

Analyse du Cycle de Vie de la production d'électricité d'origine éolienne en France

CONFORMEMENT AUX NORMES ISO 14040 – 14044



Décembre 2015

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par Cycleco
N° de contrat : 1205C0126



Coordination technique : Robert Bellini – ADEME – Direction Productions et Energies Durables
Service Réseaux et Energies Renouvelables



RAPPORT FINAL

REMERCIEMENTS

Nous remercions l'ensemble des entreprises qui ont participé à l'étude et ont pu enrichir et préciser les données, et ainsi contribuer à la première ACV de la filière éolienne française. Nous remercions également les membres du comité de pilotage pour les discussions auxquelles ils ont pris part et leurs nombreux apports :

David Saint-André (Windustry, Syndicat des Energies Renouvelables)
Lucas Robin-Chevallier (France Energie Eolienne)
Paul Duclos (Syndicat des Energies Renouvelables)
David Marchal (Ademe)
Guilain Cals (Ademe)
Jean-Michel Parrouffe (Ademe)
Julien Delanoe (Ademe)
Martino Lacirignola (Ademe)
Mila Galiano (Ademe)
Olivier Réthoré (Ademe)
Vincent Guénard (Ademe)
Alexandre Lemaire (Cycleco)
Jérôme Payet (Cycleco)
Isabelle Blanc (*reviewer*)
Pierryves Padey (*reviewer*)

CITATION DE CE RAPPORT

Cycleco 2015. « Analyse du Cycle de Vie de la production d'électricité d'origine éolienne en France », Rapport final. ADEME.

En français :

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par la caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

En anglais:

Any representation or reproduction of the contents herein, in whole or in part, without the consent of the author(s) or their assignees or successors, is illicit under the French Intellectual Property Code (article L 122-4) and constitutes an infringement of copyright subject to penal sanctions. Authorised copying (article 122-5) is restricted to copies or reproductions for private use by the copier alone, excluding collective or group use, and to short citations and analyses integrated into works of a critical, pedagogical or informational nature, subject to compliance with the stipulations of articles L 122-10 – L 122-12 incl. of the Intellectual Property Code as regards reproduction by reprographic means.

RESUME	5
ABSTRACT	5
LISTE DES TABLEAUX	6
LISTE DES FIGURES	8
GLOSSAIRE ET ACRONYME	9
1. INTRODUCTION	10
1.1. OBJECTIFS DU PROJET	10
1.2. CONTEXTE DU PROJET	10
1.3. DEFINITION DE L'ANALYSE DE CYCLE DE VIE (ACV).....	10
1.3.1. BASE DE DONNEES.....	11
1.3.2. LOGICIEL D'ANALYSE DU CYCLE DE VIE	12
2. DEFINITION DES OBJECTIFS DE L'ETUDE	12
2.1. PUBLIC CONCERNE.....	12
2.2. CONTEXTE DE DECISION	12
2.3. ACTEURS DE L'ETUDE.....	12
3. DEFINITION DU CHAMP DE L'ETUDE.....	13
3.1. FONCTION, UNITE FONCTIONNELLE, DUREE DE VIE	13
3.2. FRONTIERE DU SYSTEME	13
4. INVENTAIRE DE CYCLE DE VIE	14
4.1. CADRE DE LA MODELISATION DE L'INVENTAIRE	14
4.2. DESCRIPTION D'UNE EOLIENNE	14
4.3. DESCRIPTION DES TECHNOLOGIES DE CONVERSION D'ENERGIE	16
4.4. COLLECTE DE DONNEES	18
4.5. EOLIENNES TERRESTRES	19
4.5.1. PARCS TERRESTRES ETUDIES.....	19
4.5.2. PRODUCTION DES COMPOSANTS	20
4.5.3. INSTALLATION DE LA CENTRALE	24
4.5.4. PRODUCTION D'ENERGIE ELECTRIQUE.....	25
4.5.5. MAINTENANCE ET REPARATION	26
4.5.6. DEMONTAGE ET FIN DE VIE	26
4.6. EOLIENNES MARITIMES	27
4.6.1. PARCS MARITIMES FUTURS	27
4.6.2. COMPOSITION DU MAT	28
4.6.3. FONDATIONS DES EOLIENNES EN MER	28
4.6.4. INSTALLATION DE LA CENTRALE	30
4.6.5. PRODUCTION D'ELECTRICITE	31
4.6.6. MAINTENANCE DES EOLIENNES EN MER	32
4.6.7. DEMONTAGE ET FIN DE VIE	32
5. ANALYSE DES IMPACTS	32

5.1.	METHODOLOGIE D’EVALUATION DES IMPACTS.....	32
5.1.1.	LISTE DES INDICATEURS.....	32
5.1.2.	DESCRIPTION DES INDICATEURS.....	33
5.1.3.	INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES SUPPLEMENTAIRES	35
5.2.	RESULTATS D’ANALYSE DES IMPACTS.....	35
5.2.1.	RESULTATS D’ANALYSE DES IMPACTS DE LA FILIERE EOLIENNE TERRESTRE	35
5.2.2.	RESULTATS D’ANALYSE DES IMPACTS DE LA FILIERE EOLIENNE MARITIME.....	52
5.2.3.	RESULTATS PAR INDICATEUR.....	54
5.3.	ANALYSE DE SENSIBILITE	67
5.3.1.	ANALYSE DE SENSIBILITE SUR L’EOLIEN TERRESTRE	68
5.3.2.	ANALYSE DE SENSIBILITE SUR L’EOLIEN MARITIME.....	72
5.4.	COMPARAISON AVEC LA LITTERATURE.....	73
5.4.1.	EMISSION DE CO ₂ PAR KILOWATTHEURE	73
5.4.2.	RETOUR ENERGETIQUE :.....	75
6.	ETUDE SUR LA PRESSION SUR LES RESSOURCES	76
7.	CONCLUSION.....	78
8.	REFERENCES	80
	ANNEXE 1 : SOURCE ET NIVEAU DES INVENTAIRES.....	82
	ANNEXE 2 : ATLAS DE LA FILIERE EOLIENNE FRANÇAISE	83
	ANNEXE 3 : DETAIL DU TRI DE LA BDD.....	84
	ANNEXE 4 : CARTE DES SITES ETUDIES.....	85
	ANNEXE 5 : INVENTAIRES	86
	ANNEXE 6 : ANALYSE DES INDICATEURS DE PRESSION SUR LES RESSOURCES EN ACV	91

Résumé

L'objectif de l'étude est de fournir des données précises et à jour sur les impacts environnementaux de la production d'électricité d'origine éolienne du parc français, à la fois pour les installations terrestres et en mer. Dans le cas de l'éolien à terre, les calculs des impacts environnementaux se fondent sur le parc effectivement installé ; pour l'éolien en mer, sont prises en compte les premières installations prévues à horizon 2020. Cette étude permet d'identifier les paramètres importants en termes d'impacts des parcs éoliens sur l'ensemble de leur durée de vie, en utilisant la méthode de l'Analyse de Cycle de Vie (ACV). L'étude exprime les impacts environnementaux sous la forme des indicateurs ACV les plus fréquemment utilisés (indicateurs *midpoint*), et évalue d'autre part la pression exercée sur les ressources primaires.

Les résultats issus de cette étude démontrent une cohérence des impacts sur les indicateurs de la filière éolienne terrestre française par rapport aux autres études scientifiques menées sur le sujet. Les résultats annoncent un temps de retour énergétique de 12 mois, un facteur de récolte de 19 et un taux d'émission de CO₂ de 12,7 g par kWh. Les résultats de l'éolien maritime comportent une incertitude plus importante, étant donné qu'aucun parc n'a encore été installé ; le temps de retour énergétique a été évalué à environ 14 mois, le facteur de récolte à 17 et un taux d'émission de CO₂ de l'ordre de 15 g par kWh. Ces émissions restent faibles par rapport à la majorité des autres filières de production d'électricité.

L'étape de cycle de vie responsable en majorité de l'impact pour les deux filières éoliennes est la fabrication des composants, utilisant principalement de l'énergie fossile. L'éolien en mer se distingue de l'éolien terrestre par l'impact supplémentaire lié au choix d'une unique technologie de conversion électrique qui nécessite des aimants permanents spécifiques non recyclés à ce jour ; la criticité des ressources pour la fabrication de ces aimants (utilisation de terres rares) est un point d'attention pour le développement de l'éolien en mer. D'autre part, la construction des sites éoliens en mer et la consommation de carburant qu'elle entraîne est le deuxième impact qui diffère de l'éolien terrestre ; les phases de construction et de démantèlement doivent pouvoir être plus finement analysées en termes d'inventaires de cycle de vie afin de pouvoir consolider l'évaluation environnementale des parcs en mer.

Etant donné ces premiers résultats d'impacts environnementaux, la diversification et la qualité de production de l'éolien en mer ainsi que la marge de progression technologique, l'éolien en mer conforte sa place dans la transition énergétique.

Abstract

The objective of this study is to provide accurate, up-to-date data on environmental impacts of wind power in France. Both onshore and offshore wind power are considered: the environmental impacts of onshore wind are calculated based on the installed capacity; the impacts of offshore wind are based on the expected wind farms to be installed by 2020.

This study has identified the major parameters that drive the environmental impacts of wind power all along the wind farm lifetime, based on a Life Cycle Analysis (LCA). The results are expressed using the most frequent LCA midpoint indicators. Moreover, the pressure on the primary resource is assessed.

The study reveals the consistency between the indicators specifically calculated for the French wind sector, and those issued from international scientific studies. The results include an energy payback time of 12 months, a harvest factor of 19 and a CO₂ emission factor of 12.7 g per kWh. The results for offshore wind show a larger uncertainty, as no farm has been installed in France yet. The offshore energy payback time is about 14 months, the harvest factor 17, and the CO₂ emission factor is about 15 g per kWh. These emissions are much lower than the majority of the other power production sectors.

For both of the onshore and offshore wind, the impacts are mainly driven by the fabrication of the components, which consumes fossil energy. In addition offshore turbines are solely based on permanent-magnet generators, whose magnets have not been considered recyclable as of today. The criticality of the resource for the fabrication of the magnets (based on rare earths) is a point of attention for the development of offshore energy. On another hand, the process of construction and dismantlement of offshore wind farms are very different from onshore technology: the lifecycle inventory related to these phases still need to be consolidated. However, the results of this study confirm the environmental interest in including offshore wind in the energy transition.

Liste des tableaux

Tableau 1 – Situations de contexte décisionnel (ILCD, 2010)	12
Tableau 2 - Répartition des éoliennes (en nombre de machines) par puissance et par technologie	20
Tableau 3 - Constitution du rotor	21
Tableau 4 - Constitution de la nacelle	21
Tableau 5 – Facteur de masse utilisé pour le calcul de la masse des fondations	23
Tableau 6 – Répartition de masse des composants électroniques sur deux modèles Vestas (Vestas, 2011), (Vestas, 2012)	24
Tableau 7 – Données utilisées pour la transformation et occupation des sols	25
Tableau 8 – Répartition de la fin de vie des matériaux de constructions	26
Tableau 9 - Répartition des modèles maritimes et du nombre de sites par constructeurs considérés dans l'étude.	27
Tableau 10 - Nombre d'éoliennes maritimes réparties par puissance et par technologie	28
Tableau 11 – Répartition des fondations dans la filière éolienne maritime française	29
Tableau 12 – Distance des transports de livraison des composants et fondation des éoliennes maritimes.	30
Tableau 13 – Données utilisées pour la transformation et l'occupation des sols d'éoliennes maritimes	30
Tableau 14 – Répartition de masse des composants du poste de transformation électrique	31
Tableau 15 – Facteur de charge par parc éolien en mer	31
Tableau 16 – Indicateurs retenus relatifs aux impacts environnementaux et flux d'énergie	33
Tableau 17 – Impacts environnementaux d'1 kWh d'électricité issu de la filière éolienne française	36
Tableau 18 – Comparaison résultats d'analyse de l'éolienne 800 kW d'Ecoinvent	37
Tableau 19 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'acidification	38
Tableau 20 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'acidification	39
Tableau 21 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'acidification	39
Tableau 22 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de réchauffement climatique	39
Tableau 23 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de réchauffement climatique	40
Tableau 24 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de réchauffement climatique.	40
Tableau 25 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur CED (non renouvelable)	41
Tableau 26 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur CED (non renouvelable)	41
Tableau 27 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur CED Non renouvelable	41
Tableau 28 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur CED (renouvelable)	42
Tableau 29 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur CED (renouvelable)	42
Tableau 30 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur CED renouvelable	42
Tableau 31 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation marine	43
Tableau 32 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation marine	43
Tableau 33 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation marine	43
Tableau 34 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce	44
Tableau 35 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce	44
Tableau 36 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce	44
Tableau 37 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de déchets	45
Tableau 38 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de déchets	45
Tableau 39 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de déchets	45
Tableau 40 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines	46
Tableau 41 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines	46
Tableau 42 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines	46
Tableau 43 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce	47
Tableau 44 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce	47
Tableau 45 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce	47
Tableau 46 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène	48
Tableau 47 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène	48
Tableau 48 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène	48
Tableau 49 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérigène	49
Tableau 50 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérigène	49
Tableau 51 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérigène	49
Tableau 52 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de consommation d'eau	50
Tableau 53 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de consommation d'eau	50
Tableau 54 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de consommation d'eau	50
Tableau 55 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'utilisation des sols	51
Tableau 56 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'utilisation des sols	51
Tableau 57 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'utilisation des sols	51
Tableau 58 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) d'électricité issue de la filière éolienne française maritime	52
Tableau 59 – Comparaison des impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) d'électricité avec résultats d'analyse de l'éolienne 2 MW d'Ecoinvent	53

Tableau 60 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'acidification	54
Tableau 61 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'acidification	54
Tableau 62 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'acidification	54
Tableau 63 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de réchauffement climatique	55
Tableau 64 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de réchauffement climatique	55
Tableau 65 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de réchauffement climatique.	55
Tableau 66 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur CED (non renouvelable)	56
Tableau 67 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur CED (non renouvelable)	56
Tableau 68 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur CED Non renouvelable	57
Tableau 69 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur CED (renouvelable)	57
Tableau 70 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur CED (renouvelable)	57
Tableau 71 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur CED renouvelable	57
Tableau 72 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation marine	58
Tableau 73 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation marine	58
Tableau 74 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation marine	58
Tableau 75 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce	59
Tableau 76 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce	59
Tableau 77 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce	60
Tableau 78 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de déchets	60
Tableau 79 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de déchets	60
Tableau 80 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de déchets	61
Tableau 81 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'inhalation de particules fines	61
Tableau 82 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines	61
Tableau 83 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines	62
Tableau 84 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce	62
Tableau 85 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce	62
Tableau 86 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce	63
Tableau 87 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène	63
Tableau 88 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène	63
Tableau 89 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène	64
Tableau 90 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérigène	64
Tableau 91 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérigène	65
Tableau 92 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérigène	65
Tableau 93 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de consommation d'eau	65
Tableau 94 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de consommation d'eau	66
Tableau 95 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de consommation d'eau	66
Tableau 96 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'utilisation des sols	66
Tableau 97 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'utilisation des sols	67
Tableau 98 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'utilisation des sols	67
Tableau 99 – Emissions de CO ₂ par kilowattheure des différentes énergies	73
Tableau 100 – Emissions de CO ₂ par kilowattheure de l'éolien terrestre	74
Tableau 101 – Emissions de CO ₂ par kilowattheure de l'éolien maritime	75
Tableau 102 – Comparaison de temps de retour énergétique	75
Tableau 103 – Choix des inventaires utilisés	82
Tableau 104 – Répartition des modèles et du nombre de sites par constructeurs considérés dans l'étude.	83
Tableau 105 – Inventaire de la composition d'un kilogramme d'aimant permanent	86
Tableau 106 – Inventaires des composants d'éoliennes et leurs fondations	87
Tableau 107 – Inventaires des composants du transformateur du poste de transformation en mer (Tveten, 2009), sur la base d'un transformateur 220 MVA	89

Liste des figures

Figure 1 - Phases du cycle de vie	11
Figure 2 - Schématisation simplifiée des frontières du système	14
Figure 3 - Composants basiques d'une éolienne terrestre (source : NREL). Le transformateur (<i>transformer</i>) peut être intégré dans la nacelle selon les modèles	15
Figure 4 - Composants basiques d'une éolienne en mer (source image : site lesgrunes.com)	16
Figure 5 – Technologies de conversion d'énergie électrique de la filière éolienne	17
Figure 6 - Répartition des éoliennes par puissance et par technologie. SCIG : asynchrone à cage d'écureuil, DDSG : synchrone à rotor bobiné, DFIG : asynchrone à double alimentation, DDPMG : synchrone à aimants permanents.	20
Figure 7 – Evolution de la masse des fondations en fonction de la masse de l'éolienne	23
Figure 8 - Evolution de la masse des fondations en fonction de la masse de l'éolienne (moyen)	23
Figure 9 - Composants des fondations monopieux	28
Figure 10 - Composants des fondations gravitaires	29
Figure 11 - Composants des fondations <i>jacket</i>	29
Figure 12 - Impacts environnementaux d'1 kWh d'électricité issu de la filière éolienne française	36
Figure 13 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'acidification	38
Figure 14 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de réchauffement climatique	39
Figure 15 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de CED (non renouvelable)	41
Figure 16 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de CED (renouvelable)	42
Figure 17 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation marine	43
Figure 18 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce	44
Figure 19 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de déchets	45
Figure 20 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines	46
Figure 21 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce	47
Figure 22 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène	48
Figure 23 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérigène	49
Figure 24 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de consommation d'eau	50
Figure 25 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'utilisation des sols	51
Figure 26 - Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) d'électricité issue de la filière éolienne française	52
Figure 27 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'acidification	54
Figure 28 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de réchauffement climatique	55
Figure 29 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de CED (non renouvelable)	56
Figure 30 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de CED (renouvelable)	57
Figure 31 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation marine	58
Figure 32 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce	59
Figure 33 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de déchets	60
Figure 34 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'inhalation de particules fines	61
Figure 35 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce	62
Figure 36 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène	63
Figure 37 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérigène	64
Figure 38 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de consommation d'eau	65
Figure 39 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'utilisation des sols	66
Figure 40 – Analyse de sensibilité sur le facteur de charge	68
Figure 41 – Analyse de sensibilité sur le remplacement des pièces	69
Figure 42 – Analyse de sensibilité sur le facteur de charge	69
Figure 43 – Analyse de sensibilité sur de type d'acier du mât	70
Figure 44 – Analyse de sensibilité sur la durée de vie	70
Figure 45 – Analyse de sensibilité sur la distance de livraison sur site d'installation	71
Figure 46 – Analyse de sensibilité sur les fondations	71
Figure 47 – Analyse de sensibilité sur les fondations	72
Figure 48 – Analyse de sensibilité sur les fondations Adwen	72
Figure 49 – Emission de CO ₂ par kilowattheure de l'éolien terrestre et maritime (IPCC)	73
Figure 50 – Emission de CO ₂ par kilowattheure des différentes énergies (IPCC)	74

Glossaire et acronyme

<i>ACV</i>	<i>Analyse de Cycle de Vie</i>
<i>CED</i>	<i>Cumulative Energy Demand : Demande d'énergie cumulée</i>
<i>CED NR</i>	<i>Demande d'énergie cumulée non renouvelable</i>
<i>DDSG</i>	<i>Direct Drive Synchronous Generator : Générateur synchrone (transmission direct)</i>
<i>DDPMG</i>	<i>Direct Drive Permanent Magnet Generator : Générateur synchrone (transmission direct)) à aimant permanent</i>
<i>DFIG</i>	<i>Double Fed Induction Generator : Générateur asynchrone (transmission avec multiplicateur) à double alimentation</i>
<i>Filière</i>	<i>Ensemble de tous les parcs et éoliennes installées</i>
<i>ILCD</i>	<i>International Life Cycle Data</i>
<i>Parc</i>	<i>Ensemble d'éolienne sur un seul site</i>
<i>SCIG</i>	<i>Squirrel Cage induction Generator : Générateur asynchrone (transmission avec multiplicateur)</i>

1. Introduction

Cette étude, commandée par l'ADEME, a démarré le 31 décembre 2013 pour une durée totale de 24 mois, dont 12 mois consacrés à la réalisation du cœur de la mission et 12 mois pour la collecte de données supplémentaires.

1.1. Objectifs du projet

Les objectifs annoncés par l'ADEME pour cette étude sont multiples. Il s'agit dans un premier temps de calculer les **impacts environnementaux de la filière éolienne terrestre et maritime**, en France et dans les DOM, à l'aide de la réalisation d'une Analyse de Cycle de Vie conformément à la série des normes ISO 14040 – 44, l'étude de la filière éolienne terrestre étant soumise à une revue critique externe. L'étude est fondée sur la capacité éolienne terrestre installée à l'année 2013 en prenant en compte un facteur de charge moyen observé sur les années 2010 à 2014. L'étude de la filière éolienne maritime prochainement installée en France est fondée sur les informations issues des dossiers des maîtres d'œuvre de chaque parc prochainement installé.

Cette étude vise à fournir des données précises et à jour sur les impacts environnementaux de la production éolienne avec les spécificités du parc français installé ou à venir. L'objectif est d'identifier les paramètres importants et impactants des parcs éoliens tout au long de leur durée de vie. L'étude n'a pas vocation à comparer les différentes technologies qui constituent la filière, mais à présenter l'impact total de la filière éolienne terrestre à un moment donné et de la filière éolienne maritime dans un futur proche. Les résultats de l'étude issue de la revue critique sont synthétisés dans une communication rédigée pour un public non expert en Analyse du Cycle de Vie.

L'objectif de cette étude est également de quantifier et qualifier sur des indicateurs, **l'état de ressources primaires** utilisées pour la production d'électricité d'origine éolienne et **la pression exercée sur ces ressources**.

Enfin, un outil simple et ergonomique à destination interne de l'ADEME doit être mis en place et permettre de recalculer les impacts environnementaux de la production d'origine éolienne terrestre et maritime en fonction d'un nombre limité de paramètres que l'utilisateur pourra faire varier. De manière simple et intuitive, les impacts seront recalculés par l'utilisateur pour un parc éolien homogène.

1.2. Contexte du projet

Le Grenelle de l'Environnement puis la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) ont redéfini des trajectoires des politiques énergétiques soumises aux contraintes socio-économiques, climatiques et environnementales. Dans cette optique, le Grand Eolien, c'est-à-dire la production d'électricité à partir d'éoliennes de grande puissance, occupe une place importante : en effet, son enjeu premier est de participer à l'équilibre offre-demande du système électrique français en diminuant le contenu carbone du bouquet énergétique, en équilibrant les différentes sources d'approvisionnement et en renforçant l'indépendance énergétique de la France. La loi Grenelle II fixait ainsi un cap de déploiement de 19 000 MW d'éolien terrestre et de 6 000 MW d'éolien en mer d'ici à fin 2020 ; ces objectifs devraient être renforcés par la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie de 2016 en cohérence avec la LTECV. La planification des investissements en matière d'énergie nécessite alors de disposer d'éléments solides sur la quantification des impacts environnementaux des filières de production française. Cette étude se focalise sur la filière éolienne.

L'Analyse du Cycle de Vie (ACV) est un outil fréquemment utilisé pour le calcul des impacts environnementaux du secteur de l'énergie. Cette démarche d'évaluation des impacts environnementaux a d'ores et déjà été amorcée par des établissements académiques ou par les constructeurs éoliens (Vestas ou Enercon par exemple), qui rendent compte des ACV détaillées de différents modèles d'éoliennes ; des méta-analyses ou des études paramétriques.

1.3. Définition de l'analyse de cycle de vie (ACV)

Ce chapitre décrit brièvement la méthode d'évaluation des impacts environnementaux utilisée lors de ce travail, en l'occurrence l'ACV.

L'ACV permet d'évaluer l'impact environnemental d'un produit ou d'un service en relation à une fonction particulière. Cette méthode d'analyse, régie par l'ISO 14 040 (ISO, 2006) et l'ISO 14 044 (ISO, 2006),

permet de considérer l'ensemble du cycle de vie (Figure 1). L'ACV est un outil d'aide à la décision qui favorise l'optimisation des caractéristiques environnementales du sujet analysé et permet d'effectuer un bilan environnemental.

L'ACV tient compte de l'extraction et du traitement des matières premières, des processus de fabrication, du transport et de la distribution, de l'utilisation et de la réutilisation du produit fini, et finalement, du recyclage et de la gestion des déchets en fin de vie.



Figure 1 - Phases du cycle de vie

L'ACV implique l'identification et la quantification des entrants et des sortants reliés au produit (ou service ou système), ainsi que l'évaluation des impacts potentiels associés à ces entrants et sortants. La Figure 1 présente le cadre d'une ACV, tel que suggéré par l'*International Standardization Organisation* (ISO). L'ACV est un processus itératif et les choix effectués au cours de l'étude sont modifiés en fonction d'informations complémentaires.

Une ACV est donc constituée de quatre phases qui consistent à :

1. définir les **objectifs et le champ de l'étude** : cette étape permet de définir le cadre de l'étude et d'intégrer les aspects environnementaux d'ores et déjà maîtrisés par le mandataire ;
2. réaliser l'**inventaire** de tous les entrants et sortants du ou des systèmes de produits : à ce stade il est important de disposer de données cohérentes et fiables ;
3. évaluer les **impacts potentiels** liés à ces entrants et sortants en faisant appel à une méthode d'évaluation des impacts reconnue au plan international ;
4. **interpréter** les hypothèses de travail, les données d'inventaire et les résultats de l'évaluation des impacts en liaison avec les objectifs et le champ de l'étude.

1.3.1. Base de données

Afin de réaliser l'inventaire, il est nécessaire de disposer de bases de données fiables. Pour répondre à ce besoin, la base de données Ecoinvent (version 2.02) (Ecoinvent, 2010) est utilisée.

Cette base de données développée en Suisse est considérée comme une référence mondiale pour la cohérence et la transparence en ce qui concerne la réalisation d'inventaires lors d'une ACV. Elle combine différentes bases de données d'inventaire existantes et les enrichit afin d'obtenir un ensemble unifié et générique de données d'inventaire. Des facteurs d'émission et d'extraction sont donnés pour des processus couvrant entre autres les matériaux et les processus de construction, mais aussi l'approvisionnement en énergie, les services de traitement des déchets et les transports.

Lors de cette étude, la plupart des données sont directement prises dans cette base de données. Néanmoins, lorsque des données plus adaptées en termes de fiabilité technique, géographiques et temporelle ou bien lorsque certaines données sont manquantes dans Ecoinvent, la base de données interne de Cycleco et la recherche d'inventaires développés par d'autres organismes sont sollicités. Dans certains cas, des jeux de données d'inventaire spécifiquement destinés à cette étude sont développés à partir de sources industrielles dans un format cohérent avec Ecoinvent 2.02 et au regard de la norme ISO 14 048 (ISO, 2002) définissant le cadre de la collecte des données d'inventaire en ACV.

1.3.2. Logiciel d'analyse du cycle de vie

Les bases de données sont exploitées par des logiciels spécifiques à l'ACV qui permettent de quantifier les impacts directs et indirects associés aux différents matériaux et procédés concernés.

Le logiciel retenu pour réaliser ce projet est SimaPro, version 8.0.4 (SimaPro, 2014). Ce logiciel est le plus utilisé et le mieux adapté à une présentation simple des résultats d'inventaire et d'analyse de l'impact, permettant d'examiner rapidement les contributions détaillées de chaque processus unitaire.

Cycleco a acquis une expérience et une familiarité reconnues avec ce logiciel. La maîtrise de ses particularités techniques garantit une excellente fiabilité et rigueur scientifique.

2. Définition des objectifs de l'étude

Selon la norme ISO 14 040 (ISO, 2006) : « L'objectif d'une analyse du cycle de vie doit indiquer sans ambiguïté l'application envisagée, les raisons conduisant à réaliser l'étude et le public concerné, c'est-à-dire les personnes auxquelles il est envisagé de communiquer les résultats de l'étude ».

Ce chapitre souhaite répondre à cette exigence.

2.1. Public concerné

Le rapport de cette étude est destiné à un public « technique » aux différents acteurs du projet qui ont pris part à l'étude, dont l'ADEME.

2.2. Contexte de décision

La détermination du contexte décisionnel tel que l'entend l'ILCD Handbook – situation A ou B ou C (ILCD, 2010) – est une étape importante car celui-ci est directement lié à la modélisation de l'inventaire. Le Tableau 1 explicite les différentes situations.

Tableau 1 – Situations de contexte décisionnel (ILCD, 2010)

Situation A	<i>L'étude est un support de décision au niveau micro avec faible modification des mécanismes de marché</i>
Situation B	<i>L'étude est un support de décision au niveau macro avec modifications d'envergure des mécanismes de marché</i>
Situation C	<i>L'étude est un support de comptabilité environnementale rétrospective</i>

La présente ACV se focalise sur les champs éoliens terrestres en France jusqu'au 31 décembre 2013. Cette étude n'a pas pour objectif de servir comme support de décision aussi bien au niveau micro qu'au niveau macro. Il s'agit d'une comptabilité environnementale rétrospective.

Par conséquent, cette étude se place dans un contexte de décision C.

2.3. Acteurs de l'étude

Le **commanditaire** de cette étude, à savoir l'ADEME, est un acteur institutionnel chargé notamment de conseil au gouvernement et de mise en œuvre des politiques publiques en matière d'environnement et d'énergies renouvelables.

En collaboration avec les partenaires du projet, l'ADEME a été consultée dans certains choix méthodologiques. L'ADEME a également été un acteur dans la mise en relation auprès des industriels pour la collecte des données de l'étude.

L'**auteur** de l'étude, à savoir CYCLECO, est spécialisé en Analyse de Cycle de Vie (ACV), en écoconception et en management de bases de données environnementales. Au niveau international, Cycleco travaille avec l'UNEP-SETAC Life Cycle Initiative et la Commission Européenne, et collabore avec les institutions académiques et laboratoires les plus avancés en ACV (CIRAIG, le centre Ecoinvent et l'École Polytechnique Fédérale de Lausanne par exemple).

La **revue critique externe** est effectuée par Isabelle Blanc, maître de recherche responsable des activités « Impacts environnementaux » du centre « Observation, Impacts, Energie » de MINES Paristech, et par

Pierryyve Padey, collaborateur scientifique rattaché à la Haute Ecole d'Ingénierie et de Gestion du Canton de Vaud (Heig-vd).

3. Définition du champ de l'étude

Le périmètre détaillé de l'étude et de la collecte de données sont présentés ci-dessous.

3.1. Fonction, unité fonctionnelle, durée de vie

Afin de réaliser l'ACV d'un produit ou d'un service, il est indispensable d'en définir sa (ses) fonction(s). Dans le cas étudié, la capacité de production éolienne est l'ensemble de tous les parcs éoliens répertoriés dans la base de données des parcs français (voir section 4.5.1) en opération et connectés au réseau électrique.

L'unité fonctionnelle retenue pour cette ACV est la suivante :

« **1 kilowatt-heure**, issue de la capacité de production éolienne française terrestre en 2013, délivré sur le réseau électrique, avec un facteur moyen fondé sur les années 2010-2014, pour une durée de vie de parc de 20 ans »

L'état de l'art des évaluations environnementales rapportent que la majorité des études considèrent une durée de vie du système de 20 ans (Arvesen, 2012).

Un facteur de charge moyen est utilisé afin d'être le plus représentatif possible sur cette durée de vie de parc.

Dans le cas de la filière éolienne maritime, l'unité fonctionnelle est la suivante :

« **1 kilowattheure**, issue de la capacité de production éolienne française maritime entre 2020 et 2023, délivré sur le réseau électrique, avec un facteur moyen fondé sur les estimations futures, pour une durée de vie de parc de 20 ans. »

3.2. Frontière du système

Les différentes étapes du cycle de vie d'une installation éolienne sont incluses dans les frontières du système (voir Figure 2) :

- Fabrication des composants des machines ;
- Installation des machines ;
- Utilisation ;
- Maintenance ;
- Désinstallation, traitement en fin de vie (recyclage, incinération et/ou enfouissement des matériaux composant le système éolien).

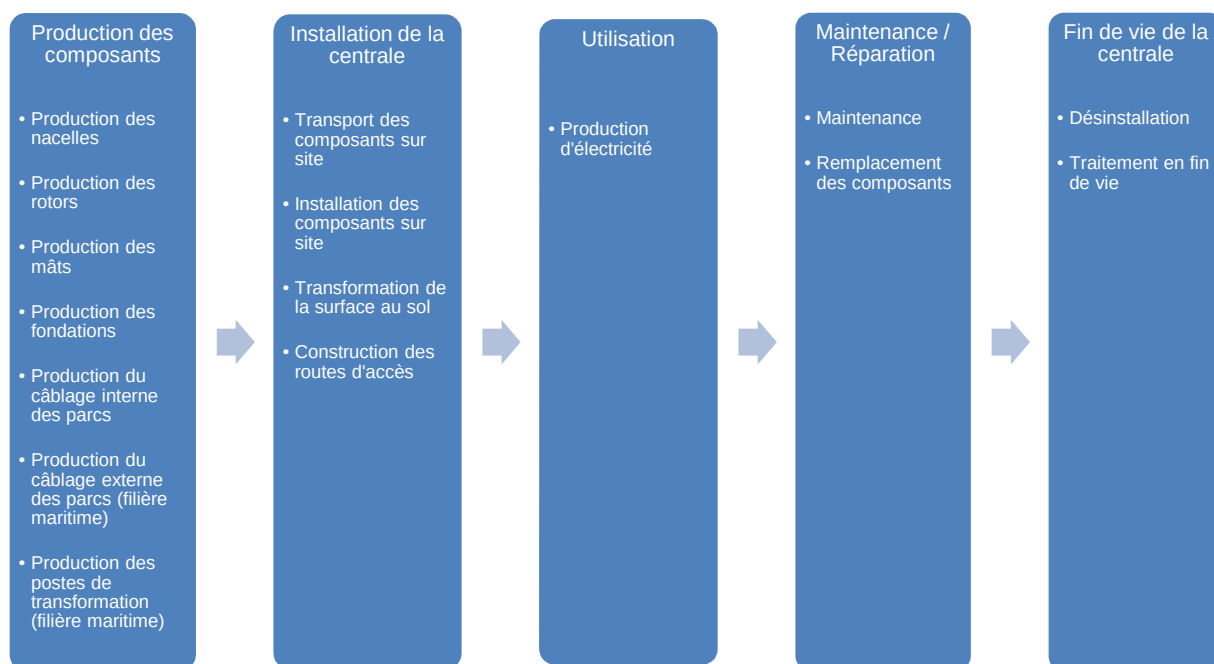


Figure 2 - Schématisation simplifiée des frontières du système

Cette segmentation du cycle de vie de la filière éolienne permet d'avoir accès à l'information environnementale à chacune de ces étapes. Les impacts environnementaux de chacune de ces étapes peuvent être étudiés séparément.

Certaines parties du cycle de vie ne sont pas prises en compte, ainsi que le recommandent les standards en vigueur. Par exemple :

- les déplacements des employés (sauf pour la maintenance des installations) ;
- les activités d'administration, de vente, de distribution et de recherche et développement (R&D) ;
- les flux de matière et d'énergie engendrés par la ventilation, l'éclairage, les dispositifs de surveillance ;
- les mesures de compensation carbone engagées par les entreprises.

4. Inventaire de cycle de vie

4.1. Cadre de la modélisation de l'inventaire

L'étude se place dans un contexte de décision - Support de comptabilité environnementale rétrospective - telle que définie dans l'ILCD handbook (ILCD, 2010). Ainsi l'inventaire sera modélisé par la méthode dite « par attribution » plutôt que « par conséquence » c'est-à-dire qu'il doit refléter la situation actuelle de la chaîne de production du système. Dans cette approche, l'inventaire décrit le système existant : la chaîne de production actuellement en opération, le mode d'utilisation couramment usité et la fin de vie qui est généralement donnée. Ainsi, l'utilisation de données génériques pour décrire le système d'arrière-plan est autorisée.

Cette étude se place dans une modélisation de l'ICV avec une approche attributionnelle.

4.2. Description d'une éolienne

La Figure 3 représente schématiquement les composants basiques d'une éolienne terrestre.

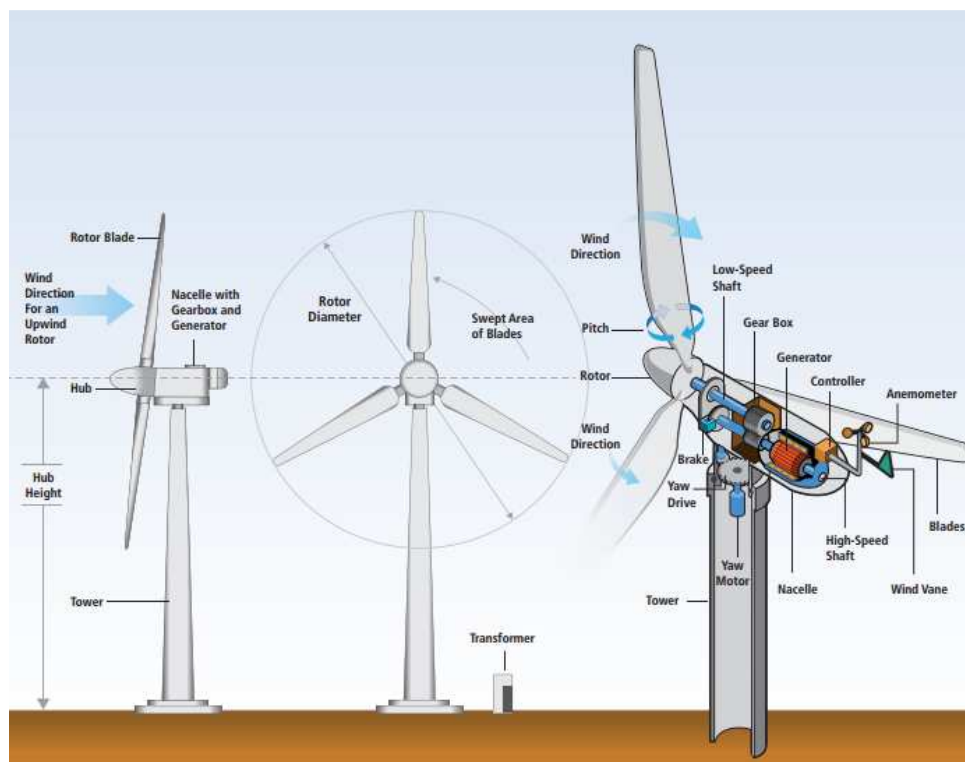


Figure 3 - Composants basiques d'une éolienne terrestre (source : NREL). Le transformateur (transformer) peut être intégré dans la nacelle selon les modèles

Une éolienne est composée de quatre éléments principaux : i) le rotor qui constitue le système de conversion d'énergie cinétique en énergie mécanique, composé d'un moyeu et de pales ; ii) la nacelle qui supporte le rotor et constitue le système de conversion d'énergie mécanique en énergie électrique, elle est composée de l'ensemble arbre-multiplicateur-générateur et du transformateur ; iii) le mât qui supporte la nacelle et le rotor et permet d'élever l'ensemble à l'altitude voulue pour l'exposition au vent ; iv) et les fondations qui permettent d'ancrer l'éolienne au sol et de supporter la force du vent.

Chaque constructeur propose ses propres configurations d'éolienne, avec plusieurs hauteurs de mât et diamètres de rotor par modèle. Le choix de ces paramètres varie en fonction du régime de vent et de la topographie, qui conditionnent également le choix de fondation selon le type de terrain. Une autre différence entre constructeurs, indépendamment de ces conditions, est la technologie de conversion d'énergie. Cette différence concerne plus précisément le couple générateur - multiplicateur. Dans l'éolien terrestre en particulier, une grande partie des constructeurs à ce jour présente des modèles asynchrones à rotor bobiné ou cage d'écureuil (comme en Figure 3) ; on trouve aussi des machines synchrones à rotor bobiné ou à aimants permanents. Ces technologies engendrent des impacts très différents en raison de l'importance des matériaux qui les composent : le cuivre et les terres rares des aimants.

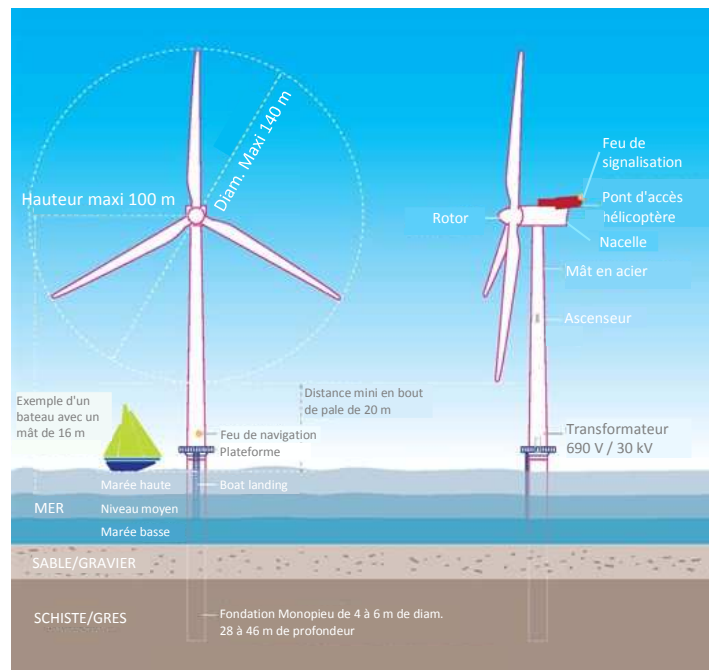


Figure 4 - Composants basiques d'une éolienne en mer (source image : site lesgrunes.com)

Les éoliennes maritimes sont très semblables aux éoliennes terrestres, plusieurs industriels n'ont fait qu'adapter leurs éoliennes aux conditions maritimes (Vestas V90, 2006), (Elsam/Vestas V80, 2004). L'intérieur de la nacelle est réutilisé sans grande modification sur la technologie de conversion d'énergie. Les principales modifications concernent la partie extérieure de la machine (Figure 4). L'implantation en mer permet d'installer des éoliennes possédant des rotors de grand diamètre (les modèles les plus grands atteignent actuellement les 180 mètres, comme l'Adwen 8 MW), placé sur des mâts d'une centaine de mètres. Chaque élément bénéficie d'un traitement de surface (peinture, revêtement, sablage ...) afin de lutter contre les conditions climatiques et l'eau de l'océan. Afin de faciliter la maintenance, des éléments sont ajoutés, comme une structure supplémentaire en acier sur le dessus de la nacelle afin de faire atterrir un agent de maintenance hélicopté. Une plateforme nécessaire à l'amarrage des bateaux de maintenance pour le transport de pièces non transportables en hélicoptère. Les fondations bénéficient d'une protection cathodique, c'est-à-dire une anode active dans la majorité des cas en aluminium, ajoutée sur la pièce de transition entre le mât et les fondations servant à lutter contre la corrosion. Enfin, l'éolien maritime requiert la présence d'un poste de transformation électrique en mer. Généralement un poste est relié à chacune des éoliennes du parc et centralise l'électricité produite afin de la transporter jusqu'à la côte en limitant les pertes d'énergie.

4.3. Description des technologies de conversion d'énergie

Il existe deux types de machines pour l'éolien : les machines asynchrones, dont est composée une grande partie de la filière éolienne terrestre, et les machines synchrones. La Figure 5 présente les différents types de transmission et les différences associées.

Génératrice asynchrone (DFIG / SCIG) :

Ce type de génératrice fonctionne à une vitesse nominale de plusieurs centaines de tours par minute et nécessite donc la présence d'un multiplicateur. Ce dernier transforme la faible vitesse de l'arbre principal dépendant de la rotation du moyeu (15 à 20 tr/min) en une vitesse adaptée sur l'arbre rapide permettant à la génératrice de produire de l'électricité. On distingue 2 types de génératrices asynchrones : les machines à cage d'écureuil *Squirrel Cage Induction Generator* en anglais, ou SCIG), et les machines à double alimentation (*Double Fed Induction Generator*, ou DFIG).

Les génératrices SCIG sont les plus simples, elles ont été utilisées dès les origines dans les éoliennes. C'est une technologie mature mais qui possède néanmoins certains inconvénients :

- Perte d'énergie due au multiplicateur

- Vibrations engendrant des sollicitations mécaniques importantes
- Ajout de caoutchouc pour limiter la transmission des vibrations du multiplicateur à la structure porteuse
- Bruit plus important
- Usure, lubrification et refroidissement du multiplicateur (axe, roulement, engrenage)
- Fuite d'huile du multiplicateur
- Risque d'incendie plus élevé
- Energie électrique de moins bonne qualité.

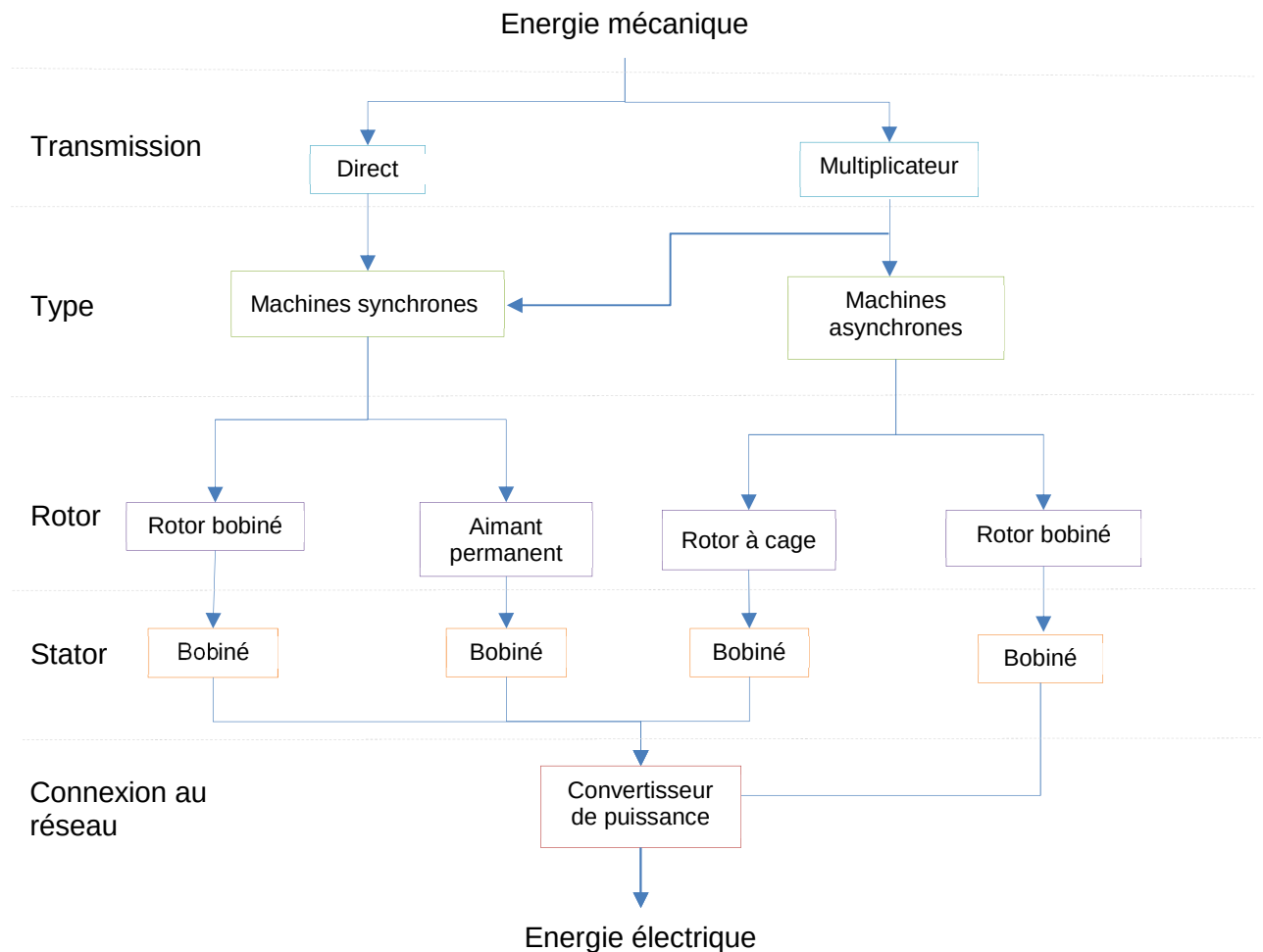


Figure 5 – Technologies de conversion d'énergie électrique de la filière éolienne

Ce type de génératrice nécessite une maintenance fréquente en particulier sur les points suivants :

- Inspection par endoscopie
- Changement des huiles
- Vérification de la denture des engrenages
- Vérification des roulements et échange quasi-systématique
- Vérification des axes
- Vérification du carter

Ce type de génératrice existe sous deux configurations différentes :

- Cage d'écureuil : enroulement non accessible
- Rotor bobiné ou à bagues : enroulement relié à un système de bagues/balais permettant la connexion d'un convertisseur statique.

Il existe un type de génératrice, reprenant le système asynchrone, qualifié de double alimentation, DFIG (Double Fed Induction Generator).

Ce système permet, à l'aide d'une configuration électrique légèrement différente, de fonctionner sur une plus grande plage de vitesse du vent, ce qui permet de maximiser le rendement. La filière éolienne française terrestre est en grande partie constituée de cette technologie.

Génératrice synchrone (DDSG/PMG) :

Ce type de technologie est la plupart du temps à entraînement direct entre le moyeu et la génératrice, raccordé au réseau par des convertisseurs de fréquences. Cette solution possède l'avantage de se soustraire de multiplicateur, car ne nécessite pas une vitesse importante de l'arbre pour produire de l'électricité. Le rotor est composé d'un système électromagnétique multi polaire créé par des bobines de cuivre ou des aimants permanents. Ces deux systèmes possèdent un meilleur rendement, une masse moins importante et réduisent la maintenance. Cependant ils nécessitent une plus grande quantité de cuivre dans le cas de la technologie DDSG (Direct Drive Synchronous Generator) et la présence de terres rares dans les aimants permanents pour la technologie PMG (Permanent Magnet Generator). Ces deux matériaux sont particulièrement importants dans le cas d'une analyse d'impact car l'exploitation des terres rares est réalisée dans des conditions sanitaires et environnementales critiquées et le cuivre entre dans une phase d'épuisement de la ressource.

La génératrice est donc a priori un élément différenciant, tant en type qu'en masse de matériaux consommés. Chaque technologie est utilisable en mer et sur terre, cependant dans le cas du parc maritime prochainement installé en France, la technologie PMG est l'unique technologie utilisée.

4.4. Collecte de données

La collecte de données a été réalisée à la suite de l'état de l'art de l'éolien, ceci afin de cibler les points clés nécessitant une plus grande précision lors de la collecte de données. Un formulaire de collecte a ensuite été créé par Cycleco afin de récolter le maximum d'informations concernant toutes les étapes de cycle de vie auprès des turbiniers.

La partie production de l'éolienne nécessite deux types d'informations : les masses totales des principaux composants (rotor, nacelle, mât) et leur répartitions matière (ex : 70 % d'aciers, 30 % de plastiques). Les masses totales ont été pour la plupart communiquées par les turbiniers. Cependant la répartition détaillée, demandant plus de temps et une confidentialité des données, fut plus difficile à obtenir.

Les industriels qui n'ont pas souhaité remplir le formulaire ont transmis les ACV déjà réalisées ainsi que des documents bruts non confidentiels. Chaque industriel a répondu selon un niveau de détail plus ou moins précis, qui peut être classé par niveau de 1 à 3, où le niveau le plus élevé représente un inventaire plus détaillé :

Niveau 1 = masse / matière de toute l'éolienne

Niveau 2 = masse / matière rotor, nacelle, mât

Niveau 3 = masse / matière de tous les sous composants du rotor, nacelle, mât

Les informations de premier niveau permettent d'obtenir l'impact de l'éolienne sans montrer la contribution des composants. Ces inventaires ont donc servi à renforcer les inventaires de niveau supérieur et n'ont pas été modélisés. Le deuxième niveau permet de montrer les impacts des composants de la nacelle, du rotor et du mât sans montrer l'impact des sous-composants. Ce niveau n'a pas été modélisé en premier lieu, mais permet d'obtenir la masse totale de chaque composant. Le niveau 3 de détail permet de modéliser chaque sous-composant et d'en connaître l'impact, l'idéal étant de collecter un niveau 3 de détail pour chaque modèle auprès de chaque industriel.

Concernant l'éolien terrestre, un unique inventaire de niveau 3 a été fourni de la part des industriels (Gamesa, 2013), du type asynchrone 2 MW, qui couvre plus de 50 % des éoliennes installées. A l'aide de la littérature, trois inventaires de ce même niveau ont été choisis et le modèle Ecoinvent a été étudié. Avec ces inventaires supplémentaires la totalité des modèles asynchrones sont couverts sur la totalité de la plage de puissance, représentant près de 75 % de la filière. Les 25 % restants sont composés de deux technologies différentes non disponibles dans ce niveau de détail. La composition d'une de ces technologies représente un écart important avec les inventaires récoltés et ne permet pas une extrapolation des inventaires. Un industriel possédant cette technologie a fourni une ACV de l'un de ses modèles les plus commercialisés contenant un inventaire de niveau 2. Il a été décidé à ce moment en accord avec l'ADEME d'utiliser cet inventaire et de privilégier la réduction de l'incertitude. Le fait d'utiliser ces niveaux 2

renforce la modélisation mais ne permet plus la vue des impacts des sous-composants (arbre, générateur, multiplicateur etc.). Ces inventaires ont donc été utilisés et ont permis d'ajouter quatre inventaires supplémentaires et couvrir cette fois 98 % de la filière. Les 2 % restants sont composés d'une technologie de conversion d'énergie avec aimants permanents, technologie présente d'autre part en grande majorité dans l'éolien en mer. Cycleco a pu obtenir des discussions avec plusieurs turbiniers dont l'industriel General Electric, possédant une éolienne de ce type installée en France en 2013 qui a été aujourd'hui convertie en éolienne asynchrone sans aimants. Le retour de cet industriel permet d'affirmer que le bilan matière de la nacelle varie très peu lors de la conversion mise à part la composition du générateur. Les inventaires éoliens de type asynchrone ont été utilisés avec l'ajout d'une masse d'aimant permanent connue grâce à la littérature.

La littérature et les discussions avec les turbiniers ont permis d'utiliser les répartitions masse/matériaux d'un modèle à un autre lorsqu'ils ne possèdent pas un écart de puissance important et uniquement entre certaines technologies. Ceci a permis d'utiliser les répartitions matières pour d'autres modèles et ainsi proposer un bilan environnemental le plus proche de la réalité. En ANNEXE 1 : Source et niveau des inventaires sont présentés les inventaires utilisés selon la technologie et la puissance de l'éolienne.

L'éolien en mer est moins présent dans la littérature mais permet d'affirmer que les industriels ne modifient que très peu leurs machines pour l'éolien en mer. Cette information permet de reprendre les inventaires de l'éolien terrestre pour le rotor, la nacelle et le mât. Une recherche sur les futurs parcs maritimes installés en France a ensuite été effectuée. La mise à disposition des dossiers de maître d'ouvrage (EDF, Dong Energy et Wpd) ainsi que certains bilans carbone effectués par différents prestataires ont permis d'obtenir une base de données comprenant d'une part le nombre de chaque modèle d'éolienne choisi, les puissances qui seront installées et la production annuelle estimée ; d'autre part, le type de technologie de conversion électrique utilisé et le type de fondation choisis, et enfin les masses des différents composants ainsi que certains inventaires, légèrement détaillés, des postes de transformation électriques et des fondations.

La convergence des technologies utilisées ainsi que le faible nombre de modèle d'éolienne permettent d'être au plus près de l'état de la filière éolienne à venir.

4.5. Eoliennes terrestres

4.5.1. Parcs terrestres étudiés

Dans le cadre du projet d'Analyse du Cycle de Vie de la production d'électricité d'origine éolienne en France, l'ADEME a transmis à Cycleco une base de données consolidée des parcs éoliens français terrestre de 2013 comprenant le nom du site, la puissance totale, la puissance unitaire des éoliennes, le fabricant, le modèle, l'année de mise en service, la hauteur du mât. L'objectif de la mission est d'évaluer les impacts représentatifs de l'ensemble des parcs en France ; la collecte de données ne doit pas être exhaustive, mais doit permettre d'obtenir un ensemble de données représentatif. La base de données a donc fait l'objet d'un filtrage, en éliminant les sites dont les données sont marginales (machine de très faible puissance, modèles très marginaux) ou de faible qualité (fabricant disparu, incertitudes dans la base de données, etc.). Le but est de disposer d'un ensemble représentant la distribution des parcs français sur lequel les données peuvent être de qualité.

Après l'application d'une méthodologie de sélection des sites représentatifs des parcs français (cf. ANNEXE 3 : Détail du tri de la BDD), le tableau (cf. ANNEXE 2 : Atlas de la filière éolienne française) reprend les fabricants et les modèles d'éolienne qui ont été retenus pour cette étude.

La puissance éolienne raccordée aux réseaux électriques en France métropolitaine au 31 décembre 2013 est de 8 143 MW (Panorama des énergies renouvelables, 2013). Dans sa version initiale, la base de données recense au total 741 sites pour une puissance totale installée de 8 025 MW (France métropolitaine, DOM et COM). La base de données triée recense 10 fabricants d'éoliennes terrestres (les 10 plus importants) avec un total de 32 modèles d'éolienne répartis sur 581 sites (cf. ANNEXE 4 : Carte des sites étudiés), soit un total de 3 658 éoliennes.

La puissance totale des éoliennes sélectionnées est de 7 111 MW, ce qui correspond à 87 % de la capacité totale installée à la date de l'étude.

Les éoliennes sont ensuite classées par technologie de conversion d'énergie (cf. section 4.3) et d'intervalle de puissance afin de faciliter la recherche de données et la modélisation.

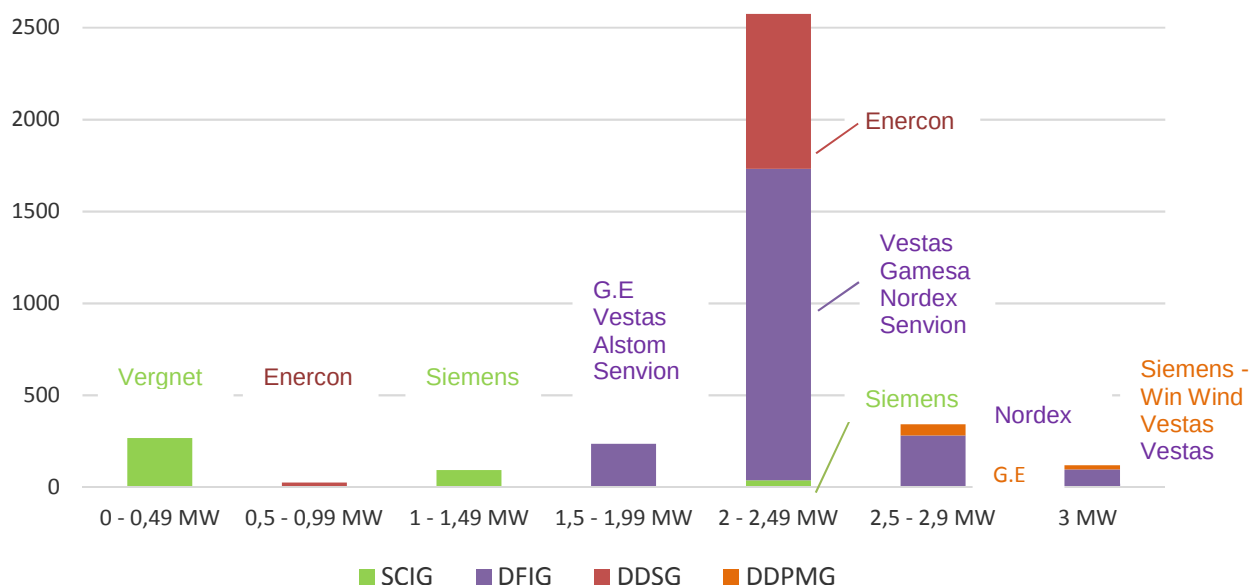


Figure 6 - Répartition des éoliennes par puissance et par technologie. SCIG : asynchrone à cage d'écureuil, DDSG : synchrone à rotor bobiné, DFIG : asynchrone à double alimentation, DDPMG : synchrone à aimants permanents.

Tableau 2 - Répartition des éoliennes (en nombre de machines) par puissance et par technologie

	0 - 0,49 MW	0,5 - 0,99 MW	1 - 1,49 MW	1,5 - 1,99 MW	2 - 2,49 MW	2,5 - 2,9 MW	3 MW et plus	Total
SCIG	266		94		37			397
DFIG				236	1694	282	97	2309
DDSG		26			843			869
DDPMG						61	22	83
Total	266	26	94	236	2574	343	119	3658
	7,3 %	0,7 %	2,6 %	6,5 %	70,4 %	9,4 %	3,3 %	100%

Les technologies SCIG et DFIG seront par la suite regroupées en un seul groupe, en raison de la grande similitude entre elles.

4.5.2. Production des composants

Cette étape englobe tous les aspects environnementaux de l'extraction de la matière première jusqu'aux produits finis quittant l'usine. Les impacts de tous les composants de l'éolienne et de ces procédés de fabrication sont compris dans cette étape, regroupant consommation d'énergie, matières premières et gestion de déchets du processus de production. Les matières et procédés sont tirés de la base de données Ecoinvent et des données des industriels.

Dans cette partie seront détaillés les composants de l'éolienne, les matériaux dont ils sont constitués et le pourcentage moyen de la masse totale qu'ils représentent. Les hypothèses prises en compte dans la modélisation seront présentées. Les différents matériaux et masses cités sont issus d'un regroupement de tous les inventaires utilisés (ANNEXE 5 : Inventaires).

4.5.2.1. Rotor

Le rotor est constitué de plusieurs éléments semblables sur tous les modèles d'éoliennes (Tableau 3).

Tableau 3 - Constitution du rotor

Composants	Matériaux
Pales	Fibres de verre ou de carbone et époxy ou polyester
Moyeu	Acier
Nez	Fibres de verre et résine plastique
Contrôle d'inclinaison des pales	Acier

Les éoliennes sont dans la quasi-totalité des cas composées de trois pales (dans la filière éolienne étudiée, seuls les modèles de puissance inférieure à 500 kW peuvent en posséder deux). Les pales sont fabriquées à partir de fibres de verre et de résines plastiques (généralement du polyester ou de l'époxy). Il existe également des pales à base de fibres de carbone, mais qui restent très peu utilisées dans la filière éolienne (la donnée n'existe pas dans la base Ecoinvent). Dans notre scénario de référence, le couple de matériaux considéré pour les composites des pales sont l'époxy et les fibres de verre. La masse totale des pales représente plus de 55% de la masse du rotor.

Le moyeu est fabriqué en fonte dans la totalité de la filière étudiée et représente 40% de la masse du rotor.

Le nez est composé de plastique renforcé de fibres de verre et représente moins de 1% de la masse totale du rotor.

Le système d'inclinaison des pales est très peu détaillé dans les inventaires des éoliennes voire non mentionné. Présent sur beaucoup de modèles, nous pouvons conclure qu'il est pour certains inventaires négligé ou intégré dans un autre ensemble de composants tel que le moyeu. La composition du système est tirée d'une unique source (Gamesa, 2013), il est composé principalement de fonte et d'acier peu allié et inoxydable. La masse totale du système représente moins de 1% de la masse totale du rotor.

4.5.2.2. Nacelle

La nacelle est composée de plusieurs éléments (Tableau 4) : i) une partie mécanique faisant le lien avec le rotor, qui a pour fonction principale de convertir l'énergie mécanique en énergie électrique ; ii) une partie électrique servant à gérer l'énergie et l'envoyer sur le réseau ; et iii) une partie de support et de protection.

Tableau 4 - Constitution de la nacelle

Composants	Matériaux
Le système mécanique : Arbre Roulement principal Frein mécanique Multiplicateur Générateur	Acier Acier Acier Acier Acier, cuivre ou aimants permanents le cas échéant
Transformateur	Acier / cuivre
Système d'orientation de la nacelle	Acier
Grue	Acier
Système hydraulique	Acier / huile
Armoire électrique et convertisseur	Acier / cuivre / composants électrique
Cadre, châssis, carénage	Acier / fibre de verre renforcé de plastique

La composition du système mécanique est dépendante de la technologie de la génératrice en deux points : la configuration du rotor (bobinages en cuivre ou aimants permanents) et la présence ou non du multiplicateur (machine synchrone ou asynchrone). En dehors du générateur, tout le système est composé principalement d'acier peu allié ou inoxydable. La masse du système mécanique augmente en fonction de la puissance de l'éolienne, elle varie autour de 55 % de la masse totale de la nacelle.

Le transformateur est composé d'acier et de cuivre. Selon les modèles on le retrouve dans la nacelle, dans le mât ou au pied de l'éolienne. La masse du transformateur augmente en fonction de la puissance de l'éolienne, elle varie autour des 8% de la masse totale de la nacelle.

Le système d'orientation de la nacelle est composé de moteurs avec roulement, arbre de transmission et frein. Il est principalement composé d'acier peu allié, acier inoxydable et pour certains modèles de fonte. La masse du système varie autour de 5% de la masse totale de la nacelle.

Une grue équipe certains modèles, elle est composée principalement d'acier peu allié. Elle représente moins de 2% de la masse totale de la nacelle.

Le système hydraulique est composé d'acier inoxydable ou d'acier peu allié et d'huile de lubrification. Il représente moins de 2% de la masse totale de la nacelle.

L'armoire électrique est composée de composants électroniques et donc principalement de cuivre et d'acier. La masse varie autour de 5% de la masse totale de la nacelle.

L'ensemble cadre-châssis-carénage est composé d'acier inoxydable ou de fonte pour les parties de support métallique et de plastique renforcé de fibre de verre pour les parties protectrices. La masse est de l'ordre de 30% de la masse totale de l'éolienne.

4.5.2.3. Mât

Le mât est composé d'acier dans 88% des modèles de la filière étudiée, un unique constructeur utilise pour ses plus grands mâts du béton. Les mâts en acier sont intégralement composés du même métal, pour le cas des mâts en béton la fin du mât est en acier pour la liaison avec la nacelle.

4.5.2.4. Fondations

Les turbines sont érigées sur des fondations en béton en acier renforcé. Le dimensionnement des fondations est dépendant des conditions géotechniques (Vestas, 2006). Il existe trois principaux types de fondations des éoliennes terrestres (Vestas, 2012), qui sont fonction du sol rencontré :

Fondation gravitaire :

- Niveau élevé d'eau souterraine : ce niveau d'eau requiert plus de béton et d'acier renforcé pour fabriquer les fondations.
- Niveau bas d'eau souterraine : ce niveau d'eau requiert moins de béton et d'acier renforcé pour les fondations que dans le cas précédent.

Fondation monopieu :

- Sol en très mauvais état : ce niveau requiert un monopieu enfoncé dans le sol à plusieurs mètres de profondeur sur lequel vient se fixer le mât.

Le type de fondation étant dépendant du site et non du modèle d'éolienne, il est difficile de recueillir l'information sur chacune des 3658 éoliennes. Le type de fondation le plus général avec un niveau bas d'eau souterraine a été utilisé dans le scénario de référence.

Lorsque la quantité de béton pour les fondations est donnée par les constructeurs en mètre cube, la densité du béton utilisé pour la modélisation est de 2400 kg/m^3 (Bastien Burger, 2007).

La masse des fondations est très peu communiquée par les industriels car elle varie selon le site d'installation. Aucune relation mathématique fiable n'a été trouvée dans la littérature afin de calculer cette masse. A la suite de la collecte de données, la masse de 22 éoliennes et leurs fondations ont été collectées. Le graphique suivant montre l'évolution de la masse des fondations en fonction de la masse de l'éolienne. On remarque que plus la masse de l'éolienne augmente, plus le ratio entre les deux masses baisse (c'est-à-dire que les fondations prennent plus d'importance), il devient même inférieur à 1 pour les grandes éoliennes.

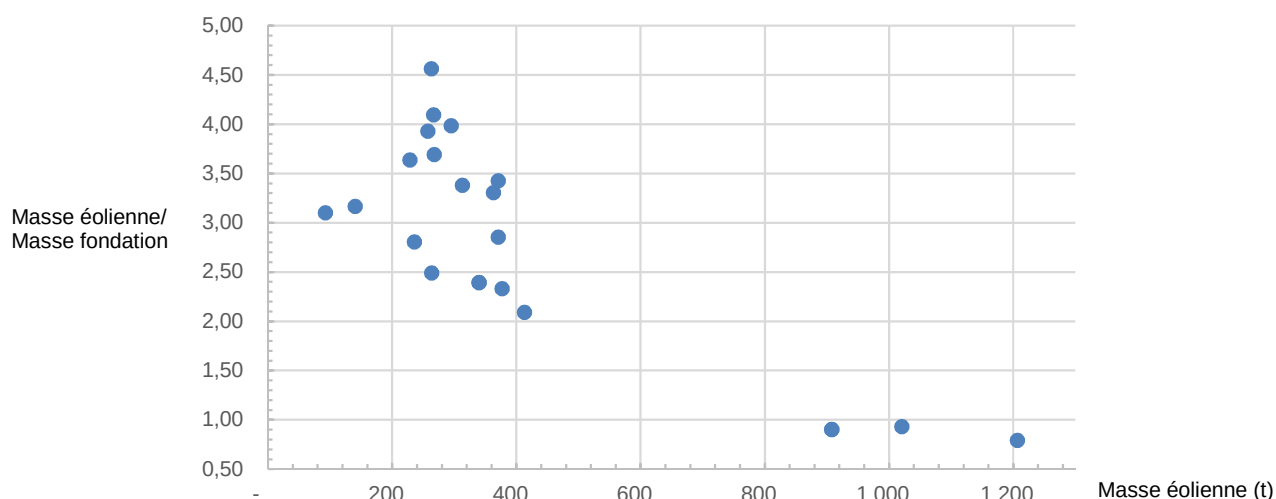


Figure 7 – Evolution de la masse des fondations en fonction de la masse de l'éolienne

Un facteur moyen entre la masse totale de l'éolienne et les fondations a pu être extrait en calculant la moyenne des modèles collectés et ainsi obtenir un facteur de multiplication par intervalle de masse.

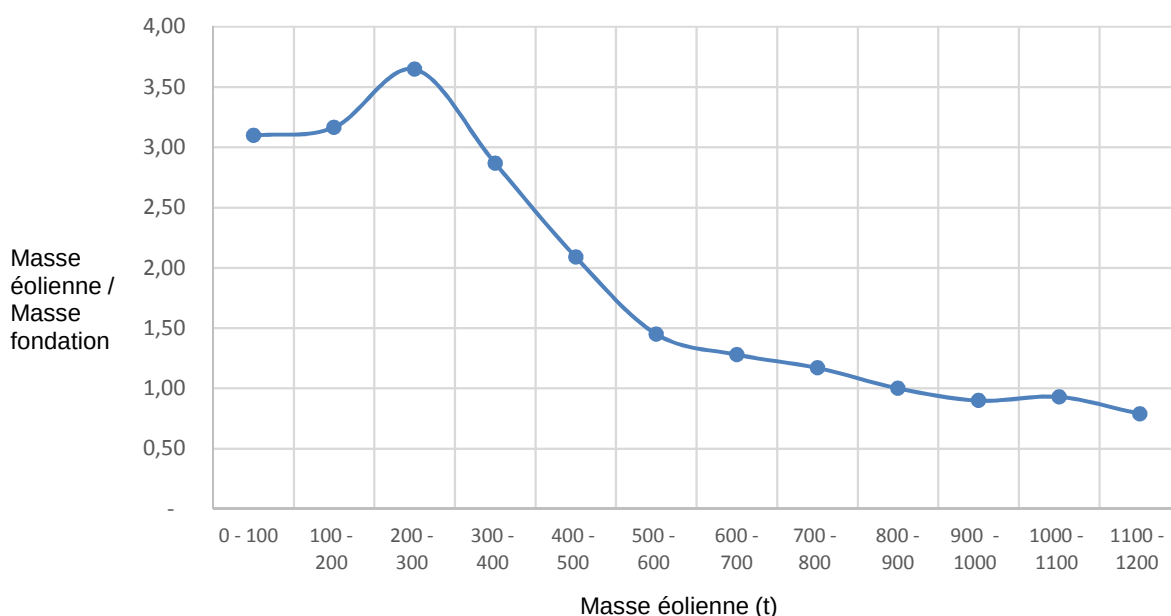


Figure 8 - Evolution de la masse des fondations en fonction de la masse de l'éolienne (moyen)

La méthode utilisée pour calculer la masse des fondations est de multiplier la masse de l'éolienne par le facteur moyen de l'intervalle de puissance correspondant. Cette méthode a été utilisée uniquement sur les masses manquantes de fondation, les masses collectées ont été conservées. Les facteurs utilisés pour l'étude sont donnés dans le Tableau 5.

Tableau 5 – Facteur de masse utilisé pour le calcul de la masse des fondations

Masse de l'éolienne	Facteur
0 - 100 t	3,10
100 - 200 t	3,17
200 - 300 t	3,65
300 - 400 t	2,87
400 - 500 t	2,09
500 - 600 t	1,45

700 - 800 t	1,17
900 - 1000 t	1,00
1000 - 1100 t	0,90
1100 - 1200 t	0,93

4.5.2.5. Autres

Dans une éolienne, de plus en plus d'électronique est utilisée en contrôle commande, afin d'augmenter le productible et de diminuer le taux de pannes. Les systèmes de contrôle incluent : l'orientation optimale de l'éolienne, le réglage du régime de rotation, les capteurs de température et de vibrations, etc.

La masse d'électronique est rarement communiquée par les industriels. Cependant c'est un point non-négligeable car ces composants incorporent des métaux précieux voire des terres rares, très difficiles à extraire et très impactantes sur l'environnement. La littérature est également très peu renseignée sur cette masse, ce qui montre le peu de communication des industriels sur ce sujet. L'industriel Gamesa (Gamesa, 2013), dont l'inventaire est utilisé pour la modélisation, fournit une masse de composants électriques/électroniques. L'industriel Vestas (Vestas, 2011), (Vestas, 2012) mentionne cette masse avec une précision plus importante (Tableau 6). Ces deux sources ont été utilisées conjointement pour la modélisation.

Tableau 6 – Répartition de masse des composants électroniques sur deux modèles Vestas (Vestas, 2011), (Vestas, 2012)

	V100 1.8 MW	V 100 2.6 MW
Electroniques	20%	4%
Electriques	65%	84%
Aimants	14%	12%

4.5.3. Installation de la centrale

Cette étape englobe tous les impacts liés à la construction et aux travaux effectués sur le site d'installation, et au transport des différents composants. Cela comprend :

- en premier lieu le transport, de l'usine de fabrication jusqu'au site d'installation ;
- la construction des fondations, la mise en place du câblage électrique souterrain et la construction des routes d'accès au parc ;
- et la consommation énergétique liée à l'assemblage de l'éolienne sur ces fondations.

4.5.3.1. Transport

L'incertitude sur le transport est très grande en raison du nombre de modèles d'éoliennes et d'industriels. Chaque industriel possède plusieurs usines de fabrication et utilise un schéma de logistique différent selon le modèle et la région du site. La phase de *screening* du projet montre que la phase de transport influence peu sur l'impact total. Afin d'éviter une incertitude trop importante, le transport a été généralisé pour chaque modèle d'éolienne :

- Transport associé à l'importation des composants sur le site des assembleurs : on suppose une distance de transport de 600 km par camion des composants vers les assembleurs.
- Transport sur site de l'installation : on suppose différentes distances de transport selon les composants de l'éolienne et un type de transport camion pour chaque cas (nacelle : 1025 km ; rotor : 1025 km ; tour : 600 km ; fondation : 50 km ; autres : 600 km).

4.5.3.2. Montage

Aucune donnée n'existe concernant l'utilisation d'une grue de levage, l'hypothèse d'Ecoinvent (Bastien Burger, 2007) suivante a été utilisée :

0,5 kWh par kilogramme assemblé d'éolienne

4.5.3.3. Transformation et occupation des sols

Cette partie regroupe la transformation et l'occupation des sols engendrés par l'éolienne. Les hypothèses d'Ecoinvent sont utilisées sur le modèle d'éolienne terrestre de 800 kW.

Tableau 7 – Données utilisées pour la transformation et occupation des sols

Transformation, de prairies et pâturages	1120 m ²
Transformation, en zone industrielle, construction	225 m ²
Occupation, zone industrielle, construction	4840 m ² a
Transformation, en zone de trafic, réseau routier	1000 m ²
Occupation, en zone de trafic, réseau routier	40000 m ² a

Ecoinvent modélise une durée d'occupation des sols de 40 ans contrairement à l'unité fonctionnelle de 20 ans de durée de vie des parcs. L'hypothèse d'Ecoinvent a été suivie et traitée dans une analyse de sensibilité à la suite de ce rapport.

4.5.3.4. Construction des routes d'accès

L'hypothèse d'Ecoinvent (Bastien Burger, 2007) de 10 kilomètres de route par parc éolien est utilisée. Nous avons ici une distance cumulée de 5810 kilomètres de routes construites pour l'accès aux différents parcs.

4.5.3.5. Raccordement réseau

Il existe deux types de câbles entre l'éolienne et la connexion au réseau, l'un jusqu'au transformateur compris entre 10 kV et 32 kV, le second entre le transformateur et le réseau supportant 110 kV.

La distance entre chaque raccordement varie selon les parcs ; après lecture des rapports ACV des industriels, nous prenons l'hypothèse d'une distance d'un kilomètre entre l'éolienne et le transformateur. Le câblage après le transformateur est d'après le périmètre de l'étude non pris en compte.

D'après les données Vestas (Vestas, 2006), les câbles 32 kV internes au parc sont constitué à 40 % d'aluminium, 36 % de thermoplastiques isolant (PE) et de 24 % de cuivre et représente une masse d'une tonne de matériaux par kilomètre.

La totalité du raccordement réseau représente 3658 kilomètres de câbles pour une masse de 3658 tonnes.

4.5.4. Production d'énergie électrique

Pour le calcul des impacts environnementaux de la production d'électricité par des éoliennes de différentes puissances, il est nécessaire de modéliser la production d'électricité de chaque installation de l'atlas français.

La méthode de calcul pour la production d'électricité durant une année se traduit par la formule suivante :

$$\text{Production électrique (kWh)} = 8760 \times L \times P$$

Avec :

8760 = Nombre total d'heures dans une année

L = Facteur de charge, qui prend en compte le ratio entre l'énergie effectivement produite et l'énergie qu'aurait pu produire une installation si cette dernière fonctionnait pendant la période considérée à sa capacité maximale ; le facteur de charge est un nombre sans dimension compris entre 0 et 1.

Le facteur de charge tient compte du facteur de disponibilité. Ce dernier prend en compte les périodes où l'éolienne fonctionne réellement (à l'exclusion des périodes de maintenance) ; la disponibilité est un nombre sans dimension compris entre 0 et 1. Dans l'étude, le facteur de disponibilité est égal à 0,97.

P = Puissance nominale de l'éolienne, en kilowatt.

Pour calculer la production d'électricité sur l'ensemble de la durée de vie de l'éolienne, il faut multiplier cette valeur par la durée de vie de l'éolienne en années, LT :

LT = Durée de vie de l'éolienne ; en années. Dans l'étude, la durée de vie de l'éolienne est égale à 20 ans.

4.5.4.1. Facteur de charge

Le facteur de charge caractérisant la production d'électricité d'une éolienne a une grande influence sur le résultat de l'évaluation environnementale. Plusieurs paramètres définissent la valeur du facteur de charge, comme la distribution des vitesses de vent, qui dépend de la hauteur du moyeu, des aspérités du terrain et du profil de la courbe de puissance. La grande majorité des installations n'est pas télé-relevée et la mesure de leur production, en énergie seulement, ne permet pas à RTE de calculer précisément leur facteur de charge.

D'après (RTE, 2015) en France, le facteur de charge annuel moyen des éoliennes terrestre sur la période 2010 – 2014 est de 22,9%. Ceci équivaut, en énergie, à 2000 heures environ de fonctionnement à pleine puissance. Globalement, le facteur de charge annuel moyen présente une bonne stabilité au cours des cinq dernières années : sa variation est de l'ordre de 1% à la hausse ou à la baisse autour de sa moyenne. L'étude étant basée sur une durée de vie de parcs de 20 ans, il a été décidé en accord avec l'ADEME d'utiliser le facteur moyen de 22,9%.

4.5.4.2. Puissances nominales des éoliennes

Les puissances nominales des éoliennes sont issues de la base de données des éoliennes installées en France, et ont été confirmées par les industriels.

4.5.4.3. Facteur de disponibilité

On considère un facteur de disponibilité de 97% (Vestas, 2012) pour l'ensemble des éoliennes du territoire français. Ce facteur est compris dans le facteur de charge de 22,9% utilisé.

4.5.4.4. Production d'électricité

La production d'électricité de la filière est calculée grâce aux valeurs décrites précédemment. Sur 20 ans, l'ensemble de la filière éolienne considérée dans l'étude produit 285 315 GWh. Il est important de rappeler que ce productible dépend du facteur de charge (22,9%) et de la somme des puissances nominales retenues.

4.5.5. Maintenance et réparation

La maintenance représente en moyenne un changement de 15% de la nacelle et d'une pale tout au long de la durée de vie de l'éolienne (Padey, 2013).

Le transport des pièces de remplacement jusqu'au parc éolien reprend les mêmes hypothèses que le transport des pièces au premier assemblage de l'éolienne.

Pour le transport associé à la maintenance préventive et corrective ne nécessitant que le déplacement d'un technicien, nous considérons une distance annuelle de 2160 km en camionnette (Bastien Burger, 2007).

4.5.6. Démontage et fin de vie

Démontage :

L'énergie pour le désassemblage de l'éolienne est calculée selon la même hypothèse Ecoinvent de l'assemblage, soit 0,5 kWh par kilogramme d'éolienne désassemblée.

Fin de vie :

Tableau 8 – Répartition de la fin de vie des matériaux de constructions

Matériaux	Scenario	Référence
Acier	90 % recyclé, 10 % enfouis	(Elsam Engineering, 2004)
Fonte	90 % recyclé, 10 % enfouis	(Martinez et al. 2009)
Cuivre	90 % recyclé, 10 % enfouis	(Vestas. 2006)
Aluminium	90 % recyclé, 10 % enfouis	(Vestas 2006)

Plastiques	100 % incinéré	(Schleisner, 2000)
Béton	100 % recyclé	(Martinez et al. 2009)
Fibre de verre, époxy	100 % incinéré	(Milanese, 2009)
Aimant permanent	100 % enfouis	Cycleco

Dans cette étude, nous prenons comme hypothèse que le béton est retiré du sol et concassé afin d'extraire l'acier pour le recycler. Le béton concassé est ensuite utilisé comme du gravier concassé. Le scénario de traitement de fin de vie du béton utilisé est donc celui d'Ecoinvent : Elimination, bâtiment, béton armé, recyclage/CH U « Disposal, building, reinforced concrete, to recycling/CH U ».

Transport en fin de vie :

On suppose que tous les composants de l'installation sont recyclés à une distance de 200 km du site de l'installation, à l'exception du béton (50 km).

4.6. Eoliennes maritimes

En 2015, aucune ferme éolienne en mer n'a été installée en France. Le cadre de la modélisation environnementale est donc sensiblement différent des éoliennes terrestres car il est impossible de se référer au contexte français. A la suite de lectures bibliographiques et de rapports ACV, on peut garder les mêmes phases principales de cycle de vie. Les postes conservés en composition, mais adaptés en masse, sont en particulier :

- La fabrication du rotor
- La constitution de la nacelle, ici avec une génératrice à aimants permanents
- L'électronique de commande (hypothèse de la même masse qu'en terrestre)

Les éléments suivants font l'objet d'une révision spécifique à l'éolien en mer :

- Composition du mât
- Composition des fondations
- Installation de la centrale
- Production d'électricité
- Maintenance

Les sections suivantes présentent les informations qui diffèrent de l'éolien terrestre.

4.6.1. Parcs maritimes futurs

Les dossiers des maîtres d'ouvrage ont permis de connaître les futurs parcs éoliens en mer installés. Deux industriels ont été choisis suite aux appels d'offres pour six parcs en mer.

Tableau 9 - Répartition des modèles maritimes et du nombre de sites par constructeurs considérés dans l'étude.

Fabricant	Modèle		Puissance par modèle	Sites
ADWEN	AD 8 - 130	8 MW	1488 MW	3
ALSTOM	Haliade 150	6 MW	1428 MW	3

Cycleco a recensé deux fabricants d'éoliennes maritimes avec un total de deux modèles d'éolienne répartis sur six sites (Tableau 9).

La puissance totale des éoliennes sélectionnées est de 2 916 MW, ce qui correspond à la totalité de la capacité totale installée en prévision des années 2020 – 2023 au jour de la création de ce rapport.

Tableau 10 - Nombre d'éoliennes maritimes réparties par puissance et par technologie

	6 MW	8 MW	Total
DDPMG	238	186	424

4.6.2. Composition du mât

Le mât en acier est utilisé pour les deux modèles étudiés et pour la totalité des éoliennes en mer en Europe. Les industriels ajoutent une protection cathodique en aluminium à la base du mât qui se consumera tout le long du cycle de vie de l'éolienne. Une plateforme en acier est également ajoutée pour l'amarrage des bateaux de maintenance.

4.6.3. Fondations des éoliennes en mer

A la fin de l'année 2013, il y avait 2474 fondations sous-marines entièrement installées dans le parc éolien maritime européen. Les structures sous-marines les plus communément répandues sont les monopieux : 1866 monopieux ont été installés à la fin 2013 (76% du total des fondations installées). Les fondations gravitaires en béton sont les deuxièmes plus communes avec 303 unités installées (12%).

En 2014 selon (EWEA, 2014), les fondations gravitaires (10,4%) et monopieux (78,8%) gardent la même répartition. Les fondations en treillis (*jacket*) (4,7%) sont pressenties comme la génération à venir, en raison de l'implantation pour des hauteurs d'eau plus importantes et le support d'éoliennes de masse supérieure à celle supportée par les monopieux.

Les trois différents types de fondation utilisés pour les parcs français sont détaillés en Figure 9, Figure 10 et Figure 11 (Dieppe et le Tréport, 2014) :

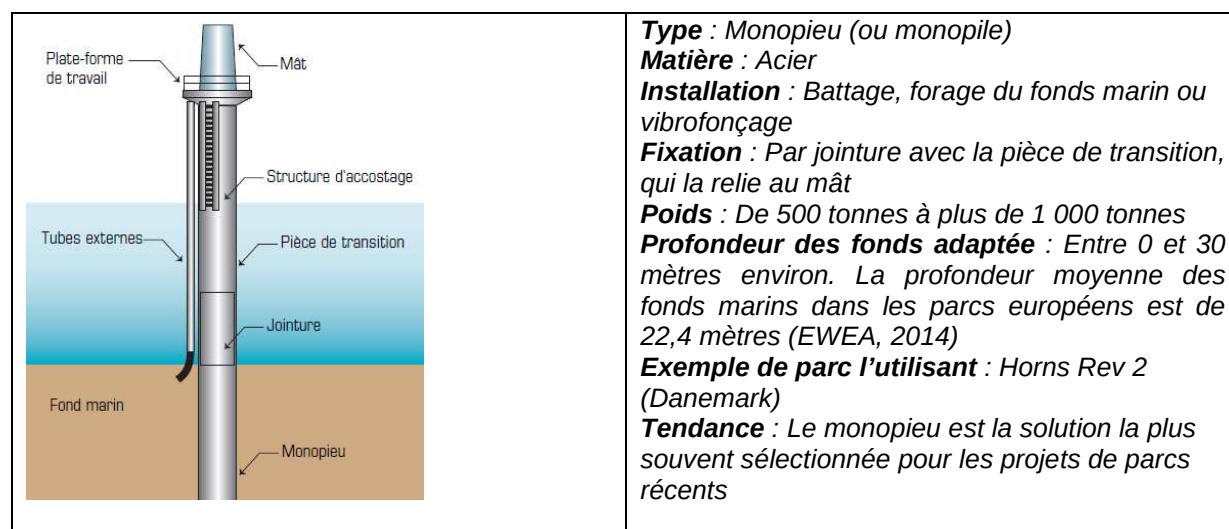


Figure 9 - Composants des fondations monopieux

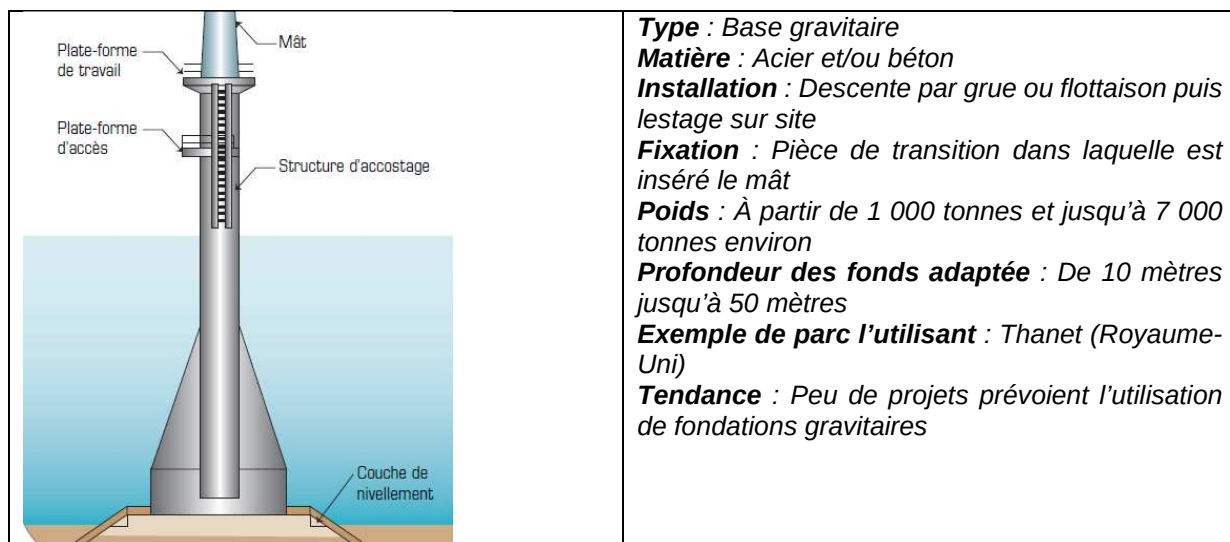


Figure 10 - Composants des fondations gravitaires

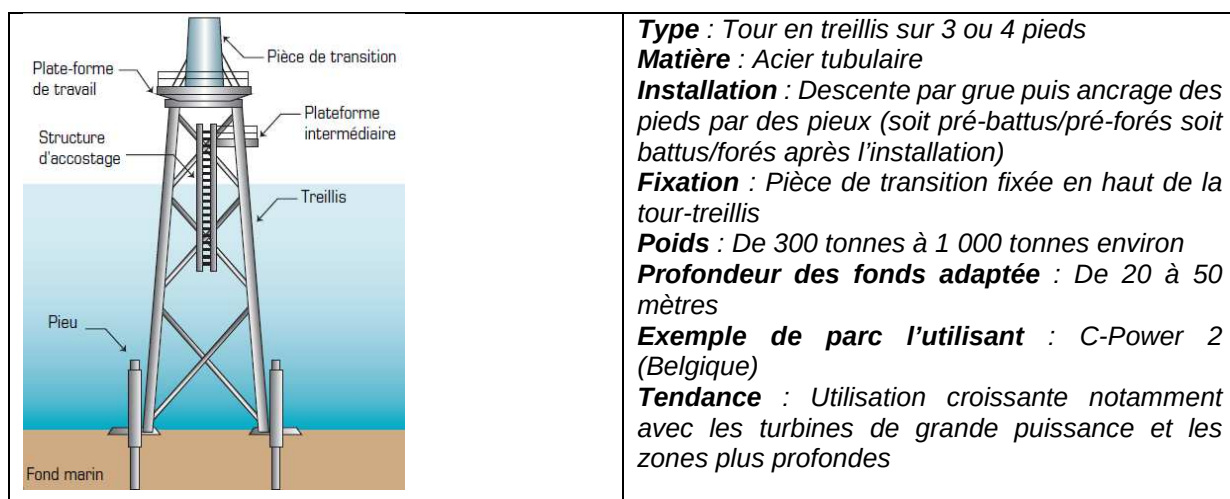


Figure 11 - Composants des fondations jacket

En ce qui concerne les futurs parcs français, trois fondations ont été choisies : monopieu, jacket et gravitaire selon la répartition suivante :

Tableau 11 – Répartition des fondations dans la filière éolienne maritime française

Parcs maritimes	Fondation	Nombre d'éoliennes	Part dans les futurs parcs en mer
Le Tréport Dieppe	Jacket	62	15 %
Noirmoutier / Ile d'Yeu	Jacket	62	15 %
Saint Brieu	Jacket	62	15 %
Saint Nazaire	Monopieu	80	19 %
Fécamp	Gravitaire	83	20 %
Courseulles	Monopieu	75	18 %

A moyen terme, la filière éolienne maritime serait composée de 45% de fondation jacket, 37% de fondations à monopieu et 20% de fondations gravitaires.

Les fondations jacket ne sont actuellement pas encore définitives, une analyse de sensibilité est effectuée dans la suite de ce rapport afin d'identifier la différence d'impact qu'engendrera un changement de fondation.

4.6.4. Installation de la centrale

4.6.4.1. Transport sur site

Les différents transports sont issus des documents respectifs de chaque parc.

Adwen : Le Tréport/Dieppe, Noirmoutier/Yeu, Saint Briec. Tous les composants de l'éolienne d'Adwen seront construits et assemblés au Havre. Les fondations en *jacket* seront fabriquées à Brest.

Alstom : Saint Nazaire, Fécamp, Courseulles. La nacelle est construite à St Nazaire et le rotor et le mât à Cherbourg. L'éolienne est assemblée à Cherbourg et ensuite livrée dans les différents parcs. Les fondations gravitaires (béton) sont fabriquées au Havre, les fondations monopieux n'ont pas encore été décidées, l'hypothèse est prise qu'elles seront réalisées au même endroit que les mâts.

Chacune de ces usines est positionnée sur la côte ou directement près du port. Le transport en camion est négligeable et n'a pas été pris en compte.

Tableau 12 – Distance des transports de livraison des composants et fondation des éoliennes maritimes.

	Transport Bateau Nacelle		Transport Bateau Rotor		Transport Bateau Tour		Transport Bateau Fondation	
	miles	km	miles	km	miles	km	miles	km
Le Tréport / Dieppe	58	107	58	107	58	107	307	569
Noirmoutier / Ile d'Yeu	390	722	390	722	390	722	170	315
Saint Briec	166	307	166	307	166	307	160	296
Saint Nazaire	11	20	336	622	336	622	336	622
Fécamp	336	622	11	20	11	20	398	737
Courseulles	336	622	11	20	11	20	11	20
Moyenne pondérée sur la masse		402		317		306		463

La distance utilisée représente la moyenne pondérée entre les distances et la masse totale de chaque composant.

4.6.4.2. Montage

Les données des bilans carbone des parcs de Fécamp (Bilan Fécamp, 2013) et de Saint Nazaire (Bilan St Nazaire, 2013) ont été utilisées pour cette étape de construction des parcs et du levage des éoliennes. Une consommation de 13 500 tonnes de fioul pour les petits navires et de 22 000 tonnes de fioul lourd pour les gros navires par parc a été retenue.

4.6.4.3. Transformation et occupation des sols

Cette partie regroupe la transformation et l'occupation des sols engendrés par l'éolienne. Les données ont été tirées de la base Ecoinvent qui possède l'information sur un modèle d'éolienne de 2 MW en mer (voir Tableau 13).

Tableau 13 – Données utilisées pour la transformation et l'occupation des sols d'éoliennes maritimes

Wind power plant 2MW, offshore, fixed parts/OCE/I U	2 MW	unité
Transformation, de la mer et de l'océan	22,5	m²
Transformation, en zone industrielle, benthos	22,5	m²
Occupation, zone industrielle, benthos	450	m²a

4.6.4.4. Construction des routes d'accès

Contrairement à l'éolien terrestre, aucune construction de routes d'accès n'a été prise en compte dans la modélisation. La livraison des composants de l'éolienne provient des ports et les éventuelles routes construites sont liées au poste de transformation électrique terrestre qui n'entre pas dans le périmètre de l'étude.

4.6.4.5. Raccordement au réseau électrique

Le périmètre d'étude de l'éolien en mer ne s'arrête pas au même stade que l'éolien terrestre. En raison de son éloignement des côtes, un poste de transformation en mer est nécessaire afin de limiter les pertes liées au transport de l'énergie sur une vingtaine de kilomètres jusqu'au transformateur terrestre. Ce poste de transformation nécessite une grande quantité de matière et de la maintenance.

Plusieurs sources ont été utilisées pour la modélisation de l'inventaire du poste. L'inventaire en ANNEXE 5 : Inventaires donne une nomenclature détaillée d'un transformateur électrique de 220 MVA. L'inventaire est associé aux masses réelles des transformateurs des parcs de Fécamp (Bilan Fécamp, 2013) et de Saint Nazaire (Bilan St Nazaire, 2013) du Tableau 14.

Tableau 14 – Répartition de masse des composants du poste de transformation électrique

Composant	Sous composant	Matières Premières	Pourcentage de masse
Poste de transformation en mer	Structure	Acier	28,48%
	2 Transformateurs 33/225 kV et cellules 33 et 225 kV	Acier, cuivre	30,59%
	Câbles	Cuivre, PEHD, aluminium	0,60%
Fondation pour le poste en mer	Jacket	Acier	35,02%
	4 Pieux	Acier	4,04%
	Ciment	Pondéreux	1,16%
	Peinture	Polyuréthane et composites	0,10%

Le raccordement nécessite également une longueur importante de câble permettant de transporter l'énergie de l'éolienne jusqu'au poste de transformation électrique terrestre. Deux types de câbles sont utilisés, de l'éolienne jusqu'au poste de transformation en mer (pour une tension de 32 kV) et du poste jusqu'au site sur terre (150 kV / 250 kV). L'hypothèse d'une longueur de câble 150 kV / 250 kV de 20 kilomètres par parc est utilisée, qui est la distance moyenne entre les parcs et la côte, ainsi qu'une longueur d'un kilomètre de câble (32 kV) par éolienne.

Le transport sur site du poste de transformation suit les mêmes hypothèses que les nacelles de chaque parc. La fin de vie du poste de transformation suit les mêmes hypothèses (transport, gestion des matériaux) que la fin de vie des éoliennes.

4.6.5. Production d'électricité

L'éolien en mer, en raison de sa localisation loin de tout obstacle et du diamètre de rotor plus important que les éoliennes sur terre, permet d'obtenir un facteur de charge bien supérieur. Le facteur de charge utilisé pour l'étude de l'éolien maritime français est directement tiré des dossiers de maître d'ouvrage de chaque parc.

Tableau 15 – Facteur de charge par parc éolien en mer

	Energie produite (GWh/an)	Facteur de charge
Le Tréport	2000	46%
Noirmoutier / Ile d'Yeu	1900	44%
Saint Brieuc	1950	45%
Saint Nazaire	1735	41%

Fécamp	1800	41%
Courseulles	1500	38%

L'ensemble de la filière éolienne en mer dans l'étude produit 10 885 GWh/an et 217 700 GWh sur 20 ans.

4.6.6. Maintenance des éoliennes en mer

L'étape de maintenance entre les éoliennes terrestres et les éoliennes en mer sont sensiblement différentes. Les différences proviennent principalement du schéma de maintenance lié aux distances côtières des éoliennes en mer et du poste de transformation supplémentaire.

La maintenance est tirée des bilans carbone de Fécamp (Bilan Fécamp, 2013) et de St Nazaire (Bilan St Nazaire, 2013) qui ont reçu les informations directement du constructeur Alstom : 7500 litres de fioul par éolienne et par an, consommés par des navires de petite taille.

4.6.7. Démontage et fin de vie

Déconstruction des parcs :

Les mêmes informations que pour la construction des parcs ont été utilisées, elles sont issues des bilans carbone des parcs de Fécamp et de St Nazaire.

Fin de vie :

En raison du manque d'informations sur la fin de vie des composants, les mêmes scénarios que l'éolien terrestre ont été considérés.

Transport en fin de vie :

Même hypothèse que l'éolien terrestre (200 km en camion pour le poste et 50 km en camion pour les fondations), avec l'ajout de 20 km en bateau représentant la distance jusqu'à la côte.

Le béton et l'acier des fondations sont amenés dans des centres de traitement excepté les ballastes composés de gravier et de sable (fondations gravitaires composée de 50% de ballaste).

5. Analyse des impacts

5.1. Méthodologie d'évaluation des impacts

5.1.1. Liste des indicateurs

L'étape d'évaluation des impacts environnementaux permet de traduire les flux élémentaires en impacts environnementaux. Elle comprend la classification des émissions en fonction de catégories d'impact, la caractérisation intermédiaire et la caractérisation des dommages.

Les indicateurs retenus dans l'étude et les méthodes de caractérisation correspondantes sont présentés dans le Tableau 16.

Tableau 16 – Indicateurs retenus relatifs aux impacts environnementaux et flux d'énergie

Impacts environnementaux	Indicateur	Unité	Méthode
Changement climatique	Réchauffement climatique potentiel à 100 ans (GWP100)	kg CO ₂ équivalent	IPCC 2007 à 100ans Issue de l'ILCD V 1.03
Inhalation de particules inorganiques	Absorption de fines particules	kg PM2.5 équivalent	RiskPoll model (Rabl and Spadaro, 2004) et Greco et al. 2007 Issue de l'ILCD V 1.03
Utilisation des ressources en eau	Utilisation d'eau	m ³	Boulay et al. 2011 Water Scarcity V 1.01
Toxicité humaine, effet cancérigène	Unité toxique comparative pour l'homme	CTUh	USEtox Issue de l'ILCD V 1.03
Toxicité humaine, effet non cancérigène	Unité toxique comparative pour l'homme	CTUh	USEtox Issue de l'ILCD V 1.03
Acidification	Dépassement accumulé	mol H ⁺ équivalent	Accumulated Exceedance (Seppälä et al. 2006, Posch et al. 2008) Issue de l'ILCD V 1.03
Eutrophisation, eau douce	Fraction de nutriments rejoignant le compartiment eau douce	kg P équivalent	Modèle EUTREND (Struijs et al. 2009) implémenté dans ReCiPe V 1.05 Issue de l'ILCD V 1.03
Eutrophisation, marine	Fraction de nutriments rejoignant le compartiment eau marine	kg N équivalent	Modèle EUTREND (Struijs et al. 2009) implémenté dans ReCiPe Issue de l'ILCD V 1.03
Utilisation des sols	Soil Organic Matter (SOM)	kg C déficitaire	Mila i Canals et al. 2007b Issue de l'ILCD V 1.03
Ecotoxicité, eau douce	Unité toxique comparative pour les écosystèmes	CTUe	USEtox Issue de l'ILCD V 1.03
Indicateur déchets	Quantité de déchets	kg	EDIP 2003 V 1.04
Demande d'énergie cumulée (CED)	Consommation d'énergie	MJ	CED V 1.8

Les indicateurs retenus ont été choisis en accord avec l'ADEME après analyse des indicateurs utilisés dans les études sur l'éolien (Arvesen et al. , 2012) et les rapports ACV des différents constructeurs.

Les méthodes et les facteurs de caractérisation sont issus de la méthode ILCD 2011 Midpoint version 1.03 implémentée dans SimaPro 8.0.4. L'indicateur de déchet est issu d'EDIP 2003. La méthode de consommation d'eau a été remplacée par la méthode issue de Boulay et al. 2011 (Water scarcity) présente dans SimaPro afin de choisir une méthode qui corresponde au consensus actuel (alors que l'ILCD utilise la méthode « ecoscarcity 2006 »), mieux intégrée dans SimaPro et faisant partie des dernières préconisations de l'ADEME.

Les facteurs de caractérisation sont disponibles sur demande à l'ADEME.

5.1.2. Description des indicateurs

Acidification : L'acidification est une augmentation de l'acidité d'un sol ou d'un cours d'eau à cause des activités humaines, par le biais de pluies acides par exemple. Les oxydes de soufre et d'azote sont les principaux responsables de ce phénomène. L'acidification est exprimée sur la base du nombre d'ions hydrogène H⁺.

Changement climatique : Cette catégorie d'impact traite de la contribution des émissions d'origine anthropique sur le forçage radiatif dans l'atmosphère (effet de serre). Les gaz à effet de serre sont les gaz qui ont la capacité d'absorber les radiations infrarouges provenant de la Terre. L'augmentation du forçage radiatif se solde par un réchauffement de la température à la surface de la Terre, ce qui peut avoir des impacts sur les écosystèmes, la santé humaine et les biens matériels.

Cet indicateur est exprimé en gCO₂/kWh et traduit l'un des impacts le plus couramment discuté : les émissions de CO₂.

Consommation d'eau : Cette catégorie traite de la raréfaction de l'eau, un problème environnemental grandissant dans plusieurs régions du monde. Malgré cette réalité, peu de méthodes et/ou modèles scientifiques sont présentement reconnus pour caractériser la raréfaction des ressources en eau. Par conséquent, lors d'ACV, les impacts environnementaux potentiels liés à la consommation des ressources en eau ne sont que très rarement pris en compte.

Déchets : Les flux de déchets sont divisés en trois catégories qui ont été réunies en un seul indicateur ici. Les déchets en vrac (*bulk waste* en anglais), les déchets dangereux (*hazardous waste*) et les déchets radioactifs (*radioactive waste*). Tous les déchets sont signalés sur une base de masse.

Demande d'énergie cumulée : CED ou demande d'énergie cumulée, est une méthode de score unique, permettant de calculer l'énergie consommée tout au long du cycle de vie de la turbine. Le résultat final est obtenu en équivalents MJ et classé par type de source en tenant compte des catégories suivantes : énergie non renouvelable (nucléaire, énergies fossiles) et de l'énergie renouvelable (biomasse, hydraulique et éolienne, solaire et géothermique).

Demande d'énergie cumulée non renouvelable : Cet indicateur englobe toutes les sources d'énergie issues de ressources limitées disponibles sur la planète et épuisable à l'échelle humaine. Les combustibles fossiles sont produits en continu par la décomposition de la matière végétale et animale, mais la production et le taux de régénération est extrêmement lent, beaucoup plus lent que la vitesse à laquelle nous les utilisons. Les principaux exemples de ressources énergétiques non renouvelables sont des combustibles fossiles comme le pétrole, le charbon et le gaz naturel. Les ressources énergétiques non renouvelables que nous utilisons et qui ne seront pas remplacés dans un délai raisonnable sont donc considérées comme "épuisable", c'est à dire non disponible pour les générations futures.

Demande d'énergie cumulée renouvelable : Cet indicateur englobe toutes les sources d'énergie issue de ressources illimitées disponibles sur la planète et / ou inépuisable à l'échelle humaine. Les principaux exemples de sources d'énergie renouvelables sont la biomasse, l'hydraulique, l'éolien, le solaire et le géothermique.

Ecotoxicité d'eau douce : L'écotoxicité d'eau douce est similaire à la toxicité humaine (voir plus bas), à la différence qu'elle couvre les impacts des substances toxiques sur les écosystèmes aquatiques et non sur la santé humaine. La caractérisation repose sur les mêmes concepts que pour la toxicité humaine : la persistance dans l'environnement, l'exposition et les effets. L'ordre de grandeur mentionné pour la toxicité humaine nécessaire à l'interprétation est également applicable à l'écotoxicité.

Eutrophisation : L'eutrophisation est principalement causée par des niveaux excessifs de nutriments phosphorés (P) et azotés (N) dans l'environnement. L'émission de matières organiques peut aussi contribuer à l'eutrophisation des milieux aquatiques. La surabondance de nutriments peut modifier la composition des espèces d'un écosystème et augmenter la production de biomasse dans les milieux aquatiques et terrestres. Par exemple, cela peut se traduire par la prolifération d'algues. Lorsqu'une eau est à l'origine pauvre en phosphore et qu'on y ajoute une certaine quantité de nutriments phosphorés, il y aura croissance d'algues. Dans ce cas, le phosphore sera considéré comme le facteur limitant. Le même raisonnement s'applique pour une eau pauvre en azote. Ainsi, pour les milieux aquatiques, le facteur limitant pour l'eau douce est généralement le phosphore, tandis que pour l'eau marine il s'agit de l'azote.

Inhalation de particules inorganiques : La pollution atmosphérique est composée de particules fines et de substances gazeuses (comme le dioxyde de soufre et les oxydes d'azote). Elles proviennent de diverses sources reliées à l'activité humaine comme les véhicules, les usines et la production d'électricité.

Toxicité humaine : Cette catégorie traite des impacts des substances toxiques, émises dans l'environnement, sur la santé humaine. La caractérisation des substances toxiques repose sur les concepts de persistance dans l'environnement, d'exposition (par inhalation ou ingestion) et d'effet sur la santé humaine (cancérogène et non cancérogène). La modélisation des impacts potentiels des substances toxiques sur les êtres vivants est une tâche complexe, puisque les phénomènes physiologiques et biologiques sont mal compris et dépendent de facteurs non maîtrisables : âge, sexe, santé, exposition, synergies, etc. Les modèles pour cette catégorie d'impact présentent donc encore un niveau d'incertitude relativement élevé.

Utilisation des sols : Cette catégorie d'impact traite des différentes conséquences de l'utilisation et de la transformation du territoire par l'homme. Lorsqu'une activité nécessite de grandes surfaces de terre, ces dernières sont considérées temporairement non disponibles pour remplir d'autres fonctions (culture pour l'alimentation par exemple). Cette réalité est considérée comme une perte du territoire en tant que ressource.

Cet indicateur est mesuré en kg C déficit, basé sur les changements des matières organiques du sol (ou *soil organic matter* : SOM). Il mesure le carbone qui ne sera pas capturé par le sol de par la transformation qu'il a subie.

5.1.3. Informations environnementales supplémentaires

A l'issue des résultats finaux de l'Analyse du Cycle de Vie, les impacts sur la consommation d'énergie primaire sont mis en perspective grâce à l'introduction de deux indicateurs supplémentaires que sont le temps de retour énergétique et le facteur de récolte.

Ces indicateurs permettent de calculer un temps d'amortissement de la production d'électricité d'origine éolienne par rapport à la production d'électricité moyenne française.

- *Facteur de récolte* : $\text{Energie produite} / \text{CED (Cumulative Energy Demand)}$
- *Retour énergétique* : $\text{CED} / \text{Energie produite en un mois}$

5.2. Résultats d'analyse des impacts

5.2.1. Résultats d'analyse des impacts de la filière éolienne terrestre

5.2.1.1. Résultats et interprétations

L'interprétation permet d'analyser les résultats obtenus et de répondre à l'objectif de l'étude. Elle permet de détecter les principaux contributeurs d'impact sur chaque indicateur. Les phases du cycle de vie sont en premier lieu étudiées afin de comprendre globalement leurs responsabilités et ensuite préciser quelles sont les processus et les substances responsables de l'impact. Cette étape permet également de vérifier si les résultats sont cohérents et si les systèmes modélisés sont bien complets. Les résultats sont présentés selon l'unité fonctionnelle d'un kilowattheure permettant de les comparer ensuite à la littérature.

Une analyse de cycle de vie peut être complétée par une analyse de l'incertitude non présente dans ce rapport. Les données d'incertitude sur les inventaires créés dans SimaPro n'ont pu être renseignées car ils proviennent en grande partie de la littérature et d'autre part, les résultats obtenus par l'analyse d'incertitude des *backgrounds processus* ne sont pas suffisamment maîtrisés pour être présentés dans un rapport ACV. Les résultats sont présentés dans le Tableau 17.

Tableau 17 – Impacts environnementaux d'1 kWh d'électricité issu de la filière éolienne française

Catégorie d'impact	Unité	Impact / kWh d'électricité
Acidification	mol H+ eq	7,19.10 ⁻⁵
Changement climatique	g CO ₂ eq	12,72
Demande d'énergie cumulée (non renouvelable)	MJ	0,19
Demande d'énergie cumulée (renouvelable)	MJ	3,88
Ecotoxicité, eau douce	CTUe	0,0901
Eutrophisation, eau douce	g P eq	5,60.10 ⁻³
Eutrophisation, marine	g N eq	1,85.10 ⁻²
Indicateur déchets	g	4,05
Inhalation de particules inorganiques	g PM2.5 eq	1,03.10 ⁻²
Toxicité humaine, effet cancérigène	CTUh	7,53.10 ⁻⁹
Toxicité humaine, effet non cancérigène	CTUh	5,73.10 ⁻⁹
Utilisation des ressources en eau	m ³	6,99.10 ⁻⁵
Utilisation des sols	g C deficit	100

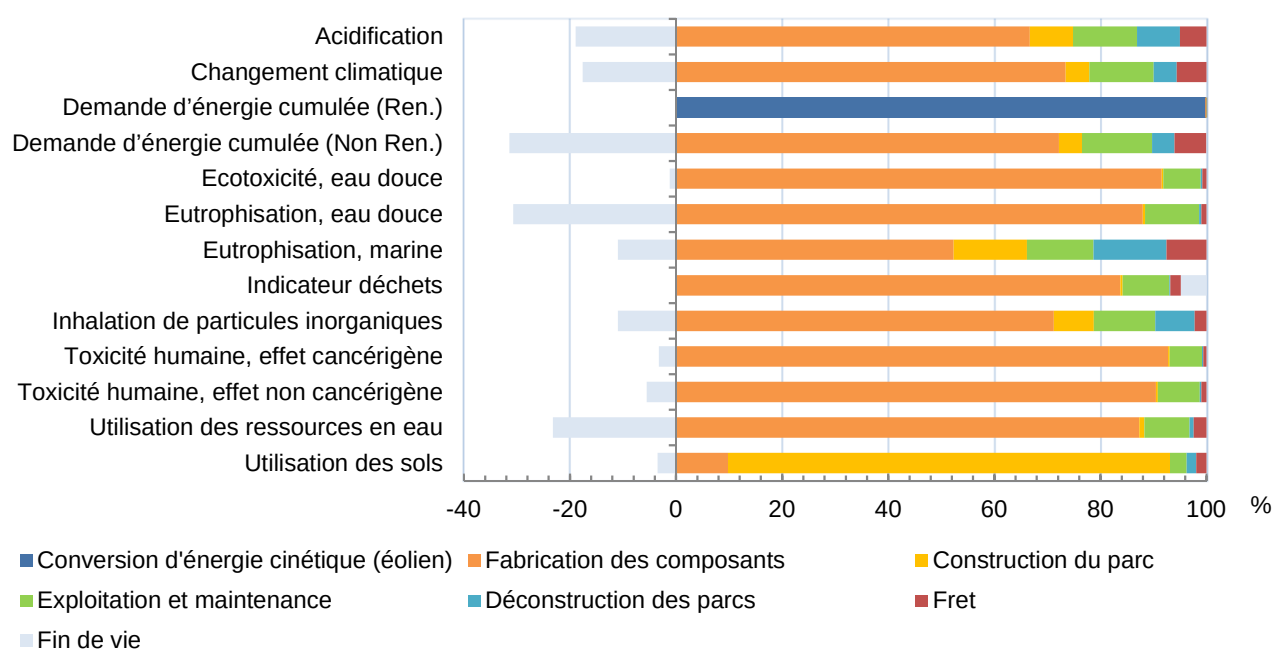


Figure 12 - Impacts environnementaux d'1 kWh d'électricité issu de la filière éolienne française

Lorsque nous analysons d'un point de vue général, il est visible dans tous les cas, excepté pour l'utilisation des sols et le CED NR, que la fabrication des composants (rotor, nacelle, mât, fondation et câblage interne) représente plus de 50% de l'impact sur chaque indicateur dont 6 indicateurs au-dessus de 80%.

D'autre part l'exploitation et la maintenance apparaissent comme la deuxième étape du cycle de vie ayant le plus d'impact, allant jusqu'à 13% de l'impact sur l'indicateur d'eutrophisation marine.

La construction des parcs est très inégale selon les indicateurs allant jusqu'à 83% de l'impact sur l'indicateur d'utilisation des sols.

L'étape de conversion d'énergie représente l'unité fonctionnelle utilisée qui est le kilowattheure d'énergie issue de la filière éolienne.

La déconstruction des parcs représente un impact avec un maximum de 14% sur l'indicateur d'eutrophisation.

Le transport des différents composants jusqu'au site d'installation représente l'impact le plus faible sur la quasi-totalité des indicateurs avec une valeur maximale de 5% sur l'eutrophisation d'eau douce. La fin de vie est, excepté sur l'indicateur de déchets, bénéfiques pour la totalité des indicateurs. Elle permet de réduire l'impact jusqu'à 31% sur l'eutrophisation d'eau douce.

La contribution des processus et des substances sur chaque indicateur est disponible sur demande à l'ADEME.

Le Tableau 18 présente les résultats de l'analyse du modèle 800 kW d'Ecoinvent selon la méthode de caractérisation utilisée pour cette étude.

Tableau 18 – Comparaison résultats d'analyse de l'éolienne 800 kW d'Ecoinvent

Catégorie d'impact	Unité	1 kWh Ecoinvent 800 kW	Différence avec étude Cycleco
Acidification	mol H ⁺ eq	6,14.10 ⁻⁵	-17%
Changement climatique	g CO ₂ eq	11,18	-14%
Demande d'énergie cumulée (renouvelable)	MJ	3,88	0
Demande d'énergie cumulée (non ren.)	MJ	0,17	-12%
Ecotoxicité, eau douce	CTUe	0,08	-13%
Eutrophisation, eau douce	g P eq	7,21.10 ⁻³	+22%
Eutrophisation, marine	g N eq	1,16.10 ⁻²	-55%
Indicateur déchets	g	4,27	+5%
Inhalation de particules inorganiques	g PM 2.5 eq	8,36.10 ⁻³	-23%
Toxicité humaine, effet cancérigène	CTUh	6,21.10 ⁻⁹	-21%
Toxicité humaine, effet non cancérigène	CTUh	4,79.10 ⁻⁹	-20%
Utilisation des ressources en eau	m ³	7,71.10 ⁻⁵	+9%
Utilisation des sols	g C deficit	111	+9%

Les ordres de grandeurs sont sur la plupart des indicateurs identiques, mis à part l'indicateur d'eutrophisation marine. Cette différence est liée au fait que notre étude regroupe des éoliennes en moyenne de 2 MW de puissance alors que l'étude Ecoinvent concerne un modèle de 800 kW. Ceci engendre des différences notamment lors de l'assemblage des éoliennes qui est en partie responsable de l'impact sur cet indicateur. Nous pouvons affirmer une cohérence des résultats.

5.2.1.2. Résultats par indicateur

5.2.1.2.1. Acidification

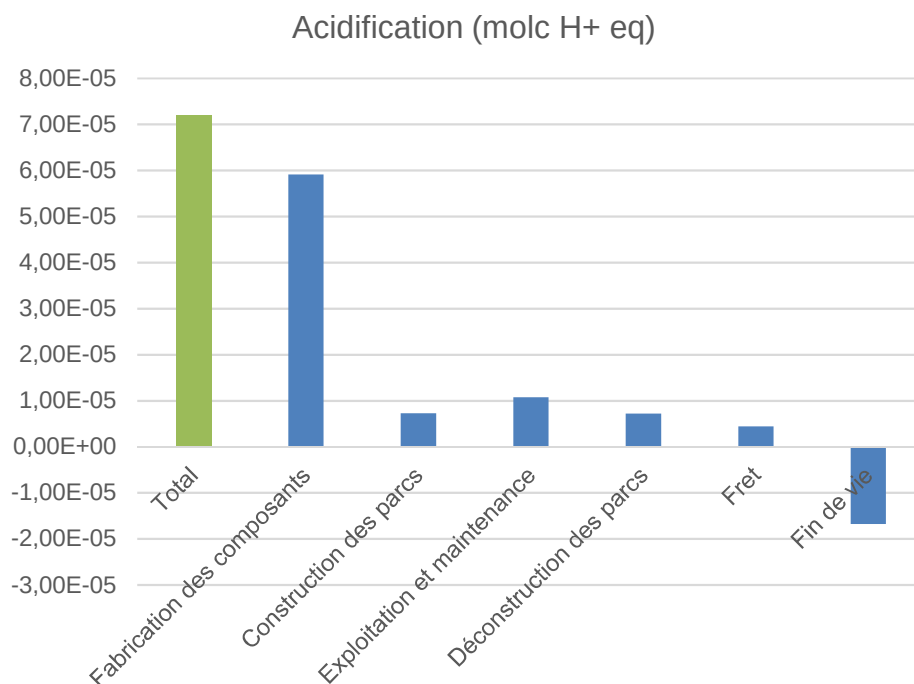


Figure 13 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'acidification

Tableau 19 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'acidification

Catégorie d'impact	Unité	Total
Acidification	mol H+ eq	7,19.10 ⁻⁵

Dans le graphique de la Figure 13, nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'acidification. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 60 % comprenant un impact évité de 22% grâce à la fin de vie.

Tableau 20 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'acidification

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Acidification	mol H ⁺ eq	5,91.10 ⁻⁵	7,31.10 ⁻⁶	1,07.10 ⁻⁵	7,18.10 ⁻⁶	4,41.10 ⁻⁶	-1,68.10 ⁻⁵

L'indicateur d'acidification est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 22% (-10% de recyclage), suivis de l'impact des rotors avec 18% (-2% de recyclage), suivis de l'impact des mâts avec 12% (-14% de recyclage) et pour finir les fondations avec 9% (+1% de traitement du béton).

D'un point de vue général les substances responsables de l'impact sont le dioxyde de soufre et l'oxyde d'azote rejetés dans l'air. Ces substances sont rejetées suite à la combustion d'énergie fossile. L'énergie des composants est donc la principale source de l'impact, plus précisément pour la fabrication de l'acier des mâts et de la fibre de verre pour les nacelles et les pales.

Tableau 21 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'acidification

50%	Dioxyde de soufre dans l'air
48%	Oxydes d'azote dans l'air

5.2.1.2.2. *Changement climatique*

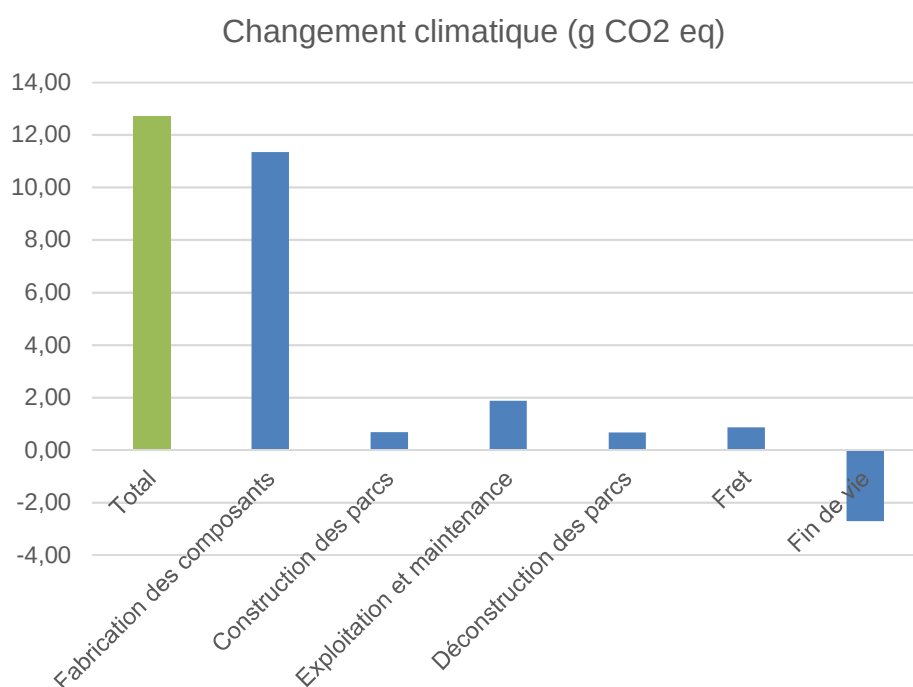


Figure 14 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de réchauffement climatique

Tableau 22 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de réchauffement climatique

Catégorie d'impact	Unité	Total
Changement climatique	g CO ₂ eq	12,72

Dans le graphique de la Figure 14 nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de réchauffement climatique. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 66% comprenant un impact évité de 23% grâce à la fin de vie.

Tableau 23 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de réchauffement climatique

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Changement climatique	g CO ₂ eq	11,34	0,68	1,87	0,67	0,87	-2,72

Le réchauffement climatique est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 20% (-8% de recyclage), suivis de l'impact des rotors avec 20% (+3% de traitement de fin de vie), suivis de l'impact des fondations avec 16% (+1% de traitement du béton) et pour finir les mâts avec 14% (-18% de recyclage).

Les principales sources d'impact liées à la fabrication sont pour les rotors la composition des pales, la quantité d'acier dans les nacelles et dans les mâts, et pour finir la fabrication de clinker dans le béton des fondations. Ces matériaux émettent du CO₂ principalement à cause de l'énergie qu'ils consomment pour être produits.

Lorsque l'on additionne l'impact des différents aciers de l'éolienne (inoxydable, peu allié, renforcement, fonte) provenant tous de l'extraction du fer on obtient une contribution avoisinant les 40% de l'impact.

L'industrie de l'acier est considérée comme une grande émettrice de gaz à effet de serre, jusqu'à deux tonnes de CO₂ émis pour une tonne d'acier produit. Ces émissions sont liées principalement à l'énergie utilisée dans les différents procédés de transformation (fourneau, convertisseur à l'oxygène etc.).

L'impact du ciment du béton lié principalement aux fondations (8%) provient du procédé pour obtenir l'oxyde de calcium ou clinker qui chauffe le calcaire à haute température pour produire du ciment. Jusqu'à 900 kg de CO₂ sont émis pour fabriquer 1 tonne de ciment.

L'impact des rotors est entièrement lié à l'utilisation de fibre de verre renforcée d'époxy (10%) dont le procédé d'obtention nécessite une grande consommation d'énergie.

L'impact de la phase d'exploitation et de maintenance (6%) est lié au transport des agents de maintenance à cause du CO₂ émis directement par les camionnettes des techniciens.

La contribution (8%) totale des parties construction et déconstruction des parcs est liée à la quantité de carburant utilisée dans les machines de construction. Le fret (5%) est peu impactant sur cet indicateur malgré un type de transport camion qui est le scénario le plus négatif, ce qui montre le transport comme faible émetteur dans l'absolu par rapport à la production des composants.

L'impact bénéfique du recyclage est en grande partie lié au recyclage de l'acier et du béton qui permet d'éviter l'énergie utilisée pour produire ces matériaux vierges.

Tableau 24 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de réchauffement climatique.

95%	Dioxyde de carbone dans l'air
4%	Méthane dans l'air

5.2.1.2.3. Demande d'énergie cumulée (CED)

5.2.1.2.3.1. Demande d'énergie non renouvelable

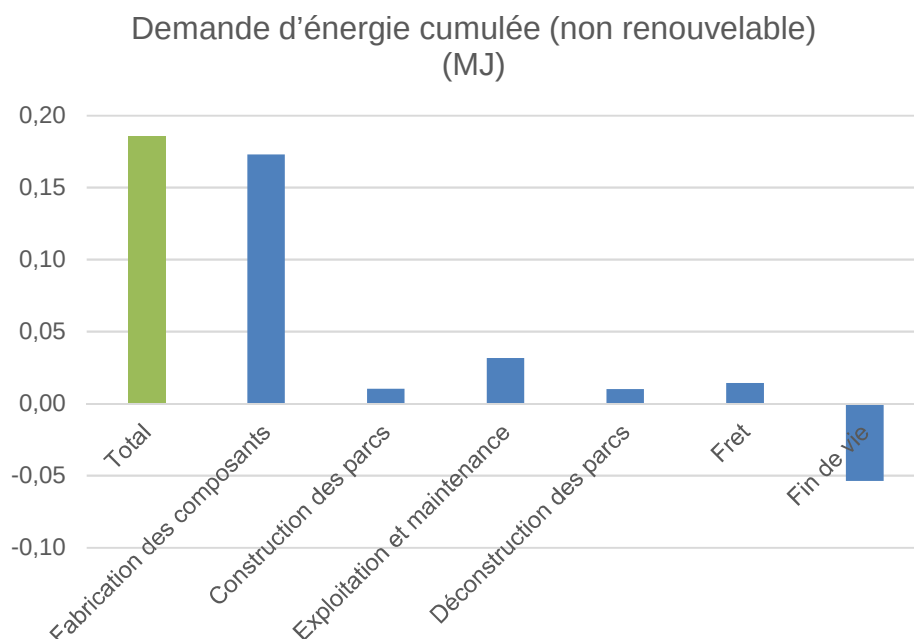


Figure 15 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de CED (non renouvelable)

Tableau 25 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur CED (non renouvelable)

Catégorie d'impact	Unité	Total
CED Non renouvelable	MJ	0,19

Dans le graphique de la Figure 15, nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur du CED NR. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 64% comprenant un impact évité de 29% grâce à la fin de vie.

Tableau 26 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur CED (non renouvelable)

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
CED Non renouvelable	MJ	0,17	0,01	0,03	0,01	0,01	-0,05

Le CED NR est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 20% (-1 % de recyclage), suivis de l'impact des rotors avec 20% (-2% de recyclage), suivis de l'impact des mâts avec 16% (-18% de recyclage) et pour finir les fondations avec 10% (+1% de traitement du béton).

D'un point de vue général les substances responsables de l'impact sont les principaux types de ressources non renouvelables utilisées pour la production d'énergie : le pétrole, le gaz, le charbon et l'uranium. Ces impacts sont liés principalement à la production de l'acier des mâts et des nacelles ainsi que des fibres plastiques/époxy des pales et des nacelles.

Tableau 27 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur CED Non renouvelable

39%	Pétrole
29%	Gaz naturel
16%	Uranium
11%	Houille
6%	Lignite

5.2.1.2.3.2. Demande d'énergie cumulée renouvelable.

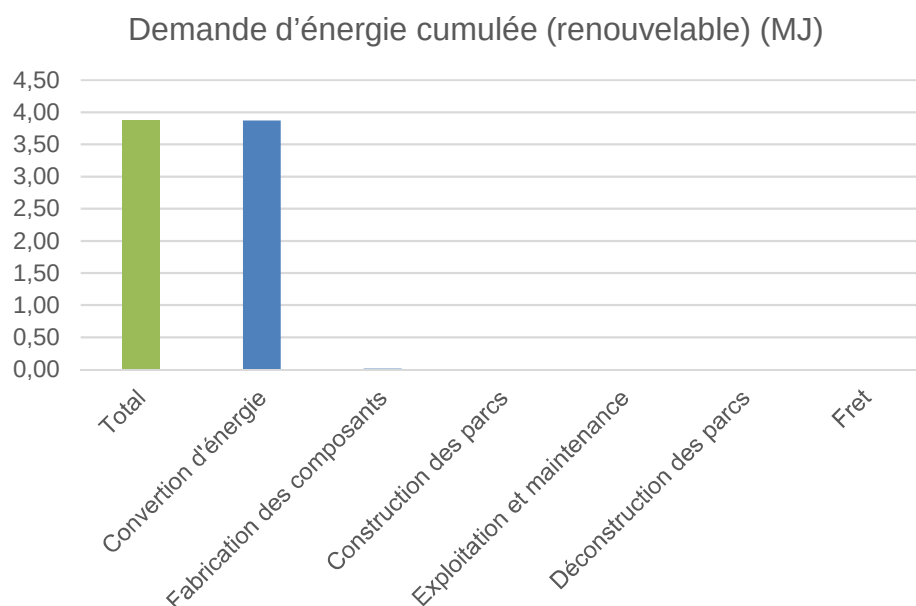


Figure 16 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de CED (renouvelable)

Tableau 28 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur CED (renouvelable)

Catégorie d'impact	Unité	Total
CED Renouvelable	MJ	3,88

Dans le graphique de la Figure 16, nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur du CED R. L'étape principalement responsable de l'impact est la conversion d'énergie cinétique à l'aide de l'éolien. En effet nous étudions l'impact d'1 kWh issu de la filière éolienne, il est logique de retrouver ce kilowattheure dans la demande d'énergie non renouvelable.

Tableau 29 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur CED (renouvelable)

Catégorie d'impact	Unité	Conversion d'énergie	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
CED R	MJ	3,87	0,01	4,30.10 ⁻⁵	1,3E-03	3,86.10 ⁻⁵	1,79.10 ⁻⁴	-1,34.10 ⁻³

Tableau 30 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur CED renouvelable

99,8 %	Energie cinétique (éolien), convertie
--------	---------------------------------------

5.2.1.2.4. Eutrophisation

5.2.1.2.4.1. Marine

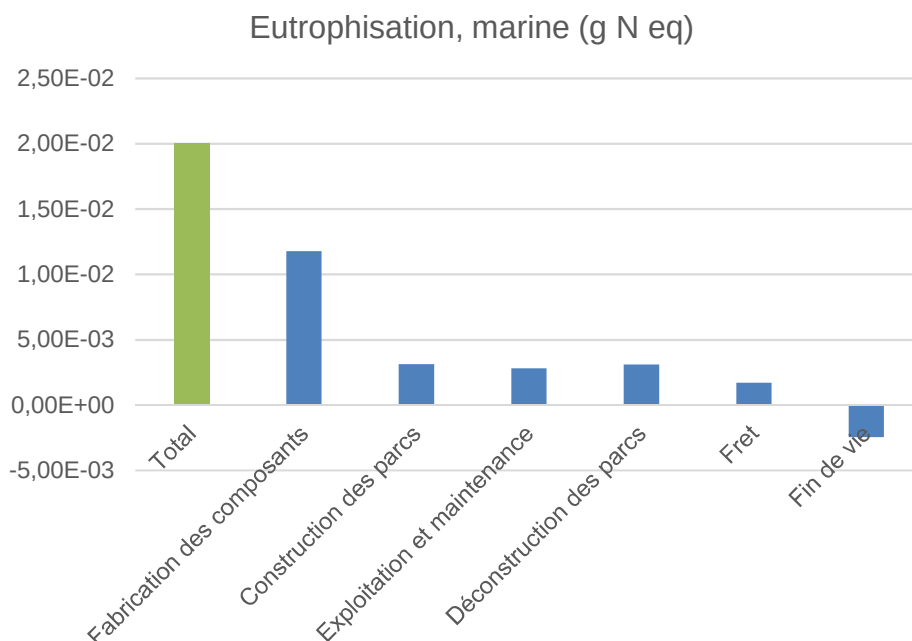


Figure 17 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation marine

Tableau 31 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation marine

Catégorie d'impact	Unité	Total
Eutrophisation, marine	kg N eq	2.10 ⁻²

Dans le graphique de la Figure 17, nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'eutrophisation. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 45% comprenant un impact évité de 15% grâce à la fin de vie. La part de la construction et déconstruction des parcs a cette fois un impact plus important que sur d'autres indicateurs avec 15% de l'impact chacun au total.

Tableau 32 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation marine

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Eutrophisation, marine	kg N eq	1,18.10 ⁻²	3,12.10 ⁻³	2,81.10 ⁻³	3,09.10 ⁻³	1,70.10 ⁻³	-2,46.10 ⁻³

L'indicateur d'eutrophisation est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des rotors avec 15% (-1% de recyclage), suivis de l'impact des nacelles avec 13% (-6% de recyclage), suivis de l'impact des fondations avec 9% (+1% de traitement du béton) et pour finir les mâts avec 9% (-10% de recyclage).

La consommation d'énergie nécessaire à la construction et déconstruction des parcs représente la totalité de la part d'impact de cette étape.

D'un point de vue général la substance responsable de l'impact est l'oxyde d'azote rejeté dans l'air lié à la consommation de combustibles fossiles et à la consommation de diesel par les machines d'assemblage de l'éolienne.

Tableau 33 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation marine

95 %	Oxydes d'azote dans l'air
5 %	Nitrate dans l'eau

5.2.1.2.4.2. Eau douce

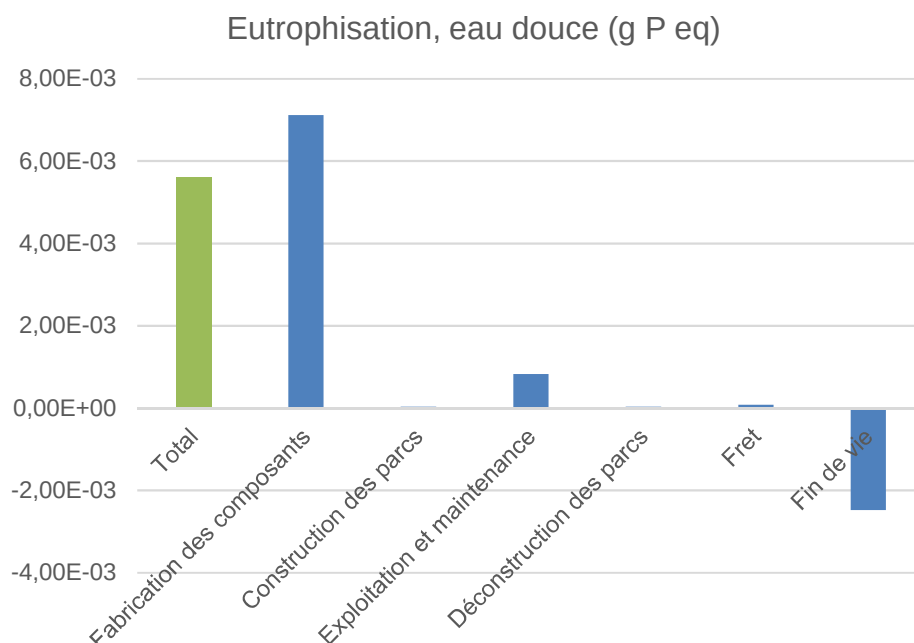


Figure 18 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce

Tableau 34 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce

Catégorie d'impact	Unité	Total
Eutrophisation, eau douce	g P eq	5,60.10 ⁻³

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 85% comprenant un impact évité de 42% grâce à la fin de vie.

Tableau 35 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Eutrophisation, eau douce	g P eq	7,11.10 ⁻³	3,52.10 ⁻⁵	8,25.10 ⁻⁴	3,31.10 ⁻⁵	7,59.10 ⁻⁵	-2,48.10 ⁻³

L'indicateur de l'eutrophisation d'eau douce est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 48% (-20% de recyclage), suivis de l'impact des mâts avec 25% (-19% de recyclage), suivis de l'impact des fondations avec 11% (+1% de traitement du béton) et pour finir l'impact des rotors avec 10% (-2% de recyclage),

La substance entièrement responsable de l'impact est le phosphate rejeté dans l'eau. La plus grande quantité est émise lors de l'enfouissement des déchets liés aux mines de charbon qui produisent l'énergie nécessaire à la production de l'acier pour tous les composants. L'élimination des résidus sulfurés liée à la production du cuivre utilisé dans le câblage, les générateurs et les différents composants électroniques est la deuxième cause responsable de cet impact.

Tableau 36 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce

99,9%	Phosphate dans l'eau
-------	----------------------

5.2.1.2.5. Indicateur de Déchets

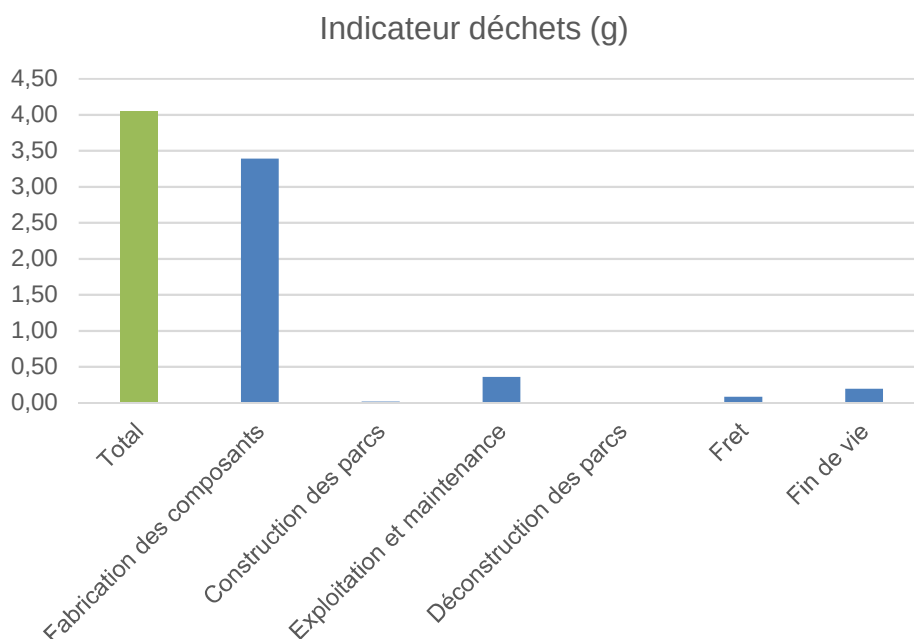


Figure 19 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de déchets

Tableau 37 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de déchets

Catégorie d'impact	Unité	Total
Indicateur déchets	g	4,05

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de déchet. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 84%. La fin de vie est cette fois impactante à hauteur de 5%.

Tableau 38 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de déchets

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Indicateur déchets	g	3,39	1,70.10 ⁻²	0,358	6,26.10 ⁻³	0,0812	0,195

L'indicateur de déchet est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante pour les mâts et les nacelles qui représentent 36% et 46% de l'impact suivi des rotors et des fondations avec environ 6% chacun.

D'un point de vue général l'impact est causé par l'énergie nécessaire aux traitements des déchets et l'occupation des sols engendrés par les sites d'enfouissement de déchets. Cela concerne les différents déchets de la production des composants tels que le ferronickel pour l'acier entraînant des laitiers à traiter.

La fin de vie entraîne peu de déchets, ceci est dû à la recyclabilité de l'éolienne. En effet les principaux plastiques sont incinérés et les métaux recyclés.

Tableau 39 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de déchets

65%	Transformation, en décharge, enfouissement des matières résiduelles
35%	Transformation, en décharge, enfouissement des matières inertes

5.2.1.2.6. Inhalation de particules fines

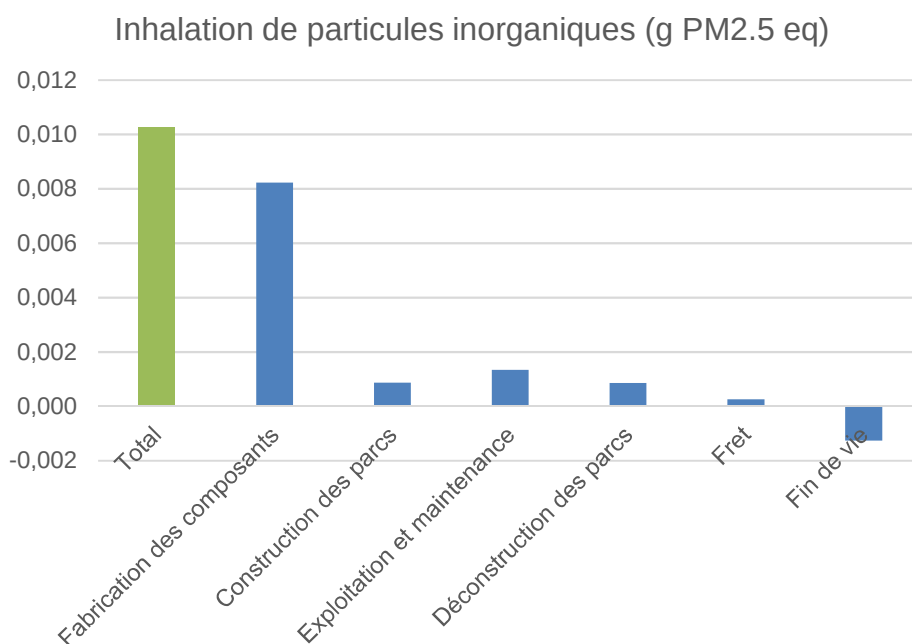


Figure 20 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines

Tableau 40 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines

Catégorie d'impact	Unité	Total
Inhalation de particules inorganiques	g PM2,5 eq	0,0103

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'inhalation de particules fines. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 68% comprenant un impact évité de 12% grâce à la fin de vie.

Tableau 41 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Inhalation de particules inorganiques	g PM2,5 eq	$8,23 \cdot 10^{-3}$	$8,65 \cdot 10^{-4}$	$1,34 \cdot 10^{-3}$	$8,58 \cdot 10^{-4}$	$2,54 \cdot 10^{-4}$	$-1,26 \cdot 10^{-3}$

L'indicateur d'inhalation de particules fines est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des rotors avec 23% (-1% de recyclage), suivis de l'impact des nacelles avec 22% (-7% de recyclage), suivis de l'impact des mâts avec 14% (-11% de recyclage) et pour finir les fondations avec 12% (+7% de traitement du béton).

Les substances responsables de l'impact sont les particules fines et le dioxyde de soufre. Les particules fines sont liées à la consommation d'énergie de la production des différents aciers et à la consommation de diesel par les machines de constructions de la phase de construction et de déconstruction de la filière éolienne. Le dioxyde de soufre provient principalement de la consommation de combustibles fossiles qui possède naturellement du soufre.

Tableau 42 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines

80%	Particules de diamètre < 2,5 µm dans l'air
16%	Dioxyde de soufre dans l'air

5.2.1.2.7. Toxicité

Les indicateurs d'écotoxicité et de toxicité humaine ont une particularité : selon l'article de (Rosenbaum, 2010) il est nécessaire d'obtenir deux ordres de grandeur de différence pour affirmer que l'une des substances est plus impactante qu'une autre. Ce qui veut dire que si une même substance n'est pas responsable de l'impact au minimum à 99%, l'indicateur ne permet pas d'obtenir une véritable interprétation des résultats.

5.2.1.2.7.1. Ecotoxicité, eau douce

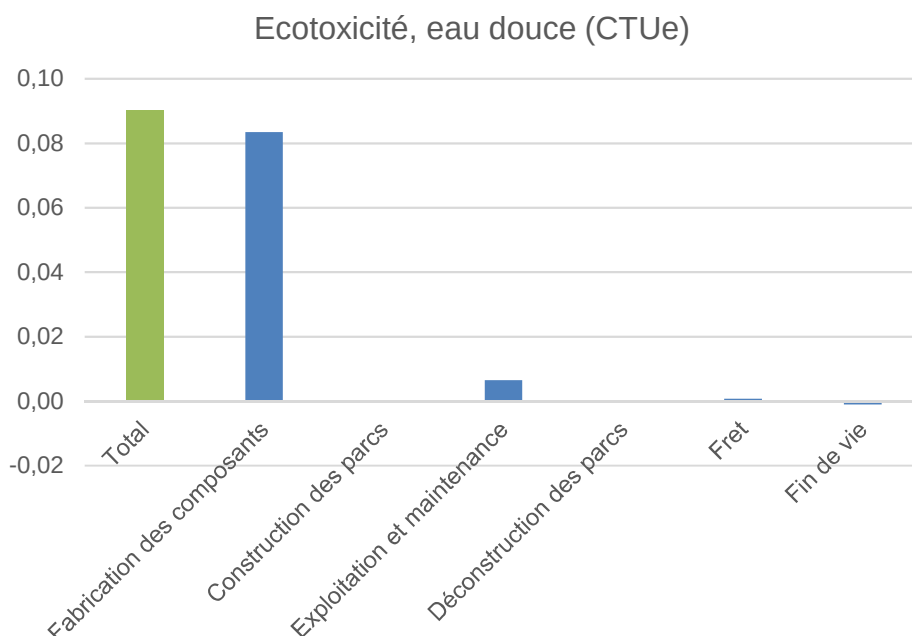


Figure 21 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce

Tableau 43 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce

Catégorie d'impact	Unité	Total
Ecotoxicité, eau douce	CTUe	0,09

Dans le graphique précédent nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'écotoxicité. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 91% comprenant un impact évité de 2% grâce à la fin de vie.

Tableau 44 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassem- blage	Fret	Fin de vie
Ecotoxicité, eau douce	CTUe	$8,35.10^{-2}$	$2,78.10^{-4}$	$6,44.10^{-3}$	$2,52.10^{-4}$	$7,14.10^{-4}$	$-1,09.10^{-3}$

D'un point de vue général les substances responsables de l'impact dans le tableau suivant sont le chrome rejeté dans l'eau et dans l'air lié à la production des différents aciers. Cependant il existe ici un écart inférieur à l'ordre de grandeur nécessaire pour interpréter les résultats et l'incertitude engendrée ne permet pas d'en tirer des conclusions.

Tableau 45 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce

74%	Chrome VI dans l'eau
10%	Chrome dans l'air
7,3%	Antimoine dans l'eau

5.2.1.2.7.2. Toxicité humaine, effet cancérigène

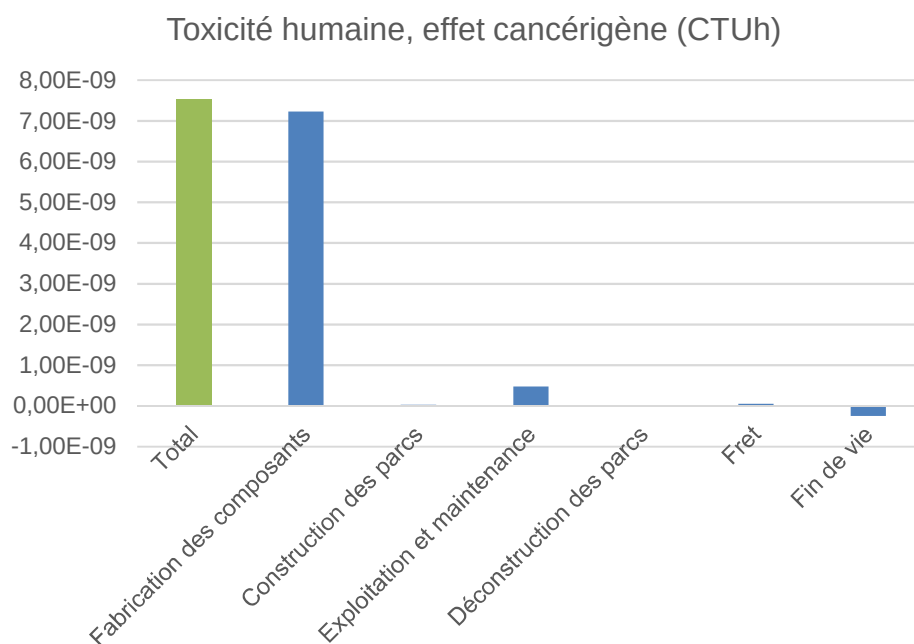


Figure 22 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène

Tableau 46 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène

Catégorie d'impact	Unité	Total
Toxicité humaine, effet cancérigène	CTUh	7,53.10 ⁻⁹

Dans le graphique de la Figure 22 nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de la toxicité humaine. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 93% comprenant un impact évité de 3% grâce à la fin de vie.

Tableau 47 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Toxicité humaine, effet cancérigène	CTUh	7,22.10 ⁻⁹	2,25.10 ⁻¹¹	4,73.10 ⁻¹⁰	2,01.10 ⁻¹¹	4,61.10 ⁻¹¹	-2,51.10 ⁻¹⁰

L'indicateur de la toxicité humaine cancérigène est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des mâts avec 42% (-2% de recyclage), suivis de l'impact des nacelles avec 36% (-2% de recyclage), suivis de l'impact des fondations avec 11% et pour finir l'impact des rotors avec 8% (+1% de traitement de fin de vie).

D'un point de vue général la substance responsable de l'impact est le chrome rejeté dans l'eau et dans l'air lié à l'enfouissement des déchets (scories, déchets des fours, boues de laminage) lors de la production des différents aciers. La même substance est ici responsable de plus de 99% de l'impact ce qui permet de l'interpréter correctement.

Tableau 48 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène

89 %	Chrome VI dans l'eau
9,61 %	Chrome dans l'air
0,48 %	Chrome VI dans l'air

5.2.1.2.7.3. Toxicité humaine, effet non cancérigène

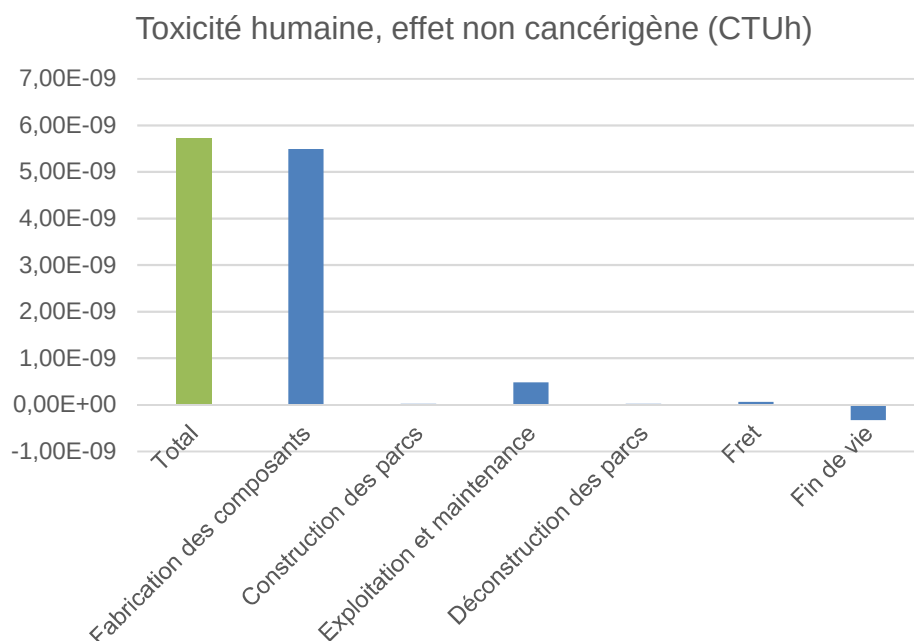


Figure 23 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérigène

Tableau 49 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérigène

Catégorie d'impact	Unité	Total
Toxicité humaine, effet non cancérigène	CTUh	5,73.10 ⁻⁹

Dans le graphique de la Figure 23 nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de la toxicité humaine. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 91% suivis de la phase d'exploitation avec 8%. La fin de vie permet d'éviter un impact de 6%.

Tableau 50 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérigène

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Toxicité humaine, effet non cancérigène	CTUh	5,49.10 ⁻⁹	2,11.10 ⁻¹¹	4,79.10 ⁻¹⁰	1,93.10 ⁻¹¹	5,79.10 ⁻¹¹	-3,32.10 ⁻¹⁰

D'un point de vue général les substances responsables de l'impact sont le mercure et le zinc rejetés dans l'air liés à la production des différents aciers. Cependant il existe ici un écart inférieur à l'ordre de grandeur nécessaire pour interpréter les résultats et l'incertitude engendrée ne permet pas de réaliser une interprétation fiable.

Tableau 51 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérigène

61%	Mercure dans l'air
27%	Zinc dans l'air
4%	Plomb dans l'air

5.2.1.2.8. Utilisations des ressources en eau

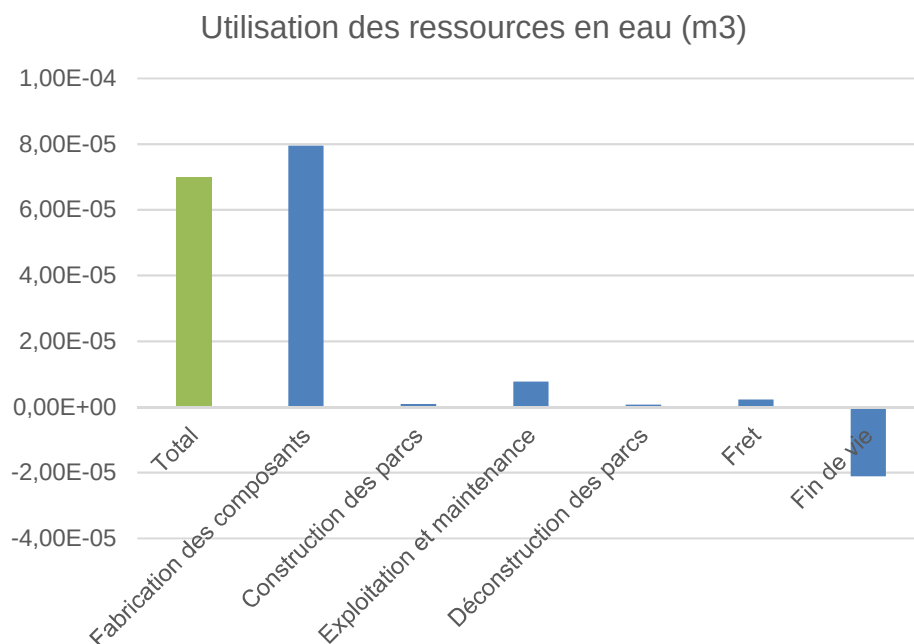


Figure 24 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de consommation d'eau

Tableau 52 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur de consommation d'eau

Catégorie d'impact	Unité	Total
Utilisation des ressources en eau	m ³	6,99.10 ⁻⁵

Dans le graphique de la Figure 24 nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de consommation d'eau. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 85% comprenant un impact évité de 29% grâce à la fin de vie.

Tableau 53 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de consommation d'eau

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Utilisation des ressources en eau	m ³	7,95.10 ⁻⁵	8,63.10 ⁻⁷	7,72.10 ⁻⁶	7,05.10 ⁻⁷	2,21.10 ⁻⁶	-2,11.10 ⁻⁵

L'indicateur de consommation d'eau est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 26% (-9% de recyclage), suivis de l'impact des fondations avec 26%, suivis de l'impact des mâts avec 25% (-18% de recyclage) et pour finir l'impact des rotors avec 11% (-2% de recyclage).

D'un point de vue général les processus responsables de cette consommation d'eau sont les différents procédés de la chaîne de transformation de l'acier. L'obtention des minerais de fer (6 m³/t), le procédé de laminage à chaud (5,5 m³/t) et autres étapes nécessitant une transformation de l'acier. Le béton a besoin également d'une grande quantité d'eau pour sa mise en place dans les fondations.

Tableau 54 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de consommation d'eau

55 %	Eau, non spécifié, d'origine naturelle
30 %	Eau, rivière
10 %	Eau de puits, dans le sol

5.2.1.2.9. Utilisation des sols

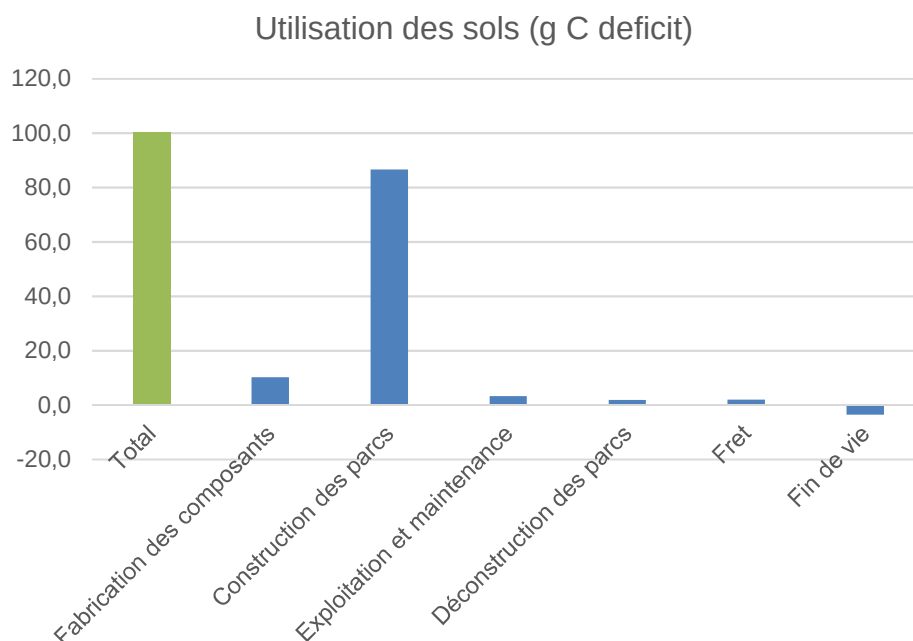


Figure 25 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'utilisation des sols

Tableau 55 – Impacts environnementaux d'1 kWh sur l'indicateur d'utilisation des sols

Catégorie d'impact	Unité	Total
Utilisation des sols	g C deficit	100,3

Dans le graphique de la Figure 25 nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de réchauffement climatique. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de construction des parcs avec 86% de l'impact.

Tableau 56 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'utilisation des sols

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Utilisation des sols	g C deficit	10,17	86,58	3,29	1,85	2,01	-3,56

L'indicateur d'utilisation des sols est dominé par l'occupation et la transformation du sol pour les fondations de l'éolienne, cette étape représente 84% de l'impact total.

Tableau 57 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'utilisation des sols

69%	Transformation, en zone de trafic, réseau routier
16%	Transformation, en zone d'extraction minérale
13%	Transformation, en zone industrielle
8%	Occupation, en zone de trafic, réseau routier

5.2.1.2.10. Retour énergétique et facteur de récolte

Le retour énergétique permet d'obtenir le taux de rendement énergétique, c'est-à-dire en combien de temps la turbine produit la quantité d'énergie qu'elle a consommée au cours de son cycle de vie. Le facteur de récolte permet de connaître le nombre de fois que l'énergie est amortie.

Facteur de récolte : Énergie produite / CED (Cumulative Energy Demand)

Énergie produite : 285 315 GWh

CED : 15 058 GWh

→ Facteur de récolte d'environ 19, selon les conditions de l'étude et les incertitudes associées.

Retour énergétique : CED / Energie produite en un mois

Energie produite en un mois : 1 189 GWh

→ Retour énergétique d'environ 12 mois et plus ou moins un mois, selon les conditions de l'étude et les incertitudes associées.

5.2.2. Résultats d'analyse des impacts de la filière éolienne maritime

Tableau 58 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) d'électricité issue de la filière éolienne française maritime

Catégorie d'impact	Unité	Impact / kWh d'électricité
Acidification	mol H ⁺ eq	2,61.10 ⁻⁴
Changement climatique	g CO ₂ eq	14,75
Demande d'énergie cumulée (non renouvelable)	MJ	0,22
Demande d'énergie cumulée (renouvelable)	MJ	3,88
Ecotoxicité, eau douce	CTUe	0,0355
Eutrophisation, eau douce	g P eq	8,60.10 ⁻⁴
Eutrophisation, marine	g N eq	0,0527
Indicateur déchets	g	5,43
Inhalation de particules inorganiques	g PM 2.5 eq	1,53.10 ⁻²
Toxicité humaine, effet cancérigène	CTUh	2,97.10 ⁻⁹
Toxicité humaine, effet non cancérigène	CTUh	5,66.10 ⁻⁹
Utilisation des ressources en eau	m ³	5,69.10 ⁻⁵
Utilisation des sols	g C deficit	28,0

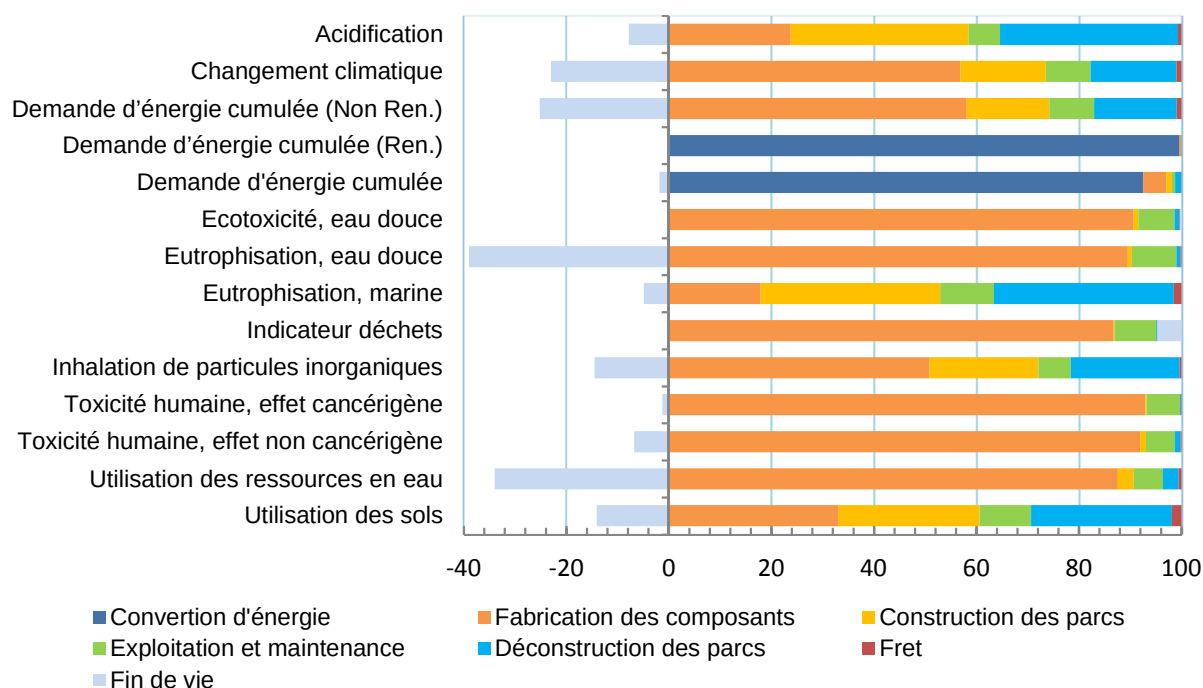


Figure 26 - Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) d'électricité issue de la filière éolienne française

Lorsque nous analysons d'un point de vue général, il est visible sur neuf indicateurs, que la fabrication des composants (rotor, nacelle, mât, fondation, câblage interne et poste de transformation) représente plus de 50% de l'impact sur chaque indicateur dont six indicateurs au-dessus de 80%.

D'autre part la construction et la déconstruction des parcs apparaissent comme les deuxièmes étapes du cycle de vie ayant le plus d'impact, allant jusqu'à devenir l'impact le plus élevé sur les indicateurs d'acidification, d'utilisation des sols et d'eutrophisation marine.

L'exploitation et la maintenance des parcs représentent une moyenne de 10% sur chaque indicateur allant jusqu'à 11% de l'impact sur l'indicateur d'eutrophisation marine.

L'étape de conversion d'énergie représente l'unité fonctionnelle utilisée qui est le kilowattheure d'énergie issue de la filière éolienne.

Le transport des différents composants jusqu'au site d'installation représente l'impact le plus faible sur la quasi-totalité des indicateurs avec une valeur maximale de 2% sur l'utilisation des sols.

La fin de vie est, excepté sur l'indicateur de déchets, bénéfique pour la totalité des indicateurs. Elle permet de réduire l'impact jusqu'à 39% sur l'eutrophisation d'eau douce.

La filière éolienne maritime reprend les mêmes distributions d'impact selon les étapes de cycle de vie que la filière terrestre sur les indicateurs liés à l'eau douce et la toxicité humaine. Mis à part ces indicateurs la répartition est différente et montre une augmentation de la part d'impact des étapes de maintenance et de construction/déconstruction des parcs. Malgré une étape de fabrication comprenant le câblage externe aux parcs, la fabrication des postes de transformations en mer et la présence d'aimant permanent dans la totalité des machines expliquent des impacts plus importants que pour l'éolien terrestre. Ce premier graphique révèle donc l'importance d'étapes de cycle de vie très peu impactantes sur l'éolien terrestre.

Chaque indicateur est étudié individuellement afin de montrer ces différences avec l'éolien terrestre.

Le Tableau 59 suivant présente les résultats de l'analyse du modèle 2 MW d'Ecoinvent selon la méthode de caractérisation utilisée pour cette étude.

Tableau 59 – Comparaison des impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) d'électricité avec résultats d'analyse de l'éolienne 2 MW d'Ecoinvent

Catégorie d'impact	Unité	1 kWh Ecoinvent 2 MW	Différence étude Cycleco
Acidification	mol H+ eq	$7,43.10^{-5}$	-251%
Changement climatique	g CO ₂ eq	14,3	-3%
Demande d'énergie cumulée (renouvelable)	MJ	3,88	+94%
Demande d'énergie cumulée (non ren.)	MJ	0,2	-1840%
Ecotoxicité, eau douce	CTUe	0,0859	+59%
Eutrophisation, eau douce	g P eq	$7,8.10^{-3}$	+89%
Eutrophisation, marine	g N eq	$1,61.10^{-2}$	-227%
Indicateur déchets	g	4,42	-23%
Inhalation de particules inorganiques	g PM 2,5 eq	$9,38.10^{-3}$	-63%
Toxicité humaine, effet cancérigène	CTUh	$6,86.10^{-9}$	+57%
Toxicité humaine, effet non cancérigène	CTUh	$5,39.10^{-9}$	-5%
Utilisation des ressources en eau	m ³	$10,7.10^{-5}$	+47%
Utilisation des sols	g C deficit	$1,3.10^{-2}$	-215 054%

Les ordres de grandeurs ne sont pas identiques sur quatre indicateurs : la demande d'énergie cumulée NR, l'acidification, l'utilisation des sols et l'eutrophisation marine. Chacun de ces indicateurs ont une part d'impact de construction et déconstruction des parcs plus importantes et remettent en question leurs modélisations ou les hypothèses présent par Ecoinvent. L'interprétation par indicateur permet de détecter sur ces indicateurs ce qui diffère de la modélisation d'Ecoinvent.

La contribution des processus et des substances sur chaque indicateur est disponible sur demande à l'ADEME.

5.2.3. Résultats par indicateur

5.2.3.1. Acidification

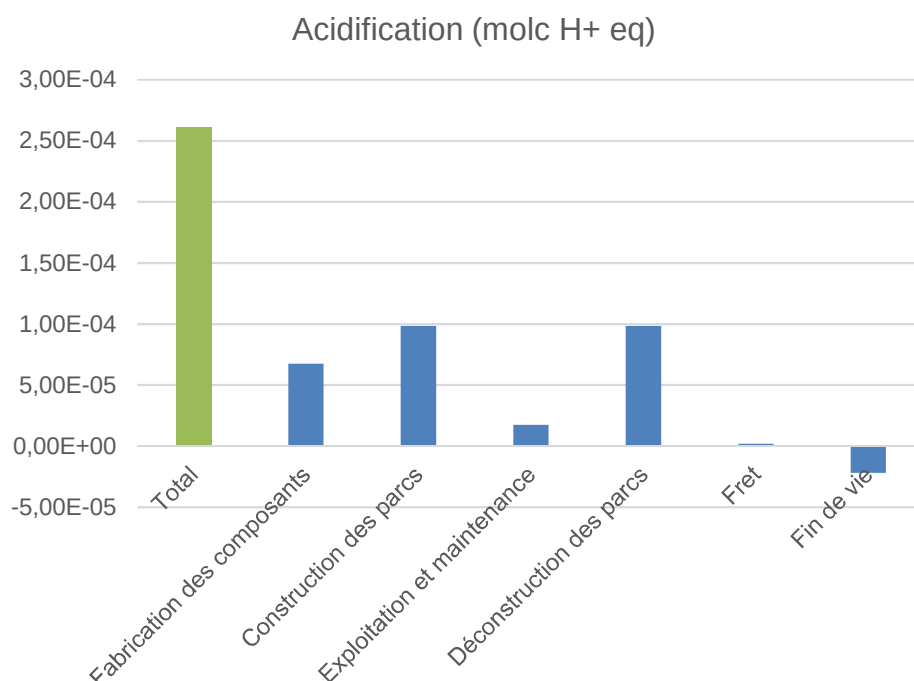


Figure 27 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'acidification

Tableau 60 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'acidification

Catégorie d'impact	Unité	Total
Acidification	mol H ⁺ eq	2,61.10 ⁻⁴

Dans le graphique de la Figure 27 nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'acidification. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de construction/déconstruction des parcs avec une contribution au total de 75%.

Tableau 61 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'acidification

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Acidification	mol H ⁺ eq	6,7.10 ⁻⁵	9,8.10 ⁻⁵	1,7.10 ⁻⁵	9,8.10 ⁻⁵	1,9.10 ⁻⁶	-2,21.10 ⁻⁵

L'indicateur d'acidification est dominé par la consommation de carburant lié aux différents navires de construction. Les substances responsables de l'impact sont identiques à l'éolien terrestre mais sont cette fois en grande partie (76%) dus à la combustion du carburant par les navires.

Tableau 62 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'acidification

61%	Dioxyde de soufre dans l'air
38%	Oxydes d'azote dans l'air

5.2.3.2. Changement climatique

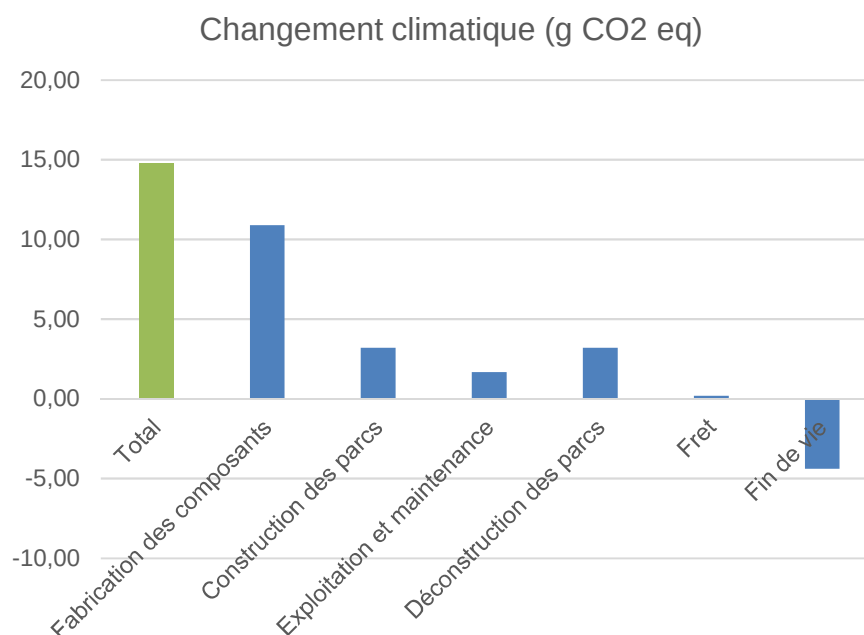


Figure 28 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de réchauffement climatique

Tableau 63 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de réchauffement climatique

Catégorie d'impact	Unité	Total
Changement climatique	g CO ₂ eq	14,75

Dans le graphique de la Figure 28 nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de réchauffement climatique. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 42% comprenant un impact évité de 32% grâce à la fin de vie. Vient ensuite la partie construction/déconstruction des parcs avec un impact de 21% chacun.

Tableau 64 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de réchauffement climatique

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Changement climatique	g CO ₂ eq	10,89	3,20	1,67	3,20	0,19	-4,40

Le réchauffement climatique est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 22% (-7% de recyclage), suivis de l'impact des rotors avec 8% (+1% de traitement de fin de vie), suivis de l'impact des fondations avec 7% (-18% de fin de vie) et pour finir des mâts avec 6% (-8% de recyclage).

Les causes de cet impact sont identiques à l'éolien terrestre, cependant la répartition n'est pas la même entre les composants. Ceci s'explique par la composition des fondations maritimes constituées d'une plus grande quantité d'acier concernant les *jackets* et les monopieux. Le recyclage permet de limiter grandement l'impact des fondations. Les nacelles sont plus impactantes de par la présence d'aimant permanent, très énergivore et dont le recyclage n'est aujourd'hui que très peu réalisé et finissent en décharge.

Tableau 65 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de réchauffement climatique.

96%	Dioxyde de carbone dans l'air
2%	Méthane dans l'air

5.2.3.3. Demande d'énergie cumulée (CED)

5.2.3.3.1. Demande d'énergie non renouvelable

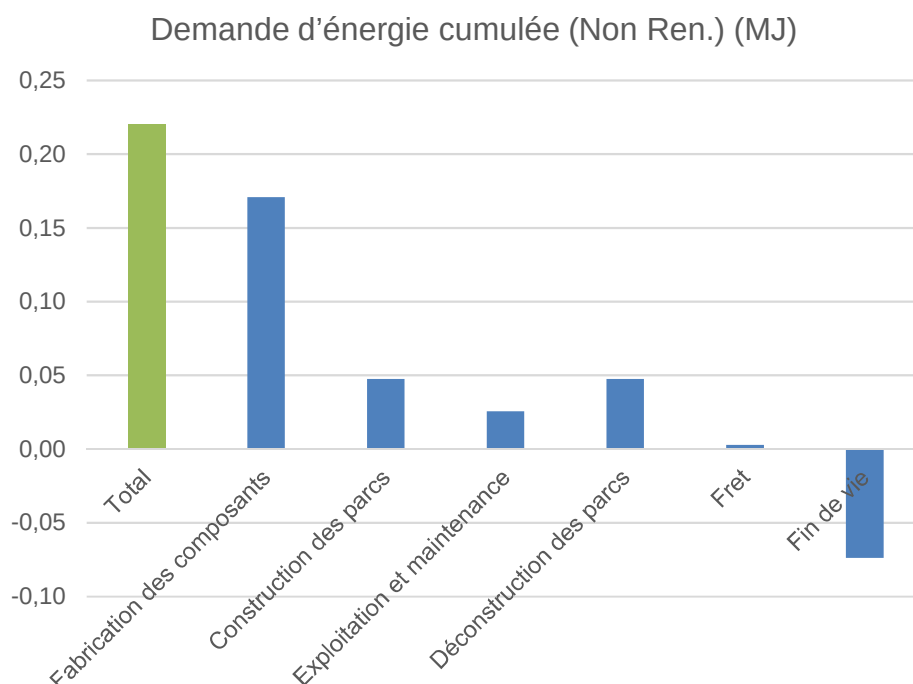


Figure 29 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de CED (non renouvelable)

Tableau 66 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur CED (non renouvelable)

Catégorie d'impact	Unité	Total
Demande d'énergie cumulée (Non Ren.)	MJ	0,22

Dans le graphique de la Figure 29 nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur du CED NR. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 43% comprenant un impact évité de 35% grâce à la fin de vie. Vient ensuite la partie construction/déconstruction des parcs avec un impact de 21% chacun. On retrouve la même répartition que l'indicateur de changement climatique.

Tableau 67 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur CED (non renouvelable)

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
CED non renouvelable	MJ	0,17	0,047	0,026	0,047	2,7.10 ⁻³	-0,07

Le CED NR est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 23% (-7% de recyclage), suivis de l'impact des rotors avec 7% (-1% de recyclage), suivis de l'impact des mâts avec 6% (-8% de recyclage) et pour finir les fondations avec 6% (-18% de recyclage).

Les répartitions des impacts des différentes étapes de cycle de vie et des composants suivent les mêmes ordres de grandeur que l'indicateur de changement climatique. Cet indicateur permet de confirmer l'interprétation des indicateurs précédents tout en démontrant le type d'énergie fossile utilisée : le pétrole, le gaz, le charbon et l'uranium. Ces impacts sont donc liés, comme pour la filière éolienne terrestre. Les causes de l'impact sont donc principalement la production de l'acier et des fibres plastiques/époxy pour l'étape de fabrication et la combustion du carburant des navires de constructions.

Tableau 68 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur CED Non renouvelable

58%	Pétrole
22%	Gaz naturel
12%	Uranium
5%	Houille
3%	Lignite

5.2.3.3.2. Demande d'énergie cumulée renouvelable.

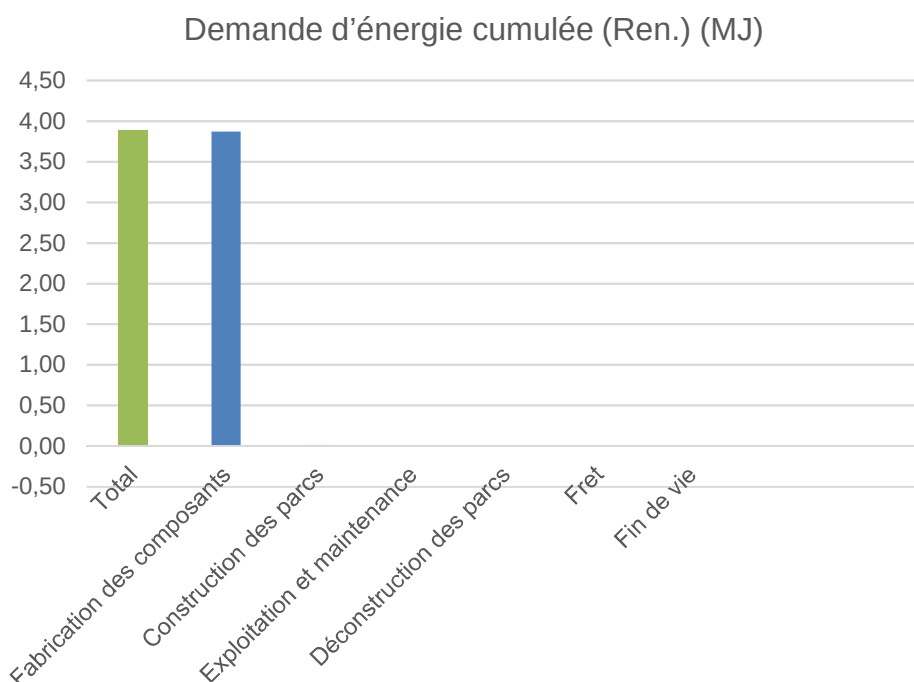


Figure 30 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de CED (renouvelable)

Tableau 69 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur CED (renouvelable)

Catégorie d'impact	Unité	Total
CED Renouvelable	MJ	3,87

Dans le graphique de la Figure 30 nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur du CED R. L'étape principalement responsable de l'impact est comme pour l'éolien terrestre la conversion d'énergie cinétique à l'aide de l'éolien.

Tableau 70 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur CED (renouvelable)

Catégorie d'impact	Unité	Conversion d'énergie	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
CED Renouvelable	MJ	3,87	$1,3 \cdot 10^{-2}$	$1,1 \cdot 10^{-4}$	$1,2 \cdot 10^{-3}$	$1,1 \cdot 10^{-4}$	$2,9 \cdot 10^{-5}$	$-1,84 \cdot 10^{-3}$

Tableau 71 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur CED renouvelable

99,7%	Energie cinétique (éolien), convertie
-------	---------------------------------------

5.2.3.4. Eutrophisation

5.2.3.4.1. Marine

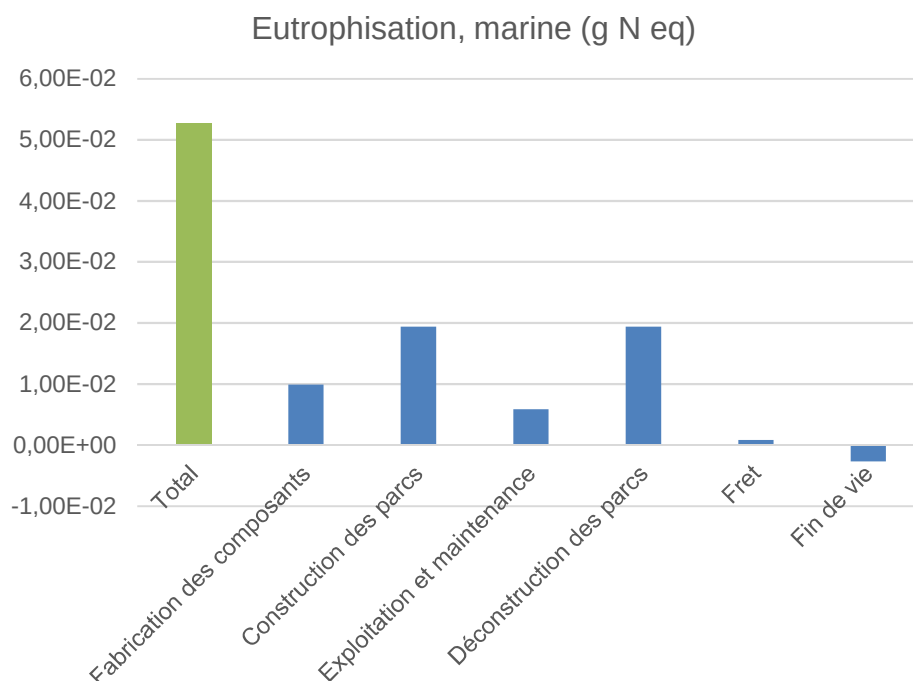


Figure 31 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation marine

Tableau 72 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation marine

Catégorie d'impact	Unité	Total
Eutrophisation, marine	kg N eq	5,27.10 ⁻²

Dans le graphique de la Figure 31 nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'eutrophisation. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de construction/déconstruction des parcs avec une contribution de 37% chacun. On retrouve la même répartition que l'indicateur d'acidification.

Tableau 73 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation marine

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Eutrophisation, marine	kg N eq	9,9.10 ⁻³	1,9.10 ⁻²	5,8.10 ⁻³	1,9.10 ⁻²	8,3.10 ⁻⁴	-2,71.10 ⁻³

L'indicateur d'eutrophisation est dominé par la consommation de carburant lié aux différents navires de construction. Les substances responsables de l'impact sont identiques à l'éolien terrestre, les causes de l'impact sont, comme pour l'indicateur d'acidification, la combustion du carburant par les navires.

Tableau 74 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation marine

99,5%	Oxydes d'azote dans l'air
-------	---------------------------

5.2.3.4.2. Eau douce

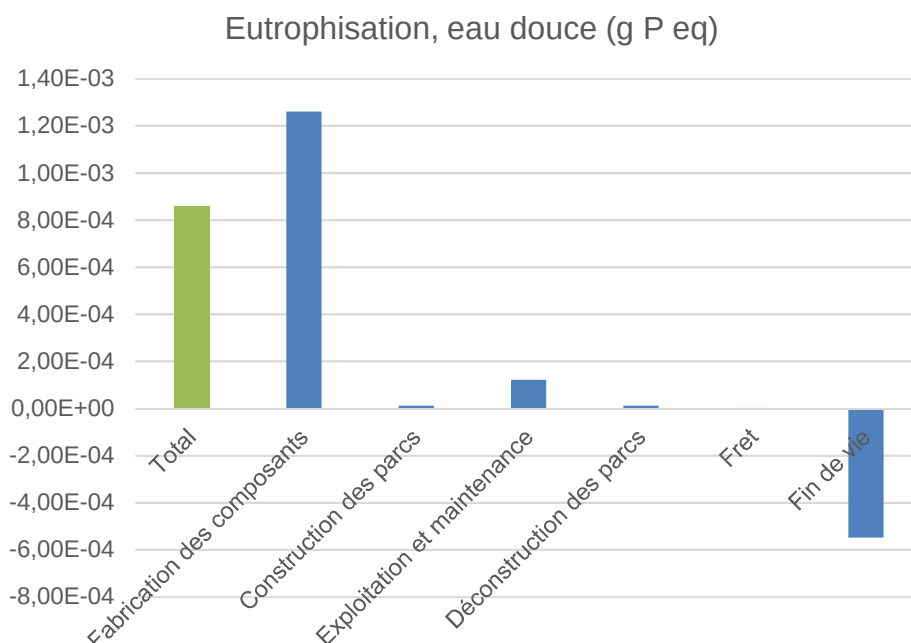


Figure 32 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce

Tableau 75 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce

Catégorie d'impact	Unité	Total
Eutrophisation, eau douce	g P eq	8,6.10 ⁻⁴

Dans le graphique de la Figure 32 nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 89% comprenant un impact évité de 58% grâce à la fin de vie.

Tableau 76 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Eutrophisation, eau douce	g P eq	1,3.10 ⁻³	1,1.10 ⁻⁵	1,2.10 ⁻⁴	1,1.10 ⁻⁵	2,6.10 ⁻⁶	-5,48.10 ⁻⁴

L'indicateur de l'eutrophisation d'eau douce est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 68% (-30% de recyclage), suivis de l'impact des fondations avec 13% (-18% de recyclage), suivis de l'impact des mâts avec 10% (-8% de recyclage), et pour finir l'impact des rotors avec 3% (-1% de recyclage). Les postes de transformation en mer sont ici plus impactant que les rotors de 4% (-2% de recyclage).

On retrouve ici une répartition très voisine de l'éolien terrestre sur cet indicateur avec les mêmes substances et causes d'impact : le phosphate rejeté dans l'eau lié à l'enfouissement des déchets liés aux mines de charbon qui produisent l'énergie nécessaire à la production de l'acier pour tous les composants. L'élimination des résidus sulfurés liée à la production du cuivre utilisé dans le câblage, les générateurs et les différents composants électroniques est la deuxième cause responsable de cet impact.

Tableau 77 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce

99,3%	Phosphate dans l'eau
0,6%	Phosphore dans le sol

5.2.3.5. Indicateur de Déchets

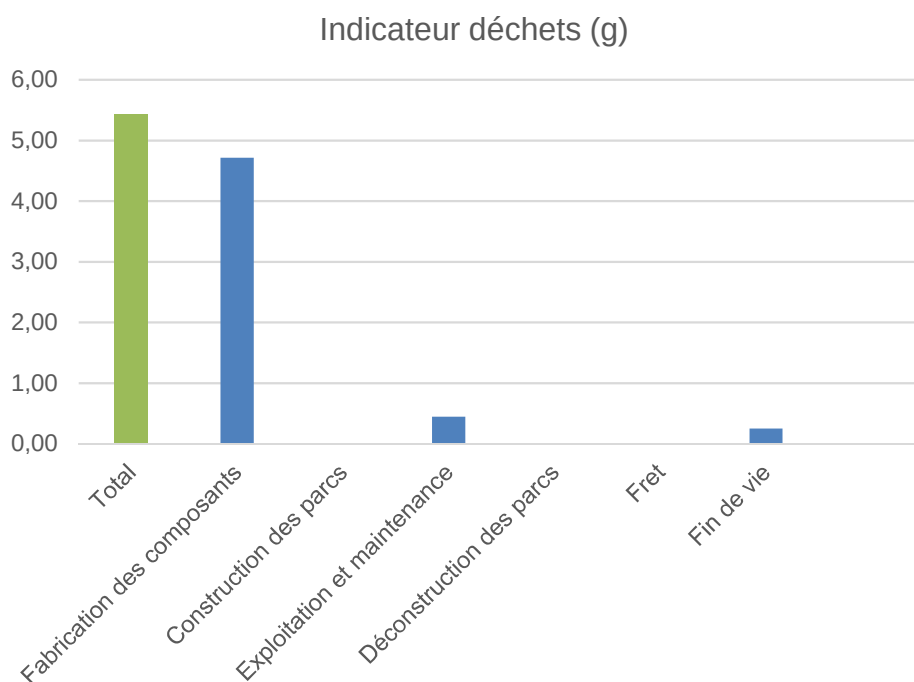


Figure 33 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de déchets

Tableau 78 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de déchets

Catégorie d'impact	Unité	Total
Indicateur déchets	g	5,43

Dans le graphique de la Figure 33 nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de déchet. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 92% comprenant une fin de vie cette fois impactante à hauteur de 4%.

Tableau 79 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de déchets

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Indicateur déchets	g	4,71	$9,7 \cdot 10^{-3}$	0,44	$9,7 \cdot 10^{-3}$	$4,3 \cdot 10^{-3}$	0,25

L'indicateur de déchet est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante pour les nacelles de 59%, suivis des fondations avec 21% (+3% de déchet de recyclage), suivis des mâts qui représentent 13% (+1% de déchet de recyclage) de l'impact et pour finir les rotors avec 2%.

L'impact est causé, comme pour l'éolien terrestre, par l'énergie nécessaire aux traitements des déchets et l'occupation des sols engendrés par les sites d'enfouissement de déchets. Cela concerne les différents déchets de production des composants tels que le ferronickel pour l'acier entraînant des laitiers à traiter.

La fin de vie entraîne peu de déchets, ceci est dû à la recyclabilité de l'éolienne et des fondations. En effet les principaux plastiques sont incinérés et l'acier est recyclé.

Tableau 80 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de déchets

72%	Transformation, en décharge, enfouissement des matières résiduelles
27%	Transformation, en décharge, enfouissement des matières inertes

5.2.3.6. Inhalation de particules fines

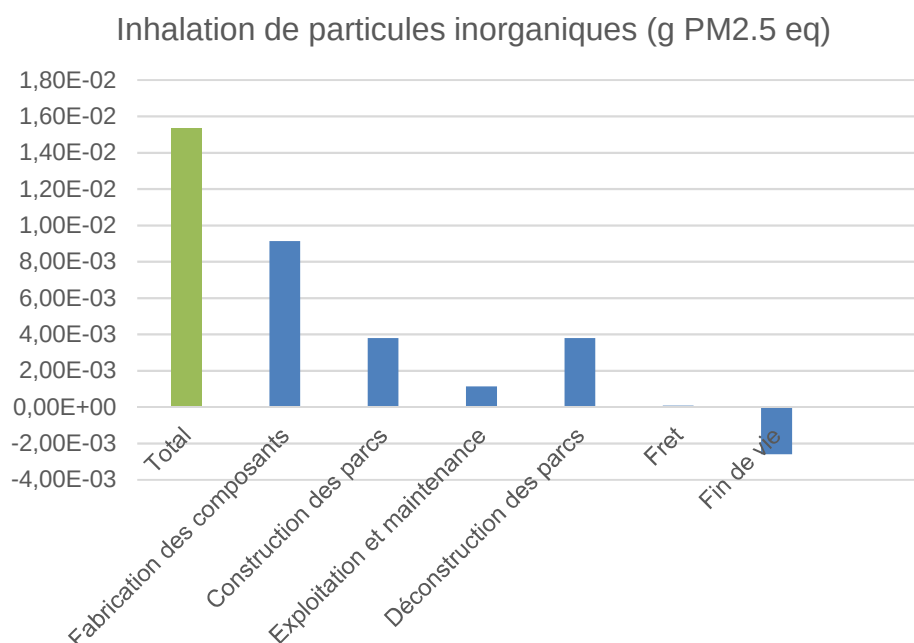


Figure 34 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'inhalation de particules fines

Tableau 81 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'inhalation de particules fines

Catégorie d'impact	Unité	Total
Inhalation de particules inorganiques	g PM2,5 eq	1,53.10 ⁻²

Dans le graphique de la Figure 34 nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'inhalation de particules fines. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 43% comprenant un impact évité de 17% grâce à la fin de vie. Vient ensuite la partie construction/déconstruction des parcs avec un impact de 25% chacun.

Tableau 82 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Inhalation de particules inorganiques	g PM2,5 eq	9,1.10 ⁻³	3,8.10 ⁻³	1,1.10 ⁻³	3,8.10 ⁻³	6,5.10 ⁻⁵	-2,60.10 ⁻³

L'indicateur d'inhalation de particules fines est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 28% (-4% de recyclage)), suivis de l'impact des fondations avec 7% (-8% de recyclage), suivis des rotors avec 6% (-1% de recyclage, et pour finir suivis de l'impact des mâts avec 4% (-4% de recyclage).

Les substances responsables de l'impact sont, comme pour l'éolien terrestre, les particules fines et le dioxyde de soufre. Les particules fines sont liées à la consommation d'énergie de la production des différents aciers et à la consommation de diesel par les navires de constructions de la phase de

construction et de déconstruction de la filière éolienne. Le dioxyde de soufre provient principalement de la consommation de combustibles fossiles qui possède naturellement du soufre.

Tableau 83 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'inhalation de particules fines

49%	Dioxyde de soufre dans l'air
44%	Particules de diamètre < 2,5 µm dans l'air
6%	Oxyde d'azote dans l'air

5.2.3.7. Toxicité

Les indicateurs d'écotoxicité et de toxicité humaine ont une particularité : selon l'article de (Rosenbaum, 2010) il est nécessaire d'obtenir deux ordres de grandeur pour affirmer que l'une des substances est plus impactante qu'une autre. Ce qui veut dire que si une même substance n'est pas responsable de l'impact au minimum à 99%, l'indicateur ne permet pas d'obtenir une véritable interprétation des résultats.

5.2.3.7.1. Ecotoxicité, eau douce

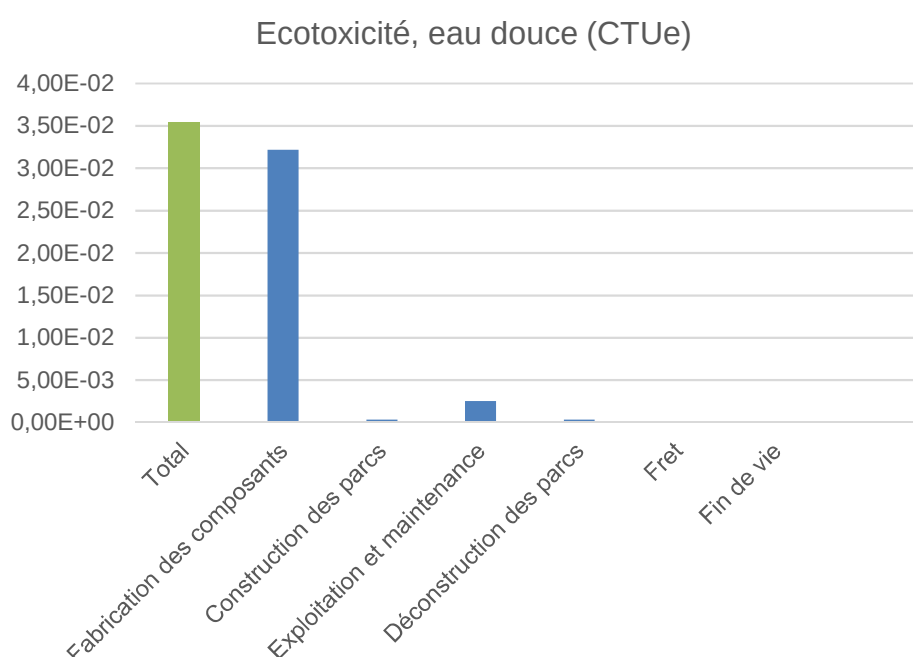


Figure 35 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce

Tableau 84 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce

Catégorie d'impact	Unité	Total
Ecotoxicité, eau douce	CTUe	3,55.10 ⁻²

Dans le graphique de la Figure 35 nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'écotoxicité. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 88% comprenant un impact évité de 3% grâce à la fin de vie.

Tableau 85 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Ecotoxicité, eau douce	CTUe	3,2.10 ⁻²	3,3.10 ⁻⁴	2,5.10 ⁻³	3,3.10 ⁻⁴	4,3.10 ⁻⁵	1,04.10 ⁻⁴

D'un point de vue général les substances responsables de l'impact dans le tableau suivant sont le chrome rejeté dans l'eau et dans l'air lié à la production des différents aciers. Cependant il existe ici un écart

inférieur à l'ordre de grandeur nécessaire pour interpréter les résultats et l'incertitude engendrée ne permet pas d'en tirer des conclusions.

Tableau 86 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur d'écotoxicité d'eau douce

42%	Chrome VI dans l'eau
39%	Chrome dans l'air
6%	Zinc dans l'air
4%	Antimoine dans l'eau
3%	Cuivre dans l'air

5.2.3.7.2. Toxicité humaine, effet cancérigène

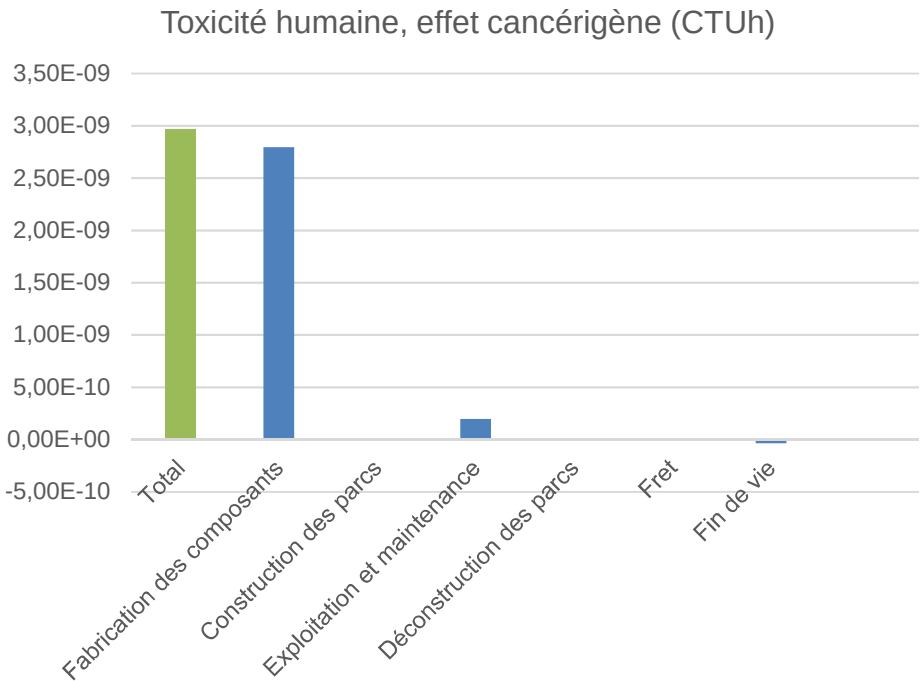


Figure 36 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène

Tableau 87 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène

Catégorie d'impact	Unité	Total
Toxicité humaine, effet cancérigène	CTUh	2,97.10 ⁻⁹

Dans le graphique de la Figure 36 nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de la toxicité humaine. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 94% comprenant un impact évité de 5% grâce à la fin de vie.

Tableau 88 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine cancérigène

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassem- blage	Fret	Fin de vie
Toxicité humaine, effet cancérigène	CTUh	2,8.10 ⁻⁹	6,5.10 ⁻¹²	1,9.10 ⁻¹⁰	6,5.10 ⁻¹²	2,8.10 ⁻¹²	-3,77.10 ⁻¹¹

L'indicateur de toxicité humaine cancérigène est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des fondations avec 38% (-2% de recyclage)), suivis de l'impact des nacelles avec

33% (-2% de recyclage), suivis des mâts avec 20% (-1% de recyclage) et pour finir l'impact des rotors avec 5%.

La même substance est ici responsable de 98,5%, ce qui n'est pas suffisant pour l'interpréter correctement sur cet indicateur.

Tableau 89 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh sur l'indicateur de toxicité humaine cancérogène

50,8%	Chrome VI dans l'eau
45,5%	Chrome dans l'air
2,27%	Chrome VI dans l'air
0,87%	Mercure dans l'air
0,32%	Chromium VI dans le sol

5.2.3.7.3. Toxicité humaine, effet non cancérogène

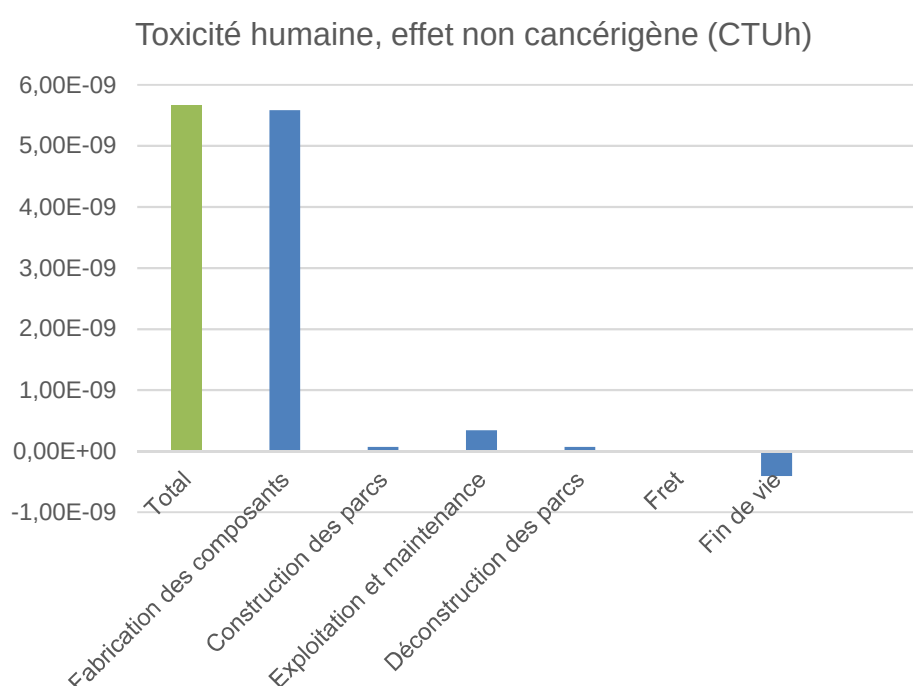


Figure 37 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérogène

Tableau 90 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérogène

Catégorie d'impact	Unité	Total
Toxicité humaine, effet non cancérogène	CTUh	5,66.10 ⁻⁹

Dans le graphique de la Figure 37 nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de la toxicité humaine non cancérogène. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 91% comprenant un impact évité de 8% grâce à la fin de vie.

Tableau 91 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérogène

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Toxicité humaine, effet non cancérogène	CTUh	$5,6.10^{-9}$	$6,8.10^{-11}$	$3,4.10^{-10}$	$6,8.10^{-11}$	$1,0.10^{-11}$	$-4,09.10^{-10}$

D'un point de vue général les substances responsables de l'impact sont le mercure et le zinc rejeté dans l'air liés à la production des différents aciers. Cependant il existe ici un écart inférieur à l'ordre de grandeur nécessaire pour interpréter les résultats et l'incertitude engendrée ne permet pas de clairement identifier les causes de l'impact.

Tableau 92 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de toxicité humaine non cancérogène

54%	Mercure dans l'air
35%	Zinc dans l'air
5%	Plomb dans l'air
3%	Arsenic
1,35%	Cadmium

5.2.3.8. Utilisations des ressources en eau

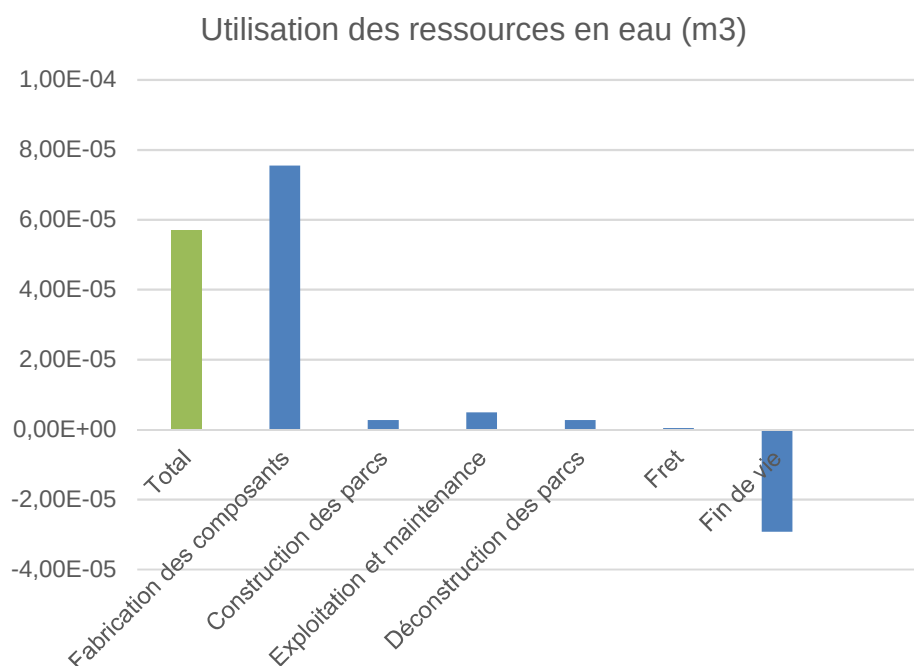


Figure 38 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de consommation d'eau

Tableau 93 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de consommation d'eau

Catégorie d'impact	Unité	Total
Utilisation des ressources en eau	m ³	$5,69.10^{-5}$

Dans le graphique de la Figure 38 nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur de consommation d'eau. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de fabrication avec une contribution de 80% comprenant un impact évité de 53% grâce à la fin de vie.

Tableau 94 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh sur l'indicateur de consommation d'eau

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Utilisation des ressources en eau	m ³	7,5.10 ⁻⁵	2,7.10 ⁻⁶	4,9.10 ⁻⁶	2,7.10 ⁻⁶	4,4.10 ⁻⁷	-2,93.10 ⁻⁵

L'indicateur de consommation d'eau est dominé par la construction des divers composants avec une part plus importante des nacelles avec 33% (-10% de recyclage), suivis de l'impact des fondations avec 29% (-27% de recyclage), suivis des mâts avec 14% (-12% de recyclage) et pour finir l'impact des rotors avec 5% (-2% de recyclage).

Les processus responsables de cette consommation d'eau sont, comme pour l'éolien terrestre, les différents procédés de la chaîne de transformation de l'acier.

Tableau 95 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur de consommation d'eau

51%	Eau, non spécifié, d'origine naturelle
36%	Eau, rivière
11%	Eau de puits, dans le sol

5.2.3.9. Utilisation des sols

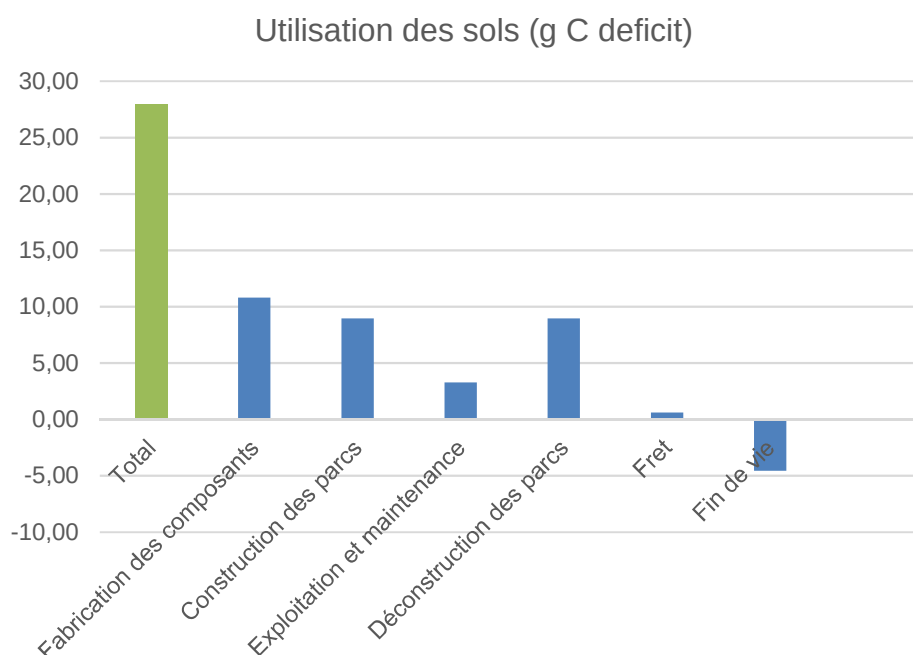


Figure 39 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'utilisation des sols

Tableau 96 – Impacts environnementaux d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'utilisation des sols

Catégorie d'impact	Unité	Total
Utilisation des sols	g C deficit	27,97

Dans le graphique de la Figure 39 nous pouvons voir la contribution de chaque étape du cycle de vie sur l'indicateur d'utilisation des sols. L'étape principalement responsable de l'impact est la phase de construction/déconstruction des parcs avec une contribution de 32% chacun. Suivis de la phase de fabrication avec une contribution de 19% comprenant un impact évité de 20% grâce à la fin de vie.

Tableau 97 – Impacts environnementaux par étape de cycle de vie d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'utilisation des sols

Catégorie d'impact	Unité	Fabrication	Assemblage	Utilisation	Désassemblage	Fret	Fin de vie
Utilisation des sols	g C deficit	10,78	8,94	3,28	8,94	0,61	-4,58

L'impact est cette fois très différent de l'éolien terrestre, ce n'est plus la transformation des sols la cause de l'impact mais l'énergie utilisée pour la fabrication des composants et le déplacement des navires. Les conséquences du forage pour obtenir le pétrole utilisé pour le carburant des navires représentent 78% de l'impact total.

La transformation du sol en mer est donc très peu impactant, ceci s'explique car ces terres ne seraient pas utilisées pour l'implémentation de forêt par exemple.

Tableau 98 – Substances responsables de l'impact d'1 kWh (maritime) sur l'indicateur d'utilisation des sols

97%	Transformation, to mineral extraction site
12%	Transformation, to arable, non-irrigated
9%	Transformation, to traffic area, road network
-12%	Transformation, from unknown
-12%	Transformation, from arable, non-irrigated

5.2.3.10. Retour énergétique et facteur de récolte

Le retour énergétique permet d'obtenir le taux de rendement énergétique, c'est-à-dire en combien de temps la turbine produit la quantité d'énergie qu'elle a consommée au cours de son cycle de vie. Le facteur de récolte permet de connaître le nombre de fois que l'énergie est amortie.

Facteur de récolte : $\text{Energie produite} / \text{CED (Cumulative Energy Demand)}$

Energie produite : 217 700 GWh

CED : 13 294 GWh

→ Facteur de récolte d'environ 17 selon les conditions de l'étude et les incertitudes associées.

Retour énergétique : $\text{CED} / \text{Energie produite en un mois}$

Energie produite en un mois : 907 GWh

→ Le retour énergétique suit une tendance d'environ 14 mois, selon les conditions de l'étude et les incertitudes associées.

5.3. Analyse de sensibilité

Les analyses de sensibilités permettent de déterminer la variabilité des résultats qu'engendrent les hypothèses prises dans l'étude.

La filière éolienne terrestre, de par le grand nombre de sites et de modèles différents, demande la prise de nombreuses hypothèses, du fait du manque d'informations et de la difficulté de les obtenir. Des analyses de sensibilités sont effectuées sur les paramètres suivants :

- Facteur de charge
- Remplacement des pièces
- Distance entre l'éolienne et le raccordement réseau
- Type d'acier du mât
- Durée de vie
- Distance de livraison au site d'installation
- Type de fondation

La filière éolienne maritime est quant à elle basée sur très peu de sites et de modèles, ce qui permet de limiter grandement la prise d'hypothèses. Les analyses de sensibilités sont effectuées sur le type de fondation pour le modèle Adwen qui n'est pas encore définitif à la date de ce rapport.

5.3.1. Analyse de sensibilité sur l'éolien terrestre

5.3.1.1. Facteur de charge

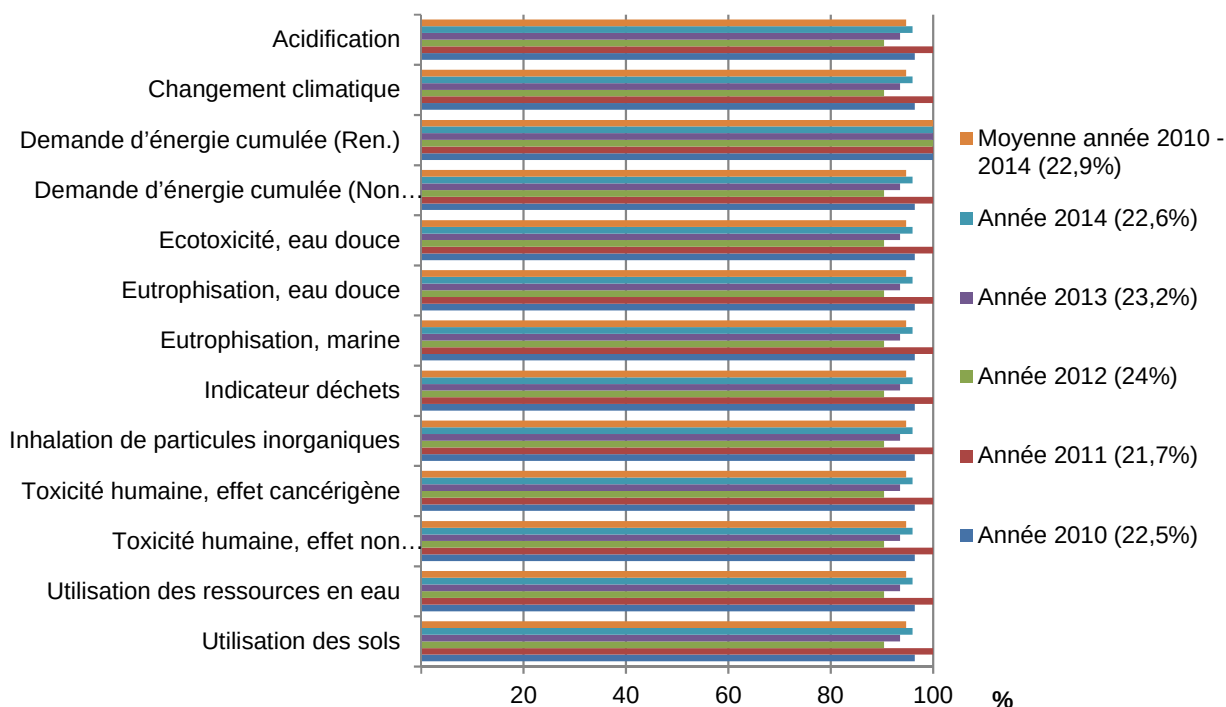


Figure 40 – Analyse de sensibilité sur le facteur de charge

Le facteur de charge est un facteur important dans le calcul d'impact. Le facteur de charge choisi correspond au facteur de charge moyen de ces 5 années. En Figure 40 nous comparons les impacts obtenus avec le facteur de charge moyen, et ceux obtenus avec les facteurs de charge nationaux donnés par RTE pour chaque année de 2010 à 2014. Cette analyse permet de justifier ce choix de facteur moyen qui peut engendrer une variation +/- 10% de l'impact total sur la totalité des indicateurs, mis à part le CED NR.

5.3.1.2. Remplacement des pièces

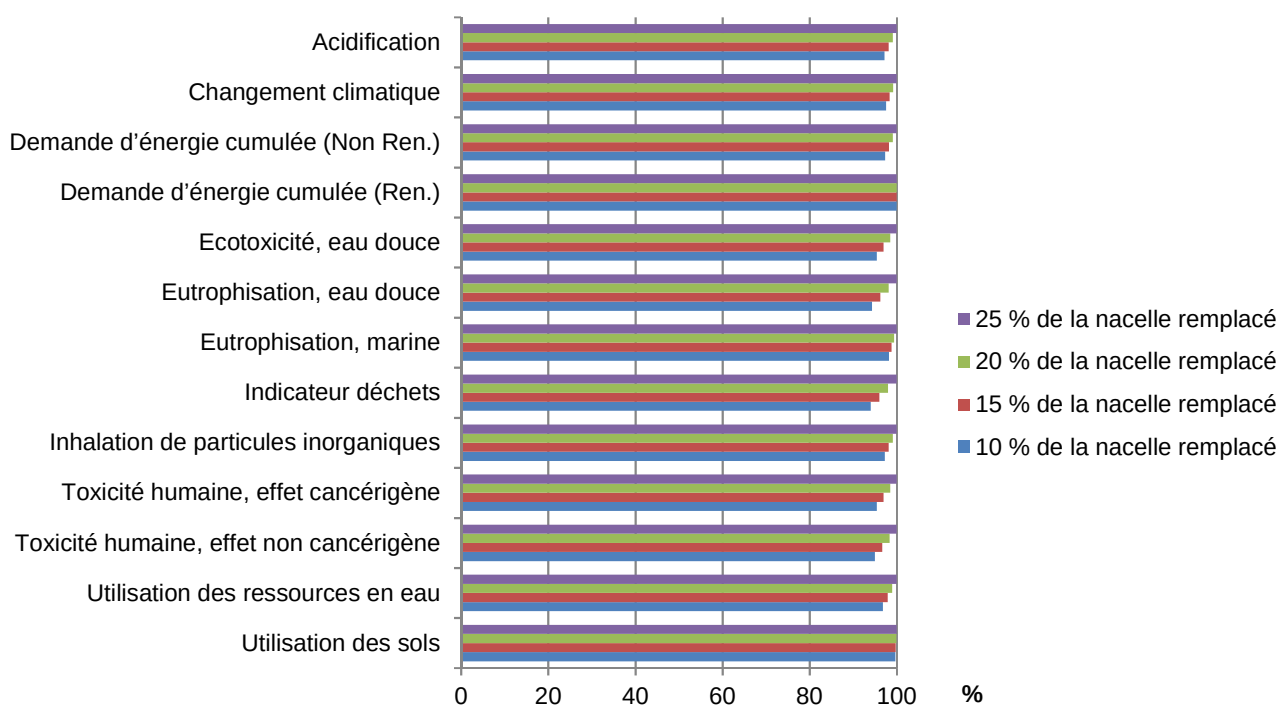


Figure 41 – Analyse de sensibilité sur le remplacement des pièces

La maintenance lourde liée à des remplacements intégraux de pièces n'entraîne pas de grandes variations d'impact sur les différents indicateurs. Il ne s'agit donc pas d'un paramètre déterminant, mise à part si des informations permettent de déduire que ce pourcentage de 15% de la nacelle remplacé, est très loin de la réalité. Afin de perfectionner la modélisation il est nécessaire d'obtenir de chaque industriel l'exactitude de pièces remplacées.

5.3.1.3. Distance entre l'éolienne et le raccordement réseau

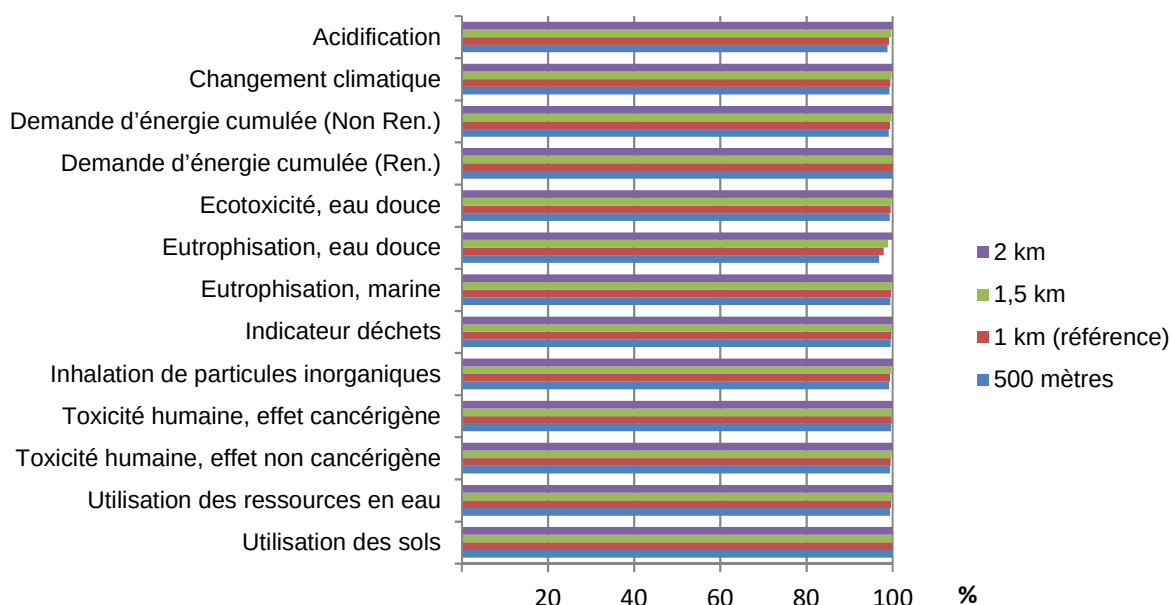


Figure 42 – Analyse de sensibilité sur le facteur de charge

Le périmètre de l'étude inclut le câblage entre l'éolienne et le transformateur principal du parc. La variation de la longueur de ce câble ne fait que très peu varier l'impact du cycle de vie sur chaque indicateur. La différence la plus importante est de 2% sur l'indicateur d'eutrophisation d'eau douce.

5.3.1.4. Type d'acier du mât

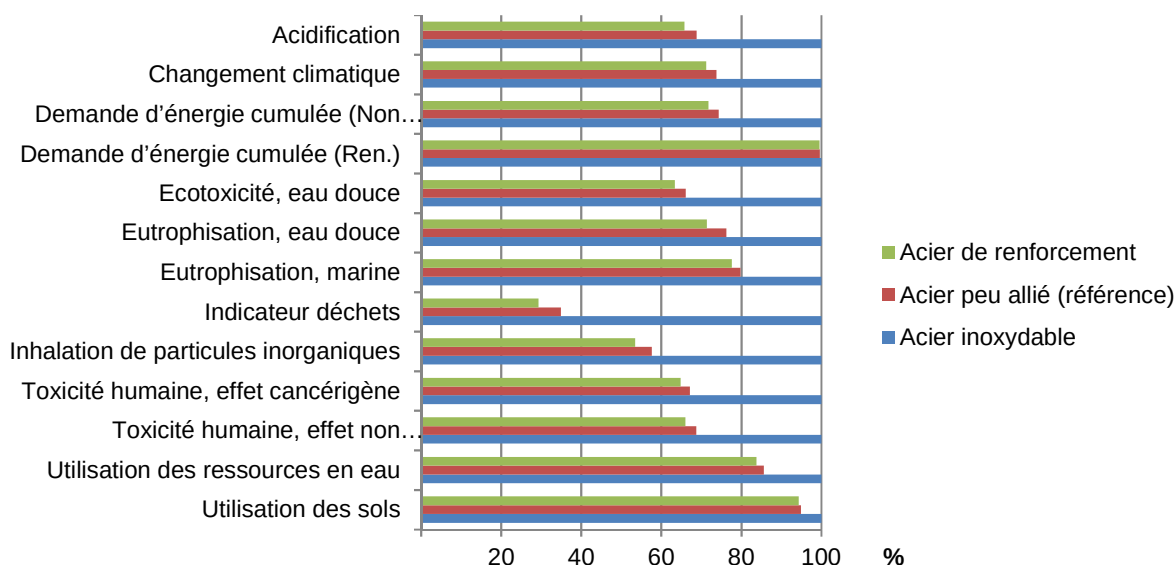


Figure 43 – Analyse de sensibilité sur le type d'acier du mât

L'acier inoxydable est le plus impactant sur chaque indicateur, il est cependant peu probable qu'un mât en soit composé entièrement. Ce qui est intéressant ici est que l'acier peu allié et l'acier de renforcement ont une différence d'impact sur chaque indicateur de 2 à 3%. Le constat est que l'acier peu allié est un acier qui ne reçoit pas de transformation ou traitement supplémentaire à un acier de renforcement destiné plutôt à être inséré dans du béton. L'acier peu allié, malgré son utilisation dans de nombreuses ACV et publication, semble être non approprié à la construction de mât nécessitant un traitement particulier. La modélisation de l'acier est déterminante pour l'étude car les mâts représentent la masse la plus importante de la filière éolienne.

5.3.1.5. Durée de vie

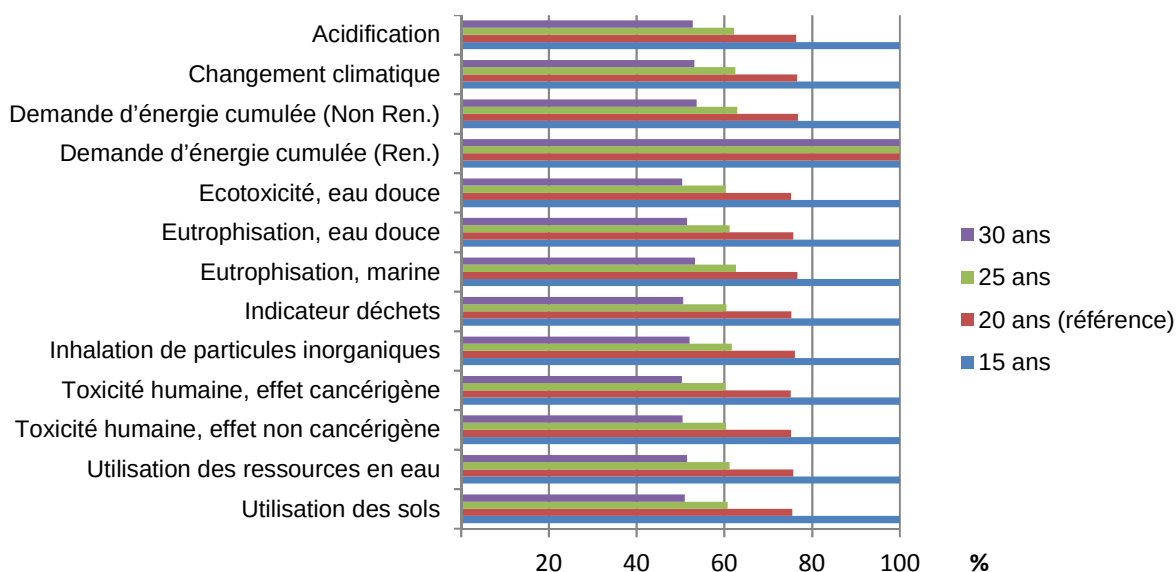


Figure 44 – Analyse de sensibilité sur la durée de vie

La durée de vie utilisée est de 20 ans, valeur choisie selon la littérature. Il existe encore très peu de retours sur la véritable durée de vie d'un parc éolien. De plus ici est étudiée la filière éolienne complète, ce qui

complexifie grandement le choix de cette valeur. L'analyse de sensibilité ci-dessus montre l'importance de ce paramètre qui, mise à part sur l'indicateur de CED NR, fait varier l'impact sur chacun des indicateurs de façon proportionnelle. Le futur permettra de déterminer la réelle durée de vie de ces parcs éoliens et permettra d'avancer considérablement sur l'évaluation de leurs impacts.

5.3.1.6. Distance de livraison au site d'installation

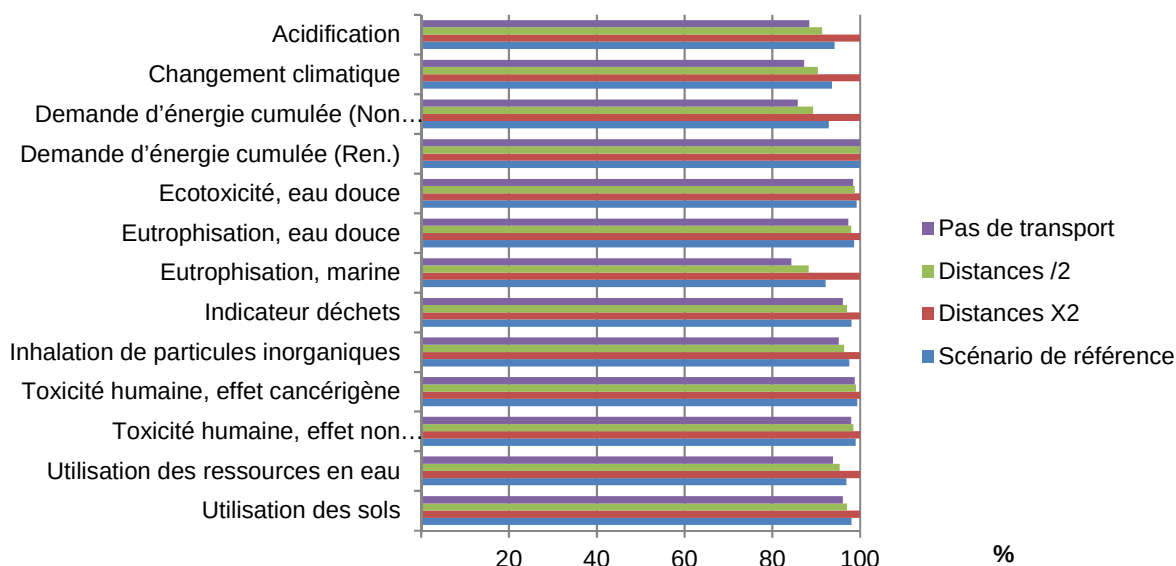


Figure 45 – Analyse de sensibilité sur la distance de livraison sur site d'installation

Le scénario de référence est une distance de livraison pour les différents composants de :

- nacelle : 1025 km ;
- rotor : 1025 km ;
- tour : 600 km ;
- fondation : 50 km ;
- autres : 600 km.

L'analyse de sensibilité ci-dessus montre un impact pouvant atteindre près de 20% sur certains indicateurs, mais reste inférieur à 10% sur la quasi-totalité des indicateurs. Cette distance de livraison, malgré l'incertitude forte n'est pas un paramètre important dans cette étude.

5.3.1.7. Fondation

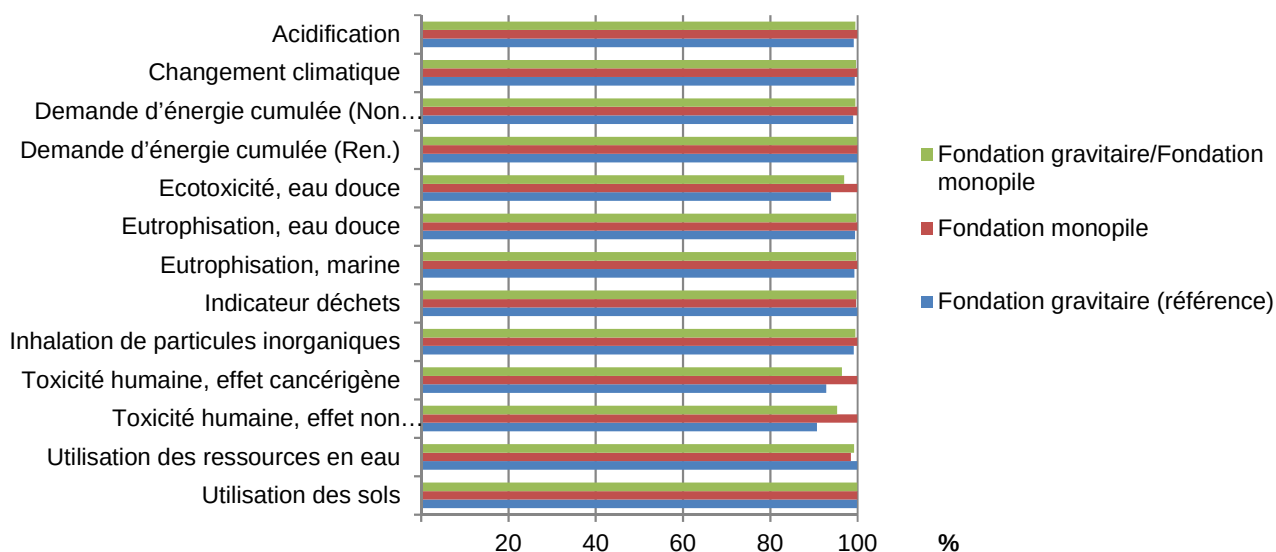


Figure 46 – Analyse de sensibilité sur les fondations

Le type des fondations est, selon la littérature et le SER (Syndicat des énergies renouvelables), plus important concernant les fondations gravitaires que les fondations de type monopieu. Le manque d'informations et la difficulté d'obtention ne permet pas de modéliser la filière éolienne correctement sur ce point. L'analyse de sensibilité ci-dessus montre que ce paramètre n'est pas déterminant pour l'étude. Une différence de 10% maximum est observée sur les indicateurs de toxicité humaine.

5.3.1.8. Durée d'occupation des sols

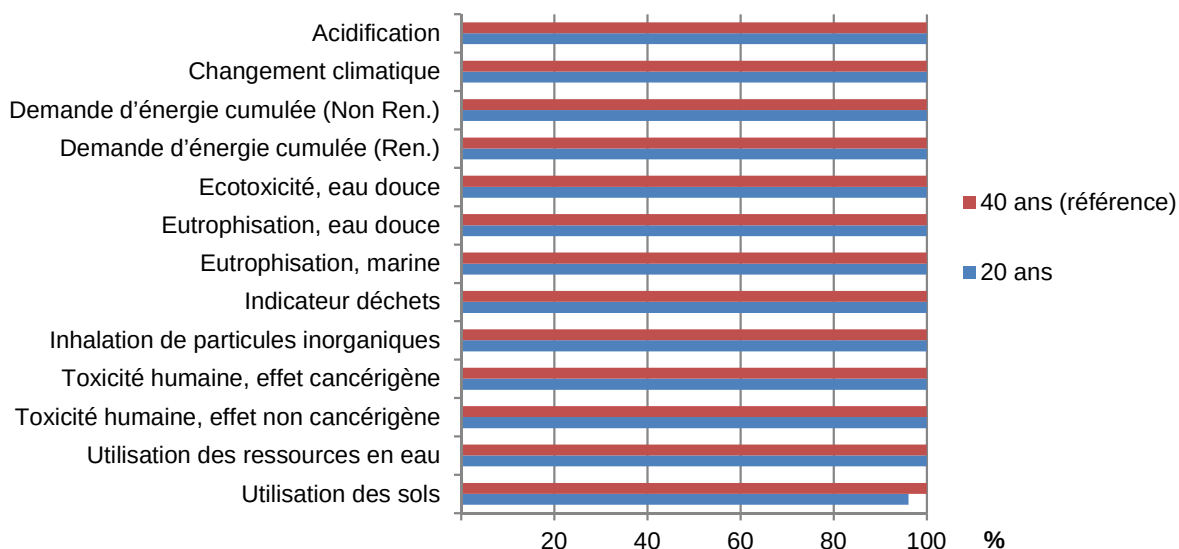


Figure 47 – Analyse de sensibilité sur les fondations

Le scénario de référence est une durée d'occupation de 40 ans selon la modélisation d'Ecoinvent. L'analyse de sensibilité ci-dessus montre que ce paramètre n'est pas déterminant pour l'étude. Une différence de 4% maximum est constatée sur l'indicateur d'utilisation des sols.

5.3.2. Analyse de sensibilité sur l'éolien maritime

5.3.2.1. Fondation du modèle Adwen

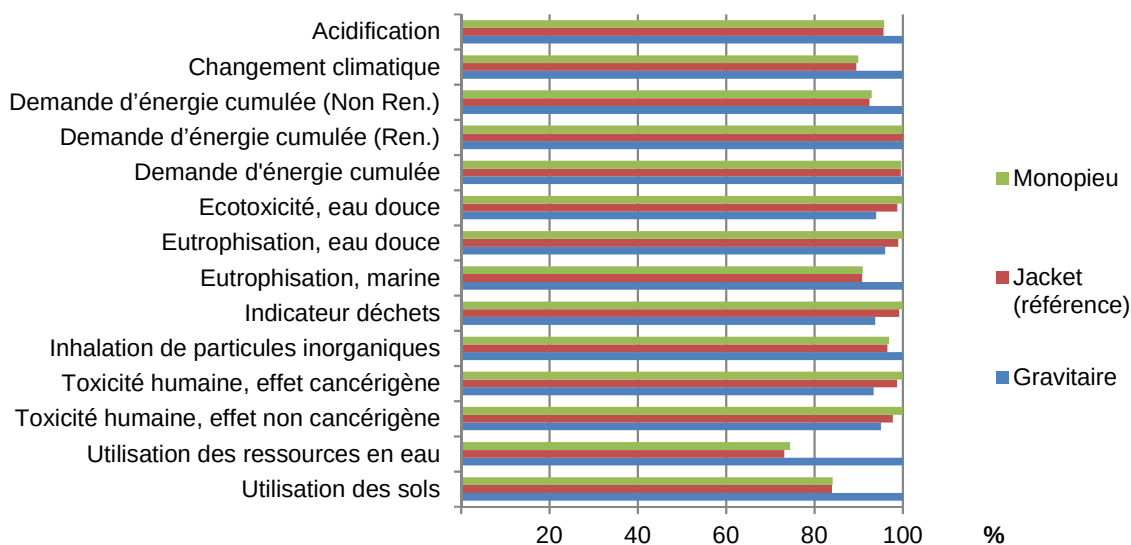


Figure 48 – Analyse de sensibilité sur les fondations Adwen

L'analyse de sensibilité ci-dessus concerne le type de fondation utilisée pour le modèle d'éolienne du constructeur Adwen. Les trois fondations sont ainsi comparées et permettent de montrer si ce choix influence grandement ou très peu l'impact total de la filière maritime française. Les fondations gravitaires apparaissent comme les fondations les plus impactantes sur une grande partie des indicateurs à hauteur de 20% sur 5 indicateurs et jusqu'à 40% sur l'indicateur d'utilisation des sols. Le choix des fondations et leur modélisation sont donc importants pour le calcul d'impact de la filière et demande d'effectuer un nouveau calcul dans le cas d'un choix de fondations gravitaires.

5.4. Comparaison avec la littérature

Il est important de comparer les résultats de l'étude obtenus avec les études de l'éolien issues de la littérature et les énergies autres que l'éolien. Ceci permet tout d'abord de conforter les résultats obtenus mais également de situer ce type d'énergie avec un autre afin de communiquer à un public non expert. Nous allons dans ce chapitre comparer les deux éléments les plus communiqués par les différents constructeurs et la littérature : le temps de retour énergétique et le taux de CO₂ par kWh.

5.4.1. Emission de CO₂ par kilowattheure

Dans le Tableau 99 (Ardente, 2008) sont présentés les taux d'émission des différentes énergies afin d'effectuer un premier tour d'horizon. Sera présenté ensuite le taux de l'éolien dans la littérature afin de le comparer, pour finir, aux résultats de l'étude de ce rapport.

Tableau 99 – Emissions de CO₂ par kilowattheure des différentes énergies

Type d'énergie	g CO ₂ eq par kWh
Charbon	900 – 1200
Pétrole	780 – 900
Gaz naturel	400 – 500
Photovoltaïque	50 – 100
Nucléaire	15 – 50
Hydroélectrique	15 – 40

L'étude (Lenzen, 2002) regroupant 70 études donne un taux d'émission allant de 7,9 à 123,7 g de CO₂ eq par kWh.

Le graphique de la Figure 49, issu du rapport de l'IPCC, montre une plage de taux d'émission allant de 3 à 80 g de CO₂ eq par kWh.

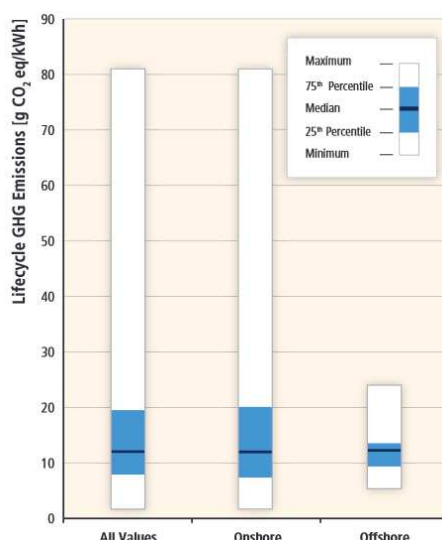


Figure 49 – Emission de CO₂ par kilowattheure de l'éolien terrestre et maritime (IPCC)

L'IPCC fournit également un comparatif des taux d'émissions des différentes énergies dans lequel ont été ajoutés les taux de l'éolien terrestre et maritime français de cette étude.

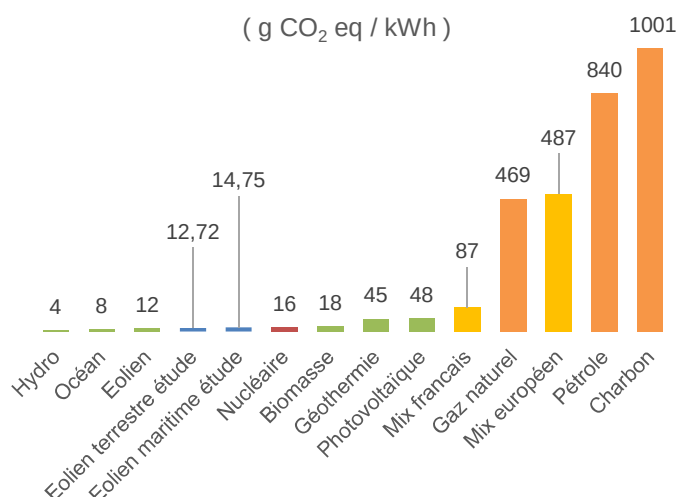


Figure 50 – Emission de CO₂ par kilowattheure des différentes énergies (IPCC)

Nous pouvons grâce à ce graphique situer en premier lieu les résultats de cette étude vis-à-vis des énergies en général. La suite de cette partie est consacrée plus précisément aux différentes études axées sur l'éolien.

Eolien terrestre :

Le Tableau 100 regroupe les taux d'émissions de CO₂ par kilowattheure de plusieurs rapports ACV de constructeurs et de la littérature.

Tableau 100 – Emissions de CO₂ par kilowattheure de l'éolien terrestre

Informations	Source	g CO ₂ / kWh
V90 3 MW	(Vestas, 2006 b)	4,64
SWT 2.3 MW	Siemens	5
V 82 1.65	(Vestas, 2006 a)	6,6
V80 2 MW	(Elsam, 2004)	6,8
V 112 3 MW	(Vestas, 2011 b)	7
V 100 2.6 MW	(Vestas, 2012)	7,9
1.8 MW	(Guezuraga, 2012)	8
G 90 2 MW	(Gamesa, 2013)	8,03
E 82 2.3 MW	Enercon	8,7
2 MW	(Guezuraga, 2012)	9
V 100 1.8 MW	(Vestas, 2011 a)	9,3
2 MW	(Ardente, 2008)	14,8
Moyenne	(Padey, 2013)	13,5
Etude Cycleco	-	12,7

Nous pouvons affirmer que les résultats de ce rapport sont dans la moyenne haute des études mais sont cohérents avec la littérature.

Eolien maritime :

Le tableau suivant regroupe les bilans carbone effectués par chaque parc éolien maritime étudié sur une **durée de vie de 25 ans**.

Tableau 101 – Emissions de CO₂ par kilowattheure de l'éolien maritime

Source	Parc	g CO ₂ /kWh
(Bilan St Brieuc, 2013)	Saint Brieuc	15,8
(Bilan Dieppe Le Tréport, 2013)	Dieppe/ Tréport	13,7
(Bilan Iles d'Yeu et de Noirmoutier, 2013)	Ile d'Yeu / Noir.	14,5
(Bilan St Nazaire, 2013)	St Nazaire	18,5
(Bilan Fécamp, 2013)	Fécamp	14
(Bilan Courseulles-sur-Mer, 2013)	Courseulles	17,6
Moyenne des bilans carbone	Total des parcs	15,7
Etude Cycleco	Total des parcs	12 (14,8 pour une durée de vie de 20 ans)

Le Tableau 101 compare la somme des bilans carbone précédents avec le bilan carbone de l'étude de ce rapport. Pour une durée de vie de 25 ans, l'écart est entre les deux études de 3,7 gCO₂ eq / kWh. La principale raison de cet écart est la modélisation de la fin de vie qui est d'environ 18 000 tonnes de CO₂ eq alors que la modélisation de ce rapport détient un bilan de fin de vie négatif de – 950 000 tonnes de CO₂ eq. La fin de vie étant modélisée d'après les scénarios de fin de vie de l'éolien terrestre, il est intéressant d'obtenir les hypothèses de recyclage des bilans carbone de chaque parc qui ne sont, à la date de ce rapport, pas communiqués.

5.4.2. Retour énergétique :

Le Tableau 102 regroupe les temps de retour énergétique de rapport ACV de constructeurs éolien et de la littérature.

Informations	Type d'éolienne	Source	Retour énergétique (en mois)
SWT 2.3 MW	Terrestre	Siemens	5,5
V90 3 MW	Terrestre	(Vestas, 2006 b)	6,6
E 82 2.3 MW	Terrestre	Enercon	6,6
2 MW	Terrestre	(Martinez, 2009)	7
V 82 1.65	Terrestre	(Vestas, 2006 a)	7,2
V80 2 MW	Terrestre	(Elsam, 2004)	7,7
V 112 3 MW	Terrestre	(Vestas, 2011 b)	8
2 MW	Terrestre	(Guezuraga, 2012)	8
V 100 2.6 MW	Terrestre	(Vestas, 2012)	8,4
V 100 1.8 MW	Terrestre	(Vestas, 2011 a)	9
G 90 2 MW	Terrestre	(Gamesa, 2013)	9,1
3 MW	Terrestre	(Crawford, 2009)	12
V 90 3 MW	Maritime	(Elsam, 2004)	6,8
V 80 2 MW	Maritime	(Elsam, 2004)	9
Etude Cycleco	Terrestre	-	12
Etude Cycleco	Maritime	-	14

Tableau 102 – Comparaison de temps de retour énergétique

Les résultats de ce rapport sont dans la moyenne haute des études mais sont cohérents avec la littérature.

6. Etude sur la pression sur les ressources

La section ci-dessous est un résumé du rapport « Analyse des indicateurs ACV de pression sur les ressources en ACV, modalités de mise en œuvre d'un indicateur interprétable dans le cadre de l'ACV de la production d'électricité d'origine éolienne », disponible en document séparé.

La consommation de ressources permet de satisfaire les besoins humains avec la production des biens et services qui permettent de répondre aux attentes des individus. En contrepartie l'exploitation des ressources induit directement ou indirectement des émissions dans l'air, l'eau et le sol qui génèrent des dommages environnementaux.

Au-delà des émissions, les ressources permettent de produire des matériaux qui font l'objet de nombreux échanges commerciaux et qui, suivant le cycle de vie des produits, retournent à l'état de déchet. La valorisation de ces déchets tout autant que le rallongement de la durée de vie de tout ou partie des produits que constituent les matériaux sont autant d'opportunités d'accroître le bénéfice de l'extraction des ressources pour l'homme tout en limitant les impacts environnementaux.

Ces deux volets abordent de concert la question de l'économie circulaire. Une meilleure exploitation des ressources doit permettre d'une part une diminution des impacts liés aux produits et services mais aussi de réduire la charge économique de l'extraction et du transport des ressources et matériaux.

L'analyse du cycle de vie a tenté d'apporter une réponse à l'évaluation des impacts sur les ressources, mais elle a buté contre les limites de l'outil qui cantonne la notion d'impact à ce qui survient dans la technosphère. Ainsi, les méthodes d'impact à proprement parler se limitent aux méthodes CML et RECIPE mais ne couvrent pas des enjeux très importants en ACV.

Ce travail permet de faire le point sur les méthodes disponibles pour aborder la problématique des ressources en ACV. Des méthodes plus qualitatives de criticité, de recyclabilité sont traitées au même titre que des méthodes plus quantitatives comme les méthodes CML et RECIPE. Au final, une nouvelle méthode COMPOSITE est proposée pour pallier les limites des méthodes actuelles.

La nouvelle méthode proposée couvre les notions décrites ci-dessous qui doivent également être prises en compte dans l'évaluation :

- Disponibilité
- Accessibilité
 - technique
 - économique
 - politique
- Recyclabilité
- Substituabilité

Au-delà de cet aspect méthodologique, les méthodes sont mises en application dans un cas d'étude comparant 4 éoliennes, avec 2 technologies de nacelles et 2 technologies de mâts.

Les principales conclusions de l'étude sont rappelées ci-dessous.

1- L'impact sur les ressources survient dans la technosphère et non dans l'écosphère au contraire des autres catégories d'impact couvertes en ACV. Ce point est crucial pour étudier la problématique de l'impact sur les ressources en ACV. La ressource est constituée d'éléments qui – comme le soulignait Lavoisier – ne se perdent pas, mais changent de forme. Depuis leur forme d'origine dans la croûte terrestre, ils vont subir un ensemble de transformations avant d'être renvoyés dans l'écosphère sous forme d'émissions brutes dans l'air, l'eau ou le sol. Toutes les transformations de la matière durant la vie des produits auxquelles elle participe vont survenir pendant sa présence dans la technosphère. Durant toute sa présence dans la technosphère, la matière va subir des transformations qui vont affecter les fonctions qu'elle peut satisfaire, la faisant peu à peu passer du stade de matière vierge à haute valeur ajoutée au stade de déchet ou d'émission impossible à utiliser. A la différence des autres catégories d'impacts en ACV, la dégradation de la ressource – c'est-à-dire l'impact – a lieu dans la technosphère et pas dans l'écosphère, tandis que depuis tous les efforts pour quantifier les impacts en ACV se sont historiquement focalisés sur la modélisation de l'écosphère. Ceci explique les maigres performances des indicateurs actuels pour quantifier l'impact sur les ressources.

2- Il faut définir les **attentes de l'évaluation des impacts sur les ressources** et établir quelle dimension environnementale lui attribuer. L'ACV adresse les problématiques environnementales sous l'angle des Area Of Protection (AoP) décrites par Hélias Udo de Haes en 1999 lorsqu'il a établi le cadre de l'ACV. Lorsque l'on aborde la question de l'impact sur les ressources, il faut au préalable se demander le sens que l'on donne au mot impact. S'il s'agit de l'impact des ressources sur les milieux naturels ou sur la

santé humaine lors de leur exploitation ou de leur émission dans l'environnement, on utilise des catégories d'impact relatives à la santé humaine ou à la qualité des écosystèmes. En revanche, la diminution d'une ressource en tant que matière va limiter la capacité des hommes à améliorer les conditions de vie dans la société. La perte des fonctions associées aux ressources va réduire le potentiel de ces ressources à développer des produits et services permettant l'amélioration de la qualité de la vie dans l'environnement humain. Intégrer une catégorie d'impact "ressource" dans l'interprétation des résultats en ACV revient à quantifier la perte de qualité de ressource au plan fonctionnel dans la société.

- 3- Il y a des **limitations fortes à l'utilisation des méthodes CML et RECIPE** du fait du nombre limité de facteur de caractérisation. L'idée d'utiliser la méthode qui couvre au mieux les ressources adressées est une proposition infondée, d'une part parce que les objectifs de l'évaluation doivent prévaloir sur le choix de la méthode et non la disponibilité des facteurs, et d'autre part parce que quelle que soit la méthode, il suffit que le facteur manquant concerne une ressource sensible pour que l'interprétation des résultats conduise à des décisions inopérantes voir contre-performantes.
- 4- **D'autres méthodes sont applicables** pour aborder la problématique de la déplétion des ressources en ACV comme les méthodes couvrant la **criticité** ou la **recyclabilité**. Ces méthodes apportent une solution simplifiée applicable dans une approche de type éco-conception mais elles sont plus qualitatives que quantitatives et elles couvrent un nombre de ressources restreint. Les possibilités d'interprétation sont finalement très limitées.
- 5- De **nouveaux facteurs de caractérisation** peuvent être calculés avec les méthodes CML et RECIPE mais les limites méthodologiques demeurent. Comme nous l'avons montré dans ce travail, il est possible d'élargir les bases de données de facteurs de caractérisation des méthodes existantes aux ressources considérées comme critiques ou sensibles. Néanmoins, ces développements sont longs et fastidieux, et au final, les limites concernant les méthodes restent insolubles. Pour la méthode RECIPE, le fait que les facteurs de caractérisation soient fortement dépendants des prix des ressources naturelles introduit une grande variabilité des évaluations environnementales. Pour les deux méthodes, CML et RECIPE couvrent la problématique des stocks dans l'écosphère en estimant la rareté de la ressource soit au regard d'un paramètre physique pour la méthode CML (masse de ressource disponible versus taux d'extraction) soit sur la base d'un paramètre socio-économique pour la méthode RECIPE (prix de la ressource). Ces deux méthodes ne couvrent pas les deux composantes qui se passent dans la technosphère à savoir les stocks exploitables (recyclabilité des ressources) et la régularité des flux (stabilité des approvisionnements). Les trois composantes sont couvertes dans la méthode COMPOSITE.

Enfin, la question du lien entre l'ACV et le concept d'Economie Circulaire n'est pas toujours intuitive du fait que l'ACV met la priorité sur la modélisation des impacts sur l'écosphère tandis que l'économie Circulaire tend à optimiser les flux au sein de la technosphère au premier chef, tout en assurant la réduction des impacts dans l'écosphère. Cette distinction révèle l'écart qui existe entre le concept d'Economie Circulaire et l'ACV. En proposant la méthode COMPOSITE pour évaluer les impacts sur les ressources en ACV, CYCLECO propose une solution pragmatique permettant de replacer pleinement l'analyse du cycle de vie dans le champ de l'Economie Circulaire.

7. Conclusion

L'objectif de cette étude est d'évaluer les impacts environnementaux de la filière éolienne terrestre en France en 2013 et de la filière maritime prochainement installée en France. Les données rassemblées ont permis de calculer les impacts sur 87,2% du parc effectif, soit 581 sites, un total de 3658 éoliennes pour une puissance installée de 7 111 MW. Les dix plus gros fabricants d'éoliennes terrestres en termes de capacité sont représentés avec un total de 32 modèles d'éoliennes différentes. Celles-ci peuvent être catégorisées en trois types de technologies différents de génératrice : asynchrones à rotor bobiné (DFIG) pour les 2/3 du parc, synchrone à rotor bobiné et synchrone à aimants permanents. Pour l'éolien en mer, Cycleco a effectué une collecte de données sur les différents parcs maritimes prochainement installés en France, ce qui représente six sites avec un total de 424 éoliennes pour une puissance de 2916 MW. Deux fabricants ont été sélectionnés avec un modèle d'éolienne chacun, reprenant tous deux la technologie synchrone à aimants permanents (DDPMG) avec une puissance de 6 MW pour 56% de la filière et 8 MW pour le reste. Cette couverture de la filière éolienne française permet d'avoir une représentativité suffisamment importante de l'état actuel de la production d'électricité d'origine éolienne en France.

Après un cadrage méthodologique de la réalisation de l'analyse du cycle de vie des installations éoliennes, les principales hypothèses de l'étude ont été précisées, incluant en particulier : la durée de vie des installations, les modèles de production d'électricité, la définition de l'unité fonctionnelle et les étapes du cycle de vie couvertes par l'analyse.

Dans ce rapport les impacts environnementaux sont calculés pour l'ensemble des indicateurs d'impacts choisis en accord avec l'ADEME. Les principales hypothèses, prises lors de cette analyse et déterminantes pour l'évaluation, sont une durée de vie de 20 ans et un facteur de charge pour l'éolien terrestre moyennant les années de 2012 à 2014, de 22,9%. Un facteur de charge spécifique à chaque installation du parc voire au niveau régional aurait permis d'accroître la représentativité des résultats liés au contexte français, mais ces données n'étaient pas disponibles. Les résultats issus de ces choix de modélisation démontrent une **cohérence des impacts** sur les indicateurs de la filière éolienne terrestre française par rapport aux autres études scientifiques menées sur le sujet. Les résultats annoncent un temps de **retour énergétique de 12 mois**, un facteur de récolte de 19 et un taux d'émission de CO₂ de **12,7 g par kWh**, selon les conditions de l'étude et les incertitudes associés. Les résultats de l'éolien maritime comportent une incertitude plus importante, étant donné qu'aucun parc n'a encore été installé. Le temps de retour énergétique a été évalué à environ **14 mois**, le facteur de récolte à 17 et un taux d'émission de CO₂ de l'ordre de **15 g par kWh**.

Les résultats et leurs interprétations de la filière éolienne terrestre affirment une large supériorité dans la contribution de l'impact de la fabrication des composants sur la quasi-totalité des indicateurs (11/13). Cette étape est dans la plupart des cas impactant en raison de la consommation d'énergie nécessaire à sa production. Le CED (demande d'énergie cumulée) prouve une nouvelle fois cette interprétation et montre que la fabrication nécessite une grande quantité d'énergie issue de ressources fossiles. Les analyses de sensibilités démontrent l'importance de l'acier utilisé pour les mâts qui représente la plus grande masse de tous les composants de l'éolienne et demande une amélioration de l'étude à ce niveau et la création d'inventaires supplémentaires. Les analyses de sensibilités montrent également l'importance du facteur de charge qui est déterminant pour l'évaluation des impacts environnementaux de la filière éolienne.

Les résultats de la filière maritime sont plus complexes que les résultats terrestres. Tout d'abord l'énergie nécessaire à la fabrication des composants est également l'impact le plus important sur la quasi-totalité des indicateurs (9/13). Cependant les nacelles ont en général une part plus importante dans l'impact dû à la présence d'aimants permanents et à la meilleure recyclabilité des fondations composées en plus grande partie d'acier que l'éolien terrestre. La technologie à aimants permanents n'est que très peu représentée dans la littérature et ne nous a pas permis d'utiliser une nomenclature très détaillée, ceci est à prendre en compte dans la lecture des résultats. La deuxième grande différence avec l'éolien terrestre est l'impact plus important des phases de construction et de déconstruction des parcs. Ces étapes sont très impactantes sur les indicateurs liés à l'acidification et à l'eutrophisation des océans. De plus elles ont également un impact sur les indicateurs d'utilisation de sols ainsi que sur le groupe d'indicateurs généralement corrélés : changement climatique, CED, inhalation de particules fines. Ces quatre indicateurs subissent les conséquences de la grande consommation de carburant des navires sur les parcs et démontrent l'importance de ces étapes de cycle de vie.

L'éolien terrestre évolue avec un rythme d'installation accru en 2014 selon (RTE, 2015). Cette reprise, après plusieurs années de baisse, permet de revoir les hypothèses de 2013 à la hausse avec une augmentation estimée par an de 1000 MW. Cela est dû aux nombreuses simplifications administratives ainsi qu'à l'évolution des technologies de l'éolien. Les sites les moins ventés sont de plus en plus équipés et permettront de produire de l'énergie à facteur de charge équivalent aux parcs éoliens les mieux situés.

Ceci est réalisé en installant des éoliennes avec des mâts plus hauts et des rotors avec une surface de balayage supérieur. L'éolien en mer, d'après cette étude et les incertitudes liées, ne permet d'affirmer une réelle amélioration de l'impact sur les différents indicateurs étudiés. Le temps de retour énergétique et le taux de CO₂ par kWh sont même supérieurs à l'éolien terrestre dans cette étude. Enfin la criticité des ressources en terres rares est également un obstacle de taille pour le développement de l'éolien maritime en France. Cependant l'éolien en mer, caractérisé par une diversité de sites et la possibilité d'installer des éoliennes de très forte puissance, reste l'une des solutions pour obtenir une évolution du mix énergétique français vers la transition énergétique.

8. Références

- (Ardente et al. , 2008)** Ardente, F., Beccali, M., Cellura, M., Lo Brano, V., 2008. Energy performances and life cycle assessment of an Italian wind farm. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 12, 200–217. doi:10.1016/j.rser.2006.05.013
- (Arvesen et al. , 2010)** Arvesen, A., Hertwich, E.G., 2012. Assessing the life cycle environmental impacts of wind power: A review of present knowledge and research needs. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16, 5994–6006. doi:10.1016/j.rser.2012.06.023
- (Bastien Burger, 2007)** Bastien Burger, 2007. Rapport Windkraft Ecoinvent [WWW Document]. URL https://db.Ecoinvent.org/reports/06_XIII_Windkraft.pdf?area=463ee7e58cbf8 (accessed 9.25.15).
- (Bilan Courseulles-sur-Mer, 2013)** Dong Energy, Wpd, EDF énergies nouvelles, 2013. Bilan Carbone du parc éolien en mer au large de St Nazaire
- (Bilan Dieppe Le Tréport, 2013)** BRL ingénierie, 2013. Bilan Carbone du parc éolien de Dieppe – Le Tréport
- (Bilan Fécamp, 2013)** Dong Energy, Wpd, EDF énergies nouvelles, 2013. Bilan Carbone du parc éolien en mer au large de Fécamp
- (Bilan Iles d'Yeu et de Noirmoutier, 2013)** BRL ingénierie, 2013. Bilan Carbone du parc éolien des Iles d'Yeu et de Noirmoutier.
- (Bilan St Brieuc, 2013)** Ailes Marines, 2013. Synthèse du rapport bilan carbone Ailes Marines
- (Bilan St Nazaire, 2013)** Dong Energy, Wpd, EDF énergies nouvelles, 2013. Bilan Carbone du parc éolien en mer au large de St Nazaire
- (RTE, 2015)** Réseau de transport d'électricité, 2015. Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France.
- (Crawford, 2009)** R.H. Crawford, 2009. Life cycle energy and greenhouse emissions analysis of wind turbines and the effect of size on energy yield. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 13, 2653–2660. doi:10.1016/j.rser.2009.07.008
- (Ecoinvent, 2010)** Ecoinvent 2.2: Swiss Centre for Life Cycle Inventories: Ecoinvent data v2.2 of May 2010. Online database. Accessible at <http://db.Ecoinvent.org>.
- (Elsam Engineering, 2004)** Elsam, 2004. Life Cycle Assessment of offshore and onshore sited wind farms. Elsam Engineering A/S.
- (ILCD, 2010)** European Commission – Joint Research Center – Institute of Environment and Sustainability: International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook – General guide for Life Cycle Assessment – Detailed guidance. First edition March 2010. EUR 24708 EN. Luxembourg. Publications Office of the European Union; 2010.
- (ILCD, 2010)** European Commission – Joint Research Center – Institute of Environment and Sustainability: International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook – Recommendations for Life Cycle Impact Assessment in the Europe context. First edition November 2011. EUR 24571 EN. Luxembourg. Publications Office of the European Union; 2011.
- (Gamesa, 2013)** Ramón Muro Pereg, J., Fernandez de la Hoz, J., 2013. LCA of 1KWh generated by a Gamesa onshore wind farm, G90 2.0 MW.
- (Guezuraga, 2012)** Guezuraga, B., Zauner, R., Pölz, W., 2012. Life cycle assessment of two different 2 MW class wind turbines. *Renew. Energy* 37, 37–44. doi:10.1016/j.renene.2011.05.008
- (ISO, 2006)** International Organization for Standardization, Environmental Management – Life Cycle Assessment – Principles and framework. ISO 14040: 2006; Second edition 2006-07-01, Geneva.

(ISO, 2006) International Organization for Standardization, Environmental Management – Life Cycle Assessment – Requirements and guidelines. ISO 14044: 2006; First edition 2006-07-01, Geneva

(ISO, 2002) International Organization for Standardization, Environmental Management – Life Cycle Assessment. ISO 14 048: 2002.

(McCulloch, 2000) McCulloch, M., Raynolds, M., Laurie, M., 2000. Life-cycle value assessment of a wind turbine. p. 14.

(Martínez, 2009) Martínez, E., Sanz, F., Pellegrini, S., Jiménez, E. and Blanco, J., 2009a. Life cycle assessment of a multi-megawatt wind turbine. *Renewable Energy*, 34, 667–673.

(Milanese, 2009) Milanese, A., 2009. Recyclability of wind turbines, current and future: technical, economic and environmental. Wales.

(NETL, 2014) NETL, 2014. NdFeB Permanent Magnet Manufacturing.

(Lenzen, 2002) Manfred Lenzen, Jesper Munksgaard, 2002. Energy and CO2 life-cycle analyses of wind turbines—review and applications. *Renewable Energy* 26 (2002) 339–362

(Padey, 2013) Padey, P., Blanc, I., Le Boulch, D., & Xiusheng, Z. (2012). A simplified life cycle approach for assessing greenhouse gas emissions of wind electricity. *Journal of Industrial Ecology*, 16(s1), S28-S38.

(Panorama des énergies renouvelables, 2013) Panorama des énergies renouvelables, 2013. Réseau de transport d'électricité, Syndicat des énergies renouvelables, Electricité réseau distribution France, Association des distributeurs d'électricité en France.

(Rosenbaum, 2010) Rosenbaum, R.K., 2010. USEtox - The UNEP-SETAC toxicity model: recommended characterisation factors for human toxicity and freshwater ecotoxicity in Life Cycle Impact Assessment. Lawrence Berkeley Natl. Lab.

(Schleisner, 2000) Schleisner, L., 2000. Life cycle assessment of a wind farm and related externalities. *Renewable Energy*, 20, 279-288.

(Tveten, 2009) Åsa Grytli Tveten, (2009). Life Cycle Assessment of Offshore Wind Electricity Generation in Scandinavia. NTNU Norwegian University of Science and Technology

(Vestas, 2006 a) Life cycle assessment of electricity delivered from an onshore power plant based on Vestas V82-1.65 MW turbines. Vestas Wind System A/S. Denmark.

(Vestas, 2006 b) Life cycle assessment of offshore and onshore sited wind power plants based on Vestas V90-3.0 MW turbines. Vestas Wind System A/S. Denmark.

(Vestas, 2011 a) Garrett, P., Rønde, K., 2011. Life cycle assessment of electricity production from a V100-1.8 MW Gridstreamer wind plant. Vestas Wind Syst. Randers Dnemark.

(Vestas, 2011 b) Neil D'Souza Erhi Gbegbaje-Das Dr. Peter Shonfield , 2011. Life Cycle Assessment Of Electricity Production from a Vestas V112 Turbine Wind Plant

(Vestas, 2012) Life Cycle Assessment of Electricity Production from an Onshore V100-2.6 MW Wind Plant. Authors: Peter Garrett & Klaus Ronde. Vestas Wind System A/S. Denmark.

(Zimmermann, 2013) Zimmermann, T., Rehberger, M., Göling-Reisemann, S., 2013. Material Flows Resulting from Large Scale Deployment of Wind Energy in Germany. *Resources* 2, 303–334. doi:10.3390/resources2030303

ANNEXE 1 : Source et niveau des inventaires

Tableau 103 – Choix des inventaires utilisés

Intervalle de Puissance	Techno. sur le parc	Source inventaires collectés	Techno. de la source	Niveau *	Manque de données	Source utilisée
0 - 0,49 MW	SCIG				SCIG	(McCulloch, 2000) 600kW
0,5 - 0,99 MW	DDSG	(Bastien Burger, 2007) 850 kW (Ardenne, 2008) 660 kW (McCulloch, 2000) 600 kW	DFIG DFIG DFIG	3 1 2	DDSG	Enercon 2.3 MW
1 - 1,49 MW	SCIG	-	-	-	SCIG	(Vestas, 2006) 1.65 MW
1,5 - 1,99 MW	DFIG	(Vestas, 2006) 1.65 MW (Guezuraga, 2012) 1.8 MW	DFIG DDSG	2 1	DDSG	(Vestas, 2006) 1.65 MW
2 - 2,49 MW	SCIG DFIG DDSG	(Vestas, 2012) 2.6 MW (Martínez et al., 2009) 2 MW (Gamesa, 2013) 2 MW (Guezuraga, 2012) 2 MW Enercon 2.3 MW Senvion 2 MW	DFIG DFIG DFIG DFIG DDSG DFIG	1 3 3 1 2 2		(Gamesa, 2013) 2MW Enercon 2.3 MW
2,5 - 2,9 MW	DFIG DDPMG				DFIG DDPMG	(Gamesa, 2013) 2MW (Crawford, 2009) 3MW
3 MW et plus	DFIG DDPMG	(Crawford, 2009) 3MW	DFIG	3	DDPMG	(Crawford, 2009) 3MW

*Niveau de granulométrie :

- 1 = masse/matière de toute l'éolienne
- 2 = masse/matière rotor, nacelle, mât
- 3 = masse/matière de tous les composants du rotor, nacelle, mât

Les niveaux 3 seront les inventaires utilisés en priorité et seront confirmés à l'aide des inventaires de niveau inférieur lorsque c'est possible de le faire.

ANNEXE 2 : Atlas de la filière éolienne française

Dans le cadre du projet d'analyse du cycle de vie de la production d'électricité d'origine éolienne en France, l'ADEME a transmis à Cycleco une base de données (BDD) des parcs éoliens français à fin 2013. Cette BDD sert de base de travail pour la quantification des impacts de l'éolien sur terre pour le territoire français.

Tableau 104 - Répartition des modèles et du nombre de sites par constructeurs considérés dans l'étude.

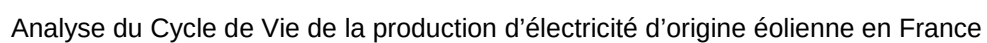
Fabricant	Modèle		Puissance par modèle installé en France (en MW)	Nombre de sites
Alstom	ECO 110	3 MW	33	1
	ECO 100	3 MW	81	4
	ECO 80	1,67 MW	102	11
Enercon	E48	0,8 MW	21	2
	E66	2 MW	102	11
	E70	2 MW	408	29
	E70	2,3 MW	608	60
	E82	2 MW	454	41
	E82	2,3 MW	222	19
Gamesa	G80	2 MW	114	10
	G90	2 MW	400	29
GE Energy	1,5s	1,5 MW	132	7
	2,5-100	2,5 MW	152	7
Nordex	N80	2,4 MW	31	3
	N80	2,5 MW	20	2
	N90	2,3 MW	346	34
	N90	2,5 MW	477	44
	N100	2,5 MW	207	13
Senvion	MD77	1,5 MW	90	10
	MM82	2,05 MW	480	43
	MM92	2,05 MW	866	50
Siemens	SWT-1,3-62	1,3 MW	122	10
	SWT-2,3-62	2,3 MW	86	7
	SWT-3.0	3 MW	24	1
Vergnet	GEV 26-220	0,22 MW	18,3	6
	GEV MP	0,28 MW	50,3	13
Vestas	V80	2 MW	284	27
	V90	2 MW	910	71
	V90	3 MW	177	8
	V100	1,8 MW	48	5
	V112	3 MW	24	1
WinWind	WWD3	3 MW	18	2
	Puissance totale		7111 MW	581 sites / 3658
	Nombre de sites total			éoliennes

ANNEXE 3 : Détail du tri de la BDD

La BDD correspondante au Tableau 104 est issue d'une base de données plus exhaustive, mais qui a dû être triée afin d'éliminer les données incertaines ou peu représentatives. Les différentes étapes de ce tri ont été les suivantes :

- **Suppression des sites dont la puissance totale est strictement inférieure à 1 MW.**
Les sites dont la puissance totale est strictement inférieure à 1 MW sont supprimés de la BDD : au total, 21 sites sont supprimés.
- **Suppression du site dont le fabricant n'est pas certain**
L'étape consiste à supprimer le seul site dont le fabricant des éoliennes n'est pas renseigné de manière certaine.
- **Suppression des sites dont la puissance unitaire des éoliennes n'est pas certaine**
L'étape 5 consiste à supprimer les sites dont la puissance unitaire des éoliennes n'est pas connue : sur ces sites plusieurs puissances d'éoliennes sont installées, la répartition entre chacun des modèles n'est pas connue. 4 sites ont ainsi été supprimés.
- **Suppression des sites dont le modèle de l'éolienne n'est pas connu**
L'étape 6 consiste à supprimer les sites dont le modèle de l'éolienne n'est pas connu de manière certaine (8 sites).
- **Suppression des sites dont le fabricant a une part de marché inférieure à 0,5% en puissance installée**
L'étape consiste à supprimer les fabricants d'éoliennes ayant une part de marché inférieure à 0,5% en termes de puissance totale installée en France. 8 fabricants ont une part de marché inférieure à 0,5% en France, ce qui a mené à la suppression de 12 sites.
- **Suppression des sites dont le modèle d'éolienne représente une part de marché inférieure à 1% en puissance installée en France.**
L'étape consiste à supprimer les sites dont le modèle d'éolienne représente une part de marché inférieure à 1% en termes de puissance totale installée en France : 31 sites ont ainsi été supprimés.

La BDD triée recense 581 sites éoliens terrestres en 2013 en France et dans les DOM.



ANNEXE 5 : Inventaires

La composition des aimants permanents est issue d'un document du NETL Life Cycle Inventory Data : (NETL, 2014)

Tableau 105 – Inventaire de la composition d'un kilogramme d'aimant permanent

Iron	1,47	kg
Boron carbide	0,0261	kg
Neodymium	0,551	kg
Sodium carbonate	0,0000971	kg
Trisodium phosphate	0,000194	kg
Sodium gluconate	0,000233	kg
Sodium hydroxide	0,000486	kg
Sulphuric acid	0,00179	kg
Nickel [Metals]	0,136	kg
Heat	11,3	MJ
Electricity	8,22	kWh
Water	8,83	kg
Hydrogen gas	0,878	kg

Ce premier tableau ne présente pas de dysprosium dont plusieurs sources affirme le contraire, une masse a été ajouté issue de la publication suivante (Zimmermann, 2013) donnant la composition suivante : 68% de fer, 29% de neodymium, 2% de dysprosium, et 1% de bore.

L'inventaire du NETL a été utilisé avec les proportions de la publication cité ci-dessus.

Les inventaires utilisés dans la modélisation issue de publication et des industriels :

Tableau 106 – Inventaires des composants d'éoliennes et leurs fondations

	(McCulloch, 2000)		Vestas		Gamesa		Enercon		(Crawford et al).	
	Vestas 600 kW DFIG		V 82 1,65 MW 78 m DFIG		G 90 2 MW 78 m DFIG		E 82 2,3 MW 107 m béton DFIG		3 MW 80 m DFIG	
Rotor										
Aluminium (kg)	250	2,9%			50	0,1%	75	0,2%		
Acier (kg)	2500	29,4%	5700	13,5 %	3345	8,8%	1140	3,8%		
Acier inox (kg)					6888	18,1 %			730	1,8%
Cuivre (kg)					56	0,1%				
Fonte (kg)			11300	26,8 %	9446	24,8 %			19200	48,0%
Fibre de verre (kg)	5750	67,6%	15120	35,8 %	12153	31,9 %	17362,8	57,6 %	12040	30,1%
Epoxy (kg)			10080	23,9 %			11575,2	38,4 %	8030	20,1%
Carbone (kg)					2988	7,9%				
Fibre de verre/plastique (kg)					186	0,5%				
Plastique (kg)					775	2,0%				
Peinture (kg)					682	1,8%				
Adhésif (kg)					1475	3,9%				
Total (kg)	8500		42200		38044		30153		40000	

Mât										
Acier (kg)	37000	99,3%	126000	93,3 %	188179	99,6 %	102829	11,5 %	158760	99,2%
Peinture (kg)	250	0,7%			580	0,3%			1240	0,8%
Aluminium (kg)			2600	1,9%	237	0,1%				
Electroniques (kg)			2200	1,6%						
Cuivre (kg)			1300	1,0%						
Plastique (kg)			2000	1,5%						
Huile (kg)			1000	0,7%						
Béton (kg)							791000	88,5 %		
Total (kg)	37250		135100		188996		893829		160000	

	(McCulloch, 2000)		Vestas		Gamesa		Enercon		(Crawford et al.)	
	Vestas 600 kW DFIG		V 82 1,65 MW 78 m DFIG		G 90 2 MW 78 m DFIG		E 82 2,3 MW 107 m béton DDSG		3 MW 80 m	
Fondation										
Acier (kg)	4735	9,9%	27000	3,2%	58537	5,0%	52300	4,6%	36000	3,1%
Béton (kg)	43230	90,1%	805000	96,8%	1116000	95,0%	1091000	95,4%	1140000	96,9 %
Total (kg)	47965		832000		1174537		1143300		1176000	

Nacelle + transformateur										
Cuivre (kg)	1000	4,3%	1600	3,2%	523	0,8%	11680	6,6%	3991	5,9%
Fibre de verre (kg)	750	3,3%	1800	3,6%	10	0,0%				
Fibre de verre/plastique (kg)					1715,7	2,5%				
Aluminium (kg)	1600	6,9%	500	1,0%	1035,02	1,5%	1224	0,7%	2311	3,4%
Acier (kg)	19629	85,2%	19300	38,1%	21805,1	32,4%	90190	51,2%	36400	53,5%
Fonte (kg)			18000	35,6%	23638	35,1%	73178	41,5%		
Acier inox (kg)			7800	15,4%	15538	23,1%			24600	36,2%
Plastique (kg)			1000	2,0%	144,49	0,2%			700	1,0%
HDPR (kg)	50	0,2%								
Electronique (kg)			300	0,6%	905	1,3%				
Huile (kg)			300	0,6%	627	0,9%				
Silice (kg)										
Peinture (kg)					74	0,1%				
Câbles (kg)					1280	1,9%				
Total (kg)	23029		50600		67295,3		176272		68002	

Extrapolation de la source de (Crawford et al.) pour les modèles avec aimant permanent.

	Crawford	
	extrapolation 3 MW 80 m DDPMG	
Nacelle + transformateur		
Cuivre (kg)	2561	3,8%
Aluminium (kg)	2311	3,4%
Acier (kg)	36400	53,3%
Acier inox (kg)	24600	36,0%
Plastique (kg)	700	1,0%
Aimant permanent (kg)	1700	2,5%
Total (kg)	68272	

Tableau 107 – Inventaires des composants du transformateur du poste de transformation en mer (Tveten, 2009), sur la base d'un transformateur 220 MVA

Energie (MWh)	
Energie électrique	8 162
Chaleur	264
Matériaux bruts (kg)	
Eau	8 822 000
Bois	7 700
Aluminium minéral	176
Bauxite	6 446
Chrome minéral	4,4
Argile	11,66
Cuivre minéral	13 486
Pétrole	88 000
Gravier	5,94
Charbon	122 320
Fer minéral	101 200
Plomb minéral	0,396
Lignite	1 452
Calcaire	3 608
Manganèse minéral	1,452
Gaz naturel	44 000
Nickel minéral	0,682
Sable	11 880
Uranium minéral	20,02
Déchet durant la durée de vie (ton)	
Déchet dangereux	2,6
Déchets ordinaires (incl. L'eau)	3 784
Total déchet	3 787
Matériaux issus de la technosphère (kg)	
Fibres de verre	977
Papier kraft	1 302
Fil de cuivre	343
Profil de cuivre	7 491
Presspahn	4 657
Porcelaine	1 767
Aluminium	1 573
Peinture	83,6
Résine	165
Total matériaux de la technosphère (kg)	18 359
Total des matières premières dans le transformateur (kg)	157 641

Total masse, transformateur assemblé (kg)	176 000
Déchet en fin de vie (kg)	
Déchet dangereux	41 800
Déchets recyclé	120 560
Déchet enfouis	13 200
Total déchet (incl. dangereux)	176 000

ANNEXE 6 : Analyse des indicateurs de pression sur les ressources en ACV

Analyse des indicateurs de pression sur les ressources en ACV, modalités de mise en œuvre d'un indicateur interprétable dans le cadre de l'ACV de la production d'électricité d'origine éolienne.

Indicateur de déplétion des ressources en ACV : application à la comparaison de 2 technologies de fabrication d'éoliennes

- Voir le document « Analyse des indicateurs ACV de pression sur les ressources, modalités de mise en œuvre d'un indicateur interprétable dans le cadre de l'ACV de la production d'électricité d'origine éolienne », ADEME 2015



L'ADEME EN BREF

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale, l'agence met à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, ses capacités d'expertise et de conseil. Elle aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie et du ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.



ADEME
20, avenue du Grésillé
BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

www.ademe.fr

ABOUT ADEME

The French Environment and Energy Management Agency (ADEME) is a public agency under the joint authority of the Ministry of Ecology, Sustainable Development and Energy, and the Ministry for Higher Education and Research. The agency is active in the implementation of public policy in the areas of the environment, energy and sustainable development.

ADEME provides expertise and advisory services to businesses, local authorities and communities, government bodies and the public at large, to enable them to establish and consolidate their environmental action. As part of this work the agency helps finance projects, from research to implementation, in the areas of waste management, soil conservation, energy efficiency and renewable energy, air quality and noise abatement.

www.ademe.fr.



ADEME
20, avenue du Grésillé
BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

www.ademe.fr