



Bruxelles, le 25.2.2019
C(2019) 1458 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-divulgence des informations couvertes par le secret professionnel. Les informations supprimées sont indiquées au moyen de crochets [...].</p>		<p style="text-align: center;">VERSION PUBLIQUE</p> <p>Ce document est publié uniquement pour information.</p>
--	--	--

**Objet: Aide d'État SA. 52085 (2018/N) – France
– Provence Grand Large**

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, appelée Provence Grand Large et localisée à Port-Saint-Louis-du-Rhône, en Méditerranée. 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 trois turbines, le projet Provence Grand Large. La ferme produira de l'électricité renouvelable à partir de l'énergie éolienne et sera localisée à Port-Saint-Louis-du-Rhône, en Méditerranée.
- (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 charges¹ puis d'une mise à jour par l'arrêté du 29 janvier 2016². Il a été publié sur le site de l'ADEME³. 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 Provence Grand Large (PGL) a été retenu en juillet 2016, tout comme les projets Éoliennes Flottantes du Golfe du Lion (EFGL), Éoliennes Flottantes de Groix et Belle-Ile (EFGBI) et EolMed. Les projets EFGL, EFGBI et EolMed ont également été notifiés à la Commission Européenne le 7 décembre 2018.
- (6) Le projet PGL vise à tester, dans des conditions réelles, une ferme flottante d'exploitation de l'énergie éolienne, en France et en Méditerranée. 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 renouvelables⁴ 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.
- (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

¹ Publié au Journal Officiel du 1er août 2015- NOR: PRMI1517311A.

² Publiée au Journal Officiel du 11 février 2016 NOR: PRMI1602677A.

³ https://appelsaprojets.ademe.fr/aap/AAP_EolFlo2015-98.

⁴ 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.

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 GW⁵), 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.

⁵ 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.

- (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.
- (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, à la date de la notification, sont 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 Turbine Siemens 1 x 2,3 MW	SPAR (bouée-cayon)	Oui (depuis 2009)
Windfloat	EDPR / Vestas / PPI	Portugal	Flotteur PPI Turbine Vestas 1 x 2 MW	Semi-submersible	Oui (depuis 2011)
Fukushima Mirai	Hitachi / Mitsui + huit partenaires publics et privés	Japon	Flotteur Mitsui Turbine Hitachi 1 x 2 MW	Semi-submersible	Oui
Goto Island	Toda + sept partenaires publics et privés	Japon	Flotteur Toda Turbine Hitachi 1 x 2 MW	SPAR	Oui
Fukushima Shinpu	Mitsubishi Heavy Industries (MHI) + dix partenaires publics et privés	Japon	Flotteur MHI Turbine MHI 1 x 7 MW	Semi-submersible (V-shape)	Oui
FloatGen	IDEOL	France	Flotteur IDEOL Turbine Vestas 1 x 2 MW	Semi-submersible (barge)	Oui (depuis 2018)
Kitakyushu Demo	IDEOL/Hitachi/ Zosen	Japon	Flotteur IDEOL Turbine Aerodyn 1 x 3 MW	Semi-submersible (barge)	Oui (depuis 2018)

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

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

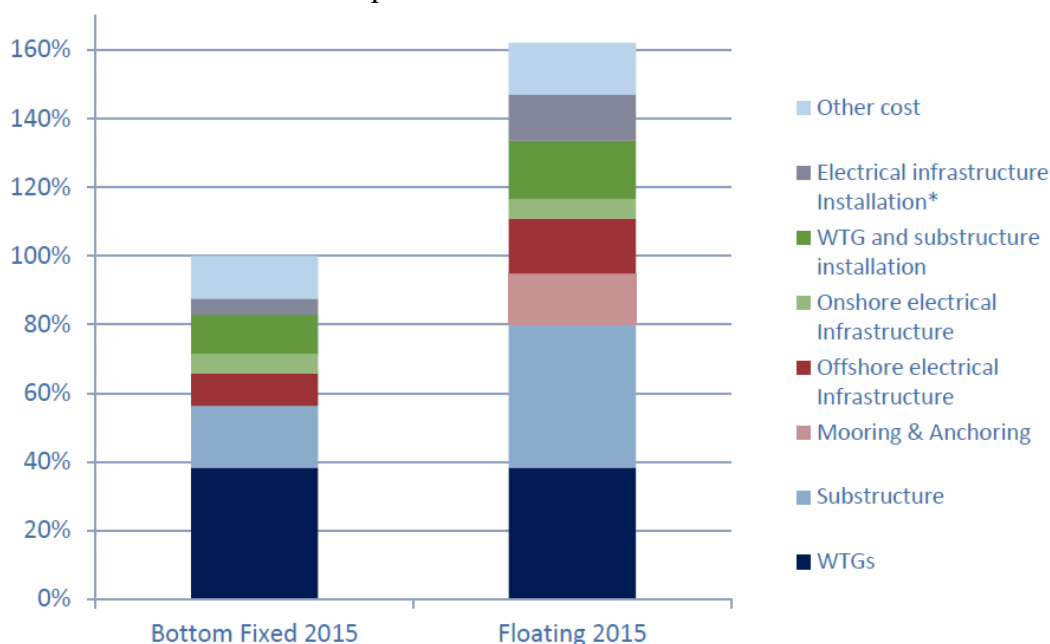
- (29) Les autorités françaises estiment qu'à ce jour, il est difficile de fournir des chiffres pertinents sur les coûts de l'éolien flottant car cette filière est encore à un stade de démonstration et le passage à l'échelle commerciale, nécessaire pour réduire significativement les coûts, n'a pas été 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'étude⁶. 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 de l'éolien 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 néerlandaise⁷ 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

⁶ 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.

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

l'autre des fondations flottantes, si elles avaient été construites aujourd'hui, sans apprentissage et sans économie d'échelle.

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 ;
 - 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 supra. 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. La ferme se composera d'un ensemble de trois éoliennes tri-pales à axe horizontal, fournies par Siemens Gamesa Renewable Energy SAS (ci-après Siemens Gamesa), de 8 MW montés sur des fondations flottantes à lignes tendues inclinées, désignées sous le nom de TLP (Tension Leg Platform) en acier conçues par Single Buoy Moorings Inc. (ci-après SBM) et l'IFP Energies Nouvelles EPIC. La ferme sera située dans la zone de Port-Saint-Louis-du-Rhône, en Méditerranée (à une profondeur variant de 96 à 102 mètres), à une distance de 17 km de la côte.
- (38) 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")⁸. 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 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.
- (39) Le projet devrait permettre de mettre en œuvre pour la première fois, à l'échelle de démonstration d'une ferme pilote, un assemblage d'éoliennes flottantes interconnectées in situ, visant à améliorer la protection de l'environnement et le recours aux énergies d'origine renouvelable, en testant en conditions réelles la performance d'un nouveau procédé de production – la technologie éolienne flottante – pour produire de l'électricité d'une façon qui réduira substantiellement

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

les risques pour l'environnement, et ce sur l'ensemble du cycle de vie du projet (développement, construction, exploitation et démantèlement).

- (40) 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

- (41) Les éoliennes de la ferme pilote sont fournies par Siemens Gamesa. Ce sont des éoliennes SWT-8.0-154 tripales à axe horizontal de 154 m de diamètre, de puissance unitaire nominale 8 MW. La hauteur de nacelle est fixée à 100 m environ, la hauteur totale en bout de pale est inférieure à 185 mètres par rapport au niveau moyen de la mer. Cette éolienne est issue de la plateforme D8 avec une génératrice dite à entraînement direct équipée d'un alternateur à aimants permanents. Un prototype a été installé au Danemark à Osterild en janvier 2017 dans le cadre de son processus de certification. Les éoliennes de la plateforme D8 sont opérationnelles depuis 2015 sur le parc de Westermost Rough au Royaume-Uni et depuis 2016 sur le parc de Gode Wind en Allemagne (éoliennes SWT-6.0-154).

2.2.1.2. Flotteurs

- (42) La solution plateforme à lignes tendues, dite « TLP » terme anglais qui signifie littéralement « Tension Leg Platform », a été retenue pour les fondations flottantes des éoliennes.
- (43) La fondation flottante se compose de plusieurs parties :
- Quatre corps de bouées, aussi dénommés caissons de flottaison, qui soutiennent la masse de l'éolienne et génèrent la tension dans le système d'ancrage (principe de la poussée d'Archimède);
 - Une structure tubulaire qui les joint et assure la rigidité de l'ensemble;
 - Une pièce de transition sur laquelle est fixée l'éolienne ;
 - Une plateforme en permanence émergée permettant l'accès à l'éolienne et formant ainsi le pont de la fondation flottante.
- (44) La technologie des plateformes à lignes tendues, initialement développée pour l'industrie parapétrolière, a été complètement revue pour l'adapter aux problématiques spécifiques de l'éolien offshore. Les objectifs inhérents à l'éolien, 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.
- (45) Dans ce contexte, la première particularité de la fondation TLP utilisée par SBM est que les lignes d'ancrage sont inclinées par rapport à l'axe vertical. La conception du système comportant des lignes d'ancrage inclinées permet à

l'ensemble flotteur-tour-turbine d'exercer un mouvement équivalent à celui d'un pendule, dont le point fixe est confondu avec le centre de gravité de la nacelle. Ce concept permet de réduire drastiquement les mouvements et les accélérations en haut de la tour, ce qui assure l'intégrité structurelle des composants de la nacelle et du rotor.

- (46) Le flotteur, quant à lui, oscille par l'action des forces hydrodynamiques exercées par les vagues. Il est néanmoins peu sensible aux efforts répétés exercés par la houle, étant composé d'une structure filaire et de trois bouées latérales totalement immergées, et a donc une meilleure résistance en fatigue.
- (47) La solution technique mise au point par SBM a fait l'objet d'un brevet publié le 29 Décembre 2016 par l'Organisation mondiale de la propriété intellectuelle (WIPO). Le brevet porte sur la méthode d'ancrage et d'assemblage de l'ensemble turbine-flotteur développée par SBM, comportant plusieurs lignes d'ancrage inclinées de telle sorte que si ces lignes étaient prolongées, leur intersection se situerait au niveau de la nacelle de la turbine, ou au-dessus. L'existence même de ce brevet, déposé très récemment, est révélatrice de l'avancée technologique associée à la solution développée par SBM et mise au point pour PGL.
- (48) Si l'on fait un état des lieux des projets d'éolien flottant construits, ou actuellement en développement ou en construction dans l'Union européenne, il est possible de noter qu'aucun projet construit ou en développement autre que le projet PGL n'utilise la technologie TLP à lignes tendues inclinées.
- (49) Or cette technologie présente un avantage par rapport aux autres technologies développées sur les projets situés dans l'Union européenne, car elle permet de réduire drastiquement les mouvements et les accélérations en haut de la tour. Pour les autres technologies de type semi-submersibles et SPAR, les mouvements en haut de la tour, à une centaine de mètres au-dessus du plan d'eau moyen, peuvent en effet atteindre une dizaine de mètres en conditions environnementales extrêmes. Ces mouvements sont limités à 5 m environ avec la technologie TLP, ce qui assure l'intégrité structurelle des composants de la nacelle et du rotor.
- (50) De plus, l'emprise au sol est réduite par rapport à des systèmes d'ancrage de type caténaire, ce qui réduit l'impact environnemental du projet.
- (51) Les tableaux repris aux considérants (23) et (28) ci-dessus récapitulent l'ensemble des projets en cours et ceux encore en développement. Ils mettent en évidence le fait que la plupart des technologies investiguées concerne les plateformes semi-submersibles et les bouées-crayon (SPAR). La mise au point des plateformes à lignes tendues pour les éoliennes de grande puissance (supérieure à 5 MW) apparaît d'autant plus comme une première mondiale dans l'industrie de l'éolien.

2.2.1.3. Ancrage

- (52) L'ancrage est constitué de 6 lignes tendues, regroupées en 3 groupes de 2, reliant les ancres hybrides gravitaire-succion à chaque caisson du flotteur. Les lignes sont composées de chaînes en partie supérieure pour permettre une connexion ajustable in-situ à la structure au niveau de chaque caisson périphérique et de câble acier. Cette connexion se fait au moyen de connecteurs bi-articulés à

cliquet, développés par SBM pour des terminaux offshore et éprouvés depuis une dizaine d'années, qui permettent d'optimiser le dimensionnement des chaînes.

- (53) Contrairement à une plateforme à lignes tendues typique du secteur pétrolier, les lignes d'ancrage sont inclinées par rapport à la verticale. Cette géométrie d'ancrage permet un mouvement pendulaire du flotteur face à la houle autour d'un point fixe situé près de la nacelle. Cette configuration des lignes d'ancrage permet de garder un rayon d'ancrage limité (<75 m), ce qui est une caractéristique des TLP.

2.2.1.4. Fabrication :

- (54) Pour construire les 3 éoliennes, Siemens Gamesa utilisera ses moyens de production au Danemark, en Allemagne et en Angleterre qui lui permettent d'alimenter le marché européen, à savoir :
- L'usine de Cuxhaven en Allemagne pour les nacelles ;
 - L'usine de Hull en Angleterre pour les pales;
 - Le port d'Esbjerg au Danemark pour le pré-assemblage des éoliennes
- (55) Pour le projet pilote PGL, il n'est pas prévu de développer une infrastructure dédiée à l'assemblage des flotteurs. Les différents modules composant le flotteur seront assemblés sur un chantier dit « forain » avant d'être mis à l'eau. Le lieu de fabrication est en cours de confirmation.
- (56) La séquence d'assemblage du flotteur se déroule en 6 étapes :
- Déchargement du navire de transport de la bouée centrale et des bouées périphériques puis positionnement sur le site d'assemblage ;
 - Assemblage de la tour centrale ;
 - Installation et soudage des tirants inférieurs (préalablement assemblés sur le site d'intégration) aux flotteurs ;
 - Installation et soudage des tirants supérieurs (préalablement assemblés sur le site d'intégration) aux flotteurs ;
 - Installation et soudage des tirants de contreventement ;
 - Installation des lignes d'ancrage le long de la structure.
- (57) Les activités de réception, manutention, stockage, pré-mise en service et montage de composants de l'éolienne (tour, nacelle, pales) sur la fondation flottante (flotteur à quai) seront effectuées par Siemens Gamesa.
- (58) L'installation des éoliennes en mer se déroulera en respectant les étapes suivantes:
- Campagne de pré-inspection avant de commencer les travaux d'installation ;
 - Installation des ancres (hybride gravitaire avec succion) ;
 - Remorquage des flotteurs du quai d'intégration de la turbine jusqu'au site en mer ;
 - Déploiement des lignes d'ancrage et connexion aux ancres ;
 - Operations de mise sous tension des lignes d'ancrage ;
 - Mise en service du flotteur ;
 - Inspection finale du site une fois les travaux d'installation terminés.

- (59) L'installation du système d'ancrage ainsi que la phase de connexion et de mise sous tension seront réalisées au moyen du bateau d'installation SBM Normand installer ou équivalent. Ce navire a été spécialement conçu et développé par SBM pour les activités d'installation d'ancrages.
- (60) L'installation des câbles électriques mobilisera différents moyens, en fonction des zones d'opérations, pour:
- la pose des câbles inter-éoliennes ;
 - la pose du câble export sous-marin ;
 - la pose du câble sur la zone d'atterrage ;
 - la pose du câble export terrestre.

2.2.1.5. Exploitation et maintenance

- (61) L'exploitation technique de la ferme pilote est confiée à la société de projet qui la sous-traitera à EDF Renouvelables Services SAS (entité du groupe EDF renouvelables spécialisée dans les métiers d'exploitation et de maintenance).
- (62) La société de projet sera responsable de l'opération et de la maintenance, c'est-à-dire de garantir la sécurité des personnes travaillant sur la ferme pilote, de maximiser la disponibilité des installations et d'obtenir des coûts de production compétitifs.
- (63) La maintenance se fera essentiellement en mer à travers des opérations de maintenance préventive, prédictive et corrective légère. En cas de maintenance corrective lourde, l'éolienne pourra être remorquée vers le quai Gloria. Une base de maintenance située dans l'enceinte de la centrale d'EDF de Martigues servira de centre de pilotage des opérations et de concentration des flux logistiques.
- (64) La ferme d'éoliennes flottantes sera exploitée durant 20 ans. L'installation devrait être mise en service au plus tard en 2021. Elle produira [90000-95000] MWh d'électricité renouvelable par an en moyenne, pendant 20 ans. 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.
- (65) 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 hydraulique⁹. Or, le Projet PGL aboutit à un productible moyen annuel de la ferme pilote de l'ordre de [90000-95000] 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 démonstrateur de ferme pilote sera donc tout à fait marginale par rapport à la taille du marché impacté.

⁹ Source : <https://bilan-electrique-2017.rte-france.com/production/le-parc-de-production-national>.

2.2.2. Présentation de l'impact environnemental du projet

- (66) L'impact environnemental du projet, par comparaison à la Solution technologique de référence, est estimé ci-dessous. 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 NOx³⁸ ; SO₂³⁹ et poussières » ainsi que de « l'Inventaire des émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre en France ». La méthodologie utilisée estime les émissions polluantes sur le cycle de production.
- (67) Avec un productible attendu de [1800-1900] GWh sur 20 ans dans un scénario de succès nominal, la ferme pilote devrait donc :
- Contribuer à augmenter la part de la consommation d'énergie de l'Union européenne produite à partir de ressources renouvelables ;
 - Réduire les émissions annuelles de CO₂ de [650000-700000] tonnes, mais aussi les émissions de CO de [50-60] tonnes, les émissions de NOx de [300-400] tonnes, les émissions de SO₂ de [5-10] tonnes et les émissions de particules PM₁₀ de [0-5] tonnes.
- (68) Il s'agit donc là de l'estimation de la contribution des mesures d'aide aux objectifs d'intérêt commun de l'Union européenne et de la France en matière de lutte contre le changement climatique et la pollution et en faveur de l'utilisation durable de l'énergie.
- (69) Cette estimation de l'impact environnemental de l'aide d'Etat n'est toutefois évaluée qu'au niveau du seul Projet et ne tient donc pas compte de l'impact environnemental à l'échelle industrielle.
- (70) Néanmoins la production de cette installation représente une part très limitée de la production d'électricité française. À titre de comparaison, la production d'électricité en France était de 529,4 TWh en 2017. C'est pourquoi il est important d'aboutir dans le futur à un développement industriel à grande échelle.
- (71) À titre illustratif, en se basant sur les prévisions selon lesquelles la capacité offshore flottante totale atteindrait 60 GW en 2040, la filière permettrait de diminuer les émissions polluantes de 2,2 milliards de tonnes de CO₂, 170 kt de CO, 1200 kt de NOx, 18 kt de SO₂ et 8 kt de particules PM₁₀.
- (72) En outre, le Projet, dès lors qu'il contribue au développement de la technologie éolienne flottante, permettra à la France de diversifier son bouquet énergétique et d'étendre le portfolio des énergies renouvelables disponibles.
- (73) Le Projet (combiné aux autres projets actuellement à l'étude), permettra enfin une véritable maîtrise de technologie éolienne flottante, laquelle pourra donc être déployée au stade industriel. Le Projet contribuera ainsi à développer cette technologie et à diffuser, dans toute l'UE et dans les Etats tiers, cette innovation qui est à l'heure actuelle à un stade précoce de développement.

2.2.3. Présentation de la société de projet

- (74) Le projet PGL est porté par la société de projet, dénommée Parc Eolien Offshore de Provence Grand Large SAS (ci-après la société de projet). Il s'agit d'une société par actions simplifiée, au capital de 5.000 EUR, dont le siège social est situé à Cœur Défense – Tour B – 100, esplanade du Général de Gaulle – 92932 Paris La Défense Cedex, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 530.835.180. La société de projet est détenue à 100 % par la société EDF Energies Nouvelles France SAS, détenue elle-même par la société EDF Energies Nouvelles SA et faisant partie du groupe EDF.
- (75) Cette société a pour objet la réalisation, la détention et l'exploitation de la ferme pilote destinée à produire de l'électricité ainsi que toutes activités annexes et connexes que nécessiterait son objet social. La société de projet sera coordinatrice du projet. Elle se positionne en tant que maître d'ouvrage du projet durant les phases de développement, de conception, de réalisation et d'exploitation de la ferme pilote. Elle s'appuie sur les compétences et ressources de ses actionnaires direct et indirect, EDF Energies Nouvelles France SAS et EDF Energies Nouvelles SA, avec lesquelles elle a conclu un contrat d'assistance à maîtrise d'ouvrage encadrant leurs prestations.
- (76) La société de projet avait déposé le projet PGL en réponse à l'appel à projets organisé par l'ADEME et est la structure consacrée au projet qui sera la bénéficiaire directe des aides d'État.
- (77) Le projet, auquel se sont associés les deux acteurs industriels Siemens Gamesa (pour la fourniture des éoliennes) et SBM (pour la fourniture des flotteurs et les travaux d'installation) (les « Equipementiers »), vise à démontrer, à l'échelle de la ferme pilote, la faisabilité technico-économique de la technologie de l'éolien flottant pour les futurs développements commerciaux.

2.2.4. Présentation des coûts du projet

- (78) Les coûts d'investissement totaux du projet sont estimés à [210-240] millions EUR, tandis que les coûts d'exploitation sont estimés à environ [100-150] millions EUR.
- (79) D'après les prévisions financières soumises pour le projet, le coût de l'électricité actualisé (LCOE) estimé de la ferme pilote est de [345-370] EUR/MWh (dont [60-80] EUR/MWh de coûts de production, [250-280] EUR/MWh de coûts d'investissements et en incluant une rentabilité normale de l'installation).
- (80) 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 actualisé¹⁰. 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.

¹⁰ 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, comme variant entre 0,83% et 0,98%.

2.3. Sélection du bénéficiaire

- (81) Le projet PGL 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.
- (82) 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:
- 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;
 - la ferme pilote devait comprendre entre 3 et 6 éoliennes de puissance unitaire d'au moins 5 MW;
 - 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.
- (83) 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:
- Contenu technique;
 - Qualité financière du projet;
 - Qualité de l'organisation du projet;
 - Perspective économique du projet;
 - Prise en compte de la dimension environnementale et territoriale;
 - Compatibilité de l'aide avec la réglementation européenne.
- (84) Dix propositions ont été présentées le 4 avril 2016. Quatre projets ont été sélectionnés parmi ces dix propositions en juillet 2016. Le projet PGL a été l'un des projets retenus, avec les trois projets suivants : Éoliennes Flottantes du Golfe du Lion (EFGL), Éoliennes Flottantes de Groix et Belle-Ile (EFGBI) et EolMed. Ces trois projets développent chacun une solution particulière (différentes combinaisons de turbines/flotteurs/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).
- (85) Le bénéficiaire de l'aide sera la société de projet PGL SAS, actuellement détenue à 100% par EDF Energies Nouvelles France SAS, elle-même détenue à 100% par EDF Energies Nouvelles SA, qui est détenue à 100% par le groupe EDF et donc contrôlée par lui. EDF Energies Nouvelles France SAS est 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 entreprises¹¹, dans la mesure où elle ne répond pas à la définition de PME définie par ce texte.

¹¹ JO L 124 du 20.5.2003, p. 36.

2.4. Budget, financement et durée

- (86) La mesure sera constituée de deux types d'aide, à savoir une aide à l'investissement et une aide au fonctionnement.
- (87) Le plan de financement du projet repose en effet sur une juxtaposition d'apports en fonds propres des actionnaires de la société de projet ainsi que:
- d'une aide à l'investissement (subventions et avances remboursables) apportées par l'ADEME et par le Fonds européen de développement régional (FEDER);
 - d'une aide au fonctionnement, prenant la forme d'un tarif d'achat d'électricité et
 - d'un soutien financier de l'Union européenne dans le cadre du programme NER300.

2.4.1. Aide à l'investissement

- (88) Le projet PGL a été sélectionné le 20 décembre 2016 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 flottantes¹².
- (89) 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 Commission¹³.
- (90) Il ressort du projet de convention de financement qui sera signée entre la société de projet et l'ADEME que le projet PGL bénéficiera d'une aide à l'investissement d'un montant de 78,3 millions EUR, répartie en deux montants. La moitié de ce montant, soit 39,1 millions EUR, sera versé sous la forme d'une subvention directe accordée à la société de projet et un montant de 39,1 millions EUR sera également versé à la société de projet sous la forme d'avances remboursables. Cette aide à l'investissement est estimée à [100-110] EUR/MWh.
- (91) S'agissant de l'avance remboursable, le remboursement de celle-ci se fera sur la base du succès commercial du projet. Il sera effectué selon les principes suivants :
- La société de projet, en tant que bénéficiaire de l'avance remboursable, remboursera à l'ADEME un montant égal à 100% de l'avance remboursable versée (« ARV »), augmenté des intérêts sur le principal, lesquels varient actuellement selon la période considérée.
 - Le montant exigible, défini comme le principal de l'avance remboursable versée, augmenté des intérêts et réduit des remboursements déjà effectués,

¹² 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.

¹³ Voir décision SA 40266 (2014/X) - Régime d'aides de l'ADEME - plan d'évaluation.

sera divisé en plusieurs masses indépendantes : ARV1(a), ARV1(b), ARV2(T) et ARV2(F).

- (92) La société de projet devra rembourser les avances remboursables selon le mécanisme suivant:

	Montant	Déclencheur
ARV1(a)	[5-10] millions EUR	Remboursable en fonction de la quantité d'électricité produite supérieure à P90 ¹⁴
ARV1(b)	[10-15] millions EUR	Remboursable en fonction de la quantité d'électricité produite supérieure à P50 ¹⁵
ARV2(T)	[3-8] millions EUR	Remboursable en fonction de la puissance d'énergie déployée dans le monde par le turbinier pour des fermes éoliennes flottantes futures en fonction du nombre d'unités d'œuvre réalisées.
ARV2(F)	[10-15] millions EUR	Remboursable en fonction de la puissance d'énergie déployée dans le monde par le fournisseur de flotteur SBM pour des fermes éoliennes flottantes futures en fonction du nombre d'unités d'œuvre réalisées.

- (93) La société de projet travaille en étroite collaboration avec les équipementiers pour la fourniture des turbines et des systèmes de flotteurs, collaboration dont il est attendu le développement commercial de ces équipements par Siemens Gamesa et SBM respectivement. Ces produits étant développés grâce au projet de ferme pilote initié par la société de projet PGL, les équipementiers ont accepté, en fonction de leurs succès commerciaux futurs, d'effectuer des paiements en faveur de la société de projet PGL à titre de réduction du prix dû par cette dernière aux équipementiers aux termes des contrats de fourniture de turbines et de flotteurs de la ferme pilote elle-même. Les paiements dus par les équipementiers devront permettre à la société de projet PGL de satisfaire ses obligations au titre du remboursement d'ARV2 aux termes de la convention de financement qui sera signée entre la société de projet et l'ADEME.
- (94) De plus, la société de projet PGL bénéficiera d'une aide à l'investissement du fonds FEDER. Une demande d'aide du Fonds FEDER, pour un montant de 5 millions EUR, est actuellement instruite par la région Provence Alpes Côte d'azur (PACA), qui a inscrit le projet PGL dans le Programme Opérationnel FEDER/FSE 2014-2020 approuvé par la DG REGIO en 2015. Cette somme de 5 millions EUR, octroyée par le Fonds FEDER à la société de projet, est considérée par les autorités françaises comme une aide d'Etat.
- (95) Dans une approche conservatrice, la société de projet percevra donc, au titre des aides à l'investissement, 78,3 millions EUR en provenance du PIA, et 5 millions du Fonds FEDER, soit un total d'aide à l'investissement de 83,3 millions EUR. Cette approche demeure toutefois conservatrice dès lors qu'elle repose sur l'hypothèse qu'un euro d'Avance Remboursable (dont le montant s'élève à 39,1

14 Niveau de productible estimé ayant au moins 90% de chances d'être dépassé en combinant tous les aléas possibles.

15 Niveau de productible estimé ayant au moins 50% de chances d'être dépassé en combinant tous les aléas possibles.

millions EUR) équivaut à un euro de subvention. Or il convient de rappeler que l'Avance Remboursable constitue un instrument d'aide qui, par construction, distord moins la concurrence qu'une subvention. En effet, en cas de succès, le Bénéficiaire remboursera à l'Etat un montant égal à 100% de l'Avance Remboursable Versée, augmenté des intérêts. Ainsi, l'Avance Remboursable du PIA ne procurera un avantage économique au bénéficiaire qu'en cas d'échec du projet, ce qui limite son impact sur les marchés.

- (96) En outre, la société de projet PGL bénéficiera d'un soutien financier de l'Union européenne dans le cadre du programme NER300¹⁶. Le projet PGL a été sélectionné par la Commission européenne dans le cadre de la mise en place du programme NER300 destiné à soutenir financièrement des projets pilotes de démonstration innovants dans le domaine des énergies à faibles émissions de carbone. En considération du plan d'affaires et du calendrier actuel du projet, le montant estimé du financement NER300 s'élève à environ 25 millions EUR. Ce montant respecte le taux de financement maximal, fixé par la Décision d'attribution¹⁷, égal à 50% des coûts pertinents. Ce financement de l'Union est géré au niveau central par la Commission et n'est pas contrôlé, ni directement ni indirectement, par la France et ne constitue donc pas une aide d'Etat conformément au point (81) des LDAEE.

2.4.2. Aide au fonctionnement

- (97) Pendant les 20 ans de la durée prévue du projet (à compter de la mise en service), une aide au fonctionnement sera accordée à la société de projet 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 [240-260] EUR/MWh en euros courants actualisés ramenés au productible actualisé¹⁸.
- (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

¹⁶ Décision de la Commission du 3 novembre 2010 établissant les critères et les mesures pour le financement de projets commerciaux de démonstration axés sur le captage et le stockage géologique du CO₂ sans danger pour l'environnement, ainsi que de projets de démonstration de technologies innovantes liées aux énergies renouvelables, dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté établi par la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil – C(2010) 7444.

¹⁷ Décision d'exécution de la Commission - Décision d'attribution dans le cadre du premier appel à propositions du programme de financement NER300 - du 18 décembre 2012 et adressée à la France pour confirmer l'attribution au projet Vertimed (ancienne appellation du projet PGL) – C(2012) 9432.

¹⁸ 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, comme variant entre 0,83% et 0,98%.

marché, sur la durée du contrat d'achat, s'élève à [45-55] EUR/MWh en euros courants actualisés ramenés au productible actualisé. Le projet devant permettre la production de [90000-95000] MWh d'électricité par an en moyenne, il est prévu qu'il bénéficie d'une aide au fonctionnement d'environ 364 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 ¹⁹ (CAS) "Transition énergétique".
- (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^{er} 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 cokes (TICC)²⁰.
- (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, de l'aide au fonctionnement et du financement NER300, le taux de rendement interne (TRI) du projet PGL est estimé à [7,5-9,5] % 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 83,3 millions EUR et les coûts admissibles à [195-225] millions EUR, l'intensité de l'aide sur l'ensemble du projet est de 39,9%.
- (104) En effet, le montant total des investissements pour le projet s'élève à [210-240] millions EUR et le scénario contrefactuel à cet investissement (correspondant à l'investissement pour une centrale électrique classique à cycle combiné gaz de 16,9 MW (présentant les mêmes capacités en termes de production effective d'énergie) représente un investissement de 15 millions EUR. Les coûts admissibles s'élèvent donc à [195-225] millions EUR. Le montant d'aide à l'investissement attribué au projet est de 83,3 millions EUR. L'intensité de l'aide est donc de 39,9%.

¹⁹ 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 organique n° 2001-692 du 1^{er} 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".

²⁰ 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.

- (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 [245-265] EUR/MWh (soit [345-370] EUR/MWh – [100-110] EUR/MWh) et d'autre part, le prix du marché considéré est de [45-55] EUR/MWh. L'aide au fonctionnement, sous forme de tarif d'achat, est estimée à [240-260] 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 l'investissement) et le prix du marché ([200-220] EUR/MWh contre [200-220] EUR/MWh).

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 PGL, les autorités françaises s'engagent à publier les informations listées au point 104 des LDAEE. 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 d'une part, par l'ADEME et d'autre part, par le fonds FEDER.
- (112) L'ADEME est, aux termes de l'article L. 131-3 du Code de l'environnement, un établissement public de l'Etat à caractère industriel et commercial et placé sous le contrôle de l'État. Comme mentionné au considérant (89), 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 Commission²¹. Cette aide est bien accordée au moyen de ressources d'État et donc imputable à l'État.

- (113) 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.
- (114) 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.
- (115) En ce qui concerne le fonds FEDER, la subvention sera octroyée au moyen de ressources d'Etat et sera imputable à l'Etat. En effet, la gestion de ce fonds est confiée aux conseils régionaux, de sorte que chaque conseil régional (ici celui de la Région PACA) est l'autorité de gestion des programmes FEDER.
- (116) 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.
- (117) 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.
- (118) En conclusion, la mesure notifiée constitue une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE.

3.2. Légalité

- (119) 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

- (120) 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.
- (121) 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

²¹ Voir décision SA 40266 (2014/X) - Régime d'aides de l'ADEME - plan d'évaluation.

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

- (122) 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 au considérant (64) ci-dessus.
- (123) 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

- (124) 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.
- (125) 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.
- (126) 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 le projet PGL 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

- (127) Comme expliqué aux considérants (8) 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.
- (128) 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

- (129) 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.
- (130) 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.
- (131) En ce qui concerne le projet PGL, la technologie utilisée des plateformes à lignes tendues a initialement été développée pour l'industrie parapétrolière mais elle a été complètement revue pour l'adapter aux problématiques spécifiques de l'éolien offshore.
- (132) Dans ce contexte, la première particularité de la fondation TLP utilisée par SBM est que les lignes d'ancrage sont inclinées par rapport à l'axe vertical. La conception du système comportant des lignes d'ancrage inclinées permet à l'ensemble flotteur-turbine d'exercer un mouvement équivalent à celui d'un pendule, dont le point fixe est confondu avec le centre de gravité de la nacelle. Ce concept permet de réduire drastiquement les mouvements et les accélérations en haut de la tour, ce qui assure l'intégrité structurelle des composants de la nacelle et du rotor.
- (133) Le flotteur, quant à lui, oscille par l'action des forces hydrodynamiques exercées par les vagues. Il est néanmoins peu sensible aux efforts répétés exercés par la

houle, étant composé d'une structure filaire et de trois bouées latérales totalement immergées, et a donc une meilleure résistance en fatigue.

- (134) La solution technique mise au point par SBM a fait l'objet d'un brevet publié le 29 Décembre 2016 par l'Organisation mondiale de la propriété intellectuelle (WIPO). Le brevet porte sur la méthode d'ancrage et d'assemblage de l'ensemble turbine-flotteur développée par SBM, comportant plusieurs lignes d'ancrage inclinées de telle sorte que si ces lignes étaient prolongées, leur intersection se situerait au niveau de la nacelle de la turbine, ou au-dessus. L'existence même de ce brevet, déposé très récemment, est révélatrice de l'avancée technologique associée à la solution développée par SBM et mise au point pour PGL.

Innovation par rapport à la technologie SPAR

- (135) La technologie de la bouée-crayon SPAR est différente de la technologie développée dans le projet PGL 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.
- (136) Cette technologie est donc très différente de celle développée dans le projet PGL 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

- (137) L'intérêt des quatre fermes pilotes flottantes PGL, EFGL, EFGBI et EolMed est de tenter de développer une solution économiquement viable dans le futur pour des profondeurs d'eau (entre 50 et 150 mètres) plus importantes que celle de l'éolien en mer posé et ne nécessitant pas un assemblage en mer de la turbine sur le flotteur.
- (138) 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.
- (139) 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.
- (140) 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.

(141) Les projets EFGL, EFGBI et EolMed développent chacun une solution innovante particulière (différentes combinaisons de 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.

(142) 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) 3 x 8MW = 24 MW + "Power Boost" de 1,2 MW	Flotteur de type Tension-Leg-Platform (TLP): 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 4 x 6,2 MW = 24,8 MW	Flotteur de type Semi-submersible Barge "Damping Pool": Ideol	Ancrage synthétique spécifique
Golfe du Lion (EF GL)	4 Turbines Senvion 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 4 x 6 MW = 24 MW	Flotteur de type Semi-submersible à base de pontons et à caténaire: Naval Group	Caténaire hybride avec des chaînes à portions souples

(143) En ce qui concerne le projet PGL, les avancées inédites principales sont les suivantes:

(144) Premièrement, suite à l'essai du prototype isolé de cette turbine de 8 MW, le projet vise à tester l'assemblage en ferme et les interconnexions de 3 turbines de 8 MW, reliées entre elles. Il s'agit des plus grosses turbines jamais installées sur de l'éolien flottant en ferme.

(145) Deuxièmement, ce type de flotteur, issu du secteur pétrolier, a nécessité une adaptation majeure pour limiter le mouvement de la turbine; le but est de réduire la moins fatigabilité et d'augmenter sa durée de vie à 20 ans.

(146) Troisièmement, le projet utilisera un système d'ancrage de la plateforme par 2 x 3 lignes tendues inclinées afin de maintenir le flotteur à la surface par des lignes qui le tirent vers le fond. Cet ancrage est incliné et a un effet pendulaire encore jamais testé.

(147) De plus, le système de couplage entre la turbine et le flotteur est unique et innovant afin d'accroître la stabilité; ce système est testé via un programme de simulation IT avancé spécifique.

- (148) Enfin, il s'agit également de la première utilisation de doubles câbles inter-éoliennes dynamiques (connexion/déconnexion rapide) en technologie 66 kV (moins fatigabilité, durée de vie 20 ans); cette technologie est en cours de brevetage.
- (149) Les autorités françaises ont fourni des brevets et des explications techniques relevant de ce projet qui démontrent que le projet améliorera la compétitivité de la technologie de l'éolien offshore flottant par rapport à d'autres technologies renouvelables (dont l'offshore en mer posé).

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

- (150) Lorsque le projet PGL 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.
- (151) Comme expliqué aux considérants (20) à (25), 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.
- (152) Au niveau mondial et européen, plusieurs projets de fermes pilotes éoliennes flottantes sont aujourd'hui en développement. Cependant, aucune ferme éolienne flottante n'est à la date de la notification 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.
- (153) À la lumière de ce qui précède, la Commission conclut que le projet PGL concerne bien 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.
- (154) 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 le projet PGL.
- (155) 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

- (156) 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.

- (157) 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.
- (158) 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.
- (159) 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 [45-55] EUR/MWh en euros courants actualisés ramenés au productible actualisé et est nettement inférieure au LCOE du projet, estimé à [345-370] 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 PGL 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 PGL est estimé à [7,5-9,5] % après impôt.
- (160) 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, la société de projet PGL n'aurait pas vu le jour et le groupe EDF ne le mènerait pas à bien seul.
- (161) 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.
- (162) 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.
- (163) 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.
- (164) 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

- (165) 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.

- (166) 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.
- (167) 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.
- (168) Comme expliqué aux considérants (102) à (106) de la présente décision, l'intensité de l'aide à l'investissement est de 39,9%. Le montant total des investissements pour le projet s'élève à [210-240] 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 15 millions EUR.
- (169) D'autre part, le point (81) des LDAEE précise en matière de cumul d'aides que *« Les aides peuvent être accordées simultanément au titre de plusieurs régimes d'aides ou cumulées avec des aides ad hoc, à condition que le montant total des aides d'État octroyées en faveur d'une activité ou d'un projet n'excède pas les limites fixées par les plafonds d'aide prévus dans les présentes lignes directrices. Tout financement de l'Union géré au niveau central par la Commission qui n'est contrôlé ni directement ni indirectement par l'Etat membre ⁽⁵⁴⁾ ne constitue pas une aide d'Etat. Lorsqu'un tel financement de l'Union est combiné avec une aide d'État, seule cette dernière est prise en compte pour déterminer si les seuils de notification et les intensités d'aide maximales sont respectés, pour autant que le montant total du financement public octroyé pour les mêmes coûts admissibles n'excède pas le ou les taux de financement maximaux prévus dans les règles applicables du droit de l'Union. »* La note de bas de page ⁽⁵⁴⁾ précise encore que *« Par exemple, aide octroyée sur la base de la décision 2010/670/UE de la Commission (financement NER300) (JO L 290 du 6.11.2010, p. 39) et du règlement (UE) n° 1233/2010 modifiant le règlement (CE) n° 663/2009 (financement PEER) JO L 346 du 30.12.2010, p. 5), d'Horizon 2020 ou de COSME. »*
- (170) Concernant le financement NER300 accordé au projet PGL, les autorités françaises ont confirmé que les règles applicables du droit de l'Union ont été respectées (conformément à la décision de la Commission du 3 novembre 2010 et établissant les critères pour le financement de projet de démonstration 2010/670/EU - NER300). Ce financement NER300 ne doit pas être pris en compte pour déterminer si les intensités d'aide maximales sont respectées.
- (171) La société de projet, une filiale de EDF Energies Nouvelles France SAS fait partie du groupe EDF et 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; celle-ci est cependant strictement inférieure au montant maximal permis par les LDAEE.
- (172) 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 PGL, 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.

- (173) 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.
- (174) 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.
- (175) Comme décrit au considérant (79) ci-dessus le coût actualisé²² 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 [245-265] EUR/MWh (soit [345-370] EUR/MWh – [100-110] EUR/MWh) et le prix du marché est de [45-55] EUR/MWh. L'aide au fonctionnement, sous forme de tarif d'achat, est estimée à [240-260] 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 ([200-220] EUR/MWh contre [200-220] EUR/MWh).
- (176) Compte tenu des aides à l'investissement, au fonctionnement, du financement NER300 ainsi que des coûts d'investissement et d'exploitation estimés du projet, les autorités françaises ont calculé un TRI de [7,5-9,5] % environ pour le projet PGL. Elles considèrent qu'un tel taux de rendement est approprié, étant donné que la technologie en est à la phase de démonstration et comporte beaucoup plus de risques qu'un investissement comparable recourant à une technologie conventionnelle.
- (177) 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 b) des LDAEE et en prenant en compte le financement NER300) 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 marine²³.
- (178) 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].
- (179) 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

²² Valeur en euros courants actualisés ramenés au productible actualisé.

²³ 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>.

la société de projet PGL 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

- (180) 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.
- (181) La Commission note que la capacité du projet (24 MW) et que le volume d'électricité produit ([90000-95000] MWh d'électricité par an) sont négligeables par rapport à la taille du marché français de l'électricité [voir le considérant (65) ci-dessus]. Le projet, qui a pour but premier de tester la technologie, ne créera donc pas de distorsion induite de la concurrence.
- (182) 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

- (183) 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^{er} juillet 2016.
- (184) 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].

3.3.7. Conformité avec d'autres dispositions du TFUE

- (185) Conformément au point 29 des LDAEE, la Commission a examiné la compatibilité de l'aide, et son mode de financement, avec les articles 30 et 110 du TFUE.
- (186) Comme indiqué au considérants (89) et (99) et suivants, la mesure sera financée par le budget de l'État, les dépenses liées à la mesure de soutien étant financées à partir du programme d'investissement d'avenir et par le compte CAS Transition Énergétique, qui est alimenté depuis le 1^{er} 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.
- (187) 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

(188) 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

(189) Eu égard aux éléments qui précèdent, la Commission a décidé de ne pas soulever d'objections au regard de l'aide d'Etat notifiée au motif qu'elle est compatible avec le marché intérieur en vertu de l'article 107, paragraphe 3, alinéa c du TFUE.

(190) 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

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

Par la Commission

Margrethe VESTAGER
Membre de la Commission

