

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة أبي بكر بلقايد - تلمسان

Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen –

Faculté de TECHNOLOGIE



MÉMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER**

En : Génie Mécanique

Spécialité : Énergie Renouvelable en Mécanique

Par :

M. SELLALI Sidi Mohammed El Amine

&

M. HAMLIL Nour Eddine Soufyane

Sujet

Dimensionnement d'une installation éolienne pour le pompage agricole dans une zone saharienne

Soutenu publiquement, le 28/06 /2022, devant le jury composé de :

M. KORTI Abdel Illah Nabil	Professeur	Université de Tlemcen	Président
M. ZINAI Abdelhadi	MCA	Université de Tlemcen	Examineur
M. BENMANSOUR Abdelhalim	Professeur	Université de Tlemcen	Encadreur
M. SELADJI Chakib	Professeur	Université de Tlemcen	Co-Encadreur

Année universitaire : 2021 /2022

Dédicaces

Tous les mots ne sauraient exprimer la gratitude, l'amour, le respect, la reconnaissance, c'est tout simplement que : nous dédions cette thèse de Master à nos chers parents. Aucune dédicace ne saurait exprimer notre respect, notre amour éternel et notre considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour notre instruction et notre bien-être. Nous vous remercions pour tout le soutien et l'amour que vous nous portez depuis notre enfance et nous espérons que votre bénédiction nous accompagnera toujours. À nos chers frères et sœurs, pour leur soutien et leurs encouragements. À tous nos amis et camarades de notre promotion. À toute la famille pour son soutien tout au long de notre parcours universitaire. À tous nos enseignants depuis notre première année d'études. À tous ceux qui nous sont chers et que nous avons omis de citer.

Sellali Sidi Mohammed El Amine

Hamid Noureddine Soufyane

Remerciements

Avant tout, le grand et le vrai merci à Allah qui nous a donné la volonté et le courage pour la réalisation de ce travail.

En second lieu, nous tenons exprimer notre reconnaissance à Messieurs les professeurs Benmansour Abdelhalim et M. Seladji Phakib pour avoir accepté de nous encadrer dans cette étude. Nous les remercions pour leur disponibilité, leur encadrement et leurs encouragements tout au long de ce travail.

Notre remerciement à

M. Korty Abdel Illah Nabil à d'avoir accepté d'examiner notre travail au sein du jury de soutenance. Nos Vifs remerciements à M. Boudia Sidi Mohammed et Mlle. Allali Malika pour leurs précieux conseils méthodologiques et d'avoir eu la patience de répondre à nos innombrables questions et leurs encadrements durant notre stage au CDER et URER.MS. Enfin, nous adressons nos plus sincères remerciements à nos familles pour leur amour, leurs conseils ainsi que leur soutien inconditionnel, à la fois moral et économique qui nous ont accompagnés, aidés, soutenus et encouragés tout au long de la réalisation de ce mémoire.

Résumé

Plus d'énergie signifie la rapidité, la qualité et la facilité de faire et de fabriquer n'importe quel produit ou de fournir n'importe quel type de service. Plus la population augmente et la technologie progresse, plus les besoins en énergie augmentent. Ceci, devient un problème particulier lorsque nous parlons du changement climatique et de la pollution. Dans ce cas, les énergies renouvelables peuvent être la clé pour satisfaire nos besoins en énergie et protéger notre environnement. L'utilisation des énergies renouvelables dans l'agriculture devient de plus en plus prometteuse mais il reste encore des obstacles à surmonter. Notre sujet traitera de l'utilisation de l'énergie éolienne pour l'irrigation des zones agricoles loin du réseau électrique et particulièrement au Sahara en Algérie. Avec un tel process, nous relevons le défi de la pollution, du changement climatique, de la désertification et nous pourrions atteindre la sécurité alimentaire.

Abstract

More energy means the speed, quality and ease of making and manufacturing any product or providing any type of service, the more technology advances, the more energy needs increase, which is a particular problem when we talk about climate change and pollution, in this case renewable energy can be the key to satisfying our energy needs and protecting our environment, the use of renewable energy in agriculture is becoming more and more promising, but there are still obstacles to overcome. our subject will deal with the use of wind energy for the irrigation of Saharan agricultural areas in algeria, this is how we take up the challenge against pollution, climate change, desertification and to achieve food security

ملخص

المزيد من الطاقة يعني السرعة والجودة والسهولة في صنع وتصنيع أي منتج أو تقديم أي نوع من الخدمات، فكلما زاد التقدم التكنولوجي، زادت احتياجات الطاقة، وهي مشكلة خاصة عندما نتحدث عن تغير المناخ والتلوث، في هذه الحالة يمكن أن تكون الطاقة المتجددة هي المفتاح لتلبية احتياجاتنا من الطاقة وحماية بيئتنا، وأصبح استخدام الطاقة المتجددة في الزراعة واعدًا أكثر فأكثر، ولكن لا تزال هناك عقبات يجب التغلب عليها. سيتناول موضوعنا استخدام طاقة الرياح لري المناطق الزراعية الصحراوية في الجزائر، هكذا نتصدى للتحدي ضد التلوث وتغير المناخ والتصحر وتحقيق الأمن الغذائي

Table des matières

Introduction générale	1
I. Chapitre : Étude de potentiel énergétique renouvelable algérien et particulièrement éolien	2
I.1 Introduction.....	3
I.2 Énergie solaire	3
I.2.1 Photovoltaïque.....	3
I.2.2 Énergie solaire thermique.....	4
I.2.3 Source énergie solaire	5
I.3 Énergie géothermique.....	8
I.3.1 Ressource géothermique	9
I.4 Énergie hydraulique	11
I.4.1 Ressource hydraulique	12
I.5 Énergie biomasse	13
I.5.1 Ressources biomasse.....	13
I.6 Énergie éolienne	15
I.7 Vitesse et énergie du vent.....	15
I.7.1 Relations de la vitesse et la puissance.....	15
I.7.2 Puissance extraite du vent	16
I.7.3 Zone de balayage du rotor.....	18
I.7.4 Densité de l'air	19
I.7.5 Modèle de vents globaux.....	19
I.7.6 Distribution de la vitesse de vent.....	21
I.7.7 Prédiction de la vitesse de vent.....	28
I.7.8 Cartes des ressource éoliennes	28
I.8 Conclusion	30
II. Chapitre : Étude du potentiel agricole	31
II.1 Introduction.....	32
II.2 Définition de l'agriculture :.....	32
II.3 Production agricole en Algérie.....	33
II.3.1 Potentiel du secteur agricole en Algérie.....	33
II.3.2 Production agricole en Algérie.....	34
II.4 Agriculture à Adrar.....	37
II.4.1 Présentation de La wilaya d'Adrar	37
II.4.2 Secteur agricole d'Adrar	38

II.5	Nappe albienne et l'eau souterraine.....	39
II.5.1	Nappe du Continental Intercalaire (CI) ou Albienne.....	39
II.5.2	Complexe Terminal :	39
II.6	Conclusion.....	40
III.	Chapitre : Étude de la machine éolienne	41
III.1	Introduction.....	42
III.2	Composants du système	44
III.2.1	Tour éolienne.....	44
III.2.2	Turbine éolienne	47
III.2.3	Pales	48
III.3	Contrôle de vitesse.....	49
III.4	Puissance, vitesse et TSR.....	52
III.5	Capture d'énergie maximale	54
III.6	Fonctionnement a puissance maximale.....	55
III.6.1	Schéma constant-TSR.....	56
III.6.2	Schéma de suivi de la puissance de crête.....	56
III.7	Compromis de conception de système	57
III.7.1	Tours de l'éolienne et espacement.....	58
III.7.2	Nombre de pales	59
III.7.3	Rotor face au vent ou derrière le vent (upnwid ou downwind).....	60
III.7.4	Axe horizontal et axe vertical.....	60
III.8	Exigence de contrôle du système	61
III.8.1	Contrôle de vitesse.....	61
III.8.2	Contrôle du taux	62
III.9	Conclusion	63
IV.	Chapitre : Étude de cas – Zone Adrar	64
IV.1	Introduction.....	65
IV.2	Choix de terrain et type de culture	65
IV.2.1	Choix de terrain	65
IV.2.2	Étude de ressources en eau.....	66
IV.2.3	Choix de la culture.....	67
IV.2.4	La serre.....	70
IV.3	Irrigation goutte à goutte	70
IV.3.1	Dimensionnement des ouvrages d'irrigation.....	71
IV.3.2	Système d'irrigation.....	73

IV.4	Étude de la pompe	82
IV.4.1	Première méthode	82
IV.4.2	Deuxième méthode :	84
IV.4.3	Description de pompe E6X30 :	86
IV.5	Étude du gisement éolien.....	88
IV.5.1	Logiciel WAsP	88
IV.5.2	Insertion des données	88
IV.5.3	Résultats	90
IV.5.4	Discussion et interprétation des résultats	93
IV.6	Choix de model de l'éolien	95
IV.6.1	Model de l'éolien.....	95
IV.6.2	Fiche technique de model FD5-5 :.....	96
IV.6.3	Simulation de l'éolienne	97
IV.6.4	Discussion des résultats.....	97
IV.7	Installation du circuit électrique de l'éolienne	100
IV.7.1	Calcul du bilan énergétique.....	100
IV.8	Étude technicoéconomique.....	102
IV.8.1	Coût de l'installation éolienne.....	102
IV.8.2	Coût de l'exploitation et du branchement au réseau électrique.....	102
IV.9	Conclusion	104
	Conclusion général.....	105
	Références bibliographiques.....	107

Table des figures

Figure I.1 Schéma et fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [2].....	4
Figure I.2 Schéma d'une centrale à haute température [3]	4
Figure I.3 Concentrateur solaire parabolique [4].....	5
Figure I.4 Schéma d'un chauffe-eau solaire [6].....	5
Figure I.5 rayonnements solaires en hiver [8] Figure I.6 rayonnements solaires en été [8]	7
Figure I.7 Statistique mondiale d'énergie solaire [9].....	7
Figure I.8 Statistique nationale d'énergie solaire [9].....	7
Figure I.9 Utilisation des eaux thermales Dans la Production d'électricité [10].....	9
Figure I.10 cartographie des Ressource géothermique en Algérie [8].....	10
Figure I.11 Statistiques mondiales d'énergie géothermique [9].....	10
Figure I.12 Statistiques mondiales d'énergie hydraulique [9].....	12
Figure I.13 Statistique nationale d'énergie hydraulique [9].....	12
Figure I.14 Potentiel biomasse en Algérie [8].....	14
Figure I.15 Statistique mondiale d'énergie biomasse [9].....	14
Figure I.16 éolienne à axe horizontal et à axe vertical [44]	15
Figure I.17 L'efficacité du rotor par rapport au rapport V_0/V	18
Figure I.18 Gill Instruments [45].....	20
Figure I.19 Fonction de distribution de probabilité de Weibull avec le paramètre d'échelle $c = 10$ et les paramètres de forme $k = 1, 2$ et 3	23
Figure I.20 Distribution de probabilité de Weibull avec le paramètre de forme $k = 2$ et les paramètres d'échelle allant de $3,6$ à $7,2$ m/s	23
Figure I.21 Variations de la vitesse du vent avec la hauteur sur différents terrains.	27
Figure I.22 Carte de la vitesse de vent en Algérie [8].....	29
Figure I.23 carte de la vitesse de vent des différents Willaya [8].....	29
Figure II.1 Adrar.....	37
Figure II.2 La nappe du Continental Intercalaire (CI) ou Albienne [47].....	39
Figure III.1 Parc éolien et centre de contrôle [31]	43
Figure III.2 Détails de la nacelle de l'éolienne Nordex N80 2,5 MW [32].....	44
Figure III.3 les hauteurs des tours d'éoliennes de différentes tailles [33].....	45
Figure III.4 une éolienne Nordex N80 de 2,5 MW et les dimensions de la tour avec les spécifications [32].....	46
Figure III.5 Méthodes de contrôle de vitesse utilisées dans les petites et moyennes turbines [23].....	50
Figure III.6 Couple de l'éolienne en fonction de la caractéristique de vitesse du rotor à deux vitesses de vent, V_1 et V_2 . [23].....	52
Figure III.7 Puissance de l'éolienne en fonction de la caractéristique de vitesse du rotor à deux vitesses de vent, V_1 et V_2 [23].....	53
Figure III.8 Efficacité du rotor et production d'énergie annuelle par rapport au TSR du rotor [23].....	53
Figure III.9 Fonctionnement à puissance maximale en utilisant le schéma de contrôle de la vitesse de pointe du rotor [23].	56

Figure III.10 Fonctionnement à puissance maximale à l'aide d'un schéma de contrôle de puissance [23].	57
Figure III.11 Cinq régions de contrôle de la vitesse de la turbine [23].	61
Figure IV.1 Le terrain d'étude.	65
Figure IV.2 La répartition des puits dans la willaya d'Adrar.	66
Figure IV.3 Le niveau statique d'eau dans chaque région de la willaya.	67
Figure IV.4 Histogramme des besoins en eau de la tomate [30].	69
Figure IV.5 La serre.	70
Figure IV.6 Epanet.	74
Figure IV.7 Système d'irrigation à l'intérieur de la serre.	76
Figure IV.8 Système d'irrigation.	77
Figure IV.9 La pression dans chaque nœud et le coefficient de pertes à chaque tuyau.	78
Figure IV.10 Le débit souhaité et la vitesse d'écoulement.	79
Figure IV.11 Le débit dans chaque tuyau et la pression.	80
Figure IV.12 Le débit et la pression à la fin de système.	81
Figure IV.13 Le débit souhaité et la vitesse d'écoulement à la fin de système.	81
Figure IV.14 Le coefficient de pertes et la pression à la fin du système.	81
Figure IV.15 Schéma synoptique du système de puisage et de stockage de l'eau.	82
Figure IV.16 schéma de pompe.	85
Figure IV.17 les propriétés physiques de l'eau souterraine.	85
Figure IV.18 HMT, NPSH, le rendement et la puissance absorbée en fonction de débit.	86
Figure IV.19 les dimensions de model E6X30.	87
Figure IV.20 Logiciel WAsP.	88
Figure IV.21 Les entrée de WAsP.	88
Figure IV.22 Région d'étude.	89
Figure IV.23 Carte topographique (A) et carte de rugosité (B) de la région d'ADRAR (avec l'logiciel WAsP).	90
Figure IV.24 Cartes de l'altitude de la région étudiée.	91
Figure IV.25 Les valeur de la rugosité et la carte de variation de la rugosité.	91
Figure IV.26 L'effectivité de la rugosité, les obstacles, et l'orographique sur la vitesse du vent.	92
Figure IV.27 Effectivité des constructions civiles et l'effet orographique sur la direction du vent.	92
Figure IV.28 Cartes de facteur d'échelle (c) et de forme (k) de Weibull.	93
Figure IV.29 Vitesse et Densité du vent.	94
Figure IV.30 Le model FD5-5.	95
Figure IV.31 Démontions de model FD5-5 (mm).	96
Figure IV.32 Localisation de l'éolien.	97
Figure IV.33 densité d'énergie on fonction de la direction géographique dans la région de Adrar (rose des vents).	98
Figure IV.34 densité de l'énergie par la surface de balayage on fonction de la vitesse du vent.	98
Figure IV.35 Fréquence du rotor on fonction de la vitesse du vent dans la région de Adrar.	99
Figure IV.36 AEP on fonction de la vitesse du vent dans la région de Adrar.	99
Figure IV.37 Schéma général de raccordement de la partie électrique.	100
Figure IV.38 Diagramme de billon énergétique de système.	101

Table des tableaux

Tableau I.1 Coefficient de frottement α de divers terrains	27
Tableau II.1 La superficie plantée en légumes et leurs types au cours de la période 2006-2016 (l'unité est de mille hectares) [25]	35
Tableau II.2 Superficie cultivée et quantité de production pour l'année 2019 [26]	38
Tableau II.3 Répartition des zones agricoles les plus importantes de Adrar [26].....	39
Tableau III.1 Principaux fournisseurs mondiaux d'éoliennes en 2021 [34]	47
Tableau III.2 Les avantages de système a vitesse fixe et vitesse variable.....	55
Tableau IV.1 Fiche technique de la pompe.....	87
Tableau IV.2 Fiche technique de model FD5-5	96
Tableau IV.3 Coût de l'installation éolienne	102
Tableau IV.4 Coût de l'installation éolienne	102
Tableau IV.5 Tarif de branchement au réseau électrique	103

Introduction générale

D'après ce que nous voyons lors des événements récents, la guerre entre la Russie et l'Ukraine, et les conflits entre la Russie et l'Union européenne, en plus des États-Unis d'Amérique, ainsi que le réchauffement climatique, les experts prédisent une crise énergétique et alimentaire mondiale qui pourrait affecter tous les pays du monde sans exception.

L'Algérie est tenue de faire une révolution agricole et d'atteindre l'autosuffisance dans toutes les matières premières, en particulier celles de grande consommation, qui ont été par le passé l'un des plus importants greniers financiers du continent européen.

Et l'une des solutions les plus importantes vers lesquelles l'Algérie peut se tourner est le Grand Sud car il dispose d'un énorme stock de ressources en eaux souterraines et de vastes terres.

Cependant, l'une des raisons les plus importantes qui empêche cela est l'éloignement de nombreuses zones du réseau électrique. Pour une surface supérieure à 2 millions de kilomètres carrés, les connecter complètement à l'électricité est un défi difficile, en particulier les coûts élevés et le terrain difficile dans de nombreuses zones désertiques.

À travers l'étude que nous abordons dans ce mémoire, nous essayons de proposer une des solutions possibles et alternatives pour connecter les zones agricoles isolées à l'électricité par les éoliennes. Celle-ci est renouvelable et respectueuse de l'environnement.

Le premier chapitre a passé en revue les énergies renouvelables les plus importantes et leurs sources, en se concentrant sur l'énergie éolienne en particulier et le gisement éolien algérien pour connaître le potentiel des sites.

Le deuxième chapitre a été consacré aux potentialités agricoles et aux statistiques des terres arables et des ressources en eau de l'Algérie en général et de Adrar en particulier.

Le troisième chapitre a été consacré à la machine éolienne.

Dans le quatrième chapitre, nous avons défini la zone d'étude ainsi que la culture choisie et ses besoins en eau. Nous avons aussi étudié le niveau de la nappe phréatique dans la zone d'Adrar, puis nous avons conçu, étudié et dimensionné le système d'irrigation goutte à goutte basé sur la gravité à travers un réservoir d'eau. Ceci pour des serres de tomates.

Au final, nous avons fait une étude technicoéconomique pour comparer l'énergie éolienne au raccordement au réseau Sonelgaz.

I. Chapitre : Étude de potentiel énergétique renouvelable algérien et particulièrement éolien

I.1 Introduction

À la lumière des conditions actuelles de changement climatique, de réchauffement climatique, de prédiction de la fin des énergies fossiles et de restriction du recours aux réacteurs nucléaires en raison de leur dangerosité et de leurs dommages environnementaux, le monde se trouve dans l'impératif d'abandonner progressivement les énergies traditionnelles et de se diriger vers les énergies renouvelables.

Pour cette raison, l'Algérie a élaboré un programme pour les 15 prochaines années qui repose sur l'intégration de 1 000 mégawatts chaque année d'énergies renouvelables, principalement l'énergie solaire et éolienne.

I.2 Énergie solaire

I.2.1 Photovoltaïque

Le photovoltaïque est une forme de technologie solaire active qui a été découverte en 1839 par le physicien français de 19 ans Alexandre-Edmond Becquerel. Becquerel a découvert que lorsqu'il plaçait du chlorure d'argent dans une solution acide et l'exposait à la lumière du soleil, les électrodes de platine qui y étaient attachées généraient un courant électrique. Ce processus de production d'électricité directement à partir du rayonnement solaire est appelé l'effet photovoltaïque ou photovoltaïque.

Aujourd'hui, le photovoltaïque est probablement le moyen le plus connu d'exploitation l'énergie solaire. Les panneaux photovoltaïques impliquent généralement des panneaux solaires, un ensemble de dizaines voire de centaines de cellules solaires.

Chaque cellule solaire contient un semi-conducteur, généralement en silicium. Lorsque le semi-conducteur absorbe la lumière du soleil, il libère des électrons. Un champ électrique dirige ces électrons libres dans un courant électrique circulant dans une direction. Les contacts métalliques en haut et en bas d'une cellule solaire dirigent ce courant vers un objet externe.

Des centrales photovoltaïques ont été construites partout dans le monde. Ces centrales émettent des centaines de mégawatts d'électricité, utilisés pour alimenter les maisons, les entreprises, les écoles et les hôpitaux.

La technologie photovoltaïque peut également être installée à plus petite échelle. Des panneaux solaires et des cellules peuvent être fixés sur les toits ou les murs extérieurs des bâtiments, fournissant de l'électricité à la structure. Ils peuvent être placés le long des routes pour éclairer les autoroutes [1].

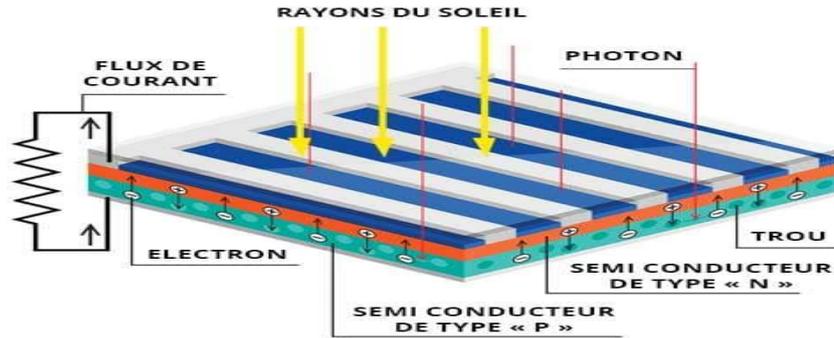


Figure I.1 Schéma et fonctionnement d'une cellule photovoltaïque [2]

I.2.2 Énergie solaire thermique

L'énergie solaire thermique consiste en la transformation de l'énergie solaire en énergie thermique. C'est une forme d'énergie renouvelable, durable et respectueuse de l'environnement.

Cette façon de générer de l'énergie peut être appliquée dans les maisons et les petites installations, ainsi que dans les grandes centrales électriques.

Il existe trois utilisations principales des systèmes solaires thermiques :

Production d'électricité

Énergie thermique par fluide chauffant

L'énergie mécanique à l'aide d'un moteur Stirling.

Il existe trois types de technologies solaires thermiques :

Les centrales à haute température sont utilisées pour produire de l'électricité fonctionnant à des températures supérieures à 500 °C (773 kelvins).

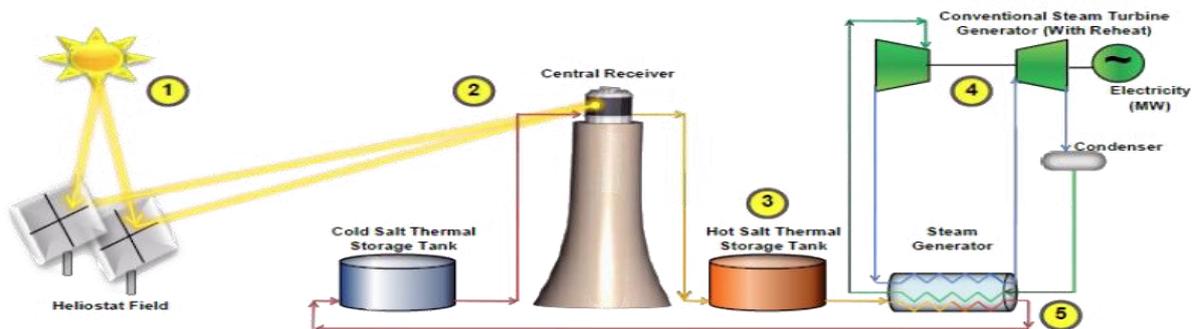


Figure I.2 Schéma d'une centrale à haute température [3]

Les installations à moyenne température fonctionnent avec des températures comprises entre 100 et 300 degrés Celsius.

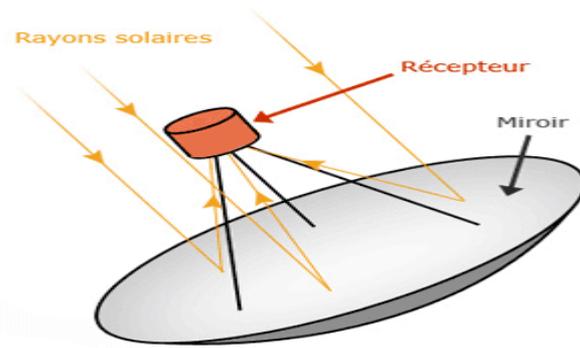


Figure I.3 Concentrateur solaire parabolique [4]

Les installations à basse température sont couramment utilisées dans les habitations. Ils fonctionnent avec des températures inférieures à 65 degrés Celsius [5].

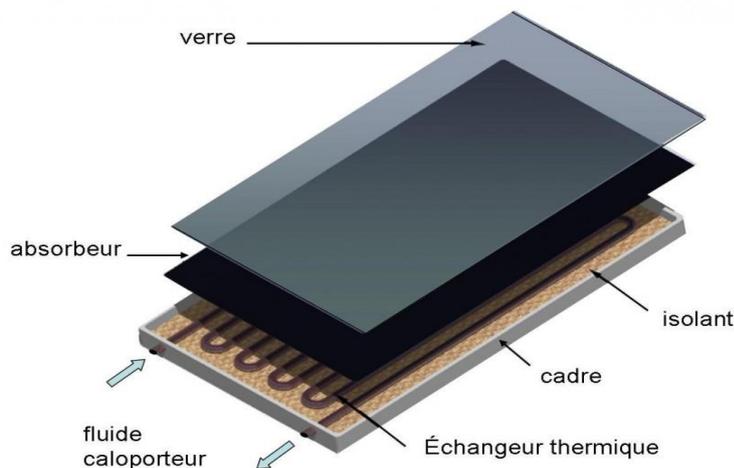


Figure I.4 Schéma d'un chauffe-eau solaire [6]

I.2.3 Source énergie solaire

Le rayonnement solaire, souvent appelé la lumière solaire ou l'irradiation solaire, est un terme général désignant le rayonnement électromagnétique émis par le soleil. Le rayonnement solaire peut être capté et transformé en formes d'énergie utiles, telles que la chaleur et l'électricité, à l'aide de diverses technologies. Cependant, la faisabilité technique et le fonctionnement économique de ces technologies à un endroit précis dépendent de la ressource solaire disponible.

Chaque endroit sur Terre reçoit la lumière du soleil. La quantité de rayonnement solaire qui atteint un point quelconque de la surface de la Terre varie selon :

- Position géographique
- Moment de la journée

Étude du potentiel énergétique renouvelable algérien et particulièrement éolien

- Saison
- Paysage local
- La météo locale.

Parce que la Terre est ronde, le soleil frappe la surface à différents angles, allant de 0° (juste au-dessus de l'horizon) à 90° (directement au-dessus). Lorsque les rayons du soleil sont verticaux, la surface de la Terre reçoit toute l'énergie possible. Plus les rayons du soleil sont obliques, plus ils voyagent longtemps dans l'atmosphère, devenant plus dispersés et diffus.

La rotation de la Terre est responsable des variations horaires de l'ensoleillement. Au petit matin et en fin d'après-midi, le soleil est bas dans le ciel. Ses rayons voyagent plus loin dans l'atmosphère qu'à midi, lorsque le soleil est à son point culminant. Par temps clair, la plus grande quantité d'énergie solaire atteint un capteur solaire vers midi solaire.

Lorsque la lumière du soleil traverse l'atmosphère, une partie de celle-ci est absorbée, diffusée et réfléchi par :

- Molécules d'air
- Vapeur d'eau
- Des nuages
- Poussière
- Polluants

C'est ce qu'on appelle le rayonnement solaire diffus. Le rayonnement solaire qui atteint la surface de la Terre sans être diffusé est appelé rayonnement solaire à faisceau direct. La somme du rayonnement solaire diffus et direct est appelée rayonnement solaire global. Les conditions atmosphériques peuvent réduire le rayonnement direct du faisceau de 10 % les jours clairs et secs et de 100 % les jours épais et nuageux.

Les scientifiques mesurent la quantité de lumière solaire tombant sur des endroits spécifiques à différents moments de l'année. Ils estiment ensuite la quantité de lumière solaire tombant sur des régions à la même latitude avec des climats similaires. Les mesures de l'énergie solaire sont généralement exprimées en tant que rayonnement total sur une surface horizontale ou en tant que rayonnement total sur une surface suivant le soleil. Les données de rayonnement pour les systèmes électriques solaires (photovoltaïques) sont souvent représentées en kilowattheures par mètre carré (kWh/m²). Les estimations directes de l'énergie solaire peuvent également être exprimées en watts par mètre carré (W/m²) [7].

Étude du potentiel énergétique renouvelable algérien et particulièrement éolien

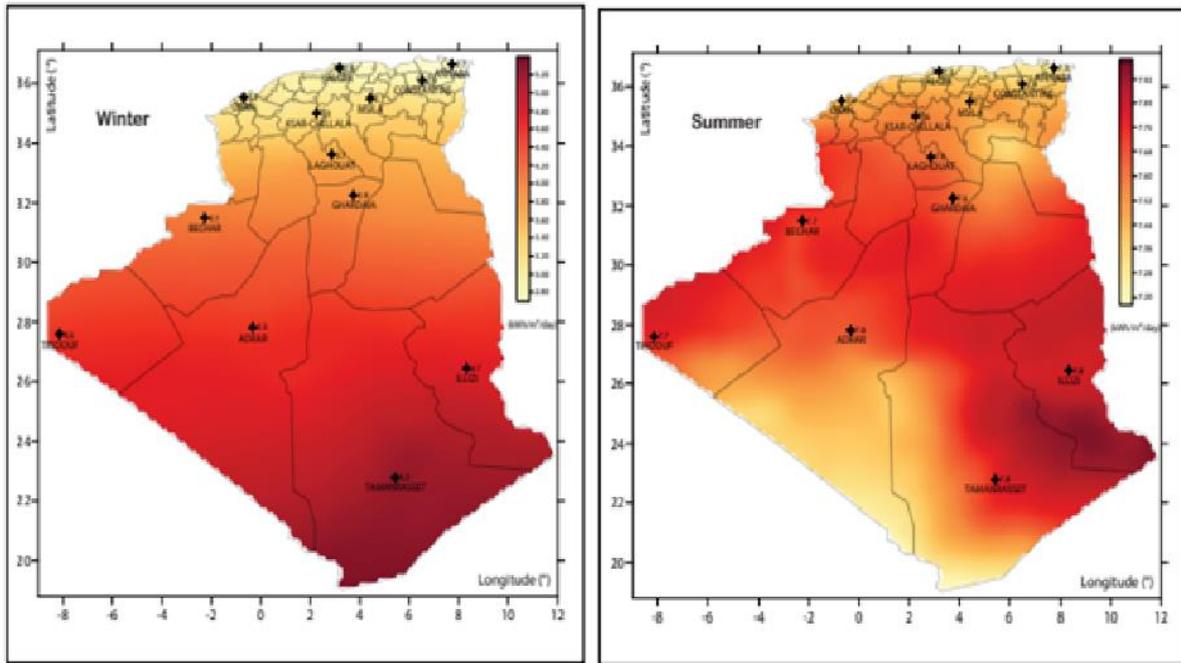


Figure I.5 rayonnements solaires en hiver [8] Figure I.6 rayonnements solaires en été [8]

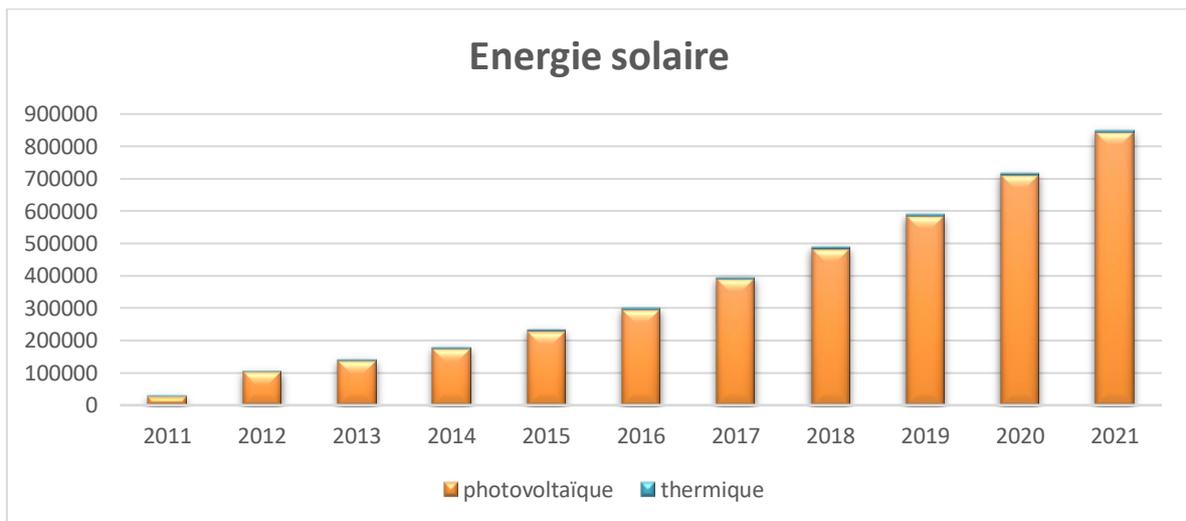


Figure I.7 Statistique mondiale d'énergie solaire [9]

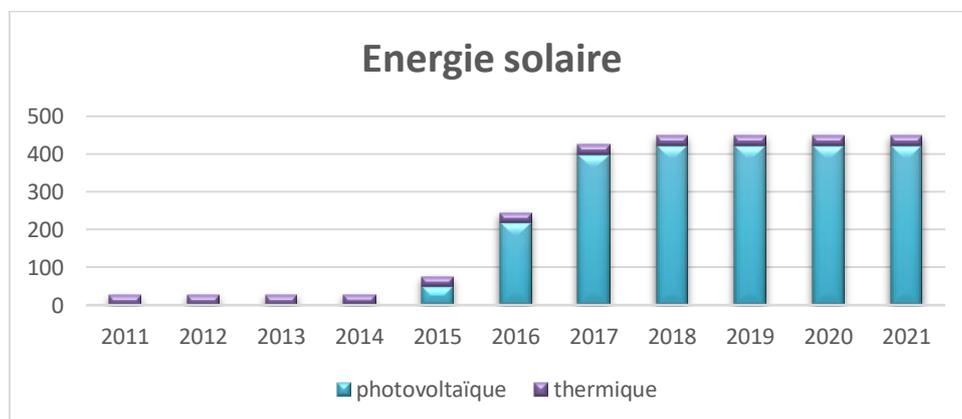


Figure I.8 Statistique nationale d'énergie solaire [9]

I.3 Énergie géothermique

L'énergie géothermique est la chaleur dérivée dans le sous-sol de la terre. L'eau et/ou la vapeur transporte l'énergie géothermique jusqu'à la surface de la Terre. Selon ses caractéristiques, l'énergie géothermique peut être utilisée à des fins de chauffage et de refroidissement ou être exploitée pour produire de l'électricité propre. Or, pour l'électricité, il faut des moyens de production à haute ou moyenne température, généralement situés à proximité des régions tectoniquement actives.

Cette source renouvelable clé couvre une part importante de la demande d'électricité dans des pays comme l'Islande, El Salvador, la Nouvelle-Zélande, le Kenya et les Philippines et plus de 90 % de la demande de chauffage en Islande. Les principaux avantages sont qu'il ne dépend pas des conditions météorologiques et qu'il a des facteurs de capacité très élevés ; Pour ces raisons, les centrales géothermiques sont capables de fournir de l'électricité de base, ainsi que de fournir des services auxiliaires pour une flexibilité à court et à long terme dans certains cas.

Il existe différentes technologies géothermiques avec des niveaux de maturité distincts. Les technologies pour des utilisations directes telles que le chauffage urbain, les pompes à chaleur géothermiques, les serres et pour d'autres applications sont largement utilisées et peuvent être considérées comme matures. La technologie de production d'électricité à partir de réservoirs hydrothermaux à haute perméabilité naturelle est également mature et fiable, et fonctionne depuis 1913. De nombreuses centrales électriques en fonctionnement aujourd'hui sont des centrales à vapeur sèche ou des centrales flash (simples, doubles et triples) exploitant des températures de plus de 180°C. Cependant, les champs de moyenne température sont de plus en plus utilisés pour la production d'électricité ou pour la production combinée de chaleur et d'électricité grâce au développement de la technologie du cycle binaire, dans laquelle le fluide géothermique est utilisé via des échangeurs de chaleur pour chauffer un fluide de procédé en boucle fermée. De plus, de nouvelles technologies sont développées comme les systèmes géothermiques améliorés (EGS), qui sont au stade de démonstration.

Pour promouvoir un développement plus large de l'énergie géothermique, l'IRENA coordonne et facilite le travail de l'Alliance géothermique mondiale (GGA) - une plate-forme pour un dialogue et un partage des connaissances améliorés pour une action coordonnée visant à augmenter la part de la production d'électricité et de chaleur géothermique installée dans le monde [10][11].

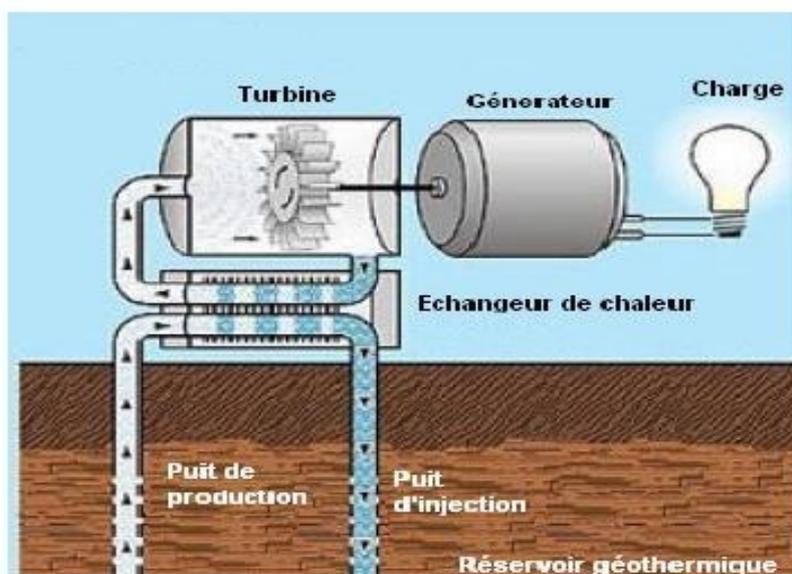


Figure 1.9 Utilisation des eaux thermales Dans la Production d'électricité [10]

I.3.1 Ressource géothermique

L'énergie géothermique est la chaleur dans la terre. Le mot géothermique vient des mots grecs geo (terre) et therme (chaleur). L'énergie géothermique est une source d'énergie renouvelable car la chaleur est continuellement produite à l'intérieur de la terre.

La lente désintégration des particules radioactives dans le noyau terrestre, un processus qui se produit dans toutes les roches, produit de l'énergie géothermique.

La terre a quatre parties ou couches principales :

Un noyau interne de fer solide d'environ 2415 km de diamètre

Un noyau externe de roche fondue chaude appelée magma d'environ 2415 km d'épaisseur.

Un manteau de magma et de roche entourant le noyau externe d'environ 2300 km d'épaisseur

Une croûte de roche solide qui forme les continents et les fonds océaniques qui mesure de 24 à 56km d'épaisseur sous les continents et de 4,5 à 8 km d'épaisseur sous les océans

Les scientifiques ont découvert que la température du noyau interne de la Terre est d'environ 5982°C, ce qui est aussi chaud que la surface du soleil. Les températures dans le manteau varient d'environ 200 °C à la limite supérieure avec la croûte terrestre à environ 4000 °C à la limite manteau-noyau.

La croûte terrestre est brisée en morceaux appelés plaques tectoniques. Le magma se rapproche de la surface de la terre près des bords de ces plaques, où se trouvent de nombreux volcans. La lave qui jaillit des volcans est en partie du magma. Les roches et l'eau absorbent la chaleur du magma en profondeur. Les roches et l'eau trouvées plus profondément sous terre ont les températures les plus élevées [12].

Étude du potentiel énergétique renouvelable algérien et particulièrement éolien

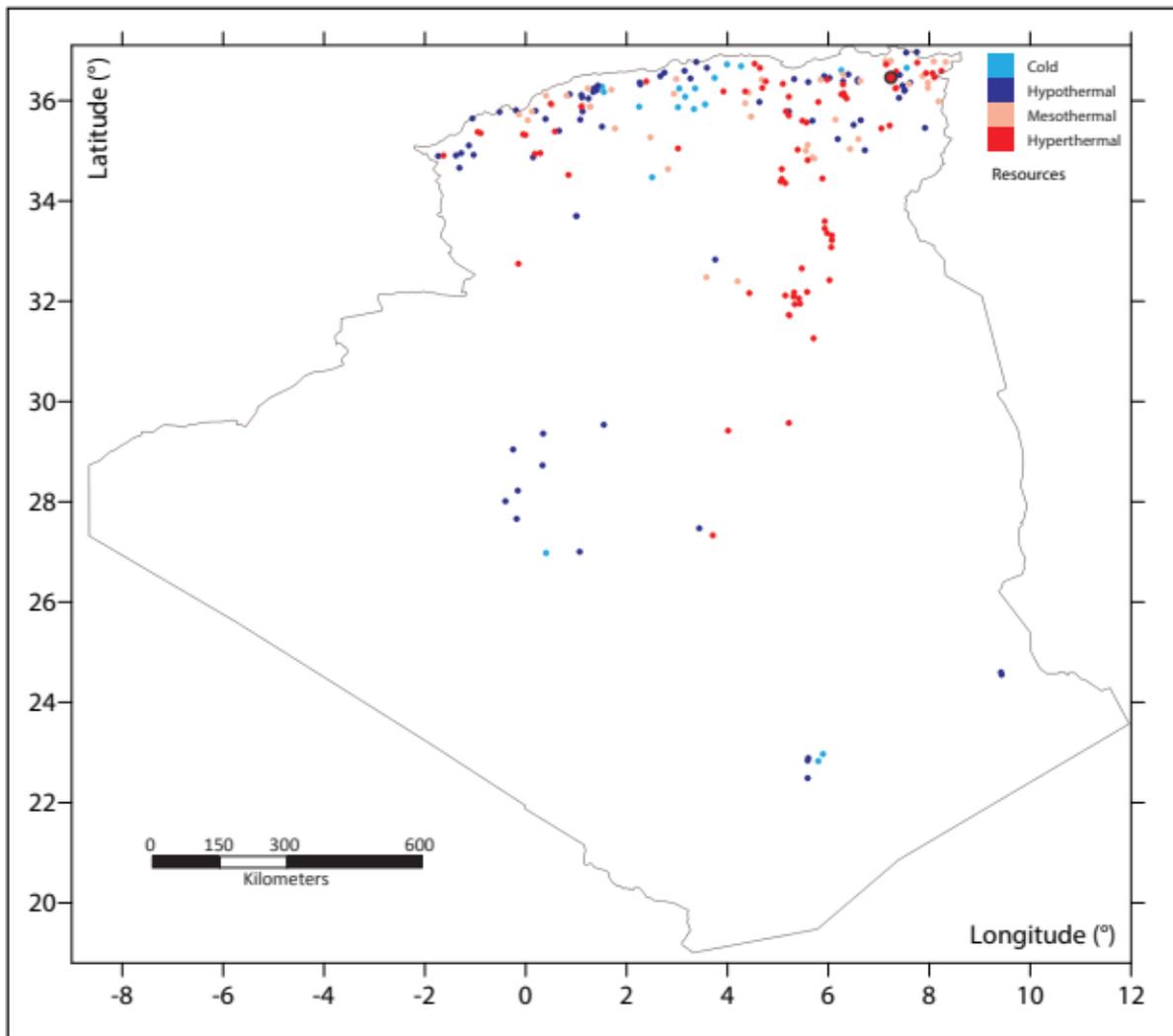


Figure I.10 cartographie des Ressources géothermique en Algérie [8]

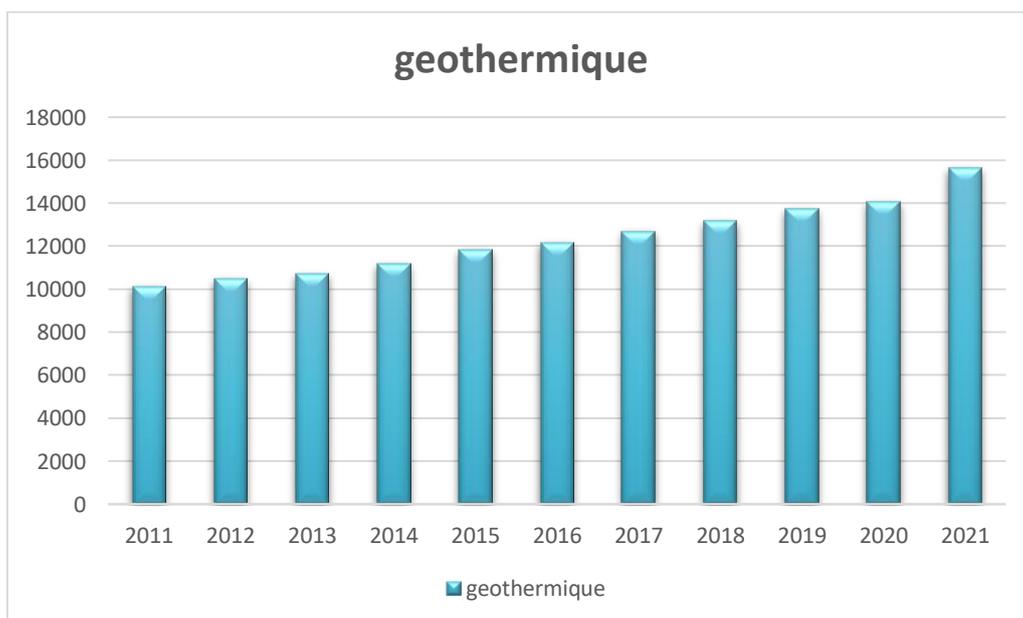


Figure I.11 Statistiques mondiales d'énergie géothermique [9]

I.4 Énergie hydraulique

L'énergie hydraulique est l'énergie dérivée de l'eau courante. Il y a plus de 2 000 ans, les anciens Grecs utilisaient l'énergie hydraulique pour faire tourner des roues pour moulinier le grain ; aujourd'hui, c'est l'un des moyens les plus rentables de produire de l'électricité et c'est souvent la méthode préférée lorsqu'elle est disponible.

Les projets de micro-hydroélectricité à petite échelle peuvent faire une grande différence pour les communautés des régions éloignées.

Le principe de base de l'hydroélectricité est d'utiliser l'eau pour entraîner des turbines. Les centrales hydroélectriques se composent de deux configurations de base : avec des barrages et des réservoirs, ou sans. Les barrages hydroélectriques avec un grand réservoir peuvent stocker de l'eau sur de courtes ou de longues périodes pour répondre à la demande de pointe. Les installations peuvent également être divisées en barrages plus petits à des fins différentes, telles que l'utilisation nocturne ou diurne, le stockage saisonnier ou les centrales réversibles à stockage par pompage, à la fois pour le pompage et la production d'électricité. L'hydroélectricité sans barrages ni réservoirs signifie produire à plus petite échelle, généralement à partir d'une installation conçue pour fonctionner dans une rivière sans interférer avec son débit. Pour cette raison, beaucoup considèrent l'hydroélectricité à petite échelle comme une option plus respectueuse de l'environnement.

Les marées, les vagues et les courants peuvent être utilisés pour produire de l'électricité. L'énergie marémotrice, produite soit par des technologies marémotrices utilisant un barrage (un barrage ou une autre barrière) pour récolter de l'énergie entre la marée haute et la marée basse ; les technologies de courant de marée ou de courant de marée ; ou des applications hybrides.

Énergie du gradient de salinité, résultant de concentrations de sel différentes, comme cela se produit lorsqu'une rivière se jette dans un océan. Les projets de démonstration utilisent «l'osmose retardée par la pression», l'eau douce s'écoulant à travers une membrane pour augmenter la pression dans un réservoir d'eau salée; et "l'électrodialyse inversée" avec des ions de sel passant à travers des réservoirs alternés d'eau salée et d'eau douce.

Conversion de l'énergie thermique des océans, qui génère de l'énergie à partir de la différence de température entre l'eau de mer de surface chaude et l'eau de mer froide à une profondeur de 800 à 1 000 mètres [13][14].

I.4.1 Ressource hydraulique

Le cycle de l'eau (techniquement connu sous le nom de cycle hydrologique) est la circulation continue de l'eau dans l'hydrosphère terrestre et est entraîné par le rayonnement solaire. Cela comprend l'atmosphère, la terre, les eaux de surface et les eaux souterraines. Au fur et à mesure que l'eau se déplace dans le cycle, elle change d'état entre les phases liquide, solide et gazeuse. L'eau se déplace d'un compartiment à l'autre, comme d'une rivière à l'océan, par les processus physiques d'évaporation, de précipitation, d'infiltration, de ruissellement et d'écoulement souterrain [15].

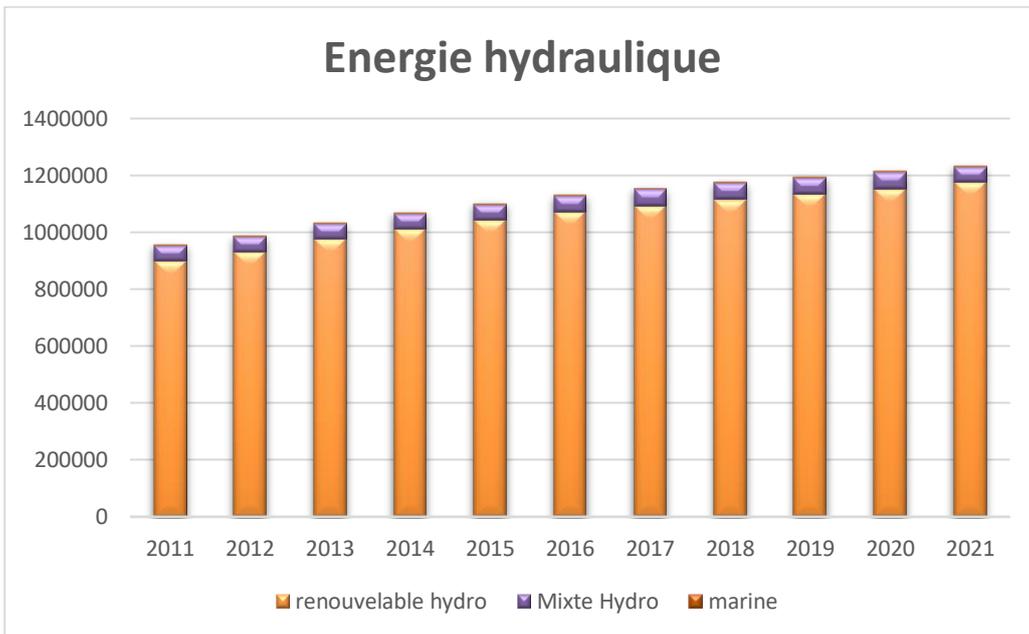


Figure I.12 Statistiques mondiales d'énergie hydraulique [9]

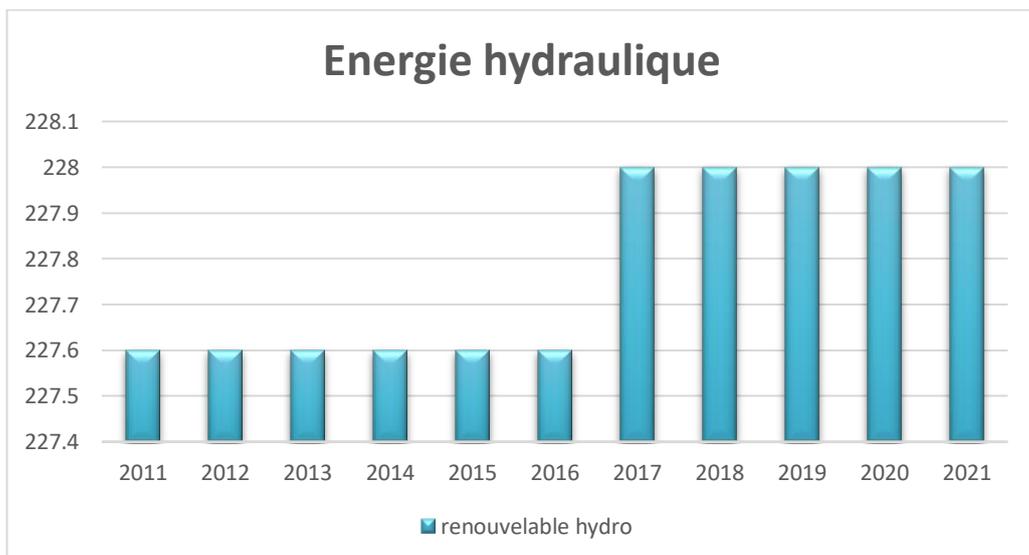


Figure I.13 Statistique nationale d'énergie hydraulique [9]

I.5 Énergie biomasse

L'utilisation de la biomasse se divise en deux catégories principales : « traditionnelle » et « moderne ». L'utilisation traditionnelle fait référence à la combustion de la biomasse sous des formes telles que le bois, les déchets animaux et le charbon de bois traditionnel. Les technologies bioénergétiques modernes comprennent les biocarburants liquides produits à partir de la bagasse et d'autres plantes ; bioraffineries ; biogaz produit par digestion anaérobie des résidus ; systèmes de chauffage à granulés de bois ; et d'autres technologies.

Environ les trois quarts de l'utilisation mondiale des énergies renouvelables impliquent la bioénergie, dont plus de la moitié consiste en une utilisation traditionnelle de la biomasse. La bioénergie représentait environ 10 % de la consommation finale totale d'énergie et 1,9 % de la production mondiale d'électricité en 2015.

La biomasse a un potentiel important pour stimuler l'approvisionnement en énergie dans les pays peuplés où la demande augmente, comme le Brésil, l'Inde et la Chine. Il peut être directement brûlé pour le chauffage ou la production d'électricité, ou il peut être converti en substituts du pétrole ou du gaz. Les biocarburants liquides, un substitut renouvelable pratique à l'essence, sont principalement utilisés dans le secteur des transports [16][17].

I.5.1 Ressources biomasse

Les ressources de biomasse qui sont disponibles sur une base renouvelable et qui sont utilisées soit directement comme combustible, soit converties en une autre forme ou un autre produit énergétique sont communément appelées « matières premières » [18].

I.5.1.1 Matière première de biomasse

Les matières premières de la biomasse comprennent les cultures énergétiques dédiées, les résidus de cultures agricoles, les résidus forestiers, les algues, les résidus de transformation du bois, les déchets municipaux et les déchets humides.

Étude du potentiel énergétique renouvelable algérien et particulièrement éolien

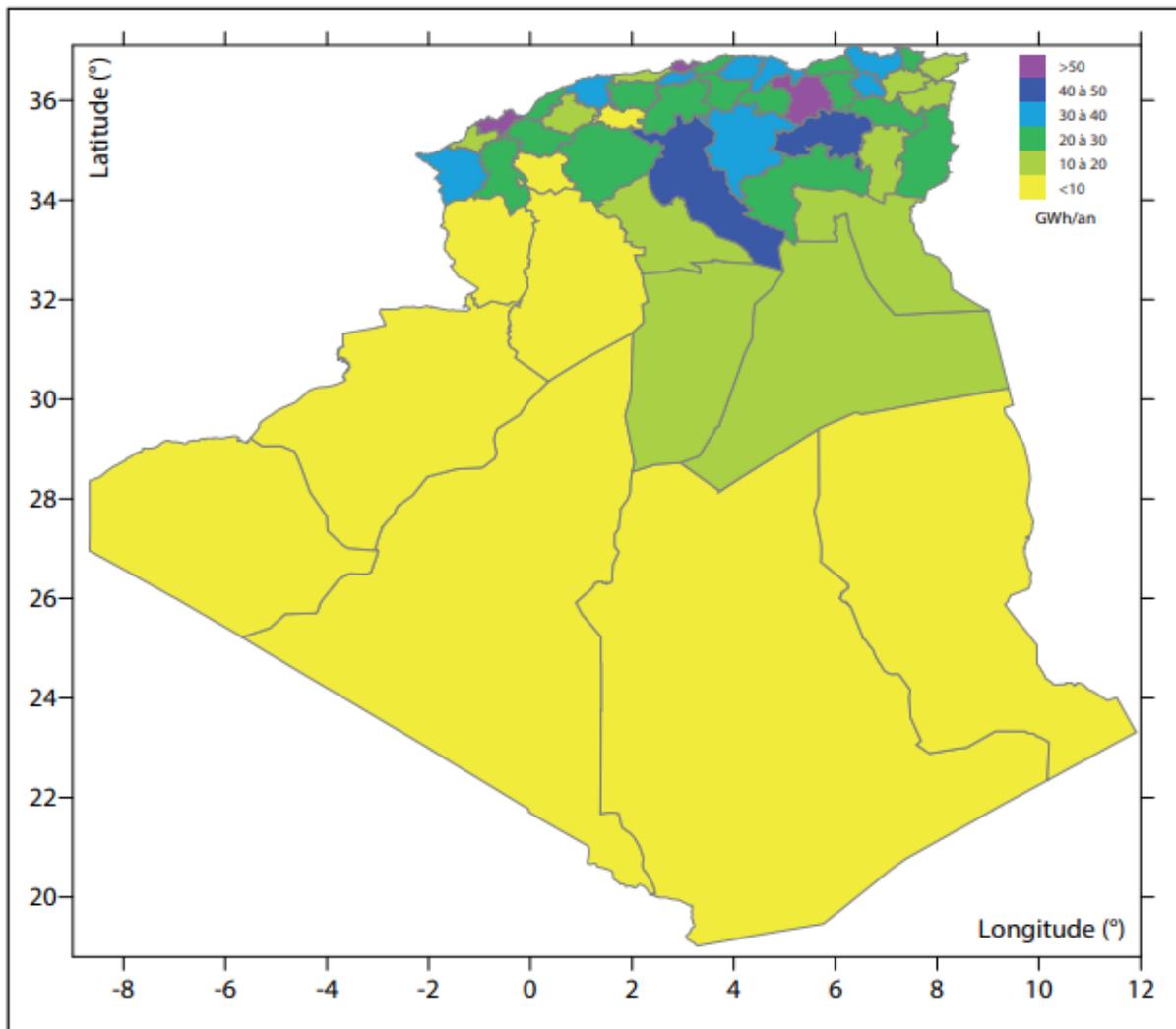


Figure I.14 Potentiel biomasse en Algérie [8]

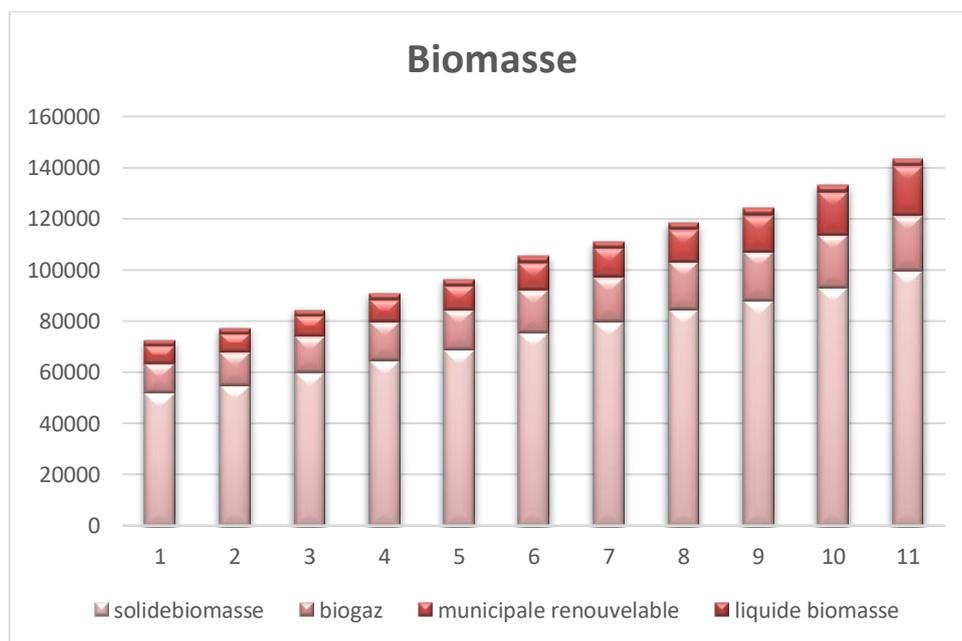


Figure I.15 Statistique mondiale d'énergie biomasse [9]

I.6 Énergie éolienne

L'éolienne capte l'énergie cinétique du vent dans un rotor composé de deux ou plusieurs pales couplées mécaniquement à un générateur électrique. La turbine est montée sur une haute tour pour améliorer la capture d'énergie. De nombreuses éoliennes sont installées sur un site pour construire un parc éolien de la capacité de production d'électricité souhaitée. Évidemment, les sites avec des vents forts constants produisent plus d'énergie au cours de l'année.

Deux configurations distinctes sont disponibles pour la conception des turbines, la configuration à axe horizontal et la configuration à axe vertical (Figure 1.16). La machine à axe horizontal est la norme au Danemark depuis le début de l'industrie éolienne. Par conséquent, on l'appelle souvent l'éolienne danoise. La machine à axe vertical a la forme d'un batteur à œufs et est souvent appelée rotor Darrieus du nom de son inventeur. Il a été utilisé dans le passé en raison de son avantage structurel spécifique. Cependant, la plupart des éoliennes modernes utilisent une conception à axe horizontal. À l'exception du rotor, la plupart des autres composants sont les mêmes dans les deux conceptions, avec quelques différences dans leurs emplacements.

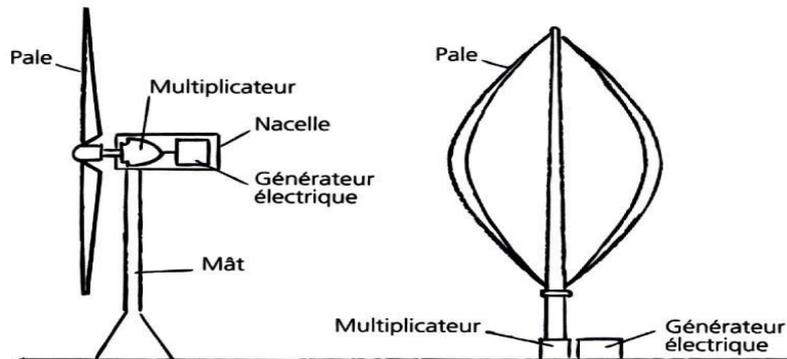


Figure I.16 éolienne à axe horizontal et à axe vertical [44]

I.7 Vitesse et énergie du vent

I.7.1 Relations de la vitesse et la puissance

L'énergie cinétique dans l'air de masse m se déplaçant à la vitesse V est donnée par ce qui suit en joules :

$$E_c = \frac{1}{2} mV^2 \quad (\text{I. 1})$$

E_c : *Energie cinétique*

La puissance dans l'air en mouvement est le débit d'énergie cinétique par seconde en watts :

$$P = \frac{1}{2} (\rho AV)V^2 \quad (\text{I. 2})$$

Si

P = puissance mécanique dans l'air en mouvement (watts)

ρ = densité de l'air (kg/m³)

A = surface balayée par les pales du rotor (m²)

V = vitesse de l'air (m/sec)

Alors le débit volumétrique est AV , le débit massique de l'air en kilogrammes par seconde est ρAV , et la puissance mécanique venant du vent en amont est donnée par ce qui suit en watts :

$$P = \frac{1}{2}(\rho AV)V^2 = \frac{1}{2}\rho AV^3 \quad (\text{I. 3})$$

Deux sites éoliens potentiels sont comparés en termes de puissance éolienne spécifique exprimée en watts par mètre carré de surface balayée par les pales en rotation. Elle est également appelée densité de puissance du site et est donnée par l'expression suivante en watts par mètre carré de la surface balayée par le rotor :

$$P_s = \frac{1}{2}\rho AV^3 \quad (\text{I. 4})$$

C'est la puissance du vent en amont. Elle varie linéairement avec la densité de l'air balayant les pales et avec le cube de la vitesse du vent. Les pales ne peuvent pas extraire toute l'énergie éolienne en amont, car une partie de l'énergie reste dans l'air en aval qui continue de se déplacer à vitesse réduite.

I.7.2 Puissance extraite du vent

La puissance réelle extraite par les pales du rotor est la différence entre les puissances éoliennes en amont et en aval. En utilisant l'équation 2, cela est donné par l'équation suivante en unités de watts :

$$P_0 = \frac{1}{2}(Qm)\{V^2 - V_0^2\} \quad (\text{I. 5})$$

Où

Qm = *débit massique par seconde*

P_0 = puissance mécanique extraite par le rotor, soit la puissance de sortie de la turbine

V = vitesse du vent en amont à l'entrée des pales du rotor

V_0 = vitesse du vent aval à la sortie des pales du rotor

La vitesse de l'air est discontinue de V à V_0 au "plan" des pales du rotor, avec une "moyenne" de $\frac{1}{2}(V + V_0)$. En multipliant la densité de l'air par la vitesse moyenne, on obtient donc le débit massique d'air à travers les pales rotatives, qui est le suivant :

$$Qm = \rho A \frac{V + V_0}{2} \quad (\text{I. 6})$$

La puissance mécanique extraite par le rotor, qui entraîne le générateur électrique, est donc :

$$P_0 = \frac{1}{2} \left[\rho A \frac{(V + V_0)}{2} \right] (V^2 - V_0^2) \quad (\text{I. 7})$$

L'expression précédente est réarrangée algébriquement sous la forme suivante :

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A V^3 \frac{\left(1 + \frac{V_0}{V}\right) \left[1 + \left(\frac{V_0}{V}\right)^2\right]}{2} \quad (\text{I. 8})$$

La puissance extraite par les pales est habituellement exprimée en fraction de la puissance éolienne amont en watts comme suit :

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \quad (\text{I. 9})$$

Où

$$C_p = \frac{\left(1 + \frac{V_0}{V}\right) \left[1 + \left(\frac{V_0}{V}\right)^2\right]}{2} \quad (\text{I. 10})$$

En comparant l'équation 3 et l'équation 9, nous pouvons dire que C_p est la fraction de l'énergie éolienne en amont qui est extraite par les pales du rotor et transmise au générateur électrique. La puissance restante est dissipée dans le vent aval. Le facteur C_p est appelé coefficient de puissance du rotor ou rendement du rotor. Pour une vitesse de vent amont donnée, l'équation 10 montre clairement que la valeur de C_p dépend du rapport entre les vitesses de vent aval et amont (V_0/V). Un graphique de la puissance en fonction de (V_0/V) montre que C_p est une fonction à valeur maximale unique (Figure 3.3). Il a la valeur maximale de 0,59 lorsque le rapport V_0/V est d'un tiers. La puissance maximale est extraite du vent à ce rapport de vitesse, c'est-à-dire lorsque la vitesse du vent en aval est égale au tiers de la vitesse en amont. Sous cette condition (en watts) :

$$P_{max} = \frac{1}{2} \rho A V^3 * 0.59 \quad (\text{I. 11})$$

La valeur maximale théorique de C_p est de 0,59. C_p est souvent exprimé en fonction du rapport de vitesse de pointe du rotor (TSR). La TSR est définie comme la vitesse linéaire de la pointe la plus à l'extérieur du rotor par rapport à la vitesse du vent en amont. L'analyse aérodynamique de l'écoulement du vent autour de la pale mobile avec un angle d'inclinaison donné établit la relation entre la vitesse de bout du rotor et la vitesse du vent. Dans les conceptions pratiques, le C_p maximal réalisable se situe entre 0,4 et 0,5 pour les turbines modernes à deux pales à grande vitesse, et entre 0,2 et 0,4 pour les turbines à vitesse lente

Étude du potentiel énergétique renouvelable algérien et particulièrement éolien

avec plus de pales. Si nous prenons 0,5 comme efficacité maximale pratique du rotor, la puissance de sortie maximale de l'éolienne devient une expression simple (en watts par mètre carré de surface balayée) :

$$P_{max} = \frac{1}{4} \rho V^3 \quad (\text{I.12})$$

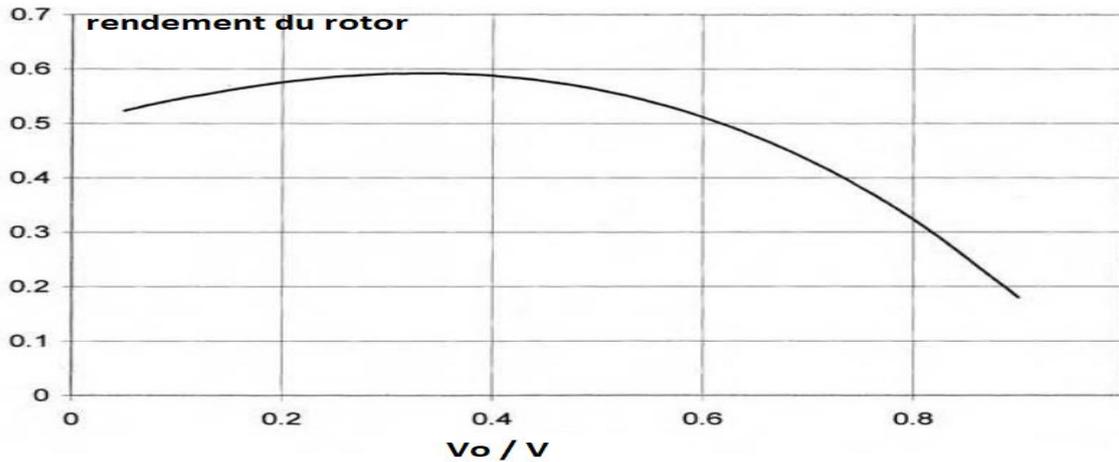


Figure I.17 L'efficacité du rotor par rapport au rapport V_0/V

I.7.3 Zone de balayage du rotor

Comme on le voit dans l'équation de puissance précédente, la puissance de sortie de l'éolienne varie linéairement avec la zone balayée par le rotor. Pour la turbine à axe horizontal, la surface balayée par le rotor est :

$$A = \frac{\pi}{4} D^2 \quad (\text{I.13})$$

Où D est le diamètre du rotor.

Pour la machine à axe vertical Darrieus, la détermination de la zone balayée est complexe car elle implique des intégrales elliptiques. Cependant, l'approximation de la forme de la pale sous forme de parabole conduit à l'expression simple suivante pour la zone balayée :

$$A = \frac{2}{3} (L_{max})(hr) \quad (\text{I.14})$$

L_{max} = largeur maximale du rotor au centre

hr = hauteur du rotor

L'éolienne intercepte efficacement l'énergie éolienne qui traverse toute la zone balayée même si elle n'a que deux ou trois pales fines avec une solidité comprise entre 5 et 10 %. La solidité est définie comme le rapport de la surface solide à la surface balayée des pales. La turbine moderne à deux pales à un faible taux de solidité. Il est plus rentable car il nécessite moins de matériau de pale pour balayer de grandes surfaces.

I.7.4 Densité de l'air

La puissance éolienne varie également linéairement avec la densité de l'air balayant les pales. La densité de l'air ρ varie avec la pression et la température selon la loi des gaz :

$$\rho = \frac{P}{RT} \quad (\text{I. 15})$$

Où

P = pression atmosphérique,

T = température sur l'échelle absolue, et

R = constante des gaz.

La densité de l'air au niveau de la mer est de $1,225 \text{ kg/m}^3$. En utilisant ceci comme référence, ρ est corrigé pour la température et la pression spécifiques au site. La température et la pression varient toutes deux avec l'altitude. Leur effet combiné sur la densité de l'air est donné par l'équation suivante, qui est valable jusqu'à 6 000 m d'élévation du site au-dessus du niveau de la mer :

$$\rho = \rho_0 e^{-\left(\frac{0.297H_m}{3048}\right)} \quad (\text{I. 16})$$

Où H_m est l'élévation du site en mètres.

L'équation 16 est souvent écrite sous une forme simple :

$$\rho = \rho_0 - (1.194 * 10^{-4} H_m) \quad (\text{I. 17})$$

La correction de la densité de l'air à haute altitude peut être importante. Par exemple, la densité de l'air à 2000 m d'altitude serait de $0,986 \text{ kg/m}^3$, soit 20 % de moins que la valeur de $1,225 \text{ kg/m}^3$ au niveau de la mer.

Pour référence, la température varie avec l'élévation comme suit en °C :

$$T = 15.5 - \frac{19.83H_m}{3048} \quad (\text{I. 18})$$

I.7.5 Modèle de vents globaux

Un chauffage inégal et la rotation de la terre créent les modèles de vent mondiaux. L'air chaud monte près de l'équateur et l'air de surface se déplace vers l'équateur pour remplacer l'air qui monte. En conséquence, deux ceintures majeures de modèles de vents mondiaux sont créées. Le vent entre l'équateur et environ 30° de latitude nord et sud se déplace d'est en ouest. Ceux-ci sont appelés les alizés en raison de leur utilisation dans les voiliers sur les principales routes commerciales dans le passé. Il y a peu de vent près de l'équateur, car l'air monte lentement plutôt que de se déplacer vers l'ouest. Les vents dominants se déplacent d'ouest en est en deux bandes entre les latitudes 30° et 60° au nord et au sud de l'équateur. Ce

Étude du potentiel énergétique renouvelable algérien et particulièrement éolien

mouvement est provoqué par la circulation des alizés en boucle fermée. Dans de nombreux pays où les systèmes météorologiques viennent de l'ouest, la vitesse du vent à l'ouest est généralement plus élevée qu'à l'est.

Deux caractéristiques du vent - sa vitesse et sa direction - sont utilisées pour décrire et prévoir le temps. La direction du vent est mesurée avec une girouette, une pale large et plate attachée à un rayon pivoté à une extrémité. Le vent frappant la pale fait tourner le rayon et aligne les pales dans la direction du vent. La direction du vent est indiquée par une flèche fixée au rayon ou par un compteur électrique télécommandé par la girouette. La direction du vent est souvent indiquée sur une échelle circulaire à 360°. Sur une telle échelle, 0° indique le nord, 90° indique l'est, 180° indique le sud et 270° indique l'ouest.

La vitesse est mesurée avec un instrument appelé anémomètre, qui se décline en plusieurs types. Le type le plus courant a trois ou quatre coupelles fixées aux rayons sur un arbre rotatif. Le vent fait tourner les coupes et l'arbre. La vitesse angulaire de l'arbre en rotation est calibrée en fonction de la vitesse linéaire du vent. La vitesse du vent est exprimée en kilomètres par heure ou parfois en mètres par seconde.

Les anémomètres à ultrasons disponibles dans l'industrie mesurent la vitesse et la direction du vent dans une seule unité. La figure 1.19 est un tel compteur de Gill Instruments au Royaume-Uni. Il a des formats de sortie optionnels pour la vitesse du vent et détecte également la direction du vent. La conception à deux axes convient aux applications fixes telles que les parcs éoliens, la météorologie, l'aviation et la marine. Des conceptions avec radiateurs sont également disponibles pour une utilisation par froid extrême. L'anémomètre à ultrasons n'a pas de pièces mobiles, et est donc plus fiable et a une réponse rapide. Il ne nécessite aucun étalonnage sur le site d'installation.



Figure 1.18 Gill Instruments [45]

Les anémomètres standard de l'industrie échantillonnent la vitesse du vent toutes les 2 secondes pendant 10 minutes et font la moyenne de ces 300 points de données toutes les 10

minutes. Un journal est conservé de ces moyennes sur 10 minutes tout au long de la journée. Les données de vitesse brutes peuvent être traitées avec un logiciel approprié si nécessaire. Un capteur optique développé au Georgia Institute of Technology d'Atlanta pourrait bientôt remplacer l'anémomètre conventionnel et améliorer la précision des mesures. L'anémomètre mécanique peut enregistrer des lectures à un seul endroit - là où il est réellement placé. Une gamme complexe d'anémomètres traditionnels est nécessaire pour surveiller la vitesse du vent sur une grande surface, comme dans un parc éolien.

I.7.6 Distribution de la vitesse de vent

Ayant une relation cubique avec la puissance, la vitesse du vent est la donnée la plus critique nécessaire pour évaluer le potentiel de puissance d'un site candidat. Le vent n'est jamais stable sur aucun site. Il est influencé par le système météorologique, le terrain terrestre local et sa hauteur au-dessus de la surface du sol. La vitesse du vent varie selon la minute, l'heure, le jour, la saison et même l'année. Par conséquent, la vitesse moyenne annuelle doit être moyennée sur 10 ans ou plus. Une telle moyenne à long terme donne une plus grande confiance dans l'évaluation du potentiel de captage d'énergie d'un site. Cependant, les mesures à long terme sont coûteuses et la plupart des projets ne peuvent pas attendre aussi longtemps. Dans de telles situations, les données à court terme, par exemple sur 1 an, sont comparées aux données à long terme d'un site proche pour prédire la vitesse annuelle du vent à long terme sur le site considéré. C'est ce qu'on appelle la technique de mesure, corrélation et prédiction (MCP).

Parce que le vent est entraîné par le soleil et les saisons, la configuration des vents se répète généralement sur une période de 1 an. Le site éolien est généralement décrit par les données de vitesse moyennées sur des mois civils. Parfois, les données mensuelles sont agrégées sur l'année pour plus de brièveté dans le rapport de la « ventilation » globale de divers sites. Les variations de la vitesse du vent sur la période peuvent être décrites par une fonction de distribution de probabilité.

I.7.6.1 Distribution de probabilité de WEIBULL

La variation de la vitesse du vent est mieux décrite par la fonction de distribution de probabilité de Weibull h avec deux paramètres, le paramètre de forme k et le paramètre d'échelle c . La probabilité que la vitesse du vent soit v pendant tout intervalle de temps est donnée par :

$$h(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{(k-1)} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad \text{pour } 0 < v < \infty \quad (\text{I.19})$$

Étude du potentiel énergétique renouvelable algérien et particulièrement éolien

Dans le diagramme de distribution de probabilité, h sur une période de temps choisie est tracé par rapport à v , où h est défini comme suit :

$$h = \frac{ft}{\Delta v} \quad (\text{I. 20})$$

ft = fraction de temps où la vitesse du vent est comprise entre v et $(v + \Delta v)$

Par définition de la fonction de probabilité, la probabilité que la vitesse du vent soit comprise entre zéro et l'infini pendant toute la période de temps choisie est de l'unité, soit :

$$\int_0^{\infty} h dv = 1 \quad (\text{I. 21})$$

Parce que nous choisissons souvent une période de temps de 1 an, nous exprimons la fonction de probabilité en termes de nombre d'heures dans l'année, de sorte que :

$$h = \frac{fta}{\Delta v} \quad (\text{I. 22})$$

fta = nombre d'heures par an pendant lesquelles le vent est compris entre v et $(v + \Delta v)$

L'unité de h est l'heure par an par mètre par seconde, et l'intégrale (équation 21) devient maintenant 8760 (le nombre total d'heures dans l'année) au lieu de l'unité.

La figure 1.19 est le tracé de h en fonction de v pour trois valeurs différentes de k dans l'équation 19. La courbe de gauche avec $k = 1$ a un fort biais vers la gauche, où la plupart des jours sont sans vent ($v = 0$). La courbe de droite avec $k = 3$ ressemble plus à une distribution normale en forme de cloche, où certains jours ont des vents forts et un nombre égal de jours ont des vents faibles. La courbe du milieu avec $k = 2$ est une distribution typique de la vitesse du vent que l'on trouve sur la plupart des sites. Dans cette distribution, plus de jours ont des vitesses inférieures à la vitesse moyenne, alors que quelques jours ont des vents violents. La valeur de k détermine la forme de la courbe et est donc appelée paramètre de forme.

La distribution de Weibull avec $k = 1$ est appelée la distribution exponentielle, qui est généralement utilisée dans les études de fiabilité. Pour $k > 3$, elle se rapproche de la distribution normale, souvent appelée distribution gaussienne ou distribution en cloche.

La figure 1.19 montre les courbes de distribution correspondant à $k = 2$ avec différentes valeurs de c allant de 3,6 à 7,2 m/s. Pour des valeurs plus élevées de c , les courbes se décalent vers la droite vers les vitesses de vent les plus élevées. Autrement dit, plus le c est élevé, plus le nombre de jours de vents violents est élevé. Parce que cela déplace la distribution des heures à une échelle de vitesse plus élevée, c est appelé le paramètre d'échelle. Sur la plupart des sites, la vitesse du vent a la distribution de Weibull avec $k = 2$,

Étude du potentiel énergétique renouvelable algérien et particulièrement éolien

qui est spécifiquement connue sous le nom de distribution de Rayleigh. Les données de mesure réelles prises sur la plupart des sites se comparent bien à la distribution de Rayleigh. La distribution de Rayleigh est une représentation simple et suffisamment précise de la vitesse du vent avec un seul paramètre, le paramètre d'échelle c .

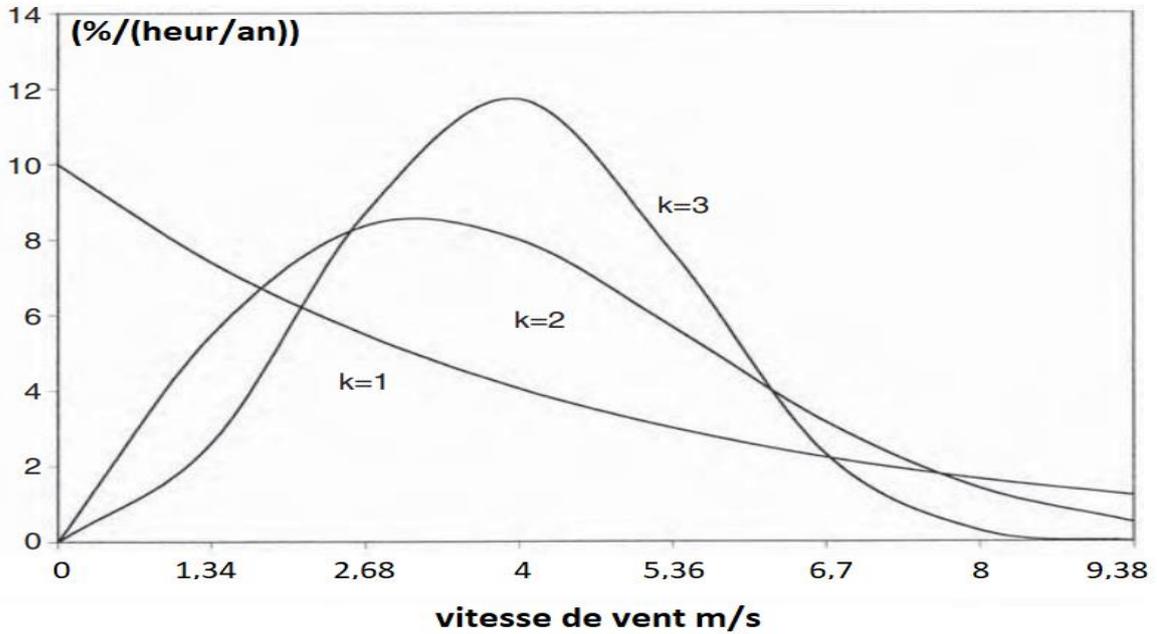


Figure I.19 Fonction de distribution de probabilité de Weibull avec le paramètre d'échelle $c = 10$ et les paramètres de forme $k = 1, 2$ et 3 .

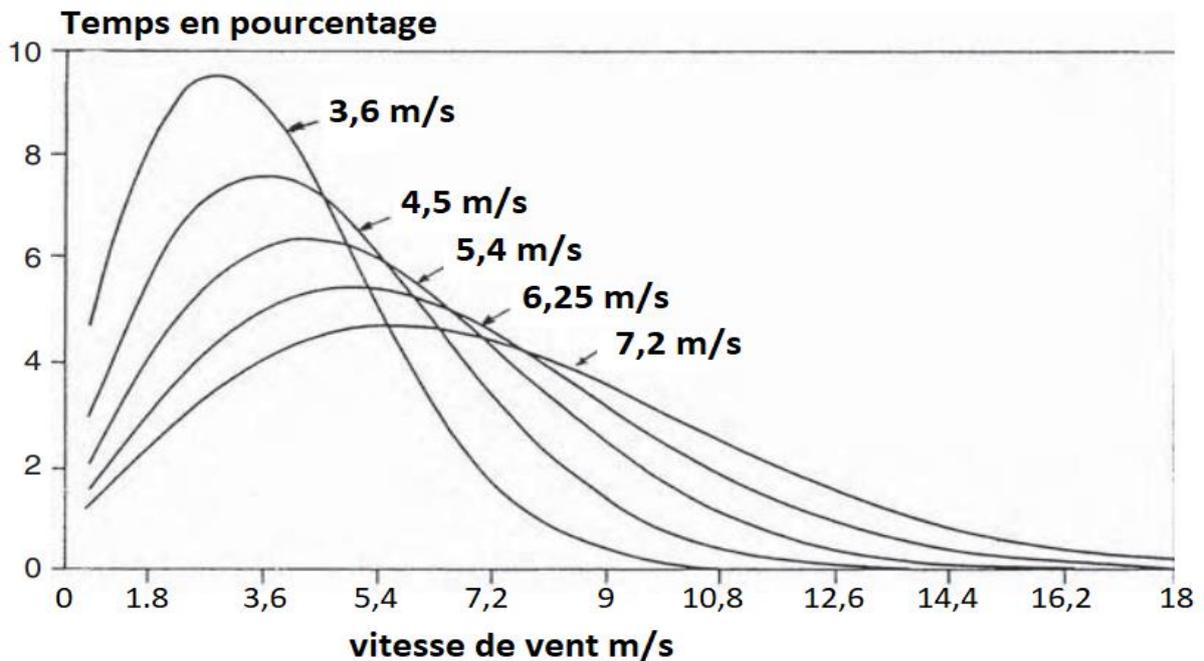


Figure I.20 Distribution de probabilité de Weibull avec le paramètre de forme $k = 2$ et les paramètres d'échelle allant de 3,6 à 7,2 m/s

Résumant les caractéristiques de la fonction de distribution de probabilité de Weibull :

$k = 1$ en fait la distribution exponentielle, $h = \lambda e^{-\lambda v}$ où $\lambda = 1/c$

$k = 2$ en fait la distribution de Rayleigh, $h = 2\lambda^2 v e^{-(\lambda v)^2}$

$k > 3$ le rapproche d'une distribution normale en forme de cloche (I.23)

Parce que la plupart des sites de vent auraient un paramètre d'échelle allant de 5 à 10 m/s et un paramètre de forme allant de 1,5 à 2,5 (rarement 3,0).

À partir de de plusieurs études on conclure que lorsque c augmente, la distribution se déplace vers des valeurs de vitesse plus élevées.

I.7.6.2 Mode et vitesse moyennes

Nous définissons maintenant les termes suivants applicables à la vitesse du vent :

La vitesse de mode est définie comme la vitesse correspondant à la bosse dans la fonction de distribution. C'est la vitesse du vent la plupart du temps. La vitesse moyenne sur la période est définie comme l'aire totale sous la courbe $h-v$ intégrée de $v = 0$ à ∞ et divisée par le nombre total d'heures de la période (8760 si la période est de 1 an). La vitesse moyenne annuelle est donc la vitesse moyenne pondérée et est donnée par :

$$V_{moy} = \frac{1}{8760} \int_0^{\infty} h v d v \quad (\text{I. 24})$$

Pour les valeurs c et k dans la plage trouvée sur la plupart des sites, l'expression intégrale peut être approchée de la fonction Gamma :

$$V_{moy} = c \sqrt{\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (\text{I. 25})$$

Pour la distribution de Rayleigh avec $k = 2$, la fonction Gamma peut encore être approchée comme suit :

$$V_{moy} = 0.90c \quad (\text{I. 26})$$

Il s'agit d'une relation très simple entre le paramètre d'échelle c et V_{moy} , qui peut être utilisée avec une précision raisonnable. Par exemple, la plupart des sites sont signalés en termes de vitesse moyenne du vent. Le paramètre c dans la distribution de Rayleigh correspondante est alors $c = V_{moy} / 0,9$. Le paramètre k est, bien sûr, 2,0 pour la distribution de Rayleigh. Ainsi, nous avons la distribution de Rayleigh du site en utilisant la vitesse moyenne généralement rapportée comme suit :

$$h(v) = \frac{2v}{c^2} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^2} = \frac{2v}{V_{moy}^2} e^{-\left(\frac{v}{V_{moy}}\right)^2} \quad (\text{I. 27})$$

I.7.6.3 Vitesse racine moyenne du cube

La puissance éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse, et l'énergie collectée sur l'année est l'intégrale de $hv^3 dv$. Nous définissons donc la racine moyenne du cube ou la vitesse rmc d'une manière similaire à la valeur efficace de la racine carrée (rms) dans les circuits électriques à courant alternatif (AC) :

$$V_{rmc} = 3 \sqrt{\frac{1}{8760} \int_0^{\infty} hv^3 dv} \quad (\text{I. 28})$$

La vitesse rmc est utile pour estimer rapidement le potentiel énergétique annuel du site. L'utilisation de V_{rmc} dans l'équation 12 donne la production d'électricité moyenne annuelle en W/m^2 :

$$P_{rmc} = \frac{1}{4} \rho V_{rmc}^3 \quad (\text{I. 29})$$

Ensuite, on obtient le potentiel annuel de production d'énergie du site en multipliant simplement la valeur P_{rmc} par le nombre total d'heures dans l'année.

I.7.6.4 Mode, moyenne et vitesse rmc

Quels que soient la forme et les paramètres d'échelle, l'utilisation du mode ou de la vitesse moyenne dans l'équation de densité de puissance introduirait une erreur importante dans l'estimation d'énergie annuelle, parfois décalée de plusieurs fois, rendant les estimations complètement inutiles. Seule la vitesse rmc dans l'équation de puissance donne toujours la puissance moyenne correcte sur une période.

I.7.6.5 Distribution d'énergie

Si nous définissons la fonction de distribution d'énergie :

$$e = \frac{KWh}{\Delta v} \quad (\text{I. 30})$$

$KWh = KWh$ apport dans l'année par le vent entre v et $(v + \Delta v)$

D'après les études l'écart relatif entre le mode vitesse et le mode énergie est à peu près le même.

I.7.6.6 Traitement des données numériques

La vitesse moyenne du vent sur une période de temps est obtenue en additionnant de nombreuses lectures prises sur cette période et en divisant la somme par le nombre de lectures. De nombreux enregistreurs de données numériques installés au cours des dernières décennies ont collecté des données sur la vitesse moyenne du vent principalement à des fins

Étude du potentiel énergétique renouvelable algérien et particulièrement éolien

météorologiques, par opposition à l'évaluation de l'énergie éolienne. Ils ont enregistré la vitesse toutes les heures, puis ont fait la moyenne sur la journée, qui, à son tour, a été moyennée sur le mois et sur l'année. La moyenne a été faite comme suit :

$$V_{moy} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i \quad (\text{I. 31})$$

La variation de la vitesse du vent d'un mois à l'autre sur un site typique au cours de l'année peut être de ± 30 à 35 % supérieure à la moyenne annuelle. Comme vu précédemment, pour évaluer la puissance éolienne, la vitesse rmc est ce qui compte. L'équivalent rmc de l'enregistrement de données numériques est le suivant :

$$V_{rmc} = 3 \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^3} \quad (\text{I. 32})$$

L'équation précédente ne tient pas compte de la variation de la densité de la masse d'air, qui est également un paramètre (quoique de second ordre) de la densité de puissance éolienne. Par conséquent, une meilleure méthode de traitement des données de vitesse du vent pour les calculs de puissance consiste à numériser la densité de puissance moyenne annuelle comme

$$P_{rmc} = \frac{1}{2n} \sum_{i=1}^n \rho_i V_i^3 \quad (\text{I. 33})$$

Où

n = nombre d'observations dans la période de calcul de la moyenne.

ρ_i = densité de l'air (kg/m³).

V_i = vitesse du vent (m/sec) au i ème temps d'observation.

I.7.6.7 Effet de la hauteur du moyeu

La diminution du vent au niveau du sol fait augmenter la vitesse du vent avec l'altitude selon l'expression suivante :

$$V_2 = V_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^\alpha \quad (\text{I. 34})$$

Où

V_1 = vitesse du vent mesurée à la hauteur de référence h_1 .

V_2 = vitesse du vent estimée à la hauteur h_2 .

α = coefficient de frottement à la surface du sol (la rugosité).

Le coefficient de frottement (la rugosité) c est faible pour les terrains lisses et élevé pour les terrains accidentés. Les valeurs de α pour les classes de terrain typiques sont données dans le

Étude du potentiel énergétique renouvelable algérien et particulièrement éolien

Tableau 1.1, et leurs effets sur la vitesse du vent à différentes hauteurs sont tracés dans la Figure 1.21. Il est à noter que la tour éolienne offshore, étant en terrain à faible α , voit toujours une vitesse de vent plus élevée à une hauteur donnée et est moins sensible à la hauteur de la tour.

La vitesse du vent n'augmente pas indéfiniment avec la hauteur, même à un rythme plus lent. La vitesse du vent à 450 m de hauteur peut être de 4 à 5 fois supérieure à celle près de la surface du sol.

Les éoliennes modernes fonctionnent sur des tours de plus en plus hautes pour tirer parti de la vitesse accrue du vent à des altitudes plus élevées. On sait très peu de choses sur les vents turbulents à ces hauteurs, qui peuvent endommager le rotor. Dans les Grandes Plaines, où de nombreux parcs éoliens seront implantés, les courants de vent de haut niveau appelés jets nocturnes qui plongent près du sol la nuit, créant de violentes turbulences, sont particulièrement intéressants.

Tableau 1.1 Coefficient de frottement α de divers terrains

TYPE DE TERRAIN	LA RUGOSITE α
LAC, OCEAN ET SOL LISSE ET DUR	0,1
HERBE HAUTE D'UN PIED SUR SOL PLAT	0,15
GRANDES CULTURES, HAIES ET ARBUSTES	0,2
PAYS BOISE AVEC DE NOMBREUX ARBRES	0,25
PETITE VILLE AVEC QUELQUES ARBRES ET ARBUSTES	0,3
ZONE URBAINE AVEC IMMEUBLES DE GRANDE HAUTEUR	0,4

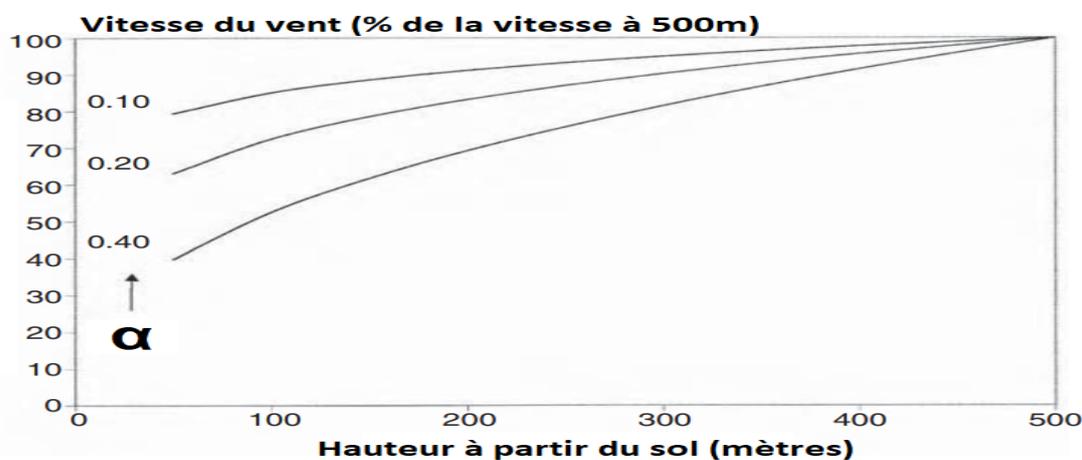


Figure 1.21 Variations de la vitesse du vent avec la hauteur sur différents terrains.

I.7.7 Prédiction de la vitesse de vent

Parce que l'énergie éolienne disponible à tout moment dépend de la vitesse du vent à ce moment-là, qui est une variable aléatoire, connaître le potentiel énergétique annuel moyen d'un site est une chose et pouvoir prédire avec précision quand le vent soufflera en est une autre. Pour l'exploitant du parc éolien, cela pose des difficultés dans la planification du système et la répartition de l'énergie car le calendrier de disponibilité de l'énergie éolienne n'est pas connu à l'avance. Cependant, une prévision fiable de la vitesse du vent plusieurs heures à l'avance peut offrir les avantages suivants :

- Le calendrier de production peut s'adapter efficacement à la production éolienne en temps opportun
- Permet au parc éolien connecté au réseau de s'engager à l'avance dans des contrats d'achat d'électricité pour un meilleur prix
- Permet aux investisseurs d'aller de l'avant avec de nouveaux parcs éoliens et d'éviter les pénalités qu'ils doivent payer s'ils n'atteignent pas leurs objectifs de production horaire

Par conséquent, le développement d'outils de prévision de la vitesse du vent à court terme aide les producteurs d'énergie éolienne.

I.7.8 Cartes des ressources éoliennes

La ressource éolienne d'une vaste région ou d'un pays est cartographiée en termes de vitesse du vent, de densité de puissance éolienne en watts par mètre carré de la zone balayée par le rotor ou de potentiel éolien en kWh/m² par an. Souvent, la ressource éolienne est cartographiée sous les trois formes. Les données sont généralement représentées par des courbes de niveau, car il s'agit de la technique de cartographie la plus utile et la plus facile à comprendre. Le long de la courbe de niveau, le paramètre tracé reste constant. Par exemple, la carte des isovents trace les lignes de contour reliant les sites ayant la même vitesse de vent annuelle. La carte équipotentielle montre les lignes de contour reliant les sites ayant le même potentiel annuel de captage d'énergie éolienne en unités de kWh/m². Les cartes des ressources éoliennes de nombreux pays ont été préparées sous cette forme de contour.

Étude du potentiel énergétique renouvelable algérien et particulièrement éolien

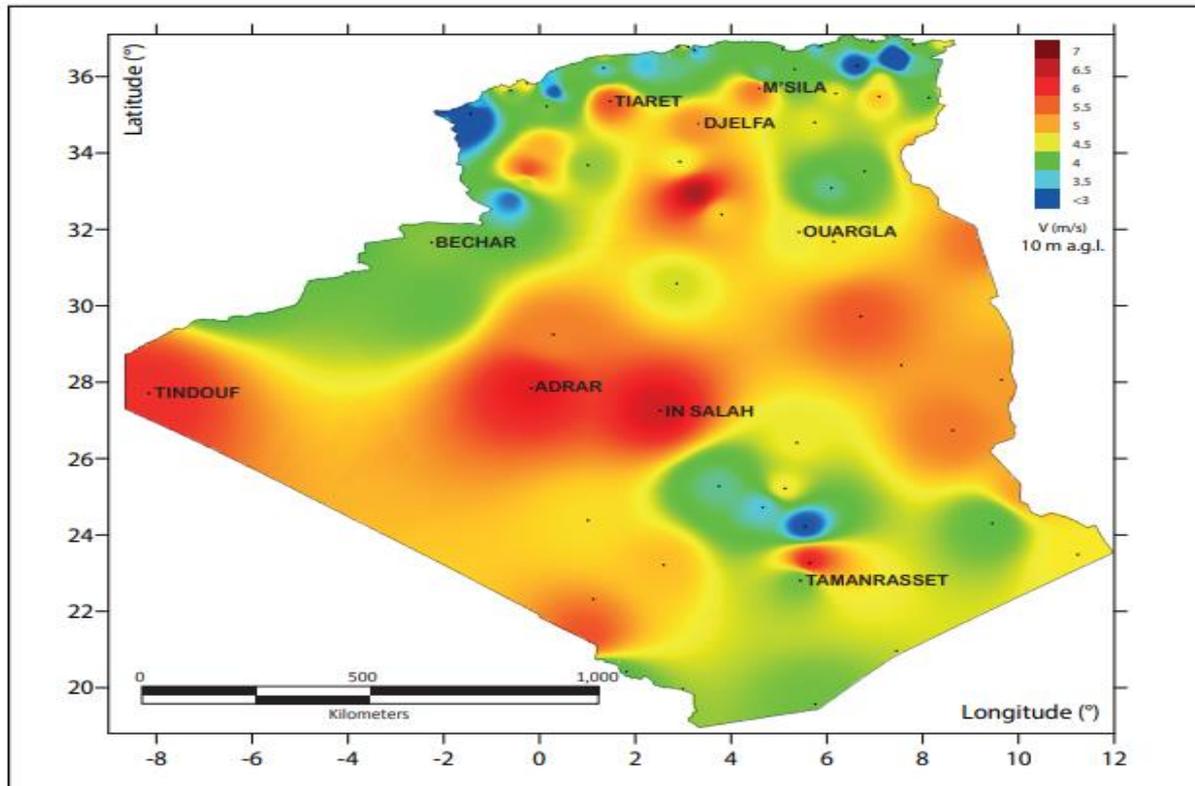


Figure I.22 Carte de la vitesse de vent en Algérie [8]

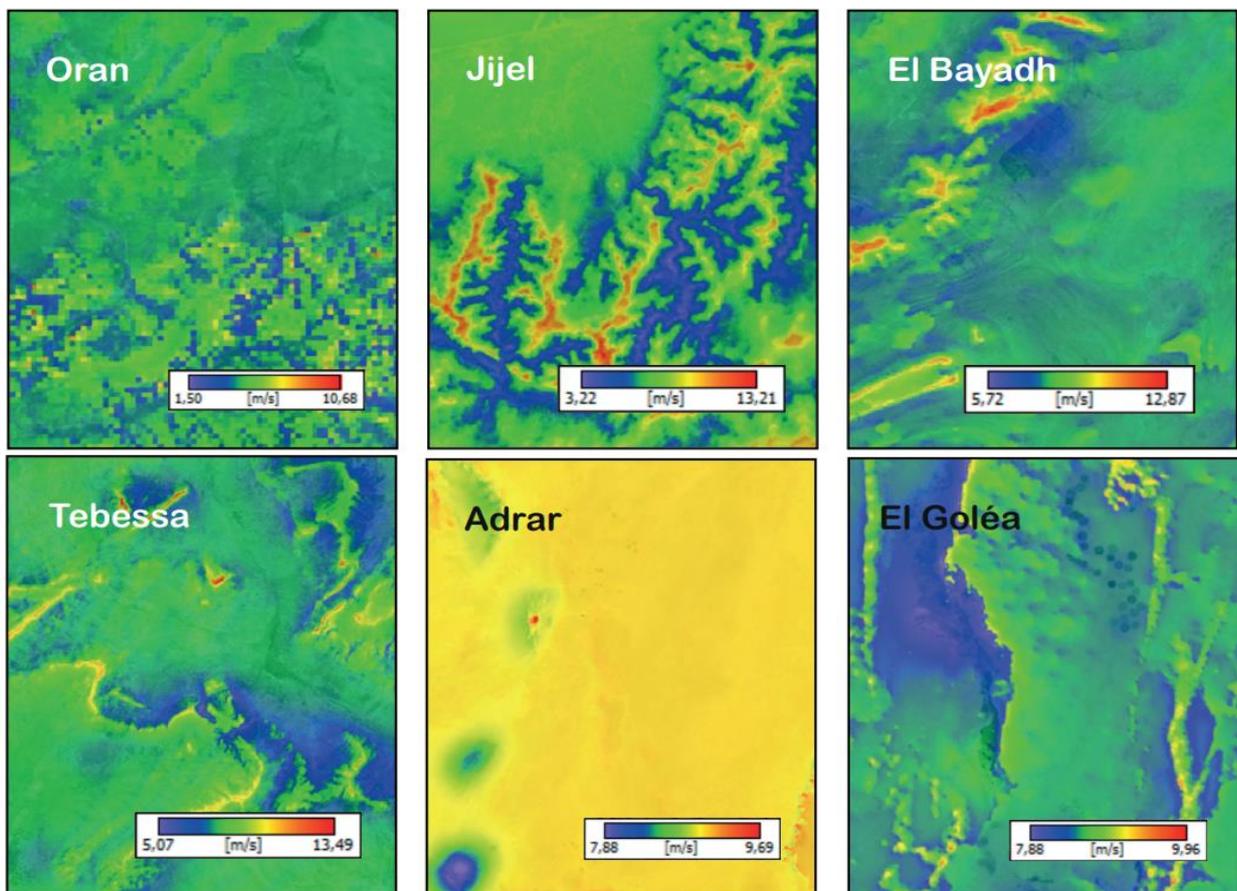


Figure I.23 carte de la vitesse de vent des différents Willaya [8]

I.8 Conclusion

A travers ce chapitre, nous présent le principe de fonctionnement et le potentiel de chacune de ces énergies, et nous nous concentrons en particulier sur la capacité de l'énergie éolienne en Algérie

L'Algérie dispose d'énormes potentiels pour l'exploitation des énergies renouvelables, notamment l'énergie solaire et l'énergie éolienne, en particulier dans sa partie sud. Si les investissements étaient faits principalement dans les énergies renouvelables, l'Algérie pourrait réaliser une transition énergétique globale et même exporter de l'électricité vers l'Europe et les pays voisins.

II. Chapitre : Étude du potentiel agricole

II.1 Introduction

L'agriculture est l'une des activités anciennes pratiquées par l'homme et se maintient encore en pratique. Ses méthodes et ses moyens ont évolué avec l'évolution de la vie des peuples en raison de son importance et de son poids dans l'économie des pays et de son rattachement à divers autres secteurs. Sa prospérité conduit indirectement à l'amélioration des résultats d'autres secteurs, ce qui se reflète positivement sur le développement économique et même social des pays.

II.2 Définition de l'agriculture :

Le concept d'agriculture comprenait diverses activités agricoles, et l'agriculture est un vaste domaine pour diverses activités agricoles dans lesquelles l'homme exerce son activité à des fins de subsistance et de développement économique et social, approfondissant les différences entre elles et obtenant ainsi des résultats différents.

On peut trouver dans certains dictionnaires linguistiques anciens, que j'ai définis idiomatiquement comme : "L'agriculteur au sens de cultiver la terre, c'est-à-dire de la fendre, ou il est aussi entendu comme une industrie à partir des branches de la nature, qui regarde la plante en termes de son développement et de son émergence par arrosage et traitement et son engagement envers le même, et aussi c'est une science à partir de laquelle vous savez comment gérer La plante depuis le début de son existence jusqu'à la plénitude de son émergence, et cette mesure est de reformer la terre avec de l'eau et ce qui la secoue et la protège comme le fumier, la cendre et autres, en tenant compte de la ventilation et des différents endroits.

L'agriculture est également définie comme : « la science et l'art de faire et de produire des cultures végétales et animales bénéfiques pour l'homme », une science parce qu'elle dépend et repose sur certaines procédures et règles, et un art parce qu'elle repose principalement sur la compétence de l'agriculteur et sa capacité à être créatif et innovant dans ce domaine [24].

A travers les définitions précédentes, on peut déduire une définition globale de l'agriculture, c'est-à-dire l'ensemble des activités pratiquées par l'homme et liées à la terre et aux animaux, en vue d'accéder à une vie décente, et de contribuer à la réalisation du développement économique et social, avec l'utilisation de diverses méthodes traditionnelles et modernes de plantation, de plantation et d'élevage d'animaux agricoles [27].

II.3 Production agricole en Algérie

II.3.1 Potentiel du secteur agricole en Algérie

L'Algérie dispose de plusieurs opportunités disponibles en termes de localisation en plus de sa possession de plusieurs ressources hydriques, foncières, humaines et financières qui lui ont permis d'occuper une position de premier plan en termes de possibilité d'atteindre l'autosuffisance alimentaire, et ce qui suit présentera les la plus importantes de ces ressources.

II.3.1.1 Ressources d'eau

Il peut être divisé selon ses sources en trois ressources principales qui se résument comme suit

II.3.1.1.1 Ressources pluviométriques

Malgré l'expansion de la superficie algérienne, qui est estimée à environ 2,4 millions de km², 93% de cette superficie se trouve dans les hauts plateaux et le sud, et la pluviométrie y est estimée à 8%. La région nord du pays, qui est estimée à 7% de la superficie totale, est caractérisée par un climat méditerranéen et la quantité de précipitations qui y tombe est d'environ 192 milliards de m³, soit 92% [27].

II.3.1.1.2 Ressources de surface

Les sources d'eau de surface sont représentées dans les barrages, les carrières d'eau et les rivières, et les ressources en eau de surface sont estimées entre 9,8 milliards de m³ par an et 13,5 milliards de m³ par an, elles sont géographiquement réparties du nord au sud et d'est au ouest, où les bassins méditerranéens contiennent Au nord, ils contiennent 11,1 milliard de m³, tandis que les bassins désertiques contiennent 0,6 milliards de m³ et les bassins des hauts plateaux contiennent 0,7 milliards de m³, et les barrages sont la deuxième source d'eau en Algérie après les eaux souterraines. En 2009, le nombre de barrages exploités a atteint 66 barrages, d'une capacité de 7,5 milliards de m³ [27].

II.3.1.1.3 Ressources souterraines

Les estimations scientifiques indiquent qu'il existe 147 aquifères, environ 60 000 petits puits, 90000 sources d'eau et 23 000 puits profonds. La quantité d'eau souterraine exploitable est estimée à environ 7 milliards de m³ par an. Ces ressources sont réparties entre le nord, estimée à 2 milliards de m³ par an, et le sud à 5 milliards de m³ par an, Pour le nord, il est exploité à 90 pour cent, 1,8 milliards de m³ par an, et se reconstitue annuellement par ce qui s'écoule des eaux de pluie dans les couches de la terre, Comme le plus gros volume de ces ressources souterraines, estimé à 75%, est concentré dans les grands aquifères de Mitja,

Hodna, Soumam, Annaba Plaine, les hauts plateaux, Dans le désert, les eaux souterraines sont disponibles en quantités très importantes, notamment dans le désert central, qui contient deux réservoirs bien connus qui s'étendent jusqu'à la frontière tuniso-libyenne, à savoir le chevauchement continental et le complexe final, sur une superficie de 600 000 et 300 000 km² respectivement. Le renouvellement de ce réservoir est très faible pour ne pas dire impossible dans la plupart des régions [27].

II.3.1.2 Superficie agricole en Algérie

La superficie arable en Algérie est estimée à environ 84146,7 km², soit environ 3,53% de la superficie totale. La superficie pluviale est estimée à environ 40068,8 km² et la superficie irriguée est d'environ 8347,8 km², tandis que la superficie de 35730,1 km² sont laissés inexploités, et la superficie forestière est estimée à environ 42163,8 km², et la superficie des pâturages est de 328372,3 km². L'Algérie dispose d'un solde important de terres agricoles totales estimées à environ 42,46 millions d'hectares, alors que la superficie utilisée pour l'agriculture n'était que d'environ 8,42 millions d'hectares pour l'année 2009, représentant 20% de la superficie agricole totale, et lorsque la comparaison des deux chiffres précédents confirme l'existence d'une possibilité réelle pour l'Algérie d'augmenter la superficie arable, comme nous notons que la superficie arable moyenne s'élevait à 7.951.402 hectares, qui a connu une augmentation régulière d'année en année et l'augmentation a été estimée à 926.000 hectares de 12.33% [27].

II.3.2 Production agricole en Algérie

La production agricole en Algérie se caractérise par une diversité due à la multiplicité des régions géographiques et climatiques. Elle dépend principalement de la production de céréales, de légumes, d'arbres fruitiers et de dattes...etc. Elle peut être détaillée comme suit :

II.3.2.1 Céréale

Les céréales sont les cultures agricoles les plus importantes en Algérie, et elles sont le pilier de la sécurité alimentaire, qui doit toujours prêter attention au développement de sa production. Sa culture occupe la plus grande proportion de la superficie totale cultivée, et sa production est étroitement liée à. Les cultures céréalières les plus importantes en Algérie sont le blé dur, le blé tendre, l'orge, l'avoine, le soja ou encore les céréales d'été représentées en maïs de toutes sortes, elle est considérée comme la plus importante en Algérie [25].

II.3.2.2 Légumes

La culture de légumes en grande quantité repose sur de vastes terres, en particulier dans le nord, où suffisamment d'eau est disponible pour l'irrigation ainsi qu'une qualité de sol appropriée. Les légumes sont cultivés dans de nombreux États à des rythmes variables et les cultures varient d'un État à l'autre. Selon le climat, le sol et l'eau. La superficie cultivée en légumes est estimée en moyenne à 0,27 millions d'hectares, avec une production moyenne de 3,5 millions de tonnes [25].

Tableau II.1 La superficie plantée en légumes et leurs types au cours de la période 2006-2016 (l'unité est de mille hectares) [25]

LEGUME/ANNEE	2006/2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
POMME DE TERRE	99,42	131,9	138,67	162,71	156,18	153,31	156,2
OIGNONS	40,08	46,01	46,27	48,66	47,98	47,923	49,89
PASTEQUE	31,41	50,76	54,36	56,25	54,42	58,12	58,96
TOMATES	22,58	20,58	22,49	22,49	22,65	24,07	22,55
CAROTTES	15,77	17,89	18,09	18,8	18,04	18,64	18,04
HARICOTS VERTS	22,99	27,94	29,57		30,83	30,05	32,41
HARICOTS	8,69	9,2	10,71	11,59	11,45	11,27	10,69
ARTICHAUT					4,7	4,674	4,16
CHOU	2,88	3,26	4,12	3,94	3,74	3,65	4,16
L'AIL	11,33	9,5	9,06	8,55	9,19	10,22	9,45
COURGETTE					12,57	14,55	12,35
CONCOMBRE	4,19	3,96	4,04	4,14	4,5	4,515	4,06
POIVRE VERT					22,28	23,01	11,97
AUBERGINE	3,95	4,43	5,25	5,1	5,09	5,58	6,68
POIS	27,17	34,64	34,11	37,04	35,54	35,448	32,38
SOMME	290,46	360,07	376,74	379,27	439,16	445,03	433,95

II.3.2.3 Olive

L'olive est l'une des cultures importantes en Algérie, avec ses deux variétés, la variété oléagineuse, dont la culture est concentrée dans les régions de Kabylie et certains états de l'est, et la variété olive de table, dont la culture est concentrée dans les deux états de Mascara et Relizane. À plus de 5,7 millions de quintaux, et on constate que la production oléicole est fortement affectée par les conditions climatiques [25].

II.3.2.4 Agrumes

Les agrumes sont l'un des types de fruits les plus importants en Algérie en raison de ses avantages économiques par rapport aux autres types de fruits. Il occupe une grande partie de

la superficie totale des fruits par rapport aux autres types, et sa superficie a augmenté avec un taux de croissance de 35% au cours de la période 2014/2016.

Le pourcentage le plus élevé de la production totale de fruits représentait environ 25,06% en 2016 avec un montant de 1203,19 milliers de tonnes contre 1344,2 milliers de tonnes en 2017, avec un taux de croissance de 12%.

Il contribue de manière significative à l'industrie alimentaire dans la fabrication de jus et autres.

La superficie des agrumes en Algérie représente environ 78% des oranges, ce qui équivaut à 58,3 mille hectares, et 16% de la superficie est le reste des agrumes, comme le citron et la mandarine [25] [24].

II.3.2.5 Dattes

L'Algérie est réputée pour son abondance de dattes et leur haute qualité, en particulier Deglet Nour, ce qui la qualifie pour prendre la tête comme le plus grand exportateur de dattes aux spécifications internationales. La culture de la palme est la culture stratégique dans les zones désertiques (la région des oasis), puisqu'il s'étend sur une superficie de plus de 100 120 hectares et plus de 5 millions de palmiers en 2003.

La culture des palmiers est répartie dans neuf États majeurs, et ils sont classés en fonction du nombre de palmiers qu'ils contiennent :

Province de Biskra, qui contient 23,32% du nombre total de palmiers (comprend les régions de l'est et de l'ouest du Zab)

Elle est suivie par Adrar avec 21,5% (comprend la région du Touat et de Guara).

Puis El Oued avec 21,35% (comprend les oasis de Oued Rig et Oued Souf).

Elle est suivie par la Wilayat de Ouargla avec un pourcentage de 15,32% (comprend également Ouargla et Oued Rig El Ali)

Et l'état de Ghardaia (et comprend les oasis de Oued M'zab, Metlili, Manea) et Béchar, Tamanrasset, Tindouf, Illizi [25].

Il existe environ 800 variétés de dattes en Algérie, mais les plus importantes d'entre elles peuvent être classées selon les caractéristiques suivantes :

Dattes sèches : Degla blanche - Mesh Deglet - Tin Nasser.

Dattes demi-sèches : Deglet Nour - Tafzoin - Tamjohret - Azerza

Dattes molles : Al Ghars - Adala - Bint Akhbalah.

II.3.2.6 Raisins

La vigne est la deuxième culture fruitière après la culture des agrumes en Algérie en termes de superficie cultivée et la troisième en termes de production en 2016. La superficie cultivée est estimée à 66,3 mille hectares, avec une production de 571,35 mille tonnes en 2011, et 566,579 milliers de tonnes en 2017. Les raisins en Algérie se déclinent en trois variétés : raisins de liqueur, raisins de table et raisins secs [25].

II.4 Agriculture à Adrar

II.4.1 Présentation de La wilaya d'Adrar

La wilaya d'Adrar est un état frontalier situé au sud-ouest de l'Algérie, c'est l'état n°01 dans le classement des états selon l'organisation administrative algérienne. Il a des frontières avec le Mali, la Mauritanie et le Sahara occidental. Le climat désertique prévaut dans l'état, et la majorité de son terrain est sablonneux avec des zones arides et rocheuses dans le nord de l'état appelé Hamada, et le caractère rural-urbain de l'État est dominant et la taille de la population est relativement petite par rapport à sa superficie.

L'État a une superficie de 427 000 km², une population de 441 800 habitants et comprend 11 daïras, 28 communes et 299 ksars.

Son emplacement se situe entre les longitudes 1 est et 3 ouest, et les latitudes 20 et 30 au nord de l'équateur [26].

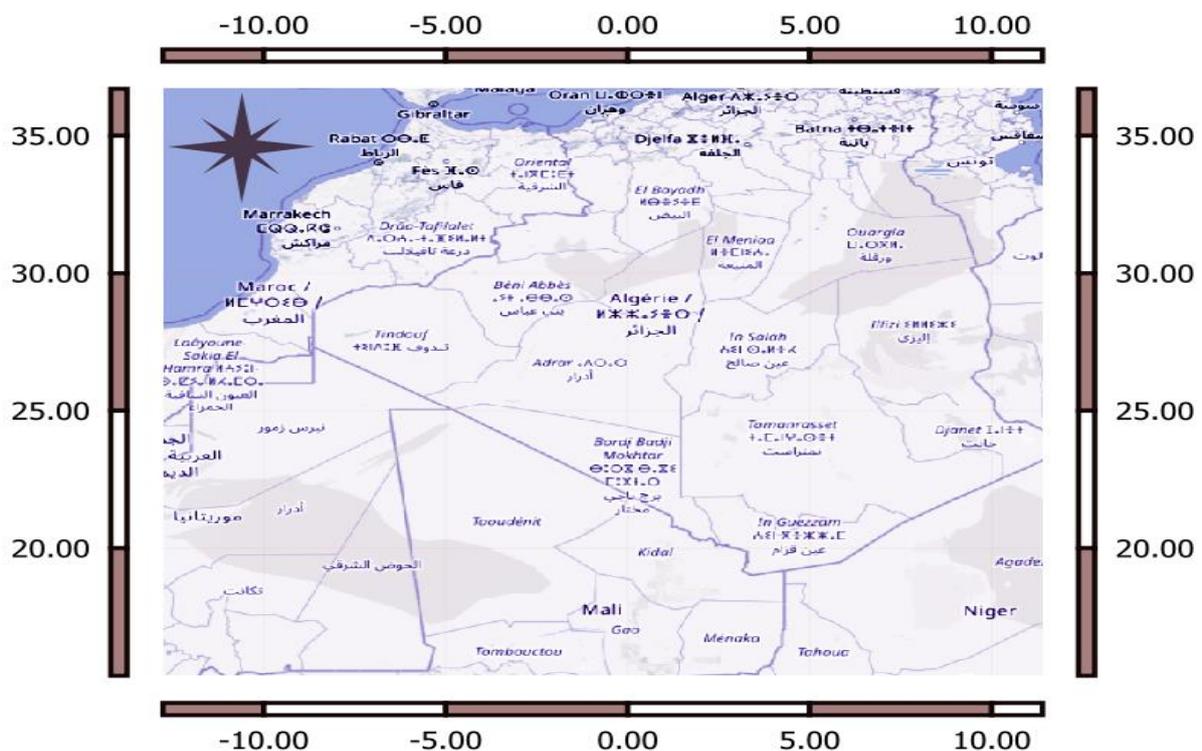


Figure II.1 Adrar

II.4.2 Secteur agricole d'Adrar

II.4.2.1 Secteur agricole en chiffres

La superficie agricole totale de l'Etat d'Adrar est estimée à 366 077 hectares, dont la superficie exploitée est estimée à 35 806 hectares.

La superficie irriguée est estimée à 29 038 hectares.

Le nombre total d'investisseurs agricoles atteint : 27 438 dont 21 195 dans le secteur Oasis, Et 6 243 dans le secteur de la Réhabilitation.

Ressources en eau exploitées :

Pour les puits profonds : 1044 puits à un débit de 9 200 l/s.

Puits ordinaires : 6 626 à un débit de 15 000 l/s.

Vertébrés : 1829 vertèbres, dont 677 vertèbres vivantes et 1152 vertèbres mortes à un niveau de 2900 l/s

II.4.2.2 Production agricole dans Adrar

Indiqué dans le tableau suivant :

Tableau II.2 Superficie cultivée et quantité de production pour l'année 2019 [26]

Produit	Superficie (hectares)	Production (Tonnes)
Dattes	28327	93760,4
Légumes dont :	4520	71560,5
Tomates	1110	22597,8
Légumes protégés	93	5083,8
Les céréales comprennent :	12918	37115
Sous pulvérisation axiale	7190	22650
Nourrir	1650	31078
Haricots secs	135	75,4
Cultures industrielles Tabac - Henné - Cacahuètes	1941	35888,8

Les zones les plus importantes propices à l'agriculture et à l'investissement dans l'état d'Adrar Répartition des principaux océans agricoles dans l'état d'Adrar.

Tableau II.3 Répartition des zones agricoles les plus importantes de Adrar [26]

DAÏRA	COMMUNE	REGIONE
ZAWIAT KANTEH	Zawiat Kanteh_Al Zejmir	Ain Elfat-stah azzi
FENOGHEL	Fenoghel	Baamour
TSABIT	Esbaa	hmadat arria
UGROUT	Ougrout	Zawiat sidi abdella-boukma
UOELF	Timegten	mohamed boudiaf

II.5 Nappe albiennne et l'eau souterraine

II.5.1 Nappe du Continental Intercalaire (CI) ou Albiennne

La nappe albiennne est un grand réservoir d'eau fossile qui s'étend sur une superficie globale de 840.000 Km² dont 600.000 Km² en Algérie (le reste en Tunisie et en Libye). Elle est plus de 1.000 m de profondeur avec une pourcentage de salit de 1 à 2 g/l. La nappe couvre les deux tiers du Sahara de nord avec une réserve de 40.000 Milliards de m³ [47].

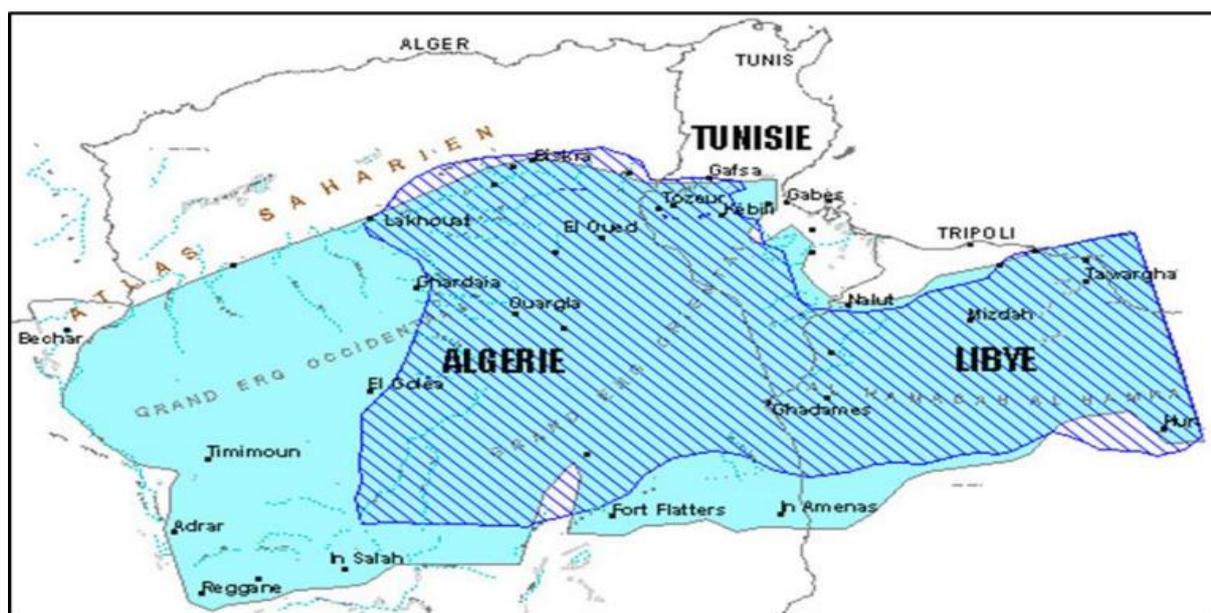


Figure II.2 La nappe du Continental Intercalaire (CI) ou Albiennne [47]

II.5.2 Complexe Terminal :

La nappe du Complexe Terminal (CT) se localise dans le Sahara occidental et s'étend sur une superficie de 350.000 Km² avec une profondeur oscillante entre 100 et 500 m. Ces eaux sont froides et généralement salées (de 3 à 8 g/l). Cette nappe est exploitée dans les Ziban, Oued Righ, Oued Souf et Ouargla et représente environ les 7/10 -ème des ressources de ces

régions, soit 20.000 Milliards de m³, les écoulements des eaux de cette nappe convergent vers les Chotts Melghir et Merouane, qui constituent les exutoires naturels de la nappe[47].

La recharge est estimée à 18,5 m³/s, et le volume total exploité est de 16,25 m³/s, travers de 960 forages (1998)

II.6 Conclusion

Pour tous les pays, l'agriculture est le pilier du développement dans ses dimensions économiques et sociales. Ceux qui suivent et étudient les conditions du secteur agricole en Algérie constatent son relatif sous-développement, malgré les ressources foncières, humaines, hydriques et matérielles disponibles.

Ce secteur souffre d'abandon et de sous-développement. Le défi alimentaire reste une préoccupation majeure des décideurs et confronte l'économie algérienne, celle-ci n'étant toujours pas en mesure de répondre aux besoins alimentaires de la population.

Ainsi, on peut dire que l'agriculture algérienne n'a jusqu'à présent pas été en mesure d'éliminer la dépendance économique et d'atteindre l'autosuffisance.

À travers ce que nous avons présenté dans ce chapitre, nous concluons que l'Algérie dispose d'un énorme potentiel agricole à partir de vastes terre et d'énormes ressource en eau souterraines et particulièrement dans les Hauts plateaux et le grand sud. En exploitant de façon intelligente et scientifique ces zones, l'Algérie deviendrait l'un des plus grands fournisseurs de denrées alimentaires au monde.

III. Chapitre : Étude de la machine éolienne

III.1 Introduction

Le système éolien comprend une ou plusieurs unités éoliennes fonctionnant électriquement en parallèle. Chaque éolienne est composée des composants de base suivants :

- Structure de la tour
- Rotor à deux ou trois pales fixées au moyeu
- Arbre avec engrenage mécanique
- Générateur électrique
- Mécanisme de lacet, tel que la palette de queue
- Capteurs et contrôle

En raison du grand moment d'inertie du rotor, les défis de conception incluent le démarrage, le contrôle de la vitesse pendant l'opération de production d'énergie et l'arrêt de l'éolienne si nécessaire. Le courant de Foucault ou un autre type de frein est utilisé pour arrêter l'éolienne en cas d'urgence ou pour l'entretien.

Dans un parc éolien moderne, chaque éolienne doit disposer de son propre système de contrôle pour fournir des fonctions opérationnelles et de sécurité à distance (Figure 3.1).

Il doit également avoir un ou plusieurs des composants supplémentaires suivants :

- Des anémomètres, qui mesurent la vitesse du vent et transmettent les données au contrôleur.
- De nombreux capteurs pour surveiller et réguler divers paramètres mécaniques et électriques. Une éolienne de 1 MW peut avoir plusieurs centaines de capteurs.
- Contrôleur de décrochage, qui démarre la machine à des vitesses de vent définies de 3,5 à 6,5 m/s et s'arrête à 22 à 30 m/s pour protéger les pales d'une surcharge et le générateur d'une surchauffe.
- Électronique de puissance pour convertir et conditionner l'alimentation aux normes requises.
- Électronique de contrôle, intégrant généralement un ordinateur.
- Batterie pour améliorer la disponibilité de la charge dans une installation autonome.
- Liaison de transport pour connecter la centrale au réseau local.

Voici les termes et la terminologie couramment utilisés dans l'industrie de l'énergie éolienne :

Arbre lent : Le rotor fait tourner l'arbre lent à 30 à 60 tours par minute.

Arbre rapide : Il entraîne le générateur via un multiplicateur de vitesse.

Frein : Un frein à disque qui arrête le rotor en cas d'urgence. Il peut être appliqué mécaniquement, électriquement ou hydrauliquement.

Boîte de vitesses : Des engrenages relient l'arbre à basse vitesse à l'arbre à grande vitesse et augmentent la vitesse de l'éolienne de 30 à 60 tr/min aux 1 200 à 1 800 tr/min requis par la plupart des générateurs pour produire de l'électricité de manière efficace. Parce que la boîte de vitesses est une pièce coûteuse et lourde, les ingénieurs de conception explorent des générateurs à entraînement direct à vitesse lente qui n'ont pas besoin de boîte de vitesses.

Générateur : il s'agit généralement d'un générateur à induction standard qui produit une alimentation alternative de 50 ou 60 Hz.

Nacelle : Le rotor se fixe à la nacelle, qui se trouve au sommet de la tour et comprend une boîte de vitesses, des arbres à basse et haute vitesse, un générateur, un contrôleur et un frein. Un couvercle protège les composants à l'intérieur de la nacelle. Certaines nacelles sont suffisamment grandes pour que les techniciens puissent se tenir à l'intérieur pendant qu'ils travaillent.

Le système d'inclinaison : les pales sont tournées ou inclinées hors du vent pour empêcher le rotor de tourner dans des vents dont la vitesse est trop élevée ou trop faible pour produire de l'électricité.

Au vent et sous le vent : L'éolienne au vent fonctionne face au vent devant la tour, tandis que l'éolienne sous vent tourne face au vent après la tour.

Vane : Elle mesure la direction du vent et communique avec le moteur de lacet pour orienter correctement l'éolienne par rapport au vent.

Entraînement en lacet : Il maintient l'éolienne face au vent lorsque la direction du vent change. Un moteur de lacet alimente l'entraînement de lacet. Les éoliennes sous le vent ne nécessitent pas d'entraînement en lacet, car le vent souffle le rotor sous le vent.

La conception et les caractéristiques de fonctionnement des divers composants du système sont décrites dans les sous-sections suivantes.



Figure III.1 Parc éolien et centre de contrôle [31]

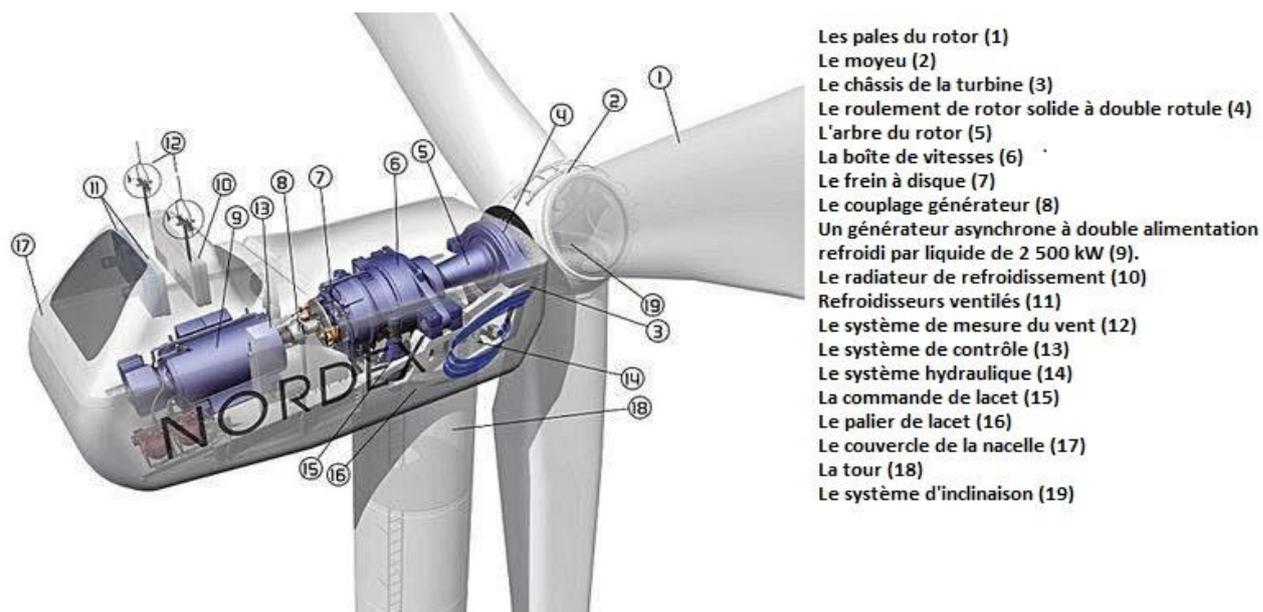


Figure III.2 Détails de la nacelle de l'éolienne Nordex N80 2,5 MW [32]

III.2 Composants du système

III.2.1 Tour éolienne

La tour éolienne supporte le rotor et la nacelle contenant l'engrenage mécanique, le générateur électrique, le mécanisme de lacet et la commande de décrochage. La figure 3.2 illustre les détails et la disposition des composants dans une grande nacelle. La hauteur de la tour dans le passé était de l'ordre de 20 à 50 m. Pour les éoliennes de taille moyenne et grande, la hauteur de la tour est approximativement égale au diamètre du rotor, comme le montre le dessin côté d'une éolienne de 2.5 MW (figure 3.5). Les petites turbines sont généralement montées sur la tour à quelques diamètres de rotor de haut. Sinon, ils souffriraient de fatigue en raison de la faible vitesse du vent trouvée près de la surface du sol. La figure 3.4 montre les hauteurs des tours d'éoliennes de différentes tailles par rapport à certaines structures connues.

Des tours en acier et en béton sont disponibles et sont utilisées. La construction peut être tubulaire ou en treillis. Les pylônes doivent mesurer au moins 25 à 30 m de haut pour éviter les turbulences causées par les arbres et les bâtiments. Les tours à échelle utilitaire sont généralement deux fois plus hautes pour profiter des vents plus rapides à ces hauteurs.

Le principal problème dans la conception de la tour est la dynamique structurelle. La vibration de la tour et les cycles de fatigue qui en résultent sous la fluctuation de la vitesse du vent sont évités par la conception. Cela nécessite d'éviter soigneusement toutes les fréquences de résonance de la tour, du rotor et de la nacelle des fréquences de fluctuation du vent. Une

marge suffisante doit être maintenue entre les deux ensembles de fréquences dans tous les modes de vibration.

Les fréquences de résonance de la structure sont déterminées par des analyses modales complètes, conduisant aux vecteurs propres et aux valeurs propres d'équations matricielles complexes représentant le mouvement des éléments structuraux. Les fréquences de fluctuation du vent sont trouvées à partir des mesures sur le site considéré. L'expérience sur un site similaire à proximité peut combler le manque d'informations requises.

De grosses grues sont généralement nécessaires pour installer des tours éoliennes. Cependant, l'augmentation progressive de la hauteur de la tour apporte une nouvelle dimension à l'installation. Les grands rotors ajoutent également au problème de transport. Les tours labourables à la nacelle et les rotors se déplaçant vers le haut avec la tour font partie des développements les plus récents dans l'installation de tours éoliennes. L'installation offshore vient avec son propre défi qui doit être relevé.

La masse de tête supérieure (THM) de la nacelle et du rotor combinés a une incidence significative sur la dynamique de l'ensemble de la tour et de la fondation. Une faible teneur en THM est généralement une mesure de la compétence de conception, car elle entraîne une réduction des coûts de fabrication et d'installation. Les THM de l'éolienne N80 2,5MW/80m de Nordex sont de 170 tonnes, la machine 4,2MW/110m de NEG Micon est de 214 tonnes, et la machine 5MW/125m de REpower en Allemagne est d'environ 350 tonnes, ce qui comprend marges de conception supplémentaires de 15 à 20% [23].

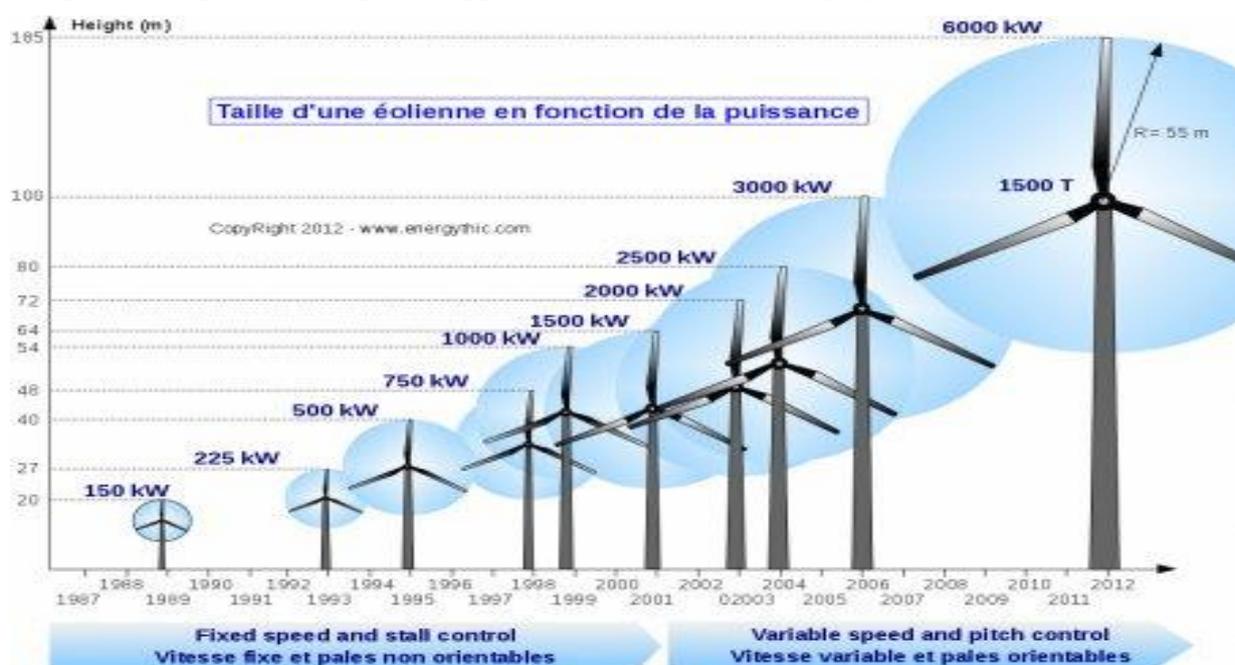


Figure III.3 les hauteurs des tours d'éoliennes de différentes tailles [33]

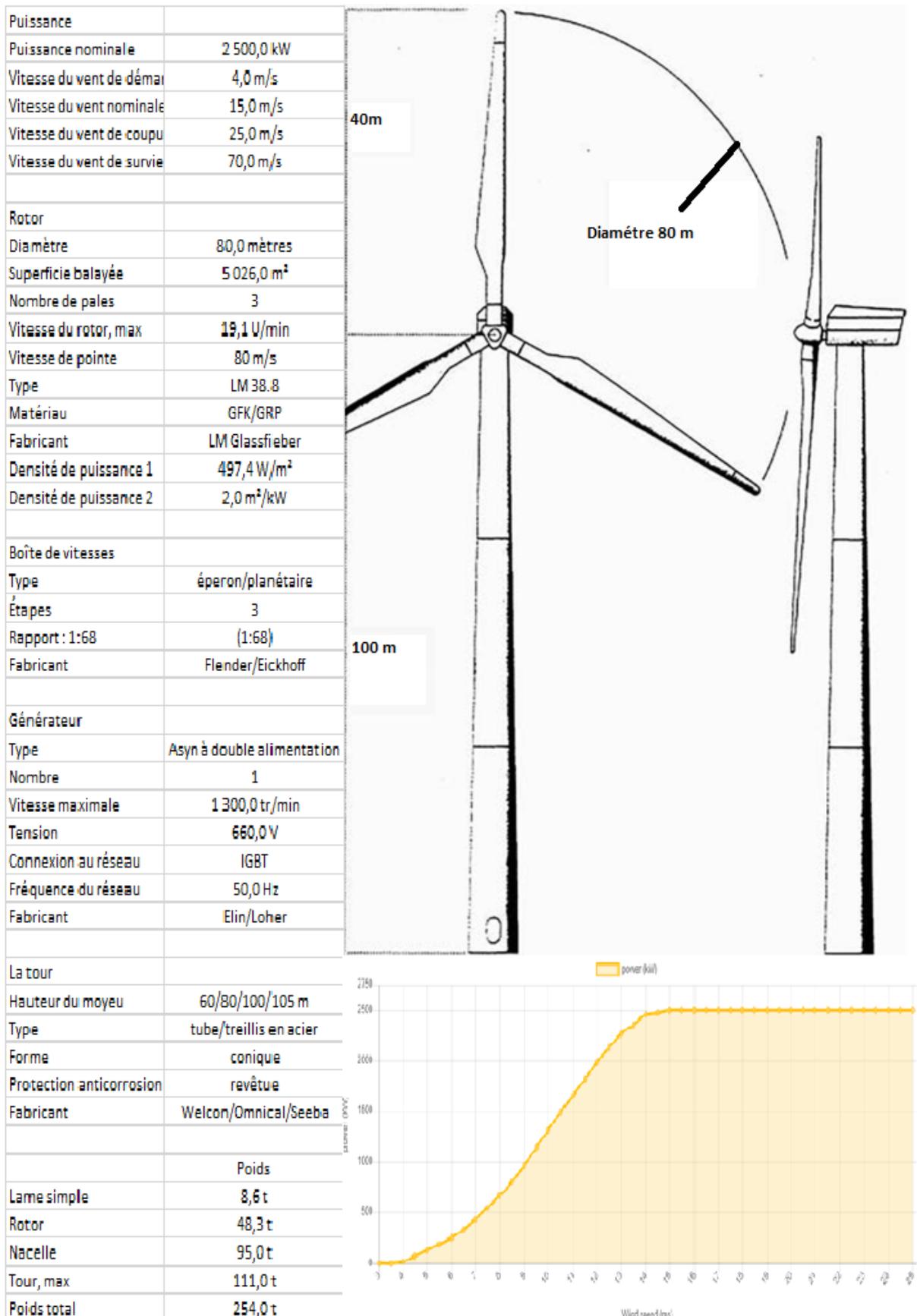


Figure III.4 une éolienne Nordex N80 de 2,5 MW et les dimensions de la tour avec les spécifications [32]

III.2.2 Turbine éolienne

Les éoliennes sont fabriquées dans des tailles allant de quelques kW pour les applications distantes autonomes à quelques MW chacune pour la production d'électricité à grande échelle. La taille de l'éolienne n'a cessé d'augmenter. La taille moyenne de l'éolienne installée dans le monde en 2002 était supérieure à 1 MW. Fin 2003, environ 1 200 éoliennes de 1,5 MW fabriquées par GE Wind Energy à elles seules étaient installées et en service. Aujourd'hui, des machines encore plus grandes sont régulièrement installées à grande échelle, telles que les nouvelles turbines de 3,6 MW de GE pour les parcs éoliens offshore en Europe et aux États-Unis. Elle offre des pales plus légères à vitesse variable et contrôlées par le système d'inclinaison sur une structure de support plus souple, résultant en une fondation rentable. Sa vitesse de vent nominale est de 14 m/sec avec une vitesse d'enclenchement à 3,5 m/sec et une coupure à 25 m/sec. Le diamètre de la pale est de 104 m avec une hauteur de moyeu de 100 m à terre et de 75 m en mer. En août 2002, le prototype d'éolienne de 4,5 MW d'Enercon a été installé près de Magdeburgh, dans l'est de l'Allemagne. Il a un diamètre de rotor de 113 m, une hauteur de moyeu de 124 m et une nacelle en forme d'œuf. Son diamètre de tour en béton armé est de 12 m à la base, se rétrécissant à 4 m au sommet. Aujourd'hui, même des machines de 5 MW sont installées dans de grands parcs éoliens offshore. La masse d'une éolienne de 5 MW peut varier de 150 à 300 tonnes dans la nacelle et de 70 à 100 tonnes dans les pales du rotor, selon les technologies de fabrication adoptées au moment de la conception. Les designs les plus modernes seraient naturellement du côté le plus léger de la gamme. L'approvisionnement des turbines nécessite des spécifications détaillées, qui sont souvent adaptées à partir des spécifications des fabricants. Les principaux fabricants d'éoliennes dans le monde sont répertoriés dans le tableau 3.1 [34].

Tableau III.1 Principaux fournisseurs mondiaux d'éoliennes en 2021 [34]

FOURNISSEUR	PART DU MARCHÉ MONDIAL (GW)
VESTAS(DANEMARK)	9,6
SIEMENS GAMESA (ALLEMAGNE / ESPAGNE)	8,79
GOLDWIND(CHINE)	8,25
GE ENERGY(ÉTATS-UNIS)	7,37
ENVISION (CHINE)	5,78
MING YANG (CHINE)	4,50
WINDEY (CHINA)	2,06
NORDEX (ALLEMAGNE)	1,96
SHANGHAI ELECTRIC (CHINE)	1,71

III.2.3 Pales

Les éoliennes modernes ont deux ou trois pales, qui sont des profils aérodynamiques soigneusement construits qui utilisent des principes aérodynamiques pour capter autant de puissance que possible. La conception du profil aérodynamique utilise une surface supérieure plus longue tandis que la surface inférieure reste quelque peu uniforme. Selon le principe de Bernoulli, une "portance" est créée sur le profil aérodynamique par la différence de pression dans le vent circulant sur les surfaces supérieure et inférieure du profil. Cette force de portance aérodynamique fait voler l'avion haut, mais fait tourner les pales de l'éolienne autour du moyeu. En plus de la force de portance sur les pales, une force de traînée est créée, qui agit perpendiculairement aux pales, entravant l'effet de portance et ralentissant le rotor. L'objectif de conception est d'obtenir le rapport portance / traînée le plus élevé qui puisse varier sur la longueur de la pale pour optimiser la puissance de sortie de l'éolienne à différentes vitesses.

Les pales du rotor sont la partie la plus visible de l'éolienne et représentent l'avant-garde de l'ingénierie aérodynamique. Les contraintes mécaniques constantes dues aux forces centrifuges et à la fatigue sous les vibrations continues font de la conception de la pale le maillon mécanique le plus faible du système. Un effort de conception important est nécessaire pour éviter une défaillance prématurée des pales par fatigue. Une augmentation rapide de la taille des turbines a été récemment rendue possible par les progrès rapides de la technologie des pales de rotor, y compris l'émergence des composites époxy à base de fibres de carbone et de verre.

Les pales de l'éolienne sont en bois haute densité ou en fibre de verre et composites époxy. L'angle d'inclinaison élevé utilisé pour le contrôle du décrochage produit également une force élevée. La charge qui en résulte sur la pale peut provoquer un niveau élevé de vibrations et de fatigue, pouvant entraîner une défaillance mécanique. Quelle que soit la conception à vitesse fixe ou variable, l'ingénieur doit faire face aux forces de décrochage. Les chercheurs passent des analyses de contraintes 2D à 3D pour mieux comprendre et concevoir de telles forces. De ce fait, la conception des pales évolue en permanence, notamment au niveau du pied de pale où la sollicitation est maximale du fait de l'effet cantilever.

La conception aérodynamique de la pale est importante car elle détermine le potentiel de capture d'énergie. Les grandes et petites pales de machine ont des philosophies de conception très différentes. La petite machine assise sur une tour relativement plus haute que le diamètre de la pale, et généralement sans surveillance, nécessite une conception nécessitant peu

d'entretien. D'autre part, une grande machine tend à optimiser les performances aérodynamiques pour une capture d'énergie maximale possible. Dans les deux cas, le coût de la pale est généralement maintenu en dessous de 10 % du coût total d'installation [23].

III.3 Contrôle de vitesse

La technologie des éoliennes a considérablement changé au cours des 25 dernières années. Les grandes éoliennes installées aujourd'hui ont tendance à être de conception à vitesse variable, incorporant une commande d'inclinaison et une électronique de puissance. Les petites machines, en revanche, doivent disposer d'un contrôle simple et peu coûteux de la puissance et de la vitesse. Les méthodes de contrôle de la vitesse appartiennent aux catégories suivantes :

Aucun contrôle de vitesse : dans cette méthode, la turbine, le générateur électrique et l'ensemble du système sont conçus pour résister à la vitesse extrême sous des vents en rafales.

Commande de lacet et d'inclinaison : La commande de lacet oriente en permanence le rotor dans la direction du vent. Il peut être aussi simple que la girouette ou plus complexe sur les tours modernes. Des considérations théoriques dictent autant que possible le lacet libre. Cependant, les pales en rotation avec de grands moments d'inertie produisent un couple gyroscopique élevé pendant le lacet, entraînant souvent un bruit fort. Un lacet rapide peut générer un bruit dépassant la limite de l'ordonnance locale. Par conséquent, un lacet contrôlé est souvent requis et utilisé, dans lequel l'axe du rotor est décalé hors de la direction du vent lorsque la vitesse du vent dépasse la limite de conception.

Le système d'inclinaison (pitch control) : Cela change l'inclinaison de la pale avec la vitesse du vent changeante pour réguler la vitesse du rotor. La production d'électricité à grande échelle évolue vers des rotors à vitesse variable avec une électronique de puissance intégrant un système d'inclinaison.

Contrôle du décrochage : le contrôle du lacet et de l'inclinaison déplace progressivement l'axe du rotor dans et hors de la direction du vent. Mais, dans des rafales de vent au-dessus d'une certaine vitesse, les pales sont décalées (profilées) dans une position telle qu'elles calent et ne produisent pas de force de portance. Au décrochage, le flux de vent cesse d'être régulier autour du contour de la pale, mais se sépare avant d'atteindre le bord de fuite. Cela se produit toujours à un angle d'inclinaison élevé. Les pales subissent une traînée élevée, ce qui réduit la puissance de sortie du rotor. De cette façon, les pales sont maintenues sous la limite de vitesse autorisée par vent en rafale. Cela protège non seulement les pales des surcharges mécaniques, mais protège également le générateur électrique des surcharges et des

surchauffes. Une fois calée, l'éolienne doit être redémarrée après la rafale de vent s'est affaissé.

La figure 4.7 illustre la distribution des méthodes de contrôle utilisées dans les conceptions de petites éoliennes. Les grosses machines utilisent généralement le contrôle de vitesse électronique de puissance [23].

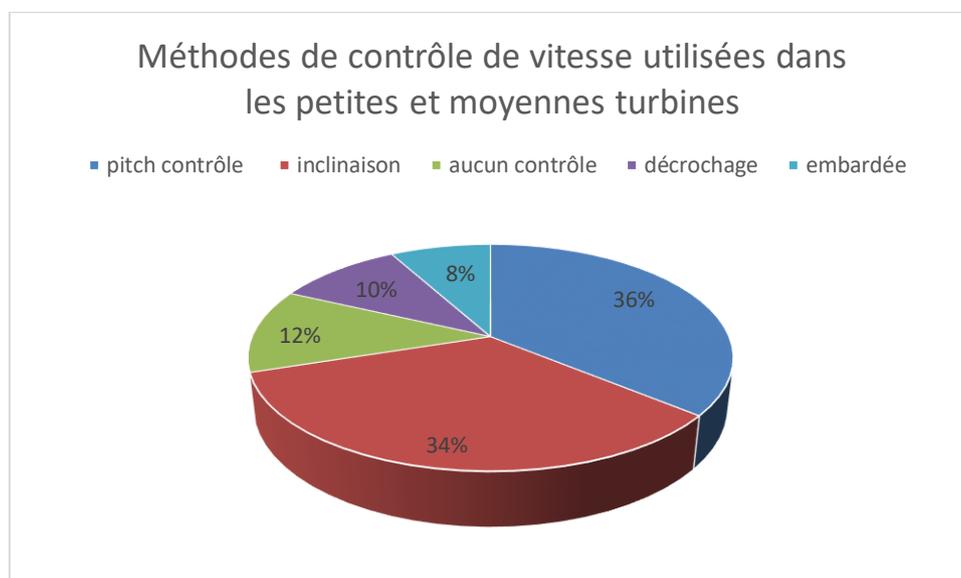


Figure III.5 Méthodes de contrôle de vitesse utilisées dans les petites et moyennes turbines

[23]

Puissance de l'éolienne

La méthode d'évaluation de la puissance nominale d'une éolienne n'a pas de norme acceptée à l'échelle mondiale. La difficulté vient du fait que la puissance de sortie de l'éolienne dépend du carré du diamètre du rotor et du cube de la vitesse du vent. Le rotor d'un diamètre donné générerait donc une puissance différente à différentes vitesses de vent. Une éolienne pouvant générer 300 kW à 7 m/sec produirait 450 kW à une vitesse de vent de 8 m/sec. Les premiers concepteurs d'éoliennes ont créé un système de notation qui spécifiait la puissance de sortie à une vitesse de vent arbitraire. Cette méthode n'a pas bien fonctionné car tout le monde ne pouvait pas s'entendre sur une vitesse pour spécifier la puissance nominale. Les vitesses de vent « nominales » variaient de 10 à 15 m/sec dans cette pratique. Les fabricants ont cité le côté supérieur pour réclamer une plus grande production à partir de la même conception.

Une telle confusion dans la citation de la cote a été évitée par certains fabricants européens qui n'ont cité que le diamètre du rotor. Mais la confusion a persisté quant à la puissance maximale que la machine peut générer sous la vitesse de vent la plus élevée dans laquelle l'éolienne peut fonctionner en continu et en toute sécurité. De nombreux fabricants ont donc

adopté les désignations nominales combinées x/y, la capacité électrique de pointe du générateur suivie du diamètre de l'éolienne. Par exemple, une éolienne de 300/30 kW/m signifie un générateur électrique de 300 kW et une éolienne de 30 m de diamètre. La capacité nominale spécifique (SRC) est souvent utilisée comme indice comparatif des conceptions d'éoliennes. Il mesure la capacité de production d'électricité par mètre carré de la surface balayée par la pale et est défini comme suit en unités de kW/m² :

$$SRC = \frac{C_e}{S_b} \quad (\text{III. 1})$$

C_e = Capacité électrique du générateur

S_b = Zone balayée par le rotor

Le SRC pour une éolienne 300/30 est de $300/\pi \times 15^2 = 0,42$ kW/m². Elle augmente avec le diamètre, permettant des économies d'échelle favorables pour les grosses machines, et varie d'environ 0,2 kW/m² pour un rotor de 10 m de diamètre à 0,5 kW/m² pour un rotor de 40 m de diamètre. Certaines turbines à puissance nominale élevée ont un SRC de 0,7 kW/m², et certaines atteignent jusqu'à 1 kW/m². Les pales de rotor à SRC plus élevé ont des contraintes de fonctionnement plus élevées, ce qui se traduit par une durée de vie plus courte. Toutes les régions de concentration de contraintes sont soigneusement identifiées et éliminées dans les conceptions à SRC élevé. Les outils de conception modernes, tels que l'analyse des contraintes par éléments finis et l'analyse des vibrations modales, peuvent être d'une grande valeur dans la conception des rotors.

La puissance nominale l'éolienne est importante car elle indique au concepteur du système comment dimensionner le générateur électrique, le transformateur de la centrale et les câbles de connexion à la sous-station et à la liaison de transmission faisant interface avec le réseau. Le système d'alimentation doit être dimensionné sur la capacité de crête du générateur. Étant donné que la puissance de l'éolienne dépend du cube de la vitesse du vent, l'ingénieur de conception du système fait correspondre les caractéristiques de performance de l'éolienne et du générateur. Cela signifie sélectionner la vitesse nominale de l'éolienne en fonction de l'alternateur. Comme la boîte de vitesses et le générateur ne sont fabriqués que dans des tailles discrètes, la sélection de la vitesse nominale de l'éolienne peut être complexe. Le processus de sélection passe par plusieurs itérations, échangeant le coût avec l'avantage des vitesses disponibles. La sélection d'une vitesse nominale faible entraînerait un gaspillage d'énergie par vent fort. D'autre part, si la vitesse nominale est élevée, l'efficacité du rotor en souffrira la plupart du temps [23].

III.4 Puissance, vitesse et TSR

Le couple typique de l'éolienne en fonction de la vitesse du rotor est représenté sur la figure 3.7. Il montre un petit couple à vitesse nulle, atteignant une valeur maximale avant de tomber à presque zéro lorsque le rotor flotte juste avec le vent. Deux de ces courbes sont tracées pour différentes vitesses de vent V_1 et V_2 , V_2 étant supérieur à V_1 . La puissance correspondante en fonction de la vitesse du rotor aux deux vitesses de vent est tracée à la Figure 3.8. Comme la puissance mécanique convertie en puissance électrique est donnée par le produit du couple T et de la vitesse angulaire, la puissance est nulle à vitesse nulle et de nouveau à grande vitesse avec un couple nul. La puissance maximale est générée à une vitesse de rotor quelque part entre les deux, comme indiqué par P_{1max} et P_{2max} pour les vitesses V_1 et V_2 , respectivement. La vitesse à la puissance maximale n'est pas la même vitesse à laquelle le couple est maximal. La stratégie de fonctionnement d'un système éolien bien conçu consiste à adapter la vitesse du rotor pour générer de l'énergie en continu à proximité des points P_{max} . Comme le point P_{max} change avec la vitesse du vent, la vitesse du rotor doit donc être ajustée en fonction de la vitesse du vent pour forcer le rotor à travailler en continu à P_{max} . Cela peut être fait avec une conception et un fonctionnement du système à vitesse variable.

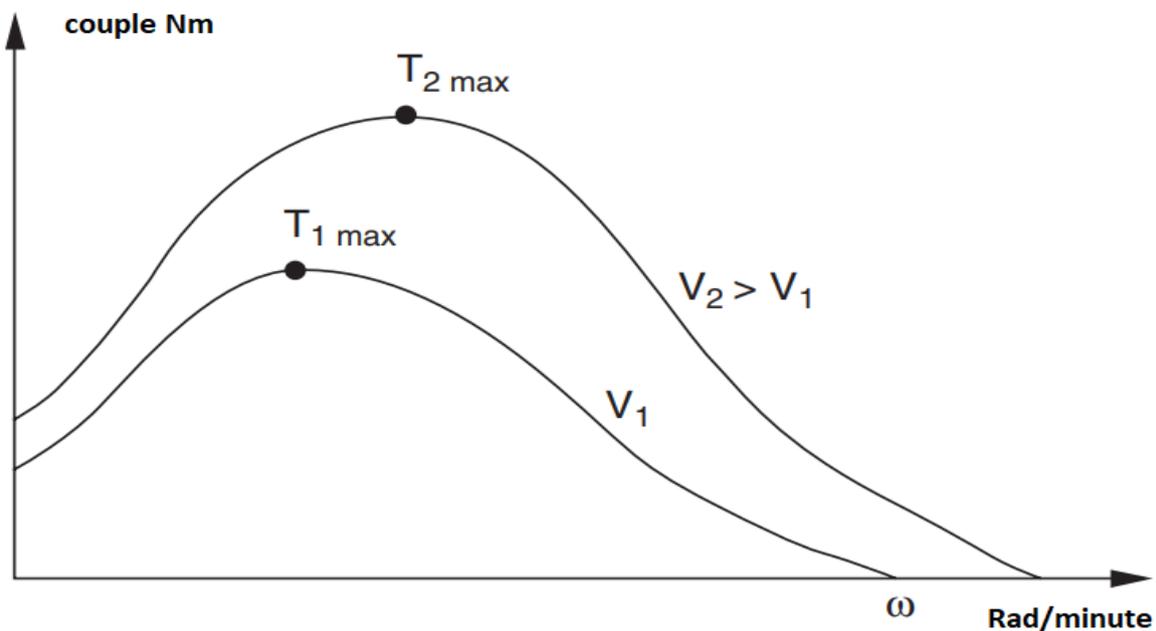


Figure III.6 Couple de l'éolienne en fonction de la caractéristique de vitesse du rotor à deux vitesses de vent, V_1 et V_2 . [23]

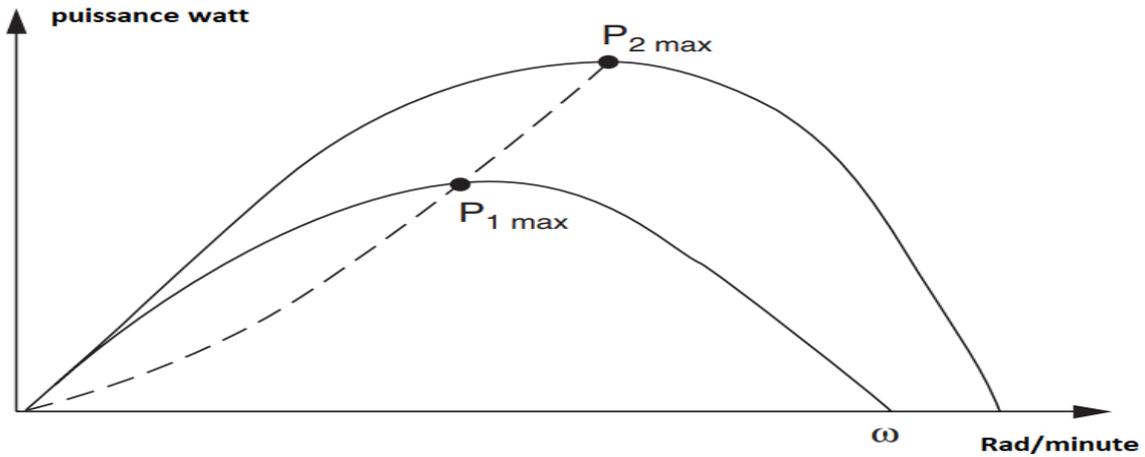


Figure III.7 Puissance de l'éolienne en fonction de la caractéristique de vitesse du rotor à deux vitesses de vent, V1 et V2 [23]

Sur un site donné, la vitesse du vent varie sur une large plage allant de zéro à de fortes rafales. Nous définissons le rapport de vitesse de pointe (TSR) comme suit :

$$TSR = \frac{\omega R}{V} \quad \text{(III. 2)}$$

Où R et ω sont respectivement le rayon du rotor et la vitesse angulaire.

Pour une vitesse de vent donnée, le rendement du rotor C_p varie avec TSR comme le montre la Figure 3.9. La valeur maximale de C_p se produit approximativement à la même vitesse de vent qui donne la puissance de crête dans la courbe de distribution de puissance de la Figure 3.8. Pour capter une puissance élevée par vent fort, le rotor doit également tourner à grande vitesse, en maintenant le TSR constant au niveau optimal. Cependant, les trois attributs de performances système suivants sont liés à TSR :

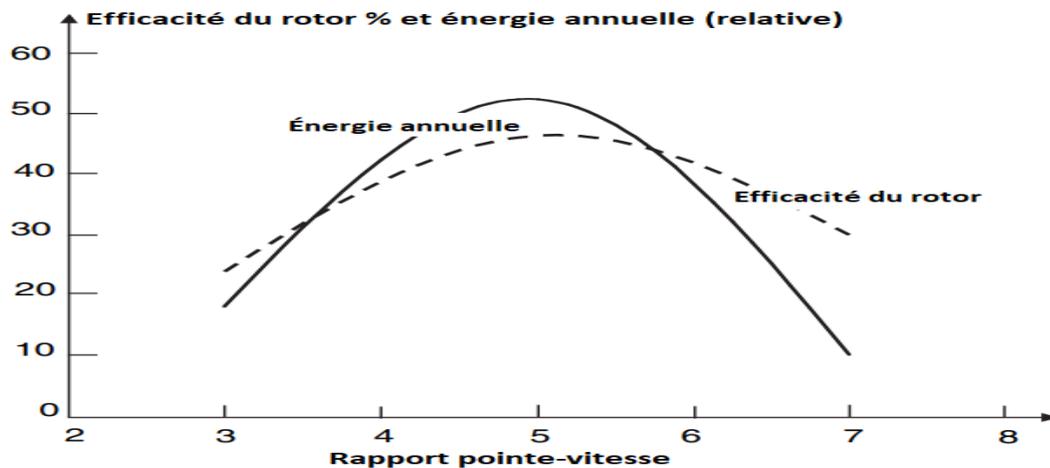


Figure III.8 Efficacité du rotor et production d'énergie annuelle par rapport au TSR du rotor [23].

1. Le rendement maximal du rotor C_p est atteint à un TSR particulier, qui est spécifique à la conception aérodynamique d'une éolienne donnée. Le TSR nécessaire pour une extraction de puissance maximale varie de près d'un pour les machines à plusieurs pales à faible vitesse à près de six pour les machines modernes à grande vitesse et à deux pales.
2. La contrainte mécanique centrifuge dans le matériau de la pale est proportionnelle au TSR. La machine travaillant à un TSR plus élevé est forcément plus sollicitée. Par conséquent, si elle était conçue pour la même puissance dans la même vitesse de vent, la machine fonctionnant à un TSR plus élevé aurait des pales de rotor plus minces.
3. La capacité d'une éolienne à démarrer sous charge est inversement proportionnelle au TSR de conception. Lorsque ce rapport augmente, le couple de démarrage produit par la pale diminue.

Une commande à vitesse variable est nécessaire pour maintenir un TSR constant afin de maintenir l'efficacité du rotor à son maximum. Au TSR optimal, les pales sont orientées pour maximiser la portance et minimiser la traînée sur le rotor. L'éolienne sélectionnée pour un fonctionnement TSR constant permet à la vitesse de rotation du rotor et du générateur de varier jusqu'à 60% en faisant varier le pas des pales [23].

III.5 Capture d'énergie maximale

La conception du système éolien doit optimiser le captage annuel d'énergie sur un site donné. Le seul mode de fonctionnement pour extraire le maximum d'énergie est de faire varier la vitesse de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent de sorte qu'à tout moment le TSR soit continûment égal à celui requis pour le coefficient de puissance maximum C_p . La théorie et l'expérience sur le terrain indiquent que le fonctionnement à vitesse variable produit 20 à 30 % de puissance en plus qu'avec le fonctionnement à vitesse fixe. Néanmoins, le coût de la commande à vitesse variable s'ajoute. Dans la conception du système, ce compromis entre l'augmentation de l'énergie et l'augmentation des coûts doit être optimisé. Dans le passé, les coûts supplémentaires de conception du rotor inclinaison variable, ou du contrôle de vitesse avec électronique de puissance, l'emportaient sur l'avantage de la capture d'énergie accrue. Cependant, la baisse des prix de l'électronique de puissance pour le contrôle de la vitesse et la disponibilité de composites de fibres à haute résistance pour la construction de rotors à grande vitesse ont rendu économique la capture de plus d'énergie lorsque la vitesse est élevée. Le fonctionnement à vitesse variable présente un avantage indirect. Il permet de contrôler les puissances active et réactive séparément dans le processus de contrôle automatique de la génération. En fonctionnement à vitesse fixe, en revanche, le rotor est arrêté lors de vitesses

de vent élevées, ce qui entraîne une perte d'énergie importante. Les avantages et les inconvénients des opérations à vitesse fixe et variable sont répertoriés dans le tableau 3.2.

Tableau III.2 Les avantages de système à vitesse fixe et vitesse variable

Système à vitesse fixe	Système à vitesse variable
Système électrique simple et peu coûteux	Efficacité du rotor plus élevée, donc, capture d'énergie plus élevée par an
Moins de pièces, donc plus de fiabilité	Couple transitoire faible
Faible probabilité d'excitation de résonance mécanique de la structure	Moins d'étapes de vitesse, donc une boîte de vitesses peu coûteuse
Aucune conversion de fréquence, donc aucune harmonique de courant présente dans le système électrique	Système d'amortissement mécanique non nécessaire ; le système électrique pourrait fournir un amortissement si nécessaire
Coût en capital inférieur	Aucun problème de synchronisation

Presque tous les grands fournisseurs proposent désormais des systèmes à vitesse variable en combinaison avec la régulation d'inclinaison. Les avantages potentiels du système à vitesse variable comprennent un support de réseau actif, un fonctionnement de suivi de la puissance de crête et une structure de fondation offshore moins chère. Le générateur à induction à double alimentation est utilisé dans certaines grandes éoliennes telles que les machines de 4,2 MW et de 110 m de diamètre de NEG Micon et les machines GE multi mégawatts. Il s'agit d'une technologie pionnière émergente dans les systèmes entraînés par engrenages à vitesse variable, principalement parce que seule la puissance de fréquence de glissement (20 à 30 % du total) doit être alimentée par le convertisseur de fréquence. Cela permet de réduire considérablement le coût de l'électronique de puissance [35].

III.6 Fonctionnement à puissance maximale

Comme vu précédemment, faire fonctionner l'éolienne à un TSR constant correspondant au point de puissance maximale à tout moment peut générer 20 à 30% d'électricité en plus par an. Cependant, cela nécessite un schéma de contrôle pour fonctionner avec une vitesse variable pour générer en continu la puissance maximale. Deux schémas possibles pour une telle opération sont les suivants :

III.6.1 Schéma constant-TSR

Dans ce schéma, la machine fonctionne en continu à son TSR optimal, qui est une caractéristique de l'éolienne donnée. Cette valeur optimale est stockée comme TSR de référence dans l'ordinateur de contrôle. La vitesse du vent est mesurée en continu et comparée à la vitesse en bout de pale. Le signal d'erreur est ensuite transmis au système de commande, qui modifie la vitesse de l'éolienne pour minimiser l'erreur (Figure 3.10). A ce moment, le rotor doit fonctionner au TSR de référence, générant la puissance maximale. Ce schéma présente l'inconvénient de nécessiter des mesures locales de la vitesse du vent, ce qui pourrait avoir une erreur importante, en particulier dans un grand parc éolien avec des effets d'ombre. Étant sensible aux changements de la surface de la pale, le TSR optimal change progressivement avec l'âge et l'environnement. La référence du calculateur TSR doit donc être changée plusieurs fois, ce qui est coûteux. En outre, il est difficile de déterminer le nouveau TSR optimal avec des changements qui ne sont pas entièrement compris ou facilement mesurables.

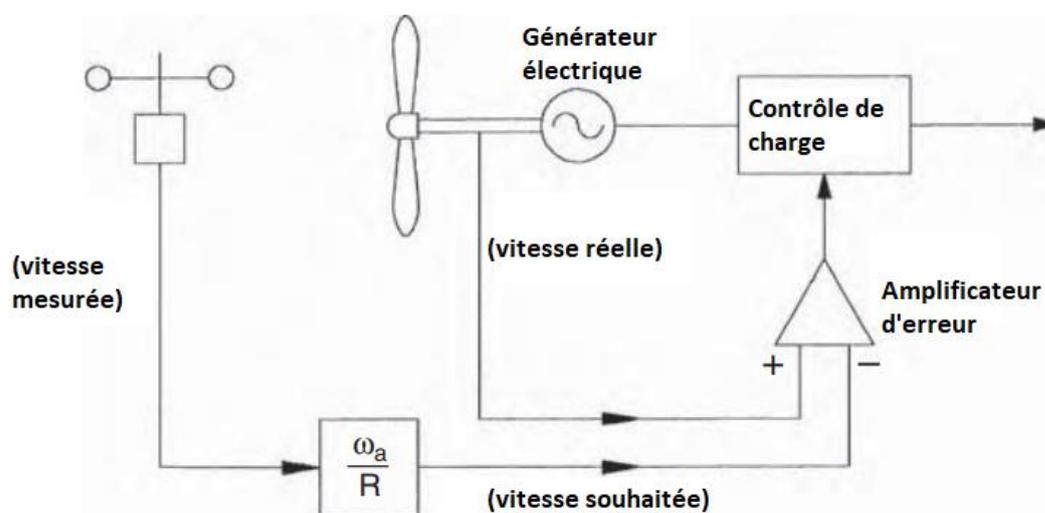


Figure III.9 Fonctionnement à puissance maximale en utilisant le schéma de contrôle de la vitesse de pointe du rotor [23].

III.6.2 Schéma de suivi de la puissance de crête

La courbe puissance/vitesse a un seul pic bien défini. Si nous opérons au point de pic une petite augmentation ou diminution de la vitesse de l'éolienne n'entraînerait aucun changement dans la puissance de sortie, car le point de pic se situe localement dans un voisinage plat.

Autrement dit, une condition nécessaire pour que la vitesse soit au point de puissance maximale est la suivante :

$$\frac{dP}{d\omega} = 0 \quad (\text{III. 3})$$

Ce principe est utilisé dans le schéma de contrôle (Figure 4.11). La vitesse est augmentée ou diminuée par petits incréments, la puissance est mesurée en continu et $\Delta P/\Delta\omega$ est évalué en continu. Si ce rapport est positif - ce qui signifie que nous obtenons plus de puissance en augmentant la vitesse - la vitesse est encore augmentée. D'autre part, si le rapport est négatif, la production d'énergie diminuera si nous modifions davantage la vitesse. La vitesse est maintenue au niveau où $\Delta P/\Delta\omega$ est proche de zéro. Cette méthode est insensible aux erreurs de mesure de la vitesse du vent local, ainsi qu'à la conception des éoliennes. C'est donc la méthode privilégiée. Dans un parc éolien à plusieurs machines, chaque éolienne doit être contrôlée par sa propre boucle de régulation avec des fonctions opérationnelles et de sécurité intégrée.

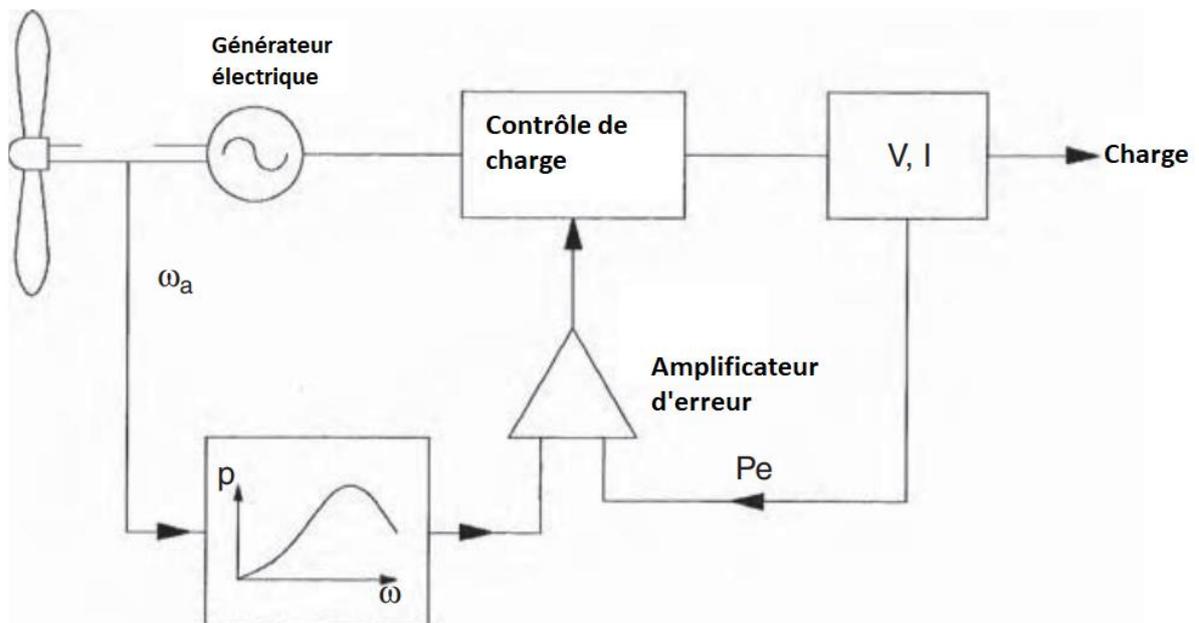


Figure III.10 Fonctionnement à puissance maximale à l'aide d'un schéma de contrôle de puissance [23].

III.7 Compromis de conception de système

Lorsque la superficie du terrain est limitée ou est à un prix élevé, une étude d'optimisation qui doit être menée à un stade précoce de la conception du parc éolien consiste à déterminer le nombre de turbines, leur taille et l'espacement pour extraire le maximum d'énergie du parc éolien annuellement. Les compromis du système dans une telle étude sont les suivants :

III.7.1 Tours de l'éolienne et espacement

Les grandes turbines coûtent moins cher par mégawatt de capacité et occupent moins de terrain. D'un autre côté, moins de grandes machines peuvent réduire la récupération d'énergie en mégawattheures par an, car l'arrêt d'une machine aurait un impact plus important sur la production d'énergie. Une certaine taille de l'éolienne peut s'avérer optimale pour un parc éolien donné du point de vue de l'investissement et du coût de production d'énergie.

Les tours hautes sont bénéfiques, mais la hauteur doit être optimisée avec les réglementations locales et les contraintes du terrain et du quartier. Le poids de la nacelle et la dynamique structurelle sont également des considérations importantes.

Lors de l'installation d'un groupe de machines dans un parc éolien, un certain espacement entre les tours éoliennes doit être maintenu pour optimiser la récupération d'énergie au cours de l'année. L'espacement dépend du terrain, de la direction du vent, de la vitesse du vent et de la taille de l'éolienne. L'espacement optimal se trouve dans des rangées distantes de 8 à 12 diamètres de rotor dans la direction du vent et de 2 à 4 diamètres de rotor dans la direction du vent traversier. Un parc éolien composé de 20 tours de 500 kW chacune nécessite 1 à 2 km² de terrain. De ce nombre, moins de 5 % des terres sont réellement nécessaires pour les tours d'éoliennes et les routes d'accès. Le terrain restant pourrait continuer son utilisation d'origine. Ainsi, les éoliennes peuvent coexister avec le pâturage, l'agriculture, la pêche et l'utilisation récréative. Le nombre moyen de machines dans les parcs éoliens varie considérablement, allant de plusieurs à des centaines en fonction de la capacité électrique requise du parc. Les règles d'espacement précédentes garantiraient que les éoliennes ne couvrent pas celles situées plus loin sous le vent. Certains parcs éoliens ont utilisé un espacement étroit de cinq à six diamètres de rotor dans la direction du vent. Une de ces fermes à Mackinaw City, dans le Michigan, a signalé que les rotors dans la direction sous le vent tournaient plus lentement en raison de l'effet de sillage des rotors face au vent.

Les fluctuations de l'énergie éolienne et les transitoires électriques sur moins de grandes machines coûteraient plus cher en filtrage des fluctuations de puissance et de tension, ou dégraderaient la qualité de l'énergie.

La méthode d'optimisation prend en compte les échanges précédents. De plus, il inclut l'effet de la hauteur de la tour qui va avec le diamètre de la turbine, les cotes standard disponibles, le coût au moment de l'approvisionnement et la vitesse du vent. L'interaction de sillage et l'ombre de la tour sont ignorées pour plus de simplicité. Une telle optimisation conduit à un nombre et une taille d'éoliennes spécifiques au site qui minimiseront le coût énergétique [23].

III.7.2 Nombre de pales

On peut extraire la puissance disponible dans le vent avec un petit nombre de pales tournant rapidement, ou un grand nombre de pales tournant lentement. Plus de pales ne donnent pas plus de puissance, mais elles donnent plus de couple et nécessitent une construction plus lourde. Quelques pales à rotation rapide donnent un système économique. Les éoliennes ont été construites avec un nombre de pales allant de 1 à 40 ou plus. Une machine à une pale, bien que techniquement réalisable, donne une vitesse de pointe supersonique et un couple fortement pulsé, provoquant des vibrations excessives. Il est donc peu utilisé dans les grands systèmes. Un très grand nombre de pales étaient utilisées dans les anciens rotors à faible TSR pour le pompage de l'eau et la mouture du grain, les applications nécessitant un couple de démarrage élevé. Les rotors modernes à haut TSR pour la production d'énergie électrique ont deux ou trois pales, beaucoup d'entre eux avec seulement deux, bien que la norme danoise soit de trois pales. Les principaux facteurs impliqués dans le choix du nombre de pales sont les suivants :

- L'effet sur le coefficient de puissance
- Le TSR de conception
- Les moyens de limiter le taux de lacet pour réduire la fatigue gyroscopique

Par rapport à la conception à deux pales, la machine à trois pales à une puissance de sortie plus douce et une force gyroscopique équilibrée. Il n'est pas nécessaire de basculer le rotor, ce qui permet l'utilisation d'un simple moyeu rigide. Les trois pales sont plus courantes en Europe, où de grandes machines jusqu'à quelques MW sont construites en utilisant la configuration à trois pales. La pratique aux États-Unis, cependant, a été d'utiliser la conception à deux pales. L'ajout de la troisième pale n'augmente le coefficient de puissance que d'environ 5 %, ce qui réduit le taux de rendement pour les 50 % de poids et de coût supplémentaires de la pale. Le rotor à deux pales est également plus simple à monter, car il peut être assemblé au sol et soulevé jusqu'à l'arbre sans manœuvres compliquées pendant le levage. Le nombre de pales est souvent considéré comme la solidité de la pale. Un rapport de solidité plus élevé donne un couple de démarrage plus élevé et conduit à un fonctionnement à basse vitesse. Pour la production d'énergie électrique, l'éolienne doit fonctionner à des vitesses élevées car le générateur électrique pèse moins et fonctionne plus efficacement à des vitesses élevées. C'est pourquoi toutes les éoliennes à grande échelle ont un faible taux de solidité, avec seulement deux ou trois pales [23].

III.7.3 Rotor face au vent ou derrière le vent (upwind ou downwind)

Le fonctionnement du rotor face au vent de la tour produit une puissance plus élevée car il élimine l'ombre de la tour sur les pales. Cela se traduit par une réduction du bruit, une réduction de la fatigue de la pale et une puissance de sortie plus douce. Un inconvénient est que le rotor doit constamment être tourné face au vent via le mécanisme de lacet. Le mécanisme de lacet plus lourd d'une éolienne face au vent nécessite un rotor robuste et plus rigide par rapport à un rotor derrière le vent.

Le rotor derrière le vent a le sillage (pare-vent) de la tour à l'avant et perd de la puissance à cause de la légère baisse du vent. D'autre part, il permet l'utilisation d'un système de lacet libre. Il permet également aux pales de s'éloigner de la tour lorsqu'elles sont chargées. Son inconvénient est que la machine peut tanguer dans le même sens pendant une longue période, ce qui peut tordre les câbles qui transportent le courant des turbines.

Les deux types ont été utilisés dans le passé sans tendance claire. Cependant, la configuration du rotor au vent est récemment devenue plus courante [23].

III.7.4 Axe horizontal et axe vertical

Dans la machine danoise à axe horizontal, considérée comme classique, l'axe de rotation des pales est horizontal par rapport au sol et parallèle au courant d'air. La plupart des éoliennes sont construites aujourd'hui avec la conception à axe horizontal, qui offre une construction, une installation et un contrôle rentables de l'éolienne en faisant varier l'inclinaison des pales.

La machine Darrieus à axe vertical présente différents avantages. Tout d'abord, il est omnidirectionnel et ne nécessite aucun mécanisme de lacet pour s'orienter en permanence vers la direction du vent. Deuxièmement, son arbre d'entraînement vertical simplifie l'installation de la boîte de vitesses et du générateur électrique au sol, ce qui rend la structure beaucoup plus simple. Du côté négatif, il nécessite normalement des haubans attachés au sommet pour le support. Cela pourrait limiter ses applications, notamment sur les sites offshore. Dans l'ensemble, la machine à axe vertical n'a pas été largement utilisée, principalement parce que sa puissance de sortie ne peut pas être facilement contrôlée par vent fort en changeant simplement l'inclinaison de pale. Avec l'émergence de l'électronique de puissance moderne à vitesse variable et à faible coût dans l'industrie éolienne, la configuration Darrieus pourrait renaître, en particulier pour les applications à grande capacité. La Darrieus présente des avantages structurels par rapport à une éolienne à axe horizontal car elle est équilibrée. Les pales ne "voient" le couple de levage maximal que deux fois par tour. Voir le couple maximal sur une pale une fois par révolution excite de nombreuses fréquences

naturelles, provoquant des vibrations excessives. Une configuration d'éolienne à axe vertical est également installée au sol. Par conséquent, il est incapable d'utiliser efficacement des vitesses de vent plus élevées en utilisant une tour plus haute, car il n'y a pas de tour ici [36].

III.8 Exigence de contrôle du système

La vitesse et le taux de changement doivent être contrôlés dans une bonne conception de système.

III.8.1 Contrôle de vitesse

La vitesse du rotor doit être contrôlée pour trois raisons :

- Pour capter plus d'énergie, comme vu précédemment.
- Pour protéger le rotor, le générateur et l'équipement électronique de puissance contre les surcharges lors de fortes rafales de vent.
- Lorsque le générateur est déconnecté de la charge électrique, accidentellement ou pour un événement programmé. Dans cette condition, la vitesse du rotor peut s'emballer, le détruisant mécaniquement, s'il n'est pas contrôlé.

L'exigence de contrôle de la vitesse du rotor comporte cinq régions distinctes, comme illustré à la Figure 3.12 :

1. La vitesse de démarrage à laquelle l'éolienne commence à produire de l'électricité. En dessous de cette vitesse, il n'est ni intéressant, ni efficace de mettre l'éolienne en marche.
2. La région C_p maximale constante où la vitesse du rotor varie avec la variation de la vitesse du vent pour fonctionner à la TSR constante correspondant à la valeur C_p maximale.

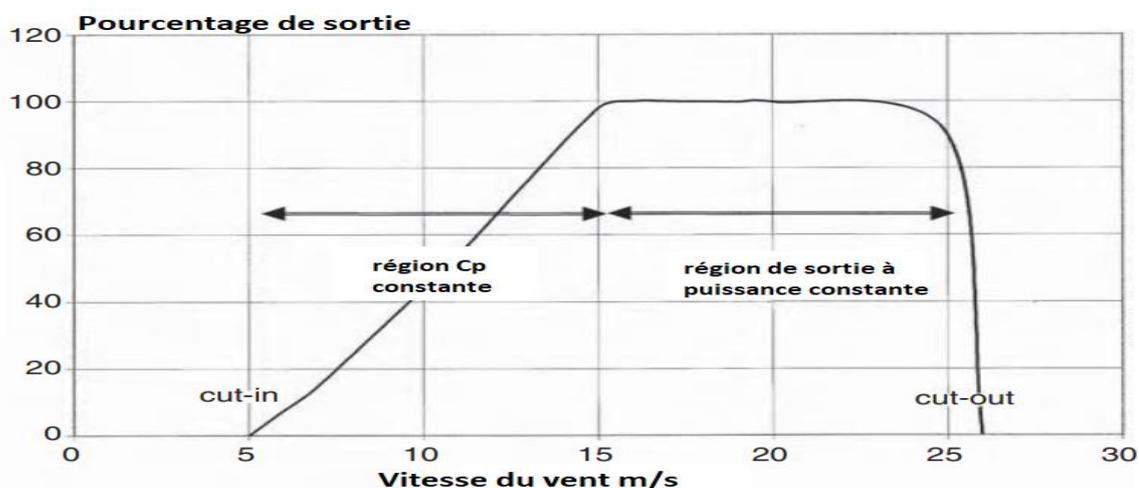


Figure III.11 Cinq régions de contrôle de la vitesse de la turbine [23]

3. Lors de vents violents, la vitesse du rotor est limitée à une limite supérieure constante basée sur la limite de conception des composants du système. Dans la région à vitesse constante, le C_p est inférieur au C_p maximum et la puissance augmente à un taux inférieur à celui de la première région.
4. À des vitesses de vent encore plus élevées, comme lors d'une rafale, la machine fonctionne à une puissance constante contrôlée pour protéger le générateur et l'électronique de puissance contre les surcharges. Ceci peut être réalisé en diminuant la vitesse du rotor. Si la vitesse est réduite en augmentant la charge électrique, le générateur sera surchargé, ce qui va à l'encontre de l'objectif. Pour éviter la surcharge du générateur, une sorte de frein (courant de Foucault ou autre) doit être installé sur le rotor.
5. La vitesse de coupure, à laquelle le rotor est arrêté pour protéger les pales, le générateur électrique et les autres composants du système au-delà d'une certaine vitesse de vent [23].

III.8.2 Contrôle du taux

L'inertie des gros rotors doit être prise en compte dans le contrôle de la vitesse. L'accélération et la décélération doivent être maîtrisées pour limiter les contraintes mécaniques dynamiques sur les pales et le moyeu, et la charge électrique sur la génératrice et l'électronique de puissance. La différence instantanée entre la puissance mécanique produite par les pales et la puissance électrique délivrée par le générateur va modifier la vitesse du rotor comme suit :

$$J \frac{d\omega}{dt} = \frac{P_m - P_e}{\omega} \quad (\text{III. 4})$$

Où

J = moment d'inertie polaire du rotor

ω = vitesse angulaire du rotor

P_m = puissance mécanique produite par les pales

P_e = puissance électrique délivrée par le générateur

En intégrant l'équation, on obtient :

$$\frac{1}{2} J (\omega_2^2 - \omega_1^2) = \int_{t_1}^{t_2} (P_m - P_e) dt \quad (\text{III. 5})$$

Examinons cet aspect pour un exemple de rotor de moment d'inertie $J = 7500 \text{ kg.m}^2$. Faire passer cette vitesse de rotor de 100 à 95 tr/min en 5 sec nécessite un ΔP de 800 kW. Le couple résultant de 80 Nm produirait une contrainte de torsion sur la structure du rotor et les

composants du moyeu. Si le même changement de vitesse était effectué en 1 sec, la puissance requise serait de 4000 kW, et le couple, de 400 Nm. Un couple aussi élevé peut surcharger et endommager les pièces du rotor ou raccourcir considérablement sa durée de vie. Pour cette raison, l'accélération et la décélération doivent être maintenues dans les limites de conception, avec des marges adéquates.

La stratégie de contrôle de la vitesse de l'éolienne varie selon le type de machine électrique utilisée, c'est-à-dire la machine à induction, synchrone ou à courant continu [37].

III.9 Conclusion

La construction d'éoliennes dépend de plusieurs critères principaux. Le plus important est le coût de production par rapport aux rendements d'éolienne.

Par conséquent, pour la production d'éoliennes ; il est nécessaire de prendre en compte la zone dans laquelle elle sera installée et déterminer la vitesse et la puissance du vent pour connaître les performances de l'éolienne et minimiser le coût de production.

IV. Chapitre : Étude de cas – Zone Adrar

IV.1 Introduction

Notre étude se concentre sur la résolution du problème énergétique d'irrigation dans les zones sahariennes et particulièrement à Adrar, pour résoudre ce problème il nous faut d'abord connaître les ressources naturelles d'énergie et d'eau et deuxièmement connaître nos besoins en énergie, cela nous amène à une obligation d'une étude détaillée de plus de trois paramètres. Pour arriver à connaître nos besoins en énergie il faut faire une étude hydrogéologique de la zone en tant que ressource naturelle et aussi en tant que paramètre des besoins en énergie, avant de passer au type de culture et au système d'irrigation puis le potentiel éolien comme ressource énergétique et combien elle peut fournir d'énergie, avant de définir comment l'utiliser de manière optimale afin de satisfaire nos besoins.

IV.2 Choix de terrain et type de culture

IV.2.1 Choix de terrain

Le terrain choisi est situé à 20 km à l'est de Tamest (80 km à le sud d'Adrar). C'est une zone connue pour la culture de blé et maïs irriguée par pivot. Ses coordonnées sont $27^{\circ}27'58,18''$ Nord et $0^{\circ}03'40,18''$ Ouest avec une superficie de 2 hectares.



Figure IV.1 Le terrain d'étude

IV.2.2 Étude de ressources en eau

Adrar possède une énorme réserve d'eau souterraine appelée la Nappe Albienne. Afin de déterminer le niveau statique de l'eau, nous avons recueilli des informations sur les puits répartis dans la Wilayat d'Adrar auprès de la Direction des ressources en eau et l'ANRH (L'agence Nationale des Ressources Hydrauliques).

Nous avons fait des cartes avec le logiciel QGIS pour la répartition des puits et le niveau statique d'eau de chaque région grâce aux informations sur plus de 2 800 puits.

La carte 4.2 représente la répartition des puits dans la willaya d'Adrar.

La carte 4.3 représente le niveau statique d'eau dans chaque région de la willaya.

On note à travers cela que le niveau statique d'eau est à une profondeur qui varie entre 0 et 40m.

Le niveau statique d'eau dans le terrain que nous avons choisi est de 45 m au maximum.

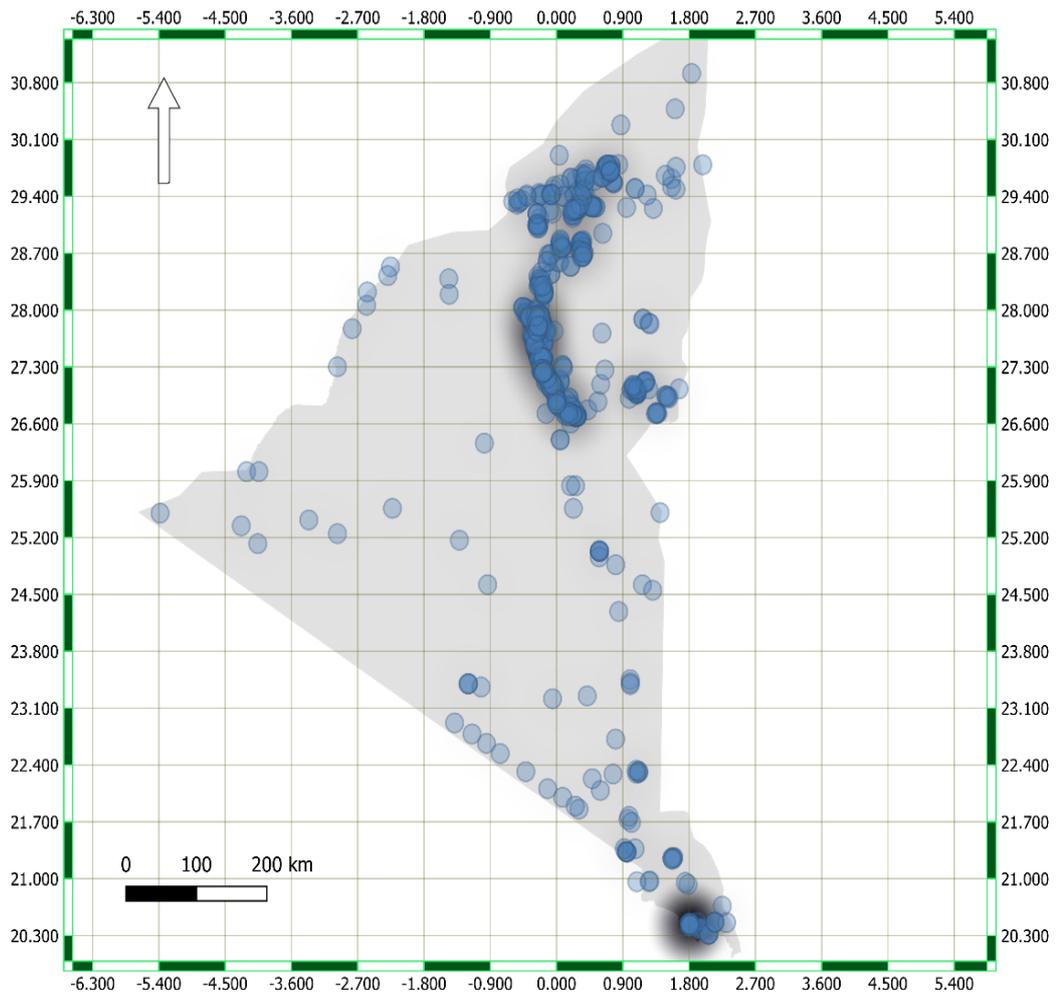


Figure IV.2 La répartition des puits dans la willaya d'Adrar

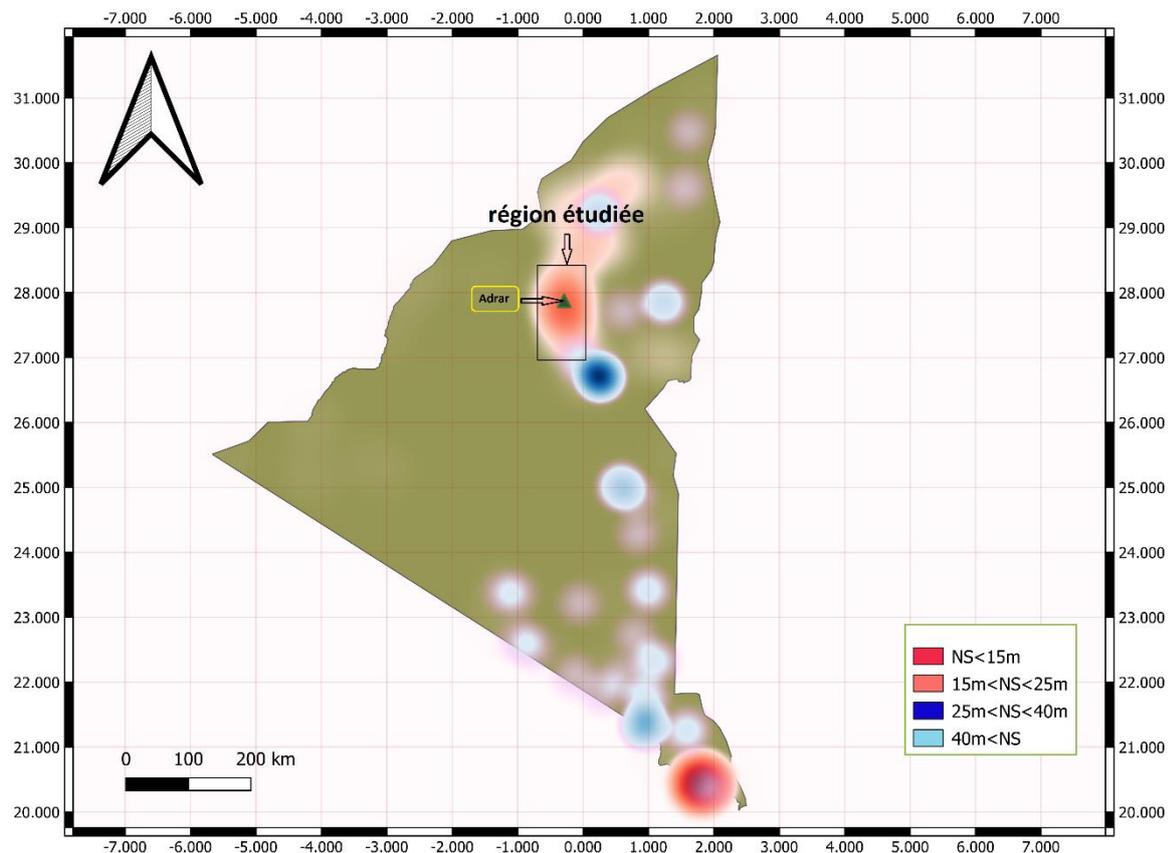


Figure IV.3 Le niveau statique d'eau dans chaque région de la willaya

IV.2.3 Choix de la culture

Nous avons choisi la tomate comme culture d'étude. La culture de tomate est l'une des cultures les plus exigeantes en eau et en température.

IV.2.3.1 Température

La température est le facteur le plus important pour la culture de tomate. Elle est très réactive aux variations de température. Les températures moins de 10°C ralentissent le développement des plants. Au-dessous de 17°C, le pollen germe mal, surtout si l'humidité est faible.

Par contre, les températures élevées aident la croissance de la plante [28].

Les températures les plus adaptées pour la culture de tomate sont :

- Températures diurnes : 20-25°C
- Températures nocturnes : 13-17°C
- Température du sol : 14-18°C

IV.2.3.2 Humidité relative (HR)

Une humidité relative de 75 % est parfaite. Par contre une HR plus élevée, avec une température élevée, cause une végétation luxuriante avec un allongement des entre-nœuds. Elle peut causer aussi le développement des maladies, le botrytis et le mildiou.

L'aération matinale permet de réduire l'humidité de l'air. En cas de temps sec, l'irrigation peut augmenter le HR, en période de production [28].

IV.2.3.3 Lumière

La lumière est un facteur écologique fondamental. La tomate est une culture neutre à la photopériode. Cependant, elle est exigeante en énergie lumineuse généralement de 8 à 12h par jour pour une meilleure production [28].

IV.2.3.4 Sol

IV.2.3.4.1 Structure et texture

Généralement, la tomate n'exige pas une matière particulière du sol. Cependant, elle s'adapte bien dans les sols profonds, meubles, bien aérés et bien drainés. Une texture sablonneuse ou sablo-limoneuse est adéquate [28].

IV.2.3.4.2 Salinité

La tomate est parmi les plantes à tolérance modérée de la salinité. Mais pour une meilleure production il faudrait qu'un contrôle se fasse au niveau des goutteurs (solution fille) à l'aide d'un conductimètre et elle doit être maintenue entre 1 et 2 mmhos/cm en fonction du stade de la culture et de la saison [28].

IV.2.3.5 Techniques culturales

IV.2.3.5.1 Choix du terrain

Les conditions nécessaires sont comme suit :

- Eviter les sols infestés de nématodes et de vers blancs
- L'installation des serres est préférée dans des terrains vierges.
- Eviter les terrains de forte pente et ceux exposés aux vents dominants
- Eviter les terrains où le risque de gel est possible

IV.2.3.5.2 Préparation du terrain

Avant l'installation des serres, il faut procéder aux opérations suivantes :

- Labour profond sur au moins 30 cm
- Deux passages de cover-crop afin d'avoir un sol meuble et bien aéré
- Nivellement : le terrain ne devant pas avoir une pente qui dépasse 1%

IV.2.3.5.3 Préparation du sol

La préparation du sol consiste à :

- La fumure organique et les engrais de fond doit être déposés à une bande de profondeur d'environ 20 à 30 cm

- Désinfecter le sol
- Confectionner les lignes de plantation
- Installer les rampes d'irrigation
- Installer le paillage plastique Production de plants

IV.2.3.6 Plantation

La plantation s'effectue 3 à 4 semaines après semis. Avant la plantation il faut ;

- Une pré-irrigation, surtout si le sol est sablonneux.
- Couvrir avec du sol jusqu'au niveau de la motte.
- Éviter les plantations en périodes chaudes.

La densité de plantation est de 18.000 à 20.000 plants/ha.

IV.2.3.7 Irrigation

La tomate est une plante très sensible au déficit hydrique ou l'excès d'eau.

Le manque d'eau, même pour une courte période, peut réduire considérablement la production.

Et pour un excès d'eau, surtout dans les phases de faible consommation, peut provoquer l'étouffement des racines et l'arrêt de pousse de la plante. Il faut assurer une irrigation régulière durant tout le cycle de la culture [29].

IV.2.3.7.1 Doses préconisées

Sous les conditions climatiques et une densité moyenne de 18.000 plants/ha, les besoins en eau de la tomate sous-serre en irrigation goutte à goutte répartis par période comme suit :

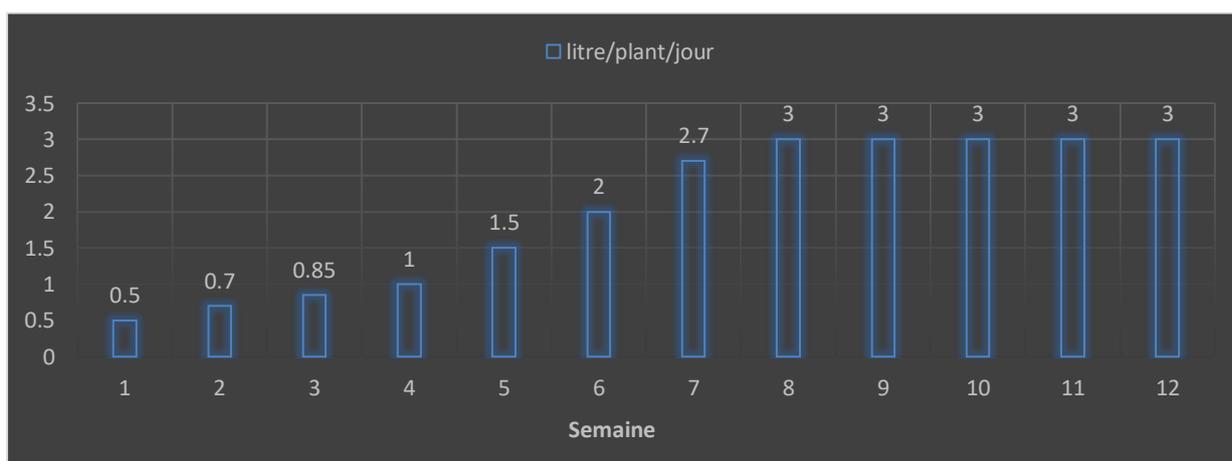


Figure IV.4 Histogramme des besoins en eau de la tomate [30]

Besoins en eau

Les besoins en eau maximale de tomate sont de 3 litres par jour ($0,003 m^3$), avec un débit de 2 litres par heure.

Et nous avons 18 000 plantes multipliées par le besoin d'une plante, et le résultat nous donne 54 mètres cubes par jour.

L'arrosage prend 1h30m, $36 m^3$ la première heure et $18 m^3$ pour une demi-heure.

IV.2.4 La serre

La serre que nous avons choisie est de 22 m de long, 12 m de large et 3 m de haut.

La serre contient 720 plants repartis comme suite :

- 9 paires de lignes de longueur 20 mètres.
- Entre chaque ligne il y a un espace de 0,75 m.
- Chaque paire de lignes contient 40 plantes, soit 20 plantes dans chaque ligne avec un espace de 0.5 m.



Figure IV.5 La serre

Pour notre étude nous avons 25 serres de $264 m^2$ reparties sur 5 lignes chaque ligne a 5 serres avec un espace de 1.5 m entre chaque serre et de 3 m entre chaque ligne.

IV.3 Irrigation goutte à goutte

L'irrigation au goutte-à-goutte applique l'eau directement à la surface du sol et permet à l'eau de se dissiper à basse pression sous forme de gouttes. Un profil mouillé se développe dans la zone racinaire de la plante sous chaque goutteur. La forme dépend des caractéristiques du sol, mais elle est souvent en forme d'oignon. Idéalement, la zone entre les rangées ou les plantes individuelles reste sèche et ne reçoit de l'humidité que des pluies accidentelles. Dans ce système, les émetteurs et les dériviations sont posés à la surface du sol. Il a été principalement

utilisé sur des plantes très espacées, mais peut également être utilisé pour les cultures en rangs.

IV.3.1 Dimensionnement des ouvrages d'irrigation

Hydraulique de l'écoulement de l'eau dans les canalisations

La conception de tout système d'irrigation implique la détermination de la taille des tuyaux et de l'uniformité de l'application de l'eau sur le terrain. La largeur du canal des systèmes d'irrigation conventionnels est assurée pour transporter l'eau nécessaire à l'irrigation. Il comprend toutes les pertes. Le système d'irrigation goutte à goutte implique également la détermination de la taille des tuyaux pour transporter la quantité d'eau souhaitée. Le système d'irrigation goutte à goutte est un réseau de tuyaux de différentes tailles ; par conséquent, l'eau qui coule dans le tuyau et son hydraulique de base doivent d'abord être comprises.

IV.3.1.1 Écoulement dans un tuyau

La section transversale du tuyau est déterminée par :

$$A = \pi R^2 = \pi \frac{D^2}{4} \quad (\text{IV. 1})$$

Où, A est la section transversale interne du tuyau, R est le rayon interne du tuyau et D est le diamètre interne du tuyau.

Le débit d'eau dans un tuyau peut être donné comme

$$Q = A * V \quad (\text{IV. 2})$$

Où, Q est le débit d'eau (m³/s), A est la section transversale du tuyau (m²) et V est la vitesse d'écoulement de l'eau (m/s).

La vitesse d'écoulement de l'eau dans un tuyau est donnée comme suit :

$$V = \frac{L}{t} \quad (\text{IV. 3})$$

Où L est la longueur du tuyau dans lequel l'eau s'écoule et t est le temps.

IV.3.1.2 Pression de l'eau

La pression de l'eau décrit la force d'écoulement de l'eau circulant dans un tuyau ou un autre type de canal. Cela dépend du débit d'eau et plus de débit d'eau créera plus de pression. La pression de l'eau peut être exprimée en mètres plutôt qu'en atmosphère. La relation peut être montrée comme suit :

$$H = \frac{P}{\gamma} \quad (\text{IV. 4})$$

Où :

H est la hauteur de pression (m), P est dans l'atmosphère et γ est le poids spécifique (kg/m^3).

IV.3.1.3 Estimation de la hauteur manométrique totale

Le principe de Bernoulli stipule que pour un écoulement non visqueux, une augmentation de la vitesse du fluide se produit simultanément avec une diminution de la pression ou une diminution de l'énergie potentielle du fluide. Le principe de Bernoulli est basé sur le principe de conservation de l'énergie. Cela signifie que, dans un écoulement constant, la somme de toutes les formes d'énergie mécanique dans un fluide en écoulement est la même en tous points. Cela nécessite que la somme de l'énergie cinétique et de l'énergie potentielle reste constante. La hauteur manométrique totale H peut être représentée comme suit.

$$H = z + \frac{P}{\rho g} + \frac{v^2}{2g} = h + \frac{v^2}{2g} \quad (\text{IV. 5})$$

L'équation de Bernoulli est basée sur certaines hypothèses qui sont énoncées ci-dessous.

- Le débit est régulier
- La densité est constante, c'est-à-dire que le fluide est incompressible
- Les pertes par frottement sont négligeables

L'équation de Bernoulli cesse d'être valide avant que la pression nulle ne soit atteinte.

L'équation ci-dessus utilise une relation linéaire entre la vitesse d'écoulement au carré et la pression. La hauteur manométrique d'eau le long du pipeline dépend de la différence d'élévation, de pression et de vitesse de l'eau et elle reste constante dans toute la masse d'eau.

Pour deux points quelconques le long du flux, l'équation prend la forme suivante

$$\frac{P_1}{\rho g} + \frac{u_1^2}{2g} + z_1 = \frac{P_2}{\rho g} + \frac{u_2^2}{2g} + z_2 \quad (\text{IV. 6})$$

Où,

z = l'élévation relative de l'eau, m

$\frac{P}{\rho g}$ = la hauteur de pression de l'eau, m

$\frac{v^2}{2g}$ = tête de vitesse de l'eau qui coule, m

IV.3.1.4 Perte de charge due au frottement dans les tuyaux lisses

IV.3.1.4.1 La formule de Hazen-William

Il s'agit de la formule la plus couramment utilisée pour estimer la perte de charge par frottement dans un écoulement de tuyau régulier de divers matériaux de tuyau. La formule de

Hazen-Williams donne une perte de charge précise due au frottement pour les fluides avec une viscosité cinématique d'environ $1,0 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{sec}$. Il peut être appliqué pour des tuyaux de 50 mm ou plus et des vitesses inférieures à 3 m/s. Comme le coefficient de rugosité utilisé dans cette formule n'implique pas le nombre de Reynolds, cela donne donc les solutions directes. En raison de sa simplicité, la formule Hazen-Williams a été étendue pour inclure les tuyaux d'irrigation goutte à goutte en plastique, même s'ils sont de plus petit diamètre avec des débits inférieurs à ceux normalement rencontrés dans d'autres situations d'irrigation. L'équation est acceptable pour de l'eau froide à 15,6 °C. La formule est donnée ci-dessous :

$$h_f = 1.212 * 10^{12} \frac{\left(\frac{Q}{C}\right)^{1.852}}{D^{4.87}} \frac{L}{100} \quad (\text{IV. 7})$$

Où :

h_f = perte de charge par frottement dans la canalisation, m

Q = décharge dans le pipeline, l/s

C = coefficient de frottement pour tenir compte du matériau du tuyau

L = longueur du pipeline, m

D = diamètre intérieur de la canalisation, mm.

Les fabricants de tuyaux pour l'irrigation au goutte-à-goutte ont recommandé une valeur C de 150 pour les tuyaux et tubes en plastique. Les meilleures valeurs pour les systèmes d'irrigation goutte à goutte sont C = 130 pour un diamètre de tuyau de 14-15 mm, C = 140 pour 19-20 mm et C = 150 pour 25-27 mm.

IV.3.2 Système d'irrigation

IV.3.2.1 Réservoir

Le réservoir est sous la forme d'un cylindre d'un diamètre de 5 m et d'une hauteur de 3,75 m, et la base est à 1,5 m au-dessus du sol.

IV.3.2.2 Calcul du système d'irrigation

Dans une serre on a 18 tuyaux avec un diamètre de 16 mm (12.4 mm) et une longueur de 20 m, chacun a un goutteur tous les 0,5 mètres.

Les 18 tuyaux sont branchés à un tuyau de 10,5 m de longueur et 20 mm (15.4 mm) de diamètre. Chaque système d'irrigation dans une serre est raccordé à un tuyau de 61.5 m de longueur et 50 mm (42.6 mm) de diamètre ; avec un tuyau de 1.5 m de longueur et 25 mm (19.4 mm) de diamètre (figure 4.7).

Et chaque ligne est branchée à un tuyau principal de 100 m de longueur et 63 mm (53.6 mm) de diamètre qu'est relié au réservoir avec un tuyau de 2 m de longueur et 75 mm (64 mm) de diamètre (figure 4.8).

IV.3.2.3 Simulation avec Logiciel Epanet

Epanet est un logiciel servant à l'analyse de systèmes de distribution d'eau potable. Cette analyse comprend la simulation du comportement hydraulique et qualitatif de l'eau sur de longues durées dans les réseaux sous pression (conduites). C'est un logiciel du domaine public qui a été développé pour l'Environmental Protection Agency. On sait qu'un réseau est un composé de tuyaux, nœuds, pompes, vannes, bâches et réservoirs. Epanet peut calculer différentes variables comme la pression à chaque nœud, le niveau d'eau dans les réservoirs.

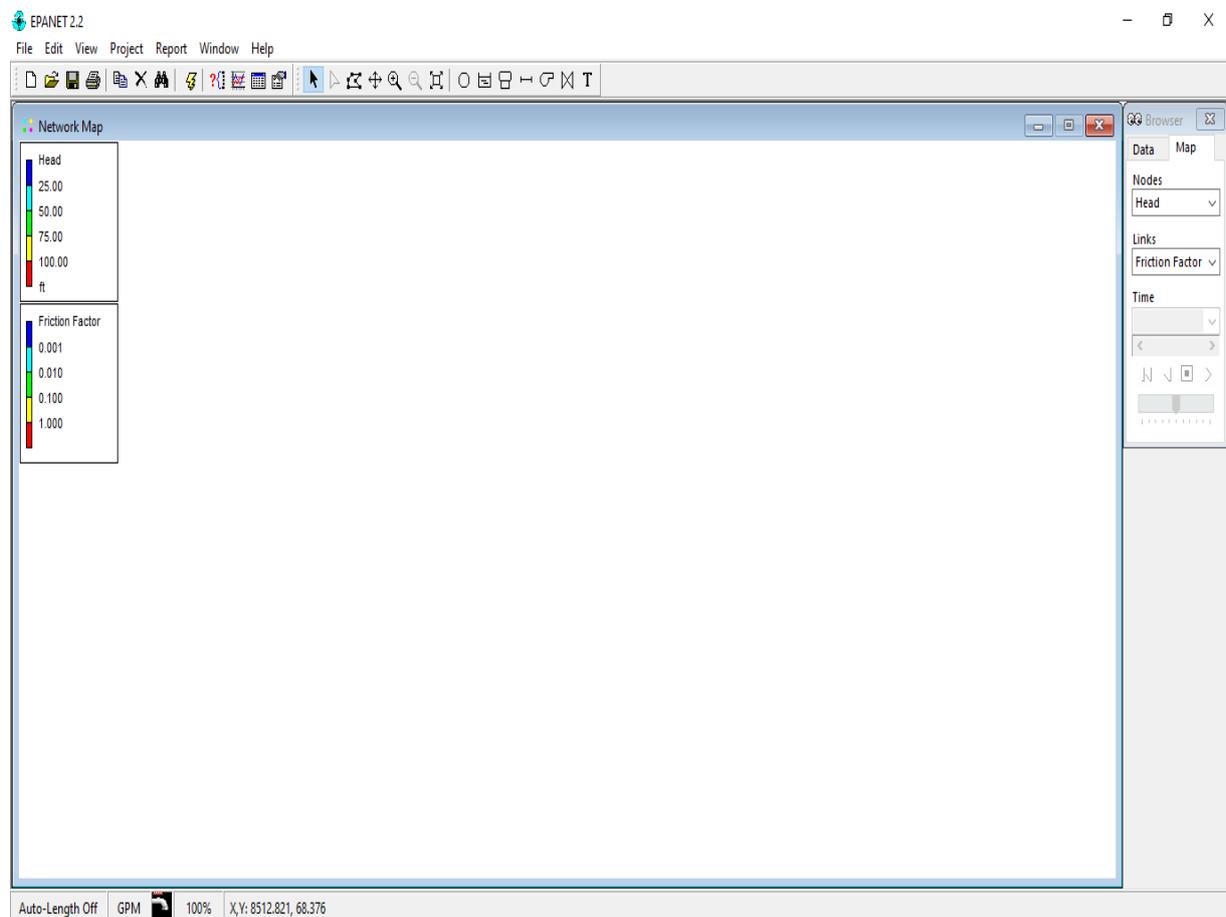


Figure IV.6 Epanet

IV.3.2.4 Résultat de simulation

Les figures 4.9 et 4.14 représentent respectivement la pression dans chaque nœud et le coefficient de pertes à chaque tuyau.

Le coefficient des pertes est varié entre 0.019 à 0.107 au maximum, et la pression est varié entre 5 et 1 bar à la fin de système.

Pour notre système d'irrigation nous souhaitons une pression entre 1 et 1.5 bar au niveau des goutteurs, ce qu'est assurée par la simulation.

Les figures 4.10 et 4.13 représentent respectivement le débit souhaité dans chaque nœud et la vitesse d'écoulement de l'eau dans les tuyaux.

La figure 4.11 et 4.12 représentent respectivement le débit et la pression de l'eau dans les tuyaux.

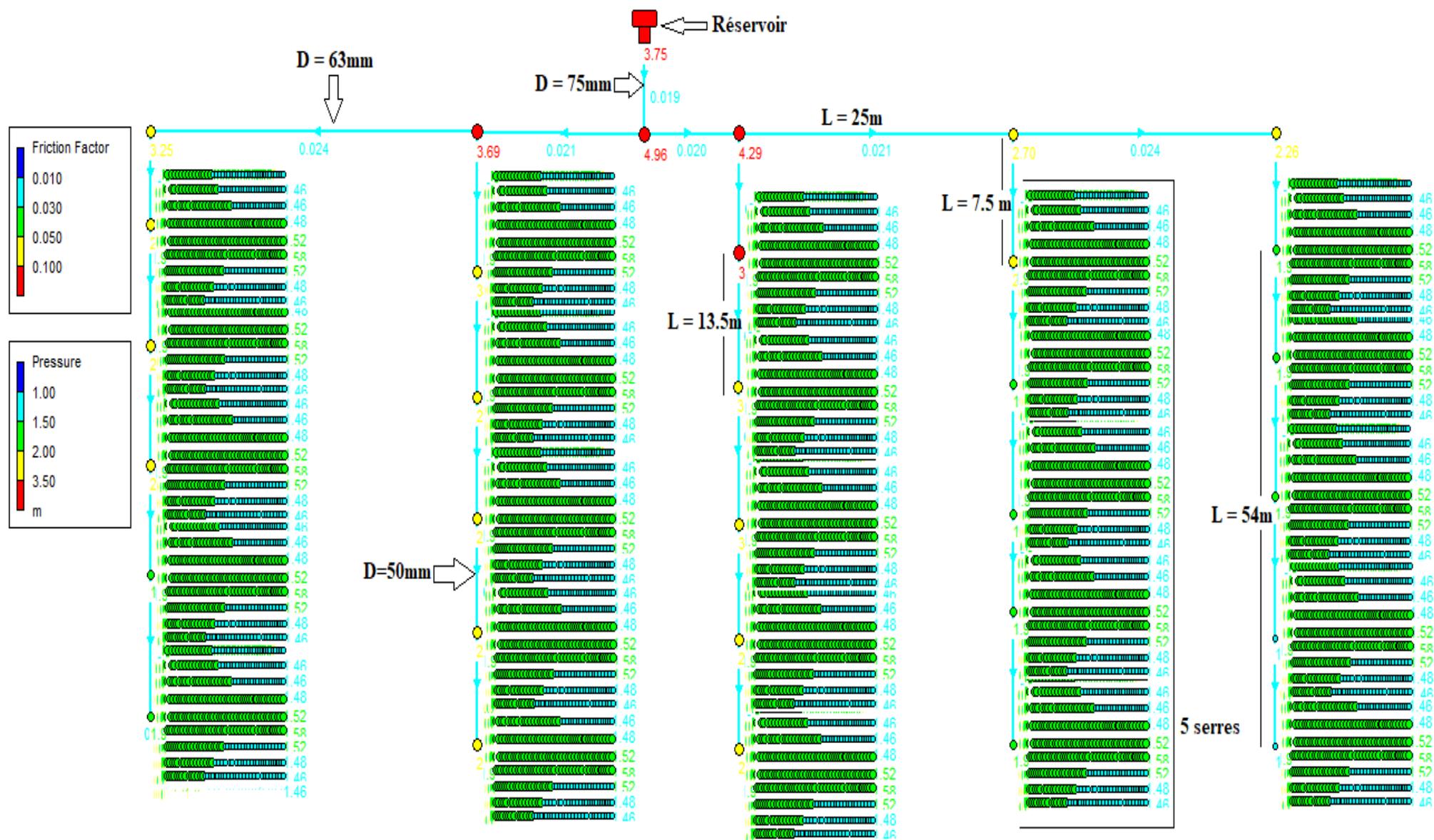


Figure IV.8 Système d'irrigation

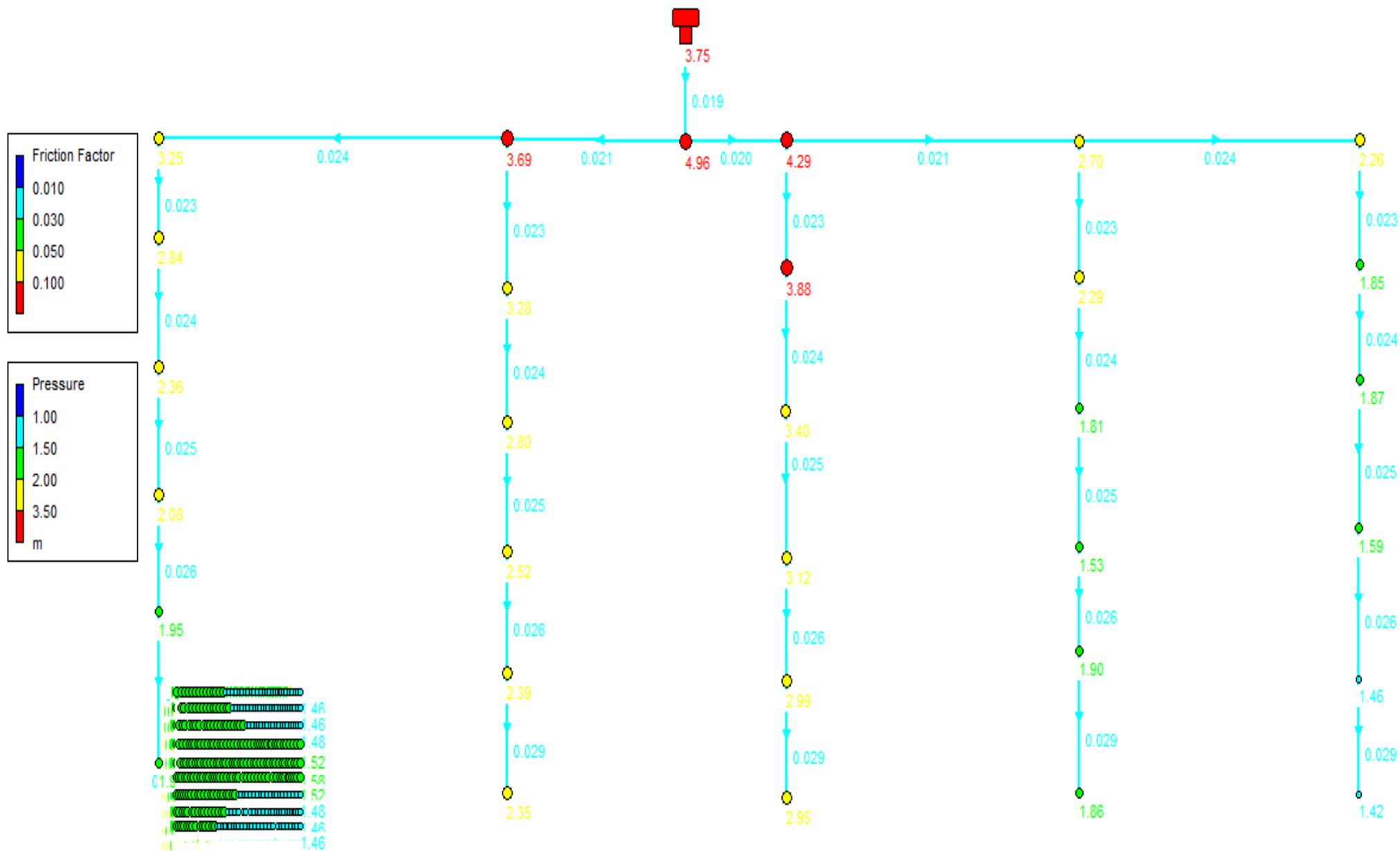


Figure IV.9 La pression dans chaque nœud et le coefficient de pertes à chaque tuyau

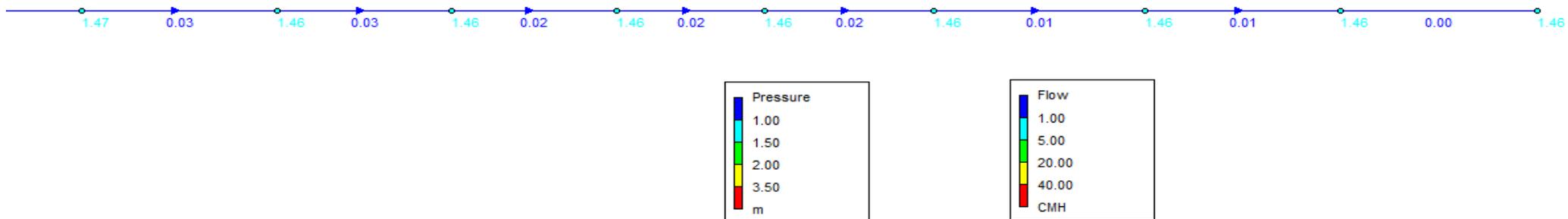


Figure IV.12 Le débit et la pression à la fin de système

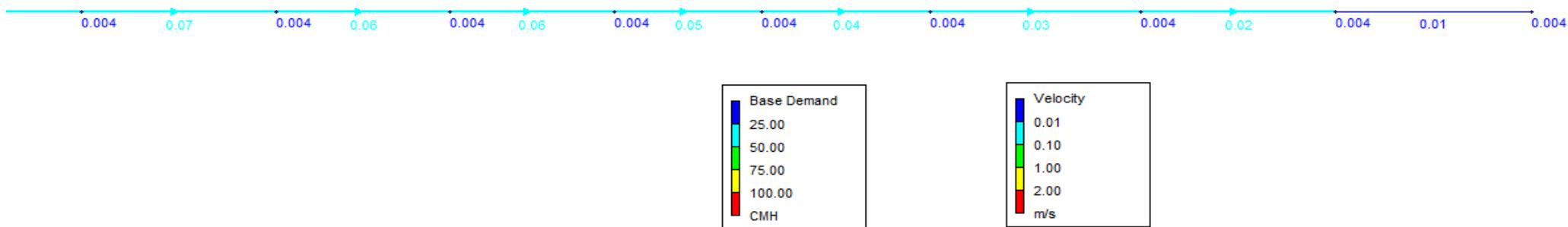


Figure IV.13 Le débit souhaité et la vitesse d'écoulement à la fin de système

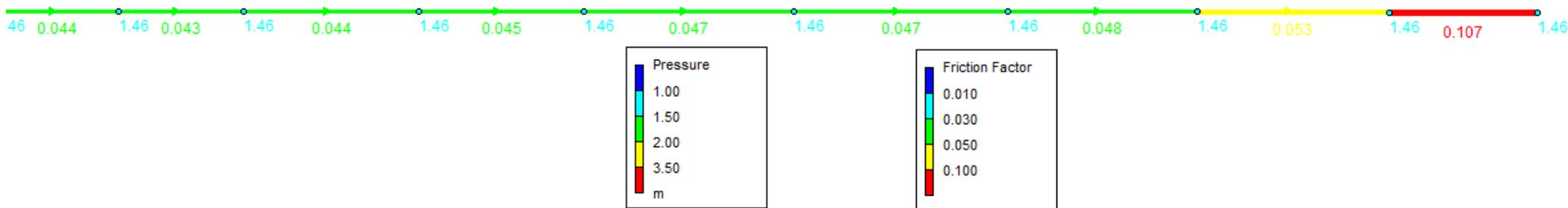


Figure IV.14 Le coefficient de pertes et la pression à la fin du système

IV.4 Étude de la pompe

IV.4.1 Première méthode

IV.4.1.1 Hauteur Manométrique Totale

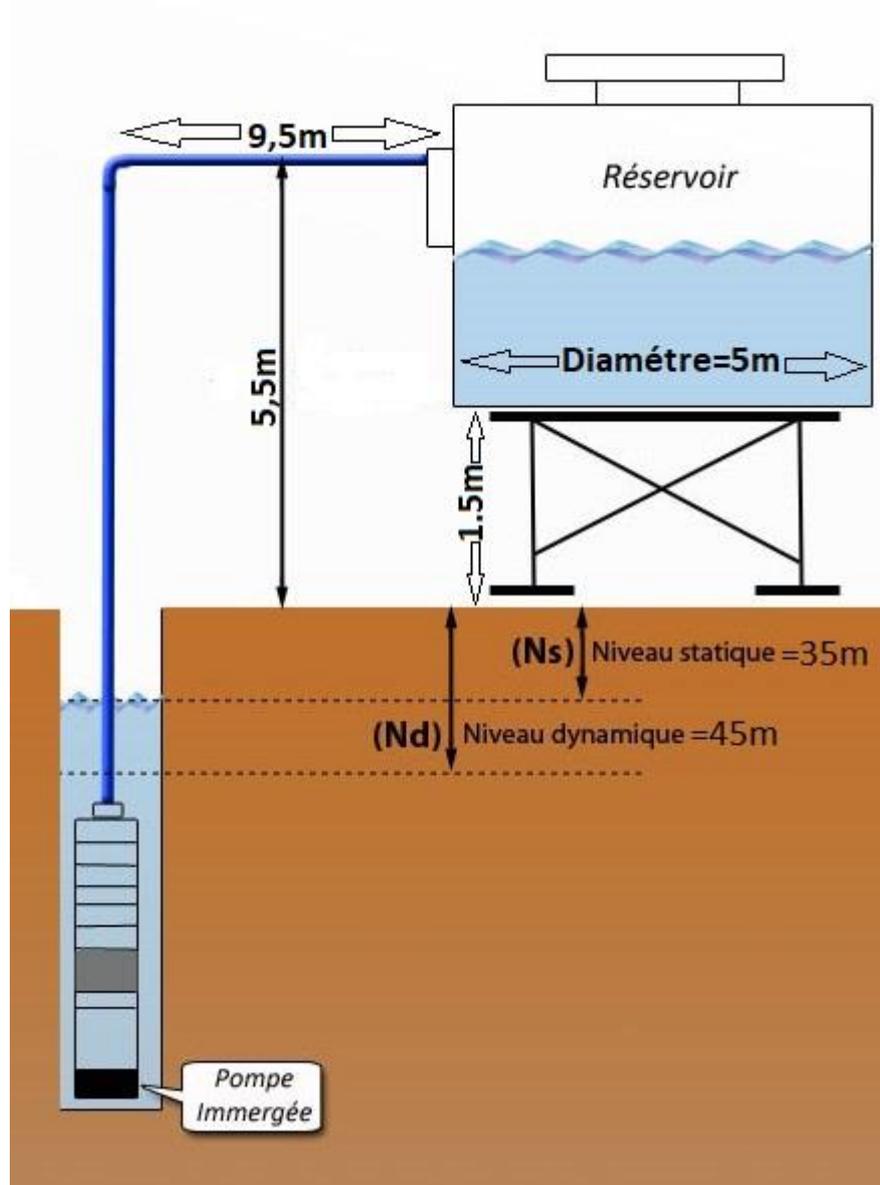


Figure IV.15 Schéma synoptique du système de puisage et de stockage de l'eau

IV.4.1.1.1 Débit

Calcul de débit (q) :

$$q = \frac{Vr}{dt} \quad (\text{IV. 8})$$

Ou Vr est le volume du réservoir en (m^3) et dt est le temps de requis pompage pour remplir le réservoir

$$q = 8,6 \left(\frac{m^3}{h} \right) \quad (\text{IV. 9})$$

IV.4.1.1.2 Vitesse d'écoulement

Pour les conditions d'écoulement d'eau dans la canalisation de distribution la vitesse est comprise entre 0.5 et 1.5 m/s.

Nous avons donc pris comme hypothèse une vitesse de l'eau de 1 m/s pour déterminer les diamètres de nos canalisations et nous avons pris la suite choisie les diamètres normalisés et recalculé la vitesse réelle.

En donne la vitesse d'écoulement U : $U = 1 \text{ m/s}$

IV.4.1.1.3 Diamètre de canalisation

$$U = \frac{4q}{\pi D^2} \quad (\text{IV. 10})$$

D : le diamètre de canalisation

$$D = \sqrt{\frac{4q}{\pi u}} \quad (\text{IV. 11})$$

$$D = 55 \text{ mm}$$

IV.4.1.1.4 Pertes de charge

Pour distinguer quantitativement les deux types de régimes (laminaire / tourbillon), on utilise un critère basé sur le nombre de Reynolds Re (nombre sans unité ou adimensionnel) :

$$Re = \frac{UD}{\nu} \quad (\text{IV. 12})$$

Où ν , D , U sont respectivement la viscosité cinématique du liquide (m^2/s), le diamètre de la canalisation (m), la vitesse du liquide (m/s).

$$Re = 55 \times 10^3$$

$$Re > 3000 \quad (\text{IV. 13})$$

→ le régime d'écoulement est dit turbulent

Il est possible de démontrer que les pertes de charge générale J est donnée par l'expression suivante :

$$J = \frac{L\lambda u^2}{2gD} \quad (\text{IV. 14})$$

Où λ est le coefficient de perte de charge. Il dépend de lois empiriques différentes suivant le régime d'écoulement et dans ce cas en peut utiliser la formule suivante pour calculer λ :

$$\lambda = \left(-2 \times \log \left(\frac{\varepsilon}{3,7D} + \frac{2,51}{Re\sqrt{\lambda}} \right) \right)^{-2} \quad (\text{IV. 15})$$

Où la rugosité de la surface interne de la conduite $\varepsilon = 0,3\text{mm}$

$$\lambda = 0,0327$$

IV.4.1.1.5 Calcul de Hauteur Manométrique Totale

HMT (Hauteur Manométrique Totale) le terme représentatif de la pompe en m (gain d'énergie),

C'est-à-dire la charge du liquide due à l'intervention de la pompe.

$$H = HMT = Hg + \frac{L\lambda u^2}{2gD} \quad (\text{IV. 16})$$

$$H = 42,018 \text{ (m)}$$

IV.4.1.2 Puissance hydraulique (mécanique)

La puissance hydraulique (mécanique) fournie au liquide peut se retrouver à partir de la relation de Bernoulli exprimée en unités de longueur qui doit être exprimée en unités de puissance. On applique par exemple la transformation au terme d'énergie potentielle. Si on multiplie H par $m.g$, le produit $m.g.H$ constitue une énergie (m est une masse de liquide). Il reste à diviser ce produit par une durée t pour aboutir à une puissance. On obtient donc :

$$P = \dot{m}gH \quad (\text{IV. 17})$$

Où : \dot{m} est le débit massique en (kg/s)

$$\dot{m} = \varphi q \quad (\text{IV. 18})$$

$$P = \varphi g H q \quad (\text{IV. 19})$$

P Est la puissance utile

$$P = 982,62 \text{ (W)}$$

$$Pt = P/\mu \quad (\text{IV. 20})$$

μ : Est le rendement de la pompe utilisé et est égale à 0,74

Pt : la puissance consommée par la pompe

$$Pt = 1,32 \text{ (kW)}$$

IV.4.2 Deuxième méthode :**IV.4.2.1 Logiciel CAPRARI PUMP**

La hauteur manométrique totale (HMT) :

$$H = 42,018 \text{ (m)}$$

Le débit :

$$q = 2,4 \text{ (l/s)}$$

Nous avons choisi le modèle de calcul de HAZEN-WILLIAMS pour obtenir les résultats suivants :

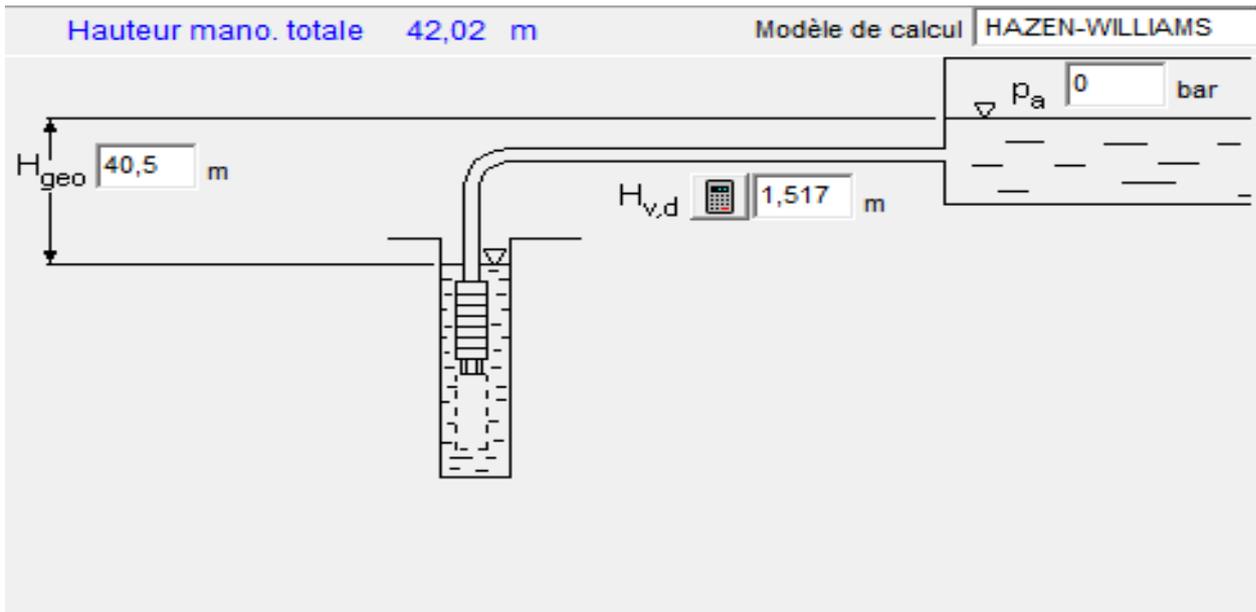


Figure IV.16 schéma de pompe.

$H_{v,d}$: est less perte de charge par effet de rugosité intérieur de la conduite

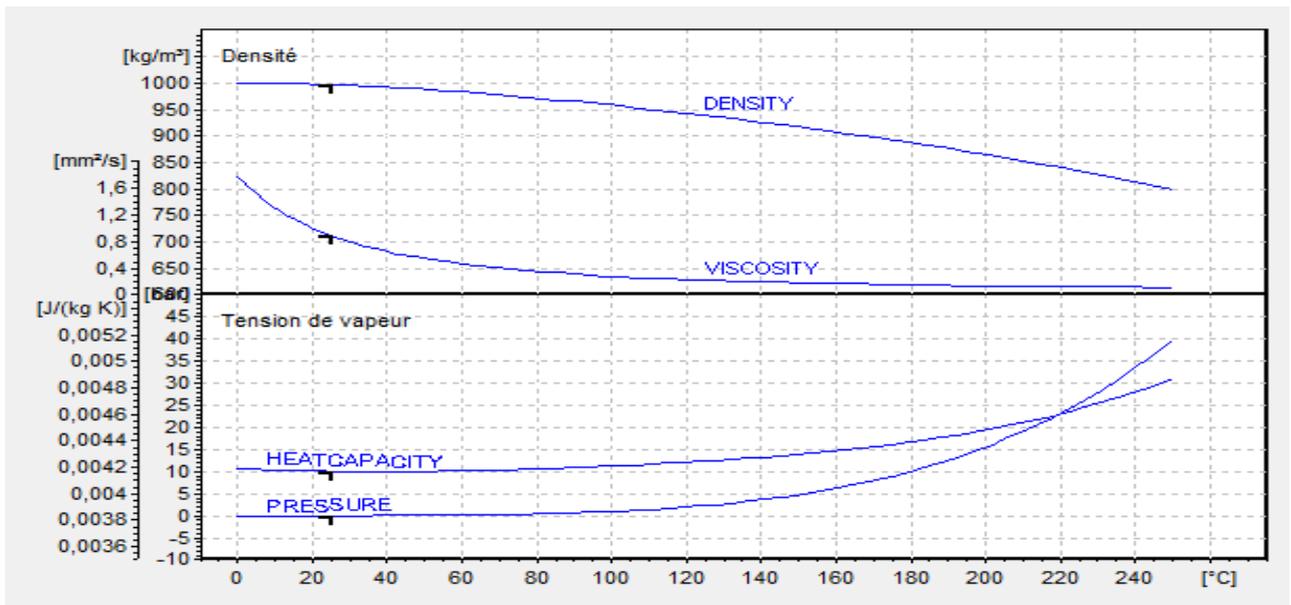


Figure IV.17 les propriétés physiques de l'eau souterraine

On peut remarquer que l'eau a une masse volumique de $998 kg/m^3$ et une viscosité de $0,85mm^2/s$ au point de fonctionnement (figure 4.16).

IV.4.2.2 Choix de pompe E6X30-4/5

Les résultats suivants justifient ce choix :

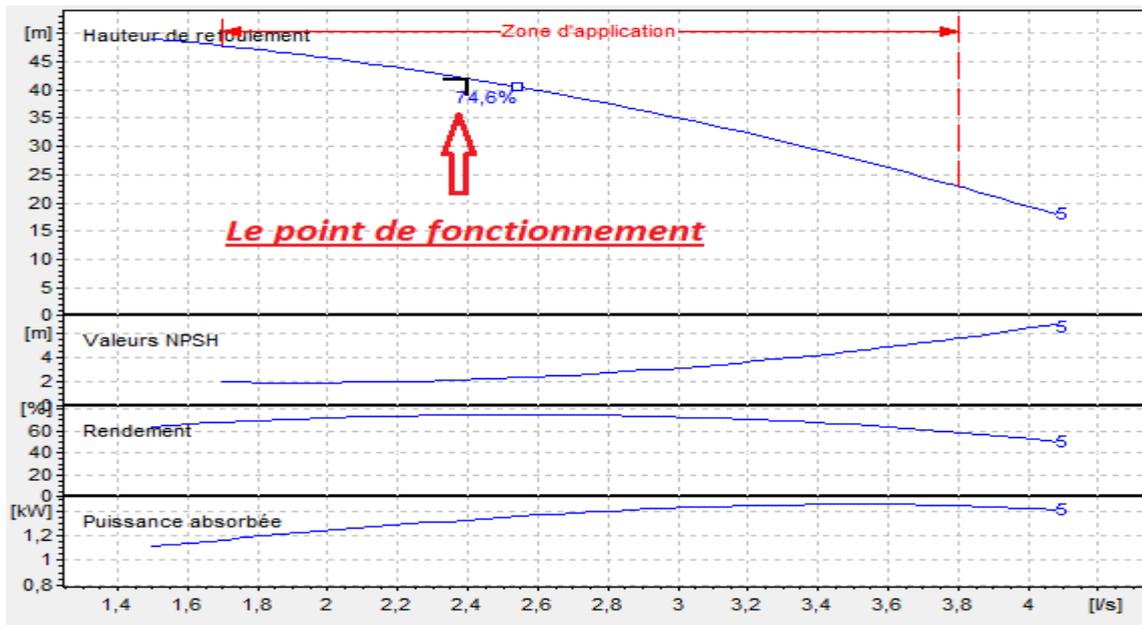


Figure IV.18 HMT, NPSH, le rendement et la puissance absorbée en fonction de débit

NPSH (Hauteur d'aspiration positive nette) : La différence entre la pression d'aspiration et le niveau de pression le plus faible dans la pompe.

Dans le point optimal du fonctionnement le débit sera 2,4 l/s, c'est le débit requis pour le remplissage de réservoir dans 8 heures, la puissance nécessaire sera 1,33 kW.

IV.4.3 Description de pompe E6X30 :

- Pompe immergée de type radial.
- Corps d'aspiration et de refoulement : en fusion d'acier inoxydable.
- Chemise externe : en acier inoxydable.
- Roues et diffuseurs : en résine thermoplastique. Les roues sont bloquées sur l'arbre au moyen de clavettes.
- Arbre : en acier inoxydable, protégé et soutenu par des roulements en caoutchouc et par des douilles en acier inoxydable chromé.
- Accouplement, visserie, crépine et gouttière de protection des câbles : en acier inoxydable.
- Clapet de retenue : incorporé, avec orifice fileté.

Moteur électrique

-Asynchrone avec rotor en court-circuit, lubrifié par de l'huile diélectrique et atoxique. L'étanchéité de l'arbre est assurée par une double garniture tournante protégée par un pare-sable.

- Stator rebobinable, en fil de cuivre.
- Chemise du stator en acier inoxydable.
- Arbre : en acier inoxydable, guidé par des paliers en acier.
- Double étanchéité sur l'arbre.
- Membrane de dilatation pour l'équilibrage entre la pression interne et externe.

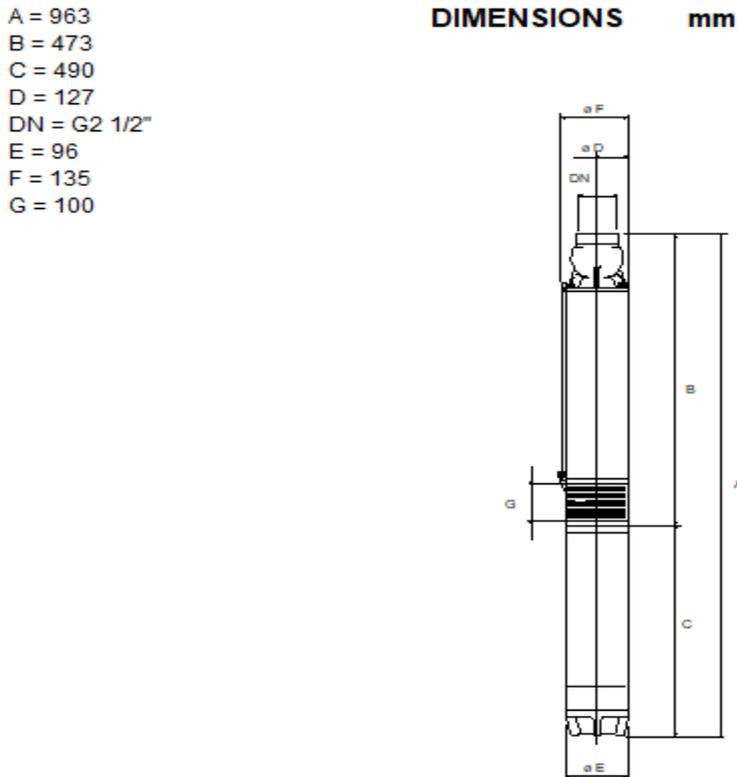


Figure IV.19 les dimensions de model E6X30

IV.4.3.1 La fiche technique de la pompe :

Tableau IV.1 Fiche technique de la pompe

DONNEES TECHNIQUES	CARACTERISTIQUES
Q	2,4 l/s
H	42 m
N. POLES	2
FREQUENCE	50 Hz
MONOPHASE / TRIPHASE	3~
PUISSANCE MOTEUR	1,5 kW
TENSION	400 V
MAX. DIAMETRE	135

IV.5 Étude du gisement éolien

IV.5.1 Logiciel WAsP

Le WAsP (Wind atlas analysis and application program) est un programme qui utilise de nombreux modèles mathématiques pour analyser les données et les utilise pour prédire la production d'énergie éolienne. WAsP est programmé pour être utilisé avec un PC standard et il est facilement disponible.

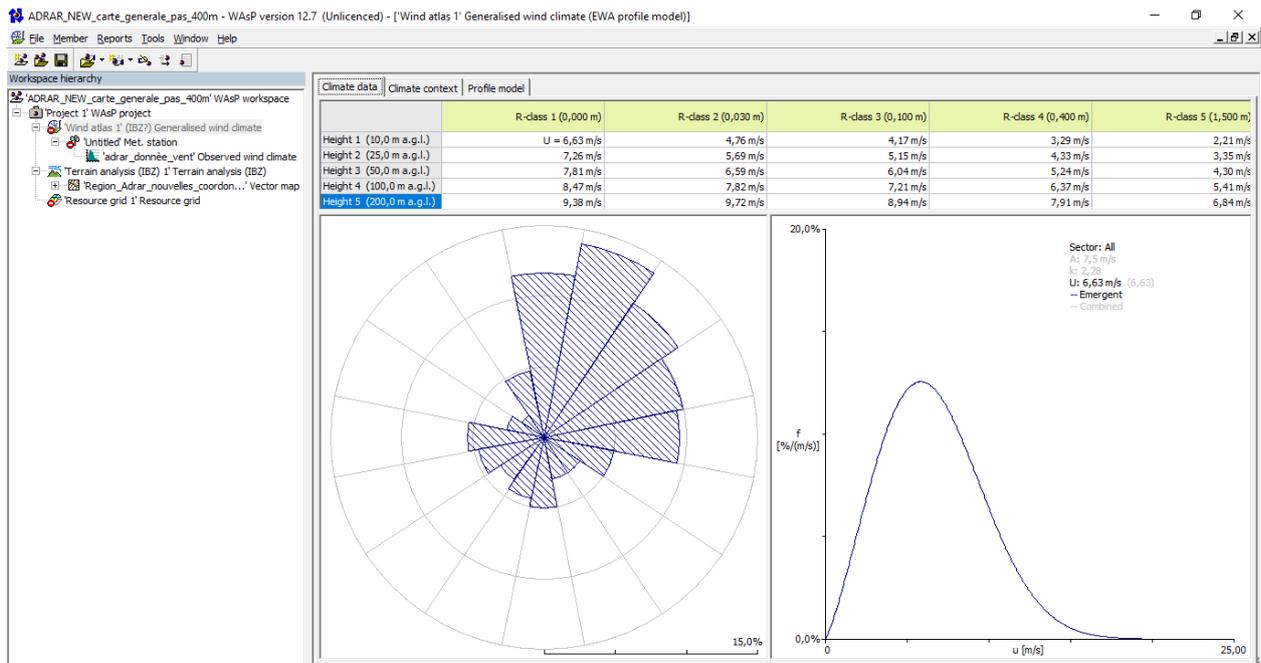


Figure IV.20 Logiciel WAsP

IV.5.2 Insertion des données

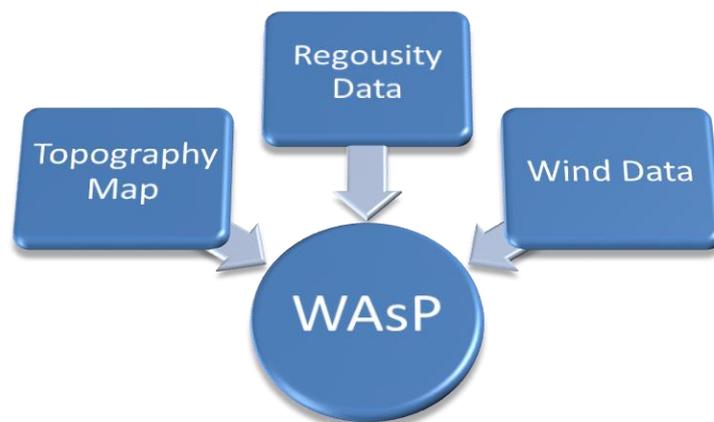


Figure IV.21 Les entrée de WAsP

Dans notre stage au niveau de centre de recherche et de développement d'énergie renouvelable à Bouzeréah - Alger, nous avons appris à travailler avec le logiciel WAsP qui est

utilisé pour des sites situés sur toutes sortes de terrains dans le monde entier et comprend des modèles et des outils pour chaque étape du processus, de l'analyse des données éoliennes. Celui-ci calcule le rendement énergétique pour un parc éolien donné

Notre étude du gisement éolien est faite pour un site d'une surface de 10872 km², dont les coordonnées sont les suivantes (figure) :

- X_{\max} : 819254,3 / 28°27'57.79"N
- X_{\min} : 739800,1 / 0°30'44.32"O
- Y_{\max} : 3156745,8 / 0°11'9.52"E
- Y_{\min} : 2992551,8 / 27° 4'51.42"N

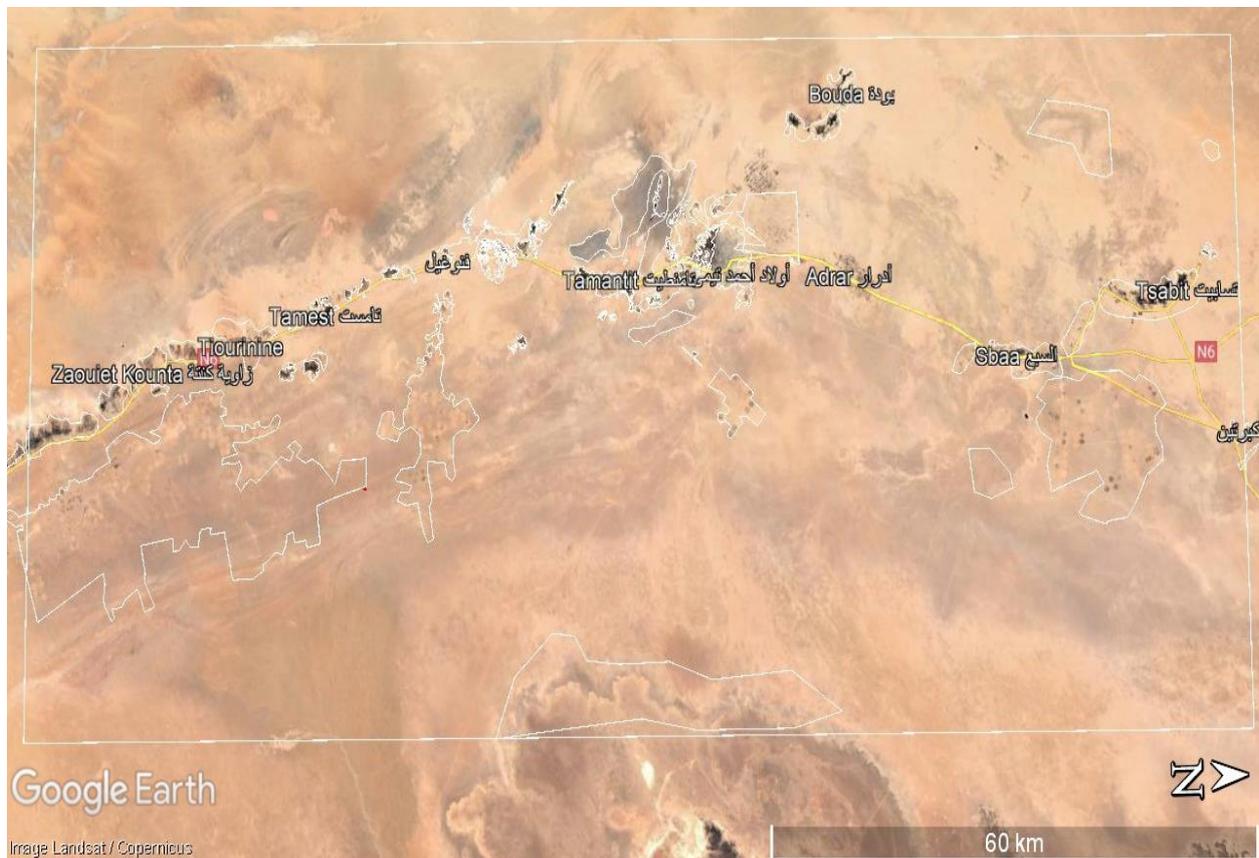


Figure IV.22 Région d'étude

Nous avons commencé à travailler sur les données de rugosité pour les intégrer dans la carte topographique de notre région. Nous avons utilisés plus de 53000 points de localisation et plus de 120 régions pour dessiner notre carte de rugosité (figure 4.23).

Après nous avons introduit les données annuelles du vent (vitesse et direction) de l'année 2016 (données du CDER).

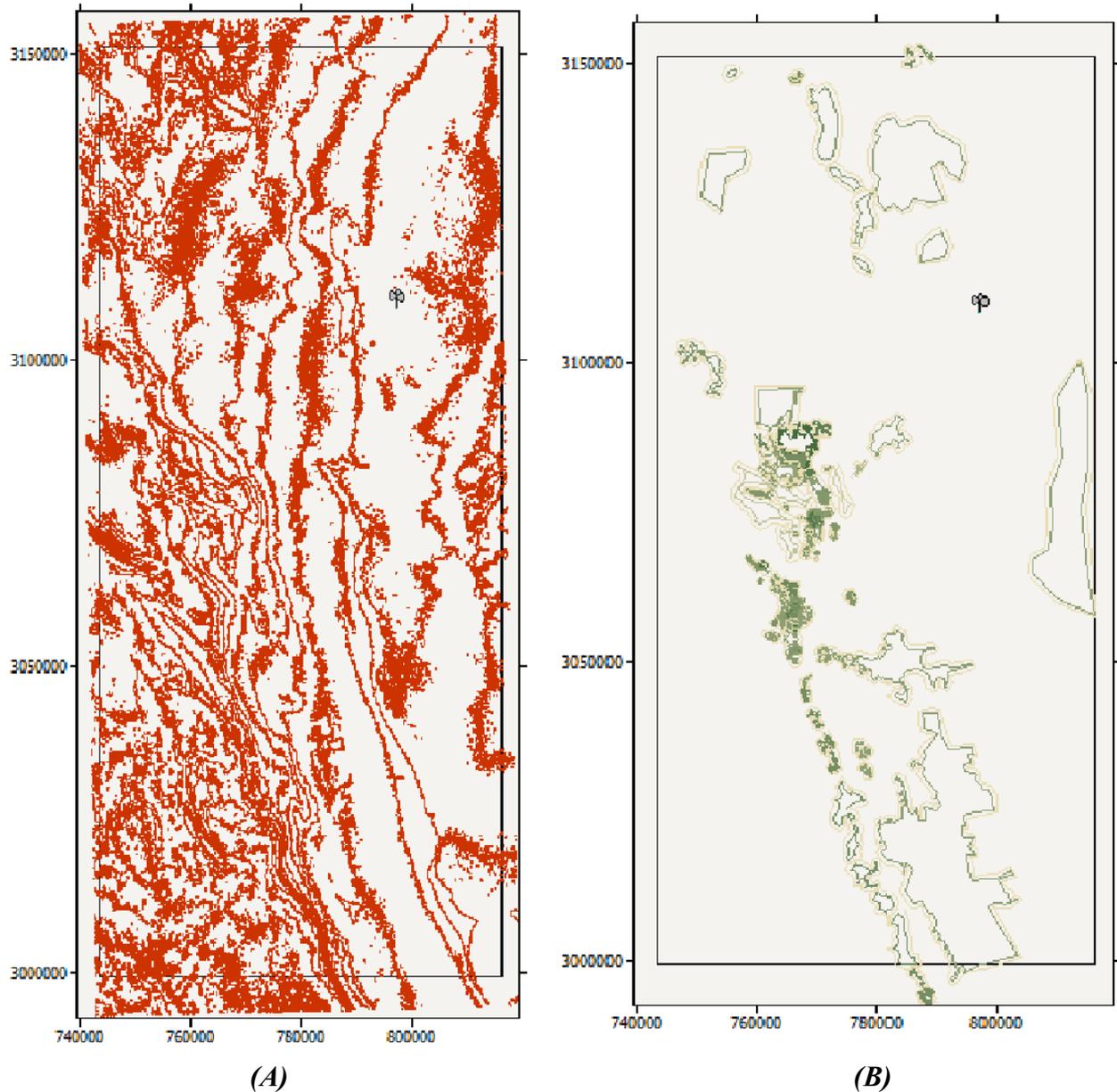


Figure IV.23 Carte topographique (A) et carte de rugosité (B) de la région d'ADRAR (avec l'logiciel WASP)

IV.5.3 Résultats

L'exécution du programme nous a donné les cartes détaillées de la région étudiée :

- Les cartes de l'altitude de la région ; qu'elle est comprise entre 147.8 et 340 mètres (figure 4.24)
- La carte des valeurs de rugosité et la carte de variation de rugosité (figure 4.25)
- Les cartes de l'effectivité de la rugosité, les obstacles, l'orographique et les constructions civiles sur la vitesse du vent (figures 4.26 et 4.27)
- Les cartes du facteur de forme et facteur d'échelle (figure 4.28)

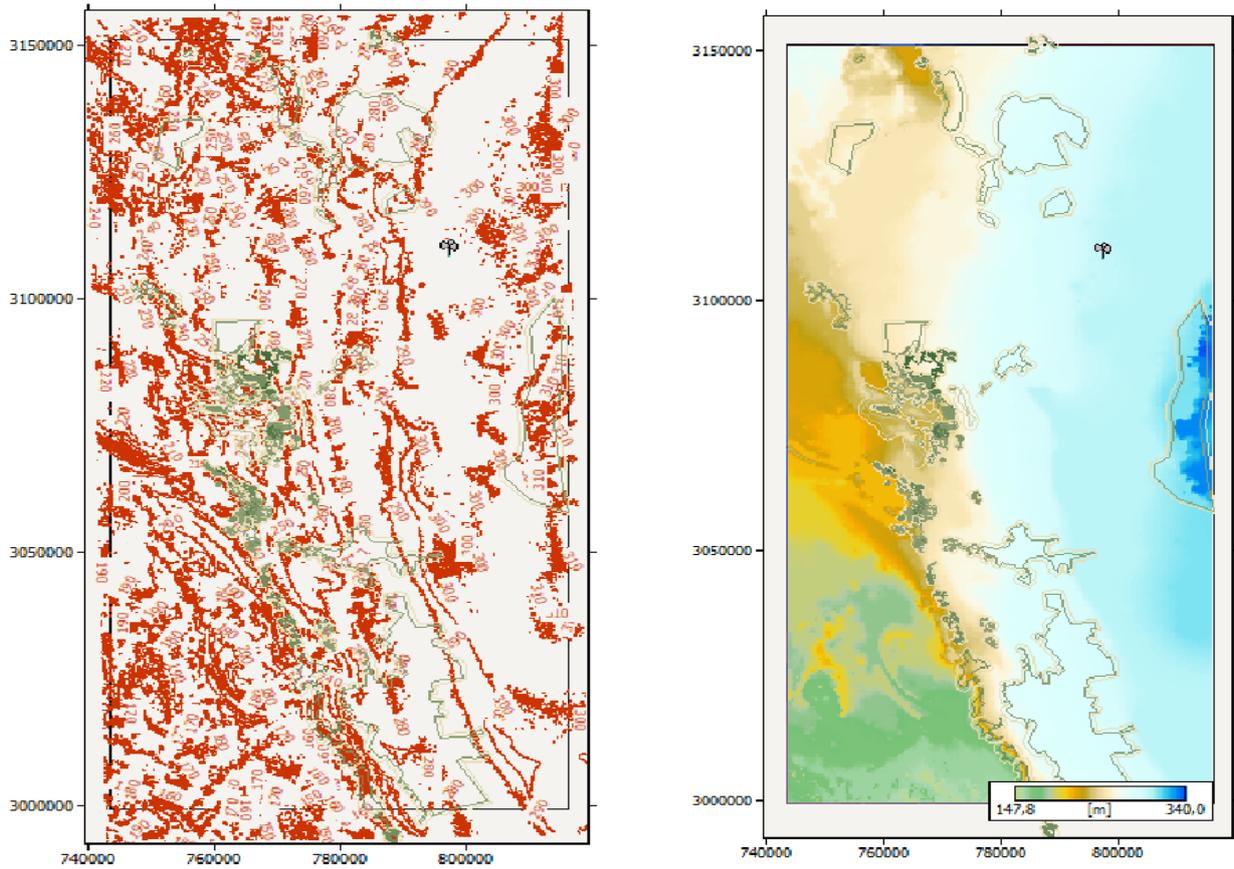


Figure IV.24 Cartes de l'altitude de la région étudiée

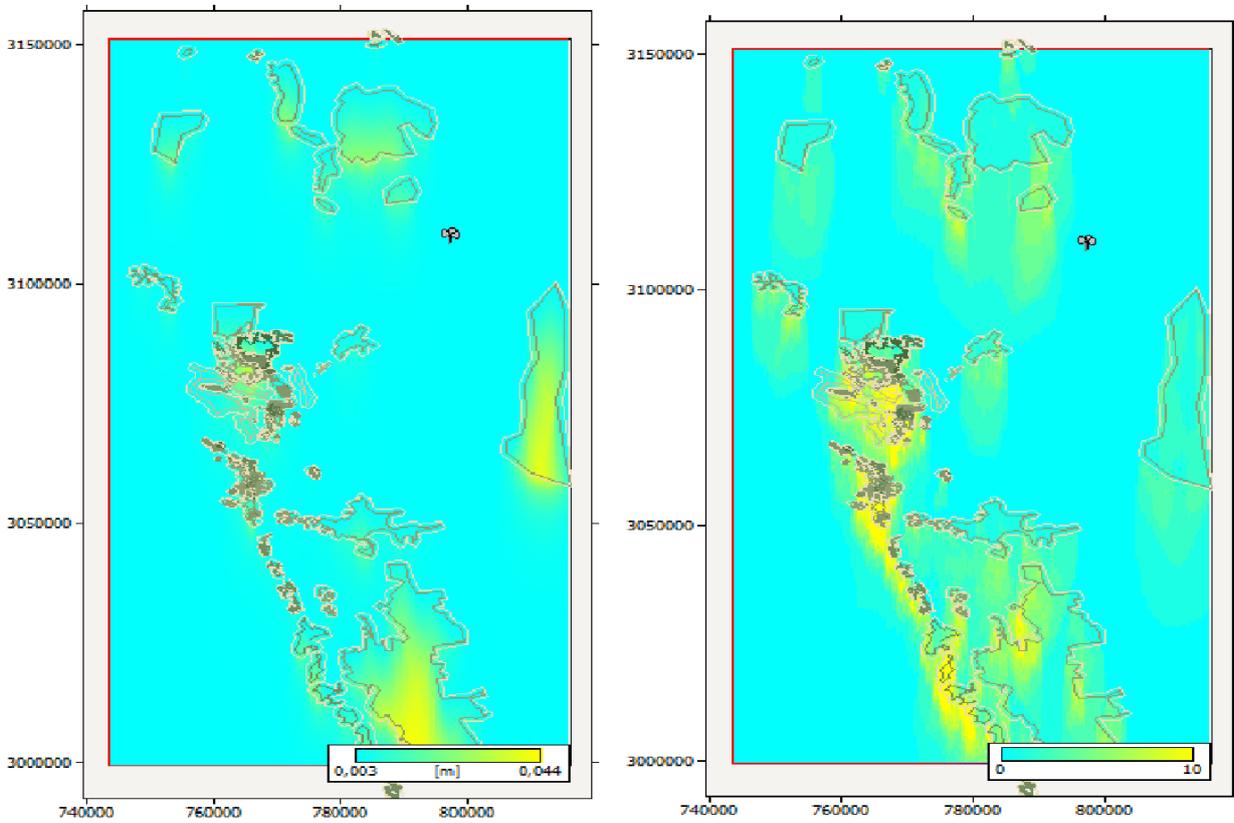


Figure IV.25 Les valeur de la rugosité et la carte de variation de la rugosité

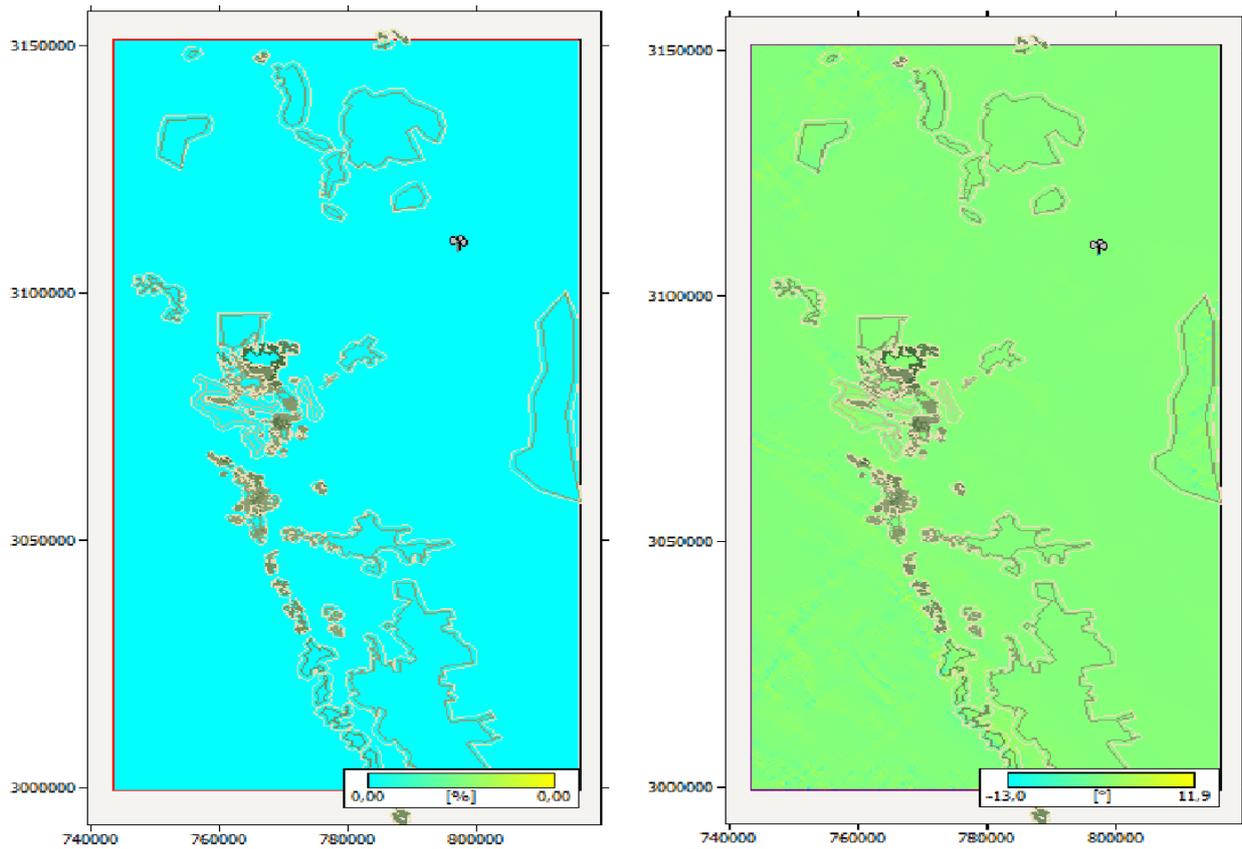


Figure IV.26 L'effectivité de la rugosité, les obstacles, et l'orographique sur la vitesse du vent

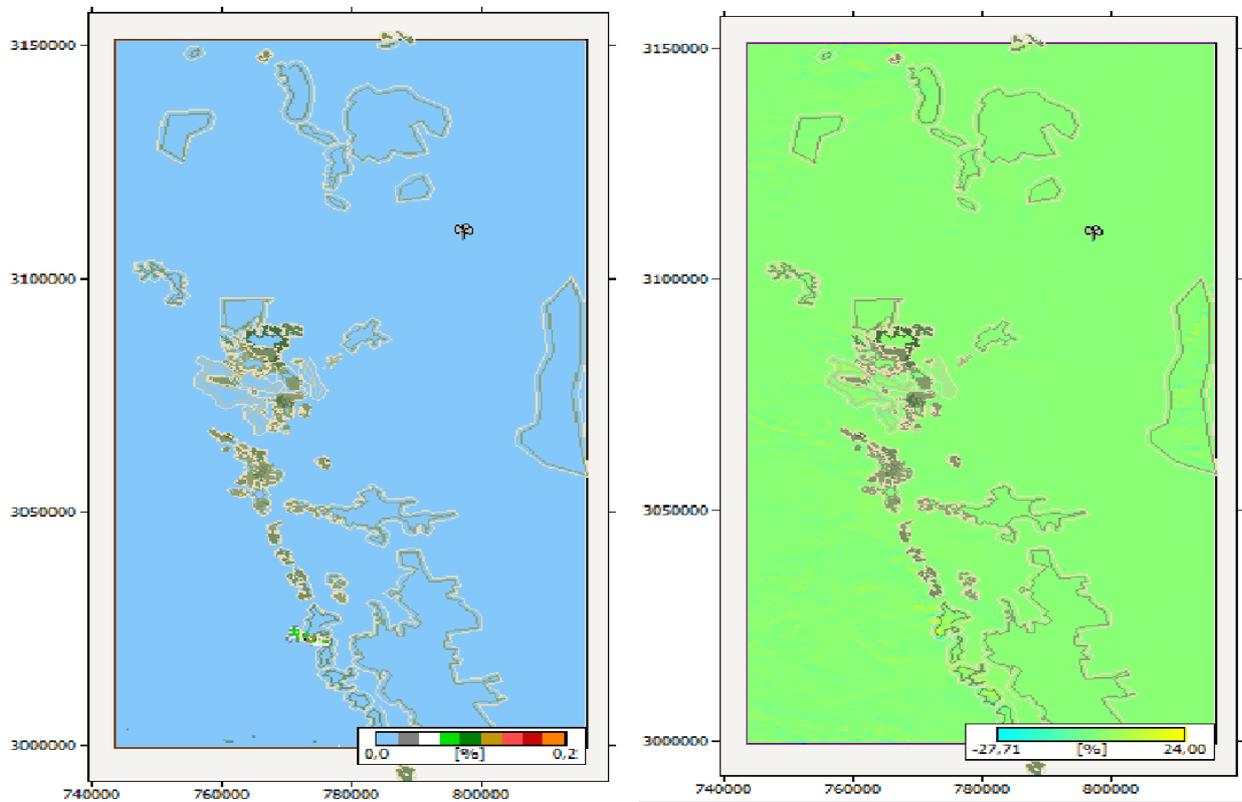


Figure IV.27 Effectivité des constructions civiles et l'effet orographique sur la direction du vent

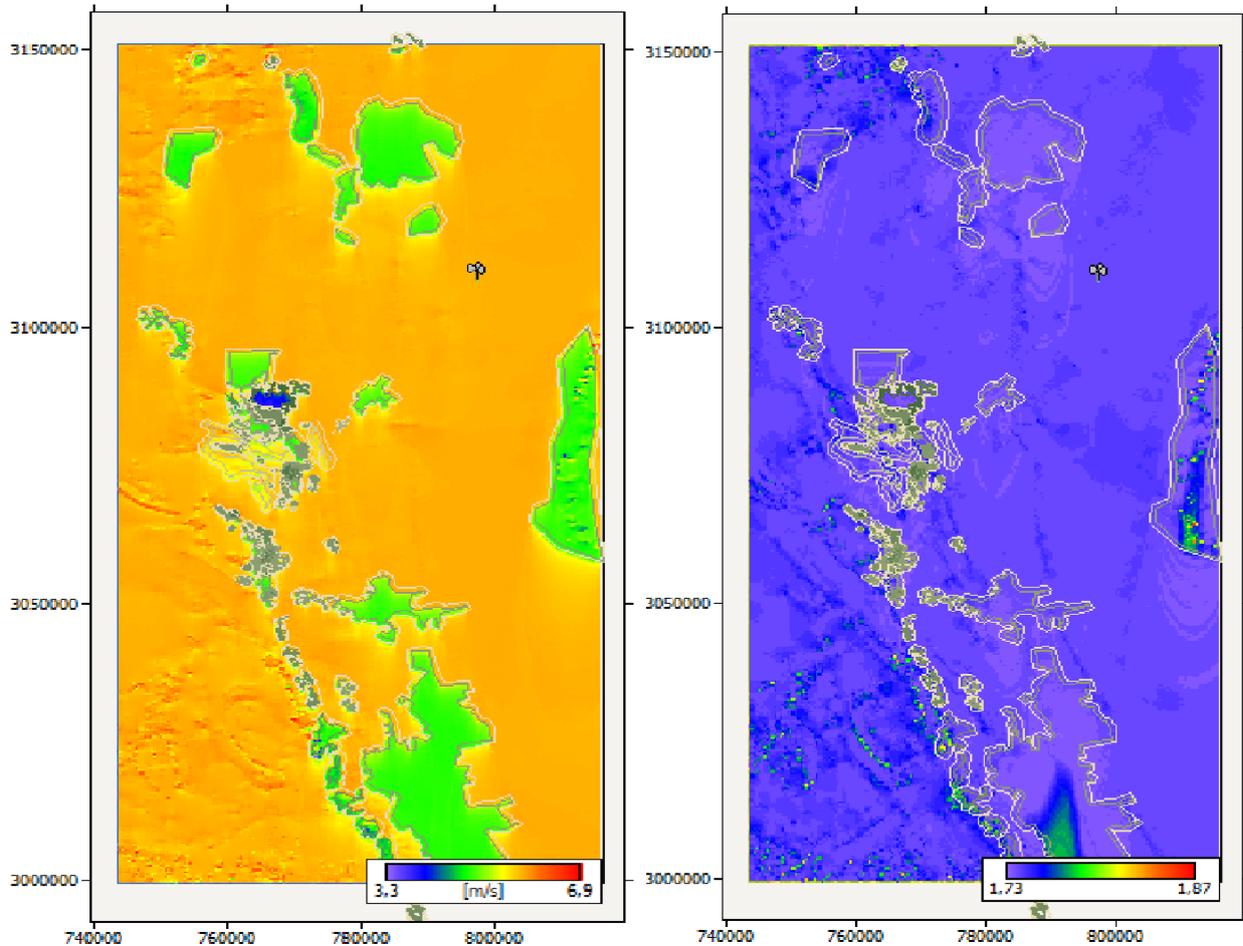


Figure IV.28 Cartes de facteur d'échelle (c) et de forme (k) de Weibull

IV.5.4 Discussion et interprétation des résultats

D'après les cartes nous avons remarqué que les effets de l'altitude, la rugosité, les obstacles, l'orographique et les constructions civiles sont très faibles sur la vitesse du vent à cause des faibles altitudes de la région, de l'absence des montagnes, de grandes forêts et d'immeubles de grande hauteur (la plupart des immeubles ne dépassent pas 6 mètres de hauteur).

Le facteur de forme (K) de Weibull, donne la forme de la distribution de vent et accepte une valeur de 1 à 3. Une valeur plus faible impliquerait un vent très variable alors qu'un vent constant impliquerait une valeur k plus élevée. La figure 4.27 montre une valeur acceptable qui varie entre 1,73 et 1,87.

Le facteur d'échelle (C) de Weibull varie entre 3.3 et 6.9 m/s. Lorsque c augmente, la distribution se déplace vers des valeurs de vitesse plus élevée. Ceci prouve que Adrar est la meilleure région pour les installations éolienne en Algérie. Ceci est démontré sur les cartes 4.28. La vitesse du vent dans la plupart de la région est supérieur à 5.5 m/s, et la densité de puissance est plus de 200 W/m².

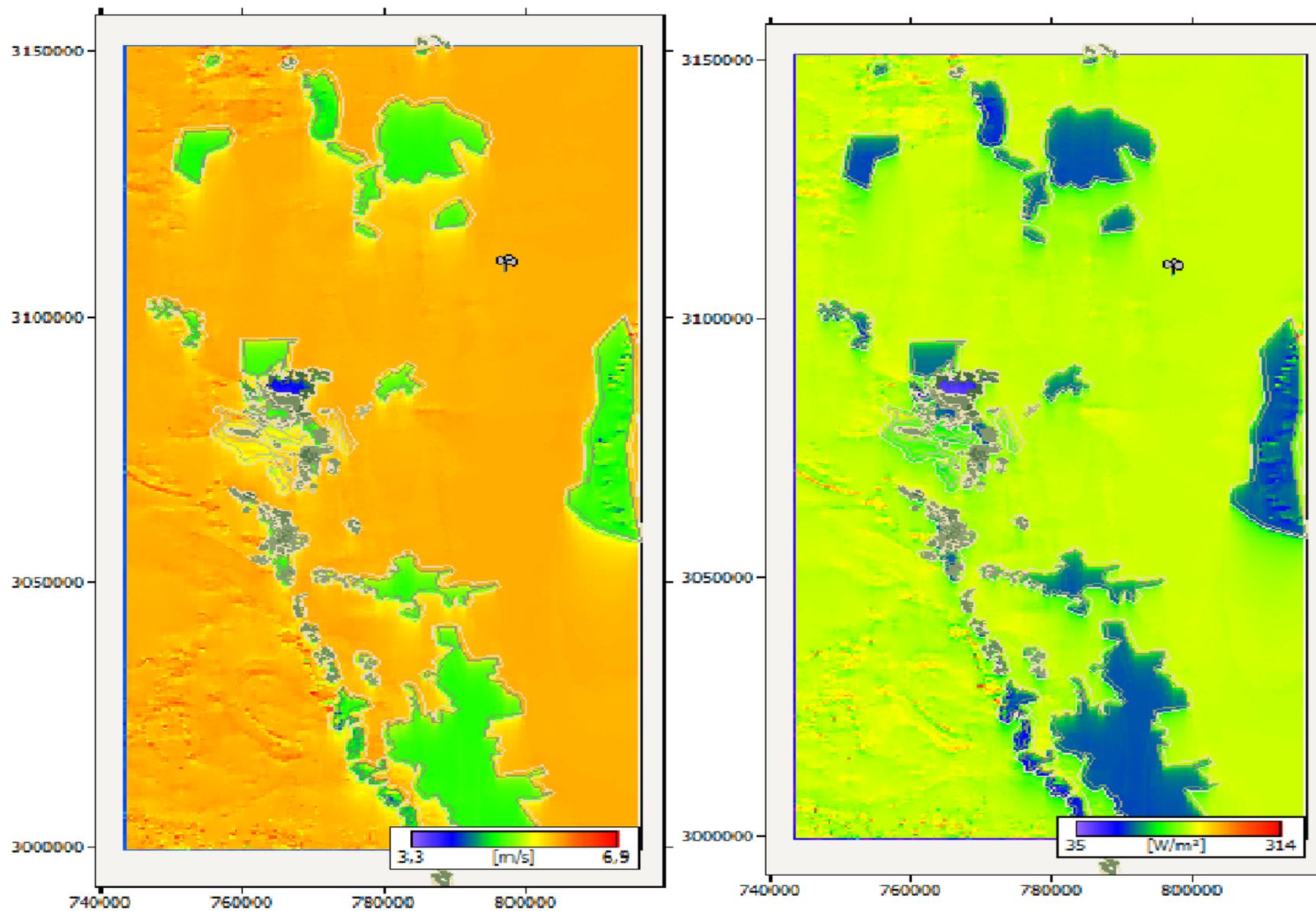


Figure IV.29 Vitesse et Densité du vent

IV.6 Choix de model de l'éolien

IV.6.1 Model de l'éolien

Shanghai Ghrepower Green Energy model FD5-5:

- Conception standard modulaire pour une extension facile
- Conditions de maintien des typhons
- Conception de routes magnétiques professionnelles. Couple de démarrage inférieur
- Pièces de rechange légères, flexibles et pratiques pour les installations manuelles
- Plus de 10 000 ensembles sont en service dans le monde entier
- Largement utilisé pour le pompage.



Figure IV.30 Le model FD5-5

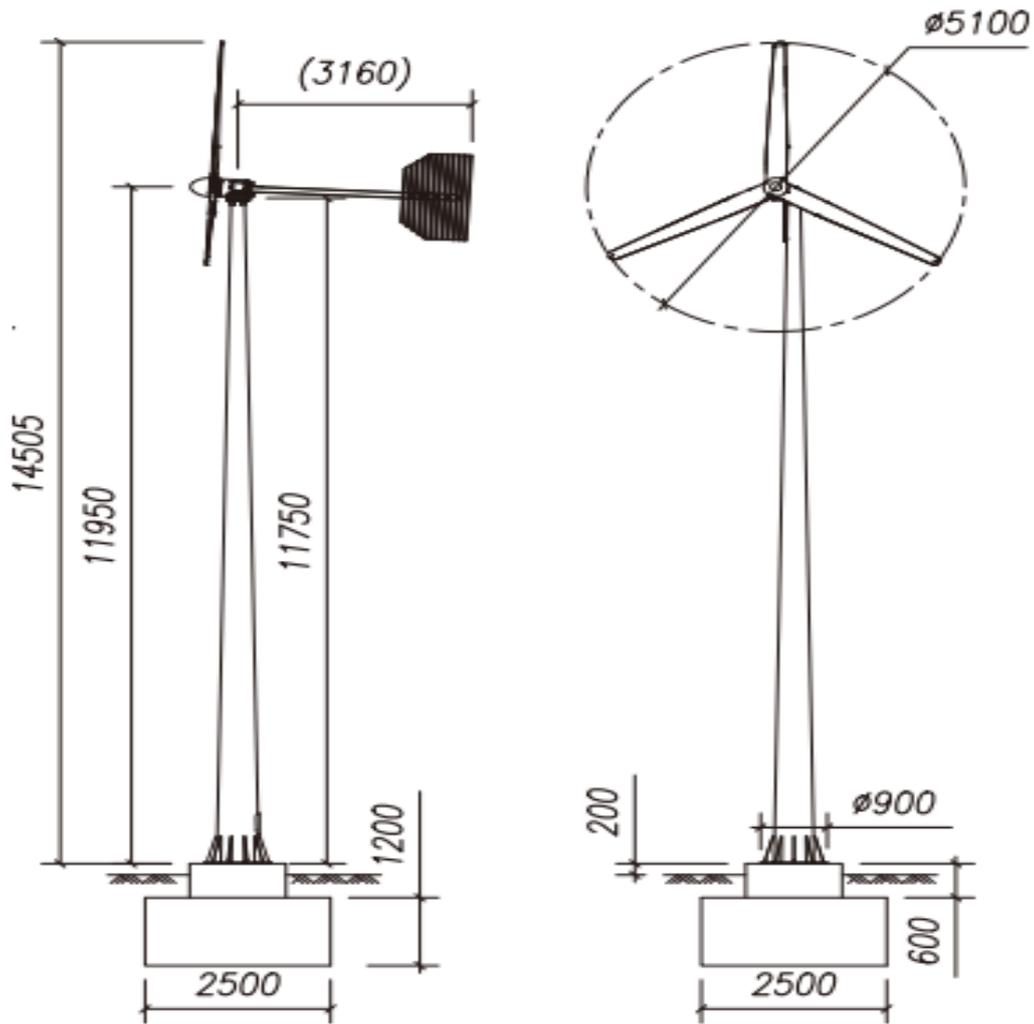


Figure IV.31 Démontions de model FD5-5 (mm)

IV.6.2 Fiche technique de model FD5-5 :

Tableau IV.2 Fiche technique de model FD5-5

Puissance nominale (kW)	5	Système de freinage	Mécanique
Diamètre de rotor	5,1	Anticorrosion	C5
Vitesse nominale du vent (m/s)	11	Matériaux de pale	FRP
Vitesse nominale du rotation (t/m)	270	Générateur de Type	PMDD
Vitesse de démarrage (m/s)	3	Durée de vie (ans)	20
Vitesse de coupure (m/s)	25	Masse (kg)	190
Vitesse de survie du générateur (m/s)	52,5		

IV.6.3 Simulation de l'éolienne

Après la détermination de localisation de l'éolien (figure 4.32) et l'exécution des données de model FD5-5 dans le logiciel WAsP, nous avons eu les résultats suivants :

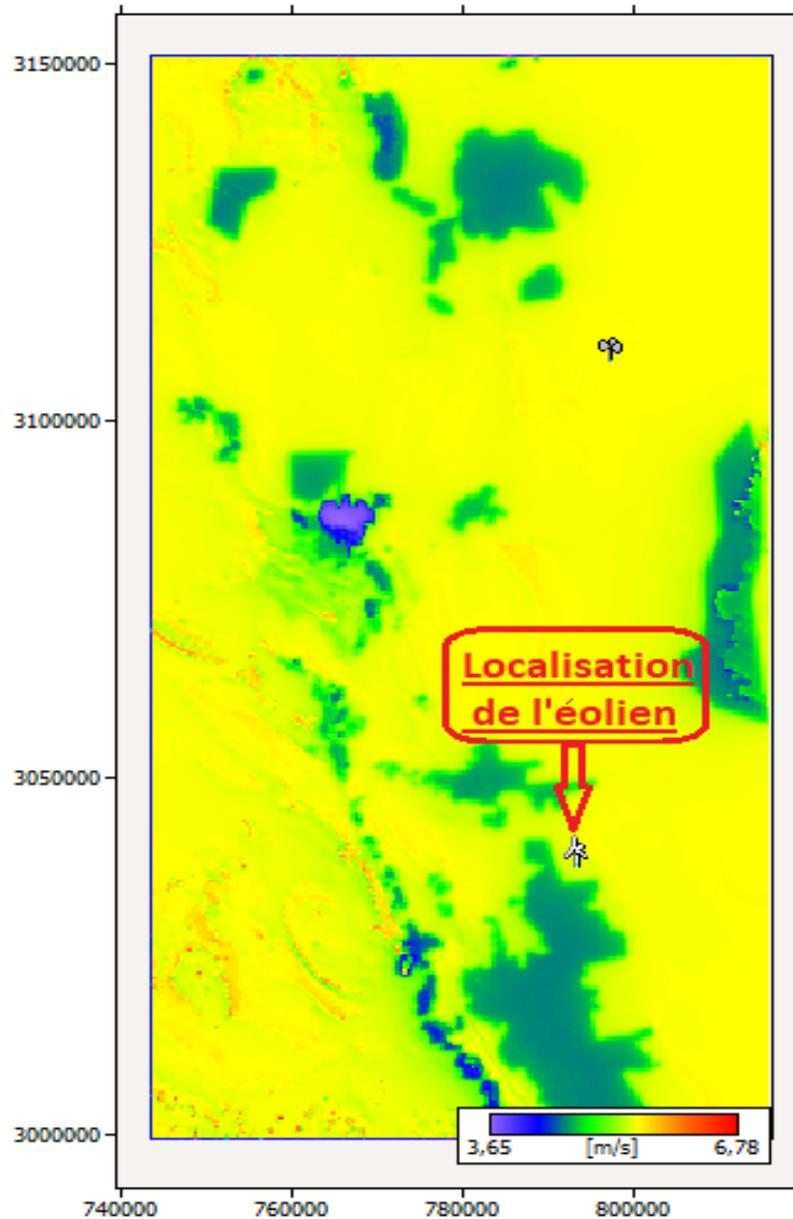


Figure IV.32 Localisation de l'éolien

IV.6.4 Discussion des résultats

Plus la vitesse du vent est élevée, plus la densité d'énergie est élevée et automatiquement la production de l'électricité augmente (figure 4.34). On peut voir ceci sur la figure 4.33. L'éolienne doit être orienté vers le nord-est pour une exploitation maximale de l'énergie cinétique du vent.

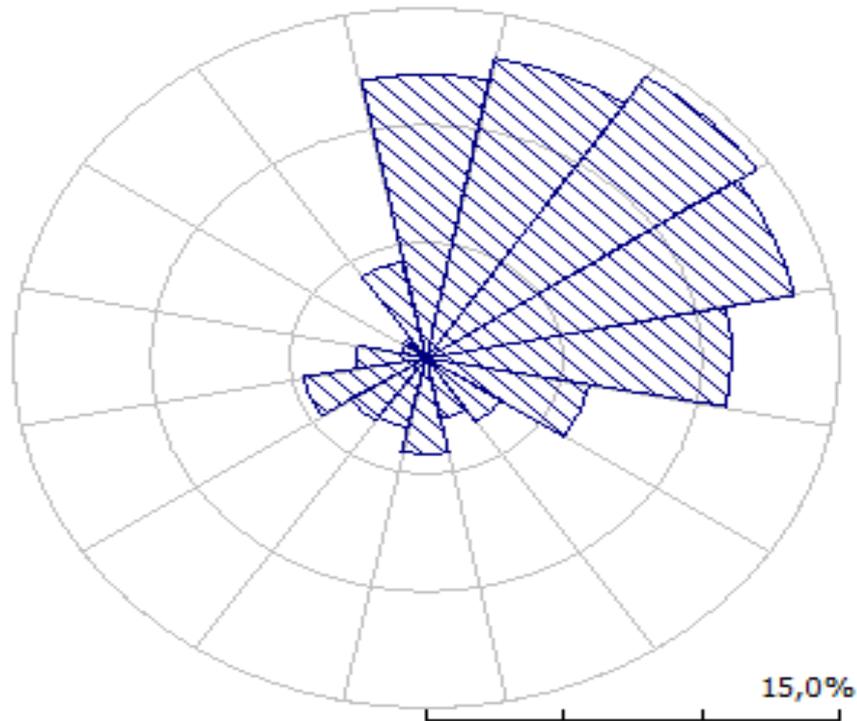


Figure IV.33 densité d'énergie on fonction de la direction géographique dans la région de Adrar (rose des vents)

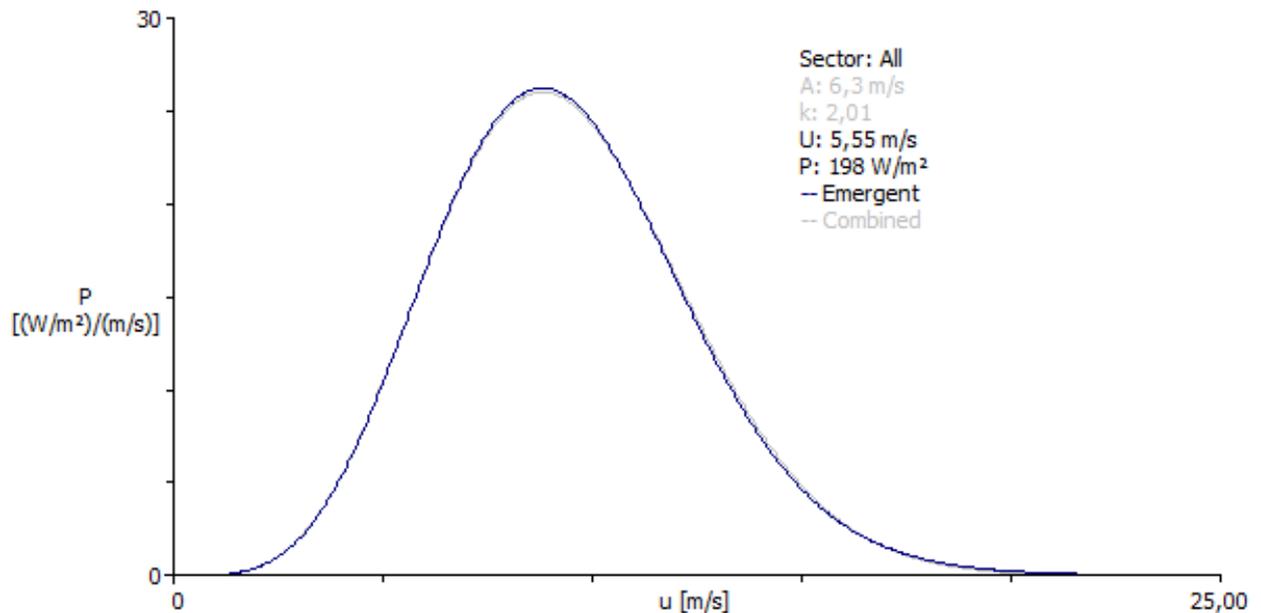


Figure IV.34 densité de l'énergie par la surface de balayage on fonction de la vitesse du vent

La vitesse de rotation du rotor augmente simultanément avec l'augmentation de la vitesse du vent avant de commencer à diminuer après avoir atteint 10 à 11 m/s de vitesse de vent (figure 4.35).

Il en est de même pour l'AEP (production annuelle d'énergie) qui atteint son maximum pour les mêmes valeurs de la vitesse du vent. La production d'électricité à la vitesse annuelle

moyenne de 5,53 m/s (vitesse moyenne à l'emplacement de l'éolienne) est d'environ 1,65 kW (figure 4.36), ce qui est suffisant pour faire fonctionner la pompe.

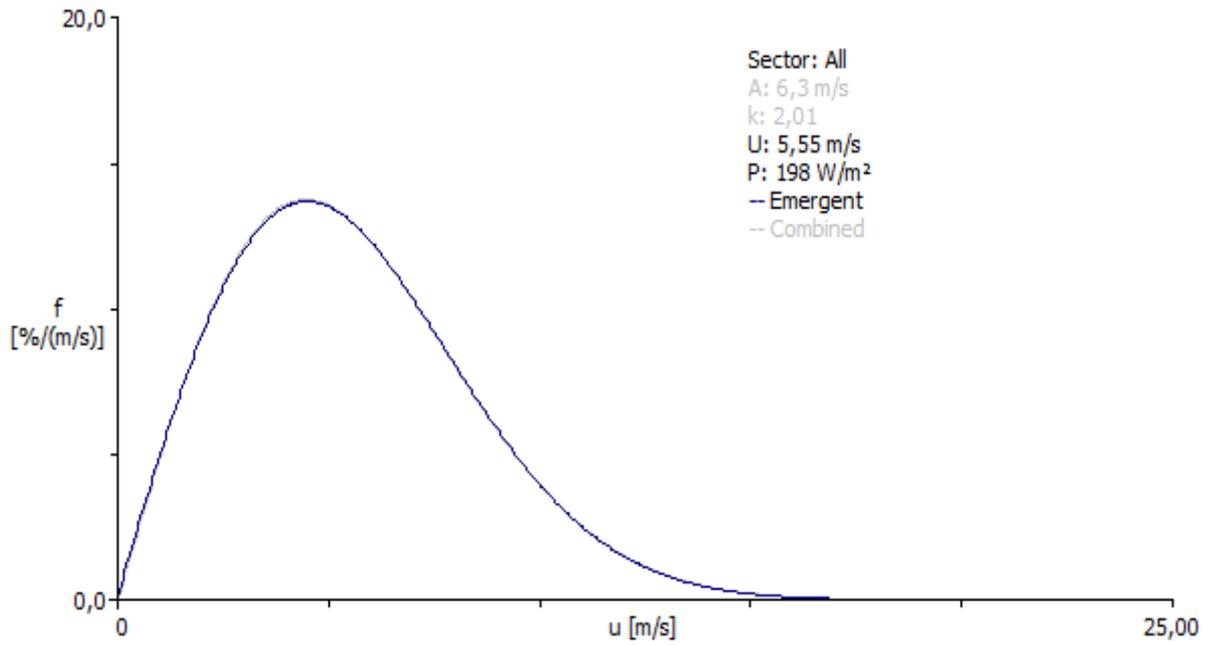


Figure IV.35 Fréquence du rotor on fonction de la vitesse du vent dans la région de Adrar

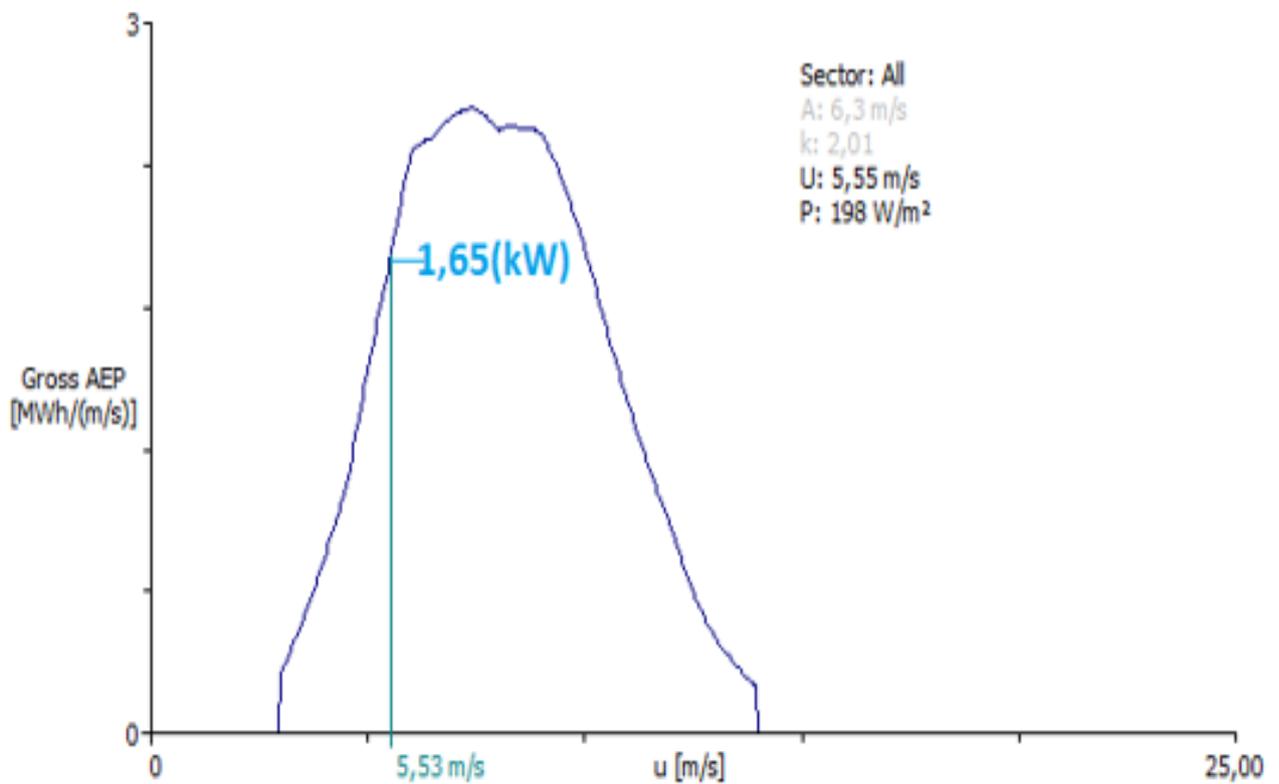


Figure IV.36 AEP on fonction de la vitesse du vent dans la région de Adrar

IV.7 Installation du circuit électrique de l'éolienne

Le schéma synoptique de raccordement de notre aérogénérateur aux pompes est donné ci-dessous (Figure 4.37). La partie éolienne est associée au redresseur. Il s'agit d'un redresseur MLI associé à un système MPPT (Maximum Power Point Tracking) permettant d'optimiser la production éolienne en temps réel en fonction de la vitesse du vent. Notre travail sur ce point-là est d'étudier le bilan énergétique de ce système.

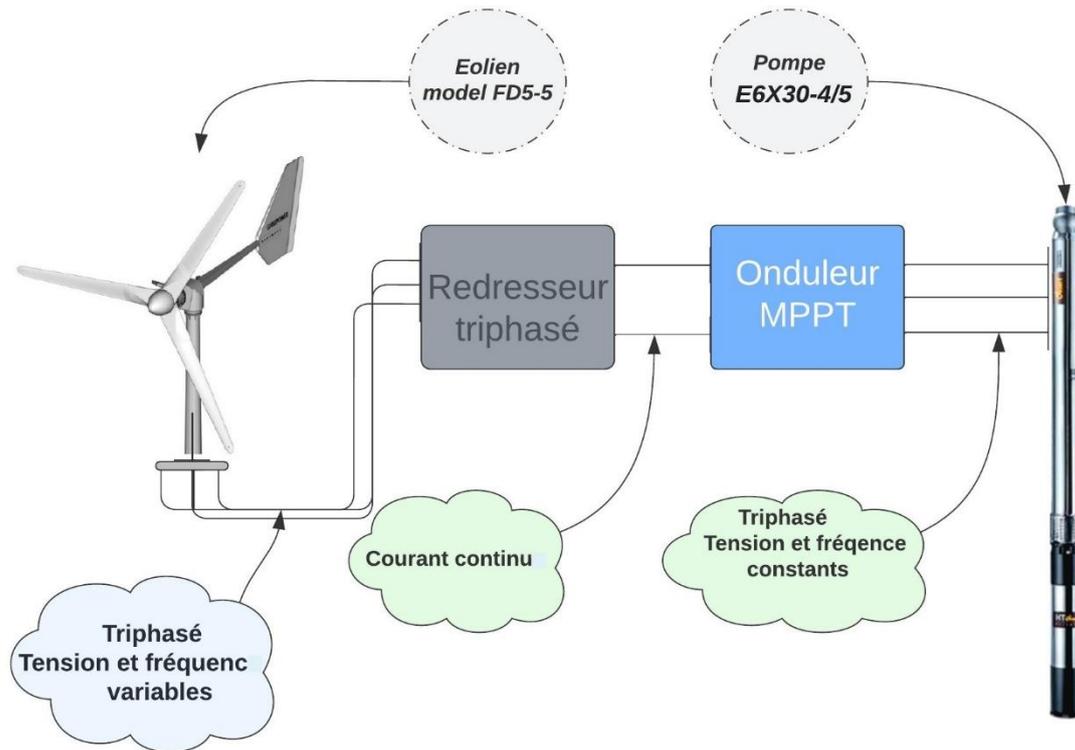


Figure IV.37 Schéma synoptique de raccordement de la partie électrique

IV.7.1 Calcul du bilan énergétique

IV.7.1.1 Pertes de charge onduleur-redresseur

D'après nos recherches dans la littérature nous avons constaté que le rendement des deux appareils onduleur-redresseur combinés est d'environ 95%. De sorte que la puissance à la sortie de l'onduleur P_s peut être calculée en multipliant le rendement μ avec la puissance qui a été générée par l'éolien P_e :

$$P_s = P_e * \mu$$

$$P_s = 1,56 \text{ kW}$$

IV.7.1.2 Pertes de charge dues au câblage :

Pour alimenter la pompe à eau, il faut utiliser 3 câbles (triphase) de cuivre de 75 m de longueur (l) et $2,5 \text{ mm}^2$ de section (S). Sachant que la résistivité du cuivre est de $\rho = 1,7 \cdot 10^{-8} \Omega\text{m}$ on peut calculer la résistance (r) des 3 câbles utilisés et leurs pertes de charge (p) :

$$r = 3 \frac{\rho l}{S}$$

$$r = 1,53 \Omega$$

On a :

- La tension aux bornes du filament $U = 380V$
- La puissance à la sortie de l'onduleur $P_s = 1,56kW$

Donc on peut calculer I l'intensité du courant :

$$P_s = UI$$

$$I = 3,9A$$

Et finalement le calcul des pertes de charges (p) :

$$p = rI^2$$

$$p = 23,27W$$

La puissance (P) à l'entrée de la pompe :

$$P = P_s - p$$

$$P = 1,54kW$$

Les pertes totale (pt) :

$$pt = P_e - P$$

$$pt = 106W$$

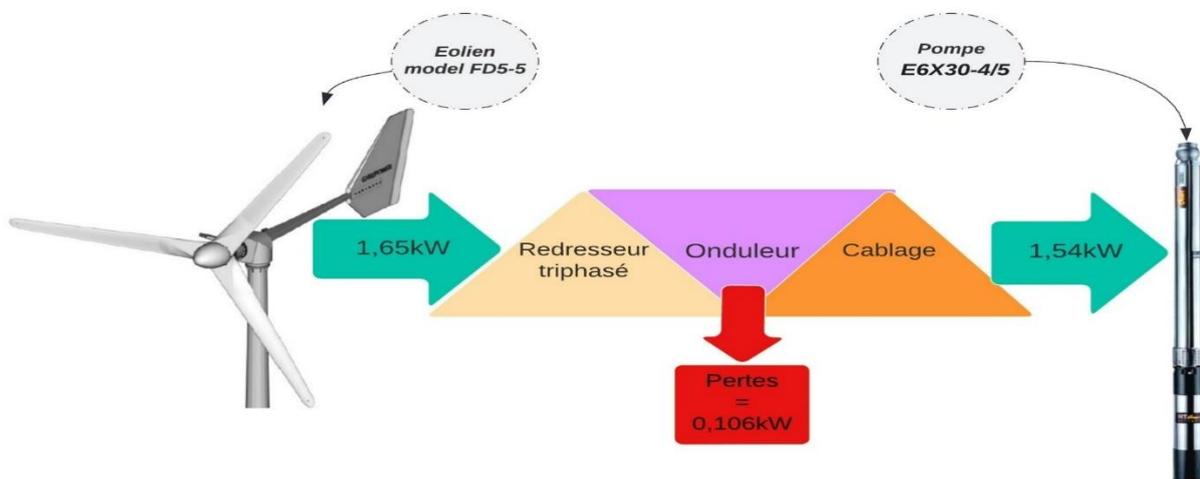


Figure IV.38 Diagramme du bilan énergétique du système

IV.8 Étude technicoéconomique

Sachant que notre éolienne a 5 ans de garantie, comparer le coût de l'installation du système éolien étudié à celui d'un branchement au réseau Sonelgaz est très intéressant.

IV.8.1 Coût de l'installation éolienne

Tableau IV.3 Coût de l'installation éolienne

	MODÈLE FD5-5	ONDULEUR	REDRESSEUR	L'INSTALLATION	TOTALE
Coût (\$)	7000	150	150	2000	9300
COÛT (KDA)	1400	30	30	400	1860

IV.8.2 Coût de l'exploitation et du branchement au réseau électrique

IV.8.2.1 Coût d'exploitation

La puissance Pt consommée durant 5 ans (20 trimestres) en considérant que la durée du pompage est de **8 hr/jr** est :

Soit P , la puissance consommée en un trimestre (3 mois, 90 jours) :

$$P = 90 \text{ jrs} \times 8 \times p$$

Où p est la puissance de la pompe :

Alors, $P \approx 1000kWh$

Les tarifs par tranches à Sonelgaz sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau IV.4 Coût de l'installation éolienne

LE TRANCHE (KWH)	De 0 à 250	De 251 à 1000
LE TARIF (DA/KWH)	4,1789	4,8120

$$P \approx 1000kWh = (250 + 750)kWh$$

Le coût de la facture trimestrielle de notre système est C tel que :

$$C = C1 + C2 = (250 \cdot 4,1789 + 750 \cdot 4,8120) = 1044,725 + 3609$$

$$C = 4654 \text{ DA}$$

Le coût totale Ct de la facture Sonelgaz en 5 ans (20 trimestres) est :

$$Ct = C \times 20$$

$$Ct = 69795 \text{ DA}$$

IV.8.2.2 Coût d'un branchement Basse Tension (BT)

Tableau IV.5 Tarif de branchement au réseau électrique

PRODUIT	POSTE MT (kDA/u)	LIGNE MT (kDA/km)
TARIF	1000	1800

On peut donc tracer un graphe des coûts de l'alimentation de notre installation en énergie électrique en fonction de la distance du projet par rapport au réseau électrique de Sonelgaz.

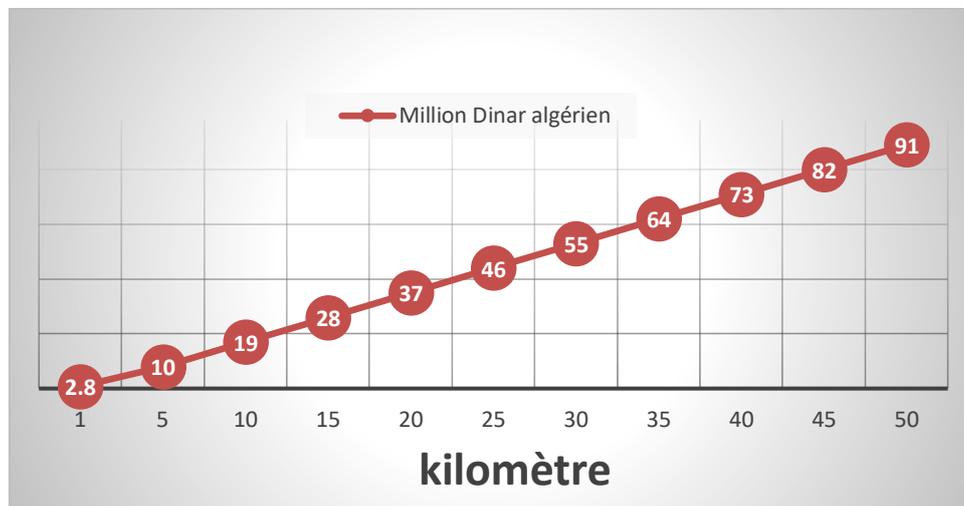


Figure IV. 39 Coût de l'installation en fonction de la distance par rapport au réseau Sonelgaz

Nous constatons que pour une ferme à 1 km du réseau Sonelgaz le coût du raccordement est de **2,8 millions de DA**. À cela il faudrait ajouter le coût d'exploitation (facture de Sonelgaz tous les trimestres).

Or, pour l'éolienne, l'investissement est de **1,56 millions de DA** et **zéro centime pour l'exploitation**.

Plus la parcelle du projet est loin du réseau électrique Sonelgaz, plus le coût du raccordement de la pompe au réseau électrique est élevé et donc l'investissement sur une éolienne est plus avantageux.

IV.9 Conclusion

L'étude hydrogéologique et les cartes que nous avons faites afin de connaître le niveau statique moyen des eaux souterraines en plus de l'étude du système d'irrigation et des besoins en eau du type de culture que nous choisissons, tout cela nous a permis de préciser les coordonnées de la région étudiée, de calculer nos besoins en énergie et de dimensionner le système de pompage et aussi le réservoir pour le stockage d'eau.

Il était nécessaire de faire une étude détaillée du gisement de vent en utilisant une grande quantité de données climatiques et géographiques avec les données orographiques et la carte de rugosité qui a été réalisée manuellement. Tout cela a été fait pour obtenir tous les résultats nécessaires comme la puissance la densité, la vitesse du vent, les effets de la rugosité et de l'orographie en plus du facteur de forme de weibull. Ces données nous ont permis de connaître le potentiel d'énergie éolien de la zone d'étude. Ce qui nous a permis aussi de choisir le modèle d'éolienne qui convient à nos besoins et d'intégrer ses données dans le logiciel que nous avons utilisé pour faire notre simulation d'une éolienne en état de marche.

Nous avons aussi fait le bilan énergétique électrique après avoir spécifié les composants électriques à installer.

Pour donner plus de poids à notre travail, nous avons fait une étude technico-économique qui consiste à comparer l'utilisation de l'éolienne ou du réseau Sonelgaz pour l'alimentation de notre système de pompage et d'irrigation en énergie électrique.

Conclusion générale

Pour résoudre le problème d'énergie électrique dans les zones agricole éloignées du réseau et le cout élevé du raccordement nous avons choisi l'énergie éolienne et nous avons mené une étude technicoéconomique pour évaluer le coût de l'investissement et les avantages liés à cette technologie. L'énergie éolienne étant intermittente nous avons opté pour un système de puisage au fil du vent, un stockage dans un réservoir et une irrigation par gravité.

Pour cela, nous avons choisi un terrain agricole dans la zone la plus venté en Algérie, Adrar en plein Sahara, au Sud-Ouest algérien. Le terrain agricole étudié est à 80 km au Sud d'Adrar. Il est loin du réseau électrique et sur la nappe albiennne.

Dans un premier temps nous avons étudié et défini les différentes énergies renouvelables et particulièrement l'éolienne. Nous avons par la suite défini le potentiel des énergies renouvelables en Algérie et le programme de la transition énergétique algérien.

Par la suite nous avons étudié et présenté le potentiel agricole algérien et particulièrement l'agriculture saharienne. Pour notre cas d'étude nous avons choisi la culture de la tomate qui est très pratiquée dans cette région.

Nous avons fait une étude hydrogéologique et tracé les cartes définissant le niveau statique moyen des eaux souterraines de la région ce qui nous a permis de savoir exactement le niveau de la nappe phréatique du terrain choisi. Par la suite nous avons fait l'étude du système d'irrigation et des besoins en eau pour la culture choisie. Ceci nous a permis de préciser les coordonnées de la région étudiée, de calculer nos besoins en énergie et de dimensionner le système de pompage et aussi le réservoir pour le stockage d'eau.

Il était nécessaire de faire une étude détaillée du gisement de vent en utilisant une grande quantité de données climatiques et géographiques avec les données orographiques. Nous avons réalisé la carte de rugosité qui nous a permis d'obtenir tous les résultats nécessaires comme la puissance, la densité, la vitesse du vent, les effets de la rugosité, de l'orographie et le facteur de forme de Weibull. Ces données nous ont permis de connaître le potentiel d'énergie éolien de la zone d'étude. Ce qui nous a permis aussi de choisir le modèle d'éolienne qui convient à nos besoins, de le dimensionner et d'intégrer ses données dans le logiciel que nous avons utilisé pour faire notre simulation d'une éolienne en état de marche.

Nous avons aussi fait le bilan énergétique électrique après avoir spécifié les composants électriques à installer dans notre système.

Conclusion générale

Pour donner plus de poids à notre travail, nous avons fait une étude technico-économique qui consiste à comparer l'utilisation de l'éolienne ou du réseau Sonelgaz pour l'alimentation de notre système de pompage et d'irrigation en énergie électrique.

Références bibliographiques

- [1] [solar energy | National Geographic Society . Mars 2022](#)
- [2] [Guide complet sur l'autoconsommation | MON KIT SOLAIRE . Mars 2020](#)
- [3] Elaboration et caractérisation d'objets massifs nanocomposites base carbure de silicium comme absorbeurs solaires - Scientific Figure on ResearchGate. Available from: https://www.researchgate.net/figure/3-Schema-complet-dune-centrale-solaire-thermodynamique-6-didee-est-de-focaliser_fig3_339401686 [accessed 11 May, 2022]. [Mars 2020](#)
- [4] Modélisation des paramètres de la conversion thermique de l'énergie solaire - Scientific Figure on ResearchGate. Available from: https://www.researchgate.net/figure/Centrales-cylindro-paraboliques-30-Centrales-paraboliques-Stirling-de-formes_fig34_285322379 [accessed 11 May, 2022]. [Mars 2020](#)
- [5] [Le Solaire Thermique - 2ES - 2ES . Mars 2020](#)
- [6] [How Does Solar Thermal Energy Work? Types of Systems \(solar-energy.technology\) . Mars 2020](#)
- [7] <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-radiation-basics#:~:text=The%20solar%20radiation%20that%20reaches,%25%20during%20thick%2C%20cloudy%20days.> . [Mars 2020](#)
- [8] **“Algerian Renewable Energy Resource Atlas “**-Centre de Développement des Energies Renouvelables, 1st edition 2019, Mars 2019
- [9] The International Renewable Energy Agency (IRENA)- [IRENA – International Renewable Energy Agency . Mars 2020](#)
- [10] Etude de faisabilité d'utilisation des eaux thermales de Zelfana Dans la Production d'Hydrogène - Scientific Figure on ResearchGate. Available from: https://www.researchgate.net/figure/Schema-simplifie-dun-cycle-binaire_fig3_258049892 [accessed 11 May, 2022]
- [11] [Geothermal energy \(irena.org\) . Mars 2020](#)
- [12] [Geothermal explained - U.S. Energy Information Administration \(EIA\) . Mars 2020](#)
- [13] [Hydropower \(irena.org\) . Mars 2020](#)
- [14] [Ocean energy \(irena.org\) . Mars 2020](#)
- [15] [Hydro Resources: What are Hydro Resources? Check the Future of Hydro. \(micro-hydro-power.com\) . Mars 2020](#)

- [16] Commande d'un système d'énergies renouvelables Multisources relié au réseau électrique - Scientific Figure on ResearchGate. Available from: https://www.researchgate.net/figure/Bilan-de-cycle-biomasse-8_fig2_324124269 [accessed 11 May, 2022]
- [17] [Bioenergy \(irena.org\)](https://www.irena.org/) . Mars 2020
- [18] [Biomass Resources | Department of Energy](https://www.energy.gov/) . Mars 2020
- [19] **Alexiadis, M.C., Dokopoulos, P.S., and Sahsamanogdou, H.S.**, “Wind Speed and Power Forecasting Based on Spatial Correlation Models”, IEEE Paper No. PE-437-EC-0-03- 1998
- [20] **Freris, L.L.**, “**Wind Energy Conversion Systems**”, Prentice Hall, London, 1990
- [21] **Gupta, A.K.**, “Power Generation from Renewables in India, Ministry of Non-Conventional Energy Sources”, New Delhi, India, 1997
- [22] **Elliott, D.L., Wendell, L.L., and Gower, G.L.**, “An Assessment of the Available Windy Land Area and Wind Energy Potential in the Contiguous United States”, Report PNL7789, Pacific Northwest Laboratory, Richland, WA, 1991
- [23] **Taylor & Francis Group**, “Wind and solar power systems: design, analysis, and operation”, Published in 2006
- [24] **بوكريطة عبد القادر**، أثر القطاع الانتاجي الفلاحي الحيواني والنباتي على النمو الاقتصادي في الجزائر، دراسة تحليلية قياسية للفترة (1970 - 2014)، اطروحة الدكتوراه في الاقتصاد والاحصاء التطبيقي، المدرسة الوطنية العليا للإحصاء والاقتصاد التطبيقي، الجزائر، 2018 - 2019
- [25] **بكاله فاطمة الزهرة**، تحليل سياسات الانتاج الزراعي في الجزائر خلال الفترة 2000 - 2018، دراسة تحليلية وقياسية، اطروحة دكتوراه في الاحصاء والاقتصاد التطبيقي، تخصص تحليل وسياسات الاقتصاد الكلي، المدرسة الوطنية العليا للإحصاء والاقتصاد التطبيقي، 2019 - 2020 ،
- [26] **DSA**, Direction de secteur agricole Adrar
- [27] قطاع الفالحة في الجزائر الواقع و الآفاق مخبر بحث ،جامعة مستغانم، الطريق الوطني رقم 11 ، خروبة، 27000 STRATEV, 2021
- [28] Bulletin mensuel d'information et de liaison du PNTTA transfert de technologie et agriculture. MADRPM/DERD ●N° 57 ● Juin 1999 ● PNTTA
- [29] <https://www.tomatofifou.fr/culture/culture-de-la-tomate/90-gestion-de-l-arrosage-sous-serre-et-ou-tunnel#:~:text=En%20effet%20selon%20son%20stade,de%20d%C3%A9veloppement%20du%20%22Botrytis%22>. Mai 2022
- [30] **INRAA**- Institut national de la recherche agronomie d'Algérie (Adrar)

- [31] <https://new.siemens.com/us/en/markets/wind/equipment/turbine-and-wind-farm-management.html> Mai 2022
- [32] <https://www.power-technology.com/projects/crystal-rig/> Mai 2022
- [33] <https://www.energythic.com/view.php?node=200> Mai 2022
- [34] <https://blog.bizvibe.com/blog/energy-and-fuels/top-10-wind-turbine-manufacturers-world>
- [35] **Van Kuik, G.**, “Wind turbine technology — 25 years’ progress, Wind Directions“, April 1998.
- [36] **Roy, S.**, “Optimal planning of wind energy conversion systems over an energy scenario“, IEEE Transactions on Energy Conversion, September 1997
- [37] **Spera, D. A.**, “Wind Turbine Technology“, American Society of Mechanical Engineers, New York, 1994.
- [38] **I.J., J.P. Messina, P.C. Charles and C. Heald**, “Karassik“, (2001).
- [39] Pump Handbook. McGraw-Hill Compay, NY, USA. Planning and Development Division (1985).
- [40] Position paper on Water Logging and Salinity, Appendix 1-A Publication of Government of Pakistan, Islamabad.
- [41] IRRIGATION pump handbook-Grundfos
- [42] **Zella, L., Kettab, A., Chasseriaux, G.** 2006. “Design of a micro-irrigation system based on the control volume method“. Biotechnol. Agron. Soc. Environ. 2006. 10(3):163-171
- [43] **Ajai Singh**, “An Introduction to Drip Irrigation Systems 2012“, New Delhi Publishers, New Delhi, ISBN: 978-93-81274 -18-7
- [44] https://www.researchgate.net/figure/Schema-de-principe-dune-eolienne-Composantes-dune-eolienne-a-axe-horizontal-Les_fig2_332611815 [accessed 23 May, 2022]
- [45] [PP Systems- 2 axis ultrasonic anemometers from Gill Instruments](#) Mai 2022
- [46] **ANRH** Agence Nationale des Ressources Hydrauliques EPA
- [47] Système Aquifère du Sahara Septentrional (Algérie, Tunisie, Lybie): Gestion commune d’un bassin transfrontière/ OSS. Collection synthèse n°1 : Tunis, 2008