

Économie de l'énergie éolienne

Partie A : analyse du cycle de vie éolien

Thierry de Larochelambert

Chaire Supérieure de Physique-Chimie

Docteur en Énergétique

Chercheur à l'Institut FEMTO-ST

CNRS-UMR6174 – D^{pt} ÉNERGIE

thierry.de-larochelambert@femto-st.fr

La remise en cause des investissements nucléaires à la suite de ce que l'on peut désormais qualifier de catastrophe nucléaire survenue en mars 2011 dans les réacteurs de la centrale de Fukushima au Japon, et l'urgence des réponses au réchauffement climatique planétaire amènent les gouvernements mondiaux à devoir faire très rapidement un choix énergétique stratégique.

Les investissements nécessaires dans les capacités de production électrique renouvelable en substitution aux centrales nucléaires et aux centrales à charbon pour couvrir les besoins électriques locaux, régionaux, nationaux et européens (et sur les autres continents) n'ont de sens économique, énergétique et écologique que s'ils accompagnent des investissements simultanés dans l'efficacité et l'économie d'énergie agissant sur la demande électrique générale, et dans des systèmes permettant un stockage électrique de masse (production d'hydrogène par électrolyse, recharge de batteries de véhicules électriques, batteries de stockage massif, supercondensateurs) et une production électrique d'appoint renouvelable souple immédiatement mobilisable (centrales et microcentrales de cogénération à biomasse, à biogaz, à hydrogène, stations de piles à combustibles de cogénération).

Parmi tous les systèmes de production électrique existants, l'*électricité éolienne* présente des atouts considérables :

- le temps de retour énergétique (*TRE*, définition § A.2) le plus court
- l'émission de gaz à effet de serre le plus bas
- le coût d'investissement par kilowatt le plus bas
- une mise en place rapide quand les procédures administratives sont normales
- un prix de revient du kilowatt-heure compétitif.

Son développement mondial rapide depuis une décennie en fait le fer de lance des investissements industriels et des créations d'emplois dans les énergies renouvelables. En 2010 la puissance électrique éolienne installée a ainsi dépassé 84 GW dans l'Union Européenne (194 GW dans le monde) avec un taux de croissance dépassant 12%/an et produit 147 TWh

(soit un facteur de charge moyen équivalent $FCE^1 = 20\%$ du temps à puissance nominale constante) [1].

Mais avec l'augmentation du taux de pénétration de l'électricité éolienne dans les réseaux électriques nationaux, se pose la question de la gestion d'une énergie certes renouvelable mais aussi intermittente par les opérateurs nationaux de régulation électrique. Les technologies électriques actuelles et les méthodes modernes de gestion des réseaux électriques décentralisés permettent d'ores et déjà d'y faire face et d'accroître la part d'énergies renouvelables fluctuantes et prédictibles comme l'énergie éolienne dans des proportions très importantes, à condition que les investissements dans les structures des réseaux décentralisés intelligents et les sites de stockage/appoint accompagnent cette croissance. Ainsi au Danemark, pays en pointe dans ce domaine comme dans le développement renouvelable [2], la part éolienne de l'énergie électrique dépasse déjà 20% et le gouvernement prévoit de la faire passer à 45% en 2020.

La question se pose alors du bilan énergétique réel de l'industrie éolienne, comme elle se pose d'ailleurs depuis longtemps – mais dans de toutes autres proportions – pour l'industrie nucléaire dans son ensemble [3].

Il est donc nécessaire de dresser l'inventaire :

- de l'énergie totale investie dans le cycle de vie d'une éolienne, de fermes et de parcs éoliens, et plus largement dans la mise en place des réseaux électriques décentralisés, dans les installations de stockage et de production d'appoint électrique ;
- de l'énergie réellement économisée sur toute la durée de vie des éoliennes ;
- du temps de retour énergétique (*TRE*) éolien ;
- des impacts écologiques réels (gaz à effet de serre GES, pollutions, atteintes à la biodiversité) du cycle de vie éolien,

et de le comparer aux cycles de vie des autres productions d'électricité, renouvelables (photovoltaïque, hydroélectrique) et nucléaire en particulier.

Cette étude présente une analyse critique de l'économie éolienne à partir des travaux scientifiques internationaux les plus récents, en la replaçant dans le contexte général d'une politique énergétique orientée vers

- l'utilisation massive des énergies renouvelables ;
- la gestion rationnelle des flux énergétiques entre les productions et consommations d'énergie primaire et les utilisations d'énergie finale ;
- l'économie d'énergie et de matières premières ;
- l'efficacité énergétique
- le recyclage généralisé des matériaux
- la relocalisation des productions et des consommations.

Les analyses de cycle de vie éolien (investissement énergétique, consommation de matières premières, impact écologique) font l'objet de ce premier volet (*partie A*) dans laquelle nous examinons tout d'abord les différentes **méthodes d'analyses de cycle de vie** utilisées dans l'évaluation des systèmes de production d'électricité (§ A.1) avant d'en étudier l'application à l'**analyse de cycle de vie éolien** et les résultats (§ A.2).

L'évaluation des coûts d'investissement et de production éoliens actuels et prospectifs sera abordée dans un deuxième volet (*partie B*).

1 $FCE =$ fraction de l'année pendant laquelle l'éolienne tournerait à puissance nominale constante pour produire la même énergie qu'elle produit toute l'année en suivant la puissance variable du vent. Ce facteur, adapté aux centrales électriques thermiques fonctionnant généralement à puissance constante, n'a guère de sens pour des systèmes de production électrique renouvelables fluctuantes (éolien, photovoltaïque, houle, marémoteur). Nous reviendrons sur ces aspects techniques éoliens dans la partie B.

Les technologies et les modes de gestion modernes et efficaces de l'intermittence de la production éolienne (et photovoltaïque) en vue de son injection massive dans les réseaux électriques seront analysés dans un dernier volet (*partie C*).

A.1. Les méthodes d'analyse de cycle de vie

Afin de comparer rigoureusement les différents modes de production électriques en terme d'investissement énergétique, il est nécessaire d'utiliser des méthodes comparables établissant l'inventaire des consommations d'énergie et de matériaux mobilisées tout au long de la chaîne qui conduit de l'extraction des matériaux de construction des installations à la fabrication des installations, à leur mise en place, à leur maintenance, à leur démantèlement et à leur recyclage.

Ces méthodes font appel à différentes techniques scientifiques d'analyse de cycle de vie (LCA en anglais), utilisées aussi bien pour calculer le coût énergétique du kW éolien que celui du kW nucléaire, même si les chaînes « du berceau au tombeau » ou « du puits à la roue » sont éminemment différentes dans les deux cas.

En toute généralité, elles consistent à inventorier toutes les formes d'énergie « grise »² de tous les matériaux de fabrication, et toutes les consommations d'énergie primaire lors des étapes de fabrication, de transport des matériels puis des éléments de l'installation, de préparation du terrain, de montage, de connexion au réseau, de fonctionnement, de maintenance, de démantèlement, de recyclage des matériaux et de remise à l'état naturel du lieu d'installation.

Les analyses de cycle de vie évaluent également l'impact de l'installation étudiée en termes de pollutions (gaz à effet de serre, polluants organiques, polluants chimiques, atteintes au milieu environnant et à la biodiversité, etc.).

Depuis leur apparition dans les années 70 en Suisse, en Suède, au Royaume-Uni et aux Etats-Unis [4], les méthodes d'analyse de cycle de vie ont été normalisées par le SETAC [5] puis par l'ISO [6] (normes 14040, 14044) et par l'UNEP [7] pour permettre une comparaison objective des différentes productions de biens de consommation ou d'énergie. Systématiquement utilisées dans les études universitaires, elles font aussi l'objet de programmes nationaux développés sur internet pour faciliter leur utilisation et leur application (USA [8], Allemagne [9], Europe [10]).

Elles comportent :

- une phase d'inventaire de cycle de vie (LCI) analysant les procédés de production en termes d'énergie, de matériaux extraits, d'émissions ;
- une phase d'impact de cycle de vie (LCIA) étudiant les impacts environnementaux ;
- et une phase d'interprétation ou de gestion du cycle de vie (LCM) produisant une étude critique des modes de production en vue d'en améliorer la gestion.

On peut regrouper ces méthodes en trois grandes catégories :

- **analyses d'entrées-sorties** (IOA) : elles divisent un produit (électricité par exemple) en composants économiques (machines, produits chimiques, services, etc.) et calculent une performance moyenne pour chacun, utilisée comme entrée pour calculer l'énergie requise et les émissions de GES. Avantage : chaque entrée est facilement évaluée en unités économiques (coûts) et le cycle de vie est décomposé rapidement en séquences d'activités économiques. Inconvénient : c'est une approche statistique de haut en bas peu matérielle et souvent imprécise en termes d'énergie et de matériaux ;

2 Somme des énergies dépensées pour l'élaboration et le transport du matériau

- **analyses de chaînes de procédés** (PCA) : le procédé est décomposé de manière précise et réaliste en étapes de fabrication-consommation permettant un bilan matériel, énergétique et écologique précis, aboutissant au cycle de vie complet. Avantage : c'est une approche du bas vers le haut rigoureuse et proche de la réalité matérielle de la production. Inconvénients : c'est une méthode fastidieuse, longue, économiquement indirecte, aux frontières discutables ;
- **analyses de bilans de matière** (MBA) : l'objet étudié (éolienne) est décomposé en matériaux dont on peut calculer indépendamment les bilans en termes de coûts énergétiques, environnementaux et économiques. Avantage : c'est une méthode très précise, aux données mondiales bien documentées. Inconvénient : on ne dispose pas de tous les bilans dans les phases amont et aval de la production de l'objet et dans la maintenance du système.

Différents auteurs utilisent de fait des *méthodes hybrides*, permettant de combiner les avantages de chacune tout en minimisant leurs inconvénients, et d'obtenir des bilans aussi rigoureux que possible, ce qui n'est pas toujours aisé dans l'analyse de systèmes complexes comme les installations de production électrique.

Dans le cas de l'éolien comme de l'ensemble des énergies renouvelables, la plupart des analyses de cycle de vie dressent un bilan énergétique *actuel* de ces dispositifs sans tenir compte des développements futurs, de leur insertion dans des structures modernisées et décentralisées, des effets d'économie d'échelle engendrés par leur généralisation. Des méthodes *dynamiques* d'analyse de cycle de vie récentes [11] comblent aujourd'hui ce manque et apportent un éclairage très utile à l'économie des énergies renouvelables qui renforce considérablement le bilan positif de leur généralisation.

2. Temps de retour énergétique et cycle de vie éoliens

L'examen détaillé ci-dessous des travaux scientifiques internationaux les plus récents et les plus importants sur l'énergie éolienne, s'il montre une grande diversité d'approches et de contextes, permet aussi de dégager les grandes constantes qui caractérisent les systèmes de production éoliens : un *temps de retour énergétique* TRE^3 très court (entre 4 et 10 mois), un *rapport d'efficacité énergétique* $EROI^4$ élevé (entre 10 et 70), un *très faible impact écologique*.

- L'étude très récente (2011) de l'Ostforld Research de Norvège et de l'Hydro-Québec canadien [12] compare les émissions de GES des analyses de cycle de vie éoliens et hydroélectriques internationales pour en dégager les grandes tendances *après normalisation* (limite des systèmes identiques, exclusion des réseaux électriques). Elle montre que la moyenne des émissions de GES des installations éoliennes décroît fortement avec la puissance des éoliennes – passant de 20,5 g $CO_{2\text{éq}}$ /kWh pour la tranche 0,1-0,5 MW à 10 g $CO_{2\text{éq}}$ /kWh pour la tranche 1-5 MW – et qu'elle diminue tout autant avec le facteur de charge FC équivalent – de 19 g $CO_{2\text{éq}}$ /kWh pour un FC compris entre 16 et 25% à 8,3 g $CO_{2\text{éq}}$ /kWh pour un FC de 36 à 45% – ; le cas des éoliennes en mer (offshore) est intéressant car l'élévation des émissions de GES induites par l'éloignement des côtes est compensée exactement par l'élévation du facteur de charge équivalent.

3 TRE : rapport entre l'investissement énergétique total dans une éolienne ou une centrale éolienne et l'énergie électrique primaire qu'elle produit annuellement en moyenne

4 $EROI$ (energy return on investment): rapport entre l'énergie électrique primaire totale produite par l'éolienne ou le parc éolien durant toute sa vie et l'énergie totale consommée sur tout son cycle de vie

- L'étude menée en 2011 par l'Université allemande de Bochum [13] est *a priori* la plus défavorable car elle porte sur une ferme éolienne offshore lointaine (6 éoliennes 5 MW à trépied, 6 éoliennes 5 MW à fût, implantées à 76 km du réseau côtier) et que le mixage électrique allemand utilisé pour calculer le pouvoir de réchauffement climatique et l'équivalence électrique en énergie primaire comportait 43% de charbon ; 23% de nucléaire ; 16% de renouvelable et 13% de gaz naturel. Elle utilise la méthode d'analyse de bilan de matière MBA, très précise pour les calculs énergétiques, pour déterminer toutes les consommations lors des phases de construction, de mise en place, de connexion, de fonctionnement-maintenance, de démantèlement et de recyclage. Comme pour toutes les études analysées ci-dessous, tous les calculs, hypothèses et bilans sont explicités. De plus, les auteurs présentent les incertitudes et les analyses de sensibilité des paramètres tels que le facteur de charge nominal, la durée de vie, le taux de maintenance et l'effet d'échelle.

Le **temps de retour énergétique éolien** est calculé en divisant la consommation totale en énergie primaire cumulée pour la production (fabrication-installation) et le démantèlement de la ferme éolienne par l'énergie électrique produite annuellement – convertie également en énergie primaire à des fins de comparaison (coefficient du mixage allemand : 3,007 kWh EP/kWh él) – diminuée de l'énergie primaire annuelle nécessaire à la maintenance éolienne par hélicoptère et bateau. Dans le scénario de base (durée de vie 20 ans, charge nominale équivalente⁵ CNE de 3900 h/an à puissance nominale, 12 éoliennes), l'**intensité énergétique**⁶ calculée est $IE = 0,137$ kWh EP/kWh ; le **temps de retour énergétique** est $TRE = 8,8$ mois, avec un bilan carbone de 32 g CO_{2éq}/kWh éolien assez élevé du fait du mixage électrique allemand pénalisant de 665 g CO_{2éq}/kWh en moyenne. L'*analyse de sensibilité* conduit à un $TRE = 8,1$ mois avec une CNE de 4200 h/an ; 6,1 mois pour une durée de vie de 40 ans ; 7,4 mois pour une échelle de 40 éoliennes de 5 MW. Il est à noter que le câble sous-marin 110 kV pèse 12% du contenu énergétique de la phase de fabrication-installation et la fondation en béton 35%, ce qui pénalise évidemment les éoliennes offshore mais se voit compensé par un facteur de charge équivalent FCE de 44,5%, plus élevé en mer que sur terre.

- Dans une étude américaine de 2010 des Universités de Vermont, de Boston et de Cleveland [14], les auteurs analysent 50 études internationales portant sur 119 turbines éoliennes publiées entre 1977 et 2007, utilisant les deux autres grandes méthodes de LCA (analyse de procédé, analyse entrée-sortie) pour calculer les bilans énergétiques primaires réels.

Ils obtiennent un **rapport d'efficacité énergétique** ou **retour énergétique sur investissement EROI** de 25,2 en moyenne, toutes puissances confondues (éoliennes de 300 W à 7,2 MW!), avec cependant une grande dispersion pouvant aller de 1 pour une ancienne éolienne de 2 kW d'avant 1981 à 125,8 pour une éolienne canadienne de 500 kW de 2004 ! L'**EROI** présente de plus une augmentation logarithmique avec la puissance due à l'économie d'échelle et à la loi de puissance physique du vent, proportionnelle au cube de la vitesse du vent. Pour les quelques éoliennes inventoriées de puissance supérieure à 1MW, l'**EROI** moyen est de 26,1 pour une puissance moyenne de 2,19 MW. Les quelques **temps de retour énergétique TRE** obtenus vont de 3,1 mois (éolienne de 500 kW) à 6,4 mois (idem) ; pour les éoliennes de grande puissance : 3,8 mois (1,5 MW) à 4,0 mois (5 MW).

En comparaison, d'après les auteurs, l'**EROI** moyen des centrales à charbon serait de 8 (mais les coûts externalisés de santé et de pollution ne sont pas pris en compte), les panneaux photovoltaïques de 6,5 et les centrales hydrauliques de 12.

5 CNE = énergie moyenne produite annuellement par éolienne (MWh)/puissance nominale (MW)

6 IE = énergie primaire consommée durant le cycle de vie/énergie électrique produite durant le cycle de vie

- Dans une étude de 2009 de l'Université de La Rioja (Espagne) [15], les chercheurs appliquent la méthode standard internationale (ISO 14040) d'analyse du cycle de vie à une éolienne terrestre Gamesa 2 MW installée dans le nord de l'Espagne, à partir des données réelles de production électrique pour une durée de vie estimée de 20 ans. Les données de démantèlement sont basées sur l'expérience des fabricants, et les impacts écologiques habituels de fabrication pour les calculs de LCA sont pris en compte et très détaillés. Avec une *CNE* de 2000 h/an (hypothèse basse), l'éolienne produit 31 fois l'énergie de 5782 GJ (1,61 GWh)⁷ dépensée sur tout son cycle de vie (*EROI* = 31), ce qui correspond à un *TRE brut* de 4,8 mois (mais qu'il faudrait là encore rapporter à l'énergie primaire électrique du pays, ce qui conduirait à un *TRE* de 1,7 mois). Le recyclage des matériaux en fin de vie permet évidemment de diminuer encore l'impact environnemental de la fabrication.
- Une étude française très intéressante de 2009 (Laboratoire Génie des Procédés pour l'Energie, CNAM IFFI) [16] présente l'analyse de cycle de vie (fabrication, transport, installation, maintenance, démontage et recyclage) menée sur une éolienne de 4,5 MW (durée de vie 20 ans, *CNE* de 2628 h/an). Elle conduit à un coût énergétique primaire total de 70152 GJ (19,5 GWh), ce qui donnerait donc un *TRE brut* de 1,65 an si l'on compare ce coût à l'énergie électrique brute annuelle produite par l'éolienne. Comme le précisent les auteurs, il faut cependant aussi exprimer cette énergie électrique produite en terme d'énergie primaire qu'il faudrait autrement consommer sur le réseau français avec une efficacité officielle de 0,35 (EdF), ce qui ramène en fait le *TRE* à 6,9 mois. Les auteurs évaluent également les émissions de gaz à effet de serre à 15,8 g CO_{2éq}/kWh, bilan qui pourrait être nettement réduit en utilisant les transports ferroviaires au lieu de camions et une fabrication locale.
- Le cas d'une éolienne flottante fait l'objet d'une étude en 2009 de chercheurs de l'Université technique de Prague en république tchèque et de l'Université des Sciences et Technologies de Trondheim en Norvège [17]. Les auteurs appliquent l'analyse de cycle de vie standard à une éolienne flottante de Sway-Multibrid de 5 MW dans une ferme éolienne de 40 turbines installée à 50 km des côtes sur une profondeur de 100 à 300 m produisant 4643 h/an à puissance nominale sur 20 ans à travers un transformateur de 170 kV. L'intensité énergétique s'établit à 0,054 MJ d'énergie primaire consommée par MJ d'électricité produite, ce qui représente un *TRE brut* de 13 mois et un *TRE final* de 5,2 mois pour 11,5 g CO_{2éq}/kWh.
- Une étude canadienne de 2005 de l'Université de Newfoundland [18] utilise l'analyse du cycle de vie par *modèle de chaîne de production* (PCA) pour étudier le cas intéressant d'un système autonome d'éoliennes au Canada, reliées à un ensemble d'électrolyseurs et de piles à combustibles à hydrogène. Ils intègrent les inventaires disponibles élaborés par différents auteurs : de 0,0286 à 0,0328 MJ/kWh (0,00794 à 0,00911 kWh primaire/kWh) et 3,71 à 10,0 g CO_{2éq}/kWh pour les éoliennes (Schleisen, Kemmoku, Voorspools) ; 0,1275 MJ/kWh (0,0354 kWh primaire/kWh) et 19,9 g CO_{2éq}/kWh pour les piles à combustibles (Pehnt, Lassaux) ; 4,32 MJ/kWh (1,2 kWh primaire/kWh) et 11,1 g CO_{2éq}/kWh él pour la production et le stockage d'hydrogène à partir du mixage électrique canadien.
En intégrant l'ensemble des données au calcul d'un système autonome éolienne-pile à combustibles de 500 kW, ils obtiennent une *IE* de 0,372 MJ/kWh (0,103 kWh primaire/kWh) et 40,6 g CO_{2éq}/kWh au maximum, remplaçant avantageusement les unités diesel autonomes couramment utilisées au Canada.
- Dans une étude australienne et danoise connue de l'Université de Sydney et de l'Institut d'Etudes Gouvernementales Locales de Copenhague [19] parue en 2002, les chercheurs passent au crible toutes les analyses de cycle de vie éoliens produites dans le

7 1 kWh \equiv 3,6 MJ (conversion physique électricité-chaleur 100%)

monde pour souligner leur dispersion et le manque de fiabilité de certaines études (méthodologies douteuses, bases de données imprécises). De fait, les *IE* répertoriées s'étalent de 0,014 à 1 kWh consommée par kWh électrique produit sur la durée de vie, avec des *FCE* de 7,6% à 50,4% !

Ils éliminent d'emblée les études inconsistantes et appliquent ensuite une méthode de standardisation (analyse entrée-sortie) aux études considérées comme fiables en ramenant toutes les analyses de cycle de vie éolien à un *FCE* de 25% et une durée de vie de 20 ans pour calculer une *IE normalisée* et un *TRE normalisé* (celui-ci tient compte d'un facteur de conversion moyen de 0,35 kWh él/kWh d'énergie primaire).

Ils obtiennent en moyenne une *IEN* de 0,062 kWh primaire consommé par kWh éolien produit, et un *TREN* moyen de 5,2 mois.

Ils terminent leur étude par une analyse de sensibilité de ces résultats aux différents paramètres d'entrée tels que le pays de fabrication (intensité carbone du kWh, matériaux, méthodes de fabrication, efficacité énergétique du procédé), le recyclage des matériaux, le type de maintenance, le choix du béton ou de l'acier pour la fabrication de la tour.

- Une célèbre étude danoise [20] du Laboratoire National Risø parue en 2000 dresse un des premiers inventaires précis par bilan de matière pour l'analyse de cycle de vie complète (de l'extraction au recyclage) en énergie et émissions d'une ferme éolienne sur mer et d'une ferme éolienne sur terre. Elle conduit à un *TRE* de 4,68 mois pour la première et 3,12 mois pour la seconde sur 20 ans de fonctionnement. Leurs émissions de GES sont de 16,5 g CO₂éq/kWh et 9,7 g CO₂éq/kWh, respectivement.

études LCA (éoliennes, parcs éoliens)	référence	[13]	[15]	[16]	[17]
	année	2011	2009	2009	2009
puissance nominale	(MW)	5,0	2,0	4,5	5
facteur de charge équivalent <i>FCE</i>	(%)	44,5	22,8	30	53
intensité énergétique <i>IE</i>	(kWh EP/kWh _{élec})	0,137	0,020	0,082	0,054
<i>EROI</i>		21,9	31	36,6	46,3
temps de retour énergétique <i>TRE</i> brut	(mois)	32,9	4,8	19,8	13,0
<i>TRE</i>	(mois)	8,8	1,7	6,9	5,2
<i>TRE</i> /durée de vie	(%)	3,7	0,7	2,9	2,2
bilan carbone	(gCO ₂ /kWh _{élec})	32,0	–	15,8	11,5

Tableau récapitulatif (éoliennes individuelles et parcs éoliens)

Pour être complet, il faut mentionner également l'étude récente (2009) d'un chercheur australien de l'université de Melbourne [21] qui procède à une extension des frontières de calcul du cycle de vie éolien par une *méthode hybride* combinant les méthodes IOA et CPA. Critiquant la dispersion des études antérieures dues aux différentes méthodes utilisées et aux fortes variabilités des caractéristiques des installations éoliennes étudiées, il inclut un certain nombre de coûts supplémentaires d'ordre économique (emprunts et amortissement de capitaux aux différentes étapes de fabrication) dans la fabrication des matériaux, la publicité, les services, les systèmes annexes de fonctionnement et de transport électrique, etc. Il en résulte une forte augmentation de l'énergie grise estimée (84,2 TJ ou 23,4 GWh, au lieu de 18,7 TJ ou 5,2 GWh par éolienne de 3 MW) mais aussi de l'énergie produite (par le biais du facteur de conversion EP/kWh), de sorte que l'*IE* éolienne reste de l'ordre de 5%, identique à celle obtenue par les études précédentes ! Le *TRE* est évalué à 12 mois, et la taille de l'éolienne n'appa-

raît pas influencer significativement le retour énergétique sur investissement ($EROI = 21$ pour 0,85 MW et 23 pour 3 MW).

À titre d'exemple, la répartition des coûts énergétiques d'une éolienne terrestre de 4,5 MW s'établit ainsi : 75,2% dans sa construction ; 22,3% dans les divers transports ; 7,5% dans sa phase opérationnelle ; -5% récupérés dans la phase de démantèlement-recyclage.

L'investissement énergétique dans la fabrication d'une éolienne Gamesa de 2 MW [15] est distribué entre la nacelle (77,1%), la tour (12,7%), le rotor (8,9%) et les fondations (1,4%).

On peut utilement consulter quelques analyses de cycle de vie éolien complètes accessibles sur internet, comme celles qui ont été réalisées par des bureaux d'étude danois pour la fabrication et le recyclage des éoliennes Vestas [22].

3. Conclusions

Toutes les analyses de cycle de vie rigoureuses et indépendantes menées par les plus grands laboratoires universitaires dans le monde montrent que l'énergie éolienne est de loin celle qui offre le plus faible temps de retour énergétique parmi tous les systèmes de production électrique, renouvelables ou non. *L'investissement éolien est donc, avec les investissements dans l'économie et l'efficacité énergétiques, l'investissement productif électrique le plus efficace à réaliser en urgence pour le remplacement progressif des centrales nucléaires.*

Références bibliographiques

- [1] *Baromètre éolien -Eurobserv'er*, Le journal de l'éolien 8 (février 1011)
- [2] *La politique énergétique du Danemark. Vers un scénario 100% renouvelable en 2050*, T. de LAROCHELAMBERT (mars 2011)
<http://www.sortirdunucleaire.org/index.php?menu=sinformer&sousmenu=themas&soussousmenu=solutions&page=5>
- [3] *L'urgence énergétique (IV). Le nucléaire entre dogme et réalité*, T. de LAROCHELAMBERT (avril 2007)
http://www.gaucherepublicaine.org/_archive_republica/2_article.1180....._L-urgence-energetique-IV-Le-nucleaire-entre-dogme-et-realites.htm
- [4] *Life-cycle assessment for energy analysis and management*, H. A. UDO DE HAES, R. HEIJUNDS, *Applied Energy* 84 (2007) 817-827
- [5] Society of Environmental Toxicology and Chemistry (<http://www.setac.org/>)
- [6] International Organization for Standardization (<http://www.iso.org/>)
- [7] United Nations Environment Programme (<http://www.unep.org/>)
- [8] <http://www.epa.gov/ORD/NRMRL/lcaccess/>
- [9] <http://www.netzwerk-lebenszyklusdaten.de/cms/content/site/lca/Home>
- [10] <http://lct.jrc.ec.europa.eu/>
- [11] *Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies*, M. PEHNT, *Renewable Energy* 31 (2006) 55-71
- [12] *Life cycle greenhouse gas (GHG) emissions from the generation of wind and hydro power*, H. L. RAADAL et al., *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (2011) 3417-3422
- [13] *Life cycle assessment of the offshore wind farm alpha ventus*, H-J. WAGNER et al., *Energy* 36 (2011) 2459-2464

- [14] *Meta-analysis of net energy return for wind power systems*, I. KUBISCZEWSKI, C. J. CLEVELAND, P. K. ENDRES, *Renewable Energy* 35 (2010) 218-225
- [15] *Life cycle assessment of a multi-megawatt wind turbine*, E. MARTINEZ et al., *Renewable Energy* 34 (2009) 667-673
- [16] *Life cycle analysis of 4,5 MW and 250 W wind turbines*, B. TREMEAC, F. MEUNIER, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2009) 2104-2110
- [17] *Life cycle assessment of a floating offshore wind turbine*, J. WEINZETTEL et al., *Renewable Energy* 34 (2009) 742-747
- [18] *Life cycle analysis of wind-fuel cell integrated system*, F. I. KHAN et al., *Renewable Energy* 30 (2005) 157-177
- [19] *Energy and CO2 life-cycle analyses of wind turbines – Review and applications*, M. LENZEN, J. MUNKSGAARD, *Renewable Energy* 26 (2002) 339-362
- [20] *Life cycle assessment of a wind farm and related externalities*, L. SCHLEISNER, *Renewable Energy* 20 (2000) 279-288
- [21] *Life cycle energy and greenhouse emissions analysis of wind turbines and the effect of size on energy yield*, R. H. CRAWFORD, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2009) 2653-2660
- [22] <http://www.vestas.com/en/about-vestas/sustainability/wind-turbines-and-the-environment/life-cycle-assessment-%28lca%29.aspx>