

N° d'ordre :

**Université de Saida– Dr. Moulay Tahar**  
**Faculté des Sciences**

## **Thèse**

Présentée pour obtenir le diplôme de

### **Doctorat 3ème Cycle**

**Spécialité : Réseaux électriques**

**Filière : Electrotechnique**

Par :

**TAHTAH Abdelkarim**

Thème :

### **Evaluation de l'optimisation des cycles de vies des systèmes à énergies renouvelables**



Thèse soutenue le Mercredi 06/Décembre/2023 devant le jury composé de :

<b>N°</b>	<b>Nom et prénom</b>	<b>Grade</b>	<b>Etablissement</b>	<b>Qualité</b>
01	Boumediene Larbi	Prof.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Président
02	<b>Raouti Driss</b>	MCA	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Rapporteur
03	Meziane Rachid	Prof.	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Co-rapporteur
04	Djilali Benyoucef	Prof.	Université de Chlef – Hassiba Ben bouali	Examineur
05	Nassour Kamel	MCA	Université SBA – Djillali liabes	Examineur
06	Arzag Kaddour	MCA	Université de Saida – Dr. Moulay Tahar	Examineur

## " تقييم تحسين دورة الحياة لانظمة الطاقات المتجددة "

الملخص:

يؤثر النمو السكاني المتسارع و الزيادة في التصنيع والتنمية والعمل على تحسين نوعية الحياة الاجتماعية والاقتصادية على الطلب العالمي لطاقة كهربائية من جميع المصادر (الأحفورية، الانشطارية والمتجددة). يكمن الجانب السلبي للطلب على الطاقة في مجموعة من الآثار الاقتصادية والبيئية والتقنية، هذه الآثار دفعت الباحثين إلى العمل على تحسين دورات حياة أنظمة إنتاج الطاقة لتحقيق التوازن بين زيادة الطلب والقيود البيئية والاقتصادية. تهدف السياسات الحالية في معظم البلدان إلى تحقيق الاستقلال في مجال الطاقة بتعزيز استخدام الطاقات المتجددة. على الرغم من أن إنتاج الكهرباء من هذه المصادر لديه انبعاثات غازية دقيقة بنسبة 0% ويتم توليده من مصادر مجانية كطاقة الرياح والطاقة الشمسية، فإن مراحل الصناعة والبناء لمختلف مكونات الوحدات ونقلها وصيانتها وتفكيكها وإعادة التدوير لها تظل عمليات لا تخلو من المخاطر من حيث التأثير البيئي والنفقات الاقتصادية. في هذا السياق، يتم تحليل دورات حياة أنظمة الإنتاج وتحسينها. يركز العمل البحثي والتطبيقي في الأطروحة على نمذجة ومحاكاة التأثيرات البيئية والنفقات الاقتصادية خلال مراحل دورات الحياة المختلفة من التصنيع إلى إعادة التدوير وتحسينها، بهدف اقتراح حلول وتوصيات لتقليل التأثير البيئي والتكلفة الاقتصادية لقطاع الطاقة المتجددة. أخيراً، تم التحقق من صحة النتائج التي حصلنا عليها من خلال مقارنتها مع نتائج التحسين الذي تم تنفيذه عن طريق الخوارزمية الجينية.

**كلمات مفتاحية:** الطاقات المتجددة ، مزرعة الرياح ، الأثر البيئي والتكلفة الاقتصادية، تقييم دورة الحياة، التكلفة الحالية للكهرباء

### « Evaluation de l'optimisation des cycles de vies des systèmes à énergies renouvelables »

#### Résumé :

La croissance exponentielle démographique, la satisfaction dans l'augmentation de l'industrialisation, le développement ainsi que l'optimisation de la qualité de vie socio-économique, influent fortement sur la demande mondiale en termes d'énergie électrique, en provenance de toutes les sources fossiles, fissiles et renouvelables. Les inconvénients de cette hausse en demande énergétique se représentent par un ensemble de contraintes économiques, écologiques et techniques. Ces derniers ont conduit les chercheurs à intensifier leurs recherches dans le but d'optimiser les cycles des vies de ces installations afin d'équilibrer la balance des deux plateaux écologique et économique Eco-Eco. Les politiques actuelles de la majorité des pays incitent les acteurs en domaine d'atteindre l'autonomie énergétique par favoriser l'utilisation des énergies renouvelables sans les émissions de gaz à effet de serre. Si la production à partir des sources renouvelables de l'énergie électrique s'effectue à 0% d'émission des gaz à effet de serre et que la source est gratuite (vent, solaire ...), les phases de fabrication, de transport et installation, de maintenance, de démantèlement et recyclage demeurent des sujets flous où les impacts environnementaux et les dépenses économiques ne sont pas sans risque. C'est dans cette optique que l'analyse et l'optimisation des cycles de vies de ces systèmes de production prend place.

Le travail de recherche visé par cette thèse se focalise sur la modélisation et la simulation des effets environnementaux et économiques durant les différentes phases depuis la fabrication jusqu'au recyclage et l'optimisation des systèmes de production à énergies renouvelables dans le but de proposer des solutions et des recommandations pour minimiser et/ou optimiser les impacts Eco-Eco de la filière énergie renouvelable. Finalement, les résultats obtenus ont été validés par comparaison via l'application de l'algorithme génétique.

**Mots clés :** Energies renouvelables, Parc éolien, Impact écologique et économique (Eco-Eco), Analyse du cycle de vie (ACV), Coût actualisé de l'électricité (LCOE)

### « Evaluation of the life cycle optimization of renewables energies systems »

#### Abstract:

The exponential demographic growth, the satisfaction of increased industrialization and development and optimization of the socio-economic quality of life, have a major influence on global demand in terms of electrical energy, from all sources (fossil, fission, and renewable). The downside of this energy demand is represented by a set of economic, ecological and technical impacts, these latter have led researchers to intensify their research with the aim of optimise the life cycles of these installations in order to equilibrate the balance of the two ecological and

economic Eco-Eco plates. The current policies in the most countries aim to attain autonomy in the energy sector and favorized the use of renewable energy without greenhouse gases (GHG). While electricity production from renewable sources has 0% greenhouse gas emissions and generated from free sources (wind, solar, etc.), the manufacturing, transport and installation, maintenance, dismantling and recycling phases remain the fuzzy subjects where the environmental impact and economic costs are not without risk.

In this context, the life cycle of these production systems is analyzed and optimized. The research work covered by this thesis focuses on the modeling and simulating of environmental and economic consequences during different phases from manufacturing to recycling, and the optimization of renewable energy production systems, with the aim of proposing solutions and recommendations to minimize or/and optimize the ecological and economic impacts of the renewable energy sector. Finally, the obtained results have been validated through comparison by the application of genetic algorithm.

**Key words** : Renewables energies, Wind farm, Ecological and economic impact (Eco-Eco), Life cycle assessment (LCA), Levelized cost of electricity (LCOE)



# Remerciements

Je tiens à remercier en premier lieu et avant tous **ALLAH** le tout puissant, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir notre travail dans de bonnes conditions

Je voudrai tout d'abord remercier **Dr. Raouti Driss** d'avoir accepté d'être mon directeur de thèse. Je le remercie pour sa bonne humeur au cours de ces 4 ans de recherche et son sourire et son accompagnement.

Je tiens également à exprimer toute ma gratitude, mes respects et mes chaleureux remerciements envers **Pr. Meziane Rachid**, mon co-encadreur principal, qui il m'accompagnée par sa persévérance, son soutien depuis les premiers jours en thèse.

Je remercie également **Pr. Lionel Vido**, lecturer du Laboratoire SATIE, de m'avoir acceptée et accueillie dans le cadre du stage académique au sein du laboratoire SATIE.

Je tiens à exprimer mes sincères remerciements au **Pr. Boumediene Larbi** d'avoir accepté de présider le jury d'évaluation de ce travail malgré toutes vos responsabilités.

Je remercie également tous les membres des jurys qui ont bien voulu me faire l'honneur de siéger à ce jury : **Pr. Djilali Benyoucef, Dr. Nassour Kamel et Dr. Arzag Kaddour** d'avoir pris de leur temps pour examiner ce travail.

Je tiens a remercié également l'ensemble des personnes qui on contribue de près ou de loin pour réussir ce travail.

Merci à toutes et tous



# ~ Dédicace ~

*Je remercie tout d'abord **ALLAH** le tout puissance et miséricordieux de m'avoir donné  
courage, Force et volonté pour réaliser ce modeste travail*

*Je dédie ce modeste travail à la plus belle créature que Dieu a crée sur terre, à celle qui m'a  
transmise la vie, l'amour et courage, celle qui a fait preuve de ces plus copieux desseins pour  
me permette de chercher la voie de ma vie avec ces précieux conseils*

*À toi ma très chère maman **Aida**, toutes mes joie et reconnaissances et j'espère qu'aujourd'hui  
tu seras fière*

*À mon père **Mechri** qui a sacrifié sa vie afin de me voir grandir et réussir dans le parcours de  
l'enseignement. Celui qui a toujours resté à mes côtés dans les moments rudes de ma vie*

*À mes chères sœurs : **Zohra, Mbareka, Sarra, Faiza**, pour leurs soutient et encouragement,  
vous occupez une place particulière dans mon cœur, je vous dédie ce travail en vous  
souhaitant un avenir radieux plein de bonheur et de succès*

*À mon frère **Mohammed** et ma nièce **Hanaa**, à qui je souhaite un avenir plein de joie, de  
bonheur, de réussite et de sérénité*

*À mon cher ami et confrère **Zerdani, Baz, Boudjit, Salim, Imad** avec qui j'ai partagé des  
moments spéciaux et à qui je souhaite la réussite et le bonheur ainsi qu'à toutes sa famille*

*À mes encadreurs **Dr. Raouti Driss** et **Pr. Meziane Rachid** et tous les enseignants qui ont  
contribué à ma formation*

*Je remercie également tous mes collègues et amis doctorants du laboratoire, **Aïssa,  
Mohammed, Yahia, Abdelghani, Rafik, Younes, Meriem**, pour ces années ou vous étiez ma  
deuxième famille.*

*Tahtah Abdelkarim*

*Merci pour les fous rires à l'université, les discussions, les échanges, les conseils et les encouragements des derniers moments. Je n'oublie pas les jeunes docteurs et amis qui m'ont précédé, Mahdjoube, Zaoui, Hamzi, vous étiez les premiers avec qui j'ai commencé cette aventure.*

*Je remercie également toute ma famille qui m'ont toujours soutenue et encouragée, même si j'ai dû les quitter pour pouvoir vivre cette aventure de la thèse. Les mots d'encouragement de partout ont vraiment beaucoup aidé dans les moments de solitude.*

*Un remerciement particulier mes parents adorées, sans qui je ne serai pas là, qui m'a toujours encouragées à poursuivre mes études*

*A mes chers amis M'hammed, Mohamed, les deux Abdelbasset, djillali ...*

*A tous mes collègues de la formation doctorale*



# TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERS .....	i
LISTE DES FIGURES .....	viii
LISTE DES TABLEAUX .....	ix
ABREVIATIONS .....	xi
INTRODUCTION GENERALE.....	1

## CHAPITRE I : Etat de l'art et statistiques sur les énergies renouvelables

I.1 Introduction .....	4
I.2 Transition et l'intégration vers l'énergie renouvelable.....	4
I.3 Energies renouvelables, définitions, ressources et exploitation.....	4
I.3.1 Définition .....	4
I.3.2 Historique des ressources d'énergies renouvelables .....	5
I.3.3 Statistiques sur l'exploitation et la promotion des énergies renouvelables .....	6
I.3.3.1. Situation mondiale de la production de l'énergie à partir des sources renouvelables ....	6
I.3.3.2. Situation de la production d'énergie renouvelable en Algérie .....	7
I.3.3.3. Prévision et perspectives de l'évolution des sources d'énergies renouvelables.....	8
I.3.4 Différents types des sources d'énergie renouvelables .....	9
I.3.4.1 Source solaire .....	9
I.3.4.1.1. Solaire thermique .....	10
I.3.4.1.1.1. Technique d'exploitation de solaire thermique.....	10
A) Famille de tour concentrique .....	10
B) Famille des auges ou en tubes concentriques .....	11
I.3.4.1.1.2. Avantages et inconvénients de l'énergie solaire thermodynamique .....	13
I.3.4.1.2. Solaire photovoltaïque .....	14
I.3.4.2 Energie éolienne.....	15
I.3.4.2.1. Principe de fonctionnement d'une éolienne.....	16
I.3.4.2.2. Caractéristiques techniques de l'éolienne.....	16

I.3.4.2.3. Détails techniques sur la sources éolienne .....	17
• Systèmes isolés.....	18
• Systèmes hybrides .....	18
• Systèmes reliés au réseau .....	18
I.3.4.2.4. Zones de fonctionnements de l'éolienne.....	18
I.3.4.2.5. Caractéristique d'une éolienne.....	19
• La rose des vents .....	19
• Distribution et répartition des caractéristiques de la vitesse de vent .....	20
• Distribution de probabilité de Weibull .....	20
I.3.4.2.6. Modélisation de la turbine de l'éolienne.....	21
➤ Puissance éolienne disponible .....	22
➤ Puissance aérodynamique .....	22
➤ Coefficient de puissance .....	22
I.3.4.3 Energie hydraulique .....	23
I.3.4.3.1. Principe de fonctionnement d'énergie hydraulique .....	23
I.3.4.3.2. Types d'aménagement des énergies hydrauliques .....	24
a) Les usines au fil de l'eau .....	25
b) Les usines de moyenne chute ou éclusée .....	25
c) Les usines de haute chute .....	26
I.3.4.4 Sources de la marée motrice et des courants marins .....	27
A) La source marémotrice .....	27
• Principe de la production électrique marée-motrice.....	27
B) Sources de l'énergie des courants marins .....	27
C) Autre type d'énergie d'origine marine.....	28
➤ Energie marine thermique.....	28
➤ Energie osmotique .....	28
I.3.4.5 Générateurs utilisant la houle .....	28
I.3.4.5.1. Principe des générateurs utilisant la houle .....	29
I.3.4.5.2. Différents types des générateurs utilisant la houle.....	29



• Générateur des barrages à houle situés sur les côtes .....	29
• Systèmes à flotteur en surface ou semi-immergé .....	29
• Systèmes à colonne oscillante .....	30
• Système à flotteur immergé.....	31
I.3.4.6 Génération et cogénération à partir de la biomasse ou de déchets .....	31
I.3.4.6.1. Définition .....	32
I.3.4.6.2. Principe de fonctionnement de la cogénération .....	32
I.3.4.6.3. Types de sources d'énergies issus de la biomasse ou de déchets.....	32
• Biogaz .....	32
• Biocarburant .....	33
• Déchets secs .....	33
✓ La paille.....	33
✓ Bagasse de canne à sucre.....	33
✓ Le bois .....	34
• Déchets ménagers.....	34
I.3.4.7 Energie géothermiques .....	34
I.3.4.7.1. Principe d'exploitation de la géothermie .....	35
I.3.4.7.2. Différents types d'énergie géothermie .....	36
✓ Géothermie haute énergie .....	36
✓ Géothermie moyenne énergie .....	36
✓ Géothermie de basse énergie.....	37
✓ Géothermie très basse énergie.....	37
I.3.4.7.3. Quelques caractéristiques d'une géothermique.....	37
I.3.5 Conclusion .....	37

## **CHAPITRE II : Etude des cycles de vie d'un système de production d'énergie électrique**

II.1 Introduction.....	38
II.2 Définition de l'analyse du cycle de vie.....	38
II.3 Objectifs de l'étude et application de l'ACV.....	39

II.4 L'impact simplifié pour le réchauffement climatique .....	40
II.5 Évaluation des systèmes de production d'électricité .....	41
• ACV conséquentielle ou attributionnelle .....	42
• Les outils d'évaluation existants, avantages et inconvénients .....	42
II.6 Application du cadre méthodologique de l'ACV .....	43
II.6.1. La définition des objectifs et délimitation du champ d'étude.....	43
II.6.2. Inventaire du cycle de vie .....	45
II.6.3. Evaluation des impacts du cycle de vie .....	46
• Santé humaine.....	47
• Qualité de l'écosystème.....	47
• Changement climatique .....	47
• Ressources .....	48
II.6.4. Interprétation d'un exemple d'évaluation des impacts du cycle de vie .....	48
II.7 Conclusion .....	49

### **CHAPITRE III : Évaluation économique et écologique et optimisation du cycle de vie d'un parc éolien**

III.1. Introduction .....	50
III.2. Synthèse bibliographique sur l'analyse de cycle de vie .....	50
III.3. Analyse du cycle de vie d'un parc éolien .....	52
III.3.1. Phase de fabrication et de fondation.....	54
III.3.1.1 Pour les GHG liés à la fabrication .....	54
III.3.1.2 Pour les coûts liés à la fabrication .....	54
III.3.2. Phase de transport et d'installation.....	56
III.3.2.1 Pour les GHG liés à de transport et d'installation .....	56
III.3.2.2 Pour les coûts liés à de transport et d'installation.....	57
III.3.3. Phase de la maintenances et d'opérations.....	57

III.4.3.1 Pour les GHG liés à de la maintenances et d'opérations .....	57
III.4.3.2 Pour les coûts liés à de la maintenances et d'opérations .....	58
III.3.4. Phase du démantèlement et de recyclage .....	59
III.3.4.1. Impact écologique de la phase démantèlement et de recyclage .....	59
III.3.4.2. Coût de la phase de démantèlement et de recyclage .....	60
III.4. Etude et analyse de coût de cycle de vie d'un parc éolien.....	60
III.5.1. Etude référentielle .....	60
III.5.2. Site éolien de KABERTANNE.....	60
III.5. Résultats et discussions .....	61
• L'effet de type d'unité de l'éolienne en fonction de sa puissance unitaire par apport à la puissance installée .....	63
- L'étude écologique.....	65
- L'étude économique.....	66
III.6. Intensité du coût écologique et économique .....	68
III.7. Comparaison avec les résultats antérieurs .....	69
III.8. Conclusion .....	71

## **CHAPITRE IV : Étude et l'optimisation des coûts actualisés de l'électricité**

### **« LCOE », d'un parc éolien**

IV.1. Introduction .....	73
IV.2. Le LCOE d'une source à énergies renouvelables et non renouvelables.....	74
IV.2.1. LCOE pour les sources non-renouvelables .....	72
IV.2.2. LCOE du système à d'énergie renouvelable .....	73
IV.3. Calcul de le LCOE d'un parc éolien.....	74
IV.3.1. Etude de LCOE en fonction de la variation des paramètres de la phase de transport & installation et des puissances unitaires des éoliennes.....	74

IV.3.2.	Equation généralisée et calcul de LCOE .....	77
IV.3.2.1.	Coût d'investissement initial de l'éolienne (IIC) .....	78
IV.3.2.1.1.	Coût spécifique de l'éolienne .....	78
IV.3.2.1.2.	Coût de transport et d'installation .....	79
•	Modèle mathématique d'évaluation du coût de transport et installation (T&I) .....	79
-	Temps entier (T) pour la réalisation de T&I.....	80
-	Coût quotidien du moyen de transport et installation.....	80
IV.3.2.2.	Coût de l'opération et maintenance .....	82
IV.3.2.3.	Coût de démantèlement et de récupération .....	82
▪	Coût de démantèlement .....	82
▪	Coût de récupération.....	82
IV.3.3.	Valeurs des paramètres du calcul et optimisation de le LCOE .....	83
➤	Méthodes de pré-assemblage des éoliennes.....	83
➤	Scénarisons proposés en fonction de la puissance unitaire de l'éolienne .....	84
➤	D'autres paramètres fixes introduits pour le calcul de le LCOE .....	84
IV.4.	Démarche systématique de calcul de le LCOE d'un parc éolien, appliquée à plusieurs scénarios .....	85
•	Organigramme de la structure proposée de calcul de le LCOE.....	86
IV.5.	Résultats et interprétation.....	86
•	Taux de variation de le LCOE en fonction de scénarios et de méthode de pré-assemblage .....	87
IV.6.	Application de l'algorithme génétique pour le calcul d'optimisation de le LCOE .....	88
IV.6.1.	Présentation d'algorithme génétique.....	89
▪	Définition et principe d'algorithme génétique .....	89
▪	Les étapes de l'algorithme génétique .....	89

## TABLE DES MATIERES

---

IV.6.2.	Solutions obtenues par l'application de l'algorithme génétique .....	90
IV.6.3.	Comparaison entre les résultats calculés et optimisé par l'algorithme génétique .....	91
IV.7.	Conclusions .....	92
<b>CONCLUSION GENERALE.....</b>		<b>93</b>
<b>RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....</b>		<b>96</b>
<b>ANNEXE.....</b>		<b>106</b>

## Liste des figures

<b>Figure I-1:</b> Estimation des énergies renouvelables dans la production d'électricité en 2015 .....	6
<b>Figure I-2:</b> Estimation des énergies renouvelables dans la production d'électricité en 2018.....	7
<b>Figure I-3 :</b> Capacité renouvelable installée en Algérie en 2020.....	8
<b>Figure I-4 :</b> Plus grandes centrales Photovoltaïques au monde.....	9
<b>Figure I-5 :</b> Centrale solaire thermique à tour.....	11
<b>Figure 1-6 :</b> Principe de fonctionnement d'une source thermique à tour.....	11
<b>Figure I-7 :</b> Centrales à capteurs Cylindro-paraboliques (la station de production électrique « EL-Kheng»):.....	12
<b>Figure I-8 :</b> Schéma symbolique d'une centrale thermique à utilisant la technologie de concentration des auges.....	12
<b>Figure I-9 :</b> Évolution de la production mondiale de cellules photovoltaïques .....	14
<b>Figure I-10 :</b> Parc d'énergie solaire photovoltaïque 150 MW à Béchaë .....	14
<b>Figure I-11:</b> Le principe de transformation de l'énergie du vent dans l'éolienne .....	16
<b>Figure I-12:</b> les composantes élémentaires d'éolienne.....	17
<b>Figure I-13:</b> Courbe de la puissance éolienne en fonction de la vitesse du vent .....	18
<b>Figure I-14:</b> Rose des vents site du Havre (mesures journalières).....	20
<b>Figure I-15 :</b> Répartition de la vitesse du vent et caractéristiques de la distribution .....	21
<b>Figure I-16 :</b> Schéma de la turbine éolienne-MADA.....	22
<b>Figure I-17 :</b> Photographie et schéma en coupe longitudinale d'un barrage hydroélectrique .....	24
<b>Figure I-18 :</b> Centrale hydroélectrique au fil de l'eau .....	25
<b>Figure I-19 :</b> Centrale hydroélectrique à la moyenne chute.....	26
<b>Figure I-20 :</b> Centrale hydraulique haute chute .....	26
<b>Figure I-21 :</b> Principe du système à déferlement .....	29
<b>Figure I-22 :</b> Exemple de système à flotteur en surface (MightyWhale).....	30
<b>Figure I-23 :</b> Principe de fonctionnement du système à colonne oscillante .....	30
<b>Figure I-24 :</b> Le concept de l'AWS (système à flotteur immergé).....	31
<b>Figure I-25 :</b> Cycle d'exploitation de l'énergie de la biomasse .....	32
<b>Figure I-26 :</b> Principe de fonctionnement de la filière classique de la canne à sucre .....	34
<b>Figure I-27 :</b> Schéma du Geyser en Californie .....	35
<b>Figure I-28 :</b> Schéma explicatif échangeur air sol (boucle fermée).....	36
<b>Figure I-29 :</b> Schéma illustratif de géothermie haute énergie .....	36
<b>Figure II-1 :</b> Interaction entre les différentes phases de l'ACV selon (ISO 14040 2006) .....	40

<b>Figure II-2</b> : Voie d'impact simplifiée pour le réchauffement climatique reliant les flux élémentaires de l'inventaire aux zones de protection.....	41
<b>Figure II-3</b> : Représentation des phases du cycle de vie d'un produit) .....	41
<b>Figure II-4</b> : Frontières des systèmes de production d'énergie électrique.....	44
<b>Figure II-5</b> : Organigramme du système de produit de la production d'électricité.....	45
<b>Figure II-6</b> : Différents éléments de la phase d'ACVI selon [ISO 14040 2006] .....	46
<b>Figure II-7</b> : Différents niveaux de classification des résultats d'inventaire en indicateurs environnementaux et en catégories d'impact .....	47
<b>Figure II-8</b> : Comparaison environnementale des différents systèmes étudiés par rapport à 1 kWh d'électricité distribué par Hydro-Québec en 2012. ....	48
<b>Figure III-1</b> : Organigramme des phases du cycle de vie et les opérations d'une éolienne. ....	52
<b>Figure III-2</b> : Émissions de GHG et coût du cycle de vie du parc éolien 10,2 MW (Kabertane) .....	63
<b>Figure III-3</b> : Comparaison de l'émissions de GHG (CO <sub>2</sub> ) de chaque phase (a, b, c, d) pour les cinq parcs éoliens et leurs contributions .....	65
<b>Figure III-4</b> : Comparaison du coût économique du cycle de vie de chaque phase (a, b, c, d) pour les cinq parcs éoliens et leurs contributions.....	65
<b>Figure III-5</b> : Les variations d'intensité économiques et écologiques par un kWh .....	69
<b>Figure IV-1</b> : LCOE en fonction de la durée de vie.....	74
<b>Figure IV-2</b> : Illustration de la répartition temporelle des coûts et recettes d'un projet.....	77
<b>Figure IV-3</b> : Un chromosome ou une chaîne comprend quatre gènes ; chaque gène à trois allèles.....	89
<b>Figure IV-4</b> : LCOE en fonction de puissance unitaire et les méthodes de pré-assemblages ....	90
<b>Figure IV-5</b> : Performances de le LCOE durant l'optimisation.....	91

## Liste des tableaux

<b>Tableau (III-1) :</b> Taille des éoliens avec le coût spécifique .....	54
<b>Tableau (III-2) :</b> indicateurs de base des émissions de carbone en phase de transport.....	56
<b>Tableau (III-3) :</b> facteurs d'émission des composants et de leur coût dans le recyclage.....	60
<b>Tableau (III-4) :</b> Émissions nettes et valeur des coûts économiques et écologiques pour l'ensemble du cycle de vie des parcs éoliens (Kabertane).....	62
<b>Tableau (III-5) :</b> Effet écologique de la puissance nominale de l'éolienne sur le cycle de vie.....	64
<b>Tableau (III-6) :</b> Effet économique de la puissance nominale de l'éolienne sur le cycle de vie.....	64
<b>Tableau (III-7) :</b> Résumé comparatif de l'intensité des émissions de CO <sub>2</sub> des études d'analyse du cycle de vie existantes et de notre étude sur les parcs éoliens .....	70
<b>Tableau (III-8) :</b> comparaison de l'intensité du coût du cycle de vie d'un parc éolien.....	71
<b>Tableau (IV-1) :</b> Dimensions des éoliennes et coûts spécifiques appropriés.....	79
<b>Tableau (IV-2) :</b> Méthodes de pré-assemblage des éoliennes terrestres et superficie requise pour l'éolienne .....	83
<b>Tableau (IV-3) :</b> différentes puissances unitaires et le nombre des unités utilisées dans chaque scénario.....	84
<b>Tableau (IV-4) :</b> Coûts T&I et LCOE des scénarios sous les méthodes de pré-assemblages de parc éolien .....	86
<b>Tableau (IV-5) :</b> Solutions de l'optimisation de LCOE et leurs paramètres.....	91



## Abréviations

<b>ACV</b>	L'analyse de cycle de vie
<b>ACV-A</b>	L'analyse de cycle de vie attributionnelle
<b>ACV-C</b>	L'analyse de cycle de vie conséquentielle
<b>ASC</b>	Average specific cost
<b>ASM</b>	Représentent le coût spécifique de chaque matériau
<b>AWS</b>	Archimede Wave Swing
<b>Cegelec</b>	Compagnie Générale d'Entreprises Électriques
<b>CO2</b>	Dioxyde carbone
<b>COP</b>	Conference of the Parties
<b>CSP</b>	Énergie solaire à concentration
<b>Cp</b>	Coefficient de puissance
<b>D&amp;R</b>	Démantèlement et recyclage
<b>Eco-Eco</b>	Ecologique et économique
<b>ED</b>	End life and disposal
<b>F<sub>OM</sub></b>	Fixed operation and maintenance
<b>GEMIS</b>	Global Emissions Model for Integrated Systems
<b>GES</b>	Gaz à effet de serre
<b>GHG</b>	Green house gaz
<b>Gtep</b>	Gigatonnes d'équivalent pétrole
<b>GW</b>	Giga watt
<b>GWO</b>	Méthode inspirée du comportement le loup gris
<b>ICV</b>	L'inventaire du cycle de vie
<b>IEA</b>	L'agence internationale de l'énergie
<b>IIC</b>	Initial investissement cost
<b>ISO</b>	International Organization for Standardization
<b>IO</b>	Input-output
<b>LCC</b>	Life cycle cost
<b>LCOE</b>	Levelized cost of electricity (coût actualisé de l'énergie)
<b>M</b>	Manufacturing
<b>MADA</b>	Machine asynchrone à alimentation double
<b>MJ</b>	Méga joule
<b>MW</b>	Méga watt

<b>MWh</b>	Méga watt heure
<b>O&amp;M</b>	Opération et maintenance
<b>P50</b>	Correspond au niveau de production annuelle dont la probabilité de dépassement est de 50%.
<b>P90</b>	Correspond au niveau de production annuelle dont la probabilité de dépassement est de 90%.
<b>PDF</b>	Potentially Disappeared Fraction of species
<b>PLCA</b>	Process-based LCA
<b>PIB</b>	Produit intérieur brut
<b>PV</b>	Photovoltaic
<b>REN</b>	Renergy policy network (Réseau de Politique des Energie Renouvelables)
<b>SER</b>	Energies renouvelables
<b>SKTM</b>	Sharikat el Kahraba wa el Taket El Moutadjadida
<b>SO<sub>x</sub></b>	Oxide de soufre
<b>STEP</b>	Représente station d'épuration des eaux usées
<b>T&amp;I</b>	Transport et installation
<b>VD</b>	Vitesse du démarrage
<b>VM</b>	Vitesse maximale
<b>V<sub>OM</sub></b>	Variable operation and maintenance
<b>UF</b>	L'unité fonctionnelle
<b>UK</b>	United kingdom

## Introduction générale

L'humanité et depuis l'antiquité et à nos jours ne cesse à exploiter l'ensemble des ressources d'énergies avec un rythme cohérent à son développement civilisationnel. Les ressources énergétiques sont classées en trois catégories : des combustibles fossiles (pétrole, gaz ...), ressources nucléaires fissiles et ressources renouvelables [1]. Le développement de ces ressources est contraint à certains défis d'ordre géopolitiques, écologiques et économiques qui s'ajoutent à une raréfaction de certaines ressources.

Ces défis incitent les gouvernements des pays à trouver des alternatives réalistes pour faire face aux conséquences inquiétantes qui se répercutent sur les perspectives de développement durables escomptés. Ces conséquences peuvent être résumé en trois points en général : le coût économique liées à la garantie de l'abondance de la source et son exploitation à des coûts abordables ; le coût écologique lié aux déferents rejets notamment ceux qui sont responsables des changements climatiques et aux problèmes de santé humaine tels que le CO<sub>2</sub>, Nox, SOx ... ; la préservation de droit des futures générations à se bénéficier de la raichasse en termes de ressources dans le cadre d'un développement durable.

Ecologiquement l'ensemble des sources émettent un équivalent de gaz à effet de serre CO<sub>2</sub> de façant directe ou indirecte qui responsable du changement climatique ; environ de 30 milliards de tonnes de CO<sub>2</sub> sont émises chaque année en raison de l'utilisation des combustibles fossiles. Selon l'Organisation mondiale de la santé, 8 millions de personnes meurent chaque année des suites de la pollution de l'air (4,2 millions dues à cause de l'air ambiant et +3,8 millions dues à l'air domestique) [2].

Economiquement les réserves fossiles sont limitées et nécessitent pour se regénère une durée relativement indéterminée pour leurs renouvellement, malgré ça leurs consommation n'ont jamais cessé d'augmenter pour arriver en 2018 à 10 Gtep (gigatonnes d'équivalent pétrole) [3].

Finalement, les réserves sont inégalement réparties sur le monde ce qui mène à des cris d'approvisionnement qui se traduisent par la hausse des prix et la ratification des ressources dont par exemple les prix du pétrole passent entre 2002 et 2008 de 30 à 120 dollars [4].

Parmi les solutions qui ont devenus indispensables c'est l'exploitation et la promotion des sources renouvelables qui sont relativement moins polluantes, gratuites et préservent les sources traditionnelles pour les futures générations.

Dans ce contexte, notre sujet de thèse traite une des pistes qui cherche spécifiquement à évaluer les coûts économiques et écologiques Eco-Eco d'une source renouvelable destinée à la production d'énergie électrique. Pour son intérêt et sa grande applicabilité en Algérie, nous nous sommes motivés à appliquer cette étude sur la source éolienne.

Par cette thèse on a souhaité à ajouter une contribution au développement d'un modèle d'évaluation des systèmes énergétiques renouvelables répondant aux problématiques économiques et environnementales. La question de recherche qui ressort de cette analyse du contexte énergétique est : **"Peut-on trouver des modèles d'évaluation écologique et économique d'un système d'énergie renouvelables assurant la soutenabilité économique et respectueux de l'environnement ?"**

Nous avons adopté pour donner une réponse à cette question un modèle qui base sur l'analyse du cycle de vie, l'une des moyens qui sert à évaluer et optimiser économiquement les dépenses financières déployées pour un ouvrage dès son installation jusqu'au son démantèlement (élimination), tant disque le coût écologique est évalué par l'équivalent de son émission en CO<sub>2</sub>.

Nous essayons également d'établir des outils modélisables robuste et simplifiés visant à minimiser et optimiser le coût économique sur des horizons du temps moyens et lointains. Il s'agit du coût actualisé de l'énergie en anglais Levelized Cost Of Electricity (LCOE), qui est l'un des outils qui peuvent répondre à cette ambition. Le LCOE est un indicateur de premier ordre utilisé par l'Agence internationale de l'énergie (IEA) pour analyser la faisabilité technique et économique des projets énergétiques.

Le manuscrit présentant notre travail de recherche dans le cadre de cette thèse sera enveloppé par une introduction générale au début, une conclusion générale à la fin et structuré en quatre chapitres comme suit :

- Un premier chapitre dédié à un **état de l'art et statistiques sur les énergies renouvelables**. Dans ce chapitre nous argumentons d'abord le phénomène de transition énergétique mondiale vers les sources d'énergies renouvelables, puis on détaille théoriquement par définitions, principe de fonctionnement, avantages et inconvénients, l'ensemble de ces types (solaire, éolienne, hydraulique, marée motrice et des courants marins, générateurs utilisant la houle, génération et de cogénération utilisant la biomasse et déchets, géothermique). On focalise d'avantage sur l'énergie de l'aéro-génération (éoliennes) qui sera le sujet de notre recherche dans ce travail.

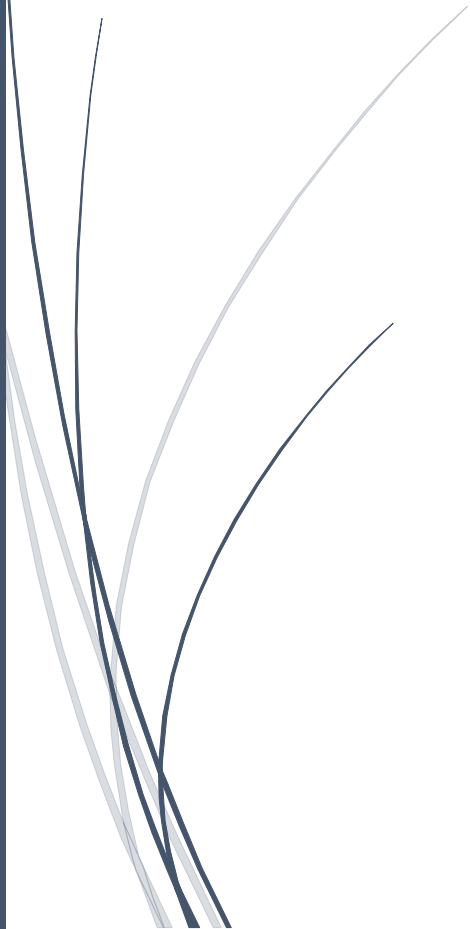
- Un deuxième chapitre ‘‘ **Etude des cycles de vie d’un système de production d’énergie électrique**’’, on présente les éléments de bases sur l’analyse des cycles de vie « ACV », leurs objectifs et la stratégie d’étude adoptée, par le traçage d’un chemin simplifié pour l’évaluation des impacts économiques et écologiques « Eco-Eco », d’une installation à énergie renouvelable sur le réchauffement climatique. Nous discutons par la suite l’application du cadre méthodologique de l’ACV d’un système de la production d’électricité qui fera l’objet de notre travail.
- Un troisième chapitre ‘‘ **Évaluation économique et écologique et optimisation du cycle de vie d’un parc éolien**’’, donnera le détail de la méthode d’évaluation économique et écologique (Eco-Eco) d’un cycle de vie d’un parc éolien. Nous appliquerons cette méthodologie pour l’étude de l’étude d’ACV sur un cas réel qui est la centrale éolienne de Kabertane d’Adrar au sud d’Algérie. Afin de renforcer notre étude nous proposerons par la suite l’étude de plusieurs scénarios en fonction de la puissance unitaire des éoliennes pour la même puissance installée. Nous visons par la proposition de ces scénarios d’étudier la possibilité d’aboutir à un choix optimal d’un scénario par rapport aux conditions opératoires et de l’endroit d’installation des parcs éoliens
- Un quatrième chapitre ‘‘ **Etude et l’optimisation des coûts actualisés de l’électricité « LCOE », d’un parc éolien**’’, dans ce dernier chapitre on s’intéresse à l’application de la méthode de l’LCOE sur notre cas réel en fonction de la variation en phase de de transport par le changement en méthodes de pré-assemblage des éoliennes lors de leurs transport et au changement de type de l’éolienne en fonction de sa puissance unitaire pour la même puissance installée. Nous renforcerons et nous validerons le calcul de l’LCOE par un calcul d’optimisation via l’application de l’algorithme génétique en fonction des mêmes variations précitées. Les résultats obtenus seront discutés et comparés dans le chapitre.

Finalement, nous achèverons notre travail par une conclusion générale, qui synthétise notre étude théorique, nos résultats et quelques perspectives à l’horizon de notre travail.



**Chapitre I**

# **Etat de l'art et statistiques sur les énergies renouvelables**



## **I.1. Introduction**

La croissance exponentielle de l'industrialisation et le développement socio-économique, augmentent la demande mondiale en termes d'énergie électrique, en provenance de toutes les sources. la question de l'abondance ainsi que les conséquences écologiques désastreuses de certaines sources classiques surtout, expliquent la tendance actuelle vers les sources renouvelables pour confronter ou anémions réduire les contraignantes économiques et Ecologiques (Eco-Eco), tels que l'instabilité des prix des fiouls et les émissions des gaz à effet de serre liées au processus des conversions vers l'électriques [5]. De nombreux pays considèrent les énergies renouvelables comme un outil et un but stratégique d'une indépendance énergétique et ont fixé des perspectives de très hautes priorités basant sur la promotion de ces énergies renouvelables dans le cadre de leurs politiques [6, 7].

Dans ce chapitre on va donner une vue générale sur la transition énergétique vers les énergies renouvelables et leurs contributions à l'échelle mondiale ainsi qu'à l'échelle nationale. Nous présentons aussi les définitions des divers types d'énergies renouvelables, avec une concentration particulière notamment sur l'énergie de l'aérogénération (éoliennes) qui sera le sujet de notre recherche dans ce travail.

## **I.2. Transition vers l'énergie renouvelable et l'intégration des sources**

La transition vers les énergies renouvelables implique deux types de problèmes environnementaux. Premièrement, les combustibles fossiles seraient épuisés, et deuxièmement, leur exploitation et utilisation aurait des externalités négatives par le biais de dommages environnementaux irréversibles. En outre, il existe certaines synergies potentielles entre les mesures d'efficacité énergétique et le déploiement des énergies renouvelables, les premières réduisant la demande énergétique et permettant aux secondes de commencer à réduire les futures émissions de gaz à effet de serre [8]. Malgré Les avantages des énergies renouvelables, les risques environnementaux est reste toujours au cœur des préoccupations du secteur énergétique et celle aussi les dépenses financières qui se positionne de plus en plus comme un deuxième défi dans les domaines énergétiques.

## **I.3. Energies renouvelables, définitions, ressources et exploitation**

### **I.3.1. Définitions**

Une source d'énergie renouvelable (SER), est une source dont la consommation ne limite pas son utilisation en future, (temps de formation, reformation génération régénération

% au temps de consommation). Les énergies renouvelables sont désignées par les termes « énergies vertes et propres » [9]. Les énergies renouvelables peuvent être utilisées pour produire de l'énergie à plusieurs reprises. Les SER comprennent les sources hydraulique, solaire thermodynamique et photovoltaïque, aérogénérateur (éoliennes), générateurs utilisant la houle, la production par la marée-motrice et par les courants marins, géothermique, génération et cogénération à partir de la biomasse et/ou de déchets. Les énergies renouvelables sont les ressources énergétiques primaires, domestiques, propres et inépuisables [10].

### **I.3.2. Historique des ressources d'énergies renouvelables**

Si le terme « énergie renouvelable » est relativement récent," et si son apparition d'après les ressources bibliographiques était en 1970", la plupart de ces types d'énergie ainsi que leurs utilisations sont pratiquement depuis l'origine de la terre et l'existence de l'humanité sur elle. Par exemple, La forme la plus ancienne d'énergie renouvelable est la biomasse qui était utilisé comme source d'énergie thermique convertie par incinération de cette dernières grâce au feu. L'énergie de la biomasse, c'est-à-dire l'énergie mobilisée sous forme chimique par les êtres vivants, venait de trouver ses premières applications [11].

Concernant l'énergie éolienne, les premiers voiliers remontent à 3000 av. L'utilisation de l'énergie éolienne ne fait que commencer, les premiers moulins à vent sont apparus chez les Perses vers 200 av. Après le moulin à vent est venue la roue hydraulique. Les roues hydrauliques remontent également à l'Antiquité. Ils furent les premiers représentants de la domestication de l'énergie hydroélectrique. Ils ont fonctionné par le même objectif que les moulins à vent. Les barrages existent aussi depuis longtemps. Il était à l'origine utilisé pour stocker l'eau pour les cultures et pour la consommation humaine et animale. Après la découverte de l'électricité, ils ont été utilisés pour produire de l'énergie électrique. Ces anciennes sources d'énergie sont encore utilisées plus fréquemment et avec une technologie plus efficace que jamais. Mais d'autres formes ont émergé, à savoir l'énergie moderne. C'est d'abord l'énergie qui a alimenté les deux grandes révolutions industrielles : le charbon (à l'origine le bois) au XIXe siècle et le pétrole (le gaz naturel) au XXe siècle. C'est grâce à ces combustibles fossiles que nous avons pu fournir à tous une grande quantité d'énergie dans les pays riches, ce qui a radicalement changé la vie industrielle et énergétique de chacun. Le premier choc pétrolier de 1973 a joué un rôle important dans la tendance vers les sources d'énergies renouvelables. Les pays ont été démarré pour réactiver le potentiel énergétique à partir de sources directes ou indirectes d'énergie solaire et géothermique. À l'époque, elles étaient nommées énergies renouvelables et s'imposaient comme des alternatives à la domination hégémonique des



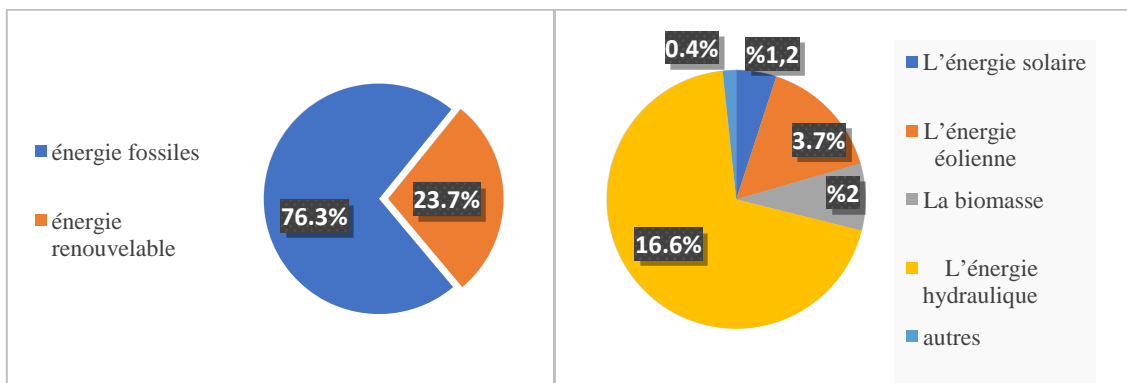
énergies fossiles dans le bilan énergétique mondial [12]. La guerre Russe Ukraine représente un deuxième grand choc d'énergie qui fait la pression sur l'accélération des pas vers les sources d'énergies renouvelables pur plus d'autonomie et indépendance énergétique.

### I.3.3. Statistiques sur l'exploitation et la promotion des énergies renouvelables

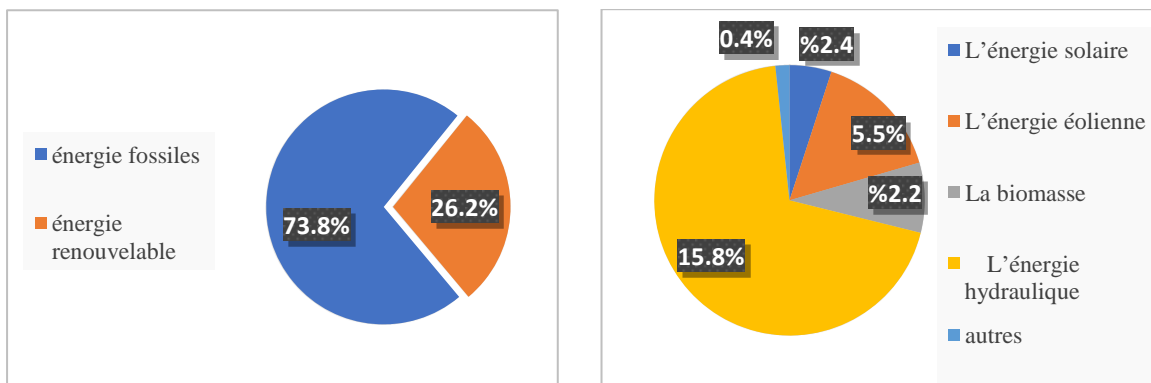
#### I.3.3.1 Situation mondiale de la production de l'énergie à partir des sources renouvelables

Selon REN21 (Réseau de Politique des Energies Renouvelables), les sources d'énergies renouvelables ont fourni une proportion estimée à 19,2 % de la consommation finale d'énergie dans le monde en 2014. Avec une augmentation par rapport au 2013 qui atteindre environ 10,3%. en 2015 les sources d'énergie renouvelables représentent environ 23,7% du demande énergétique mondiale totale [13].

Les figures I.1 et I.2 montrent les taux des productions totales d'énergies et de la production d'électricité à partir des différences sources renouvelables enregistrée en 2015 et 2018.



**Figure I.1:** Estimation des énergies renouvelables dans la production d'électricité en 2015[13]



**Figure I.2:** Estimation des énergies renouvelables dans la production d'électricité en 2018 [14]

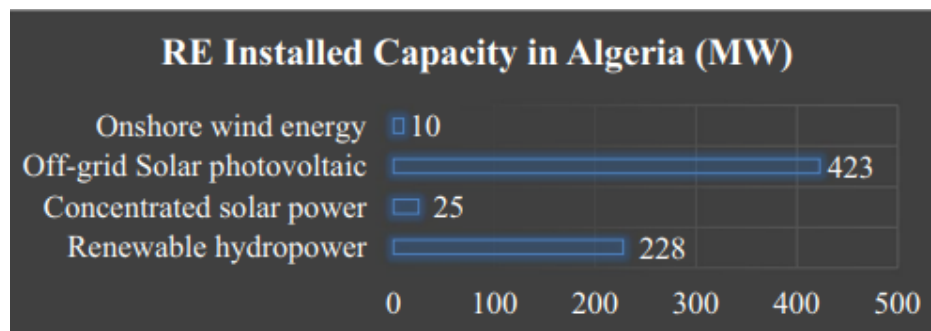
L'augmentation de production d'énergie électrique à partir des sources renouvelables continue à augmenter par rapport à les années passer. En fin 2018, plus de 90 pays avaient installé au moins 1 GW, et environ de 30 pays dépassaient 10 GW de production par les énergies renouvelables, la Chine était le premier pays pour la production d'énergies renouvelables, suivie de loin par les États-Unis, Brésil, Inde et Allemagne [15].

En 2021, les énergies renouvelables ont continué à subir les effets de la pandémie de COVID-19 et ont été influencées par les développements économiques et géopolitiques. Les répliques de la pandémie et la hausse des prix des matières premières ont bouleversé les chaînes d'approvisionnement en énergies renouvelables et retardé les projets. En outre, une forte augmentation des prix de l'énergie fin 2021 et l'invasion de l'Ukraine par la Fédération de Russie début 2022 ont suscité un débat sur le rôle des énergies renouvelables dans l'amélioration de la sécurité et de la souveraineté énergétiques en remplaçant les combustibles fossiles. Au même temps, les organisations internationales ont défini des voies réalisables vers un système énergétique mondial à émissions nettes nulles, et un nombre record de pays avaient des objectifs de zéro émission nette à la fin de l'année [16].

### **I.3.3.2 Situation de la production d'énergie renouvelable en Algérie**

L'Algérie est l'un des pays membres de l'OPEP (Organisation des pays exportateurs de pétrole), qui est l'un des plus grands producteurs d'hydrocarbures de la région arabe et exporte du gaz naturel vers l'Europe. 30% du PIB (produit intérieur brut) de l'Algérie provient des revenus des combustibles fossiles, qui constituent une grande partie de l'économie du pays. La quasi-totalité de l'énergie primaire du pays est fournie par le pétrole et le gaz, et seulement 3,39% de la capacité énergétique totale installée est liée aux énergies renouvelables [17]. La quantité de capacité renouvelable installée en Algérie en 2020 est présentée dans la figure I.3. Comme le montre cette figure, les capacités installées de photovoltaïques, d'hydroélectricité, de CSP et d'énergie éolienne dans notre pays sont respectivement de 423 MW, 228 MW, 25 MW et 10 MW. Par conséquent, plus de 50 % de la capacité installée d'énergie renouvelable appartient aux panneaux PV dans ce pays [17-19]. Le Ministère de l'Energie et des Mines est responsable du contrôle des énergies renouvelables et de la gestion des économies d'énergie en Algérie. La Société d'Electricité et d'Energies Renouvelables (SKTM), affiliée à SONELGAZ, est responsable du développement et du soutien de l'énergie dans notre pays. L'Algérie est un marché attractif pour le développement des énergies renouvelables en raison de la taille de son marché et de son fort potentiel de ressources avec une immense désert au sud. L'Algérie adopte actuellement les plans d'appel d'offres et d'enchères pour attirer les investissements privés dans

les secteurs renouvelables. En outre, les compagnies de gaz et de pétrole de ce pays sont encouragées à investir dans des projets d'énergie renouvelable [20]. La centrale électrique de Lekhneg 1 et 2, placée dans la province de Laghouat, est la plus grande centrale électrique d'Algérie, qui a été créée en 2016 et 2017. Cette centrale a une capacité de 60 MW et est placée sur un terrain de 120 hectares [21]. Le cadre d'investissement de ce pays peut être amélioré pour permettre une plus grande participation des investisseurs étrangers et pour permettre des systèmes d'énergie renouvelable décentralisés à petite échelle dans différents secteurs [20]. Il a été démontré qu'environ 60% des émissions de méthane du pays provenaient des décharges [22].



*Figure I.3 : Capacité renouvelable installée en Algérie en 2020 [17]*

### I.3.3.3 Prévision et perspectives de l'évolution des sources d'énergies renouvelables

Poussées par la concurrence sur l'acquisition les pressions géopolitiques de la guerre russo-ukrainienne sont d'autres tensions et conflits militaires tel qu'en moyen orient premier producteur des fossiles au monde, l'ensemble des pays d'énergies au monde consommateurs (Europe, chine, inde, japon et d'autres), réorientent leurs politiques énergétiques sur les horizons de courts moyens et longs termes.

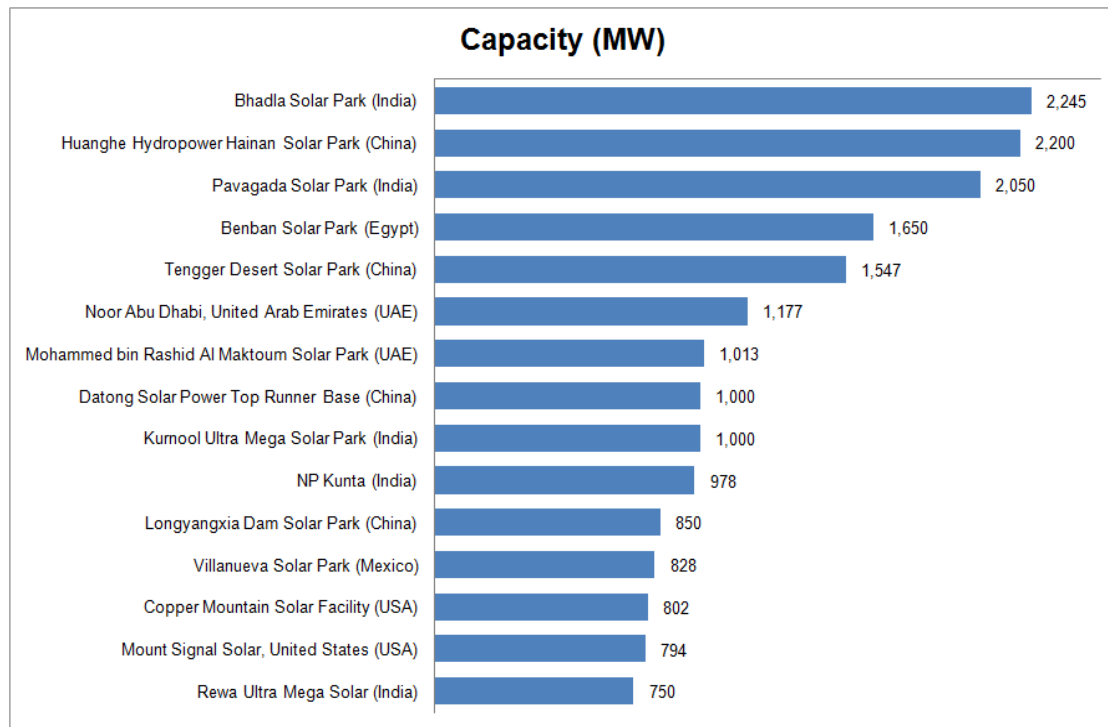
L'Algérie comme un pays producteur d'énergie classique fossile et qui détient un immense potentiel en énergie renouvelable en particulier de solaire (photovoltaïque et thermique), favorisé par sa situation géographique proche des pays consommateurs en Europe compte et envisagera de garder sa position d'exportateur leader d'énergie renouvelable.

### I.3.4. Différents types des sources d'énergie renouvelables

#### I.3.4.1. Source solaire

Cette énergie désigne l'énergie fournie par les rayons du soleil. Le soleil est la source d'énergie la plus puissante et gratuite. Les perspectives des installations de l'énergie solaire sont optimistes. En 2017, la production d'énergie solaire représentait 1,7 % du total de la production

d'énergie mondiale, avec un taux de croissance annuel d'environ 35 % [23]. La valeur d'énergie solaire installée dans le monde est à environ 510.5 GW [16]. Le Parc solaire de Bhadla, Inde considère la plus grande et puissante solaire au monde vient d'être connectée au réseau électrique avec une puissance de 2 245 MW [24]. La figure I.4 montre un histogramme de la distribution des plus grandes centrales solaire au monde.



*Figure I.4: Plus grandes centrales Photovoltaïques au monde*

L'énergie solaire est exploitée sous deux technologies distinctes, thermique et photovoltaïque. Les deux technologies seront détaillées dans ce qui suit.

#### **I.3.4.1.1 Solaire thermique**

Cette technologie base sur le chauffage thermique direct par rayonnement solaire à travers l'interactions directe fiscaux lumineux solaire matériaux à conduction thermique. La production par cette forme (voie thermodynamique) a débuté au début des années 80 [25]. Cette technologie consiste à utiliser des miroirs pour concentrer le rayonnement solaire direct sur un point focal afin d'obtenir de très haute température (de 200 °C à 1000 °C). Cette température chauffe un médium pour produire de la vapeur qui est utilisé pour entrainer une turbine couplée à un alternateur pour produire l'énergie électrique [26].

L'intérêt pour le CSP a repris dans les années 2000 après une longue période de stagnation a causé à l'énergie des combustibles fossiles à bas prix, La production solaire thermique installée dans le monde s'élevait à 2 GW en 2012, avec une croissance de 15 à 20 GW en construction ou prévu, principalement aux États-Unis et en Espagne [18].

#### **I.3.4.1.1.1 Technique d'exploitation de solaire thermique**

Il existe deux techniques différentes pour la mise en exploitation de ce type de source d'énergie thermique

##### ***A- Famille de tour concentrique***

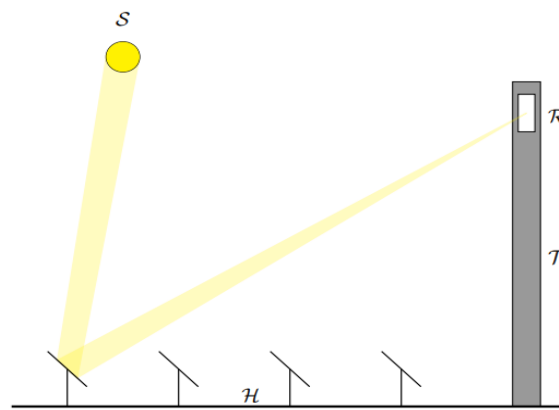
Le principe des centrales solaires à tour est basé sur la concentration des rayons du soleil vers une chaudière située au sommet d'une tour par de nombreux miroirs. Les miroirs répartis de manière uniforme sont appelés héliostats.

Chaque héliostat est orientable, et suit le soleil individuellement et le réfléchit précisément en direction du receveur au sommet de la tour solaire. Pour cela, le rayonnement solaire doit être concentré par les héliostats H puis réfléchi vers le récepteur R qui se trouve en haut de la tour T, la figure I.5 figure une photographie d'une centrale à tour concentrique. Le facteur de concentration peut dépasser 1000, ce qui permet d'obtenir des niveaux de température suffisants de 600 ° C à 1000 ° C [27].



***Figure I.5 : Centrale solaire thermique à tour [28]***

La figure I.6, représente un schéma symbolique montrant la disposition des différents éléments d'une centrale à tour concentrique.



*Figure I.6 : Principe de fonctionnement d'une source thermique à tour*

### ***B- Famille des auges en tubes concentriques***

Les centrales solaires à base des auges sont conçues en utilisant le concept d'énergie solaire à concentration (CSP). Dans ces technologies, la lumière du soleil est réfléchi et concentrée à l'aide de miroirs pour chauffer un fluide porteur qui s'écoule dans des tubes fixés le long des lignes de concentration des rayons solaires réfléchis par ces miroirs. Le creux parabolique est la technologie la plus utilisée. Cette technologie est utilisée par la centrale à miroir de Fresnel, la centrale à capteurs cylindro-paraboliques.



*Concentrateurs paraboliques : Projet DISH-STIRLING à Odeillo [27]*

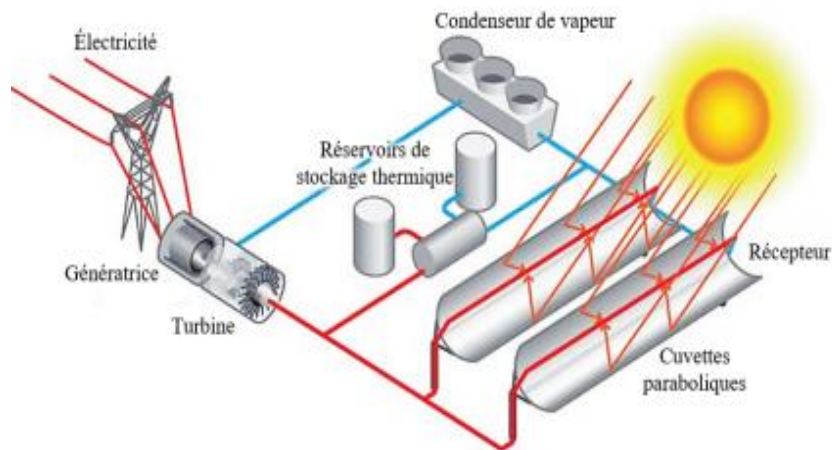


*Capteurs linéaires de Fresnel : Centrale Novatec Biosol[27]*





**Figure I.7:** centrale à Capteurs cylindro-paraboliques (La Station de production électrique « El-Kheneg ») [26]



**Figure I.8 :** Schéma symbolique d'une centrale thermiques à utiliser la technologies de concentration des auges [29]

À l'aide de miroirs, L'énergie générée à haute température et haute pression circule dans le receveur (un tuyau enfermé dans un tube pour réduire les pertes par convection). Pour obtenir le bon rendement ; cela exploiter directement par chauffage d'air alimentant une turbine à gaz ou la génération de vapeur qui entraînant une turbine à courant qui entraîne un générateur produisant de l'électricité comme c'est montré sur les figure I.7 et I.8 [30].

#### I.3.4.1.1.2 Avantages et inconvénients de l'énergie solaire thermodynamique

Les principaux avantages de central d'énergie solaire thermique sont [31] :

- La facilité d'exploitation et de maintenance de la centrale solaire thermique ;
- L'installation à architecture combinée ; elle est à la fois associée à un dispositif de stockage de l'énergie et couplée au réseau électrique ;

- Coûts réduits : par rapport aux centrales solaires traditionnelles (photovoltaïques) ; En effet, leurs composants ne nécessitent pas des coûts financiers élevés, tels que des miroirs et des lentilles à faibles prix.
- Émissions des gaz des effets de serres réduites : Les centrales solaires thermodynamiques produisent des conséquences écologiques moins que les centrales solaires traditionnelles. Cela signifie que l'installation de ces centrales pourra réduire son empreinte carbonique et améliorer sa durabilité environnementale.
- Une structure moins lourde et une meilleure ventilation et refroidissement des miroirs

Malgré ces avantages mais les centrales solaires thermodynamiques présentent également certains inconvénients

- Discontinuité de la ressource ; l'un des principaux inconvénients des centrales solaires thermodynamiques.
- Capacité limitée : l'un des inconvénients des centrales solaires thermodynamiques est qu'elles ont une capacité limitée et ne peuvent générer qu'une certaine quantité d'électricité. Cela incite les entreprises à investir dans plusieurs usines et à rechercher d'autres sources afin de répondre à leurs besoins énergétiques.
- Les impacts Eco-Eco de maintenance élevés : elles nécessitent des maintenances élevées, parce qu'elles ont besoin des trois types de maintenances (prédictive, préventive et corrective). Cela indique que les impacts Eco-Eco jouent un grand rôle dans les centrales thermiques.

#### **I.3.4.1.2 Solaire photovoltaïque**

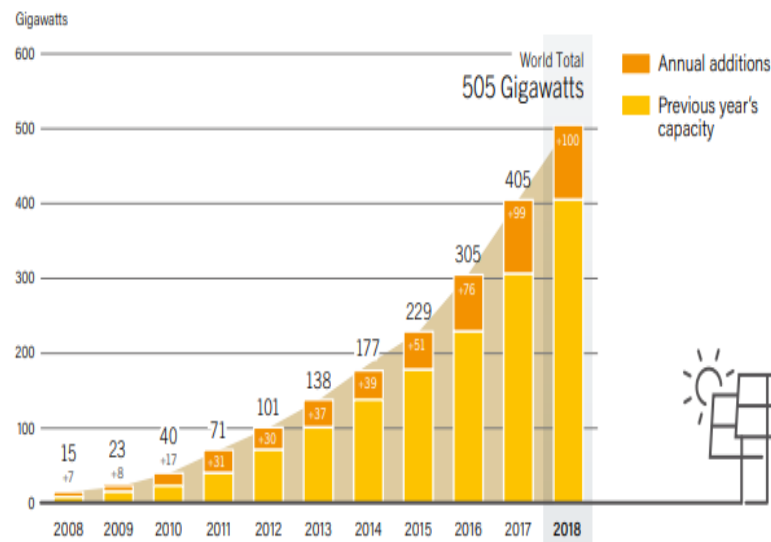
Le photovoltaïque utilisant l'effet photoélectrique qui permet de transformer directement la lumière solaire en électricité utilisable instantanément ou pouvant être stockée dans des batteries électrochimiques dans la plupart du temps. Cependant, ce stockage est très limité du fait à cause des capacités limitées et des contraintes Eco-Eco de ces batteries. Le rendement des panneaux photovoltaïques est lié à l'orientation du panneau par rapport au soleil, à l'intensité du rayonnement et la durée de l'ensoleillement et leurs caractéristiques qualitatives et techniques.



En terme de puissance, au niveau de la mer, le soleil délivre environ  $1\text{kW}/\text{m}^2$  de rayonnement sur un capteur placé perpendiculairement à ses rayons [9]. Favorisée par son caractère autonome, la production électrique photovoltaïque est la seule filière qui plutôt réservée à l'alimentation en site isolé d'équipements et d'habitations, où le coût financier du raccordement au réseau électrique devient assez élevé.

L'énergie solaire photovoltaïque est peut-être installée pour la fourniture d'électricité dans différents types tels que électrifications rurales et pompage de l'eau présentent 50%, télécommunications et signalisation présente 40%, applications domestiques présente 10% [32]. Selon les dernières statistiques la puissance photovoltaïque installée dans le monde est estimée à environ 505 GW en 2018 [15].

Figure I.9 montre l'évolution de la production mondiale de cellules photovoltaïques entre les années 2008-2018.



**Figure I.9 :** Évolution de la production mondiale de cellules photovoltaïques [15]



**Figure I.10 :** Parc d'énergie solaire photovoltaïque 150 MW à Béchar [33]

### **I.3.4.2. Energie éolienne (Aérodynamique)**

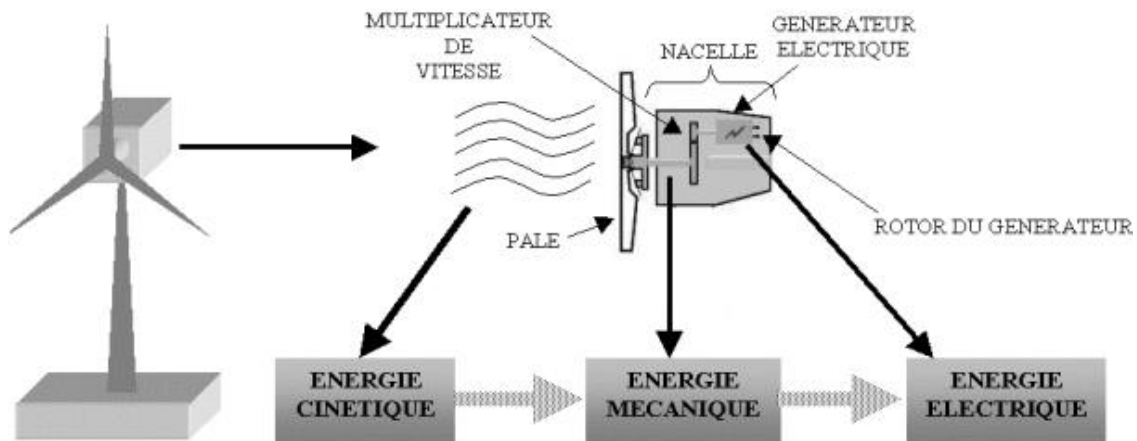
L'énergie éolienne est actuellement la source système énergétique renouvelable la plus dynamique au monde. Dans les années 1960, environ 1 million des génératrices éoliennes étaient exploitées dans le monde. Cette technologie a été peu démarginalisée et délaissée mais par la suite, et à cause de la crise pétrolière de 1974 est à nouveau relancer [12], après l'année 2000, le contexte fluctuant des énergies fossiles, l'explosion de la demande mondiale en électricité et les prises de conscience environnementale, ont accentué le besoin de l'énergie relativement plus propre et durable où l'énergie éolienne à occuper une place privilégiée parmi eux.

Le caractère autonome de cette source à jouer un rôle important en sa relance comme une alternative d'approvisionnement même à petite ou à grande échelle, à la fois sur terre (onshore) et en mer (offshore) et en endroits isolés. D'après les prévisions énergétiques, elle devrait être la source d'électricité la plus compétitive parmi les sources d'énergies renouvelables d'ici 2025 [34].

#### **I.3.4.2.1. Principe de fonctionnement d'une éolienne**

Les éoliennes sont utilisées en toute simplicité pour convertir l'énergie du vent en électricité. Comme est montré sur la figure I.11, cette conversion se fait en deux phases [35]:

- Au niveau de la turbine, qui converti de l'énergie cinétique du vent à l'énergie mécanique ;
- Au niveau du générateur, l'énergie mécanique est convertie directement en énergie électrique, qui est ensuite injectée dans le réseau ou consommée localement. L'énergie doit donc être convertie et fournie régulièrement, et le seul moyen de la stocker est l'inertie, au détriment de l'accélération de la turbine.

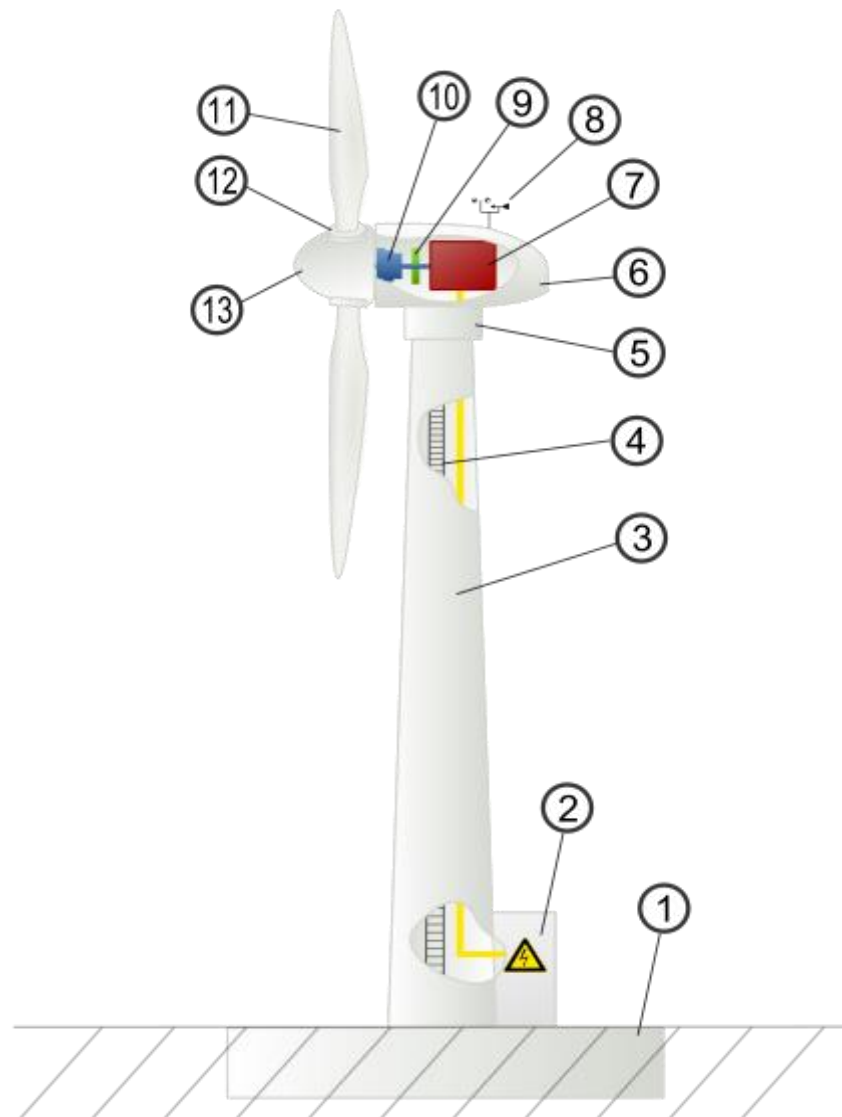


*Figure I.11 : Principe de transformation de l'énergie du vent dans l'éolienne*

#### I.3.4.2.2. Caractéristiques techniques des éoliennes

Quel que soit la taille de l'éolienne, cette dernière peut être considérée comme une centrale électrique complète car elle comporte l'ensemble des éléments constituant une centrale.

- L'unité de conversion de l'énergie primaire qui est naturelle et qui délivre une énergie prête à l'utilisation directe il s'agit du vent
- L'unité d'entraînement mécanique qui représente le système de turbinage à pales
- L'unité de conversion d'énergie mécanique/électrique qui représente l'alternateur qui délivre de l'énergie électrique.
- La figure I.12, présente un schéma les principaux éléments constituant une éolienne.



**Figure I.12 :** Composants élémentaires d'une éolienne [36]

1) Fondations 2) Armoire de couplage au réseau électrique 3) Mât 4) Echelle 5) Système d'orientation 6) Nacelle 7) Générateur 8) Instruments de mesure 9) Frein à disque sur l'arbre rapide avec témoin d'usure 10) Multiplicateur 11) Pale en composite fibre de verre 12) Jointure

#### **I.3.4.2.3. Détails techniques sur la source éolienne**

Dans ce qui suit on va récapituler quelques détails techniques concernant cette source qui sera le sujet de notre travail de recherche afin d'accomplir les éléments théoriques pour mener au bien notre travail.

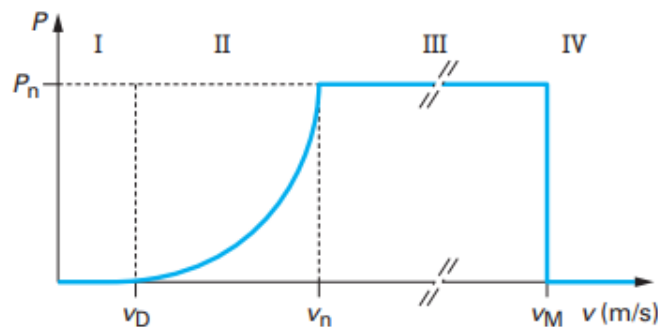
- **Modes de raccordement d'un système éolien**

Un système éolien pour son exploitation peut être raccordé sous trois modes d'exploitation :

- **Systèmes isolés** : en général ce mode est utilisé pour fournir de l'énergie à des sites isolés, sans aucun raccordement à un autre réseaux électrique par exemple, pour produire de l'électricité dans les îles, pour le pompage des eaux dans des champs, ou encore pour alimenter en électricité des voiliers, des phares et des balises.
- **Systèmes hybrides** : Les systèmes hybrides sont ceux qui présentent plus d'une source d'énergie comme, par exemple, turbines éoliennes, génératrices Diesel, modules photovoltaïques, entre eux dont on alterne l'approvisionnement entre ces sources sous contraintes technico-économiques et écologiques.
- **Systèmes reliés au réseau** : Les systèmes liés au réseau n'ont pas besoin de systèmes de stockage d'énergie ; par conséquent, toute la génération est livrée directement au réseau électrique. La source éolienne est considérée comme étant une source d'approvisionnement électrique fondamentale intégrale. Les systèmes éoliens liés au réseau nécessitent dans ce cas un convertisseur statique pour de raisons technico-sécuritaires.

#### I.3.4.2.4. Zones de fonctionnement de l'éolienne

Généralement les constructeurs fournissent la courbe de puissance, permettant de définir quatre zones de fonctionnement pour l'éolienne en fonction de la vitesse du vent [37]:



**Figure I.13** : Courbe de la puissance de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent

$V_D$  : représente la vitesse du vent pour le démarrage de la turbine. En générale,  $V_D$  varie entre 2.5m/s et 4m/s pour les éoliennes de forte puissance.

$V_n$  : représente la vitesse du vent nominale pour laquelle la puissance de la génératrice extraite est nominale. Suivant les constructeurs,  $V_n$  varie dans l'intervalle de 11.5m/s à 15m/s.

$V_M$  : représente la vitesse du vent maximale pour laquelle il convient de déconnecter l'éolienne pour des raisons de tenue mécanique en bout de pales. Pour la grande majorité des éoliennes, ( $V_M > 25\text{m/s}$ ).

**Zone I :  $V < V_D$**  : La vitesse du vent est inférieure de vitesse du démarrage. La turbine peut tourner mais l'énergie à capter est trop faible.

**Zone II :  $V_D < V < V_n$**  : Le maximum de puissance est capté dans cette zone pour chaque vitesse de vent. Différentes méthodes existent pour optimiser l'énergie extraite. Cette zone correspond au fonctionnement à charge partielle.

**Zone III :  $V_n < V < V_M$**  : La puissance disponible devient trop importante. La puissance extraite est donc limitée, tout en restant le plus proche possible de la puissance nominale de la turbine ( $P_n$ ). Cette zone correspond au fonctionnement à pleine charge [38, 39].

#### I.3.4.2.5. Caractéristique d'une turbine éolienne

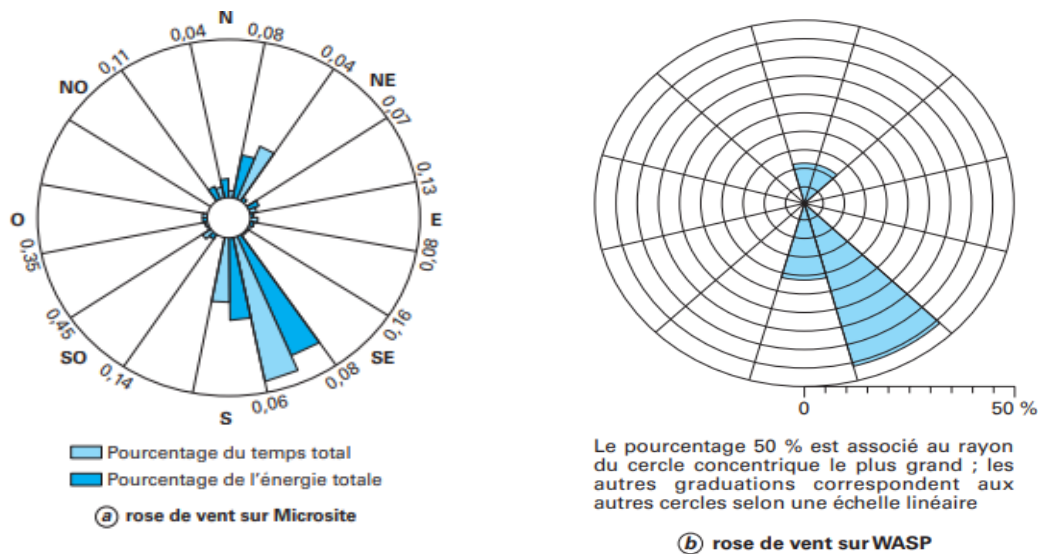
- **La rose des vents**

C'est un diagramme polaire qui donne la direction et la vitesse du vent pendant la période de relevé. On distingue trois secteurs dans ce diagramme :

- Le secteur bleu clair reflète le pourcentage du temps total pendant lequel le vent souffle ;
- Le secteur bleu foncé représente le pourcentage d'énergie totale par secteur ;
- Les secteurs bleu clair indiquent le pourcentage du temps total pendant lequel le vent souffle dans une certaine direction. Cela permet de savoir dans quelle direction la production d'énergie est la plus importante.

L'intensité moyenne de turbulence du secteur, qui est indiquée par un nombre s'affichant pour chaque secteur. Le calcul de ratio « écart type divisé par vitesse moyenne » permet de connaître l'intensité de la turbulence dans une durée de mesure. Cette indication montre l'emplacement du parc éolien par rapport aux obstructions possibles.

Il s'agit d'un diagramme spatio-temporel utilisé par les logiciels professionnels pour évaluer les qualités qualitatives d'un site [40].



**Figure I.14** : Rose des vents site du Havre France (mesures journalières)

A l'aide de fonction de distribution des vitesses de classement, le "gisement" éolien est principalement quantifié.

- **Distribution et répartition des caractéristiques de la vitesse du vent**

En utilisant un échantillon  $N$  avec la vitesse de vent  $v$  mesurées pendant une période de référence  $T$ , on peut déterminer la caractéristique de distribution du vent et la caractéristique de fréquence cumulée (figure I.14) déterminées ici pour  $\Delta v = 0.5 \text{ M/S}$  [41].

Il est faisable de calculer la densité d'énergie, qui est donnée en  $\text{kWh/m}^2$  de surface interceptée, en intégrant la densité de puissance (qui est supposée être proportionnelle au cube de la vitesse du vent) dans le temps. Les modèles mathématiques des fonctions de distribution sont utilisés pour effectuer une analyse des principales propriétés statistiques.

Le calcul de l'intégral de la densité de la puissance (qui est proportionnelle au cube de la vitesse du vent) par rapport au temps, il permet de déterminer la surface interceptée c'est la densité de l'énergie qui s'exprime en  $\text{kWh/m}^2$ . Pour effectuer une analyse des principales propriétés statistiques, on utilise les modèles mathématiques des fonctions de distribution.

- **Distribution de probabilité de Weibull**

Si l'échantillon  $N$  se rapproche tend vers l'infini et que  $\Delta v \rightarrow \mathbf{dv}$ , la fréquence  $f_i$  et la fréquence cumulée  $F_i$  se rapprochent respectivement de la fonction de densité de probabilité  $f(v)$  et de la fonction de distribution  $F(v)$ . La formule de la fonction de distribution de Weibull avec deux paramètres  $c$  et  $k$  est la suivante :

$$F(v) = 1 - \exp \left[ -\left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \quad (\text{I.1})$$

Où

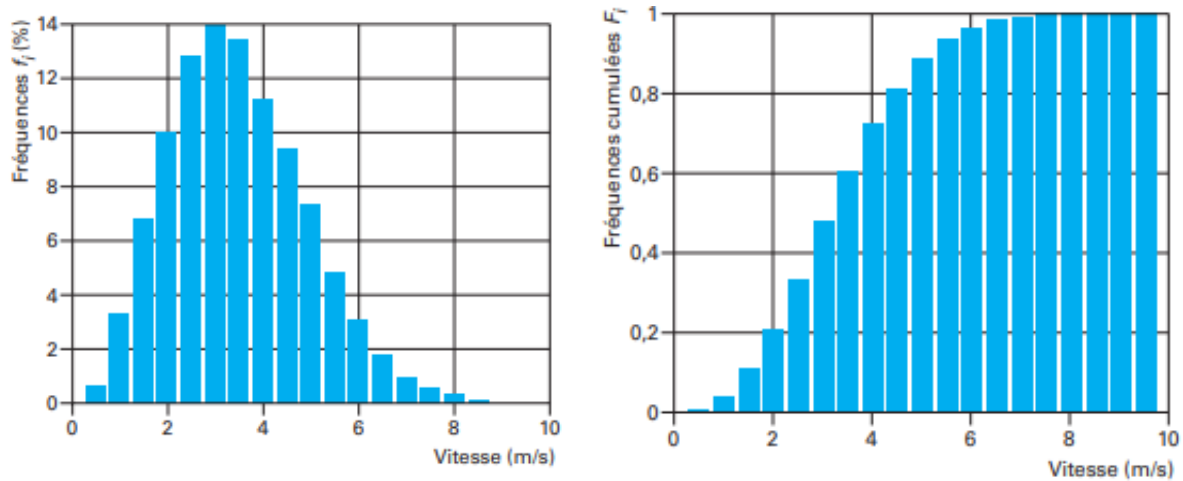
**C** : représente le facteur de probabilité ;

**K** : le facteur de forme.

La détermination de la vitesse moyenne du vent se fait à partir de l'étude statistique en utilisant la distribution de Weibull, dont la fonction de densité de probabilité est donnée par :

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \times \exp \left[ -\left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \quad (\text{I.2})$$

Avec  $c = 1.125 \frac{V_m}{1-B}$  ;  $k = 1 + 0.482 (V_m - 2)^{0.51}$  ;  $c = 1 - 0.81 (V_m - 1)^{0.089}$



**Figure I.15** : Répartition de la vitesse du vent et caractéristiques de la distribution

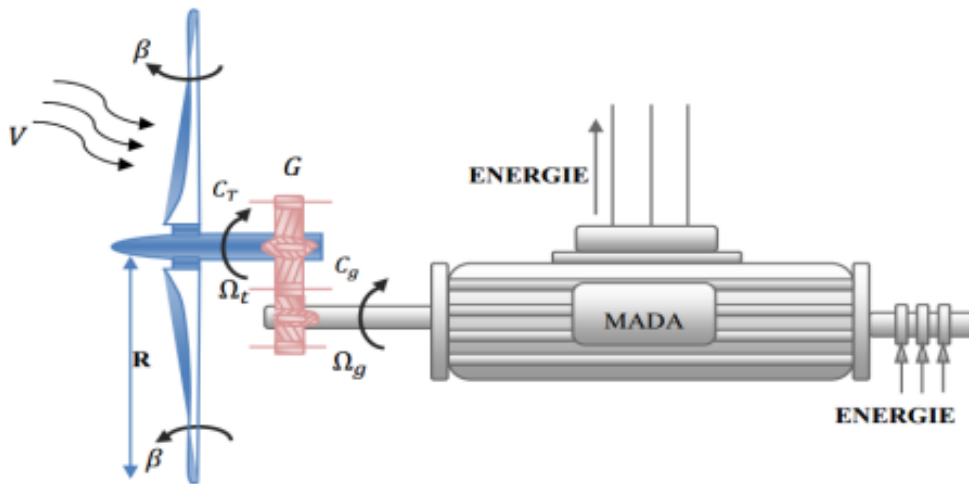
#### I.3.4.2.6. Modélisation de la turbine de l'éolienne

Les machines asynchrones à cage sont toujours dominantes car elles ont des performances attractives en termes de coût d'investissement et sont directement connectées au réseau. Mais pour réaliser un entraînement à vitesse variable suivant un environnement donné, il est préférable d'utiliser plutôt des machines à rotor bobiné doublement alimentées qui offrent d'excellents compromis performances/coût.

Cette turbine consiste de trois pales orientables de longueur  $R$ , qui sont fixées sur l'arbre d'entraînement tournant, qui est caractérisée par sa vitesse  $\Omega_t$ , et son couple de rotation  $C_t$ . La machine asynchrone double alimentation (MADA) est entraînée à travers un multiplicateur de



vitesse de gain  $G$  (boîte de vitesse). La figure (I.16) montre le schéma correspondant d'une turbine éolienne.



*Figure I.16 : Schéma de la turbine éolienne-MADA*

#### ➤ Puissance éolienne disponible

L'énergie éolienne disponible sur le site est déterminée comme suit [42-44] :

$$P_d = \frac{1}{2} \cdot \rho_a \cdot S \cdot V_m^3 = \frac{1}{2} \cdot \rho_a \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_m^3 \quad (I.3)$$

Où  $\rho$  : représente la masse volumique de l'air ( $\text{kg/m}^3$ ) ;

$V$  : la vitesse moyenne du vent (m/s) ;

$S$  : représente la surface circulaire balayée par la turbine.

Nous remarquons que la puissance est directement proportionnelle à la surface balayée par le rotor, mais surtout au cube de la vitesse du vent.

#### ➤ Puissance aérodynamique

En réalité, la puissance d'éolienne  $P$  extrait est inférieure à la puissance disponible  $P_e$ , car la vitesse du vent non nulle derrière l'aéromoteur. On introduit alors une variable  $C_p$  appelé coefficient de puissance ( $C_p < 1$ ), qui dépend des réglages de la chaîne de conversion et des caractéristiques aérodynamiques des pales.

La puissance aérodynamique  $P_t$  qui apparaît au niveau du rotor s'écrit comme suite :

$$P_t = C_p \cdot P_v = \frac{C_p(\beta, \lambda) \cdot \rho \cdot S \cdot v^3}{2} \quad (I.4)$$

➤ **Le coefficient de puissance  $C_p$**

$$C_p(\beta, \lambda) = \frac{2 \cdot P_t}{\rho \cdot S \cdot v^3} = 0.5 \left( \frac{161}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) \exp\left(\frac{-21}{\lambda_i}\right) + 0.0068\lambda \quad (I.5)$$

$$\text{avec } \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$$

$\beta$  : c'est l'angle d'orientation des pales ;

$\lambda$  : représente la vitesse spécifique défini pour caractériser les performances aérodynamiques, avec

$$\lambda = (\Omega_t \cdot R) / v \quad (I.6)$$

$\Omega$  : vitesse angulaire de rotation de la turbine ;

$R$  : Rayon de la turbine d'éolienne.

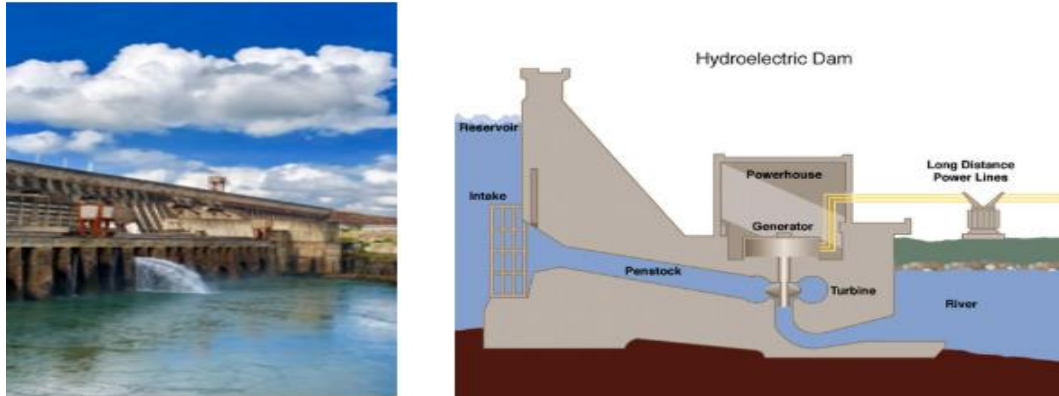
### I.3.4.3. Energie hydraulique

L'eau est également une source renouvelable gratuite et durable ; puisqu'elle se régénère grâce au cycle des d'évaporation et précipitations. L'exploitation des sources hydraulique (à travers des barrages, des moulins à eau et des systèmes d'irrigation) est connue depuis des milliers d'années. Plusieurs technologies permettent d'exploiter l'énergie produite par la chute sous forme d'énergie potentielle gravitaire ou due au mouvement de l'eau, qui permet de transformer l'énergie cinétique d'un flux d'eau en énergie électrique par l'entraînement d'une turbine hydraulique couplée à un 'alternateur [45]. La production mondiale d'hydroélectricité varie en fonction de l'évolution des conditions notamment météorologiques et les conditions locales. L'hydroélectricité représente une bonne alternative aux énergies fossiles car elle est propre et n'émit pas de CO<sub>2</sub> à l'atmosphère [46].

#### I.3.4.3.1. Principe de fonctionnement d'énergie hydraulique

L'énergie hydroélectrique nécessite soit un ruissellement d'eau ou un barrage (retenue d'eau) comme source d'énergie primaire. La puissance maximale générée par l'exploitation d'énergie potentielle primaire dépend de la hauteur de chute, du débit d'eau (flux) et des caractéristiques mécaniques de la turbine. Le passage de l'eau dans une turbine, cela permet de convertir l'énergie potentielle cinétique de l'eau en énergie mécanique [47]; la roue hydraulique entraîne l'alternateur, qui produit l'électricité. Ensuite, l'électricité générée peut être soit

injectée dans le réseau de distribution, soit utilisée directement ou stockée en batteries [48]. Généralement les coûts de construction et de réalisation de ces centrales sont élevés par rapport aux coûts de leurs maintenances qui sont raisonnables.



*Figure I.17: Photographie et schéma en coupe longitudinale d'un barrage hydroélectrique [49]*

#### I.3.4.3.2. Types d'aménagement des énergies hydrauliques

Il existe une diversité pour la classification des énergies hydroélectriques, selon le type de cours d'eau, leur situation géographique, de la hauteur de la chute, de la nature du barrage et de sa situation par rapport à l'usine de production électrique. Selon les spécialistes en domaine, le temps de remplissage du réservoir défini par l'équation I.7, est le paramètre pour établir ces types d'aménagement [50]:

$$t_r = \frac{V_u}{M} \quad (I.7)$$

Où  $t_r$  représente le temps de remplissage [h],  $V_u$  est le volume utile [m<sup>3</sup>],  $M$  est le module moyen (débit égal au débit moyen annuel)

Selon le temps de remplissage, les types des centrales hydroélectriques peuvent être classés en trois catégories :

- usines au fil de l'eau :  $t_r \leq 2h$  ;
- usines d'éclusées :  $2h < t_r < 400h$  ;
- usines des lacs :  $t_r \geq 400h$ .

### a) Les usines au fil de l'eau

Les systèmes hydroélectriques au fil de l'eau sont des systèmes implantés sur le cours de grandes rivières ou de grands fleuves. Elles sont caractérisées par l'utilisation du débit naturel de l'eau (flux) pour produire l'électricité. De ce fait, ces systèmes sont exploités avec très peu d'arrêts pour produit le maximum d'énergie autant que possible.

A noté que ces systèmes et hydroélectricités traditionnelles ; fonctionnent en absence des réservoirs et des grands barrages. Une autre différence entre ce type de production d'hydroélectricité et l'hydroélectricité traditionnelle est qu'elles sont utilisées dans des zones où il n'y a pas de stockage d'eau,[48, 51].



*Figure I.18 : Centrale hydroélectrique au fil de l'eau [52]*

### b) Les usines de moyenne chute ou éclusée

Elles sont caractérisées par une chute comprise entre ( $30 \text{ m} < \text{hauteur de chute} < 200 \text{ m}$ ). Les centrales d'éclusée sont alimentées par des barrages appelés "réservoirs d'éclusée". Elles sont fonctionnées avec des réservoirs qui permettent de faire face aux fluctuations de la charge durant la semaine, Elles sont plus souvent installées aux pieds des barrages. Les centrales de moyenne chute utilisent des turbines de type Francis [53].



*Figure 1.19 : Centrale hydroélectrique au moyenne chute[48]*

### **c) les usines de haute chute**

Les centrales de haute chute sont alimentées soit par un lac artificiel derrière un barrage soit par un parc naturel s'oppose à l'écoulement naturel de l'eau pour former un réservoir de lac. Elles sont caractérisées par un dénivelé très fort représentent une chute supérieure à 300 m, qui permettent de contrôler et dirigée le débit de l'eau et de l'utiliser le plus efficacement possible. Les centrales basse chute utilisent des turbines de type Pelton [48].



*Figure 1.20 : centrale hydraulique haute chute*

Les impacts environnementaux sont variés selon le type d'aménagement des énergies hydrauliques et la taille de la structure mise en place. Ces impacts sont relativement faibles dans le cas des barrages modérés, mais ils peuvent devenir importants pour les grands barrages à cause de leurs couts de construction et de maintenances. D'autres critiques, sont ajoutées à ces impactes comme la disparition de terres agricoles et de villages, ainsi que la perturbation dans le déplacement naturel de la faune aquatique et l'équilibre d'écosystème global [54].

#### **I.3.4.4. Source de la marée motrice et des courants marins**

L'énergie fournie par ces deux sources est obtenue à partir de déplacement des masses d'eaux sous différents modes.

##### **A) la source mariemotrice**

Les marées sont un phénomène résultant de de l'action d'attraction gravitationnelle entre la Lune et le Soleil sur toute la Terre et notamment sur les océans et les mers. Il s'agit donc d'une source d'énergie illimitée disponible à tout moment de l'année.

Pour cette source on vise à exploiter l'énergie emmagasinée dans les vagues des marées. Les installations destinées à l'exploitation de cette énergie sont implantées dans les zones côtières de fort marnage (différence d'altitude d'eau entre la marée haute et la marée basse se succédant). Le phénomène de marée est dû à l'effet gravitationnel entre la Lune et le Soleil qui s'exerce la terre en particulier sur les océanes qui représentent 70% de surface de la terre [55, 56]. Malgré l'immense potentiel énergétique de cette source, l'exploitation de cette dernière pour produire de l'électricité reste très faible.

- **Principe de la production électrique marée-motrice**

Les centrales électriques exploitant la force marée-motrice utilisent le même principe des centrales au fil d'eau, mais, comme différence par rapport à celles-ci, l'écoulement de l'eau est exploité dans les deux sens en allé et en retour. ; pour cela, les fabricants ont développés des turbines réversibles spéciales [57].

Dans certaines zones favorisées où il est facile de construire des barrages et modifier la configuration de sites côtiers, il est possible de profiter des grandes amplitudes des marées (environ 2 cycles par jour) et de récupérer une quantité considérable d'énergie [58].

##### **B) Source de l' énergie des courants marins**

Le déplacement des masses d'eaux sous l'effet des différences d'enthalpie entre les endroits par tout dans les milieux marins cause l'écoulement de ces masses sous forme de courants marins et développe d'énormes quantités d'énergies. L'énergie de ces courants marins peut être captée sous la surface des eaux pour produire de l'électricité grâce à des grandes hélices arrimées au fond marin hydroliennes, comme les éoliennes le font avec la force des vents.

- **Principe de fonctionnement de l'énergie des courants marins**

L'énergie mécanique produite par la rotation des pales de grandes hélices actionnées par la force des courants marins est transmise à un alternateur. L'énergie électrique produite par l'alternateur, acheminée par des câbles sous-marins jusqu'au le point d'interconnexion avec le réseau.

La production par l'énergie des courants marins possède de nombreux avantages :

- elle permette de revisibiliser les marées et le mouvement des courants ;
- leurs installations occupent peu d'espace à cause de la densité d'eau ;
- l'abondance et la possibilité d'exploitation par tout dans le monde vue la dominance de la surface mer-océan sur terre.

### C) Autre type d'énergie d'origine marine

Selon la nature d'énergie développée à partir de la source marine on peut citer d'autres types d'énergies transformées en énergie électrique :

- Energie marine thermique

La mer est un immense réservoir de chaleur. La différence de température qui existe entre les eaux de surface et les eaux profondes dans les zones des mers intertropicales peut être utilisée pour produire de la vapeur tant pour entrainer la turbine, et produire de l'électricité.

- Energie osmotique

Cette technique, exploite le phénomène d'osmose à travers une membrane. Cela est possible par l'exploitation du mouvement de l'eau entre une réserve douce et une réserve salée, par exemple aux proximités des estuaires des fleuves, où ces deux eaux se mélangent.

#### I.3.4.5. Générateurs utilisant la houle

Historiquement, l'idée de la récupération d'énergie de la houle est ancienne, dont le un premier brevet présenté par les frères Girard date en 1799 [59]. La houle, est un phénomène qui trouve son origine de l'interaction entre les vents et les surfaces marines, elle représente un immense gisement d'énergie. Cette interaction génère une succession propageant sous forme d'ondes de gravité sur les surfaces marines. Les puissances disponibles s'expriment par unité de longueur de front de vague et atteignent quelques 10 kW/m.



### I.3.4.5.1. Principe des générateurs utilisant la houle

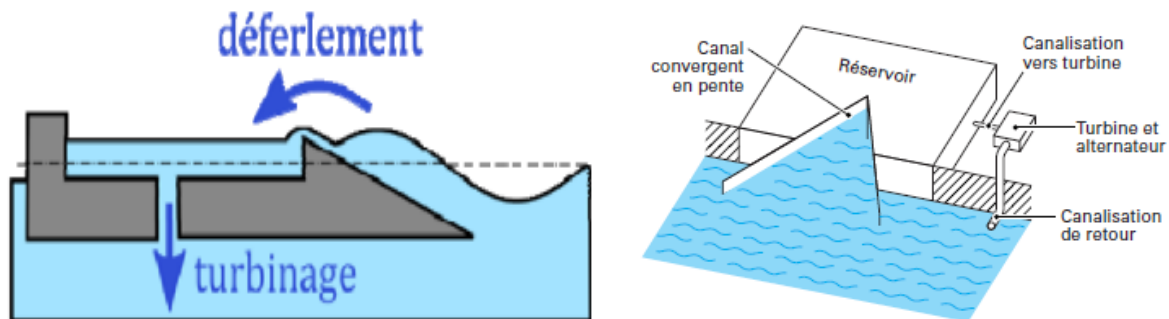
Une installation exploitant l'énergie de la houle transforme l'énergie due aux mouvements ondulatoires des vagues migratrices succinctes sur les surfaces maritimes à une énergie mécanique d'entraînement qui actionne les systèmes générateurs qui produisent finalement de l'électricité.

### I.3.4.5.2. Différents types des générateurs utilisant la houle

Il existe plusieurs types de générateurs à houle qui se distinguent selon le principe et la technique d'exploitation de cette source qui seront détaillés comme suit.

- **Générateur des barrages à houle situés sur les côtes**

Par le système déferlement, l'eau de mer déferle sur une pente douce pour remplir un réservoir construit au même niveau de la mer qui s'évacue à travers des canalisations vers la mer passant par les turbines pour entraînant un générateur électrique (voir figure I.21). Ces systèmes possèdent l'avantage de lisser naturellement la puissance, dans laquelle on obtient une production énergétique relativement régulière. Ce type nécessite en général un travail d'aménagement de la zone côtière sein du barrage.



*Figure I.21 : Principe du système à déferlement [60]*

- **Systèmes à flotteur en surface ou semi-immersé**

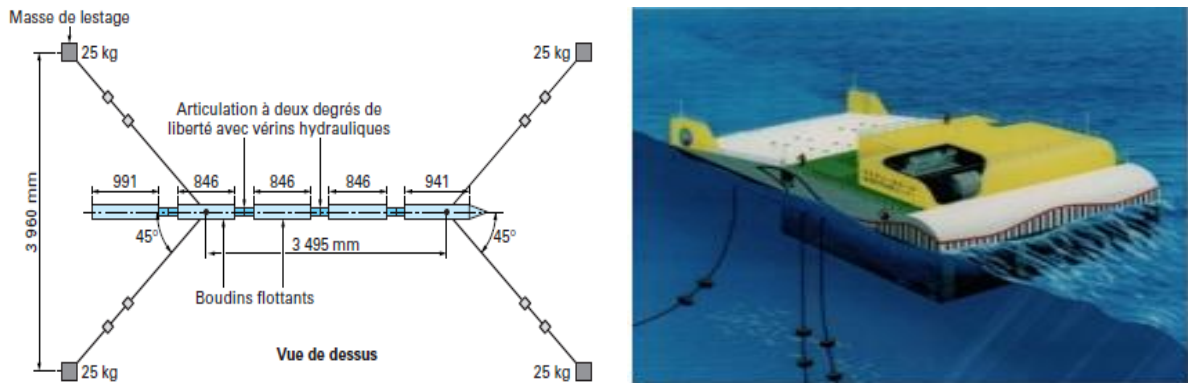
Ces systèmes dépendent de la technique utilisée pour actionner les générateurs électriques associés. De nombreux systèmes de flottations ont été conçus ;

Le système de conversion d'énergie se compose de parties flottantes positif à colonnes oscillantes reliées à des générateurs asynchrones par les turbines Wells à vitesse variable (300 à 1800 tr/min).

Le schéma I.21 montre le principe du système Pelamis proposé par Jamstec (Japan Marine Science and Technology Center) mis en service en 1998 la partie flottante est de 50x30



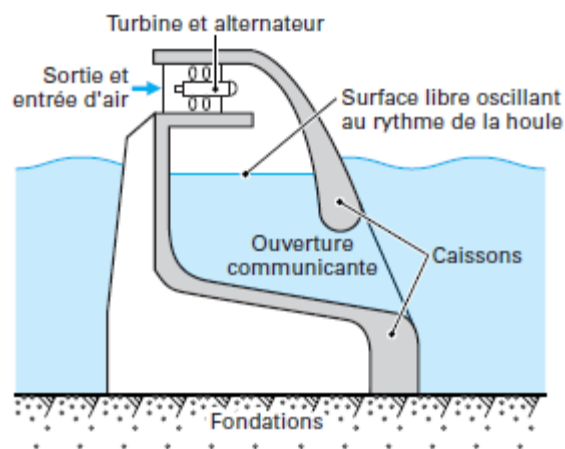
et 12 de profondeur à une puissance maximale de 110 kW, pour une productivité annuelle d'environ 120 MWh.



**Figure I.22** : Exemple de système à flotteur en surface (MightyWhale)[61]

- **Systèmes à colonne oscillante**

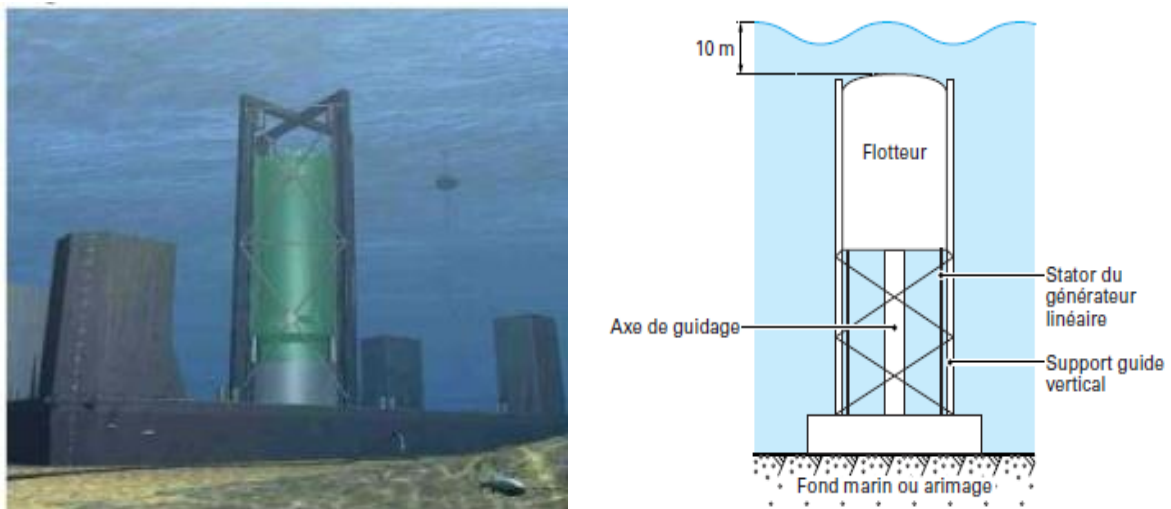
Ces systèmes sont également placés sur les côtes. Le système comporte une cavité ouverte immergée sous le niveau de la mer enclave de l'air entre la surface libre et un piston. Sous les vibrations sal dues aux fluctuations de l'eau, l'air est acheminé vers la turbine en inspiration ou en expiration pour entrainer l'alternateur produisant ainsi l'énergie électrique en continuité. Plusieurs prototypes ont été réalisés, comme (Toftstallen, Le Tapchan) située sur les côtes norvégiennes, dont ils fournissaient des puissances entre 350 et 500 kW. Les inconvénients majeurs de tels systèmes, qui sont assez intrusifs du point de vue environnemental, et les bruits acoustiques émis par les turbines.



**Figure I.23** : Principe de fonctionnement du système à colonne oscillante

- **Système à flotteur immergé**

Le concept de l'onde archimédienne propageant (en anglais l'AWS Archimede Wave Swing) consiste à exploiter le mouvement de pilonnage vertical sur une bouée totalement immergée. Une partie fixe du système est ancrée sur le fond de la mer et une partie mobile (flotteur cylindrique) sollicitée par la poussée d'Archimède subit les ondulations de pression hydrauliques de la houle et oscille avec. Le mouvement créé entraîne directement un générateur électrique. Le système « Archimedes Wave Swing » montré sur la figure I.24 est l'un des plus avancés.



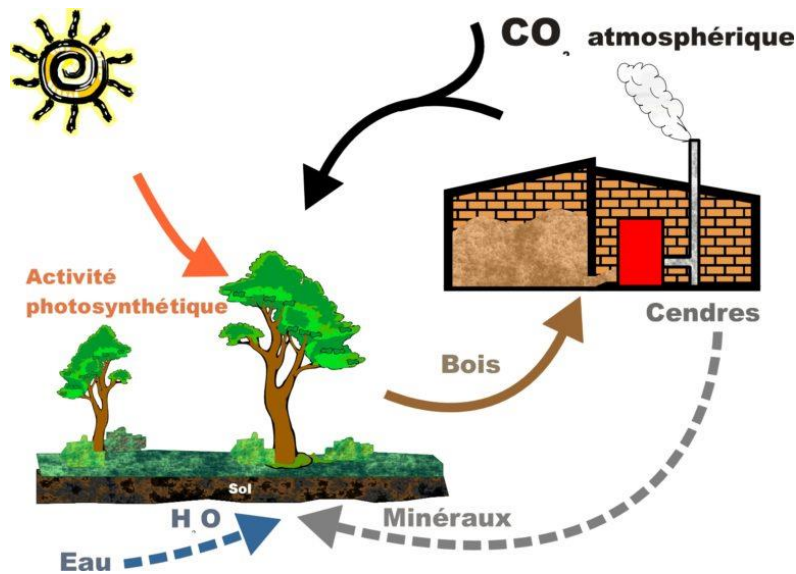
*Figure I.24 : Concept de l'AWS (système à flotteur immergé)*

### **I.3.4.6. Génération et cogénération à partir de la biomasse ou de déchets**

#### **I.3.4.6.1. Définition**

La biomasse est l'ensemble des substances organiques dont l'origine est végétale ou animale (vivantes). Par voies de transformation chimique et/ou biologique on peut transformer la matière première à des produits constituant une source d'énergie renouvelable tels le méthane les biocarburants les déchets incinérables etc [12].

Plusieurs types de déchets organiques ou secs constituent eux également une d'énergie renouvelable de grand potentiel tels que les déchets agricoles, ordures ménagères organiques et secs et autres [62].



*Figure I.25 : Cycle d'exploitation de l'énergie de la biomasse[63]*

#### **I.3.4.6.2. Principe de fonctionnement de la cogénération**

Le principe de fonctionnement des systèmes de génération et de cogénération utilisant la biomasse ou les déchets est assez simple qui suit les étapes suivantes. on fait incinérer ou fermenter des biomasse cultivées ou non (tournesol, betterave, colza...) ou bien les déchets de différents sorts, pour produire de la chaleur, chauffer de l'eau pour produire la vapeur afin d'entraîner un alternateur et enfin obtenir de l'énergie électrique [12, 62].

#### **I.3.4.6.3. Types de sources d'énergies issus de la biomasse ou de déchets**

- **Le Biogaz**

Le Biogaz est en générale du méthane synthétique obtenu par fermentation contrôlée ou non contrôlée de l'ensemble de déchets organiques cultivés ou non, ou même végétales ménagères. Ce gaz méthane résultant de ce procédé de méthanisation est de grande pureté et de caractéristiques chimique très semblable au gaz naturel fossile.

La récupération du méthane par fermentation des déchets est un grand bénéfice écologiquement car le méthane est 11 fois plus dangereux en termes de son effet de serre que le CO<sub>2</sub>.

La mise en œuvre d'une installation de fermentation à échelle industrielle nécessite toute une infrastructure combinée commence chez les producteurs des déchets tels que les agriculteurs et les éleveurs du batailles passant par les collecteurs arrivant aux usines de fermentation.

- **Biocarburant**

Il s'agit des biocarburants de différents types issus des produits agricoles comme les sésuils, le blé, l'orge, le maïs, le colza, la betterave, le tournesol, etc.

Economiquement cette industrie à causer un sérieux problème d'approvisionnement en produits alimentaires de grande consommation mondiale car elle était concurrentielle à la vocation fondamentale de ces produits.

- **Déchets secs**

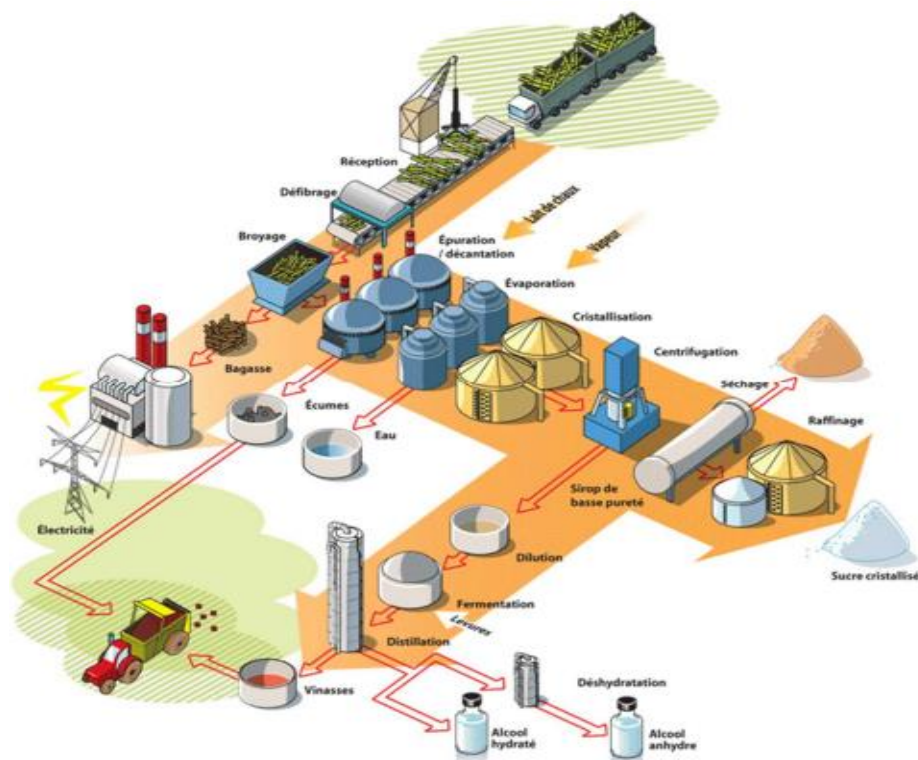
Regroupe l'ensemble des cultures secs telles que la paille, la bagasse de canne à sucre, le bois, l'alfa etc...

- ✓ *La paille*

La paille représente une partie de la tige de certaines graminées, appelées "céréales à paille", coupée avec l'épi au moment de la récolte. Il s'agit le plus souvent d'un coproduit de la production céréalière.

- ✓ *Bagasse de canne à sucre*

La bagasse est le résidu en matière fibreuse obtenu après broyage de la canne à sucre par le moulin pour l'extraction du jus de canne sucreries et distilleries. Généralement ; elle est valorisée en énergie dans les usines pour différentes exploitations. La bagasse est considérée comme un coproduit de la canne plus qu'un déchet de l'industrie sucrière et rhumerie. Elle est principalement composée de la cellulose de la plante, d'eau (50% en sortie de presse), de sucres résiduels, de lignocellulose dont des polysaccharides comme cellulose et hémicellulose, de lignine et de matière minérale incombustible [64]. Ces matériaux extraits par différents traitements mécaniques et chimiques [65].



**Figure I.26 :** Principe de fonctionnement de la filière classique de la canne à sucre

#### ✓ Le bois

Le bois et l'ensemble de ces résidus lors des différents procédés de transformations et de récupération peut être également considéré comme une voie très prometteuse dans le domaine énergétique. Il est exploité à moyenne échelle avec une valeur énergétique est d'environ 2.5 kWh/kg [66].

#### • Déchets ménagers

Regroupe l'ensemble des déchets ménagers valorisables énergétiquement (reste après l'usage ou la perte dans l'usage) comme le plastique, les huiles, le carton, les déchets végétaux etc... [67]. Un prétraitement sélectif est nécessaire qui peut être chez le consommateur ou après l'opération de collecte dans les déchetteries. Pour que chaque type soit orienté soit vers la cogénération ou vers les usines de méthanisation.

#### I.3.4.7. Energie géothermiques

L'énergie géothermique est un type d'énergie renouvelable très rentable près à l'usage direct en phase de turbinage ou pour le chauffage central. L'énergie thermique immergée sous forme de sources (fentes) d'eaux chaudes ou stockée ante stockée au-dessous de la terre sous forme d'eaux profondes chaudes ou même secs comme roches chaudes à cavité vide

(thermique). Cette chaleur provient pour l'essentiel des geysers, volcans et de radioactivité naturelle des roches. La géothermie peut être exploitée pour la production de l'énergie électrique, le chauffage et refroidissement [12]. Les températures offertes par cette source selon les profondeurs sont inférieures à 100°C tels que à 500 m de profondeur et lorsque l'on s'enfonce plus en plus dans le sol on trouve à des températures supérieures à 1000°C [68].



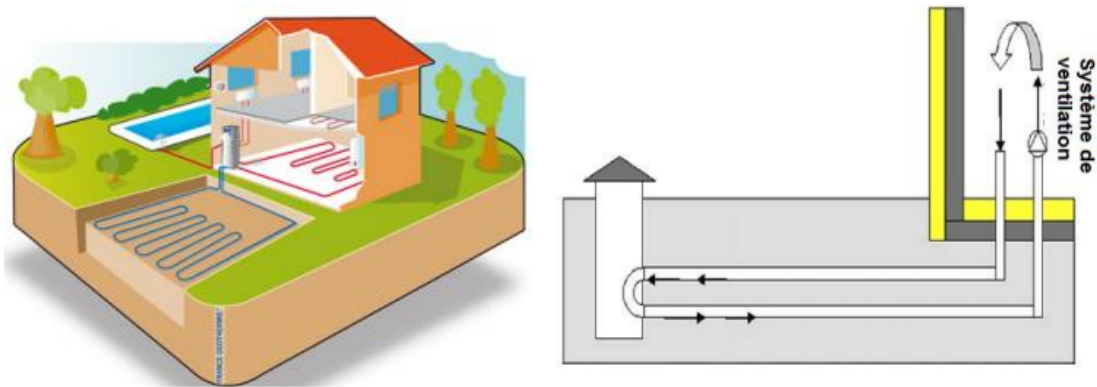
*Figure I.27: Schéma du Geysier en Californie [12]*

#### **I.3.4.7.1 Principe d'exploitation de la géothermie**

L'énergie géothermique se partage en deux grandes catégories qui sont la géothermie à roche avec nappe aquifère ou à roche sèche. Pour cela deux techniques sont utilisées pour les exploiter :

Pour le premier type la géothermie à roche avec nappe aquifère les techniques d'exploitations consistent à effectuer un puits d'installer une pompe à chaleur afin de récupérer l'eau chaude qui va être destinée directement au chauffage thermique ou selon sa température à l'obtention de la vapeur directement ou après surchauffage pour le turbinage des alternateurs des centrales électriques ; Pour le deuxième type, lorsque la roche chaude ne contient pas d'eau, on effectue deux forages le premier sert à drainer l'eau froide de l'extérieur vers la cavité de la roche tandis que le deuxième sert à extraire de l'eau chaude par pompage vers le haut pour l'exploiter de la même façon que le cas précédent.





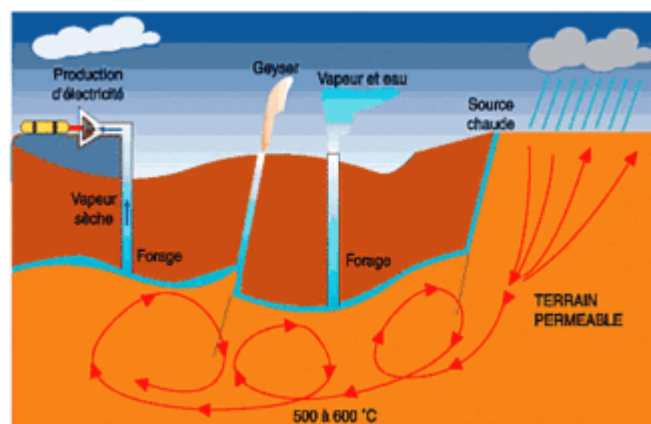
*Figure I.28 : Schéma explicatif échangeur air sol (boucle fermée)*

#### I.3.4.7.2 Différents types d'énergie géothermie

Un autre classement peut être considéré et qui dépend de la gamme d'énergie fournie par la source géothermique.

##### ✓ Géothermie haute énergie

La géothermie de haute énergie se caractérise par une température supérieure à 150 °C et elle est destinée à la production d'électricité par la vapeur qui jaillit du forage avec une pression suffisante pour tourner une turbine.



*Figure I.29 : Schéma illustratif de géothermie haute énergie [69]*

##### ✓ Géothermie moyenne énergie

La géothermie de moyenne énergie se caractérise par des températures comprises entre 100 °C et 150 °C. Elle est conçue à la production d'électricité en appliquant la technologie des fluides intermédiaires [70].

### ✓ Géothermie de basse énergie

Cette énergie géothermique exploite des nappes aquifères profondes qui se trouvent à une profondeur comprise entre 1600 et 2000 mètres, avec une température de 30 et 100°C. L'exploitation de cette énergie est réalisée soit par l'échange direct de chaleur, soit indirect par une pompe à chaleur, elle est destinée aux réseaux de chaleur pour les industries, le chauffage urbain, le thermalisme ou la balnéothérapie.

### ✓ Géothermie très basse énergie

Cette géothermie existe aux niveaux de certains aquifères superficiels situés entre 0 à 600 mètres de profondeur sous-sols (systèmes à boucles fermés jusqu'à 200 mètres), dont le niveau de température est comprise entre 0°C et 30°C. elle est destinée au réchauffement et au rafraîchissement des locaux par l'intermédiaire d'une pompe à chaleur [71].

#### I.3.4.7.3 Quelques caractéristiques d'une géothermique

Economiquement le cout de cette source dépend en général de cout de son installation de récupération et d'exploitation, elle est restreinte en sa localisation géographique avec un cout écologique très faible.

## I.4. Conclusion

Dans ce premier chapitre nous avons commencé par une introduction sur la tendance mondiale vers l'exploitation des sources à énergies renouvelables et leurs intégrations dans des systèmes de production classiques. Nous avons cerné la définition du terme énergie renouvelable son aspect historique qui est de l'antiquité et tout ce qui est exploitation de ces sources. Des statistiques et un état de lieu actuel et prévisionnel sur la situation mondiale et en Algérie ont été récapitulés lors de ce chapitre. Par la suite, l'ensemble des types de sources à énergies renouvelables ont été détaillé avec une focalisation supplémentaire sur la source éolienne (aérodynamique), dont elle sera le sujet de notre étude dans cette thèse.

Le deuxième chapitre sera consacré à l'étude de l'analyse du cycle de vie d'une source renouvelable sur le plan économique et écologique.

Cette étude est appliquée à la source éolienne et projetée sur un cas réel d'une centrale éolienne à Adrar en Algérie.



A dark blue vertical bar runs along the left edge of the page. A blue arrow-shaped banner points to the right from this bar, containing the text 'Chapitre II'. Below the bar, several thin, light blue lines curve upwards and outwards from the bottom left corner.

**Chapitre II**

# **Etude des cycles de vie d'un système de production d'énergie électrique**

## II.1. Introduction

Le changement climatique dû à l'augmentation des niveaux des gaz à effet de serre est l'un des problèmes les plus contraints économiquement et écologiquement mondialement au 21<sup>ème</sup> siècle. Les émissions de gaz à effet de serre sont issues de nombreux secteurs industriels et énergétiques, telle que le secteur de la production d'électricité dont il faut prendre les dispositions nécessaires pour trouver les solutions radicales à ce défi. L'analyse du cycle de vie quantifie la quantité potentielle d'émissions de gaz à effet de serre qui pourrait résulter de l'utilisation des différentes sources d'énergie est l'une des moyens qui sert à évaluer et déterminer les facteurs dominants augmentant l'équivalent des émissions dans ce type d'installations. Dans ce chapitre on présente une étude détaillée sur l'analyse de cycle de vie d'une source d'énergie renouvelable qui est la source éolienne. L'accent sera ensuite mis sur l'application du cadre méthodologique de l'ACV d'un parc éolien de production d'électricité qui fait l'objet de ce travail.

## II.2. Définition de l'analyse du cycle de vie

L'analyse de cycle de vie (ACV) est une approche méthodologique pour évaluer les coûts économiques et écologiques des systèmes industriels et énergétiques. Cette méthode prend en considération lors de son évaluation toutes les phases au long du cycle de vie d'un système, dès l'étape d'extraction des matières premières jusqu'au l'étape de recyclage en fin de vie de ce dernier. L'ACV est standardisée par les normes ISO 14040 et 14044 [72]. Il aborde les aspects économiques, écologiques et les impacts environnementaux potentiels durant le cycle de vie d'un système. L'ACV est un instrument permettant d'évaluer les incidences sur l'environnement et la santé humaine liées au cycle de vie complet en passant par les phases de fabrication, de transport et l'installation, d'opérations et l'exploitation et arrivant en fin à la phase de démantèlement et recyclage.

Au début des années 70, Holdren et Ehrlich (1974) ont d'abord tenté de déterminer les facteurs mondiaux conduisant à la détérioration de l'environnement. Ils ont proposé l'équation suivante :

$$I = P * A * T \quad (II.1)$$

Où (I) est l'ensemble impact environnemental, (P) est la population, (A) est la richesse par habitant exprimée en richesse matérielle par personne et (T) est le facteur d'intensité environnementale de la technologie mesuré en impact environnemental par richesse matérielle [73].

### II.3. Objectifs de l'étude et application de l'ACV

Le concept de l'Analyse de Cycle de Vie (ACV) repose sur l'analyse des flux élémentaires techno-sphériques, comprenant les activités humaines telles que la production, la transformation, ou encore la consommation, et l'écosphère, ce qui touche l'environnement naturel. L'ACV prend en compte toutes les activités interagissant dans le cycle de vie du produit. Son objectif est de localiser les points faibles de l'environnement ; elle est aussi pour analyser le cycle de vie de différentes technologies de production d'énergie électrique et utilisée pour comparer des études et donne des propositions alternatives.

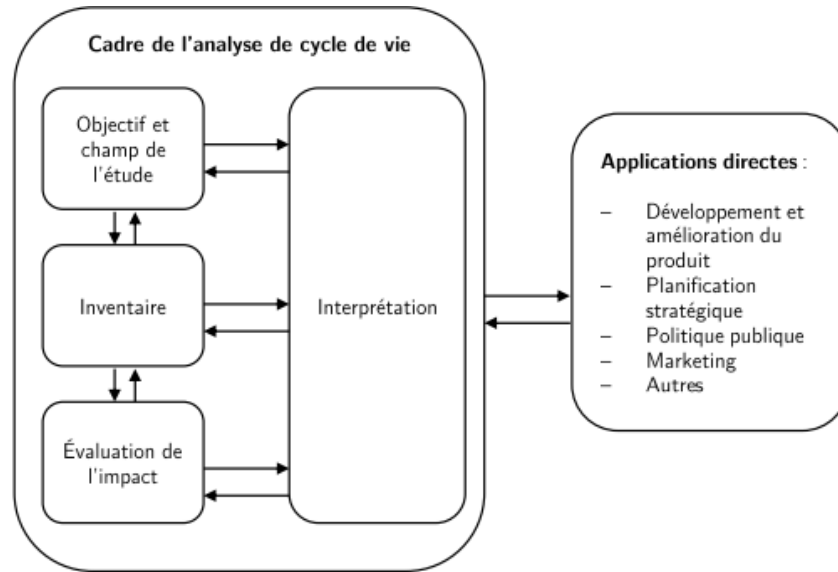
L'évaluation des principaux impacts environnementaux pour améliorer la conception de nouveaux produits en indiquant la pertinence environnementale du produit, et pour établir des recommandations dans les produits [74].

Suivant la norme ISO 14040 qui définit l'ACV comme étant des "compilations et évaluations des entrées, des extrants et des impacts environnementaux potentiels d'un système de produit durant de son cycle de vie" [72]. Les normes [ISO 14040 2006, ISO 14044 2006] enregistrent et illustrent le cadre méthodologique de l'évaluation de l'ACV, qui se compose de quatre phases :

- La définition des objectifs et délimitation du champ d'étude ;
- L'analyse de l'inventaire ;
- L'évaluation des impacts potentiels ;
- L'interprétation des données d'inventaire et des résultats de l'évaluation des impacts.

Ces étapes sont indépendantes et également interdépendantes, car des modifications sont apportées en fonction des résultats obtenus et peuvent avoir un impact itératif sur les autres étapes de l'analyse.

La figure suivante (II.1) illustre l'interaction entre ces phases :



*Figure II.1 : Interaction entre les différentes phases de l'ACV selon (ISO 14040 2006)*

La définition des objectifs et du champ d'application de l'étude permet de déterminer les frontières des systèmes et le niveau de détail requis. Les données sont collectées ensuite au cours de la phase d'inventaire. L'étape d'évaluation de l'impact permet d'évaluer les dommages environnementaux potentiels des systèmes selon les flux d'inventaire à l'étude. En dernier lieu, il est nécessaire d'analyser et d'interpréter les résultats pour fournir des recommandations [72, 75].

#### **II.4. L'impact simplifié pour le réchauffement climatique**

La figure II.2, montre le chemin d'impact simplifié pour le réchauffement climatique, qui relie les flux élémentaires de l'inventaire aux zones de protection. La description applique des modèles de voies d'impact à partir des flux initiaux signalés dans l'inventaire, à travers une série d'impacts causaux sur les zones de protection pertinentes pour la catégorie d'impact, comme montre la figure II.2 pour le réchauffement planétaire.

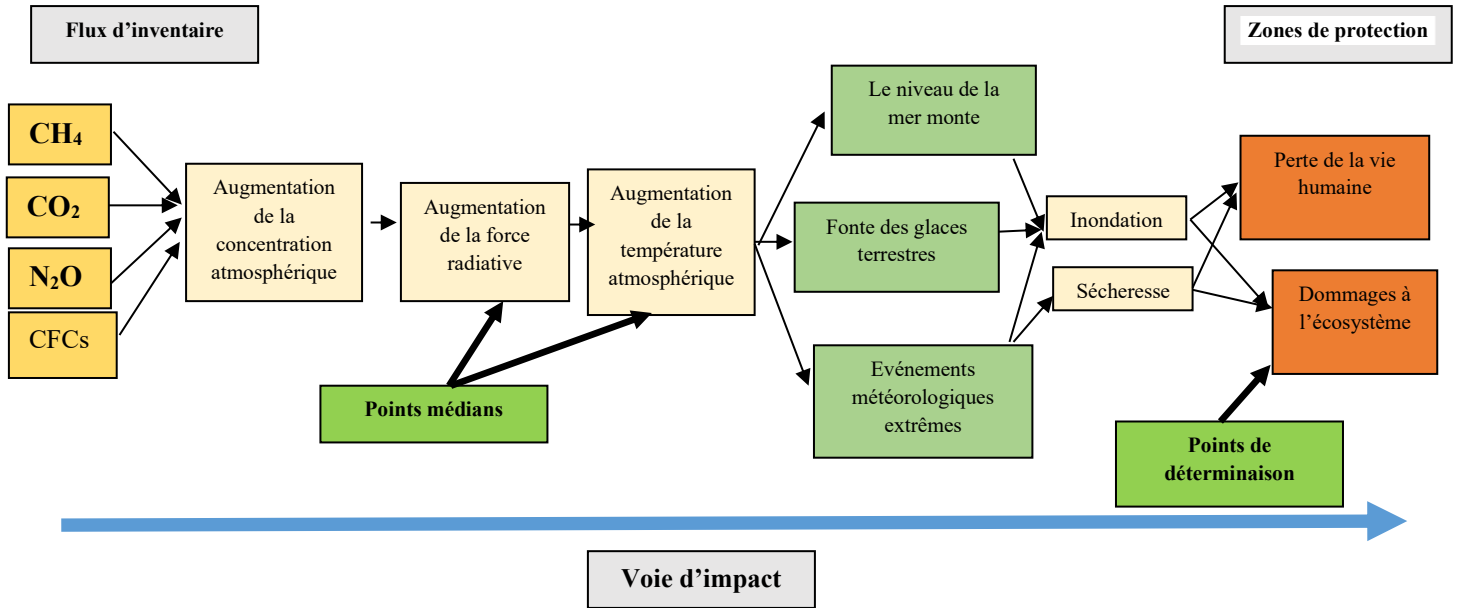


Figure II.2 : Voie d'impact simplifiée pour le réchauffement climatique reliant les flux élémentaires de l'inventaire aux zones de protection

Il existe plusieurs définitions des zones de protection [72], ils représentent les aspects les plus intéressants dont on cherche à travers l'ACV à révéler la possibilité de dommages au système de produit. L'ACV se concentre sur les trois domaines suivants : la santé humaine, l'environnement naturel et les ressources naturelles [76].

L'étude du cycle de vie d'un produit se considère quatre phases. L'extraction des matières premières, leur transformation en biens de consommation, la distribution au client, l'utilisation et l'élimination finale. Chacune de ces phases influe sur l'environnement. La figure II.3 illustre le cycle de vie et ses différentes phases.

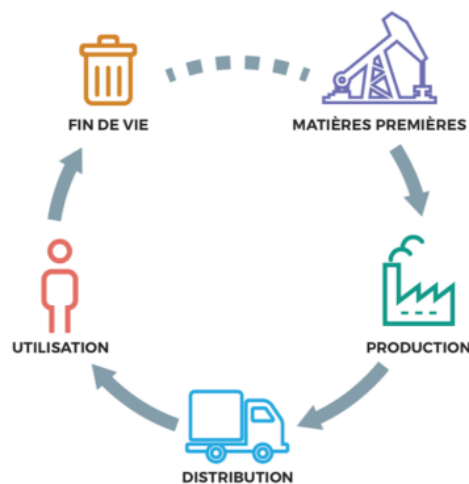


Figure II.3 : Représentation des phases du cycle de vie d'un produit

## II.5. Évaluation des systèmes de production d'électricité

Dans un cadre d'une écologie industrielle qui a pour objectif un développement durable, L'analyse du cycle de vie (ACV) c'est la méthodologie la plus utilisée pour mieux évaluer l'impact d'un système sur son environnement. Cette méthode évalue les différentes étapes du cycle de vie d'un système ou d'un processus dans le but de déterminer les impacts environnementaux générés directement ou indirectement.

- **ACV conséquentielle ou attributionnelle**

La méthodologie de l'ACV dépend du champ de l'étude et de l'objectif, qui constitue la première phase de l'étude de l'ACV. Il existe deux principaux types de la méthodologie d'ACV : attributionnelle (ACV-A) et conséquentielle (ACV-C) [77].

L'ACV-A vise à définir les flux entrants et sortants et les charges environnementales du cycle de vie d'un système et de ses sous-systèmes. Il comprend les divers flux d'entrée et de sortie liés aux frontières du système. L'ACV-A est une approche visant à décrire les flux environnementaux physiques potentiels d'un système de produits passé, présent ou futur.

L'ACV-C vise à décrire les évolutions et les changements de flux liés à certaines décisions. Elle englobe également les différents flux d'entrée et de sortie aux frontières immédiates du système. L'ACV-C représente aussi la convergence entre les modèles d'ACV et les méthodes de modélisation économique.

- **Les outils d'évaluation existants, avantages et inconvénients**

Actuellement, Il existe plusieurs outils permettant de réaliser l'ACV des systèmes de production. Les logiciels les plus utilisés dans la littérature sont présentés dans ce paragraphe.

Nous avons présenté les outils suivants pour calculer l'ACV d'un système :

GEMIS "Global Emissions Model for Integrated Systems" a été développé par l'institut allemand en 1989, est un modèle qui intègre les flux d'énergie et de matériaux, le transport et une base de données conséquente pour les systèmes de production [78].

SimaPro a été développé depuis 1990 et distribué par Pré Consultants, basés aux Pays-Bas,

GaBi est un logiciel de modélisation et simulation et évaluation de systèmes de produits, qui a été mis sur le marché en 1992, développé et distribué dans le monde par PE international

OpenLCA a été créé depuis 2006 et distribué par GreenDelta, il permet d'effectuer des calculs rapides et fiables et adaptables selon l'étude menée.

La base de données de l'ADEME : elle basé de données statistiques nationales, notamment les centres des ressources qui sont concernant sur les bilans de gaz à effet de serre.

L'inconvénient de l'utilisation de ces logiciels est la nécessité d'acheter une licence pour avoir accès aux différentes bases de données.

## **II.6. Application du cadre méthodologique de l'ACV**

### **II.6.1. Définition des objectifs et délimitation du champ d'étude**

Cette phase permet de déterminer les raisons de cette étude et les attentes issues de cette évaluation, et de définir les frontières de l'étude afin de délimiter les différentes phases de cycle de vie qui devront être considérées dans l'évaluation. Le champ d'étude doit être clairement défini à ce stade, en spécifiant les différents flux entrants et sortants et les processus primaires et secondaires. Les frontières sont essentielles dans le cas d'études de comparaisons de produits [79].

Dans une ACV, nous avons différentes définitions des frontières à prendre en compte :

- Une étude couvrant l'ensemble des étapes du cycle de vie du produit, depuis l'acquisition des matières premières jusqu'à la fin de vie du produit ; une analyse dit "du berceau au tombeau" ou "cradle-to-grave". La détermination des impacts du système durant son cycle de vie montre le principe d'holistique de la méthode [73].
- En prenant en considération l'étape allant de l'acquisition et l'extraction des matières premières au produit, l'étude dit "du berceau à la porte" ou "cradle-to-gate"[80] ;
- En considérant le produit qui arrive jusqu'à l'exploitation, c'est-à-dire en incluant la phase de distribution, l'acquisition du produit par l'utilisateur, l'étude est appelée "du berceau au client" ou "cradle-to-client" [81];
- Le sous-système comprenant la phase de maintenance et d'entretien est appelé étude "du berceau à la fin de l'utilisation" ou "cradle-to-end of use", sans considération de la fin de vie [82].

Dans notre travail, l'étude se focalise sur les différents impacts environnementaux résultant de la production d'électricité à partir les systèmes des énergies renouvelables. Toutes les étapes tiendront compte, sachant que la première phase est l'extraction et l'acheminement

des matières premières jusqu'au la fabrication est par le fabricant, nous évaluons les trois phases restantes qui sont la phase de transport & installation, la phase de maintenance et d'opérations et finalement la phase démantèlement et de recyclage en fin de vie. L'analyse des cycles de vies des systèmes consiste à évaluer l'équivalent en émission du gaz CO<sub>2</sub> produit générées à partir de 1 kWh électrique produit.

La Figure II.4 schématise les frontières des systèmes de production d'énergie étudiés ; chaque phase comporte un ensemble des tâches et d'opérations.

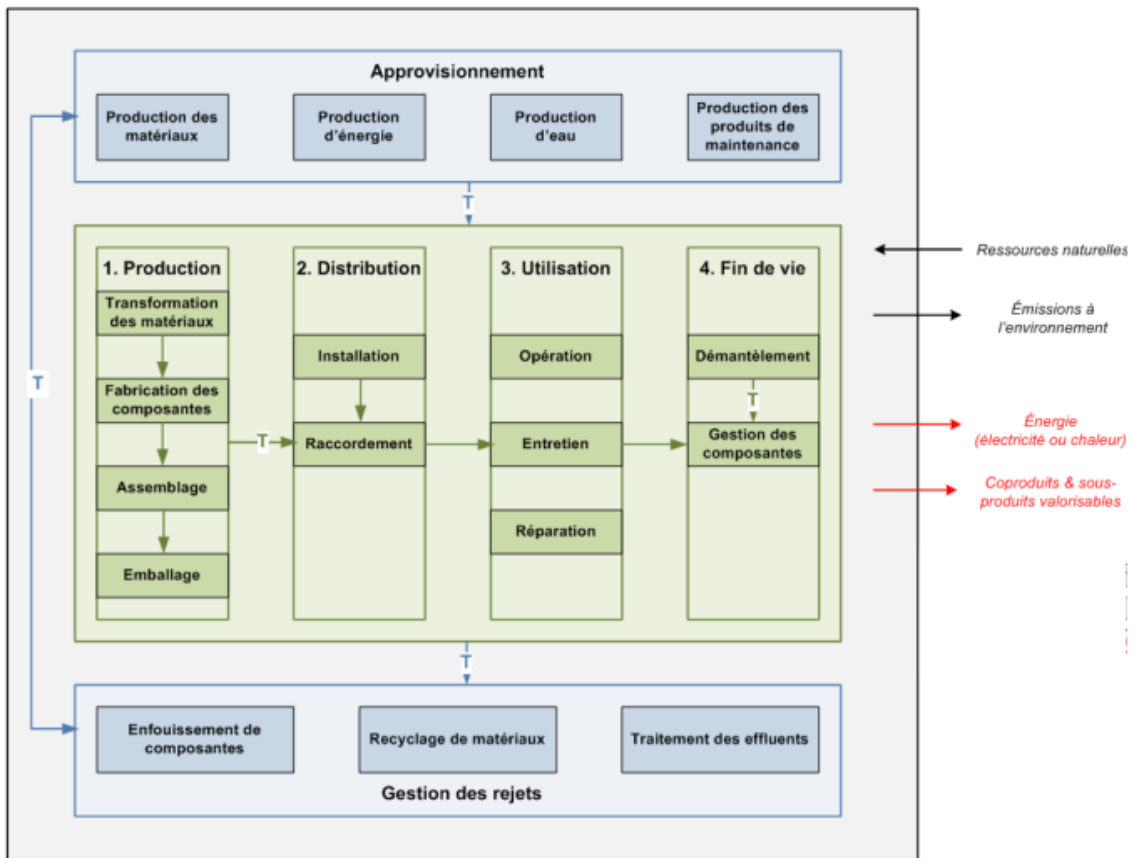
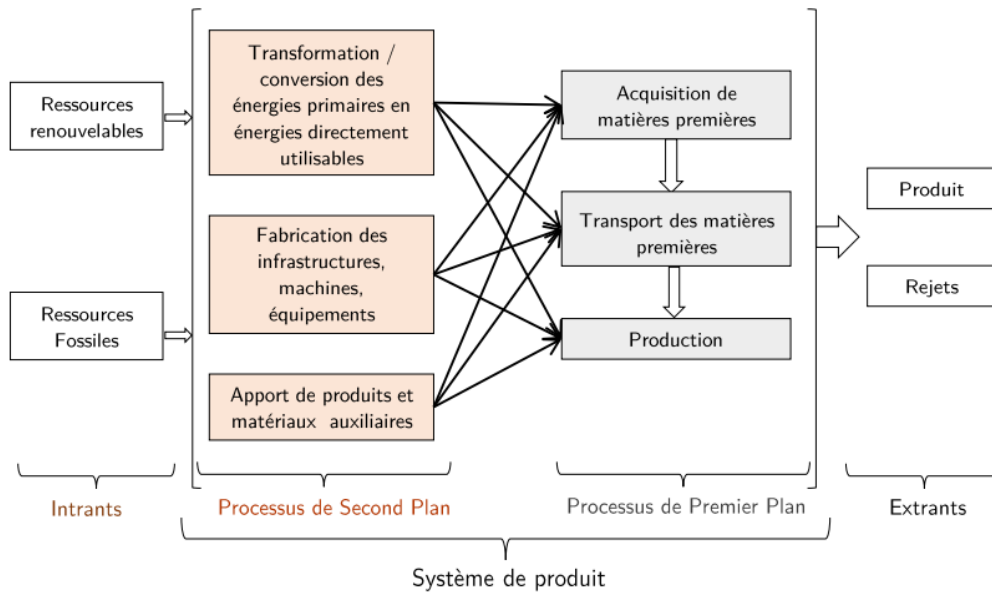


Figure II.4 : Frontières des systèmes de production d'énergie électrique





**Figure.II.5 :** Organigramme du système de la production d'électricité

L'unité fonctionnelle (UF) d'après la norme [ISO 14040 2006], est la performance quantifiée d'un système à laquelle se rattachent pour les calculs de l'inventaire et de l'évaluation des incidences. Pour la production d'électricité, elle définit généralement comme suit : « les émissions générées à partir de 1 kWh électrique produit et distribuer sur l'ensemble du réseau électrique ».

### II.6.2. Inventaire du cycle de vie

La méthode de l'inventaire du cycle de vie (l'ICV) consiste à quantifier et calculer les flux élémentaires (ressources naturelles extraites, flux émis par le système de produit dans l'air ou dans l'eau) qui s'échangent avec l'environnement par UF. Cette étape consiste à traiter pour chaque processus les flux élémentaires disponibles dans la banque de dépôt, à partir de base de données spécialisées, d'autres sources disponibles et adéquates, ou de la littérature, ou des données brutes qui ne sont pas encore mises à l'échelle de l'UF. Trois types du flux élémentaire sont distingués pour l'UF : l'extraction des matières premières, l'énergie consommée et les déchets de chaque procédé. Ces démarches du flux sont considérées dans toutes les étapes du cycle de vie. Pour être assurer le plus fidèlement possible à la réalité, des efforts doivent être faits pour l'assemblage des informations primaires le plus possible [75].

Trois techniques sont généralement mentionnées dans la littérature pour calculer l'ICV d'un système : la méthode d'ACV basée sur les processus (*Process-based LCA*, PLCA), la méthode des entrées-sorties (*Input-Output IO*) et le modèle hybride [83, 84].

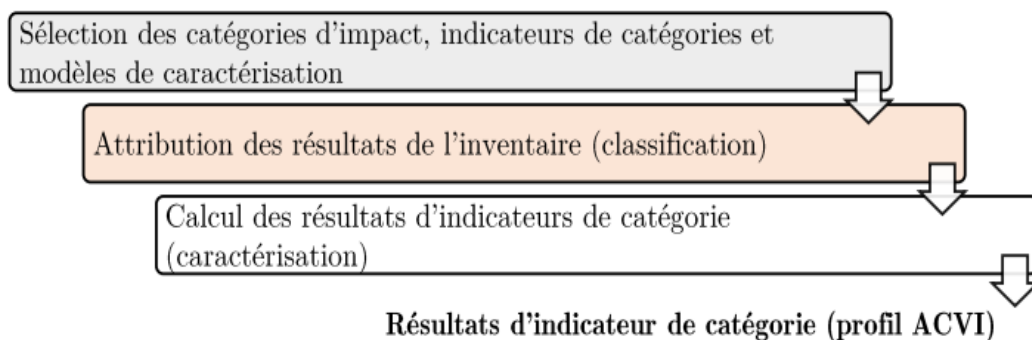
PLCA est une approche ascendante la quelle consiste à suivre sur l'organigramme du système de produits (figure II.5), l'objectif étant de prendre en considération tous les flux sortants de chaque processus considéré. Cette méthode permet de rendre compte de manière exhaustive des différents flux. Mais nécessite également du temps pour l'évaluation de l'ensemble des processus.

Par contraire, la méthode IO est une approche du type descendante qui considère l'ensemble des allocations et les activités afférentes, elle est basée sur des données utilisées généralement de statistique à l'échelle nationale, et les frontières de l'étude couvrent théoriquement le champ de toutes les activités entourant le produit.

La méthode hybride est la combinaison de la méthode IO et de la PLCA, a servi d'avoir une meilleure efficacité dans les résultats et grande précision les frontières des systèmes, mais elle génère les risques de double comptage d'informations et de données et de complexité mathématique. En outre, la méthode hybride possède des spécificités différentes selon les études réalisées, ce qui conduit à des méthodologies non standardisées et non homogènes qui ne peuvent pas être directement réappliquées.

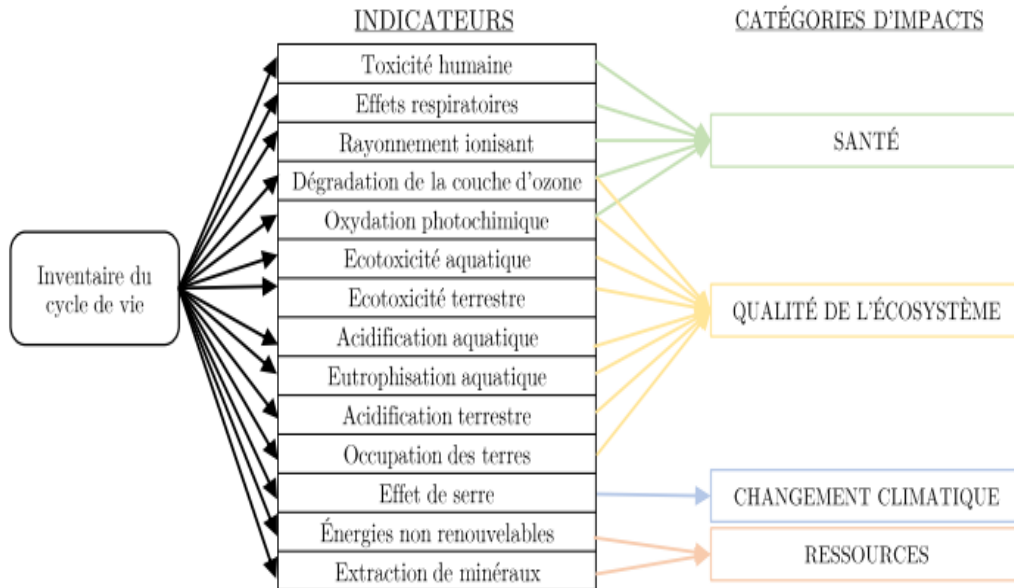
### II.6.3. Evaluation des impacts du cycle de vie

La phase d'évaluation d'impacts du cycle de vie (ACVI) est reconnue internationalement [85], elle est destinée à transformer les flux élémentaires répertoriés dans l'ICV, dans une série d'impacts identifiables pour scénarios comparés. Selon la norme [72], cette phase est conçue pour comprendre et évaluer le degré et l'importance l'ampleur des impacts potentiels d'un système de produits sur l'environnement au cours de son cycle de vie. Cette phase consiste essentiellement à exprimer les différents rejets et déchets de chaque étape sous forme d'indicateurs et en termes des catégories. La figure II.6 présente l'évaluation et le choix des catégories d'impact dans une ACVI.



**Figure II.6 :** Différents éléments de la phase d'ACVI selon [ISO 14040 2006]

Sur la base des données d'inventaire, les résultats sont classés pour déterminer les indicateurs, qui sont ensuite répertoriés pour définir les catégories des impacts. On peut distinguer quatre catégories de conséquences relatives à la santé, à la qualité de l'écosystème, au changement climatique et à la consommation des ressources, comme c'est classifié dans l'organigramme de la figure II.7.



**Figure II.7 :** Différents niveaux de classification des résultats d'inventaire en indicateurs environnementaux et en catégories d'impact

Les catégories de dommages peuvent être résumées comme suit [86]:

**Santé humaine :** cette catégorie comprend les produits ayant des effets toxiques (cancérogènes et non cancérogènes) et des conséquences sur les voies respiratoires. Pour évaluer le facteur de dommage, la gravité de la maladie potentiellement causée par ces substances est exprimée en DALYs - Disabled Adjusted Life Years (années de vie corrigées du handicap), une unité de mesure qui reflète les dommages causés à la santé humaine [87].

**Qualité de l'écosystème :** elle englobe les impacts relatifs à l'acidification et la nitrification terrestre, la toxicité aquatique et terrestre et à l'occupation des terres. Elle est déterminée en fraction d'espèces qui sont disparues potentiellement, sur une surface donnée et dans une certaine période de temps, par kg de substance émise ( $\text{PDF} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{an} / \text{kg}$ ).

**Changement climatique :** le potentiel de chaque gaz à effet de serre (GES) est exprimé en kilogramme d'équivalents de dioxyde de carbone ( $\text{kg CO}_2 \text{ éq.}$ ), il est basé sur les données relatives au forçage radiatif infrarouge.

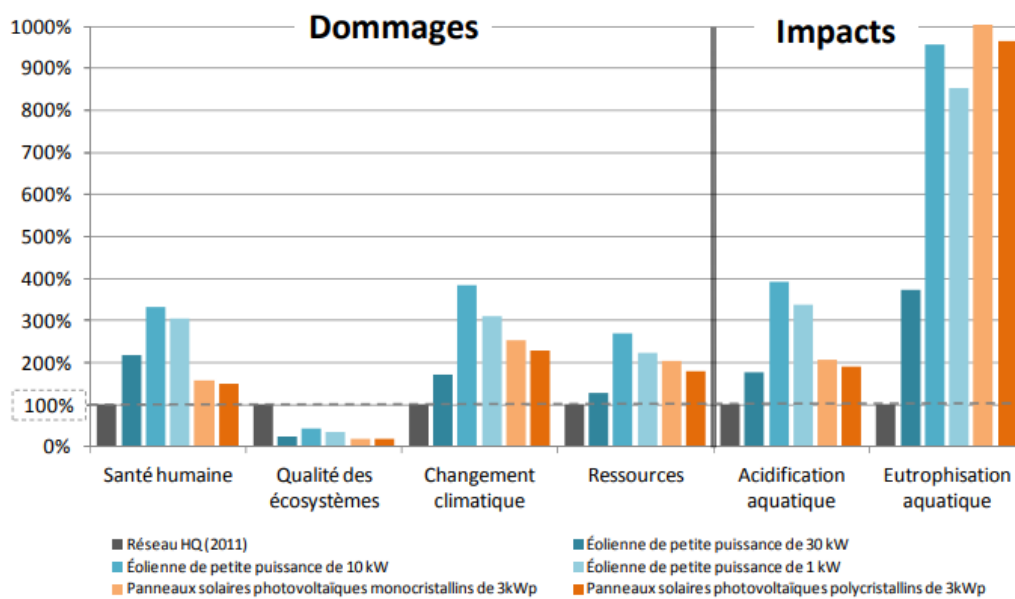
**Ressources :** Cette catégorie prend en considération l'utilisation de ressources énergétiques non renouvelables et l'extraction de minéraux, quantifiées en (MJ).

#### II.6.4. Interprétation d'un exemple d'évaluation des impacts du cycle de vie

L'exemple présenté concerne l'évaluation des impacts du cycle de vie des différents systèmes d'approvisionnement en électricité étudiés par rapport à 1 kWh d'électricité distribué.

L'étude présente en résultats une comparaison environnementale des différents systèmes de production d'électricité par énergie renouvelable (photovoltaïque, éolien à 1KW /unité et 30KW/unité), par rapport à 1 kWh d'électricité distribué par Hydro-Québec en 2012.

Cette phase de l'ACV est associée au système pour discuter les résultats obtenus suite à l'évaluation des impacts environnementaux du cycle de vie, afin de mettre les perspectives et les recommandations nécessaires pour remédier ou au moins réduire ces impacts. La figure II.8, présente un exemple de résultats regroupant les impacts et les dommages répercutés sur les différents des systèmes.



**Figure II.8 :** Comparaison environnementale des différents systèmes étudiés par rapport à 1 kWh d'électricité distribué par Hydro-Québec en 2012 [88]

Les résultats de six indicateurs sont présentés en termes relatifs, en utilisant comme référence d'approvisionnement en électricité par la société d'Hydro-Québec au Canada (Les résultats comparent les systèmes de production d'électricité étudiés par rapport à 1 kWh d'électricité. Dans cette comparaison, Le réseau d'Hydro-Québec (qui représente une valeur de

100 %) est nettement favorisé par rapport aux les autres systèmes de production d'énergie renouvelable évalués pour les indicateurs ; Santé humaine, Changements climatiques, Ressources, Acidification du milieu aquatique et Eutrophisation du milieu aquatique. La qualité de l'écosystème est favorable à tous les systèmes de production d'électricité par apport au réseau d'Hydro-Québec, en raison des émissions toxiques dans le sol éventuellement générer par le réseau de distributions [75].

Pour les trois systèmes éoliens de 1, de 10 et de 30 kW. Il est remarqué que, plus une éolienne à une grande taille et capacité, plus sa performance environnementale par rapport à la production de 1 kW d'électricité est bonne.

## **II.7. Conclusion**

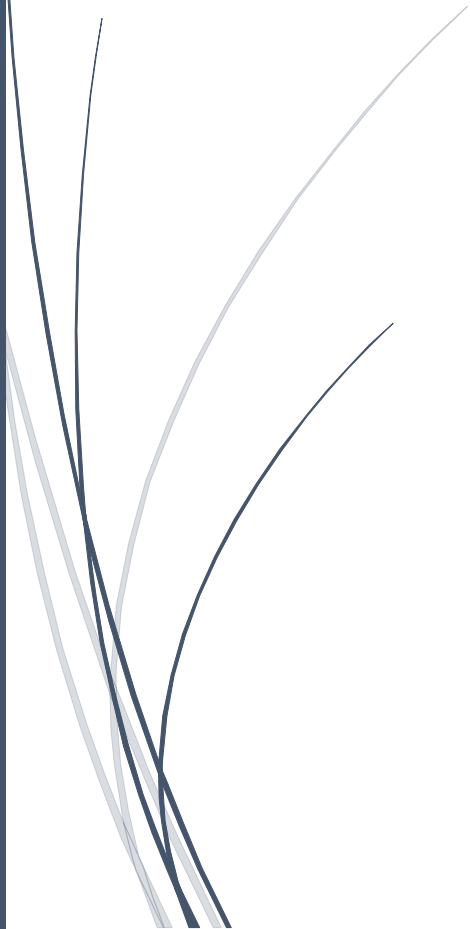
A travers ce chapitre nous avons présenté une vue détaillée sur le concept de l'analyse de cycle de vie ACV cette approche qui prend en charge l'évaluation des couts économique et écologique d'un système d'approvisionnement donné. Le réchauffement climatique, comme un impact d'un cycle d'un système donné est définit. Nous avons donné plus de détaille sur l'évaluation d'un cycle de vie d'un système de production d'électricité afin d'appliquer cette méthode d'analyse ultérieurement dans ce qui suit de notre travail.

Les outils d'évaluation existants, les avantages et l'inconvénient de ces outils sont évoqués. La méthodologie de l'application de l'ACV, ces objectifs sont expliqués. Nous avons finalement donné une explication sur l'évaluation des impacts d'un cycle de vie d'un système et sa façon d'interprétation via un exemple.

Ce chapitre est la base d'un troisième chapitre qui sera consacré à l'étude de l'ACV d'un système éolien avec un cas réel.

## Chapitre III

# Évaluation économique et écologique et optimisation du cycle de vie d'un parc éolien



### III.1. Introduction

La production d'énergie électrique a basé essentiellement à un temps pas loin, sur certaines sources dites classiques et considérées comme non-renouvelables à l'exception de la source hydraulique. Plusieurs facteurs politiques, économique et écologique [89-91] ont agi individuellement ou rassemblées pour s'orienter vers ce qu'on appelle les sources d'énergie renouvelables et propres. En réalité, ces sources considérées comme alternatives aux sources classiques, présentent des cycles de vie concrétisées indispensablement par des coûts écologiques et économiques considérables [92].

Comme source d'énergie renouvelable, la filière d'énergie éolienne et malgré les avantages et le progrès connus par cette source, présente des soucis économiques et écologiques contraignantes dès leurs installations à leurs éliminations. Ecologiquement un cycle de vie d'un parc éolien contribue par un équivalent d'émissions de gaz à effet de serre (CO<sub>2</sub>) qui représente selon les climatologues le plus grand problème en termes de changement climatique sur la planète [93]. Economiquement, l'ensemble des phases constituant un cycle de vie d'un parc éolien, représentent un apport financier important de la production énergétique de ce dernier [94]. En tenant compte de tous ces facteurs économiques et écologique pertinents à la fois en termes de capital total directe et indirecte équivalent à l'impact écologique, il est indispensable de maîtriser le coût total d'un parc pour une puissance offerte concurrente sur tous les horizons par apport à une puissance produite par des sources classiques non-renouvelables.

Dans ce chapitre, nous détaillons comment évaluer économiquement et écologiquement un parc éolien durant la période de son cycle de vie. Cette partie sera projetée sur un cas réel qui est la centrale éolienne de Kabertane d'Adrar au sud d'Algérie [93], Nous proposons par la suite plusieurs scénarios en fonction de la puissance unitaire des éoliennes pour une puissance de production installée. Cette deuxième partie nous permettre d'étudiée le choix optimal d'un scénario par rapport aux conditions opératoires et de l'endroit d'installation des parcs éoliens.

### III.2. Synthèse bibliographique sur l'analyse de cycle de vies

Les cycles des vies d'une installation de production d'énergie électrique à partir d'une source renouvelable, sont surtout évalués économiquement et écologiquement. Le coût économique se traduit par l'évaluation des dépenses financières déployer pour un ouvrage dès son installation jusqu'au son désinstallation (élimination), tant disque le coût écologique est évaluer par l'équivalent de son émission en CO<sub>2</sub> [95]. Beaucoup de travaux publiés en littérature

proposent des méthodes d'évaluation de ces deux coûts soit séparément soit conjointement le long des cycles de vies de ces installations. Par rapport au coût économique, les travaux de Julia Nilsson, et Bertling [96] ; proposent, une étude d'analyse sur le coût du cycle de vie (études de cas). Ils proposent une méthode de gestion de la maintenance des systèmes éoliens à l'aide de systèmes de surveillance de l'état pour analyse des coûts du cycle de vie pour des systèmes éoliens. Avant cela, Rydh et al [97] ; s'était focalisé durant ses études sur les coûts et les émissions résultant de l'entretien et du recyclage de divers pièces rechangées. Jensen et all [98] ; à leurs tours, suggèrent une étude analytique approfondie de deux types d'éoliennes onshore et offshore, et de leur impact sur les prix de l'immobilier des maisons unifamiliales résidentielles et de vacances à proximité au Danemark. Nous montrons que la production d'énergie électrique est entièrement produite par des énergies renouvelables.

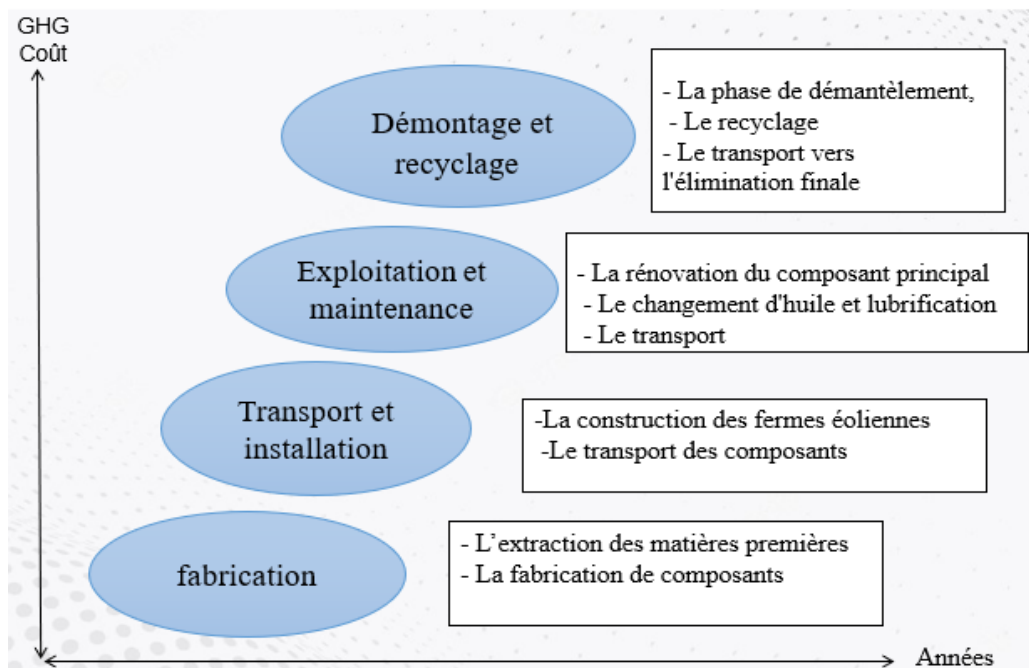
Afin de quantifier efficacement les impacts environnementaux causés habituellement par les technologies énergétiques, la méthode utilisant l'analyse des cycles de vie (ACV) est considérée comme étant une bonne méthode utilisée dans ce domaine. Plusieurs travaux peuvent être cités tels que : La première étude qui a été réalisé par Lenzen et Munksgaard [99] ; qui déterminent l'équivalent des émissions en CO<sub>2</sub> des éoliennes en utilisant l'AC. L'évaluation des cycles de vie a été étudiée au niveau de la plupart des pays européens comme l'Allemagne, la France, l'Italie et le Danemark, qui ont réalisé des grands progrès en termes de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en général et en particulier à partir de la source éolienne [100-103].

Nous devons signaler que la chine est considérée comme l'un des pays les plus touchés par la pollution et qui accélère ces efforts en transition vers les énergies renouvelables. Chen et al [104] ; ont étudié la consommation d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre du profil éolien de la Chine à travers une étude de cas d'évaluation d'une centrale éolienne située dans la province du Guangxi. Ceci a été confirmé par Xue et al [105], qui ont réalisé une ACV pour la même centrale éolienne dans le Guangxi afin d'évaluer les émissions de polluants atmosphériques autres que les gaz à effet de serre. Wang et all [106], émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie des éoliennes terrestres et offshore Les résultats montrent que l'intensité de l'ACV pour les éoliennes terrestres est de 0,082 KG CO<sub>2</sub>-eq /MJ et de 0,13 KG CO<sub>2</sub>-eq /MJ pour les éoliennes offshore. Ces études ont été faites pour connaître le pourcentage de contribution aux émissions de gaz à effet de serre afin d'atteindre des taux convenables.



### III.3. Analyse du cycle de vie d'un parc éolien

Comme nous le savons, un cycle de vie d'un parc éolien, comporte quatre phases chaque phase se caractérise par son coût écologique qui représente l'équivalent en émission de CO<sub>2</sub> ainsi que son coût économique qui représente la dépense financière de l'ensemble des opérations propres à cette phase.



*Figure III.1 : Organigramme des phases du cycle de vie et les opérations associées d'une éolienne*

La figure III.1 montre l'organigramme des phases du cycle de vie et les opérations associées d'une éolienne. Les processus accompagnant un cycle de vie des éoliennes (terrestres et extracôtées) sont organisés en quatre étapes : fabrication, transport et installation, exploitation et entretien, et démantèlement et élimination. Chaque étape comprend un certain nombre de processus. Au cours de la phase de fabrication, la fondation, la tour, la nacelle, le rotor et des parties du réseau de transport sont supposés être fabriqués dans une usine d'éoliennes. Ensuite, ces composants seront transportés de l'usine au site électoral et seront assemblés et installés par des travaux de grue et d'autres travaux de construction sur le site au stade du transport et de l'installation. Les processus au stade de l'exploitation et de la maintenance comprennent le changement d'huile et de lubrification, la rénovation de l'engrenage et du générateur, et le transport vers les turbines pour un contrôle régulier. Enfin, au stade du démantèlement et de l'élimination, les principaux processus comprennent ; le

démantèlement, le transport du lieu de construction à l'élimination finale, et la manutention ultérieure des matériaux, soit par recyclage ou par enterrement.

Les émissions totales de GHG sont données par l'équation générale suivante :

$$GHG_T = GHG_M + GHG_{TI} + GHG_{OM} + GHG_{ED} \quad (III.1)$$

M : indique la phase de fabrication; TI : indique la phase de transport et l'installation; OM : indique la phase de l'exploitation et l'entretien; ED : indique démantèlement et recyclage [106].

Chaque terme de l'équation (III.1), représentent une récapitulation des équivalents d'émissions en CO<sub>2</sub> de chaque phase.

De la même façon que dans le cas de l'évaluation de cycle vie écologique on procède à une évaluation du coût économique pour chaque phase. Quatre phases essentielles sont considérées dont leurs coûts caractéristiques sont les suivants : coût d'investissement, coût d'installation et transport, coût d'exploitation & maintenance, et finalement le coût de démantèlement & recyclage. Chacun de ces coûts peut être subdivisé en un ensemble de sous-coûts qui détermine les variables clés menant au coût total de cycle de vie [107, 108]. L'équation fondamentale du LCC (life cycle cost) :

$$L_{Cost} = C_{inv} + C_{TI} + C_{O\&M} + C_{DR} \quad (III.2)$$

Les paramètres économiques et les données d'entrée considérés dans le cadre de cette équation sont les suivants : C<sub>inv</sub> : Le coût de l'investissement, C<sub>TI</sub> : représente le coût du transport et de l'installation, C<sub>O&M</sub> : le coût de l'exploitation et maintenance, C<sub>DR</sub> : est le coût de recyclage et élimination.

Nous détaillons par la suite comment évaluer économiquement et écologiquement un parc éolien durant la période de son cycle de vie. Cette partie sera projetée sur un cas réel qui est la centrale éolienne de Kabertane d'Adrar au sud d'Algérie.

### III.3.1. Phase de fabrication et de fondation

#### III.3.1.1. Pour les GHG liés à la fabrication

L'analyse de l'étape de fabrication commence par une étude détaillée des composants de l'éolienne et la connaissance des composants les plus importants et leurs facteurs d'émissions. Pendant la phase de fabrication, on suppose que les composants de la tour, de la nacelle et du rotor sont en provenance de différentes destinations, cela fait varier la distance de transport ainsi que les caractéristiques des matériaux selon le constructeur et par conséquent l'équivalent en émission CO<sub>2</sub>. La grande majorité de ces émissions proviennent de l'extraction, transformation et le transport des matières premières rentrant en usinage des pièces (telles que l'acier, le cuivre, l'époxy, etc.) [109]. La masse de matériaux utilisés a été évaluée sur la base des rapports techniques et des manuels des fournisseurs et de fabrication (Annexe 1). GHG de la fabrication est calculée en utilisant l'équation (3) [110] :

$$GHG_M = \sum_{i=0}^n input_i * G_i \quad (III.3)$$

*input<sub>i</sub>* La quantité utilisée du matériau *i*. *G<sub>i</sub>* Facteur d'émission de CO<sub>2</sub> du matériau *i* (Annexe 2).

#### III.3.1.2. Pour les coûts liés à de la fabrication

Le premier terme de l'équation (III.2), représente le coût de l'investissement. Ce dernier dépend de la puissance de l'éolienne. Cette puissance définit la taille et la gamme de puissance de l'éolienne sur laquelle le calcul de coût se base. Les gammes de puissance des éoliennes sont normées comme suit : micro (0-1,5 kW), petite (1,5-20 kW), moyenne (20-200 kW) et grande (200>). Nous avons adopté à partir des travaux estimant ces coûts rencontrés dans ce cadre, deux méthodes distinctes. La première repose sur une quantification globale forfaitaire selon la gamme de puissance des éoliennes installées. Le tableau III.1, représente ces quatre gammes en fonction du coût moyen [111]. Basant sur cette classification, on peut définir le coût de l'investissement et qui se compose du coût de sa fabrication et de ses composants.

Type de de l'éolienne	Les gammes de puissance des éoliennes (kW)	Le coût spécifique (\$/kW)	Le coût spécifique moyen (\$/kW)
Onshore (terrestres)	< 20	2200–3000	2600
	20-200	1250–2300	1775
	>200	700–1600	1150
Offshore (maritime)	-	1300– 1400€/KW	1350

Tableau III.1 : Taille des éoliens avec le coût spécifique [112, 113]

Le tableau III.1, montre les coûts spécifiques des éoliennes selon leur tailles et leurs puissances [114]. La fonction du coût approximatif initial de l'investissement par unité éolienne est donnée par équation (III.4)

$$\text{Cost}_{wt} = \text{ASC}_{size} * P_{nml} \quad (\text{III.4})$$

$\text{Cost}_{WT}$  Coût approximé de construction [\$] ;  $\text{ASC}_{size}$  le coût spécifique moyen [\$/kW] ;  $P_{nml}$  puissance nominale [KW].

D'après l'équation (III.4) et les données fournis par le tableau III.1, nous pouvons estimer le coût d'une éolienne de 850 kW y compris ses travaux de constructions, avec une tour de 50 m, s'élève à 0.977 million\$ l'équivalent de 127.01 millions DZ. La durée de vie prévue de l'éolienne est de 20 ans.

La deuxième méthode serre à détailler le coût global à une sommation de plusieurs termes de coût partiel, tel qu'il est dénombré dans l'équation (III.5)

$$\text{Cost}_{WT} = \sum_{i=1}^m Q_i * \text{ASM}_i + C_{labour} + C_{capital} + C_{energy} + C_{r\&d} + C_{legal\&financial} + C_{suppliers\&others} \quad (\text{III.5})$$

Les variables technico-économiques identifiées sont :

$Q_i$  : La quantité de matière pour le matériau i [tonne] (Annexe 1),  $\text{ASM}_i$  : Représentent le coût spécifique de chaque matériau [\$/tonne];

$C_{labour}$  : Les coûts sont liés à l'ensemble des services de l'entreprise ;

$C_{capital}$  : Représentent la valeur des immobilisations corporelles ;

$C_{legal\&financial}$  : Représentent les frais d'assurance et de construction financière ;

$C_{r\&d}$  : Est une partie des coûts d'exploitation du fabricant ;

$C_{suppliers\&others}$  : Incluent le coût des fournisseurs lorsque les composants sont achetés et non produits, ainsi que tous les coûts non comptabilisés dans les catégories précédentes.

Le premier terme de l'équation (III.5), regroupe ; le coût de la fondation qui représente la plus grande partie de la masse totale de l'éolienne constitue la majeure partie du coût de construction. Le coût de construction des éoliennes regroupe les coûts du rotor, de la tour et de la nacelle de chaque éolienne installée dans le parc éolien terrestre, dépend de nombre des éoliennes et la puissance nominale de chaque éolienne.

### III.3.2. Phase de transport et d'installation

#### III.3.2.1 Pour les GHG liés à de transport et d'installation

Ce volet dépend de la distance entre point de fabrication et de fourniture des unités éoliennes et le point de leurs installations. Il dépend aussi de la distance séparant le point de fourniture des matériaux de construction du génie civil (biton, ferraille ...) et le parc éolien. Ces deux composantes sont strictement liées au mode de transport utilisé (ferroviaire, maritime, aérien). Pour les conditions d'accessibilité, et si possible, généralement un parc éolien est installé dans des zones facilement accessibles par les moyens de transport, mais écartées par rapport aux agglomérations. Notre site se place sur l'axe routier liant Adrar- Timimoune (pas de transport à distance de 1211 km du port d'Oran (endroit de transit des composants de l'installation), considéré dans cette étude et à distance 1150 km du point d'approvisionnement le plus proche en ciment (cimenterie de Zahana), le transport du ciment est assuré par les camions. Le tableau III.2 suivant récapitule les données nécessaires permettant le calcul de l'équivalent d'émission en CO<sub>2</sub> lié à ce mode de transport.

Intensité du diesel (L/T.KM)	Densité du diesel (kg/L)	Facteur d'émission (Kg eq CO <sub>2</sub> / Kg)
0,05	0,83	3,246

Tableau III.2 : Indicateurs de base des émissions de carbone en phase de transport [106, 115]

Les émissions équivalentes de CO<sub>2</sub> pour la phase de transport et d'installation ont été calculées comme suit :

$$GHG_{TR} = \sum_{i=1}^n D_i * P_i * I * S * f \quad (III.6)$$

Où

D : Distance pour le type i [Km]; P : Poids du matériel pour le type i [tonne] ; I : Intensité du diesel [L/tonne.KM]; S : Densité du diesel; f : Facteur d'émission (K eq CO<sub>2</sub>/Kg).

### **III.3.2.2 Pour les coûts liés à de transport et d'installation**

La construction d'un parc éolien nécessite une opération de transport (maritime, routière), des travaux de fondations et montage des unités aérodynamique, la pose et installation des câbles pour la transmission d'énergie et des sous-stations de contrôle et éventuellement d'autres opérations et travaux. Du point de vu délais et des coûts associés aux différentes opérations, en pratique, le transport et l'installation dominant les tâches en terme de durée et les apports en terme de coûts d'un projet [116]. Dans le cadre de notre étude, la valeur du coût d'installation de notre cas réel du parc éolien Kabertane, l'offre de réalisation présentée par le groupe Cegelec (Compagnie Générale d'Entreprises Électriques) met en avant un investissement de 22 millions d'euros (l'équivalent de 3.3 milliards DZ), (fourniture, construction et installation) du parc. Dans le cahier des charges, il est prévu que Cegelec fait appel pour la réalisation du génie civil, l'acquisition de certains équipements et composants des travaux de montage et le transport, aux entreprises algériennes [117]. Pour les autres scénarios proposés nous avons proposé un modèle par la projection d'une méthode utilisée pour l'estimation du coût de l'installation et du transport en offshore détaillée au référence [116] sur des parcs installés en onshore. Pour cela nous avons substitué le mode de transport maritime par le transport routier. Le modèle proposé est implanté via un programme de calcul par Matlab.

### **III.3.3. Phase de maintenance et d'Operations**

#### **III.3.3.1 Pour les GHG liés à la phase maintenance et d'opérations**

Les opérations de maintenance sont imposées par les conditions opératoires d'exploitation (effets mécaniques et électriques) ainsi que les contraintes climatiques du site (poussière, température de région, givre ...), dont il est installé le parc éolien. Trois sous opérations sont incluses dans cette phase, en additions les co-opérations qui sont détaillées comme suit :

- Les opérations de maintenance périodiques nécessaire pour le fonctionnement continu et ordinaire pendant l'exploitation des unités de productions. Les contraintes mécaniques appliquées aux différentes parties des éoliennes ainsi que les mécanismes hydrauliques d'orientation qui nécessitent à la fois le remplacement des pièces défailantes et le vidange et le

remplacement des quantités colossales des huiles et de lubrifiants. Proportionnellement à la taille et au modèle de l'éolienne, L'équivalent d'émission associée à cette opération dépend de la densité massique d'huile et son facteur d'émission de CO<sub>2</sub> [104, 118].

- L'ensemble de ces opérations représente un équivalent d'émission estimé à 5% de la masse totale de la turbine, d'après la référence [97].

- Entre autres le transport de personnels d'entretien est un élément le plus important comme co-opérations de maintenances. Ce dernier dépend strictement de la distance parcourue par l'équipage d'intervention. A titre d'exemple dans notre étude la centrale d'Adrar, la distance est de 150 km par bus faite quotidiennement.

L'équation (III.7) regroupe les trois termes de cette opération afin d'évaluer l'équivalent d'émission en CO<sub>2</sub>.

$$GHG_{M\&O} = \sum(GHG_{replace}, GHG_{oil\&lubr}, GHG_{prsnl\trpt}) \quad (III.7)$$

GHG<sub>replace</sub> : Représente l'équivalent émission/remplacement ; GHG<sub>oil&lubr</sub> : Représente l'équivalent émission/huiles et lubrifiants ; GHG<sub>prsnl transp</sub> : Représente l'équivalent émission/coopérations.

### III.3.3.2 Coût des opérations et de maintenance

Les coûts de maintenance représentent une partie importante du coût total, pendant la durée de vie d'une éolienne. Dans ce volet, on prend en considération les pannes régulières et imprévisionnelles ainsi que les frais de déplacement du personnel de maintenance. Il s'agit des pannes enregistrées surtout dans les éléments dynamique (boîte vitesse, système hydraulique, éléments d'orientation...). Afin de réduire le coût de la maintenance, il est très utile de faire recours à des opérations de surveillance de l'état de certains composants les plus sensibles à grande probabilité de défaillance [119]. Cette procédure se réalise par l'intégration de système de contrôles permanent à distance. A noté que lors des opérations de maintenance l'arrêt provisoire de production est considéré comme étant une puissance perdue qui devra être comptabiliser parmi le coût de maintenance [120]. Nous présentons l'équation des coûts des opérations de maintenance comme suit :

$$Cost_{O\&M} = \sum(C_O, C_M, C_{loss}) \quad (III.8)$$

$C_0$  : Représentent le coût d'opération qui comprennent le coût d'assurance et douane, et les Frais de transmission des pièces change.  $C_M$  Représentent le coût de maintenance (fix programmé et variables non programmé).  $C_{loss}$  Représentent le coût d'énergie perdu pendant la réparation des pannes, donc le coût des pertes de production, il est possible d'évaluer comme suit [121]:

$$C_{loss} = N * P * C_f * C_{el} * D \quad (III.9)$$

$N$  : Nombre des éoliennes ;  $P$  : Puissance des chaque éolien [120] ;  $C_f$  : Cacteur de capacité de parc éolien ;  $C_{el}$  : Coût de 1 kWh d'électricité \$/kWh ;  $D$  : Durée de pannes[h].

### III.3.4.Phase du démantèlement et de recyclage

#### III.3.4.1. Impact écologique de la phase de démantèlement et de recyclage

L'estimation du coût écologique de la phase de démantèlement et d'élimination reste en absence des données réalistes, une estimation prévisionnelle ce qui impose la proposition des scénarios afin de compléter l'étude sur le cycle de vie des parcs éoliens. Un scénario est planifié de telle façon à cerner l'ensemble des opérations et de problèmes d'élimination accompagnant cette phase [122]. Il s'agit de l'ensemble des opérations de démontage, de démolitions, de transport des déchets de décombres et de recyclage de différents matériaux. A cours de ces opérations tout un process doit être mis en point afin de procéder à la séparation des matériaux dans même ordre lors de leur construction au cours du processus de fabrication. De cette façon, le niveau de recyclage des matériaux peut être maximisé. Au stade de récupération des produits, il est important de prendre en compte les impositions environnementales [123]. Cependant, il n'y a pas de recommandations précises sur les conséquences de cet atelier.

D'autre travaux estiment les taux de récupérations par matériaux (l'aluminium, le cuivre, le fer...) entrant dans la fabrication des composants [124]. Certains matériaux de constructions sont aussi prés en compte tels que le béton et les co-produits.

Il est à noter que certains composants ne sont pas recyclés soit à cause de leurs coûts élevés soit à cause de leurs faibles rendements comme les composants électroniques.

#### III.3.4.2. Coût de la phase de démantèlement et de recyclage

Cette phase aura lieu à la fin de cycle de vies de parc éoliens ce qui la rendre indéfinie. L'estimation du coût de cette phase se fait donc en traçons un scénario de démantèlement et de



recyclage. On peut distinguer trois opérations successives caractérisées chacune d'elle par son coût économique et écologique. Il s'agit des opérations de démantèlement, de recyclage ou de débarrasement des produits y compris le béton des bases des éoliennes. Certaines produits sont valorisés par recyclage tels que le cuivre aluminium et d'autres matériaux ; cette opération entrain des coût supplémentaire tels qu'ils sont montrés dans le tableau III.3 soient débarrassés par enfoncement pendant la démolition des matériaux de la surface du sol, le recyclage des matériaux recyclables et l'enfouissement des matériaux non recyclables [110].

Composants	Percentage de recyclage (%)	Coût du recyclage par kg	Facteur d'émission de CO <sub>2</sub> (Kg eq CO <sub>2</sub> / Kg)
Cuivre	95 %	1,42 €/kg.	0.88
Aluminium	95 %,	0,65 €/kg	3.54
Fibre de verre	100 %	87,15 €/tonne	-
Acier	90 %	54,5 €/tonne	0.84
Matériaux restants	-	119,8 €/tonne	0,004
Polypropylène	-	-	0,6

Table III.3:Facteurs d'émission des composants et de leur coût dans le recyclage [97, 125-127]

### III.4. Étude et analyse de coût de cycle de vies d'un parc éolien

#### III.4.1. Etude référentielle

Pour réaliser une étude pratique, nous projetons l'aspect théorique pré-détaillé sur un cas réel qui est le parc éolien Kabertane d'Adrar en Algérie tel qu'il est à son état réel. Afin de compléter notre étude, nous proposons d'autres scénarios sous les mêmes conditions opératoires (même emplacement de site avec la même puissance produite).

#### III.4.2. Site éolien de KABERTANNE

L'Algérie s'est engagée dans une nouvelle phase d'exploitation des énergies renouvelables, avec un programme gouvernemental qui consiste à produire 22 GW d'électricité à partir de sources renouvelables à l'horizon 2030[128]. Il est fondamental de connaître avec précision le potentiel éolien garanti sur l'endroit future du projet, car c'est de lui que dépend la viabilité économique et écologique de la centrale à réaliser [129]. En Algérie la région de kabertane à grand sud d'Algérie située à la localité d'Adrar représente un gisement important le plus riche parmi toutes les autres régions réputées par ce type de sources d'énergies renouvelables en Algérie. Ce site de Kabertane est centré dans le désert du Sahara au sud-ouest de l'Algérie, localisé à une distance de 75 Km au nord de la ville d'Adrar. Cette zone géographiquement localisée par les coordonnées suivants 28° 27'31.8" N 0° 03'14.7" W [130, 131]. Avec 12 éoliennes modèle gamesa G.52-850 kW, le parc éolien de Kabertane a été mis en service au début de Juin 2014, la ferme éolienne de Kabertane est un projet rentable et cela est dû au bon choix de site et au bon choix d'équipements en termes d'adaptation avec les conditions opératoires et climatique de la région (générateur, changeur de transmission, système de contrôle, transducteurs, etc.).

#### III.5. Résultat et discussions

Nous commençons la présentation de nos résultats par ceux de notre cas réel celui de la centrale de Kabertane à Adrar au sud de l'Algérie avec une puissance installée de 10,2 MW et des éoliennes de type GAMISA G52-850 KW.

Nous calculons pour notre cas réel, les quantités et valeurs appropriées de l'équivalent en émission de CO<sub>2</sub> et le coût financier pour chaque phase, ce qui va nous permettre de calculer leurs intensités globales par rapport aux KWh d'électricité produite. Ces résultats sont récapitulés dans le tableau III.4 et représentés sur la figure III.2.

Phases	GHG émissions (t CO <sub>2</sub> eq).	Percentage de GHG (%)	Intensité de GHG (kg CO <sub>2</sub> eq/ KWh)	Coût (Million\$)	Percentage du coût	Intensité de coût (\$/KWh)
Fabrication	3741.33	48.94		11.73	68.4	
Transport & installation	1818.864	23.79		2.5	14.6	
Opération & maintenance	780.221	10.2	0.0049	2.114	12.3	0.01
Démantèlement & recyclage	1304.196	17.06		0.79	4.7	
Somme des phases	<b>7644.61</b>	100%		<b>17.14</b>	100%	

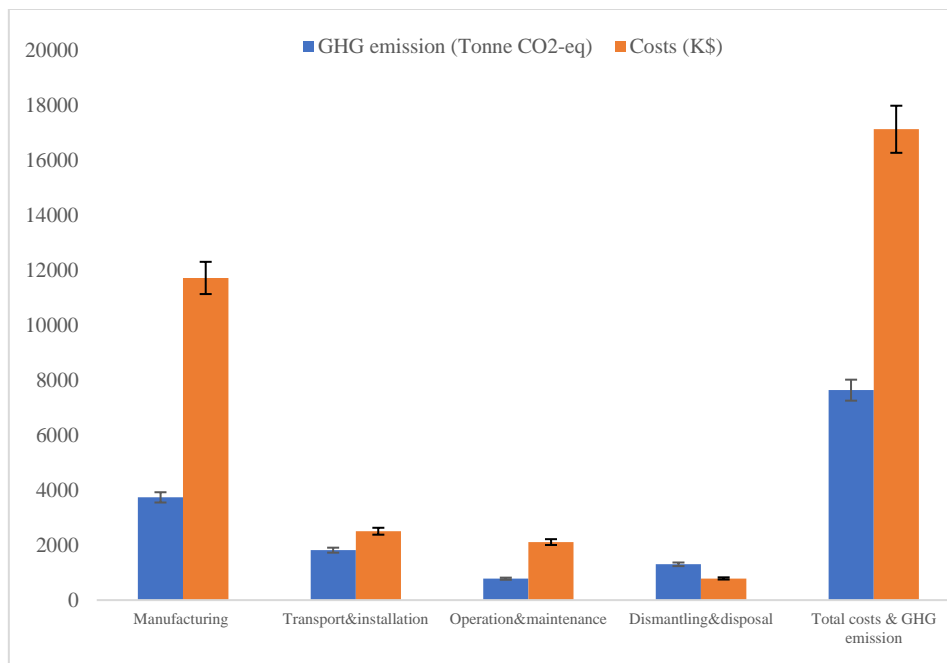
Tableau III.4 : Émissions nettes et valeurs des coûts économiques et écologiques pour l'ensemble du cycle de vie du parc éolien de Kabertane, Adrar, Algérie

En analysant les résultats du tableau III.4, on observe que les valeurs calculées des émissions de CO<sub>2</sub> dans ce cas pour l'ensemble des phases du cycle de vie donnent un global de **7 644,61 tonnes** de l'équivalent en CO<sub>2</sub>, alors que le coût du cycle de vie est de **17.14 Millions\$** pendant 20 ans. La production d'électricité à partir de notre parc éolien est de 589723,2 MWh. À travers ces deux données, nous pouvons déterminer les intensités des émissions de gaz à effet de serre et le coût financier du cycle de vie qui sont calculés en prenant le rapport entre les deux coûts (écologique, économique) et la quantité d'énergie produite pendant la durée de vie du parc éolien. Les intensités obtenues pour le parc éolien de Kabertane sont alors de 0,012 kg-CO<sub>2</sub>eq/KWh et 0,01 \$/KWh.

La figure III.2 montre les quantités d'émission de GHG et les coûts de chaque phase du cycle de vie du parc éolien 10.2 MW.

Il est à remarquer que la valeur du coût économique de la phase de fabrication représente la plus grande contribution au coût financier total durant la période du cycle de vie du parc avec un pourcentage de 68,4%, suivi d'une contribution de 14,6%, de la phase de transport et d'installation et puis par un pourcentage de 12,4% de la phase d'exploitation et maintenance,

alors que la phase de démantèlement et l'élimination représentent la plus basse de contribution d'une valeur de 4,6%.



**Figure III.2 :** Emission de GHG et coût du cycle de vie du parc éolien 10.2 MW (Kabertane)

La figure III.2 montre l'émission de GHG et coût du cycle de vie du parc éolien 10.2 MW.

Pour le coût économique représenté par les équivalents des émissions en CO<sub>2</sub> de l'installation éolienne, la même approche pour les deux premières phases est retenue et qui place la phase transport et installation en tête dont sa contribution est de 48,94% devant la contribution de la phase de qui est de 23,7%. Cependant, l'opposé est vrai pour deux phases restantes où les valeurs des leurs pourcentages de contribution sont de 10,2% et 17,06%, pour la phase de maintenance&d'opération et la phase de démantèlement et recyclage respectivement.

Les contributions importantes et dominantes de la phase transport/installation et la phase fabrication, soit en termes de coût économique soit en termes de coût écologique sont des résultats justifiables car les besoins en termes de matières et d'énergies sont les élevés pour la réalisation de ces phases ce qui engendre proportionnellement les coûts les élevés par rapport aux autres phases.

- **Effet de type d'unités de l'éolienne en fonction de sa puissance unitaire par rapport à la puissance installée**

En fixant la puissance à installer d'un parc éolien le maître d'ouvrage aura le choix de la puissance unitaire des unités éoliennes qui fournissent en totalité la puissance demandée, cela détermine le nombre nécessaire des éoliennes selon la gamme de puissances unitaires standardisées chez le fabricant (0.8, 0.85, 1.5, 2, 3 MW) [118, 132-134]. Par conséquent, plusieurs scénarios en fonction de nombre d'éolien requis. En termes de coût cela donne la possibilité à un choix optimal. Dans ce contexte nous proposons d'étudier plusieurs scénarios en fonction d'éoliens pour une même puissance installée.

Les scénarios proposés sont montrés dans le tableau (IV.5), on fixe la même valeur de la puissance produite à 12Mw pour l'ensemble des scénarios ; qui sera d'un rapport entier par rapport aux puissances unitaires des éoliennes de chaque scénario [118, 132-134].

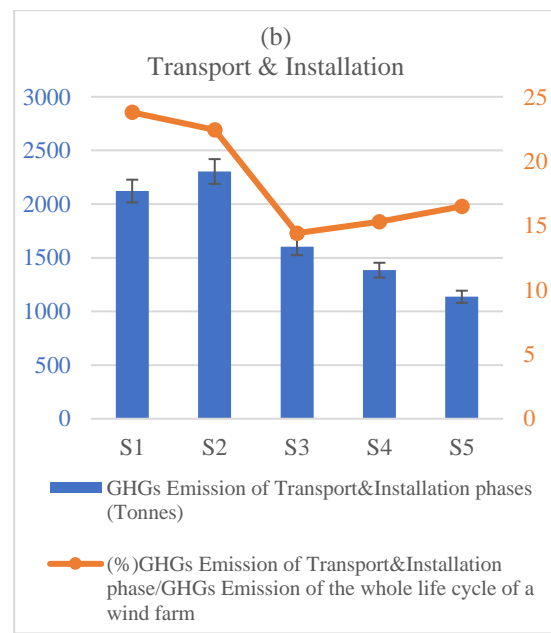
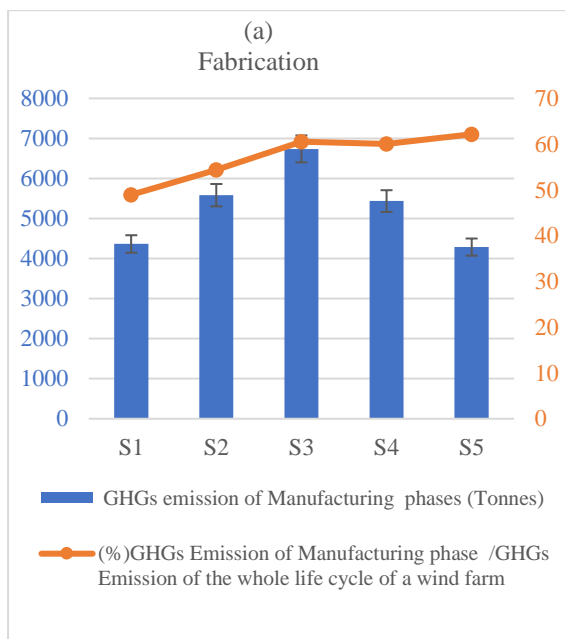
Scénarios	Taille (Mw)	Num de éoliennes	Fabrication (Tonne de CO2 eq)	Transport & installation (Tonne de CO2 eq)	Exploitation & maintenance (Tonne de CO2 eq)	Recyclage & démantèlement (Tonne de CO2 eq)
S1	0.85	14	4364.88	2122.003	910.25	1521.57
S2	0.8	15	5583.45	2304.208	973.65	1406.03
S3	1.5	8	6738.68	1604.57	868.69	1919.38
S4	2	6	5436.04	1384.35	676.4	1555.6
S5	3	4	4286.68	1136.6	492.95	980.03

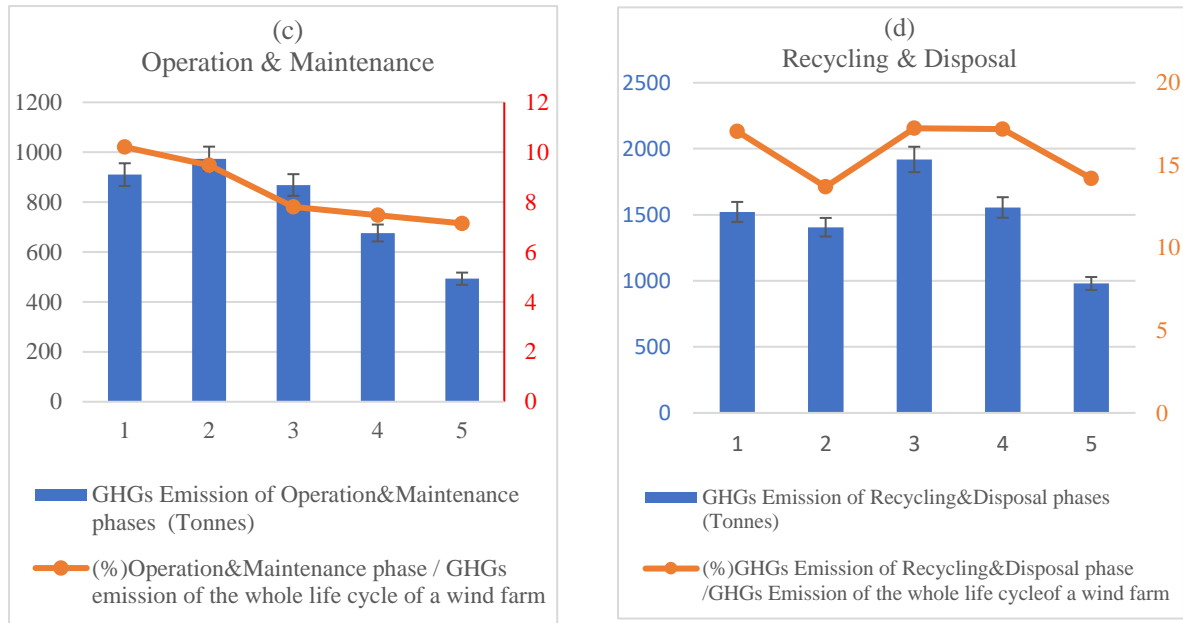
Tableau III.5 : Effet écologique de la puissance nominale de l'éolienne sur le cycle de vie

Scénarios	Taille (Mw)	Num des unités	Fabrication (Dollars)	Transport installation (Dollars)	Exploitation & maintenance (Dollars)	Recyclage & démantèlement (Dollars)
S1	0.85	14	11 996 278	2 897 600	2 779 029	922 075
S2	0.8	15	12 122 250	2 973 800	2 806 258	914 837.5
S3	1.5	8	13 277 792	2 607 800	2 863 832	1 017 775
S4	2	6	12 180 816	2 823 300	2 810 017	804 048
S5	3	4	11 504 736	3 914 600	2 772 614	658 379.1

Tableau III.6 : Coût économique de chaque phase pour cinq scénarios sur le cycle de vie

• **L'étude écologique**





**Figure III. 3 :** Comparaison de l'émissions de GHG (CO<sub>2</sub>) de chaque phase (a, b, c, d) pour les cinq parcs éoliens et leurs contributions.

Les figures (III.3-a, b, c, d), représentent conjointement deux variations ; la première est un histogramme montrant les valeurs des équivalents en émission de CO<sub>2</sub> de chaque phase pour les cinq scénarios pour la même puissance installée ; la deuxième c'est un graphe qui représente les taux de contributions de chaque phase par rapport au coût total de GHG en cycle de vies pour les cinq scénarios.

Pour la première variation en remarque que l'ensemble des histogrammes présentent la même tendance de variation pour les quatre phases dans les cinq scénarios avec une augmentation vers une valeur maximale puis une descente. La valeur maximale de la contribution de chaque phase ne correspond pas à chaque fois au même scénario. La figure III.3-a la valeur maximale est de 5896.35 Tonnes en S3, la figures III.3-b la valeur maximale est de 1996.98 Tonnes en S2, la figures III.3-c la valeur maximale est de 843.83 Tonnes en S2, ainsi que la figures III.3-d la valeur maximale est de 1679.46 Tonnes en S3.

Pour la deuxième variation, les graphes montrent des faibles écarts entre la valeur minimale et maximale des taux de contributions de chaque phase, on compare les phases entre eux que la contribution de la phase de fabrication est la plus dominante parmi les autres pour l'ensemble des scénarios.

De la première variation et la deuxième en peut conclure que le coût total du GHG dépendra du taux de contribution de la phase la plus dominante qui est la fabrication.

• L'étude économique



Figure III. 4 : Comparaison du coût économique du cycle de vie de chaque phase (a, b, c, d) pour les cinq parcs éoliens et leurs contributions

Les figures (III.4-a, b, c et d), montrent simultanément deux variations. La première variation se présente via un histogramme qui donne les valeurs des coûts en dollar (\$) de chaque phase pour les cinq scénarios sous les mêmes conditions de fonctionnement. La deuxième



variation sous forme d'un graphe montrant les taux de contributions de ces coûts par rapport au coût total de cycle de vie d'un parc éolien.

Pour la première variation on constate que la tendance de variation des contributions de chaque phase n'est respectée pour l'ensemble des scénarios. La figure (III.4-a) représente également une valeur de coût important avec un maximale dans S3 (pour l'éolienne classe 1.5 MW) est 13 277 792 \$ et un coût minimum de fabrication est 11 504 736 \$ dans le scénario S5 (pour l'éolienne de classe 3Mw). La figure (III.4-b) qui correspondante à la phase du transport & installation ; la valeur maximale du coût est 3 914 600 \$ en S5 et une valeur minimale de la phase est de 2 607 800 \$ en S5. La figure (III.4-c) montre les coûts d'exploitations et maintenances. Dans le troisième scénario a été d'environ 2 863 832 \$ en S3 très importante. La figure (III.4-d) représente la phase de démantèlement et recyclage qui va connaître la plus forte baisse de coût avec une valeur maximale est 1 017 775.42 \$ en S3.

En suivant le deuxième graphe qui représente la contribution des phases sur les cinq scénarios (III.4-a, b, c, et d), on peut remarquer que la majeure contribution est localisée en phases fabrication et la phase de transport & installation avec des taux allant de 60 à 70% et de 15 à 25% respectivement, pour l'ensemble des scénarios, au détriment des contribution des deux autres phases qui contribuent avec des pourcentages allant de 9 à 11 % pour la phase d'opération & maintenance et de 2 à 4 % pour la phase de recyclage et élimination. On remarque clairement en comparant les tendances des variations des contributions des quatre phases une augmentation passant du premier scénario au cinquième pour la phase de transport & installation contrairement aux autres phases restantes. On peut dire que l'utilisation des éoliennes à des puissances unitaires importantes augmente le taux de la contribution de la phase de transport et installation en coût total du parc.

### III.6. Intensité du coût écologique et économique

Le calcul de l'intensité (GHG, Coût) est une étape nécessaire pour connaître l'influence des différentes capacités et types d'éoliennes. Il est nécessaire de l'effectuer en premier lieu pour la détermination les coûts et émission en équivalent de CO<sub>2</sub> à la phase initiale du système et pendant toute la durée de vie. En effet cela permet de trouver les puissances transmises et injectées par le parc éolien dans le réseau électrique aux différents scénarios pendant 20 ans d'exploitation [106].

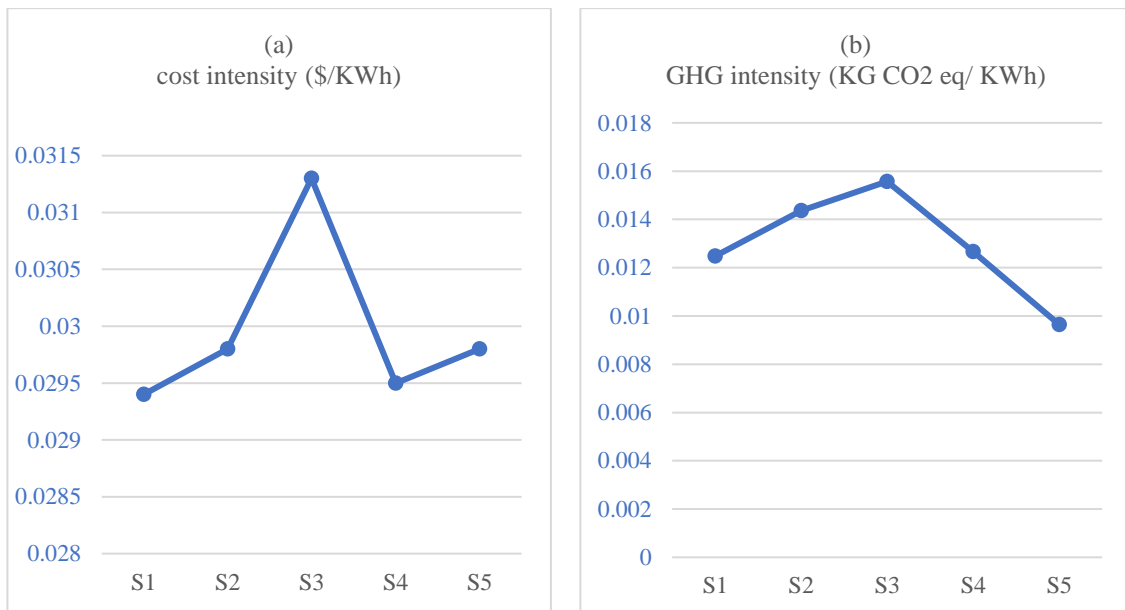
$$GHGi_j = \frac{GHG_{total_i}}{E_i} \quad (III.10)$$

Où  $GHGintensity_i$  est l'intensité des GES (Kg de CO<sub>2</sub> eq/ KWh),  $GHGtotal_i$  est l'émission totale de GES du scénario  $i$  (Kg de CO<sub>2</sub> eq),  $E_i$  est l'électricité produite (KWh).

$$Ci_i = \frac{TotalCost_i}{E_i} \quad (III.11)$$

$Ci_i$ : Est l'intensité des coûts (dollar \$/ KWh) [110].

Les figures (III.5-a, b), présentent respectivement les variations des intensités des coûts économique et écologique par KWh des cycles de vie de cinq parcs éoliens à différents puissances unitaires (scénarios). Pour la première variation l'intensité de coût du cycle de vies montre une augmentation qui n'est pas linéairement proportionnelle atteignant au maximum une valeur de 0.0313 \$/KWh au troisième scénario. Cette augmentation est justifiée par la dominance de la contribution des phases qui sont fabrication, opération & maintenance et la phase de démantèlement & recyclage.



**Figure III.5 :** Variations d'intensité des coûts économiques et écologiques par KWh.

La figure (III.5-b) montre une augmentation vers une valeur maximale de **0.016** Kg en S3 puis une diminution importante jusqu'au en 0.01 Kg eq CO<sub>2</sub> / Kwh en cinquième scénario.

La figure (III.5-b) montre aussi que l'intensité écologique par Kwh diminuée en choisissant des puissances unitaires plus élevée.

### III.7. Comparaison avec les résultats antérieurs

Les tableaux III.7 et III.8 donnent plus de détails sur les émissions de CO<sub>2</sub> et l'intensité des coûts des différentes approches utilisées à chaque étape pour évaluer les comparaisons entre les ACV et les LCC. Les résultats de cette étude montrent des similarités dans les gammes de la bibliographie précédente [126].

Pays	Taille et type d'éolienne	Intensité d'émission de CO <sub>2</sub> Kg /Mj	Références
France	250 W onshore	0.013	[100]
Italy	660 KW onshore	0.002-0.004	[101]
Australia	850 KW onshore	0.003	[132]
China	1.25 MW onshore	0.002	[104]
Australia	3 MW onshore	0.003	[132]
France	4.5 MW offshore	0.004	[100]
Germany	5 MW onshore	0.006	[135]
Worldwide		0.008-0.123	[99]
Worldwide		0.002-0.123	[136]
China	2 MW onshore	0.004-0.007	[110]
Algeria	800 KW onshore	0.003	Notre étude
	850 KW onshore	0.003	Notre étude
	1.5-MW-onshore	0.004	Notre étude
	2 MW onshore	0.003	Notre étude
	3 MW onshore	0.002	Notre étude

Tableau III.7 : Résumé comparatif de l'intensité des émissions de CO<sub>2</sub> des études d'analyse du cycle de vie existantes et de notre étude sur les parcs éoliens

Pays	Modèle et classe de système	L'intensité du coût (\$/KWh)	Références
Algeria	Système de production hybride (solaire, éolien, générateur à diesel)	0.176	[137]
Algeria	Ferme éolienne 1.5 MW FC=0.42	0.02	[114]
Algeria	Ferme éolienne 0.85 MW FC=0.33	0.04	Notre étude
China	Ferme éolienne 2 MW	0.01-0.02	[110]
Turkey	Ferme éolienne 0.15 MW	0.29–30.0	[111]

Table IV.8 : Comparaison de l'intensité du coût du cycle de vie d'un parc éolien

Les résultats de notre étude de cas, montrent que l'intensité des coûts des parcs éoliens (0,85MW, FC=0,33) est légèrement inférieure à celle des systèmes hybrides et légèrement supérieure à celle des parcs éoliens avec un facteur de capacité FC élevé (1,5MW, FC=0,42). Par conséquent, pour un meilleur choix optimal, à la fois économique et écologique, il faut faire un équilibre entre les deux coûts en fonction des contraintes et des exigences financières et écologiques adaptées aux seuils d'émissions de CO<sub>2</sub> imposés par les normes (ISO, COP) [72, 138].

### III.8. Conclusion

La filière d'énergie éolienne et malgré les avantages et le progrès connus dans ce domaine, présente des soucis économiques et écologiques contraignantes dès leurs installations à leurs éliminations. Ecologiquement un cycle de vie d'un parc éolien contribue par un équivalent d'émissions de gaz à effet de serre (CO<sub>2</sub>), Economiquement, représentent un apport financier important de la production énergétique de ce dernier.

Dans le cadre de ce chapitre, nous avons présente une étude intégrale sur les points essentiels évoqués par les spécialistes sur le coût économique et écologique durant un cycle de vie de parc éolien.

Nous avons récapitulé un ensemble de travaux référentiels qui proposent des méthodes légendaires sur l'évaluation économique et écologique ; il s'agit des travaux (Lenzen et Munksgaard (2002), Julia Nilson et all, Wang et all et d'autres ...) cités aux références.

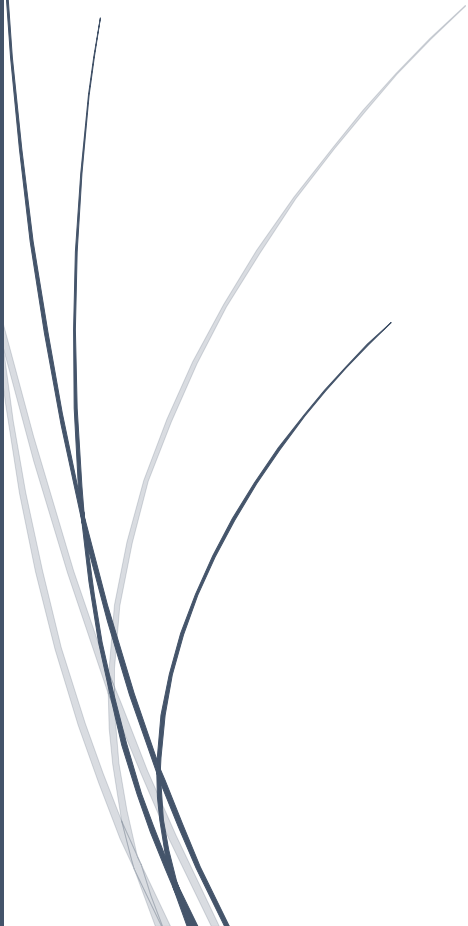
Basant sur ce précédent travaux nous avons présenté un état de l'art très bien encadrer sur une évaluation fiable pertinente sur l'analyse des cycles de vie des parcs éoliens. L'ensemble des équations régissant les calculs des coûts (économique, écologique) pour l'ensemble des phases d'un cycle de vie d'un parc éolien ont été très bien détaillées. Nous avons projeté cette étude théorique complété sur un cas réel qu'est le parc Kabertane d'Adrar en Algérie qu'est en phase d'exploitation produisant une puissance de 10.2 MW avec des unités éoliennes de 0.85 MW comme étant une étude référentielle. Nous avons constaté à travers cette étude que la contribution de la phase fabrication et la phase de transport & installation dans le coût total sont les plus dominantes presque équitablement que les phases d'opération & maintenance et la phase de recyclage & élimination.

Par la suite cette étude a été élargie dans un contexte d'optimisation via la proposition de plusieurs scénarios similaires qui étudiés l'évaluation des coûts des cycles de vie d'un parc fictif produisant la même valeur de puissance avec une variété d'unités éoliennes à des puissances unitaires différentes (0.8, 1.5, 2, 3 MW). L'analyse de résultats obtenues dans cette partie de travaille consistante a été concrétisée par un ensemble de constatations pertinentes.

Nous avons constaté que l'utilisation des unités éoliennes puissantes provoque une augmentation remarquable en contribution de la phase de transport & installation en coût économique total du parc éolien. D'autre part écologiquement la contribution de cette phase est moins importante que celle de la phase de fabrication.

## Chapitre IV

# Étude et l'optimisation des coûts actualisés de l'électricité « LCOE », d'un parc éolien



### IV.1. Introduction

Le chapitre précédent a permis d'évaluer économiquement et écologiquement un parc éolien durant la période de son cycle de vie. Les tendances globales des résultats obtenus montrent que l'optimisation du coût ECO-ECO de ces systèmes demeure une problématique fondamentale [139]. Le but principal de ce chapitre est d'établir des outils modélisables robustes et simplifiés visant à minimiser le coût économique sur les horizons de moyen et long temps. Le coût actualisé de l'énergie en anglais Levelized Cost Of Electricity (LCOE), est l'un des outils qui peuvent répondre à cette ambition. LCOE est un indicateur de premier ordre utilisé par l'Agence internationale de l'énergie (IEA) pour analyser la faisabilité technique et économique des projets énergétiques [140, 141].

Dans ce chapitre, pour réaliser cette perspective nous détaillons premièrement comment évaluer le LCOE des sources à énergie renouvelable et non renouvelable. Cette partie présente une sélection de quelques des travaux pertinents publiés en littérature. Par la suite nous donnons l'équation mathématique représentant le modèle de le (LCOE en focalisant sur le terme du coût de Transport & Installation), qui est le plus influant en cette équation parmi les autres termes.

Nous présentons aussi les différents paramètres pertinents du système. A ce stade, l'application et le calcul de le LCOE en fonction de la variation du et coût du terme T&I en proposons plusieurs scénarios en fonction des puissances unitaires des unités éoliennes seront réalisés. La variation du terme T&I considérée, dépend de la méthode de pré-assemblage de l'éolienne lors de sa phase de transport. Finalement nous appliquerons l'algorithme génétique pour le calcul d'optimisation de le LCOE en fonction des mêmes variations précitées.

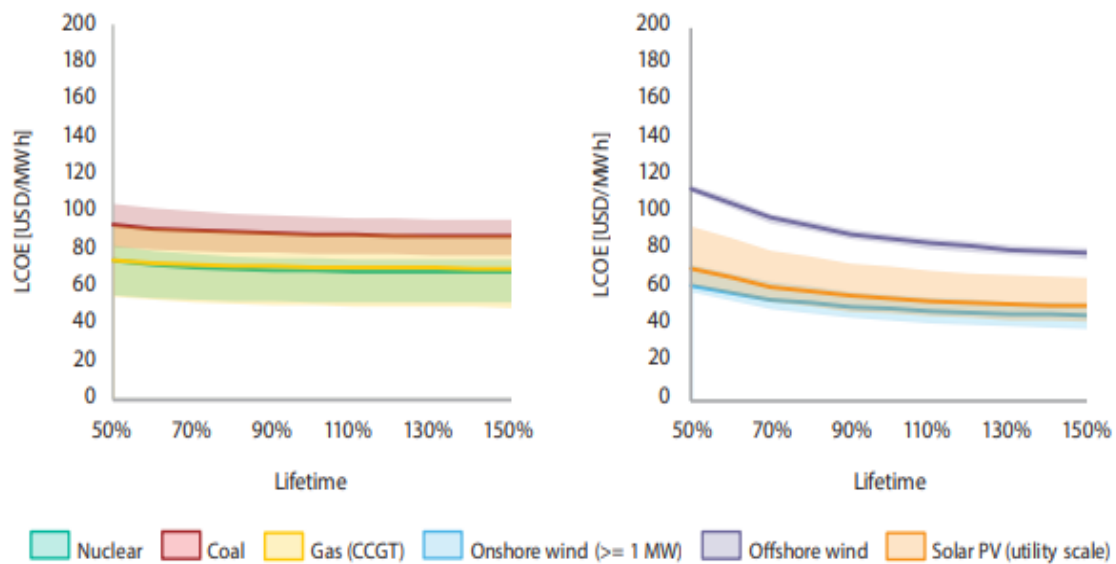
Les résultats qui seront obtenus par ce calcul, en ce qui concerne l'évaluation des coûts LCOE, seront présentés pour chaque scénario et chaque méthode utilisée simultanément. L'application de l'algorithme génétique nous permettra de déterminer le minimum de le LCOE et cela va nous permettre à la fois de faire une étude comparative avec ceux qui seront obtenus à la section précédente et de les valider au même temps. Finalement, une conclusion de synthèse sera donnée à la fin de ce chapitre.

### IV.2. Le LCOE d'une source à énergie renouvelable et non renouvelable

L'évaluation du LCOE dépend du type de source, renouvelable ou non renouvelable. Ces ressources sont caractérisées par des durées de vie différentes, comme les centrales nucléaires qui sont estimées à 60 ans et pour les centrales au charbon et au gaz qui sont estimées

à 40 ans et 30 ans respectivement alors que pour les sources renouvelables (photovoltaïques, éoliennes et solaires) qui devraient avoir une durée de vie de 25 ans pour.

Pour évaluer l'incidence de l'hypothèse de durée de vie technique sur les coûts moyens de production, l'étude de le LCOE, faisant varier le paramètre la durée de vie des centrales de 50 % (c.-à-d. réduire la durée de vie de moitié) à 150 % (c.-à-d. augmenter la durée de vie de 50 %) de ces valeurs originales. La figure (IV.1) montre l'influence de la durée de vie sur l'évolution de LCOE par MWh pour les différentes sources d'énergie renouvelable ou non renouvelable.



**Figure IV.1 : LCOE en fonction de la durée de vie [142]**

On peut remarquer du résultat précédent que lorsqu'une centrale se caractérise par une durée de vie allongée son LCOE se stabilise à un niveau pratiquement le plus bas comparé à celui lorsque la durée de vie d'une centrale est restreinte. L'exemple de la figure IV.1, prouve que pour une centrale nucléaire comme source non-renouvelables caractérisée par une durée de vie d'exploitation conventionnellement supposée de 60 ans, le LCOE n'est pas trop influencé par la variation de durée de vie surtout lorsqu'elle dépasse sa durée de vie conventionnelle. Par contre, pour une source renouvelable la diminution de la durée de vie a une nette influence qui se traduit par une augmentation remarquable de le LCOE et une faible influence quand elle dépasse sa durée conventionnelle. Cela est remarque pour l'ensemble des ressources renouvelables représente sur la figure IV.1.



---

On peut conclure que la diminution en durée de vie (moins de sa durée de vie conventionnelle de 100%), pour les deux types sources augmente les coûts de le LCOE notamment et en degré important en sources renouvelables. Cette influence est presque imperceptible lorsqu'on allant au-delà de la période conventionnelle de 100% pour les deux sources.

#### **IV.2.1. LCOE pour les sources non-renouvelables**

Le calcul de le LCOE a été utilisé pour évaluer les coûts dus aux combustibles fissiles et fossiles dans les centrales électriques à basant sur plusieurs paramètres. Beaucoup de travaux publiés en littérature ont présenté différents méthodes et modèles développées pour l'évaluation du coût actualisé de l'énergie (LCOE) pour les énergies classiques aux longs des cycles de vies de ces installations.

Gao et al [143], proposent une méthode pour calculer le LCOE pour centrale nucléaire et pris en compte toutes les co-procédures des installations nucléaires. Avant cela, Lucheroni et al [144], ont suggéré un modèle stochastique complet de LCOE appliqué à une centrale nucléaire. D'autre part, l'étude de Mondol et al [145] montre que la quantité du gaz est considérée comme le facteur principal dans les calculs du LCOE dans les centrales à combustibles fossiles.

Les centrales électriques thermiques utilisant du gaz naturel (cycle combiné) ou charbon et ses dérivés ont également été évaluées économiquement dans la littérature en utilisant le coût actualisé de l'électricité (LCOE)[146-148].

A travers leurs études comparatives, Richards, Riesz et al [149, 150] ; montrent que les coûts économiques des productions par les centrales nucléaires sont plus rentables par rapport aux centrales à sources renouvelables.

#### **IV.2.2. LCOE du système à d'énergie renouvelable**

Les études de le LCOE des systèmes énergétiques s'intéressent aussi à l'évaluation de ce dernier dans le cas des sources renouvelables.

A cette occasion, plusieurs travaux peuvent être cités tels que ceux de Sens et al [151], qui donnent une vision sur l'évolution de le LCOE jusqu'en 2050 pour les systèmes solaires photovoltaïque et thermiques.

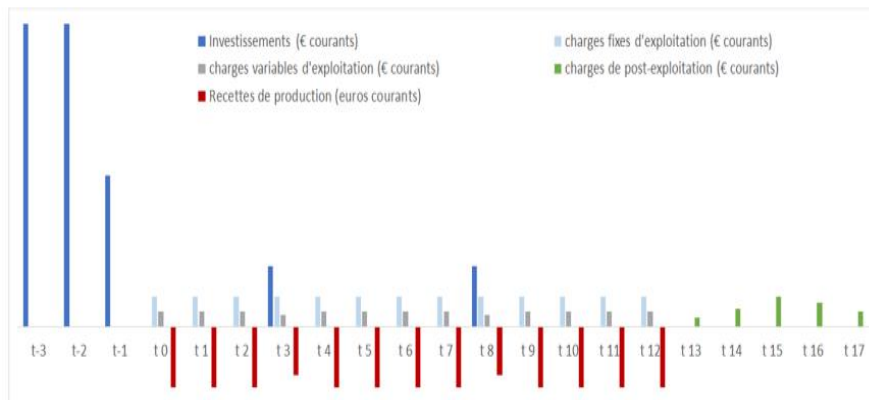
D'autres travaux concernent l'évaluation de le LCOE des parcs éoliens étudié la relation entre les coûts actualisés énergétiques et la durée des contrats de projets éoliens [152, 153].

Jesus et al [154], a étudié les influences climatiques et aérodynamiques sur le coût actualisé des éoliennes offshore. Hou et al [155], a proposé une stratégie prédictive de fin de vie adaptée qui permet de minimiser la LCOE de 10,43 %. Plusieurs études ont été menées au tour de la question de le LCOE afin d'analyser les projets hybrides qui combinent l'énergie éolienne et solaire [111, 156-159].

Nous proposons à notre tour à travers ce travail une contribution sur le calcul de le LCOE de parcs éoliens en fonction de quelques variations paramétriques de la phase de transport& installation.

### IV.3. Calcule de le LCOE d'un parc éolien

Comme concept, Le LCOE représente le coût d'électricité par l'unité d'énergie produite, dont on tient compte à plusieurs facteurs liés à une variété d'éléments technologiques et d'applications intervenants. Pour la question du coût, économiquement il est nécessaire de considérer toutes les dépenses correspondantes aux phases de cycle de vie du système. Il s'agit bien évidemment du coût d'investissement, coût d'opération et maintenance, coût de démantèlement et de récupération et de manière similaire pour le coût environnemental. Ces différentes dépenses interviennent à des périodes distinctes de cycle de vie d'un système de production, comme illustré sur un exemple fictif sur la figure (IV.2).



**Figure IV.2 :** Illustration de la répartition temporelle des coûts et recettes d'un projet

Le système de production entrant en service à l'instant  $T_0$ , grâce à des coûts d'investissements, de transport et d'installation consentis entre  $T-3$  et  $T-1$ , en produisant jusqu'en  $T_{12}$  grâce à des investissements de maintenance et moyennant des charges annuelles d'exploitation fixes et variables, et induisant des charges de post-exploitation entre  $T_{13}$  et  $T_{17}$  [160].

### IV.3.1 Etude de LCOE en fonction de la variation des paramètres de la phase de transport & installation et des puissances unitaires des éoliennes

D'après l'étude d'analyse de cycle de vie présenté au troisième chapitre, la phase de Transport & Installation (T&I), influe considérablement sur le coût total d'un parc éolien, de même le LCOE dépend implicitement de cette phase de Transport & Installation.

A noté que le mode de pré-assemblage des unités éoliennes lors de leurs transport vers les sites d'installation influe considérablement sur le coût de la phase T&I. Par conséquence, vu la sensibilité du terme représentant la phase T&I et plus loin, l'équation généralisée du coût actualisée LCOE au choix de la méthode de pré-assemblage incluse en cette phase, le LCOE sera étudiée donc en fonction du choix de cette méthode et de la puissance unitaire, des unités éoliennes installées.

La méthode de pré-assemblage des éoliennes varie à son tour en fonction des deux paramètres qui sont ; le nombre de segmentation de l'éolienne ( $N_L$ ) et surface requise ( $A_t$ ) pour une éolienne.

Pour accomplir une étude intégrale sur le LCOE, nous détaillons dans ce qui suit l'équation généralisée de le LCOE et le modèle mathématique de l'équation de transport et d'installation basée sur la méthode de pré-assemblage en considérant plusieurs scénarios en fonction de la puissance unitaire des unités éoliennes à installées.

### IV.3.2 Equation généralisée et Calcule de LCOE

Le coût de production LCOE résulte de l'ensemble des dépenses engendrées successivement suivant à des opérations durant le cycle de vie d'un système. Le LCOE est généralement exprimé en \$/kWh ou \$/MWh [161].

$$\sum_{t=0}^n \frac{E_t * LCOE}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{\text{depenses}_t}{(1+r)^t} \quad (\text{IV. 1})$$

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{IIC_t + F_{OM} + V_{OM} + D_t + CEnv_t - S_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (\text{IV. 2})$$

Où

$$E_t = FC * c * 8760 * t \quad (\text{IV. 3})$$

LCOE : Coût d'actualisé de l'énergie (\$/Mwh) ;

IIC : Coût d'investissement initial de l'éolienne (\$) ;

$F_{OM}$  : Coût d'opération et maintenance fixés (\$) ;

$V_{OM}$  : Coût d'opération et maintenance variable (\$) ;

$D_t$  : Coût de démantèlement (\$) ;

$S_t$  : Coût de récupération (\$) ;

$C_{Env_t}$  : Coûts environnementaux (\$) ;

$r$  : Taux d'actualisation ;

$t$  : Durée de vie (année) ;

FC : Facteur de charge (%) ;  $c$  : Capacité de production du parc (MW).

#### IV.3.2.1 Coût d'investissement initial de l'éolienne (IIC)

Le coût d'investissement initial d'un système éolien représente la somme du coût de l'éolienne ainsi que la somme de toutes les autres dépenses initiales telles que : l'étude, le transport, la construction du génie civil, l'installation, les connexions et le raccordement au réseau ... [114, 162, 163].

L'équation (IV.4), présente le coût d'investissement :

$$IIC = WT_c + T\&I_c \quad (IV.4)$$

Ou  $WT_c$  : Représentent le coût des éoliennes ;

$T\&I_c$  : Représentent le coût de transport et d'installation.

##### IV.3.2.1.1. Coût spécifique de l'éolienne

Le premier terme de l'équation (IV.4), représente le coût de l'éolienne qui dépend de la puissance nominale de l'éolienne. Par cette puissance on définit la taille et la gamme de puissance de l'éolienne sur laquelle le calcul de coût spécifique se base. L'équation (IV.5) détaille le calcul du coût de l'éolienne [164, 165].

$$WT_c = ASC_{size} * P_{nml} \quad (IV.5)$$

Ou  $P_{nml}$  : Puissance d'éolienne ;  $ASC_{size}$  : Coût spécifique moyen dépendant de la puissance de l'éolienne.

Dans les scénarios que nous allons étudier, nous considérons que le coût moyen reste le même pour chaque gamme. Le tableau IV.1, représente les trois gammes de puissance en fonction du coût moyen, cette base de données montre que le coût spécifique moyen est varié contrairement par rapport aux gammes de puissance.

La puissance d'éolienne (kW)	Coût spécifique (\$/kW)	Coût spécifique moyen (\$/kW)
< 20	2200–3000	2600
20-200	1250–2300	1775
>200	700–1600	1150

Table IV.1: Dimensions des éoliennes et coûts spécifiques appropriés [111, 166]

#### IV.3.2.1.2. Coût de transport et d'installation

Le coût de le LCOE d'une centrale éolienne est catégoriquement lié en particulier à la phase, transport et installation (T&I). L'ensemble des phases de cycle de vie d'un parc éolien comportent une composante de transport influente. La phase de construction d'un parc éolien passe impérativement par une opération de transport (maritime et/ou routière), des travaux de fondations au sol et montage des unités aérodynamique, la pose et installation des câbles pour la transmission d'énergie et des sous-stations de contrôle et éventuellement d'autres opérations et travaux [167].

Nous proposons dans ce travail un modèle de calcul de le LCOE basé sur une méthode d'évaluation du coût d'installation et de transport des fermes maritimes. Nous avons remplacé les caractéristiques des moyens de transport maritime (navire) par le transport routier (camion) quand il s'agit du passage terrestre en Algérie.

- **Modèle mathématique d'évaluation du coût de transport et installation (T&I)**

Dans cette section, on développe mathématiquement le modèle de système parc éolien basé sur des coûts de la phase T&I. La démarche de calcul consiste d'abord à déterminer le temps total requis pour réaliser les procédures du projet ainsi que le coût quotidien des modes de transport (navires, camions, grues et bulldozer...). Par la suite, le coût de T&I a été obtenu en multipliant le temps entier requis par le coût quotidien.

- **Temps entier (T) pour la réalisation de T&I**

On suppose que la phase de T&I de parc éolien est effectuée sans arrêt 7 jours par semaine, 24 heures par jour jusqu'à ce que tous le parc éolien soit installé [116]. Le temps

entier de T&I est obtenu par la sommation des temps nécessaires de toutes les opérations discrètes.

L'équation (IV.6), exprime le calcul du temps entier :

$$T = (\alpha + \beta * A_T e^{q_1(P-2)}) \frac{1}{P} + [\delta \left( \frac{M-N}{P} \right)^{1+b} + \left( \frac{\gamma}{P} + \varepsilon P + \sigma \right) \frac{N_L^{1+b}}{P^b}] e^{q_2(P-2)} \quad (IV.6)$$

Ou les paramètres  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $\delta$ ,  $\varepsilon$  et  $\sigma$  sont exprimés en fonction des valeurs qui peuvent être estimés pour chaque modèle :

$$\alpha = \frac{C}{V_n} \left[ \frac{2d}{V_s} + \frac{4H_{JU}}{V_{JU}} + t_{FS} \right], \beta = \frac{C}{AV_N^2} \left[ \frac{2D-d}{V_s} + \frac{H_{JU}}{V_{JU}} + t_{PL} \right], \delta = \frac{C^{1+b}}{V_N R_L}, \quad (IV.7)$$

$$\gamma = \frac{C^{1+b}}{V_N} \left( \frac{2^b(C_1 + H_{JU})}{R_L} + \frac{W}{R_A} \right), \varepsilon = \frac{2^b C^{1+b} a_1}{V_N R_L}, \sigma = \frac{2^b C^{1+b} b_1}{V_N R_L} \quad (IV.8)$$

- **Coût quotidien du moyen de transport et installation (D<sub>L</sub>)**

Pour l'installation d'un parc éolien, des entreprises étrangères ou locales réalise le projet dans une période bien déterminée. Ces entreprises possèdent tous les moyens de transport, d'installation et de construction nécessaires en général. Le coût du tarif quotidien est calculé pour une certaine période en fonction des distances parcourues, du nombre d'éoliennes et du nombre de camions utilisés.

Nous écrivons l'équation du coût quotidien D<sub>L</sub>, comme suit :

$$D_L = \frac{V_n}{365U_e} \left[ S * P_s \left( \frac{1}{Y} + \frac{I}{2} + \frac{I}{24Y} \right) + \frac{S(1-P_s)}{Y} + SR_A \right] + O_C \quad (IV.9)$$

Ensuite, le coût total du transport et de l'installation est fourni en multipliant le temps requis pour l'opération T&I en jours par la valeur du coût quotidien.

$$TC = T * D_L = \left[ (\alpha + \beta A_T e^{q_1(P-2)}) \frac{1}{P} + [\delta \left( \frac{M-N}{P} \right)^{1+b} + \left( \frac{\gamma}{P} + \varepsilon P + \sigma \right) \frac{N_L^{1+b}}{P^b}] e^{q_2(P-2)} \right] * \left[ \frac{V_n}{365U_e} \left[ S * P_s \left( \frac{1}{Y} + \frac{I}{2} + \frac{I}{24Y} \right) + \frac{S(1-P_s)}{Y} + SR_A \right] + O_C \right] \quad (IV.10)$$

Les paramètres des équations 6,7, 8, 9 et 10 sont définis présentés comme suivants :

TC : Coût total du transport et de l'installation [€];

C : Capacité du parc éolien [€] ;

S : Coût en capital du camion [€];

$U_e$  : Taux d'utilisation du camion [%] ;

D : Distance entre ferme éolienne et le port [m] ;

Y : Durée de vie du camion [ans];

$P_S$  : Pourcentage financé du coût en capital du camion [%];

d : Distance entre deux turbines adjacentes à la ferme [m] ;

A : Surface du pont du camion [m<sup>2</sup>] ;

VS : Vitesse du camion [m/h] ; M : Nombre de pièces dans chaque turbine ;

$R_L$  : Taux de levage [m/h];  $L_R$  : Taux d'apprentissage ;  $R_A$  : Taux d'opération d'assemblage initial assemblage ;

$t_{PL}$  : Temps de pré-chargement au port [h];  $t_{FS}$  : Temps de pré-chargement au site de la turbine [h];

W : Multiplicateur pour la remontée du vent à terre ;

$V_n$  : Nombre de camions ;

$H_{JU}$  : Hauteur de levage (m) ;  $V_{JU}$  : Vitesse de levage (m/h);

I : Taux d'intérêt pour le capital financé pour le camion ;

O : Coût d'exploitation quotidien du camion (euro) ;

$R_A$  : Rendement du capital investi [%] ; n : Durée de vie prévue du parc éolien (ans);

$q_1, q_2, a_1, b_1$  et  $c_1$  : Constantes;  $b = \log(L_R) / \log(2)$ .

#### IV.3.2.2 Coût opérations et maintenance

Les coûts d'opérations et maintenance sont les plus délicats et les plus volatiles dont ils représentent la somme de coût d'opérations et maintenance fixe ( $F_{OM}$ ) et le coût d'opérations et maintenance variable ( $V_{OM}$ ).

Le coût d'opération et maintenance fixe, varie linéairement en fonction du temps par un facteur de dépense par année, qui est estimé de 945 \$/ans.

$$F_{OM} = 945 * t \quad (IV.11)$$

Pour les tâches de maintenance variables, Il s'agit des coûts de remplacement des éléments dynamiques suite aux pannes enregistrées, et du coût d'énergie perdu pendant la réparation des pannes. Le coût de maintenance variable ( $V_{OM}$ ) est estimé dans notre cas à 7928.043 \$ pendant le cycle de vie d'un parc éolien de 10.2 MW.

#### IV.3.2.3 Coût de démantèlement et de récupération

- **Coût de démantèlement**

Cette phase aura lieu à la fin de cycle de vies des parcs éoliens. Les estimations du coût de cette phase se fait prévisionnellement donc en traçons un scenario de démantèlement et de recyclage. Ces estimations de coûts comportent de nombreuses hypothèses et approximations, car plusieurs facteurs entrent en jeux se compte dans les calculs, comme la taille du projet, le nombre des éoliennes installées, la distance entre la ferme éolienne et le site de recyclage ... le coût de démantèlement est estimé dans notre cas de 789992.7 \$.

- **Coût de récupération**

Pour le coût de récupération, l'estimation est liée au taux optimal résultant des opérations de recyclage des composants des éoliennes et l'ensemble des auxiliaires à caractère recyclable. Il souvent très difficile d'apprécier sa valeur approximative en raison de changements de la valeur des matériaux récupérés. La valeur de récupération dans notre étude est estimée de 1475.66 \$.

#### IV.3.3 Valeurs des paramètres du calcul et optimisation de le LCOE

Pour l'optimisation de le LCOE, nous considérons donc dans ce contexte la méthode de pré-assemblage et la puissance unitaire de l'éolienne comme étant un paramètre variable comme nous le détaillons dans le paragraphe suivant.

➤ **Méthodes de pré-assemblage des éoliennes**

L'opération d'assemblage se fait par étapes et commence même avant le montage définitif sur le site éolien. Comme est connu, l'éolienne est composée de plusieurs parties (nacelle N ; moyeu H ; pale B ; tour en une pièce T1P ; tour en deux pièces T2P). Les pièces de l'éolienne sont préassemblées selon l'une des cinq méthodes qui sont présentées sur le tableau



(IV.2). ces méthodes sont caractérisées par le nombre de segmentation de l'éolienne et pour chaque type de turbine ( $N_L$ ) et par la surface requise pour une éolienne  $A_t$  dans le but d'optimiser l'espace occupé sur le camion de transport et de simplifier l'installation au maximum sur le site d'exploitation [116, 168, 169].

Méthode de Pré-assemblage	pré-assemblées	Nombre de segments distincts pour chaque turbine ( $N_L$ )	Surface requise pour une éolienne d'une puissance nominale de 2 MW
Method 1	(N+H+2B) + T1P + 3 <sup>rd</sup> B	3	550
Method 2	(N+H+2B) + T2P + 3 <sup>rd</sup> B	4	630
Method 3	(H+ 3B) + T2P + N	4	500
Method 4	(N+H) + T1P+3B	5	360
Method 5	(N+H) +T2P+3B	6	480

Tableau IV.2 : Méthodes de pré-assemblage des éoliennes terrestres et superficie requise pour l'éolienne (N : nacelle ; H : moyeu ; B : pale ; T1P : tour en une pièce ; T2P : tour en deux pièces)

La surface occupée par une turbine peut être estimée par une fonction exponentielle de la puissance nominale de la turbine et au facteur de surfaces occupée liée à sa puissance nominale donnée par le tableau (IV.2), tel qu'il est décrit par l'équation (IV.12).

$$S_p = A_{T_{2mw}} * e^{q_1(P-2)} \quad (IV.12)$$

Où  $S_p$  : Surface requise pour l'éolienne de puissance P ;  $q_1$  : Constant donné ;

$A_{T_{2mw}}$  : Surface d'une turbine de puissance en  $m^2$  ; P : Puissance d'éolienne (MW).

$N_L$  : Nombre de segmentation de l'éolienne, est fixé dans chaque méthode et pour chaque éolienne.

#### ➤ Scénarios proposés en fonction de la puissance unitaire de l'éolienne

Afin de bien évaluer le LCOE de notre parc éolien, nous proposons d'étudier plusieurs scénarios en fonction du nombre d'éoliennes pour la même puissance délivrée par notre parc.

Celle-ci est de 12Mw pour tous les scénarios ; suivant les données disponibles, nous avons choisi cinq puissances unitaires standard des éoliennes correspondantes chacune à un scénario.

Scénarios	Taille de l'éolienne (MW)	Nombre des unités éoliennes
S1	0.8	15
S2	0.85	14
S3	1.5	8
S4	2	6
S5	3	4

Tableau IV.3 : Différentes puissances unitaires et le nombre des unités utilisées dans chaque scénario

➤ **D'autres paramètres fixes introduits pour le calcul de le LCOE**

Les valeurs des paramètres fixes de cette étude sont obtenues à partir des fiches techniques et des rapports de projet des parcs éoliens en activité [116, 168, 170-173]. Pour les valeurs des paramètres du calcul de LCOE, telle que le coût d'investissement, le facteur de charge FC, la production énergétique annuelle et d'autres, sont extraites de la base de données du parc éolien (onshore), installé entre 2008 et 2014 dans le sud de l'Algérie, avec une pleine capacité de production de 10,2 MW [174, 175].

Les éoliennes ont une durée de vie (**t**) de 20 à 25 ans. Toutefois, pour des raisons économiques et environnementales, cette durée de vie a été approximé à 15 ans.

Le facteur de charge (**FC**) varie considérablement entre 20 et 40 % (correspondant respectivement à P90 et P50).

Le taux d'actualisation (**r**) est souvent utilisé pour analyser les coûts et les avantages d'un projet éolien tout au long de sa durée de vie, en tenant compte des différents risques liés à l'investissement dans le cas de la source de l'énergie éolienne. Les industriels dans le secteur de ce type d'énergie estiment que le taux d'actualisation compris entre 6 et 8 % [176].

A noté aussi que l'énergie éolienne présente un équivalent des émissions en CO<sub>2</sub> pendant les phases de son cycle de vie ce qui exige l'imposition d'une taxe sur l'émission de CO<sub>2</sub> de 0,2

€/t.CO<sub>2</sub>. par les autorités écologiques comme par exemple les commutations européennes du carbone [140] [152, 177].

#### **IV.4. Démarche systématique de calcul de le LCOE d'un parc éolien, appliquée à plusieurs scénarios**

Nous détaillons dans cette partie l'enchaînement des étapes systématique nécessaires pour l'estimation de le LCOE, appliqué à plusieurs scénarios en tenant compte des paramètres de caractère variables. Nous donnons l'organigramme de calcul qui sera implanté via un programme simulé sur MATLAB.

La simulation du programme d'estimation de LCOE pour un nombre réduit de cas en fonction de scénarios et de méthodes de pré-assemblage des unités éoliennes, nous permettra de déterminer la valeur minimale pour chaque cas.

Quand il s'agit d'un nombre de cas relativement important, la détermination d'un minimum pour l'ensemble cas devient difficile et nous sommes obligés à faire appelle à une méthode d'optimisation pour cherche le coût optimal correspondant à un cas parmi les autres.

Dans notre étude, le calcul définissant le coût minimal des cas proposés sera confirmé et comparé par l'application d'algorithme génétique sur le calcule de cas proposé.

- **Organigramme de la structure proposée de calcul de le LCOE**

Le programme développé dans cette thèse, pour calculer le LCOE en tenant compte de la variation du coût de la phase T&I, correspond à l'application d'une démarche de calcul par étape menant à la résolution des équations (IV.2) et (IV.10) comme suit :

1. Détermination des données liées aux méthodes d'assemblages basant sur deux paramètres essentiels qui sont le nombre de segments distincts ( $N_L$ ) et la surface requise par mètre carre ( $A_t$ ) pour chaque turbine,
2. Définition les différentes équations nécessaires pour réaliser accomplir le modèle,
3. Détermination des paramètres du modèle  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $\delta$ ,  $\varepsilon$  et  $\sigma$  à partir des datas de base du parc éolien et le mode de transport,
4. Calcul des coûts de le LCOE pour chaque cas en fonction de la puissance unitaire de l'unité éolienne et la méthode de pré-assemblage, choisis
5. Dressage des résultats obtenus sur un tableau approprié afin de déterminer la valeur minimale du coût de le LCOE parmi les résultats de calcul de l'ensemble des cas.

### IV.5. Résultats et interprétations

Le tableau (IV.4), montre les résultats de calcul des LCOE et les coûts de des phases T&I correspondantes, de chaque cas obtenu par l'application du programme de calcul détaillée ci-dessus.

Scénarios	Turbine class (Mw)	Num des unités éoliennes		Méthode 1	Méthode 2	Méthode 3	Méthode 4	Méthode 5
S1	0.8	15	T&I (million \$)	2.185	2.434	2.310	2.283	2.659
			LCOE (\$/KWh)	0.0302	0.0308	0.0305	0.0307	0.0313
S2	0.85	14	T&I (million \$)	2.099	2.37	2.263	2.339	2.606
			LCOE (\$/KWh)	0.03	0.0307	0.0304	0.0306	0.0312
S3	1.5	8	T&I (million \$)	<b>1.845</b>	2.148	2.069	2.23	2.508
			LCOE (\$/KWh)	<b>0.0294</b>	0.0301	0.0299	0.0303	0.031
S4	2	6	T&I (million \$)	1.964	2.311	2.259	2.5	2.63
			LCOE (\$/KWh)	0.0297	0.0305	0.0304	0.031	0.0317
S5	3	4	T&I (million \$)	2.652	3.204	3.166	3.623	<b>4.141</b>
			LCOE (\$/KWh)	0.0313	0.0326	0.0325	0.0336	<b>0.0348</b>

Tableau IV.4 : Coûts T&I et LCOE des scénarios sous les méthodes de pré-assemblages de parc éolien

Le tableau IV.4 présente les valeurs calculées du coût de la phase de T&I et le LCOE pour les cinq scénarios pour cinq méthodes de pré-assemblages appliquées.

Pour l'ensemble des valeurs soit celles du coût de la phase de T&I soit celles de le LCOE, en remarque clairement qu'elles présentent les mêmes tendances de variation pour les cinq scénarios quelle que soit la méthode de pré-assemblage suivant.

D'après les résultats reportés dans le tableau IV.4, on remarque en général que les coûts de Transport & Installation et de le LCOE, diminuent en augmentant la puissance nominale vers des valeurs minimales puis ils remontent en augmentant d'avantage la puissance nominale de l'éolienne.

Dans l'ensemble, la diminution des coûts atteint ces valeurs minimales (coût T&I et coût LCOE), conjointement pour la puissance nominale de 1.5 MW correspondante scénario 3.

On se focalise sur le point minimum enregistré, on peut constater que les meilleurs coûts T&I et coût LCOE s'affichent en changeant la méthode de pré-assemblage, pour la méthode 1. En ce point nous avons le nombre de segmentation de l'éolienne (NL) est de 3, la surface requise par mètre carré ( $A_t$ ) est de 550 m<sup>2</sup>, les valeurs minimales sont de 1,845 million de dollars pour le coût T&I et de 0,0294 \$/Kwh pour le LCOE.

D'après les résultats des différents coûts (T&I et LCOE) enregistrés soit pour la variante scénario ou la variante méthode de pré-assemblages, il est remarquable que l'écart en variation (taux de variation), est relativement minime et stable. Pour confirmer ce caractère nous avons opté au calcul de taux de variation par rapport à ces deux variantes.

- **Taux de variation de le LCOE en fonction de scénarios et de méthode de pré-assemblage**

Par définition, le taux de variation exprimé par l'équation (IV.13), est un indicateur couramment utilisé en statistiques permet de déterminer le pourcentage d'augmentation ou de diminution entre les valeurs visant d'analyser les variations relatives entre différentes quantités.

$$\text{taux de variation}(\%) = \frac{\text{la valeur max} - \text{la valeur min}}{\text{la valeur min}} * 100\% \quad (\text{IV.13})$$

Pour appliquer ce calcul à nos résultats de coût de le LCOE, on va fixer une des variantes et en varie la deuxième puis on calcul ce taux en

**a-** Méthode de pré-assemblage fixe, scénarios variables.

Le taux de variation obtenu aux combinaisons max/min, (méthode 1, S5)/(méthode 1, S3), est de 6.46%.

**b-** Scénario fixe, méthodes de pré-assemblage variables.

Le taux de variation obtenu aux combinaisons max/min, (méthode 5, S3)/(méthode 1, S3), est de 5.44%.

c- Scénario variables, méthodes de pré-assemblage variables.

Le taux de variation obtenu aux combinaisons max/min, (méthode 5, S5)/(méthode 1, S3), est de 21.68%.

Pour un parc éolien d'une puissance installée donnée, ces modèles seraient très utiles pour sélectionner la classe de turbine optimale et la méthode de pré-assemblage pour minimiser les coûts de transport et d'installation et de LCOE. Ce modèle nous a permis également de visualisés les effets significatifs sur les coûts de T&I et LCOE par sous certains d'autres facteurs comme exemple, les taux d'apprentissage pour le levage et l'assemblage, la distance entre le port et le site de la ferme, la surface du pont et le nombre du camion et la vitesse de levage de la grue etc.

#### **IV.6. Application de l'algorithme génétique pour le calcul d'optimisation de le LCOE**

Nous avons présenté dans la section précédent les résultats obtenus pour les coûts de la phase T&I et LCOE. Pour optimiser les paramètres LCOE, nous proposons un algorithme d'optimisation pour identifier la combinaison la plus appropriée qui génère le coût de production d'énergie le plus bas dans cette section, pour agréer l'efficacité de notre calcul.

On va présenter les résultats d'optimisation par l'algorithme génétique, pour un nombre des scénarios proposés et une puissance du parc éolien fixés ; il existe plusieurs méthodes de pré-assemblages, comme déjà mentionner dans la section précédente.

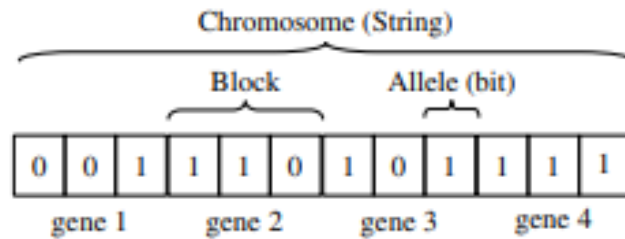
##### **IV.6.1. Présentation d'algorithme génétique**

- ***Définition et principe d'algorithme génétique***

L'algorithme génétique est un algorithme d'optimisation appartient à la famille des algorithmes métaheuristiques dont le but est d'obtenir une solution approchée à un problème d'optimisation en un temps acceptable. L'algorithme génétique utilise le concept de sélection naturelle des chromosomes. Cet algorithme est développé par le scientifique Charles Darwin du XIXe siècle [178]

L'algorithme génétique s'appuie exclusivement sur un codage universel sous la forme d'une chaîne de code binaire 0/1 avec une longueur fixe et un ensemble d'opérateurs génétiques : sélection, croisement ou recombinaison et mutation. Les individus sous ce codage sont appelés

chromosomes, chaque chromosome comprend quatre gènes ; et chaque gène possède trois allèles [179]. La figure (IV.3), représente la configuration génétique adoptée.



**Figure IV.3 :** Chromosome ou une chaîne comprend quatre gènes ; chaque gène a trois allèles

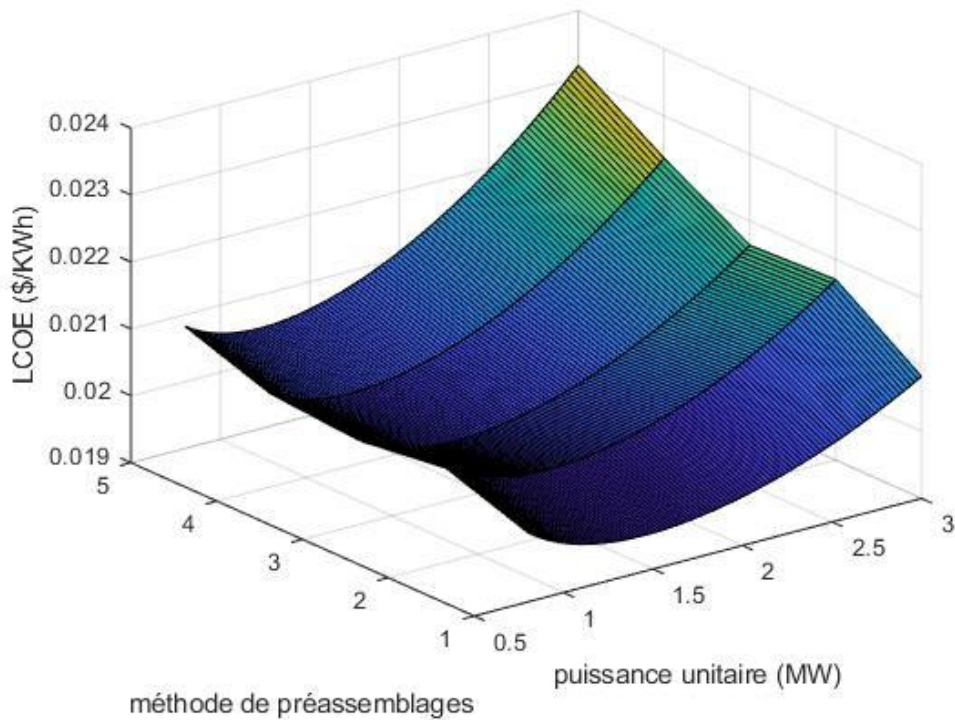
- **Les étapes générales de l'algorithme génétique**

Les étapes générales de l'algorithme génétique

1. Initialiser une population de taille N
2. Tant que le critère d'arrêt n'est pas satisfait faire :
  - a. évaluation de chaque individu de la population
  - b. sélection proportionnelle des parents (par couples d'individus ou par groupes plus larges) compte tenu de leurs évaluations (fitness).
  - c. reproduction :
    - combiner les parents afin de produire une (ou plusieurs) nouvelle(s) solution(s) ; (croisement)
    - appliquer un opérateur génétique qui crée des enfants dont une partie des gènes sont aléatoires ; (mutation)
  - d. remplacement : sélectionner N solutions pour constituer une nouvelle génération de taille N.
3. Fin du tant que.

#### IV.6.2. Solutions obtenues par l'application de l'algorithme génétique

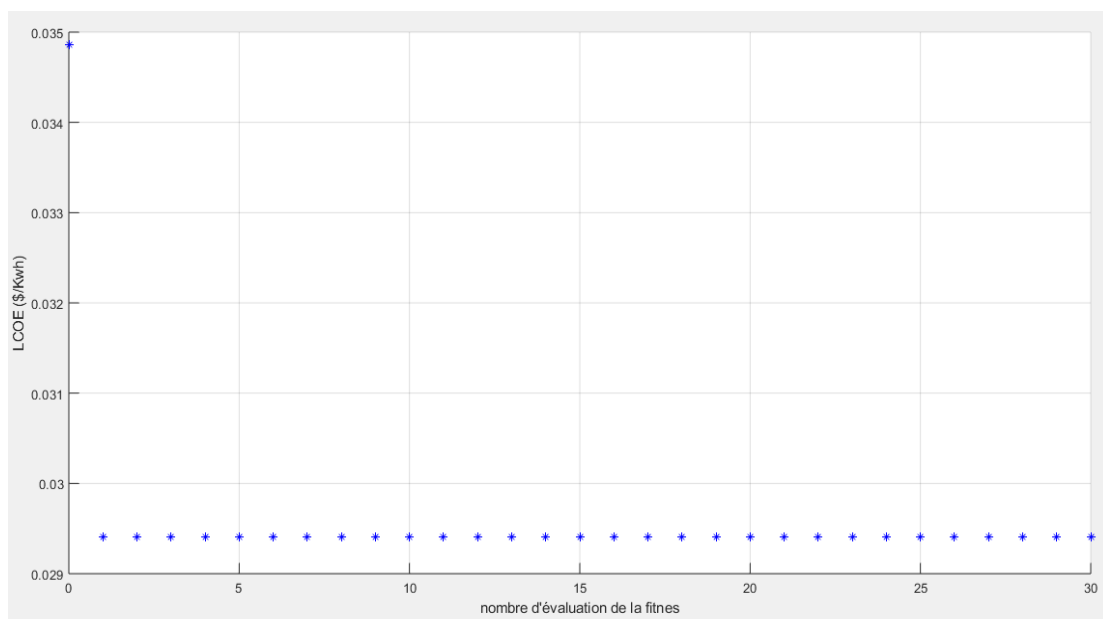
Afin de vérifier la performance de l'optimisation de la fonction de le LCOE par l'algorithme génétique, nous visualisons sur la figure IV.3, en utilisant l'option « meshgrid », l'évolution de le LCOE en fonction des variables, méthode de pré-assemblage et puissance unitaire de l'éolienne. Chaque point de la surface correspond à une valeur d'une combinaison des deux variables de coordonnées X Y.



**Figure IV.4 :** LCOE en fonction de puissance unitaire et les méthodes de pré-assemblages

L'application de la méthode d'algorithme génétique nous permettra de déterminer la valeur optimale en fonction des variables considérés.

La figure (IV.5) présente le résultat de l'optimisation obtenu par simulation du modèle base sur l'algorithmes génétiques (GA), de le LCOE en fonction des paramètres variables précités.



**Figure IV.5 :** Performances de le LCOE durant l'optimisation



On remarque que les solutions de le LCOE sont proches en valeurs et sans écarts appréciable dont la valeur optimale est de 0.0294 \$/KWh.

Le tableau IV.5, détaille le résultat d'optimisation final.

Puissance fixé (MW)	Fmax (\$/Kwh)	Fmin (\$/Kwh)	Méthode optimale	Puissance unitaire (MW)	LCOE optimisée (\$/Kwh)
12	0.0349	0.0294	1	1.5	0.0294

Tableau IV.5 : Solutions de l'optimisation de LCOE et leurs paramètres

Sur le tableau IV.5, on retient que pour un parc éolien d'une puissance installée de 12 MW, la plage de variation de le LCOE été entre 0.0294 \$/Kwh et 0.0349 \$/Kwh, et que la méthode de pré-assemblage pour laquelle le LCOE, nous a affiché le minimum est la méthode 1 pour une puissance unitaire des unités éoliennes choisi de 1.5 MW, et finalement la valeur optimale est égale la valeur minimale qui est de 0.0294 \$/Kwh.

#### IV.6.3. Comparaison entre les résultats calculés et optimisé par l'algorithme génétique

On remarque par comparaison que les résultats obtenus par calcul directe par au paragraphe IV.5 (tableau IV.4), sont identique à ceux obtenus suit à l'application de l'algorithme génétique. Les deux techniques ont fait le choix sur la combinaison méthode 1 et scénario 3 dont la valeur de le LCOE minimale pour la méthode directe, minimale et optimale pour l'algorithme génétique était la même et de 0.0294 \$/Kwh.

On peut conclure que l'algorithme génétique peut être considéré comme un moyen d'optimisation fiable et efficace dans le cas pour le système à énergie renouvelable précisément dans notre cas de parc éolien.

#### IV.7. Conclusions

Ce chapitre a été consacré premièrement à l'évaluation du coût actualisé d'électricité le LCOE qui concerne les deux types de sources d'énergie soit renouvelable ou non-renouvelable. Nous avons présenté une étude de LCOE en fonction de la variation des paramètres de la phase de transport & installation et des puissances unitaires des éoliennes commençant par l'équation généralisée de le LCOE et ces différentes composantes. Une attention particulière est réservée au terme de transport et installation qui es décisif en sa variation. En ce qui concerne ce terme

nous avons expliqué l'influence de la méthode de pré-assemblage et la variation en puissances unitaires des unités éoliennes sur ce terme. Pour mettre en évidence cette étude nous avons expliqué la démarche systématique de calcul de le LCOE basant sur deux contraintes qui sont la variation du terme de transport et installation qui dépend de l'influence de la méthode de pré-assemblage et la variation en puissances unitaires des unités éoliennes représentant plusieurs scénarios.

L'application de cette démarche permet de déterminer le coût de le LCOE minimal réalisé sous l'influence des deux contraintes précitées. Et en que l'écart de taux de variation en résultats, est relativement minime et stable. L'application de l'algorithme génétique pour le calcul d'optimisation de le LCOE, nous à permit à la fois de déterminer l'optimum de le LCOE sous les contraintes et de confirmer le résultat obtenu par calcul direct et le validé même.

Finalement, à noter que lorsque le nombre de cas de calcul de LCOE engendré par l'augmentation en nombre de contraintes, la détermination de minimum et/ou de l'optimum en termes de faisabilité et en terme du temps de calcul devienne impossible ce qui rend le recoure à une méthode d'optimisation tel que l'algorithme génétique, indispensable.

## Conclusion générale

La dynamique énergétique mondiale impose de s'orienter de plus en plus vers les sources à énergies renouvelables. Cette nouvelle tendance s'appuie sur des arguments économiques écologiques et même géopolitique comme nous l'avons vue au début de ce travail.

Une question primordiale se pose toujours est-ce que cette tendance est vraiment justifiable ? En effet malgré leurs avantages prouvés en termes de gratuité, propreté et abondance de réserves, ces sources ne sont plus parfaites sur tous les plans. Il était donc indispensable d'évaluer l'efficacité et la rentabilité surtout économique et écologique de ces sources. Dans ce contexte nous avons choisi ce sujet qui a pour objectif l'évaluation et l'optimisation des cycles de vies des systèmes à énergies renouvelables.

Pour réaliser cette étude nous avons commencé par rassembler les éléments théoriques qui définissent les thématiques fondamentales du sujet, il s'agit des sources d'énergies renouvelables en général et en détaille.

Dans le but de contribuer aux efforts déployés dans ce domaine pour répondre à cette problématique, nous avons décrit les différents types d'énergies renouvelables ; solaire, éolienne, hydraulique, marée motrice et des courants marins, générateurs utilisant la houle, génération et de cogénération utilisant la biomasse et déchets, géothermique. Une attention particulière est portée sur l'énergie, aérogénératrice (éoliennes) qui a été le sujet de notre recherche dans ce travail.

L'analyse du cycle de vie « ACV », d'une source d'énergie renouvelable était le sujet d'un deuxième chapitre par lequel nous avons présenté l'approche adoptée dans la plupart des études précédentes pour évaluer les coûts économiques et environnementaux d'un système d'approvisionnement donné. Nous avons donc pu cerner informations et les données nécessaires sur la méthode de l'évaluation de cycle de vie d'un système de production d'électricité à énergie renouvelable dans le but de l'appliquer à notre travail.

A travers le troisième chapitre nous avons appliqué la méthode de l'ACV à un cas réel qui est la centrale éolienne de kabertane d'Adrar au sud d'Algérie. Ce site est cours d'exploitation livrant une puissance de 10.2 MW avec des unités éoliennes de 0.85 MW dont on a constaté que la contribution des phases de la fabrication et de transport & installation dans le coût total sont la plus dominantes.

## Conclusion générale

---

L'étude du cas réel a été élargi par la proposition de plusieurs scénarios où la puissance unitaire des unités éoliennes a été variée de par 0.8, 1.5, 2 et 3 MW pour chaque scénario. Les résultats montrent que l'augmentation en puissance des éolienne utilisées provoque une augmentation remarquable en contribution de la phase de transport & installation au coût économique total du parc éolien et que écologiquement la contribution de cette phase reste moins importante que celle de la phase de fabrication.

Au dernier chapitre nous avons présenté la méthode d'évaluation du coût de l'électricité via la technique du coût actualisé de l'énergie en anglais Levelized Cost Of Electricity (LCOE), d'un parc éolien. Son modèle mathématique a été détaillé et appliqué pour calculer LCOE à notre cas réel sous les contraintes de la variation en phase de de transport et installation par rapport à la méthode de pré-assemblage des éoliennes lors de leurs transport et de la variation en type de l'éolienne en fonction de sa puissance unitaire, tout cela pour la même puissance installée. Nous avons généralisé le calcul de LCOE dans un contexte d'optimisation sur l'ensemble des scénarios sous les mêmes contraintes précitées.

L'application de cette démarche nous a permet de déterminer le coût de le LCOE minimal réalisé sous l'influence des deux contraintes précitées pour le cas réel. D'autre part, l'application de l'algorithme génétique pour le calcul d'optimisation de le LCOE, nous à permit à la fois de déterminer l'optimum de le LCOE sous les contraintes précitées et à la fois, confirmer et validé le résultat obtenu par calcul directe.

Comme dernier point il est à noter que lorsque le nombre de cas à optimisés se multiplier sous l'effet de l'augmentation en nombre de contraintes, la détermination de minimum et/ou de l'optimum en termes de faisabilité et en termes du temps de calcul devienne impossible par le calcul direct de l'LCOE cas par cas ce qui rend le recoure à une méthode d'optimisation tel que l'algorithme génétique, indispensable.

Finalement, nous proposons valoriser d'avantage ce travail que ce soit pour la question des cycles de vie « ACV », ou le coût actualisé de l'électricité « LCOE ».

Pour en ce qui concerne l'évaluation des cycles de vie ACV des systèmes de production d'électricité à énergies renouvelables, nous proposons le développement d'un logiciel flexible et fiable basé sur l'étude intégrale qui tient compte de l'ensemble des phases de cycle de vie simultanément que nous avons synthétisé.

En ce qui concerne l'étude du coût actualisé de l'énergie « LCOE », nous proposons le développement d'un modèle mathématique de l'LCOE à travers le perfectionnement en

## Conclusion générale

---

formulation des fonctions objectives des contraintes à des fonctions à caractère variable, ce qui rend l'optimisation assez significative et concluante.

## REFERENCES et BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] J. J. Vidal-Amaro, P. A. Østergaard, and C. Sheinbaum-Pardo, "Optimal energy mix for transitioning from fossil fuels to renewable energy sources—The case of the Mexican electricity system", *Applied Energy*, vol. 150, pp. 80-96, 2015.
- [2] I. R. L. Wagner, J. Foster, B. Hankamer, "Trading off global fuel supply, CO<sub>2</sub> emissions and sustainable development", *PLoS One*, vol. 11, pp. e0149406-1-e0149406-17, 2016.
- [3] P. J. Crutzen, A. R. Mosier, K. A. Smith, and W. Winiwarter, "N<sub>2</sub>O release from agro-biofuel production negates global warming reduction by replacing fossil fuels", in *Paul J. Crutzen: A pioneer on atmospheric chemistry and climate change in the anthropocene*, ed: Springer, , pp. 227-238, 2016.
- [4] A. Kébé, "Contribution au pré dimensionnement et au contrôle des unités de production d'énergie électrique en site isolé à partir des énergies renouvelables: Application au cas du Sénégal", thèse de doctorat, *Université Paris Sud-Paris XI*, 2013.
- [5] A. Tahtah, D. Raouti, and R. Meziane, "Economic and ecological evaluation and optimization of the life cycle of a wind farm", *International Journal of Environmental Science and Technology*, vol. 20, pp. 9837-9852, 2023.
- [6] S. Sen and S. Ganguly, "Opportunities, barriers and issues with renewable energy development—A discussion", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, pp. 1170-1181, 2017.
- [7] E. Martinot, C. Dienst, L. Weiliang, and C. Qimin, "Renewable energy futures: Targets, scenarios, and pathways", *Annu. Rev. Environ. Resour.*, vol. 32, pp. 205-239, 2007.
- [8] P. Dato, "La transition énergétique", thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes (ComUE), 2016.
- [9] O. Gergaud, "Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur", thèse de doctorat, École normale supérieure de Cachan-ENS Cachan, 2002.
- [10] A. Hussain, S. M. Arif, and M. Aslam, "Emerging renewable and sustainable energy technologies: State of the art", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 71, pp. 12-28, 2017.
- [11] P. Bornard and M. Pavard, "Réseaux d'interconnexion et de transport: réglage et fonctionnement", *Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie électrique*, vol. 4090, 1993.
- [12] H. GUENTRI, "Contribution à l'étude des réseaux électriques intelligents et développement de la nouvelle économie de l'énergie", thèse de doctorat, Université Sidi bel Abbes, 2018.
- [13] Renewable energy21. (2014, 21/02/2021). *Renewable energy Policy Network for the 21st century. Global Status Report*. disponible: <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/REN21>
- [14] "World energy balances 2020", *International Energy Agency (IEA)*, p. 59, 2020.
- [15] REN.21, "RENEWABLES 2019 GLOBAL STATUS REPORT", 2019.
- [16] REN.21, "RENEWABLES 2022 GLOBAL STATUS REPORT", 2022.
- [17] Z. Dadashi, A. Mahmoudi, and S. Rashidi, "Capacity and strategies of energy production from renewable sources in Arab countries until 2030: a review from renewable energy potentials to environmental issues," *Environmental Science and Pollution Research*, vol. 29, pp. 47837-47866, 2022.
- [18] IRENA, (2021, 23/02/2023), *Renewable energy statistics/download-data*, disponible: <https://www.irena.org/Statistics/Download-Data>

- [19] RCREEE. (2021), *Content/member-states*, disponible: <https://www.rcreee.org/conten>
- [20] RCREEE. (2019), *Arab Future Energy Index(AFEX2019)*, *Renewable energy*. disponible: <https://www.rcreee.org/content/arab-future-energy-indexafex-renewable-energy-2019-report>
- [21] N. A. Bouraiou A, Boutasseta N, Mekhilef S, Dabou R, Ziane A, Sahouane N, Attoui I, Mostefaoui M, Touaba O, "Status of renewable energy potential and utilization in Algeria", *Journal of Cleaner Production*, vol. 246:119011, 2020.
- [22] H. Cheniti, M. Cheniti, and K. Brahamia, "Use of GIS and Moran's I to support residential solid waste recycling in the city of Annaba, Algeria", *Environmental Science and Pollution Research*, vol. 28, pp. 34027-34041, 2021.
- [23] L. Li, J. Lin, N. Wu, S. Xie, C. Meng, Y. Zheng, X. Wang, and Y. Zhao, "Review and outlook on the international renewable energy development", *Energy and Built Environment*, vol. 3, pp. 139-157, 2022.
- [24] N. Eneqry. (2021). *TOP 15 des centrales solaires photovoltaïques par capacité dans le monde en juin 2021*, disponible: <https://www.dsnsolar.com/info/top-15-solar-pv-power-plants-by-capacity-world-61624092.html>
- [25] D. Mills, "Advances in solar thermal electricity technology", *Solar energy*, vol. 76, pp. 19-31, 2004.
- [26] A. 360. (2023, 05/03/2023). *Laghouat: La Station de production électrique « El-Kheneg »*. disponible: <https://www.algerie360.com/video-laghouat-station-de-production-electrique-el-kheneg-plus-grande-dafrique/>
- [27] O. Farges, "Conception optimale de centrales solaires à concentration: application aux centrales à tour et aux installations" beam down", thèse de doctorat, Ecole des Mines d'Albi-Carmaux, 2014.
- [28] É. r. É. s. S. t, (2023, 03/03/2023), *Les centrales et tours solaires à concentration*, disponible: <https://www.ecosources.org/centrale-thermodynamique-tour-solaire-concentration>
- [29] N. Sarier and E. Onder, "Organic phase change materials and their textile applications: an overview", *Thermochimica acta*, vol. 540, pp. 7-60, 2012.
- [30] B. Debich, "Modélisation, simulation et fiabilité des matériaux à changement de phase pour l'automobile et l'aéronautique", thèse de doctorat, Normandie Université, 2021.
- [31] Y. Tamaura, M. Utamura, H. Kaneko, H. Hasuïke, M. Domingo, and S. Relloso, "A novel beam-down system for solar power generation with multi-ring central reflectors and molten salt thermal storage", 2006.
- [32] Z. Abdelouhab, "Démantèlement et recyclage optimale des unités de production à énergie renouvelables", thèse de doctorat, Université de Saida –Dr. Tahar Moulay, 2022.
- [33] T. énergitique. (2022, 05/03/2023). *Projet d'une première centrale solaire photovoltaïque à Béchar*. disponible: <https://www.liberte-algerie.com/actualite/projet-d-une-premiere-centrale-solaire-photovoltaïque-a-bechar-370354>
- [34] D. Chan and J. Mo, "Life cycle reliability and maintenance analyses of wind turbines", *Energy Procedia*, vol. 110, pp. 328-333, 2017.
- [35] J. Sabodanière, "Nouvelles technologies de l'énergie 1: les énergies renouvelables", ed: Lavoisier, 2006.
- [36] ecosources. (2023, 28/05/2023). *les éoliennes à axe vertical*. disponible: <https://www.ecosources.org/eolienne-verticale-savonius>
- [37] N. (C.), " Étude et développement de structures et lois de commande numériques pour la simulation en temps réel d'actionneurs. Application à la réalisation d'un simulateur d'aérogénérateur de 3 kW", Thèse de Doctorat, Université du Havre, 1995.



- [38] E. [FRE\_90] FRERIS (L.L.). – Wind energy conversion system. Prentice Hall International Ltd., 1990.
- [39] S. S. (D.A.), "Wind turbine technology. Fundamental concepts of wind turbine engineering," *New York ASME Press*, 1994.
- [40] T. I. e. P. (E.L.), Atlas Éolien Européen. Laboratoire National de Riso, Roskilde, Danemark, 1991.
- [41] D. Le Gourières and D. Legourieres, Énergie éolienne: Théorie, conception et calcul pratique des installations, Eyrolles, 1980.
- [42] N. M. Kasbadji and M. Merzouk, "Estimation du potentiel énergétique éolien utilisable Application au pompage dans les Hauts Plateaux," *Revue des énergies renouvelables*, vol. 9, pp. 155-163, 2006.
- [43] N. Fichaux, "Evaluation du potentiel éolien offshore et imagerie satellitale", thèse de doctorat, École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2003.
- [44] Z. Şen, A. Altunkaynak, and T. Erdik, "Wind velocity vertical extrapolation by extended power law", *Advances in meteorology*, vol. 2012, p. 178623, 2012.
- [45] a. e. news. (2020, 03/03/2020). technology and hydraulic energy. disponible: <https://alternative-energy-news.info/technology/hydro/>
- [46] C. S. Kaunda, C. Z. Kimambo, and T. K. Nielsen, "Hydropower in the context of sustainable energy supply: a review of technologies and challenges", *International Scholarly Research Notices*, vol. 2012, 2012.
- [47] C. C. Warnick, H. A. Mayo, J. L. Carson, and L. H. Sheldon, *Hydropower engineering*: Prentice-Hall Englewood Cliffs, NJ, 1984.
- [48] O. Savin, "Effet des cycles de démarrages et d'arrêts pour les centrales hydrauliques: modélisation de la détérioration des matériels pour l'évaluation des coûts de cyclage", thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, 2021.
- [49] a. environnement. (03/03/2020). hydraulics energies. disponible : <http://www.alternative-energy-news.info/technology/hydro/>
- [50] R. Ginocchio and P.-L. Viollet, "Hydro energy-EdF's R and D collection. L'énergie hydraulique-Collection EdF R et D", 2012.
- [51] C. Whittaker, A. Raby, C. Fitzgerald, and P. Taylor, "The average shape of large waves in the coastal zone", *Coastal Engineering*, vol. 114, pp. 253-264, 2016.
- [52] G. R. EDF. (2020, 15/03/2023). *Les aménagements hydroélectriques du Rhin franco-allemand*. disponible: <https://www.edf.fr/hydraulique-alsace-vosges/l-art-et-les-centrales-hydroelectriques-sur-le-rhin-franco-allemand>
- [53] A. Terki, "Contribution aux algorithmes d'optimisation intelligente: application au problème d'engagement des unités de production de l'énergie électronique", thèse de doctorat, Université de Jijel, 2021.
- [54] H. Kanchev, "Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable: Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain", thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille; Université Technique de Sofia. Faculté Francophone, 2014.
- [55] C. d. Énergies. (2023, 17/03/2023). *Énergies renouvelables, Énergie marémotrice*. Disponible: <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/energie-maremotrice>
- [56] K. Patel, "Prospective of Tidal Energy", thèse de master, Université de Halmstad, 2019.
- [57] E.D.F. (2023, 10/04/2023). *Hydroliennes, usine marémotrice : ces installations permettent de produire de l'électricité grâce aux courants et aux marées*. Disponible: <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/qu-est-ce-qu-une-energie-marine>



- [58] D. R. Driss, "cours des énergies renouvelables, l'énergie marée-motrice", cours : Master 2 électrotechnique industriel, 2020/2021.
- [59] J. Aubry, A. Babarit, H. B. Ahmed, and B. Multon, "La récupération de l'énergie de la houle, partie 2: systèmes de récupération et aspects électriques", *La Revue 3 E. I.*, pp 26-32, 2009.
- [60] D. Pizer, C. Retzler, and R. Yemm, "The OPD pelamis. Experimental and numerical results from the hydrodynamic work program [Ocean Power Delivery]", 2001.
- [61] B. Multon, "Production d'énergie électrique par sources renouvelables", *Techniques de l'Ingénieur, Traité de Génie Electrique*, 2003.
- [62] T. Abbas, "Étude de faisabilité d'une centrale de production d'électricité et de chaleur à partir de la biomasse avec un réseau de chauffage urbain à l'Île Anticosti", thèse de doctorat, Université du Québec à Rimouski, 2019.
- [63] B. Normandie. (14/04/2023). *Encyclopédie du bois-énergie* Disponible: <https://www.biomasse-normandie.fr/encyclopedie/la-biomasse-est-une-energie-renouvelable/>
- [64] D. Michel, "Evaluation du potentiel fibreux et textile de la canne à sucre (*Saccharum officinarum* L.)", thèse de doctorat, Université de Haute Alsace-Mulhouse, 2013.
- [65] M. A. Mahmud and F. R. Anannya, "Sugarcane bagasse-A source of cellulosic fiber for diverse applications", *Heliyon*, vol. 7, p. e07771, 2021.
- [66] M. L. Mastellone, L. Zaccariello, and U. Arena, "Co-gasification of coal, plastic waste and wood in a bubbling fluidized bed reactor", *Fuel*, vol. 89, pp. 2991-3000, 2010.
- [67] L. Fontaine, "Proposition de scénarios pour la gestion des ordures ménagères résiduelles", thèse de doctorat, Université de la Réunion, 2022.
- [68] A. SAYAD, "Etude expérimentale d'un échangeur eau-air dans la région de Biskra; Utilisation de la géothermie pour la climatisation des habitats", thèse de doctorat, 2020.
- [69] drill-i. (2023). *La géothermie haute énergie et Géothermie basse énergie*. Disponible: <https://drill-i.com/quelles-sont-les-differences-entre-la-geothermie-haute-energie-et-la-geothermie-basse-energie/>
- [70] S. Ouali, A. Khellaf, and K. Baddari, "Etude des ressources géothermiques du sud algérien", *Revue des énergies renouvelables*, vol. 10, pp. 407-414, 2007.
- [71] É. Nauleau, "Évolution au cours du temps des propriétés physiques et mécaniques des matériaux cimentaires d'un puit géothermique basse énergie", thèse de doctorat, Université Paris-Est, 2013.
- [72] ISO, "Environmental management: life cycle assessment; principles and framework", *International Organization for Standardization*, 2006.
- [73] J. B. Guinée and E. Lindeijer, *Handbook on life cycle assessment: operational guide to the ISO standards* vol. 7: Springer Science & Business Media, 2002.
- [74] J. Reinhard, C. L. Mutel, G. Wernet, R. Zah, and L. M. Hilty, "Contribution-based prioritization of LCI database improvements: Method design, demonstration, and evaluation", *Environmental Modelling & Software*, vol. 86, pp. 204-218, 2016.
- [75] P.-O. Bédard, "Analyse du cycle de vie et recommandations concernant la valorisation des pales d'éoliennes dans l'Est-du-Québec", thèse de doctorat, Université de Sherbrooke, 2018.
- [76] M. Z. Hauschild and M. A. Huijbregts, *Introducing life cycle impact assessment*: Springer, 2015.
- [77] M. A. Curran, M. Mann, and G. Norris, "The international workshop on electricity data for life cycle inventories", *Journal of Cleaner Production*, vol. 13, pp. 853-862, 2005.
- [78] Oko-Institut. (2015, 05/06/2023). *Global Emissions Model of Integrated Systems (GEMIS)*. Disponible: <https://ghgprotocol.org/Third-Party-Databases/GEMIS>

- [79] V. Rakotoson, "Intégration de l'analyse de cycle de vie dans l'étude de la production électrique en milieux insulaires", thèse de doctorat, Université de la Réunion, 2018.
- [80] K. H. Rostkowski, C. S. Criddle, and M. D. Lepech, "Cradle-to-gate life cycle assessment for a cradle-to-cradle cycle: biogas-to-bioplastic (and back)", *Environmental science & technology*, vol. 46, pp. 9822-9829, 2012.
- [81] R. Dąbrowicz, J. Bieńkowski, M. Holka, and J. Jankowiak, "Life cycle assessment of winter rape production in large-area farms with intensive cultivation system", *Polish Journal of Agronomy*, vol. 28, pp. 12-18, 2017.
- [82] R. H. Ahangharnejhad, W. Becker, J. Jones, A. Anctil, Z. Song, A. Phillips, M. J. Heben, and I. Celik, "Environmental Impact per Energy Yield for Bifacial Perovskite Solar Cells Outperforms Crystalline Silicon Solar Cells", *Cell Reports Physical Science*, vol. 1, p. 100216, 2020.
- [83] S. Islam, S. Ponnambalam, and H. L. Lam, "Review on life cycle inventory: methods, examples and applications", *Journal of Cleaner Production*, vol. 136, pp. 266-278, 2016.
- [84] Q. Jiang, T. Li, Z. Liu, H. Zhang, and K. Ren, "Life cycle assessment of an engine with input-output based hybrid analysis method", *Journal of Cleaner Production*, vol. 78, pp. 131-138, 2014.
- [85] O. Jolliet, M. Margni, R. Charles, S. Humbert, J. Payet, G. Rebitzer, and R. Rosenbaum, "IMPACT 2002+: a new life cycle impact assessment methodology", *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 8, pp. 324-330, 2003.
- [86] P. Godin, *Hydro-Québec 2020, "Les défis du siècle de la transition énergétique"*, Rapport technique, Institut de recherche en économie contemporaine, 2019.
- [87] A.-M. Boulay, C. Bulle, J.-B. Bayart, L. Deschênes, and M. Margni, "Regional characterization of freshwater use in LCA: modeling direct impacts on human health", *Environmental science & technology*, vol. 45, pp. 8948-8957, 2011.
- [88] p. e. s. Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, "Analyse du cycle de vie de filières de production décentralisée d'énergie électrique à petite échelle", Rapport technique préparé pour Hydro-Québec, Canada, 2013.
- [89] N. Abdelrehim, J. Maltby, and S. Toms, "Narrative reporting and crises: British Petroleum and Shell, 1950–1958", *Accounting History*, vol. 20, pp. 138-157, 2015.
- [90] N. Hytiris, K. Ninikas, R. Emmanuel, B. Aaen, and P. Younger, "Heat energy recovery from waste water in the Glasgow Subway system", *Procedia Engineering*, vol. 165, pp. 394-403, 2016.
- [91] T. I. TEAM. (february 1, 2022). *The 2008 Financial Crisis and Its Effects on Gas and Oil*. Disponible: <https://www.investopedia.com/ask/answers/052715/how-did-financial-crisis-affect-oil-and-gas-sector.asp>
- [92] I. Capellán-Pérez, C. De Castro, and L. J. M. González, "Dynamic Energy Return on Energy Investment (EROI) and material requirements in scenarios of global transition to renewable energies", *Energy Strategy Reviews*, vol. 26, p. 100399, 2019.
- [93] A. Tahtah, D. Raouti, and R. Meziane, "Improving of Life Cycles of Renewable Energy Production Systems", in *International Conference on Artificial Intelligence in Renewable Energetic Systems*, Tipaza, Algérie, pp. 212-219, 2021.
- [94] G. Puglia, P. Bangalore, and L. B. Tjernberg, "Cost efficient maintenance strategies for wind power systems using LCC ", in *2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Durham, Royaume-Uni, pp. 1-6, 2014.
- [95] K. Mallard, "Démarche de conception multicritère de système de production d'énergie: application à une hydrolienne durable et résiliente pour micro-réseau isolé", thèse de doctorat, Université Grenoble Alpes, 2020.

- [96] J. Nilsson and L. Bertling, "Maintenance management of wind power systems using condition monitoring systems—life cycle cost analysis for two case studies", *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 22, pp. 223-229, 2007.
- [97] C. J. Rydh, M. Jonsson, and P. Lindahl, "Replacement of old wind turbines assessed from energy, environmental and economic perspectives", 2004.
- [98] C. U. Jensen, T. E. Panduro, and T. H. Lundhede, "The vindication of Don Quixote: The impact of noise and visual pollution from wind turbines", *Land Economics*, vol. 90, pp. 668-682, 2014.
- [99] M. Lenzen and J. Munksgaard, "Energy and CO2 life-cycle analyses of wind turbines—review and applications", *Renewable Energy*, vol. 26, pp. 339-362, 2002.
- [100] B. Tremeac and F. Meunier, "Life cycle analysis of 4.5 MW and 250 W wind turbines", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 2104-2110, 2009.
- [101] F. Ardente, M. Beccali, M. Cellura, and V. L. Brano, "Energy performances and life cycle assessment of an Italian wind farm", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, pp. 200-217, 2008.
- [102] P. Garrett and K. Rønde, "Life cycle assessment of wind power: comprehensive results from a state-of-the-art approach", *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 18, pp. 37-48, 2013.
- [103] K. B. Oebels and S. Pacca, "Life cycle assessment of an onshore wind farm located at the northeastern coast of Brazil", *Renewable Energy*, vol. 53, pp. 60-70, 2013.
- [104] G. Chen, Q. Yang, and Y. Zhao, "Renewability of wind power in China: a case study of nonrenewable energy cost and greenhouse gas emission by a plant in Guangxi", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 2322-2329, 2011.
- [105] B. Xue, Z. Ma, Y. Geng, P. Heck, W. Ren, M. Tobias, A. Maas, P. Jiang, J. A. P. de Oliveira, and T. Fujita, "A life cycle co-benefits assessment of wind power in China", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 338-346, 2015.
- [106] S. Wang, S. Wang, and J. Liu, "Life-cycle green-house gas emissions of onshore and offshore wind turbines", *Journal of Cleaner Production*, vol. 210, pp. 804-810, 2019.
- [107] C.-S. Laura and D.-C. Vicente, "Life-cycle cost analysis of floating offshore wind farms", *Renewable Energy*, vol. 66, pp. 41-48, 2014.
- [108] L. Bertling, "Reliability assessment of electrical power systems—Course material for Vattenfall El distribution", *KTH Elec. Eng., Stockholm, Sweden, Paper A-ETS/EEK-0504*, 2005.
- [109] C. Douglas, G. Harrison, and J. Chick, "Life cycle assessment of the Seagen marine current turbine", *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part M: Journal of Engineering for the Maritime Environment*, vol. 222, pp. 1-12, 2008.
- [110] Q. Li, H. Duan, M. Xie, P. Kang, Y. Ma, R. Zhong, T. Gao, W. Zhong, B. Wen, and F. Bai, "Life cycle assessment and life cycle cost analysis of a 40 MW wind farm with consideration of the infrastructure", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 138, pp. 110-499, 2021.
- [111] M. Gökçek and M. S. Genç, "Evaluation of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems (WECSs) in Central Turkey", *Applied Energy*, vol. 86, pp. 2731-2739, 2009.
- [112] S. Mathew, *Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics* vol. 1: Springer, 2006.
- [113] R. C. Thomson and G. P. Harrison, "Life cycle costs and carbon emissions of offshore wind power", *ClimateXChange, Edinburgh*, 2015.
- [114] S. Diaf and G. Notton, "Evaluation of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems in southern Algeria", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 23, pp. 379-390, 2013.

- [115] J. Li, S. Li, and F. Wu, "Research on carbon emission reduction benefit of wind power project based on life cycle assessment theory", *Renewable Energy*, vol. 155, pp. 456-468, 2020.
- [116] B. R. Sarker and T. I. Faiz, "Minimizing transportation and installation costs for turbines in offshore wind farms", *Renewable Energy*, vol. 101, pp. 667-679, 2017.
- [117] CEGELEC (14/12/2010). *Cegelec aux commandes d'une ferme éolienne en Algérie*. disponible: <https://www.batiactu.com/edito/cegelec-aux-commandes-ferme-eolienne-algerie-27602.php>
- [118] R. Dones, C. Bauer, R. Bolliger, B. Burger, M. Faist Emmenegger, R. Frischknecht, T. Heck, N. Jungbluth, A. Röder, and M. Tuchschnid, "Life cycle inventories of energy systems: results for current systems in Switzerland and other UCTE countries", *Final report ecoinvent data v2. 0*, vol. 5, pp. 143-144, 2007.
- [119] C. Hersenius and U. Möller, "Operation and Maintenance of offshore wind farms", 2011.
- [120] S. Effiom, B. Nwankwojike, and F. Abam, "Economic cost evaluation on the viability of offshore wind turbine farms in Nigeria", *Energy Reports*, vol. 2, pp. 48-53, 2016.
- [121] G. Puglia, "Life cycle cost analysis on wind turbines", thèse master, université de technologie de Luleå 2013.
- [122] S. Davidsson, M. Höök, and G. Wall, "A review of life cycle assessments on wind energy systems", *The International Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 17, pp. 729-742, 2012.
- [123] L. Xu, M. Pang, L. Zhang, W.-R. Pogonietz, and S. D. Marathe, "Life cycle assessment of onshore wind power systems in China", *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 132, pp. 361-368, 2018.
- [124] E. Martínez, F. Sanz, S. Pellegrini, E. Jiménez, and J. Blanco, "Life cycle assessment of a multi-megawatt wind turbine", *Renewable Energy*, vol. 34, pp. 667-673, 2009.
- [125] J. P. Jensen, "Evaluating the environmental impacts of recycling wind turbines", *Wind Energy*, vol. 22, pp. 316-326, 2019.
- [126] M. Berndt, "Influence of concrete mix design on CO<sub>2</sub> emissions for large wind turbine foundations", *Renewable Energy*, vol. 83, pp. 608-614, 2015.
- [127] J. Hopewell, R. Dvorak, and E. Kosior, "Plastics recycling: challenges and opportunities", *Philosophical Transactions of the Royal Society B: Biological Sciences*, vol. 364, pp. 2115-2126, 2009.
- [128] W. Iguergazix Dahmoun, "Energies renouvelables: l'un des pivots du développement durable en Algérie", *International Journal of Advanced Research on Planning and Sustainable Development*, vol. 4, pp. 46-68, 2021.
- [129] A. E. D. Rafai and S. E. Barka, "Étude qualitative et quantitative du parc éolien d'Adrar", thèse master, Université Mohammed Boudiaf M'sila, 2020.
- [130] M. Benmedjahed and R. Maouedj, "Technical and economic analysis of wind turbine system for isolated location at Adrar in Algeria", in *2018 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, Rabat, Moroc, pp. 1-4, 2018.
- [131] M. Benmedjahed, R. Maouedj, and S. Mouhadjer, "Wind energy resource assessment of desert sites in Algeria: energy and reduction of CO<sub>2</sub> emissions", *International Journal of Applied*, vol. 9, pp. 22-28, 2020.
- [132] R. Crawford, "Life cycle energy and greenhouse emissions analysis of wind turbines and the effect of size on energy yield", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 2653-2660, 2009.
- [133] K. R. Haapala and P. Prempreeda, "Comparative life cycle assessment of 2.0 MW wind turbines", *International Journal of Sustainable Manufacturing*, vol. 3, pp. 170-185, 2014.



- [134] M. Ozoemena, R. Hasan, and W. M. Cheung, "Analysis of technology improvement opportunities for a 1.5 MW wind turbine using a hybrid stochastic approach in life cycle assessment", *Renewable Energy*, vol. 93, pp. 369-382, 2016.
- [135] M. Pehnt, Oeser, M., Swider, D.J, "Consequential environmental system analysis of expected offshore wind electricity production in Germany," *energy*, vol. 33, pp. 747-759, 2008.
- [136] I. Kubiszewski, Cleveland, C.J., Endres, P.K., "Meta-analysis of net energy return for wind power systems," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 218-225, 2010.
- [137] S. Bentouba and M. Bourouis, "Feasibility study of a wind–photovoltaic hybrid power generation system for a remote area in the extreme south of Algeria", *Applied Thermal Engineering*, vol. 99, pp. 713-719, 2016.
- [138] U. N. F. C. o. C. Change, "the Glasgow Climate Pact - Key Outcomes from COP26", 2022.
- [139] A. Tahtah, D. Raouti, and R. Meziane, "Economic and ecological evaluation and optimization of the life cycle of a wind farm", *International Journal of Environmental Science and Technology*, vol. 20, pp. 9837-9852, 2023.
- [140] A. Zaoui, R. Meziane, E. Chatelet, and F. Lakdja, "Economic evaluation of the life cycle of a wind farm and improving the levelized cost of energy in region Champagne-Ardenne, France", *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, pp. 1-11, 2021.
- [141] W. Short, *Holt, " A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies", cahier de recherche, National Renewable Energy Lab., Golden, CO (United States), 1995.*
- [142] S. Lorenczik, S. Kim, B. Wanner, J. M. Bermudez Menendez, U. Remme, T. Hasegawa, J. H. Keppler, L. Mir, G. Sousa, and M. Berthelemy, "Projected costs of generating electricity-2020 edition", Organisation for Economic Co-Operation and Development, 2020.
- [143] R. Gao, H. O. Nam, H. Jang, and W. I. Ko, "The economic competitiveness of promising nuclear energy system: A closer look at the input uncertainties in LCOE analysis", *International Journal of Energy Research*, vol. 43, pp. 3928-3958, 2019.
- [144] C. Lucheroni and C. Mari, "CO<sub>2</sub> volatility impact on energy portfolio choice: A fully stochastic LCOE theory analysis", *Applied Energy*, vol. 190, pp. 278-290, 2017.
- [145] J. D. Mondol and C. Carr, "Techno-economic assessments of advanced Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) technology for the new electricity market in the United Arab Emirates," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 19, pp. 160-172, 2017.
- [146] P. Y. Hoo, H. Hashim, W. S. Ho, and N. A. Yunus, "Spatial-economic optimisation of biomethane injection into natural gas grid: The case at southern Malaysia", *Journal of environmental management*, vol. 241, pp. 603-611, 2019.
- [147] N. Pang, X. Gu, S. Chen, H. Kirchhoff, H. Lei, and S. Roje, "Exploiting mixotrophy for improving productivities of biomass and co-products of microalgae", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 112, pp. 450-460, 2019.
- [148] S. Park, A. Langat, K. Lee, and Y. Yoon, "Measuring the impact of risk on LCOE (levelized cost of energy) in geothermal technology", *Geothermal Energy*, vol. 9, pp. 1-19, 2021.
- [149] J. Richards, P. Sabharwall, and M. Memmott, "Economic comparison of current electricity generating technologies and advanced nuclear options", *The Electricity Journal*, vol. 30, pp. 73-79, 2017.

- [150] J. Riesz, C. Sotiriadis, P. Vithayasrichareon, and J. Gilmore, "Quantifying key uncertainties in the costs of nuclear power", *International Journal of Energy Research*, vol. 41, pp. 389-409, 2017.
- [151] L. Sens, U. Neuling, and M. Kaltschmitt, "Capital expenditure and levelized cost of electricity of photovoltaic plants and wind turbines—Development by 2050", *Renewable Energy*, vol. 185, pp. 525-537, 2022.
- [152] M. Bruck, P. Sandborn, and N. Goudarzi, "A Levelized Cost of Energy (LCOE) model for wind farms that include Power Purchase Agreements (PPAs)", *Renewable Energy*, vol. 122, pp. 131-139, 2018.
- [153] L. Miller and R. Cariveau, "A graduate level course on economic metrics and innovative finance mechanisms for wind", in *Journal of Physics: Conference Series*, , p. 12-21,2020.
- [154] F. Jesus, Guanche, R., Losada, Í.J., "The impact of wind resource spatial variability on floating offshore wind farms finance", *Wind Energy*, pp. 1131–1143, 2017.
- [155] P. Hou, Enevoldsen, P., Hu, W., Chen, C., Chen, Z, " Offshore wind farm repowering optimization", *Applied Energy*, pp. 834–844, 2017.
- [156] R. B. Sarkis and V. Zare, "Proposal and analysis of two novel integrated configurations for hybrid solar-biomass power generation systems: Thermodynamic and economic evaluation", *Energy Conversion and Management*, vol. 160, pp. 411-425, 2018.
- [157] A. Masih and H. Verma, "Optimization and reliability evaluation of hybrid solar-wind energy systems for remote areas", *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 10, pp. 1697-1706, 2020.
- [158] M. Jahangiri, A. A. Shamsabadi, R. Riahi, F. Raeiszadeh, and P. F. Dehkordi, "Levelized Cost of Electricity for Wind-Solar Power Systems in Japan, a Review", *Journal of Power Technologies*, vol. 100, 2020.
- [159] A. F. Altun and M. Kilic, "Design and performance evaluation based on economics and environmental impact of a PV-wind-diesel and battery standalone power system for various climates in Turkey", *Renewable Energy*, vol. 157, pp. 424-443, 2020.
- [160] Cour des comptes, "L'arrêt de l'analyse des coûts du système de production électrique en France ", 2021.
- [161] T. T. Tran and A. D. Smith, "Incorporating performance-based global sensitivity and uncertainty analysis into LCOE calculations for emerging renewable energy technologies", *Applied Energy*, vol. 216, pp. 157-171, 2018.
- [162] G. Rubio-Domingo and P. Linares, "The future investment costs of offshore wind: An estimation based on auction results", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 148, p. 111324, 2021.
- [163] A. Amer, A. Azab, M. A. Azzouz, and A. S. Awad, "A stochastic program for siting and sizing fast charging stations and small wind turbines in urban areas", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 12, pp. 1217-1228, 2021.
- [164] R. de Oliveira Azevêdo, P. Rotela Junior, G. Chicco, G. Aquila, L. C. Souza Rocha, and R. Santana Peruchi, "Identification and analysis of impact factors on the economic feasibility of wind energy investments", *International Journal of Energy Research*, vol. 45, pp. 3671-3697, 2021.
- [165] K. Almutairi, S. S. H. Dehshiri, S. J. H. Dehshiri, A. Mostafaeipour, A. Issakhov, and K. Techato, "A thorough investigation for development of hydrogen projects from wind energy: A case study", *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, pp. 18795-18815, 2021.
- [166] P. S. Adaramola MS, Oyedepo SO, "Assessment of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems in north-central Nigeria", *Energy Conversion and Management*, pp. 52:3363-3368, 2011.

- [167] D. Ahn, S.-c. Shin, S.-y. Kim, H. Kharoufi, and H.-c. Kim, "Comparative evaluation of different offshore wind turbine installation vessels for Korean west-south wind farm", *International Journal of Naval Architecture and Ocean Engineering*, vol. 9, pp. 45-54, 2017.
- [168] E. Uraz, "Offshore wind turbine transportation & installation analyses planning optimal marine operations for offshore wind projects", edition, 2011.
- [169] S.A. Herman, "Offshore Wind Farms: Analysis of Transport and Installation Cost, Subsidiary Engine-Program of ECN ", *ECN Wind Energy*, 2002.
- [170] K. Samoteskul, "Analyzing costs and benefits of rerouting vessel traffic to open areas for offshore wind development in the mid-Atlantic United States", thèse de doctorat, University of Delaware, 2013.
- [171] M. J. Kaiser and B. F. Snyder, "Modeling offshore wind installation vessel day-rates in the United States", *Maritime Economics & Logistics*, vol. 14, pp. 220-248, 2012.
- [172] A. Ioannou, A. Angus, and F. Brennan, "A lifecycle techno-economic model of offshore wind energy for different entry and exit instances", *Applied Energy*, vol. 221, pp. 406-424, 2018.
- [173] U. S. E. I. Administration, (2021, 7 juine 2022). "*Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook*", disponible: <https://www.eia.gov/>
- [174] S. Makhloufi, S. Boulehchich, K. Abdeladim, I. ElGhoul, and A. HadjArab, "Operation assessment of the Kabertane's photovoltaic power plant", in *2020 6th International Symposium on New and Renewable Energy (SIENR)*, 2021.
- [175] S. Makhloufi, S. Khennas, S. Bouchaib, and A. H. Arab, "Multi-objective cuckoo search algorithm for optimized pathways for 75% renewable electricity mix by 2050 in Algeria", *Renewable Energy*, vol. 185, pp. 1410-1424, 2022.
- [176] N. Tazi, F. Safaei, and F. Hnaïen, "Assessment of the levelized cost of energy using a stochastic model", *Energy*, vol. 238, pp. , 2022.
- [177] L. D. Harvey, "Clarifications of and improvements to the equations used to calculate the levelized cost of electricity (LCOE), and comments on the weighted average cost of capital (WACC)", *Energy*, vol. 207, pp. 118340, 2020.
- [178] K. A. De Jong, "*An analysis of the behavior of a class of genetic adaptive systems*", thèse de doctorat, University of Michigan, 1975.
- [179] D. E. Goldberg, "Genetic Algorithms in Search", *Optimization, Machine Learning*, 1989.

## ANNEXE

ANNEXE 1. Les quantités de matériaux (tonnes) utilisées pour chaque éolienne

Compon ents	Material s Weight (tonnes)	0.85 MW		3 MW		0.8 MW		1.5 MW		2 MW	
						Nordex		Enercon E-66		Gamesa	
foundati on	Concret e	480	1140	concrete	489.6	concrete	575	steel	35		
	Steel	15	36	Reinfor steel	14			concret e	775		
tower	Steel	69,0	158.	steel low	6.9375	steel	144.2	Steel	200		
	Paint	7 0,93	76 1.24	allyod epoxy resin	0.0360	galvze steel	6.7				
nacelle	Steel	3,35	13	steel low	3.1	COPPER	15.4	steel	12.27		
	Steel	2,41	9.33	allyod	0.251	steel sheet	19.2	copper	2.5		
	Steel	1,47	5.71	CAST IRON	0.251	steel no alloy	37.3	silica sand	0.15		
	Copper	0,37	1.43	CHRO STEEL	2.2	steel alloy	0.6	cast iron	35.92		
	Steel	4,21	/	CAST IRON	2.2	steel aloy low	10	Fiber glass	2		
	Steel	0,26	1.02	CAST IRON	0.1	cast steel	3.7	lubricant	7.52		
	Steel	0,26	/	CHRO STEEL	0.828	cast iron	21				
	Steel	0,26	/	CHRO STEEL	2.173	polyeste resin	2.2				
	Steel	6,08	23.5	rubber	0.207	electronics	2.5				
	Copper	0,06	8	CAST IRON	0.242	steel constr	27				
	Alumin um	2	0.24	CHRO STEEL	0.150	gear oil	0.9				
	Alumin um	0,06	1	CHRO STEEL	5.652	light weight	12				
	Copper	2	0.69	alummn recycle	1.261						
	Steel	0,18	0.94	copper	0.585						
	Steel	0,24	3.87	CHRO STEEL	0.3						
	Steel	1	1.02	CHRO STEEL	0.2						
Copper	0,26	1.38	GFRE steel low allyod	0.5							
				0.0588							



## ANNEXE

	Aluminum Plastic	0,89 4 0,18	1.38 0.7	CHRO STEEL  CHRO STEEL  CHRO STEEL  lubricant					
rotor	Steel  Fibre glass  Epoxy  Steel	4,8  3,01 2,01 0,18	19.2  12.0 4 8.03 0.73	GFRE  CHRO STEEL  CAST IRON	8.4  3.1 3.2	Alumini um  fibre glass  epoxy resin  polythen e  Pvc  paint  rubber  iron	0.2  7.5 4.5 0.7 2.1 5.4 0.2 1.5	steel  fibregla ss  epoxy  cast iron	5  7.5 5 8.5

### ANNEX 2. Facteur d'émission d'équivalent en CO<sub>2</sub> d'un composant

Materials	CO <sub>2</sub> Emission Factor (kgCO <sub>2</sub> -eq/kg)	Materials	CO <sub>2</sub> Emission Factor (kgCO <sub>2</sub> -eq/kg)
aluminum	4,62	PVC	2.41
copper	0,632	Paint	3.56
concrete	0,283	Rubber	3.18
epoxy	3,07	polyestre resin	1.94
Fiber glass	1,54	electronics	2.73
Cast iron	1.25	gear oil	3.62
Silica sand	0.904	lubricant	2.93

ANNEX 3 Analyses des coûts (Annualized cost) d'un système Hybride de production d'énergie électrique raccordé à un réseau électrique ( SONELGAZ ) ; de la localité de KABERTENE ADRAR

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)
PV	1 921,718	599,201	900	0	-335,819	2 186,000
GAMEZA G52 x 12	1 486,308	620,185	900	0	-115,436	1 991,956
Prath&Witheny Turbine	1 720,988	812,740	8,155	2 979,489	-23,391	5 497,982
Grid	0	0	-437,728	0	0	-437,728
System	5 129,013	2 032,126	-427,773	2 979,489	-474,646	9 238,209