

Monsieur le Président de la Commission d'enquête,

L'analyse de risques sur le projet ÉolMed ci-dessous est celle d'un « citoyen participatif », à la fois contribuable et abonné au réseau national de distribution de l'électricité. Elle se limite aux seuls impacts de la ferme pilote. Le délai légal imparti à l'enquête ne permet d'examiner qu'en les survolant les 4 070 pages du sous-dossier C. Aussi notre contribution, malgré le soin que nous y avons apporté, peut-elle ignorer des données utiles fournies par ÉolMed. Le dossier de l'enquête est encombré de considérations sur des points mineurs. Citons les chiroptères marins : nous n'en avons jamais rencontré en mer en 15 ans de navigation sur le globe, l'océan n'accueille aucun perchoir flottant pour se pendre par les pieds et cet ordre est classé piètre nageur ; ou les tellines de l'estran audois : un pêcheur à pied muni d'un râteau à dents longues se révèle en une année un prédateur bien plus redoutable que l'ensouillage d'un câble sous-marin à son point d'accès au littoral. Le dossier présente, en revanche, des lacunes sur deux espèces menacées en voie de disparition : le contribuable commun et le consommateur de courant électrique ; et deux espèces invasives en voie de prolifération : le ménage en situation de précarité énergétique et le chômeur de masse.

Malgré l'absence de business plan sur l'exploitation à court terme de la ferme pilote et sur la projection à moyen terme de la phase commerciale justifiant l'engagement des finances publiques, notre analyse s'exerce à apprécier l'opportunité de conduire à bien ce projet. Le point stratégique est de tenter de préciser le potentiel réel de la technologie expérimentée par la ferme pilote et de mesurer la valorisation attendue de la dépense publique importante qui y est consacrée.

Notre analyse examine en conséquence, les points suivants :

- la filière du flottant éolien en béton :
 - o bilan carbone ;
 - o démantèlement ;
 - o constructibilité en série ;
 - o avenir de la filière éolienne flottante en béton
- l'assemblage des éoliennes et la construction des flotteurs à Port-La Nouvelle ;
- les retombées sur l'économie locale ;
- l'impact du projet ÉolMed sur les finances publiques.

1. La filière du flottant éolien en béton

Aujourd'hui, l'éolien flottant se partage entre quatre technologies toutes issues de l'offshore pétrolier. La plus avancée est la SPAR (*single point anchored reservoir*) au stade du développement depuis fin 2017 avec le parc démonstrateur Hywind en Écosse, en phase d'industrialisation en Norvège en 2019. De technologie française Technip, la SPAR Hywind a atteint un niveau de maturité technologique élevé dès 2017 : 8,5 sur 9 de l'échelle TRL (*technology readiness level*). Son handicap est de nécessiter des profondeurs de la centaine de mètres pour sa mise à l'eau et des profondeurs opérationnelles supérieures à 100 m, incompatibles avec la configuration des fonds à l'intérieur de la mer territoriale de l'Aude. Ses qualités sont sa remarquable raideur (de chêne) qui la rend insensible à l'agitation de la mer en surface ; sa caractéristique girouette, l'ensemble de la structure s'orientant dans le vent ; sa capacité à ajuster l'angle d'inclinaison du rotor par réglage longitudinal du ballast ; sa raideur variable (de roseau) en mesure d'absorber le gros temps (ouragan ou cyclone de

classe 4 et plus) par mise à la cape sèche en transférant une partie du ballast vers les hauts. La seconde technologie est celle du flotteur barge (*tri- or quadri-floater jacket*) en béton, retenu par le projet ÉolMed. Son handicap est de nécessiter un lourd et fragile système de rotation de la nacelle afin d'orienter le rotor en fonction du vent, tout comme une éolienne fixée au sol et d'être sensible aux longues houles océaniques, inconnues heureusement dans le golfe du Lion. Ses qualités sont sa durabilité et le faible coût de matériau de construction, le béton. La troisième technologie est celle du flotteur semi-submersible retenu par la ferme pilote EFGL (Éoliennes Flottantes du Golfe du Lion) des Pyrénées orientales. La quatrième technologie est celle du flotteur à lignes d'ancrage tendues TLP (*tension leg platform*) retenu par la ferme pilote Provence Grand Large d'EDF Renouvelables au large de Fos sur mer. Les trois dernières technologies en sont au stade du prototype.

IDEOL, concepteur du projet ÉolMed, est le partenaire français du programme de recherche LIFES50+ sur les éoliennes flottantes du 7^e PCRD, programme Horizon 2020, financé par l'Union européenne (UE). À ce titre, IDEOL a perçu du contribuable européen 480 000 €. Le sujet de cette recherche qui s'est achevé le 30 avril 2019 est « Qualification d'infrastructures flottantes innovantes pour les éoliennes de 10 MW et les profondeurs d'eau supérieures à 50 m » (*Qualification of innovative floating substructures for 10MW wind turbines and water depths greater than 50m*). Les travaux portent sur quatre flotteurs dont la barge béton du projet ÉolMed en opération dans des parcs de 500 MW. Le dossier fourni à la commission d'enquête ne documente pas cette recherche, très utile notamment pour informer sur le degré d'avancement technologique de la barge en béton que LIFES50+ a mesuré. Cette donnée manque pour une analyse précise de la réalité du projet.

Le flotteur Floatgen d'ÉolMed est l'unique structure flottante en béton de l'UE. Dans la construction navale, ce matériau est employé dans l'offshore pétrolier : 50 plates-formes pétrolières (sur 1 160), pour les ports flottants et pour de rares unités d'assistance aux travaux maritimes. Un exemple en est la barge mouilleuse d'enrochements de la rade de Saint-Jean de Luz, visible dans le port de Socoa. Le dock flottant *Marco Polo*, affrété pour la construction des flotteurs d'ÉolMed, n'est pas en béton. Du fait de ce matériau et du concept de bassin d'amortissement (*damping pool*), la masse et le déplacement de Floatgen sont identiques. L'éolienne ÉolMed de 6,15 MW a une masse totale hors lignes de mouillage de 13 287 tonnes (réf : CO 14 28) dont 12 000 pour le flotteur composé de 10 000 tonnes de béton (équivalent au déplacement de deux SNA de type *Baraccuda*) et de 2 000 tonnes d'acier. À noter que sur le site web d'ÉolMed, la masse du flotteur est donnée pour 15 000 tonnes.

1.1 Bilan carbone

Le dossier environnement d'ÉolMed se garde d'évoquer le bilan carbone : l'empreinte carbone de la tonne de béton est de 159 kg de CO₂. Un EPR de 1 650 MW demande 750 000 tonnes de béton soit 454,5 tonnes par MW pilotable. Une éolienne flottante ÉolMed de 6,15 MW, 10 000 tonnes soit 1 626 tonnes de béton par MW intermittent : 3,6 fois plus. En raison d'un facteur de charge double et d'une durée de vie triple pour le nucléaire (60 ans versus 20 ans), le MWh ÉolMed demande $3,6 \times 2 \times 3 = 22$ fois plus de béton pour une valeur du MWh d'une moindre valeur d'usage dans un réseau de distribution. L'empreinte CO₂ du MW ÉolMed est de 259 tonnes sur 20 ans. Celle du MW nucléaire de l'EPR de 72 tonnes sur 60 ans. En retenant une production attendue par MW de 4 340 MWh par an (soit 106 700 MWh / 24,6 MW) et de 86 750 MWh sur 20 ans, le béton du MWh ÉolMed rejette 3,6 kg de CO₂ dans l'atmosphère contre 0,16 kg pour le MWh EPR. Il faut, bien entendu, ajouter à l'empreinte carbone du flotteur Floatgen d'ÉolMed, celle de l'éolienne posée sur le flotteur et

des six lignes de mouillage tout comme pour celle de l'EPR, ses cuves, échangeurs et générateur.

Le flotteur en acier des « Éoliennes Flottantes du Golfe du Lion » (EFGL) d'Engie dont la masse est de l'ordre de 2 000 tonnes, est plus respectueux de la transition climatique que le Floatgen d'ÉolMed. Il peut être fabriqué en acier électrique avec une énergie 100 % défossilisée.

1.2 Démantèlement

Les produits de la construction navale, navires, plates-formes offshore... ne présentent pas un coût de démantèlement pour leur propriétaire mais une plus-value liée à la recyclabilité fructueuse des métaux contenus. Ils sont une des matières premières majeures des aciéries électriques. Le flotteur en béton, sauf à en faire un récif artificiel, n'est pas récupérable. Seule l'éolienne est recyclable. Le garant a recueilli les propos suivants d'ÉolMed : « *Plusieurs intervenants se sont souciés du démantèlement du projet au terme de ses 20 ans d'exploitation et le maître d'ouvrage a confirmé que les sommes nécessaires étaient provisionnées.* » Le montant des garanties conformes à l'article L.553-3 du Code de l'environnement n'est pas documenté dans le bilan du garant. Alors qu'ÉolMed annonce page 82 (réf. CO.04.03) un coût de démantèlement de 150 M€ (6 M€/MW), la société ne précise pas le montant des provisions nécessaires à cette opération d'une durée prévisionnelle de 24 mois (cf page 81). La référence CO.02 (p. 21) évoque le démantèlement de la ferme pilote : « *À ce stade du projet, il est difficile d'anticiper les décisions qui seront prises sur le devenir des éoliennes flottantes et ses équipements (démantèlement ou maintien en l'état). De fait, ÉolMed réalisera une étude avant toute intervention sur les éoliennes flottantes et ses équipements, afin de déterminer la solution de moindre impact environnemental et d'optimiser les conditions du démantèlement.* » Ce propos n'engage pas, mais prévient qu'ÉolMed pourra solliciter la prolongation de la concession du domaine public si la production de la ferme pilote restait rentable au-delà de 20 ans, c'est-à-dire si le coût marginal du MWh descendait à environ 30 € pour conserver une marge brute suffisante (à comparer au prix d'achat garanti de 240 €/MWh sur 20 ans). Nous nous gardons de prendre l'hypothèse hasardeuse d'un prolongement de la durée de l'achat forcé à un prix de soutien par l'abonné du réseau électrique.

1.3 Constructibilité en série

Sans en avoir trouvé la trace dans la documentation ouverte, l'appel à projet de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) a certainement recouru pour sélectionner les lauréats des fermes pilotes à un critère de constructibilité en série des flotteurs (page 10 de réf. CO.04.03) : « *Cet appel à projet s'inscrit dans le cadre du Programme d'Investissements d'Avenir et plus précisément dans l'action « démonstrateurs de la transition énergétique » ayant pour but de promouvoir des filières industrielles performantes et compétitives.* » Le terme même de construction en série n'apparaît pas (à notre connaissance) dans le dossier d'ÉolMed pour promouvoir sa filière industrielle, assurant performance et compétitivité. Si la technologie ne permet pas par construction à la chaîne d'obtenir un coût du MWh compétitif avec les autres énergies de substitution aux énergies fossiles, une ferme pilote de quatre unités est inutile.

Le dossier d'ÉolMed se présente comme si la constructibilité en série va de soi... pourvu que : « *Un "prix objectif" visant à atteindre un LCOE [Levelized Cost Of Energy ou coût standardisé] avoisinant les 100 €/MWh à un horizon 2030 pour la réalisation de fermes*

commerciales permettrait de situer la solution éolienne offshore flottant de manière compétitive, à terme, par rapport à d'autres solutions de production d'énergie. » Pourquoi le chiffre de 84 €/MWh (LCOE du flotteur barge en béton pour un parc de 50 unités de 10 MW) issu du programme de recherche LIFES50+ n'a-t-il pas été retenu ? La direction commerciale et marketing qui représente IDEOL dans le consortium LIFES50+, possède la réponse. Le chiffre de 100 € est en tout état de cause excessif. Les premiers parcs offshore français en 2012 s'étaient négociés à plus de 200 €/MWh, avant d'être réévalués en 2018 autour de 140 € à la demande du gouvernement. Le MWh d'éolien en mer du Nord allemande est passé fin 2017 sous la barre des 50 €. Le 14 juin 2019, l'attribution à EDF Renouvelables d'un parc éolien posé de 500 MW au large de Dunkerque s'est faite à 44 €/MWh pour le tarif de rachat de l'électricité intermittente produite. Outre-mer, le seuil de faisabilité du projet d'éolien flottant Guadeloupe Éolien Offshore (GEO) de plusieurs gigawatts s'établit à 30 € (article d'Alan NAGAM de mai 2019 en pj).

La baisse des coûts de l'éolien marin flottant est attendue d'une part, de la croissance de la capacité unitaire des aérogénérateurs, d'autre part, de la constructibilité en longue série des éoliennes, autrement dit de la massification de leur fabrication. Sur le premier point, en 2019, le seuil des 12 MW de puissance crête est atteint. Il est possible que les 15 MW le soient en 2020 aux États-Unis. L'objectif commun de l'éolien marin en UE est de limiter le coût d'investissement (CAPEX) de l'énergie renouvelable intermittente à 1 M€/MW ou moins. Le Carbon trust dans une étude (CAPEX estimates for fixed-bottom and floating wind à la page 46 du rapport Floating Offshore Wind: Market and Technology Review prepared for the Scottish Government) évalue le CAPEX des éoliennes flottantes de 5 à 7 MW à 4 M€/MW en juin 2015. L'appel à projet de l'ADEME du 5 août 2015 a conduit à sélectionner des projets de fermes pilotes avec des CAPEX bien plus élevés : à plus de 7 M€/MW pour ÉolMed, calculé sur un montant de 175,8 M€ (raccordement au réseau exclu - page 73) ; à 7 M€/MW pour la Ferme Éolienne Flottante de Groix - Belle-Île et Provence Grand Large ; à légèrement plus de 6 M€/MW pour EFGL. Comment expliquer des coûts prévisionnels d'investissement si proches les uns des autres pour des technologies différentes et si élevés ? La question de savoir si cela résulte d'une concertation des candidats à l'appel à projet ne sera pas posée. Deux constats s'imposent : primo, le béton est un matériau aussi cher sinon plus que l'acier ; secundo, des CAPEX de 1,5 à 1,75 fois celui du CAPEX européen ne peuvent avoir pour motif que de justifier le prix de soutien élevé du MWh à 240 €/MWh.

Aucune équation du LCOE ne documente dans le dossier le CAPEX à viser pour atteindre la compétitivité annoncée au niveau de 100 € le MWh en 2030, a fortiori pour situer à cette date, le coût du MWh intermittent ÉolMed au niveau européen. Est-il possible de se contenter d'un chiffre mesuré au doigt mouillé, alors que des fonds publics dont nous examinons ci-dessous le montant considérable, sont engagés ? La commission d'enquête sur le projet d'extension du port de Port-La Nouvelle écrivait le 25 juin 2018 dans son rapport public page 245 : « *Éolien : avec les éléments dont elle dispose, la commission estime que le passage à la phase commerciale est plus subordonné aux conditions tarifaires de rachat qu'à la technologie.* » Avec raison – alors que le fond de la démarche de l'ADEME est exactement inverse -, la commission estime que la phase commerciale ne sera lancée que si les conditions tarifaires de rachat sont généreuses et non parce que la technologie répondra à l'objectif économique d'une transition énergétique acceptée. Hors de son champ de compétence limité au port, elle ne peut en tirer les conclusions : le maintien des subventions décidera de l'avenir commercial et non la perspective d'une exploitation performante et compétitive. Cette dernière se définit comme une exploitation équilibrée qui n'utilise pas du privilège d'un achat obligé à un prix fixé sur la durée de vie attendue des éoliennes. Les subventions, rappelons-le, sont une drogue :

celui qui y tâte une fois en devient addict, puis il en meurt comme l'a démontré l'implosion du système économique soviétique. Pour formaliser un avis raisonné, votre commission d'enquête doit *disposer des éléments* manquant à la commission d'enquête sur l'extension du port de Port-La Nouvelle.

Comment analyser la constructibilité ? On mesure la productibilité d'un bien manufacturé avec la courbe d'apprentissage (*learning curve*) de Wright (ou la courbe d'expérience ou *improvement curve* de Crawford qui aboutit par une autre voie au même résultat). Celle-ci décrit la relation entre la production cumulée d'une chaîne de production et les quantités de facteurs nécessaires pour produire chaque unité. Le guide de référence pour l'établissement des prix des contrats fédéraux (US government) précise l'usage de la courbe de Wright pour l'établissement des prix des contrats (sur le web : 19760006882.pdf). Son équation permet de calculer le coût de la *n*ème unité. À chaque doublement de la production, son coût se réduit d'un certain pourcentage. Pour la construction navale en acier, ce pourcentage est de 20 %. Pour la construction navale en béton, en appliquant les critères BTP, le pourcentage est de 10 %. Pour les éoliennes ÉolMed, l'effet d'apprentissage s'applique différemment pour le flotteur (10 %) et l'éolienne stricto sensu (20 %). La documentation fournit dans le dossier (page 73) ne distingue pas les coûts respectifs des deux éléments et donne un montant global de 122 M € pour l'achat des : turbines, flotteurs et câbles interéoliennes. Nous supposons que ce montant inclut également les lignes de mouillage et leurs ancres qui n'apparaissent pas dans « le coût des travaux estimé de la ferme pilote ». Il n'est pas possible avec les éléments du dossier d'évaluer la réduction potentielle des coûts par apprentissage. La seule observation possible est relative à la durée de construction des flotteurs (12 mois – tableau 34). Si leur construction obéissait à la courbe de Wright de la construction navale en acier, le premier serait construit en 3 mois et 24 jours, le quatrième en 2 mois et 12 jours. Pour un parc de 80 machines, envisagé dans la phase commerciale, cette courbe conduit à construire le quatre-vingtième flotteur en 26 jours, prouesse technique incompatible avec le béton pour un flotteur de 10 à 25 000 tonnes. La construction – beaucoup plus simple - en un bloc du dix-huitième caisson cubique de 10 000 tonnes de Port Hercule à Fos avec le dock *Marco Polo* demande 30 jours, durée considérée, à juste titre, par l'entreprise Bouygues comme une performance technique. C'est la raison pour laquelle quand l'État a dû faire, dans l'urgence à la fin des années 1960, un effort d'investissement pour accueillir dans les collèges, la génération du baby-boom, le Ministère de l'Éducation nationale a opté pour la solution des CES Pailleron construits en série en acier... avec malheureusement, le risque incendie que l'on connaît.

Le dossier d'ÉolMed ne fournit pas de données techniques prospectives sur les conditions de réalisation du parc commercial envisagé au vu des données collectées par la ferme pilote. Elles ont dû être documentées dans sa réponse à l'appel à projets de l'ADEME. La clé de voûte est la dimension commerciale minimale : combien d'éoliennes de 10, 12 ou 15 MW sont nécessaires pour obtenir un CAPEX de 1 M€/MW pour situer l'avenir de la filière ÉolMed dans l'objectif européen d'une énergie intermittente de réelle substitution aux énergies fossiles ? Nous estimons que ce seuil serait accessible avec une centrale éolienne d'une puissance crête de 5 à 10 GW partageant sa production entre l'alimentation du réseau de distribution et la filière hydrogène. Faut-il encore que le gisement de vent du golfe du Lion soit suffisant et qu'un chantier naval d'une taille adaptée soit aménagé à Port-La Nouvelle pour construire in situ de 350 à 1 000 flotteurs, tours, nacelles, pales et lignes de mouillage.

1.4 Avenir de la filière éolienne flottante en béton

La commission d'enquête sur l'extension du port de Port-La Nouvelle écrit le 25 juin 2018

dans son rapport public page 336 : « *Par ailleurs, faut-il déplorer de tester une technique française (béton) référencée dans la documentation internationale et pour laquelle la commission a connaissance de partenariat pour le développement de cette technique au Japon ?* » Nous ignorons ce qu'elle désigne par référencement dans la documentation internationale qu'elle ne documente pas. En revanche, nous supposons que la connaissance de partenariat pour le développement de cette technique au Japon que la commission a, est relative à l'accord de 2015 entre Hitachi Zosen et IDEOL pour la construction de deux flotteurs barges, l'un en acier, l'autre en béton. À ce jour, seul, celui en acier a été construit et lancé le 15 juin 2018, baptisé du nom de *Hibiki* (3 MW sur un quadrilatère de 51 m de côté). La barge en béton prévue attendra des jours meilleurs... Au Japon, les entreprises ne communiquent que sur le lancement d'un projet, jamais sur son report pour ne pas faire perdre la face à leurs partenaires. Le voyage du Président de la République au G20 le 28 juin 2019 a été l'occasion de tourner la page. Le communiqué de presse d'Hitachi Zosen du 8 juillet 2019 (en français sur <https://www.naval-energies.com/fr/>) : « *Hitachi Zosen et Naval Énergies, ont convenu de coopérer dans le domaine de l'énergie éolienne flottante. Le projet commun des deux entreprises repose sur une étude de faisabilité visant à concevoir et à construire conjointement des éoliennes flottantes pour une capacité de plusieurs centaines de MW dotées de flotteurs semi-submersibles de Naval Énergies au large des côtes japonaises. Takashi Fujita d'Hitachi Zosen a déclaré : "Parmi tous les flotteurs développés dans le monde, nous considérons que le flotteur semi-submersible de Naval Énergies, qui présente de nombreux atouts, est l'un des meilleurs du marché."* » Ce flotteur en acier naval n'est pas une barge en béton. IDEOL, partie au projet d'ÉolMed, a tous les moyens d'expliquer le ou les motifs de l'abandon du béton par son partenaire japonais et de mettre à la disposition de la commission d'enquête l'analyse de risque conduite par Hitachi Zosen qui a conduit au changement de portage. Rappelons que Naval Énergies, filiale de Naval Group (ex-DCNS Direction des Constructions Navales), a su arrêter en juillet 2018 ses investissements de R & D dans l'hydrolien marin, constatant l'impasse économique de cette filière énergétique renouvelable.

L'exploitation des données publiques du programme de recherche LIFES50+ nous apprend que le LCOE d'un flotteur béton utilisé dans un parc de 500 MW au large de Fos (50 éoliennes de 10 MW) s'élève à 84 €/MWh alors que celui d'un flotteur TLP est de 77 € soit 9 % de moins. La recherche aurait été conduite pour un parc de 5 GW avec les mêmes aérogénérateurs, l'écart eût été proche de 20 %.

Qu'il y ait du ciment pour agglomérer les matériaux lithiques du lest de certaines éoliennes flottantes (exemple Hywind) en vue d'assurer la raideur hydrodynamique de la plate-forme en complément d'un ballast, est certain, mais que le flotteur soit en béton, relève d'un autre enjeu. D'autant qu'il serait à la fois coûteux et difficile de fabriquer, avec une énergie défossilisée, les tonnages considérables de ciment nécessaires à un grand nombre de flotteurs.

2. L'assemblage des éoliennes et la construction des flotteurs à Port-La Nouvelle

L'agrandissement du port de Port-La Nouvelle a pour priorité à court terme de permettre la construction et l'assemblage des huit aérogénérateurs des deux fermes pilotes occitanes d'éolien flottant. Le coût de cet investissement est estimé par le maître d'ouvrage, la Région Occitanie, à 212 M€ (source : rapport de la commission d'enquête sur le projet d'extension du port de Port-La Nouvelle du 25 juin 2018 page 237). La justification de ces travaux est double. Dans un premier temps, faciliter la mise en place des fermes pilotes. Dans un second temps, industrialiser les éoliennes dans la phase commerciale. L'enquête d'impact de l'extension du port constate qu'EFGL se propose d'assembler ses quatre éoliennes dont les

flotteurs sont fabriqués à Fos sur Mer dans ce port. Rien ne garantit que cette intention affichée se concrétise en l'absence d'engagement formalisé. L'éolienne prototype testée dans le sud du Portugal par le concepteur Principle Power a été construite et assemblée 400 km plus au nord, puis remorquée sur le site d'exploitation. En 2017, les cinq éoliennes d'Hywind ont rallié l'Écosse en provenance de Norvège où elles avaient été assemblées après avoir traversé la mer du Nord derrière un remorqueur. Pourquoi n'en serait-il pas de même des éoliennes EFGL ? Sauf à accepter un surcoût « inutile » et risquer de subir les retards habituels de travaux maritimes sensibles aux intempéries et aux aléas... alors même que sur le site de construction, se trouvent tous les moyens techniques nécessaires à l'assemblage.

Pour la construction des quatre flotteurs en béton d'ÉolMed, le port de Port-La Nouvelle va édifier un quai colis lourd, dragué en conséquence, de 200 m de long. Il pourra accueillir le dock flottant *Marco Polo* qui une fois, les caissons du flotteur assemblés sera positionné au-dessus d'une souille ad hoc pour sa mise à l'eau. Le flotteur rejoindra alors le quai pour l'assemblage de l'éolienne (fig. 71 de la page 57 de réf. CO.04.03). ÉolMed, prudemment, envisage sans les préciser d'autres scénarios : « *Le projet d'extension portuaire de Port-La Nouvelle a été identifié comme cas de base pour la construction des flotteurs. En cas d'indisponibilité de ce site, d'autres sites de construction sont possibles à proximité du site d'implantation des éoliennes.* » (page 56) En effet, la proximité de Fos et également de Barcelone offre des solutions de repli présentant quelques avantages logistiques. Les 18 caissons de l'extension portuaire de Port Hercule à Monaco construits avec le dock *Marco Polo* à Fos sont remorqués sur les 200 km qui les séparent de la Principauté. À Fos, la chaîne de construction de ces caissons est en place et attend, dès ce mois-ci, de pouvoir poursuivre son activité. Les ouvrages d'art en construction à Port-La Nouvelle risquent alors de devoir rechercher d'autres finalités.

L'investissement est dimensionné pour des éoliennes de 6,15 MW. À moyen terme, au cas où il serait décidé d'une industrialisation à visée commerciale, ces infrastructures portuaires se révéleront inadéquates. Les flotteurs seront d'une autre dimension pour supporter des éoliennes d'une puissance crête de 10 à 12 MW voire plus. En conséquence, les 53 m de côté du flotteur barge passeront au moins à 80 – 100 m, ses 8 m de tirant d'eau à 10 – 11 m, leur masse unitaire à 25 000 tonnes. Le quai colis lourd de 200 m et les 7 hectares de terre-plein adjacent seront insuffisants pour accueillir une construction « en série » de structures de cette taille. Plusieurs docks flottants d'une dimension presque double de celle de *Marco Polo* (L = 58 m ; l = 72 m – page 57) seront nécessaires. Deux docks ne peuvent pas tenir sur un quai de 200 m en compagnie d'une à deux éoliennes en cours d'assemblage. Cet aspect de la question n'a pas fait l'objet d'une information dans le dossier de l'enquête publique de l'extension du port. La lecture de certaines remarques pertinentes du public est instructive. ÉolMed, dans son dossier, n'expose pas les conditions de constructibilité des flotteurs d'un parc éolien commercial sur le site. L'observation 105 du rapport de la commission d'enquête sur le Projet d'extension du port de Port-La Nouvelle du 25 juin 2018 page 133, rédigée par ÉolMed est éclairante par ce qu'elle ne démontre pas : « *Au-delà de cette phase pilote pour les éoliennes flottantes, l'extension du port de Port-La Nouvelle permettra à terme de répondre aux besoins des futurs parcs commerciaux d'éoliennes flottantes, pour lesquels le Gouvernement devrait annoncer courant 2019 des objectifs ambitieux.* » Cette affirmation semble relever plus d'une justification de l'effet d'aubaine immédiat que d'une étude technique rigoureuse de l'après ferme pilote. Compte tenu de leur condition de construction, 50 flotteurs en béton de 80 à 100 m de côté pour des éoliennes de 10 MW demanderont dix ans pour être construits avec un seul dock flottant dans le port prévu. Huit ans de trop ! Les spécifications acceptées par IDEOL au sein du consortium LIFES50+ le confirment : « *Le*

cadre retenu est l'implantation d'un parc éolien de 500 MW sur chacun des trois sites, avec une contrainte de temps de 2 ans pour la fabrication et l'installation. (The framework was the development of a 500 MW wind farm at each of the three sites, with a time constraint of 2 years for the manufacturing and installation. - Deliverable D7.11 page 14) » La région se croira-t-elle obligée de faire un nouvel effort d'investissement pour un quai colis lourd allongé à 1 000 m et son terre-plein associé ?

3. Les retombées sur l'économie locale

ÉolMed vante son sens civique: « *En se donnant les moyens de réaliser son projet à partir de Port-La Nouvelle (Région Occitanie), ÉolMed se positionne de manière volontariste pour le développement d'une valeur ajoutée maximale en région ; ces projets pilotes, leurs développements nationaux et internationaux seront une possibilité nouvelle pour la Région Occitanie de créer des emplois dans un secteur novateur.* » Ce volontarisme affiché relève de l'argument commercial auquel il faut attacher une valeur relative tant dans la phase investissement que dans la phase d'exploitation de la ferme pilote.

Dès lors que la partie « noble », la tour éolienne, est importée d'Allemagne et du Portugal, pour les pales, que les lignes de mouillage ne sont pas fabriquées en Occitanie, la valeur ajoutée « maximale » en région n'est pas évaluée par ÉolMed parce qu'elle n'est pas mesurable. La déontologie professionnelle aurait dû conduire à décomposer les coûts selon la localisation des dépenses réparties en certaines, possibles et probables, afin de mesurer la part potentielle revenant à l'Occitanie.

Une comptabilité de création d'emplois durables générée par la ferme pilote devrait accompagner le dossier alors que les opérations de maintenance et de surveillance sont détaillées. À titre de référence, le rapport du commissaire-enquêteur du 29 décembre 2014 sur la mise en place d'un parc de 8 éoliennes à Sainte-Rose pour 16 MW constate que ce projet génère 3 emplois permanents. Si la productivité observée en Guadeloupe (prix de soutien : 230 €/MWh) s'observe en Occitanie (prix de soutien : 240 €/MWh), la ferme éolienne ÉolMed devrait créer 5 emplois permanents sur 20 ans. La prévision du concurrent EFGL – loin d'être un engagement – annonce une dizaine d'emplois directs possibles dont 5 à 7 emplois de maintenance pour un projet de même capacité.

Les retombées fiscales (page 33 de réf. CO.04.03) sont détaillées par ÉolMed: « *Les éoliennes en mer sont soumises à une taxe spéciale fixée dans le code général des impôts à l'article 1 519 B à 14 813 €/MW installé et par an.* » (page 33) Pour le projet ÉolMed, le produit de la taxe spéciale est estimé à 385 024 € par an pour un investissement de 175,8 M€. Sur 20 ans, pour une production commercialisée annoncée de 106 700 MWh par an à 240 €/MWh, le prélèvement sur le chiffre d'affaires de 512 M€ est de 7,7 M€ soit un taux de 1,5 %. À cette fiscalité, s'ajoutent les redevances portuaires dues au titre des infrastructures utilisées. Ni le dossier de l'extension du port, ni celui d'ÉolMed n'évoquent cette question. Le dossier ne permet pas de juger du taux de retour sur investissement du contribuable régional qui finance l'extension portuaire dédiée à l'éolien flottant.

Alors que la création de richesse de 512 M€ sur 20 ans est indéniablement produite à Port-La Nouvelle et en Occitanie, les retombées locales (part de la richesse créée consommée in situ) généreusement évaluées par nos soins à 5 % seront au mieux de 12 € sur 240 € par MWh produit, soit 1,3 M€ par an et 25,6 M€ sur 20 ans. Le modèle économique observé s'apparente à une économie de comptoir ; il est comparable à celui observé dans l'éolien terrestre en

Guadeloupe. Le dossier d'ÉolMed est silencieux sur ce point. La commission d'enquête saura demander au promoteur d'étayer les chiffres des retombées locales réelles qu'il a évalués dans son business plan.

4. L'impact du projet ÉolMed sur les finances publiques

Les retombées, par nature, seraient positives. La question est de savoir à qui profitent les retombées et qui en financent les capacités de production. Le citoyen qu'il soit contribuable et/ou abonné au réseau d'électricité, doit être clairement informé des retombées de ses participations obligées. « *Tous les citoyens ont le droit de suivre l'emploi de la contribution publique.* » (1789) Cette préoccupation légitime ne semble pas intéresser le promoteur. Celui-ci valorise sa contribution régionale (voir le 3 ci-dessus). Il n'est pas disert sur le manque à gagner et l'est peu sur les aides publiques.

En l'absence de droits miniers sur les ressources énergétiques éoliennes, aucune redevance d'exploitation n'est perçue par l'État. La législation actuelle en exonère l'exploitant au nom du caractère renouvelable de la ressource. Comme l'électricité produite se substitue à l'énergie fossile, il n'y aura pas de retombées en matière de TVA. Par contre, le budget de l'État connaîtra un manque à gagner en matière de taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) et de taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN) à mettre au débit du projet de la ferme pilote.

Les aides publiques, en premier lieu, concernent l'investissement et peuvent cumuler plusieurs sources alimentées par le contribuable : UE, État et ses agences technique (ADEME) et financières (BPI, CDC), Région. Elles peuvent être directes : subventions, bonifications et cautions d'emprunts ou indirectes : levier d'une niche fiscale. La seule information que le dossier donne sur ce point est que le projet ÉolMed s'inscrit dans le cadre du Programme d'Investissements d'Avenir. Le site web informe : « *Le coût du projet est estimé à 212 millions d'euros. Le raccordement au réseau électrique est compris dans ce montant puisqu'il sera assuré exceptionnellement par le consortium dans le but de s'affranchir des contraintes de calendrier de RTE (Réseau de Transports d'Électricité). L'investissement est composé de 25 % de fonds propres, 50 % de dette et bénéficie d'aides de l'État (subventions et avances remboursables) à hauteur de 25 % du coût du projet.* » En d'autres termes, 25 % de l'investissement soit 53 M€ proviendraient de fonds publics. Les arrondis des pourcentages, l'absence de chiffres et d'origine des fonds ne permettent pas d'en mesurer l'impact. Il est impératif de connaître l'enjeu des finances publiques dans le plan de financement de l'investissement programmé pour déterminer les montants payés par le contribuable. Le site web de la Ferme Éolienne Flottante de Groix Belle-Île informe : « *Le projet bénéficiera d'une subvention à hauteur de 83 millions d'euros sur les 200 millions d'euros d'investissement qu'il représente.* » Si le projet ÉolMed reçoit la même somme des pouvoirs publics, ce n'est plus 25 % de subvention d'investissement, mais près de 40 %.

En second lieu, les aides concernent le fonctionnement et participent au financement de l'OPEX et de la marge bénéficiaire. Sur le web, ÉolMed informe : « *L'appel à projet de l'État offre aux lauréats, une garantie d'achat [de la production] à un prix déterminé par EDF au titre de ses obligations de service public sur une durée de 20 ans.* » Cette garantie est assurée pour le prix « commercial » particulièrement rémunérateur de 240 €/MWh. Ce montant se partage entre le prix du marché de gros et le complément garanti par la contribution au service public de l'électricité (CSPE), financée par le consommateur. Le marché de gros du réseau européen interconnecté est éminemment variable, soumis aux caprices de la demande et de la

météorologie (offre intermittente des énergies hydraulique au fil de l'eau, éolienne et solaire). Le réseau est régulé d'une part, à la marge par la demande avec des délestages industriels et d'autre part, principalement par l'offre, avec les capacités de production en énergies pilotables (hydraulique de retenue, nucléaire et à défaut, thermique fossile). Il s'agit à la fois d'assurer la sécurité du réseau et de maîtriser le coût de l'électricité, exercice aux résultats peu probants au vu l'augmentation rapide de la facture d'électricité. De fait, il est impossible d'établir ex ante avec précision le montant de la subvention de fonctionnement à recevoir, liée au régime forcé d'achat imposé au consommateur.

En l'absence d'évaluation faite par ÉolMed, nous avons fait une estimation en prenant comme prix de gros (*market price*) de référence l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) de 42 €/MWh, comme prix de soutien (*strike price*) 240 €/MWh et comme subvention de fonctionnement versée par le biais de la CSPE, la différence entre les deux, égale à 198 €/MWh. Le calcul du chiffre d'affaires attendu est établi à partir du chiffre annuel de production page 19 : « *L'implantation de 4 éoliennes d'une puissance unitaire de 6,15 MW, pour une puissance installée totale de 24,6 MW, permettra une production électrique d'environ 106 700 MWh/an, avec un nombre d'heures de fonctionnement estimé par éolienne d'environ 3 944 h/an.* » Avec une production de 106 700 MWh, le facteur de charge ressort à 0,5, le chiffre d'affaires annuel théorique à 25,6 M€, le chiffre d'affaires lissé sur 20 ans à 512 M€, le chiffre d'affaires annuel au prix de gros de 42 €/MWh à 4,5 M€, le chiffre d'affaires au même prix lissé sur 20 ans à 89,6 M€. Notons que ces résultats sont en contradiction avec le nombre d'équivalents heures (puissance crête ?) de 3 944 h/an, pour lequel le facteur de charge ressort à 0,45 avec une production annuelle de 97 000 MW/h, le chiffre d'affaires annuel théorique à 23,3 M€, le chiffre d'affaires lissé sur 20 ans à 466 M€, le chiffre d'affaires annuel au prix de gros de 42 €/MWh à 4,1 M€, le chiffre d'affaires au même prix lissé sur 20 ans à 81,5 M€.

Le montant de la subvention de la CSPE s'élève pour 106 700 MWh sur l'année à 21 M€ et sur 20 ans à 422,5 M€, soit 2,4 fois le montant de l'investissement ; pour 3 944 h/an sur l'année à 19,2 M€ et sur 20 ans à 384,2 M€, soit 2,2 fois le montant de l'investissement. Dans les deux cas de figure, l'ordre de grandeur du concours du consommateur est excessif.

De telles conditions de soutien par le contribuable pour l'investissement et par l'abonné au réseau électrique pour le fonctionnement, permettent d'affirmer que le résident français prend en charge l'intégralité du risque industriel sans pouvoir en escompter le moindre retour et que l'industriel collecte l'intégralité d'un profit difficile à justifier. Le 4 juillet dernier, Bloomberg annonce que les enchères d'énergie renouvelable offshore du Royaume-Uni pourraient en 2019 sonner la fin des subventions, certaines réponses attendues se proposant de donner comme référence le prix du marché. Nos amis britanniques vivent sur un autre archipel.

La question posée en fin d'introduction trouve ici sa réponse. ÉolMed se voit offert une rente de situation au nom d'une transition énergétique fictive en l'absence de tout engagement formalisé de valoriser l'effort des finances publiques sur la ferme pilote dans une aventure commerciale. ÉolMed craint-il de n'être pas en mesure de diminuer le coût du MWh à un niveau non subventionné ? La commission d'enquête est à même de préciser le montant prévisionnel de l'effet d'aubaine attendu par ÉolMed .

Additionnés, le manque à gagner fiscal et les subventions d'investissement et de fonctionnement représentent un demi-milliard d'euros soit 65 fois plus que les retombées

fiscales calculées au 3 ci-dessus et 2,3 fois plus que le montant de l'investissement. Pourquoi l'État ne serait-il pas actionnaire d'un montant proportionnel à sa mise dans cette « grosse aventure » dans le cadre d'un partenariat public privé afin que le contribuable et l'abonné du réseau électrique soient impactés positivement par la rente générée par leurs contributions obligées ?

Conclusion

1. Alors que les perspectives de l'éolien flottant en béton, formulées explicitement et implicitement par ÉolMed dans ce dossier, sont conformes à cette analyse, des aspects méconnus ou restés confidentiels du projet peuvent avoir échappé à notre analyse de risque. En ce cas, nous accueillerons avec la plus grande attention les compléments d'information chiffrés apportés par ÉolMed. Dans cette attente, notre bilan se résume à constater un faisceau de points obscurs qui introduit un doute sur la pertinence du projet .

En l'absence d'une argumentation étayée d'ÉolMed remettant en cause les fondements de la démonstration raisonnée que nous avons développée, nous prenons acte que :

- le tarif de régulation d'achat du MWh ÉolMed à 240 € relève d'un arbitrage dont la légitimité est contestable
- du fait que l'avenir commercial de l'éolien flottant en béton promu par ÉolMed, dans l'impossibilité d'accéder un jour à un coût de production compétitif sur le marché, est fermé
- et qu'en conséquence :

- le risque industriel de la ferme pilote de 4 éoliennes n'a pas lieu d'être plus qu'intégralement financé par les contribuables occitans, les contribuables nationaux et les locataires d'un compteur électrique,

- le projet ne peut s'engager que si ÉolMed prend une part majoritaire du risque industriel, selon sa vocation de société par actions simplifiée à responsabilité limitée.

2. L'effort de développement conduit par ÉolMed peut donc être sauvegardé si le projet est aménagé afin de crédibiliser la technologie développée.

L'énergie éolienne marine flottante sera demain l'énergie renouvelable majeure de substitution aux énergies fossiles, en compétition avec l'énergie nucléaire. Le site web de la Ferme Éolienne Flottante de Groix Belle-Île remarque : « *La mer, un gisement d'énergie considérable : l'Agence internationale de l'énergie situe le potentiel des énergies marines renouvelables entre 20 000 et 90 000 TWh, leur permettant ainsi de couvrir à elles seules la totalité des besoins de la planète (environ 16 000 TWh).* » L'énergie éolienne flottante représente au minimum les trois quarts de ce potentiel. Les gisements de la France sont considérables : une immense zone économique exclusive dont les trois quarts sont constitués de mers venteuses ouvrant la possibilité d'exploiter massivement les ressources.

À la différence du nucléaire et de l'hydraulique de retenue, le caractère intermittent et non pilotable de l'énergie éolienne n'en fait pas une énergie de substitution économiquement viable aux énergies thermiques fossiles pour l'alimentation d'un réseau électrique. Au-delà d'une pénétration de 10 % de capacité installée dans le mix énergétique électrique, elle ne reste acceptable jusqu'à 30 % que si le consommateur consent à payer le prix de son électricité trois fois plus cher (*Capacity Value of Wind Power: Calculation and Data Requirements - IEEE Transactions on Power Systems - 14/08/2009*). Pour assurer la sécurité d'un réseau alimenté avec 75 % d'énergies renouvelables intermittentes, il faut multiplier par 2,4 les capacités pilotables du mix énergétique (*The Costs of Decarbonisation - OCDE -*

17/01/2019). Le coût pour rendre la valeur d'usage des énergies intermittentes identique à celle des énergies pilotables est inabordable du fait des dépenses énergétiques complémentaires indispensables : conversion de l'énergie primaire extraite ; chargement dans les unités de stockage ; pertes de stockage ; seconde conversion pour la rendre utilisable sur un réseau alternatif ; durée de vie limitée des unités de stockage à l'exception des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). La flambée des prix de l'électricité en Allemagne est le résultat d'un excès de capacités en énergies renouvelables intermittentes.

Tous les signaux sont au vert, en revanche, pour que le caractère économiquement exploitable de l'éolien marin flottant massifié s'affirme dans la filière hydrogène (*power-to-gas*). La Guadeloupe est une zone non interconnectée (ZNI) à la différence de l'Aude, zone connectée à un réseau continental. Son mix électrique ne pourrait supporter les 52 MW des deux fermes pilotes d'ÉolMed et d'EFGL, encore moins leurs éventuels parcs commerciaux de 500 MW ou plus. Il est impensable que dans le cadre du projet Guadeloupe Éolien Offshore, l'abonné au réseau électrique national subventionne la production de dizaine de milliers de km² de ZEE au niveau des projets occitans, bien que l'abonné ultramarin contribuera en réglant la CSPE sur sa facture d'électricité à la rente de situation d'ÉolMed et d'EFGL si ces fermes pilotes se réalisent dans les conditions d'achat du MWh actuelles. La réflexion conduite dans ce département ultramarin se porte vers la réalisation d'un projet industriel structurant, générateur de richesse et d'emplois, conduisant à fabriquer in situ les tours flotteurs SPAR (rendu possible en raison des grands fonds de la rade de Port-Louis), les lignes de mouillage et les pales des rotors. L'objectif commercial est de livrer sur le marché intérieur et à l'exportation à la fois des produits à fort contenu énergétique (métallurgie électrique), et de l'hydrogène et ses dérivés sous des formes exportables dans les conditions du marché européen – sans recourir ni à des fonds publics de soutien, ni aux dépens des abonnés du réseau électrique. Il ne faut pas perdre de vue que la CSPE est une taxe carbone dont l'assiette est une énergie décarbonée à plus de 90 %. Elle frappe un citoyen qui, depuis cinquante ans, finance le programme nucléaire décarboné français dans le prix du kWh qu'il paye à EDF (dont il est par ailleurs actionnaire). L'objectif fixé à ce programme est de rendre accessible à tous un produit de première nécessité. Ce même objectif est à fixer à l'énergie éolienne produite avec des flotteurs en béton.

Quand l'ADEME lance, il y a quatre ans, l'appel à projet pour quatre fermes pilotes, l'agence n'a pas encore constaté l'effet inflationniste incontrôlable d'une politique énergétique basée sur le rachat contraint par le réseau électrique des énergies renouvelables intermittentes. Depuis novembre 2018 et le déclenchement de la crise des gilets jaunes, cette question est entrée de plain-pied dans l'actualité. Le gouvernement l'avait pressentie et dès 2018, il a imposé une révision des conditions « commerciales » d'attribution des parcs éoliens marins posés. L'effort demandé aux consommateurs d'électricité par la fiscalité affectée de la CSPE est déjà très lourd : plus de six milliards d'euros de prélèvement annuel en 2019. Il va mécaniquement croître avec les multiples opportunités que la politique de transition énergétique génère. La CSPE ne peut être dilapidée dans le financement d'impasses économiques : *« La contribution au service public de l'électricité est notre avenir, économisons-la. »*

Dans le cadre du projet ÉolMed, il serait normal que, pour le conduire à sa fin, il soit exigé que le risque industriel soit partagé entre l'impôt et l'entrepreneur. La commission d'enquête sur le Projet d'extension du port de Port-La Nouvelle écrivait le 25 juin 2018 dans son rapport public page 245 : *« Éolien : Le plus grand nombre de critiques portent sur le manque de lisibilité de la phase commerciale permettant de « rentabiliser » l'investissement consenti en*

phase expérimentale. » Ce manque de lisibilité vient du fait que l'investissement consenti en phase expérimentale est largement rentabilisé sur les 20 ans d'exploitation par la rente de situation créée par le prix d'achat obligé de la production, prévu à 240 €/MWh. Une révision de ce prix comme cela a été fait pour l'éolien posé en mer est indispensable. Un niveau acceptable pour les parties s'établit à 84 €/MWh annoncé par IDEOL dans sa recherche LIFES50Plus comme une perspective rentable pour un parc de 500 MW. Le refus de ce réajustement serait le signal tangible de l'impasse dans laquelle se trouve la technologie béton et donnerait le signal d'arrêt avant qu'il ne soit irréversible du gaspillage d'un demi-milliard d'euros d'argent public. L'acceptation de ce tarif signifierait la validité opérationnelle du projet, la réalité de la phase commerciale et la possible rentabilité de la technologie béton.

Nous restons, Monsieur le Président, à la disposition de la Commission d'enquête pour tout besoin d'explication complémentaire sur cette analyse de risques, sur sa méthodologie et sur ses références.

Registre dématérialisé :

<https://www.registre-dematerialise.fr/1244>

Observation n°176 (Web)

(Post scriptum à l'observation n°150)

Déposée le 19 juillet 2019

Analyse du communiqué de presse d'IDEOL du 4 juillet 2019

« *La technologie d'éolienne flottante IDEOL est validée et confirme son excellente performance* », tel est l'intitulé du communiqué d'IDEOL. La rédaction du Monde de l'énergie qui publie le 9 juillet ce communiqué se garde de reprendre le titre auquel il préfère celui, plus réservé, de : « *Des résultats conformes aux attentes d'IDEOL.* » Disons que la technologie IDEOL est autovalidée plus que validée, autosatisfaisante plus que satisfaisante. En quoi la performance est-elle excellente alors que rien n'indique dans ce communiqué ce qu'est une performance qui ne serait pas excellente ?

Publié à la mi-temps de l'enquête engagée sur l'impact du projet des quatre éoliennes Floatgen d'ÉolMed, ce communiqué est particulièrement opportun pour justifier ce projet. Rédigé avec des éléments de langage de communicant, il n'a pas une grande utilité technique : « *Les premiers résultats d'exploitation de l'éolienne flottante de 2 MW Floatgen, équipée de la fondation flottante Ideol et installée sur le site du Sem-Rev (Le Croisic), sont tout à fait conformes et même supérieurs aux attentes.* » Le problème est que le lecteur ne sait pas en quoi consistaient ces attentes, c'est-à-dire à quel niveau est placée la barre.

Les seuls chiffres donnés sont : « *Sur le premier semestre 2019, l'éolienne flottante a produit un total de 2,2 GWh et a fait face à des houles de plus de 6,2 mètres de hauteur significative (soit des vagues allant jusqu'à 11,7 mètres).* » Commentaire :

1. Le seul chiffre exploitable serait celui de 2,2 GWh produit en un semestre soit en 4 380 heures de fonctionnement. Pour une turbine de 2 MW de puissance crête, le facteur de charge ressort à 0,25 sur une zone maritime au potentiel énergétique comparable à celui de Gruissan bien que le profil aérologique soit différent. La performance est-elle au rendez-vous alors que le facteur de charge escompté des quatre éoliennes ÉolMed est de 0,5 (106 700 MWh par an) ?

2. Aucune explication pour comprendre comment sont mesurées les hauteurs de mer supportées : avec le sondeur du flotteur ou avec un niveau laser stabilisé sur un horizon artificiel et comment des vagues de 11,7 m entre crête et creux se trouvent mêlées à une houle de 6,2 m entre crête et creux.

Le communiqué révèle que « *Les mesures réalisées en continu par plus d'un millier de capteurs installés sur l'ensemble des composants de l'éolienne et du flotteur sont ainsi parfaitement conformes aux simulations réalisées, validant l'exactitude des modèles développés par les ingénieurs d'IDEOL.* » Il est compréhensible que ces données restent en partie couvertes par le secret commercial, mais quelques éléments de fond eussent été utiles pour étayer l'appréciation triomphale du communiqué d'IDEOL. Notamment, les résultats observés en matière de phénomènes vibratoires sur un rotor opérant à partir d'une plate-forme mobile auraient pu être documentés.

Mais la conclusion de ce communiqué publié pendant l'enquête d'impact sur ÉolMed est le plus surprenant : « *La technologie IDEOL, qui est également déployée sur un deuxième démonstrateur au Japon et qui a déjà fait face à trois typhons depuis sa mise en service en septembre 2018, est ainsi totalement validée dans la perspective des appels d'offres à venir pour des fermes commerciales en France, en Écosse, au Japon et sur de nombreuses autres géographies.* » Notons au passage que le deuxième démonstrateur au Japon est en acier et non en béton. Le lecteur apprend que « *La technologie IDEOL est ainsi totalement validée dans la perspective des appels d'offres à venir pour des fermes commerciales en France.* » Dans ces conditions, la question est : quelle est l'utilité d'une ferme pilote de quatre éoliennes au large de Gruissan, présentée comme étape indispensable avant de se lancer dans une ferme commerciale ?