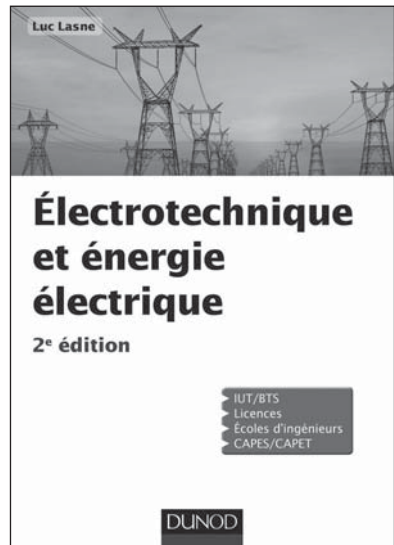


ÉNERGIE ÉLECTRIQUE ÉOLIENNE

CHEZ LE MÊME ÉDITEUR



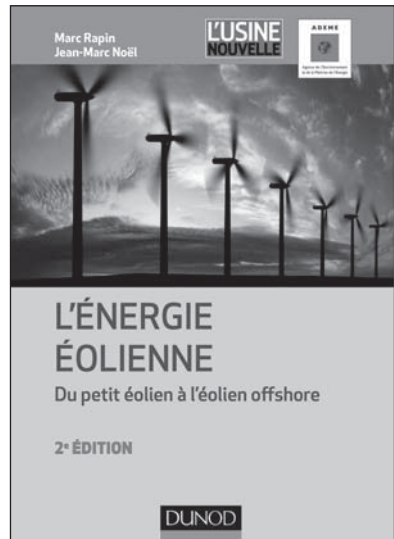
Michel PINARD
La commande électronique des machines, 400 p.



Luc LASNE
Électrotechnique et énergie électrique, 2^e édition, 304 p.



Gregor HÄBERLE *et al.*
Génie électrique, 496 p.



Marc RAPIN, Jean-Marc NOËL
L'énergie éolienne, 2^e édition, 352 p.

Brendan Fox, Leslie Bryans,
Damian Flynn, Nick Jenkins,
David Milborrow, Mark O'Malley,
Rick Watson, Olimpo Anaya-Lara

**L'USINE
NOUVELLE**

ÉNERGIE ÉLECTRIQUE ÉOLIENNE

Production, prévision
et intégration au réseau

Traduction et adaptation française : **Daniel Gouadec**

2^e édition

DUNOD

Cet ouvrage est la version française traduite, adaptée et mise à jour de l'ouvrage
de Brendan Fox, Leslie Bryans, Damian Flynn, Nick Jenkins, David Milborrow,
Mark O'Malley, Richard Watson and Olimpo Anaya-Lara

publié en langue anglaise sous le titre :

Wind Power Integration, Connection and System Operational Aspects, 2nd edition.

Original English Language Edition published by The IET,

First edition © 2007,
Second edition © 2014

All Rights Reserved.

Conseiller éditorial : Luc Lasne

Illustration de couverture :
Turbine © Rob Bouwman – Fotolia.com

Le pictogramme qui figure ci-contre mérite une explication. Son objet est d'alerter le lecteur sur la menace que représente pour l'avenir de l'écrit, particulièrement dans le domaine de l'édition technique et universitaire, le développement massif du photocopillage.

Le Code de la propriété intellectuelle du 1^{er} juillet 1992 interdit en effet expressément la photocopie à usage collectif sans autorisation des ayants droit. Or, cette pratique s'est généralisée dans les établissements

d'enseignement supérieur, provoquant une baisse brutale des achats de livres et de revues, au point que la possibilité même pour

les auteurs de créer des œuvres nouvelles et de les faire éditer correctement est aujourd'hui menacée. Nous rappelons donc que toute reproduction, partielle ou totale, de la présente publication est interdite sans autorisation de l'auteur, de son éditeur ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC, 20, rue des Grands-Augustins, 75006 Paris).



© Dunod, 2009, 2015 pour la traduction française

5, rue Laromiguière, 75005 Paris
www.dunod.com

ISBN 978-2-10-072464-2

Le Code de la propriété intellectuelle n'autorisant, aux termes de l'article L. 122-5, 2^o et 3^o a), d'une part, que les « copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective » et, d'autre part, que les analyses et les courtes citations dans un but d'exemple et d'illustration, « toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite » (art. L. 122-4).

Cette représentation ou reproduction, par quelque procédé que ce soit, constituerait donc une contrefaçon sanctionnée par les articles L. 335-2 et suivants du Code de la propriété intellectuelle.

TABLE DES MATIÈRES

Avant-propos	IX
1 • Introduction	1
1.1 Généralités	1
1.2 Énergie mondiale et changement climatique	2
1.3 Énergie éolienne	5
1.4 Options de conception	8
1.5 Parcs éoliens	11
1.6 Aspects économiques	13
1.7 Intégration et variabilité : les points essentiels	15
1.8 Développements futurs	20
2 • Systèmes électriques	23
2.1 Introduction	23
2.2 Principes de base	23
2.3 Alimentation électrique CA	31
2.4 Introduction aux systèmes électriques	37
2.5 Transmission de puissance	47
3 • Technologie éolienne	55
3.1 Introduction	55
3.2 Historique	55
3.3 Options de conception des grandes éoliennes	57
3.4 Extraction d'énergie et régulation de puissance	58
3.5 Éoliennes à vitesse constante	66
3.6 Éoliennes à vitesse variable	75
3.7 Limite de Betz	89

4 •	Intégration de l'énergie éolienne aux réseaux électriques	91
4.1	Introduction	91
4.2	Démarrage du parc éolien	91
4.3	Régulation de la tension du réseau	93
4.4	Gestion de la puissance thermique/active	110
4.5	Gestion de la qualité de l'énergie du réseau	121
4.6	Performance du système en régime transitoire	123
4.7	Problèmes de niveau de défaut	133
4.8	Informations	135
4.9	Protection	136
5 •	Fonctionnement des réseaux électriques	143
5.1	Introduction	143
5.2	Réglage puissance/fréquence	143
5.3	Intégration de sources éoliennes aux systèmes électriques	157
5.4	Équilibrage	216
5.5	Stockage de l'énergie/gestion de la charge	219
6 •	Prévision de production d'énergie éolienne	231
6.1	Introduction	231
6.2	Introduction à la météorologie	232
6.3	Prévision numérique du temps	234
6.4	Prévision par modèle de persistance	236
6.5	Systèmes avancés de prévision de production éolienne	245
6.6	Conclusions	259
7 •	Énergie éolienne et marchés de l'électricité	261
7.1	Introduction	261
7.2	Marché de l'énergie électrique	263
7.3	Équilibrage, capacité et services auxiliaires	266
7.4	Mécanismes de soutien	267
7.5	Coûts	269
7.6	Avantages	271
7.7	Investissement et risque	273
7.8	Évolution des marchés	274

8 • L'avenir	277
8.1 Introduction	277
8.3 Coexistence avec d'autres moyens de production bas carbone	279
8.4 Gestion de la demande	280
Annexe	283
1. La technologie FACTS	283
2. Référentiel technique pour le raccordement de parcs éoliens au réseau de transport	289
Bibliographie	303
Index	315

Le développement de l'énergie éolienne pose, en termes de planification, exploitation et gestion des futurs systèmes de fourniture d'énergie, des défis que la libéralisation du marché de l'électricité depuis les années 1990 n'a fait que renforcer. Nous analyserons ici les principaux obstacles à l'intégration à grande échelle de l'énergie éolienne dans les approvisionnements électriques avant de nous intéresser à quelques solutions nées de la recherche en cours et de l'expérience de terrain en matière d'intégration de l'éolien aux systèmes électriques.

Le développement de l'éolien est favorisé à la fois par l'engagement européen d'accroissement de la part des sources d'énergies renouvelables dans l'approvisionnement électrique (20 % d'ici 2020) et par la baisse considérable du coût des équipements éoliens et donc de celui de l'énergie éolienne. Les coûts de production d'électricité d'origine éolienne sont aujourd'hui pratiquement les mêmes que ceux de l'électricité produite par une centrale à turbine à gaz à cycle combiné (TGCC) là où la vitesse moyenne du vent atteint au moins 8 m/s et l'éolien n'est grevé d'aucune hypothèque quant à la disponibilité et au coût à long terme de la ressource. Côté face, malheureusement, la production d'énergie éolienne est irrégulière et imprévisible. Dans l'incapacité de garantir des approvisionnements réguliers ou « fermes », les exploitants de parcs éoliens souffrent d'un handicap commercial sévère sur les marchés de l'électricité comme le BETTA (accords britanniques de vente et de transport d'électricité). Pour compenser ce handicap et stimuler la production d'électricité verte, certains pays ont mis en place un système de certificats ouvrant droit à l'obligation d'achat d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables (ROC). Ce système garantit aux producteurs d'appréciables compléments de ressources financières et les incite à investir dans l'électricité dite verte. Il devrait permettre d'atteindre l'objectif des 10 %. En fait, l'Allemagne, l'Espagne et l'Irlande ont déjà atteint des taux de pénétration éoliens d'environ 5 % et le Danemark avait déjà atteint un taux de 20 % il y a dix ans.

Le présent ouvrage entend proposer une information aussi complète et variée que possible sur les principaux aspects de l'intégration de l'éolien. Il s'agit aussi bien de permettre à l'ingénieur mécanicien de comprendre la régulation de tension d'un parc éolien et les problèmes liés au maintien de l'alimentation en creux de tension que de permettre à l'ingénieur électricien d'appréhender les caractéristiques aérodynamiques des éoliennes. Il s'agit aussi d'expliquer à l'un et à l'autre le fonctionnement des marchés de l'électricité et, en particulier, de l'électricité d'origine éolienne.

L'introduction retrace l'essor remarquable de l'énergie éolienne depuis 1990, présente les différentes options techniques pour l'extraction de cette énergie, recense les problèmes posés par l'intégration à grande échelle de l'électricité d'origine éolienne aux réseaux et propose quelques solutions envisageables.

L'introduction au génie électrique proposée au chapitre 2 permettra aux ingénieurs non-électriciens de maîtriser les concepts présentés aux chapitres 3 et 4. Le chapitre 3 traite de la technologie des aérogénérateurs et particulièrement des éoliennes à vitesse variable. Le chapitre 4 traite de la connexion des parcs éoliens aux réseaux et de son impact sur la conception de ces réseaux, notamment en l'absence de méthodologies permettant de faire face aux fluctuations de la puissance fournie.

Le chapitre 5 porte sur la question cruciale de l'exploitation du système électrique face à l'imprévisibilité de l'éolien et à la difficulté à le réguler. Des solutions séduisantes se dessinent en matière de stockage de l'énergie avec des options très réalistes et économiques comme les centrales de stockage par pompage stockant la production excédentaire. Le chapitre 6 insiste sur la nécessité de la prévision de production d'énergie éolienne. Il fait valoir les progrès encourageants de la dernière décennie et notamment les prévisions d'ensemble, outil opérationnel fort utile en ce qu'il donne notamment aux gestionnaires de réseaux une indication de la fiabilité des prévisions. Enfin, le chapitre 7 décrit brièvement les principaux types de marchés de l'électricité, analyse les perspectives du marché de l'électricité d'origine éolienne, puis explique et analyse les principaux programmes de soutien aux énergies renouvelables.

Les contenus de l'ouvrage doivent beaucoup à un certain nombre d'ateliers sur l'« Exploitation des réseaux intégrant une part significative d'électricité d'origine éolienne » organisés dans le cadre du réseau de l'EPSRC (Conseil de recherche en ingénierie et en sciences physiques), devenu le réseau BLOWING (Intégration à grande échelle de l'électricité d'origine éolienne aux réseaux électriques). Ils reflètent de nombreuses discussions animées entre les auteurs et les membres du réseau, dont Graeme Bathurst, Richard Brownsword, Edward Clarke, Ruairi Costello, Lewis Dale, Michael Farrell, Colin Foote, Paul Gardner, Sean Giblin, Nick Goodall, Jim Halliday, Brian Hurley, Michael Jackson, Daniel Kirschen, Lars Landberg, Derek Lumb, Andy McCrea, Philip O'Donnell, Thales Papazoglou, Andrew Power et Jennie Weatherill. Janaka Ekanayake, Gnanasambandapillai Ramtharan et Nolan Caliao ont participé à l'élaboration du chapitre 3. Il convient également de mentionner le Dr Shashi Persaud, dont les travaux de doctorat, à Queen's University, à la fin des années 1990, ont contribué à l'élaboration du projet de réseau et qui a, par la suite, participé activement à sa gestion.

Dr. B. Fox, Belfast, novembre 2006.

■ Au sujet de la deuxième édition

La production d'électricité d'origine éolienne augmente sans cesse dans le monde et, notamment, en Chine et aux États-Unis où elle atteint 60 GW. La technologie dominante est celle des éoliennes à vitesse variable dont la puissance tend vers 10 MW. L'éolien offshore gagne également du terrain, notamment au large de

l'Europe du Nord-Ouest, le Royaume-Uni occupant la première place avec plus de 3 000 MW de puissance installée. Mais les coûts de l'éolien offshore demeurent élevés et l'objectif des dix prochaines années sera de les rapprocher de ceux du nucléaire.

Les résistances à l'éolien se développent presque aussi vite que l'éolien lui-même. Les critiques se concentrent sur l'impact visuel des parcs éoliens terrestres – ce qui se comprend dans les zones à forte densité de population. Et les opposants ciblent particulièrement le coût de l'éolien offshore, que justifie pour une large part le coût de l'innovation permanente sans laquelle l'offshore ne pourrait pas de développer.

Dans la présente deuxième édition d'Énergie électrique éolienne les chiffres ont été mis à jour et les auteurs mettent l'accent sur des réponses économiques aux défis posés par l'accroissement rapide des capacités de production. Ils prennent également en compte les limites à la pénétration de l'éolien, en espérant que cette nouvelle édition sera utile aux ingénieurs et techniciens et nourrira un débat rationnel sur les possibilités de contribution de l'éolien au développement d'un système durable d'approvisionnement en électricité.

Brendan Fox, Belfast, décembre 2013.

1.1 Généralités

Le développement des sources d'énergie renouvelables doit tout, ou presque, aux préoccupations écologiques liées au réchauffement climatique ainsi qu'au prix des combustibles fossiles et aux inquiétudes nées de leur probable épuisement. Une batterie de politiques visant au développement de technologies « neutres en carbone » a été mise en œuvre. On note sans surprise que la croissance initiale (depuis 1980) la plus marquée est intervenue dans des pays ou états comme la Californie, le Danemark, l'Allemagne et l'Espagne, dispensant généreusement des aides et subventions « vertes ». Plus près de nous, de grandes avancées ont été réalisées aux États-Unis dans leur ensemble, en Chine, en Inde, au Portugal et en Irlande. En 2012, la part de l'éolien était de 28 % au Danemark, 16 à 18 % en Irlande, Espagne et Portugal, plus de 10 % en Allemagne et plus de 6 % au Royaume-Uni, en Roumanie et en Grèce (Wiser et Bolinger, 2013).

La production d'énergie éolienne a crû de 25 % (taux cumulé) pendant bien plus d'une décennie pour atteindre une capacité totale installée de 280 GW à mi-2013. La capacité de production annuelle d'électricité correspondant à ce niveau de production d'énergie éolienne est d'environ 540 TWh soit un peu moins que la consommation annuelle de la France. Le développement de la technologie s'est accompagné d'une amélioration de la fiabilité et d'une réduction des coûts de production (qui se rapprochent de ceux des autres sources d'énergie thermiques et renouvelables).

La question insidieuse est la suivante : « Que se passe-t-il lorsque le vent cesse de souffler ? ». En fait, ce qui pose problème n'est pas tant l'absence de vent que son irrégularité et donc la variabilité et l'incertitude des approvisionnements. Pourtant, plusieurs études ont quantifié le coût, modeste, de l'intermittence et de l'incertitude et ont également établi que l'électricité d'origine éolienne peut s'avérer plus avantageuse que l'électricité d'origine thermique.

En fait, ce qui caractérise l'éolien, c'est sa variabilité. L'intermittence caractérise les centrales thermiques, qui sont susceptibles de se déconnecter instantanément.

Aujourd'hui, le diamètre des grandes éoliennes de réseaux dépasse couramment 100 m pour une puissance de 6 MW et on attend des modèles plus grands. En ce qui concerne les éoliennes hors réseau, elles sont généralement beaucoup plus petites et leurs critères de rentabilité commerciale diffèrent car l'utilisation de combustibles importés peut accroître leurs coûts de production.

À la fin du premier semestre 2013, la capacité de production de l'éolien offshore approchait 5 000 MW. Cette capacité devrait croître en raison de l'impact environnemental réduit de l'éolien en mer. Son déploiement rapide au Danemark, en Allemagne, en Irlande, au Royaume-Uni et ailleurs dans le monde devrait contribuer à renforcer la croissance de la capacité de production d'électricité d'origine éolienne, qui pourrait dépasser 300 GW fin 2013.

1.2 Énergie mondiale et changement climatique

La demande mondiale d'énergie primaire a plus que doublé entre 1971 et 2010 et devrait augmenter encore de 40 % d'ici 2020. Au cours des 30 dernières années, la part du gaz naturel a augmenté, au détriment de celle du pétrole. Ainsi, en 2003, le gaz naturel représentait 21 % de l'énergie primaire et 19 % de l'énergie de production d'électricité dans le monde (Agence internationale de l'énergie, 2013). Utilisé pour le chauffage ou la production d'électricité, le gaz naturel. Ceci explique pourquoi les émissions de dioxyde de carbone n'ont pas augmenté ces quarante dernières années au même rythme que la demande d'énergie (elles n'ont pas tout à fait doublé). Pour autant, les gouvernements du monde entier cherchent toujours, dans le cadre de la lutte contre le réchauffement climatique, à réduire les émissions de dioxyde de carbone. Des négociations se poursuivent sous les auspices des Nations unies et, en décembre 1997, au sommet de Kyoto, il a été décidé de réduire les émissions globales de gaz à effet de serre de 5 % entre 1990 et 2008-2012 et des objectifs nationaux ont été fixés. Le protocole de Kyoto est entré en vigueur le 16 février 2005.

Prorogé jusqu'à 2020 en décembre 2012, il n'a pas été ratifié par les États-Unis et la Chine, et ne concerne donc qu'environ 15 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre.

1.2.1 Énergies renouvelables

En 2010, les énergies renouvelables représentaient 12,2 % de la consommation mondiale d'énergie primaire (hydraulique : 2,3 % ; combustibles renouvelables et déchets : 10 % ; géothermique, solaire et éolien : 0,9 %). Les combustibles renouvelables servant principalement au chauffage, les proportions en matière de production d'électricité diffèrent sensiblement. Elles étaient de 16 % pour l'hydraulique et 3,7 % pour les combustibles renouvelables, la géothermie, le solaire et l'éolien. Même si les pays développés continuent à construire des centrales hydrauliques, l'effort en matière d'énergies renouvelables se concentre sur l'éolien, le solaire et la biomasse. En 2010, la production mondiale d'électricité d'origine hydroélectrique atteignait 3 428 TWh, contre 792 TWh pour l'ensemble des autres sources d'énergie renouvelable (source : International Energy Agency, 2012).

Le développement de l'énergie hydroélectrique n'est confronté à aucune contrainte technique ou économique, mais il exige, à grande échelle, de vastes barrages condamnant des surfaces importantes, et les sites potentiels se raréfient. Ceci explique pourquoi les projets d'aménagement hydroélectrique sont exclus de la

plupart des programmes d'aide au développement des énergies renouvelables. Certains aménagements de petite envergure, comme les *centrales au fil de l'eau*, sont généralement soutenus mais leurs coûts de production tendent à être plus élevés. Bien que la technologie soit parfaitement maîtrisée, les projets de barrages pour centrales marémotrices risquent d'être confrontés aux mêmes obstacles. La technologie marémotrice, qui consiste à exploiter les courants des marées au moyen d'hydroliennes (conceptuellement semblables aux éoliennes) fait l'objet de vastes programmes de recherches menées par l'Union européenne. Plusieurs prototypes sont actuellement testés. De même, l'énergie houlomotrice (énergie des vagues) est à un stade de développement similaire : des recherches sont menées par l'OCDE et plusieurs prototypes sont actuellement en phase de test.

1.2.2 Plans et programmes de soutien

Bien que certaines sources d'énergie renouvelable soient d'ores et déjà compétitives face aux énergies d'origine fossile, leur caractère émergent est reconnu via diverses mesures incitatives :

- *Les subventions* : elles sont au moins partiellement responsables de la forte croissance de l'énergie éolienne en Californie au début des années 1980 (au même titre que d'importantes subventions à la production). En Europe, les subventions gouvernementales, autrefois courantes, sont devenues rares.
- *L'achat de l'énergie générée (contrats d'obligation d'achat)* : plusieurs pays européens ont soutenu les énergies renouvelables par l'achat, à prix convenu, de chaque unité d'électricité d'origine renouvelable (le prix d'achat étant souvent calculé en pourcentage du prix à la consommation). Les systèmes d'achat danois et allemand ont stimulé les marchés de manière extrêmement efficace. En Allemagne, le système de soutien à l'énergie éolienne est maintenant plus complexe, car il s'adapte à la vitesse du vent selon les sites.
- *Les appels d'offres* : correspondant par exemple au mécanisme de l'obligation d'utilisation de combustibles non fossiles (NFFO). Les exploitants répondent à des appels d'offres en s'engageant sur un prix et des volumes de fourniture d'électricité. Ceux dont les offres se situent sous la barre fixée par le gouvernement en fonction de la capacité requise obtiennent des contrats de vente d'énergie à long terme. Ce système, qui a connu diverses variantes au Royaume-Uni, a été copié en France et en Irlande, mais sera bientôt remplacé.
- *Les subventions partielles du coût de l'énergie* : illustrées par les crédits d'impôt aux États-Unis (*PTC-Production Tax Credit*). Les projets visant à favoriser les énergies renouvelables bénéficient d'une prime de 0,021 \$ (soit 0,0168 €) pour chaque unité d'électricité produite à partir d'une source renouvelable.
- *Les systèmes de certificats verts* : caractérisant notamment la politique d'encouragement à l'utilisation de sources d'énergie renouvelables aux États-Unis (*Renewables Portfolio Standard*) et en Grande-Bretagne (*Renewables Obligation*). Les fournisseurs d'électricité doivent s'engager à inclure dans leur offre, à échéances déterminées, un pourcentage minimum d'électricité d'origine renouvelable. Le non-respect de l'engagement est sanctionné par des amendes (*buy-out payments*).

Les contrats d'obligation d'achat sont un excellent stimulant au développement des énergies renouvelables mais n'incitent pas à réduire les prix. Le système allemand actuel tente de surmonter cette difficulté en réduisant les prix d'achat d'année en année. Certains systèmes reposant sur un principe de concurrence (comme la législation NFFO) ont parfois eu moins d'impact sur le développement des énergies renouvelables, mais ont induit une baisse des coûts, comme au Royaume-Uni.

■ Énergies renouvelables en Europe et au Royaume-Uni : capacité et objectifs

La directive EU 2009/28/EC – relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables –, mise en œuvre en décembre 2010 a fixé aux États membres des objectifs ambitieux tels que, pour 2020, la part des énergies renouvelables dans l'Union européenne atteigne 20 % (et 10 % de manière spécifique dans le secteur du transport).

L'objectif fixé pour le Royaume-Uni est de 15 % d'énergies renouvelables en 2020. Un programme national détaille les mesures qui doivent permettre d'atteindre cet objectif. Le gouvernement britannique juge l'objectif raisonnable et prévoit de l'atteindre en fixant la part des énergies renouvelables à :

- environ 30 % pour l'électricité (dont 2 % produits par des unités de taille réduite) ;
- 12 % pour le chauffage ;
- 10 % pour le transport.

■ Instruments

Le principal instrument utilisé au Royaume-Uni depuis 2002 pour stimuler la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables est le certificat d'achat d'énergie renouvelable (Renewable Obligation ou RO). Plus récemment, les petits producteurs ont été encouragés via un système de rachat d'énergie.

Les obligations d'achat d'énergie d'origine renouvelable sont apparues en 2002 en Angleterre, au Pays de Galles et en Écosse et en 2005 en Irlande du Nord. Elles font obligation aux fournisseurs d'électricité du Royaume-Uni d'inclure dans leur électricité une part croissante d'électricité produite à partir de sources renouvelables. Ces certificats verts sont délivrés par les autorités aux producteurs exploitant des générateurs agréés alimentés par des énergies renouvelables pour des volumes prédéfinis. Ces exploitants peuvent céder leurs certificats aux fournisseurs d'énergie qu'ils alimentent et qui peuvent ainsi prouver ainsi qu'ils ont respecté leur obligation.

Les fournisseurs qui n'auraient pas respecté leur obligation (producteurs présentant un nombre insuffisant de certificats d'achat) doivent verser le montant correspondant à un fonds de « rachat ». Une fois les frais administratifs prélevés, le fonds est péroréqué entre les fournisseurs en fonction du nombre de certificats qu'ils ont produits.

En 2011-2012, 34,8 millions de certificats ont été émis et la production totale des centrales à énergies renouvelables agréées a atteint 31 TWh, soit 34 % de plus qu'en 2010-2011 pour une consommation totale d'électricité de 308 TWh et un coût total supplémentaire de 1,45 milliard de livres (OFGEM 2013).

Les certificats d'obligation d'achat vont être remplacés par des contrats sur différence. Ces contrats visent à stimuler les investissements dans les technologies bas carbone (incluant les renouvelables, le nucléaire et les certificats de capture et de stockage de carbone) en permettant de prévoir les flux de rentrées financières. Ils devraient encourager les investisseurs en réduisant le risque et en facilitant l'accès à un financement plus avantageux. Ce sont des contrats à long terme qui remboursent au producteur la différence entre un prix de référence (estimation du prix de marché de l'électricité) et un prix d'exercice (estimation du prix à long terme nécessaire pour déclencher l'investissement dans une technologie donnée). Ceci a pour effet de protéger les producteurs contre la volatilité des prix sur le long terme, réduisant ainsi significativement le risque commercial et favorisant l'investissement dans les moyens de production à bas carbone au moindre coût pour les consommateurs.

L'hypothèse de prix d'exercice est de 130 €/MWh pour l'éolien terrestre et de 202 €/MWh pour l'éolien offshore. Ces prix seront en vigueur de 2014/2015 (signature des premiers contrats) à 2018/2019 (Department of Energy and Climate Change / Ministère de l'énergie et du changement climatique, 2013). Un projet de directive européenne visant à promouvoir la production d'électricité verte fait référence à ce même objectif (non contraignant).

1.3 Énergie éolienne

1.3.1 Contexte

Le potentiel mondial de production d'énergie éolienne a doublé tous les trois ans entre 1990 et 2005, *ce qui fait de l'éolien la technologie ayant connu la plus forte croissance*. Le rythme de la croissance s'est légèrement ralenti depuis 2000 mais entre 2000 et 2012, elle a doublé tous les 3,05 ans, avec une croissance annuelle cumulée de 25 %. La figure 1.1 montre l'évolution de la capacité installée pendant cette période.

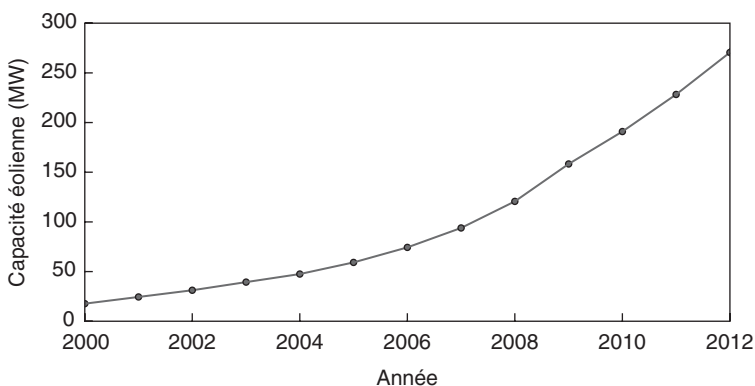


Figure 1.1 – Croissance de la capacité éolienne mondiale, 2000-2012

À la fin de 2012, les États-Unis occupaient la première place en matière d'éolien avec 62,2 GW, suivis par la Chine avec 60,8 GW, l'Allemagne avec 31,3 GW et l'Espagne avec 22,8 GW. La capacité mondiale de l'éolien était de 270 GW fin 2012. L'éolien produisait environ 25 % de l'électricité consommée dans l'Ouest du Danemark et la puissance produite par les éoliennes couvrait parfois la consommation totale du Jutland.

La capacité totale de l'éolien offshore était de 4 969 MW fin 2012 avec 2 679 MW pour le Royaume-Uni, 922 MW pour le Danemark, 380 MW pour la Belgique et 247 MW pour les Pays-Bas. Les projets d'installations offshore sont nombreux et, si les objectifs de capacité fixés pour 2020 par les programmes nationaux d'énergie renouvelable aux États-Unis sont atteints, la capacité américaine de production de l'éolien offshore atteindra 41 GW à cet horizon. Le coût d'installation de l'éolien offshore est notablement plus élevé mais il est en partie compensé par la productivité énergétique accrue du fait de vitesses de vents supérieures. Les parcs sont également plus vastes et les effets sur l'environnement sont moindres.

La plupart des parcs éoliens offshore sont construits en eau peu profonde, non loin du rivage. Les types de fondations varient. Les plus courantes sont les fondations monopiles. Lorsque la profondeur dépasse 30 m, l'option de la plateforme flottante devient très intéressante. De nombreux prototypes sont en cours d'expérimentation et la recherche se concentre sur les questions de faisabilité et de coûts selon les options.

Cette croissance rapide a été stimulée par les différents systèmes d'aides et d'incitations financières, mais également par les très rapides avancées technologiques. L'amélioration de la fiabilité et la conception d'éoliennes de plus grande taille ont permis d'accroître la puissance fournie. Les économies d'échelle n'améliorent pas les performances de manière significative, mais, avec des éoliennes plus grandes sur des tours plus hautes, les vitesses de vent captées sont plus élevées. L'évolution technologique s'est accompagnée d'une baisse des coûts due, pour partie, aux économies d'échelle et, pour partie, à l'amélioration des techniques de production. Le succès de l'éolien vient également de la prise de conscience de la disponibilité de la ressource (surtout en matière d'éolien *offshore*) et du fait que les coûts de l'éolien se rapprochent de ceux des sources thermiques *classiques*. Dans certains cas, le prix de l'électricité d'origine éolienne est inférieur à celui de l'électricité d'origine thermique.

1.3.2 Évolution de la taille et de la puissance des éoliennes

Les premières éoliennes, dans les années 1980, étaient plutôt petites (15 à 20 m de diamètre pour une puissance de 50 à 100 kW) mais la puissance des éoliennes en exploitation commerciale a augmenté régulièrement. La figure 1.2 représente la puissance moyenne des éoliennes installées en Allemagne de 2000 à 2012. Au cours de cette même période, la puissance nominale moyenne des éoliennes a plus que doublé, passant de 1 114 kW à 2 419 kW.

En même temps que la puissance nominale des éoliennes augmentait, les moyeux s'élevaient. En règle générale, la hauteur du moyeu est égale au diamètre du rotor, mais de nombreux fabricants proposent des tours plus élevées – en option – pour

permettre une production plus importante. Plusieurs éoliennes d'un diamètre d'environ 70 m ont un moyeu à 100 m de hauteur.

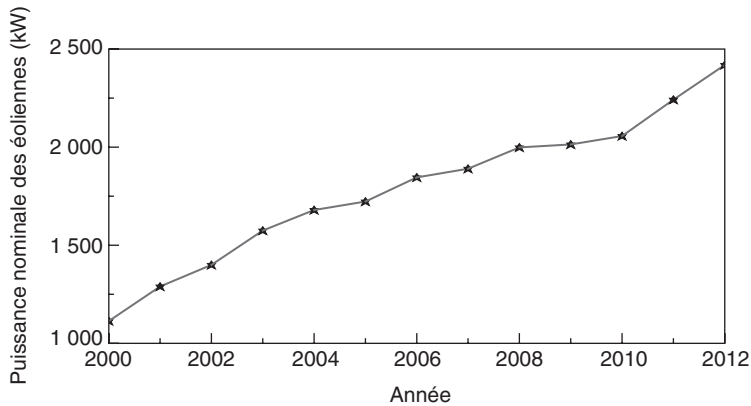


Figure 1.2 – Puissance nominale moyenne des éoliennes – Allemagne

Une autre façon d'augmenter le rendement énergétique est d'augmenter le taux d'utilisation du générateur. Mais étant donné que les vitesses de vent capables de générer la puissance de sortie maximale ne sont disponibles que quelques heures par an, il n'y a aucun intérêt économique à installer des générateurs à grande puissance. Pour tenir compte des pressions économiques qu'ils subissent, la plupart des fournisseurs d'éoliennes ont fixé à environ 400 W/m^2 les puissances nominales maximales des rotors. Une éolienne de 40 m de diamètre commercialisée au début des années 1990 avait donc une puissance d'environ 500 kW. Pour une vitesse moyenne de vent de 7,5 m/s et avec une distribution normale des vitesses de vent, elle pouvait atteindre sa puissance maximale en sortie pendant environ 8 % de l'année. La puissance nominale des éoliennes a cependant augmenté, tendant vers 600 W/m^2 pour les éoliennes les plus puissantes, car la concurrence est de plus en plus forte.

Les éoliennes de forte puissance ne conviennent pas aux sites à vitesses de vent faibles. Pour ce genre de sites, les fabricants proposent des éoliennes à grand rotor et puissance nominale modeste. Ainsi, le fabricant d'éoliennes Vestas propose une machine de 2 MW avec rotor de 110 m de diamètre pour les sites à vitesses de vent faibles, une machine de même puissance mais avec rotor de 80 m de diamètre pour les sites à vitesses de vent élevées, et diverses autres options.

1.3.3 Productivité énergétique

Conjuguée aux effets d'échelle aérodynamique et aux progrès dans la conception des éoliennes, l'augmentation de la taille et de la puissance débitée par le rotor a permis d'accroître considérablement la production d'énergie. La figure 1.3 montre que la production annuelle, par unité de surface, augmentent de plus de 50 % lorsque le diamètre du rotor passe de 20 à 80 m. Ce chiffre a été obtenu, pour une vitesse de vent de 7 m/s à 30 m, à partir de données réelles d'exploitation

communiquées par les fabricants d'éoliennes. Nous avons supposé que la vitesse du vent augmente avec l'altitude selon un profil de vitesse en $1/7$.

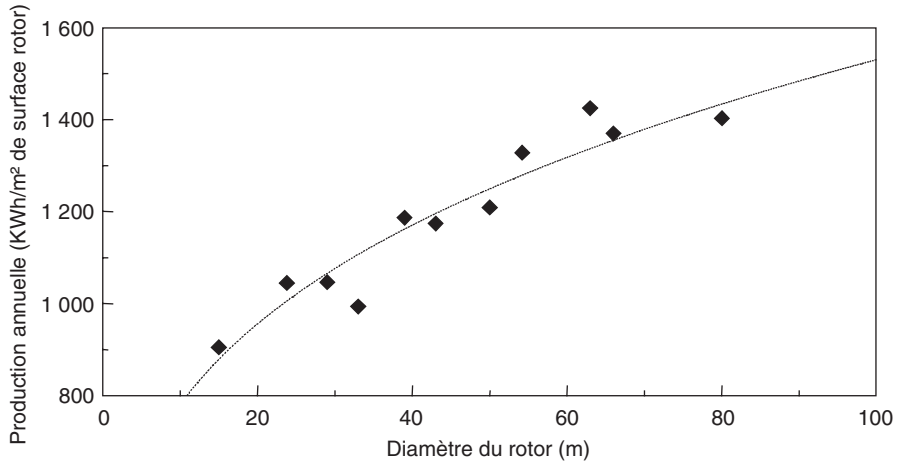


Figure 1.3 – Production annuelle des rotors des éoliennes

1.4 Options de conception

Le rendement énergétique est certes un critère important, mais le prix l'est aussi, et les concepteurs recherchent en fait le meilleur rapport rendement/coût. Le choix se fait entre les modèles les plus simples, à vitesse constante et générateur asynchrone, *régulés par décrochage aérodynamique* (de moins en moins nombreux depuis le début du siècle) et les modèles sophistiqués à entraînement direct et vitesse variable, dotés d'équipements de conditionnement d'énergie capables de délivrer un facteur de puissance capacitif ou inductif.

Les deux systèmes permettent de multiples permutations et, même si le nombre de types de machines commercialisées s'est réduit, on ne peut pas réellement parler d'uniformisation. Les rotors sont aujourd'hui majoritairement de type tripale (à trois pales) montés sur une tour d'acier. L'essentiel des équipements est installé dans la nacelle que des dispositifs hydrauliques orientent face au vent.

1.4.1 Pales

Les pales des éoliennes sont faites d'une variété de matériaux, dont l'aluminium, l'acier (pour le longeron), le bois-époxy et le plastique renforcé de fibres de verre – ces deux derniers matériaux étant désormais les plus répandus parce qu'ils permettent le meilleur rapport résistance-poids-coût. Le poids de l'éolienne étant le facteur de coût dominant, il doit être le plus faible possible. Les éoliennes comptent généralement pour 65 à 75 % du coût total d'un parc éolien et les remboursements du capital représentent généralement environ 75 % des coûts de production d'électricité.

Les éoliennes tripales présentent de nombreux avantages, qui expliquent leur popularité :

- Le moment d’inertie des pales sur l’axe de lacet, défini par la direction du vent, ne varie pas sensiblement, quelle que soit la disposition des pales. Ceci permet de minimiser les forces cycliques gyroscopiques qui posent problème pour l’orientation des éoliennes bipales.
- Elles tournent plus lentement et sont donc moins bruyantes.
- Le mouvement de rotation d’un rotor tripale est plus esthétique, ce qui n’est pas une mince vertu aux yeux des planificateurs.

Contrairement à ce qu’on pourrait penser, les rotors tripales ne sont que légèrement plus lourds que les rotors bipales (d’environ 15 %). Il a un moment semblé que le nouveau marché de l’*offshore* pourrait faire la part belle aux rotors à deux pales, puisque l’impact sonore et visuel est moins important qu’à terre, mais il n’y a pour l’instant aucun signe de confirmation de cette hypothèse.

Les éoliennes étant de grandes structures, leur poids, particulièrement celui des pales, est crucial. En effet, si on allège le rotor, on peut alléger le moyeu, la nacelle et la tour. On peut estimer que le poids des pales augmente en fonction du cube du diamètre du rotor, ce que confirme une analyse des poids de rotors pour des pales de 20 à 100 m. Les connaissances acquises au fil des années sur l’aérodynamique du rotor et sur la charge des pales ont permis de réduire significativement le poids des éoliennes.

1.4.2 Contrôle-commande des éoliennes et entraînement

Depuis 2000, deux types d’éoliennes se partagent à peu près également le marché : les éoliennes à pales fixes, régulées par décrochage aérodynamique, d’une part, et les éoliennes régulées par variation de calage des pales, d’autre part. Les éoliennes à régulation par décrochage aérodynamique ne nécessitent pas de systèmes potentiellement fragiles de variation de calage des pales, mais doivent cependant comporter une part de surface mobile pour permettre de réguler la vitesse de rotation jusqu’à ce que la vitesse de synchronisme soit atteinte ou en cas de découplage. Ceci étant, les deux types sont très fiables.

Les premières éoliennes étaient majoritairement des éoliennes à vitesse constante et générateur asynchrone. Aujourd’hui, les éoliennes à vitesse variable utilisant un équipement de conditionnement d’énergie (voir Chapitre 3) sont de plus en plus répandues. Le fonctionnement à vitesses réduites abaisse le niveau sonore et améliore légèrement le rendement aérodynamique (et, donc, le rendement énergétique). De plus en plus d’éoliennes sont dépourvues de multiplicateur et entraînent directement un générateur multipolaire.

L’équipement de conditionnement d’énergie permet également d’éviter de prélever de la puissance réactive sur le réseau électrique et permet donc d’économiser le prix de la puissance réactive, souvent facturée. L’exploitant du parc en tirera un avantage supplémentaire s’il est en mesure de vendre à meilleur prix au fournisseur d’électricité de l’énergie à facteur de puissance capacitif.

Les récentes évolutions en matière de technologie de transmission de puissance débouchent sur l’utilisation de générateurs électriques à entraînement direct.

L'allemand Enercon, par exemple, a vendu un grand nombre d'éoliennes de ce type dans le monde entier. Il propose actuellement des éoliennes d'une puissance de 200 à 7 580 kW (et de 127 m de diamètre pour ce dernier modèle).

1.4.3 Récapitulatif des principales options de conception

Tableau 1.1 – Caractéristiques des éoliennes produisant de l'électricité
CA : courant alternatif ; CC : courant continu.

Diamètre du rotor	Jusqu'à 164 m (8 MW)
Nombre de pales	Généralement trois, parfois deux, rarement une.
Matériau de la pale	Généralement fibre de verre. De plus en plus souvent plastique renforcé par fibre de verre.
Orientation du rotor	Généralement face au vent en amont de la tour. Certaines sous le vent.
Vitesse de rotation	À vitesse fixe (\approx 10 tours/min pour 100 m de diamètre, plus vite si l'éolienne est plus petite, moins vite si l'éolienne est plus grande). De plus en plus d'éoliennes sont à vitesse variable.
Régulation de puissance	Les méthodes les plus courantes sont les suivantes : – « régulation par décrochage aérodynamique » : pales fixes mais décrochage aérodynamique par grand vent (moins répandue aujourd'hui) ; – « contrôle à variation de calage » : rotation d'une partie ou de la totalité de la pale pour limiter la puissance.
Transmission	Généralement, par multiplicateur de vitesse, mais aussi par des entraînements directs (pas de multiplicateur) avec des générateurs multipolaires pour certains modèles commerciaux (de plus en plus répandus).
Générateur	Habituellement asynchrone à quatre ou six pôles. Les générateurs asynchrones à double alimentation étaient généralisés au début du siècle mais les éoliennes à vitesse variable avec électronique de puissance CA/CC/CA gagnent du terrain. Les éoliennes à entraînement direct sont également de plus en plus nombreuses.
Commande de lacet	Des capteurs enregistrent la direction du vent et un vérin oriente le rotor par rapport au vent. Quelques éoliennes s'orientent passivement.
Tours	Le plus couramment en acier, parfois en béton pour les grandes éoliennes. Des pylônes en treillis pour les premières éoliennes.

1.5 Parcs éoliens

La nature des aides a déterminé les modes de développement de l'énergie éolienne. Ainsi, par exemple, la Californie, puis le Royaume-Uni ont principalement commencé par créer des parcs éoliens comptant des dizaines d'éoliennes et parfois même jusqu'à 100 ou plus. En Allemagne et au Danemark, au contraire, les dispositifs d'aide ayant permis aux particuliers et aux petites coopératives d'investir, beaucoup d'éoliennes sont isolées ou groupées par deux ou trois. Les parcs permettent des économies d'échelle, notamment en termes de coûts de génie civil et de raccordement au réseau, et même, le cas échéant, par le biais de *remises de quantité* sur les matériels. Avec les parcs éoliens *offshore* les économies d'échelle sont encore plus importantes et on ne s'étonne donc pas que bon nombre de projets portent sur la mise en place de grands nombres d'éoliennes.

Le tableau 1.2 donne des exemples de paramètres de parcs éoliens *onshore* (terrestre) et *offshore* (marin).

Tableau 1.2 – Principales caractéristiques d'un parc éolien terrestre et d'un parc éolien *offshore*
Source : Bonus Energy A/S, Danemark, www.bonus.dk.

	Parc terrestre	Parc Offshore
Nom du projet	Hagshaw Hill	Greater Gabbart
Localisation	À 50 km au sud de Glasgow dans les Highlands du Sud (Écosse)	30 km environ de Harwich
Caractéristiques du site	Lande élevée entourée de vallées profondes	20 à 32 m de fond
Éoliennes	26 de 600 kW chacune	140 de 3,6 MW chacune
Puissance nominale (MW)	15,6	504
Dimensions des éoliennes	Hauteur du moyeu : 35 m, diamètre du rotor : 41 m	Hauteur du moyeu : 78 m, diamètre du rotor : 107 m
Caractéristiques particulières des éoliennes	Structure des éoliennes modifiée en prévision de vitesses extrêmes de rafales de vent. Pales spéciales antibruit.	Fondations monopiles ; système de conduite très élaboré, avec vidéosurveillance
Implantation des éoliennes	Distribution irrégulière en deux groupes principaux. Espacement type : diamètres de trois rotors.	Polygone 146 km ²
Production d'énergie (MWh) (annuelle)	57 GW	1 750 GW
Période de construction	Août à novembre 1995	2009-2012

Le coût de l'électricité dépend principalement de la vitesse moyenne du vent, qui détermine le rendement énergétique. En gros, le coût de production de l'électricité est trois fois plus élevé sur un site où la vitesse de vent est de 5 m/s que sur un site où elle atteint 8 m/s. Des vents d'environ 5 m/s sont courants sur les cinq continents, loin des côtes, mais les exploitants ne s'en contentent généralement pas. Or, les vitesses de vents atteignent environ 7 m/s dans plusieurs régions côtières et dans une bonne partie du Danemark et même davantage sur de nombreuses îles grecques, dans les cols californiens (sites des premiers développements éoliens) et sur les côtes et les reliefs des Caraïbes, d'Irlande, de Suède, du Royaume-Uni, d'Espagne, de Nouvelle-Zélande et de l'Antarctique.

■ Énergie éolienne *offshore* (en mer)

L'énergie éolienne *offshore* présente plusieurs avantages : elle est abondante, son impact environnemental est minimal, et, en Europe, elle est relativement proche des centres de forte demande d'électricité.

Les vitesses de vent sont généralement plus élevées en mer que sur terre, à l'exception des zones élevées des îles Britanniques, d'Italie et de Grèce. À 10 kilomètres au large, les vitesses sont généralement plus élevées d'environ 1 m/s que sur la côte. Dans certaines zones étendues de la mer du Nord et de la mer Baltique, les vitesses de vent dépassent les 8 m/s (à 50 m) (Hartnell et Milborrow, 2000). La turbulence étant plus faible en mer, les charges de fatigue sont réduites, mais il faut, au stade de la conception de l'éolienne, tenir compte des interactions vent/vagues. On connaît mal les régimes de vent *offshore* et des campagnes de mesures et d'études sont en cours car, si les régimes de vent n'ont pas d'incidence sur l'évaluation de la ressource, il faut, pour calculer les coûts de production, disposer d'estimations exactes.

Le Danemark, la Suède, la Belgique, les Pays-Bas, l'Allemagne, le Royaume-Uni et l'Irlande ont très tôt construit des éoliennes en milieu marin, soit en mer soit sur des brise-lames de port. D'autres implantations sont prévues dans la plupart de ces pays ainsi qu'en Italie, Norvège et Chine. Plusieurs fabricants proposent désormais des éoliennes spécialement conçues pour le marché *offshore*. La plupart ont une puissance de 3 à 6 MW et sont dotées de nacelles scellées et de plates-formes d'entretien à accès spéciaux. La rentabilité des éoliennes tend à croître avec leur taille, car leur rendement énergétique plus élevé permet d'amortir, au moins en partie, le surcoût des fondations.

La construction, la livraison sur site et l'assemblage d'éoliennes de plusieurs mégawatts, requièrent des équipements spéciaux, des ports adaptés et un planning très précis pour exploiter au mieux les fenêtres de calme météorologique. Les craintes quant aux difficultés d'accès aux éoliennes danoises pour entretien et maintenance ne se sont pas confirmées, mais nul ne sait ce qui pourrait se passer dans certains environnements plus hostiles.

1.6 Aspects économiques

1.6.1 Prix des éoliennes

Comme nous l'avons vu, les éoliennes de grande taille permettent de réduire les coûts et d'accroître la productivité énergétique. À mesure que la taille de l'éolienne augmente, les coûts par unité de surface du rotor diminuent, le nombre d'éoliennes nécessaires pour une quantité d'énergie donnée diminue, et les coûts de transport, de construction et de câblage diminuent.

1.6.2 Coûts de la production d'électricité

Le coût de production de l'électricité d'origine éolienne variant considérablement, il n'est pas aisé de déterminer la rentabilité a priori. Le montant de l'investissement dépend tout à la fois du régime de vent local et de l'accessibilité du site.

Les coûts de construction de sites en mer ou distants sont plus élevés mais sont aussi en partie compensés par des vitesses de vent et une productivité accrues. Les coûts de fonctionnement et d'entretien dépendent de l'accessibilité. Les coûts de production (donc, les prix) dépendent de facteurs institutionnels et notamment de la robustesse des aides. Si le risque perçu est faible, les investisseurs se contentent généralement d'un rendement modeste (6 à 8 % par exemple). Inversement, si la rémunération de l'électricité produite n'est pas garantie, les investisseurs exigent généralement un rendement plus élevé (disons 10 à 12 %). La durée de paiement de dividendes a également une incidence sur le coût de production.

Les données de la figure 1.4 (National Grid, 2013) permettent de comparer les prix de l'énergie éolienne *onshore* et *offshore*. Ces données correspondent à une plage de vitesses de vent particulière, et se fondent sur les paramètres ci-après :

- *Coût installé* : 1 903 €/kW *onshore*, 2 905 €/kW *offshore* ;
- *Amortissement* sur 20 ans. 8 % (réel) coût moyen pondéré ;
- *Coûts d'exploitation et d'entretien* : 75 €/kW/an *onshore* à 185 €/kW/an *offshore*.

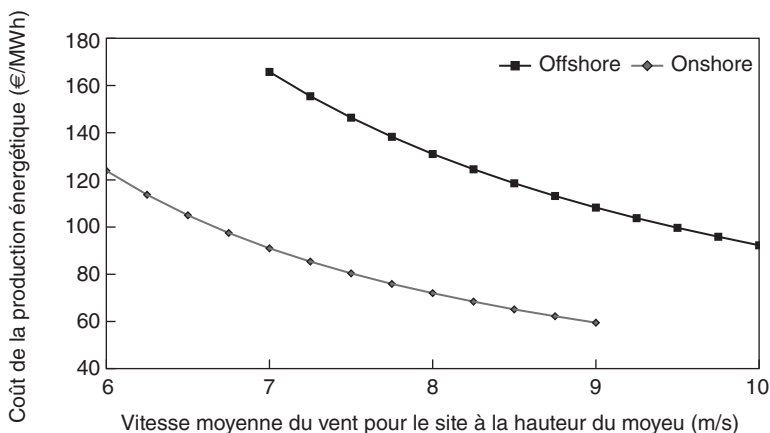


Figure 1.4 – Comparaison entre les prix de l'énergie éolienne *onshore* et *offshore*

Sur la base de ces données, l'éolien terrestre coûte entre 124 £/MWh si la vitesse de vent est de 6 m/s et 55 £/MWh si la vitesse du vent est de 9,5 m/s. L'éolien en mer coûte entre 166 £/MWh si la vitesse de vent est de 7 m/s et seulement 92 £/MWh si la vitesse du vent est de 10 m/s. Les chiffres de l'Agence internationale de l'Énergie présentent des écarts plus importants encore : 50-160 \$/MWh à terre et 150-340 \$/MWh en mer.

Selon toute probabilité, les certificats sur différence émis par le gouvernement britannique reposeront sur un prix de 100 £/MWh pour l'éolien terrestre et 155 £/MWh pour l'éolien en mer.

À titre de comparaison, selon l'AIE, les prix de l'électricité produite dans les centrales à gaz se situent autour de 40 à 130 \$/MWh, ceux de l'électricité produite dans les centrales à charbon autour de 40 à 90 \$/MWh. Il est très difficile d'établir le prix de l'électricité d'origine nucléaire mais il semble que le prix d'exercice pour une nouvelle centrale nucléaire britannique se négocierait autour de 95-97 £/MWh. Il faudrait, pour être complet, considérer trois points importants :

- Comme de nombreuses sources d'énergie renouvelable, l'éolien alimente les réseaux de distribution basse tension plus près du point de consommation, ce qui accroît sans doute sa valeur.
- Les *coûts externes* de l'énergie éolienne sont bien plus bas que ceux des sources thermiques d'électricité si on inclut dans ces derniers l'ensemble des coûts et notamment les subventions au charbon et les coûts dus aux dommages causés par les pluies acides.
- Si les éléments ci-dessus valorisent encore davantage l'éolien, la médaille a son revers et la difficulté de faire coïncider l'offre et la demande en raison de la variabilité intrinsèque de l'énergie éolienne engendre des surcoûts de réserve.

Les premier et dernier points seront traités dans la section suivante. La Commission européenne a financé une étude officielle sur les coûts externes (Commission européenne, 1995) dont sont tirées les estimations du tableau 1.3. On notera que plusieurs gouvernements acceptent tacitement le principe en mettant en place les mécanismes précédemment évoqués de soutien aux sources d'énergie renouvelable.

Tableau 1.3 – Estimations des coûts externes (en €/kWh). Centrale à cycle combiné

Catégorie	Charbon	Pétrole	Centrale à cycle combiné	Nucléaire	Éolien
Santé publique et accidents	0,7-4	0,7-4,8	0,1-0,2	0,030	0,040
Récoltes/sylviculture	0,07-1,5	1,600	0,080	Faible	0,080
Bâtiments	0,15-5	0,2-5	0,05-0,18	Faible	0,1-0,33
Catastrophes				0,11-2,5	
TOTAL des dommages	0,7-6	0,7-6	0,3-0,7	0,2-2,5	0,2-0,5
Réchauffement climatique (estimations)	0,05-24	0,5-1,3	0,3-0,7	0,020	0,018
Totaux indicatifs	1,7-40	3,7-18,7	0,83-1,86	0,36-5	0,4-1,0

1.6.3 Réduction des émissions de dioxyde de carbone

Les réductions d'émissions permises par les énergies renouvelables dépendent du combustible auquel elles se substituent. L'énergie éolienne étant nécessairement à production continue, les fluctuations de la production d'énergie éolienne se traduisent par des variations concomitantes de la production des ressources *en suivi de charge*. Étant donné que, dans la plupart des pays d'Europe, on tend à utiliser le charbon ou le mazout pour le suivi des variations de charge, chaque MWh d'électricité d'origine renouvelable représente entre 650 et 1 000 g de « non-émission » de dioxyde de carbone (le chiffre le plus bas s'applique au mazout). Cependant, lorsque la quantité d'énergie éolienne injectée dans le réseau augmente, il faut, bien qu'elles soient très faibles, prendre en compte les émissions supplémentaires de dioxyde de carbone par les équipements générant la réserve additionnelle.

Un certain nombre de systèmes de permis mis en place notamment dans l'UE, certains états des États-Unis, et en Australie court-circuitent la nécessité de calculer le niveau exact de réduction des émissions de dioxyde de carbone permise par l'injection de l'énergie éolienne. Alors que des projets de taxe carbone visant à refléter, au moins qualitativement, les coûts externes de production à partir des combustibles fossiles existent, le marché de permis européen vise à établir un prix de marché des émissions de dioxyde de carbone en fonction de plafonds d'émissions. En 2013, le dioxyde de carbone se négociait à près de 2,5 €/tonne – un prix très faible. Ce prix correspond à une pénalité d'environ 2 €/MWh pour l'électricité produite à partir du charbon et 0,6-0,8 €/MWh pour l'électricité produite à partir du gaz. Le gouvernement britannique souhaite fixer un prix plancher allant de 20 £/tonne de dioxyde de carbone en 2015 à 30 £/tonne en 2030. À cette date, le surcoût sera ainsi d'environ 24 £/MW pour le charbon et 10 £/MW pour le gaz.

1.7 Intégration et variabilité : les points essentiels

L'idée, fort répandue, que l'injection d'électricité d'origine éolienne dans un réseau électrique provoque des problèmes et a un impact financier est fautive. Elle a été renforcée au Royaume-Uni par les nouveaux accords d'achat/vente d'électricité (NETA, devenus « accords britanniques de vente et transport d'électricité » [BETTA]), qui accorderaient moins de valeur aux sources d'énergie variables. Les accords brouillent les pistes, car les contrats sur lesquels le système repose ont généralement pour objectif de rapprocher les besoins des fournisseurs d'électricité et les capacités des générateurs. L'offre et la demande étant toutes deux désagrégées – dans une certaine mesure –, les énergies renouvelables variables sont désavantagées.

Les critères techniques d'absorption des énergies renouvelables par le réseau de transport et de répartition exploité par la National Grid Company ont été redéfinis et sont présentés au tableau 1.4 (National Grid Company, 1999). Le troisième des trois critères est sans doute le plus contraignant en ce qui concerne l'éolien (voir section suivante). Il est à noter que les seuils ne sont pas des limites : l'intégration