

DELIBERATION N° 2023-77

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 mars 2023 relative à l'instruction des offres remises dans le cadre du dialogue concurrentiel n°1/2020 portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de la Normandie

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Antony CELLIER, Ivan FAUCHEUX et Valérie PLAGNOL, commissaires.

CONTEXTE ET COMPETENCES DE LA CRE

En application des dispositions des articles L. 311-10 et R. 311-25-1 et suivants du code de l'énergie, le ministre chargé de l'énergie a lancé une procédure de dialogue concurrentiel portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de la Normandie (zone « Centre-Manche »), par un avis publié au Journal Officiel de l'Union Européenne (JOUE) le 15 janvier 2021¹ et rectifié le 22 janvier 2021².

Cette procédure fait suite au débat public qui s'est tenu entre le 15 novembre 2019 et le 19 août 2020. Elle a pour objet d'attribuer la construction et l'exploitation d'un parc éolien en mer posé d'une puissance installée comprise entre 1 000 et 1 050 MW.

La période de candidature pour la participation au dialogue concurrentiel s'est clôturée le 12 mars 2021 : en application de l'article R. 311-25-6 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a adressé au ministre chargé de l'énergie une proposition de liste de candidats admis à participer à ce dialogue³.

À l'issue de la phase de dialogue, prévue à l'article R. 311-24-9 du code de l'énergie, qui s'est tenue de mai à novembre 2021, et après que la CRE a rendu son avis sur le projet de cahier des charges le 10 mars 2022⁴, en application de l'article R. 311-25-13 du code de l'énergie, le ministre chargé de l'énergie a notifié le 11 avril 2022 le cahier des charges aux candidats ayant participé au dialogue concurrentiel jusqu'à son terme. Celui-ci a été publié sur le site de la CRE, ainsi que ses versions rectificatives notifiées le 26 juillet 2022 et le 23 septembre 2022.

La période de candidature s'est clôturée le 10 novembre 2022 à 12 h.

En application des articles R. 311-25-15 et R. 311-22 du code de l'énergie, la CRE est chargée de l'instruction des offres. Par la présente délibération, la CRE clôture la phase d'instruction et adresse au ministre chargé de l'énergie la liste des offres conformes et celle des offres non conformes, la notation des offres et le classement en résultant, ainsi que l'offre qu'elle propose de retenir et un rapport de synthèse sur l'analyse des offres.

La présente délibération recommande également :

- dans le cadre du maintien d'une procédure concurrentielle conduisant à la conclusion d'un contrat de complément de rémunération, les modifications qui paraissent nécessaires à la CRE pour améliorer l'analyse de la robustesse des offres et ainsi les délais de réalisation des parcs ;
- des pistes d'organisation différentes des procédures de mise en concurrence tenant compte des enseignements structurels tirés de l'analyse des offres.

¹ Avis n° 2021/S 010-015778 publié au JOUE le 15 janvier 2021.

² Avis n° 2021/S 015-030238 publié au JOUE le 22 janvier 2021.

³ Délibération de la CRE du 15 avril 2021 portant décision relative à la phase de sélection des candidats admis à participer au dialogue concurrentiel n°1/2020 portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de la Normandie.

⁴ Délibération de la CRE du 10 mars 2022 portant avis sur le projet de cahier des charges relatif à la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n°1/2020 portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de la Normandie.

CONTEXTE ET COMPETENCES DE LA CRE.....	1
1 DEVELOPPEMENT DE L'EOLIEN EN MER EN FRANCE	3
1.1 LA PREMIERE VAGUE DE PROJETS LANCES EN 2011 - 2013 CONNAIT DES DELAIS DE MISE EN SERVICE TRES LONGS	3
1.2 LE CADRE REGLEMENTAIRE ET ECONOMIQUE APPLICABLE A L'EOLIEN EN MER EN FRANCE A EVOLUE DEPUIS 2016.....	3
1.3 LA FRANCE A DES AMBITIONS FORTES POUR LA POURSUITE DU DEVELOPPEMENT DE LA FILIERE EOLIENNE EN MER	4
2 A L'ISSUE DE L'INSTRUCTION, LA CRE PROPOSE AU MINISTRE LE CLASSEMENT CONDUISANT A RETENIR L'OFFRE DU CANDIDAT « EOLIENNES EN MER MANCHE NORMANDIE »	5
2.1 RAPPEL DES PRINCIPALES ETAPES DE L'INSTRUCTION.....	5
2.2 ANALYSE ET CONCLUSION DES PROCEDURES OUVERTES POUR TARIF DE REFERENCE SOUS-EVALUE.....	5
2.2.1 Analyse de la structuration financière prévisionnelle des projets	5
2.2.2 Analyse des hypothèses retenues en matière de développements technologiques et de baisse des coûts	6
2.2.3 Conclusion des procédures relatives aux offres susceptibles de comporter un tarif de référence sous-évalué	6
2.3 CLASSEMENT ET NOTATION DES OFFRES.....	7
3 L'INSTRUCTION REALISEE PAR LA CRE DANS LE CADRE DU PRESENT APPEL D'OFFRES L'AMENE A FORMULER PLUSIEURS RECOMMANDATIONS	7
3.1 POUR ACCOMPAGNER L'ACCELERATION DES PROCEDURES ET EVITER UNE TROP GRANDE CONCENTRATION DU MARCHE	7
3.1.1 Passage à l'échelle des procédures	7
3.1.2 Mesures concurrentielles.....	8
3.2 POUR SE DOTER DE MOYENS COMPLEMENTAIRES POUR APPRECIER LA ROBUSTESSE DES OFFRES	9
3.2.1 Sous-critère relatif à l'évaluation de la robustesse des offres.....	9
3.2.2 Impact des hypothèses de long terme de prix de gros de l'électricité	9
3.3 POUR UNE ACCELERATION DE LA MISE EN SERVICE	9
3.3.1 Report de la date butoir en cas de recours contentieux	9
3.3.2 Mise en place d'un critère de notation relatif à la date butoir.....	10
3.3.3 Pénalités de retard de mise en service	10
3.3.4 Temporalité de l'indexation précédant la mise en service de l'installation	10
3.3.5 Critère relatif au nombre maximal d'éoliennes.....	11
3.4 POUR FACILITER ET AMELIORER LA QUALITE DE L'INSTRUCTION DES OFFRES.....	11
4 LE CADRE DE DEVELOPPEMENT DE L'EOLIEN EN MER N'EST PLUS CELUI D'UN DISPOSITIF DE SOUTIEN AU SENS PREMIER.....	11
4.1 DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ENERGIE PREVISIONNELLES NEGATIVES DANS DEUX SCENARII ..	11
4.2 CES CONSTATS DOIVENT CONDUIRE L'ETAT A FAIRE EVOLUER LE MODELE DE DEVELOPPEMENT DE L'EOLIEN EN MER.....	12
DECISION DE LA CRE	13

1 DEVELOPPEMENT DE L'EOLIEN EN MER EN FRANCE

1.1 La première vague de projets lancés en 2011 - 2013 connaît des délais de mise en service très longs

Les appels d'offres lancés par l'Etat en 2011 et 2013 ont permis d'attribuer le développement de respectivement quatre⁵ et deux parcs⁶ posés, représentant chacun une puissance installée d'environ 500 MW et bénéficiant, à l'issue de la procédure, d'un contrat d'obligation d'achat avec un tarif de rachat de l'ordre de 200 €/MWh⁷, significativement supérieur aux trajectoires de prix constatées ces dernières années à l'échelle européenne. Ce constat a amené le législateur à habiliter le gouvernement à renégocier les termes de ces contrats en 2018⁸, en parallèle de la mise à la charge du gestionnaire de réseau de transport (GRT) du coût de raccordement de ces installations. Cette renégociation a permis d'abaisser les prix qui résultaient de ces deux premières vagues d'appels d'offres.

Ces six parcs accusent tous des retards importants de mise en service : seul le parc de Saint-Nazaire est actuellement entré en exploitation, depuis la fin de l'année 2022. La date prévisionnelle de mise en service est actuellement 2023 pour les parcs de Saint-Brieuc et de Fécamp, 2025 pour le parc de Courseulles-sur-Mer et 2026 pour ceux d'Yeu-Noirmoutier et de Dieppe-Le Tréport, soit plus de 10 ans après l'attribution des appels d'offres correspondants. Avec seulement 3 GW à mettre en service d'ici 2026, il apparaît ainsi que la France n'atteindra pas les objectifs ambitieux de la programmation pluriannuelle de l'énergie⁹ (PPE) 2019-2028, qui prévoyait une puissance installée en 2028 de 5,2 à 6,2 GW d'éolien en mer, posé et flottant.

La France est globalement en retard par rapport à plusieurs de ses voisins européens : la puissance du parc éolien en mer installé en Europe mi-2022 s'élève à 28,4 GW¹⁰. Elle se partage principalement entre le Royaume-Uni (12,7 GW), l'Allemagne (7,7 GW), les Pays-Bas (3,0 GW), le Danemark (2,3 GW) et la Belgique (2,3 GW), où les délais observés entre la désignation des lauréats et la mise en service sont moins longs qu'en France (hormis au Royaume-Uni, qui a cependant démarré le développement de son parc éolien en mer plus tôt que la France).

1.2 Le cadre réglementaire et économique applicable à l'éolien en mer en France a évolué depuis 2016

Plusieurs évolutions du cadre réglementaire et économique applicable à l'éolien en mer ont été conduites au cours des dernières années, au regard du retour d'expérience des premières procédures d'attribution et afin de réduire les délais de mise en service des parcs :

- le dispositif de dialogue concurrentiel a été mis en place par le décret du 17 août 2016¹¹, permettant aux porteurs de projets de participer à l'établissement du cahier des charges ;
- l'ordonnance du 8 décembre 2016¹² précise les modalités de l'autorisation unique dont bénéficient les exploitants de ces parcs lorsque ceux-ci sont implantés en zone économique exclusive (ZEE) ;
- des évolutions législatives portant sur le raccordement ont été introduites par la loi dite « Hydrocarbures » du 30 décembre 2017¹³ et prévoient notamment qu'il soit réalisé et financé par RTE ;
- la CRE a approuvé les 6 mai 2021¹⁴ et 21 octobre 2021¹⁵ respectivement les conditions financières de raccordement spécifiques aux installations de production en mer issues d'une procédure de mise en concurrence et les conditions techniques de raccordement prenant en compte les codes de réseaux européens ;

⁵ Parcs au large de Fécamp, Courseulles-sur-Mer, Saint-Nazaire et Saint-Brieuc.

⁶ Parcs au large de Dieppe-Le Tréport et Yeu-Noirmoutier.

⁷ Coût du raccordement au réseau public de transport d'électricité inclus.

⁸ Article 58.V de la loi n° 2018-727 du 10 août 2018 pour un Etat au service d'une société de confiance.

⁹ Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

¹⁰ Source : Wind Europe, « Offshore wind energy 2022 mid-year statistics » (août 2022).

¹¹ Décret n° 2016-1129 du 17 août 2016 relatif à la procédure de dialogue concurrentiel pour les installations de production d'électricité.

¹² Ordonnance n° 2016-1687 du 8 décembre 2016 relative aux espaces maritimes relevant de la souveraineté ou de la juridiction de la République française.

¹³ Loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement.

¹⁴ Délibération n° 2021-127 de la CRE du 6 mai 2021 portant décision d'approbation du modèle de conditions particulières relatives à la « Réalisation et financement des ouvrages de raccordement » de la convention de raccordement au réseau public de transport d'électricité des installations de production en mer issues d'une procédure de mise en concurrence.

¹⁵ Délibération n° 2021-327 de la CRE du 21 octobre 2021 portant décision d'approbation du modèle de convention de raccordement d'une installation de production au réseau public de transport d'électricité.

- les procédures d'autorisation ont été simplifiées dans le cadre de la loi « ESSOC » du 10 août 2018¹⁶ avec la création d'une autorisation environnementale à caractéristiques variables, appelée également « permis enveloppe », et l'anticipation de la procédure de débat public, à présent organisée avant la désignation du producteur lauréat ;
- la loi « ASAP » du 7 décembre 2020¹⁷ prévoit la possibilité que les débats publics portent sur le développement de plusieurs projets de parcs éoliens en mer sur une même façade maritime, sur plusieurs années, et rend le Conseil d'État compétent en premier et dernier ressort pour les recours formés contre les autorisations liées au développement de ces parcs.

Ces dernières évolutions vont pouvoir être éprouvées dans le cadre des procédures actuelles pour le développement de nouveaux parcs éoliens en mer.

En outre, la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, adoptée par le Parlement le 7 février 2023, prévoit notamment une planification de l'éolien en mer à l'échelle des quatre façades maritimes de la France métropolitaine : le document stratégique de façade devra établir une cartographie des zones prioritaires pour l'implantation, à la fois sur une période de 10 ans et à horizon 2050, d'installations éoliennes en mer. Les débats publics pourront par ailleurs être mutualisés. Une telle planification centralisée sur le long terme est déjà en place dans plusieurs pays européens, comme aux Pays-Bas ou en Allemagne par exemple.

Cette loi prévoit également qu'après la publication des cartographies des zones maritimes propices au déploiement des énergies renouvelables, le ministre de l'énergie peut demander au gestionnaire de réseau de transport d'engager, par anticipation, les études et travaux de raccordement. La CRE veillera à la pertinence technique et économique des investissements envisagés par le gestionnaire de réseau dans ce cadre.

Ces mesures visent à accélérer le développement des parcs afin de rattraper les retards pris sur l'actuel PPE et en anticipation de la prochaine PPE 2024-2033 qui devrait être ambitieuse, dans la lignée des annonces faites par le Président de la République en février 2022 (objectif d'environ 40 GW de parcs éoliens en mer en service en 2050)¹⁸.

1.3 La France a des ambitions fortes pour la poursuite du développement de la filière éolienne en mer

Plusieurs procédures de mise en concurrence, désormais sous la forme d'un dialogue concurrentiel, ont été lancées depuis l'attribution des six premiers parcs en 2011 et 2013 :

- Procédure dite « A03 » - 2016 : Dunkerque (600 MW d'éolien posé) : le projet a été attribué en 2019 ;
- Procédure dite « A04 » - 2020 : Centre Manche 1 (1 000 MW d'éolien posé) : dialogue concurrentiel n° 1/2020 (objet de la présente délibération) ;
- Procédure dite « A05 » - 2021 : Bretagne sud (250 MW d'éolien flottant) : dialogue concurrentiel n° 1/2021 ;
- Procédure dite « A06 » - 2022 : Méditerranée (2 projets de 250 MW d'éolien flottant) : dialogue concurrentiel n° 1/2022 ;
- Procédure dite « A07 » : Sud Atlantique (environ 1 000 MW d'éolien posé) : dialogue concurrentiel n° 2/2022 ;
- Procédure dite « A08 » : Centre Manche 2 (environ 1 500 MW d'éolien posé) : dialogue concurrentiel n° 3/2022.

Ainsi, après quatre ans de délai entre la précédente procédure de mise en concurrence, l'A03, et la présente procédure, l'A04, le rythme d'attribution de parcs éoliens en mer est appelé à s'accélérer fortement. La procédure A04 est la première d'une vague d'attributions qui en comptera au minimum quatre autres. La présélection des candidats pour la participation au dialogue concurrentiel a déjà été effectuée pour l'ensemble de ces procédures. Ce dialogue s'est déjà tenu pour les procédures A05 et A06, pour lesquelles la phase de sélection des lauréats devrait être lancée prochainement.

¹⁶ Loi n° 2018-727 du 10 août 2018 pour un État au service d'une société de confiance.

¹⁷ Loi n° 2020-1525 du 7 décembre 2020 d'accélération et de simplification de l'action publique.

¹⁸ Dans ce contexte, il convient de noter les objectifs des pays européens les plus avancés en matière de puissance installée d'ici à 2030 : 50 GW au Royaume-Uni, 30 GW en Allemagne et plus de 20 GW aux Pays-Bas.

2 A L'ISSUE DE L'INSTRUCTION, LA CRE PROPOSE AU MINISTRE LE CLASSEMENT CONDUISANT A RETENIR L'OFFRE DU CANDIDAT « EOLIENNES EN MER MANCHE NORMANDIE »

2.1 Rappel des principales étapes de l'instruction

Le cahier des charges établi par le ministre chargé de l'énergie précise les critères d'éligibilité et de conformité ainsi que les critères de notation des offres. Le rapport de synthèse de l'instruction joint à la présente délibération décrit notamment la manière dont la CRE a instruit l'ensemble des offres au regard de ces prescriptions. La CRE vérifie en premier lieu le respect des conditions de recevabilité et de conformité, notamment l'identification du candidat, et procède ensuite à la notation des offres. Dans le cadre de la notation du sous-critère relatif à la robustesse du montage contractuel et financier, la CRE peut demander certaines précisions aux candidats, ce qu'elle a fait pour deux candidats.

Après examen des offres par la CRE, il est apparu que quatre d'entre elles étaient susceptibles de présenter un tarif de référence sous-évalué et relevaient dès lors de la procédure prévue par les prescriptions de l'article 3.2.3 du cahier des charges. Les tarifs proposés par ces candidats s'établissent à un niveau sensiblement plus bas que le tarif indexé du lauréat de l'AO3¹⁹. Il apparaît donc que la compétition a été particulièrement vive, et que quatre candidats sur cinq ont fait des efforts importants sur le prix pour proposer l'offre la plus compétitive, notamment par le biais d'une structuration financière risquée renvoyant l'essentiel de la rémunération des capitaux investis à l'issue du contrat de soutien.

En conséquence, par courriers du 16 décembre 2022, la CRE a adressé aux candidats concernés des demandes d'explication et de complément sur plusieurs critères financiers ou techniques des offres.

[Confidentiel]

Les quatre candidats ont adressé dans les délais impartis des éléments visant à répondre à l'ensemble des demandes formulées par la CRE. La synthèse de l'analyse réalisée par la CRE et ses conclusions sont présentées dans la section suivante, tandis que le détail de l'analyse est présenté dans le rapport de synthèse et les fiches individuelles d'instruction des offres.

2.2 Analyse et conclusion des procédures ouvertes pour tarif de référence sous-évalué

2.2.1 Analyse de la structuration financière prévisionnelle des projets

2.2.1.1 Recours à des crédits relais fonds propres

Dans le cadre des procédures ouvertes pour tarif de référence sous-évalué, la CRE a analysé en détail le montage financier propre à chaque offre concernée.

En particulier, il apparaît que la plupart des candidats prévoient de mettre en place des crédits relais fonds propres. C'est une pratique du financement de projets d'infrastructures courante en période de taux bas, et actuellement utilisée pour certains parcs éoliens en mer français, [Confidentiel]. De tels crédits relais fonds propres étaient prévus dans un nombre limité d'offres dans le cadre de la procédure AO3. Cette pratique s'est généralisée depuis, dans un contexte de taux qui pourrait s'avérer moins favorable. De plus, leur mise en place nécessite la fourniture de garanties maison mère qui, si elles n'ont généralement pas d'effet sur le TRI actionnaires du projet, représentent un risque supplémentaire auquel sont exposés les actionnaires.

Ainsi, dans la présente procédure, le recours accru à cet outil de financement, avec des montants d'emprunt élevés liés au crédit relais fonds propres et l'allongement de sa maturité – allant jusqu'à 4 ans après la mise en service pour un candidat – a pour conséquence d'exposer plus fortement les projets au risque de taux

La mise en place d'un crédit relais fonds propres a été un élément structurant des plans d'affaires des candidats : combinée avec des parts de fonds propres élevées, elle a permis à certains candidats de proposer des offres particulièrement compétitives, au prix d'un risque de baisse de la rentabilité du projet en cas de détérioration des conditions de crédit.

¹⁹ Compte tenu de la formule d'indexation prévue par le cahier des charges de l'AO3, le tarif de référence du lauréat de Dunkerque, proposé initialement à un niveau de 44 €/2019/MWh, équivaut à un tarif de référence de 53 €/2022/MWh à fin 2022. A noter cependant qu'une partie de cette baisse peut s'expliquer par la plus grande protection offerte aux candidats par le cahier des charges de l'AO4.

2.2.1.2 Niveau du TRI actionnaires sur la période de soutien par l'Etat

Plusieurs candidats ont fait le choix de proposer un niveau de tarif de référence conduisant à une rémunération nulle des actionnaires pendant la durée du contrat de complément de rémunération. La rentabilité du projet pour ses actionnaires repose alors intégralement sur la période qui sépare la fin du contrat de complément de rémunération et la fin de vie de l'installation, pendant laquelle la production du parc sera vendue librement sur le marché. Le temps de retour sur investissement est ainsi repoussé par rapport aux offres faites dans le cadre de l'A03, en lien notamment avec l'allongement de la durée de vie des parcs éoliens en mer.

La rentabilité des actionnaires est donc rendue particulièrement sensible aux hypothèses prises sur la période post contrat de complément de rémunération, qui sont par nature très incertaines. La CRE a pu constater une grande variabilité de ces hypothèses entre candidats, que ce soit en matière de prix de l'énergie, de prix de la capacité ou de durée de vie de l'installation, posant encore une fois la question du bien-fondé de la comparaison d'offres sur la base d'écart d'estimations de prix de gros d'ici 30-40 ans, dont l'objectivité est particulièrement limitée.

2.2.2 Analyse des hypothèses retenues en matière de développements technologiques et de baisse des coûts

La mise en service du parc²⁰ est prévue par l'ensemble des candidats au second semestre de 2031, moins de 9 mois après la mise à disposition envisagée du raccordement, en cohérence avec la date de mise à disposition prévisionnelle du raccordement qui interviendrait a priori en mars 2031.

L'horizon du projet est donc lointain, ce qui conduit les candidats, d'une part, à effectuer dans leurs offres des paris technologiques et à intégrer donc des hypothèses incertaines quant aux innovations qui seront disponibles et, d'autre part, à considérer des trajectoires de baisse des coûts, également incertaines. Si tous les candidats tiennent bien compte des risques associés et intègrent des provisions pour aléas en conséquence, le contexte fortement concurrentiel les incite à retenir des trajectoires optimistes à la fois s'agissant des évolutions technologiques et de la baisse des coûts qui, si elles ne se matérialisaient pas *in fine*, pourraient mettre financièrement en difficulté les porteurs de projet ou les conduire à décaler la mise en service des parcs.

Ainsi, tous les candidats ont retenu une importante augmentation de la puissance unitaire des aérogénérateurs : 20 - 24 MW au lieu de 12- 13 MW pour l'A03. Combinées avec le doublement de la taille du parc (d'environ 500 MW à 1000 MW), ces évolutions rendent crédibles les baisses de coût prévues.

L'écart temporel, d'environ 5 ans entre la date de remise des offres et la date prévisionnelle du bouclage financier, complexifie l'établissement d'offres robustes par les candidats, et par là même, leur l'analyse par la CRE dans le cadre de la procédure, en cas de tarif de référence sous-évalué. En outre, au stade de la remise des offres, les études du site pour la caractérisation du sol et de la ressource en vent ne sont pas achevées, ce qui augmente également les incertitudes dans la construction des offres. Ces constats plaident globalement pour une réduction des délais entre l'attribution des parcs et leur mise en service, ce qui pourrait notamment passer par une obtention et une purge des recours des autorisations par l'Etat en amont de la mise en concurrence, un modèle que la CRE a recommandé à plusieurs reprises. A plus court terme, la CRE recommande la réalisation d'un panel d'études de dérisquage plus détaillé en amont de la procédure de mise en concurrence.

2.2.3 Conclusion des procédures relatives aux offres susceptibles de comporter un tarif de référence sous-évalué

Les procédures ouvertes pour tarifs de référence sous-évalués ont permis à la CRE d'approfondir les différents aspects des offres qui présentaient en première analyse des incohérences ou apparaissaient particulièrement risquées, sur le plan financier ou sur le plan technique.

Au vu des analyses réalisées, il apparaît que certaines offres présentent des fragilités notables dans certaines configurations et que ces candidats ont intégré des hypothèses optimistes qui exposeraient le projet à des risques non négligeables si elles s'avéraient erronées. Certaines offres présentent donc un risque de baisse non négligeable, résultant de facteurs externes, de la rentabilité estimée du projet (TRI actionnaires) au moment de la décision finale d'investissement. Toutefois, aucun élément ne permet à la CRE de conclure avec un niveau raisonnable de certitude qu'une telle baisse de rentabilité, si elle se produisait, conduirait les actionnaires à abandonner ou reporter le projet.

En conséquence, la CRE n'a pas éliminé les offres pour lesquelles une procédure pour tarif de référence sous-évalué a été ouverte.

La CRE formule dans la section 4.2 des recommandations sur les améliorations possibles en matière de prise en compte des risques pris par les candidats dans le cadre de l'instruction²¹.

²⁰ Définie au paragraphe 7.6 du cahier des charges comme 6 ans après l'attribution du parc ou, si le raccordement intervient plus tardivement, 9 mois après la date limite ou effective de mise à disposition des ouvrages de raccordement.

²¹ Cette prise de risque ne doit pas conduire *in fine* à compromettre la bonne réalisation du projet.

2.3 Classement et notation des offres

Au regard de cette conclusion et sur le fondement de l’instruction relative aux critères de recevabilité et de conformité et aux critères de notation, la CRE établit le classement présenté ci-dessous.

Classement	Candidat	Note
1	<i>Eoliennes en Mer Manche Normandie</i> <i>(actionnaires EDF Renouvelables France et Maple Power)</i>	99,92
2		
3		
4		
5		

La notation des candidats se répartit de la manière suivante :

- les tarifs de référence proposés étant compris entre 44,9 [Confidentiel], les notes relatives au tarif de référence sont comprises entre [Confidentiel] et 70 points²², sur un total de 70 points ;
- les notes obtenues sur le sous-critère relatif à la robustesse sont comprises entre 4 et 5 points sur 5 points, [Confidentiel];
- s’agissant de la prise en compte des enjeux environnementaux, les notes obtenues par les candidats sont comprises entre 14,48 et 15 points, la différenciation des notes se faisant uniquement sur le sous-critère relatif au nombre maximal d’éoliennes de l’installation (sur 2 points, avec des notes comprises entre 1,48 et 2 points) : l’ensemble des candidats a maximisé les points relatifs aux autres sous-critères du critère de prise en compte des enjeux environnementaux ;
- l’ensemble des candidats a maximisé les 10 points relatifs au critère sur la prise en compte des enjeux sociaux et de développement territorial.

Conformément au classement des offres issu de l’instruction, la CRE propose au ministre de retenir l’offre du candidat « Eoliennes en Mer Manche Normandie » (EMMN), dont les actionnaires sont EDF Renouvelables France et Maple Power.

3 L’INSTRUCTION REALISEE PAR LA CRE DANS LE CADRE DU PRESENT APPEL D’OFFRES L’AMENE A FORMULER PLUSIEURS RECOMMANDATIONS

3.1 Pour accompagner l’accélération des procédures et éviter une trop grande concentration du marché

3.1.1 Passage à l’échelle des procédures

Le développement accéléré de la filière de l’éolien en mer (posé et flottant), qui devrait notamment être facilité par la mise en place rapide d’une planification ambitieuse de l’éolien en mer dans les prochains mois (cf. paragraphe 2.3), devra nécessairement passer par une standardisation et une montée en charge des procédures concurrentielles.

Les principes dimensionnants des cahiers des charges des projets éoliens en mer sont aujourd’hui globalement stabilisés : la phase de dialogue porte désormais sur des aspects plus techniques. De façon à accélérer la procédure d’attribution, il est aujourd’hui indispensable de passer à une procédure standardisée d’appel d’offres pour les prochaines mises en concurrence relatives à l’éolien en mer. La filière a eu l’occasion de remonter les derniers mois les difficultés liées à une mobilisation longue des candidats, dans le cadre de procédures qui continuent à se

²² La construction de la formule de notation du critère prix conduit mécaniquement à ce que le candidat proposant l’offre la plus basse bénéficie du montant maximum de points sur ce critère.



succéder sans rationalisation. Ceci engendre des surcoûts importants pour les candidats, et risque de conduire de plus en plus d'industriels à renoncer au marché français de l'éolien en mer. Certains acteurs majeurs en Europe n'ont pas participé à l'AO4 ce que la CRE regrette.

Dans le cadre du processus de planification du développement de l'éolien en mer, qui doit avoir lieu dans les prochains mois en France, la CRE estime ainsi qu'il serait pertinent :

- de **définir un modèle de cahier des charges pérenne, pouvant éventuellement contenir des dispositions modulables selon le type de projet objet de la procédure** (par exemple s'agissant de la pondération des différents critères hors critère prix) ;
- de **notifier un tel modèle de cahier des charges à la Commission européenne ainsi que le calendrier des procédures pour les cinq prochaines années et les volumes concernés** ;

Par ailleurs, il conviendrait :

- de **mener des appels d'offres de plus grande échelle**, portant simultanément sur plusieurs lots de parcs et d'éviter la succession voire la juxtaposition de procédures disjointes : ceci permettrait en particulier de limiter les coûts de candidature particulièrement importants pour les candidats ;
- de **communiquer sur un calendrier d'appels d'offres sur dix ans**, afin de donner la visibilité nécessaire à la filière, et notamment sur le plan industriel.

A titre d'exemple, il convient de noter que le régulateur allemand a lancé le 31 janvier une procédure commune d'appels d'offres pour quatre zones représentant une capacité cumulée de 7 GW d'éolien en mer. En Irlande, l'enquête dite « ORESS I » aura lieu en 2023 pour une capacité de projets éoliens en mer totale de 2,5 GW.

Enfin, la CRE considère que le modèle cible le plus efficace à terme serait que les autorisations nécessaires soient obtenues (par le GRT pour la partie raccordement et par l'État pour la partie dédiée au parc éolien en mer) et purgées de tout recours en amont du lancement de la procédure de mise en concurrence, comme cela peut être le cas aux Pays-Bas. Cette modification n'accélérerait toutefois pas la mise en service des prochains projets dans la mesure où le lancement de la procédure de mise en concurrence serait décalé de la durée nécessaire à l'obtention des autorisations. Une plus grande planification du développement de l'éolien en mer constitue dès lors un prérequis pour la mise en place, à terme, de cette mesure.

3.1.2 Mesures concurrentielles

La proposition de lauréat formulée par la CRE pourrait conduire, à l'horizon de la mise en service du parc prévue en 2031, à ce que les deux actionnaires du groupement (EDF Renouvelables et Enbridge) exploitent deux tiers du parc éolien en mer commercial français (5 parcs sur 8, pour environ 3 GW sur un total de 4,5 GW). La CRE constate ainsi à ce stade une concentration élevée du marché de l'éolien en mer en France, qui ne s'observe pas ailleurs en Europe ni dans les autres filières renouvelables en France. Elle a pour conséquence une concentration des risques inhérents au déploiement de projets éoliens en mer, qui sont structurellement plus importants que pour d'autres filières. Pour cette raison, et pour des raisons de concurrence, la CRE considère cette situation comme très insatisfaisante.

Afin d'assurer un développement concurrentiel de l'éolien en mer, permettant de mobiliser les ressources financières et les compétences disponibles en France et Europe, et afin de diversifier les risques industriels de réalisation du programme de déploiement de l'éolien en mer français, la CRE recommande :

- **Que les futurs appels d'offres portant sur plusieurs parcs prévoient une attribution des lots, a minima, à au moins deux candidats.** En particulier, s'agissant de la procédure AO6, dont l'instruction par la CRE devrait se dérouler d'ici 2024, portant sur deux installations éoliennes flottantes de production d'électricité en mer Méditerranée d'une puissance comprise entre 230 MW et 280 MW, la CRE estime que le cahier des charges devrait prévoir une attribution des deux projets à deux candidats différents dès lors, notamment, que rien ne s'oppose juridiquement à une telle disposition.
- **D'étudier en détail la question des avantages concurrentiels dans le cadre des extensions de parcs déjà attribuées.**
- **D'améliorer le partage des données relatives à l'exploitation des parcs éoliens en mer en s'assurant du respect d'un maximum de transparence** en application des différents règlements européens²³.

La CRE appelle les pouvoirs publics à prendre rapidement des mesures garantissant une diversification des opérateurs de parcs éoliens en mer en France.

²³ Notamment article 16 du règlement (UE) n ° 543/2013 de la Commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) n ° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE.

3.2 Pour se doter de moyens complémentaires pour apprécier la robustesse des offres

Le retour d'expérience de l'instruction de la présente procédure conduit la CRE à formuler plusieurs recommandations pour les prochaines procédures s'agissant de l'analyse de la robustesse des offres.

3.2.1 Sous-critère relatif à l'évaluation de la robustesse des offres

L'instruction de l'AO4 a globalement révélé une prise de risque importante des candidats à la fois sur la structuration financière de leurs offres, dans les choix technologiques, dans les hypothèses de revenus post-contrat de complément de rémunération ou dans l'estimation des coûts à l'horizon du bouclage financier.

Compte tenu de l'importance de la réalisation des parcs éoliens en mer dans les délais impartis, il apparaît important que le critère relatif à la robustesse des offres permette d'éviter que les candidats s'engagent sur un niveau de risques susceptible de compromettre la bonne réalisation du projet. Ainsi, dans le cadre des prochaines procédures, **la CRE recommande d'augmenter la pondération de ce sous-critère en lui consacrant 10 points.**

Par ailleurs, comme indiqué au paragraphe 3.2.1, la CRE a pu constater que les modalités retenues pour le montage financier prévisionnel du projet pouvaient fortement varier entre les candidats et constituaient un élément différenciant des offres, jouant un rôle majeur dans la compétitivité de certaines, tout en les exposant à des risques financiers accrus. **La CRE recommande donc d'ajouter, au sein du sous-critère robustesse, une évaluation de la robustesse du montage financier.**

Enfin, la CRE estime que, dans le cadre de l'analyse de la robustesse d'une offre, il peut être pertinent d'analyser les hypothèses retenues par les candidats les unes par rapport aux autres. En effet, les hypothèses retenues par les autres candidats sont une des données les plus pertinentes disponibles compte tenu des spécificités des projets éoliens en mer et de leur horizon de développement. La CRE recommande donc de prévoir explicitement qu'elle peut analyser la crédibilité des hypothèses d'un candidat notamment par comparaison avec celles retenues par les autres candidats.

3.2.2 Impact des hypothèses de long terme de prix de gros de l'électricité

La durée de vie des installations devrait être de 30 ans a minima, alors que le contrat de soutien dont bénéficiera le producteur court sur une durée de 20 ans. Lors de la préparation de leurs offres, les candidats à la présente procédure ont ainsi été amenés à estimer le montant de leurs revenus post-contrat de complément de rémunération jusqu'à la fin d'exploitation du parc. Pour cela, ils ont considéré des hypothèses de prix de gros de l'électricité sur le long terme dans leurs plans d'affaires (énergie et capacité). L'instruction démontre que ces revenus ont un impact notable sur la rentabilité des projets, indépendamment même du choix d'une rémunération des actionnaires quasi nulle sur la durée du contrat de soutien. Or, leur estimation se fonde sur des hypothèses de prix de gros à un horizon très lointain (30 à 40 ans) qui sont donc hautement incertaines. Des hypothèses trop optimistes amènent à afficher une rentabilité artificiellement élevée, qui reflète difficilement la viabilité financière du projet ; en tout état de cause, elles ne devraient pas influencer le classement des candidatures.

Dans la mesure où l'estimation de tels revenus est dépourvue de tout caractère objectif sur de tels horizons de temps, l'emploi par les candidats d'un scénario de prix de l'électricité unique, défini dans le cahier des charges, permettrait de résoudre cette difficulté et d'améliorer la comparabilité des offres.

3.3 Pour une accélération de la mise en service

3.3.1 Report de la date butoir en cas de recours contentieux

Dans la mesure où le raccordement devrait a priori être sur le chemin critique du projet dans le cadre de la présente procédure, la date butoir sera définie à partir de la date de mise à disposition des ouvrages de raccordement. Dans ce cas, le cahier des charges prévoit qu'en cas de recours contentieux, la date butoir de mise en service peut être reportée « *si le producteur établit que la période de traitement des recours est de nature à l'empêcher de respecter la date butoir de mise en service* ».

La CRE a pu constater que la plupart des candidats considèrent que l'existence d'un contentieux sur l'autorisation unique du projet n'est pas de nature à retarder la mise en service du projet et que le traitement du recours peut être parallélisé avec la phase de développement du projet (un candidat uniquement estime explicitement qu'un recours contentieux serait de nature à retarder la mise en service de l'installation et donnerait lieu au report de la date butoir de mise en service).

Ainsi, **la CRE considère que les recours contentieux ne devraient pas constituer un motif de report de la date butoir de mise en service figurant explicitement dans le cahier des charges lorsque celle-ci est définie à partir de la date effective de mise à disposition des ouvrages de raccordement.**

3.3.2 Mise en place d'un critère de notation relatif à la date butoir

Pour garantir que la date butoir soit bien calibrée et suffisamment ambitieuse, **une solution possible consisterait à laisser les candidats s'engager au moment de leurs offres sur le délai de mise en service qui leur paraît nécessaire**, dans la mesure où le dialogue concurrentiel ne permet pas de lever totalement l'asymétrie d'information qui existe entre les candidats et l'Etat sur les délais nécessaires aux différentes étapes de la mise en service d'un parc éolien en mer. Les candidats arbitraient ainsi entre la valeur du point de notation et les éventuels surcoûts liés à une accélération de la mise en service.

Il apparaît cependant que pour les procédures où le raccordement pourrait se trouver sur le chemin critique des projets, la mise en place d'un tel critère de notation pourrait ne pas être adaptée. Un potentiel engagement du candidat doit en effet retranscrire sa capacité à accélérer un calendrier sur lequel il peut influencer et non un pari sur les délais nécessaires au raccordement.

3.3.3 Pénalités de retard de mise en service

Si le producteur ne respecte pas le délai de mise en service, il s'expose à une pénalité de 35 000 € par jour pendant la première année de retard, 75 000 € par jour pendant la deuxième année de retard et 150 000 € par jour chacune des années de retard suivantes. La durée du contrat de soutien est également réduite du nombre de jours de retard.

Lors de son instruction, la CRE a pu constater que la réduction de la durée du contrat de complément de rémunération n'était pas perçue par les candidats comme pénalisante, au contraire. En effet, la prévision du niveau de tarif lors des dernières années du contrat de complément de rémunération s'est révélée sensiblement inférieure à leur prévision de prix de gros pour cette période. Ainsi la réduction de la durée du contrat permet une vente plus rapide sur le marché après la mise en service de l'installation et est finalement bénéfique pour le plan d'affaires prévisionnel du candidat.

La CRE considère que l'incitation du lauréat à respecter les délais ne devrait pas dépendre de sa perception pendant les différentes phases de la construction de prix de gros qui se matérialiseront plus de 20 années plus tard. Ainsi **la CRE recommande de supprimer la disposition selon laquelle la durée du contrat de complément de rémunération est diminuée du nombre de jours de retard et d'augmenter globalement le niveau des pénalités de retard.** Cette évolution permettrait à la puissance publique de mieux anticiper la façon dont l'ensemble du système de pénalité sera perçu par le futur lauréat.

3.3.4 Temporalité de l'indexation précédant la mise en service de l'installation

Le cahier des charges de l'A04 prévoit une indexation du tarif de référence entre la date limite de remise de l'offre et une date située 27 mois (24 mois + 3 mois liés à la publication des indices INSEE) après la date à laquelle la décision de désignation du lauréat et l'autorisation unique du projet sont purgées de tout recours (« T1 »).

Lors de son instruction, la CRE a pu constater que les candidats considèrent généralement que les coûts d'investissement évoluent avec l'inflation et le coût des matières premières jusqu'au moment du bouclage financier (dont la date est très variable mais en moyenne de l'ordre de 12 à 18 mois après la date T1) et sont stables par la suite, même si leur paiement est éventuellement différé.

Ainsi, un mauvais calibrage de la temporalité de l'indexation prévue par le cahier des charges introduit un risque résiduel pour les candidats s'agissant des hypothèses d'inflation retenues entre le bouclage financier (date de sécurisation des coûts d'approvisionnement) et la date à laquelle l'indexation prend fin. En outre, il est susceptible d'inciter le producteur à retarder son bouclage financier, ce qui pourrait induire un retard dans la mise en service de l'installation.

La CRE recommande donc dès les prochaines procédures de réduire la durée d'indexation du tarif de référence à une date située entre 12 et 18 mois après la date à laquelle la décision de désignation du lauréat et l'autorisation unique du projet sont purgées de tout recours, au lieu de 27 mois.

3.3.5 Critère relatif au nombre maximal d'éoliennes

Lors de l'instruction de la présente procédure, la CRE a constaté que certains candidats ont pu prendre des risques relativement importants s'agissant de la marge entre :

- la puissance unitaire des aérogénérateurs prévue dans leurs offres ;
- la puissance minimale nécessaire au respect de leur engagement sur le nombre maximal d'éoliennes.

Un engagement trop optimiste sur le nombre maximal d'aérogénérateurs met en danger la réalisation du projet dans les délais prévus par le cahier des charges : pour obtenir son attestation de conformité (sans quoi le lauréat perd son autorisation d'exploiter) le candidat doit notamment i) respecter son engagement sur le nombre maximal d'éoliennes et ii) respecter la puissance minimale du parc de 1000 MW prescrite par le cahier des charges. Pour concilier ces deux obligations, le lauréat pourrait être dans l'obligation d'attendre que des éoliennes d'une puissance unitaire suffisante soient développées.

La CRE considère donc que la mise en concurrence des candidats sur ce critère n'apparaît pas souhaitable. Si l'Etat souhaite limiter le nombre d'éoliennes dans la zone, il apparaît préférable d'en faire une obligation qui serait la même pour l'ensemble des candidats plutôt qu'un critère de notation. Il convient de noter que le lauréat est naturellement incité à diminuer au maximum le nombre d'éoliennes afin d'améliorer l'économie du projet.

3.4 Pour faciliter et améliorer la qualité de l'instruction des offres

La CRE a été confrontée à plusieurs difficultés d'ordre technique et opérationnel dans le cadre de l'instruction de la présente procédure concurrentielle. Elle a ainsi formulé plusieurs recommandations relatives à la phase d'instruction des offres dans la section 3.5 dans son avis relatif au cahier des charges de l'AO5.

Sur l'évolution de la composition des candidats, la CRE insiste sur le fait qu'il est indispensable qu'en amont de la date de dépôt des offres, les services du ministère transmettent à la CRE une liste de l'ensemble des modifications de composition des candidats agréés par le ministre chargé de l'énergie au cours du dialogue concurrentiel.

Sur le modèle financier simplifié renseigné par les candidats, la CRE souhaite ainsi réinsister sur l'importance pour les candidats de s'assurer de la cohérence des données présentées et recommande de prévoir que le certificat d'audit émis par un expert indépendant doit explicitement indiquer que le contenu du formulaire financier est cohérent avec le modèle financier plus détaillé du candidat.

Sur les éléments contenus dans la « note robustesse », la CRE recommande de préciser que certains éléments doivent être fournis par les candidats, notamment la méthode détaillée de construction du TRI actionnaires à échéance et une appréciation probabiliste des risques relatifs à l'offre effectuée.

4 LE CADRE DE DEVELOPPEMENT DE L'EOLIEN EN MER N'EST PLUS CELUI D'UN DISPOSITIF DE SOUTIEN AU SENS PREMIER

4.1 Des charges de service public de l'énergie prévisionnelles négatives dans deux scénarii

Le tableau ci-dessous donne l'estimation des charges de service public générées par le projet que la CRE propose de retenir sur les 20 ans du contrat de complément de rémunération, pour trois scénarii de prix de marché.

Les montants des évaluations menées par la CRE et par le candidat que la CRE propose de retenir correspondent à des sommes algébriques d'euros courants. Les hypothèses retenues pour cette estimation sont détaillées au sein du rapport de synthèse de l'instruction. Une valeur positive indique que le producteur reçoit une subvention de l'État et une valeur négative indique qu'il restitue un montant à l'État.

Charges de service public (en M€ courants)	Scénario PPE avec un prix de l'électricité à 42 €/MWh en 2028	Scénario PPE avec un prix de l'électricité à 56 €/MWh en 2028	Scénario tendanciel	Cas actionnaires du plan d'affaires du lauréat que la CRE propose de retenir
20 ans du contrat de soutien	1142	-528	-4 762	-3 370

Les évaluations effectuées par la CRE, dans deux scénarii, ou par le candidat, conduisent à une situation où le contrat de complément génère un flux de revenus du producteur vers l'Etat sur les vingt années du contrat de complément de rémunération (entre 0,5 Md€ et 4,8 Mds€ dans les 3 estimations conduisant à des charges négatives).



4.2 Ces constats doivent conduire l'Etat à faire évoluer le modèle de développement de l'éolien en mer

Compte-tenu de la compétitivité de la filière de l'éolien en mer posé, les candidats ont soumis des offres dans lesquelles ils estiment que le complément de rémunération engendrera, au global, des revenus pour le budget de l'Etat. Le contrat de complément de rémunération n'est ainsi plus perçu comme un contrat de soutien mais comme une redevance payée à l'Etat pour bénéficiaire du droit d'occuper la zone concernée. Ce nouveau contexte doit conduire à repenser certaines clauses du cahier des charges qui ne remplissent plus leur objectif (par exemple, la réduction de la durée du contrat de soutien comme moyen d'inciter à une mise en service plus rapide).

En outre, du fait d'un différentiel important entre la durée du contrat de complément de rémunération (20 ans) et la durée prévisionnelle d'exploitation des parcs (30-35 ans), les candidats ont constitué leurs offres en considérant que des revenus relativement faibles pendant la durée du contrat de complément de rémunération étaient acceptables, du fait de l'espérance de revenus conséquents post-contrat de soutien. Ce changement de modèle aboutit à des situations dans lesquelles la rentabilité des projets se construit sur des périodes pendant lesquelles les performances du parc et la valorisation de l'électricité produite seront beaucoup plus incertaines²⁴.

Dans la mesure où un soutien de l'Etat n'est plus structurellement nécessaire, la stabilité des revenus requise par les porteurs de projet peut être assurée par d'autres moyens, notamment en concluant des contrats de type *Power Purchase Agreement* (PPA) avec des consommateurs ou des fournisseurs, à la recherche d'un approvisionnement sur le long terme, à un prix stabilisé, en électricité renouvelable. Il convient toutefois de noter que ce constat s'applique aujourd'hui principalement à l'éolien posé.

En tout état de cause, la CRE considère qu'il est souhaitable de faire évoluer les modalités de mise en concurrence pour les procédures postérieures à l'A08, afin de les ouvrir à des projets ne demandant pas un contrat de complément de rémunération. La loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, adoptée par le Parlement le 7 février 2023, permet désormais la tenue d'« appels d'offres mixtes »²⁵. Cette évolution aurait pour effet 1) de réduire l'exposition du budget de l'Etat au risque d'évolution des prix de marché de l'électricité, en le transférant à d'autres acteurs à même de prendre le relais, et 2) de favoriser le développement des PPA.

Dans les conditions de marché actuelles (cf. supra), il n'est pas évident que la suppression de toute possibilité d'accéder à un contrat de complément de rémunération pourrait permettre de voir émerger un nombre de projets candidats sans soutien étatique suffisant et donc un niveau de concurrence satisfaisant. La CRE est ainsi favorable à ce que, dans un premier temps, les projets sans soutien soient intégrés à la mise en concurrence au même titre que les projets avec soutien :

- sans soutien, chaque porteur de projet proposerait un montant de redevance annuelle qu'il s'engagerait à payer à l'Etat s'il était désigné lauréat (qui pourrait être un montant fixe ou un pourcentage du revenu de l'installation associé à un engagement de niveau minimum de production annuelle) ;
- avec soutien, les offres porteraient toujours sur le niveau du tarif de référence.

Toutes les offres, avec ou sans contrat de complément de rémunération, pourraient alors être comparées du point de vue de l'intérêt financier pour l'Etat. Les hypothèses nécessaires à cette évaluation devraient être définies et partagées en amont avec les porteurs de projet. Par ailleurs, la possibilité de soumettre des offres mixtes ouverte par la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, dans laquelle seulement une partie du parc s'inscrirait dans le cadre classique du complément de rémunération, pourrait être mise en œuvre. Cette option permettrait aux porteurs de projet, prévoyant de conclure un contrat PPA pour une partie du parc seulement, de mitiger un risque avec lequel ils pourraient être moins familiers dans un premier temps.

Un mécanisme d'appel d'offres défini selon les modalités décrites ci-dessus permettrait de moderniser le développement de l'éolien en mer en France en ouvrant la procédure à des projets ne souhaitant pas conclure de contrat de complément de rémunération, dans un contexte où les subventions n'apparaissent plus forcément nécessaires.

²⁴ Ainsi, la majorité des offres sont construites sur la base d'une hypothèse de TRI actionnaires nul sur la durée du contrat de complément de rémunération.

²⁵ Il demeure dans tous les cas nécessaire de s'assurer que le développement des projets éoliens en mer se fait au bénéfice de la collectivité, en conservant une procédure concurrentielle dans la mesure où 1) le raccordement resterait financé par RTE et son coût serait en fine supporté par les consommateurs via le TURPE et 2) l'Etat accorde aux producteurs un droit d'occupation du domaine public maritime ou de la zone économique exclusive. A ce titre, le choix d'un lauréat par le biais d'un tirage au sort ou de critères uniquement qualitatifs ne semble pas pertinent.

DECISION DE LA CRE

La période de remise des offres dans le cadre du dialogue concurrentiel n° 1/2020 portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de la Normandie s'est clôturée le 10 novembre 2022.

A l'issue de l'instruction, la CRE adopte le rapport de synthèse et les fiches d'instruction ci-joints et propose à la ministre de retenir l'offre du candidat « Eoliennes en Mer Manche Normandie » (EMMN), première du classement établi par la CRE, dont les actionnaires sont EDF Renouvelables France et Maple Power.

L'instruction réalisée par la CRE dans le cadre du présent dialogue concurrentiel l'amène à formuler plusieurs recommandations pour les futures procédures de mise en concurrence portant sur des projets d'éoliennes en mer :

S'agissant de la procédure de mise en concurrence :

- De façon à accélérer la procédure d'attribution, la CRE estime qu'il **est aujourd'hui indispensable de passer à une procédure standardisée d'appel d'offres** ;
- Dans le cadre du processus de planification du développement de l'éolien en mer, qui doit avoir lieu dans les prochains mois en France, la CRE estime qu'il serait pertinent :
 - **de définir un modèle de cahier des charges pérenne**, pouvant éventuellement contenir des dispositions modulables selon le type de projet objet de la procédure (par exemple s'agissant de la pondération des différents critères hors critère prix) ;
 - **de notifier un tel modèle de cahier des charges à la Commission européenne ainsi que le calendrier des procédures pour les cinq prochaines années et les volumes concernés** ;
- Par ailleurs la CRE considère qu'il serait pertinent :
 - de **mener des appels d'offres de plus grande échelle, portant simultanément sur plusieurs lots** de parcs et d'éviter la succession voire la juxtaposition de procédures disjointes : ceci permettrait en particulier de limiter les coûts de candidature particulièrement importants pour les candidats ;
 - de **communiquer sur un calendrier d'appels d'offres sur dix ans**, afin de donner la visibilité nécessaire à la filière, et notamment sur le plan industriel.

Afin d'assurer un **développement concurrentiel de l'éolien en mer, permettant de mobiliser l'ensemble des ressources financières et des compétences disponibles en France et Europe, et afin de diversifier les risques industriels de réalisation du programme de déploiement de l'éolien en mer en France**, la CRE recommande :

- **Que les futurs appels d'offres portant sur plusieurs parcs prévoient une attribution des lots, a minima, à au moins deux candidats**. En particulier, s'agissant de la procédure AO6 portant sur deux installations éoliennes flottantes de production d'électricité en mer Méditerranée, la CRE estime que le cahier des charges devrait prévoir une attribution des deux projets à deux candidats différents dès lors, notamment, que rien ne s'oppose juridiquement à une telle disposition.
- **D'étudier en détail la question des avantages concurrentiels** dans le cadre de l'attribution des extensions de parcs déjà attribuées.

Dans le cadre d'appels d'offres portant sur la conclusion d'un contrat de complément de rémunération, s'agissant du sous-critère relatif à la robustesse des offres, la CRE recommande d'augmenter sa pondération en lui consacrant 10 points et d'ajouter, au sein de ce sous-critère, une évaluation de la robustesse du montage financier.

Plus largement, s'agissant du cadre plus général de développement de l'éolien en mer, la CRE constate que le contrat de complément de rémunération n'est plus perçu comme un contrat de soutien mais comme une redevance payée à l'Etat pour bénéficier du droit d'occuper la zone concernée. Dans ce cadre, la CRE considère qu'il est souhaitable de **faire évoluer les modalités de mise en concurrence pour les procédures postérieures à l'AO8, afin de les ouvrir à des projets ne demandant pas un contrat de complément de rémunération.**

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise à la ministre de la transition énergétique.

Délibéré à Paris, le 9 mars 2023.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
La présidente,

Emmanuelle WARGON