Études de l'Ifri

L'ESSOR DE L'ÉOLIEN *OFFSHORE* EN MER DU NORD

Un enjeu stratégique pour l'Europe

Michel CRUCIANI

Juillet 2018

ifri Centre Énergie

L'Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d'information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l'Ifri est une association reconnue d'utilité publique (loi de 1901). Il n'est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L'Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l'échelle internationale.

Les opinions exprimées dans ce texte n'engagent que la responsabilité de l'auteur.

ISBN : 978-2-36567-900-8
© Tous droits réservés, Ifri, 2018

Comment citer cette publication :
Michel Cruciani, « L'essor de l'éolien *offshore* en mer du Nord : un enjeu stratégique pour l'Europe », *Études de l'Ifri*, Ifri, juillet 2018.

Ifri

27 rue de la Procession 75740 Paris Cedex 15 – FRANCE

Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00 – Fax : +33 (0)1 40 61 60 60

E-mail : accueil@ifri.org

Site internet : Ifri.org

Auteur

Michel Cruciani est chargé de mission au Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières (CGEMP) de l'Université Paris-Dauphine depuis février 2007. Il contribue notamment à certaines études, participe à l'organisation des conférences, apporte son concours aux publications et assure une grande partie de l'enseignement sur les énergies renouvelables, destiné aux étudiants en master.

Auparavant, Michel Cruciani, titulaire d'un diplôme d'ingénieur, a partagé ses activités entre Gaz de France (Services Techniques, puis Études économiques), la CFDT (Administrateur de Gaz de France, puis Secrétaire général adjoint de la fédération du gaz et de l'électricité), et enfin Électricité de France (Direction des Affaires européennes).

Dans ces fonctions, il a suivi la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité aux États-Unis et en Europe ainsi que la montée des préoccupations environnementales, conduisant à l'adoption de politiques climatiques, à un nouveau regard sur l'énergie nucléaire et à la promotion des énergies renouvelables.

Michel Cruciani est associé aux travaux du Centre Énergie de l'Ifri depuis 2009.

Résumé

La mer du Nord a offert un cadre propice à la conception des premières éoliennes *offshore* du monde. Sa partie méridionale jouit en effet d'un excellent régime des vents et d'une faible profondeur des eaux. Les politiques publiques ont progressivement encouragé le développement de cette filière dans les cinq pays les mieux situés : l'Allemagne, la Belgique, le Danemark, les Pays-Bas et le Royaume-Uni. Fin 2017, ces pays cumulaient 15,5 gigawatts (GW) de capacités installées, soit 82 % de la puissance éolienne *offshore* mondiale. En dehors de l'Europe, seule la Chine détenait un parc significatif à cette date, avec 2,8 GW en service (15 % de la capacité mondiale).

Les acteurs industriels européens ont su préserver ce marché pour leurs produits et services, au prix parfois d'une forte concentration, deux constructeurs ayant par exemple fourni 84 % des turbines installées. Le savoir-faire acquis place les opérateurs européens en bonne position pour pénétrer le marché mondial de l'*offshore*, dont le potentiel paraît immense. Ils ont déjà enregistré quelques succès, tout particulièrement à Taïwan. La compétition ne fait cependant que débuter et de nombreux groupes extra-européens, notamment chinois, ont pris des participations dans les projets de mer du Nord, acquérant à leur tour les compétences nécessaires pour essaimer vers d'autres rivages. La faible profondeur du plateau continental, spécifique à la mer du Nord, a amené les développeurs de projets à privilégier les installations posées sur divers types de fondations. Or celles-ci ne sont guère adaptées à de nombreuses zones océaniques, beaucoup plus abruptes au voisinage des côtes ; la technologie de l'éolien flottant y répondrait mieux. Les régions européennes confrontées à cette situation s'efforcent de la mettre au point (en Écosse, France, Norvège, Portugal) avant leurs concurrents éventuels (Chine, États-Unis, Japon…).

Autour de la mer du Nord, les politiques de soutien à l'éolien *offshore* ont évolué, en partie sous l'influence de la Commission européenne (CE), vers des procédures concurrentielles, par le biais d'appels d'offres. Jointe à la maîtrise technologique grandissante, cette démarche a conduit à une remarquable baisse des coûts annoncés, pour les projets susceptibles d'être achevés après 2018 dans les pays déjà équipés. La plupart de ces pays ont accordé une rémunération autour de 150 euros par mégawattheure (€/MWh) pour leurs premières unités, de 2009 à 2017 (la France se situera

encore à ce niveau pour ses premières réalisations, vers 2022) ; les lauréats des derniers appels d'offres misent désormais sur des prix compris entre 50 et 100 €/MWh pour 2018-2025. Quelques projets ont même obtenu des attributions pour une rémunération au seul prix du marché, sans aide publique.

La compétitivité accrue de l'éolien *offshore* ouvre des perspectives de développement considérables en mer du Nord, mais celles-ci butent sur les difficultés et les coûts constatés pour renforcer les réseaux de transport électriques, indispensables à l'évacuation du courant produit. Les besoins en interconnexions entre les pays concernés, dont la capacité devrait quasiment doubler d'ici 2040, illustrent la complexité du dossier. Leur coût total pourrait être réduit par une bonne coordination entre États, mais aucun organe de concertation ne dispose des leviers appropriés, chaque gouvernement définissant ses objectifs et modalités de soutien de manière indépendante. En l'absence d'une bonne coordination, on peut craindre que la ressource hydroélectrique de la Norvège, par exemple, très complémentaire à l'énergie éolienne, ne soit pas intégrée de manière optimale dans le système électrique. L'incertitude est accrue par la décision du Royaume-Uni, pays occupant une place majeure en mer du Nord, de quitter l'Union européenne (UE), rendant imprévisible sa participation aux instances communes.

S'il convient de saluer la *success story* de l'éolien *offshore* en mer du Nord, il faut aussi élargir l'angle d'approche et se préoccuper de ses à-côtés. La réussite locale comporte certes des enseignements pour les États désireux de développer la filière éolienne en mer, qui s'inspireront utilement des procédures mises en œuvre ici. Mais la région possède des atouts non reproductibles : outre la qualité des vents et des fonds marins, elle bénéficie de nombreux ports et entreprises qui étaient déjà tournés vers les activités de l'*offshore*, en raison de l'histoire gazière et pétrolière des lieux, un avantage que l'on ne retrouve nulle part ailleurs dans l'UE. Tout en préservant la dynamique de l'*offshore* en mer du Nord, il appartient donc aux institutions communautaires de l'équilibrer par une attention aux régions moins favorisées. Il s'agit ainsi de soutenir davantage les efforts sur l'éolien flottant pour les zones océaniques difficiles et d'accorder d'autres formes d'aides aux pays enclavés, sans façade maritime. Des prévisions optimistes indiquent que la mer du Nord pourrait fournir jusqu'à 50 % de toute l'électricité consommée dans l'UE ; il semble peu probable que l'on y parvienne sans associer l'ensemble des États membres à l'exploitation de ce gisement.

Abstract

The North Sea is the cradle of the global offshore wind industry. The favourable wind patterns in the Southern part and the low depth of water have created an enabling environment for the construction of the first wind turbines in the world. Public policies have progressively encouraged their deployment in the best-endowed countries: Belgium, Denmark, Germany, the Netherlands and the United-Kingdom.

Over the past years, European industry players have acquired a significant know-how that they can value on the promising global offshore wind market. Yet, competition is still at an early stage and many non-European stakeholders have taken shares in projects in the North Sea, hoping to gain similar expertise before wandering to other shores. Support policies have recently moved to competitive tenders and, combined with a growing technological lead, they have contributed to a remarkable fall in prices announced for projects to be commissioned after 2018. Offshore wind represents a strategic opportunity for Europe but requires strong investment in grid infrastructures. While each national government is currently defining its own targets and support schemes, cross-border coordination is imperative to guarantee the integration of massive wind production at least cost.

Undoubtedly, offshore wind in the North Sea is already a success story but it is now time to develop a broader and more strategic vision, looking at how to make the most out of this incredible potential and also derive lessons for the other European shores

Sommaire

INTRODUCTION **11**

ASPECTS INDUSTRIELS DE L'ÉOLIEN *OFFSHORE* **13**

La mer du Nord, berceau de l'éolien *offshore* mondial **13**

Un espace dominé par les entreprises européennes **16**

Un point de départ possible pour un développement mondial de l'éolien *offshore* **17**

Les acteurs étrangers, notamment chinois, en embuscade ? **18**

Une plate-forme pour l'innovation, encore incomplète **20**

ASPECTS ÉCONOMIQUES : BAISSE DES COÛTS, MAIS ENJEUX DU RACCORDEMENT **25**

Un modèle économique fluctuant **25**

Les résultats : des projets de plus en plus compétitifs **28**

Allemagne *28*

Belgique *29*

Danemark *30*

Pays-Bas *30*

Royaume-Uni *30*

Commentaires *31*

Le défi des réseaux **32**

Un enjeu géoéconomique et stratégique majeur **35**

Un potentiel considérable **35**

Une coordination difficile **36**

La mer du Nord, *Mare Nostrum* ? **39**

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS **41**

Introduction

L'UE souhaite se montrer exemplaire dans l'application de l'accord de Paris sur le climat. Lors du Conseil européen du 22 mars 2018, les chefs d'État et de gouvernement ont demandé à la CE d'élaborer une proposition de stratégie pour réduire les émissions de gaz à effet de serre de l'UE sur le long terme, en cohérence avec l'accord de Paris[1]. Alors que la version 2011 de cette « feuille de route pour 2050 » visait une réduction des émissions de 80 % par rapport au niveau de 1990, celle qui sera présentée au premier semestre 2019 pourrait porter un objectif plus ambitieux de neutralité carbone d'ici 2050. Une telle aspiration implique un recours massif aux énergies renouvelables en remplacement des sources fossiles ; compte tenu des gisements limités du continent en bioénergies, l'électricité d'origine éolienne et solaire est appelée à occuper un rôle essentiel dans notre approvisionnement au long des prochaines décennies.

Les filières éoliennes et solaires se développent depuis plus de vingt ans. L'UE apparaît notamment comme pionnière de l'éolien en mer, dont elle détenait 84 % des 18 GW de capacités installées dans le monde à fin 2017[2]. La mer du Nord a constitué le berceau de l'éolien *offshore* et offre encore un potentiel exceptionnel. Les infrastructures portuaires récemment mises en place, l'expertise et les équipements issus de l'industrie pétrolière ainsi que la baisse rapide des prix constatée pour l'électricité produite dans cette zone incitent à penser qu'elle va gagner une place prééminente dans la future géographie électrique de l'UE. L'accélération des réalisations survenue ces dernières années permet d'évoquer un souffle nouveau.

La présente étude s'intéresse à cet essor prévisible de la production éolienne *offshore* au sein de l'UE, en centrant son attention sur la mer du Nord, qui restera la locomotive de la filière. Un premier chapitre aborde les aspects industriels et techniques, en observant les spécificités de ce gisement maritime, les acteurs déjà en place et les solutions techniques mises en œuvre ; il s'interroge sur les perspectives ouvertes à l'exportation internationale du savoir-faire ainsi acquis. Le second chapitre décrit le volet économique, sous l'angle des coûts et de leur récente évolution.

1. European Council, « Conclusions on Jobs, Growth and Competitiveness, as well as some of the other items (Paris Agreement and Digital Europe) », 22 mars 2018, disponible sur : www.consilium.europa.eu.
2. Global Wind Energy Council, « Global Wind Report 2017 », avril 2018, pages 16 et 23.

Ce chapitre intègre les questions soulevées par l'adaptation du réseau de transport électrique afin d'évacuer les volumes produits. Enfin le troisième chapitre traite des conséquences géopolitiques du renforcement des capacités électriques en mer du Nord. Elles concernent d'une part les relations des pays riverains avec les autres régions, maritimes ou non, de l'UE, et d'autre part les relations entre les États entourant la mer du Nord. Parmi ces derniers, deux pays occupent une place particulière : la Norvège, en raison de son potentiel hydroélectrique présentant une excellente complémentarité avec les énergies à caractère variable, comme l'éolien, et le Royaume-Uni, détenant les plus importantes réserves de développement de l'éolien *offshore* en mer du Nord.

L'étude présente des conclusions fondées sur les observations recueillies dans ces trois chapitres et formule certaines recommandations.

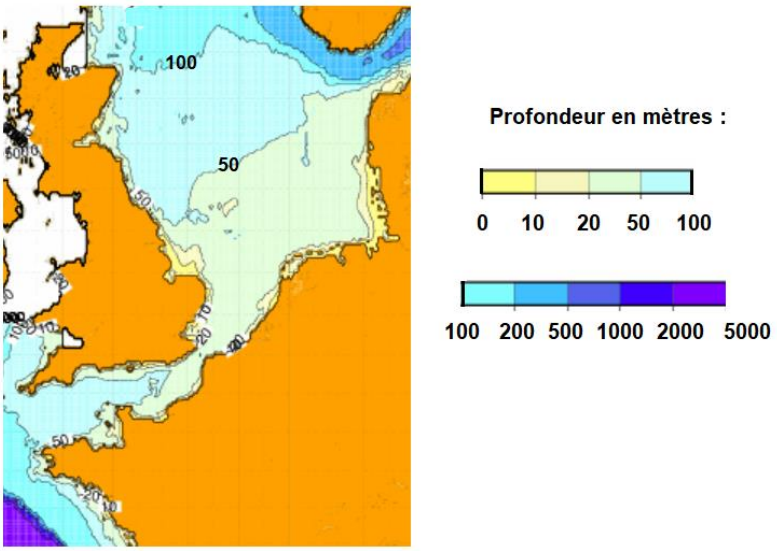
Aspects industriels de l'éolien *offshore*

La mer du Nord, berceau de l'éolien *offshore* mondial

La mer du Nord constitue le trait d'union d'un large ensemble de pays européens. À partir du XVIe siècle, ses nombreux ports ont drainé une part majeure du trafic maritime entre l'Europe, l'Amérique et l'Asie, justifiant la modernisation permanente de leurs équipements. Dans le dernier quart du XXe siècle, ces infrastructures portuaires ont permis le développement de l'exploration et de la production d'hydrocarbures à l'aide de plates-formes *offshore*.

À l'exception du rivage norvégien, entouré de fosses, il s'agit d'une mer peu profonde ; dans toute la partie méridionale, au sud d'une diagonale reliant le Danemark à la côte anglaise, la profondeur demeure inférieure à 50 mètres. Sous l'influence de l'oscillation Nord-Atlantique, des vents soutenus balaient la région avec une bonne régularité.

Schéma 1 : Bathymétrie simplifiée de la mer du Nord

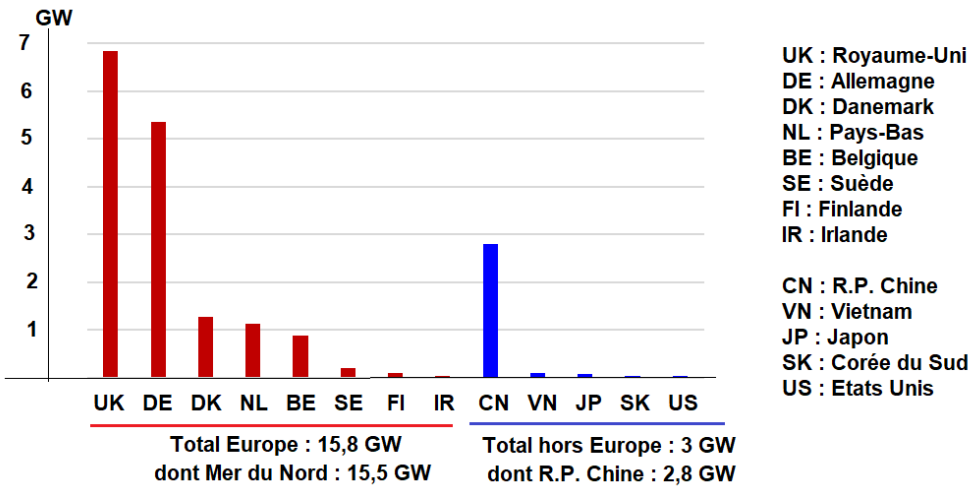


Source : Météo France.

Ces caractéristiques ont facilité l'implantation des premières éoliennes en mer. Le premier parc *offshore* mondial a vu le jour en 1991 à Vindeby, au Danemark, avec 11 turbines délivrant chacune une puissance de 0,45 MW[3]. Pendant une décennie, le rythme de développement est resté modeste, jusqu'au bond réalisé en 2002, avec la mise en service du parc de Horns Rev 1, toujours au Danemark, comptant 80 turbines d'une puissance unitaire de 2 MW. Les mêmes machines ont équipé le premier parc maritime britannique, North Hoyle, mis en service en 2003. Il faut attendre 2008 pour l'inauguration de la première ferme éolienne marine aux Pays-Bas (Egmond aan Zee), 2009 en Belgique (Thorntonbank) et 2010 en Allemagne (Alpha Ventus). Dernier pays à s'engager, la France prépare depuis 2011 plusieurs projets, dont un sur sa courte frange côtière de mer du Nord, au large de Dunkerque (voir encadré ci-après).

Ces dernières années ont connu un véritable emballement. La capacité installée en mer du Nord a été multipliée par trois entre 2012 et 2017 ; elle atteignait 15,5 GW à fin décembre 2017, et représentait 98 % de toute l'énergie éolienne *offshore* de l'UE[4]. Ce ratio explique que la présente étude soit principalement consacrée à la mer du Nord.

Schéma 2 : Les capacités éoliennes *offshore* dans le monde



Sur ce diagramme, la mer du Nord inclut la partie orientale de la mer d'Irlande et la frange occidentale de la mer Baltique.

Source : Global Wind Energy Council, « Global Wind Statistics 2017 », février 2018.

3. Danish Energy Agency, Offshore wind development in Denmark, 2017, page 7.
4. Wind Europe, «Offshore Wind in Europe – Key Trends and Statistics », février 2018 (page 18) et janvier 2013 (page 11). La mer du Nord inclut ici la mer d'Irlande et le Kattegat (mer séparant le Danemark de la Suède).

Encadré : L'éolien *offshore* en France

Le gouvernement a choisi l'Atlantique et la Manche pour les premiers projets. 3 GW ont été proposés sur cinq sites, en deux appels d'offres (2011 et 2013) déterminant un tarif d'achat garanti sur 20 ans. Chaque offre était notée de 0 à 100, avec 40 points décernés en fonction du tarif demandé et les 60 autres points selon des critères industriels et environnementaux. Les trois lauréats ont obtenu une rémunération comprise entre 200 et 220 €/MWh, les frais de raccordement au réseau de transport restant à leur charge :

• « Eolien Maritime France » (coentreprise entre EDF-EN et le groupe canadien Enbridge) pour Courseulles-sur-Mer (450 MW), Fécamp (498 MW) et Saint-Nazaire (480 MW), les deux premiers en partenariat avec le groupe WPD. Ils seront équipés de turbines Haliade 6 MW (General Electric).

• Engie, EDP-R et la CDC pour Dieppe & Le Tréport (496 MW) et îles d'Yeu & Noirmoutier (496 MW), avec des turbines Siemens-Gamesa de 8 MW.

• « Ailes Marines » constitué par Iberdrola, Eole-RES et la CDC pour Saint-Brieuc (496 MW), avec des turbines Siemens-Gamesa de 8 MW.

Les résultats ont fait l'objet de trois recours en justice de la part de candidats déçus. Les études techniques, économiques et environnementales incombaient aux lauréats, qui devaient en outre obtenir une série d'autorisations (occupation du domaine public maritime, autorisation d'exploiter, conformité avec la loi sur l'eau…). La quasi-totalité des autorisations ont été attaquées en justice par des associations de riverains. Les tribunaux ont pris entre un et deux ans pour traiter chaque affaire, et la plupart des décisions en première instance ont donné lieu à un recours en appel, nécessitant à nouveau environ un an, puis d'un pourvoi en cassation devant le Conseil d'État… Une semblable hostilité existe en France pour les projets de fermes éoliennes terrestres. Le gouvernement entré en fonction en 2017 souhaite éviter ces situations, qui engendrent de très longs délais ; parmi les mesures envisagées figure l'autorisation unique, regroupant l'ensemble des permis en un seul acte administratif. Cependant, le gouvernement a exigé que les lauréats revoient les tarifs accordés. Au terme de la négociation, fin juin 2018, le prix s'établit autour de 150 €/MWh, le coût du raccordement étant transféré au gestionnaire du réseau de transport, RTE.

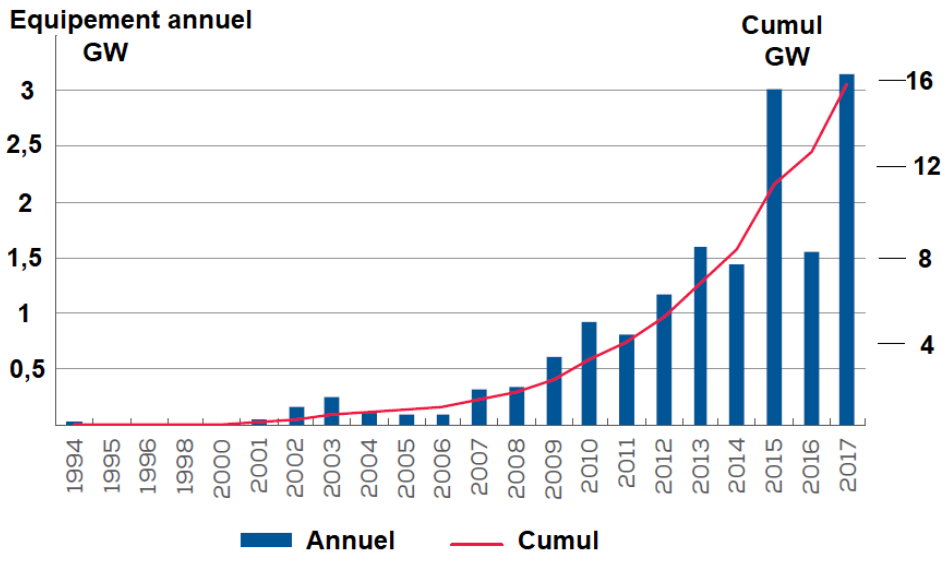
Un nouvel appel d'offres est prévu pour un site en mer du Nord, au large de Dunkerque. Pour ce site, les pouvoirs publics prendront en

charge les études préliminaires et l'appel d'offres se déroulera en deux étapes. La première, ouverte fin 2016, a abouti à la pré-sélection de 10 candidats. Une phase de « dialogue concurrentiel » a alors débuté entre ceux-ci et les pouvoirs publics, qui devrait se conclure par la publication du cahier des charges et la remise des offres fermes. Le choix du lauréat interviendra au terme de cette seconde étape.

Un espace dominé par les entreprises européennes[5]

La totalité des éoliennes installées en mer du Nord à ce jour proviennent de fournisseurs européens, dont l'activité *offshore* a constitué un prolongement naturel à la fabrication des éoliennes terrestres. Que ce soit en mer ou sur terre, l'énergie éolienne traverse de fortes fluctuations de commandes, résultant en partie des réorientations dans les politiques publiques de soutien.

Schéma 3 : Rythme annuel des installations éoliennes *offshore* et cumul en Europe



Source : Wind Europe, « Offshore Wind in Europe – Key Trends and Statistics », février 2018, page 17.

5. Les données de cette section proviennent de la publication décrite en note 2 ci-dessus. Ces chiffres s'appliquent à l'ensemble des capacités éoliennes *offshore* en service en Europe, mais la mer du Nord en concentre 71 %, et même 87 % si l'on inclut la mer d'Irlande.

Ces à-coups ont engendré des difficultés pour les entreprises les plus fragiles, aboutissant à des fusions et regroupements. Fin 2017, la concentration du secteur apparaissait bien, 84 % des capacités installées ayant été fournies par deux constructeurs, le pionnier Vestas à 19 % et le groupe Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) à 65 %.

Moins visible, la domination européenne apparaît aussi chez les constructeurs de fondation et les fabricants des câbles de connexion, qui possèdent tous leur siège social et des sites de production en Europe. Une tendance à la concentration apparaît pour l'année 2017, avec trois entreprises ayant réalisé 96 % des fondations et trois autres 96 % des livraisons de câbles.

Un point de départ possible pour un développement mondial de l'éolien *offshore*[6]

L'UE se prépare à adopter pour 2030 un objectif de 32 % pour la part de sa consommation d'énergie issue de sources renouvelables[7], soit une part d'électricité d'origine renouvelable comprise entre 50 et 65 %[8]. Avec un tel niveau d'ambition, il paraît très probable que les pays riverains de la mer du Nord lui accordent une place de choix comme site de production. Une étude prospective menée par Wind Europe s'est intéressée au potentiel *offshore* « économiquement attractif » de la mer du Nord[9]. Sur la base de ce critère, le potentiel de la mer du Nord paraît très supérieur à celui de l'Atlantique ou de la mer Baltique (la Méditerranée et la mer Noire n'ont pas fait partie de l'étude)[10].

La perspective de commandes importantes en mer du Nord amène à s'interroger sur la pénétration éventuelle de nouveaux acteurs sur ce marché. Plusieurs composantes demeurent difficilement exportables :

6. Les données relatives aux différentes installations citées dans les sections suivantes proviennent de la base de données en ligne du consultant 4C Offshore, disponible sur : www.4coffshore.com.
7. Communiqué de presse du Parlement européen du 14 juin 2018, annonçant l'aboutissement des négociations entre les délégués du Parlement, du Conseil et de la Commission. Cet accord doit maintenant être approuvé formellement dans les prochains mois.
8. Parlement européen, Direction générale des politiques internes, *Renewable Energy Directive Target – Study for the ITRE Committee*, janvier 2018, page 51.
9. L'étude définit par cette expression les installations dont le coût prévisionnel de production ne dépasse pas 65 €/MWh. On calcule ce coût, exprimé habituellement par LCOE (*Levelized Cost Of Energy*) en valeur actualisée, à partir d'hypothèses sur la rémunération du capital et sur le facteur de charge (ratio proportionnel à la durée annuelle de fonctionnement à pleine puissance).
10. Wind Europe, « Unleashing Europe's Offshore Wind Potential – A New Resource Assessment », juin 2017, page 39. La notion de potentiel « économiquement attractif » est définie en page 33.

- Les études de développement supposent une bonne connaissance de la réglementation et des acteurs locaux.
- Les fondations et éléments de substructure, ainsi que l'assemblage des machines puis la réalisation des connexions électriques, impliquent des apports fréquents depuis les ports les plus proches et font appel à des vaisseaux et équipements très spécialisés, pratiquant des rotations continues depuis la terre ferme.

Ces composantes totalisent environ 46 % du coût complet[11]. La turbine en représente environ 32 % ; on pourrait considérer qu'elle constitue la pièce la plus standardisée, mais le transport des pales requiert des navires dédiés, jusqu'à présent peu nombreux.

La situation diffère ainsi radicalement de la filière photovoltaïque, dans laquelle les modules voyagent facilement à travers le monde, s'installent aisément et représentent en moyenne 55 % du coût total (pour une ferme solaire au sol[12]).

L'importance du marché a cependant attiré des entreprises extra-européennes, qui ont toutes pris pied au moyen d'une participation financière.

Les acteurs étrangers, notamment chinois, en embuscade ?

Selon toute apparence, certains opérateurs extra-européens viennent acquérir des connaissances sur place, avant une éventuelle réplication sur leur territoire national ou dans des pays tiers. Plusieurs cas semblent relever de cette situation (la liste n'est pas exhaustive) :

- Le groupe canadien Northland Power a acquis aux Pays-Bas 60 % du capital de la ferme Gemini ; en Allemagne 85 % du parc Nord See One, puis 100 % du capital de Deutsche Bucht, dont il assure seul le développement.
- Le groupe australien Macquarie Capital est devenu le cinquième plus gros investisseur dans les parcs éoliens *offshore* de l'UE avec sa participation de 50 % dans le capital de la ferme Walney Extension.
- Le fonds Masdar, bras financier de la compagnie Abu Dhabi Future Energy, a pris 20 % du capital de la ferme London Array et 35 % de celle de Dudgeon, toutes deux au Royaume-Uni.

11. National Renewable Energy Laboratory (NREL), *2015 Cost of Wind Energy Review*, mai 2017, page 37.
12. Agora Energiewende, *Current and Future Cost of Photovoltaics*, février 2015, page 40.

- Le groupe japonais Sumitomo s'est engagé aux côtés du groupe belge Parkwind NV, en acquérant d'abord 30 % de la ferme Northwind, puis, toujours en Belgique, en étant associé au développement des sites de Belwind 1 et maintenant Nobelwind (dont il détient 39 % du capital). En 2016, Sumitomo a pris une participation de 12,5 % dans le parc britannique Galloper Wind Farm.
- Un deuxième groupe japonais, Mitsubishi Corporation, a pris 50 % du parc Eneco Luchterduinen aux Pays-Bas. Plus récemment, Mitsubishi a constitué avec le groupe britannique HICL Infrastructure un consortium qui vient d'obtenir la concession de la ligne électrique du parc Burbo Bank Extension au Royaume-Uni.

Pour ces acteurs, le projet de valoriser les compétences acquises paraît d'autant plus probable que leurs pays d'origine présentent, comme la mer du Nord, des zones côtières de faible profondeur : rivage occidental du Canada, golfe Persique et mer intérieure du Japon.

Les opérateurs chinois sont également présents. Ainsi, la *holding* China Resources a acquis 30 % du capital de la ferme anglaise de Dugeon, tandis que China Three Gorges Corporation et China Yangtze Power Corporation se partagent 80 % du capital du site allemand Meerwind. Mais la Chine, première puissance éolienne du monde, détenait sur son sol un savoir-faire lui permettant de glisser de l'*onshore* à l'*offshore* avec une aide étrangère modeste, telle que l'appel aux constructeurs General Electric ou Siemens. La mer Jaune et la mer de Chine Méridionale comportent un plateau continental de faible profondeur et offrent donc des zones idéales pour débuter ; la plupart des fermes éoliennes maritimes de la Chine y sont installées. Avec 2,8 GW de capacité éolienne *offshore* en service à fin 2017 et plusieurs GW de nouveaux projets annoncés, on ne peut exclure l'hypothèse que ses équipementiers cherchent à massifier leurs productions en trouvant des débouchés à l'exportation et ont souhaité se doter d'une tête de pont en Europe. Plus probablement, cette présence reflète la volonté très large de collecter toutes les informations utiles à un pays qui brigue la place de leader mondial de la transition énergétique.

La Corée du Sud prévoit également de développer en mer Jaune des parcs éoliens *offshore* ; ce pays n'a pas engagé de capitaux significatifs en mer du Nord, mais le groupe Samsung Heavy Industry a testé le prototype de sa turbine de 7 MW au centre expérimental d'Ore Catapult, en Écosse.

Pour tous les opérateurs, l'acquisition de compétences en Europe facilitera la pénétration des marchés internationaux, compétences techniques, mais également expérience dans le montage économique et juridique des projets. Plusieurs grands pays souhaitent valoriser leur

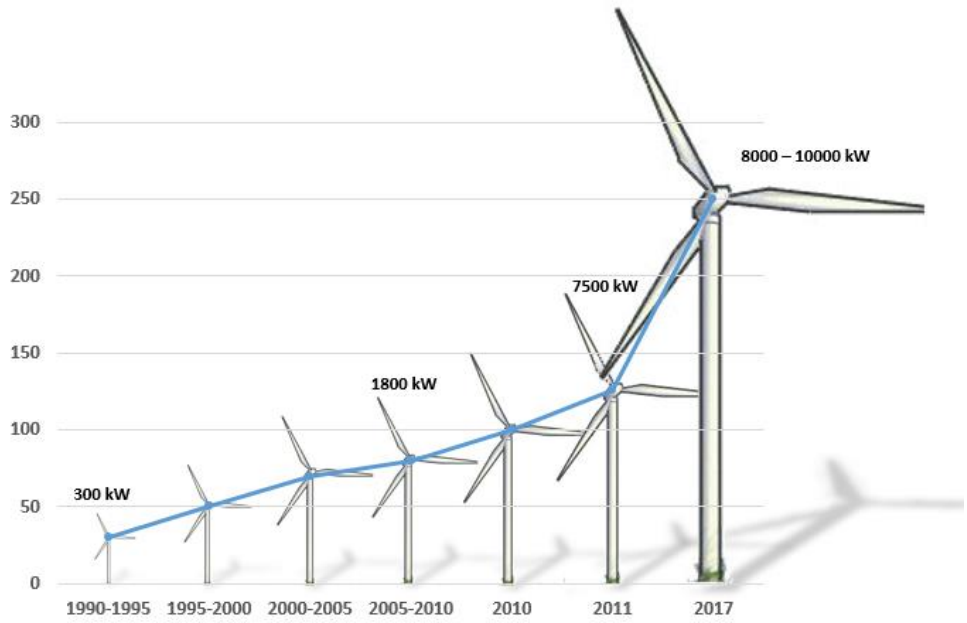
gisement *offshore* et s'appuieront vraisemblablement sur les groupes industriels déjà expérimentés pour lancer leur propre filière nationale : Argentine, Australie, Brésil, Inde, Taïwan, Turquie, États-Unis, Vietnam…

Les groupes présents dans l'*offshore* européen s'efforcent d'aller au-devant de ces clients potentiels. Ils ont pour l'heure réussi une percée remarquable à Taïwan dont le gouvernement vise une capacité de 5,5 GW dès 2025. Le danois Ørsted, détenteur de 17 % des capacités éoliennes marines de l'UE, se prépare à développer plusieurs sites dépassant au total 2,5 GW de puissance installée. Les premiers parcs seront financés en partenariat avec un acteur local et le fonds d'investissement australien Macquarie Capital déjà cité. Le groupe allemand EnBW s'est également engagé aux côtés des mêmes partenaires, pour des projets totalisant 2 GW (EnBW détient 50 % des parts dans deux parcs en service en mer Baltique et dans deux autres en construction en mer du Nord). Enfin, d'autres acteurs, danois comme Copenhagen Infrastructure Partners ou allemands comme WPD et SGRE, ainsi que le groupe canadien Northland Power mentionné plus haut, ont signé des contrats incluant la contribution au financement, le développement des projets, les raccordements électriques, les aménagements portuaires ou la gestion des établissements produisant localement certains composants.

Une plate-forme pour l'innovation, encore incomplète

L'importance des commandes et la sévérité de la compétition ont constitué deux facteurs stimulant l'innovation. Une évolution particulièrement spectaculaire concerne la puissance des turbines, multipliée par 20 en 25 ans : de 0,45 MW à l'origine on atteint désormais 8 MW chez SGRE et 9,5 MW chez MHI-Vestas ; le groupe General Electric annonce déjà un modèle de 12 MW. Les gains en production électrique couvrent les surcoûts engendrés par les aménagements portuaires, les navires et les engins de levage spécifiques que ces machines géantes requièrent.

Schéma 4 : Évolution du diamètre des turbines (en mètres) et de la puissance des installations éoliennes offshore (en kW)



Source : IRENA, Wind Europe.

Le souci de réduire la durée des travaux en mer a conduit le groupe Ørsted à tester des fondations en treillis métallique (*jacket*) à la place du support en pieux central unique (*monopile*). Ce type de support présente l'avantage d'être en grande partie assemblé à terre et de se contenter de petits forages pour son ancrage. La technique en treillis métallique à quatre pieds équipera le projet Beatrice en Écosse (projet dans lequel Red Rock Power Limited, filiale de droit anglais du groupe chinois SDIC Power of China, a acquis 25 % du capital). Un autre procédé, le socle gravitaire (*gravity base foundation*) a été retenu pour le parc belge Thornton Bank 1.

Un câble électrique relie chaque éolienne à une sous-station en mer. L'augmentation de puissance des turbines a amené les constructeurs à élever la tension aux bornes du câble, afin de réduire le diamètre des conducteurs et les pertes électriques. De gros progrès ont été accomplis pour diminuer la taille et le poids des composants fonctionnant sous ces tensions élevées. La production est évacuée depuis les sous-stations vers la terre ferme au moyen de câbles à haute tension en courant alternatif, couramment de 220 kilovolts (kV). Cette solution convient très bien à la plupart des sites *offshore* actuels en mer du Nord, relativement proches du rivage. Pour des distances supérieures à 200 kilomètres, l'utilisation du courant continu se révélerait plus avantageuse.

La singularité de la mer du Nord, offrant de vastes étendues peu profondes, signe aussi ses limites pour l'innovation. Elle n'a guère incité à tester les supports flottants, qui permettraient d'exploiter l'énergie éolienne sur des zones maritimes beaucoup plus larges que celles accessibles aux supports sur fondations.

Une publication américaine souligne l'importance des marchés qui s'ouvriront lorsque les technologies éoliennes flottantes seront commercialisables : 80 % des ressources *offshore* mondiales se situent dans des eaux d'une profondeur supérieure à 60 mètres et le taux atteint 90 % pour les territoires en bordure de l'océan Pacifique. Cette publication révèle que la zone asiatique a consacré trois fois plus de fonds à la recherche sur l'éolien flottant que l'Europe entre 2013 et 2015 (respectivement 305 et 110 millions de dollars[13]). Parvenir à un éolien flottant techniquement sûr nécessite encore des travaux considérables : modélisation, expérimentation, certification des machines…

Les pionniers européens de la technologie flottante appartiennent à deux régions de mer du Nord moins favorisées (Écosse et Norvège) ou à des pays baignés par des mers beaucoup plus profondes (France et Portugal). D'autres pays ont récemment manifesté de l'intérêt pour cette filière. Voici un aperçu à fin juin 2018 :

- Accords industriels : l'entreprise danoise Vestas et le géant japonais Mitsubishi Heavy Industry (MHI) viennent de créer une filiale commune dédiée à l'éolien flottant. Le groupe allemand EnBW et l'entreprise américaine Trident Winds ont créé une *joint-venture* destinée à lancer un parc éolien flottant au large de la Californie. L'entreprise française Ideol a signé en avril 2018 avec une filiale du groupe Macquarie Capital un accord visant à développer la première ferme éolienne flottante à échelle commerciale du Japon.
- Écosse & Norvège : la ferme flottante Hywind Scotland Pilot Park (30 MW) est la seule qui soit pleinement opérationnelle ; son capital est détenu à 75 % par le groupe Equinor et 25 % par le groupe Masdar.
- Portugal : l'opérateur portugais Principle Power a développé le modèle WindFloat, testé pendant cinq ans au Portugal. Il prépare actuellement le parc WindFloat Atlantic (d'abord 25 puis 150 MW) au large du Portugal, avec plusieurs autres acteurs (le portugais EDP, le français Engie, les japonais Marubeni et Mitsubishi, l'espagnol Repsol…). Principle Power a également signé un accord de partenariat avec une filiale du groupe japonais Mitsubishi Corporation. Aucune date n'est

13. US Department of Energy, *2016 Offshore Wind Technologies Market Report*, août 2017, pages 94 et 96.

avancée pour cette réalisation.

- France : quatre projets ont été sélectionnés par le gouvernement, tous d'une puissance de 24 MW, le premier sur l'Atlantique et les trois autres en Méditerranée :
    - Île de Groix, prévu pour des turbines General Electric de 6 MW et de flotteurs de conception Naval Group fabriqués en collaboration avec Vinci. Ce projet est porté par Eolfi associé au groupe chinois CGN.
    - Faraman, doté de turbines Siemens de 8 MW et de flotteurs SBM/IFPEN, dont EDF Energies Nouvelles est pilote.
    - Leucate, équipé de turbines General Electric de 6 MW et de flotteurs Eiffage/PPI ; ce projet associe Engie, EDPR et la CDC.
    - Gruissan, avec des éoliennes Senvion de 6 MW et des flotteurs Bouygues Travaux Publics & Ideol. Quadran en est chef de file.

L'UE soutient quelques actions de recherche dédiées à l'éolien flottant dans le cadre du programme « Horizon 2020 », mais peu nombreuses ; on peut citer ici les projets ELISA, DEEPWIND ou NEXUS.

Aspects économiques : baisse des coûts, mais enjeux du raccordement

Un modèle économique fluctuant

Dès l'origine de la filière, des réglementations ont visé à rassurer les investisseurs, en mettant en place des mécanismes de soutien, soit par des tarifs d'achat garantis (*feed-in tariff*) sur 10, 15 ou 20 ans (Allemagne, Danemark, France, Pays-Bas) soit par un système de certificats verts (Belgique, Royaume-Uni). Dans tous ces dispositifs, le surcoût par rapport aux prix de marché est transféré au consommateur final. La directive européenne de 2001 autorisait par ailleurs les États à imposer une priorité d'injection à l'électricité d'origine renouvelable.

En 2009, l'UE a adopté un objectif ambitieux (20 %) pour la part d'énergies renouvelables dans sa consommation en 2020 et a rendu la priorité d'injection obligatoire. Les pays disposant d'un accès aux zones maritimes les plus favorables ont tous encouragé le développement de l'éolien *offshore*. Le coût du MWh restant très supérieur au prix du marché, la facture est devenue insupportable. Le Danemark et les Pays-Bas ont décidé de passer aux appels d'offres et le Royaume-Uni a introduit le « contrat pour différence ». Dans ce mécanisme, les candidats proposent un tarif de référence ; on retient les moins-disants, qui vendent l'électricité produite sur le marché et reçoivent un complément de rémunération comblant la différence entre le prix du marché et le tarif de référence.

La CE a préconisé que l'appel d'offres assorti d'un complément de rémunération (*feed-in premium*) devienne la règle après 2016[14]. Bien que cette règle crée désormais un cadre commun, chaque État dispose encore d'une large liberté pour en fixer les paramètres, tels que :

- les modalités de l'appel d'offres,
- la durée du contrat et les éventuelles clauses d'indexation,

14. Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (2014/C - 200/01) du 28 juin 2014. Ce texte admet également un soutien par le biais de certificats verts.

- les procédures d'autorisation,
- la fiscalité,
- les frais additionnels (études préalables, raccordement au réseau, garanties financières, obligations de démantèlement, etc.).

On distinguera donc les éléments communs à tous les projets et les particularités locales.

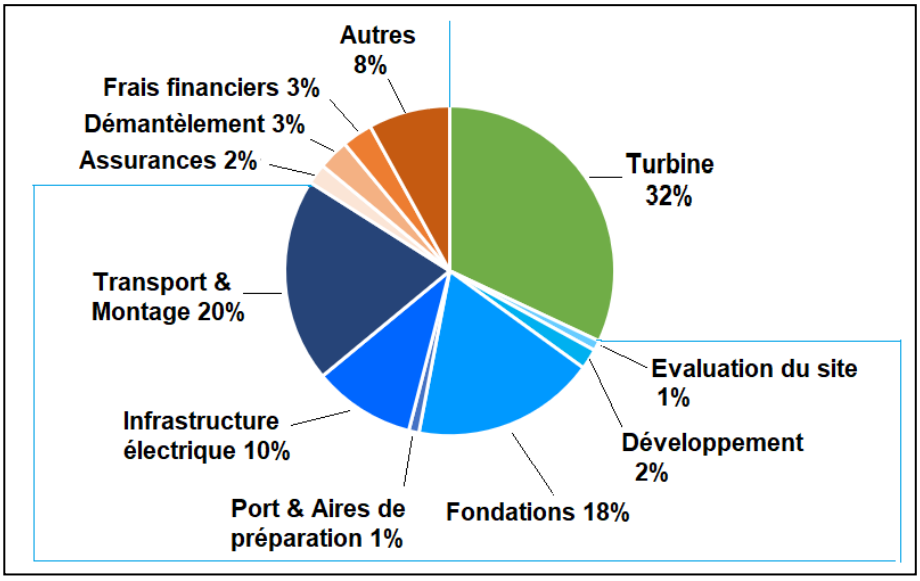
Les leviers de la compétitivité

Dans tous les appels d'offres, la sélection se fonde sur le prix du MWh demandé par les candidats ; il s'agit souvent du seul critère. Pour calculer son prix, le porteur de projet prend en compte :

- les dépenses liées à l'investissement initial (CAPEX),
- les frais d'exploitation et de maintenance (OPEX),
- les caractéristiques du dossier : durée du contrat, coût du capital et qualité des vents sur le site.

Le schéma 5 décompose les CAPEX en trois sous-ensembles. Le premier, en vert, ne comporte que la turbine, dont le prix reste indépendant du projet. Dans le second, en diverses nuances de bleu, les conditions locales déterminent largement les coûts. En brun, on inclut des frais liés en partie au site et en partie à la qualité du développeur.

Schéma 5 : Décomposition des coûts



Source : New York Energy Policy Institute, « Offshore Wind Energy and Potential Economic Impacts in Long Island », Novembre 2014.

Nous avons vu que le marché des turbines pour l'*offshore* demeure très concentré en Europe. On peut considérer la compétition comme insuffisante pour pousser les prix à la baisse ; en revanche les gains obtenus grâce aux effets de série chez les fabricants aboutissent à une réduction des coûts.

Dans le second sous-ensemble, le coût dépend fortement de la profondeur de la mer et de la distance à la côte, propres à chaque projet, ainsi que des frais imputés au projet ou supportés partiellement ou intégralement par les consommateurs.

La proximité d'un port doté de l'équipement idoine intervient dans les dépenses initiales, car la manutention des grands éléments, mats et pales des turbines, nécessite des quais adaptés ; il faut aussi des navires spéciaux et des engins de levage pour le transport et le montage des éoliennes. La forte densité des installations dans certaines zones de mer du Nord permet la formation de *clusters* améliorant la disponibilité des équipements. La composante « Transport & Montage » du schéma 5 diminue en conséquence. Le littoral allemand fournit une bonne illustration de ce phénomène, avec une dizaine de ports offrant des facilités.

Schéma 6 : Concentration des fermes éoliennes et des ports dans la zone allemande de la mer du Nord

Source : Carte en accès libre sur le site internet www.offshore-stiftung.de.

Le haut niveau d'équipement permet également d'envisager une baisse des frais d'exploitation et maintenance, baisse que les candidats ont probablement intégrée dans leurs réponses aux derniers appels d'offres. Une incertitude subsiste toutefois sur le risque de corrosion accélérée de certains composants et sur le coût du démantèlement.

Après avoir estimé CAPEX et OPEX, les porteurs de projet vont évaluer le prix du MWh à obtenir sur la durée du contrat ; il s'établit par la formule dite LCOE (*Levelized Cost Of Energy*). Dans cette formule, le coût complet du capital joue un rôle majeur. Il a diminué grâce à la place croissante des prêts bancaires, qui explique en partie la baisse du prix du MWh lors des derniers appels d'offres. Les banques finançaient en moyenne 60 % d'un projet jusqu'en 2007 ; elles ont porté leur part à 75 % en 2016, allongé la maturité des prêts jusqu'à 17 ans et multiplié les montants accordés d'un facteur 1,5 à 2[15].

Le calcul du LCOE tient compte ensuite de la durée du contrat et de la qualité des vents ; ces deux paramètres varient selon les situations. S'agissant de la qualité des vents, la mer du Nord offre en moyenne un régime régulier, mais des particularités locales, telles que le relief côtier, entraînent des variations d'un site à l'autre. Le « facteur de charge », ou taux annuel de production à pleine puissance, varie aussi en fonction de la densité des machines. Chaque éolienne perturbe en effet le flux et ce phénomène de sillage réduit les performances des machines situées en aval.

Les résultats : des projets de plus en plus compétitifs

Un constat général s'impose : le prix annoncé du MWh produit en mer du Nord a partout baissé, comme le confirment les exemples suivants. Dans plusieurs cas, ce prix passe en dessous de 65 €/MWh, considéré comme le seuil de compétitivité par rapport à l'installation concurrente de référence, qui serait une centrale au gaz naturel en cycle combiné avec un prix du CO_2 de 20 €/tonne. La liste ci-après est basée sur un échantillon de projets représentatifs.

Allemagne

Pour les installations raccordées au réseau avant la fin 2019, les développeurs pouvaient choisir entre un tarif d'achat garanti de

15. Green Giraffe, *Offshore Wind Finance – Evolution and Outlook*, communication au Project Finance and M&A (PFMA) Forum for Renewable Energy, Berlin, 11 septembre 2017, slide 13.

150 €/MWh pendant 12 ans ou 190 €/MWh pendant 8 ans. Ces modalités devraient s'appliquer au total à 5,2 GW[16]. Deux appels d'offres ont par la suite été lancés sous le régime du complément de rémunération, dont les résultats reflètent un étalement étonnant : pour le premier (2017), on passe de 0 à un tarif de référence de 60 €/MWh et pour le second (2018), de 0 à un tarif de référence de 98 €/MWh[17].

La remise de dossiers sans complément de rémunération signifie que la vente au prix du marché suffira à rentabiliser les installations. Il convient toutefois de noter que les parcs concernés se situent dans des zones de vent exceptionnellement favorables, que les concessions atteignent des durées de 25 à 30 ans, et que quatre de ces parcs ont été décernés au même groupe, permettant des effets de série. Les mises en service n'étant prévues qu'en 2024 ou 2025, les porteurs de projet anticipent aussi, probablement, une remontée des prix de l'électricité sur le marché, de 18 €/MWh en 2017 à 65 €/MWh en 2025[18].

Belgique

La Belgique a modifié à plusieurs reprises le régime de soutien :

- Les premières fermes étaient placées sous un dispositif de certificats verts avec un prix minimum garanti pendant 20 ans, estimé en moyenne à 101 €/MWh en 2009. Ce parc a reçu en outre une subvention de 25 millions d'euros.
- Devant les réticences des investisseurs, le prix minimum du certificat a été relevé en 2016 à 124 puis 130 €/MWh.
- La Belgique a ensuite adopté le principe du complément de rémunération attribué après appels d'offres qui a abouti à un tarif de référence de 79 €/MWh pendant 16 ans, pour une mise en service en 2020[19].

16. Stiftung Offshore Wind Energie, Présentation d'Andreas Wagner, *Status of Offshore Wind Development and Future Prospects in Germany*, 7 juin 2017, slide 9.
17. Groupe Orsted, communiqué de presse du 27 Avril 2018, et Bundesnetzagentur, communiqués de presse des 13 avril 2017 et 27 avril 2018.
18. Prix cités dans le magazine professionnel du constructeur ENERCON, numéro 02-2017, page 18.
19. Commission de Régulation de l'électricité et du gaz (CREG*), Étude relative à la réforme du soutien à l'énergie éolienne offshore*, 26 juin 2013, page 10 pour Belwind 1 et communiqué de presse du 27 octobre 2017 du Ministère fédéral belge de l'Énergie, de l'Environnement et du Développement durable pour Northwester 2.

Danemark

Au Danemark également, plusieurs régimes se sont succédé :

- Le premier a consisté en un tarif d'achat garanti de 140 €/MWh pendant 50 000 heures de fonctionnement à pleine puissance en 2012.
- Le pays est passé ensuite à un complément de rémunération constant (indépendant du prix de l'électricité sur le marché), fixé à 36 €/MWh pendant 22 000 heures de fonctionnement à pleine puissance.
- Le Danemark a enfin adopté le tarif d'achat garanti décerné sur appels d'offres, qui comportent une phase de pré-sélection avant le dépôt des offres fermes. Les parcs destinés à entrer en service en 2019 bénéficieront d'un tarif d'achat garanti de 63 €/MWh et celui dont la mise en service est prévue en 2021 recevra 49,50 €/MWh[20].

Pays-Bas

Les Pays-Bas pratiquent aussi les appels d'offres :

- En 2015, ils ont abouti un tarif d'achat garanti estimé à 87 €/MWh connexion incluse (mise en service en 2020)[21].
- En 2017, un lauréat a accepté de construire deux parcs avec une rémunération limitée à la seule vente sur le marché. Le gouvernement prend toutefois à sa charge les frais de raccordement au réseau et s'engage à instaurer un prix plancher pour le CO_2 avant le début de la production, prévu en 2022.

Royaume-Uni

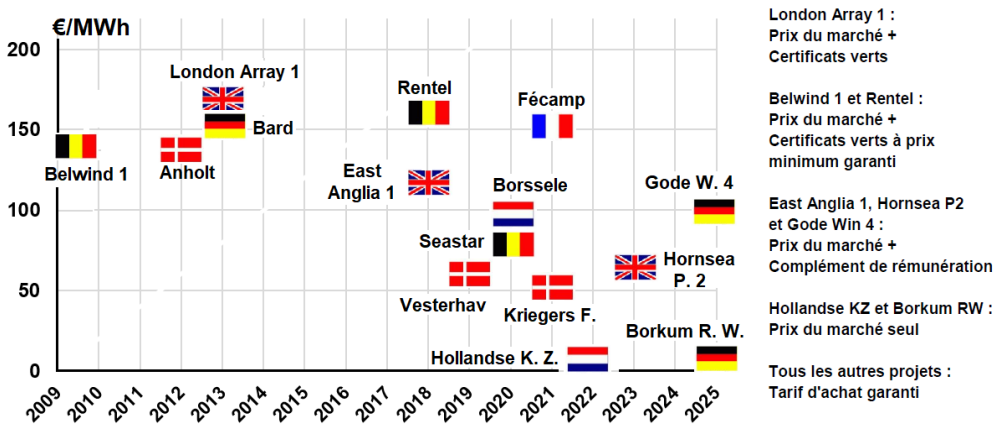
Deux systèmes ont vu le jour :

- À partir de l'an 2000, le dispositif a reposé sur l'attribution de concessions sur le domaine maritime par le Crown Estate, accompagné de certificats verts (ROCs, pour *Renewable Obligation Certificates*). Chaque MWh produit était vendu au prix du marché et donnait droit à deux certificats, dont le prix dépendait du marché des ROCs (53 € en moyenne en 2013)[22].

20. Danish Energy Agency, « Danish Experiences from Offshore Wind Development », mars 2017, pages 7 à 9. Taux de change retenu : 7,5 couronnes pour 1 euro.
21. CREG, idem note 19.
22. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Paraic Higgins & Aoife Foley, « The Evolution of Offshore Wind Power in the United Kingdom », 7 juin 2014, page 606.

- En 2013 le gouvernement a adopté les Contrats pour Différence décernés par appels d'offres, avec pour tarif de référence 137 €/MWh lors de l'appel d'offres de 2015 et 66 €/MWh à l'issue de celui de 2017[23].

Schéma 7 : Évolution des prix annoncés pour un échantillon de projets



Rappel : Les valeurs en €/MWh estimées ci-dessus ne reflètent pas des coûts constatés *ex post*, mais des niveaux de prix calculés *ex ante* par les porteurs de projet pour atteindre leurs objectifs de rentabilité.

Sources : communiqués de presse des autorités compétentes des différents pays.

Commentaires

Selon M. Antoine Rabain (cabinet MPrime) la chute spectaculaire des coûts du MWh annoncés lors des derniers appels d'offres repose sur plusieurs facteurs[24] :

- Les effets de série liés aux volumes des investissements : d'un milliard d'euros entre 2000 et 2010 à plus de 10 milliards d'euros en 2017 (cumul pour l'ensemble de l'éolien *offshore* européen).
- Les caractéristiques particulièrement favorables des parcelles octroyées : distance modérée à la côte, faible profondeur d'eau, sols propices aux fondations monopiles, excellent régime des vents.

23. DECC, *Contracts for Difference Allocation Round One Outcome*, 26 février 2015, et UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS), *Contracts for Difference Second Allocation Round Results*, 11 septembre 2017. Le taux de change retenu est de 114,5 euros pour une livre sterling.
24. A. Rabain, « La guerre des prix sur le marché européen de l'éolien *offshore* », MPrime, mars 2018.

- Les progrès techniques réalisés chez les fournisseurs, livrant des turbines plus puissantes et captant mieux les vents, même faibles.
- Les taux de profit très faibles acceptés par les investisseurs dans une perspective stratégique d'occupation des meilleurs sites et d'éviction des concurrents les plus fragiles.

Pour l'auteur de la présente étude, ce dernier argument se trouve conforté par l'intérêt récent des grandes entreprises historiques envers l'éolien *offshore*. Pour ces acteurs en phase de réorientation stratégique, les grands parcs de mer du Nord présentent un fort attrait et l'on voit EDF, EnBW, Iberdrola ou Vattenfall s'y engager par des filiales dédiées. On ne peut toutefois exclure l'éventualité que certains projets ne soient jamais réalisés, lorsque la pénalité pour non-exécution est modeste (13 millions d'euros au Danemark pour Vesterhav Nord & Syd, par exemple[25]).

Au sujet des conditions techniques, il faut aussi souligner la réduction de l'exploration-production d'hydrocarbures en mer du Nord, qui libère des infrastructures portuaires et des équipes compétentes sur les travaux en milieu marin. À ce jour, 715 plates-formes demeurent en activité, ce qui donne une idée des moyens ultérieurement disponibles[26], certaines d'entre elles pouvant être converties en bases de maintenance ou en sites dédiés à la production d'hydrogène par hydrolyse, en réutilisant éventuellement les anciens gazoducs pour son acheminement.

Le défi des réseaux

Face aux coûts orientés à la baisse pour les nouvelles installations, on évoque rarement le coût des réseaux de transport nécessaires pour évacuer les volumes croissants d'électricité produite, qui se répercute sur la facture du consommateur. On évoque encore plus rarement la coordination temporelle entre la construction des fermes en mer et celle des réseaux, et on ne s'interroge jamais sur faisabilité de tels renforcements des réseaux, alors que les oppositions aux lignes nouvelles perdurent dans la plupart des pays.

L'Allemagne fournit un exemple frappant des difficultés rencontrées. L'essentiel du parc éolien, et notamment le parc *offshore* (totalisant 5,4 GW à fin 2017), se situe dans la moitié nord du pays, alors qu'une bonne part de la consommation provient des industries implantées au Sud. Les lignes de transport à haute tension reliant les deux moitiés du pays se

25. Danish Energy Agency, *Tender Specifications for 350 MW Offshore Wind Capacity in Nearshore Areas*, 29 avril 2016, page 11.
26. Ecofys (groupe Navigant), « The North Sea as A Hub for Renewable Energy, Sustainable Economies and Biodiversity », 2017, page 7.

révèlent très insuffisantes pour acheminer les volumes de source éolienne vers les zones de grande consommation. Depuis 2009, le gouvernement fédéral a fait adopter plusieurs lois destinées à faciliter la construction de lignes nouvelles, mais les oppositions locales ont réussi à ralentir considérablement les travaux, bien que les autorités aient décidé de poser de larges sections de ces lignes en ouvrages souterrains plutôt qu'aérien, ce qui multiplie les coûts par un facteur 4 à 8[27]. Fin juin 2018, seuls 900 km étaient achevés sur un programme total de 7 700 kilomètres[28]. Ce retard conduit à des coûts de *redispatch* et des indemnités aux installations renouvelables dont la production n'a pas pu être écoulée, qui ont atteint en 2017 un total de 1,4 milliard d'euros[29].

Un rapport publié en 2018 par l'organe de coordination des gestionnaires de réseau ENTSO-E illustre la croissance des besoins : selon les scénarios, la capacité totale d'interconnexion entre sept des pays bordant la mer du Nord devrait passer de 19 730 MW (niveau prévu en 2020) à 31 700 MW ou 40 000 MW en 2040[30]. Dans cette hypothèse, la capacité des ouvrages d'interconnexion serait accrue de 50 à 100 %. Or la consommation de ces pays n'augmenterait que d'environ 4 % d'ici 2030, si l'on retient un objectif de 30 % d'amélioration de leur efficacité énergétique[31]. Une étude antérieure publiée par l'IFRI a insisté sur la fragile justification économique des extensions de réseaux non motivées par des augmentations de consommation[32]. L'ENTSO-E ne chiffre pas le coût des investissements correspondants, qui dépendra du tracé définitif ainsi que des choix entre courant alternatif ou continu et lignes aériennes ou souterraines. Ce coût sera ventilé sur l'ensemble des consommateurs des pays concernés, dans la rubrique "acheminement" de leur facture.

27. Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), *Report on Unit Investment Cost Indicators – Electricity Infrastructure*, août 2015, pages 11-12.
28. Bundesnetzagentur, données recueillies le 29 juin 2018, disponible ici : www.netzausbau.de.
29. Bundesnetzagentur, « Bundesnetzagentur veröffentlicht Zahlen zu Redispatch und Einspeisemanagement für 2017 », communiqué de presse du 18 juin 2018.
30. ENTSO-E, *Regional Investment Plan 2017 - North Sea Region*, page 33.
31. Calcul de l'auteur à partir des consommations finales des 6 pays considérés dans l'étude d'impact publiée par la CE en 2015 et 2030 : PRIMES, *Technical Report on Member State Results of the EUCO Policy Scenarios*, E3MLab & IIASA, décembre 2016, pages 71 à 127. Le 20 juin 2018, les législateurs européens ont annoncé avoir retenu un objectif de 32,5 %.
32. M. Cruciani, « Réseaux électriques et transition énergétique en Europe », *Notes de l'Ifri*, juin 2015.

Un enjeu géoéconomique et stratégique majeur

Un potentiel considérable

Les dispositions arrêtées par les pays bordant la mer du Nord depuis les années 2000 ont permis l'édification de 15,5 GW de capacité éolienne *offshore* dans cet espace à fin 2017. Un volume équivalent pourrait s'y ajouter d'ici 2022 si tous les projets actuels à différents stades de préparation aboutissaient. Les surfaces disponibles en mer du Nord demeurent immenses, mais deux paramètres économiques entrent en jeu. En premier lieu, l'augmentation de la distance à la côte majore considérablement le coût du raccordement électrique. En second lieu, lorsque la profondeur de la mer dépasse 60 mètres, il faudrait recourir à des éoliennes flottantes, plus coûteuses que celles sur fondations, car ne bénéficiant pas encore d'un développement industriel.

Un coup d'œil sur la carte des zones économiques exclusives montre que le Royaume-Uni détient le plus grand potentiel, loin devant le Danemark, puis les Pays-Bas et enfin l'Allemagne. La Norvège dispose d'une longue façade maritime, mais très profonde.

Une étude du consultant BGV Associates évalue à 1 572 térawattheure (TWh) la production annuelle en mer du Nord qui serait atteinte en 2030 si tous les sites offrant un coût de production inférieur à 65 €/MWh étaient équipés, ce qui correspondrait à une capacité installée de 607 GW et représenterait 49 % de la consommation électrique de l'UE cette année-là (Royaume-Uni inclus). Considérant ce niveau comme inaccessible, notamment en raison des difficultés à réaliser un réseau de transport capable de répartir de tels volumes, la même étude prévoit en fait pour 2030 une capacité installée de 64 GW, générant environ 8 % des besoins européens[33].

33. BGV Associates pour Wind Europe, « Unleashing Europe's Offshore Wind Potential », juin 2017, pages 20 et 34.

Une coordination difficile

Toutes les études évaluant la place que pourrait tenir la mer du Nord dans la perspective d'une production électrique de l'UE entièrement décarbonée à l'horizon 2050 convergent sur l'absolue nécessité de renforcer les interconnections, pour améliorer la flexibilité d'un système électrique qui sera soumis à d'importantes fluctuations de production liées aux aléas des vents. Parmi l'ensemble des projets en cours, nombreux sont ceux visant à lier deux pays, le Royaume-Uni pour sa place de producteur majeur et la Norvège en raison de son équipement hydro-électrique.

La Norvège détient les plus grandes capacités hydroélectriques d'Europe, totalisant près de 32 GW[34]. Les barrages se remplissent au printemps et en été, lors de la fonte des neiges, ce qui présente une bonne complémentarité avec les éoliennes, qui atteignent leurs pics de production en automne et en hiver, saisons de forts vents. Divers rapports tentent de quantifier le bénéfice qui pourrait en résulter pour le système électrique européen grâce au développement des interconnexions.

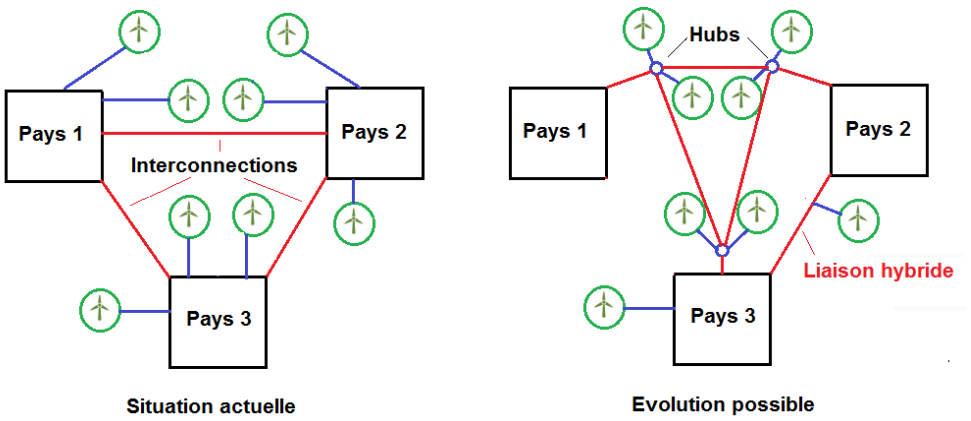
Les études s'efforcent également d'apprécier la rentabilité de nouvelles stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) en Norvège. Leur puissance atteint à peine 1,4 GW à ce jour dans ce pays (contre 6,8 GW en Allemagne et 4,6 GW en France, par exemple), mais le potentiel supplémentaire disponible est estimé à 10 GW d'un point de vue strictement technique. Outre leur fonction de « batterie » de grande taille, les STEP sont bien adaptées à la fourniture des services requis par les gestionnaires de réseau pour assurer la continuité d'alimentation et la qualité du courant, notamment le réglage de fréquence de tous niveaux, ainsi que la relance du système en cas de défaillance (*black start*).

Actuellement, tous les parcs sont reliés directement à la terre ferme. Pourrait-on réaliser un *hub* commun à plusieurs installations et le raccorder à un câble d'interconnexion ? Allant plus loin, divers acteurs militent en faveur d'un réseau maillé en mer du Nord, à l'image des réseaux de transport nationaux, collectant et acheminant les productions sur l'ensemble du territoire. Un consortium envisage la construction d'un *hub* de grande envergure, qui serait situé sur une île artificielle non loin du point de jonction entre les zones économiques exclusives de cinq pays. Ce consortium a présenté le projet lors d'une réunion des ministres de l'Énergie d'un G20 élargi à Malmö, le 18 mai 2018. Leur étude montre qu'une programmation coordonnée des investissements et l'usage du *hub*

34. International Hydropower Association, *Hydropower Status Report 2018*.

central réduiraient d'environ 30 % le coût total des interconnexions[35].

Schéma 8 : Évolution possible du réseau de transport électrique en mer du Nord



Dès 2009, les pays concernés ont souhaité disposer d'une vision commune sur les réseaux de mer du Nord. Neuf d'entre eux (Allemagne, Belgique, Danemark, France, Irlande, Luxembourg, Pays-Bas, Royaume-Uni et Suède) ont signé cette année-là une déclaration politique dite « North Sea Countries *Offshore* Grid Initiative » (NSCOGI). Rejoints par la Norvège, ces dix pays ont adopté en décembre 2010 un protocole d'accord mettant en place plusieurs groupes de travail. Une seconde déclaration politique, signée en juin 2016, a tracé un nouveau programme de travail pour la période 2016-2020. De son côté, la CE a lancé ses propres études ; celle de 2014 estimait qu'un réseau maillé entraînerait des investissements supplémentaires d'un montant compris entre 5 et 10 milliards d'euros, mais générerait ensuite entre 1,5 et 5 milliards d'euros d'économies annuelles[36].

Pour utiles qu'ils soient, ces travaux restent extérieurs aux preneurs de décision. La NSCOGI ne détient aucun pouvoir comparable, par exemple, à ceux de l'Agence de coordination des régulateurs de l'énergie, qui lui permettrait de faire avancer une planification, des règles ou normes

35. Le consortium comprend Tennet Allemagne et Tennet Pays-Bas, Energinet (Danemark), Gasunie (Pays-Bas) et le Port de Rotterdam. Source : « The North Sea Wind Power Hub Consortium », communiqué de presse du 24 mai 2018.
36. CE, *Study of the Benefits of a Meshed Offshore Grid in the Northern Seas Region*, juillet 2014, page 91.

communes. Laissée au niveau des États, la coordination des décisions se heurte à une série d'obstacles. Ils ne sont pas spécifiques à l'éolien *offshore*, mais prennent une forte visibilité dans ce cas :

- La charge des dépenses liées à la connexion des fermes éoliennes varie selon les pays.
- En raison de l'étalement des projets dans le temps, les premiers achevés préfèrent un raccordement immédiat au continent plutôt qu'un hub à une date incertaine.
- Les régimes de soutien aux énergies renouvelables diffèrent beaucoup entre États. Les citoyens d'un pays "généreux" acceptent mal que des voisins captent une production qu'ils n'ont pas financée et renâclent tout autant à financer des installations situées hors de leurs frontières.

La coordination des décisions va devenir encore plus ardue avec le Brexit. Compte tenu de la ligne politique très ferme des militants du Brexit, on peut douter que le Royaume-Uni suive l'exemple de la Norvège qui, sans être membre de l'UE, appartient à l'Espace économique européen. Cette adhésion permet à la Norvège de faire pleinement partie du marché intérieur de l'UE, dont elle respecte les règles, et de bénéficier de divers programmes communautaires, notamment en matière de recherche. Quittant l'UE, le Royaume-Uni ne sera plus soumis aux règles communes sur l'utilisation du domaine maritime et ne sera plus tenu par des engagements communs sur les énergies renouvelables ; ses gestionnaires de réseaux ne participeront plus au mécanisme européen de compensation pour les échanges transfrontaliers et ses marchés de l'électricité pourront adopter des règles différentes de celles en vigueur sur le continent, ce qui compliquera les transactions[37]. L'UE perd par ailleurs un participant très actif au sein des programmes de recherche relatifs à l'éolien *offshore*.

Il paraît donc probable que les innovations en matière de coordination viennent désormais d'acteurs industriels plutôt que d'instances politiques. On pourrait certes imaginer une structure politique *ad hoc* dévolue à la mer du Nord, par exemple en dopant le rôle de la NSCOGI, mais le danger serait alors que l'influence britannique y soit dominante, compte tenu de son poids actuel dans l'éolien *offshore* (53 % des capacités installées dans l'UE à fin 2017[38]), et qu'elle pousse à l'adoption de règles à son avantage.

Un autre aspect de la coordination mérite une attention spéciale : la protection militaire des installations, contre les risques terroristes

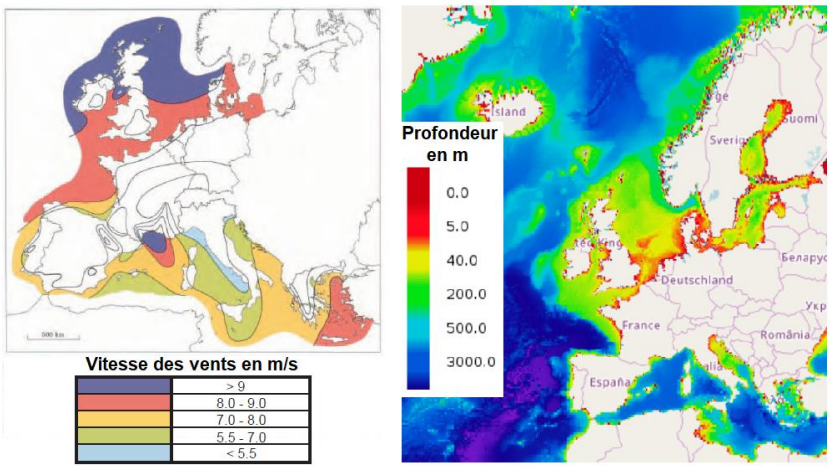
37. Voir notamment : S. Pye (UCL), C. Mathieu (IFRI) et P. Deane (UCC), « The Energy Sector Implications of Brexit », Insight-e, janvier 2017.
38. *Ibid.*

notamment, appelant une surveillance concertée des ouvrages sensibles en mer, tels que les sous-stations ou hubs de raccordement.

La mer du Nord, *Mare Nostrum* ?

Le succès de l'éolien *offshore* en mer du Nord et les brillantes perspectives qu'elle conserve induisent paradoxalement un risque pour l'UE, celui de déporter davantage le centre de gravité de l'Europe de l'énergie vers les pays bordant cette mer. En effet, les performances économiques de l'éolien en mer du Nord s'expliquent largement par des facteurs locaux. Ils se retrouvent en partie en mer Baltique, mais pas dans les pays bordés par l'Atlantique, la Méditerranée ou la mer Noire, en raison d'une profondeur plus grande du plateau continental, de régimes des vents moins favorables, et par manque d'équipements portuaires.

Schéma 9 : Zones de vents et profondeurs des mers



Source : Carte des vents : Average Windspeed in Europe, www.windatlas.dk et
Carte bathymétrique : The European Marine Observation and Data Network (EMODnet).

Pour quelques pays, la technologie de l'éolien flottant apportera un début de réponse. Cependant, sa mise au point reste encore lointaine et repose sur des engagements publics que seuls certains pays peuvent soutenir (Écosse, France, Norvège, Portugal…). Les industriels voient bien les débouchés qui s'ouvrent à ces futures machines, mais dans l'immédiat la mer du Nord leur offre un potentiel de développement encore considérable pour l'éolien sur fondations ; la compétition très rude menée pour gagner les appels d'offres les incite à privilégier les seules dépenses de recherche bénéficiant de l'effet de levier que procurent les fonds publics.

Par ailleurs, le poids économique déjà acquis par les acteurs de l'éolien *offshore* en mer du Nord les rend tout naturellement plus influents sur les décideurs politiques et ces derniers sont sensibles à la contribution apportée par cette filière pour atteindre leurs objectifs relatifs 2020. À ce jour, la puissance installée en mer du Nord demeure trop faible pour que les États situés au cœur de l'Europe, sans façade maritime, et ceux bordés par d'autres mers puissent se sentir menacés. D'ici 2030, elle ne devrait guère dépasser 5 % de toute la capacité en service dans l'UE[39]. À plus long terme un ressentiment peut surgir dans la population de ces États, notamment pour des taux de développement supérieurs, si des pics de vent entraînent la fermeture de centrales locales.

On pourrait atténuer le sentiment de marginalisation des pays sans accès à la mer en imaginant un mécanisme de financement participatif à grande échelle. L'importance des investissements requis justifierait son accès à tout citoyen européen, par le biais d'un véhicule dédié, sur le modèle des livrets de caisse d'épargne, offrant une grande liquidité assortie d'un revenu modeste mais garanti (par une institution financière communautaire) au-dessous d'un plafond symbolique, par exemple 10 000 euros. Il convient que le revenu et le plafond restent bas pour éviter d'assécher les financements participatifs sur des projets de proximité, mieux rémunérés ; la vertu principale du système préconisé ici demeure pédagogique.

39. Calcul de l'auteur, en retenant 64 GW d'éolien *offshore* en mer du Nord (voir note 26) et 1 125 GW pour toute la puissance installée en l'UE en 2030 (source : voir note 24, page 70).

Conclusion et recommandations

Les pays riverains de la mer du Nord ont su exploiter ses caractéristiques particulières pour développer une filière qui paraît prometteuse à l'échelle mondiale, l'éolien *offshore*. Son décollage a reposé sur des régimes de soutien financier très onéreux, mais cette page est tournée, avec la généralisation de dispositions stimulant la concurrence. Jointe aux effets de série et aux effets d'apprentissage, cette politique commence à porter ses fruits, avec des projets annonçant désormais un coût du MWh très compétitif, parfois plus avantageux que les productions conventionnelles, au gaz naturel par exemple.

Les facteurs de réussite ne sont pas tous reproductibles, mais les procédures pratiquées dans les pays obtenant les meilleurs résultats pourraient utilement inspirer les États qui souhaitent à leur tour développer l'éolien *offshore*. On pense ici à la France, qui accélérerait certainement le déploiement de ses programmes en reproduisant la démarche danoise :

- planification des zones propices après débat avec les parties locales concernées, levée des risques juridiques,
- études de sites préalables menées par la puissance publique,
- programmation des renforcements des réseaux à terre antérieure aux appels d'offres,
- appels d'offres en deux temps ; négociations avec les lauréats pré-qualifiés avant l'appel d'offres final,
- interlocuteur administratif unique pour les porteurs de projet.

Les performances observées en mer du Nord laissent augurer une poursuite du développement. Un doublement, voire un quadruplement, de la capacité installée dans la région semble accessible d'un strict point de vue technico-économique. Mais si l'on élargit l'angle d'observation, diverses préoccupations émergent. Une difficulté majeure concerne les réseaux électriques destinés à évacuer une production devenant considérable. Les interconnexions entre États constituent un maillon essentiel de ces réseaux. Diverses études montrent que l'optimum économique impliquerait la création d'un véritable réseau intérieur à la mer du Nord, maillé comme un réseau national et acceptant des injections en tout point, de la part de *hubs* communs à plusieurs fermes éoliennes.

Cette solution semble hélas hors d'atteinte, en raison précisément des procédures qui sont retenues pour stimuler la compétition et déterminées par les autorités nationales, avec de fortes différences entre pays, sans instance disposant d'un pouvoir de coordination régionale.

Tout indique que la sortie du Royaume-Uni de l'UE va compliquer ou même rendre impossible la mise en place d'une telle instance. En son absence, et souvent du fait d'obstacles internes aux États, on ne peut pas exclure l'hypothèse de fermes éoliennes terminées avant l'achèvement des lignes électriques de desserte, ou contraintes à des interruptions de production en raison de la saturation des réseaux, deux phénomènes observés en Allemagne dans un passé récent. De même, on peut craindre de nouvelles occurrences de prix négatifs sur le marché spot ; or les règles préconisées par la CE dans le « Paquet énergie propre » interdiront à l'avenir toute rémunération dans ces situations. Cette éventualité ravivera sans nul doute l'intérêt pour les diverses formes de stockage de l'électricité, soit de manière centralisée, et les regards se tourneront alors vers la Norvège, en raison de son potentiel en STEP hydroélectriques, soit sur les sites de production. Dans ce second cas, la conversion en hydrogène pourrait faire partie des solutions, d'autant plus intéressantes qu'elle bénéficierait de la compétence des acteurs du secteur des hydrocarbures, très présents dans la région.

La réussite de l'éolien *offshore* en mer du Nord présente son revers : elle repose sur des singularités géographiques (faible profondeur de la mer, bons vents) et historiques (densité des équipements portuaires) exceptionnelles. L'avancée acquise dans cette filière par les industriels des pays entourant cette mer leur ouvre des possibilités à l'exportation dans les régions du monde jouissant des mêmes particularités, mais elles sont peu nombreuses. Pour les États européens disposant de façades maritimes bien ventées mais profondes (Espagne, France, Grèce…), la technologie de l'éolien flottant apparaît à ce jour comme la meilleure solution. Des progrès considérables restent nécessaires pour qu'elle atteigne la maturité ; il convient que les institutions européennes veillent à un juste partage des efforts de recherche en faveur de cette voie. Les retombées économiques pourront devenir substantielles, car les régions du monde où l'éolien flottant trouverait des débouchés sont beaucoup mieux réparties que celles accessibles à l'éolien sur fondation. Dans cette optique, la maîtrise technologique acquise par les entreprises européennes dans l'éolien *offshore* peut les transformer en cibles pour des groupes extra-européens soucieux de capter ces compétences. Le droit communautaire et les droits en vigueur dans la plupart des États membres de l'UE ne protègent contre ces comportements prédateurs que les activités considérées comme

stratégiques : ne faudrait-il pas étendre ce classement à la production éolienne *offshore* ?

Enfin, il convient que l'UE accorde une attention particulière aux pays ne disposant d'aucun accès à la mer et étudie tout dispositif leur permettant d'être associés au développement de l'éolien *offshore* en dehors de leurs frontières, en complément, bien sûr, à un renforcement des aides, techniques ou économiques, propres à stimuler le développement de leurs ressources renouvelables locales.

institut français
des relations
internationales