

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

UNIVERSITE AFRICAINE AHMED DRAIA ADRAR
FACULTE DES SCIENCES ET TECHNOLOGIES



Mémoire de Magister

Option : Modélisations et Simulation en Energétique

Présenté par : BELBALI Mohammed

THEME

*Etude et simulation d'un système pompage éolien pour renfoncer
Le système d'irrigation traditionnel (foggara)*

Devant le jury :

Président	M ^r M.ammoudaH.....	Dr/Professeur à U. Adrar
Promoteur	M ^r A.AtillahBen.....	Dr/Professeur à U. Adrar
Examineur	M ^r Bentouba.S.....	Dr/ à U. Adrar
Examineur	M ^r D .Oinas.....	Dr/professeur à U. Moustaganem

Année Universitaire 2013 / 2014

Remerciements

Je remercie Allah, le tout puissant, le miséricordieux, de m'avoir appris ce que J'ignorais, de m'avoir donné la santé et tout ce dont j'avais besoin pour réaliser le travail imposé et rédiger ce mémoire.

Je remercie très vivement mon encadreur:

Monsieur Dr. Professeur BEN ATELLAH ALI, de m'avoir fait profiter de ces grandes compétences et ces conseils judicieux, de m'avoir proposé le sujet de cette thèse, et m'avoir dirigé avec efficacité et patience.

Mes remerciements vont de même aux autres membres de jury examinateurs qui m'ont fait l'honneur de participer au jury pour pouvoir évaluer cette thèse. Il s'agit, en l'occurrence de :

Dr. Professeur : M. hammouda

Dr : S.ben touba

Dr : D.ouinas

Je remercie sincèrement Monsieur Mr Oulad Ali Omar de l'aide précieuse qu'il a toujours bien voulu m'apporter.

Un grand merci à mon frère "KHALIL Berbouchi " qui n'a pas manqué de donner de son temps qui ma aider pour finir ce travaille.

Je ne saurais oublier de remercier mes frères(Abdelkader Zakri, Slimanl Bouragaa,Hicham,),

*J'exprime aussi ma gratitude à mes collègues de promotion de magister
Merci à toutes les personnes que je n'ai pas citées et qui ont de près ou de loin participé à la réalisation de ce travail. Merci pour leur sympathie et simplement pour le plaisir que j'ai eu à les côtoyer quotidiennement.*

Je voudrais remercier tout particulièrement mon père et ma mère (Yrahamha Allah) ainsi que tous les membres de ma famille (Belbali et Ben moussa) de leur soutien et leurs encouragements tout au long de mon cursus. En fin, si j'ai oublié quel qu'un je le prise de me pardonner

{ وما توفيقى إلا بالله عليه توكلت واليه أنيب } ، هود"88"

Belbali Mohmmed

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail

En premier lieu à la mémoire de ma défunte MERE et mon PERE qui ne cesse pas de m'encourager et.

Mes sœurs, mes frères,,

Toute ma grande famille.

À mes collègues des de promotion de magister chaque un son nom

Tous mes amis.

Mes enseignants.

Et tous les collègues de travail

Et en fin tous ceux qui m'ont aidé et soutenu de près ou de loin durant l'élaboration de ce travail

1-15-2-1 Système à décrochage aérodynamique "stall"	27
1-15-2-2 Système d'orientation des pales "pitch"	28
1-16 Caractéristiques de la puissance du rotor	29
1-17 Conclusion	33
CHAPITRE 2 Différents types des génératrices connectées dans un système éolien	
2-1 Introduction	35
2-2 Systèmes couplés au réseau alternatif	35
2-2-1 Génératrice asynchrone	35
2-2-1-1 Machine asynchrone à cage d'écureuil	35
2.2.1.2 Machine Asynchrone à Double Stator	38
2-2-1-3 Machine Asynchrone à Double Alimentation type "rotor bobiné"	39
2-2-1-4 Machine Asynchrone à Double Alimentation Type "Brushless"	42
2-2-2 Génératrices synchrones	43
2-3 Systèmes non couplés au réseau alternatif	44
2-4 Machine synchrone à aimants permanents à flux axial	45
2-4-1 Types de machines synchrones à aimants permanents à flux axial	46
2-4-1-1 MSAP discoïde avec deux stators et un rotor	46
2-4-1-2 MSAP discoïde avec deux rotors et un stator	47
2-4-1-3 discoïde unilatérale avec contrepoids du côté rotor	48
2-4-1-4 MSAP discoïde unilatérale avec contrepoids du côté stator	48
2-5 Différentes types de stators	48
2-6 Les aimants permanents	49
2-7 Propriétés générales des aimants	49
2-8 Les différentes familles des aimants	51
2-9 Conclusion	52
CHAPITRE 3 Système d'irrigation traditionnelle foggara	
3-1 Historique de la foggara	54
3-2 Introduction	55
3-3 Informations hydrauliques de la foggara	55
3-4 Définition de la foggara	57
3-5 Principes de réalisation et de fonctionnement	58
3-6 Pollution des eaux de foggaras	59
3-7 Ensablement des foggaras	59
3-8 Problème d'entretien des foggaras	60
3-9 Propositions de sauvegarde de la foggara	60

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	2
CHAPITRE 1 Généralité sur le système d'énergie renouvelable	
1-1 Introduction	5
1-2 Les énergies renouvelables	5
1-2-1 L'énergie hydraulique	6
1-2-2 L'énergie de la biomasse	7
1-2-3 L'énergie de la géothermie	7
1-2-4 L'énergie solaire	8
1-2-4-1 Energie solaire photovoltaïque	9
1-2-4-2 Energie solaire thermique	9
1-2-4-3 l'énergie solaire passive	10
1-2-5 L'énergie éolienne	10
1-3 Evaluation de l'énergie renouvelable en Algérie	11
1-4 Potentiel solaire	12
1-5 Potentiel éolien	13
1-6 production éolienne	14
1-7 Définition de l'énergie éolienne	14
1-8 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne	15
1-8-1 Avantages	16
1-8-2 Inconvénients	17
1-9 Quelques notions sur le vent	18
1-10 Direction et vitesse du vent	18
1-11 les différents types des turbines éoliennes	19
1-11-1 Turbines Eoliennes à Axe Horizontal	19
1-11-2 Turbines Eoliennes à Axe Vertical	20
1-12 Principaux composants d'une éolienne	21
1-13 Eoliennes lentes	22
1-14 Eoliennes rapides	23
1-15 Notions théoriques sur l'éolien	24
1-15-1 Loi de Betz – notions théoriques	24
1-15-2 Systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne	27

3-10 Besoins en eau et perspectives de développement	61
3-11 Amélioration de débit et protection de la foggara	62
3-12 L'irrigation des oasis par les foggaras	63
3-13 Histoire de la technologie des pompes	65
3-14 Différents types de pompage éolien	67
3-14-1 Pompage éolien mécanique	67
3-14-1-1 Définition	67
3-14-1-2 Principe de fonctionnement	67
3-14 - 1-3 Eléments constitutifs	68
3-15 Différents types des pompes éoliennes	69
3-16 Les avantages et les inconvénients de pompage mécanique	70
3-16-1 Les avantages	70
3-16-2 Les inconvénients	70
3-17 Pompage éolienne électrique	70
-17 -1 Définition	70
3-17-2 Principe de fonctionnement	71
3-17-3 Eléments constitutifs	71
3-18 Machine synchrone	72
3-18-1 Génératrice à aimants permanents	72
3-19 Classification des pompes	73
3-20 Conception de pompe centrifuge	73
3-20-1 Fonctionnement des pompes centrifuges	73
3-20-2 Rendement de pompe	75
3-21 Conclusion	77
CHAPITRE 4 Modélisation d'un système de pompage éolien basé sur une génératrice synchrone aiment permanant GSAP	
4-1 Potentiel éolien à Adrar	79
4 -2 Modélisation du générateur éolien	80
4-2-1 Modèle du vent	80
4-2-2 Modèle de la turbine	81
4-2-3 Modélisation de l'arbre de la machine	83
4-3 Modélisation de la génératrice synchrone à aimants permanents	84
4-3-1 Hypothèses simplificatrices	84
4-3-2 Les équations électriques	84
4-4 Modélisation du redresseur triphasé à diodes	87
4-4- 1 Modélisation du filtre	88
4-5 Modélisation de l'onduleur à MLI	89

4-6 Modèle mathématique de la MAS	92
4-6-1 Equations en triphasée	92
4-6-2 Référentiel lié au stator (repère stationnaire $\alpha \beta$)	95
4-7 Modèle de la pompe centrifuge	96
4-7-1 Caractéristique hauteur –débit	97
4-7-2 Caractéristique couple-vitesse	97
4-8 Conclusion	98
CHAPITRE 5 Dimensionnement et Simulation d'un Système Pompage Eolien	
5-1 Introduction	100
5-2 Dimensionnement d'une éolienne de pompage	100
5-3 Dimensionnement de la turbine	102
5-3-1 Calcul de la puissance de la turbine de l'éolienne	102
5-4 Simulation de la chaîne pompage éolien électrique	104
5-4-1 Simulation de la turbine éolienne	104
5-4-2 Simulation de la GSAP	106
5-4-3 Simulation de la MAS	110
5-5 Conclusion	111
Conclusion générale	112
Références Bibliographique	115
Annexe1 Paramètres de simulation	120
Annexe2 Stratégies de fonctionnement d'une éolienne	121
Annexe2 Systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne	122

Liste des figures

Fig. 1.1	schéma de présentation d'une centrale hydraulique	6
Fig. 1.2	schéma de présentation d'une centrale biomasse	7
Fig. 1.3	schéma de présentation d'une centrale d'une centrale solaire	8
Fig. 1.4	schéma de présentation d'une solaire photovoltaïque	9
Fig. 1.5	schéma de présentation d'une solaire thermique	10
Fig. 1.6	schéma de présentation d'une éolien	11
Fig.1.7	Répartition des usages de la filière ER en Algérie	12
Fig.1.8	Carte des vents en Algérie	13
Fig.1.9	Conversion de l'énergie cinétique du vent	14
Fig.1.10	Chaîne de conversion d'énergie	15
Fig.1.11	Turbines éoliennes en amont et en aval	20
Fig.1.12	Turbines à axe vertical	21
Fig.1.13	éléments constituant une éolienne	21
Fig.1.14	Tube de courant autour d'une éolienne	25
Fig.1.15	Coefficient de puissance.	25
Fig.1.16	Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes	26
Fig.1.17	Flux d'air sur un de pales profile (stall)	27
Fig.1.18	Variation de l'angle de calage d'une pale	28
Fig.1.19	Courbe typique de régulation	29
Fig.1.20	Caractéristiques typiques de puissance par rapport à la vitesse d'une éolienne	31
Fig.1.21	Caractéristique $CP - \lambda$ des éoliennes pour les différentes valeurs de l'angle de tangage [218].	32
Fig.1.22	Caractéristiques couple-vitesse d'une éolienne pour différentes vitesses de vent	33
Fig.2.1	Caractéristique couple/vitesse d'une machine asynchrone à deux paires de pôles.	36
Fig.2.2	Connexion directe d'une machine asynchrone sur le réseau	36
Fig.2.3	Eolienne connectée au réseau par l'intermédiaire de deux convertisseurs de puissance	37
Fig.2.4	Schéma de la connexion au réseau de l'éolienne avec la MAS à double stator [223].	38
Fig.2.5	Schéma de principe d'une machine asynchrone pilotée par le rotor	39
Fig.2.6	MADA - structure Kramer	40
Fig.2.7	MADA avec contrôle du glissement par l'énergie dissipée	41
Fig.2.8	Effet de la variation de la résistance rotorique sur le couple Electromagnétique	42
Fig.2.9	Structure de Scherbius avec cycloconvertisseur	42
Fig.2.10	Machine asynchrone brushless connectée sur le réseau	43
Fig.2.11	Système éolien basé sur la machine synchrone à aimants permanents	44
Fig.2.12	Système basé sur la machine synchrone et redresseur à diodes	44
Fig.2.13	Aérogénérateur à aimants débitant directement à travers un pont de diodes sur le bus continu [45
Fig.2.14	MSAP classique et discoïde	46

Fig.2.15	MSAP à rotor discoïde et double stator	47
Fig.2.16	: MSAP discoïde avec stator et double rotor	47
Fig.2.17	MSAP discoïde unilatérale avec contrepoids du côté rotor	48
Fig.2.18	Configuration des moteurs : avec encoche (a) sans encoches (b)	49
Fig.2.19	Courbe de désaimantation	50
Fig.2.20	Courbe B (H) des différents types des aimants permanents	51
Fig.3.1	Source d'alimentation en eau de la Foggara (Nappe du continental intercalaire)	56
Fig. 3.2	Répartiteur (Peigne)	57
Fig.3.3	présentation de la foggara	58
Fig.3.4	Puits de foggara effondrés et entièrement ensablés	59
Fig.3.5	Volume soutiré pour l'irrigation en hm ³ /an	61
Fig. 3.6	Volume soutiré pour l'irrigation en hm ³ /an	62
Fig.3.7	Situation des foggaras	63
Fig.3.8	Débit en fonction de la surface irriguée	64
Fig.3.9	Débit en fonction de la surface irriguée	64
Fig.3.10	Illustration de la roue à eau de Jacob Leupold	65
Fig.3.11	Illustration d'une roue à godets chinoise	66
Fig.3.12	Illustration de la vis d'Archimède	67
Fig.3.13	Deux types de rotor	68
Fig.3.14	pompage mécanique avec pompe à piston et avec transmission rotative	69
Fig. 3.15	pompage électrique et pneumatique	70
Fig. 3.16	Principe de fonctionnement de pompage éolien électrique	71
Fig.3.17	Coupe d'une pompe à rotor noyé	74
Fig. 3.18	Types de roue	75
Fig. 3.19	Courbe de pompe et rendement	76
Fig.4.1	Variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent	79
Fig.4.2	Variation annuelle de la vitesse moyenne du vent	79
Fig. 4.3	Structure du générateur éolien étudié	80
Fig.4.4	Développement des enroulements de la génératrice synchrone suivant le système d'axe (d · q)	84
Fig. 4.5	Modèle de la MSAP en système d'axe (abc)	85
Fig. 4.6	Transformation de Park	85
Fig.4-7	Représentation du redresseur triphasé à diodes	87
Fig. 4.8	Représentation du filtre passe –bas	88
Fig.4.9	l'onduleur de tension	89
Fig.4.10	Représentation spatial des enroulements de la MAS	93
Fig.5.1	Schéma bloc du vent	104
Fig.5.2	Vitesse du vent en fonction du temps	104
Fig.5.3	Schéma bloc de la turbine	105
Fig.5.4	Variation de la puissance par rapport au temps	105
Fig.5.5	Schéma bloc du GSAP	106

Fig.5.6	Variation des courants par rapport au temps	107
Fig.5.7	Variation des tensions par rapport au temps	107
Fig.5.8	Schéma bloc de l'onduleur	108
Fig.5.9	Tension sortie onduleur	108
Fig.5.10	Tension sortie onduleur	108
Fig.5.11	Schéma bloc du redresseur	109
Fig.5.12	Tension redressée	109
Fig.5.13	Schéma bloc de MAS	110
Fig.5.14	La vitesse angulaire en fonction de temps	110
Fig.5.15	Le débit en fonction de temps	110

Liste des tableaux

Tableau.1.1 : La répartition de la puissance installée par application	12
Tableau. 1.2 : Gisement solaire en Algérie.	13
Tableau .1.3 : échelle Beaufort	18
Tableau .1.4 : classification des turbines éoliennes	23
Tableau .4.1 : la vitesse du vent moyenne mensuel du site Adrar	80
Tableau .5.1 : représente la consommation eau/jour	100

INDEX DES NOTATIONS

V_1, V_2 : Vitesse du vent respectivement en amont et en aval de l'éolienne

V_d : Vitesse du vent de démarrage

V_n : Vitesse du vent nominale

V_m : Vitesse du vent maximum

P_R : Puissance mécanique sur le rotor

Ω_R : Vitesse du rotor

P_0 : Puissance constant du vent avec une vitesse du vent constant

K : Le rapport de multiplicateur de vitesse

R : Rayon de section des pales

T_m : Le couple mécanique dans le rotor

ρ : Densité de l'air 1,225 kg.m⁻³

S : Surface balayée par le rotor de l'éolienne

D : Diamètre de la section des pales

m : Masse d'air traversant le rotor éolien en 1s

P_m : Puissance extraite par le rotor éolien

P_{mt} : Puissance théorique maximale extractible d'un vent non perturbé

C_p : Coefficient de puissance de l'éolienne

λ : Vitesse relative de l'éolienne

Ω_2 : Vitesse de rotation de l'éolienne respectivement avant et après le multiplicateur

P_{mg} : Puissance mécanique disponible sur l'arbre de la génératrice

\vec{V} : Vecteur vitesse du vent

β : Angle de calage des pales d'une éolien à axe horizontal.

i : Angle d'incidence des pales d'une éolien à axe horizontal.

V_{rot} : Composant de la vitesse du vent due à la rotation de la turbine.

V_{res} : Résultante des vecteurs \vec{V} et \vec{V}_{rot}

HAWT : Turbines Eoliennes à Axe Horizontal

VAWT : Turbines Eoliennes à Axe vertical

PMSG : Générateur synchrone à aimants permanents

c_{em} : Couple électromagnétique

p : Nombre paire de pôles

Ω_s : Vitesse de synchronisme

ω : Pulsation

B_r : Champ rémanent

H_c : Champ coercitif

μ_{rec} : Perméabilité de recul

Q_f : Débit de foggara

S_{irr} : Surface irriguée

η_{tot} : Rendement totale de pompe

η_h : Rendement hydraulique

R_p : Rendement de pompe

Q : Débit de la pompe

HMT : Hauteur de refoulement

P_{elec} : Puissance à l'arbre de pompe

V_{moy} : Vitesse moyenne du vent

H : Hauteur de mat

P_v : Puissance du vent

V_v : Vitesse du vent

P_{\max} : Puissance max du vent

C_p^{opt} : Coefficient de puissance optimale

C_{eol} : Le couple statique fournie par l'éolienne

Ω : La vitesse de rotation des pales

G : Gain du multiplicateur

P_{eol} : Puissance éolien

P : Puissance mécanique absorbée par génératrice

J_t : Inertie de turbine

J_m : Inertie de la machine

f_m : Coefficient de frottement de la machine

f_t : Coefficient de frottement des pales

MS : Machine synchrone

MSAP : Machine synchrone à aimants permanents

MLI : Modulation de largeur d'impulsion

(d, q) : Indice du repère de Park lié au rotor

R_s : Résistance statorique

L_d : Inductance statorique directe

L_q : Inductance statorique quadratique

V_{sabc} : Composants de tension statorique de génératrice synchrone à aimant permanent

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

L'énergie sous toutes ses formes est très nécessaire dans nos différentes activités quotidiennes notamment l'énergie électrique. Ces dernières années nous assistons à une augmentation croissante sans cesse de demander de la puissance électrique afin de répondre aux exigences industrielles et quotidiennes. Depuis que l'industrialisation a commencé, la richesse économique a été immédiatement liée avec l'accès aux combustibles fossiles pour la production énergétique, en premier lieu le charbon, mais plus récemment le pétrole et le gaz.

Le problème de la consommation d'énergie est devenu de plus en plus important, des inquiétudes concernant les effets de la croissance économique sur la consommation excessive des ressources naturelles et de l'impact sur l'environnement due à la pénurie énergétique au niveau mondial, en particulier l'atmosphère, ont été notées : Augmentation de l'effet de serre, pollution atmosphérique et des sols due aux déchets radioactifs et les déchets des centrales nucléaires, pollution des eaux et pluies acides.

Actuellement, il y a principalement deux façons possibles d'agir. La première est de diminuer la consommation des récepteurs d'énergie et augmenter la productivité des centrales énergétiques en améliorant leur efficacité. Une deuxième méthode consiste à trouver et développer de nouvelles sources d'énergie. Le développement et l'exploitation des énergies renouvelables (solaire, éolienne, hydraulique, géothermique), en particulier l'énergie éolienne qui représente une solution importante et pourrait mitiger ces problèmes grâce essentiellement à ses impacts insignifiants sur l'environnement, et le fait que cette énergie est renouvelable et pourrait contribuer au développement dans le monde. Ainsi, la production d'électricité par sources d'énergies renouvelables offre une grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement. Cependant le caractère aléatoire de cette source (vent), nous impose d'établir des commandes et des règles de dimensionnement et d'utilisation, accompagnées par un bon choix de la structure et le type du générateur de ces systèmes pour les mieux exploiter. Les techniques d'extraction de la puissance de ces ressources demandent des recherches et développements plus approfondis visant à fiabiliser, baisser les coûts (de fabrication, d'usage,...etc) et d'augmenter les performances et l'efficacité énergétique, c'est à dire en jouant sur l'architecture (choix des convertisseurs, minimisation du nombre et le coût des dispositifs,...), le dimensionnement et la gestion de l'énergie (maximisation de puissance).

En milieu saharien, l'eau est disponible, mais dans sa grande majorité, est très faiblement renouvelable, également vulnérable à la pollution et notamment au

phénomène de salinisation Les ressources en eau et notamment, souterraines dans les régions sahariennes sont le plus souvent mal gérées et imposent une gestion rationnelle et intégrée et ce, dans une optique de durabilité. En effet, la gestion des ressources en eau, notamment souterraines dans ce vaste territoire, rude et l'un des plus chauds au monde, obéit à des règles spécifiques aux régions sahariennes et ce, à l'image des systèmes traditionnels de captage et d'irrigation du Sud (foggara) qui témoignent d'un génie hydraulique humain remarquable, dont l'organisation se place au premier plan. Il est à souligner, que dans ces régions, l'eau, revêt une importance telle, que c'est elle qui constitue la propriété foncière au détriment de la terre.

Malheureusement, ce mode traditionnel de captage ne peut pas répondre aux besoins en eau actuels et notamment aux perspectives de développement de l'agriculture, qui se traduisent par l'extension de nouvelles superficies à mettre en valeur, de même que l'amélioration de l'existant. La demande en eau est déjà importante et elle sera encore plus, ce qui nécessiterait des moyens importants et modernes de captage (forage, pompe etc.).

Parmi les actions à entreprendre et susceptibles d'augmenter le débit de la foggara c'est de renforcer la foggara par quelques puits à faible profondeur, forés dans la partie avale de la galerie et ce, en vue d'augmenter par des apports d'eau le débit de la foggara, sans que ces puits n'influencent la stabilité du niveau hydrostatique de la nappe, dont l'origine de son alimentation provient de la partie amont. Ces puits situés à l'aval, seront équipés en pompes à énergie solaire ou/et éolienne.

L'objectif principal de ce travail est d'étudier l'amélioration du débit d'irrigation traditionnelle Foggara par un pompage éolien électrique.

Pour atteindre cet objectif, nous avons scindé notre mémoire en 5 chapitres :

- Le premier chapitre expose un état de l'art des énergies renouvelables basé sur énergie éolien comme source d'énergie.
- Le second chapitre présentera une étude sur les différents types des générateurs connecté à turbines éolien.
- Le chapitre trois présentes notions théoriques sur le système d'irrigation traditionnelle (foggara) puis études sur le différent types pompage éolien.
- dans le quatrième chapitre La modélisation mathématique de la chaine d'action
- Le dernier chapitre présentera le dimensionnement et la simulation de la chaine de conversion.

Chapitre 1:

Généralité sur le système d'énergie renouvelable

1-1 Introduction

Le problème de tous les jours et dans le monde entier est de répondre à la demande énergétique qui augmente de plus en plus. L'augmentation rapide de l'activité industrielle dans les pays développés et l'investissement des entreprises dans les pays qui assurent un coût de production moins élevé a accru très rapidement la demande mondiale d'énergie. Cette augmentation se traduit, en réalité, par une augmentation des prix du pétrole qui représente la source la plus importante de l'énergie.

La réserve mondiale du pétrole diminue de plus en plus et dans les années qui suivent il n'y aura pas assez du pétrole pour couvrir la demande. Le climat de la terre évolue vers le mauvais et les sources naturelles d'eau se raréfient. L'énergie nucléaire n'est pas disponible pour tout le monde pour des raisons politiques ou financières, son installation coûte cher et elle peut être dangereuse au niveau écologique. L'utilisation de ces sources conventionnelles est alors limitée ou n'est pas encouragée pour des raisons liées à l'environnement. Pour toutes ces raisons le monde se dirige vers les sources renouvelables, le soleil, le vent, les courants sous-marins et d'autres pour produire de l'électricité [1].

1-2 Les énergies renouvelables

L'énergie électrique est un élément crucial pour tout développement socio-économique. Elle est devenue dans la vie quotidienne des populations, notamment dans les pays développés, une forme d'énergie dont on ne peut se passer. Vu l'ampleur de l'industrialisation de ces dernières décennies, la multiplication des appareils domestiques de plus en plus gourmands en consommation d'énergie électrique, la demande en énergie électrique est devenue très importante. Face à cela et avec la diminution du stock mondial en hydrocarbure et surtout la crainte d'une pollution de plus en plus envahissante et destructif pour l'environnement, les pays industrialisés ont massivement fait recours aux centrales nucléaires.

Cette source d'énergie présente l'avantage indéniable de ne pas engendrer de pollution atmosphérique contrairement aux centrales thermiques traditionnelles, mais le risque d'accident nucléaire le traitement et l'enfouissement des déchets sont des problèmes bien réels qui rendent cette énergie peu attractive pour les générations futures. Face à ce dilemme, il s'avère nécessaire de faire appel à des sources d'énergie nouvelles qui seront sans conséquence pour l'homme et l'environnement.

C'est ainsi que les pays industrialisés se sont lancés dans le développement et l'utilisation des sources d'énergie renouvelables comme le solaire, la biomasse, la géothermie, la marémotrice, l'hydraulique. Parmi ces sources d'énergie, l'éolienne représente un potentiel assez important non pas pour remplacer les énergies existantes mais pour palier à l'amortissement de la demande de plus en plus galopante. Après des siècles d'évolution et des recherches plus poussées depuis quelques décennies, plusieurs pays se sont, aujourd'hui résolument tournés vers l'énergie éolienne. Les plus avancés dans le domaine dans le monde sont respectivement : l'Allemagne, l'Espagne, les Etats-Unis, l'Inde, la Chine et le Danemark. Avec certains projets d'énergie éolienne développés ("offshore", au large des côtes) de grandes centrales éoliennes fournissent de l'électricité dans certaines parties du monde, à un prix concurrentiel à celui de l'énergie produite par les installations conventionnelles (par ex. : les centrales nucléaires et les centrales thermiques au mazout ou au charbon). Par contre en Afrique, le développement de l'énergie éolienne n'a connu aucune évolution et pourtant les ressources n'y manquent pas et la technologie accessible, sauf la volonté et le manque de prise de conscience de la majorité des autorités africaines [2].

1-2-1 L'énergie hydraulique

L'hydraulique est actuellement la première source renouvelable d'électricité. La puissance hydroélectrique installée dans le monde en 2004 était estimée à 715 GW, soit environ 19% de la puissance électrique mondiale. Près de 15 % de toute l'électricité installée en Europe est d'origine hydraulique. On discerne la petite hydraulique (inférieure à 10 MW) et la grande hydraulique (supérieure à 10 MW). Dans le cadre de la production décentralisée on va considérer essentiellement la petite hydraulique. La petite hydraulique est constituée en grande majorité par des centrales au fil de l'eau ce qui les rend fortement dépendantes du débit des cours d'eau [3].

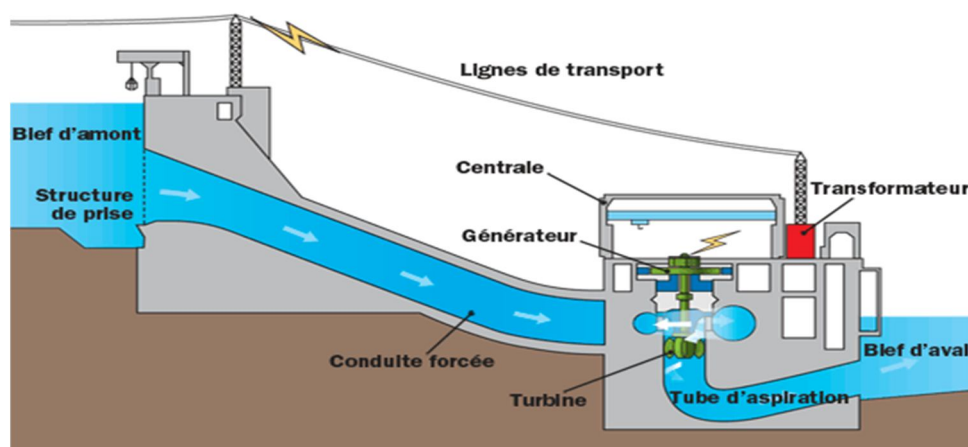


Fig. 1.1: Schéma de présentation d'une centrale hydraulique [4].

1-2-2 L'énergie de la biomasse

La biomasse est répartie en quatre catégories: la biomasse sèche (bois, déchet agricoles ...), le biogaz, les déchets municipaux renouvelables solides et la biomasse humide (bioéthanol, biodiesel, huile végétal ...) En 2005, la biomasse est la deuxième source d'électricité renouvelable mondiale avec 1 % de la production d'électricité mondiale (183,4TWh) [5].

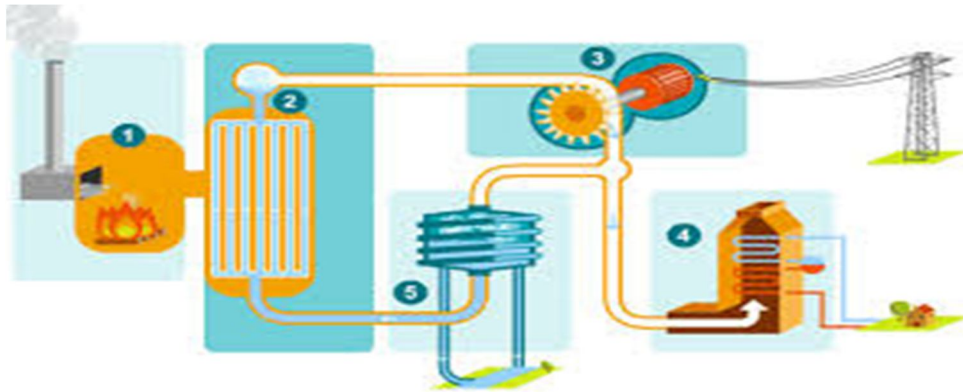


Fig. 1.2: Schéma de présentation d'une centrale biomasse [6].

1-2-3 L'énergie de la géothermie

Classiquement trois types de géothermie sont distingués selon le niveau de température disponible à l'exploitation :

- la géothermie à haute énergie ou géothermie privilégiée qui exploite des sources hydrothermales très chaudes, ou des forages très profonds où de l'eau est injectée sous pression dans la roche. Cette géothermie est surtout utilisée pour produire de l'électricité.
- la géothermie de basse énergie : géothermie des nappes profondes (entre quelques centaines et plusieurs milliers de mètres) aux températures situées entre 30 et 100°C. La principale utilisation est appliquée pour les réseaux de chauffage urbain.
- la géothermie de très basse énergie : géothermie des faibles profondeurs aux niveaux de température compris entre 10 et 30°C. Sa principale utilisation est le chauffage et la climatisation individuelle Par rapport à d'autres énergies renouvelables, la géothermie de profondeur (haute et basse énergie), présente l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques (soleil, pluie, vent).

C'est donc une source d'énergie quasi-continue, car elle est interrompue uniquement par des opérations de maintenance sur la centrale géothermique ou le réseau de distribution de l'énergie. Les gisements géothermiques ont une durée de vie de plusieurs dizaines d'années (30 à 50 ans en moyenne). La géothermie est la source d'énergie principale de l'Islande. Il y existe trois centrales électriques importantes qui fournissent environ 17% (2004) de la production d'électricité du pays. De plus, la chaleur géothermique fournit le chauffage et l'eau chaude d'environ 87% des habitants de l'île [7].

1-2-4 L'énergie solaire

L'énergie solaire est une énergie qui dépend du soleil, bien que cette dernière distante de plus de 150 millions de kilomètres de nous, demeure notre plus grande source d'énergie même si elle est intermittente.

Cette énergie permet de fabriquer de l'électricité à partir des panneaux photovoltaïques ou des centrales solaires thermiques, grâce à la lumière du soleil captée par des panneaux solaires qui permet de récupérer l'énergie du soleil et de produire de l'électricité, sans pièces tournantes et sans bruit et elle n'émet aucun gaz à effet de serre. L'électricité produite peut être soit stockée dans des batteries pour les installations autonomes, soit injecté dans le réseau. Par sa souplesse et sa facilité d'installation et de maintenance, l'énergie solaire est une solution technique et économique pour l'électrification des sites isolés. On peut distinguer trois types d'énergie solaire : le solaire photovoltaïque, le solaire passif et le solaire thermique [8].

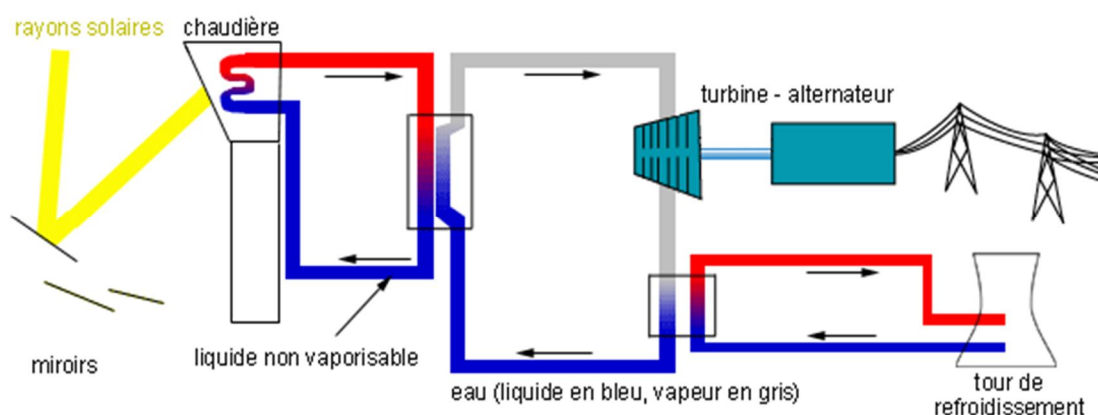


Fig. 1.3: Schéma de présentation d'une centrale solaire [9].

1-2-4-1 Energie solaire photovoltaïque

L'effet photovoltaïque, décrit par le physicien français Antoine Becquerel (le grand père du découvreur de la radioactivité) en 1839, dont le principe est simple : La lumière du soleil (les photons) est transformée directement en électricité (les électrons) par des cellules photovoltaïques. Ces cellules sont reliées entre-elles sur un module solaire photovoltaïque. Plusieurs modules sont regroupés pour former une installation solaire, qui alimente un réseau de distribution électrique.

L'énergie solaire photovoltaïque est la seule filière qui peut être installée n'importe où, y compris en centre ville, permettant d'économiser d'autant les besoins de fourniture par le réseau des bâtiments équipés. Elle est surtout utilisée pour la fourniture d'électricité dans les sites isolés, électrification rurale et pompage de l'eau (50%), télécommunications et signalisation (40%), applications domestiques (10%).

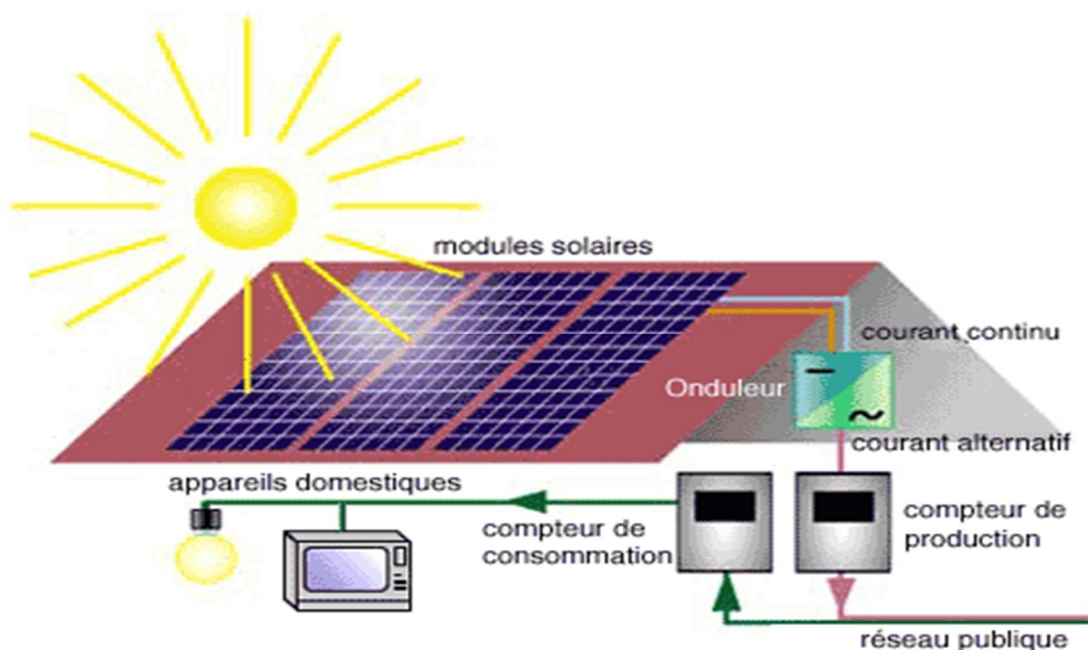


Fig. 1.4: Schéma de présentation d'une installation solaire photovoltaïque [10].

1-2-4-2 Energie solaire thermique

A la différence du solaire photovoltaïque, on désigne par énergie solaire thermique la transformation du rayonnement solaire en énergie thermique. La production de cette énergie peut être soit utilisée directement (pour chauffer un bâtiment par exemple) ou indirectement (comme la production de vapeur d'eau pour entraîner des alternateurs et ainsi obtenir une énergie électrique).

L'énergie éolienne est considérée comme la plus prometteuse des énergies renouvelables à développer pour remplacer le charbon, le pétrole, le gaz et même le nucléaire. Ainsi l'homme a souvent besoin d'énergie électrique dans des proportions faibles ou importantes selon l'utilisation qu'il en fait:

- ❖ Pour faire fonctionner des stations météo ou toutes autres installations électriques isolées à faible consommation, une éolienne de petite taille peut fournir cette énergie tout au long de l'année.
- ❖ Pour alimenter en éclairage des maisons ou villages dans des contrées isolées exposées au vent, des installations d'éoliennes de quelques mètres de diamètre sont choses courantes.
- ❖ Pour alimenter en électricité des villes tout en produisant une énergie propre, on utilise des éoliennes de plusieurs dizaines de mètres de diamètre pouvant produire jusqu'à 4.5 MW [2].

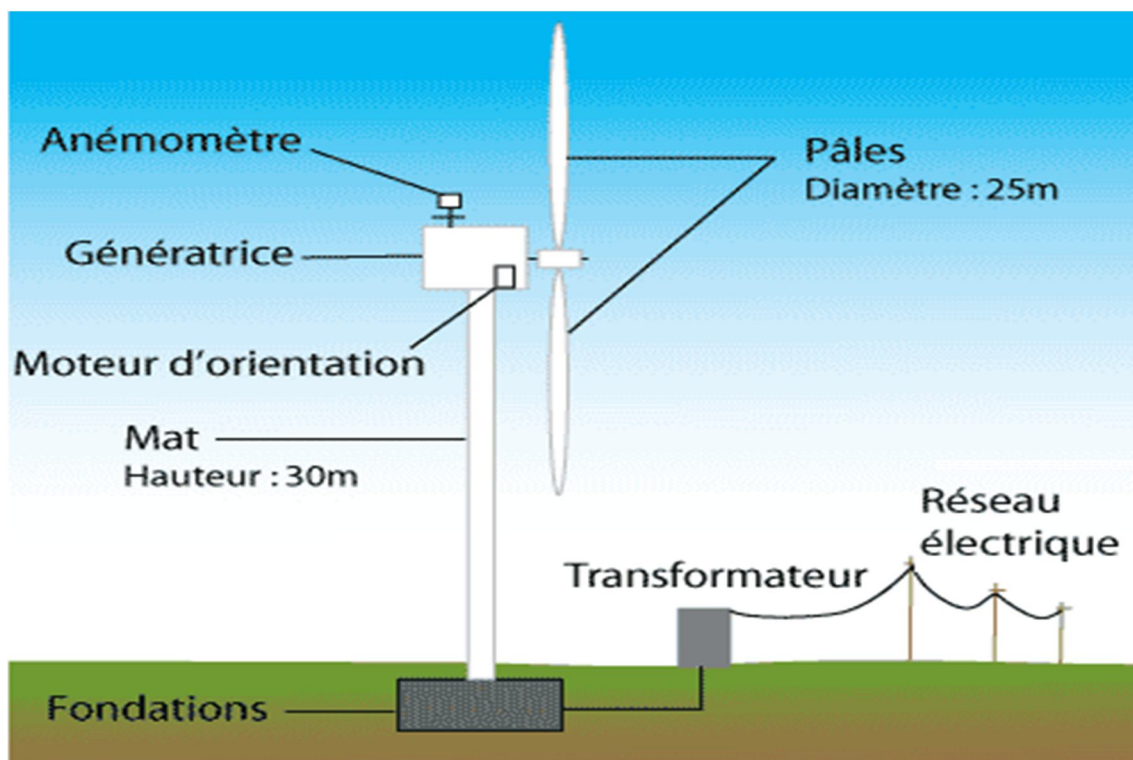


Fig. 1.6 : Schéma de présentation d'une éolien [13].

1-3 Evaluation de l'énergie renouvelable en Algérie

Le potentiel de l'énergie renouvelable en Algérie est le plus important d'Afrique du Nord. Le marché des énergies renouvelables est prometteur et leur promotion constitue l'un des axes de la politique énergétique et environnementale du pays.

Parmi les objectifs affichés par les pouvoirs publics, le marché local doit atteindre 500 MW cette année 2010, amenant la part de l'électricité produite par les énergies renouvelables à 5% de l'électricité totale produite [14].

Tableau .1.1 : La répartition de la puissance installée par application [3].

Application	Puissance installée (KW)	Pourcentage
Electrification	1353	58 %
Télécommunication	498	21 %
Pompage	288	12 %
Eclairage public	48	2 %
Autres	166	7 %

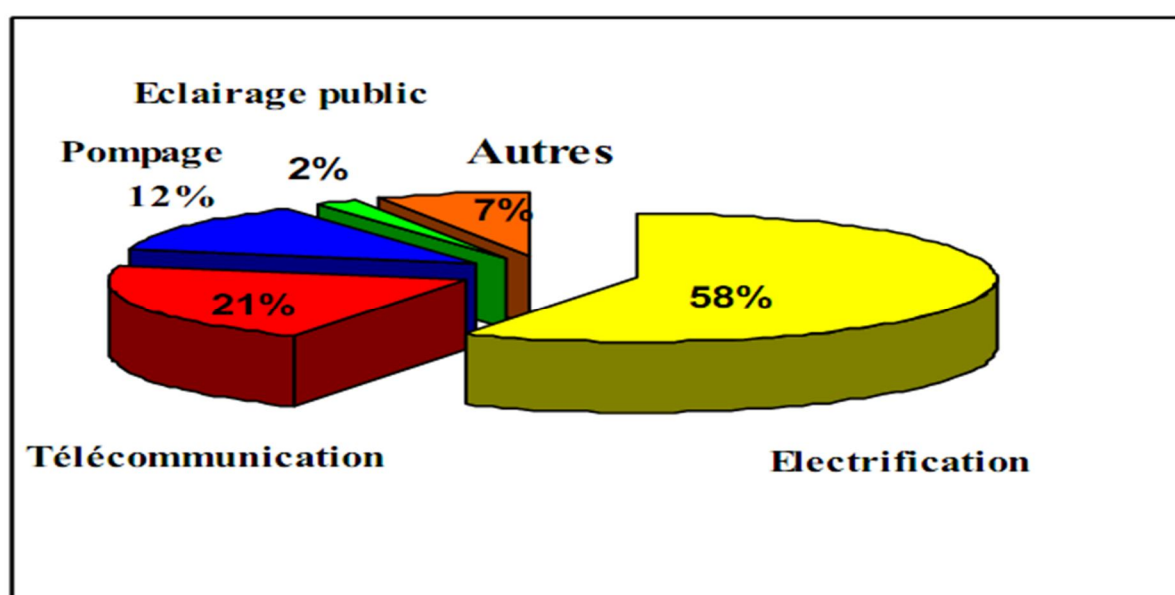


Fig. 1.7 : Répartition des usages de la filière ER en Algérie [14].

1-4 Potentiel solaire

Part sa situation privilégiée, l'Algérie dispose du plus grand gisement solaire du bassin méditerranéen. La durée moyenne d'ensoleillement du territoire algérien dépasse les 2000 heures annuelles, pour atteindre près de 3500 heures d'ensoleillement dans le désert du Sahara. Le total d'énergie reçue est estimé à 169 400 TWh/an, soit 5000 fois la consommation d'électricité annuelle du pays [14].

Tableau. 1.2 : Gisement solaire en Algérie. [14].

Régions	Région côtière	Hauts plateaux	Sahara
Durée moyenne d'ensoleillement (heures/an)	2650	3000	3500
Energie moyenne reçue (KWh/m ² /an)	1700	1900	2650

1-5 Potentiel éolien

Le potentiel éolien diverge selon la situation géographique. Ainsi au nord du pays, le potentiel éolien se caractérise par une vitesse moyenne des vents modérée (1 à 4 m/s) avec des microclimats autour d'Oran, Annaba, sur les hauts plateaux et à Biskra. Ce potentiel énergétique convient parfaitement pour le pompage de l'eau particulièrement sur les Hauts Plateaux. Au Sud, la vitesse moyenne des vents dépasse les 4 m/s, plus particulièrement au sud-ouest, avec des vents qui dépassent les 6 m/s dans la région d'Adrar [14].

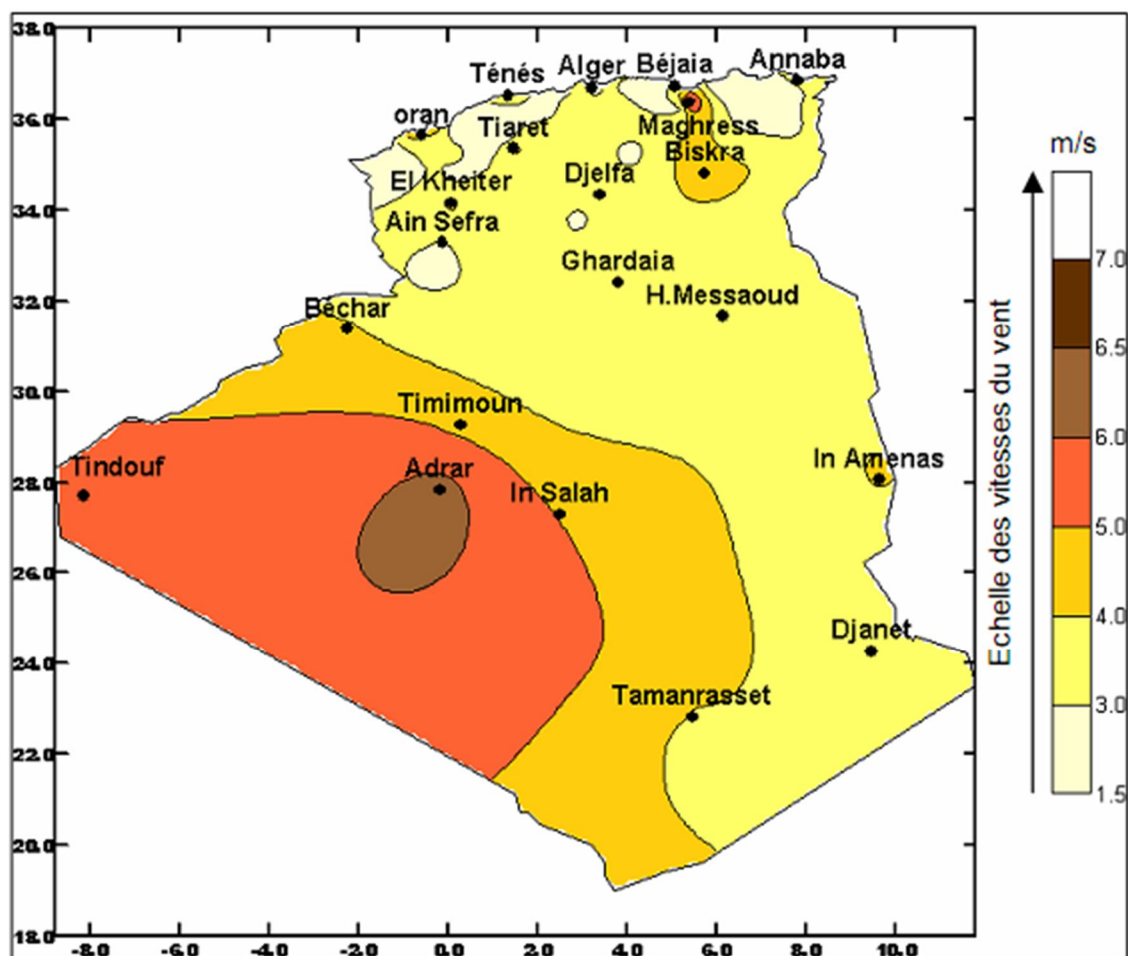


Fig. 1.8: Carte des vents en Algérie [2].

1-6 Production éolienne

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est directement lié 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. Après avoir pendant longtemps été oubliée, cette énergie pourtant exploitée depuis l'antiquité, connaît depuis environ 30 ans un développement sans précédent notamment dû aux premiers chocs pétroliers [15].

1-7 Définition de l'énergie éolienne

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice.

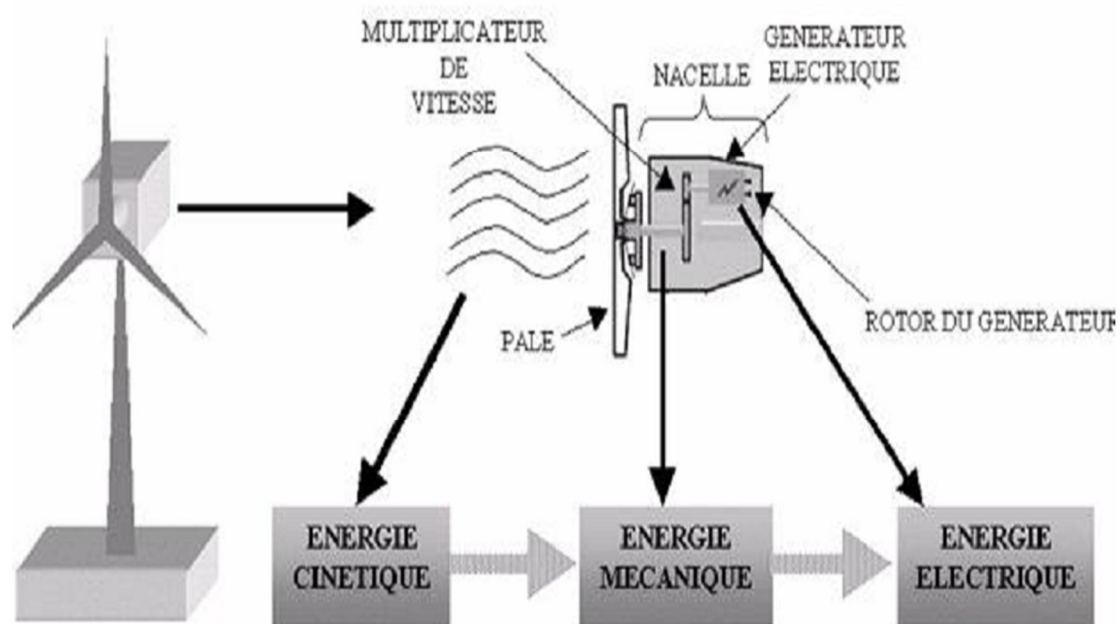


Fig. 1.9 : Conversion de l'énergie cinétique du vent [15].

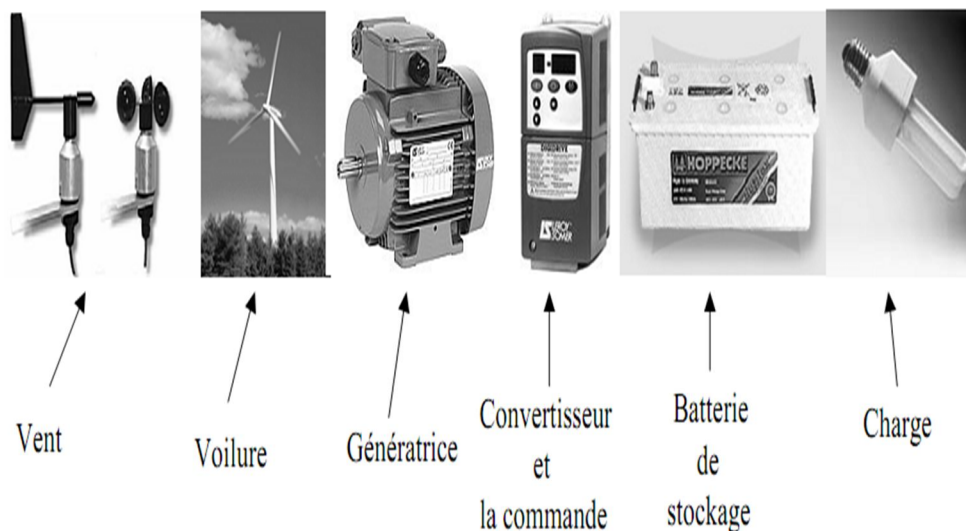


Fig. 1.10 : Chaîne de conversion d'énergie [16].

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable non dégradée, géographiquement diffusée et surtout en corrélation saisonnière (l'énergie électrique est largement plus demandée en hiver et c'est souvent à cette période que la moyenne des vitesses des vents est la plus élevée). De plus c'est une énergie qui ne produit aucun rejet atmosphérique ni déchet radioactif ; elle est toutefois aléatoire dans le temps et son captage reste assez complexe, nécessitant des mats et des pales de grandes dimensions (jusqu'à 60m pour des éoliennes des plusieurs mégawatts) dans des zones géographiquement de turbulences.

L'éolienne se compose d'une nacelle, d'un mât, de pales et d'un multiplicateur de vitesse. La fabrication de ces différents éléments est d'une technologie avancée, ce qui les rend par conséquent onéreux. L'énergie éolienne fait partie des nouveaux moyens de production d'électricité décentralisée proposant une alternative viable à l'énergie nucléaire sans pour autant prétendre la remplacer (L'ordre de grandeur de la quantité d'énergie produit étant largement plus faible). Les installations peuvent être réalisées sur terre mais également en mer où la présence du vent est plus régulière [17].

1-8 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne a des avantages propres permettant sa croissance et son évolution entre les autres sources d'énergie, ce qui va lui donner un rôle important dans l'avenir à condition d'éviter l'impact créé par ses inconvénients cités ci-après [18].

1-8-1 Avantages

L'énergie éolienne est avant tout une énergie qui respecte l'environnement :

- L'impact néfaste de certaines activités de l'homme sur la nature est aujourd'hui reconnu par de nombreux spécialistes. Certaines sources d'énergie, contribuent notamment à un changement global du climat, aux pluies acides ou à la pollution de notre planète en général. La concentration de CO₂ a augmenté de 25% depuis l'ère préindustrielle et on augure qu'elle doublera pour 2050. Ceci a déjà provoqué une augmentation de la température de 0,3 à 0,6° C depuis 1900 et les scientifiques prévoient que la température moyenne augmentera de 1 à 3,5° C d'ici l'an 2100, ce qui constituerait le taux de réchauffement le plus grand des 10000 dernières années. Toutes les conséquences de ce réchauffement ne sont pas prévisibles, mais on peut par exemple avancer qu'il provoquera une augmentation du niveau de la mer de 15 à 95 cm d'ici l'an 2100. «L'exploitation d'énergie éolienne ne produit pas directement de CO₂ ». L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, c'est à dire que contrairement aux énergies fossiles, les générations futures pourront toujours en bénéficier.

Chaque unité d'électricité produite par un aérogénérateur supplante une unité d'électricité qui aurait été produite par une centrale consommant des combustibles fossiles. Ainsi, l'exploitation de l'énergie éolienne évite déjà aujourd'hui l'émission de 6,3 millions de tonnes de CO₂, 21 mille tonnes de SO₂ et 17,5 mille tonnes de Nox. Ces émissions sont les principaux responsables des pluies acides. L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie à risque comme l'est l'énergie nucléaire et ne produit évidemment pas de déchets radioactifs dont on connaît la durée de Vie l'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées, contrairement aux procédés continus de la plupart des centrales thermiques et des centrales nucléaires. Ceux-ci fournissent de l'énergie même lorsque que l'on n'en a pas besoin, entraînant ainsi d'importantes pertes et par conséquent un mauvais rendement énergétique.

- C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie. Ainsi les pertes en lignes dues aux longs transports d'énergie sont moindres. Cette source d'énergie peut de plus stimuler l'économie locale, notamment dans les zones rurales.
- C'est l'énergie la moins chère entre les énergies renouvelables.
- Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie qu'ont ces pays pour se développer. L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple.

Le coût d'investissement nécessaire est faible par rapport à des énergies plus traditionnelles. Enfin, ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique existant déjà.

- L'énergie éolienne crée plus d'emplois par unité d'électricité produite que n'importe quelle source d'énergie traditionnelle.
- Bon marché : elle peut concurrencer le nucléaire, le charbon et le gaz lorsque les règles du jeu sont équitables.
- Respectueuse des territoires : les activités agricoles/industrielles peuvent se poursuivre aux alentours.

1-8-2 Inconvénients

L'énergie éolienne possède aussi des désavantages qu'il faut citer :

- L'impact visuel, cela reste néanmoins un thème subjectif.
- Le bruit : il a nettement diminué, notamment le bruit mécanique qui a pratiquement disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur. Le bruit aérodynamique quant à lui est lié à la vitesse de rotation du rotor, et celle-ci doit donc être limitée.
- L'impact sur les oiseaux : certaines études montrent que ceux-ci évitent les aérogénérateurs. D'autres études disent que les sites éoliens ne doivent pas être implantés sur les parcours migratoires des oiseaux, afin que ceux-ci ne se fassent pas attraper par les aéro turbines.
- La qualité de la puissance électrique : la source d'énergie éolienne étant stochastique, la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne. Jusqu'à présent, le pourcentage de ce type d'énergie dans le réseau était faible, mais avec le développement de l'éolien, notamment dans les régions à fort potentiel de vent, ce pourcentage n'est plus négligeable. Ainsi, l'influence de la qualité de la puissance produite par les aérogénérateurs augmente et par suite, les contraintes des gérants du réseau électrique sont de plus en plus strictes.
- Le coût de l'énergie éolienne par rapport aux sources d'énergie classiques : bien qu'en terme de coût, l'éolien puissant sur les meilleurs sites, c'est à dire là où il y a le plus de vent, est entrain de concurrencer la plupart des sources d'énergie classique, son coût reste encore plus élevé que celui des sources classiques sur les sites moins ventés.

1-9 Quelques notions sur le vent

Les éoliennes convertissent l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Cette énergie est renouvelable, non dégradée et non polluante. La vitesse du vent varie selon les zones géographiques et les saisons, elle est surtout élevée pendant la période d'hiver et au niveau des mers (offshore). Le vent est défini par sa direction et sa vitesse [19].

1-10 Direction et vitesse du vent

Le vent souffle en principe des zones de hautes pressions vers les zones de basses pressions. Aux latitudes moyennes et aux grandes latitudes, sa direction est cependant modifiée du fait de la rotation de la terre. Le vent devient alors parallèle aux isobares au lieu de leur être perpendiculaire. Dans l'hémisphère nord, le vent tourne dans le sens contraire des aiguilles d'une montre autour des aires cycloniques et dans le sens direct autour des zones anticycloniques. Dans l'hémisphère sud, les sens sont inversés par rapport aux précédents.

La vitesse du vent est mesurée avec des anémomètres. Il en existe plusieurs types classés en deux catégories principales (les anémomètres à rotation et les anémomètres à pression). Une graduation a été établie, selon l'échelle Beaufort qui divise les vents en fonction de leurs vitesses en 17 catégories dont nous citons quelques unes au tableau.1.3 [20].

Tableau .1.3 : échelle Beaufort [19].

Degrés Beaufort	Vitesse du vent (m/s)	Vitesse du vent (Km/h)	Description générale	Pression sur surface plane (daN/m ²)
0	0 à 0.4	< 1	Calme	
3	3.5 à 5.5	12 à 19	Petit brise	3.2 (5m/s)
4	5.5 à 8	20 à 28	Jolie brise	6.4 (7m/s)
6	11.4 à 13.9	39 à 49	Vent frais	22(13m/s)
8	17.4 à 20.4	62 à 74	Coupe de vent	52(20m/s)
11	28.4 à 32.5	103 à 117	Violente tempête	117(30m/s)
17	54.1 à 60	202 à 220	Cyclone	470 (60m/s)

En effet, pour implanter un parc éolien, la prospection des sites possibles constitue le premier travail à effectuer pour juger de la capacité de production d'une centrale éolienne. Des relevés météorologiques complets sur les sites présumés doivent être effectués au moins pendant une année pour déterminer la possibilité ou non d'implanter le parc. Non seulement il faut connaître la vitesse moyenne du vent, mais aussi sa variation en fonction de l'altitude. Les vents les plus intéressants qui donnent finalement le plus d'énergie annuelle, sont les vents réguliers qui ont une vitesse de 6 à 10m/s [19].

1-11 les différents types des turbines éoliennes

Les solutions techniques permettant de recueillir l'énergie du vent sont très variées. On peut diviser les éoliennes en deux grandes familles [15]:

- les éoliennes à axe vertical
- les éoliennes à axe horizontal

1-11-1 Turbines Eoliennes à Axe Horizontal

Une turbine à axe de rotation horizontal demeure face au vent, comme les hélices des avions et des moulins à vent. Elle est fixée au sommet d'une tour, ce qui lui permet de capter une quantité plus importante d'énergie éolienne. La plupart des éoliennes installées sont à axe horizontal.

Ce choix présente plusieurs avantages, comme la faible vitesse d'amorçage (cut-in) et un coefficient de puissance (rapport entre la puissance obtenue et la puissance de la masse d'air en mouvement) relativement élevé (Mathew, 2006). Toutefois, la boîte de vitesses et la machine électrique doivent être installées en haut de la tour, ce qui pose des problèmes mécaniques et économiques. Par ailleurs l'orientation automatique de l'hélice face au vent nécessite un organe supplémentaire (« queue », « yaw control »...). Selon son nombre de pales, une HAWT est dite mono-pale, bipale, tripale ou multi-pale. Une éolienne mono-pale est moins coûteuse car les matériaux sont en moindre quantité et, par ailleurs, les pertes aérodynamiques par poussée (drag) sont minimales. Cependant, un contrepoids est nécessaire et ce type d'éolienne n'est pas très utilisé à cause de cela. Tout comme les rotors mono-pales, les rotors bipales doivent être munis d'un rotor basculant pour éviter que l'éolienne ne reçoive des chocs trop forts chaque fois qu'une pale de rotor passe devant la tour (Wind-power, 2007). Donc, pratiquement toutes les turbines éoliennes installées ou à installer prochainement sont du type tripale. Celles-ci sont plus stables car la charge aérodynamique est relativement uniforme et elles présentent le coefficient de puissance le plus élevé actuelle. Suivant leur orientation en fonction du vent, les HAWT sont dites en « amont » (up-wind) ou en « aval » (down-wind). La figure 1.5 montre les deux types mentionnés. Les premières ont le rotor face au vent ; puisque le flux d'air atteint le rotor sans obstacle, le problème de « l'ombre de la tour » (towershadow) est bien moindre. Néanmoins, un mécanisme d'orientation est essentiel pour maintenir en permanence le rotor face au vent.

Les éoliennes à rotor en aval n'ont pas besoin de ce mécanisme d'orientation mais le rotor est placé de l'autre côté de la tour : il peut donc y avoir une charge inégale sur les pales quand elles passent dans l'ombre de la tour. De ces deux types d'éoliennes, celle en amont est largement prédominante [21].

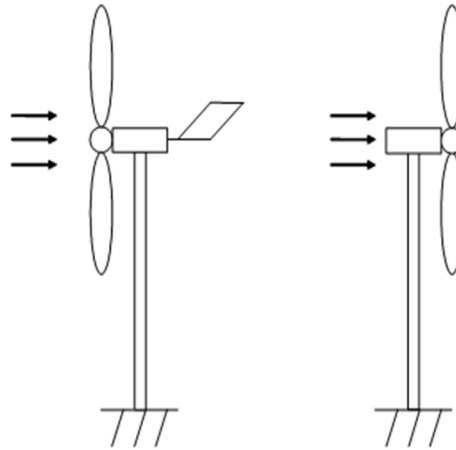


Fig. 1.11 : Turbines éoliennes en amont et en aval [21].

1-11-2 Turbines Eoliennes à Axe Vertical

L'axe de rotation d'une VAWT est vertical par rapport au sol et perpendiculaire à la direction du vent. Ce type de turbine peut recevoir le vent de n'importe quelle direction, ce qui rend inutile tout dispositif d'orientation. Le générateur et la boîte d'engrenages sont disposés au niveau du sol, ce qui est plus simple et donc économique (Mathew, 2006). La maintenance du système est également simplifiée dans la mesure où elle se fait au sol. Ces turbines ne disposent pas de commande d'angle de pale comme certaines HAWT. La fig.1.12 montre trois conceptions de VAWT.

Un inconvénient, pour certaines VAWT, est de nécessiter un dispositif auxiliaire de démarrage. D'autres VAWT utilisent la poussée (drag) plutôt que la portance aérodynamique (lift, effet qui permet à un avion de voler), ce qui se traduit par une réduction du coefficient de puissance et un moindre rendement. La majorité des VAWT tourne à faible vitesse, ce qui est très pénalisant dans les applications de génération d'électricité avec connexion au réseau public (50 ou 60 Hz) car la boîte de vitesses doit permettre une importante démultiplication. Le faible rendement aérodynamique et la quantité de vent réduite qu'elles reçoivent au niveau du sol constituent les principaux handicaps des VAWT face aux HAWT [21].



Fig. 1.12 : Turbines à axe vertical [22].

1-12 Principaux composants d'une éolienne

Une éolienne est généralement constituée de trois éléments principaux fig.1.7 [23].

- le mât
- la nacelle
- le rotor

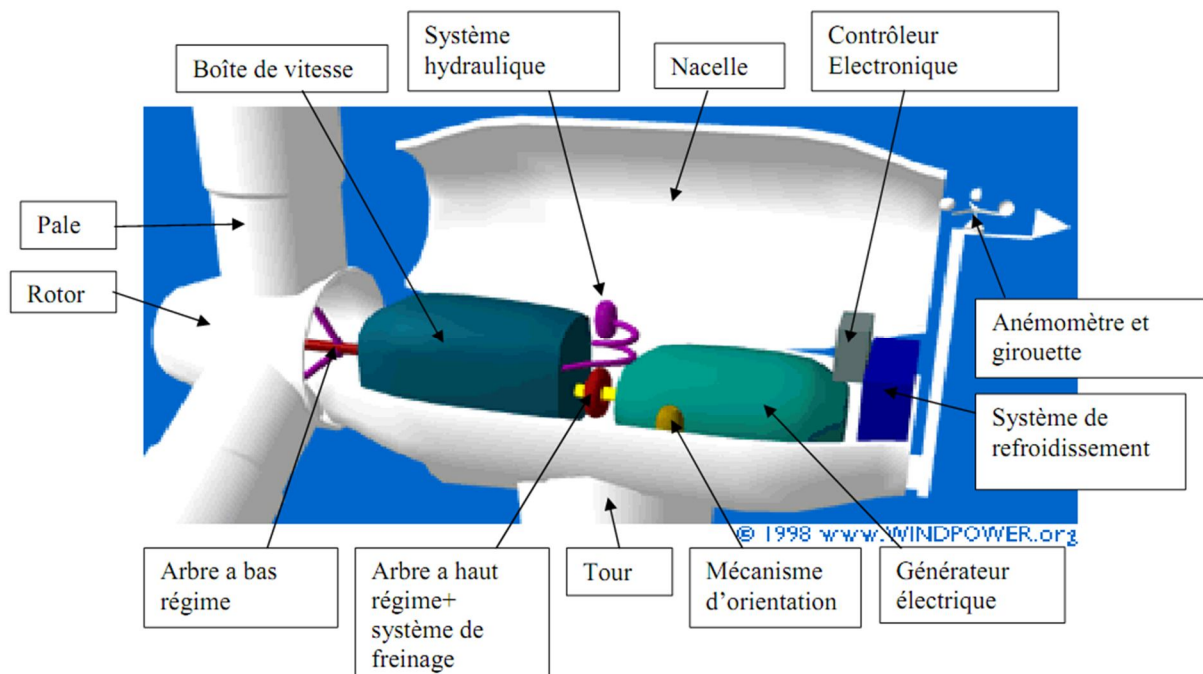


Fig. 1.13 : Eléments constituant une éolienne [15].

a- Le mât

Généralement un tube d'acier ou éventuellement un treillis métallique. Il doit être le plus haut possible pour éviter les perturbations près du sol.

b- La nacelle

Regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur, système de commande, système de refroidissement, frein à disque différent du frein aérodynamique, qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge. Le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent). A cela viennent s'ajouter le système de refroidissement par air ou par eau, un anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne.

c- Le rotor

Le rotor, formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie classiquement de 1 à 3, le rotor tripale étant de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit. Il existe deux types de rotor, les rotors à vitesse fixe et les rotors à vitesse variable.

1-13 Eoliennes lentes

Les éoliennes à marche lente sont munies d'un grand nombre de pales (entre 20 et 40), leur inertie importante impose en général une limitation du diamètre à environ 8 m. Leur coefficient de puissance atteint rapidement sa valeur maximale lors de la montée en vitesse mais décroît également rapidement par la suite. Ces éoliennes multiples sont surtout adaptées aux vents de faible vitesse. Elles démarrent à vide pour des vents de l'ordre de 2 à 3 m/s et leurs couples de démarrage sont relativement forts.

Cependant elles sont moins efficaces que les éoliennes rapides et sont surtout utilisées pour le pompage d'eau. La puissance maximale susceptible d'être obtenue par ce type de machine peut se calculer en fonction du diamètre par l'expression suivante [19] :

$$P = 0.15 * D^2 * V^3 \quad 1-1$$

La puissance étant exprimée en Watts, le diamètre en mètre et la vitesse du vent en m/s.

1-14 Eoliennes rapides

Les éoliennes rapides ont un nombre de pales assez réduit, qui varie en général entre 2 et 4 pales. Elles sont les plus utilisées dans la production d'électricité en raison de leur efficacité, de leur poids (moins lourdes comparées à une éolienne lente de même puissance) et de leur rendement élevé. Elles présentent, par contre, l'inconvénient de démarrer difficilement. Leurs vitesses de rotation sont beaucoup plus élevées que pour les machines précédentes et sont d'autant plus grandes que le nombre de pales est faible. Le tableau.1.4 propose une classification de ces turbines selon la puissance qu'elles délivrent et le diamètre de leur hélice.

Tableau .1.4 : classification des turbines éoliennes [19].

Echelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
Petite	Moins de 12 m	Moins de 40 KW
Moyenne	12 à 45 m	40 KW à 1 MW
Grand	46 m et plus	1 MW

En effet, les éoliennes ont différentes dimensions, et puisque l'air est une ressource diffuse, la tendance générale favorise les appareils de plus en plus gros. Les progrès en science des matériaux ont permis la fabrication de pales plus légères et plus solides ainsi que l'amélioration de la conception des tours et des fondations, ce qui permet la construction d'appareils de plus en plus imposants. En 1995, les éoliennes de 500kW étaient la dernière nouveauté. Aujourd'hui, des appareils individuels de 4,5 MW (4 500 kW) sont en production commerciale.

Dans ce qui suit, notre étude se portera spécialement sur les éoliennes rapides dont nous essayerons de donner une description globale du modèle. Formule pratique pour une éolienne rapide à axe horizontal, tenant compte d'un rendement moyen [24].

$$P = 0.2 * D^2 * V^3 \quad 1-2$$

1-15 Notions théoriques sur l'éolien

1-15-1 Loi de Betz – notions théoriques

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la fig.1.11. sur lequel on a représenté la vitesse du vent V_1 en amont de l'aérogénérateur et la vitesse V_2 en aval. En supposant que la vitesse du vent traversant le rotor est égale à la moyenne entre la vitesse du vent non perturbé à l'avant de l'éolienne V_1 et la vitesse du vent après passage à travers le rotor V_2 soit :

$$V_{moy} = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad 1-3$$

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

$$m = \frac{\rho S (V_1 + V_2)}{2} \quad 1-4$$

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) :

$$P_m = \frac{m (V_1^2 - V_2^2)}{2} \quad 1-5$$

Soit en remplaçant m par son expression dans (1.4):

$$P_m = \frac{\rho S (V_1 + V_2) (V_1^2 - V_2^2)}{4} \quad 1-6$$

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 :

$$P_{mt} = \frac{\rho S V_1^3}{2} \quad 1-7$$

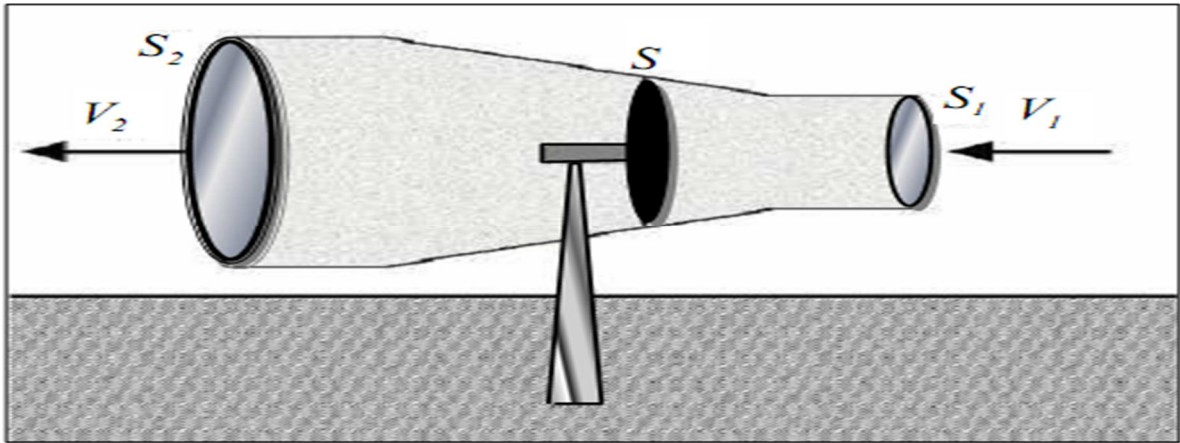


Fig. 1.14 : Tube de courant autour d'une éolienne [23].

La relation entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est alors :

$$\frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{\left(1 + \left(\frac{V_1}{V_2}\right)\right) \left(1 - \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2\right)}{2} \quad 1-8$$

Si on représente la caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus, on s'aperçoit que le ratio P_m / P_{mt} appelé aussi coefficient de puissance 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. 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.

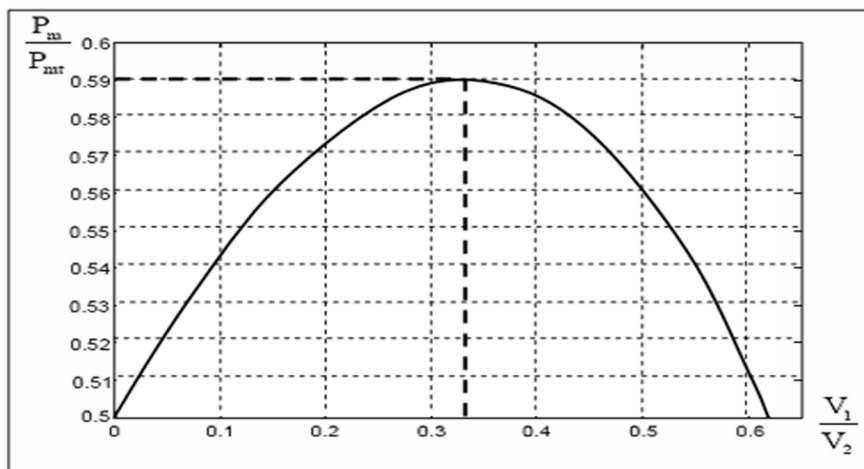


Fig. 1.15 : Coefficient de puissance [23].

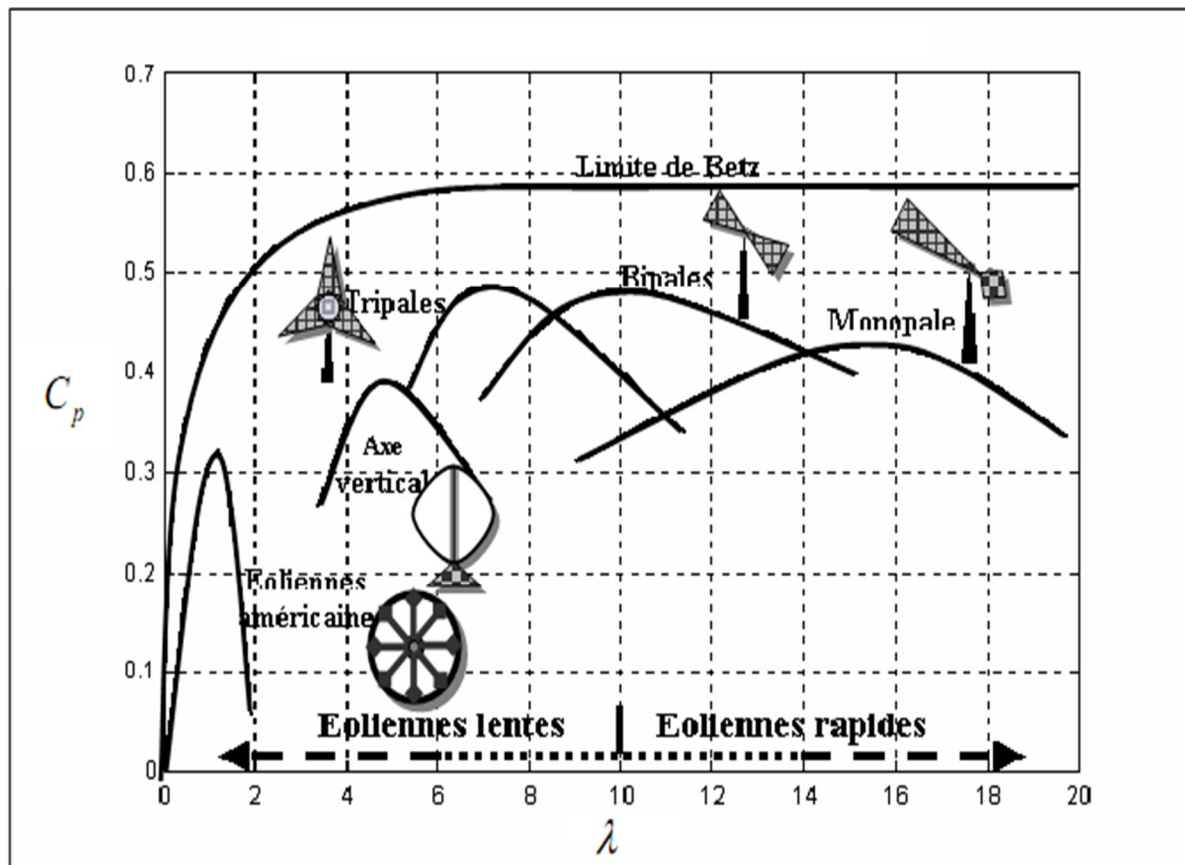


Fig. 1.16 : Coefficient de puissance pour différents types d'éoliennes [23].

Les éoliennes à marche lente sont munies d'un grand nombre de pales (entre 20 et 40), leur inertie importante impose en général une limitation du diamètre à environ 8 m. Leur coefficient de puissance Fig.1.16 atteint rapidement sa valeur maximale lors de la montée en vitesse mais décroît également rapidement par la suite.

Les éoliennes à marche rapide sont beaucoup plus répandues et pratiquement toutes dédiées à la production d'énergie électrique. Elles possèdent généralement entre 1 et 3 pales fixes ou orientables pour contrôler la vitesse de rotation. Les pales peuvent atteindre des longueurs de 60 m pour des éoliennes de plusieurs mégawatts.

Les éoliennes tripales sont les plus répandues car elles représentent un compromis entre les vibrations causées par la rotation et le coût de l'aérogénérateur. De plus, leur coefficient de puissance Fig.1.16 atteint des valeurs élevées et décroît lentement lorsque la vitesse augmente. Elles fonctionnent rarement au dessous d'une vitesse de vent de 3 m/s [23].

1-15-2 Systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne

1-15-2-1 Système à décrochage aérodynamique "stall"

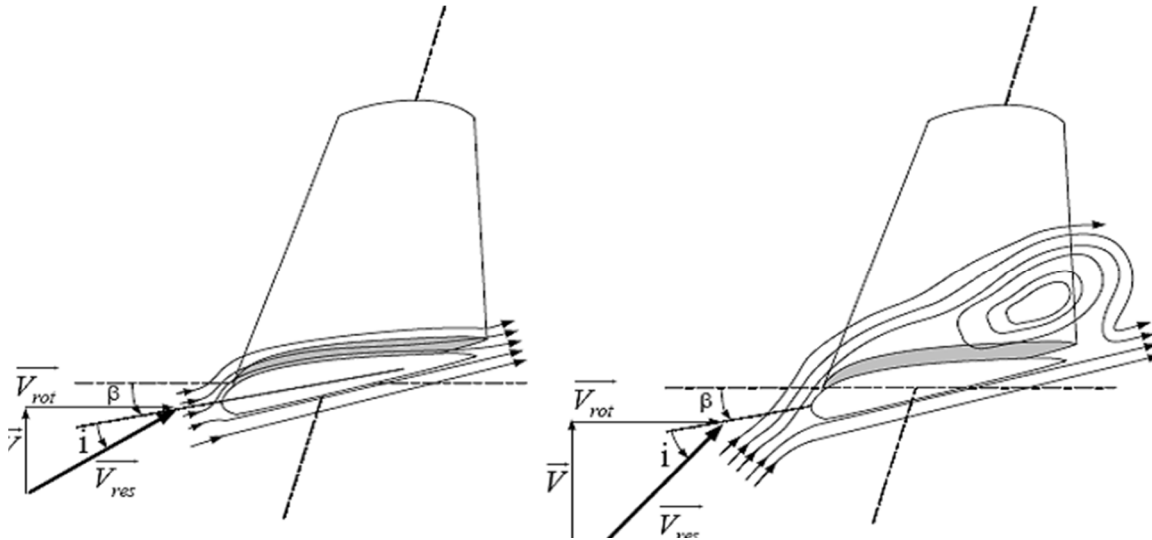


Fig. 1.17 : Flux d'air sur un de pales profile (stall) [19].

La plupart des éoliennes connectées au réseau électrique nécessitent une vitesse de rotation fixe pour des raisons de cohérence de fréquence avec le réseau. Le système de limitation de vitesse le plus simple et le moins coûteux est un système de limitation naturelle (intrinsèque à la forme de la pale) dit "stall". Il utilise le phénomène de décrochage aérodynamique.

Lorsque l'angle d'incidence i devient important, c'est à dire lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale V_n , l'aspiration créée par le profil de la pale n'est plus optimale ce qui entraîne des turbulences à la surface de la pale Fig. 1.17 et par conséquent une baisse du coefficient de puissance. Ceci empêche alors une augmentation de la vitesse de rotation.

Ce système est simple et relativement fiable mais il manque de précision car il dépend de la masse volumique de l'air et de la rugosité des pales donc de leur état de propreté. Il peut, dans certains cas, être amélioré en autorisant une légère rotation de la pale sur elle-même (système "stall actif") permettant ainsi de maximiser l'énergie captée pour les faibles vitesses de vent.

Pour les fortes vitesses de vent, la pale est inclinée de façon à diminuer l'angle de calage β et renforcer ainsi l'effet "stall" de la pale. La répercussion des variations de la vitesse du vent sur le couple mécanique fournie par l'éolienne est ainsi moins importante [23].

1-15-2-2 Système d'orientation des pales "pitch"

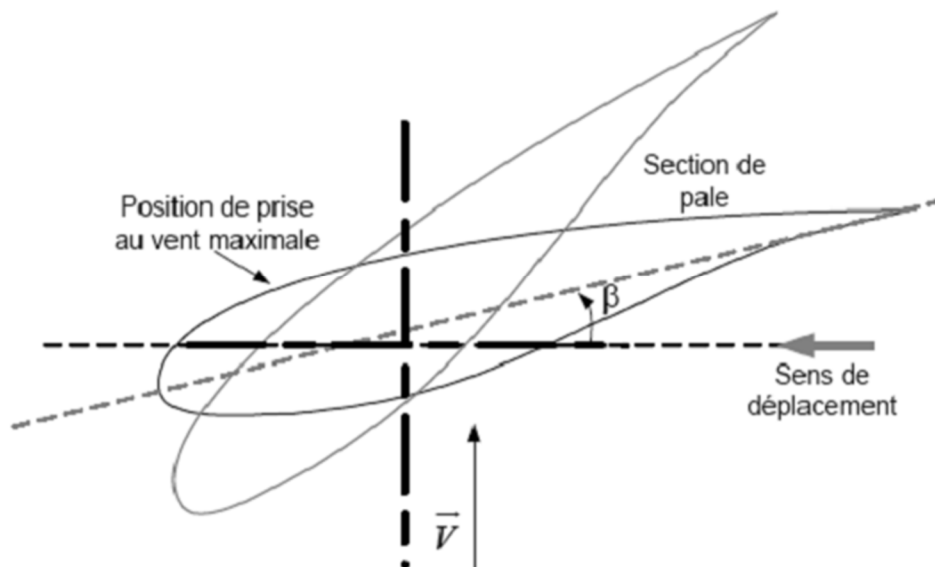


Fig. 1.18 : Variation de l'angle de calage d'une pale [19].

Il utilise la variation de l'angle de calage des pales fig.1.18. En variant l'angle d'incidence de la pale, on modifie le rapport entre les composantes de portance et de traînage. L'angle d'incidence optimal conduit à la puissance maximale disponible. En général, la modification de l'angle de calage de la pale de l'éolienne permet quatre actions distinctes :

- le démarrage à une vitesse du vent V_d plus faible ;
- L'optimisation du régime de conversion de l'énergie, quand la vitesse du vent évolue entre les limites $[V_d, V_n]$ en complément de la vitesse variable dans une plage relativement réduite
- la régulation par limitation de la puissance pour $V > V_n$;
- la protection de l'éolienne contre les vents trop violents, par la mise en « drapeau » des pales de l'hélice. On remarque que ce système intervient dans le fonctionnement de la turbine, par la variation du calage β , de manière prépondérante depuis le démarrage fig.1.19. (zone I) et dans le régime de régulation de vitesse (zone II et III) jusqu'au phénomène de décrochage aérodynamique (zone IV) de la turbine [25].

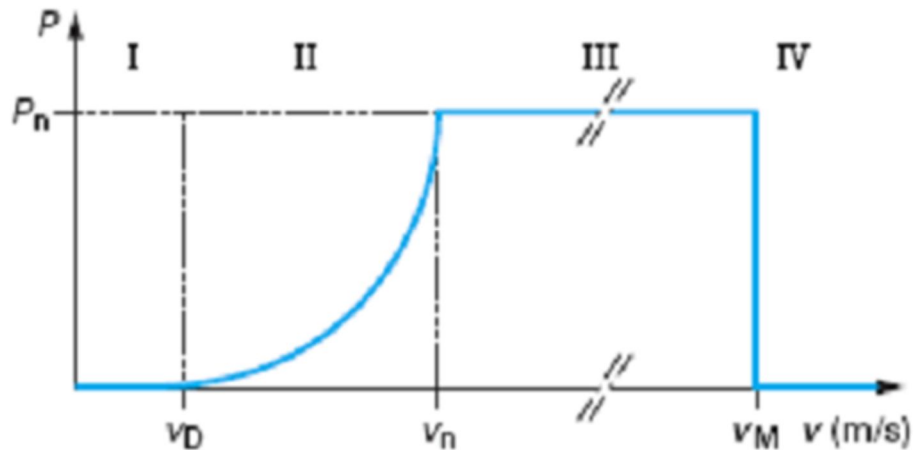


Fig. 1.19 : Courbe typique de régulation [19].

1-16 Caractéristiques de la puissance du rotor

En utilisant le coefficient de puissance, la puissance mécanique sur le rotor peut être calculée comme fonction de la vitesse du vent:

$$P_R = C_p * \frac{1}{2} * \rho * S * V^3 \quad 1-9$$

Où: S - le secteur balayé du rotor (m^2) ; V - la vitesse du vent (m/s)

C_p : le coefficient de puissance du rotor ; ρ -la densité de l'air (kg/ m³)

P_R : la puissance du rotor (Watt).

Le coefficient de puissance peut être obtenu par des zones d'information ou en rapprochant le coefficient en utilisant la fonction analytique. Dans ce mémoire, la fonction analytique du coefficient de puissance a été employée pour modéliser la turbine de vent comme suit [26] :

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(C_2 \frac{1}{\lambda} - C_3 \beta - C_4 \beta^x - C_5 \right) e^{-C_6 \frac{1}{\lambda}} \quad 1-10$$

Les coefficients C1 – C6 et x peuvent être différents pour de diverses turbines. Ils dépendent du rotor de l'éolienne et de la conception des lames. Le paramètre $\frac{1}{\lambda}$ est défini comme:

$$\frac{1}{\Lambda} = \frac{1}{\lambda + 0.08 * \beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^2} \quad 1-11$$

Pour la simulation les valeurs suivantes étaient choisies pour les coefficients C1 – C6 :

$$C1 = 0.5 ; C2 = 116 ; C3 = 0.4 ; C4 = 0 ; C5 = 5 ; C6 = 21$$

Puisque $C4 = 0$, λ ne sera pas utilisé. De l'équation (1-9), la puissance mécanique extraite du vent est une fonction de la vitesse du vent et du coefficient de puissance. Si nous supposons que le vent est constant, la puissance mécanique devient uniquement une fonction du coefficient de puissance. La puissance mécanique peut alors être exprimée comme suit :

$$P_R = C_p * P_0 \quad 1-12$$

Où

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho * S * V^3$$

P_0 : Valeur constante

En supposant que la vitesse du vent et l'angle de pas des pales sont constants, le coefficient de puissance devient une fonction de la vitesse du rotor Ω_R . Par conséquent, la puissance mécanique peut être exprimée comme :

$$P_R = C_p(\Omega_R) * P_0 \quad 1-13$$

Donc

$$P_R(\Omega_R) = \frac{1}{2} C_p \left(\frac{\Omega_2 * R}{K * V_1} \right) * \rho * \pi * R^2 * V^3 \quad 1-14$$

Avec :

Ω_2 : la vitesse de rotation après multiplicateur ; K-le rapport du multiplicateur de vitesse. La fig. 1.20 montre la puissance mécanique par rapport à la vitesse du rotor de générateur pour la conception de turbines éoliennes ci-dessus.

Il est important de mentionner que chaque conception de turbine de vent aura une puissance différente par rapport au graphique de la vitesse du rotor.

En outre, le coefficient de puissance de chaque éolienne sera déterminé conformément à leur conception des lames et l'angle de tangage fig.1.21.

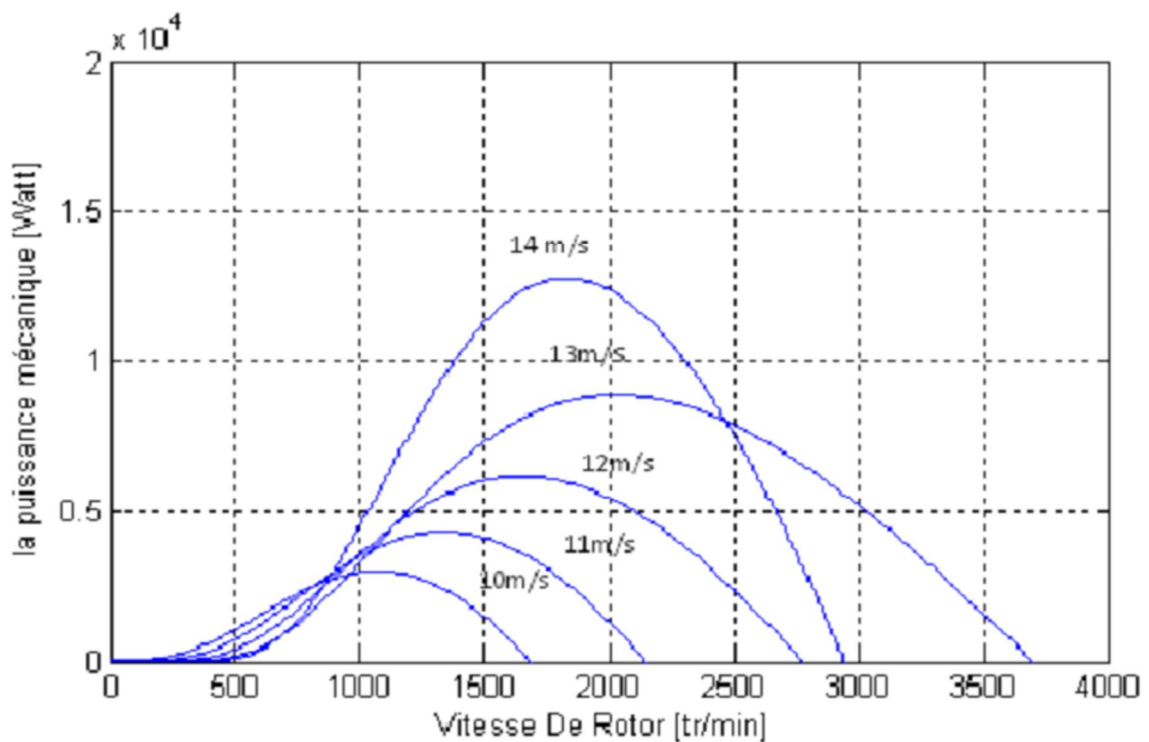


Fig. 1.20 : Caractéristiques typiques de puissance par rapport à la vitesse d'une éolienne [26].

La puissance extraite du vent est maximisée lorsque C_p est maximisé. Cette valeur optimale de C_p se produit pour une valeur définie du rapport de vitesse d'extrémité λ .

Pour chaque vitesse du vent il y a une vitesse optimale du rotor, où la puissance maximale est extraite du vent.

Par conséquent, si la vitesse du vent est supposée être une constante, la valeur de C_p dépend de la vitesse du rotor de l'éolienne ainsi, en contrôlant la vitesse du rotor on contrôle la puissance de la sortie de la turbine. En outre, pour chaque vitesse de vent il y'a une vitesse du rotor qui donnera la puissance maximale, rendant le système monotone.

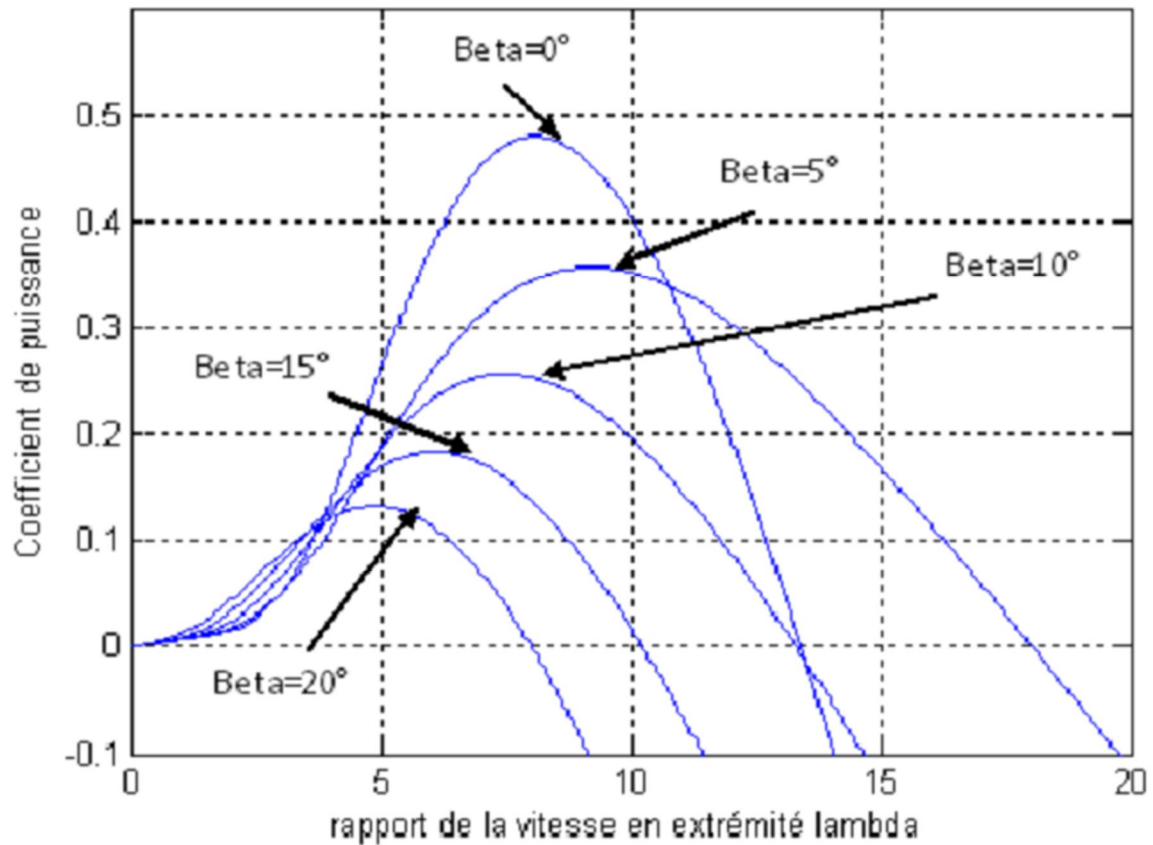


Fig. 1.21 : Caractéristique $C_p - \lambda$ des éoliennes pour les différentes valeurs de l'angle de tangage [26].

Il est très important d'étudier les caractéristiques du couple par rapport à la vitesse de rotation d'une turbine à vent. La connaissance des caractéristiques de la turbine éolienne permettra de faire correspondre correctement la charge et faire fonctionner le générateur dans sa région stable.

La caractéristique typique couple - vitesse d'une éolienne moderne à axe horizontal est illustrée dans la fig.1.22 Le profil de la courbe couple - vitesse est obtenu de la relation suivante:

$$T_m = \frac{P_R}{\Omega_R} \quad 1-15$$

Où : T_m - le couple mécanique dans le rotor ; P_R et Ω_R - la puissance mécanique du rotor et la vitesse angulaire du rotor en conséquence. Comme on peut le voir sur les fig.1.20.et 1.22, le point de la puissance maximale ne correspond pas au point du couple maximal.

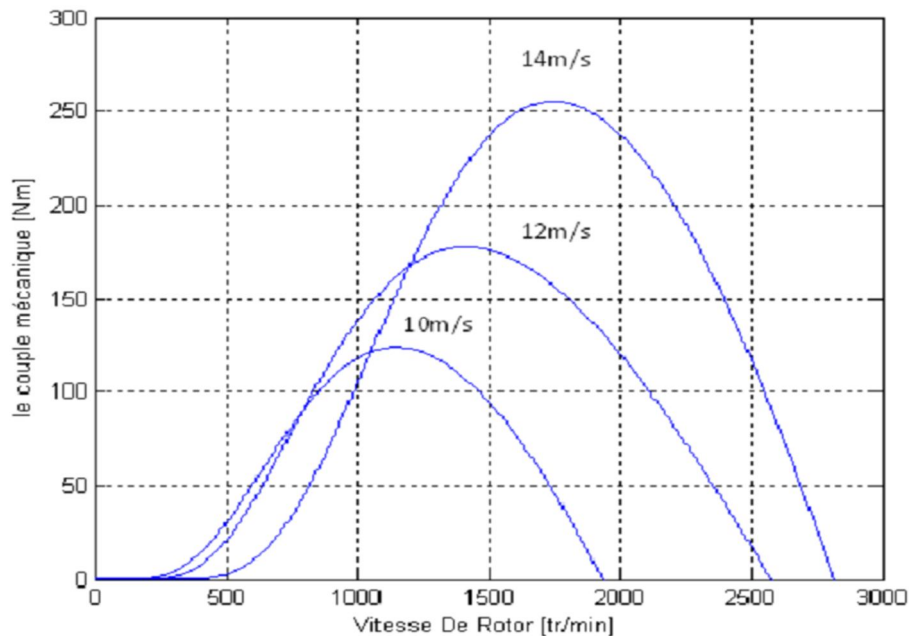


Fig.1.22 : Caractéristiques couple-vitesse d'une éolienne pour différentes vitesses de vent
[26]

La puissance de sortie est un produit du couple et de la vitesse, c'est pourquoi en contrôlant bien le générateur, les caractéristiques de la charge peuvent être choisies de telle façon pour produire une puissance maximale à toutes les vitesses du vent. Afin de commander la turbine de vent pour rapporter une puissance maximale pour les différentes vitesses de vent, on utilise des circuits de l'électronique de puissance [26].

1-17 Conclusion

Une description de l'énergie éolienne a été présentée dans ce chapitre. Dans ce contexte, quelques notions principales au sujet de la technologie éolienne ont été données comme : les méthodes de description du gisement éolien ; les exemples d'architectures qu'on a commencé par les différents capteurs (à axe horizontal, vertical), le rappel des notions élémentaires nécessaires à la compréhension de la chaîne de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique.

Chapitre 2:
*Différents types des génératrices connectées
dans un système éolien*

2-1 Introduction

La technologie des aérogénérateurs a énormément évolué ces 20 dernières années entraînant une spécialisation des différents types d'éolienne. Différents types de machines électriques peuvent être utilisés pour la génération de puissance éolienne [18].

Des facteurs techniques et économiques fixent le type de machine pour chaque application. Pour les petites puissances (< 20 kW), la simplicité et le coût réduit des générateurs synchrones à aimants permanents (PMSG) expliquent leur prédominance. Dans les applications de plus forte puissance, jusqu'à 2MW environ le générateur asynchrone est plus courant et économique [21].

2-2 Systèmes couplés au réseau alternatif

2-2-1 Génératrice asynchrone

Les machines électriques asynchrones sont les plus simples à fabriquer et les moins coûteuses. Elles ont l'avantage d'être standardisées, fabriquées en grande quantité et dans très grande échelle des puissances. Elles sont aussi les moins exigeantes en termes d'entretien et présentent un taux de défaillance très peu élevé [27].

La constitution du stator est la même que pour la machine synchrone et le rotor comporte soit un système d'enroulements triphasés (si le stator est triphasé lui aussi) ou une cage d'écureuil en court-circuit. Les configurations illustrées sur les différentes figures représentent les topologies les plus courantes rencontrées dans les aérogénérateurs et faisant intervenir les deux types de machines dont on a décrit les caractéristiques principales.

Le terme « Convertisseur » apparaissant dans ces figures se réfère à différents types de composants d'électronique de puissance [8].

2-2-1-1 Machine asynchrone à cage d'écureuil

La génératrice asynchrone à cage d'écureuil qui équipe actuellement une grande partie des éoliennes installées dans le monde. La plupart des applications utilisant la machine asynchrone sont destinées à un fonctionnement en moteur, mais cette machine est tout à fait réversible et ses qualités de robustesse et de faible coût ainsi que l'absence de balais-collecteurs ou de contacts glissants sur des bagues la rendent tout à fait appropriée pour l'utilisation dans les conditions parfois extrêmes que présente l'énergie éolienne.

La caractéristique couple/vitesse d'une machine asynchrone à deux paires de pôles est donnée sur la Fig. 2.1 [28].

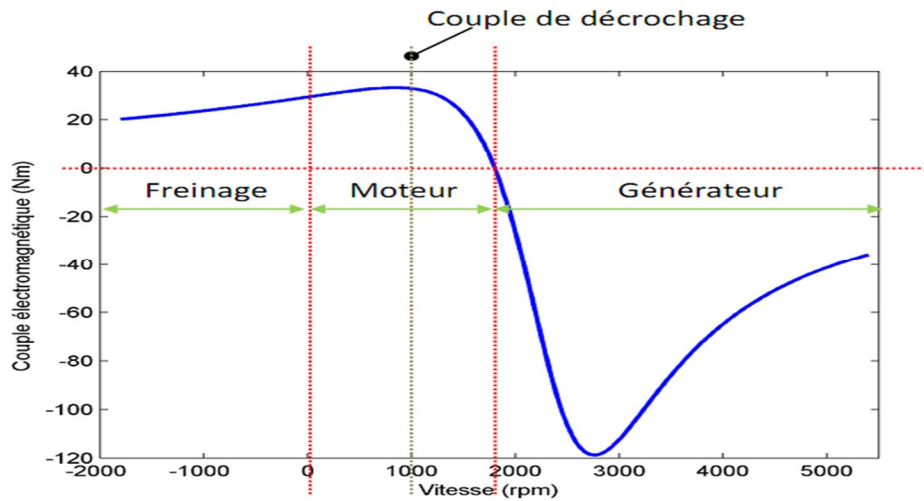


Fig. 2.1: Caractéristique couple/vitesse d'une machine asynchrone à deux paires de pôles [28].

Pour assurer un fonctionnement stable du dispositif, la génératrice doit conserver une vitesse de rotation proche du synchronisme (point $g=0$), dans le cas de la caractéristique ci-dessus génératrice devra garder une vitesse comprise entre 1500 et 1600 tr/min.

Le dispositif le plus simple et le plus couramment utilisé consiste à coupler mécaniquement le rotor de la machine asynchrone à l'arbre de transmission de l'aérogénérateur par l'intermédiaire du multiplicateur de vitesse et à connecter directement le stator de la machine au réseau fig. 2.2 [29].

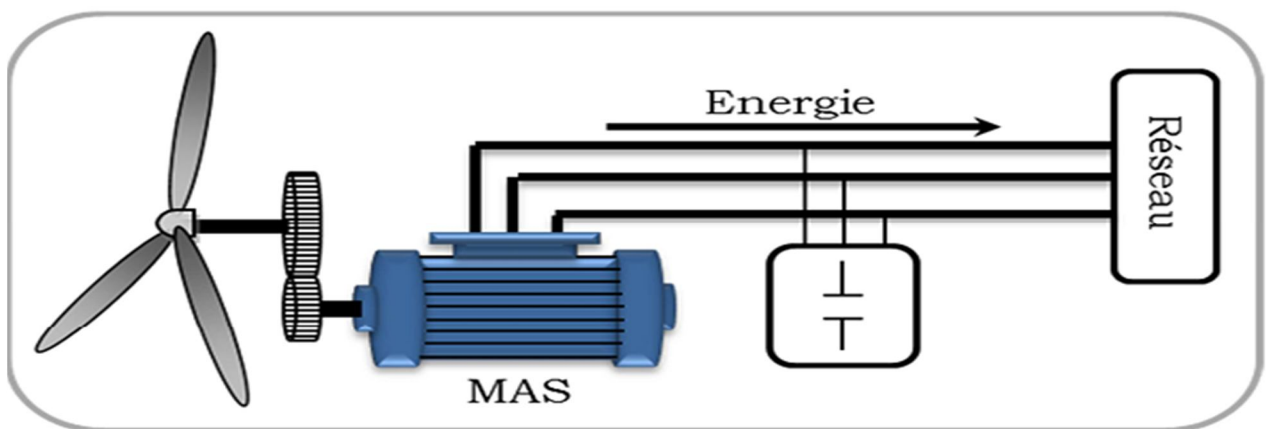


Fig. 2.2: Connexion directe d'une machine asynchrone sur le réseau [29].

La machine à un nombre de paires de pôles fixe et doit donc fonctionner sur une plage de vitesse très limitée (glissement inférieur à 2%). La fréquence étant imposée par le réseau, si le glissement devient trop important, les courants statoriques de la machine augmentent et peuvent devenir destructeurs.

La simplicité de la configuration de ce système (aucune interface entre le stator et le réseau et pas de contacts glissants) permet de limiter la maintenance sur la machine. Ce type de convertisseur électromécanique est toutefois consommateur d'énergie réactive nécessaire à la magnétisation du rotor de la machine, ce qui détériore le facteur de puissance global du réseau, celui-ci peut être toutefois amélioré par l'adjonction de capacités représentées sur la Fig.2.2, qui deviennent la seule source de puissance réactive dans le cas d'un fonctionnement autonome de l'éolienne [29].

Par contre, cette configuration représente quelques inconvénients

- Il n'y a pas d'accès pour récupérer l'énergie induit dans le rotor ;
- Elle ne permet pas une vitesse variable ;
- Le courant débité au réseau est perturbé à cause la variation brusque du couple;
- Elle ne fonctionne en régime autonome qu'en présence des condensateurs ; Une autre solution consiste à utiliser la génératrice asynchrone triphasée car la connexion de l'éolienne au réseau se fait par l'intermédiaire d'un dispositif électronique de puissance Fig. 2.3 [30].

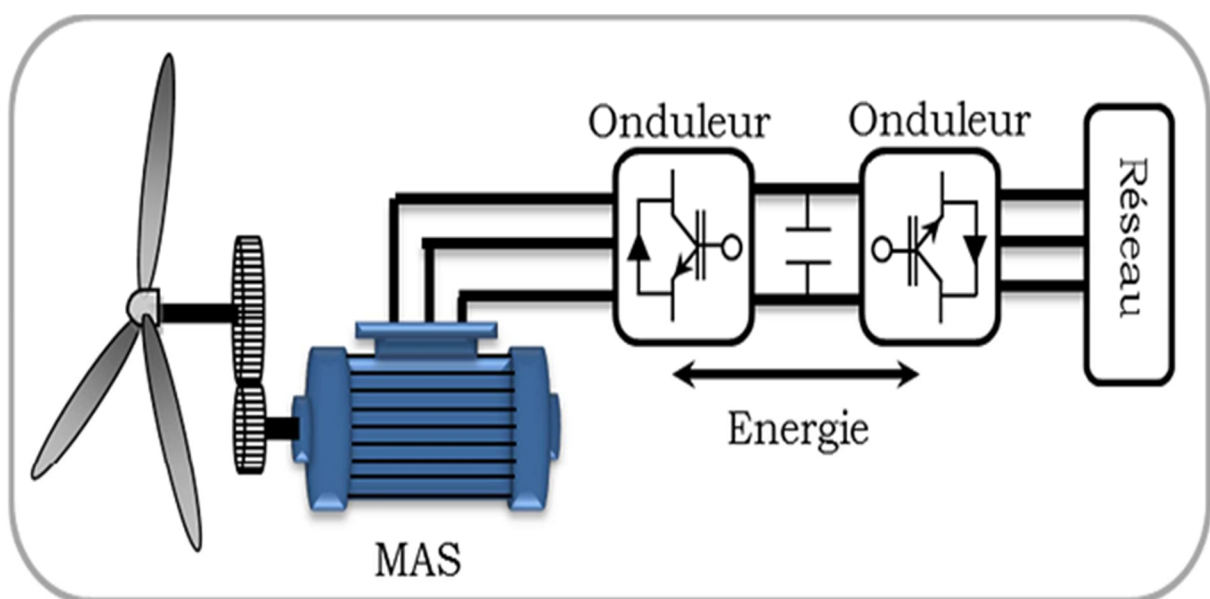


Fig. 2.3 : Eolienne connectée au réseau par l'intermédiaire de deux convertisseurs de puissance [18].

2.2.1.2 Machine Asynchrone à Double Stator [31]

Cette configuration d'éolienne, permet un point de fonctionnement à deux vitesses. On réalise un double bobinage au stator Fig.2.2 qui induit un nombre de paires de pôles variable et donc des plages de vitesses différentes.

On peut imposer 2 vitesses de synchronisme par changement du nombre de pôles. D'une part, on a un stator de faible puissance à grand nombre de paires de pôles pour les petites vitesses de vent. En effet, la puissance est donnée par :

$$P_{mg} = C_{em} * \Omega_s \quad 2-1$$

P_{mg} La puissance transmise par la génératrice, C_{em} Le couple électromagnétique, Ω_s La vitesse de synchronisme, ω La pulsation du réseau et P le nombre de paires de pôles.

A une faible puissance correspond une faible vitesse, la vitesse étant liée au nombre de paires de pôles par:

$$\Omega_s = \frac{\omega}{P} \quad 2-2$$

A une faible vitesse correspond un nombre de paires de pôles élevé. D'autre part, on a un stator de forte puissance correspondant à une vitesse élevée et donc à faible nombre de paires de pôles pour les vitesses de vent élevées pour la connexion au réseau ont utilisé des commutateurs.

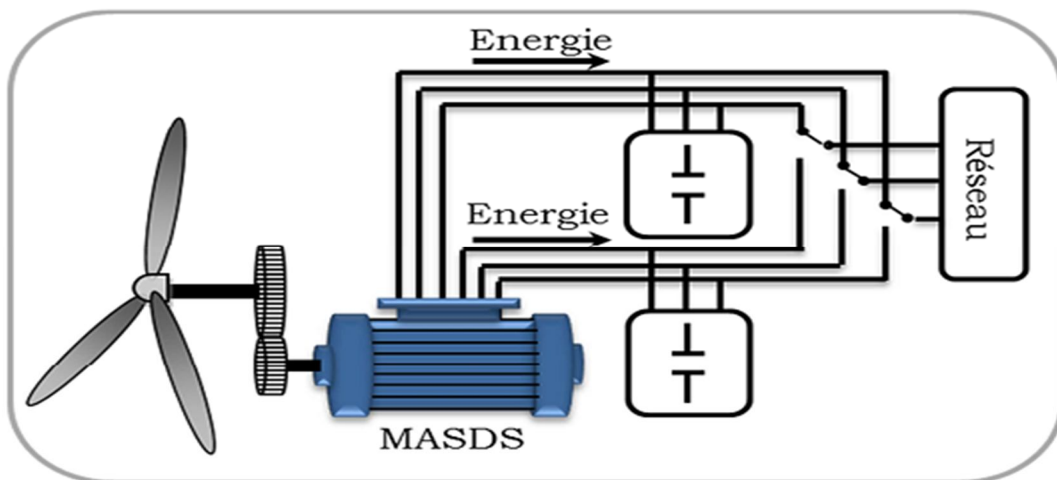


Fig. 2.4: Schéma de la connexion au réseau de l'éolienne avec la MAS à double stator [18].

Malgré sa simplicité et ses qualités de robustesse et son coût, la machine asynchrone à cage reste uniquement pour l'utilisation dans un système éolien, lorsqu'elle est directement connectée au réseau, la vitesse de rotation doit rester pratiquement constante de façon à ce que la machine reste proche de la vitesse de synchronisme.

Cette restriction entraîne une efficacité réduite de l'éolienne aux vitesses de vent élevées. Partant de ce constat, nous pouvons utiliser la machine asynchrone à double alimentation (MADA) comme alternative à la machine à cage.

2-2-1-3 Machine Asynchrone à Double Alimentation type "rotor bobiné"

Ce type d'aérogénérateur s'est développé récemment car la double alimentation de machine asynchrone permet une meilleure exploitation du potentiel de l'éolienne [30]. Le stator est directement relié au réseau tandis que les grandeurs rotoriques sont commandées par un convertisseur statique Fig. 2.5. La maîtrise de l'état électromagnétique de la machine par le rotor permet de fonctionner à la fréquence et l'amplitude nominales du réseau même si le rotor s'éloigne de la vitesse de synchronisme [32].

Le dimensionnement du convertisseur est proportionnel au glissement maximal du rotor, autrement dit, il dépend de l'écart maximal entre la vitesse de synchronisme et la vitesse réelle du rotor. La diminution de puissance du convertisseur statique permet la minimisation des composants de filtrage et de conversion, l'accroissement de la fiabilité de l'électronique, la diminution du Coût de l'ensemble et l'amélioration de la qualité d'onde générée (grâce à la diminution de l'amplitude des courants commutés par le convertisseur et l'augmentation de la fréquence de hachage). Ces machines sont un peu plus complexes que des machines asynchrones à cage avec lesquelles elles ont en commun de nécessiter un multiplicateur de vitesse [33].

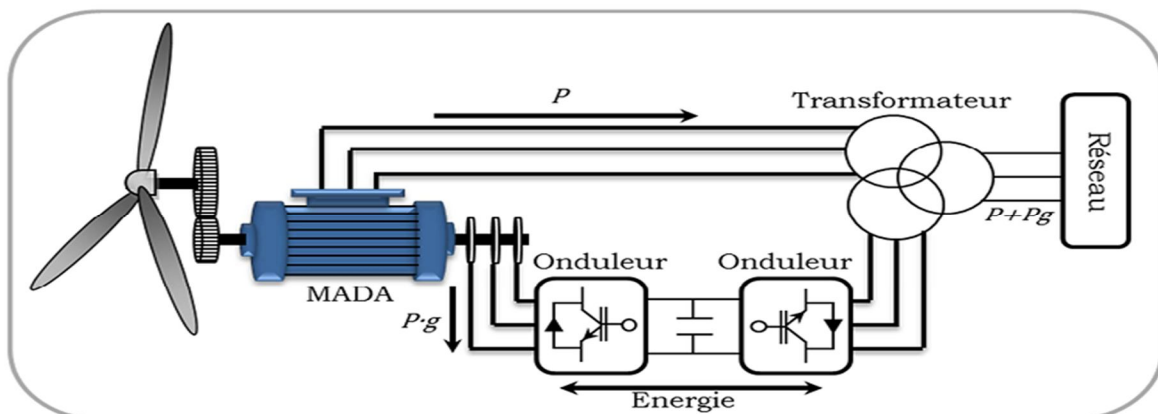


Fig. 2.5: schéma de principe d'une machine asynchrone pilotée par le rotor [18].

- Le résumé des points forts de la MADA sont :
 - Sa capacité de commander la puissance réactive et, de cette façon, de découpler la commande des puissances active et réactive.
 - Il peut se magnétiser à partir du rotor sans prélever au réseau la puissance réactive nécessaire.
 - Il est capable d'échanger de la puissance réactive avec le réseau pour faire la commande de tension.
 - La taille du convertisseur n'est pas simplement en rapport avec la puissance totale du générateur, mais aussi avec la gamme de vitesse choisie. En fait, le coût du convertisseur augmente avec la gamme de vitesse autour de la vitesse de synchronisme. Son inconvénient réside dans la présence obligatoire de bagues et balais. Il existe plusieurs technologies de la machine asynchrone à double alimentation et plusieurs dispositifs d'alimentation sont envisageables. Chaque structure a ses inconvénients et ses avantages [21].

(a) MADA – structure de Kramer

Cette configuration à vitesse variable est représentée sur la Fig.2.6 le stator est connecté directement au réseau et le rotor est connecté à un redresseur et un onduleur est placé en sortie du redresseur. L'ensemble redresseur-onduleur est alors dimensionné pour une fraction de la puissance nominale de la machine Ce système est avantageux et il permet de réduire la taille du convertisseur par rapport à la puissance nominale de la machine [31].

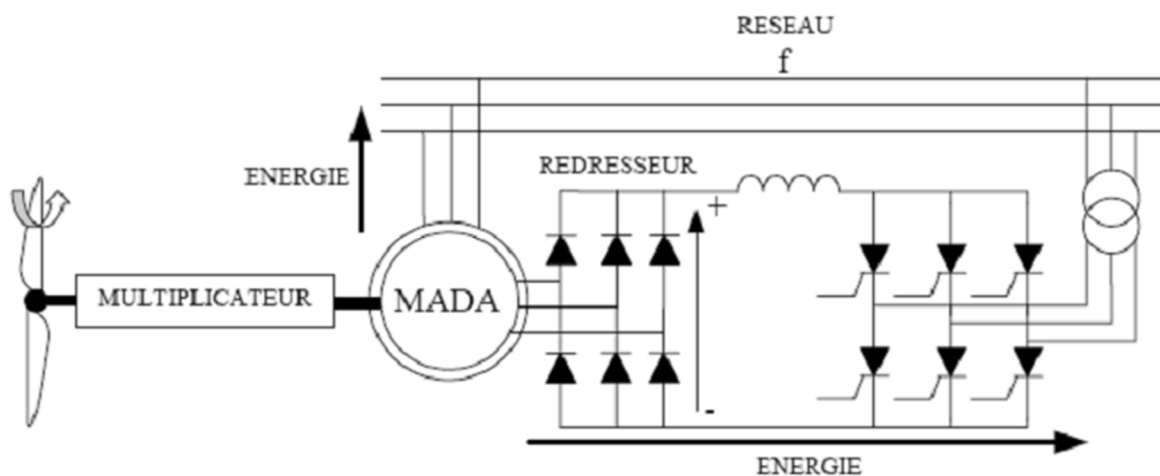


Fig. 2.6: MADA - structure Kramer [31].

(b) MADA à énergie rotorique dissipée

Le Fig. 2.7 représente cette configuration avec le stator connecté directement au réseau et le rotor connecté à un redresseur. Une charge résistive est alors placée en sortie du redresseur par l'intermédiaire d'un hacheur à IGBT ou GTO. Le contrôle de l'IGBT permet de faire varier l'énergie dissipée par le bobinage torique et de fonctionner à vitesse variable en restant dans la partie stable de la caractéristique couple/vitesse de la machine asynchrone [31].

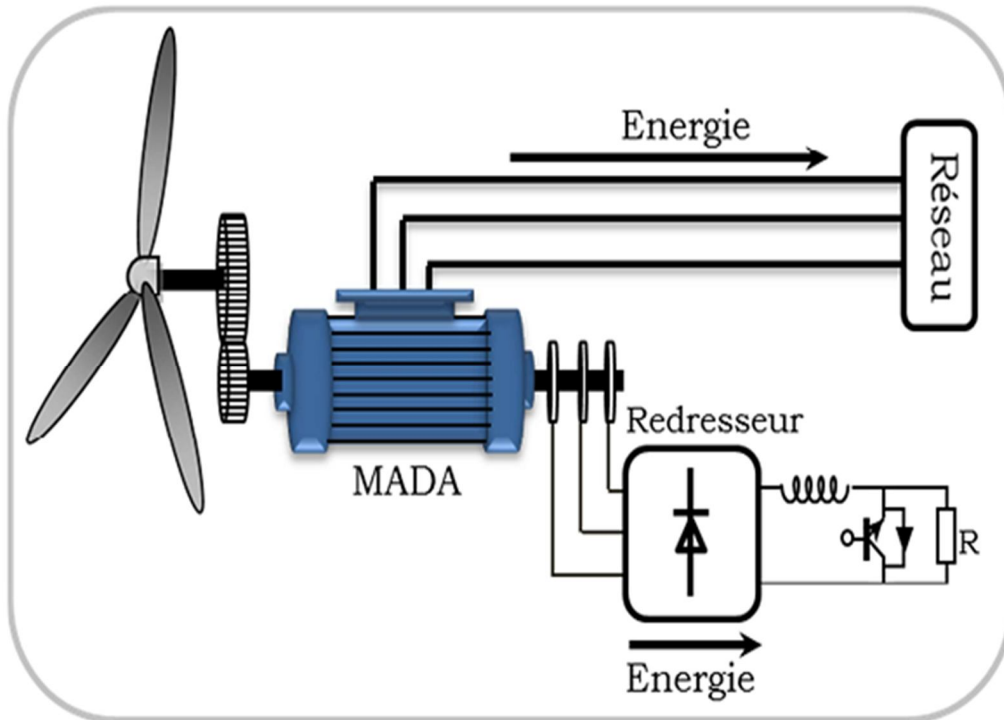


Fig. 2.7: MADA avec contrôle du glissement par l'énergie dissipée [18].

Si le glissement devient important, la puissance extraite du rotor est élevée et elle est entièrement dissipée dans la résistance R, ce qui nuit au rendement du système. De plus cela augmente la puissance transmise dans le convertisseur ainsi que la taille de la résistance.

Le fabricant "VESTAS" dans son dispositif "OPTI-SLIP" a mis en œuvre ce système en utilisant des composants qui tournent avec le rotor et une transmission optique des signaux de commande. Les contacts glissants sont ainsi évités. La variation maximale du glissement obtenue dans ce procédé est de 10% [34].

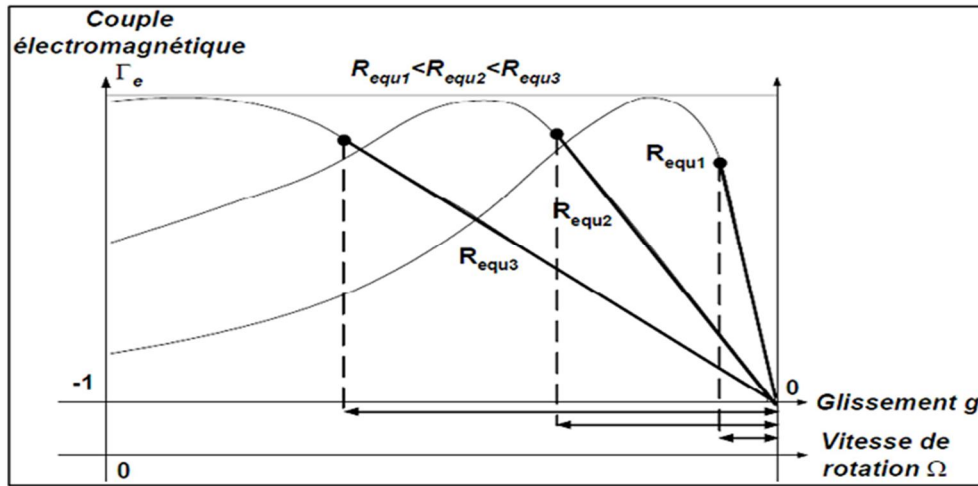


Fig. 2.8 : Effet de la variation de la résistance rotorique sur le couple Electromagnétique [23].

(c) MADA – structure de « Scherbius » avec cycloconvertisseur

Quand on remplace l'association redresseur - onduleur par un cycloconvertisseur Fig.2.9 pour autoriser un flux d'énergie bidirectionnel entre le rotor et le réseau, l'ensemble est alors appelé « structure de Scherbius ». La plage de variation de vitesse est doublée par rapport à la structure de la Fig. 2.9 [34].

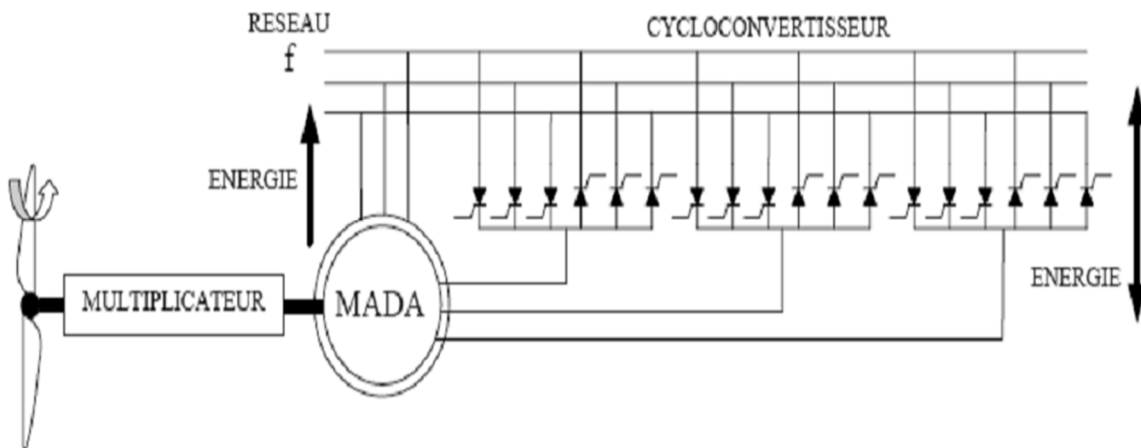


Fig. 2.9 : Structure de Scherbius avec cycloconvertisseur [31].

2-2-1-4 Machine Asynchrone à Double Alimentation Type "Brushless"

Cette machine est constituée de deux bobinages triphasés au stator. Un des bobinages est directement connecté au réseau et est destiné au transfert de puissance.

Le second bobinage, dont la section des conducteurs est moins élevée, permet de faire varier les courants d'excitation de la machine. Le stator de forte puissance est connecté directement sur le réseau et le convertisseur est placé entre le stator de faible puissance et le réseau Fig. 2.10 [35].

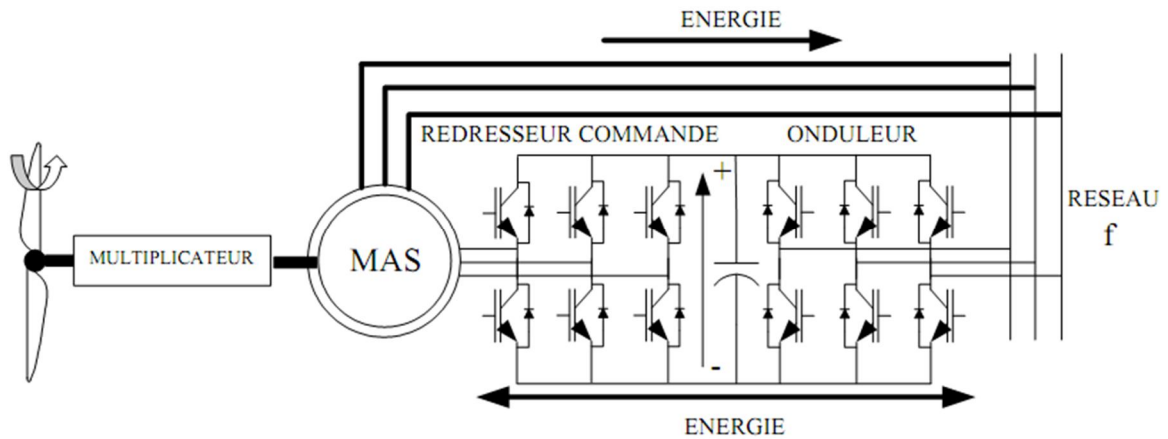


Fig. 2.10: Machine asynchrone brushless connectée sur le réseau [23].

2-2-2 Génératrices synchrones

Enfin, tout particulièrement dans le cas des entraînements directs (sans multiplicateur mécanique), on utilise des machines synchrones. Leurs performances, notamment en terme de couple massique, sont très intéressantes lorsqu'elles ont un très grand nombre de pôles. Leur fréquence étant alors incompatible avec celle du réseau, le convertisseur de fréquence s'impose naturellement. C'est pourquoi les machines à entraînement direct sont toutes à vitesse variable.

Les génératrices synchrones à entraînement direct sont encore peu nombreuses. Le principal fabricant est Enercon (plusieurs milliers de machines de 300 kW, 600 kW, 1 MW et 1.8 MW sont déjà en service). L'inducteur (rotor) est bobiné nécessite un système bagues lisses-balais ou un système à diodes tournantes sans contact (comme dans les « alternateurs classiques » de production) pour amener le courant continu.

Le courant d'excitation constitue un paramètre de réglage qui peut être utile pour l'optimisation énergétique, en plus du courant d'induit réglé par l'onduleur MLI. Pour des raisons de compacité et de rendement, des génératrices synchrones à aimants permanents apparaissent (Jeumont Industrie, 750 kW) et devraient prendre une place croissante dans les prochaines années voire Fig.2.11.

On trouve également des machines synchrones « rapides » associées à un multiplicateur de vitesse, comme chez le constructeur Made (gamme au-delà de 800 kW). Ces machines fonctionnent à vitesse variable. Elles débitent sur un redresseur à diodes, puis la tension continue est convertie à travers un onduleur MLI pour être compatible avec le réseau auquel elles sont connectées comme le montre la Fig.2.12 [36].

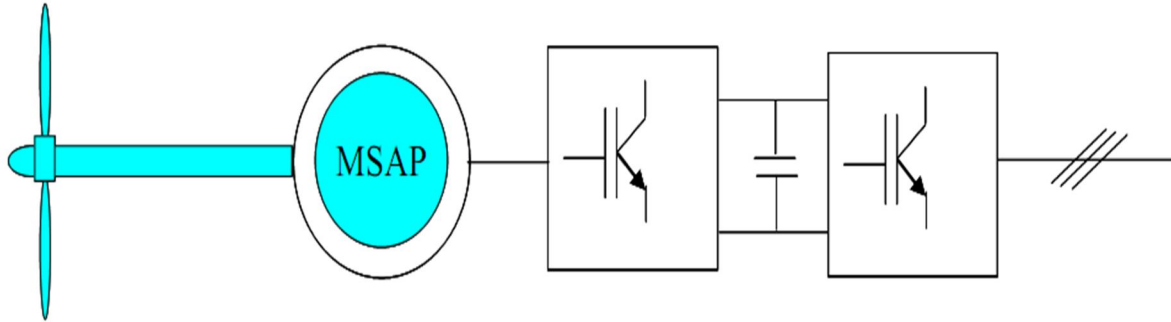


Fig .2.11 : Système éolien basé sur la machine synchrone à aimants permanents [36].

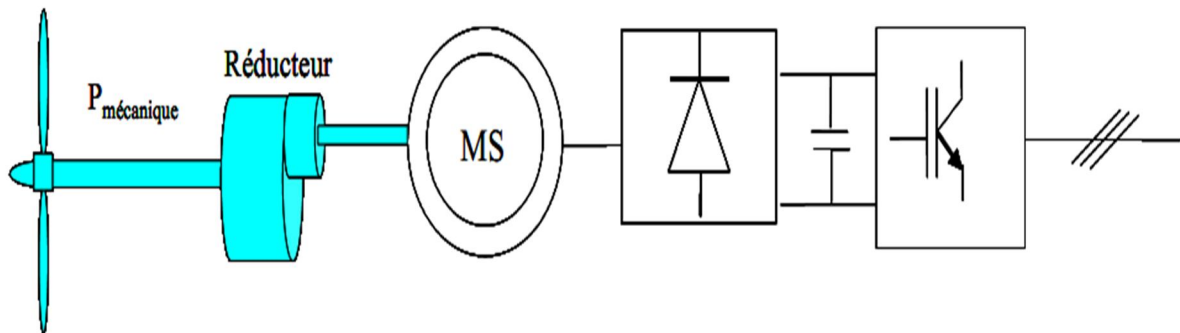


Fig.2.12 : Système basé sur la machine synchrone et redresseur à diodes [36].

De nos jours, dans le domaine de la conversion de l'énergie éolienne, l'intérêt se porte sur l'utilisation de génératrices électriques tournant à basse vitesse sans multiplicateur. Celui-ci est en effet une source de bruit et de pannes fréquentes.

2-3 Systèmes non couplés au réseau alternatif

Pour les réseaux de petites puissances en site isolé, une solution couramment employée consiste à associer les aérogénérateurs à un ou des groupes électrogènes, souvent diesel. Dans la version la plus rudimentaire, la génératrice est de type asynchrone à cage et est auto amorcée par condensateurs (Tounzi, 1999).

Pour éviter des démarrages trop fréquents du groupe électrogène, ou pour assurer les transitions, des batteries électrochimiques, voire des accumulateurs inertiels, peuvent également être associés via un convertisseur électronique.

Les inconvénients principaux de ce type de chaîne sont dus à la rigidité (vitesse faiblement variable par glissement de la GAS), l'absence d'optimisation de puissance et la nécessité d'un multiplicateur de vitesse (Roboam, 2006).

Une autre solution couramment employée consiste à utiliser un bus continu intermédiaire avant de transformer l'énergie en courant alternatif. Dans le cas des très petites puissances, l'énergie est directement consommée en courant continu. Le bus continu présente l'avantage d'interconnecter plus aisément divers systèmes de production (éolien, photovoltaïque, pile à combustible...) et des batteries électrochimiques qui peuvent se trouver directement en tampon sur de tels bus (Dali et al, 2007).

La Fig.2.13 montre une solution originale et de faible coût pour associer un aérogénérateur à un tel système. La génératrice est de type synchrone à aimants permanents (entraînement direct comme il s'agit de puissances modestes) débitant directement, à travers un pont de diodes triphasé, sur le bus continu et l'accumulateur électrochimique.

Le débit direct (à travers un simple redresseur en pont à diodes) de la machine synchrone sur une source de tension continue peut surprendre. En fait, c'est grâce à l'inductance d'induit de la machine synchrone de forte valeur que les courants restent proches des formes sinusoïdales et que les rendements de conversion sont corrects. En cas de surcharge de la batterie (trop de tension), un contacteur met en court-circuit l'induit de la génératrice. La turbine est alors arrêtée en rotation [36].

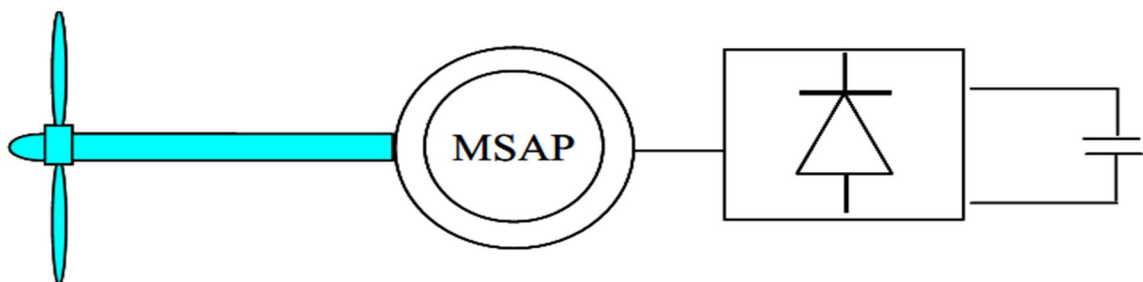


Fig.2.13 : Aérogénérateur à aimants débitant directement à travers un pont de diodes sur le bus continu [36].

2-4 Machine synchrone à aimants permanents à flux axial

Cette machine possède la particularité d'avoir un champ magnétique axial contrairement à la machine synchrone classique où le champ est radial Fig.2.14.

L'interaction engendrée par le courant traversant une bobine statorique, et le flux créé par les aimants permanents, produit une force magnétomotrice sur la périphérie du rotor qui lui fait tourner [27].

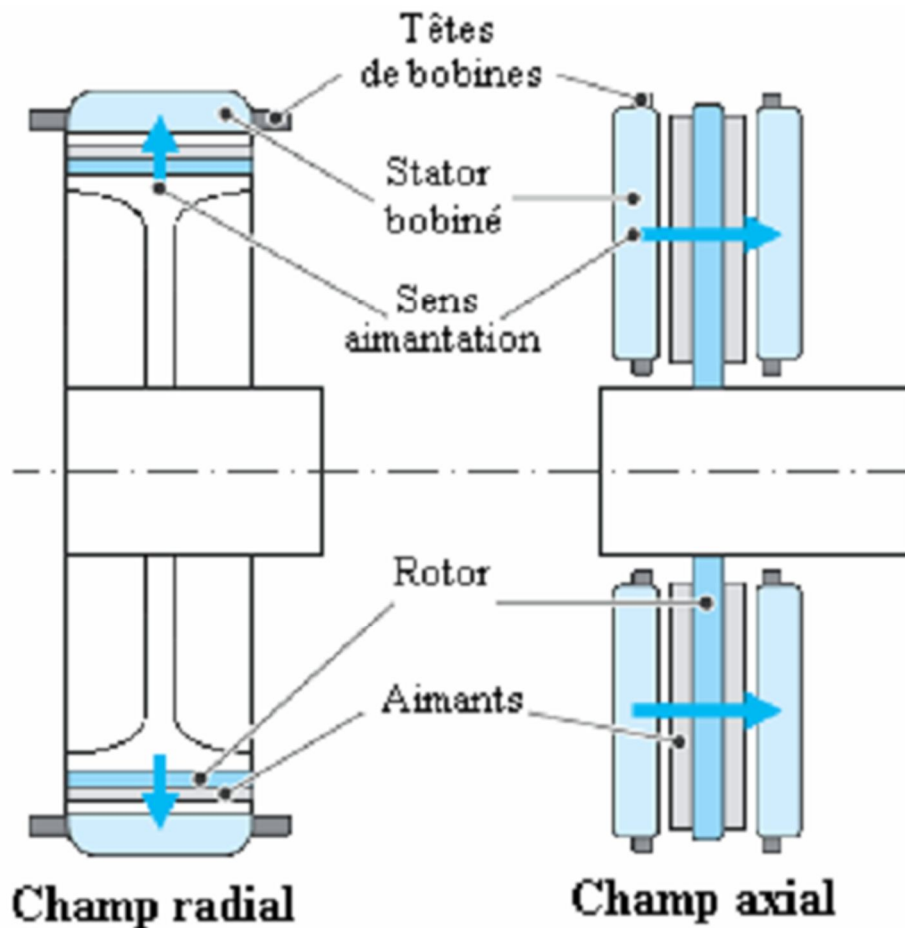


Fig.2.14 : MSAP classique et discoïde [27].

2-4-1 Types de machines synchrones à aimants permanents à flux axial

Parmi les machines synchrones à aimants permanents à flux axial, on trouve [27] :

2-4-1-1 MSAP discoïde avec deux stators et un rotor

La structure de cette machine est illustrée sur la Fig. 2.15. Elle est composée d'un disque rotorique entouré par deux disques statiques. Le disque rotorique est constitué d'un circuit magnétique torique portant les aimants permanents sur une ou deux faces. Le disque statorique est constitué d'un circuit magnétique torique à section rectangulaire portant les bobinages statoriques.

Ces derniers peuvent être enroulés autour du tore statorique, ou encore, ils peuvent être logés dans des encoches disposées radialement tout au long de l'entrefer. Cette structure axiale permet de réaliser une machine modulaire en disposant plusieurs étages les uns à côté des autres et en les connectant en parallèle.

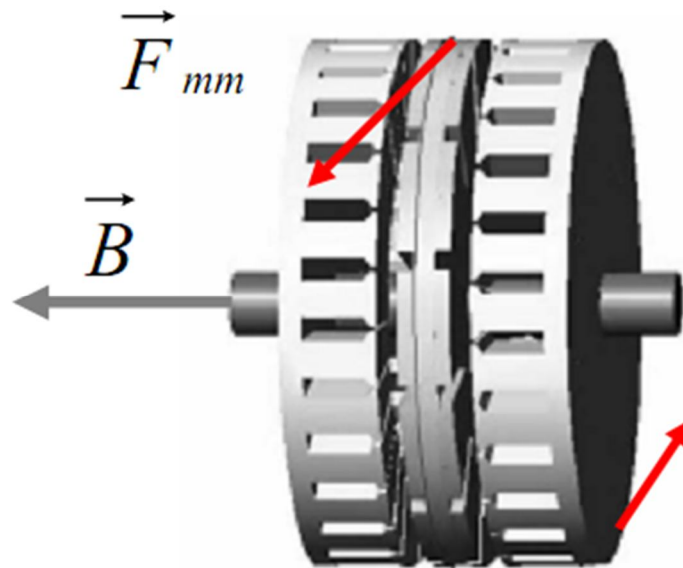


Fig-2.15 : MSAP à rotor discoïde et double stator [27].

2-4-1-2 MSAP discoïde avec deux rotors et un stator

Cette configuration consiste à un disque statorique entouré par deux disques rotoriques comme le montre la Fig2.16.

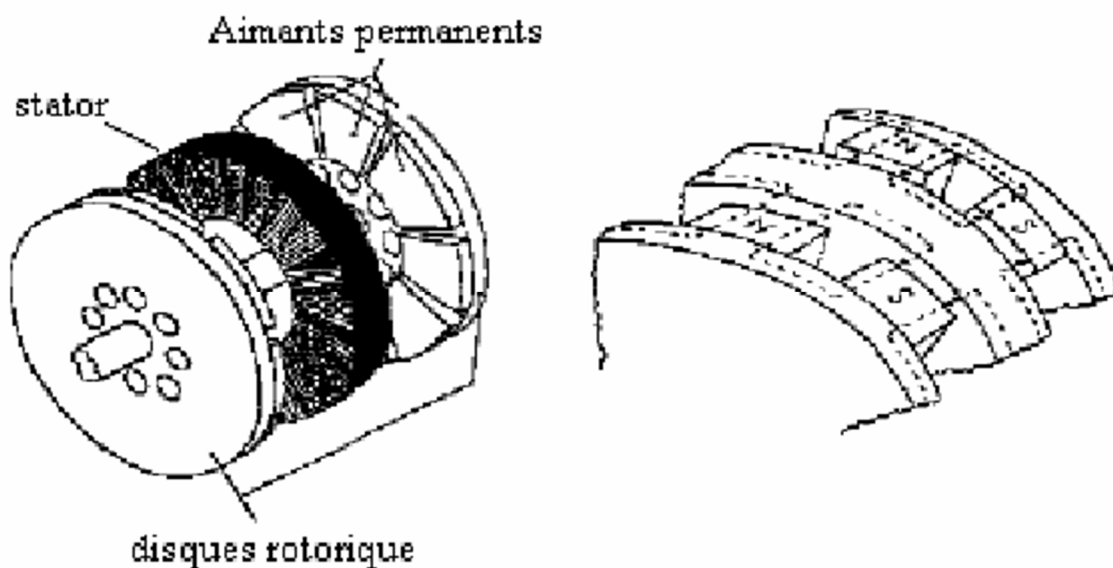


Fig.2.16 : MSAP discoïde avec stator et double rotor [27].

2-4-1-3 Discoïde unilatérale avec contreponds du côté rotor

Dans cette configuration simple, on ne trouve qu'un seul stator et un seul rotor. Cependant, une grande force d'attraction est appliquée entre le stator et le rotor. Pour créer une force de contre réaction et éviter ainsi le déplacement axial du rotor, il est nécessaire de placer un contreponds de l'autre côté du rotor Fig2.17.

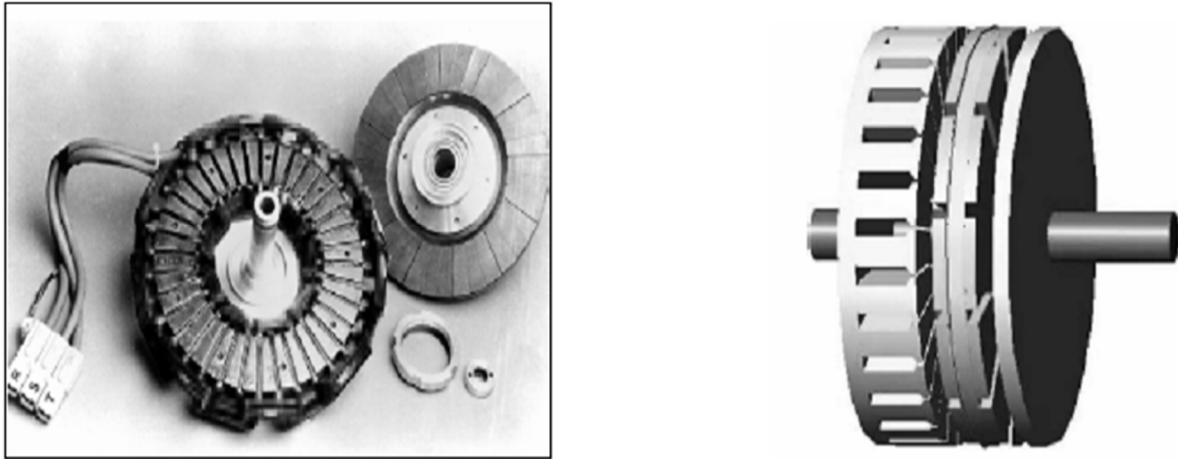


Fig.2.17 : MSAP discoïde unilatérale avec contreponds du côté rotor [27].

2-4-1-4 MSAP discoïde unilatérale avec contreponds du côté stator

Cette configuration est similaire à la précédente, à l'exception que dans ce cas, le contreponds est remplacé par un rotor additif [27].

2-5 Différentes types de stators

On trouve deux sortes de machines : avec et sans encoches Fig. 2.18. Dans les machines sans encoches, l'entrefer est plus large afin de loger les enroulements; Ce qui nécessite une induction magnétique plus importante. En conséquence les machines sont plus puissantes comparées aux machines avec encoches et présentent plusieurs avantages dont on peut citer [3] :

- absence du couple de détente ou de réluctance; puisque pas de variation de la réluctance durant la rotation.
- bonne commutation puisque l'inductance est petite.

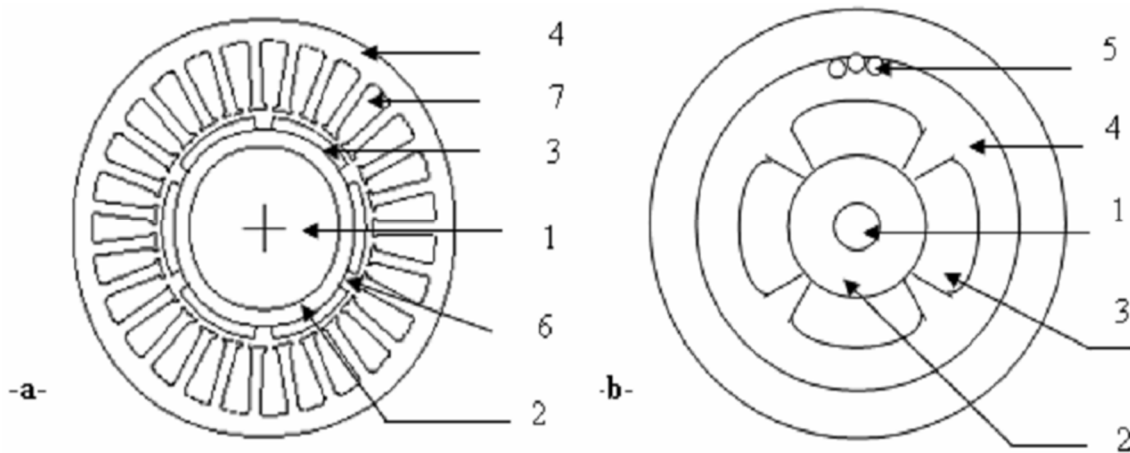


Fig.2.18 : Configuration des moteurs : avec encoche (a) sans encoches (b) [3].

1- axe, 2- rotor, 3- aimants, 4- culasse, 5- enroulement d'enter fer, 6- entrefer, 7- encoche

2-6 Les aimants permanents

Les performances de plus en plus élevées et les avantages que présentent les aimants permanents font que ces derniers sont des éléments de base dans l'industrie moderne.

Leurs utilisations dans les machines électriques sont de plus en plus fréquentes. Cependant, les performances des machines utilisant des aimants permanents dépendent des propriétés magnétiques de ceux-ci. Les critères de l'aimant sont à la fois technique et économique [3].

2-7 Propriétés générales des aimants

Un aimant permanent est un corps ferromagnétique qui, une fois aimanté, conserve un certain état magnétique et fournit un flux magnétique continu.

La caractéristique de l'aimantation correspond au deuxième quadrant du cycle d'hystérésis du matériau magnétique ($H < 0$, $B > 0$). Cette courbe caractérise l'aimant, on l'appelle également caractéristique principale.

La Fig2.19 représente la courbe de désaimantation (B en fonction de H) pour un aimant NdFeB couramment utilisé dans les machines à aimants permanents de petite puissance.

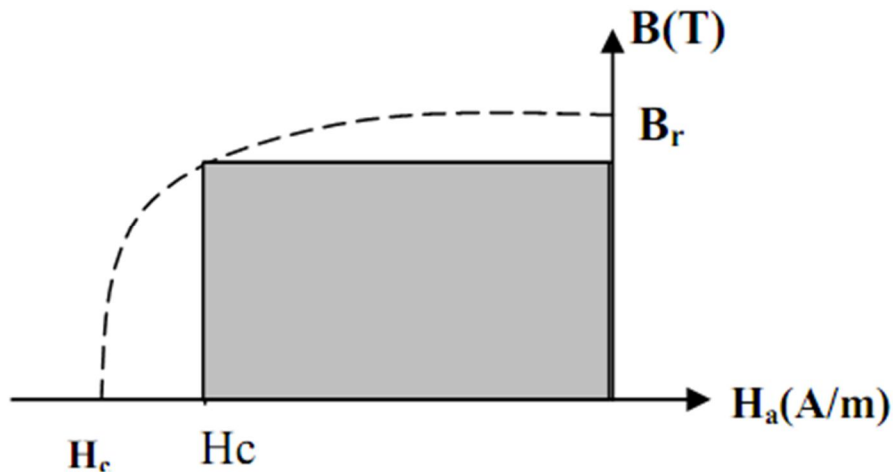


Fig. 2.19 : Courbe de désaimantation [3].

Dans un aimant, le champ magnétique est la composition d'un champ de polarisation intrinsèque au matériau magnétique (M) et d'un champ externe (H_m). La courbe intrinsèque donne la polarisation intrinsèque (J). Ces paramètres sont liés par les formules de base :

$$B_m = \mu_0 H_m + J \quad 1-1$$

$$J = \mu_0 \quad 1-2$$

$$B_m = (H_m \quad 1-3$$

Les points importants de la courbe de désaimantation sont:

B_r Champ rémanent : il correspond à la valeur du champ de l'aimant lors d'un court-circuit magnétique.

H_c Champ coercitif : valeur de H_m lorsque $B_m = 0$

μ_{rec} Perméabilité de recul: correspond à la pente de la courbe $B = f(H)$ au point B_r . Pour les aimants couramment utilisés dans les moteurs, la caractéristique principale est linéaire. Celle-ci est donc confondue avec les droites de recul.

Une grandeur également importante est le produit $(BH)_{Max}$; ce produit est couramment appelé « énergie spécifique de l'aimant ». Cette énergie caractérise la qualité du matériau, car l'énergie spécifique est inversement proportionnelle au volume d'aimant.

Donc, pour un entrefer donné, le volume d'aimant est d'autant plus faible que l'énergie spécifique est élevée.

Les matériaux magnétiques peuvent être de deux formes, isotropes ou anisotropes. Les matériaux isotropes ont les mêmes caractéristiques dans toutes les directions, contrairement aux matériaux anisotropes qui ont une direction privilégiée.

Les matériaux anisotropes ont de meilleures performances magnétiques dans leur direction privilégiée. Lorsqu'on utilise des aimants, il faut prendre garde à ne pas les démagnétiser. Si un champ externe trop intense est appliqué à l'aimant, il y a risque de désaimantation. Il faut toujours rester dans la partie linéaire de la courbe principale, afin de garder les performances optimales de l'aimant [3].

2-8 Les différentes familles des aimants

Il existe trois types d'aimants permanents utilisés dans l'excitation des machines ; actuellement ceux qu'on trouve sur le marché sont les Alnicos, les ferrites et les terres rares. La Fig.2.20 illustre ces trois types.

Les aimants ont beaucoup évolué ces cinquante dernières années ; de nouveaux matériaux sont apparus, comme par exemple les terres rares (NdFeB, Sm-Co). Ces nouveaux matériaux ont de très bonnes caractéristiques magnétiques, mais restent relativement coûteux. C'est pourquoi, de nombreuses applications industrielles sont encore réalisées avec des ferrites.

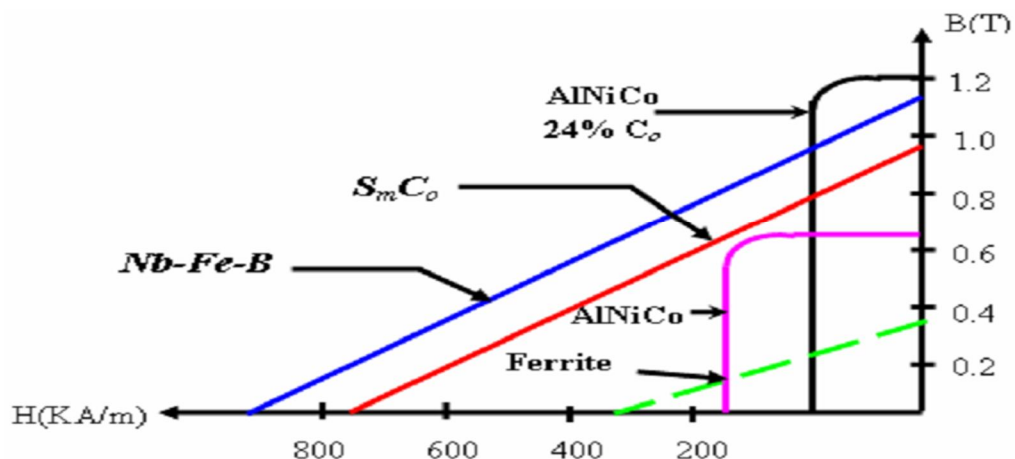


Fig.2.20 : Courbe B (H) des différents types des aimants permanents [3].

- les aimants en Alinco ont un champ rémanent très élevé, mais un champ coercitif très faible, ce qui pose de gros problèmes de démagnétisation. Ces aimants ne peuvent être sortis de leur circuit magnétique, sous peine de les désaimanter.

- les aimants en Ferrite sont beaucoup plus robustes et relativement peu coûteux. Ils résistent bien à la température. - les aimants Terre-Rares (Nd-Fe-B, Sm-Co) sont très puissants et paraissent très bien appropriés pour les machines électriques. Leur coût encore élevé freine l'extension de ces nouveaux aimants. Néanmoins des solutions intermédiaires apparaissent avec les plasto-neodymes. C'est un mélange de néodyme fer bore avec un liant plastique. Cette matière permet de réaliser des pièces moulées, ce qui facilite l'assemblage et diminue le nombre de pièces mécaniques [3].

2-9 Conclusion

Dans ce chapitre présente les machines électriques et leurs convertisseurs associés, adaptables à un système éolien. Trois grandes familles de machines sont présentées Machine asynchrone à cage d'écureuil, Machine asynchrone à rotor bobiné, Génératrices synchrones. Nous nous sommes particulièrement intéressés aux machines synchrone à aimants permanents et aux caractéristiques des aimants constitutifs. Nous avons enfin présenté différentes variantes de convertisseurs utilisés dans les énergies renouvelables.

Chapitre 3:
Système d'irrigation traditionnelle foggara

3-1 Historique de la foggara

Les foggaras sont des galeries creusées souterraines qui recourent une nappe phréatique dont elles drainent l'eau vers les terrains à irriguer. Les foggaras sont des systèmes traditionnels de captage gravitaire des eaux souterraines en zone piémont ; en on trouve beaucoup en Algérie, où elles servent pour l'irrigation des palmeraies dans le bassin du Sahara occidental. Mais ces systèmes ne sont originels en Algérie car l'histoire nous apprend que les Assyriens et les Perses la connaissaient depuis bien longtemps et que les Romains l'ont utilisée en Syrie. Ils auraient été introduits au XI^{ème} et XII^{ème} siècle par El-Malik El-Mansour qui aurait creusé les premières Foggaras en Algérie exactement à la commune de Tamentit (à 10 km d'Adrar), ce qui signifie que le développement de ces galeries en Afrique du Nord correspond à l'expansion de l'Islam.

Le terme de foggara désigne une canalisation d'eau souterraine. Il semblerait que le nom provient du mot arabe " l'Archipel Touâtien " (creuser), d'autres pensent que ce terme provient du mot arabe "El Fokr" (la pauvreté), c'est-à-dire que celui qui creuse une foggara se trouve dans l'obligation d'y investir tellement qu'il finit par tomber dans le besoin avant d'en bénéficier. D'autres encore pensent que le nom de foggara est relatif à "Fakra" (vertèbre en arabe). La désignation la plus correcte semble provenir du mot arabe "Fadjjara" (faire jaillir) qui désignerait la sortie de l'eau de la bouche d'un canal.

Le terme foggara utilisé en Afrique du Nord n'est pas employé en Orient pour désigner la même chose. En Iran, elle porterait le nom "Qanât", en Afghânistân et "khiras", en Chine et Pakistan porte le nom de "kariz", en Yémen "sahrig", Falj au Sultanat Oman. En Espagne le nom de la ville Madrid provient du mot arabe "medjrit" (canal) ou "Mena". En Afrique du Nord, les appellations suivantes lui seraient données Chegga à Bou-saâda, N'goula ou krîga dans le sud tunisien. Kheffara au Maroc.

Le nombre de foggaras à la wilaya d'ADRAR s'exhausse à 1393 foggaras, dont 915 sont fonctionnelles et 478 taries, avec une longueur totale cumulée de toutes les foggaras égale à 2324 Km et nombre de puits égale à 187260. Les foggaras de la région d'ADRAR drainent globalement l'eau de la nappe Continental Intercalaire (CI) appelée communément « Albien » et de la nappe Continental Terminal (CT) [37].

3-2 Introduction

L'eau dans notre planète représente 71 % de la surface du globe, mais seulement 3% de cette quantité est douce c'est-à-dire dans laquelle la salinité est moins de 3 gramme par litre. Une grande partie de ces eaux douces se trouve gelée dans les pôles (presque 80 % sous forme de glace), 19 % sous forme d'eau souterraine difficilement à gérer et seulement 01 % reste disponible sur la surface sous forme des lacs et rivières. En plein désert, avec une superficie de **427 968 Km²** la wilaya d'Adrar repose sur un stocke d'eau considéré comme l'une des grandes nappes aquifères du monde.

A l'exception de Tanezrouft les trois autres zones géographiques de la wilaya Adrar (Gourara, Touat et Tidikelt) les eaux souterraines sont extraites par les systèmes d'irrigation traditionnelle. Les foggaras avaient fait leurs rôles comme la seule ressource en eau pendant près de dix siècles, ce qui donne naissance à des nombreux ksour bien structurés autour d'elles par leurs caractéristiques architecturales arabo-mauresque et les technique de construction témoigne de savoir-faire et de l'ingéniosité de ses habitants qui ont su rendre dociles les élément de la nature et utiliser les matériaux que celle-ci offre comme la terre rouge ocre. En dépit de la température élevée à Adrar, l'intérieur des Ksour offre une fraîcheur extraordinaire. Ses vieux Ksour s'est développés, pour devenir aujourd'hui les principales daïra et commune de la wilaya d'Adrar.

Au cours de ce développement, la demande en eau est devenue de plus en plus grandissante. Pour cela, les habitants des ksour ont découvert plusieurs méthodes d'irrigation pour satisfaire les besoins de leurs oasis, tel que l'irrigation par goutte à goutte ou l'arrosage par pivot, ce qui nécessite des grandes quantités d'eau ce qui mène les banlieues à s'orienter vers les forages profondes et le pompage aléatoire des grands débits.

Ce dernier a causé le rabattement de la nappe, la source original des foggaras et le problème qui s'est posé est un vrais casse-tête et une question essentielle pour la protection des foggaras [37].

3-3 Informations hydrauliques de la foggara

L'eau de la foggara provient globalement de la nappe du Continental Intercalaire (CI) appelée communément Albien.

Cette nappe qui est capté eau nord de Oued Rhir à plus de 2000 m de profondeur, avec un débit de plus de 150l/s (artésien) et une température dépassant les 55°C, elle n'est que de

quelques mètres du niveau du sol dans la région du Touat-Gourara et Tidikelt, mais avec un débit par pompage de 40 à 50 l/s et une température de l'eau qui avoisine les 21°C.

La qualité physico-chimique de cette formation est acceptable, dont le Résidu Sec ne dépasse guère généralement les 2g/l. A l'origine, la nappe dans ces régions des foggaras était en charge, c'est-à-dire l'eau était ascendante pour ne pas dire jaillissante, comme actuellement dans les régions du bas Sahara. Cette nappe fait partie du grand réservoir d'eau douce du Sahara Septentrional, qui s'étend sur une superficie de 600 000 km². Les potentialités en eau calculées par modèle mathématique sont de l'ordre de 5 à 6 milliards de m³/an et ce, jus qu'à l'horizon 2050.

Avec des potentialités en eau relativement considérables, notamment dans la région du Touat –Gourara et Tidikelt, le problème de la disponibilité en eau ne va pas se poser à moyen et même à long terme et ce, à condition que cette ressource très faiblement renouvelable doit être impérativement gérée de façon rationnelle [38].

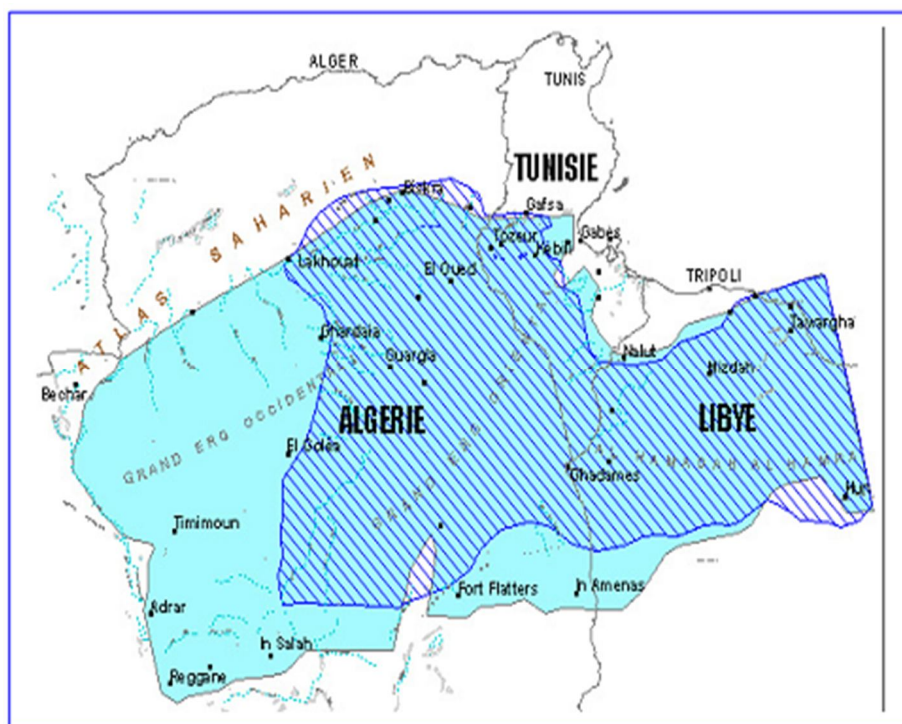


Fig. 3.1 : Source d'alimentation en eau de la Foggara (Nappe du continental intercalaire) [38].



Fig. 3.2 : Répartiteur (Peigne) [38].

3-4 Définition de la foggara

Le terme foggara désigne: une galerie souterraine qui consiste à drainer les eaux de la nappe aquifère du plateau vers les terrains irrigués situés dans la dépression. La foggara se compose de plusieurs puits avec des profondeurs variables réunis à leurs bases par une galerie, qui se caractérise par des dimensions géométriques variables d'une région à l'autre suivant la nature des terrains. La foggara draine la nappe d'eau grâce à la différence de pression qui existe entre la galerie drainante et la surface de la nappe aquifère et que le débit drainé est proportionnel à la hauteur rabattue de la nappe d'eau [39].

Ce système traditionnel de captage et de canalisation des eaux dans les Oasis a survécu depuis des siècles, mais malheureusement pour une multitude de causes, notamment anthropiques, aujourd'hui sa survie s'amenuise et son déclin s'approche inéluctablement, sauf dans le cas où un plan de sauvetage est mis en œuvre très rapidement. Dans les Oasis algériennes, la foggara s'est développée principalement dans la région du Touat, Gourara et de Tidikelt, elle réalise à la fois le captage et l'adduction d'eau de la nappe aquifère et ce, par un système de galeries drainantes en pente très douce, avec des puits d'aération et d'évacuation de remblais. L'eau débitée se situe à un niveau légèrement supérieur à celui des jardins, permettant ainsi une irrigation par gravité [40].

Le choix de ce mode de captage et d'irrigation est déterminé par des considérations, socio-économique, édaphique et climatique. Il faut reconnaître aussi que l'hydrogéologie spécifique à la région a concouru à cette ingénieuse réalisation [40].

L'appréciation de l'utilisation de la foggara ou/et du forage dans la région est perçue différemment et ce, selon les conditions socio- économiques et le type de consommation en eau, en direction de d'agriculture traditionnelle (Ksours) ou de mise en valeur récente.

En effet, la foggara offre une eau permanente par gravité c'est-à-dire sans pompage (gratuitement) et également sans matériels d'irrigation contrairement au forage. Ce dernier exige dans ce type de régions (nappe libre) pour l'exhaure de l'eau, le système de pompage à énergie fossile. Amélioration de débit et protection de la foggara [40].

3-5 Principes de réalisation et de fonctionnement

En général les puits et la galerie ne se trouvent pas à l'intérieur de la nappe pour drainer l'eau contrairement à le cas où la galerie est située à l'intérieur de la nappe, dont ce tronçon appelle partie utile de la foggara. Selon la topographie de la région, les foggaras sert à transporter l'eau souterraine ainsi capté par gravitation vers les terrains à irriguer (vers dépression), dont la cote du niveau de terrain naturelle est inférieure à celle du niveau piézométrique de la nappe. La réalisation de la galerie s'effectuée en commençant par la partie drainante ou la partir dite utile. Puis on passe à l'exécutions des puits, un par un avec une distance entre axe égale à 15 m au maximum et la réalisation du canal dépend de la nature du sol avec une largeur égale à 60 cm dans la plupart des cas (20 cm dans le cas des terrains rocheux). En fin on relie les puis voisin par un canal souterraine réalisée à la main, cette dernière permettre même le passage des ouvriers en cas d'un sol non rocheux. Dès que la galerie atteindre la surface libre, l'eau sera canaliser vers les pignes à l'intérieur des oasis voir la fig. 3.3 [41].

Schéma simplifié d'une « khattara »

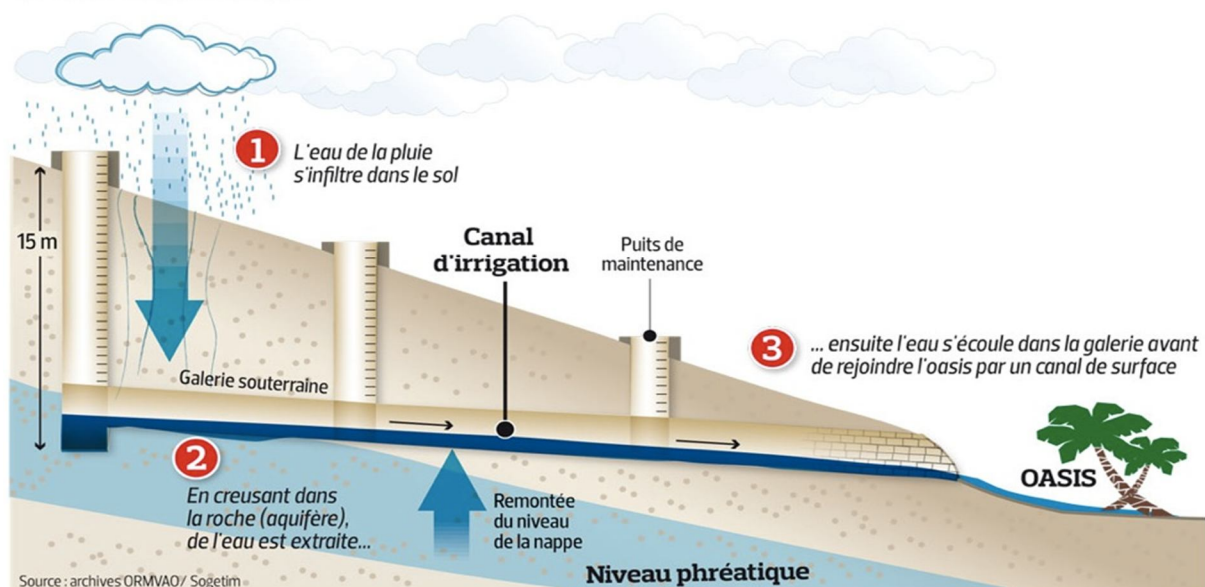


Fig. 3.3 : présentation de la foggara [42].

3-6 Pollution des eaux de foggaras

L'eau des foggaras est de très bonne qualité, et plus particulièrement, celle des foggaras de l'erg. Ces dernières années, on enregistré dans certaines foggaras et notamment celles de Timimoun une dégradation de la qualité de l'eau. Il existe environ 6 foggaras qui captent d'une nappe salée. Les foggaras sont menacées par les différents types de pollution. La foggara de Bendraou (Aoulef) est polluée par le gasoil en provenance d'une station de la Sonelgaz.

La foggara de Tourfine d'Aoulef est contaminée par les eaux usées en provenance des fosses sceptiques situées près de la galerie drainante. Alors que les puits des foggaras d'Adrar et de Timimoun sont devenus des décharges publiques [43].

3-7 Ensablement des foggaras

Contrairement au problème de l'effondrement qui touche les foggaras du plateau de Tadmaït, l'ensablement pose des problèmes plus particulièrement aux foggaras de l'erg qui sont les plus menacées par ce phénomène.

Ces dernières se retrouvent envahies par le sable du Grand Erg Occidental. A titre d'exemple, les kasriate et les seguias des foggaras d'Aghlad et de Badou sont constamment ensablées, fig. 3.4 [43].



Fig. 3.4 : Puits de foggara effondrés et entièrement ensablés [43].

3-8 Problème d'entretien des foggaras

Depuis le début des années 1960, cette technique traditionnelle est en nette régression des foggaras. Le procédé de correction des débits permet d'éliminer ou de réduire l'interférence réciproque entre les points de captage ;

- Si aujourd'hui l'utilisation de la foggara dans ces régions, pose le problème de son entretien, du fait que le procédé traditionnel de curage est fastidieux et pénible et exige une main-d'œuvre spécialisée et favorable à entreprendre ce type de travail, l'amélioration des outils de curage et de travail relatifs au prolongement des galeries, permettrait de diminuer le temps de travail dans une foggara et abaissera le prix de revient du mètre cube d'eau ;
- le renforcement des foggaras par des puits équipés de pompes à énergie solaire : l'implantation des puits peu profonds équipés de pompes permet de combler le déficit des débits des foggaras, cette solution est très importante et faisable surtout pour les foggaras ayant une caractéristique $Q_f \geq 1$ l/s/km. En effet, dans ce sens que Messaïtfa signale que l'apport de l'énergie solaire et éolienne, comme étant une solution rationnelle, a donné des résultats encourageants à travers les Trente (30) foggaras déjà équipées (1988-2002) [44].

C'est précisément dans ce sens qu'Ansari recommande de ne pas implanter les puits au voisinage des têtes des foggaras (zone de drainage des foggaras) car on risque de rabattre le niveau de la nappe et assécher la partie drainante par pompage. Le puits doit être implanté dans la partie avale de la foggara afin de capter les flux des débits passés sous les galeries [44].

3-9 Propositions de sauvegarde de la foggara

Quelques propositions d'actions à entreprendre, qui sont susceptibles de préserver la foggara contre la baisse continue du plan d'eau et de la diminution du débit, de même que l'obstruction des galeries par les matériaux texturales des parois. La concrétisation de quelques propositions est opportune et urgente et d'autres actions méritent d'être étudiées en vue de déterminer le procédé le plus approprié et le plus efficace à la contribution de la sauvegarde de la foggara. La description sommaire de ces propositions est la suivante [84] :

- d'isoler par une matière étanche la partie inactive de la foggara, qui est très perméable et fait perdre un volume d'eau important par infiltration.

En vue de contrôler cette portion de galerie, il serait nécessaire de construire des regards, pouvant jouer également le rôle de pièges à sable. Ces regards de visites peuvent être implantés tous les 20 à 30 mètres de distance

- de diminuer les débits des forages ou dans la mesure du possible de boucher définitivement les forages situés dans le champ captant des foggaras.

Ce procédé permet d'atténuer ou d'éliminer l'influence négative du forage sur le plan d'eau de la foggara.

- d'étudier par une expérimentation un système d'entretien des galeries de la foggara (curage par pression d'air ou/et de jet d'eau) de faire transporter les particules de sables jusqu'aux regards de visites (pièges à sables) en évitant de provoquer des éboulements.
- de renforcer la foggara par quelques puits à faible profondeur, forés dans la partie aval de la galerie et ce, en vue d'augmenter par des apports d'eau le débit de la foggara, sans que ces puits n'influencent la stabilité du niveau hydrostatique de la nappe, dont l'origine de son alimentation provient de la partie amont. Ces puits situés à l'aval, seront équipés en pompes à énergie solaire ou/et éolienne [38].

3-10 Besoins en eau et perspectives de développement

Malheureusement, ce mode traditionnel de captage ne peut pas répondre aux besoins en eau actuels et notamment aux perspectives de développement de l'agriculture, qui se traduisent par l'extension de nouvelles superficies à mettre en valeur, de même que l'amélioration de l'existant. La demande en eau est déjà importante et elle sera encore plus, ce qui nécessiterait des moyens importants et modernes de captage (forage, pompe etc.) [38].

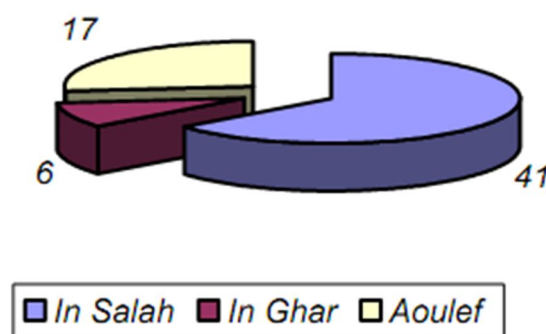


Fig.3.5 : Volume soutiré pour l'irrigation en hm³/an [38].

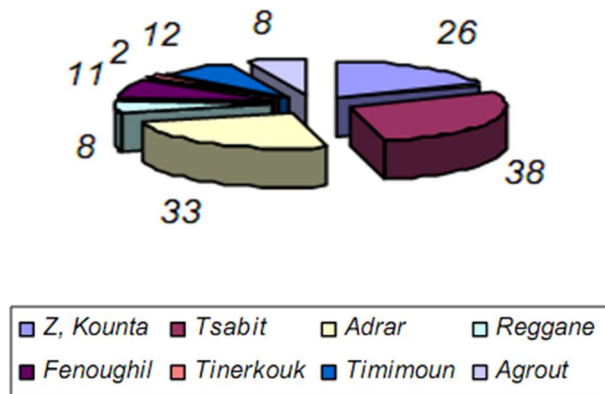


Fig. 3.6 : Volume soutiré pour l'irrigation en hm³/an [38].

3-11 Amélioration de débit et protection de la foggara

Face à la situation, notamment décrite (ci-dessus) dans la partie ayant trait aux contraintes et à la problématique de gestion, il est opportun et urgent de prévoir un mode d'entretien efficace, qui tient compte des conditions locales et pouvant réhabiliter les débits de coulement primitifs enregistrés juste après la construction de la foggara.

Il faut reconnaître, que le débit initial ne pourra jamais être atteint, ceci est du surtout au rabattement du plan d'eau général de la nappe et ce, par une exploitation continue.

Les actions classiques à entreprendre et susceptibles d'augmenter le débit de la foggara sont généralement les suivantes:

- de creuser le niveau de la galerie, ce qui serait obligé de faire descendre le niveau des terres à irriguer. Ce choix va sans aucun doute augmenter substantiellement le débit de coulement, mais pour certains jardins, il est très difficile de concrétiser cette action. De creuser d'autres puits à l'amont et de prolonger la galerie drainante de la foggara.

Ce choix n'est que provisoire, afin de ne pas arrêter l'irrigation des jardins à l'aval et ce, en attendant de trouver une solution définitive à l'épineux problème d'entretien et de curage de la galerie.

- de creuser d'autres galeries dites " convergentes " à la galerie principale, ce procédé permettra d'augmenter les débits par les arrivées d'eau des autres galeries. l'accroissement du débit est proportionnel au nombre de galeries creusées [38].

3-12 L'irrigation des oasis par les foggaras

La région de Touat, constituée à elle seule un ruban d'oasis s'étalant du nord au sud sur des dépressions et les sebkhas. Sur toute la longueur de la route reliant Kessabi et Regane sur une distance de 140 km. La totalité des oasis de Touat couvre une superficie de 4500 hectares.

Au nord - est de Touat, Gourara est constituée elle aussi d'oasis autour d'une vaste dépression qui est la sebkha de Timimoune. Quelques oasis sont dispersées dans le sud et le centre du Grand Erg Occidental. Les oasis de Gourara couvrent une superficie de 1850 hectares fig. 3.7 [45].

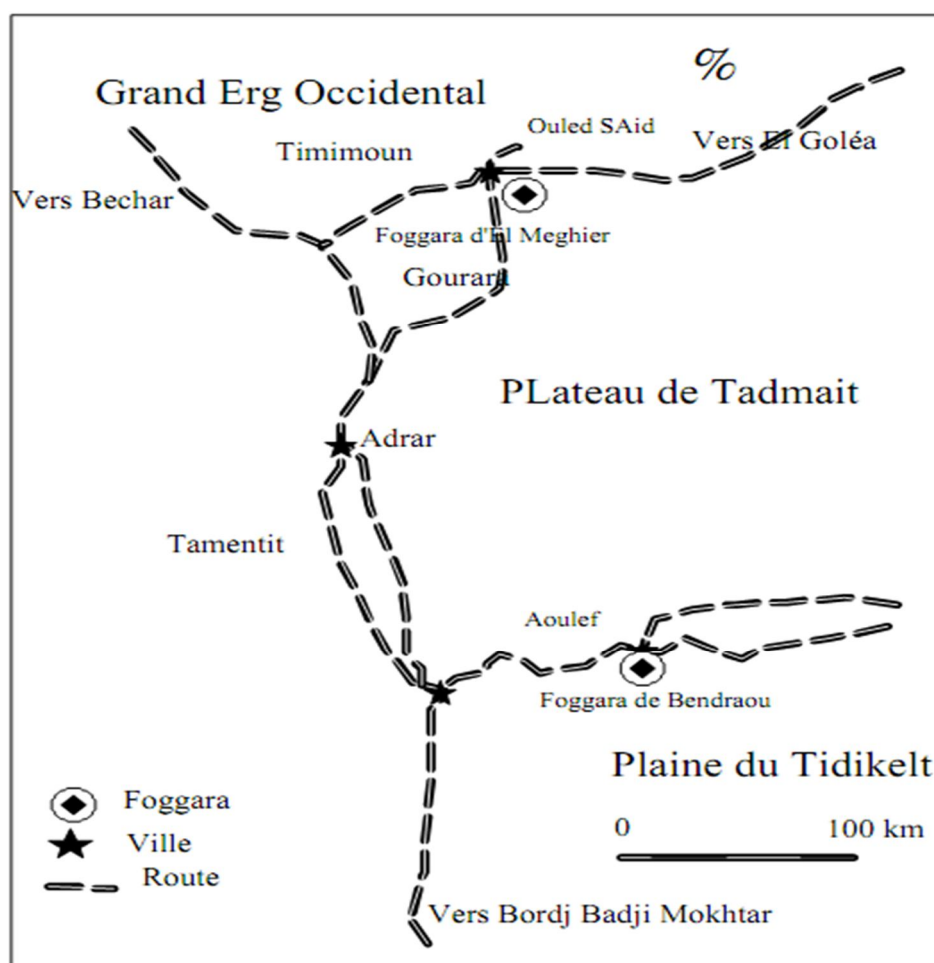


Fig.3.7 Situation des foggaras [45].

Nous avons pensé qu'il existe un lien entre l'oasis et la foggara. Partant de cette idée, nous avons représenté sur la fig. 3.8 et fig. 3.9 (a et b), le débit de la foggara en fonction de la superficie irriguée de l'oasis. Il est intéressant de constater qu'il existe une nette corrélation entre les deux paramètres pour les régions de Touat et Gourara [45].

- foggaras de Touat

$$Q_f = 0.44S_{irr} + 2.3 \quad 3-1$$

- foggaras de Gourara

$$Q_f = 0.39S_{irr} + 7.5 \quad 3-2$$

Q_f : Débit de la foggara (l/mn)

S_{irr} : Superficie irriguée (hectars)

a) *Foggaras de Touat*

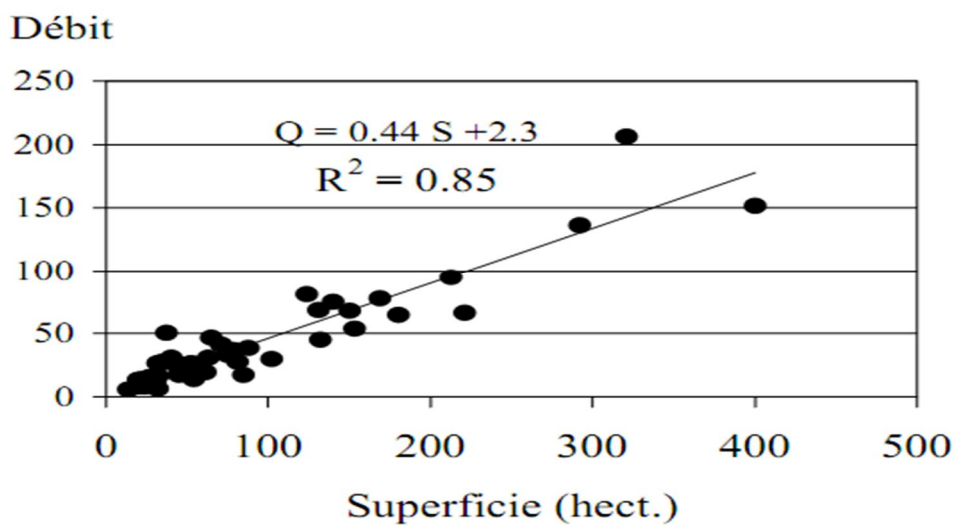


Fig.3.8 : débit en fonction de la surface irriguée [45].

b) *Foggaras de Gourara*

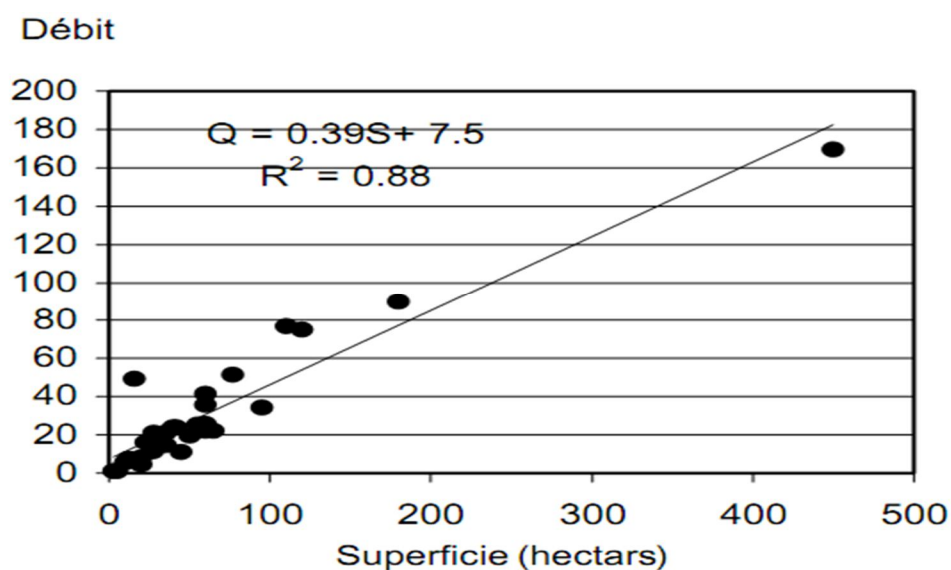


Fig. 3.9 débit en fonction de la surface irriguée [45].

3-13 Histoire de la technologie des pompes

Lorsque nous considérons les pompes et leur histoire, nous pouvons nous rappeler que, depuis les tous premiers temps, les hommes sont recherchés des moyens techniques pour amener les fluides (notamment l'eau) à un niveau plus élevé.

Cette opération était utilisée pour irriguer les champs et remplir les fossés qui entouraient les villes et les châteaux fortifiés. Le bol le plus simple est la main humaine. Avec deux mains, c'est encore mieux. Cependant, nos ancêtres préhistoriques ont rapidement eu l'idée de transformer des cuves d'argile en bols. Il s'agit de la première étape vers l'invention du seau. Plusieurs seaux étaient ensuite suspendus sur une chaîne ou une roue.

Les hommes ou les animaux utilisaient leur énergie pour mettre ces bols à eau en mouvement soulever l'eau. Des fouilles archéologiques ont mis à découvert des transporteurs de seaux de ce type en Égypte et en Chine à partir d'environ 1000 avant JC. L'illustration suivante est une reconstitution d'une roue à godets chinoise. Il s'agit d'une roue reliée à des godets en argile qui versent l'eau lorsqu'ils atteignent le sommet [46].

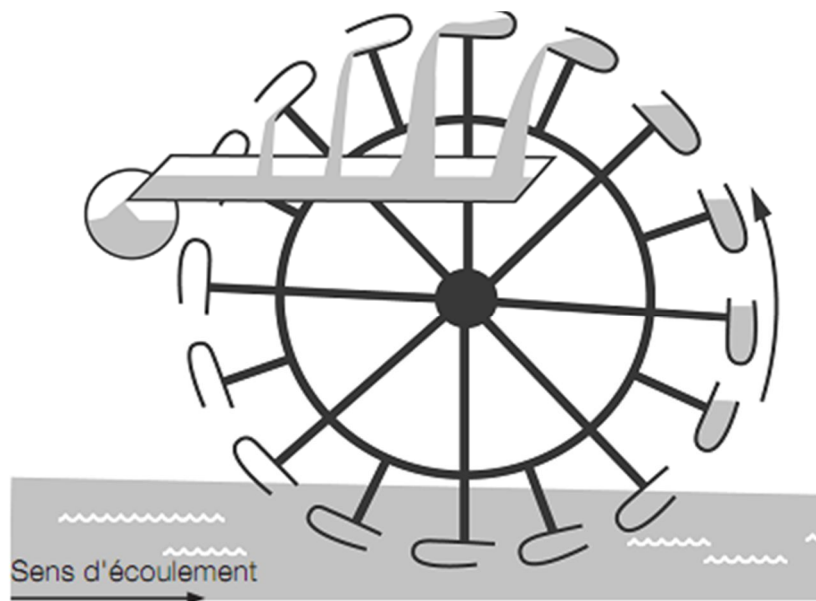


Fig. 3.10 Illustration d'une roue à godets chinoise [46].

Une amélioration ingénieuse de ce concept a été élaborée en 1724 par Jacob Leupold (1674-1727), qui inséra des tuyaux courbés dans une roue. La rotation de la roue forçait l'eau à être soulevée au niveau de l'axe central de la roue. Le flux d'eau dans une rivière sert également d'entraînement pour cette installation de levage.

Une caractéristique particulièrement remarquable de cette conception est la forme des tuyaux courbés. Elle est semblable à la forme des pompes centrifuges actuelles. Archimède

(287-212 avant JC), le plus grand mathématicien et scientifique des temps anciens, a décrit la vis qui sera appelée ultérieurement par son nom en 250 avant JC.

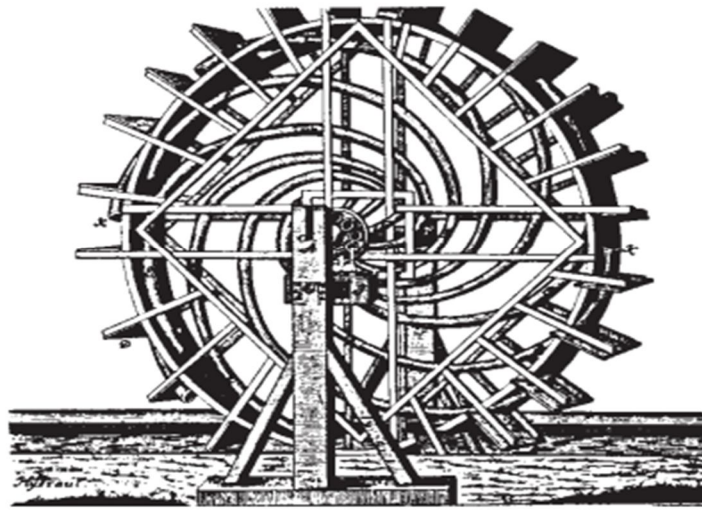


Fig. 3.11 Illustration de la roue à eau de Jacob Leupold [46].

Elle soulevait de l'eau en faisant tourner une spirale/vis sans fin dans un tuyau. Cependant, une partie de l'eau retombait toujours, car on ne connaissait pas encore de joint d'étanchéité efficace. Par conséquent, une relation était observée entre l'inclinaison de la vis et le débit.

Lors de l'utilisation, on peut choisir entre un débit plus important ou une hauteur de refoulement plus élevée. Plus l'inclinaison de la vis est raide, plus la hauteur de refoulement est élevée lorsque le débit diminue. Ci également, le fonctionnement est comparable à celui des pompes centrifuges actuelles.

La courbe de pompe, qui était évidemment un concept inconnu à cette époque, indique la même relation entre la hauteur de refoulement et le débit. Les informations rassemblées à partir de diverses sources historiques ont révélé que ces pompes à vis étaient actionnées à une inclinaison comprise entre 37° et 45° . Elles produisaient des hauteurs de refoulement comprises entre 2 m et 6 m et des débits maximum de l'ordre de $10 \text{ m}^3/\text{h}$ [46].

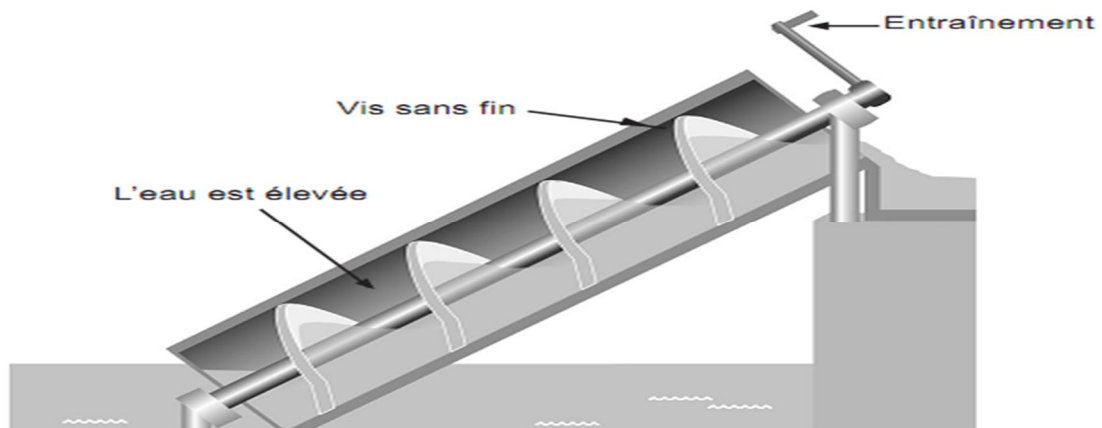


Fig 3-12 Illustration de la vis d'Archimède [46].

3-14 Différents types de pompage éolien

On présente deux types de pompage éolien [47].

- Pompage éolien mécanique
- Pompage éolien électrique

3-14-1 Pompage éolien mécanique

3-14-1-1 Définition

L'éolienne multipale fait partie de la grande famille des machines éoliennes, c'est un moteur qui utilise l'énergie du vent, comme les moulins traditionnels et les aérogénérateurs. Elle est équipée de mécanismes de régulation automatique de l'orientation et de la vitesse de rotation. Elle se distingue par une allure caractéristique :

- une roue à pales nombreuses
- axe horizontal, en haut d'un pylône

3-14-1-2 Principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement est le suivant : un rotor éolien d'une vingtaine de pales entraîne, par un système de bielle-manivelle, une pompe à piston plongée au fond du puits. C'est un système qui convient assez bien pour les zones peu ventées, avec des besoins en eau journaliers n'excédant pas les 20 m³ et des profondeurs de puits ne dépassant pas les 50 m. Avec des puits plus profonds.

3-14 - 1-3 Eléments constitutifs

Un moulin à vent est uniquement composé des éléments suivants :

➤ **Le rotor :**

C'est la partie essentielle de l'élément moteur. Il convertit l'énergie du vent en énergie mécanique disponible dans l'arbre. Les pales sont habituellement constituées de plaques d'acier incurvées. Parfois on utilise des voiles.

Les moulins à vent américains classiques ont 15, 18, 24 ou même 36 pales. Les modèles récents ont moins de pales : 4, 6, 8 ou 12. Fig. 3.13 Le rotor est fixé sur un arbre en acier par l'intermédiaire d'une ou deux plaques de moyeu. L'arbre est supporté par des paliers à manchon (recevant de l'huile à partir d'un engrenage à bain d'huile) ou bien par des paliers à rouleaux (lubrifié par de la graisse ou de l'huile) ou par des paliers à manchon en bois dur.

Les rotors des moulins à vent pour le pompage d'eau varient de 1,5 à 8m de diamètre. Dans la fig.3.14, on représente les deux types de rotor d'une éolienne de pompage mécanique. Le rotor est fixé sur un arbre en acier par l'intermédiaire d'une ou deux plaques de moyeu. L'arbre est supporté par des paliers à manchon (recevant de l'huile à partir d'un engrenage à bain d'huile) ou bien par des paliers à rouleaux (lubrifié par de la graisse ou de l'huile) ou par des paliers à manchon en bois dur. Les rotors des moulins à vent pour le pompage d'eau varient de 1,5 à 8m de diamètre. Dans la figure 3.14, on représente les deux types de rotor d'une éolienne de pompage mécanique

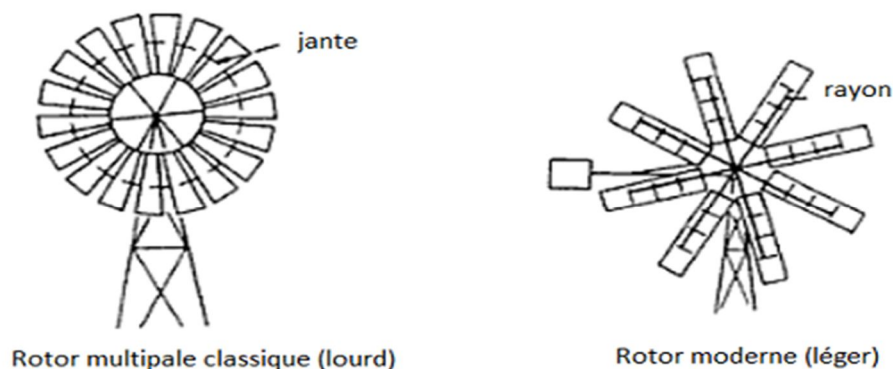


Fig. 3.13: Deux types de rotor [47].

3-15 Déférénts types des pompes éoliennes

Diverses machines éoliennes sont utilisées pour le pompage d'eau. Une classification convenable peut en être faite sur base du type de transmission entre le rotor éolien et l'appareil de pompage fig.3.14 [47].

- **Moulin à vent entraine une pompe à piston**

Le rotor est assemblé mécaniquement (directement ou par l'intermédiaire d'une boîte d'engrenage) à la pompe à piston. Ceci est de loin le type le plus courant.

- Moulin à vent avec transmission rotative :

Le rotor transmet son énergie par l'intermédiaire mécanique d'une transmission rotative vers une pompe rotative (faible hauteur).

- **Moulin à vent avec transmission pneumatique**

Certains constructeurs fabriquent des moulins à vent entraînant des compresseurs à air. Le pompage de l'eau est réalisé par l'intermédiaire d'un élévateur à air comprimé (principalement constitué de deux conduites concentriques) ou une pompe à déplacement positif (principalement constitué d'un cylindre avec quelques soupapes).

Ce type de transmission permet aux moulins à vent d'être installé à une certaine distance du puits.

On résume les différents types de pompage mécanique dans cette figure :

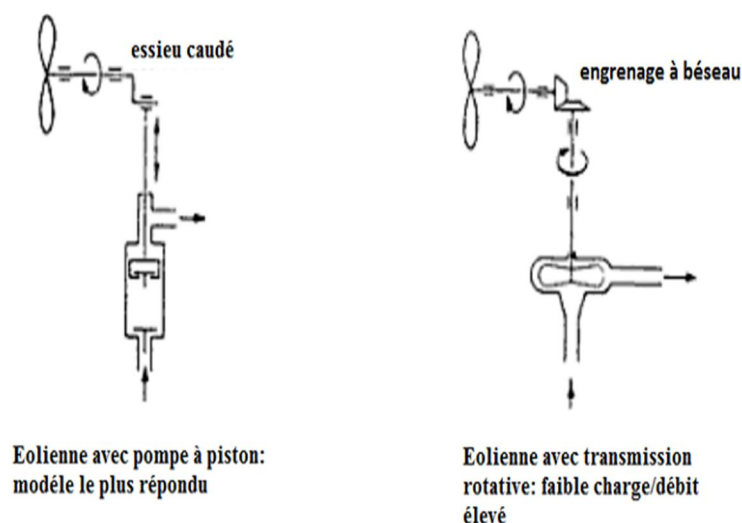


Fig. 3.14: pompage mécanique avec pompe à piston et avec transmission rotative [47].

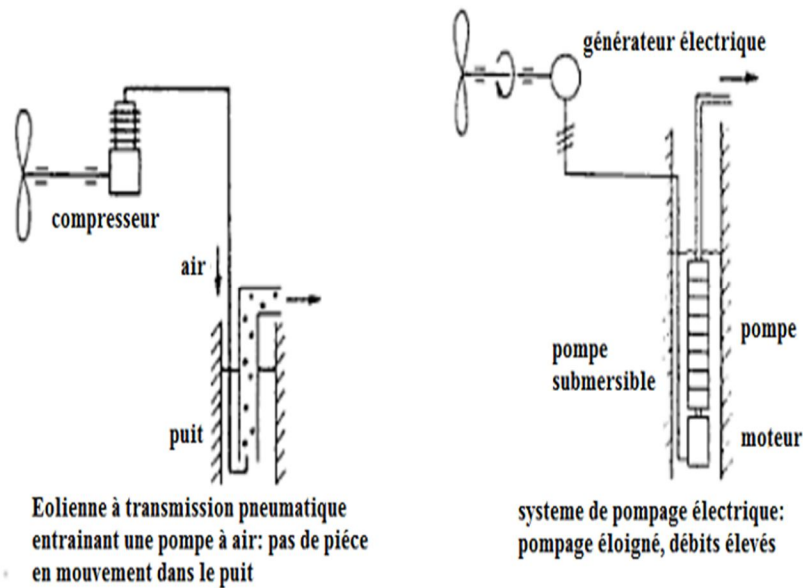


Figure 3-15: pompage électrique et pneumatique [47].

3-16 Les avantages et les inconvénients de pompage mécanique

3-16-1 Les avantages

Elles sont économiques

- Résistantes, elles peuvent fonctionner plusieurs dizaines d'années si elles sont bien entretenues
- Elles fonctionnent même avec un vent très faible

3-16-2 Les inconvénients

- C'est un système évidemment inadapté aux zones urbaines
- Leur hauteur peut atteindre 15m
- Elles nécessitent de disposer de place très proche ou assez proche de la source d'eau [48].

3-17 Pompage éolienne électrique

3-17 -1 Définition

Les générateurs électriques éoliens sont quelque fois utilisés pour faire fonctionner directement des pompes électriques (sans être intégré dans un réseau électrique).

Les pompes électriques submergées peuvent être utilisées pour pomper de l'eau à partir d'un puits étroit assez profond avec un débit de loin supérieur à ce qu'on peut atteindre au moyen d'une pompe à piston [49].

3-17-2 Principe de fonctionnement

Plusieurs systèmes de pompage éolien électrique existent, mais le plus courant est sans conteste, celui dont la configuration est la suivante (schéma ci-dessous) : un rotor éolien muni de deux à trois pales est couplé à une génératrice qui alimente directement un moteur à induction triphasé qui à son tour est couplé à une pompe, qu'elle soit de surface ou submersible. [49]. La figure suivante présente le principe de fonctionnement de pompage éolien électrique.

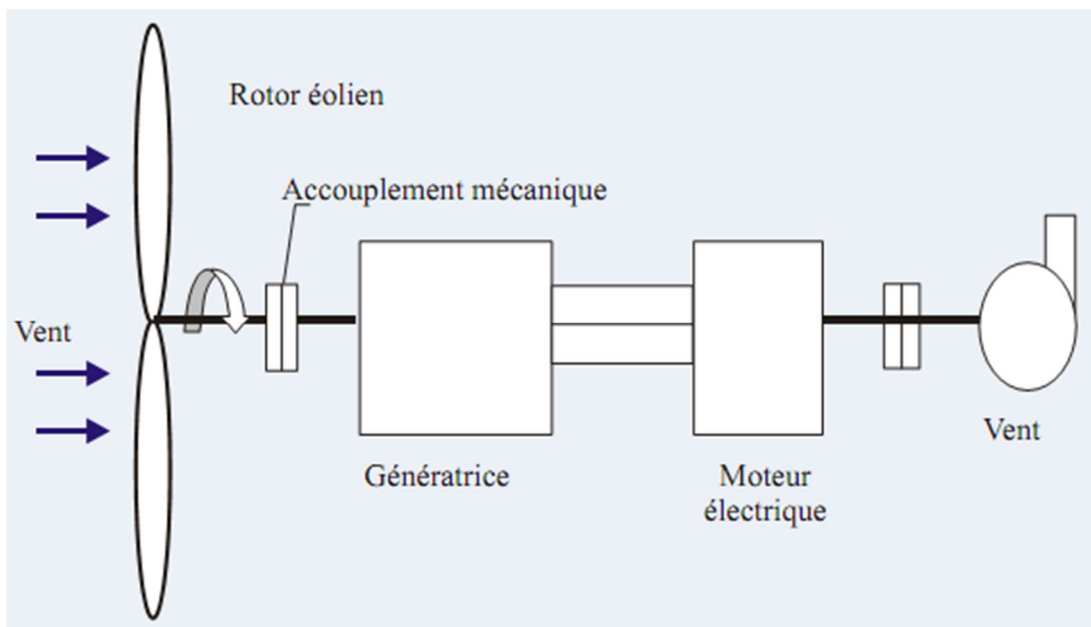


Fig.3.16: Principe de fonctionnement de pompage éolien électrique [49].

3-17-3 Eléments constitutifs

Généralement le pompage moderne (électrique) fig.3.16, est constitué des éléments suivants [49]:

a) Le rotor :

Est conçu pour optimiser la puissance générée une ressource éolienne. Généralement on utilise trois lames pour des performances optimales et la longévité.

La faible puissance de ces rotors fournit un rapport de vitesse de pointe élevée mais nécessite une plus grande vitesse de vent au démarrage (environ 4-5 m/s pour une turbine de 1 kW, et plus élevées pour les grosses turbines).

b) La génératrice

Un générateur électrique est un dispositif permettant de produire de l'énergie électrique à partir d'une autre forme d'énergie, dans le cas d'une éolienne se sera l'énergie mécanique du vent. Il existe deux types de génératrices utilisés :

- Le générateur à courant continu
- Le générateur à courant alternatif

3-18 Machine synchrone

C'est ce type de machine qui est utilisé dans la plupart des procédés traditionnels de production d'électricité, notamment dans ceux de très grandes puissances (centrales thermiques, hydrauliques ou nucléaires). Les générateurs synchrones de 500 kW à 2 MW utilisés dans le domaine éolien, sont bien plus chers que les générateurs à induction de la même taille.

On peut déterminer deux types de la génératrice synchrone [27]:

3-18-1 Génératrice à aimants permanents

Le développement des matériaux magnétiques a permis la construction des machines synchrones à aimants permanents à des coûts qui deviennent compétitifs. Les machines de ce type sont à grand nombre de pôles et permettent de développer des couples mécaniques considérables.

Il existe plusieurs concepts de machines synchrones à aimants permanents dédiées aux applications éoliennes, des machines de construction standard (aimantation radiale) ou génératrices discoïdes (champs axial), ou encore à rotor extérieur.

Le couplage de ces machines avec l'électronique de puissance devient de plus en plus viable économiquement, ce qui en fait un concurrent sérieux des génératrices asynchrones à double alimentation. Les systèmes de ce type ont un taux de défaillance jugé faible grâce à la suppression de certaines sources de défauts :

suppression du multiplicateur de vitesse et du système de bague et balais. Les frais d'entretien sont alors minimisés ce qui est très intéressant dans les applications éoliennes, en particulier dans les sites difficilement accessibles (offshore par exemple).

La présence obligatoire de l'électronique de puissance permet enfin une régulation simple de la vitesse de rotation et donc une optimisation énergétique efficace.

L'inconvénient majeur de l'utilisation de la GSAP est le coût des aimants utilisés. Toutefois certains d'entre eux sont réalisés à l'aide de terres rares et sont par conséquent très coûteux, bien que leur utilisation de plus en plus fréquente tende à faire baisser leur prix. De plus, les variations importantes de couples électromagnétiques qui peuvent avoir lieu dans un système éolien risquent d'entraîner une démagnétisation des aimants lorsqu'ils sont constitués de matériaux classiques. Ceci contribue largement à la diminution de leur durée de vie [27].

3-19 Classification des pompes

Les pompes à eau sont habituellement classées selon leur principe fonctionnement. On peut classer les pompes de plusieurs façons [46]:

- Soit par les mouvements mécaniques
- Soit par le mode de déplacement du fluide
- Soit par le mode de fonctionnement
- Soit par le domaine d'utilisation

3-20 Conception de pompe centrifuge

Dans le domaine de la plomberie et du génie climatique, les pompes centrifuges font l'objet des utilisations les plus variées. Elles se différencient par leur conception et suivant leur fonctionnement [46].

3-20-1 Fonctionnement des pompes centrifuges

Les pompes sont nécessaires pour le transfert des fluides et pour contrer les résistances engendrées par le flux dans le circuit hydraulique. Dans les systèmes de pompage avec différents niveaux de fluide, cela implique également de surmonter la différence de hauteur géométrique.

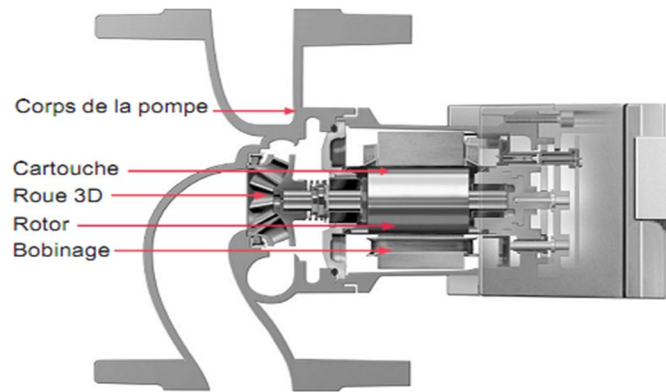


Fig. 3.17 : Coupe d'une pompe à rotor noyé [46].

En raison de leur conception et de leur fonctionnement, les pompes centrifuges sont productrices de courant hydraulique. Bien qu'il y en ait de nombreux types, une caractéristique commune à toutes les pompes centrifuges est que le fluide entre dans une roue axialement. Un moteur électrique entraîne l'axe de la pompe sur lequel est logée la roue.

L'eau qui entre dans la roue axialement par la bride d'aspiration et le goulot d'aspiration est déviée par les aubes de la roue dans un mouvement radial. Les forces centrifuges qui affectent chaque particule du fluide provoquent une augmentation de la vitesse et de la pression lorsque l'eau s'écoule au travers de la zone des aubes.

Lorsque le fluide sort de la roue, il est collecté dans la volute. La vitesse du flux est ralentie quelque peu par la construction de la volute. La pression est en outre augmentée par la conversion d'énergie.

Une pompe présente les composants suivants :

- Corps de pompe
- Moteur
- Roue

➤ Roues

Il existe de nombreux types de roues qui peuvent être ouvertes ou fermées.

Les roues dans la majorité des pompes actuelles ont une conception en 3D qui associe les avantages d'une roue axiale à ceux d'une roue radiale.

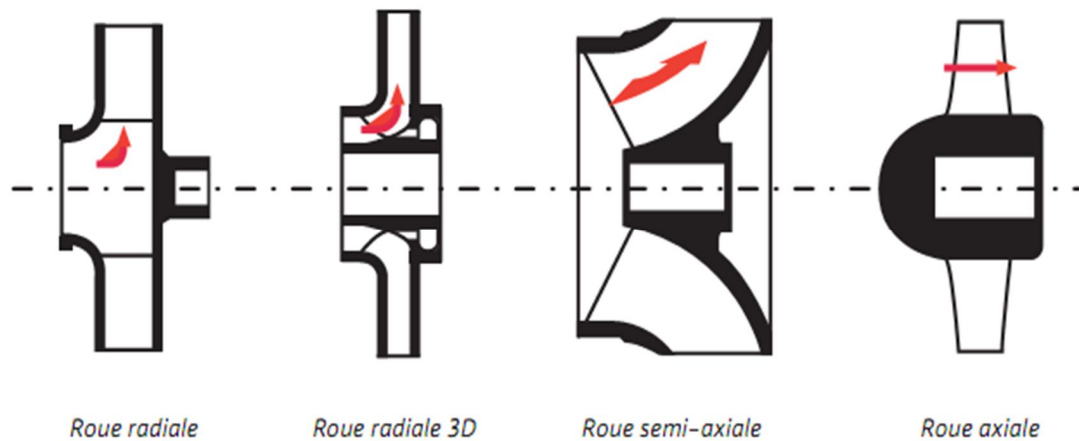


Fig.3.18 ; Types de roue [46].

3-20-2 Rendement de pompe

Le rendement d'une machine est le rapport de sa puissance restituée sur sa puissance fournie. Comme il n'existe pas de fonctionnement sans perte, η est toujours inférieur à 1 (100%). Pour une pompe de circulation de chauffage, le rendement total est composé du rendement du moteur η_M (électrique et mécanique) et du rendement hydraulique η_h . La multiplication de ces deux valeurs génère l'efficacité totale η_{tot}

$$\eta_{tot} = \eta_M * \eta_h \quad 3-3$$

En fonction des types et des dimensions des pompes prises en compte, le rendement peut varier grandement. Pour les pompes à rotor noyé, les rendements η_{tot} sont compris entre 5% et 54% [pompe ECM (Elektronic-Commutated-Motor, ou moteur à aimant permanent). Synchron], pour les pompes à rotor sec, le rendement η_{tot} est compris entre 30% et 80%.

Sur la courbe de pompe, le rendement instantané varie également entre zéro et une valeur maximale.

Lorsque la pompe fonctionne avec vanne fermée, on obtient une forte pression, mais le rendement de la pompe est nul car aucun débit d'eau ne circule.

Le même phénomène s'applique dans un tube ouvert. Bien que le débit d'eau soit important, il n'y a pas de pression et le rendement est nul.

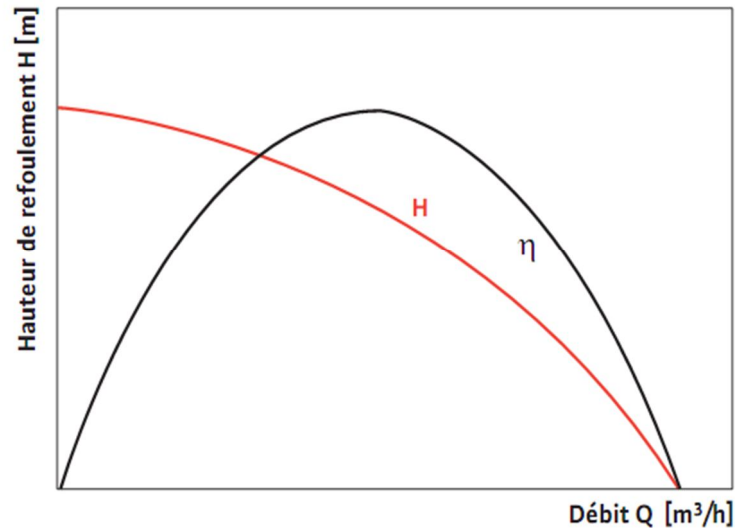


Fig.3.19 ; Courbe de pompe et rendement [46].

Le meilleur rendement total de la pompe de circulation de chauffage se trouve au centre la courbe de pompe. Dans les catalogues des fabricants de pompe, ces points de fonctionnement optimums sont précisément identifiés pour chaque pompe.

Une pompe ne fonctionne jamais en un seul point défini. Par conséquent, lors de la sélection, assurez-vous que le point de fonctionnement de la pompe se trouve au milieu du premier tiers de la courbe de la pompe pour la majeure partie de la saison de chauffage. Cela garantira qu'elle fonctionnera dans la meilleure plage de rendement. Le rendement de la pompe est déterminé par la formule suivante:

$$R_p = \frac{Q.HMT.\rho}{367.P_{elec}} \quad 3-4$$

R_p : Rendement hydraulique de la pompe

Q [m³/h] : Débit

HMT [m] = Hauteur de refoulement

P_{elec} [kW] = Puissance à l'arbre de pompe

ρ [kg/m³] = Densité du fluide 367 = Constante

3-21 Conclusion

L'appréciation de l'utilisation de la foggara dans la région est perçue différemment et ce, selon les conditions socio-économiques et le type de consommation en eau, en direction de l'agriculture traditionnelle (Ksours) ou de mise en valeur récente. En effet, la foggara offre une eau permanente par gravité, c'est-à-dire sans pompage gratuitement) et également sans matériels d'irrigation contrairement au forage. Ce dernier exige dans ce type de régions (nappe libre) pour l'exhaure de l'eau, le système de pompage à énergie fossile. Ce mode traditionnel de captage ne peut pas répondre aux besoins en eau domestiques et agricoles, actuels et futurs sans recourir aux moyens modernes d'exhaure. Certes, la modernisation de l'agriculture dans la région, notamment dans le cadre de la mise en valeur de nouvelles terres, qui est une nécessité, ne doit en aucun engendré des conséquences préjudiciables pour l'agriculture traditionnelle. Car l'exploitation des nappes sans utilisation rationnelle de la ressource en eau, qui est très faiblement renouvelable risque d'accélérer la disparition des foggaras, par le rabattement du niveau hydrostatique général de la nappe du Continental Intercalaire (Albienne). A cet effet, il est opportun et urgent qu'un plan d'aide à l'agriculture traditionnelle soit élaboré et ce, en vue d'initier des réalisations d'infrastructures hydrauliques de réhabilitation et de sauvegarde de la foggara.

Chapitre 4:
*Modélisation d'un système de pompage éolien
basé sur une GSAP*

4-1 Potentiel éolien à Adrar

L'étude du potentiel éolien de la région d'Adrar est basée sur les vitesses horaires de vent de la période 2003-2008 mesurées par l'ONM (l'Office National de la Météorologie). La station de mesure est placée à l'aéroport d'Adrar, ses coordonnées géographiques sont 27,82°N et -0,18°E; l'anémomètre est placé à une hauteur de 10 m.

Les mesures disponibles sont des mesures horaires effectuées sur une période de six (6) années (2003 - 2008). Elles ont permis de tracer les variations mensuelle et annuelle de la vitesse moyenne du vent [50].

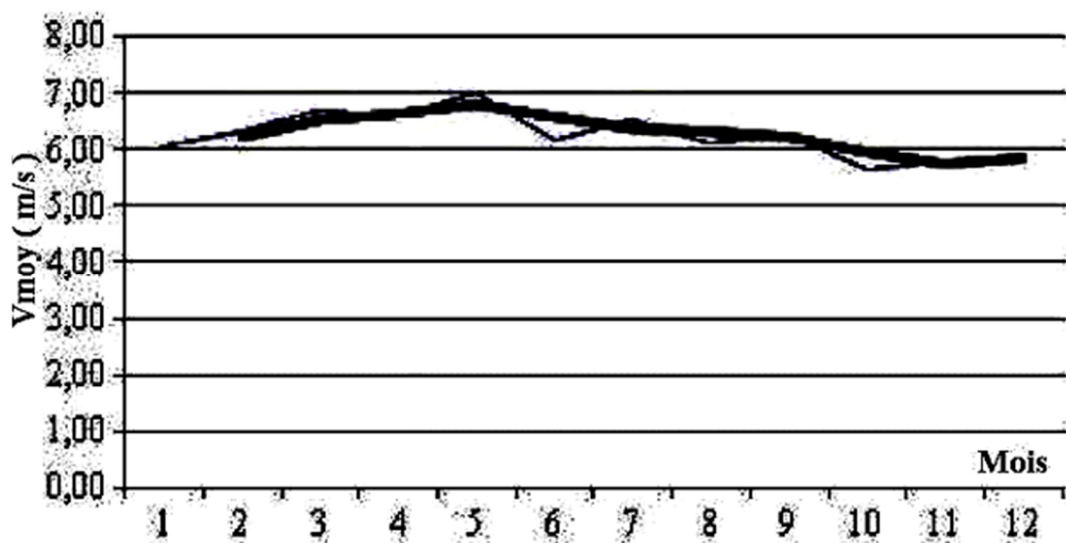


Fig.4.1: Variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent [50].

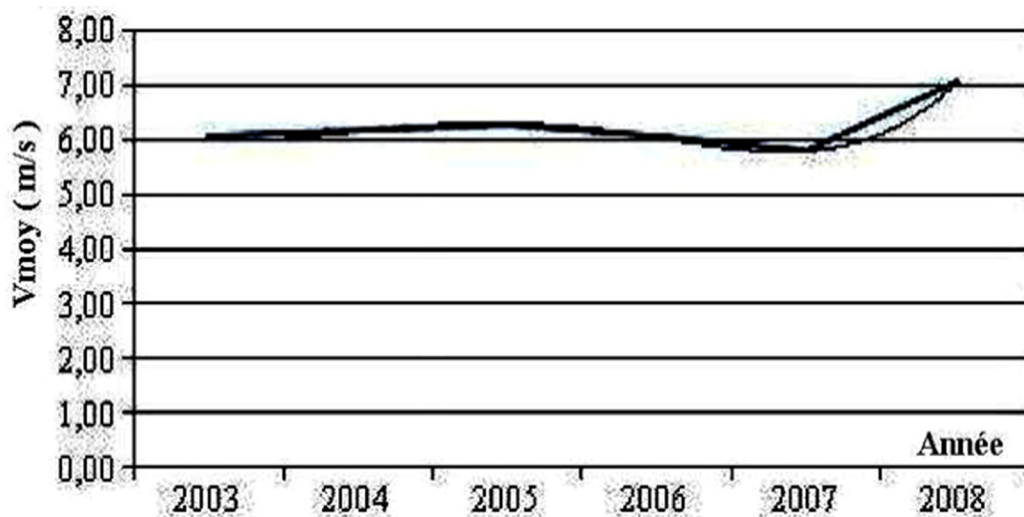


Fig.4.2: Variation annuelle de la vitesse moyenne du vent [50].

La vitesse moyenne du vent obtenue durant cette période est donnée dans le tableau ci-après.

Tableau .4.1 : la vitesse du vent moyenne mensuel du site Adrar [50].

Vitesse moyen du vent	Mesurée	Calculée	Ecart
		6.62	6.31

La vitesse moyenne du vent est $V_{\text{moy}} = 6.31\text{m/s}$

4 -2 Modélisation du générateur éolien

Le générateur éolien, constitué d'une turbine à vitesse variable couplée à une génératrice synchrone à aimants permanents et raccordée à un bus continu par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance, est représenté sur la fig.4.3 la modélisation et la commande de ces différents organes seront développées par suite.

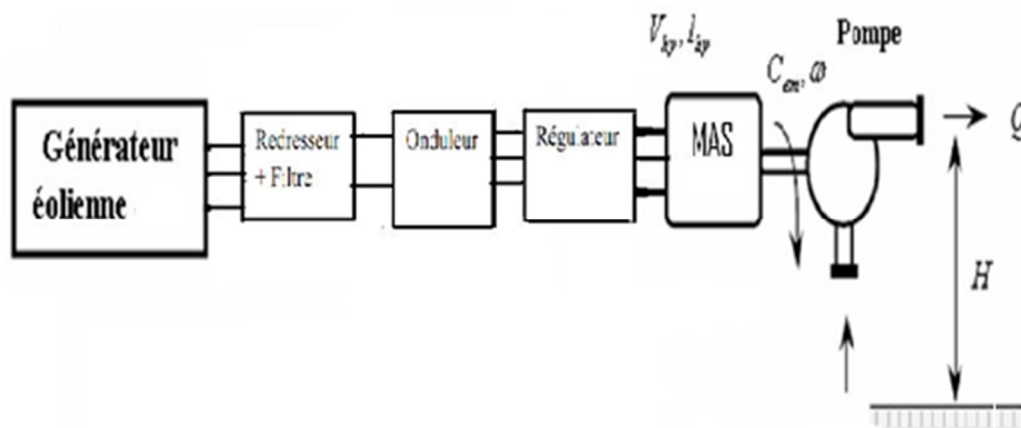


Fig.4.3: Structure du générateur éolien étudié [3].

4-2-1 Modèle du vent

La modélisation de l'éolienne exige la modélisation du vent, du comportement aérodynamique des pales, du générateur électrique, du convertisseur de puissance et du système de commande. Le vent est la variable d'entrée du système éolien. Sa mesure exacte à la hauteur du moyeu est assez complexe. Cependant, le vent peut être représenté par une grandeur stochastique définie par des paramètres statistiques. La modélisation du vent a déjà fait l'objet de nombreux travaux et par conséquent, elle ne sera pas détaillée dans ce travail. La vitesse du vent est généralement représentée par une fonction scalaire qui évolue dans le temps $V = f(t)$. La vitesse du vent sera modélisée, dans cette partie, sous forme déterministe par une somme de plusieurs harmoniques [3]:

La vitesse moyenne du vent est donnée par l'expression suivant :

$$V_v = 6.31 + 0.2 \sin(0.1047t) + 2 \sin(0.2665t) + \sin(1.2930t) + 0.2 \sin(3.6645t) \quad 4-1$$

4-2-2 Modèle de la turbine

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 [33].

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V_v^3 \quad 4-2$$

Avec:

$$S = 2R \cdot H \quad 4-3$$

Avec : R représentant le rayon de la voilure (m) et H sa hauteur (m)

Selon la loi de Betz, cette puissance ne pourra jamais être extraite dans sa totalité [58-59].

La puissance maximale pouvant être recueillie par une éolienne est fournie par la limite de Betz:

$$P_{\max} = \frac{16}{27} P_v = 0.59 \cdot P_v \quad 4-4$$

Sous cette forme, la formule de Betz montre que l'énergie maximale susceptible d'être recueillie par un aérogénérateur ne peut dépasser en aucun cas 59% de l'énergie cinétique de la masse d'air qui le traverse par seconde. De cette façon le coefficient de puissance maximal théorique est défini par :

$$C_p^{\text{opt}} = \frac{P_{\max}}{P_v} = \frac{2 \cdot P_{\max}}{\rho \cdot S \cdot V_v^3} = 0.59 \quad 4-5$$

Ce rendement, appelé coefficient de puissance C_p de l'éolienne, est propre à chaque voilure. Ce coefficient lie la puissance éolienne à la vitesse du vent par :

$$C_p = \frac{2P_{eol}}{\rho \cdot S \cdot V_v^3} \quad 4-6$$

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne une grandeur spécifique est utilisée : la vitesse réduite (spécifique) λ qui est un rapport de la vitesse linéaire en bout de pales de la turbine et de la vitesse de vent est donnée par :

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega}{V} \quad 4-7$$

Avec:

Ω : La vitesse de rotation des pales (rad/s).

Selon la caractéristique propre de la voilure $C_p(\lambda)$ de l'équation (4.7) la puissance éolienne est calculée ainsi :

$$P_{eol} = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot S \cdot V_v^3 \quad 4-8$$

L'équation analytique de C_p en fonction de λ résultant de l'interpolation, est donnée

$$\text{Par : } C_p(\lambda) = -0.02121 \lambda^3 + 0.0856 \lambda^2 + 0.2539 \lambda \quad 4-9$$

La figure (4.4) présente le tracé de la caractéristique. Il apparaît un maximum pour une vitesse réduite de 0.78. Afin d'optimiser la conversion de puissance, il faut essayer de conserver cette vitesse réduite, soit modifier la vitesse de rotation lorsque la vitesse du vent varie.

A partir de cette puissance, le couple éolien est donc donné par :

$$C_{eol} = \frac{P_{eol}}{\Omega} \quad 4-10$$

Si, en remplaçant la valeur de la puissance par le produit couple – vitesse et en utilisant l'expression (4.8) de la vitesse réduite, on obtient :

$$C_{eol} = \frac{C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot R^2 \cdot H \cdot V_v^2}{\lambda} \quad 4-11$$

4-2-3 Modélisation de l'arbre de la machine

Plusieurs modèles mécaniques pour modéliser l'arbre sont proposés dans la littérature. Nous avons adopté un modèle simplifié qui caractérise le comportement mécanique de la chaîne dans son ensemble [3].

L'équation différentielle qui caractérise le comportement mécanique de l'ensemble turbine et génératrice est donnée par :

$$(J_t + J_m) \frac{d\Omega}{dt} = C_{eol} - C_{em} - (f_m - f_t) \Omega \quad 4-12$$

Avec

$$J = J_t + G^2 J_m \quad 4-13$$

$$F = f_t + G^2 f_m \quad 4-14$$

J_t, J_m : Inerties de turbine et de la machine, respectivement

f_m : Coefficient de frottement de la machine

f_t : Coefficient de frottement des pales

C_{eol} : Le couple statique fournie par l'éolienne

4-3 Modélisation de la génératrice synchrone à aimants permanents

Les machines à courant alternatif sont en général, modélisées par des équations non linéaires (équations différentielles). Ce non linéarité est due aux inductances et coefficients des équations dynamiques qui dépendent de la position rotorique et du temps.

Une transformation triphasée – biphasé est nécessaire pour simplifier le modèle (réduire le nombre des équations).

4-3-1 Hypothèses simplificatrices

Pour une représentation plus simple nécessite l'introduction des hypothèses simplificatrices Suivantes:

- . Caractéristique magnétique de la machine linéaire.
- Symétrie de la machine.
- Alimentation par un système de tensions triphasées, symétriques et sinusoïdales.
- Répartition sinusoïdale dans l'entre fer.
- L'influence des pièces polaires.

4-3-2 Les équations électriques

- La machine synchrone à aimant permanent est généralement étudiée dans le repère d,q. Le système d'équation de la machine synchrone est donné par le système d'équations (4.16) qui illustre ce modèle.

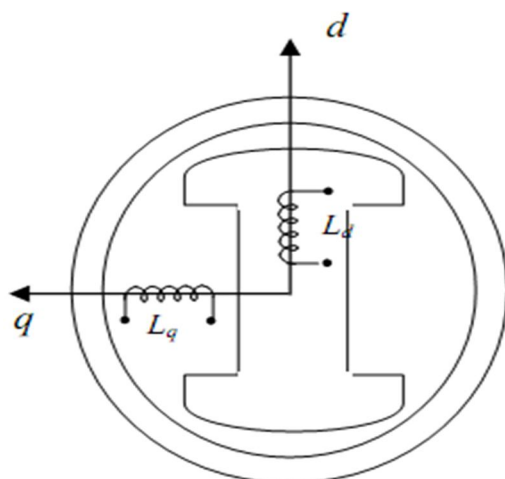


Fig.4.4 : Développement des enroulements de la génératrice synchrone suivant le système d'axe (d, q) [48].

- Le modèle de la GSAP est basé sur le schéma de la figure suivante :

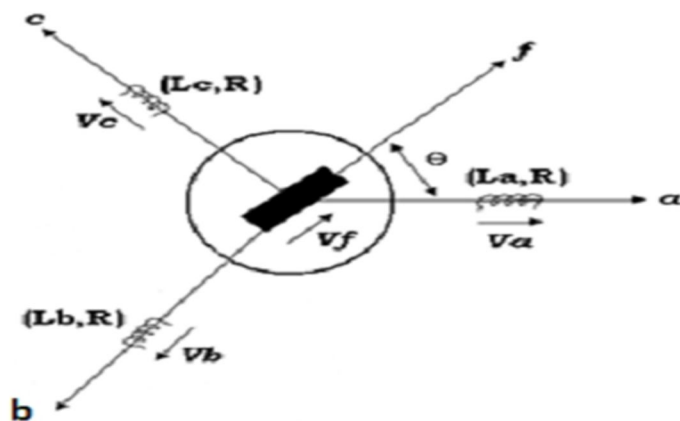


Fig.4.5: Modèle de la MSAP en système d'axe (abc) [48].

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Phi_a \\ \Phi_b \\ \Phi_c \end{bmatrix} \quad 4-15$$

$(V_a \ V_b \ V_c)^T$: vecteur tension de phase statorique

$(i_a \ i_b \ i_c)^T$: vecteur de courant de phase statorique

$(\Phi_a \ \Phi_b \ \Phi_c)^T$: vecteur des flux totaux traversent les bobines statorique

R_s : La résistance des phases statorique :

- A l'aide de la transformation de PARK on passe des grandeurs réelle V_{sabc} et i_{sabc} à leurs composantes (V_{sd}, V_{sq}) et (i_{sd}, i_{sq})

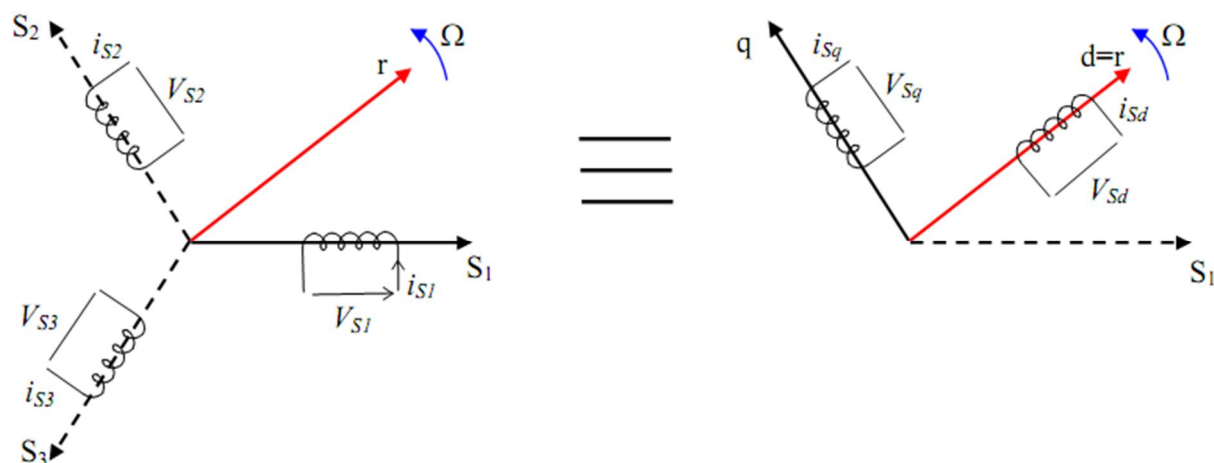


Fig. 4.6 : Transformation de Park [48].

Pour le passage du système triphasé vers le système biphasé, on a :

$$\begin{bmatrix} X_{sd} \\ X_{sq} \\ X_0 \end{bmatrix} = [p(\theta_e)] \begin{bmatrix} X_{sa} \\ X_{sb} \\ X_{sc} \end{bmatrix} \quad 4-16$$

$$\text{Avec : } [p(\theta_e)] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta_e) & \cos\left(\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_e + \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta_e) & -\sin\left(\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta_e + \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix}$$

$[p(\theta)]$: définit le passage du repère (a,b,c) vers (d,q,0) (est appelée « matrice de park »).

- Le modèle de la GSAP est défini par les différentes équations électriques, magnétiques et mécaniques suivantes :
- **Equations électriques dans le système d'axe (d, q)**

$$\begin{cases} V_{sd} = -R_s i_{sd} - L_{sd} \frac{di_{sd}}{dt} + \omega L_{sq} i_{sq} \\ V_{sq} = -R_s i_{sq} - L_{sq} \frac{di_{sq}}{dt} + \omega L_{sd} i_{sd} + \omega \Phi_f \end{cases} \quad [51] \quad 4-17$$

- **Modèle de la génératrice synchrone**

La génératrice alimente une charge R-L, et avec :

$$\begin{cases} V_{sd} = R_{ch} i_{sd} + L_{ch} \frac{di_{sd}}{dt} - \omega L_{ch} i_{sq} \\ V_{sq} = R_{ch} i_{sq} + L_{ch} \frac{di_{sq}}{dt} + \omega L_{ch} i_{sd} \end{cases} \quad 4-18$$

Le système peut être écrit sous forme d'état :

$$[\dot{X}] = [A][X] + [B][U] \quad 4-19$$

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{ds} \\ \dot{I}_{qs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{(R_s+R_{ch})}{(L_{sd}+L_{ch})} & +\omega \frac{(L_{sq}+L_{ch})}{(L_{sd}+L_{ch})} \\ -\omega \frac{L_{sd}+L_{ch}}{(L_{sq}+L_{ch})} & -\frac{(R_s+R_{ch})}{(L_{sq}+L_{ch})} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix} + \omega \frac{1}{L_{sq}+L_{ch}} \begin{bmatrix} 0 \\ \Phi_f \end{bmatrix} \quad 4-20$$

- **Expression du couple électromagnétique**

$$C_{em} = \frac{3}{2} \cdot p \cdot \left((L_d - L_q) \cdot i_d + \Phi_f \right) \cdot i_q \quad 4-21$$

- **Equations mécaniques**

L'équation de la dynamique de la GSAP est donnée comme suit :

$$C_m - C_{em} - f\Omega = J \frac{d\Omega}{dt} \quad 4-22$$

4-4 Modélisation du redresseur triphasé à diodes

Le redresseur est un convertisseur « alternatif / continu ». Une conversion d'énergie électrique permet de disposer d'une source de courant continu à partir d'une source alternatif et il est représenté par la fig. 4.7 [2].

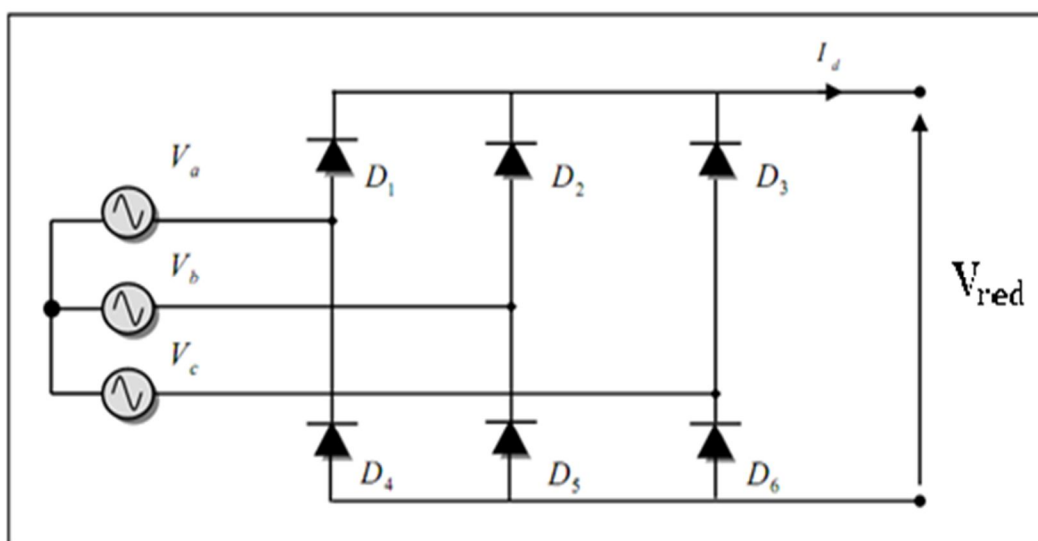


Fig.4.7 : Représentation du redresseur triphasé à diodes [2].

Ce redresseur comporte trois diodes (D1, D2, D3) à cathode commune assurant l'allée du courant I_d et trois diodes (D4, D5, D6) à anode commune assurant le retour du courant I_d . Si on suppose que le redresseur est alimenté par un réseau triphasé équilibré de tension [2] :

$$\begin{cases} V_a(t) &= V_m \sin(2\pi ft) \\ V_b(t) &= V_m \sin(2\pi ft - \frac{2\pi}{3}) \\ V_c(t) &= V_m \sin(2\pi ft - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad 4-23$$

Et si on néglige l'effet d'empiétement, la tension de sortie du redresseur sera définie comme suite :

$$V_{red}(t) = \text{Max}[V_a(t), V_b(t), V_c(t)] - \text{Mmin}[V_a(t), V_b(t), V_c(t)] \quad 4-24$$

4-4- 1 Modélisation du filtre

On utilise un filtre passe bas « LC », pour éliminer les hautes fréquences. Ce filtre est schématisé par la fig.4.8 [2]:

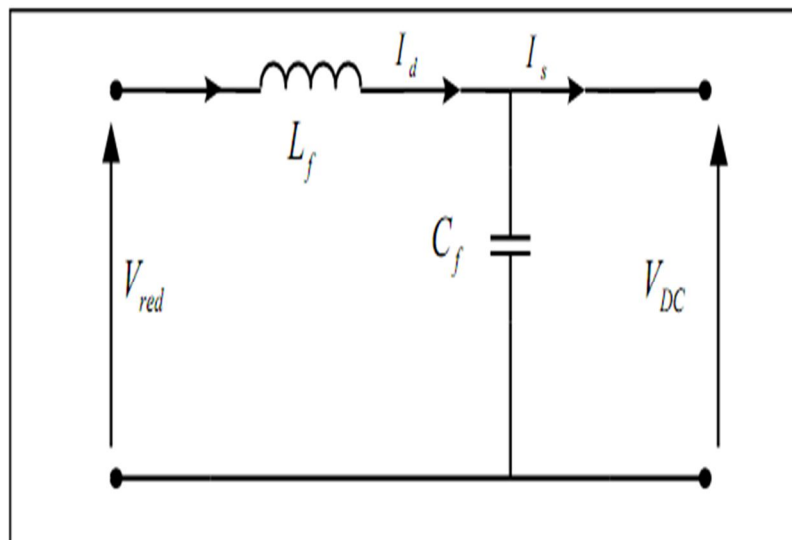


Fig. 4.8 : Représentation du filtre passe –bas [2].

Le modèle du filtre est défini par le système d'équations suivantes :

$$\begin{cases} \frac{dI_d}{dt} = \frac{V_{red} - V_{DC}}{L_f} \\ \frac{dV_{DC}}{dt} = \frac{I_d - I_s}{C_f} \end{cases} \quad 4-25$$

Calcul des paramètres du filtre :

La fonction de transfert du filtre est donnée par :

$$F(\mathbf{p}) = \frac{V_{DC}(\mathbf{p})}{V_{red}(\mathbf{p})} = \frac{1}{L_f C_f \mathbf{p}^2 + 1} \quad 4-26$$

Où \mathbf{p} est l'opérateur de LA PLACE. Cette fonction de transfert est de deuxième ordre dont la fréquence de coupure est :

$$f_c = \frac{1}{\sqrt{L_f C_f}} \quad 4-27$$

Pour éliminer l'harmonique d'ordre deux et les harmoniques supérieures, on doit imposer le choix suivant :

$$f_c < 2. f'$$

Avec $f' = 6. f$: fréquence de la tension redresse V_{red}

4-5- Modélisation de l'onduleur à MLI

L'onduleur de tension à modulation de largeur d'impulsion (MLI) est un convertisseur statique d'énergie électrique qui transforme une source de tension continue en une alimentation de tension alternative pour alimenter des charges en courant alternatif. La transmission reste déterminée par les caractéristiques propres de la machine. Les signaux de commande des interrupteurs de chaque bras doivent être complémentaires pour éviter le court-circuit de l'alimentation continue de l'onduleur [8]. Le schéma suivant illustre l'onduleur triphasé double alternance :

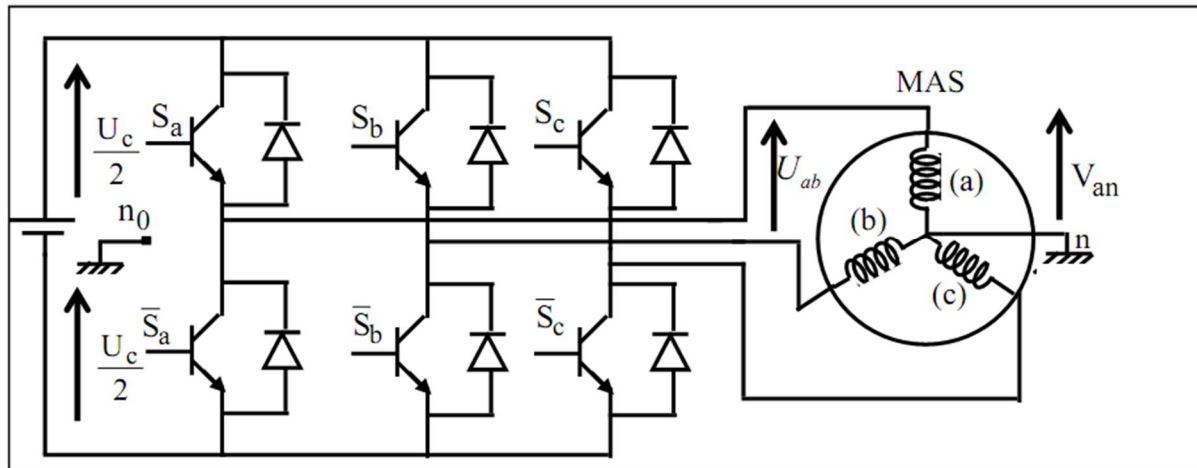


Fig.4.9 : l'onduleur de tension [8].

L'état des interrupteurs, supposés parfaits, peut être représenté par trois grandeurs booléennes de commande s_j ($j = a, b, c$) telle que :

$s_j = 1$ Si l'interrupteur du haut est fermé et du bas ouvert

$s_j = 0$ Si l'interrupteur du haut est ouvert et celui de bas fermé

Les tensions composées sont obtenues à partir des sorties de l'onduleur

$$\begin{cases} u_{ab} = u_{an1} - u_{bn1} \\ u_{bc} = u_{bn1} - u_{cn1} \\ u_{ca} = u_{cn1} - u_{an1} \end{cases} \quad [18] \quad 4-28$$

Les tensions simples des phases, de la charge issues des tensions composées ont une somme nulle, donc :

$$\begin{cases} u_{an} = \frac{1}{3}(u_{ab} - u_{ca}) \\ u_{bn} = \frac{1}{3}(u_{bc} - u_{ab}) \\ u_{cn} = \frac{1}{3}(u_{ca} - u_{bc}) \end{cases} \quad 4-29$$

Elles peuvent s'écrire à partir des tensions de sorties de l'onduleur en introduisant la tension

du neutre de la charge par rapport au point de référence n_0

$$\begin{cases} U_{an0} & = & U_{an} + U_{nn0} \\ U_{bn0} & = & U_{bn} + U_{nn0} \\ U_{cn0} & = & U_{cn} + U_{nn0} \end{cases} \quad 4-30$$

Donc, on peut déduire que :

$$U_{nn0} = \frac{1}{3}(U_{an0} + U_{bn0} + U_{cn0}) \quad 4-31$$

Dans ces conditions on peut écrire :

$$U_{jn0} = S_j U_c - \frac{U_c}{2} \quad 4-32$$

$U_c = V_{DC}$: la tension continue

On a donc :

$$\begin{cases} U_{an0} = S_a U_c - \frac{1}{2} U_c \\ U_{bn0} = S_b U_c - \frac{1}{2} U_c \\ U_{cn0} = S_c U_c - \frac{1}{2} U_c \end{cases} \quad 4-33$$

En remplaçant (4.31) dans le système (4.30), on obtient :

$$\begin{cases} U_{an} = \frac{2}{3} U_{an0} - \frac{1}{3} U_{bn0} - \frac{1}{3} U_{cn0} \\ U_{bn} = -\frac{1}{3} U_{an0} + \frac{2}{3} U_{bn0} - \frac{1}{3} U_{cn0} \\ U_{cn} = -\frac{1}{3} U_{an0} - \frac{1}{3} U_{bn0} + \frac{2}{3} U_{cn0} \end{cases} \quad 4-34$$

En remplaçant (4.34) dans (4.33), on obtient les tensions sous la forme matricielle:

$$\begin{bmatrix} U_{an} \\ U_{bn} \\ U_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} U_c \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad 4-35$$

Si U_{an0} , U_{bn0} , U_{cn0} ,Sont les tension d'entrée de l'onduleur (valeur continues),alors

U_{an} , U_{bn} , U_{cn} Sont la tension de sortie de cet onduleur (valeurs alternatives) par

conséquent l'onduleur de tension peut être modélisé par une matrice [T] assurant le passage continu-alternatif

$$[T] = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} \end{bmatrix} \quad 4-36$$

Le courant à l'entrée de l'onduleur peut s'écrire en fonction des courants de la charge par la relation :

$$i_{df} = S_{ai}i_a + S_{bi}i_b + S_{ci}i_c \quad 4-37$$

$$\text{Avec : } \begin{cases} i_a + i_b + i_c = 0 \\ V_a + V_b + V_c = 0 \end{cases} \quad 4-38$$

Lorsque le neutre de la charge est isolé. Stratégie de commande de l'onduleur Le principe de cette stratégie peut être résumé par l'algorithme suivant :

$$U_r \geq U_p \Rightarrow S(t) = 1 \text{ si non } S(t) = 0 \quad 4-39$$

Avec :

U_r Tension référence, U_p tension porteuse, $S(t)$: le signal MLI résultant. Si la référence est sinusoïdale, on utilise deux paramètres caractérisant la MLI : L'indice de modulation 'm' qui est l'image du rapport de fréquences de la porteuse f_p sur la référence f_{ref} .

$$(m = \frac{f_p}{f_{ref}} = \frac{T_{ref}}{T_p}) \quad 4-40$$

Le taux de la modulation (le coefficient de réglage en tension) 'r'' qui est l'image du rapport des amplitudes de tension de la référence V_{mref} sur la porteuse V_{mp} .

$$(r' = \frac{V_{mref}}{V_{mp}}) \quad 4-41$$

4-6 Modèle mathématique de la MAS

4-6-1 Equations en triphasée

Le stator est constitué de trois enroulements répartis dans l'espace, et séparés d'un angle électrique de 120° , les mêmes propos s'appliquent au rotor qu'il soit à cage d'écureuil ou formé de trois bobines. [123]. La fig.4.8 illustre la disposition des enroulements statoriques et rotoriques [52]:

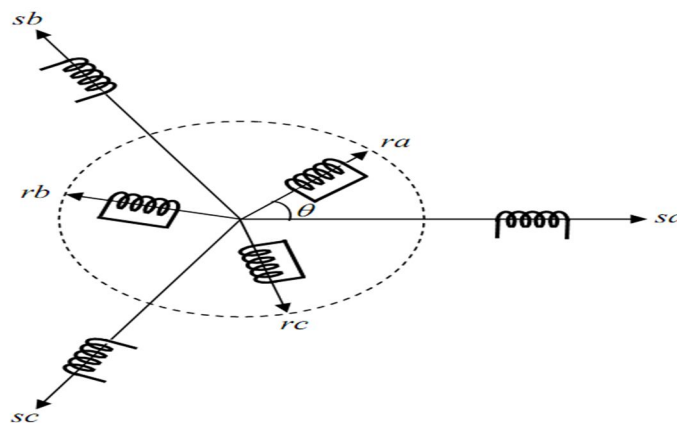


Fig.4.10 : Représentation spatial des enroulements de la MAS [52].

Dans le repère triphasé, les trois vecteurs S_a , S_b , S_c sont orientés selon les axes des trois enroulements statoriques de la machine. Il es la position du rotor par rapport au stator. En tenant compte des hypothèses mentionnées précédemment les équations électriques des tensions statoriques et rotoriques peuvent s'écrire sous forme matricielle en appliquant la loi d'Ohm comme suit [124].:

au stator :

$$[V_{sABC}] = [R_s][I_{ABC}] + \frac{d[\Psi_{sABC}]}{dt} \quad 4-42$$

au rotor :

$$[V_{rABC}] = [R_r][I_{rABC}] + \frac{d[\Psi_{rABC}]}{dt} \quad 4-43$$

Les grandeurs, $[V_{sABC}]$, $[I_{sABC}]$, $[\Psi_{sABC}]$, sont des vecteurs de dimension 3×1 définis comme suit:

$$[V_{sABC}] = \begin{bmatrix} V_{sA} \\ V_B \\ V_{sC} \end{bmatrix}; [I_{sABC}] = \begin{bmatrix} i_{sA} \\ i_{sB} \\ i_{sC} \end{bmatrix}; [\Psi_{sABC}] = \begin{bmatrix} \Psi_{sA} \\ \Psi_{sB} \\ \Psi_{sC} \end{bmatrix} \quad 4-44$$

Celles du rotor sont:

$$[V_{rABC}] = \begin{bmatrix} V_{rA} = 0 \\ V_{rB} = 0 \\ V_{rC} = 0 \end{bmatrix}; [I_{rABC}] = \begin{bmatrix} i_{rA} \\ i_{rB} \\ i_{rC} \end{bmatrix}; [\Psi_{rABC}] = \begin{bmatrix} \Psi_{rA} \\ \Psi_{rB} \\ \Psi_{rC} \end{bmatrix} \quad 4-45$$

Les matrices des résistances des enroulements statoriques et rotoriques sont définies comme suit:

$$[R_s] = R_s \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}; [R_r] = R_r \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad 4-46$$

Les flux totaux de la machine sont en relation avec les courants par l'intermédiaire des équations suivantes:

$$[\Psi_{sABC}] = [L_{ss}][I_{sABC}] + [L_{msr}][I_{rABC}] \quad 4-47$$

$$[\Psi_{rABC}] = [L_{rr}][I_{rABC}] + [L_{mrs}][I_{sABC}] \quad 4-48$$

Avec :

$$[L_{ss}] = \begin{bmatrix} l_s & l_{ms} & l_{ms} \\ l_{ms} & l_s & l_{ms} \\ l_{ms} & l_{ms} & l_s \end{bmatrix} \quad 4-49$$

$$[L_{rr}] = \begin{bmatrix} l_r & l_{mr} & l_{mr} \\ l_{mr} & l_r & l_{mr} \\ l_{mr} & l_{mr} & l_r \end{bmatrix} \quad 4-51$$

$$[L_{msr}] = l_m \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{4\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \quad 4-52$$

4-6-2 Référentiel lié au stator (repère stationnaire $\alpha \beta$)

Cette transformation est appelée aussi transformation de Clarke, qui est en fait un cas particulier de la transformation de Park, elle est obtenue quand le repère dq est confondu avec le repère $\alpha\beta$ ç-à-d en prenant $\theta_s = 0$, la transformation directe se fait alors comme suit :

$$\begin{bmatrix} X_0 \\ X_\alpha \\ X_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_A \\ X_B \\ X_C \end{bmatrix} \quad 4-53$$

où, x représente les tensions, courants ou flux. La transformée inverse est de la forme:

$$\begin{bmatrix} X_A \\ X_B \\ X_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{2} & 1 & 0 \\ \frac{1}{2} & -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_0 \\ X_\alpha \\ X_\beta \end{bmatrix} \quad 4-54$$

A partir des définitions précédentes, les équations électriques de la machine sont réécrites comme suit:

Au stator:

$$\begin{cases} v_{s\alpha} = R_s i_{s\alpha} + \frac{d\Psi_{s\alpha}}{dt} \\ v_{s\beta} = R_s i_{s\beta} + \frac{d\Psi_{s\beta}}{dt} \end{cases} \quad 4-55$$

$$\begin{cases} \Psi_{s\alpha} = l_s i_{s\alpha} + l_m i_{r\alpha} \\ \Psi_{s\beta} = l_s i_{s\beta} + l_m i_{r\beta} \end{cases} \quad 4-56$$

Au rotor:

$$\begin{cases} v_{r\alpha} = 0 = R_r i_{r\alpha} + \frac{d\Psi_{r\alpha}}{dt} + \omega_r \Psi_{r\beta} \\ v_{r\beta} = 0 = R_r i_{r\beta} + \frac{d\Psi_{r\beta}}{dt} - \omega_r \Psi_{r\alpha} \end{cases} \quad 4-57$$

$$\begin{cases} \Psi_{r\alpha} = l_r i_{r\alpha} + l_m i_{s\alpha} \\ \Psi_{r\beta} = l_r i_{r\beta} + l_m i_{s\beta} \end{cases} \quad 4-58$$

Le système d'équation peut être exprimé sous la forme :

$$[[L]] \frac{d[I]}{dt} = -[R][I] + [U] \quad 4-59$$

Avec :

$$[R] = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 & 0 \\ 0 & \omega_r M & R_r & \omega_r L_r \\ -\omega_r M & 0 & -\omega_r L_r & R_r \end{bmatrix} ; [L] = \begin{bmatrix} L_s & 0 & M & 0 \\ 0 & L_s & 0 & M \\ M & 0 & L_r & 0 \\ 0 & M & 0 & L_r \end{bmatrix}$$

$$[I] = \begin{bmatrix} i_{s\alpha} \\ i_{s\beta} \\ i_{r\alpha} \\ i_{r\beta} \end{bmatrix} ; [U] = [U_{s\alpha} \quad U_{s\beta} \quad 0 \quad 0]^t ; [B] = [L]^{-1}$$

* Equations mécaniques

$$C_e - C_r = J \frac{d\Omega}{dt} + f\Omega \quad 4-60$$

$$C_e = \frac{3}{2} pM(i_{r\alpha} \cdot i_{s\beta} - i_{r\beta} \cdot i_{s\alpha}) \quad 4-61$$

4-7 Modèle de la pompe centrifuge

Le fonctionnement d'une pompe centrifuge est caractérisé par une surface ayant pour équation:

$$F(H, Q, \omega) = 0 \quad 4-62$$

Ce système de représentation à trois dimensions étant assez compliqué, on préfère adopter un système à deux dimensions. On considère l'une des trois variables H, Q, ω_p Comme paramètre ; en général, on suppose la vitesse constante .

4-7-1 Caractéristique hauteur –débit

La hauteur HMT créée par la pompe en fonction du débit Q est donnée par:

$$HMT = H_e - \Delta H \quad 4-63$$

H_e ; hauteur d'enlèvement

Où ΔH sont les pertes par frottement ; ces pertes sont exprimées par :

$$\Delta H = K_{fr} Q^2 \quad 4-64$$

K_{fr} : Coefficient de perte de charge relatif à la pompe.

La modification de la caractéristique $H(Q)$ pour d'autres vitesses d'entraînement s'effectue par l'utilisation des lois de similitude ci-après :

$$\frac{Q}{Q_n} = \frac{\omega_p}{\omega_{pn}} \quad 4-65$$

$$\frac{H}{H_n} = \left(\frac{\omega_p}{\omega_{pn}}\right)^2 \quad 4-66$$

La relation liant la hauteur d'eau au débit de la pompe est donnée par :

$$H = C_1 \cdot \omega_p^2 - C_2 \omega_p \cdot Q - C_3 \cdot Q^2 \quad 4-67$$

Où : C_1 , C_2 et C_3 sont des constantes liées à la géométrie de la pompe.

4-7-2 Caractéristique couple-vitesse

La pompe centrifuge est caractérisée principalement par un couple nécessaire (utile) pour l'entraînement de la pompe proportionnel au carré de sa vitesse, découvert par BRAUNSTEIN et KORNFELD en 1981.

$$C_{pem} = K_p \omega_m^2 \quad 4-68$$

Où :

C_{pem} : C Le couple utile pour l'entraînement de la pompe.

K_p : Constante qui dépend de la pompe.

Les débits moyens fournis Q_{moy} sont finalement évalués avec

$$Q_{\text{moy}} = \frac{\eta.P}{\rho.g.HMT} \quad 4-69$$

4-8 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons d'abord présenté la chaîne d'action de l'éolienne, ensuite on a donné le modèle du vent, la turbine, l'arbre, la génératrice GSAP, la modélisation de la machine synchrone à aimants permanents (GSAP) est réalisée en utilisant les formules analytiques classiques du dimensionnement. Et enfin l'ensemble du convertisseur (redresseur +onduleur +filtre) avec la modèle de la moto- pompe (MAS).

Chapitre 5:
Dimensionnement et Simulation d'un Système
Pompage Eolien

5-1 Introduction

Ce chapitre est consacré à la détermination des différentes puissances demandées par le système de pompage éolien en se basant sur le débit journalier.

Afin de valider notre étude théorique de la chaîne de système pompage éolienne, la réalisation pratique ou, à défaut, la simulation et dimensionnement du processus est nécessaire. La chaîne de conversion a été modélisée et simulée à l'aide des logiciels Matlab-Simulink. Les convertisseurs électroniques présentés précédemment ont besoin, pour fonctionner, de recevoir des ordres de commande.

A l'aide du logiciel de simulation Matlab-Simulink, on transforme les équations qui constituent le modèle du processus à étudier en schémas bloc.

5-2 Dimensionnement d'une éolienne de pompage

▪ Détermination de la consommation journalière

Dimensionnement une éolienne pour alimenter un puits pour irrigue les palmiers d'un site isolé on a choisie village de Ain Belbal Aoulef Adrar et pour effectuer ce dimensionnement on peut calculer quelques paramètres hydrauliques.

Tableau .5.1 : Représente la consommation eau/jour

Besoin	Nombre	Unité L/un	Totale (L)
Animaux :			
Chameaux	800	30	24000
Chivérs	2000	5	10000
Palmiers	3500	10	35000
TOTAL			69000

$$Q_j = 69 \text{ m}^3/\text{j}$$

- Calcul de l'énergie électrique

$$E_{\text{elec}} = \frac{K_H \cdot Q_j \cdot HMT}{R_p} \quad 5-1$$

E_{elec} : Energie électrique

K_H : Constant hydraulique

HMT : Hauteur manométrique

Q_j : Débit journalier m^3/j

R_p : Rendement de la pompe

$$\text{HMT (m)} = H_e + J_a + J_r + \frac{P_r - P_a}{\rho_u \cdot g} + \frac{\alpha (U_r^2 - U_a^2)}{2g} \quad 5-2$$

H_e : Hauteur d'élévation en m ;

J_a : Pertes de charge dans les conduites d'aspiration en m

J_r : Pertes de charge dans le conduite de refoulement

P_r : Pression de l'eau à l'extrémité de la conduite de refoulement, en Pascal

P_a : Pression de l'eau sur la crépine d'aspiration, en Pascal

U_a : vitesse de l'eau à l'entrée de la conduite, en m/s

U_r : vitesse de l'eau à la sortie de la conduite, en m/s

ρ_u : Masse volumique de l'eau, en kg/m^3

g : accélération de la pesanteur, en m/s^2

α : Coefficient de Coriolis

On pose

$$\Delta H = J_a + J_r + \frac{P_r - P_a}{\rho_u \cdot g} + \frac{\alpha (U_r^2 - U_a^2)}{2g} \quad 5-3$$

ΔH : Peters de charges

$$\text{HMT} = H_e + \Delta H \quad 5-4$$

$$H_e = H_s + R \quad 5-5$$

R : Rabattements

$$H_s = 16 \text{ m}$$

$$R = 5 \text{ m}$$

$$\text{HMT} = 16 + 5 + 91 \cdot 0.1 = 30.1 \text{ m}$$

- On calcule l'énergie hydraulique par la relation suivant

$$E_{\text{hy}} = K_H \cdot \text{HMT} \cdot Q_j \cdot t = P_{\text{hy}} \cdot t \quad 5-6$$

$$P_{\text{hy}} = K_H \cdot \text{HMT} \cdot Q_j \quad 5-7$$

$$V = Q_j \cdot 3600 \cdot t \quad 5-8$$

V : volume en m^3

$$K_H = \rho_u \cdot g \quad 5-9$$

$$K_H = 0,11 \text{ kg/m}^2\text{s}^2$$

$$P_{\text{hy}} = K_H \cdot \text{HMT} \cdot Q_j \quad 5-10$$

$$P_{\text{hy}} = 0,11 \cdot 30,1 \cdot 69 = 228.459$$

$$E_{\text{hy}} = K_H \cdot \text{HMT} \cdot Q_j \cdot t \quad 5-11$$

$$E_{\text{hy}} = 228.459 \cdot 24 = 5483.016 \text{ Wh}$$

$$E_{\text{elec}} = \frac{E_{\text{hy}}}{R_p} = \frac{5483.016}{0.45} = 12184.48 \quad 5-12$$

$$P = 507.68 \text{ W}$$

Pour pomper eau d'un puits de 16 m donc on a choisi une pompe de 1.5 KW

On a choisie éolien de puissance de 2 KW.

5-3 Dimensionnement de la turbine

5-3-1 Calcul de la puissance de la turbine de l'éolienne

$$P_t = \frac{P_u}{R_e} = \frac{2000}{0,8} = 2168.5 \text{ W} \quad 5-13$$

Avec :

P_t : Puissance de la turbine

P_u : Puissance utile

R_e : Rendement de l'éolienne

- Calcul de la hauteur de mat

$$V_{(h)} = V(10) \times \left(\frac{h}{10}\right)^\alpha \quad [49] \quad 5-14$$

Vitesse du vent mesurée à 10m

$$V(10) = 6,31 \text{ m/s}$$

h : Hauteur de mat

α : Paramètre rugosité varie selon la nature du sol = 0,23

$$V(25) = 6,31 \times \left(\frac{25}{10}\right)^{0,23} = 7,79 \text{ m/s}$$

- Calcul de la surface

$$P_t = C_p \times P_v \quad 5-15$$

C_p : Couple aérodynamique (coefficient de puissance)

P_v : Puissance de vent

$$P_v = \frac{1}{2} \times \rho \times S \times V^3$$

ρ : Masse volumétrique

S : Surface balayé par les pales

V : Vitesse du vent

$$S = \frac{P_t}{\frac{1}{2} \times \rho \times V^3 \times C_p} = \frac{2168.5}{\frac{1}{2} \times 1,225 \times 7,79^3 \times 0,48} = 15,60 \text{ m}^2 \quad 5-16$$

$$S = \pi R^2 \quad 5-17$$

En trouve :

$$R = 2.22 \text{ m}$$

5-4 Simulation de la chaîne pompage éolien électrique

5-4-1 Simulation de la turbine éolien

- Schéma bloc du vent

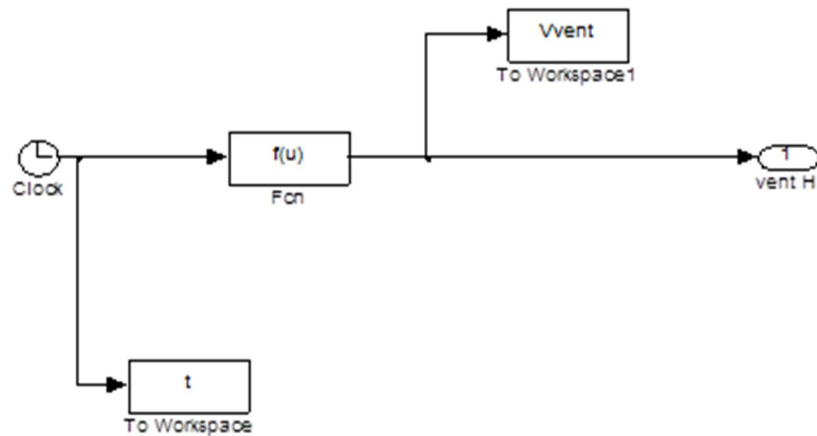


Fig.5.1 : Schéma bloc du vent

- Résultat Simulation du vent

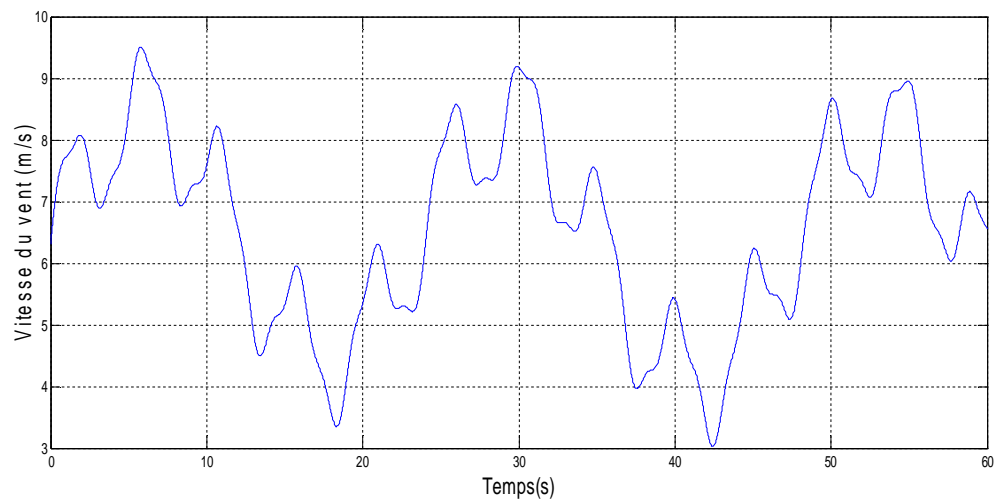


Fig.5.2 : Vitesse du vent en fonction du temps

- Interprétation

En utilisant les paramètres électriques et géométriques de la machine, nous avons simulé le modèle de profil de vent considéré. La vitesse du vent sera modélisée sous forme déterministe par une somme de plusieurs harmoniques :

$$V_v = 6.31 + 0.2 \sin(0.1047t) + 2 \sin(0.2665t) + \sin(1.2930t) + 0.2 \sin(3.6645t)$$

Les résultats de simulation des Fig.5.1 représentant la vitesse du vent simulée par l'équation (4-1).

• **Schéma bloc du turbine**

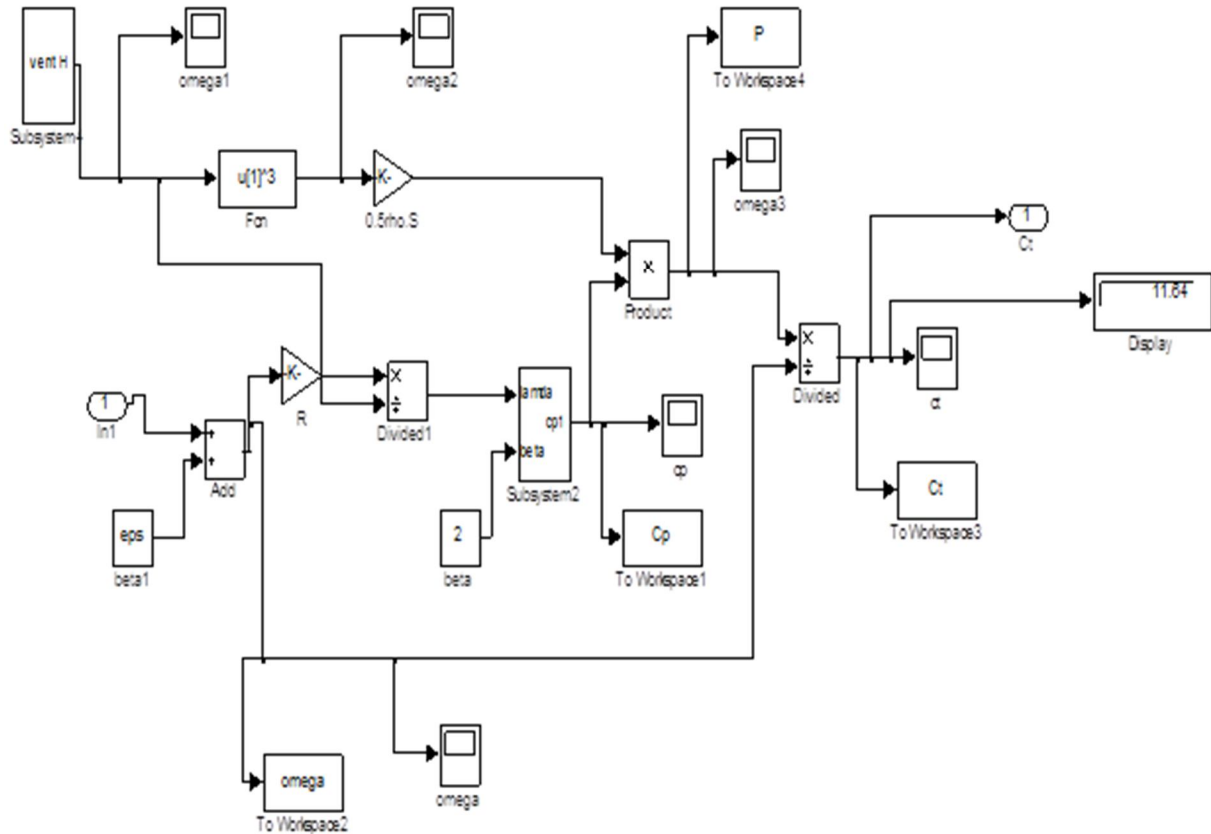


Fig.5.3 : Schéma bloc de la turbine

• **Résultat de simulation de la puissance de turbine**

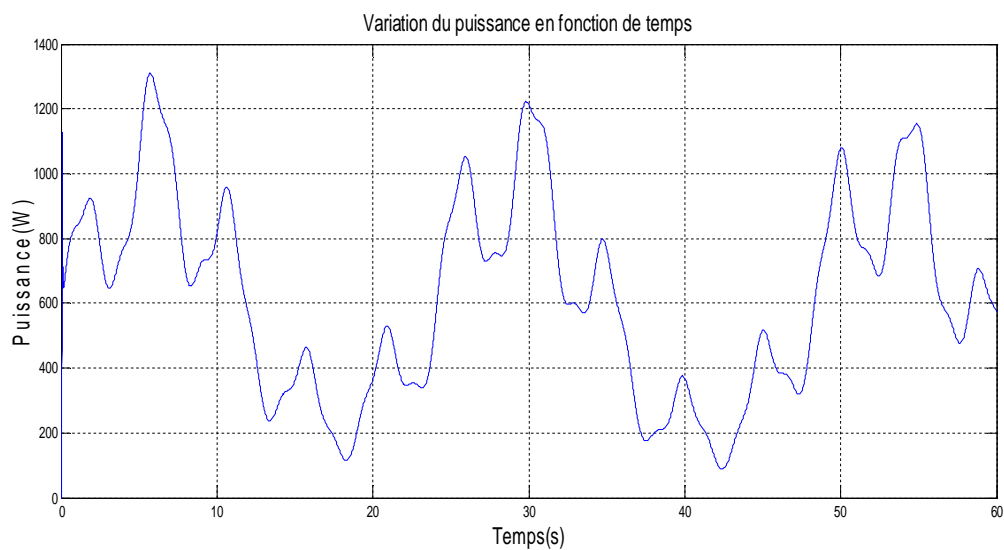


Fig.5.4 : Variation de la puissance par rapport au temps

- **Résultat de simulation**

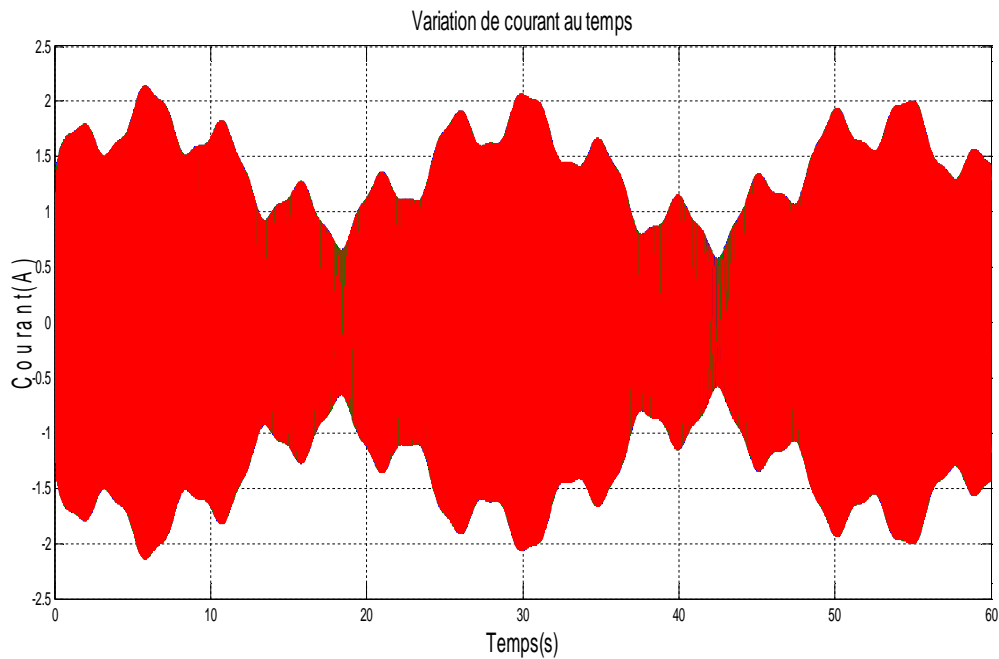


Fig.5.6 : Variation des courants par rapport au temps

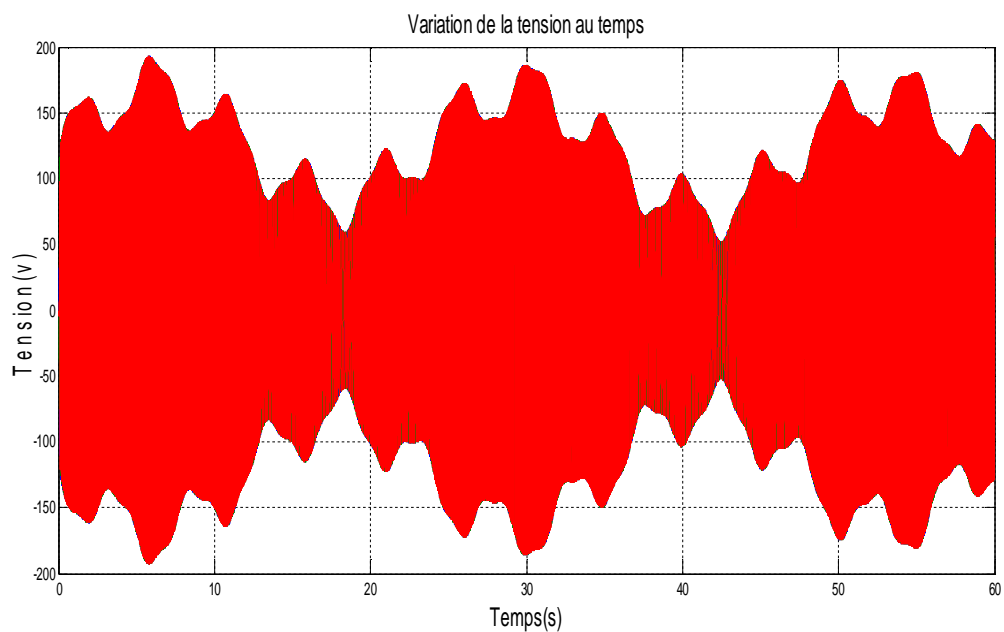


Fig.5.7 : Variation des tensions par rapport au temps

- **Interprétation**

On constate que la variation est pseudo sinusoidale soit par la tension ou le courant parce que la tension et le courant dépendent du couple appliqué par la turbine.

- **chéma bloc du l'onduleur**

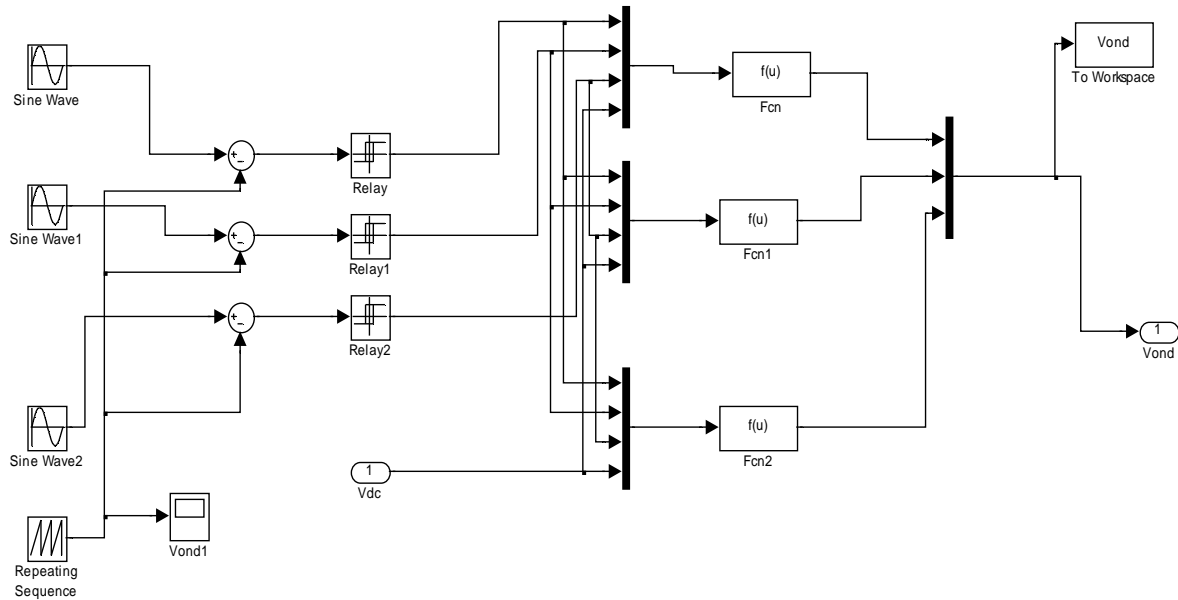


Fig.5.8 : Schéma bloc de l'onduleur

- **Résultat de simulation**

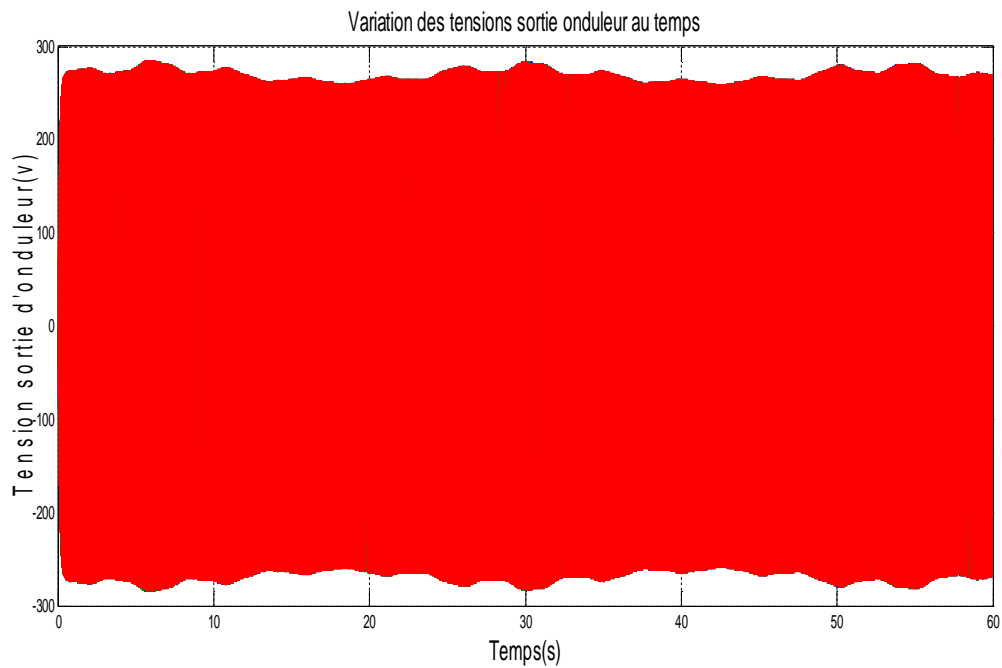


Fig.5.9 : Tension sortie onduleur

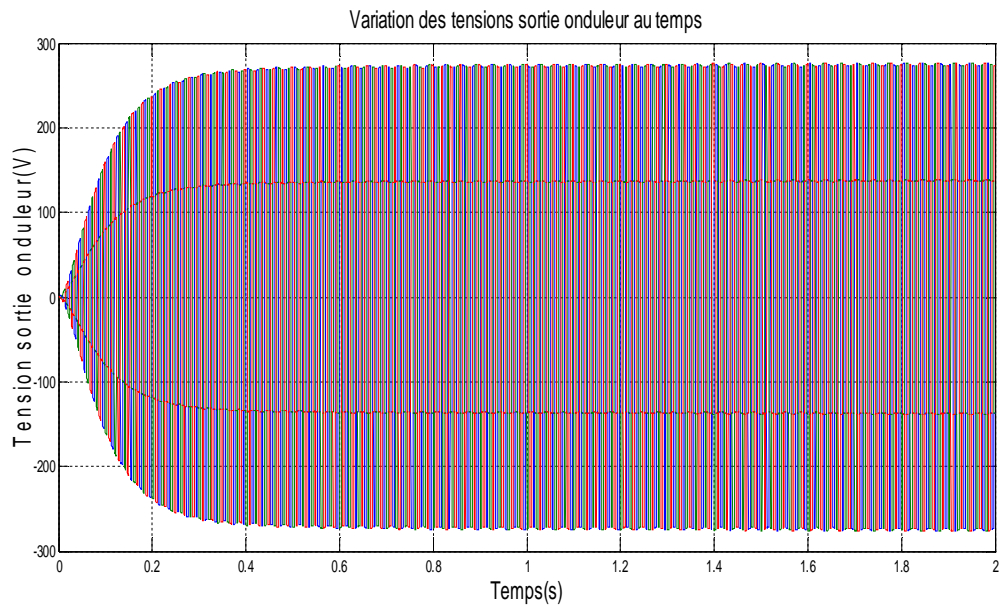


Fig.5.10 : Tension sortie onduleur

- **Interprétation**

Les Fig.5.9 et Fig.5.10 montrent les tensions sorties onduleur en fonction de temps

- **Schéma bloc du redresseur**

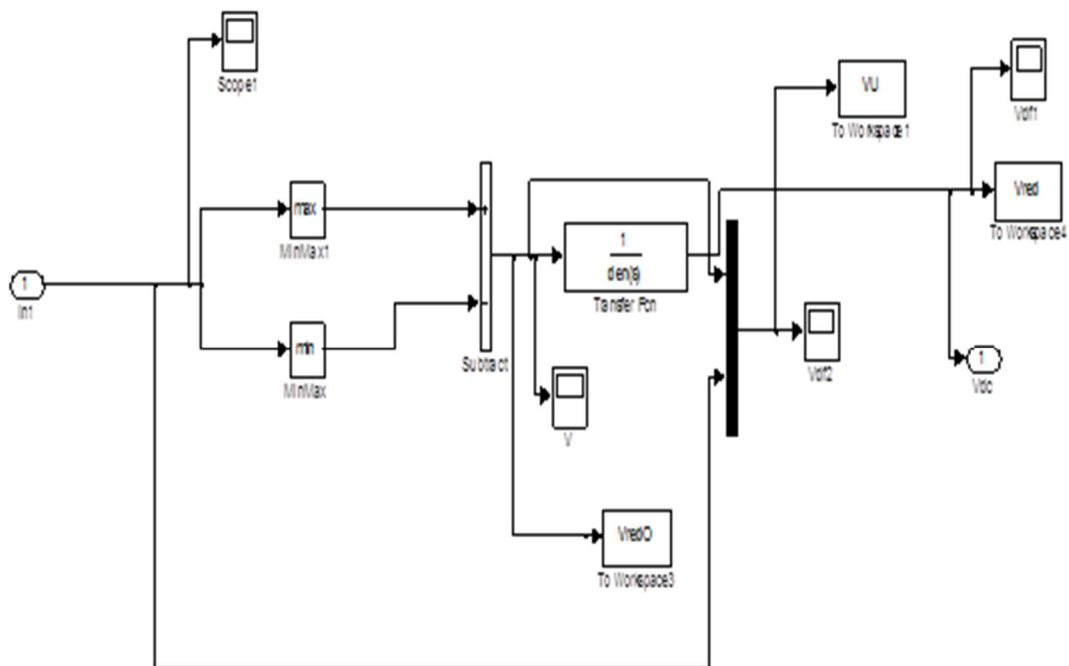


Fig.5.11 : Schéma bloc du redresseur

• **Résultat de simulation**

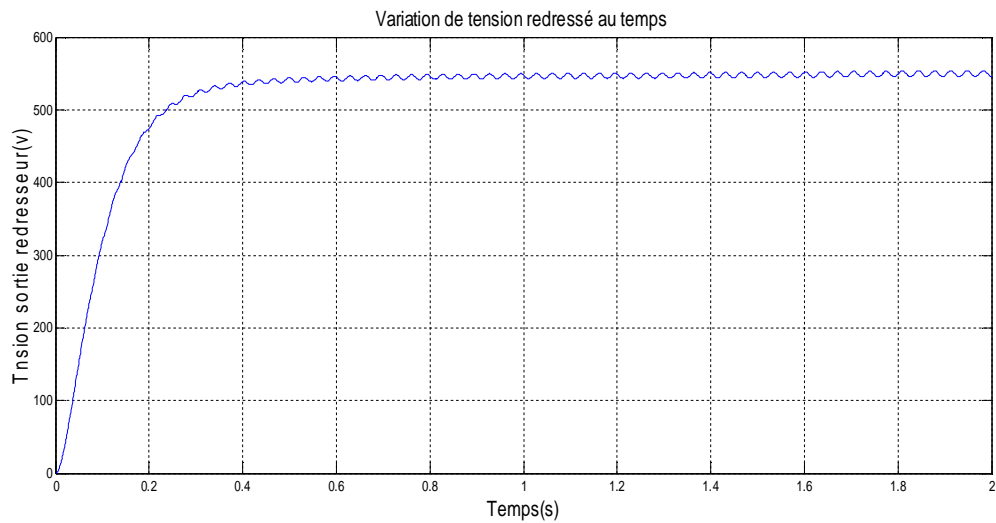


Fig.5.12 : Tension redressée

• **Interprétation**

La variation de vitesse de vent donné à la Fig.5.2, on observe que la tension du bus continu Fig.5.12, reste en moyenne égale à 700V.

5-4-3 Simulation de la MAS

• **Schéma bloc de la MAS**

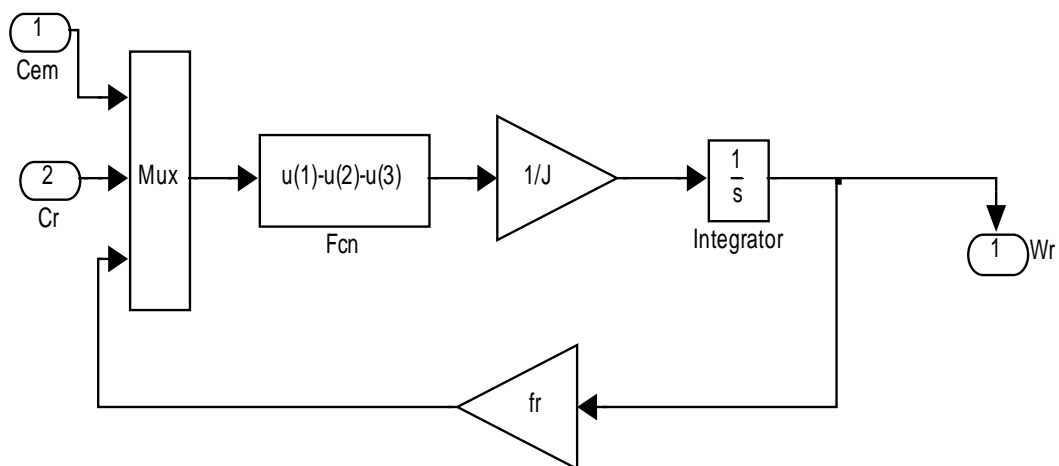


Fig.5.13 : Schéma bloc de MAS

- **Résultat de simulation**

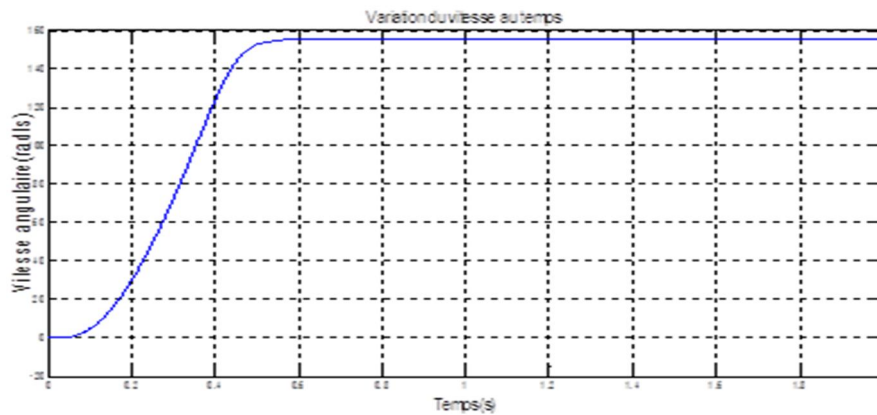


Fig.5.14 : La vitesse angulaire en fonction de temps

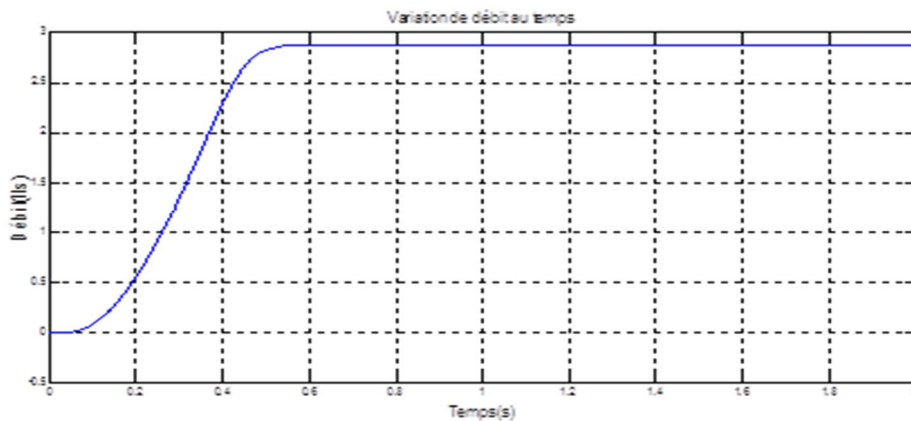


Fig.5.15 : Le débit en fonction de temps

- **Interprétation**

Les résultats de simulation du système de pompage éolien utilisant le moteur à synchrone à cage la variation de la vitesse du moteur Fig.5.14, et le débit de la pompe Fig.5.15 en fonction du temps. On a constaté le débit donné par la pompe est couvrir une partie du débit demandé pour les besoins d'irrigation

5-5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté un système d'énergie éolienne. Cette source connecte sur un convertisseur électronique qui permet d'application de pompage. Dans un premier temps, nous avons commencé l'étude d'estimation de la quantité d'eau demandé ensuite dimensionnement du générateur éolienne, afin d'avoir l'ensemble. Des résultats des différentes simulations réalisées sous environnement Matlab/Simulink ont été discutés. Cette étude faite donne une solution optimale complémentaire au manque d'irrigation non couvert par le système d'irrigation foggara.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Les sources renouvelables d'énergie, permettant une production décentralisée de l'électricité, peuvent contribuer à résoudre le problème de l'électrification des sites isolés où un grand nombre d'individus est dépourvu de tout apport énergétique, ne pouvant ainsi satisfaire aucun besoin même minime et améliorer ses conditions de vie. Faisant appel à des sources d'énergie universellement répandues, nécessitant un minimum de maintenance, la solution éolienne représente le plus souvent le choix économique et technologique idéal pour les régions ou installations isolées.

Une énergie renouvelable est une source d'énergie qui se renouvelle assez rapidement pour être considérée comme inépuisable à l'échelle de l'homme. Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers ou constants provoqués par les astres, principalement le Soleil (rayonnement), mais aussi la Lune (marée) et la Terre (énergie géothermique). Soulignons que le caractère renouvelable d'une énergie dépend non seulement de la vitesse à laquelle la source se régénère, mais aussi de la vitesse à laquelle elle est consommée.

Les travaux présentés dans ce mémoire concernent, d'une façon générale, l'étude, la modélisation et la simulation de systèmes pompage éolien électrique, à partir de ressources renouvelables basé sur énergie éolien et des applications en sites isolés.

Les machines à aimants permanents apportent une solution intéressante pour utilisation des énergies renouvelables ; ces machines présentent plusieurs avantages par rapport aux machines classiques à savoir : durée de vie élevée, rendement élevé, maintenance réduite,...etc.

Par la suite, des modèles de simulation pour les sources éolienne ainsi que pour les éléments d'interconnexion ont été développés sous environnement MATLAB/Simulink.

Pour la chaîne éolienne, on a représenté le modèle avec tous ses éléments: rotor éolien, générateur à aimants permanents et le redresseur non commandé et l'onduleur.

Le travail présenté dans ce mémoire traité à une étude d'un système de pompage utilisant une éolienne à axe horizontale basée sur une génératrice synchrone à aimant permanent pour transférer l'énergie cinétique du vent en énergie électrique et réguler cette tension par un régulateur de tension pour assurer une alimentation appropriée de la pompe.

Références Bibliographique

Références Bibliographique

- [1] **Nesmat Abu-Tabak**, “ Stabilité dynamique des systèmes électriques multi machines : modélisation, commande, observation et simulation”, Thèse de Doctorat, Lyon, France, Novembre 2008.
- [2] **Djeriri Youcef**, “Commande vectorielle d’une MADA intégrée à un système éolien”, Thèse de Magister, Sidibel-abbés,2009.
- [3] **Soltane Belakehal**, “conception et commande des machines à aimants permanents dédiées énergies renouvelables”, Thèse de Doctorat, Constantine, Juin 2010.
- [4] http://www.lerepairedessciences.fr/reflexions/questions_cours_fichiers/barrages.htm
- [5] **Recherche ECRIN entreprise**, " L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables", rapport de synthèse, Mai 2002.
- [6] <http://www.electricite-et-energie.com/lenergie-biomasse-une-energie-renouvelable/>
- [7] **Vincent Courtecuisse**, “Supervision d’une centrale multi sources à base d’éoliennes et de stockage d’énergie connectée au réseau électrique. ”, Thèse de Doctorat, Paris, novembre 2008
- [8] **Solar Power Towers**. <http://www.wipp.ws/science/energy/powertower.htm>
- [9] <http://www.fondation-lamap.org/fr/page/11180/les-centrales-solaires>
- [10] <http://www.sierre-energie.ch/services-industriels/energie-solaire-38.html>
- [11] <http://www.energieeolienne.fr/fonctionnement/fonctionnement.htm>
- [12] **A. Attar**, "Les énergies renouvelables" ancien PDG de Sonatrach et ancien Ministre des Ressources en Eau
- [13] <http://www.energieeolienne.fr/fonctionnement/fonctionnement.htm>
- [14] www.neal-dz.net.
- [15] **Naouel Hamdi** , “Modélisation et commande des génératrices éoliennes”, Thèse de Magister, Constantine, Janvier 2008.

- [16] **Adam MIRECKI** , “ Etude comparative de chaînes de conversion d’énergie dédiées à une éolienne de petite puissance”, Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, France 5 avril 2005
- [17] **J. Martin**, “ Energies éoliennes ”, techniques de l’ingénieur, traite de génie énergétique, pp. B 8 585 1- B 8 585 21
- [18] **Latrach Mohammed Tahar** , “ Commande Floue de la Machine Synchrone à Aimant Permanent (MSAP) utilisée dans un système éolien ”,Mémoire de Magister, Université Ferhat Abbas de Sétif, 24 /06 /2012
- [19] **Moussa Siddo Abdoulaziz** , “Etude du Générateur Asynchrone pour l’utilisation dans la production de l’énergie éolienne ”, Thèse d’Ingénieur d’Etat, Ecole Nationale Polytechnique, Promotion 2007.
- [20] **Désiré Le Gouriere**, Energie éolienne, Théorie, Conception et calcul pratique des installations, édition Eyrolles, 1982
- [21] **Miguel Lopez** , “ Contribution a L’optimisation D’un Système De Conversion Eolien Pour Une Unite De Production Isolee”, Thèse de Doctorat, Paris sud , France 2011
- [22] http://www.ecosources.info/dossiers/Eolienne_verticale_Savonius
- [23] **Frédéric Poitiers**, “Etude et Commande de Génératrices Asynchrones Pour L’utilisation de L’énergie Eolienne”, Thèse de Doctorat, Ecole Polytechnique de l’université de Nantes, France, Décembre 2003
- [24] **Thomas Ackermann**, “wind power in power systems”, royal institute of technology Stockholm, Sweden, 2005.
- [25] **P. Leconte, M. Rapin, E. Szechenyi**, "Eoliennes", Techniques de l’ingénieur, traité de Génie mécanique, pp. BM 4 640 1 - BM 4 640 21.
- [26] **Cherfia Naïm**, “ Conversion D’énergie Produite Par des Générateurs Eoliens”, Ingénieur d’état En Electrotechnique, Constantine, Juin 2010.
- [27] **Mayouf Messaoud**, “ Etude Comparative des Architectures et Stratégies de Contrôle d’un Aérogénérateur Synchrone a Aimants Permanents ”, Thèse de Doctorat, Université de Batna, Avril 2014
- [28] “ Convertisseurs et Machines Electriques ” Techniques de l’Ingénieur, D 3 960

- [29] **A .Boyte** “ Contrôle-commande d’un générateur asynchrone a double alimentation avec Système de stockage pour la production éolienne”, Thèse de doctorat de l’université Henri Poincaré Nancy 1 ,11 Décembre 2006.
- [30] **Tir Zoheir** “ Contribution à l’Etude d’un Aérogénérateur Asynchrone en Cascade”, mémoire de magister Université Ferhat Abbas de Sétif, 2010.
- [31] **Khaled Ferkous** “ Etude D’une Chaîne De Conversion D’énergies Eolienne” Mémoire de Magister de l’université Mentouri de Constantine, 2009.
- [32] **Armand Boyette** “ Contrôle Commande D’un Générateur Asynchrone A Double Alimentation Avec Un Système De Stockage Pour La Production Eolienne” Thèse de Doctorat de L’université Henri Poincaré, Nancy, 2006.
- [33] **A. Mirecki** “ Etude Comparative de Chaînes de Conversion D’énergie Dédiées à Une Eolienne de Petite Puissance ” Thèse de Doctorat, INPT de France, 2005.
- [34] **S. Heier**, “ Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems”, Publications John Wiley & Sons, ISBN 0-471-97143-X, 1998.
- [35] **C. Colliez, A. Tounzi, F. Piriou**, “ Vector Control of an Autonomous Induction Generator Connected to a PWM Rectifier”, Proceedings of EPE 97, vol. 2, pp. 711-716, Trondheim, Norvège, 8-10 September 1997.
- [36] **Abdenour Abdelli**, “ Optimisation Multicritère d’une Chaîne Eolienne Passive”, Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, France 2007.
- [37] **Elabbadi Med Salem - Mezziani Nedjma**, “ Séminaire International sur la Ressource en eau au Sahara”, Laboratoire de Valorisation des Ressources Naturelles en Zones Arides. Ouargla le 19 et 20 Janvier 2011.
- [38] **A.Khadraoui**, “ La foggara dans les Oasis du Touat - Gourara et de Tidikelt propositions de réhabilitation et de sauvegarde, Agence De Bassin Hydrographique Sahara” , Août 2007
- [39] **Ansari Taha**, Agence nationale des Ressources Hydrauliques Agence Nationale des Ressources Hydrauliques Direction Régionale Sud Ouest Adrar
- [40] **ABHS**, Colloque International sur la Foggara (CIFog), Adrar les 9-10 et 11 Avril 2011

- [41] **Iakhdar Zella Dalila Smadhi**, Gestion de L'eau dans Milieu Désertique : Cas des Oasis Algériennes, Université de Blida.
- [42] <http://www.world-docphytoplus.com/index.php?page=themesdetail&id=537>
- [43] **Senoussi .A - Bensania .M.- Moulaye .S, .et Telli N.** “ La Foggara : Un Système Hydraulique Multiséculaire En Déclin ”, laboratoire Bioressources Sahariennes: Préservation Et Valorisation. Université Kasdi Merbah – Ouargla Revue des Bioressources , Juin2011
- [44] **Ansari T.** Système Traditionnel D'exploitation des Eaux Souterraines Foggaras, ANRH, Adrar, 2004.
- [45] **Remini Boualem** , L'irrigation Par La Foggara, Maître de Conférences - Université Saad Dahleb de Blida
- [46] Principes des pompes EMB Pumpen AG, 2007
www.emb-umpen.ch/.../images/Principes_technologie_des_pompes.pdf
- [47] **J.van meel et P.Smulders.** “ Pompage éolienne ” , Edition 1994
- [48] **Ammari Chouaib**, "Conception et Dimensionnement d'un Système de Pompage Eolien Electrique ", Mémoire Master, Batna, Juin 2013
- [49] **K.Ameur**, “ Le éolien ”, Article, Décembre 2002
- [50] **Fatiha Sebaa-Ben Miloud et R. Aïssaoui** , “ Etude du potentiel éolien d'Adrar Sélection de sites pour la ferme éolienne de 10 MW », Revue des Energies Renouvelables SMEE'10 Bou Ismail Tipaza (2010) 295 – 300, CREDEG, Sonelgaz
- [51] **R. Abdessemed** ” Modélisation et simulation des machines électriques ” , 2011
- [52] **Rezgui Salah Eddine**, "Commande Des Machines Electriques en Environnement Matlab simulink et Temps Réel", thèse Magister en électrotechnique, Constantine, 2009
- [53] **REDJEM Radia**, "Étude d'une chaîne de conversion d'énergie éolienne ", thèse Magister en électrotechnique, Constantine, 2009

ANNEXES

Annéxe1

Les paramètres de la GSAP 2Kw

$R_s=0,24$; $R_r=0,62$; $R_{ch}= 298$; $L_{ch}= 0.001H$; $L_{sq}=0,65 H$; $L_{sd}=0,65 H$; $f_i= 2.75 \text{ web}$;
 $J=0.019 \text{ kg.m}^2$; $f=0.0003 \text{ N.m.s}^{-1}$; $p=2$;

Les paramètres de MAS 1.5Kw

$R_s=4.85$; $R_r= 3.81$ $L_r=0.274$; $L_s= 0.274$ $J=0.031$; $M=0.285$; $f_r =0.0114$; $P=2$

Les paramètres pompe centrifuge

$\rho=1\text{kg/l}$; $g=9.8$; $h=30.1$; $R_p=0.45$; $K_h=0.11$;

Les paramètres éoliens

Rayon de la voilure : 2.22 m

Hauteur de la voilure : 25 m

Vitesse réduite optimale : 0.78

Coefficient de puissance optimal : 0.15

Masse volumique de l'air : 1.2 kg.m^{-3}

Annexe2

1 - Stratégies de fonctionnement d'une éolienne

1-1 Bilan des forces sur une pale

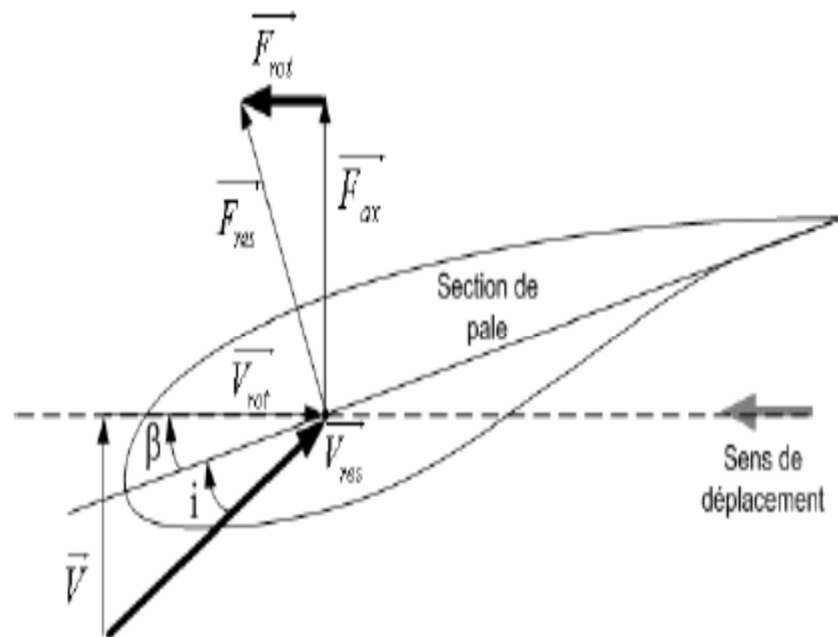


Fig.1.1 : Bilan des forces sur une pale

Fig.1.1 représente la section longitudinale d'une pale d'aérogénérateur. La vitesse du vent arrivant face à cette pale, est représenté par le vecteur \vec{V} . Le vecteur \vec{V}_{rot} représente la composante de vent due à la rotation de l'aérogénérateur. La résultante de ces deux vecteurs est appelée \vec{V}_{res} . L'action du vent sur la pale produit une force \vec{F}_{res} qui se décompose en une poussée axiale \vec{F}_{ax} directement compensée par la résistance mécanique du mat et une poussée en direction de la rotation \vec{F}_{rot} qui produit effectivement le déplacement. Chaque turbine éolienne est ainsi dimensionnée pour que cette force atteigne sa valeur nominale pour une vitesse de vent nominale donnée. Lorsque la vitesse de vent devient trop élevée ou si la génératrice nécessite une vitesse de rotation fixe, la puissance extraite par l'éolienne doit être annulée ou limitée à sa valeur nominale.

2- Systèmes de régulation de la vitesse de rotation de l'éolienne

2- 1 Système à décrochage aérodynamique "stall"

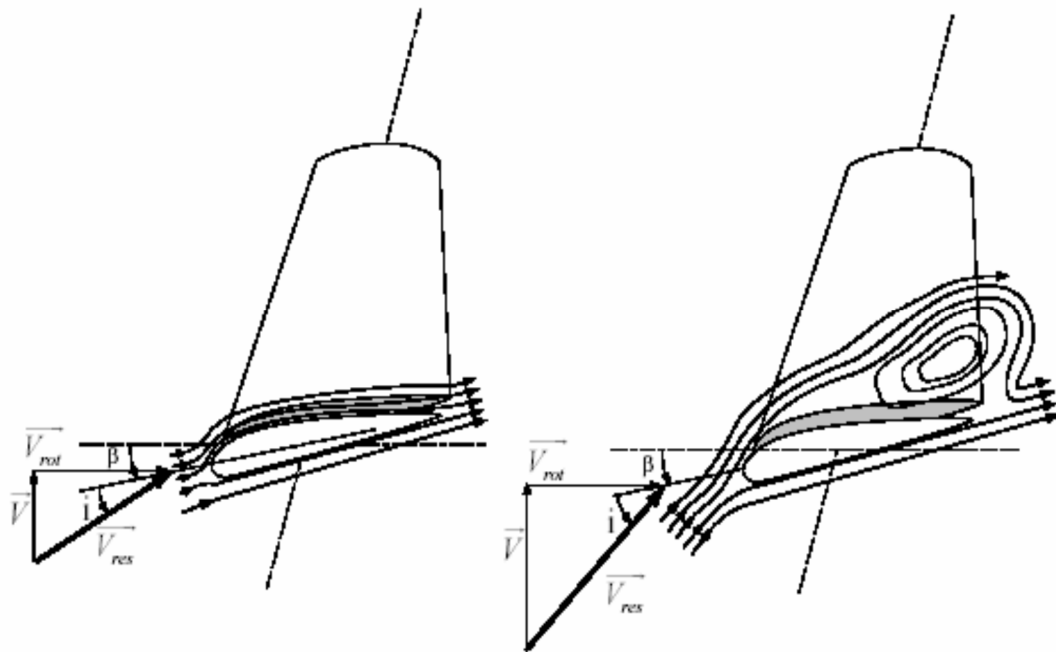


Fig. 1-2 : Flux d'air sur un profil de pale " stall "

La plupart des éoliennes connectées au réseau électrique nécessitent une vitesse de rotation fixe pour des raisons de cohérence de fréquence avec le réseau. Le système de limitation de vitesse le plus simple et le moins coûteux est un système de limitation naturelle (intrinsèque à la forme de la pale) dit "stall". Il utilise le phénomène de décrochage aérodynamique. Lorsque l'angle d'incidence i devient important, c'est à dire lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale V_n , l'aspiration créée par le profil de la pale n'est plus optimale ce qui entraîne des turbulences à la surface de la pale (Figure 1-2) et par conséquent une baisse du Coefficient de puissance. Ceci empêche alors une augmentation de la vitesse de rotation. Ce système est simple et relativement

fiable mais il manque de précision car il dépend de la masse volumique de l'air et de la rugosité des pales donc de leur état de propreté. Il peut, dans certains cas, être amélioré en autorisant une légère rotation de la pale sur elle-même (système "stall actif") permettant ainsi de maximiser l'énergie captée pour les faibles vitesses de vent. Pour les fortes vitesses de vent, la pale est inclinée de façon à diminuer l'angle de calage β et renforcer ainsi l'effet "stall" de la pale. La répercussion des variations de vitesse de vent sur le couple mécanique fournie par l'éolienne est ainsi moins importante .

2-2 Système d'orientation des pales "pitch"

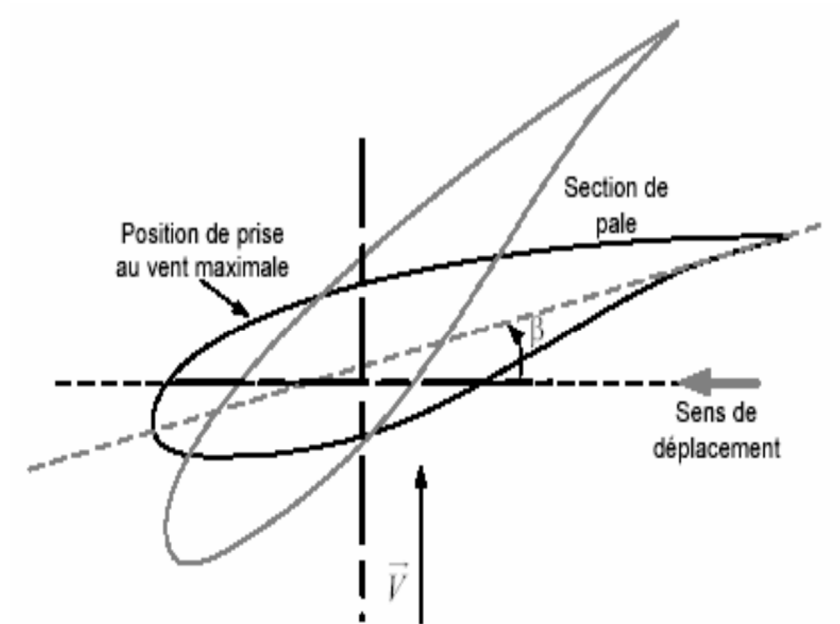


Fig.1.3 : Variation de l'angle de calage d'une pale

Résumé –

L'eau est une source vitale de l'humanité, de multiples usages font appel à ce milieu complexe. La croissance démographique et l'évaporation des eaux de surface conduisent aujourd'hui à une situation alarmante ce qui incite à profiter autant que possible des eaux souterraines.

Notre étude présente un système de pompage éolien électrique. Les résultats de cette étude préliminaire sur l'utilisation de l'énergie éolienne pour le pompage de l'eau appliquée sur site isolé à la région d'Adrar présenté. Les quantités d'eau moyennes fournies par aérogénérateurs basé sur (GSAP) de petites puissances. L'objectif de notre étude est de déterminer les facteurs permettant l'amélioration du rendement de système d'irrigation traditionnelle (foggara) notre système en se basant sur les données caractéristiques de site, vitesses de vent disponibles et caractéristiques des forages ainsi que sur les caractéristiques de production de l'aérogénérateur.

Mots clés : Aérogénérateur, pompage éolien, vitesse du vent, débit journalier –foggara - Générateurs synchrone à aimants permanents - Modélisation - MLI vectorielle