{III-6})$$

Quand l'angle horaire du soleil à son coucher pour le jour moyen du mois est inférieur à 81,4°:

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1.331 - 3.022\bar{K}_T + 3.427\bar{K}_T^2 - 1.82\bar{K}_T^3 \quad (\text{III-7})$$

Notons que les deux équations sont valables seulement si $0,3 \leq \bar{K}_T \leq 0,8$. Une approximation particulière doit être faite lorsque \bar{K}_T est en dehors de cet intervalle, par exemple pour les situations proches de la nuit polaire.

Ensuite, l'ensoleillement quotidien moyen est réparti en valeurs horaires. Cela est réalisé grâce aux formules suivantes :

$$r_t = \frac{\pi}{24} (a + b \cdot \cos w) \frac{\cos w - \cos w_s}{\sin w_s - w_s \sin w_s} \quad (\text{III-8})$$

$$a = 0.409 + 0.5016 \sin \left(w_s - \frac{\pi}{3} \right) \quad (\text{III-9})$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 \sin \left(w_s - \frac{\pi}{3} \right) \quad (\text{III-10})$$

Où r_t est le rapport de la valeur horaire sur le total quotidien de l'ensoleillement global, w_s est l'angle horaire du soleil à son coucher exprimé en radians (voir III-3) et w est l'angle horaire du soleil pour le milieu de l'heure pour laquelle le calcul est fait (voir III-2);

$$r_d = \frac{\pi}{24} \frac{\cos w - \cos w_s}{\sin w_s - w_s \sin w_s} \quad (\text{III-11})$$

Où r_d est le rapport de la valeur horaire sur le total quotidien de l'ensoleillement diffus. Pour chaque heure de la « journée moyenne », I_{Gl} (ensoleillement global horizontal), I_{df} et I_{dr} (ses composantes diffuse et directe) sont donnés par les trois formules suivantes :

$$I_{Gl} = r_t \bar{H} \quad (\text{III-12})$$

$$I_{df} = r_d \bar{H}_d \quad (\text{III-13})$$

$$I_{dr} = H - \bar{H}_d \quad (\text{III-14})$$

III-2-2-2. Calcul de l'ensoleillement horaire dans le plan du champ PV :

L'ensoleillement horaire dans le plan du champ PV, I_{inc} , est obtenu en utilisant un modèle isotrope simple. Ce n'est pas le modèle disponible le plus précis mais il est suffisant pour une étude de préfaisabilité :

$$I_{inc} = I_{dr}R_b + I_{df} \left(\frac{1+\cos\beta}{2} \right) + I_{Gl} \cdot \rho \left(\frac{1+\cos\beta}{2} \right) \quad (\text{III-15})$$

Où ρ représente le coefficient de réflexion de lumière diffuse du sol (aussi appelé albédo du sol) et β l'inclinaison du champ PV. L'albédo du sol a été fixé à 0,2 si la température moyenne mensuelle est supérieure à 0°C, et une valeur de 0,7 si elle est inférieure à -5°C (une interpolation linéaire est faite pour les températures comprises entre ces deux valeurs). R_b est l'ensoleillement direct sur le champ PV divisé par l'ensoleillement direct sur l'horizontale :

$$R_b = \frac{\cos(\psi-\beta) \cos \delta \cos w + \sin(\psi-\beta) \sin \delta}{\cos \psi \cos \delta \cos w + \sin \psi \sin \delta} \quad (\text{III-16})$$

III-2-2-3. Sommation :

L'ensoleillement sur le plan incliné est calculé pour toutes les heures de la journée. Le total quotidien H_t est alors obtenu par la sommation de ces valeurs horaires.

III-3. Estimation de l'énergie fournie par le système photovoltaïque :

III-3-1 Calcul du rendement moyen du panneau photovoltaïque

Le rendement moyen du champ η_p est fonction de la température moyenne du module T_c

$$\eta_p = \eta_r \left[1 - \beta_p (T_c - T_r) \right] \quad (\text{III-17})$$

Où η_r est le rendement du module à la température de référence T_r (25 °C), et β_p est le coefficient de température pour le rendement du module. T_c est reliée à la température ambiante moyenne du mois T_a par la formule suivante :

$$T_c - T_a = (219 + 832\overline{K_t}) \frac{NOCT-20}{800} \quad (\text{III-18})$$

Où NOCT (Nominal Operating Cell Température) est la température nominale des cellules en opération et K_T l'indice de clarté mensuel. η_r , NOCT et β_p dépendent du type de module PV considéré. L'utilisateur peut spécifier ces données ou pour des technologies courantes, se fier aux valeurs du Tableau 1 utilisées par défaut par le modèle.

Type du module	η_r (%)	NOCT (°C)	β (%/°C)
Si mono-cristallin	13,0	45	0,40
Si poly-cristallin	11,0	45	0,40
Si amorphe	5,0	50	0,11
CdTe	7,0	46	0,24
CuInSe2 (CIS)	7,5	47	0,46

Tableau III-1 Caractéristiques du module PV pour des technologies courantes.[70]

III-3-2 Calcul de l'énergie fournie par le générateur PV:

les étapes de calcul de l'énergie fournie par le générateur PV sont représentées dans la figure III-3 La puissance fournie par le système photovoltaïque est exprimée alors :

$$E_{pv} = I_{inc} \times \eta_p \times \eta_{hacheur} \times \eta_{Mppt} \times \eta_{onduleur} \times \eta_{groupe MP} \tag{III-19}$$

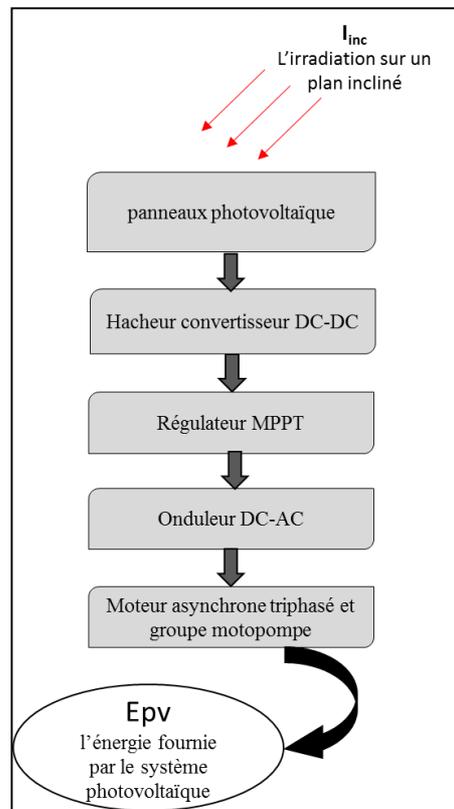


Figure III-2 étapes de calcul de l'énergie fournie par le système PV

III-4. Evaluation du potentiel énergétique éolienne [70, 71,72]

III-4-1 Distribution de Weibull

La vitesse du vent naturel varie en permanence. Pour prévoir la production d'énergie d'une éolienne, il faut connaître la force et la fréquence exactes du vent. On mesure en outre la vitesse moyenne du vent toutes les 10 minutes au moyen d'un anémomètre. Les valeurs obtenues peuvent être réparties en différentes classes variant de 1m/s à 24m/s. On peut alors exprimer le potentiel énergétique d'un site en fonction de la fréquence des différentes classes de vitesse.

La distribution de Weibull permet souvent une bonne approximation de la distribution de la vitesse du vent:

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-\left[\frac{V}{c}\right]^k} \quad (\text{III-20})$$

Où $f(V)$ est la fréquence d'occurrence de la vitesse du vent.

k et c des paramètres appelés communément les paramètres de Weibull :

- Le paramètre k (facteur de forme) est sans dimension et caractérise la forme de la distribution de fréquence, il oscille entre 1 et 3. Les valeurs les plus petites de ce coefficient correspondent à une courbe très resserrée sur la valeur de C .
- Le paramètre c qui a la dimension d'une vitesse, détermine la qualité du vent (facteur d'échelle). Il correspond au point où le vent est le plus important de la courbe.

III-4-2 Détermination des paramètres de Weibull [71]

Les caractéristiques du vent vont déterminer la quantité de l'énergie qui pourra être effectivement extraite du gisement éolien. Pour connaître les propriétés d'un site, des mesures de la vitesse du vent ainsi que de sa direction, sur une grande période du temps, sont nécessaires.

Cependant, les études antérieures dans le domaine de l'éolien ont montré que la caractéristique la plus importante est la distribution statistique de Weibull. Elle s'est révélée la plus adéquate pour l'emploi dans l'éolien, et en particulier pour les régions semi-arides.

Nous allons choisir la méthode de l'écart type pour la détermination des facteurs K et A , basée sur le calcul de l'écart type des fréquences de vent et de la vitesse moyen:

Le facteur d'échelle est très proche de la vitesse moyenne de la vitesse du vent.

$$k = \left(\frac{\sigma_v}{V_m} \right)^{-1.090} \tag{III-21}$$

$$A = \frac{2V_m}{\sqrt{\pi}} \tag{III-22}$$

V_m : vitesse moyenne (m/s)

σ : écart type (m/s)

III-4-3 4-2 La rose des vents :

Une rose des vents est un peu comme un compas de navigation qui divise l'horizon en secteurs angulaires. Pour chaque secteur, sont présentés [73] :

- La fréquence du vent, c'est à dire le pourcentage du temps durant lequel le vent souffle dans ce dernier
- La vitesse moyenne du vent multiplié par sa fréquence.
- La puissance disponible dans le vent.

La rose des vents joue un rôle très important dans la localisation de sites appropriés à l'installation d'éoliennes. Si une grande partie de l'énergie contenue dans le vent provient d'une direction particulière, il faut chercher à avoir aussi peu d'obstacles et un terrain aussi peu perturbé que possible dans cette direction.[74]

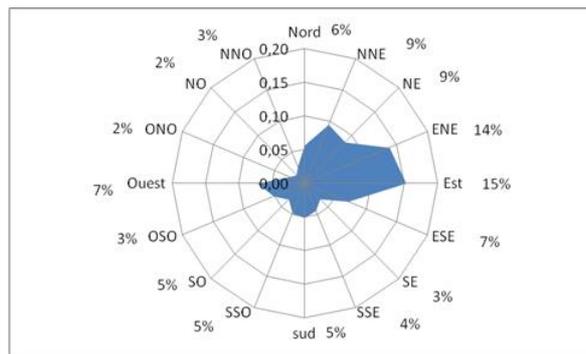


Figure III-3 Rose des vents de la région d'ADRAR[73]

III-4-4 Estimation de l'énergie fournie par l'aérogénérateur :

Actuellement, la majeure partie des constructeurs d'aérogénérateurs fournissent la courbe de puissance de leurs machines. Par conséquent, il est facile d'estimer la puissance d'une éolienne quand une série de mesure est effectuée sur le site étudié. Cependant, dans

plusieurs cas, seule la fonction de distribution de probabilité est disponible. Dans ce cas, la puissance de sortie pour chaque vitesse du vent peut être exprimée comme suit: [72]

$$P_i = c_p(v) \times S \times \frac{1}{2} \rho \times v^3 \quad (\text{III-23})$$

Avec $C_p(v)$ représente le coefficient de puissance à la vitesse v et S représente la surface de la voilure de l'éolienne.

Les éoliennes ont différentes courbes de puissance en sortie. De même, le modèle utilisé pour décrire la performance est également différent. Dans la plupart des études présentes dans la littérature, l'équation suivante est utilisée pour simuler la puissance électrique d'une éolienne type .

$$P_i \begin{cases} 0 \text{ si } v < v_D \\ P_n \times \frac{v^k - v_D^k}{v_N^k - v_D^k} \text{ Si } v_D \leq v \leq v_N \\ P_n \text{ si } v_N \leq v \leq v_A \\ 0 \text{ si } v > v_N \end{cases} \quad (\text{III-24})$$

Où P_n est la puissance électrique nominale de la machine, v_D est la vitesse de démarrage, v_N la vitesse nominale et v_A la vitesse d'arrêt.

Une fois la puissance à la sortie de l'éolienne P_i à chaque pas de temps i est calculée, nous estimons la puissance de sortie moyenne P_e d'une turbine. Ce dernier est un paramètre important d'une éolienne, car il détermine la production totale d'énergie et le revenu total. Son estimation peut se faire en utilisant la relation suivante:

$$P_e = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_i \quad (\text{III-25})$$

III-5. Puissance fournie par le système éolien :

$$E_{el} = p_e \times \eta_{redresseur} \times \eta_{hacheur} \times \eta_{Mppt} \times \eta_{onduleur} \times \eta_{groupe\ Moto-Pompe} \quad (\text{III-26})$$

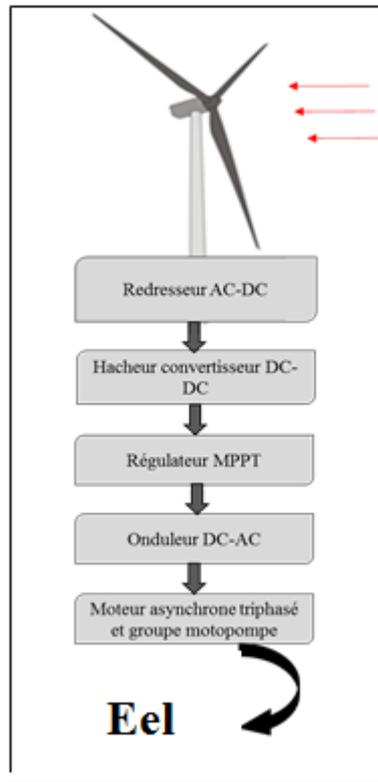


Figure III-4 Etapes de calcul de l'énergie fournie par l'aérogénérateur

III-6. Dimensionnement du système :

III-6-1 Description de la méthode et Hypothèses :

- le système est destiné à l'irrigation dans un site isolé. Sa conception doit être la plus simple possible afin de réduire au maximum les frais d'investissements et de maintenances. Le stockage se fait par le biais d'un réservoir qui généralement est capable de fonctionner avec deux jours d'autonomie.
- le dimensionnement du système se fait en calculant la taille du générateur PV qui est fortement dépendante de la surface de l'aérogénérateur choisis ainsi ses caractéristiques (P_n , V_D , V_a , V_n).
- le dimensionnement nécessite les données climatiques mensuelles tel que la température l'irradiation sur un plan incliné, la vitesse du vent ainsi que les besoins mensuelle de l'eau et la hauteur manométrique totale HMT de la région considérée.
- les tempêtes, les vents de sables, les catastrophes naturelles et les pannes ne sont pas pris en considération.

Dans cette étude de dimensionnement et d'optimisation, deux méthodes sont utilisées. Elles sont basées sur **la moyenne mensuelle annuelle** et **la moyenne du mois le plus défavorable** de l'énergie totale incidente.

L'énergie totale produite par les deux générateurs photovoltaïque et éolien qui alimentent la charge est exprimée par:

$$E_{PV} \times A_{PV} + E_{el} \times A_{el} = E_L \quad \text{(III-27)}$$

$$E_{PV} \times A_{PV} = f \times E_L \quad \text{(III-28)}$$

$$E_{el} \times A_{el} = (1 - f)E_L \quad \text{(III-29)}$$

Où f représente la fraction de la charge alimentée par la source photovoltaïque et $(1-f)$ celle alimentée par la source éolienne. La valeur limite $f = 1$ indique que la totalité de la charge est alimentée par la source photovoltaïque. Quand $f=0$, ceci correspond à une alimentation 100 % éolienne.

III-6-2 Méthode des moyennes mensuelles annuelles

Dans cette méthode, la taille des générateurs photovoltaïque et éolien est tirée des valeurs moyennes annuelles de chaque contribution nommée $\overline{E_{pv}}$, $\overline{E_{el}}$ (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: [72]

$$1 - f = A_{el} \times \frac{E_{el}}{\overline{E_L}} \quad \text{(III-30)}$$

$$A_{pv} = f \times \frac{\overline{E_L}}{\overline{E_{pv}}} \quad \text{(III-31)}$$

Cette méthode est utilisée lorsque les données météorologiques incidentes sont disponibles.

III-6-3 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.

Le mois le plus défavorable est fonction de la charge mensuelle, des ressources climatiques et des performances des composants du système.[72]

Les surfaces nécessaires pour les deux générateurs sont exprimées par:

$$1 - f = A_{el} \times \max\left(\frac{E_{el,m}}{E_{l,m}}\right) \quad (\text{III-32})$$

$$A_{pv} = f \times \max\left(\frac{E_{l,m}}{E_{pv,m}}\right) \quad (\text{III-33})$$

III-6-4 Détermination de la taille réelle du système :

La taille réelle retenue pour chaque générateur est relativement différente à celle théorique qui est déterminée dans les équations précédemment mentionnées pour les systèmes de petite échelle. Son établissement se fait en deux étapes :

- Choisir en premier lieu un type d'aérogénérateur dont les caractéristiques (S_{el} , P_n , V_D , V_A , V_N) semblent les plus adéquates au site.

Où :

S_{el} : Surface du générateur éolien.

V_A : Vitesse d'arrêt

P_N : Puissance nominale

V_N : Vitesse nominale

V_D : Vitesse de démarrage

- Etablissement de la surface de générateur A_{pv} et Calcul du nombre des panneaux photovoltaïque N_{pv} selon une surface unitaire du panneau noté $A_{i,u}$ [73]

$$A_{PV} = ENT\left(\frac{A_{PV}}{A_{i,u}}\right) \times A_{i,u} \quad (\text{III-34})$$

Telle que $ENT\left(\frac{A_{PV}}{A_{i,u}}\right)$ représente la valeur entière du rapport, prise par excès.

IV. Résultats et simulation

IV-1. Introduction :

Nous allons dans ce chapitre appliqué la méthode choisie pour le dimensionnement sur un site réel à l'aide un programme informatique écrit en Matlab.

Nous avons choisi le site d'Adrar pour dimensionner le système qui est destiné à irriguer une surface de cinq hectares. Le programme informatique prend en charge un maximum de paramètre : température, donné du lieu, vitesse du vent, irradiation sur plan horizontale et fournie aussi un maximum de résultats afin de choisir les composantes les plus adéquates au site pour déterminer le nombre des panneaux photovoltaïques nécessaire.

IV-2. Caractéristique du site étudié :

IV-2-1 L'enseillement :

IV-2-1-1. Durée d'enseillement :

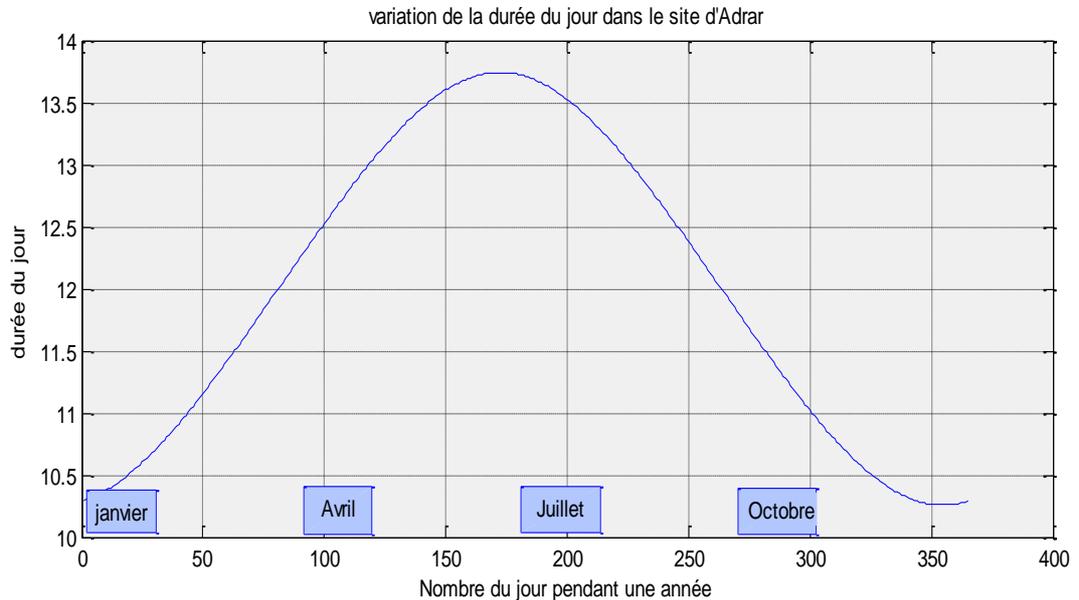


Figure IV-1 variation journalière de l'insolation maximale durant une année

La figure (IV-1) représente la variation journalière de l'insolation maximale durant une année dans le site d'Adrar. Cette variation prend un aspect parabolique. Elle montre que la durée d'un jour solaire varie entre 10 heures et 15 minutes pour le solstice d'hiver (21 décembre) et 13h et 45 minutes pour le solstice d'été (21 juin).

IV-2-1-2. Journée type du mois :

Le jour type du mois est le jour pour lequel l'énergie globale hors atmosphère incidente, sur un plan horizontal au cours de la journée est égale à la valeur moyenne quotidienne de cette énergie pour le mois considéré (voir tableau IV-1).

Mois	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
journée type du mois	17	43	75	104	135	179	199	229	258	289	318	364

Tableau IV-1 Journées types des mois durant l'année

Tous les calculs qui vont être établis sont faits selon la base des journées types du tableau IV-1

IV-2-1-3. Variation mensuelle de l'indice K_T , l'irradiation et température:

Le tableau IV-2 représente l'évolution mensuelle de l'indice K_T , l'irradiation (horizontale, inclinée, hors atmosphère et au sol) et de la température.

Mois	Indice de clarté	Rayonnement extraterrestre KWh	Rayonnement au sol KWh	Irradiation journalière globale horizontale KWh	Irradiation journalière globale inclinée (27.15°) KWh
1	0,59	6,32	3,75	3,71	5,72
2	0,64	7,35	4,74	4,68	6,46
3	0,66	9,00	5,93	5,87	6,93
4	0,67	10,29	6,88	6,82	7,00
5	0,65	11,09	7,26	7,22	6,56
6	0,68	11,33	7,7	7,67	6,57
7	0,68	11,18	7,63	7,59	6,70
8	0,67	10,56	7,07	7,01	6,85
9	0,65	9,47	6,13	6,07	6,76
10	0,61	7,92	4,86	4,81	6,29
11	0,58	6,60	3,81	3,77	5,61
12	0,56	5,94	3,32	3,29	5,28

Tableau IV-2 variation mensuelle de l'indice K_T , l'irradiation (horizontale, inclinée, hors atmosphère et au sol) et de la température

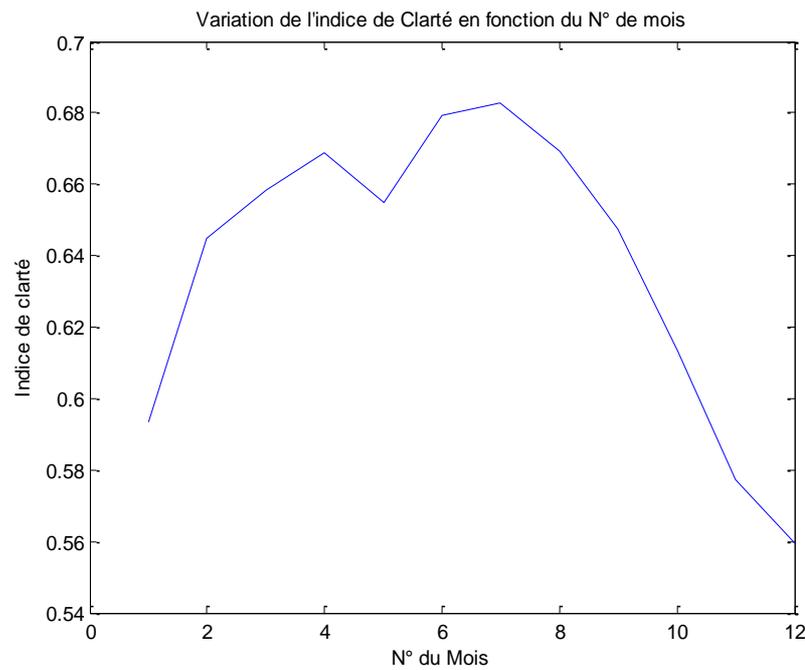


Figure IV-2 Variation mensuelle de l'indice de clarté

L'indice de clarté qui exprime le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement hors atmosphère est représenté sur la figure IV-2. Il varie pour le site Adrar entre 0.56 pour le mois de décembre et 0.68 pour de juillet. Donc on peut estimer que le climat est ensoleillé le long des saisons sauf le mois de décembre qui semble le plus nuageux.

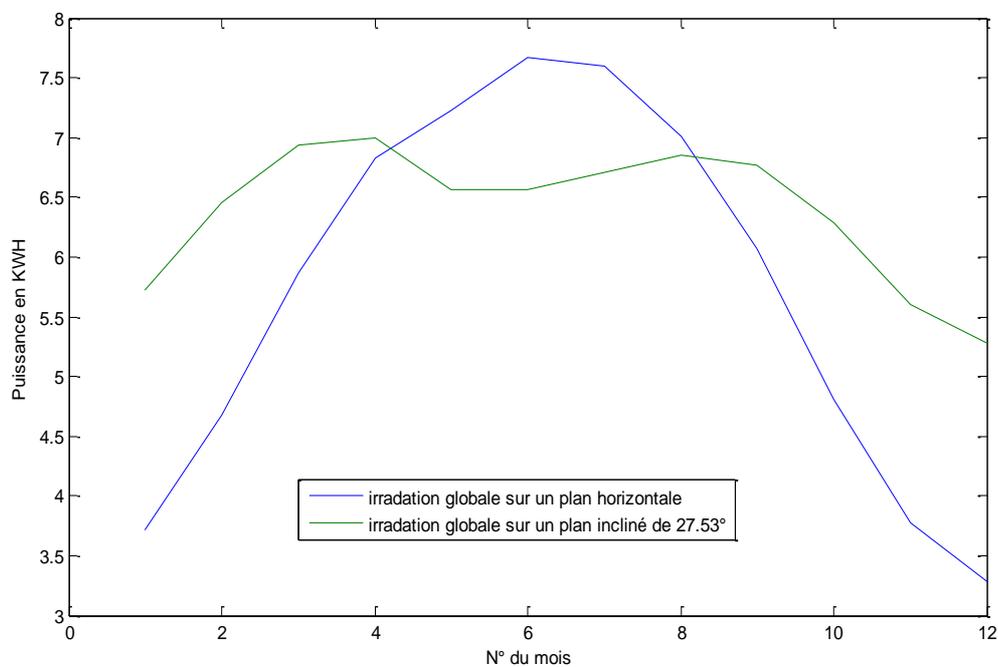


Figure IV-3 l'évolution mensuelle de l'irradiation globale sur un plan horizontale et sur un plan incliné

La figure IV représente l'évolution mensuelle de l'irradiation globale sur un plan horizontale et sur un plan incliné. Elle montre que l'inclinaison du panneau d'un angle β =latitude peut

maximiser le captage de flux solaire pendant les saisons de l'automne, l'hiver et le printemps. En effet la puissance de l'irradiation sur un plan horizontale est de l'ordre de 4KWh pour le mois de janvier, 6KWh pour le mois de mars et de 4.5KWh pour le mois d'octobre. Tandis que la puissance de l'irradiation sur le plan incliné dépasse les 5KWh pour les saisons d'automne et d'hiver et les 6KWh pour la saison de printemps.

On remarque aussi que pendant la saison d'été la densité du flux solaire sur un plan incliné est légèrement inférieure à celle du plan horizontale. Ce phénomène est dû à la direction du soleil qui est presque verticale en été. Alors, pour capter le maximum de flux solaire on doit fixer le champ photovoltaïque à un angle relativement faible. En d'autre terme l'intensité du rayonnement solaire sur un plan quelconque augmente lorsqu'on incline le plan du capteur vers le soleil suivant un angle optimal qui dépend de la saison.

IV-2-2 Le vent :

➤ Rose des vents de la région d'Adrar

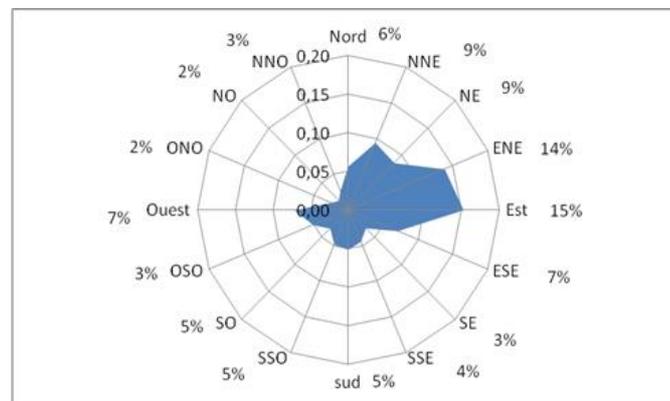


Figure IV-4 Rose des vents de la région d'ADRAR

Nous avons vu dans la partie précédente que la rose joue un rôle très important dans la localisation de sites appropriés à l'installation d'éoliennes elle divise l'horizon en secteurs angulaires

Les secteurs prédominants sont (voir la Figure IV-4) :

- les secteurs Nord Nord Est (NNE) et Nord Est avec un pourcentage de 9% pour chaque direction.
- le secteur Ouest et Est Sud Est (ESE) compte 7% pour chaque secteur et 6% pour le secteur Nord.

- le secteur Sud, Sud-Ouest et Sud Sud Ouest (SSO) avec 5% des observations.

Le secteur dominant est :

- le secteur Est qui représente et secteur Est Nord Est (ENE) compte respectivement 15% et 14%.

Les faibles secteurs sont :

- le Sud Sud Est (SSE) repasant 4% de vent et Sud Est, Ouest Sud-Ouest (OSO) et Nord-Ouest (NNO) avec un pourcentage de 3% pour chaque direction.
- enfin on a 2% pour les directions Nord-Ouest et Ouest Nord-Ouest (ONO).

IV-2-3 Distribution mensuelle de Weibull (calculée par le programme) :

Les valeurs correspondant aux graphes VI-5, VI-6, VI-7, VI-8 représentés dans *l'annexe 5* Sous forme de tableaux.

Elles ont été établies par le biais d'un programme informatique qui se base sur des données météorologique des vents (à 25 m) relevant de la station National Climatic Data Center (NCDC).

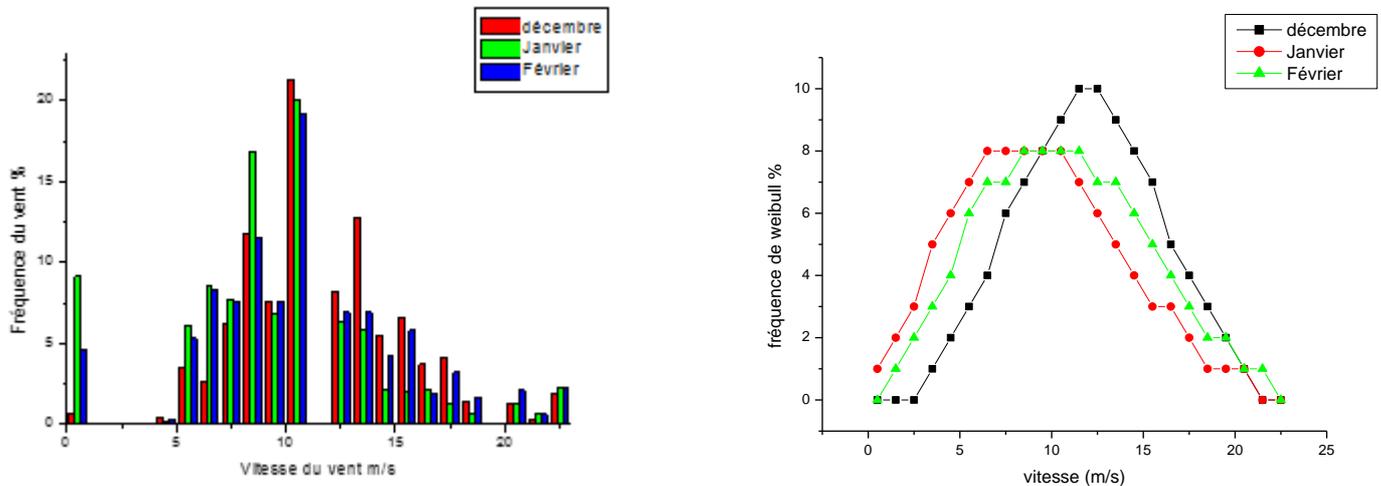


Figure IV-5 Distribution mensuelle de Weibull - saison d'hiver -

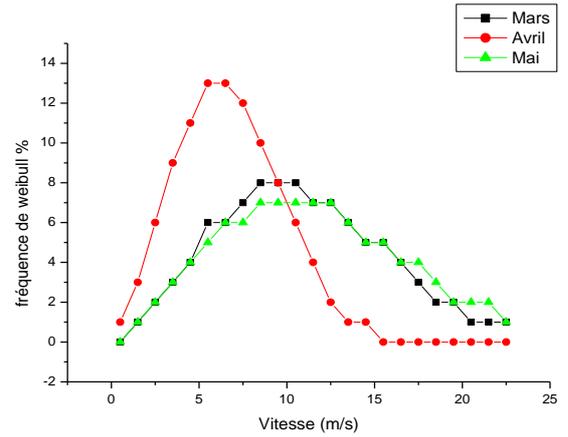
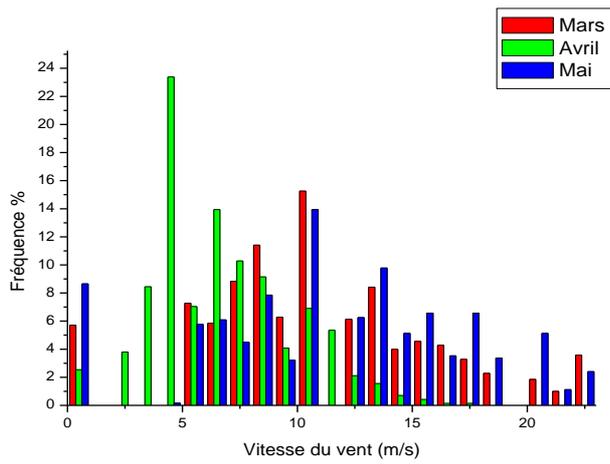


Figure IV-6 Distribution de Weibull – saison de printemps -

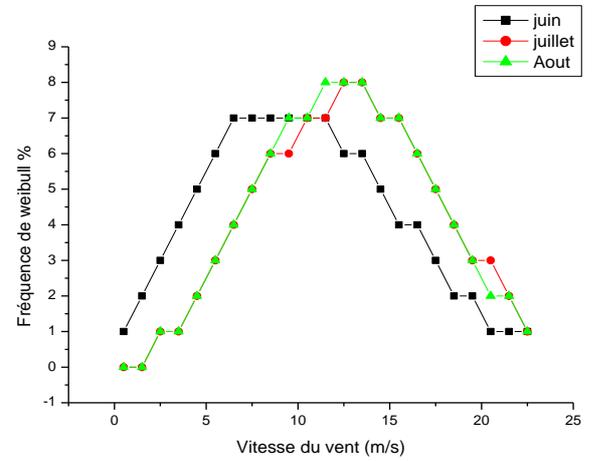
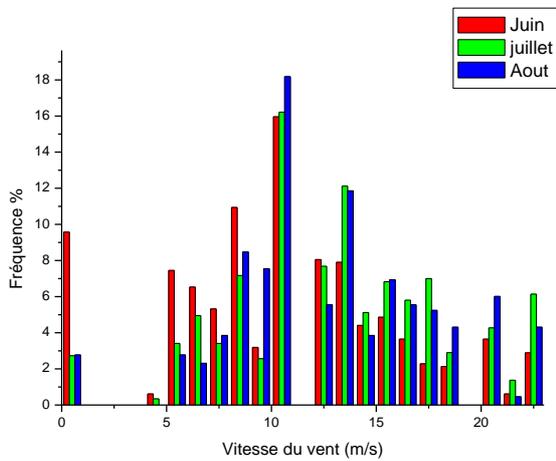


Figure IV-7 Distribution de Weibull – saison d'été -

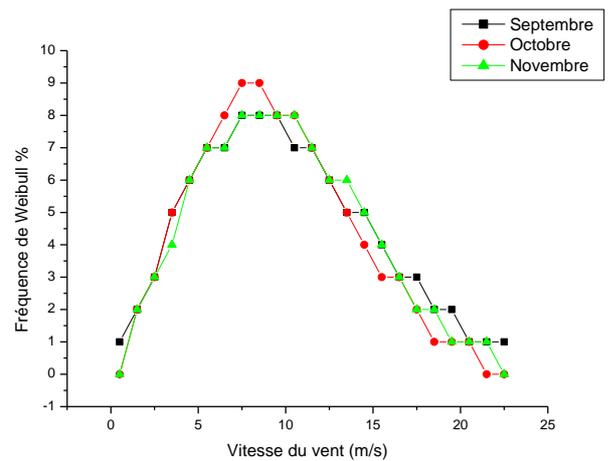
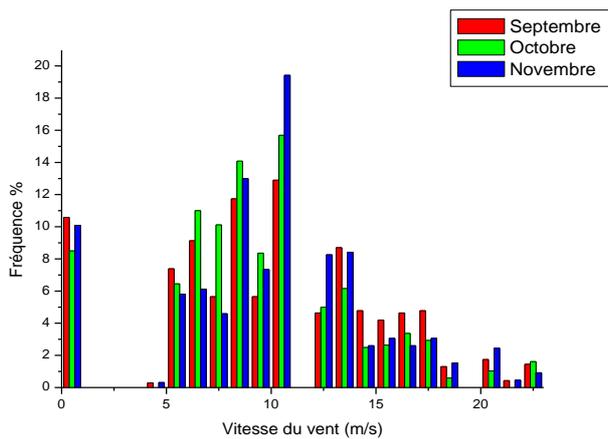


Figure IV-8 Distribution de Weibull – saison d'automne –

Le tableau IV-3 ainsi que le graphe IV-9 représentent l'évolution mensuelle des paramètres de Weibull (facteur d'échelle A et Facteur de forme K) et de la vitesse moyenne V_m .

Paramètres	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jui	Juil	Aou	Sept	Oct	Nov	Déc
V_m (m/s)	9,53	10.70	10.93	6.71	11.85	10.60	13.01	12.80	10.09	9.48	10.04	11.74
K	2.19	2.51	2.33	2.38	2.22	2.09	2.85	2.91	2.06	2.23	2.21	3.43
A(m/s)	10.75	12.07	12.33	7.57	13.07	11.97	14.68	14.45	11.39	10.70	10.33	13.25

Tableau IV-3 variation mensuelle des paramètres de weibull

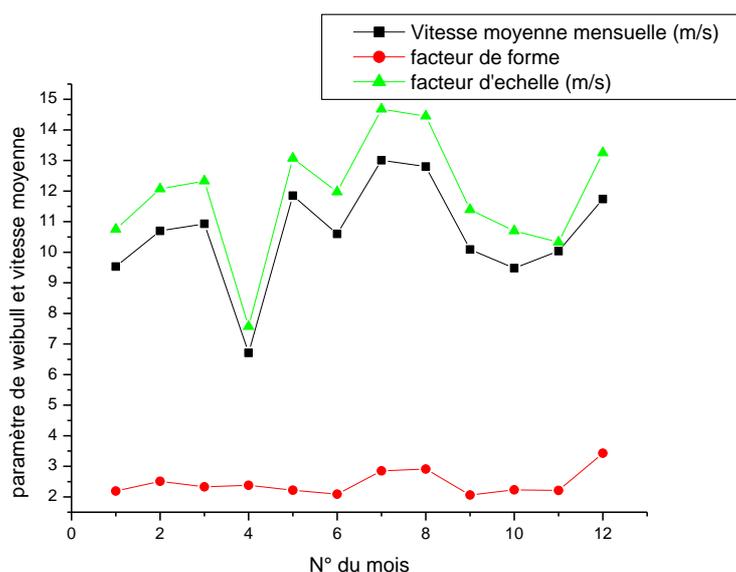


Figure IV-9 Variation mensuelle des paramètres de Weibull

Les figures IV.5, IV.6, IV.7, IV.8 représentent la variation saisonnière de la distribution de Weibull et les histogrammes des fréquences du vent. Elles montrent que la vitesse du vent couvre une large gamme qui s'étend jusqu'à 21m/s en hiver et été, et 19m/s en printemps et automne. Tandis que La vitesse moyenne du vent peut atteindre 11.74m/s en hiver, 11.85m/s en printemps, 13.01m/s en été et 10.09m/s en automne. Quant aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme est assez important durant les quatre saisons où il dépasse la valeur 3.43 en hiver. Le facteur d'échelle atteint son maximum en été avec 14.68m/s.(voir figure IV-9).

IV-3. Estimation de l'énergie fournie par le système photovoltaïque :

Afin d'estimer l'énergie fournie par le champ photovoltaïque du système, nous avons procédé notre étude sur des modules photovoltaïques les plus utilisés (voir tableau IV.4) et choisi par la suite le module le plus adéquat au site.

Type du module	η_r (%)	NOCT (°C)	β (%/°C)
Si mono-cristallin	13,0	45	0,40
Si poly-cristallin	11,0	45	0,40
Si amorphe	5,0	50	0,11
CdTe	7,0	46	0,24
CuInSe2 (CIS)	7,5	47	0,46

Tableau IV-4 caractéristiques énergétiques des modules photovoltaïques les plus utilisés[70]

Le tableau IV.5 représente l'évolution mensuelle des rendements réels des panneaux PV dans le site d'Adrar. Ces résultats ont été obtenus par le biais d'un programme informatique en Excel, qui prend en considération l'effet de la température du lieu. (Voir annexe 4)

Mois	K_T	T° max	T° min	Si mono-cristallin	Si poly-cristallin	Si amorphe	CdTe	CuInSe2 (CIS)
1	0,59	26,1	0,0	12,47	10,55	4,94	6,83	7,15
2	0,64	31,7	1,1	12,23	10,35	4,92	6,75	6,99
3	0,66	37,8	8,9	11,84	10,02	4,88	6,62	6,73
4	0,67	37,8	12,8	11,72	9,92	4,87	6,59	6,65
5	0,65	43,3	14,4	11,56	9,78	4,85	6,54	6,55
6	0,68	46,7	21,7	11,25	9,52	4,81	6,43	6,34
7	0,68	48,3	27,8	11,05	9,35	4,79	6,37	6,20
8	0,67	47,2	26,7	11,12	9,41	4,80	6,39	6,25
9	0,65	44,4	19,4	11,40	9,65	4,83	6,48	6,44
10	0,61	40,0	20,6	11,55	9,77	4,85	6,53	6,53
11	0,58	37,2	6,7	12,02	10,17	4,90	6,68	6,85
12	0,56	26,7	1,7	12,45	10,54	4,94	6,82	7,14

Tableau IV-5 l'évolution mensuelle des rendements réels des panneaux pv dans le site d'Adrar

Afin de calculer l'énergie fournit par les panneaux photovoltaïques, des estimations des rendements énergétiques des dispositifs électroniques utilisés sont représentées sur tableau IV-6.

Dispositifs	Hacheur	Onduleur	Mppt	Redresseur
Rendement	98%	95%	70%	98%

Tableau IV-6 Rendement de conversion des différents dispositifs électriques

Mois	Irradiation Incliné	Si monocristallin	Si poly-cristallin	Si amorphe	CdTe	CuInSe2 (CIS)
		(KWh.j ⁻¹ .m ⁻²)				
1	5,72	0,46	0,39	0,18	0,25	0,27
2	6,46	0,51	0,43	0,21	0,28	0,29
3	6,93	0,53	0,45	0,22	0,30	0,30
4	7,00	0,53	0,45	0,22	0,30	0,30
5	6,56	0,49	0,42	0,21	0,28	0,28
6	6,57	0,48	0,41	0,21	0,27	0,27
7	6,70	0,48	0,41	0,21	0,28	0,27
8	6,85	0,50	0,42	0,21	0,28	0,28
9	6,76	0,50	0,42	0,21	0,28	0,28
10	6,29	0,47	0,40	0,20	0,27	0,27
11	5,61	0,44	0,37	0,18	0,24	0,25
12	5,28	0,43	0,36	0,17	0,23	0,24

Tableau IV-7 Puissance fournit par les panneaux PV les plus utilisés

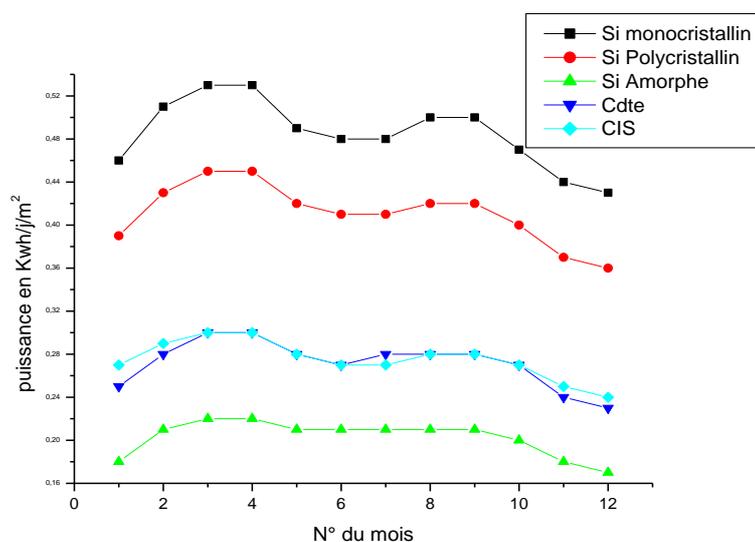


Figure IV-10 Puissance fournit par les panneaux PV les plus utilisés

Ce graphe tracé à partir de tableau des puissances IV-5 regroupe les différentes variations mensuelles de la puissance fournit par les panneaux PV (exprimé en KWh/j/m²). Nous constatons que les puissances maximales fournies sont celles du Si monocristallin qui couvre une gamme qui s'étend de 0,43KWh/j/m² jusqu'à 0,53KWh/j/m², cependant le Si amorphe fournies des puissances minimales variant de 0,43KWh/j/m² à 0,53KWh/j/m².

Le Si monocristallin semble le plus adéquat au site d'Adrar, pour cela ce nous avons opté par cette technologie pour le dimensionnement de notre système de pompage.

IV-4. Estimation de l'énergie fournie par le système éolien

Afin d'estimer l'énergie fournie par le champ éolien du système, nous avons procédé dans notre étude au calcul de l'énergie fournie par trois type d'aérogénérateurs dont les caractéristiques sont mentionnés dans le tableau IV-8, et nous avons choisi la meilleure.

Model	GairwindF64-40	VestasV15/55	Vestas V44
Puissance nominale	40	55	55
Hauteur du mât (m)	24	25	25
Surface de la voileure	64	183.9	201.1
Vitesse de démarrage	3	3	5
Vitesse nominale	14	13	17
Vitesse d'arrêt (m/s)	20	19	20

Tableau IV-8 caractéristiques des différents modes de l'aérogénérateur [76]

Le tableau IV-9 représente l'évolution mensuelle de la puissance en KWh des trois aérogénérateurs pour le site d'Adrar. Ces résultats ont été obtenus à par le programme informatique nommé « eol.m » que j'ai conçu (voir annexe 1).

Type éolienne	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jui	Juil	Aou	Sept	Oct	Nov	Déc
Fairwind 64-40	16,91	20,06	19,99	9,62	21,45	19,24	23,75	23,57	19,49	17,51	19,26	24,41
Vestas v15/55	26,15	30,37	30,03	15,26	31,69	28,95	35,06	34,94	29,10	26,75	29,39	36,66
Vestas V16/55	14,56	18,43	18,83	6,82	21,38	17,98	23,91	23,56	18,57	15,63	17,56	23,04

Tableau IV-9 comparaison des puissances fournies par les différents modèles

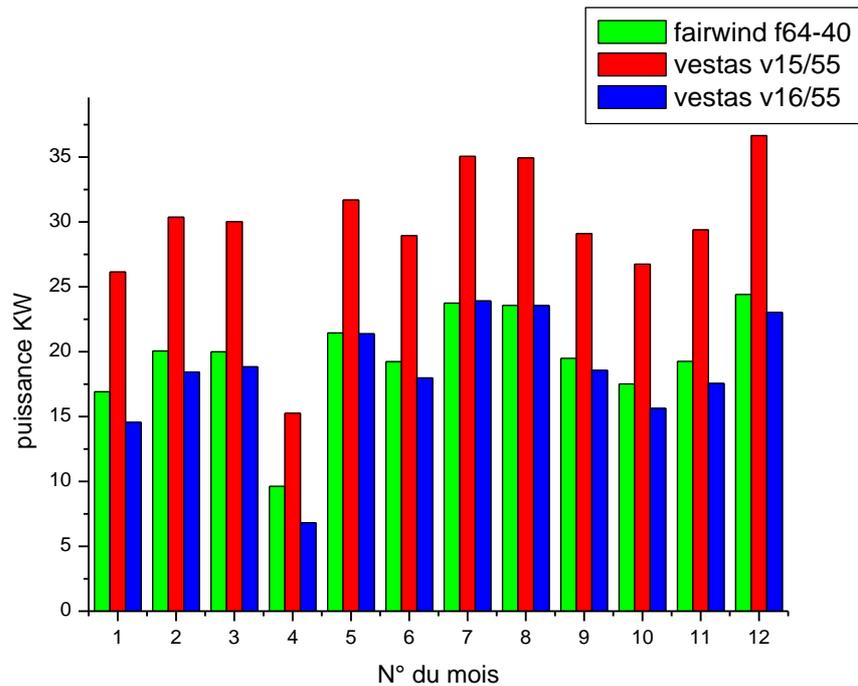


Figure IV-11 variations mensuelles de la puissance fournie par l'aérogénérateurs

Le graphe de la figure IV.11 tracé à partir du tableau IV-9 regroupe les différentes variations mensuelles de la puissance fournie par l'aérogénérateur (exprimé en KWh/j/m²). Nous constatons que les puissances maximales fournies sont celles du Vestas V15/55 couvrant une gamme qui s'étend de 15.26KW jusqu'à 36.66KW. Par contre le Vestas V16/55 fournie des puissances minimales variant de 6.28KW à 23.56KW.

Il est clair que le Vestas V15/55 présente les meilleures performances. Pour cela nous avons opté pour l'aérogénérateur Vestas V15/55 dans la suite de notre dimensionnement du système.

IV-5. Dimensionnement du système :

IV-5-1 Estimation du débit d'eau :

Les besoins en eau pour l'irrigation dépendent du type de culture, de la méthode d'irrigation et des facteurs météorologiques (la température, l'humidité, la vitesse du vent, l'évapotranspiration du sol, et la saison de l'année en question). Cependant, la pratique et l'expérience locale restent toujours très indispensables pour une évaluation correcte des besoins. Les besoins en eau pour irriguer cinq hectares de terrains agricoles sont donnés dans le tableau IV-10 [77]:

Période	Hiver			Printemps			Eté			Automne		
	Mois	Dec	Jan	Feb	Mar	Avr	Mai	juin	juil	Aou	Sep	Oct
Eau (m3/j)	85	84	85	90	90	98	98	110	110	100	93	93
Energie hydraulique	329,61	333,54	353,16	353,16	384,55	384,55	431,64	431,64	392,40	364,93	364,93	333,54
Energie électrique	667,08	659,23	667,08	706,32	706,32	769,10	769,10	863,28	863,28	784,8	729,86	729,86

Tableau IV-10 Evaluation mensuelle des besoin en eau pour irréguer 05 hectares de terrains agricoles (site d'Adrar) [77]

Les valeurs des énergies électrique et hydraulique nécessaires pour satisfaire les besoins en eau sus mentionnées ont été calculées (voir équation II-47) pour le cas d'une pompe centrifuge dont :

- La hauteur manométrique totale $HMT = 50$ m.
- La constante hydraulique $Ch = 2,725$.
- Le rendement $Re = 50\%$.

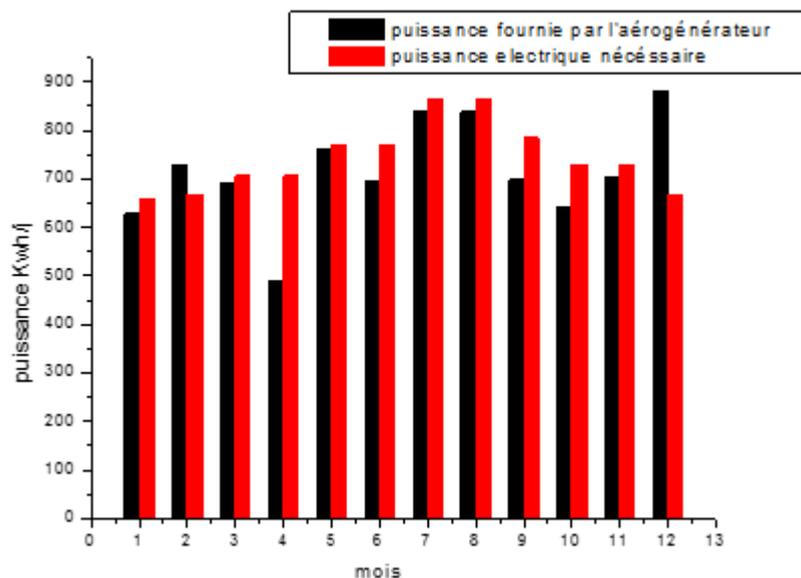


Figure IV-12 Répartition mensuelle de la puissance éolienne et de la charge électrique nécessaire.

La figure IV-12 représente l'évolution mensuelle des puissances de l'aérogénérateur et celle de la charge. On constate que durant les mois: février et décembre, les besoins de la charge sont satisfaits car les vents durant ces périodes pour le site d'ADRAR sont favorables pour un bon fonctionnement de l'aérogénérateur. Nous n'avons donc pas besoin de l'énergie PV

Cependant, l'aérogénérateur est incapable de répondre aux besoins de la charge aux autres périodes. A cet effet nous introduisons les panneaux photovoltaïques pour pallier au manque d'énergie.

IV-5-2 Méthodes de dimensionnement :

Deux méthodes nous permettent de dimensionner nos panneaux PV pour faire fonctionner durant toute l'année notre système.

IV-5-2-1. 1^{er} méthode, moyennes mensuelles annuelles :

La taille des générateurs photovoltaïques est tirée des valeurs moyennes annuelles de chaque contribution nommée $\overline{E_{pv}}$, $\overline{E_{el}}$. De la même manière, la charge est représentée par la valeur moyenne mensuelle annuelle.

Mois	E _{pv} (KW.j ⁻¹ .m ⁻²)	Éol (KWh.j ⁻¹)	Débit d'eau (m ³ /j)	E Hyd	E électrique	surface corrigée	NPV corrigé	f
1	0,46	627,60	84,00	329,62	659,23	68,00	18,00	4,80
2	0,51	728,88	85,00	333,54	667,08	0,00	0,00	0,00
3	0,53	690,72	90,00	353,16	706,32	28,00	6,00	2,21
4	0,53	490,24	90,00	353,16	706,32	407,00	122,00	30,59
5	0,49	760,56	98,00	384,55	769,10	16,00	2,00	1,11
6	0,48	694,80	98,00	384,55	769,10	154,00	44,00	9,66
7	0,48	841,44	110,00	431,64	863,28	44,00	11,00	2,53
8	0,50	838,56	110,00	431,64	863,28	48,00	12,00	2,86
9	0,50	698,40	100,00	392,40	784,80	172,00	50,00	11,01
10	0,47	642,00	93,00	364,93	729,86	186,00	54,00	12,04
11	0,44	705,36	93,00	364,93	729,86	55,00	14,00	3,36
12	0,43	879,84	85,00	333,54	667,08	0,00	0,00	0,00
Val.moy	0,49	716,53	94,67	371,47	742,94	98,17	27,75	6,68

Tableau IV-11 Nombre des PV et fraction de charge (résultats établies par un programme en Excel)

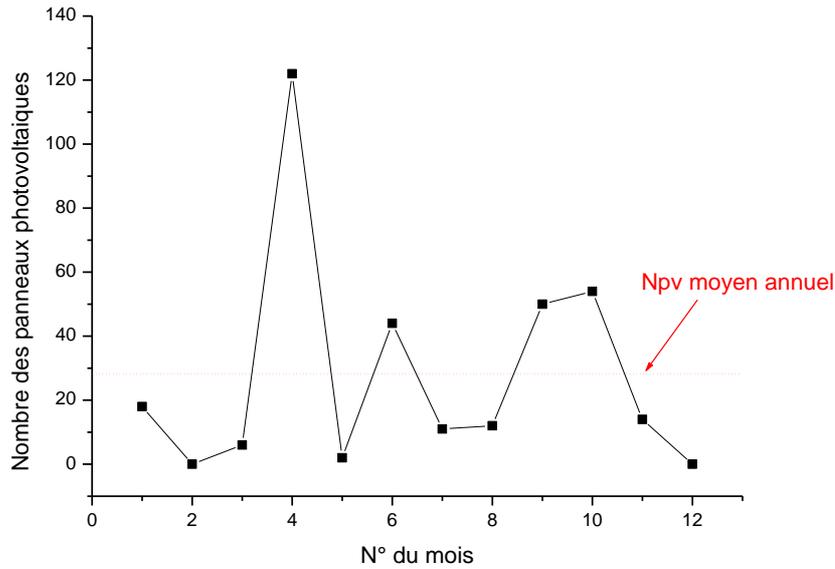


Figure-IV-13 calcul des nombres des panneaux photovoltaïque

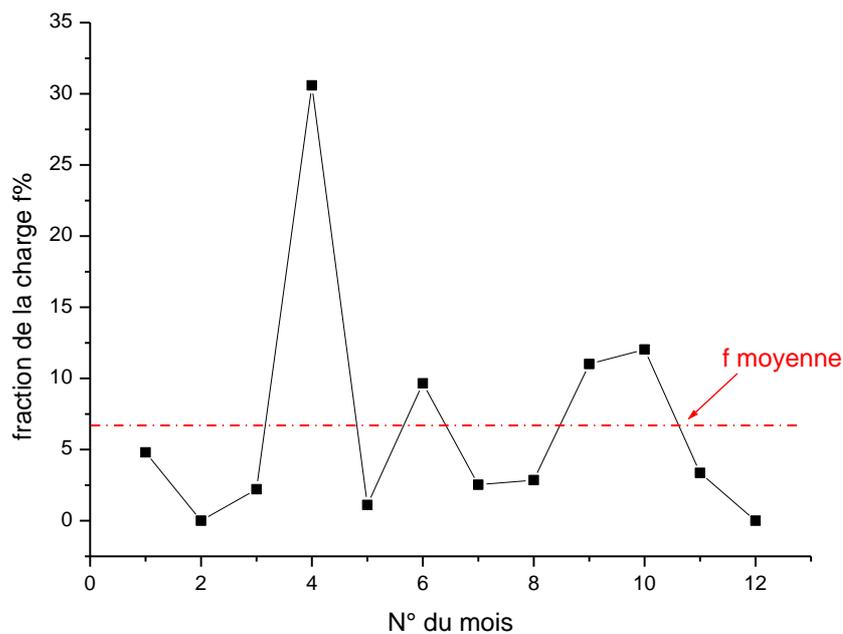


Figure IV-14 Variation mensuelle de la charge

Les figures IV-13 et IV-14 représentent la variation du nombre des panneaux photovoltaïques ainsi que la fraction de la charge en fonction des mois. Le nombre des panneaux photovoltaïques varie entre 0 et 122. Il est maximum pendant le mois d’avril où la fraction de la charge vaut 30,59. Cette méthode exige un dimensionnement selon une moyenne des puissances mensuelles de l’aérogénérateur, des panneaux photovoltaïques et de

la charge. En effet, le nombre des panneaux photovoltaïques est de l'ordre de 28. La fraction de la charge correspondante est égale à 6,68%.

IV-5-2-2. Application scénario2, méthode du mois le plus défavorable :

Le dimensionnement des composants du système (générateurs photovoltaïque et éolien) pour cette méthode se fait en fonction du mois le plus défavorable pour le solaire, l'éolien et la charge. Il est spécifié par le tableau IV-12 :

Puissance éolienne la plus défavorable (KW.j ⁻¹)	Puissance PV la plus défavorable (KW.j ⁻¹ .m ⁻²)	Puissance de la charge (KW.j ⁻¹)	Nombre P.V	Fraction de la charge f (%)
490,24	0,43	863,28	226	43,21

Tableau IV-12 dimensionnement du système par la méthode du mois le plus défavorable

Nous avons trouvé, donc à travers la méthode du mois le plus défavorable que le nombre des panneaux photovoltaïques nécessaire pour satisfaire la charge est de l'ordre de 226, L'aérogénérateur étant de type VESTAS V15/55 d'une puissance nominale de 55KW et d'une surface de 183.9m² et la fraction de la charge f vaut 43,21%.

IV-5-3 Coût du système en fourniture et comparaison des deux méthodes :

L'analyse économique du système nécessite des données précises sur le prix des différents éléments qui le constituent ainsi les frais de réalisation et de maintenance. Nous n'avons estimé que le coût de la fourniture.

Le prix total du système serait pour cela estimé à :

$$C_{tot} = C_{pv} \times N_{pv} + C_{el} + C_d \quad \dots\dots\dots (IV-1)$$

- C_d : cout divers (incluant les prix des câbles et l'électronique de puissance, groupe motopompe) estimé à 140.000DA
- C_{PV} : cout de panneau photovoltaïque (monocristallin d'une surface de 3.75m²) :18500DA [78]
- C_{el} : cout de l'aérogénérateur est estimé à 2.620.000 DA [79]
- C_{tot} : coût totale en fourniture
- N_{PV} : nombre des panneaux photovoltaïques

Méthodes	Npv	F(%)	Coûts (DA)
Méthode des moyennes mensuelles annuelles	27,75	6,68	2.760.000
Méthode du mois le plus défavorable	226	43,21	6.941.000

Tableau IV-13 comparaisons des résultats des deux méthodes de calcul

IV-5-4 Comparaison des deux méthodes:

La méthode du mois le plus défavorable nécessite un nombre plus grand des panneaux photovoltaïques (226) et par la suite un coût plus élevé (6.941.000DA) que celui de la méthode des moyennes mensuelles annuelles (2.760.000DA).

Il est clair qu'il y a une tendance économique favorable pour l'usage de la méthode des moyennes mensuelles annuelles. Cependant, le seul inconvénient est que cette méthode exige des données mensuelles et annuelles du site de l'installation.

Conclusion Générale Et Perspectives

Notre étude a porté sur le pompage hydraulique solaire dans les zones isolées d'Adrar. Cette région est située sur la nappe albiennaise et un fort potentiel d'ensoleillement et de vent. A cet effet nous avons entrepris une étude de faisabilité d'un système de pompage hybride photovoltaïque-éolien.

Nous avons dans un premier temps fait une étude bibliographique portant sur :

- L'énergie photovoltaïque et toutes les technologies existantes.
- L'énergie éolienne ainsi que les aérogénérateurs les plus fréquemment utilisés.
- Les dispositifs d'électronique de puissance ainsi que les pompes et les moteurs.
- La nappe albiennaise du Sahara Algérien.

La deuxième partie de notre étude a été consacré à la modélisation, la simulation et le dimensionnement d'un système de pompage hydraulique hybride photovoltaïque-éolien.

Pour cela nous avons collecté les données météorologiques (vitesse du vent par heure et à 25m de hauteur, ensoleillement mensuel et température par heure et par jour) pour une période de dix années (2003 à 2013).

La vitesse du vent a été mise sous forme de classes, puis recalculée par la distribution de Weibull afin de modéliser la vitesse du vent dans la région d'Adrar.

Les données mensuelles de l'ensoleillement sur plan horizontale, de la même région ont été modélisées pour pouvoir extraire l'ensoleillement par heure pour une journée type du mois sur un plan incliné.

La température a été calculée pour la journée type et classée en deux groupes (température minimale et maximale), toujours pour la région d'Adrar.

La hauteur manométrique totale (HMT) de la nappe albiennaise dans la région d'Adrar a été estimée à 50m.

Toutes ces données nous ont permis de dimensionner notre système hybride par un programme informatique réalisé sous environnement Matlab. Celui-ci nous a permis de dimensionner notre panneau photovoltaïque, l'aérogénérateur, le système de conversion électrique et la pompe hydraulique.

Pour ce qui est de l'éolienne, notre choix a été porté sur l'aérogénérateur « Vestas V15/55 » à axe horizontal, de hauteur 25m, de diamètre 15m et de puissance nominale 55KW.

Par contre pour les panneaux photovoltaïques cinq technologies ont été étudiées et modélisées en fonction de la température. Le monocristallin étant le plus performant a été dimensionné.

Le système éolien et photovoltaïque étant choisi et dimensionné, nous avons dimensionné le système de conversion électrique (électronique de puissance).

Pour irriguer cinq hectares de terrains agricoles dans la région d'Adrar l'énergie électrique nécessaire a été estimée mensuellement et notre simulation nous a donné le système hybride suivant :

- 28 panneaux solaires photovoltaïques de technologie silicium monocristallin de 3.75m² de surface pour chaque panneau.
- Un aérogénérateur «Vestas V15/55 » de hauteur 25m, 15m de diamètre et 55KW de puissance nominale.

Le coût de cette opération a été estimé à 2.760.000DA.

Comme perspectives de ce travail nous envisageons de :

- Veiller à optimiser les éléments du système en examinant sa réponse en temps réel.
- Prendre en considération la durée de vie des différents éléments du système, souvent omise dans la majorité des recherches.
- Notons que la température joue un rôle néfaste sur le rendement des panneaux PV. Pour cela nous recommandons d'installer sur les panneaux solaires un circuit d'eau de refroidissement.
- Nous projetons aussi de procéder à l'étude de la réalisation d'un réservoir surélevé pour pouvoir irriguer par gravité.

Bibliographie

- [1] José Miguel Navarro « *Cellules Photovoltaïques Organiques Transparentes Dans LeVisible* ».Thèse de doctorat. Université Toulouse III - Paul Sabatier, 2008.
- [2] HELALI KAMELIA « *Modélisation D'une Cellule Photovoltaïque : Etude Comparative* » Mémoire de MAGISTER, université de Tizi Ouzou ,2012.
- [3] Zarour laid « *Etude technique d'un système d'énergie Hybride photovoltaïque-eolien hors réseau* » Doctorat en sciences en électrotechnique, université de Mentouri de Constantine ,2010
- [4] Article« *L'EAU, L'ENERGIE & LE VENT A TRAVERS LA REGION D'ADRAR,ALGERIE* » K. MESSAITFA T. CHERGUI Page 3 ,2004.
- [5] Article « *Électricité photovoltaïque – Principes* » Abdelilah SLAOUI, Directeur de recherche, Laboratoire des Sciences de l'ingénieur, de l'informatique et de l'imagerie (ICUBE),CNRS et Université de Strasbourg p 6,7,8.
- [6]Collection « *physique des semi-conducteurs : Fondamentaux* » Noël SERVAGENT - Ecole des Mines de Nantes,2007
- [7]Mémoire de Magister « *Modélisation, simulation et optimisation d'un système hybride eolien-photovoltaïque* »BELGHITRI HOUDA, 2010.
- [8]Angel Cid Pastor « *Conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques* ». Thèse de Docteur. Institut National des Sciences Appliquées de Toulouse, 2006.
- [9]Revue scientifique, toutes l'information sur le photovoltaïque,p7,du 23 Aout 2012
- [10]La revue du palais de la découverte, n°344-345 janvier-février 2007, daniel lincot, directeur de recherches au CNRS
- [11]Revue scientifique de ACLEN « *Electricité solaire photovoltaïque* », collection connaissance des énergie,p3 ,2013
- [12]Revue scientifique « *les technologies photovoltaïque* », collection solar word P1-2 ,juin 2012
- [13]Mémoire « *Impression des cellules solaires photovoltaïques* » Elsa CORROYER et Sophie HUGUET,Mai 2009,université de Grenoble
- [14]MATHieu URIEN, *cellules photovoltaïques organique à base copolymères à bloc de type régide flexible*, thèse de doctorat,l'université Bordeaux I,2008
- [15] : Les Dossiers Environnement de GAZACA «*Les énergies renouvelables (partie II –L'énergie Solaire)*», Mai 2006.
- [16] M. Serge Poignant « *Rapport d'informatique*» déposé en application de l'article 145 du Règlement par la commission des affaires économique sur l'énergie photovoltaïque.
- [17] :P.De Brichambaut « *Evalution énergétique d'un gisement solaire* », Tec et Doc ,1984.
- [18]Thèse de doctorat, Adam MIRECKI « *Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance* », l'institut national polytechnique de toulouse,2005
- [19] Le baromètre de l'éolien. *Systèmes solaires n°159. Février 2004. EurObserv'ER.*

- [20] “current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar”, *A review* Pragma Nema, R.K. Nema, Saroj Rangne karaa , Issue 8, October 2009, Pages 2096–2103A
- [21] *Rev. Energ. Ren. « Carte des Vents de l’Algérie »*, N. Kasbadji Merzouk, *Laboratoire dévaluation du Potentiel Energétique, Centre de Développement des Energies Renouvelables, Valorisation (1999) 209-21409.*
- [22] *Energie éolienne, Théorie, conception et calcul pratique des installations*, Désiré Le Gourières, Edition EYROLLES, 1980.
- [23] *Darrieus wind turbine analysis*. <http://windturbine-analysis.com>
- [24] *Wind Flower. Toshiba Plant Systems & Services Corporation*. http://www.eyorozu.com/products/windflower/index_j.htm
- [25] « *electronique_de_puissance* », Wikipédia , 2012
- [26] *Sophie Labrique CONVERTISSEURS D'ENERGIE ET ACTIONNEURS, UNIVERSITE CATHOLIQUE DE LOVAIN* octobre 2002
- [27] *Les hacheurs*, Claude Divoux, 1999, collection du physique-appliquee.net
- [28] *Les redresseurs*, wikipedia , 2012
- [29] *Les Gradateurs*, wikipedia , 2012
- [30] *Les onduleurs pour système photovoltaïque Fonctionnement, Etat de l’ Art et Etude des Performances*, Violaine Didier, HESPUL, association de développement des énergies renouvelables - Août 2007 -
- [31] : S. Diaf, « *Expérimentation d’un système de pompage photovoltaïque sur site saharien* », *Thèse d’ingénieur d’état*, CDER, 1992.
- [32] : A. Betka, « *Optimisation d’un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil* »,
- [33]: B. Chikh-Bled et O. Sebbane, « *Mise au point d’un banc d’essais : installation de Pompage d’eau* », *Mémoire d’ingénieur d’état*, Institut de Génie Mécanique, 1996.
- [34] : A. Betka, « *Optimisation d’un système de pompage photovoltaïque au fil du soleil* », *Thèse de Magister*, Centre universitaire Biskra 1997.
- [35] *Maouedj Rachid, application de l’énergie photovoltaïque Au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de BOUZAREAH, unité de Recherche matériaux et énergies renouvelables Tlemcen ,2005*
- [36] *Cornet, A., 1964 : Introduction a l’hydrogéologie du Sahara, Algérie. Revue géographie physique et de géologie dynamique, Vol. 6, Num-1, pp. 5,72.*
- [37] *Larbes A., 2003 : Le système aquifère du Sahara septentrional. Recueil des Communications des journées techniques et scientifiques sur la qualité des Eaux du Sud – Séminaire d’El Oued, 2003.*
- [38] *Étude géothermique du sud de l’Algérie, OUALI Salima, mémoire de magister, université de Boumerdes, 2006.*
- [39] *Mehdid A., 1988 : Les ressources en eau du Sahara algérien. Ministère de l’hydraulique et des forêts. Eau et sols d’Algérie N°1 1988, ANRH.*
- [40] *Alonso Corinne « Contribution à l’optimisation, la gestion et le traitement de l’énergie ». Mémoire d’habilitation à diriger les recherches, Université Paul Sabatier Toulouse III, 2003.*
- [41] *G. Notton et al. « Influence d’un ombrage partiel sur la production électrique d’un module photovoltaïque en silicium monocristallin ». Revue des Energies Renouvelables Vol. 13 N°1, pp 49-62, 2010.*
- [42] *O. Gergaud, B. Multon, H. Ben Ahmed « Analysis and Experimental Validation of Various*

Photovoltaic System Models »7th International ELECTRIMACS Congress, Montréal, Août 2002.

[43]N.Benmeddah « Modélisation d'un panneau photovoltaïque » Mémoire de DES,université de Tlemcen, 1999

[44] A. Ould mohamed yahia et al « étude et modalisation d'un générateur photovoltaïque » revue des Energie Renouvelables Vol.11 N° 3 2008 pp 473-483, 2008

[45] Alonso Corinne « Contribution à l'optimisation, la gestion et le traitement de l'énergie ». Mémoire d'habilitation à diriger les recherches, Université Paul Sabatier Toulouse III, 2003.

[46] N. Laverdure, D. Roye, S. Bacha, R. Belhomme, "Technologie des systèmes éoliens – intégration dans les réseaux électriques", la Revue 3EL, no. 39, 2004

[47] <http://oooxygene.alwaysdata.net/eolienne.html>

[48] A. ABDELLI « Optimisation multicritère d'une chaîne éolienne passive » thèse de doctorat à l'institut national polytechnique de Toulouse ,2007

[49] S.Boudia « optimisation de l'évaluation temporelle du gisement énergétique éolien par simulation numérique et contribution à la réactualisation de l'Atlas des vents en Algérie » mémoire de doctorat en Physique énergies renouvelables,2013

[50] Frédéric POITIERS, « Etude et commande de génératrices asynchrone à double alimentation reliée au réseau »thèse de doctorat de l'université de Nantes, 2003

[51] : L. KHTTACHE «Etude et commande d'un système Eolien à base d'une Machine Electrique Double Alimentée »Thèse de magister université de Batna ,2007

[52]: O. GERGAUD « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur » thèse de doctorat de l'école Normale supérieur de CACHAN, 2002.

[53] Olivier LANGLOIS, 'Raccordement d'éoliennes de petite puissance intégrées aubâtiment', Contrat avec EDF R&D, DEA Génie Electrique de l'INPT, Septembre 2002.

[54] M. Lajoie-Mazene, Ph. Viarouge, "Alimentation des Machines Synchrones " Techniques de l'ingénieur, traité Génie électrique, D3630.

[55] H. Bühler, "Electronique de Puissance", Presses Polytechniques Romandes, 1989

[56] Market survey : Inverters 2007, Photon International Avril 2007, p. 138

[57]Les redresseurs, source wikipédia, 2012

[58] G. Séguier et F. Labrique. "Les Convertisseur de L'électronique de Puissance, et Comportement Dynamique", Tome5, Technique et documentation –Lavoisier, 1998.

[59]F. Messai," Contribution à l'Etude d'une Génératrice à Réductance Variable.".Thèse de Magister Institut d'électrotechnique Université mentouri constantine2009

[60]W.R.Anis, H.Metwally," Dynamic Performance of a Directly Coupled PV Pumping System", Solar Energy, Vol.53, N°4, pp369-377, 1994.

[61]Gabriele GRANDI, Domenico CASADEI, "Dynamic Performance of a PowerCondition Applied to Photovoltaic Sources ", EPE-PEMC, Dubrovnik & Cavtat. pp.01-10, 2002.

[62]A. Tlemçani, H. Chekireb, M. Boucherit, "Perturb and Observe MPPT Technique Robustness Improved", IEEE pp 845- 850, 2004.

- [63] F. Nicola, G. Petrone, " Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method ", *IEEE*. Vol.20, N°4, pp.963-973, 2005.
- [64] F. Valenciaga and P. F. Puleston, " Supervisor Control for a Stand-Alone Hybrid Generation System Using Wind and Photovoltaic Energy, " *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 20, N° 2, June 2005.
- [65] Shigeo Morimoto, " Sensorless Output Maximization Control for Variable-Speed Wind Generation System Using IPMSG, " *IEEE Transactions on industry applications*, Vol. 41, N). 1, January/February 2005
- [66] : S. Diaf, « Expérimentation d'un système de pompage photovoltaïque sur site saharien », Thèse d'ingénieur d'état, CDER, 1992.
- [67] Maouedj Rachid, *application de l'énergie photovoltaïque Au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et de BOUZAREAH, unité de Recherche matériaux et énergies renouvelables Tlemcen*, 2005
- [68]: *Techniques de l'ingénieur, « mécanique et chaleur, pompes, vide, air comprimé », NB4, Paris, 1988.*
- [69] « Analyse de projets d'installation photovoltaïques ». *RETScreen International*. 2010
- [70] M.A Dahouéon, « le manuel du technicien photovoltaïque », *PERACOD 2011*
- [71] Mikhail, A. S., and Justus, C. G., "Comparison of Height Extrapolation Models and Sensitivity Analysis," *Wind Engineering*, Vol. 5, No. 2, 1981.
- [72] F. Banuelos-Ruedas C. Angeles-Camacho, S. Rios-Marcuello, *Methodologies Used in the Extrapolation of Wind Speed Data at Different Heights and Its Impact in the Wind Energy Resource Assessment in a Region, Wind Farm – Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment, Chapitre 4, Juin 2011. DOI: 10.5772/673.*
- [73] B.FELLAH, « système hybride photovoltaïque-éolien de production d'électricité. Application aux sites de TLEMEN et de bouzaréah ». Thèse magister 2013.
- [74] GENIVAR. *Analyse des vents et des surcotes de tempêtes. Projet de réhabilitation du brise-lames à l'entrée du port de mer de la compagnie minière Québec cartier Société en commandite ; 2007*
- [75] C.G. Justus and A. Mikhail, *Rev, Geophysical Research Letters*, vol. 3, N° 5(1976).
- [76] site web www.thewindpower.net dernière consultation 07/06/2013
- [77] étude géothermique du sud de l'Algérie, *Mémoire de magister en géophysique Ouali Salima*, 2006.
- [78] catalogue des produits siemens solar, *siemens Solar GmbH, Munich Germany 2012*
- [79] site web www.ebay.com, dernière consultation 09/06/2013

Annexes

Annexe (1) : programme de calcul de la puissance fournie par un aérogénérateur

```
function puiss=eol(s, vd, vn, va, pn, v, fw)
    l=length(v)
    roh=1.2
    for i=1:l
        if v(i)<vd
            p(i)=0;
        end
        if (v(i)>vd) && (v(i)<vn)
            d=v(i)^2-(vd^2);
            l=vn^2-(vd^2);
            p(i)=pn*(d/l);
        end
        if (v(i)>vn) & (v(i)<va)
            p(i)=pn;
        end
        if (v(i)>va)
            p(i)=0;
        end
    end
    pe=p.*fw;
    display(p);
    plot(v,p);
    display(pe);
    puiss=sum(pe)/100
end
```

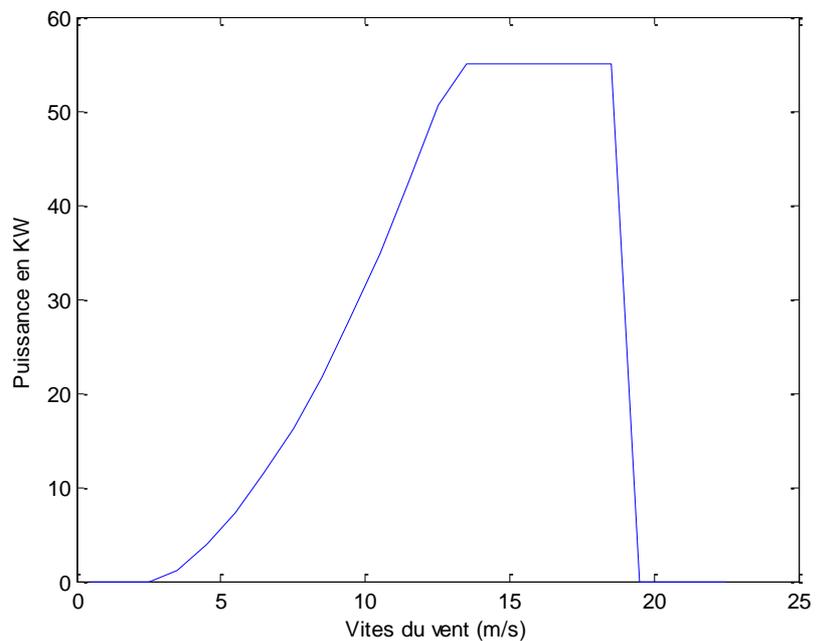


Figure 1 puissance fournie par l'aérogénérateur Vestas V15/55 exemple mois de mars

Annexe (2) : programme de calcul de la distribution de Weibull et détermination de l'histogramme des fréquences des vitesses du vent

```
function
[vm1,vm2,vm3,k1,k2,k3,a1,a2,a3,fw1,fw2,fw3]=weibul(v1,f1,v2,f2,v3,f3)
bar(v1,f1,'b');
hold on;
bar(v2,f2,'g');
hold on;
bar(v3,f3,'r');
hold on;
%etablissement de vm1,ec1,a1,k1
y11=v1.*f1;
vm1=sum(y11);
display(vm1)
y12=v1-vm1;
y13=y12.^2;
y14=f1.*y13;
ec1=sqrt(sum(y14));
a1=2*vm1/sqrt(pi);
k1=(ec1/vm1)^(-1.09);
display(a1)
display(k1)
z1=length(v1);
%etablissement de vm2,ec2,a2,k2
y21=v2.*f2;
vm2=sum(y21);
display(vm2)
y22=v2-vm2;
y23=y22.^2;
y24=f2.*y23;
ec2=sqrt(sum(y24));
a2=2*vm2/sqrt(pi);
k2=(ec2/vm2)^(-1.09);
display(a2)
display(k2)
z2=length(v2);
%etablissement de vm3, ec3, a3, k3
y31=v3.*f3;
vm3=sum(y31);
display(vm3)
y32=v3-vm3;
y33=y32.^2;
y34=f3.*y33;
ec3=sqrt(sum(y34));
a3=2*vm3/sqrt(pi);
k3=(ec3/vm3)^(-1.09);
display(a3)
display(k3)
z3=length(v3);
%weibull 1er mois
fw1(z1)=0;
```

```

for i=1:z1
fw1(i)=(k1/a1)*(v1(i)/a1)^(k1-1)*exp(-(v1(i)/a1)^k1);
end
plot(v1,fw1,'b');
hold on;
%weibull 2ème mois
fw2(z2)=0;
for i=1:z2
fw2(i)=(k2/a2)*(v2(i)/a2)^(k2-1)*exp(-(v2(i)/a2)^k2);
end
plot(v2,fw2,'g');
hold on;
%weibull 3ème mois
fw3(z3)=0;
for i=1:z3
fw3(i)=(k3/a3)*(v3(i)/a3)^(k3-1)*exp(-(v3(i)/a3)^k3);
end
plot(v3,fw3,'r');
hold on;
end

```

Annexe (3) : programme d'estimation de l'irradiation solaire inclinée sur un lieu donné et tous les paramètres dépendant (durée d'insolation, angle de soleil...)

```
function
[dec,dj,h0m,kt,hdm,ind,iglm,idfm,ldrm,iincm]=irr1(lal,lon,ati,alb,inc,hm)
r=0;
c=0;
for n=1:365
dec(n)=23.45*sind((360/365)*(284+n));
ws(n)=acosd(-tand(lal)*tand(dec(n)));
dj(n)=2*ws(n)/15;
i=1;
tsv(n,1)=12-(dj(n)/2);
w(n,1)=15*(tsv(n,1)-12);
while tsv(n,i)<(12+(dj(n)/2))
i=i+1;
tsv(n,i)=12-(dj(n)/2)+(i-1);
w(n,i)=15*(tsv(n,i)-12);
end
hmaxj(n)=i;
h0(n)=(0.024/pi)*1367*(1+0.033*cosd(360*n/365))*((cosd(lal)*cosd(dec(n))*sind(ws(n)))+(pi*ws(n)/180)*sind(lal)*sind(dec(n)));
end
hs(12)=0;
wss(12)=0;
for m=1:12;
nj=0;
if (m==1) | (m==3) | (m==5) | (m==7) | (m==8) | (m==10) | (m==12)
c=0;
end
if (m==4) | (m==6) | (m==9) | (m==11)
c=1;
end
if m==2
c=3;
end
r=r+c;
for j=1+31*(m-1):31*m-c
hs(m)=hs(m)+h0(j);
wss(m)=wss(m)+ws(j);
nj=nj+1;
end
h0m(m)=hs(m)/nj;
wsm(m)=wss(m)/nj;

kt(m)=hm(m)/h0m(m);
if wsm(m)<81.4
hdm(m)=hm(m)*(1.391-(3.560*kt(m))+4.189*(kt(m))^2-2.137*(kt(m))^3);
else
```

```

    hdm(m)=hm(m)*(1.311-3.022*kt(m)+3.427*(kt(m))^2
1.821*(kt(m))^3);
end
end
% determination des journée moyenne
r=0;
c=0;
ind(12)=0;
for m=1:12;
nbj=0;
if (m==1) | (m==3) | (m==5) | (m==7) | (m==8) | (m==10) | (m==12)
c=0;
end
if (m==4) | (m==6) | (m==9) | (m==11)
    c=1;
end
if m==2
    c=3;
end
    r=r+c;

for j=1+31*(m-1):31*m-c
    nbj=nbj+1;
    comp(nbj)=abs(h0(j)-h0m(m));
end
    mini=(min(comp));
nbj=0;
for j=1+31*(m-1)-r:31*m-c-r
    nbj=nbj+1;
    if comp(nbj)==mini;
        ind(m)=j;
        display(nbj);
    end
end
end
display(ind);
%calcul des valeurs horaires des différentes irradiations sur un
plan
r=0;
c=0;
for m=1:12
    aj(m)=0.409+0.5016*sind(ws(ind(m))-60);
    bj(m)=0.6609-0.4767*sind(ws(ind(m))-60);
    hmax(m)=hmaxj(ind(m));
    for h=1:hmax(m)

rth(m,h)=pi/24*(aj(m)+bj(m)*cosd(w(ind(m),h)))*((cosd(w(ind(m),h)
))-cosd(ws(ind(m))))/(sind(ws(ind(m)))-
(pi*ws(ind(m))/180)*cosd(ws(ind(m)))));
        if rth(m,h)<0
            rth(m,h)=0;
        end
    end
end

```

```

        rdh(m,h)=pi/24*(cosd(w(ind(m),h))-
cosd(ws(ind(m))))/(24*sind(ws(ind(m)))-
((pi*ws(ind(m))/180)*cosd(ws(ind(m)))));
        if rdh(m,h)<0
            rdh(m,h)=0;
        end
        rbh(m,h)=(cosd(lal-
inc)*cosd(dec(ind(m)))*cosd(w(ind(m),h))+(sind(lal-
inc)*sind(dec(ind(m)))))/(cosd(lal)*cosd(dec(ind(m)))*cosd(w(ind
(m),h))+(sind(lal)*sind(dec(ind(m)))));
        if rbh(m,h)<0
            rbh(m,h)=0;
        end
        igl(m,h)=hm(m)*rth(m,h);
        idf(m,h)=hdm(m)*rdh(m,h);
        idr(m,h)=igl(m,h)-idf(m,h);

iinc(m,h)=(idr(m,h)*rbh(m,h))+(idf(m,h)*((1+cosd(inc))/2))+(igl(
m,h)*alb*((1-cosd(inc))/2));
        end
    end
display(iinc)
iincm=sum(iinc')
iglm=sum(igl')
idfm=sum(idf')
idrm=sum(idr')
end

```

Annexe (4) : Variation mensuelle de l'indice de clarté, température et rendement des différentes technologies en fonction des mois (à l'aide d'un programme écrit en Excel)

Mois	K _r	T° max	T° min	Si mono-cristallin min	Si mono-cristallin max	Si poly-cristallin min	Si poly-cristallin max	Si amorphe min	Si amorphe max	CdTe min	CdTe max	CuInSe2 (CIS) min	CuInSe2 (CIS) max
1	0,59	26,11	0,00	11,79	13,15	9,98	11,12	4,87	5,02	6,61	7,05	6,70	7,60
2	0,64	31,66	1,11	11,43	13,02	9,67	11,02	4,83	5,00	6,49	7,01	6,46	7,51
3	0,66	37,77	8,88	11,09	12,59	9,38	10,65	4,80	4,96	6,38	6,87	6,23	7,23
4	0,67	37,77	12,77	11,07	12,37	9,37	10,47	4,80	4,93	6,38	6,80	6,22	7,08
5	0,65	43,33	14,44	10,81	12,31	9,15	10,42	4,77	4,93	6,29	6,78	6,05	7,05
6	0,68	46,66	21,66	10,60	11,90	8,97	10,07	4,75	4,88	6,22	6,64	5,91	6,77
7	0,68	48,33	27,77	10,51	11,58	8,89	9,80	4,74	4,85	6,20	6,54	5,85	6,56
8	0,67	47,22	26,66	10,58	11,65	8,95	9,86	4,74	4,86	6,22	6,56	5,90	6,61
9	0,65	44,44	19,44	10,75	12,05	9,10	10,20	4,76	4,90	6,27	6,69	6,01	6,87
10	0,61	40,00	20,55	11,04	12,05	9,34	10,20	4,79	4,90	6,37	6,69	6,20	6,87
11	0,58	37,22	6,66	11,22	12,81	9,50	10,84	4,81	4,98	6,43	6,94	6,32	7,38
12	0,56	26,66	1,66	11,80	13,10	9,99	11,09	4,87	5,01	6,61	7,03	6,70	7,57

**Annexe (5) : mise sous forme de classes, les données de vitesse de vent à 25m/s
de la région d'Adrar à l'aide d'un programme écrit en Excel.**

Classe (m/S)	Fréquences Des Vents %											
	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jui	Juil	Aou	Sept	Oct	Nov	Déc
[0-1]	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
[1-2]	0,02	0,01	0,01	0,03	0,01	0,02	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,00
[2-3]	0,03	0,02	0,02	0,06	0,02	0,03	0,01	0,01	0,03	0,03	0,03	0,00
[3-4]	0,05	0,03	0,03	0,09	0,03	0,04	0,01	0,01	0,05	0,05	0,04	0,01
[4-5]	0,06	0,04	0,04	0,11	0,04	0,05	0,02	0,02	0,06	0,06	0,06	0,02
[5-6]	0,07	0,06	0,06	0,13	0,05	0,06	0,03	0,03	0,07	0,07	0,07	0,03
[6-7]	0,08	0,07	0,06	0,13	0,06	0,07	0,04	0,04	0,07	0,08	0,07	0,04
[7-8]	0,08	0,07	0,07	0,12	0,06	0,07	0,05	0,05	0,08	0,09	0,08	0,06
[8-9]	0,08	0,08	0,08	0,10	0,07	0,07	0,06	0,06	0,08	0,09	0,08	0,07
[9-10]	0,08	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,06	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08
[10-11]	0,08	0,08	0,08	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,09
[11-12]	0,07	0,08	0,07	0,04	0,07	0,07	0,07	0,08	0,07	0,07	0,07	0,10
[12-13]	0,06	0,07	0,07	0,02	0,07	0,06	0,08	0,08	0,06	0,06	0,06	0,10
[13-14]	0,05	0,07	0,06	0,01	0,06	0,06	0,08	0,08	0,05	0,05	0,06	0,09
[14-15]	0,04	0,06	0,05	0,01	0,05	0,05	0,07	0,07	0,05	0,04	0,05	0,08
[15-16]	0,03	0,05	0,05	0,00	0,05	0,04	0,07	0,07	0,04	0,03	0,04	0,07
[16-17]	0,03	0,04	0,04	0,00	0,04	0,04	0,06	0,06	0,03	0,03	0,03	0,05
[17-18]	0,02	0,03	0,03	0,00	0,04	0,03	0,05	0,05	0,03	0,02	0,02	0,04
[18-19]	0,01	0,02	0,02	0,00	0,03	0,02	0,04	0,04	0,02	0,01	0,02	0,03
[19-20]	0,01	0,02	0,02	0,00	0,02	0,02	0,03	0,03	0,02	0,01	0,01	0,02
[20-21]	0,01	0,01	0,01	0,00	0,02	0,01	0,03	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01
[21-22]	0,00	0,01	0,01	0,00	0,02	0,01	0,02	0,02	0,01	0,00	0,01	0,00
[22-23]	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00

Résumé

L'objectif du présent travail vise à dimensionner un système hybride (éolien– photovoltaïque) totalement autonome dans la région d'Adrar. Ceci pour les besoins en eaux destinées à l'irrigation de cinq hectares (05Ha) de terrain agricole.

Pour parvenir à concrétiser nos objectifs, nous avons estimé les potentiels énergétiques éolien et solaire disponibles sur le site d'Adrar puis nous avons dimensionné le système de pompage par deux méthodes: la première est basée sur la moyenne des valeurs mensuelles annuelles et la deuxième est basée sur le mois le plus défavorable.

Mots clés : système photovoltaïque- système éolien – Système hybride Photovoltaïque éolien- modélisation – dimensionnement – nappe albienne – convertisseur statique – moteur asynchrone –Pompe hydraulique .

ملخص

تهدف دراستنا الحالية الى تحديد ابعاد النظام الهجين (طاقة الرياح و الطاقة الكهرو-ضوئية) ، ذات استقلالية كلية ، و ذلك عبر تجسيدها بمنطقة ادرار ، بغية التوصل الى سد حاجيات المنطقة من المياه المخصصة لري خمس كهتارات (05هكتار) من التربة ذات الطبيعة الفلاحية .

و حتى نتمكن من وضع هدفنا حيز التنفيذ على ارض الواقع ، قمنا بتقدير الامكانيات الطاقوية الشمسية و تلك المرتبطة بالرياح ، المتوفرة بمنطقة ادرار ، وعلى اثر هذا الاجراء نقوم بتحديد ابعاد نظام الضخ و وفقا لطريقتين : تستند الاولى على معدل القيم الشهرية السنوية ، و تتناول الثانية الشهر الذي يحمل اقل قيمة محصل عليها .

الكلمات المفتاحية : النظام الكهرو-ضوئي - نظام الرياح - النظام الهجين الكهرو-ضوئي الريحي -المنذجة -تحديد الابعاد - الطبقة الالبيية - المحول الثابث - المحرك الغير تزامني - مضخة الري .

Abstract

The current studies, is about lay out hybrid system (Photovoltaic and wind system), completely independent, in Adrar area, as well as to get to satisfy water's need suitable for irrigation fifth hectare (05 hectares) of agricultural ground.

In order to reach such a result, we have evaluate, potential of wins and solar system's power available un Adrar area , This process is based on two methods ; firstly , we evaluate annual monthly values average , the second is about the unfavorably Month values .

Keywords: Photovoltaic system –Wind System – Hybrid Photovoltaic wind system –scale model making –Lay Out –Albien ground - static converters- asynchronous motor- hydraulic pump.