

Les politiques de développement de l'éolien en mer en crise

Etienne Beeker*, Dominique Finon**

@ 22122

Mots-clés : éolien, Europe de l'énergie, industrie, politique énergétique, technologies

Après une période d'envol porté par des espoirs de baisses spectaculaires des coûts, aujourd'hui contrariés par la hausse des taux d'intérêt et l'inflation générale, l'éolien en mer traverse une période difficile. Après avoir repéré les origines du problème, cet article cherche à montrer que ces difficultés sont moins dues à son accès à la maturité qu'à l'échec de la politique de son développement, d'un volontarisme déconnecté des réalités industrielles et basé sur des mécanismes de marché inadaptés à une technologie aussi capitalistique et lourde à mettre en œuvre. En conclusion, il trace la voie de ce que pourrait être un développement raisonné et maîtrisé de l'éolien en mer en Europe.

L'éolien en mer posé¹ a connu ces dernières années une envolée des objectifs d'installation en Europe et dans le monde, appuyés sur des annonces de baisses de coûts spectaculaires. Il est devenu « la » solution comme technologie de bouclage des mix électriques européens dans leur transition vers le net zéro en 2050, notamment dans les pays qui rejettent l'option nucléaire. Mais les réalités industrielles, technologiques et financières viennent de se rappeler à l'attention des grands acteurs confrontés aux difficultés rencontrées par leurs projets et aux pertes financières subies par les développeurs et les fabricants de turbines.

Le développement de l'éolien en mer peut-il continuer sur les mêmes bases volontaristes? Comment les États peuvent-ils éviter de tomber

dans les travers d'ambitions mal fondées? Pour répondre à ces questions, il est nécessaire de comprendre comment les espoirs dans l'éolien en mer posé se sont construits et autoentretenus pour ne pas renouveler les erreurs actuelles et identifier les conditions d'un développement réaliste de l'éolien en mer et du tissu industriel associé.

1. L'envol de l'éolien en mer

L'Union européenne s'est donné en 2020 une stratégie visant à faire de l'éolien en mer une source majeure d'énergies renouvelables (EnR). Un peu plus tard, suite au trauma de la crise née du conflit russo-ukrainien, la Commission européenne, dans son programme RePowerEU de 2022, a rehaussé l'objectif d'éolien en mer pour le faire passer de 60 GW à 112 GW en 2030. L'objectif de 2050 a également presque doublé, passant de 350 GW à 600 GW. Pour atteindre l'objectif de 2030, la capacité d'installation de toute la chaîne d'approvisionnement devrait passer de 3 à 4 GW/an aujourd'hui à 20 GW/an d'ici 2030, ce qui, pour beaucoup, est hors d'atteinte (voir

* France Stratégie.

** CNRS, CEEM Paris-Dauphine.

Cet article résulte de la convergence de deux démarches d'analyse de la crise de l'éolien en mer, celle d'Etienne Beeker dans une note de l'Ifri de 2023 (voir [Beeker, 2023]) et celle de Dominique Finon dans un article publié dans le trimestriel *Transitions & Énergies* (voir [Finon, 2023]).

notamment [Rystad Energy, 2023a; Bloomberg, 2024]).

L'Allemagne est au premier rang. Alors qu'elle ne visait que 15 GW d'éolien en mer en 2030, elle a doublé son objectif 2030 pour atteindre 30 GW installés à cette date, et 70 GW en 2045. Le Royaume-Uni, qui se veut leader mondial avec 13,6 GW installés en 2023, vise la capacité installée considérable de 50 GW en 2030. Les autres pays ne sont pas en reste et, lors du sommet de la mer du Nord à Ostende le 24 avril 2023 qui réunissait plusieurs chefs d'État, une coalition comprenant France, Belgique, Danemark, Allemagne, Pays-Bas, Luxembourg et Irlande, Norvège et Royaume-Uni, a déclaré vouloir atteindre 120 GW à cette même date et s'est engagée à installer 300 GW d'ici 2050, faisant de la mer du Nord le «grenier à énergie bas carbone» de l'Europe.

1.1. Les anticipations spectaculaires de baisses des coûts

La hausse de ces objectifs s'accompagne d'anticipations spectaculaires de baisses des coûts. Alors que l'Agence internationale de l'énergie (AIE) estimait en 2018 pour différents pays [IAE, 2020] que le LCOE (*Levelized Cost Of Electricity*, ou coût complet) était de 130-150 €/MWh (hors coût de connexion), celui-ci tombait à moins de 50 €/MWh en 2022, chiffre révélé par les offres de prix aux appels d'offres concurrentiels dans les pays européens. Une telle baisse d'un facteur 2,5 à 3 en quatre ans interroge car elle ne se retrouve dans aucun domaine des technologies vertes pris en exemple. Pour le solaire photovoltaïque (PV), il a fallu plus de dix ans pour y parvenir.

Devant les résultats des enchères au Danemark, aux Pays-Bas et en Allemagne qui conduisaient à des demandes de subventions nulles par rapport aux prix du marché électrique, ou à des prix de référence très bas comme au Royaume-Uni (44 £/MWh) et en France (45 €/MWh pour les projets de Dunkerque et de Centre-Manche), toutes les parties prenantes (gouvernements, développeurs/énergéticiens, financeurs, régulateurs)² ont considéré que la technologie de l'éolien en mer était

suffisamment mature pour en faire un pilier de la transition bas carbone.

Mais ces anticipations de coûts très bas ne se sont pas matérialisées, du fait des délais de 6 à 7 ans entre la sélection aux enchères et les réalisations (parfois plus si l'on se réfère aux projets lancés en 2011 en France et qui commencent seulement à rentrer en service). La montée des taux d'intérêt, la croissance des coûts des matériaux des fabricants de turbines et l'inflation sur les coûts d'exploitation et d'entretien ont eu raison de ces estimations, et ont changé l'équation économique des projets. Les coûts ont augmenté d'au moins 40 % depuis 2021 en Europe et aux États-Unis, tandis que les taux de rendement attendus sont passés de 10-12 % à des niveaux de 2-3 %, selon les analystes de Wood Mackenzie [2023].

Au Royaume-Uni, l'État pilote le développement accéléré des projets par une succession d'appels d'offres annuels avec un mécanisme d'enchères (qui portent à chaque fois sur 4-5 GW) et a imposé une décroissance très rapide du prix plafond à chaque appel d'offres. Il est passé de 120 £/MWh en 2015 à 44 £/MWh au cinquième round d'enchères à la mi-2023, un niveau si bas qu'aucun candidat n'a répondu, créant au passage un électrochoc pour toute la filière.

1.2. La prise en étau des fabricants de turbines

La course à l'objectif «zéro subvention» s'est faite au détriment des fournisseurs de turbines qui ont été contraints de réduire drastiquement leurs marges, de vendre à des prix très serrés et de proposer des turbines de taille croissante en imaginant profiter d'un important effet de taille. Mais ils se sont retrouvés pris en étau entre la hausse des prix des matériaux de base (acier, cuivre, zinc, etc.), leurs coûts croissants et leurs prix de vente trop bas. Les industriels de la *supply chain* — Siemens Gamesa, Vestas, GE Renewables et Nordex — se sont retrouvés en difficulté en 2023, affichant des pertes importantes de respectivement 2,9 milliards, 1,2 milliard, 1,6 milliard et 180 millions d'euros³.

Actuellement, le développement des projets est ralenti par les difficultés de réalisation et les goulots d'étranglement rencontrés sur toute la chaîne d'approvisionnement depuis la fabrication des turbines, en passant par celle des mâts géants, jusqu'aux infrastructures portuaires. L'objectif de capacité installée de 112 GW en 2030 de RePowerEU n'est pas atteignable, selon l'association européenne des professionnels de l'éolien WindEurope⁴ qui estime plus probable l'atteinte d'un total installé de 60 GW, vu les difficultés à faire croître les capacités sur chaque maillon de la *supply chain*, comme le montrent les récents rapports de Rystad Energy [2023a, 2023b].

1.3. La nouvelle réalité des coûts

La crise a révélé aux opérateurs la réalité du coût financier et des risques d'investissement auxquels ils s'exposent. La hausse des taux d'intérêt de 2-4 % à 7-9 % a augmenté le LCOE d'un projet d'éolien en mer de 35 % environ [Bloomberg NEF, 2023; Beeker, 2023], à laquelle s'ajoute celle des coûts des fabricants confrontés à la hausse des prix des divers matériaux de base, et l'inflation des coûts des services d'installation, d'exploitation et de maintenance. La hausse totale serait comprise entre 30 et 40 % par rapport aux estimations d'avant 2022. Le LCOE à la sortie de la sous-station de conversion dépasserait ainsi les 100 €/MWh.

Au coût de production, il convient d'ajouter les coûts de raccordement à terre, qui sont au minimum de 20 €/MWh mais peuvent aller jusqu'à 50 €/MWh⁵. Dans la plupart des pays européens, ils sont pris en charge par les gestionnaires de réseau (GRT) donc *in fine* par les consommateurs d'électricité⁶. À ces coûts de raccordement s'ajoutent le coût de renforcement du réseau terrestre (en Allemagne, les dépenses prévues jusqu'en 2045 sont de 460 milliards d'euros, celles prévues par RTE pour la France de 100 milliards d'euros d'ici 2040, chiffres concernant toutes les EnR), les coûts d'équilibrage qui sont estimés entre 3 à 6 €/MWh (plus bas que pour l'éolien à terre et le solaire PV car les productions de l'éolien en mer sont moins intermittentes) et celui du *back-up* nécessaire pour assurer la sécurité

d'approvisionnement en l'absence de vent. Il est estimé à environ 8 €/MW dans le rapport de l'Agence de l'énergie nucléaire de l'OCDE sur les coûts de système des différents modes de production électrique [NEA-OECD, 2012], une valeur qui augmente avec la proportion de production intermittente dans le mix total.

2. Les obstacles technologiques, industriels et financiers

L'émergence de la vision de l'«éolien marin solution clé de la transition énergétique» émane d'un processus circulaire entre les décideurs politiques, les pouvoirs publics, les développeurs et les acteurs de la *supply chain*, qui a été interrompu par la crise.

- Le jeu concurrentiel structuré par les appels d'offres qui se succèdent rapidement dans la plupart des pays a conduit à des offres à des prix de plus en plus bas lors des enchères successives, sans laisser le temps aux apprentissages de se faire et sans prise en compte des incertitudes de l'environnement économique, parce que rien n'incitait au réalisme.
- En même temps, la baisse de ces prix encourageait les pouvoirs publics à vouloir accélérer le déploiement de l'éolien en mer en lançant fréquemment des appels d'offres et en mettant des prix plafonds de plus en plus bas sans attendre l'accumulation d'expérience.
- À ceci s'est ajouté l'engouement des investisseurs financiers prêtant à des taux d'intérêt très bas comme dans d'autres domaines «verts», sans anticiper le risque d'une hausse des taux d'intérêt sur la viabilité financière des projets.
- Les développeurs pris dans le jeu concurrentiel ont peut-être sous-estimé les risques d'investir dans des équipements de plus en plus grands, de plus en plus complexes et à base d'une technologie tout juste sortie de la phase de démonstration.

Les politiques de développement de l'éolien en mer en crise

- Au bout du compte, les décideurs publics nationaux et européens, tout à leur envie de disposer rapidement d'une électricité décarbonée pour boucler les mix électriques, ont voulu croire à la rapidité d'adaptation de l'écosystème industriel à la croissance de la demande des turbines et autres composants.

Les différents aspects de cet environnement décisionnel méritent d'être détaillés.

2.1. Les défauts de la concurrence par appels d'offres pour des équipements capitalistiques

Il convient tout d'abord de préciser comment est organisé le soutien public à l'éolien en mer pour son déploiement en plus de la prise en charge collective des coûts d'acheminement à terre par les réseaux sous-marins. Il se base sur un dispositif de garanties de revenus à long terme que sont les contrats pour différence (CfD). Ceux-ci sont attribués par enchères lors d'appels d'offres portant sur une certaine capacité à atteindre, avec

pour critère de sélection déterminant ou unique, le prix demandé par le développeur. Lors de l'exploitation de l'équipement, si le prix de marché est en dessous du prix de référence, l'État paie la différence au producteur ; inversement, s'il est au-dessus, l'État récupère la différence. Pour limiter les risques du développeur, les contrats incluent des clauses de réajustement du prix de référence pour inflation, qui sont plus ou moins complexes, mais elles n'intègrent pas les hausses du coût de la dette (voir Tableau 1).

La concurrence de long terme entre développeurs est organisée sur cette base d'appels d'offres. Cette pratique permet à la fois d'imposer un rythme de développement des capacités par la succession d'appels d'offres annoncés à l'avance, et d'utiliser l'incitation concurrentielle pour limiter les coûts de la politique via les pressions à la baisse des prix demandés, complétées par un prix plafond. Mais étant donné que les projets d'éolien en mer cumulent de longs délais d'autorisation et de réalisation, le tout couvrant de huit à dix ans,

	Allocation séparée droit foncier/contrat de soutien	Type d'appel d'offres	Modalités contractuelles			Incitations à accélérer la mise en service
			Type de contrat	Durée du contrat	Indexation prix	
Royaume-Uni*	Oui (rémunération)	Avec prix plafond (Fréquence élevée)	Contrat pour différence (CfD) bidirectionnel	15 ans	Indexation	Implicites
Allemagne	Non (sauf cas de <i>bid</i> à 0 €/MWh)	Sans critère qualitatif (Fréquence élevée)	CfD à sens unique	20 ans	Clauses complexes de révision	Explicites
Danemark	Non	Sans critère qualitatif (Fréquence élevée)	CfD bidirectionnel à transferts plafonnés	20 ans	Clauses complexes de révision	Explicites
France	Non	Avec prix plafond Avec critères qualitatifs	CfD bidirectionnel	20 ans	Clauses complexes de révision	Implicites
États-Unis*	Oui (rémunération)	Avec critères qualitatifs	CfD bidirectionnel	25 ans	Pas d'indexation	Explicites et implicites

Tableau 1. Caractéristiques des dispositifs d'appels d'offres de contrats pour différence dans quelques pays

* Pays où le coût de raccordement au réseau est à la charge du développeur.

ce type de concurrence crée trop d'incitations à renchérir à la baisse pour gagner des contrats, sans attendre que les coûts des réalisations antérieures soient révélés.

Un régime de pénalités en cas de non-respect des délais prévus complète souvent le dispositif, mais il n'est pas forcément à la hauteur de l'enjeu.

2.2. Le pari sur la permanence de taux d'intérêt bas

La baisse des taux d'intérêt ces dernières années a favorisé la poursuite de l'expansion des projets éoliens en mer. Les marchés financiers ont fourni de fortes liquidités à des coûts réduits. La confiance des investisseurs s'est entretenue au nombre croissant de projets mis en œuvre par des entreprises en principe expérimentées, et à la dynamique de baisse des prix offerts lors des appels d'offres successifs.

Comme toutes les technologies vertes, les diverses EnR ont profité d'un coût très bas du capital, mais se sont vues exposées à la hausse des taux d'intérêt. Les projets d'éolien en mer ont été les plus affectés. Très capitalistiques, ils nécessitent en effet une mise de fonds initial très importante et ont de longs délais de réalisation qui entraînent une longue immobilisation des capitaux engagés. Une étude de BloombergNEF d'août 2023⁷ estime que la hausse des taux en 2022-2023 est responsable de 35 % de l'augmentation du prix de revient du mégawattheure.

La hausse du coût de la dette, contractée habituellement à taux variable, a dégradé sensiblement la rentabilité des projets déjà réalisés, tandis que ceux dont les développeurs n'avaient pas encore bouclé leur plan de financement ont été lourdement pénalisés par cette hausse [Wood Mackenzie, 2013; Bloomberg, 2024]. Dans le futur, les développeurs craignent de rencontrer des difficultés à rembourser leur dette et de ne pas pouvoir maîtriser leurs coûts.

2.3. Effet de l'optimisme technologique : le mirage des courbes d'expérience

Les développeurs ont ignoré l'ampleur des défis qu'ils lançaient aux fournisseurs de turbines et de composants (nacelles, mâts, fondations, câbles de raccordement) afin de diminuer les coûts d'ensemble. Ceci passe par un resserrement de leurs prix [Adelphi, 2021] et surtout par une course au gigantisme dans la taille des turbines.

L'évolution des tailles a été spectaculaire, passant de 2,3 MW en 2010, à 6 MW en 2015, 8 MW en 2017, 10-12 MW en 2020 et à 17 MW actuellement. Pour cette puissance, la dimension des rotors atteint 240 m et celle des mâts 150 m. La capacité des projets a aussi augmenté radicalement, de 290 MW en 2009 à 620 MW en 2019, avec une accélération récente avec des projets de 1 à 1,8 GW, comme le projet de Hornsea 3 de 1,4 GW présenté à l'appel d'offres n° 4 (AR4) par Vattenfall au Royaume-Uni.

Au passage, les décideurs ont ignoré les contraintes d'infrastructures (installations portuaires pour les assemblages, navires spécialisés, engins de levage) qui sont très insuffisantes en nombre et en taille par rapport aux objectifs affichés [Rystad Energy, 2023a; Janipour, 2023].

Le volontarisme des États et des développeurs a été conforté par l'idée d'un progrès technique dans tous les domaines des technologies vertes, à l'instar de celui qu'a connu le solaire photovoltaïque. L'éolien en mer ne devait pas échapper au processus spectaculaire de baisse de coûts qu'a connu depuis 15 ans le solaire PV, comme on le voit dans les estimations des positions compétitives des différentes EnR électriques par rapport à une centrale gaz en 2010 et 2020 par l'International Renewable Energy Agency (IRENA) (voir Figure 1). C'est oublier que le solaire PV est une technologie basée sur le silicium, très divisible qui, en conséquence, a pu facilement bénéficier d'effets d'échelle et de production en série, ce qui ne s'applique pas aux turbines et aux composants géants des éoliennes marines constitués de matériaux bien connus (béton, acier, composites...). De plus, les apprentissages dont ont bénéficié les

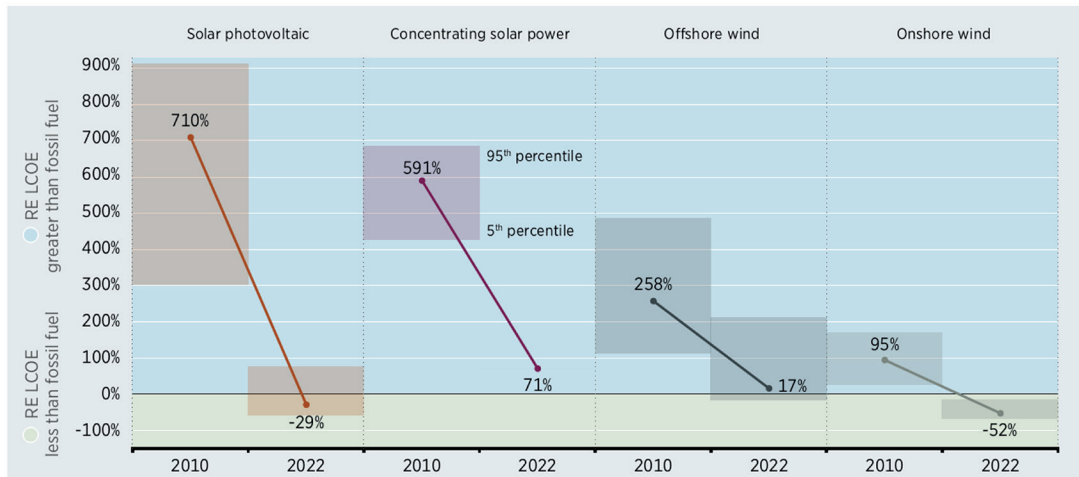


Figure 1. La transposition des progrès de compétitivité du solaire PV et de l'éolien à terre entre 2010 et 2020 sur les projections de ceux anticipés de l'éolien en mer par l'IRENA

Source : [IRENA, 2023, figure S1, p. 17]

Note : l'IRENA calcule les rapports entre le coût estimé du mégawattheure produit par une unité éolienne ou solaire en 2010 et en 2022 et celui d'un mégawattheure de cycle combiné à gaz ces mêmes années, en reprenant ses propres anticipations de coût chacune de ces deux années.

prix des panneaux solaires PV vendus en Europe étaient ceux de la *supply chain* développée par la Chine qui a tout de suite fait le saut vers les *gigafactories*, ce qui lui a permis des effets de série très importants en production.

Dans le cas de l'éolien en mer, les augmentations rapides des tailles limitent *de facto* les apprentissages dans la fabrication de turbines et de composants divers (nacelles, mâts, pales, fondations) à chaque étape, tout en accroissant la complexité des projets. Comme le souligne un dirigeant d'Ørsted, «aucune autre industrie n'a avancé à ce rythme en mettant sur le marché de nouveaux modèles avant que ceux du niveau précédent n'aient été vraiment utilisés». Ces augmentations de taille ont conduit à un goulot d'étranglement dans la fabrication des mâts de très grande dimension [Rystad Energy, 2023b]. Elles rendent aussi difficile leur ancrage dans les fonds marins pour des turbines de 15 MW et plus. Par ailleurs, la logistique n'arrive plus à suivre : il faut des quais de ports plus longs, des moyens

de manutention, de transport et de levage bien plus importants pour assembler tous les éléments sur site. En 2024, les engins sont adaptés au mieux à des tailles de turbines de 10 MW, d'après Rystad Energy [2023b].

Au final, les surcoûts dus à ces sauts de taille dépassent les gains de productivité attendus. À chaque saut, les gammes évoluent sans cesse et deviennent rapidement obsolètes. Ce qui conduit au bout du compte à des effets d'échelle et de série limités, voire inexistantes sur certaines lignes de produits. WindEurope a critiqué, lors de son congrès annuel en avril 2023, cette propension des pouvoirs publics nationaux et européens à vouloir des réductions de coûts très rapides par la croissance des tailles, sans s'assurer que le tissu industriel ait le temps de s'adapter à un tel rythme et d'exploiter des effets de série. Elle a pointé la responsabilité des décideurs publics dans cette fuite en avant, fustigeant «une politique européenne axée sur le progrès technique

plutôt que sur la mise à l'échelle de la chaîne d'approvisionnement⁸».

2.4. L'illusion d'une chaîne d'approvisionnement extensible à souhait

Les décideurs se sont bercés de l'illusion que la chaîne d'approvisionnement pouvait s'adapter sans problème à la croissance rapide de la demande impliquée par le doublement des objectifs de leur politique. Selon les experts de la profession, la filière européenne qui a installé 3 GW d'éolien en mer en 2023 peut croître raisonnablement vers une capacité d'installation de 7 GW/an en 2030, bien inférieure aux 20 GW/an nécessaires pour atteindre les objectifs de 2030 [Rystad Energy, 2023a].

Du fait d'une demande plus élevée que la capacité d'offre réelle, la concurrence plus vive entre développeurs pour accéder aux fabricants se traduit par des prix plus élevés pour les turbines, les mâts et autres composants et pour les services de *shipping*, manutention et levage. Des goulots d'étranglement sont apparus sur les infrastructures portuaires et les navires spécialisés dans le montage d'installations géantes, ce qui va aussi ralentir la réalisation de beaucoup de projets en mer du Nord. (Il faut imaginer ce qu'implique l'installation d'une turbine de 12 MW et de sa nacelle pesant 1000 tonnes en haut d'un mât de 200 mètres de haut, avec un rotor d'un diamètre de près de 300 mètres.) En Allemagne, le besoin est évalué à environ 1000 navires de tous ordres pour atteindre l'objectif de 30 GW de capacité installée en 2030 que s'est fixé le gouvernement [Handelsblatt, 2023].

En tout cas, la crise ne rassure pas non plus quant à la capacité de l'industrie à s'adapter rapidement. Selon Standard & Poors, interviewé dans *Commodities Insights* [Edwardes, 2023], il existe une sous-offre de 20 à 50 % selon les maillons de la chaîne d'approvisionnement qui devrait encore se prolonger quelques années. Les fabricants en difficulté ont fermé certaines de leurs usines et réduit leur main-d'œuvre de plusieurs centaines d'employés. Ce déséquilibre du marché va se traduire par une hausse des prix des composants et

des délais de livraison. Pour réduire ce déséquilibre, le développement de nouvelles capacités de fabrication de turbines et de divers composants ne se réalisera que si les pressions à augmenter les tailles cessent et si les prix pratiqués pour la vente de turbines deviennent suffisamment rémunérateurs, ce qui ne manquerait pas d'entretenir la hausse du coût des installations.

Certains observateurs pensent aussi que les hausses de prix des fournisseurs européens vont ouvrir la voie aux fabricants chinois de turbines d'éoliennes à terre, Goldwin, Envision, Mingyang et Wyndey, qui sont en cours de diversification vers l'équipement de l'éolien en mer. Mais cette menace, bien réelle pour l'éolien à terre, mérite d'être évaluée précisément pour l'éolien en mer, car le gigantisme des équipements se prête peu à un commerce international (voir Encadré 1).

3. Recommandations

Cette crise n'est pas anodine et n'est pas la manifestation de la banale crise de croissance d'une industrie naissante, comme les industriels, les développeurs et les commentateurs veulent le croire. Elle résulte de l'échec d'une politique volontariste de développement d'une option énergétique aux contraintes technologiques prononcées car elle a été conçue dans un environnement très politisé. On tend à user et abuser de mécanismes concurrentiels mal adaptés au déploiement de cette nouvelle technologie très capitalistique et aux longs délais d'installation. Une telle filière ne se monte pas à marche forcée, comme certains se plaisent à le croire encore en défendant l'idée de continuer à faire croître les tailles au-delà de 12 MW.

Développer plus de 500 GW d'éolien en mer au plan européen implique des dépenses d'un ordre de grandeur de 1000 milliards d'euros, hors infrastructures portuaires et hors raccordements à terre [ENTSO-E, 2024]. Investir de telles sommes réclame un minimum de réflexion sur la politique industrielle à mener. Vouloir miser sur la concurrence entre développeurs pour réduire les coûts de long terme de la politique de promotion de cette technologie ne suffit pas, d'autant

qu'elle oblige les développeurs et les fabricants de turbines à jouer dans un espace non stabilisé. La collectivité gagnerait beaucoup à une harmonisation et une standardisation technique entre pays pour permettre une montée en puissance plus rapide du secteur. De même, elle gagnerait à coordonner les objectifs de développement de tous les maillons de la chaîne d'approvisionnement en évitant les coopérations en dents de scie entre pays, gages d'inefficacité.

Une nouvelle voie est donc à ouvrir en Europe pour consolider la filière naissante dans de bonnes conditions et qui ne concerne pas seulement l'amélioration des procédures d'autorisation (*permitting*) qui fait à juste titre l'objet de beaucoup d'attention pour réduire les délais et éviter l'obsolescence de la technique utilisée le temps de la réalisation des équipements. Le *Wind Power Action Plan* publié le 24 octobre 2023 propose en ce sens d'importantes mesures d'amélioration.

- Il convient d'abord de limiter les incitations concurrentielles à la surenchère. Pour ce faire, il faut ajuster les procédures d'appels d'offres utilisées par les États dans différentes directions : rythme moindre des appels d'offres, critères de sélection élargis à des critères non économiques (valeur ajoutée locale, profil environnemental, cybersécurité), fixation du prix plafond des appels d'offres à des niveaux réalistes⁹, pénalité dissuasive à candidater de façon opportuniste, clauses d'ajustement du prix garanti en fonction de l'inflation¹⁰.

Dans le paquet de mesures du *Wind Power Action Plan* du 24 octobre 2023, la Commission européenne propose entre autres d'ajouter des critères de sélection non économiques pour limiter la pondération du critère du prix à 70 %, en ajoutant la valeur ajoutée locale, la teneur en carbone des composants selon leur origine, leur recyclabilité, l'effort de réduction de l'empreinte environnementale du parc et la résilience des projets à divers aléas [European Commission, 2024].

- Les pouvoirs publics en Europe devraient aussi se doter d'une vraie politique industrielle dans

ce domaine en n'hésitant pas à faire usage de leur pouvoir normatif pour que la poursuite du développement de la filière s'effectue sur de bonnes bases. Outre le fait de limiter les incitations à la surenchère technologique lors des appels d'offres, cela passe par une politique qui impose le passage par une succession de paliers de taille croissante — 10 MW, 12 MW, 15 MW par exemple — pour permettre le développement d'effets de série, comme le suggèrent les spécialistes de Wood Mackenzie [2023]. Une concertation étroite entre fabricants, développeurs et puissance publique au niveau européen, ou à défaut au niveau d'une coalition d'États, serait nécessaire pour fixer chaque saut de palier en ayant recours à une évaluation des capacités de chaque maillon de la chaîne d'approvisionnement, des ressources en personnel compétent et des capacités de financement des développeurs.

- Une telle filière ne se monte pas non plus en délaissant le développement des infrastructures portuaires, des navires et des équipements de levage de très grande dimension. Cette concertation doit conduire aussi à planifier et coordonner le développement des infrastructures portuaires et de navires nécessaires aux interventions en mer.
- Le développement des réseaux électriques sous-marins doit être également anticipé et coordonné avec le développement des parcs en mer et les plans d'aménagement de l'espace maritime. La manière dont les pays voisins mettent en œuvre leurs objectifs dans leurs plans d'aménagement et de développement des réseaux sous-marins après coordination conditionnera la dynamique de développement de la filière européenne. Le développement du réseau sous-marin est en général peu évoqué alors que les enjeux techniques et financiers sont considérables. Le récent rapport de l'association des gestionnaires de réseaux d'électricité européens (ENTSO-E) a mis en relief cet enjeu en estimant à environ 400 milliards d'euros d'investissements les montants nécessaires pour intégrer au système électrique européen les 500 GW de

capacité d'éolien *offshore* qui seraient attendus en 2050 [ENTSO-E, 2024]¹¹.

- Dans cette même perspective de consolider le tissu industriel et d'infrastructures, il serait pertinent de le protéger contre la menace chinoise potentielle, en utilisant les outils protectionnistes autorisés dans le *Net Zero Industry Act* de 2022 qui vise à limiter la dépendance de l'UE dans les technologies vertes et numériques en recherchant un taux d'autonomie d'au moins 40 %. Ce pourrait être par l'imposition d'une norme de durabilité imposée sur les turbines et les composants utilisés, comme il est envisagé de le faire pour

les batteries et les véhicules électriques (voir Encadré 1).

Une telle prise en main de l'ensemble de l'écosystème par les puissances publiques devrait permettre de stabiliser les coûts d'investissement et rassurer les institutions financières. Cette démarche pragmatique permettrait aussi de faire face de façon normale aux apprentissages de l'éolien flottant qui ouvre la voie à l'exploitation des gisements venteux en mer profonde sur d'autres façades maritimes que celles de la mer du Nord. Beaucoup d'innovations et d'apprentissages sont encore à réaliser sur les différents types d'éolien flottant. Ce serait sous l'exigence d'éviter de se

Encadré 1. LA MENACE CHINOISE : QUEL RISQUE STRATÉGIQUE POUR L'EUROPE ?

Les fabricants chinois de turbines d'éoliennes terrestres, Goldwin, Envision, Mingyang et Windey, sont en train de se diversifier rapidement vers les grandes turbines d'éoliennes en mer. Le processus pour l'industrie chinoise est toujours le même. La diversification est en quelque sorte assurée par l'existence de débouchés internes captifs très importants. Windey a désormais dans son catalogue une turbine de 17 MW destinée au marché chinois de l'en mer. La planification centrale a conduit à faire de la Chine le pays le mieux doté en éoliennes en mer avec une capacité de 31 GW en 2023. Cela signifie que les industriels chinois seront probablement capables d'offrir rapidement des prix bas sur les turbines de l'éolien en mer, comme ils le font déjà sur les turbines d'éoliennes à terre avec des tarifs de 50 % moins élevés que ceux des fabricants occidentaux pour différentes raisons (prix bas des matériaux de base et de l'électricité, bas coût du capital et de l'emploi, appui régional à l'investissement des fabricants).

La Chine a depuis 2010 une politique de développement à très grande échelle de l'éolien à terre qui a conduit à une capacité installée de 280 GW en 2023. Cette politique a assuré des débouchés considérables aux fabricants entrés dans cette activité depuis une dizaine d'années pour leur permettre ensuite de prospecter de nombreux marchés dans les économies du Sud. Ils obtiennent déjà des commandes en Europe du Sud et de l'Est pour des installations d'éoliennes terrestres clé en main.

Les fabricants européens de turbines *offshore*, fragilisés par la crise actuelle, vont-ils être débordés et éliminés par leurs concurrents chinois comme ce fut le cas après 2008 dans le solaire PV ? Pour nuancer ce risque, les analystes pointent une réalité physique : la difficulté de transport des nacelles et des turbines de grande puissance (10 MW et plus) de plus de 1 000 tonnes, ainsi que celle des pales géantes d'une centaine de mètres, contrairement aux composants de l'éolien à terre de tailles plus modestes.

Pour autant le risque existe bien, comme le montre le premier parc éolien en mer de la Méditerranée inaugurée en 2022 en Italie près de Tarente, avec 10 turbines de 3 MW du fabricant chinois Mingyang. Les industriels alertent donc pour que soient rapidement prises des mesures protectionnistes en soulignant que les fabricants chinois de turbines bénéficient de fait de subventions massives. WindEurope en appelle à plus de vigilance de la Commission européenne après la législation du *Net Zero Industry Act* (NZIA) de 2022 qui vise à limiter la dépendance de l'UE dans les technologies vertes et numériques. Dans son *European Wind Power Action Plan* d'octobre 2023, comme cela a été précisé, la Commission recommande d'ajouter dans les critères de sélection des appels d'offres des standards environnementaux comme l'empreinte carbone des composants et la valeur ajoutée locale, qui défavoriseront évidemment l'offre chinoise.

lancer d'emblée dans une course effrénée au gigantisme au-delà de turbines de 10 MW.

En conclusion, la crise actuelle de l'éolien en mer en Europe résulte de pratiques concurrentielles inadaptées et de choix trop politisés d'objectifs technologiques inatteignables loin de choix rationnels à base d'analyses technico-économiques approfondies. Ces choix manifestent l'ignorance des décideurs, à la fois des réalités technologiques et industrielles de l'éolien en mer et des exigences de la mise en place d'une chaîne d'approvisionnement et d'infrastructures adaptée. Les recommandations formulées ci-dessus pourraient permettre de ramener les ambitions des uns et des autres à plus de réalisme¹². Elles sont en tout cas une invitation à remettre au premier rang les ingénieurs, les managers de grands projets d'investissement des firmes et les aménageurs.

NOTES

1. On ne traite par la suite que des politiques de développement de l'éolien en mer posé, les différents types d'éolien flottant commençant juste à être expérimentés au stade de la démonstration en mer profonde.

2. Notons toutefois que ceux qui candidatent pour l'obtention de concessions sans demander de subventions ne font pas forcément confiance aux revenus tirés des prix du marché de court terme pour rentabiliser leur équipement dans la durée. En fait, ils tablent sur la signature de contrats de vente directe de long terme (10 ans et plus) à prix garantis avec des gros acheteurs (entreprises commerciales ou industrielles, distributeurs) ou leurs propres filiales (raffineries, chimie, production d'engrais). Ils peuvent aussi compter sur l'obtention de contrats de rémunération pour les émissions évitées (les contrats carbone pour différence) qui sont une autre forme de subventions.

3. Après avoir racheté l'espagnol Gamesa en 2022, Siemens a été aussi confronté à une série de défauts des composants des turbines vendus par ce dernier, liés aux roulements et aux pales de rotor des turbines de nombreuses éoliennes terrestres. Ce qui lui coûte d'importantes pénalités. Le groupe a enregistré une perte de 3 milliards d'euros dans ses comptes du troisième trimestre 2023. L'état du géant Siemens Energy inquiète tout particulièrement l'État fédéral qui a décidé de lui accorder une garantie de 7,5 milliards

d'euros, dans le cadre d'un plan de soutien bancaire d'un montant total de 15 milliards d'euros.

4. <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2023-statistics-and-the-outlook-for-2024-2030/>.

5. Les coûts de raccordement au réseau terrestre (qui dépendent étroitement de la localisation des parcs) peuvent être très élevés. Les stations de conversion sont un poste de coûts important (environ 2,5 Mds euros chacune).

6. En Europe, le Royaume-Uni fait exception, où les développeurs sont supposés préférer opérer eux-mêmes le raccordement au réseau terrestre pour éviter le risque de retard s'ils dépendaient du gestionnaire de réseau de transport (GRT) s'il assumait seul cette responsabilité. Aux États-Unis, c'est aussi aux développeurs de procéder au raccordement au réseau à terre.

7. <https://about.bnef.com/blog/soaring-costs-stress-us-offshore-wind-companies-ruin-margins/>.

8. <https://balticwind.eu/windeurope-eu-green-industry-plan-falls-short-for-now/>.

9. Au Royaume-Uni, pour le prochain appel d'offres à venir en 2024 (l'AR6), le prix plafond a été fixé à 73 £/MWh (soit 65 % au-dessus de celui du round précédent en livres courantes), pour éviter qu'il n'y ait aucun candidat.

10. Il est important que les règles d'ajustement des prix de référence du fait de l'inflation soient conçues de façon telle qu'elles répercutent de façon précise les hausses des prix des matières premières qui affectent le coût des turbines et autres composants (mâts, fondations, câbles, etc.) d'un côté, et la hausse du coût des services du fait de l'inflation de l'autre côté. Il faut laisser les développeurs exposés aux risques de construction qu'ils sont supposés maîtriser et ne pas leur permettre de jouer de l'asymétrie d'information avec les pouvoirs publics.

11. ENTSO-E évalue entre 48000 km et 54000 km la longueur des câbles nécessaires pour acheminer l'électricité sur le continent pour les 500 GW prévus en 2050 dans l'UE (383 GW), en Norvège (environ 15 GW) et au Royaume-Uni (environ 97 GW).

12. On serait tenté d'ajouter de façon un peu polémique la recommandation suivante : il conviendrait d'abord d'arrêter de se fixer des objectifs inatteignables avec l'éolien en mer, et de se référer à des estimations de coûts non fondées sur l'expérience qui ne prennent pas en compte des hypothèses de scénario contrarié, ni les différents effets de système. Ceci éviterait de trop orienter les débats autour des choix de mix électrique au détriment d'autres technologies bas carbone (nucléaire existant rénové, nouveau nucléaire, production fossile avec captage et séquestration du carbone).

RÉFÉRENCES

- Adelphi, 2021.** Offshore Wind – Achieved Cost Reductions in Germany, for the Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK), Décembre 2021, <https://adelphi.de/en/publications/offshore-wind-achieved-cost-reductions-in-germany>.
- Bloomberg, 2024.** Europe's offshore wind dreams face huge supply chain challenge, Bloomberg, 23 janvier 2024, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2024-01-23/europe-s-offshore-wind-dreams-face-huge-supply-chain-challenge>.
- Beeker E., 2023.** Après le boom de l'éolien en mer en Europe : quelles conditions pour un redémarrage? Notes de l'Ifri, 23 octobre 2023, <https://www.ifri.org/fr/publications/notes-de-lifri/apres-boom-de-leolien-offshore-europe-conditions-un-redemarrage>.
- Beeker E., Finon D., 2023.** «L'éolien *offshore* européen dans un trou d'air», Telos, 17 novembre 2023, <https://www.telos-eu.com/fr/economie/leolien-offshore-europeen-dans-un-trou-dair.html>.
- ENTSO-E, 2024.** Offshore Network Development Plans. European offshore network transmission infrastructure needs, January 2024, <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/ONDP2024/ONDP2024-pan-EU-summary.pdf>.
- Edwardes H., 2023.** Capital cost hikes pressure UK offshore wind developers, *Commodity Insights*, 3 mars 2023, <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/electric-power/030323-interview-capital-cost-hikes-pressure-uk-offshore-wind-developers-k2-management>.
- ECEEE, 2023.** German shipbuilders call for support for billion-euro investments needed for offshore wind expansion, <https://www.eceee.org/all-news/news/german-shipbuilders-call-for-support-for-billion-euro-investments-needed-for-offshore-wind-expansion/>.
- European Commission, 2023.** *European Wind Power Action Plan*, Communication of the Commission to the European Parliament and the Council, 24 octobre 2023, COM(2023) 669 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023DC0669>.
- Finon D., 2023.** «Éolien marin, la fin de la grande illusion», *Transitions & Énergies*, n° 19, p. 54-57.
- Handelsblatt, 2023.** Die Offshore-Branche stößt an ihre Grenzen Offshore-Windbranche fordert politische Hilfe (Le secteur *offshore* atteint ses limites et demande une aide politique), 15 septembre 2023, <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/windkraft-die-offshore-branchen-stoesst-an-ihre-grenzen/29387000.html>.
- IEA, 2020.** Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition, Paris: OECD publisher, <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>.
- IRENA, 2023.** Renewable Power Generation Costs in 2022, https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Aug/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2022_SUMMARY.pdf?rev=a008fb3ef20d4f05b1160b37f837c6dd.
- Janipour Z., 2023.** “The bottlenecks challenging growth in the EU offshore wind supply chain”, March 2023 (Rabobank research group), <https://www.rabobank.com/knowledge/d011354306-the-bottlenecks-challenging-growth-in-the-eu-offshore-wind-supply-chain>.
- MacKinsey, 2022.** How to succeed in the expanding global offshore wind market?, <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/how-to-succeed-in-the-expanding-global-offshore-wind-market>.
- NEA-OECD, 2012.** Nuclear Energy and Renewables: System Effects, Paris : OECD publisher, <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2012/7056-system-effects>.

Rystad Energy, 2023a. The State of the European Wind Energy Supply Chain, What ability to support ambitious capacity targets towards 2030, A report for WindEurope, April 2023, <https://www.rystadenergy.com/insights/the-state-of-the-european-wind-energy-supply-chain>.

Rystad Energy, 2023b. Shortage looming as Europe's demand for offshore wind towers to surpass manufacturing capacity by 2028, <https://www.rystadenergy.com/news/shortage-looming-as-europe-s-demand-for-offshore-wind-towers-in-europe-to-surpass>.

Wood Mackenzie, 2023. Charting a sustainable course for offshore wind, August 2023, <https://www.woodmac.com/horizons/cross-currents-charting-a-sustainable-course-for-offshore-wind/>.

BIOGRAPHIES

Après une dizaine d'années passées dans la R&D dans les systèmes d'information, **ETIENNE BEEKER** a rejoint EDF R&D en 1990 pour s'occuper de modélisation et d'optimisation des systèmes électriques. Il collabore ensuite avec l'ADEME de 2007 à 2009 et depuis cette date jusqu'en 2023 avec France Stratégie (ex Commissariat général au Plan). Ses domaines d'expertise recouvrent les aspects liés à la prospective énergétique, à l'économie et à la politique des systèmes électriques. Il est ancien élève de l'École polytechnique (X72) et titulaire d'un DEA en systèmes d'information de Paris 6.

Directeur de recherche émérite au CNRS, médaillé de bronze du CNRS, **DOMINIQUE FINON** a été directeur de l'Institut d'Économie et de Politique de l'Énergie (CNRS et Grenoble II) de 1991 à 2002. Il a été président de l'Association des Économistes de l'Énergie. Il a été consultant de la Banque mondiale sur la combinaison des politiques climatiques et énergétiques dans les pays en voie de développement (2016-2018). Il a publié de nombreux articles académiques et des ouvrages codirigés sur la régulation des industries énergétiques libéralisées. Il est actuellement chercheur associé à la chaire European Electricity Markets (Paris Dauphine) dont il a été le coordinateur scientifique entre 2012 et 2018.

À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Impact de la réglementation sur les coûts de production de l'éolien en mer en Europe, *Pierre Peysson* (n° 642, janvier-février 2019)
- L'énergie éolienne prend le large, *Michel Cruciani* (n° 655, mars-avril 2021)
- Réveil de la politique industrielle américaine et réponse européenne, *Camille Defard* (n° 666, mai-juin 2023)

À retrouver sur www.larevuedelenergie.com.