



## COMMISSION EUROPÉENNE

Bruxelles, le 25.2.2019  
C(2019) 1441 final

|   |  |   |
|---|--|---|
| <p>Dans la version publique de la présente décision, des informations ont été supprimées conformément aux articles 30 et 31 du règlement (UE) 2015/1589 du Conseil du 13 juillet 2015 portant modalités d'application de l'article 108 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. Ces articles concernent notamment la non-divulgaration des informations couvertes par le secret professionnel. Les informations supprimées sont indiquées au moyen de crochets [...].</p> |  | <p style="text-align: center;"><b>VERSION PUBLIQUE</b></p> <p>Ce document est publié uniquement pour information.</p> |
|---|--|---|

**Objet: Aide d'État SA.49674 (2018/N) – France  
– EFGBI**

Excellence,

### **1. PROCÉDURE**

- (1) Le 7 décembre 2018, la France a notifié, conformément à l'article 108, paragraphe 3, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (ci-après dénommé le « TFUE »), une aide individuelle en faveur de la construction d'une ferme d'éoliennes flottantes, porté par la société « Eoliennes Flottantes de Groix & Belle-Ile SAS » (ci-après EFGBI), au large de la Bretagne, dans l'Atlantique. Cette notification a été soumise par voie électronique à l'issue d'une phase de pré-notification.
- (2) Suite à cette notification, la Commission a envoyé une première demande de renseignements, le 21 décembre 2018. Les autorités françaises y ont répondu le 24 janvier 2019. Une seconde demande de renseignements a été envoyée par courriel le 25 janvier 2019. Les autorités françaises y ont répondu le 28 janvier 2019.

Son Excellence Monsieur Jean-Yves Le Drian  
Ministre de l'Europe et des Affaires étrangères  
37, Quai d'Orsay  
F – 75351 – PARIS

## 2. DESCRIPTION DE LA MESURE

### 2.1. Contexte et objectifs du projet

- (3) La mesure concerne une aide individuelle en faveur d'un projet de ferme d'éoliennes flottantes composé de quatre turbines, le projet EFGBI. La ferme produira de l'électricité renouvelable à partir de l'énergie éolienne, au large de la Bretagne, dans l'Atlantique.
- (4) Le 5 août 2015, l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) a lancé un appel à projets en vue de la sélection de plusieurs projets de "fermes pilotes éoliennes flottantes". Cet appel à projets a fait l'objet d'un arrêté du 17 juillet 2015 relatif à l'approbation de son cahier des charges<sup>1</sup>, puis d'une mise à jour par l'arrêté du 29 janvier 2016<sup>2</sup>. Il a été publié sur le site de l'ADEME<sup>3</sup>. Cet appel à projets vise le déploiement, d'ici 2021 au plus tard, de parcs sur quatre zones propices en Méditerranée et en Bretagne, pour une puissance unitaire de 5 MW minimum.
- (5) Le projet EFGBI a été retenu en juillet 2016, tout comme les projets Éoliennes Flottantes du Golfe du Lion (EFGGL), EolMed et Provence Grand Large (PGL). Les projets EFGGL, EolMed et PGL ont également été notifiés à la Commission Européenne le 7 décembre 2018.
- (6) Le projet EFGBI vise à tester, dans des conditions réelles, une ferme flottante d'exploitation de l'énergie éolienne, en France et dans l'Atlantique. Selon la France, le projet contribuera au développement à l'échelle industrielle des technologies nécessaires à l'exploitation de l'énergie éolienne flottante et à obtenir des expériences additionnelles de cette technologie encore peu développée.
- (7) La France affirme que ce projet aidera à atteindre son objectif en matière d'énergies renouvelables, établi dans la directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables<sup>4</sup>, et visant à porter la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale à 23% d'ici à 2020 et à 32% en 2030.

#### 2.1.1. Description de l'éolien en mer flottant

- (8) L'éolien en mer, dont le principe est d'exploiter la force du vent en mer pour la transformer en électricité renouvelable et décarbonée, constitue une alternative et un relais de croissance pour l'éolien terrestre. En effet avec des mâts plus élevés que ceux des éoliennes terrestres, les éoliennes en mer bénéficient d'une puissance de vent plus importante et plus régulière et peuvent ainsi produire deux à trois fois plus d'énergie qu'à terre au cours d'une même année.

---

<sup>1</sup> Publié au Journal Officiel du 1er août 2015- NOR: PRMI1517311A.

<sup>2</sup> Publiée au Journal Officiel du 11 février 2016 NOR: PRMI1602677A.

<sup>3</sup> [https://appelsaprojets.ademe.fr/aap/AAP\\_EolFlo2015-98](https://appelsaprojets.ademe.fr/aap/AAP_EolFlo2015-98).

<sup>4</sup> Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE.

- (9) L'éolien en mer flottant se distingue de l'éolien en mer posé, car contrairement à ce dernier, il n'est pas installé sur une fondation ancrée dans le fond marin mais sur une fondation flottante simplement reliée au fond marin par des lignes d'ancrage afin de maintenir l'ensemble en position.
- (10) La technologie éolienne flottante dispose entre autre des avantages suivants par rapport à la technologie posée:
- i. Elle est moins dépendante des conditions de sols, dont l'éolien en mer posé est largement tributaire, et qui peuvent remettre en cause certaines options technologiques et compliquer le développement des projets éoliens posés. Le potentiel techniquement exploitable de l'éolien flottant est ainsi estimé à 600 GW en Europe contre 250 GW pour l'éolien marin posé. Il serait de 50 GW en France contre 15 GW pour l'éolien posé.
  - ii. Le coût des fondations de l'éolien offshore posé augmentant avec la profondeur des fonds marins, il n'est actuellement techniquement et économiquement pas possible d'envisager une implantation d'éoliennes offshore posées au-delà de 50 à 70 mètres de profondeur environ. Au contraire, l'éolien flottant permet de s'affranchir des contraintes de profondeur et donc d'étendre très significativement le potentiel de l'éolien en mer tout en diminuant son impact sur les paysages du littoral.
  - iii. Ces zones propices sont en outre moins prisées par les usagers de la mer car elles sont éloignées des côtes à des distances supérieures à 15 km. Par ailleurs, du fait d'un éloignement important des côtes, les impacts visuel et maritime sont relativement faibles. L'éolien flottant offre en effet une solution pour les zones maritimes où la profondeur d'eau ne permet plus d'installer des éoliennes posées.
  - iv. Un autre avantage des éoliennes flottantes est leur facilité d'installation. Elles ne nécessitent pas de couler des fondations ou d'avoir recours à des navires aussi spécialisés que pour l'éolien posé. La plupart des opérations sont réalisées au port, comme l'installation de l'éolienne sur le flotteur. Celle-ci est ensuite remorquée sur site pour être ancrée et connectée au câble de puissance par le biais de câbles dynamiques.
- (11) Si les technologies de l'éolien offshore posé sont déjà matures et largement déployées dans le monde (3,4 GW d'éoliennes offshores posées ont été installés dans le monde en 2015, portant le total de la capacité installée mondiale à 12 GW<sup>5</sup>), l'éolien flottant est quant à lui encore au stade de la recherche et développement. Il s'agit en effet d'une technologie de production d'électricité d'origine renouvelable et décarbonée qui n'a encore jamais été déployée à l'échelle industrielle, à l'exception de la technologie basée sur un type particulier de flotteurs à savoir la bouée-crayon SPAR.
- (12) L'éolien flottant constitue une innovation à caractère holistique, c'est-à-dire un système qui assemble plusieurs briques technologiques ayant chacune leur propre trajectoire d'innovation: turbine, flotteur, système d'ancrage, système d'interconnexion électrique sous-marine, câble de transport, etc.

---

<sup>5</sup> Rapport du Conseil Général de l'Economie à Monsieur le Ministre de l'Economie et des Finances sur les « *Opportunités industrielles de la transition énergétique* », Février 2017.

- (13) Bien que des technologies innovantes spécifiquement adaptées au domaine du flottant (rotor bipale, turbines à axe vertical, ...) soient actuellement en cours de développement, les turbines utilisées pour les premiers projets d'éolien flottant s'apparentent encore davantage aux machines utilisées pour l'éolien en mer posé (axe horizontal, rotor tripale, face au vent, etc.) qui ont toutefois été conçues pour s'adapter aux structures fixes; ainsi, la relation entre la puissance de la turbine et la taille de la plate-forme flottante n'est pas encore optimale, en raison du manque d'expérience. Ces technologies se caractérisent donc par un fort niveau de risques principalement au niveau de la conception et fabrication du flotteur et de l'ancrage ainsi qu'au niveau de l'assemblage turbine/flotteur/ancrage.
- (14) Plusieurs concepts de fondations flottantes sont actuellement développés:
- (15) La plate-forme avec ancrage à lignes tendues (Tensioned Leg Platform ou TLP - concept SBM Offshore): La stabilité est obtenue grâce à un flotteur maintenu sous la surface de l'eau par des lignes qui le tirent vers le fond. Les lignes d'ancrage verticales doivent résister à des contraintes importantes dues à leur pré-tension, auxquelles s'ajoutent les efforts de dérive. La plus grande partie du flotteur est immergée, présentant une poussée hydrostatique plus importante que son poids propre en conditions opérationnelles. Son intérêt est de réduire drastiquement le mouvement vertical et les rotations en roulis, tangage et lacet du flotteur.
- (16) Les barges avec piscine au centre du flotteur (concept Ideol): Ces barges offrent une assez large surface frontale aux vagues, qui peuvent avoir un grand impact sur leurs mouvements et ont un petit tirant d'eau en comparaison à d'autres types de flotteurs tels les bouées-crayons. Ce type de solution est actuellement retenu pour les petites profondeurs d'eau (profondeur de 50 à 60 mètres environ). Ces barges peuvent de plus être compétitives par rapport aux fondations traditionnelles utilisées pour l'éolien fixe.
- (17) La bouée de type « SPAR » (bouée-crayon - concept Statoil): L'équilibre est assuré par le poids du flotteur immergé sur une grande hauteur. Ce concept ne peut s'envisager que si la profondeur d'eau est suffisante, supérieure à 100 mètres en général.
- (18) La plate-forme semi-submersible avec ancrage caténaire (Free Floating Platform ou FFP - concept PPI ou Naval Group): Le flotteur est stabilisé par sa forme qui comporte des volumes immergés. Les lignes d'ancrage doivent résister aux efforts de dérive et aux efforts dynamiques dus à la houle.
- (19) S'agissant du transport et de l'installation, il n'existe pas non plus encore à ce jour de consensus sur la meilleure approche pour l'installation (utilisation de bateaux spécialisés, bateaux polyvalents ou autre). En outre, la distance de la côte et l'environnement difficile limitent la disponibilité pour les inspections et la maintenance dont les méthodes ne sont pas encore clairement établies à ce stade. Enfin, il existe peu de connaissance sur la dynamique comportementale dans les eaux profondes ce qui mène à des conceptions sans doute non optimales et à un coût de l'ancrage élevé.
- (20) Les technologies d'éoliennes flottantes sont donc encore à l'heure actuelle en phase de développement et de démonstration. Après une première phase de développement de projets de démonstrateurs unitaires, désormais la priorité va donc au déploiement de projets de fermes pilotes de démonstration, c'est-à-dire de

fermes composées d'un ensemble de plusieurs éoliennes flottantes reliées entre elles. Cette seconde phase est une étape préalable nécessaire avant l'exploitation de parcs à une échelle commerciale.

- (21) Un démonstrateur unitaire a vocation à tester en grandeur nature et en conditions opérationnelles un système éolien flottant unitaire. L'objectif principal de ces démonstrateurs est de mener ces tests sur une période de temps suffisante et d'en tirer les enseignements nécessaires pour passer à la phase de démonstrateurs de fermes pilotes où sont implantées plusieurs éoliennes flottantes. La validation de démonstrateurs permet ainsi de poursuivre le processus de définition des systèmes pertinents afin de converger, à terme, vers un nombre de technologies limitées.
- (22) La puissance moyenne des turbines mises en services dans ces projets de démonstrateurs unitaires est de l'ordre de 3 MW, soit une puissance de plus de deux fois inférieure aux éoliennes les plus puissantes du marché. En effet, le consensus du secteur est que cette taille est suffisante pour bénéficier du retour d'expérience requis dans le cadre de la mise en œuvre d'un démonstrateur unitaire.
- (23) La filière de l'éolien en mer flottant suscite un intérêt grandissant. Les projets de démonstrateurs éoliens flottants unitaires qui sont, à la date de la notification, opérationnels dans le monde sont recensés dans le tableau suivant :

| Projet Démonstrateur Unitaire | Développeurs  | Pays     | Technologies                                 | 3 Types de flotteurs       | Opérationnel         |
|-------------------------------|---|----------|--|----------------------------|----------------------|
| Hywind Demo                   | Statoil   | Norvège  | Flotteur Statoil                             | SPAR (bouée-cayon)         | Oui<br>(depuis 2009) |
|                               |   |          | Turbine Siemens<br>1 x 2,3 MW                |                            |                      |
| Windfloat                     | EDPR / Vestas / PPI   | Portugal | Flotteur PPI                                 | Semi-submersible           | Oui<br>(depuis 2011) |
|                               |   |          | Turbine Vestas<br>1 x 2 MW                   |                            |                      |
| Fukushima Mirai               | Hitachi / Mitsui + huit partenaires publics et privés                 | Japon    | Flotteur Mitsui                              | Semi-submersible           | Oui                  |
|                               |   |          | Turbine Hitachi<br>1 x 2 MW                  |                            |                      |
| Goto Island                   | Toda + sept partenaires publics et privés                             | Japon    | Flotteur Toda<br>Turbine Hitachi<br>1 x 2 MW | SPAR                       | Oui                  |
| Fukushima Shinpu              | Mitsubishi Heavy Industries (MHI) + dix partenaires publics et privés | Japon    | Flotteur MHI                                 | Semi-submersible (V-shape) | Oui                  |
|                               |   |          | Turbine MHI<br>1 x 7 MW                      |                            |                      |
| FloatGen                      | IDEOL   | France   | Flotteur IDEOL                               | Semi-submersible (barge)   | Oui<br>(depuis 2018) |
|                               |   |          | Turbine Vestas<br>1 x 2 MW                   |                            |                      |
| Kitakyushu Demo               | IDEOL/Hitachi/ Zosen  | Japon    | Flotteur IDEOL                               | Semi-submersible (barge)   | Oui<br>(depuis 2018) |
|                               |   |          | Turbine Aerodyn<br>1 x 3 MW                  |                            |                      |

- (24) Outre la mise en œuvre de démonstrateurs unitaires, l'essor de l'éolien offshore flottant suppose également et surtout de passer par la phase d'implantation de fermes pilotes d'éoliennes (ferme de démonstration), jalon majeur vers le marché des fermes commerciales, synonymes de production à l'échelle industrielle d'électricité d'origine renouvelable et décarbonée. Une ferme pilote est en effet destinée à tester et valider, dans des conditions réelles d'exploitation, sous forme de petits parcs de production d'électricité, la nouvelle technologie de l'éolien offshore flottant et ainsi évaluer la compétitivité technico-économique et environnementale de la technologie éolienne flottante.

- (25) Plus précisément, l'implantation d'une ferme pilote permet de valider les performances et la fiabilité de l'ensemble des briques technologiques qui la composent. Elle permet aux différents acteurs économiques impliqués d'acquérir de l'expérience qui servira à consolider le modèle économique et l'élaboration d'offres commerciales. Ces fermes pilotes permettent ainsi :
- au fournisseur de matériel de bénéficier d'un retour d'expérience sur une présérie d'équipements, en particulier quant à la performance et la fiabilité des composants.
  - à l'installateur offshore d'éprouver les méthodes de pose des équipements sous-marins et d'évaluer leur impact sur l'environnement.
  - à l'exploitant de la ferme pilote de bénéficier d'un retour d'expérience dans l'exploitation de la ferme et les références de coûts associés ainsi qu'un suivi sur le long terme de la performance et des impacts du parc sur les activités existantes et sur l'environnement.
- (26) Ainsi, actuellement, la priorité est au déploiement de fermes pilotes, destinées à faire le lien entre le test des premiers prototypes/démonstrateurs unitaires et le développement de véritables parcs de production.
- (27) Au niveau mondial et européen, plusieurs projets de fermes pilotes éoliennes flottantes sont aujourd'hui en développement. Toutefois, à la date de la notification, aucun projet de ferme pilote éolienne flottante n'est opérationnel en tant que ferme au niveau mondial (à l'exception d'un projet qui repose sur la technologie très spécifique de la bouée-crayon "Single Point Anchor Reservoir" (SPAR) et qui ne peut s'envisager que si la profondeur d'eau est suffisante - en général supérieure à 100 mètres - montage uniquement possible en mer profonde et protégée - ce projet ne sera donc pas reproductible à large échelle).
- (28) Les projets de ferme pilote d'éoliennes flottantes qui sont, à la date de la notification, en développement dans le monde sont recensés dans le tableau suivant :

| Projet Ferme Pilote de Démonstration | Développeurs                                       | Pays       | Technologies   | 3 Types de flotteurs      | Opérationnel   |
|--------------------------------------|--|------------|--|---------------------------|--|
| Hywind 2                             | Statoil  | Ecosse     | Flotteur Statoil: bouée-cayon SPAR<br>Turbine Siemens<br>5 X 6 MW = 30 MW            | SPAR (bouée-cayon)        | Oui<br><br>(depuis 2017)   |
| Windfloat Atlantic                   | EDPR / Mitsubishi / Chiyoda / Engie / Repsol / PPI | Portugal   | Flotteur PPI<br>Turbine MHI-Vestas<br>3 x 8,4 MW = 25,2 MW                           | Semi-submersible          | Non<br><br>(prévu 2019)  |
| Kincardine                           | Senvion / Aktins / Global Energy / Sgurr Energy    | Ecosse     | Flotteurs PPI et COBRA<br><br>Turbine Senvion<br>8 x 6,2 MW = 49,6 MW                | Semi-submersible et SPAR  | Non<br><br>(ferme prévue en 2020, depuis 2018 une seule turbine) |
| New England Aqua Ventus              | Emera Cianbro / Naval group                        | Etats-Unis | Flotteurs Naval<br>Turbines (non sélectionnées)<br>2 x 6 MW = 12 MW                  | Semi-submersible          | Non<br><br>(prévu 2019)  |
| Provence Grand Large (PGL)           | EDF EN / SGRE / SBM / IFP-EN                       | France     | Flotteur SBM Offshore<br>Turbine SGRE<br>3 x 8 MW = 24 MW<br>+ Power Boost de 1,2 MW | Tension Leg Platform      | Non<br><br>(prévu 2021)  |
| Eolmed                               | Quadran / Senvion / Ideol / Bouygues               | France     | Flotteur Ideol<br>Turbine Senvion 4 x 6,2 MW = 24,8 MW                               | Semi-submersible (barge)  | Non<br><br>(prévu 2021)  |
| Golfe du Lion (EF GL)                | Engie / ED PR / Senvion / PPI / EIFFAGE            | France     | Flotteur Eiffage/PPI<br>Turbine Senvion 4 x 6,2 MW = 24,8 MW                         | Semi-submersible          | Non<br><br>(prévu 2021)  |
| Groix Belle Ile (EF GBI)             | Eolfi / CGN/ EE / GE / Naval / Vinci               | France     | Flotteur Naval group<br>Turbine GE 4 x 6 MW = 24 MW                                  | Semi-submersible (ponton) | Non<br><br>(prévu 2021)  |
| Goto city                            | Toda   | Japon      | Flotteur Toda<br>Turbines (non sélectionnées de 2-5 MW) MW = 22 MW                   | Semi-submersible          | Non<br><br>(prévu 2021)  |

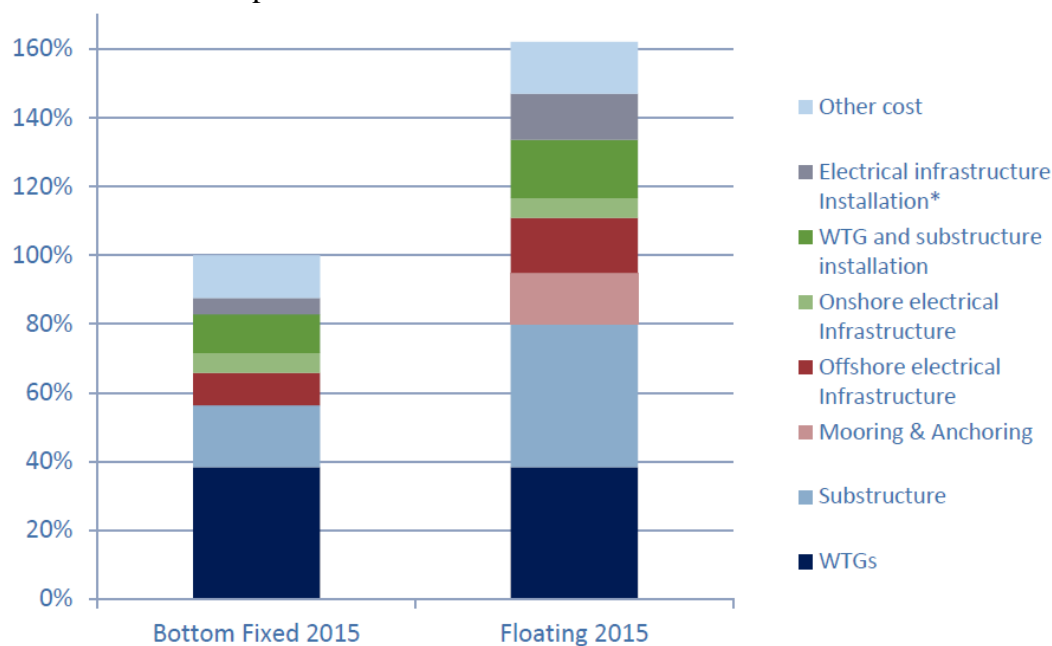
### 2.1.2. Estimation des coûts de l'éolien en mer flottant

- (29) Les autorités françaises estiment qu'à ce jour, il est difficile de fournir des chiffres pertinents sur les coûts de l'éolien flottant car cette filière est encore à un stade de démonstration et le passage à l'échelle commerciale, nécessaire pour réduire significativement les coûts, n'a pas été encore réalisé.
- (30) Toutefois, un ordre de grandeur de plusieurs dizaines de millions d'euros par système flottant (de 5 à 7 MW de puissance) est avancé par des bureaux d'étude<sup>6</sup>. Les évaluations de l'ADEME pour la France à partir des premières expérimentations montrent des coûts d'investissement entre 6 et 9 millions EUR/MW (soit 5 à 6 fois les coûts d'investissement du terrestre et près de 2 fois les coûts de l'offshore posé qui est la filière la plus onéreuse déployée actuellement) et des coûts LCOE (Levelised Cost Of Electricity - coûts de production moyen de l'électricité) variant entre 165 et 364 EUR/MWh selon les hypothèses envisagées (coûts d'investissements, du site, du productible, du taux d'actualisation, ...). A titre de comparaison, en France les coûts LCOE de l'éolien terrestre sont estimés par les autorités françaises entre 79 et 96 EUR/MWh et ceux de l'éolien en mer posé entre 123 et 227 EUR/MWh.
- (31) Le Rapport français du Conseil Général de l'Economie à Monsieur le Ministre de l'Economie et des Finances sur les « Opportunités industrielles de la transition énergétique », en date de février 2017, fait état d'une étude néerlandaise<sup>7</sup> qui a estimé les niveaux de CAPEX, OPEX et LCOE pour deux références de parcs éoliens de 800MW à 25 km de la côte, l'une comportant des fondations fixes et l'autre des fondations flottantes, si elles avaient été construites aujourd'hui, sans apprentissage et sans économie d'échelle.

<sup>6</sup> Rapport du Conseil Général de l'Economie à Monsieur le Ministre de l'Economie et des Finances sur les « Opportunités industrielles de la transition énergétique », Février 2017.

<sup>7</sup> <https://www.topsectorenergie.nl/en/tki-offshore-wind/tki-wind-op-zee-publications>

Figure 4 : Différence des coûts d'installation (MW) en 2015 entre une éolienne posée et une éolienne flottante



\* Electrical infrastructure installation cost per MW for floating is based on demo park scale and are therefore not directly comparable to bottom fixed.

- (32) La filière de l'éolien flottant en mer ne pourra donc se développer que si elle parvient à démontrer, à travers les expérimentations et les résultats qui en seront extrapolés, la possibilité d'une réduction des coûts suffisante pour que la technologie soit intéressante dans certaines régions du monde. C'est précisément l'objectif visé par l'implantation de fermes pilotes, telle que celle envisagée dans le cadre du présent Projet.
- (33) Toutefois, l'ouverture de cette dernière étape nécessaire pour pouvoir évaluer la compétitivité technico-économique et environnementale de la technologie éolienne flottante reste à ce jour encore limitée du fait d'un certain nombre d'obstacles qui empêchent l'émergence de ces fermes pilotes selon les autorités françaises:
- les conditions de fonctionnement du marché de l'électricité, sans aide extérieure, n'incitent pas à investir dans ce type de projet ;
  - le financement de projet classique est peu adapté, compte tenu des risques nombreux et importants et
  - le fonctionnement du marché des équipements demeure peu adapté.
- (34) En effet, les projets de fermes pilotes d'éoliennes en mer flottantes consistent à mettre en œuvre, pour la première fois, la technologie de l'éolien flottant à l'échelle préindustrielle avec les briques technologiques sélectionnées (turbine, flotteur, ancrage, interconnexion électrique sous-marine, câble de transport, etc.). Les développeurs de projets de production d'électricité ne sont donc pas en mesure de connaître de façon précise les coûts, ni le niveau de performance de ces briques technologiques parce qu'ils ne les ont jamais mises en œuvre. Ils ne peuvent donc anticiper que très imparfaitement le coût de production d'électricité (LCOE) au moyen de la technologie éolienne flottante.
- (35) Les fournisseurs des briques technologiques n'ont eux-mêmes qu'une connaissance approximative du prix de revient de leurs produits et de leurs



performances en conditions réelles, puisqu'il s'agit de premiers de série, comme dans le cas du flotteur sélectionné dans le cadre du Projet. Ces informations clés pour l'économie globale d'un projet éolien en mer flottant sont imparfaites et asymétriques entre le développeur du projet et les fournisseurs des briques technologiques. L'estimation du prix de fourniture des différents lots techniques de tels projets est donc particulièrement complexe, ce qui fait que l'investissement global dans ce type de projet est très difficile à apprécier en amont, de même que le coût d'exploitation de la ferme pilote. Ceci complique singulièrement la construction de partenariats industriels et leur gestion sur la durée de vie de tels projets.

- (36) Les différents instruments de politique environnementale mis en place par la France ne permettent pas à ce jour de corriger complètement les défaillances du marché identifiées ci-dessus. Ainsi, dans ces conditions, seule l'aide d'État permettrait de compléter les instruments actuellement en place afin d'accroître l'efficacité du dispositif français visant à inciter les porteurs de projet à investir dans des projets d'éolien flottant.

## **2.2. Description du projet**

- (37) Le projet prévoit la construction d'une ferme pilote d'éoliennes flottantes d'une puissance totale installée de 24 MW qui permettra d'alimenter en électricité environ 20.000 foyers. La ferme se composera d'un ensemble de quatre aérogénérateurs de 6 MW montés sur quatre fondations flottantes de type semi-submersible à caténaire, à base de pontons. Chaque unité sera ancrée au fond marin. Les aérogénérateurs sont développés par GE WIND FRANCE SAS, les fondations flottantes (ou "flotteurs") par Naval Energies SAS. La ferme sera située au large de la Bretagne, dans l'Atlantique (profondeur de 58 à 68 mètres), à une distance de 21,5 km de la côte. Une concertation locale a été engagée dès 2014 à partir d'une zone définie par l'appel d'offre de l'ADEME, indispensable à l'émergence de cette nouvelle technologie.
- (38) Le projet comprend deux périmètres techniques séparés :
- Une zone d'implantation avec 4 éoliennes alignées selon un axe Nord-Sud et reliées entre-elles par des câbles sous-marins dynamiques, capables d'absorber les mouvements horizontaux et verticaux du flotteur dans les conditions caractéristiques de l'atlantique et
  - Un fuseau de raccordement comprenant : un câble export, des travaux d'atterrage et des travaux de connexion terrestre.
- (39) Il a un objectif de production de [85000-95000] MWh/an pendant vingt ans avec une stratégie de maintenance associée et un démantèlement facilité par des lignes d'ancrage.
- (40) La France estime que le projet constitue un projet de démonstration au sens du point 45 de la section 1.3. des lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (ci-après "LDAEE").<sup>8</sup> Le projet vise à démontrer la faisabilité économique et industrielle de la construction et de l'exploitation d'une ferme d'éoliennes flottantes de ce

---

<sup>8</sup> Communication de la Commission (2014/C 200/01).

type le long de la côte française par l'application d'une solution innovante à échelle plus importante et ainsi à confirmer le potentiel industriel de la production d'électricité par des éoliennes flottantes.

- (41) L'objectif du projet est de valider la technologie et de quantifier les risques. En particulier, le projet permettra la quantification des risques techniques (validation de la technologie des flotteurs, notamment la stabilité, évolution du vieillissement); des risques économiques (maîtrise des coûts, optimisation de la performance économique); et des autres responsabilités (impact environnemental, sécurité maritime).

### **2.2.1. Présentation des solutions techniques développées dans le projet**

#### 2.2.1.1. Turbines

- (42) Les éoliennes de la ferme pilote seront fournies par GE. Ce sont des éoliennes GE Haliade 150 tripales à axe horizontal de 150 m de diamètre de rotor, de puissance nominale 6 MW. La nacelle est fixée à environ 100 m au-dessus du niveau de la mer et la hauteur totale en bout de pale est d'environ 180 m. L'un des avantages de l'Haliade est sa génératrice à entraînement direct équipée d'un alternateur à aimants permanents. Un prototype terrestre a été installé au Carnet en 2011 aboutissant à la certification de sa courbe de puissance en 2012.

#### 2.2.1.2. Flotteurs

- (43) L'éolienne sera installée sur un flotteur de type semi-submersible constitué:
- d'une embase sous forme de pontons modulaires en acier, ballastable en eau qui n'apporte pas ou peu ;
  - de flottabilité mais de la stabilité de poids ;
  - d'une colonne centrale sur laquelle repose la turbine et donc les charges. Cette configuration permet de garantir un comportement symétrique et donc l'utilisation d'un ballastage passif ;
  - de trois colonnes satellites qui apportent la flottabilité ;
  - de « Heave plates » sur les extrémités de l'embase ballastable pour amortir les mouvements.
- (44) Les flotteurs seront intégralement en acier et réalisés sous la seule maîtrise d'œuvre de NAVAL ENERGIES SAS. Leur design général, simple et passif, permettra:
- un poids considérablement réduit ;
  - une facilité de construction du fait du matériau unique qui facilite la mise en œuvre industrielle et limite les besoins en terme d'infrastructures portuaires ;
  - une construction modulaire facilitant l'assemblage et l'effet de série dès la ferme pilote mais surtout préparant le développement commercial ;
  - un transport optimisé du fait d'un moindre tirant d'eau en cas de remorquage et de la possibilité d'utiliser des barges de transport semi-submersible ;
  - l'utilisation d'infrastructures portuaires existantes ou en cours d'aménagement ;
  - d'adosser le développement d'une architecture innovante de structure ponton à un schéma industriel robuste et bénéficiant de plusieurs solutions ou alternatives de construction.

- (45) L'accès du personnel se fait via un « boat landing » sur la colonne centrale. Une grue est aussi installée pour manipuler et monter les charges à bord.
- (46) Les flotteurs sont connectés au moyen de câbles dynamiques qui sont spécifiquement conçus pour résister aux mouvements du flotteur.
- (47) L'ensemble est conçu pour résister aux conditions très sévères du site, avec des vagues pouvant atteindre plus de 20 mètres.

#### 2.2.1.3. Ancrage

- (48) L'ancrage est réalisé par 5 à 6 lignes caténaires (chaines) ou mixtes (chaîne et polyester) par flotteurs et par des ancres adaptées à la profondeur et au type de sol de la zone.
- (49) Les différentes briques technologiques sélectionnées présentent plusieurs caractéristiques innovantes :
- (50) Le flotteur et l'ancrage, équipements qui représentent plus de la moitié des coûts, doivent être dimensionnés pour résister aux contraintes de fatigue les plus sévères, ce qui engendre des coûts supplémentaires. Ces contraintes sont totalement nouvelles pour le secteur de l'offshore et vont conduire à réaliser des dispositifs particulièrement innovants.
- (51) De plus, les mouvements du flotteur ont un impact direct sur la turbine et le productible. Ce risque est particulièrement important pour le site de Groix & Belle-Ile, avec non seulement une houle potentielle très élevée mais en plus dans des directions potentiellement différentes du vent. La mise au point d'un dispositif de contrôle de la turbine adapté aux conditions du flottant constitue une innovation indispensable à la réussite de ce projet.

#### 2.2.1.4. Fabrication

- (52) Le scénario industriel de construction des éoliennes flottantes est fortement dépendant des infrastructures portuaires et de leurs disponibilités. Le travail de séquençage des différentes opérations est en cours, en lien avec les autorités portuaires de Brest.
- (53) Les nacelles et génératrices des éoliennes seront construites à Saint-Nazaire. Les pales seront construites à Cherbourg par LM Glassfiber et les tours vraisemblablement dans un pays européen voisin.
- (54) Les sous-ensembles acier des flotteurs seront réalisés en Europe.
- (55) Un autre point critique est constitué par la logistique et l'installation en mer de la ferme pilote. Elle consiste à mettre en place un processus spécifique, adapté aux spécificités du site atlantique avec des plages d'accessibilité réduite. Cette installation doit permettre de diminuer la durée des opérations en mer et de favoriser les périodes estivales.
- (56) Cela nécessite de coordonner l'installation des moyens d'ancrage et de connexion, puis de réaliser ensuite l'accrochage des éoliennes ainsi que leur connexion. Cette organisation très spécifique du flottant est l'une des étapes importantes que la ferme pilote aura pour objectif de dé-risquer.

- (57) Le projet est divisé en trois grandes phases : la phase de développement, la phase de construction et d'installation, et la phase d'exploitation qui se termine par le démantèlement. La décision de lancer la phase de construction et d'installation est conditionnée à l'autorisation par la Commission européenne des aides d'Etat envisagées.
- (58) Le processus d'installation, avec d'une part les ancrages et les câbles et d'autre part l'assemblage des éoliennes au port, leur remorquage, leur fixation puis leur connexion est vraiment nouveau. Les moyens mis en œuvre à quai, les procédures en mer vont demander plusieurs innovations technologiques ou organisationnelles pour réaliser ces opérations dans le planning réaliste mais contraint de cette ferme pilote.
- (59) Les connexions sont réalisées par l'intermédiaire de câbles dynamiques, c'est-à-dire de câbles s'adaptant aux mouvements de l'éolienne. La réalisation de ces équipements, leur installation et la surveillance de leur tenue en mer est totalement nouveau comparé aux autres technologies.

#### 2.2.1.5. Exploitation et maintenance

- (60) Les éoliennes devraient être installées à partir du printemps 2021 pour une mise en service industrielle du parc avant septembre 2021. Le projet doit entrer en exploitation en 2021 pour un démantèlement prévu en 2041. La ferme d'éoliennes flottantes sera exploitée durant 20 ans.
- (61) Sur la base d'une étude du DNV-GL intégrant une partie des données du LIDAR terrestre implanté sur le phare de l'île de Groix depuis novembre 2014, le projet EFGBI aboutit à un productible moyen annuel de [85000-95000] MWh (P50<sup>9</sup>) et de [70000-85000] MWh (P90<sup>10</sup>). Cette valeur prend en compte la disponibilité des éoliennes et des flotteurs, les pertes dues à des mauvaises conditions océano-météorologiques, la disponibilité du réseau public d'électricité, les pertes électriques internes à la ferme et les pertes dans le câble d'export telle qu'estimées en début de projet. Ces valeurs seront confirmées lors de la phase de développement.
- (62) Les conditions d'accessibilité à Groix & Belle-Ile sont particulièrement contraintes, mais l'objectif de disponibilité est similaire aux autres projets. La politique de maintenance et de surveillance va demander une réelle optimisation et constituera une clé dans la réussite de ce projet.
- (63) RTE estime le marché français de la production et de la vente en gros d'électricité, en 2017, à 130 GW de capacité et 529,4 TWh de production, dont 86,8 TWh de production à partir de sources d'énergie renouvelables, y inclus hydraulique<sup>11</sup>. Or, le projet EFGBI aboutit à un productible moyen annuel de la ferme pilote de l'ordre de [85000-95000] MWh, ce qui représente seulement 0,02 % de la production et de la vente en gros d'électricité et de 0,1 % de la production d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. La puissance du

---

<sup>9</sup> Niveau de production médian, estimé suivant une approche probabiliste, présentant au final 50% de chances d'être dépassé et 50% d'être en dessous.

<sup>10</sup> Niveau conservateur de productible, estimé suivant une approche probabiliste, et ayant au moins 90% de chances d'être dépassé en combinant l'ensemble des aléas possibles.

<sup>11</sup> Source : <https://bilan-electrique-2017.rte-france.com/production/le-parc-de-production-national>.

démonstrateur de ferme pilote sera donc tout à fait marginale par rapport à la taille du marché impacté.

### 2.2.2. Présentation de l'impact environnemental du projet

- (64) L'impact environnemental du projet de ferme pilote éolienne flottante, par comparaison à la solution technologique de référence, est estimé dans le tableau ci-dessous. La production électrique correspondante (soit 1800 GWh sur 20 ans dans un scénario de succès nominal) devrait donc être obtenue à partir d'une centrale conventionnelle, à savoir une centrale à cycle combiné gaz d'une puissance de 16,8 MW: c'est la solution technologique de référence.

| kg / MWh                                      | CO2 | CO    | NOx   | SO2   |
|---|-----|-------|-------|-------|
| Emissions ferme pilote                        | 23  | 0,005 | 0,012 | 0,015 |
| Emissions solution technologique de référence | 85  | 0,03  | 0,27  | 0,2   |
| Ecart (impact environnemental du projet)      | 62  | 0,025 | 0,258 | 0,185 |

- (65) Les émissions polluantes de la solution technologique de référence sont basées sur les données issues de l'« Etude sur les unités de combustion supérieures à 50 MWth et leurs techniques de réduction des émissions de NOx ; SO2 et poussières » (ADEME, octobre 2010) ainsi que de « l'Inventaire des émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre en France » (CITEPA, avril 2013).
- (66) Concernant le projet EFGBI, un calcul des émissions produites pendant toute la durée de vie de la ferme pilote a été effectué. Il importe de noter que les émissions sont principalement émises lors de la phase de construction des matériaux et la phase de transport/installation. Les résultats sont cohérents avec ceux d'autres études<sup>12</sup>, donnés à titre informatif :  
 SO2 < 0.02 g / kWh  
 NOx < 0.01 g / kWh  
 CO2 entre 5 et 25 g / kWh.
- (67) Pour rappel, d'après l'OCDE, les émissions de CO2 du mix électrique européen sont évaluées en 2014 à 311 g / kWh.
- (68) Avec un productible attendu d'environ 1800 GWh sur 20 ans dans un scénario de succès nominal, la ferme pilote éolienne flottante devrait donc :
- augmenter sensiblement la part de la consommation d'énergie de l'Union européenne produite à partir de ressources renouvelables;
  - réduire les émissions de CO2 de 111600 tonnes, mais aussi les émissions de CO de 45 tonnes, les émissions de NOx de 464 tonnes et les émissions de SO2 de 333 tonnes.

<sup>12</sup> Valuing public preferences for offshore wind power: a choice experiment approach, Kruger, 2007.

- (69) Il s'agit là de l'estimation de la contribution directe de la mesure d'aide aux objectifs d'intérêt communs de l'Union européenne définis dans la stratégie Europe 2020 et dans le cadre d'action pour 2030, en termes de lutte contre le changement climatique et la pollution et en faveur de l'utilisation durable de l'énergie.

### **2.2.3. Présentation de la société de projet**

- (70) Pour assurer le développement de la technologie de l'éolien flottant, EOLFI SAS (ci-après EOLFI) associée à CGN Europe Energy SASU (ci-après CGNEE) à travers la joint-venture EOLFI Offshore France SAS (ci-après EOLFI Offshore) ont décidé de répondre à l'appel à projet proposé par l'ADEME sur la zone de Groix et Belle-Ile, la plus représentative du marché mondial, et ce au travers d'une société de projet nommée « Ferme Eolienne Flottante de Groix et Belle Ile SAS » (EFGBI).
- (71) EOLFI est une PME française, regroupant une quarantaine de salariés, qui développe depuis 2004 des projets ENR en mer et sur terre. Spécialisée dès 2012 dans l'éolien flottant, EOLFI développe des projets en France et à Taïwan et se positionne comme un groupe pionnier de cette nouvelle technologie.
- (72) CGNEE est la filiale européenne dédiée exclusivement aux ENR de l'énergéticien chinois CGN. Avec plus d'un milliard d'euros d'investissements pour une capacité en opération dépassant les 580 MW, CGNEE est l'entreprise d'énergies propres dont la croissance est la plus rapide en Europe.
- (73) Courant 2017, EOLFI et CGNEE ont été rejointes par deux nouveaux actionnaires. EFGBI est aujourd'hui détenue à 24,5% par Eolien en Mer Participations SAS (filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations), 24,5% par Meridiam RCF SAS (ci-après Meridiam) et 51% par EOLFI Offshore, elle-même détenue à 90% par CGNEE et à 10% par EOLFI. Cette société de projet assurera la contractualisation de l'ensemble des accords de fourniture et d'installation avec les partenaires du projet et sera en charge de l'exploitation de la ferme pilote.
- (74) La Caisse des Dépôts et Consignations et ses filiales constituent un groupe public, investisseur au long terme au service de l'intérêt général et du développement économique des territoires. Le Groupe concentre son action sur les transitions territoriale, numérique, démographique et sociale et écologique et énergétique.
- (75) Meridiam est un groupe français fondé en 2005, leader dans l'investissement et la gestion à long terme d'infrastructures publiques. Meridiam finance et gère 60 projets en développement en Europe, Amérique du Nord et en Afrique, dans les secteurs du transport, des équipements sociaux, de l'environnement et de la transition énergétique.
- (76) La société de projet est la structure qui sera la bénéficiaire directe des aides d'État.
- (77) La société de projet est le Coordonnateur du Projet et Maître d'Ouvrage. Elle est aussi l'interlocuteur officiel de l'ADEME et le bénéficiaire des aides d'Etat.
- (78) Le Maître d'Ouvrage s'est associé à des Partenaires industriels pour la réalisation du projet :

- NAVAL ENERGIES SAS pour l'ingénierie, la fourniture, et la maintenance des flotteurs et des ancrages ainsi que le remorquage l'installation des éléments de la ferme hors câblage électrique ;
  - GE WIND FRANCE SAS pour l'ingénierie, la fourniture, le montage la mise en service et la maintenance des éoliennes ;
  - VALEMO SASU pour la définition de la supervision des Opérations et de la Maintenance en phase exploitation.
- (79) L'organisation du partenariat est fondée essentiellement sur des relations contractuelles bipartites entre chaque Partenaire et le Maître d'Ouvrage. Ces contrats sont de trois ordres :
- des contrats d'étude qui portent sur la période avant la décision d'investissement et permettent de lever les principaux risques du projet ;
  - des contrats d'étude, de fourniture et d'installation des équipements principaux pour la phase de construction ;
  - des contrats de maintenance pour la période d'exploitation.
- (80) Avec ces contrats sur ce site flottant, EFGBI donne aux industriels la possibilité de disposer d'une référence majeure dans le domaine de l'éolien. EFGBI permettra aux industriels d'avoir accès au site pour faire la promotion de leur équipement dans la perspective des développements commerciaux. Les conditions d'accès au site ainsi que les redevances associées seront définies dans des contrats spécifiques de « service et mise à disposition de données ». Ces redevances contribueront au remboursement par EFGBI de l'avance remboursable qui lui est octroyée par l'ADEME.
- (81) Le périmètre d'intervention de chaque Partenaire sera finalisé au cours de la phase de développement du Projet, en particulier celui du Partenaire EPCI Flotteur. Il est probable que d'autres contractants interviennent en sous-traitance du Maître d'Ouvrage pour la construction du Projet, notamment pour l'installation des câbles inter-éoliennes. Dans ce cas, des contrats couvrant ces périmètres seront conclus entre le Maître d'Ouvrage et le contractant sélectionné.

#### **2.2.4. Présentation des coûts du projet**

- (82) Les coûts d'investissement totaux du projet sont estimés à [190-220] millions EUR, tandis que les coûts d'exploitation sont estimés à environ [190-220] millions EUR.
- (83) D'après les prévisions financières, soumises par le consortium qui développera le projet, le coût de l'électricité actualisé (LCOE) estimé de la ferme pilote est estimé à [340-370] EUR/MWh (composé de [100-120] EUR/MWh de coûts de production, [230-250] EUR/MWh de coûts d'investissement et en incluant une rentabilité normale de l'installation).
- (84) Un plan d'affaires détaillé a été fourni par les autorités françaises. Les valeurs figurant dans ce plan sont fournies en euros courants actualisés ramenés au productible actualisé<sup>13</sup>. Par exemple, la valeur "coûts de production" s'obtient

---

<sup>13</sup> Le taux d'actualisation utilisé correspond systématiquement au TRI du projet. D'autre part, l'indexation appliquée au prix du marché est identique à celle appliquée au tarif d'achat et est estimée, par le porteur du projet, à 2%.

comme le ratio entre la somme actualisée des coûts de production en valeur courante et la somme actualisée du productible.

### 2.3. Sélection du bénéficiaire

- (85) Le projet EFGBI a été retenu à l'issue de l'appel à projets "Fermes pilotes éoliennes flottantes" dans le cadre du Programme des Investissements d'Avenir (PIA), opéré de l'ADEME. L'appel à projets a fait l'objet de deux arrêtés: celui du 17 juillet 2015 relatif à l'approbation de son cahier des charges et celui du 29 janvier 2016 relatif à la mise à jour du cahier des charges.
- (86) L'appel à projets a été lancé le 5 août 2015 pour des projets sur des sites prédéfinis. Les conditions d'éligibilité étaient les suivantes:
- i. les projets devaient être situés sur le territoire français, et plus précisément sur l'un des sites appropriés, décrits dans l'appel à projets, et être connectés au réseau d'électricité national;
  - ii. la ferme pilote devait comprendre entre 3 et 6 éoliennes de puissance unitaire d'au moins 5 MW;
  - iii. le projet proposé devait avoir une durée de démonstration de minimum 2 années; en cas de succès du projet, une durée de 15 à 20 ans était souhaitée.
- (87) Le processus de sélection des projets s'est basé sur des critères de qualité technique permettant de développer des solutions technologiquement différentes afin de mitiger le risque élevé et d'accompagner l'émergence de la technologie de l'éolien flottant. Les critères de sélection de l'appel à projets, eux-mêmes divisés en plusieurs sous-critères, étaient les suivants:
- i. contenu technique;
  - ii. qualité financière du projet;
  - iii. qualité de l'organisation du projet;
  - iv. perspective économique du projet;
  - v. prise en compte de la dimension environnementale et territoriale;
  - vi. compatibilité de l'aide avec la réglementation européenne.
- (88) Dix propositions ont été présentées le 4 avril 2016. Quatre projets ont été sélectionnés parmi ces dix propositions en juillet 2016. Le projet EFGBI a été l'un des projets retenus, avec les projets EFGL, EolMed et PGL. Les projets EolMed, EFGL et EFGBI développent chacun une solution particulière (différentes combinaisons turbine/flotteur/ancrage) utilisant un flotteur de type semi-submersible spécifique tandis que le projet PGL développe une solution utilisant un flotteur de type "Tension Leg Plateforme" (TLP).
- (89) Le bénéficiaire de l'aide sera la société de projet EFGBI et est considéré comme une « grande entreprise » au sens de la réglementation européenne et en particulier de la Recommandation de la Commission européenne du 6 mai 2003 concernant la définition des micros, petites et moyennes entreprises<sup>14</sup>, dans la mesure où elle ne répond pas à la définition de PME définie par ce texte

---

<sup>14</sup> JO L 124 du 20.5.2003, p. 36.



## 2.4. Budget, financement et durée

- (90) La mesure sera constituée de deux types d'aide, à savoir une aide à l'investissement et une aide au fonctionnement.
- (91) Le plan de financement du projet repose sur:
- une aide à l'investissement (subventions et avances remboursables) apportées par l'ADEME et
  - d'une aide au fonctionnement, prenant la forme d'un tarif d'achat d'électricité.

### 2.4.1. Aide à l'investissement

- (92) Le projet EFGBI a été sélectionné pour un financement par l'ADEME, à l'issue de l'AAP « Fermes Pilotes Eoliennes Flottantes » lancé par cette dernière le 5 août 2015, dans le cadre du PIA, et plus précisément de l'action « Démonstrateurs de la transition écologique et énergétique », qui a pour objectif de promouvoir, dans le domaine de la transition énergétique et écologique, des filières industrielles performantes et compétitives, en finançant des projets de recherche, de développement, d'innovation et d'industrialisation afin de promouvoir et d'accompagner la réalisation en mer de fermes pilotes d'éoliennes flottantes<sup>15</sup>.
- (93) L'aide à l'investissement est financée par le budget de l'Etat français via le programme d'investissement d'avenir, qui a fait l'objet d'une décision de la Commission<sup>16</sup>.
- (94) Le projet bénéficiera d'une aide à l'investissement d'un montant de 83 millions EUR, répartie entre deux montants. La moitié de ce montant, soit 41,5 millions EUR, sera versé sous la forme d'une subvention directe accordée à la société de projet EFGBI. Cette même somme sera également versée à la société de projet EFGBI sous la forme d'avances remboursables. Cette aide à l'investissement est estimée à [70-80] EUR/MWh.
- (95) S'agissant de l'avance remboursable, le remboursement de celle-ci se fera sur la base du succès commercial du projet.
- (96) La société de projet devra rembourser les avances remboursables selon le mécanisme suivant:

|         | Montant          | Déclencheur   |
|---------|------------------|---|
| ARV1(a) | 8,7 millions EUR | Correspondant à la quote-part de l'avance remboursable en fonction des performances économiques de la ferme : sur la production injectée sur le réseau excédant le productible prévu exprimé en P90 ([70000-85000] MWh/an). |

<sup>15</sup> Cet appel à projets fait suite à l'appel à manifestations d'intérêt « Energies marines renouvelables » ainsi qu'à l'appel à manifestations d'intérêt « Energies marines renouvelables – Briques et démonstrateurs » lancés par l'ADEME respectivement en 2009 et 2013.

<sup>16</sup> Voir décision SA 40266 (2014/X) - Régime d'aides de l'ADEME - plan d'évaluation.

|                    |                    |   |
|--------------------|--------------------|---|
| ARV1(b)            | 13,1 millions EUR  | Correspondant à la quote-part de l'avance remboursable en fonction des performances économiques de la ferme : sur la production injectée sur le réseau excédant le productible prévu exprimé en P50 ([85000-95000] MWh/an). |
| ARV2(T)            | 4,15 millions EUR  | Correspondant à la quote-part de l'avance remboursable en fonction des produits vendus par le turbinier.  |
| ARV2(F-A) et (F-B) | 15,55 millions EUR | Correspondant à la quote-part de l'avance remboursable en fonction des produits (flotteurs en acier) vendus par les partenaires industriels du projet.  |

#### 2.4.2. Aide au fonctionnement

- (97) Pendant les 20 ans de la durée prévue du projet, une aide au fonctionnement sera accordée à la société de projet EFGBI sous la forme d'un tarif d'achat d'électricité versé par la société EDF Obligation d'Achat (EDF OA) selon les modalités prévues par l'article L. 314-1 du code de l'énergie. Le projet entre dans la catégorie des installations visées au point 7° du D. 314-15 du code de l'énergie. Ce tarif d'achat s'élève en euros constants à 240 EUR/MWh et fait objet d'une indexation annuelle. Conformément à l'article R. 314-12 du code de l'énergie, les conditions d'achat de l'électricité produite par la ferme d'éoliennes flottantes ont été fixées dans le projet d'arrêté tarifaire du gouvernement français relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par la ferme pilote en date du 5 octobre 2017. Cet arrêté tarifaire sera publié ultérieurement. La valeur de ce tarif d'achat, sur la durée du contrat d'achat, s'élève à [260-280] EUR/MWh en euros courants actualisés ramenés au productible actualisé<sup>17</sup>.
- (98) Le montant de l'aide au fonctionnement accordée correspond à la différence entre les revenus présentés dans le plan d'affaires et les revenus engendrés par la vente de la production du parc éolien au prix de marché. Pour ce calcul il est considéré un prix de marché de 40 EUR/MWh en euros constants. La valeur de ce prix de marché, sur la durée du contrat d'achat, s'élève à [45-50] EUR/MWh en euros courants actualisés ramenés au productible actualisé. Le projet devant permettre la production de [85000-95000] MWh d'électricité par an en moyenne, il est prévu qu'il bénéficie d'une aide au fonctionnement d'environ 418 millions EUR en euros courants, calculée à partir du prix de marché et du tarif d'achat susmentionnés en valeur courante actualisée ramenée au productible actualisé, pendant les 20 ans de la durée prévue du projet.
- (99) L'aide au fonctionnement est financée par le budget de l'Etat français. Plus précisément, depuis la loi de finances rectificative pour 2015, les charges de soutien aux énergies renouvelables en particulier sont des dépenses retracées par le compte d'affectation spéciale (CAS)<sup>18</sup> "Transition énergétique".

<sup>17</sup> Le taux d'actualisation utilisé correspond systématiquement au TRI du projet. D'autre part, l'indexation appliquée au prix du marché est identique à celle appliquée au tarif d'achat et est estimée, par le porteur du projet, à 2%.

<sup>18</sup> Un compte d'affectation spéciale constitue en France une exception au principe de non affectation du budget, c'est-à-dire à l'interdiction d'affecter une recette à une dépense. Selon l'article 21 – 1 de la Loi

- (100) Le CAS "Transition énergétique", créé par la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015, retrace en dépenses, notamment, les compensations aux opérateurs dues au titre des charges de soutien aux énergies renouvelables, à l'effacement de consommation et au développement du biogaz. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017, le CAS "Transition énergétique" est alimenté par les taxes intérieures de consommation sur les produits pétroliers et assimilés (TICPE) et sur les houilles, lignites et coques (TICC)<sup>19</sup>.
- (101) La durée de l'aide au fonctionnement ne dépassera pas la période d'amortissement de l'installation; celle-ci est de 20 ans selon les règles comptables ordinaires.
- (102) En tenant compte de l'aide à l'investissement, le taux de rendement interne (TRI) de la société de projet est estimé à [8-10] % après impôt; ce qui n'excède pas les taux normaux appliqués dans les autres projets de nature comparable.

### **2.4.3. Intensité de l'aide**

- (103) Le montant de l'aide à l'investissement s'élevant à 83 millions EUR et les coûts admissibles à 184,4 millions EUR, l'intensité de l'aide sur l'ensemble du projet est de 45%.
- (104) En effet, le montant total des investissements pour le projet s'élève à [190-220] millions EUR et le scénario contrefactuel à cet investissement (correspondant à l'investissement pour une centrale électrique classique à cycle combiné gaz de 16,8 MW (présentant les mêmes capacités en termes de production effective d'énergie) représente un investissement de 14,9 millions EUR. Les coûts admissibles s'élèvent donc à [175-195] millions EUR. Le montant d'aide à l'investissement attribué au projet est de 83 millions EUR. L'intensité de l'aide est donc de 45%.
- (105) Dans le contexte du calcul de la proportionnalité de l'aide, les autorités françaises ont fourni les valeurs en euros courants actualisés ramenés au productible actualisé. Par exemple, la valeur "coûts de production" s'obtient comme le ratio entre la somme actualisée des coûts de production en valeur courante et la somme actualisée du productible.
- (106) D'une part, le coût actualisé de production de l'électricité (LCOE) à partir de la Ferme Pilote, en incluant la rentabilité normale de l'installation et après déduction de toutes les aides à l'investissement, est estimé à [270-290] EUR/MWh (soit [340-370] EUR/MWh – [70-75] EUR/MWh) et d'autre part, le prix du marché considéré est de [45-50] EUR/MWh. L'aide au fonctionnement, sous forme de tarif d'achat, est estimée à [260-280] EUR/MWh sur la durée du contrat d'achat. La différence entre ce tarif d'achat et le prix du marché n'excède donc pas la différence entre les coûts de production (après déduction l'aide à

---

organique n° 2001-692 du 1<sup>er</sup> août 2001 relative aux lois de finances: "Les comptes d'affectation spéciale retracent, dans les conditions prévues par une loi de finances, des opérations budgétaires financées au moyen de recettes particulières qui sont, par nature, en relation directe avec les dépenses concernées. Ces recettes peuvent être complétées par des versements du budget général, dans la limite de 10 % des crédits initiaux de chaque compte".

<sup>19</sup> Voir l'article 44 de la loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 portant modification de l'article 5 de la loi n° 2015-1786 de finances rectificative pour 2015 à cet égard.

l'investissement) et le prix du marché ([220-240] EUR/MWh identiquement pour ces deux valeurs).

## **2.5. Communication des informations et rapports, transparence et cumul**

- (107) La France veillera à ce que des dossiers détaillés sur l'ensemble des mesures comportant des aides soient conservés. Ces dossiers, qui contiendront notamment toutes les informations permettant d'attester du respect des conditions liées au projet, seront conservés pendant toute la durée du projet et durant dix années supplémentaires.
- (108) Pour ce qui concerne le projet EFGBI, les autorités françaises s'engagent à publier les informations listées au point 104 des Lignes Directrices Environnement Energie. En pratique, l'ADEME publiera sur son site internet, dans le respect du secret des affaires, l'identité du bénéficiaire du projet, le projet sur lequel il porte et le type d'aides accordées.
- (109) Enfin, le projet n'est pas admissible au bénéfice d'aides à l'investissement ou au fonctionnement autres que celles décrites à la section 2.4 ci-dessus.

## **3. APPRÉCIATION DE LA MESURE**

### **3.1. Existence d'une aide**

- (110) Constituent des aides d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE, « *dans la mesure où elles affectent les échanges entre États membres, les aides accordées par les États ou au moyen de ressources d'État sous quelque forme que ce soit et qui faussent ou qui menacent de fausser la concurrence en favorisant certaines entreprises ou certaines productions* ».
- (111) L'aide à l'investissement sera octroyée par l'ADEME, un établissement public placé sous le contrôle de l'État. Comme mentionné au considérant (93), celle-ci est financée par le budget de l'État français via le programme d'investissement d'avenir, qui a fait l'objet d'une décision de la Commission<sup>20</sup>. Cette aide est bien accordée au moyen de ressources d'État et donc imputable à l'État.
- (112) L'aide au fonctionnement est instituée par la loi ; elle sera octroyée selon les modalités prévues par l'article L. 314-1 du Code de l'énergie, qui prévoit une obligation d'achat par les distributeurs de l'électricité produite à partir de certaines installations utilisant de l'énergie renouvelable. Ce soutien est financé par une obligation d'achat imposée par l'État français à la société EDF OA.
- (113) Comme mentionné aux considérants (99) et (100), cette aide au fonctionnement est financée par le budget de l'État français. Cette aide est bien accordée au moyen de ressources d'État et donc imputable à l'État. La mesure notifiée procurera un avantage sélectif au bénéficiaire retenu à la suite de l'appel à projets. Elle lui permettra de bénéficier d'une subvention à l'investissement et d'une compensation pour l'électricité vendue excédant ce qu'il obtiendrait sur le marché de l'électricité français. La mesure notifiée confère par conséquent un avantage économique au bénéficiaire.

---

<sup>20</sup> Voir décision SA 40266 (2014/X) - Régime d'aides de l'ADEME - plan d'évaluation.

- (114) L'électricité faisant l'objet d'échanges importants, notamment entre les États membres, la mesure notifiée est susceptible de fausser la concurrence sur le marché de l'électricité et d'affecter les échanges entre États membres. En l'espèce, la France est interconnectée avec le Royaume-Uni, la Belgique, l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne. La mesure est donc susceptible de fausser les échanges d'électricité entre la France et les États membres voisins.
- (115) En conclusion, la mesure notifiée constitue une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE.

### **3.2. Légalité**

- (116) Les autorités françaises n'ont pas mis la mesure d'aide à exécution avant l'adoption d'une décision finale par la Commission. Elles ont donc respecté l'obligation de suspension énoncée à l'article 108, paragraphe 3, du TFUE.

### **3.3. Compatibilité au regard des lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020**

- (117) La Commission constate que la mesure notifiée vise à octroyer une aide à l'investissement ainsi qu'une aide au fonctionnement en faveur de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable. Puisque cette mesure a pour but de soutenir la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, elle entre dans le champ d'application des LDAEE.
- (118) La Commission a par conséquent procédé à l'appréciation de la mesure notifiée à la lumière des dispositions en matière de compatibilité relatives aux aides notifiées individuellement énoncées aux sections 3.2 et 3.3 des LDAEE qui s'appliquent aux sources d'énergie renouvelables.

#### *3.3.1 Objectif d'intérêt commun*

- (119) La mesure d'aide notifiée a pour objet d'aider la France à atteindre les objectifs en matière de changement climatique et de durabilité énergétique à long terme fixés par l'Union Européenne dans le cadre de sa stratégie énergétique. Elle permettra à la France de diversifier l'éventail de technologies fondées sur les énergies renouvelables qui sont disponibles sur le marché. Conformément aux points 30 et 31 des LDAEE, la France a défini l'objectif de la mesure et expliqué la contribution escomptée à un système énergétique compétitif, durable et sûr. Conformément au point 33 des LDAEE, la France a quantifié la contribution à l'objectif en augmentant la production d'électricité renouvelable comme expliqué aux considérants (64) à (69) ci-dessus.
- (120) La Commission considère que la mesure d'aide notifiée poursuit un objectif d'intérêt commun conformément à l'article 107, paragraphe 3, point c) du traité.

#### *3.3.2 Nécessité d'une intervention de l'État*

- (121) Conformément à la section 3.2.2 des LDAEE, les États membres doivent démontrer qu'une intervention de l'État est nécessaire et, en particulier, que l'aide est nécessaire afin de corriger une défaillance du marché qui ne serait pas corrigée autrement.

- (122) La France a démontré que, malgré les politiques actuelles de soutien aux énergies renouvelables, les ressources investies dans le développement de technologies de production d'énergie éolienne n'ont pas permis de développer la technologie de l'éolien en mer flottant bien que celle-ci offre de nombreux avantages (possibilité d'implantation d'éoliennes offshore dans les zones de profondeur de 50 à 100 mètres moins prisées par les usagers de la mer, facilité d'installation, diminution de l'impact sur les paysages du littoral...). Contrairement à la technologie de l'éolien offshore posé, à l'heure actuelle la technologie de l'éolien en mer flottant n'en est encore qu'au stade de l'expérimentation à petite échelle et n'a encore jamais été déployée à l'échelle industrielle. La technologie de l'éolien en mer flottant constitue une innovation à caractère holistique, à savoir un système qui assemble diverses briques technologiques (turbines, flotteurs, système d'interconnexion électrique sous-marine, ancrage...) ayant chacune leur propre trajectoire d'innovation et dont le couplage doit être développé. Ceci comporte un niveau élevé de risques techniques et industriels. Par ailleurs, les coûts d'investissement et de production sont très élevés. Par conséquent, il est difficile de trouver un financement privé pour ce type de projet.
- (123) La France a notifié le projet en le qualifiant de projet de démonstration au sens de la définition donnée au point (45) de la section 1.3. des LDAEE. Conformément au point (45) de la section 1.3., un projet de démonstration est « un projet montrant une technique inédite dans l'Union et représentant une innovation importante dépassant largement l'état de la technique ». Les autorités françaises ont expliqué pourquoi, selon elles, le projet peut être considéré comme un projet de démonstration.

#### 3.3.2.1. Démonstration d'une innovation importante dépassant l'état de la technique

##### **Innovation par rapport à l'éolien en mer posé**

- (124) Comme expliqué aux considérants (9) à (13), l'éolien en mer flottant se distingue de l'éolien en mer posé, car contrairement à ce dernier, il n'est pas installé sur une fondation ancrée dans le fond marin mais sur une fondation flottante simplement reliée au fond marin par des lignes d'ancrage afin de maintenir l'ensemble en position.
- (125) De ce fait, la technologie éolienne flottante est destinée à permettre à l'ensemble des structures (turbines, mats...) de résister davantage aux mouvements provoqués d'une part par la houle et d'autre part par les vents. Cette technologie est donc différente de celle de l'éolien en mer posé et dispose entre autre des avantages suivants:
- Elle est moins dépendante des conditions de sols. Le coût des fondations de l'éolien offshore posé augmentant avec la profondeur des fonds marins; l'éolien flottant offre donc aussi une solution pour les zones maritimes où la profondeur d'eau ne permet plus d'installer des éoliennes posées.
  - Elle offre une facilité d'installation car elle ne nécessite pas de couler des fondations.

### **Innovation par rapport à la technologie appliquée dans le domaine pétrolier**

- (126) La technologie de l'éolien flottant met en œuvre des savoir-faire, issus en partie de l'industrie parapétrolière (génie civil et électrique, architecture navale) pour la partie flotteur et ancrage.
- (127) Néanmoins, les objectifs inhérents à la technologie de l'éolien flottant en mer, et qu'on ne retrouve pas de façon aussi prégnante dans les plateformes pétrolières, sont en effet de réduire les mouvements et les accélérations au niveau de la nacelle ainsi que de minimiser l'impact des efforts de la houle sur la structure flottante qui doit accueillir un mat avec une turbine exposée aux mouvements et aux vents. De ce fait, la technologie de l'éolien flottant est différente de celle de l'industrie parapétrolière.
- (128) En ce qui concerne le projet EFGBI, malgré l'expérience de l'offshore pétrolier, de vrais défis technologiques existent pour assurer la fiabilité technique dans le domaine éolien en mer flottant, la rentabilité et l'industrialisation à grande échelle de cette technologie.
- (129) Outre les risques industriels et économiques, les risques techniques suivant existent:
- Mouvement du flotteur et impact sur la turbine dans des conditions environnementales sévères (vagues) ;
  - Fatigue du câble de liaison de l'éolienne ;
  - Validité des modèles numériques de référence pour les parcs éoliens flottants ;
  - Fatigue des ancrages avec un rapport faible entre profondeur et niveaux de vague extrêmes ;
  - Mesure d'une courbe de puissance de turbine avec un flotteur mobile ;
  - Prédiction du niveau de productible (ressource, qualité de l'équipement, perte électrique et disponibilité) ;
  - Interaction de plusieurs turbines et impacts sur les conditions d'exploitation ;
  - Mise en place et démonstration d'un plan de maintenance générique.
- (130) Pour cela, la réalisation d'une ferme pilote de quelques machines, avec des turbines de taille industrielle et dans des conditions les plus proches du marché constitue une étape indispensable pour lever les risques principaux.

### **Innovation par rapport à la technologie SPAR**

- (131) La technologie de la bouée-crayon SPAR est différente de la technologie développée dans le projet EFGBI et est plus proche de la technologie utilisée pour l'éolien en mer posé. La technologie utilisant un flotteur SPAR ne peut s'envisager actuellement que si la profondeur d'eau est suffisante à savoir en général supérieure à 100 mètres. De plus, le montage de la turbine sur le flotteur est uniquement possible en mer profonde et protégée.
- (132) Cette technologie est donc très différente de celle développée dans le projet EFGBI, utilisant des flotteurs semi-submersibles à caténaires, qui permet le montage de la turbine sur le flotteur au port et est utilisable dans les zones de profondeur d'eau plus faible (dès 50 mètres) que pour la technologie SPAR.

### **Innovation différente des 3 autres projets**

- (133) L'intérêt des quatre fermes pilotes flottantes EolMed, EFGL, EFGBI et PGL est de tenter de développer une solution économiquement viable dans le futur pour des profondeurs d'eau plus importantes que celle de l'éolien en mer posé et ne nécessitant pas un assemblage en mer de la turbine sur le flotteur.
- (134) L'innovation majeure se situe dans le développement du flotteur en combinaison avec l'ancrage. Bien que la technologie des flotteurs soit issue du domaine marin et pétrolier, l'état de la technique n'a pas encore permis à ce jour de développer de solution à grande échelle économiquement viable. D'autre part, les flotteurs utilisés dans les projets unitaires sont surdimensionnés par rapport à la taille/puissance de la turbine; la relation entre la puissance de la turbine et la taille de la plate-forme flottante n'est pas encore optimale en raison du manque d'expérience.
- (135) Comme expliqué ci-dessus aux considérants (12) et (13), la conception d'un système associant des composantes diverses (turbine éolienne/flotteur/ancrage) présente également de grands risques. Le système de commande de la turbine représente aussi un enjeu important.
- (136) Le déploiement à grande échelle de fermes éoliennes flottantes de ce type est une première et la rationalité économique doit encore être démontrée. Il n'est pas du tout certain que ces projets pourront réussir cette démonstration.
- (137) Les projets EolMed, EFGL et EFGBI développent chacun une solution innovante particulière (différentes combinaisons turbine/flotteur/ancrage) utilisant un flotteur de type semi-submersible spécifique (s'enfonçant dans l'eau en remplissant des ballasts, ce qui les rend peu vulnérables à la houle) tandis que le projet PGL développe une solution utilisant un flotteur de type "Tension Leg Plateforme" (TLP) possédant un excès de flottabilité et maintenu en place par des câbles tendus le reliant au fond.
- (138) Ces quatre projets ont des caractéristiques techniques très différentes les uns des autres et représentent chacun une innovation importante dépassant largement l'état de la technique. Ils sont présentés de manière synthétique dans le tableau suivant :



| Projets de ferme pilote    | Turbines  | Flotteurs  | Ancrages  |
|----------------------------|---|--|---|
| Provence Grand Large (PGL) | 3 Turbines Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE)<br>3 x 8MW = 24 MW +<br>"Power Boost" de 1,2 MW | Flotteur de type Tension-Leg-Platform (TLP):<br>SBM Offshore & IFP-EN              | 2 x 3 lignes tendues inclinées afin de maintenir le flotteur à la surface par des lignes qui le tire vers le fond |
| EolMed                     | 4 Turbines Senvion<br>4 x 6,2 MW = 24,8 MW  | Flotteur de type Semi-submersible Barge "Damping Pool":<br>Ideol                   | Ancrage synthétique spécifique  |
| Golfe du Lion (EF GL)      | 4 Turbines Senvion<br>4 x 6,2 MW = 24,8 MW  | Flotteur de type Semi-submersible à caténaire: Eiffage/PPI                         | Caténaire en spread   |
| Groix Belle Ile (EF GBI)   | 4 Turbines GE Haliade<br>4 x 6 MW = 24 MW   | Flotteur de type Semi-submersible à base de pontons et à caténaire:<br>Naval Group | Caténaire hybride avec des chaînes à portions souples   |

- (139) En ce qui concerne le projet EFGBI, les avancées inédites principales sont les suivantes:
- (140) Premièrement, suite à l'essai du prototype isolé de cette turbine, le projet vise à tester l'assemblage en ferme et les interconnexions de 4 turbines de 6 MW, reliées entre elles.
- (141) Deuxièmement, ce type de flotteur, a nécessité une adaptation majeure pour limiter le mouvement de la turbine; le but est de réduire la fatigabilité et d'augmenter sa durée de vie à 20 ans. Comme décrit ci-dessus, le flotteur et l'ancrage représentent plus de la moitié des coûts et doivent être dimensionnés pour résister aux contraintes de fatigue les plus sévères, ce qui engendre des coûts supplémentaires. Ces contraintes sont totalement nouvelles pour le secteur de l'offshore.
- (142) Troisièmement, l'ancrage innovant est réalisé par 5 à 6 lignes caténares (chaînes) ou mixtes (chaîne et polyester) par flotteurs et par des ancres adaptées à la profondeur et au type de sol de la zone. Les flotteurs sont connectés au moyen de câbles dynamiques qui sont spécifiquement conçus pour résister aux mouvements du flotteur. L'ensemble est conçu pour résister aux conditions très sévères du site, avec des vagues pouvant atteindre plus de 20 mètres.
- (143) De plus, les connexions sont réalisées par l'intermédiaire de câbles dynamiques, c'est-à-dire de câbles s'adaptant aux mouvements de l'éolienne. La réalisation de ces équipements, leur installation et la surveillance de leur tenue en mer est totalement nouveau comparé aux autres technologies.
- (144) Le système de couplage entre la turbine et le flotteur est unique et innovant afin d'accroître la stabilité. Les mouvements du flotteur ont un impact direct sur la turbine et le productible. Ce risque est particulièrement important pour le site de Groix & Belle-Ile, avec non seulement une houle potentielle très élevée mais en plus dans des directions potentiellement différentes du vent. La mise au point d'un dispositif de contrôle de la turbine adapté aux conditions du flottant constitue une innovation indispensable à la réussite de ce projet.

(145) Enfin, les conditions d'accessibilité à Groix & Belle-Ile sont particulièrement contraintes, mais l'objectif de disponibilité est similaire aux autres projets. La politique de maintenance et de surveillance va demander une réelle optimisation et constituera également une clé dans la réussite de ce projet.

#### 3.3.2.2. Démonstration d'une technique inédite dans l'Union

(146) Lorsque le projet a été retenu par l'ADEME et encore à ce jour, aucun projet visant à tester une ferme éolienne flottante de ce type, c'est-à-dire adaptée à des profondeurs d'eau de 50 à 150 mètres et permettant l'assemblage au port, n'a pu démontrer qu'elle offre une solution économiquement viable à grande échelle. Comme expliqué ci-dessus, seuls des démonstrateurs unitaires ont fait l'objet de tests.

(147) Comme expliqué aux considérants (21) à (26), l'essor de l'éolien en mer flottant nécessite de passer par la phase d'implantation de fermes pilotes de démonstration, jalon majeur vers le marché des fermes commerciales.

(148) Au niveau mondial et européen, plusieurs projets de fermes pilotes éoliennes flottantes sont aujourd'hui en développement. Cependant, à la date de la notification, aucune ferme éolienne flottante n'est opérationnelle dans l'Union à l'exception de la ferme éolienne "Hywind Scotland" qui repose sur la technologie de la bouée-crayon SPAR. Le tableau repris plus haut au considérant (28) synthétise la situation dans le monde et en Europe.

(149) À la lumière de ce qui précède, la Commission conclut que le projet EFGBI concerne une technique inédite dans l'Union et représente une innovation importante dépassant largement l'état de la technique. Par conséquent, la Commission conclut que ce projet constitue un projet de démonstration au sens du point 45 de la section 1.3. des définitions des LDAEE.

(150) Étant donné le niveau de risques inhérents aux projets de démonstration, ceux-ci se heurtent à un manque de financement privé suffisant. Pour obtenir un financement privé, il faut démontrer la capacité d'un projet à atteindre un objectif économique prédéfini ce qui ne peut être atteint, à ce niveau de maturité technologique. Sans une aide publique, ceci rend impossible l'obtention d'un financement privé pour EFGBI.

(151) Par conséquent, la Commission conclut que l'intervention de l'État est nécessaire afin de corriger cette défaillance du marché.

#### 3.3.3 Caractère approprié et effet incitatif

(152) Conformément au point 40 des LDAEE, la mesure proposée doit constituer un instrument d'intervention approprié pour atteindre l'objectif visé. Conformément au point 116 des LDAEE, la Commission suppose qu'une aide est appropriée et que ses effets de distorsion sont limités si toutes les autres conditions sont remplies.

(153) L'aide à l'investissement est constituée d'une subvention directe et d'une avance remboursable. Lorsque les recettes effectives sont incertaines, l'avance remboursable constitue un instrument approprié conformément au point 46 des LDAEE.

- (154) Le point 49 des LDAEE précise que l'effet incitatif existe dès lors que l'aide incite le bénéficiaire à modifier son comportement afin d'atteindre l'objectif d'intérêt commun, ce qu'il ne pourrait pas faire en l'absence d'aide.
- (155) Les autorités françaises ont démontré que le LCOE de la technologie de production d'énergie éolienne en mer flottant serait plus élevé que le prix du marché escompté. Les autorités françaises ont fourni une estimation du prix du marché s'élevant à 40 EUR/MWh, valeur fixe en euros constants. La valeur de ce prix de marché, sur la durée du contrat d'achat, s'élève à [45-50] EUR/MWh en euros courants actualisés ramenés au productible actualisé et est nettement inférieure au LCOE du projet, estimé à [340-370] EUR/MWh en euros courants actualisés ramenés au productible actualisé. De plus, les autorités françaises ont démontré qu'en l'absence d'aide, la rentabilité du projet EFGBI demeure largement inférieure au bénéfice obtenu par l'entreprise en mettant en œuvre le projet de rechange. Comme mentionné au considérant (102), en tenant compte de l'aide au fonctionnement et en déduisant l'aide à l'investissement des coûts du projet, le TRI du projet EFGBI est estimé à [8-10] % après impôt.
- (156) En l'absence d'aide, et dans les conditions normales du marché, le retour sur investissement des projets ayant trait à l'énergie éolienne en mer flottant serait négatif; le projet ne serait pas financièrement viable. Dans ces conditions, les actionnaires ne participeraient pas au projet.
- (157) Par ailleurs, grâce au projet de démonstration, le bénéficiaire améliorera sa gestion technologique et commerciale de ce type de projet, ce qui aura, à terme, pour effet de stimuler le développement de nouveaux projets.
- (158) La Commission note que les candidats ont été invités à faire part de leur intérêt à participer à un processus de sélection transparent. Conformément au point 51 des LDAEE, ils ont démontré qu'en l'absence d'aide ils n'auraient pas mené à bien le projet.
- (159) La Commission en conclut que sans l'aide, le projet ne serait pas mené à bien. L'aide incite par conséquent le bénéficiaire à modifier son comportement et à investir dans le projet d'énergie renouvelable.
- (160) La Commission considère par conséquent que l'aide octroyée en faveur du projet notifié est nécessaire, qu'elle est accordée au moyen d'un instrument approprié et qu'elle a l'effet incitatif nécessaire pour atteindre l'objectif d'intérêt commun poursuivi.

#### *3.3.4 Proportionnalité*

- (161) Conformément au point 69 des LDAEE, une aide à l'environnement est considérée comme proportionnée si son montant par bénéficiaire se limite au minimum nécessaire pour atteindre l'objectif fixé en matière de protection de l'environnement.
- (162) La Commission a procédé à l'appréciation de la proportionnalité de l'aide sur la base des dispositions de la section 3.3.2 des LDAEE, pour ce qui est de l'aide au fonctionnement, et des sections 3.2 et 3.3.1 des LDAEE, pour ce qui est de l'aide à l'investissement.

- (163) Les autorités françaises ont estimé l'intensité de l'aide à l'investissement au moyen de la méthodologie présentée à la section 3.2.5 des LDAEE.
- (164) Comme expliqué au considérant (104) de la présente décision, l'intensité de l'aide à l'investissement est de 45%. Le montant total des investissements pour le projet s'élève à [190-220] millions EUR et le scénario contrefactuel à cet investissement (correspondant à l'investissement pour une centrale électrique classique présentant les mêmes capacités en termes de production effective d'énergie...) représente un investissement de 14,9 millions EUR.
- (165) La société de projet EFGBI, détenue par CGNEE et EOLFI Offshore à travers la joint-venture, est considérée comme une grande entreprise. Dès lors, selon l'annexe I des LDAEE, l'intensité de l'aide doit être limitée à 45% maximum; ce qui est le cas.
- (166) D'autre part, eu égard aux exceptions applicables aux projets de démonstration qui sont énoncées au point 125 des LDAEE, la Commission conclut que, dans le cas du projet EFGBI, l'aide au fonctionnement accordée sous la forme d'un tarif d'achat est compatible avec les dispositions de la section 3.3.2.1 desdites LDAEE. Par ailleurs, la Commission note que l'obligation de sélectionner le projet à l'issue d'une procédure de mise en concurrence ne s'applique pas aux projets de démonstration, conformément au point 127 des LDAEE.
- (167) L'aide n'étant pas octroyée à l'issue d'une procédure de mise en concurrence, conformément au point 128 des LDAEE, la proportionnalité de l'aide au fonctionnement est appréciée sur la base du point 131 des LDAEE.
- (168) Conformément aux points 131 a) et 131 b), l'aide par unité d'énergie n'excède pas la différence entre le coût actualisé total de la production d'énergie (LCOE) pour la technologie concernée et le prix du marché de la forme d'énergie concernée. Le LCOE peut comprendre un rendement normal du capital. L'aide à l'investissement est déduite du montant total de l'investissement lors du calcul du LCOE.
- (169) Comme décrit au considérant (83) ci-dessus, le coût actualisé<sup>21</sup> de production de l'électricité (LCOE) à partir de la Ferme Pilote, en incluant la rentabilité normale de l'installation et après déduction de toutes les aides à l'investissement, est estimé à [270-290] EUR/MWh (soit [34-370] EUR/MWh – [70-75] EUR/MWh) et le prix du marché est de [45-50] EUR/MWh. L'aide au fonctionnement, sous forme de tarif d'achat, est estimée à [260-280] EUR/MWh sur la durée du contrat d'achat. La différence entre ce tarif d'achat et le prix du marché n'excède donc pas la différence entre les coûts de production (après déduction de l'aide à l'investissement) et le prix du marché ([225-245] EUR/MWh identiquement pour ces deux valeurs).
- (170) Compte tenu des aides à l'investissement et au fonctionnement, ainsi que des coûts d'investissement et d'exploitation estimés du projet, les autorités françaises ont calculé un TRI de [8-10] % pour le projet et également pour la société de projet EFGBI. Elles considèrent qu'un tel taux de rendement est approprié, étant donné que la technologie en est à la phase de démonstration et comporte

---

<sup>21</sup> Valeur en euros courants actualisés ramenés au productible actualisé.

beaucoup plus de risques qu'un investissement comparable recourant à une technologie conventionnelle.

- (171) La Commission considère que la France a démontré à suffisance que le TRI du projet (après déduction de l'aide à l'investissement conformément au point 131 des LDAEE) n'excède pas un rendement normal pour ce type de projet et constate que ce taux correspond à ceux que la Commission a approuvés précédemment pour des projets ayant trait à des technologies non conventionnelles dans le domaine de l'énergie éolienne marine<sup>22</sup>.
- (172) Enfin, la Commission relève que, conformément au point 131 d) des LDAEE, l'aide n'est accordée que jusqu'à l'amortissement complet de l'installation [voir le considérant (101) ci-dessus].
- (173) À la lumière des considérations qui précèdent, et sans préjudice de l'appréciation de l'arrêté tarifaire qui sera adopté, la Commission conclut que l'aide octroyée à la société de projet EFGBI satisfait aux conditions énoncées aux sections 3.2.5 et 3.3.2.1 des LDAEE et qu'elle est par conséquent proportionnée.

### *3.3.5 Distorsion de la concurrence et critère de mise en balance*

- (174) Conformément au point 90 des LDAEE, la Commission considère que les aides à finalité environnementale tendront, de par leur nature même, à favoriser les technologies et les produits respectueux de l'environnement au détriment d'autres technologies et produits plus polluants. En outre, les effets de l'aide étant liés de façon inhérente à l'objectif même de l'aide, ils ne seront en principe pas considérés comme une distorsion induite de la concurrence.
- (175) La Commission note que la capacité du projet (24 MW) et que le volume d'électricité produit ([85000-95000] MWh d'électricité par an) sont négligeables par rapport à la taille du marché français de l'électricité [voir le considérant (63) ci-dessus]. Le projet, qui a pour but premier de tester la technologie, ne créera donc pas de distorsion induite de la concurrence.
- (176) À la lumière des considérations qui précèdent, et compte tenu des dispositions du point 108 des LDAEE, la Commission considère que l'équilibre global du régime proposé est positif et que la mesure n'entrave pas indûment le jeu de la concurrence ni les échanges.

### *3.3.6 Transparence*

- (177) Conformément au point 104 des LDAEE, les États membres doivent garantir la transparence des aides consenties en publiant certaines informations sur un site internet exhaustif consacré aux aides d'État. Conformément au point 106 de ces mêmes LDAEE, les États membres sont tenus de se conformer à cette obligation à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2016.
- (178) Les autorités françaises se sont engagées à respecter les exigences de transparence énoncées aux points 104 à 106 des LDAEE [voir le considérant (108) ci-dessus].

---

<sup>22</sup> A titre d'exemple la Décision SA.40227 (2014/N) projet Windfloat, adoptée le 23/04/2015 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=OJ:C:2017:274:TOC>.

### *3.3.7 Conformité avec d'autres dispositions du TFUE*

- (179) Conformément au point 29 des Lignes directrices, la Commission a examiné la compatibilité de l'aide, et son mode de financement, avec les articles 30 et 110 du TFUE.
- (180) Comme indiqué au considérants (93) et (99) et suivants, la mesure sera financée par le budget de l'État, les dépenses liées à la mesure de soutien étant financés à partir du programme d'investissement d'avenir et par le compte CAS Transition Énergétique, qui est alimenté depuis le 1er janvier 2017 par une fraction du produit de la TICC portant sur les houilles, les lignites et les coques et une fraction du produit de la TICPE portant sur les produits pétroliers et assimilés.
- (181) Le financement de l'aide d'État n'entraîne donc pas un risque de discrimination de l'électricité importée qui ne bénéficiera pas du soutien en cause puisque le financement repose sur une taxe ne frappant pas l'électricité.

### *3.3.8 Conclusion concernant la compatibilité de l'aide*

- (182) À la lumière des considérations qui précèdent, la Commission conclut que l'aide à l'investissement et au fonctionnement notifiée poursuit un objectif d'intérêt commun d'une manière nécessaire et proportionnée sans fausser indûment la concurrence ni les échanges, et qu'elle est par conséquent compatible avec le marché intérieur sur le fondement des LDAEE.

## **4. CONCLUSIONS**

- (183) Eu égard aux éléments qui précèdent, la Commission a décidé de ne pas soulever d'objections au regard de l'aide d'État notifiée au motif qu'elle est compatible avec le marché intérieur en vertu de l'article 107, paragraphe 3, alinéa c du TFUE.
- (184) Dans le cas où la présente lettre contiendrait des éléments confidentiels qui ne doivent pas être divulgués à des tiers, vous êtes invité à en informer la Commission, dans un délai de quinze jours ouvrables à compter de la date de sa réception. Si la Commission ne reçoit pas de demande motivée à cet effet dans le délai prescrit, elle considérera que vous acceptez la publication du texte intégral de la lettre dans la langue faisant foi à l'adresse internet suivante: <http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/index.cfm>.

Cette demande devra être envoyée par courriel à l'adresse suivante:

Commission européenne  
Direction générale de la concurrence  
Greffes des aides d'État  
1049 Bruxelles  
[Stateaidgreffe@ec.europa.eu](mailto:Stateaidgreffe@ec.europa.eu)

Veillez croire, Monsieur le Ministre, à l'assurance de ma haute considération.

*Par la Commission  
Margrethe VESTAGER  
Membre de la Commission*

**AMPLIATION CERTIFIÉE CONFORME**  
**Pour le Secrétaire général,**

**Jordi AYET PUIGARNAU**  
**Directeur du Greffe**  
**COMMISSION EUROPÉENNE**