

REPONSE DE LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE A LA CONSULTATION DU MINISTERE DE LA TRANSITION ENERGETIQUE SUR L'ACCELERATION DU DEVELOPPEMENT DE L'EOLIEN EN EN MER EN FRANCE

Afin d'accélérer le développement de l'éolien en mer en France, la DGEC souhaiterait consulter la filière et les parties prenantes sur les procédures d'attribution du soutien public pour les projets et sur le modèle économique des installations. Les sujets relatifs à la planification et à la définition des objectifs prévus dans la prochaine loi de programmation pluriannuelle de l'énergie ne sont pas l'objet de cette consultation.

A partir des questions mentionnées ci-dessous et de la note de cadrage jointe, vous pouvez faire parvenir votre contribution écrite à l'adresse mél suivante emr@developpement-durable.gouv.fr en précisant si son contenu est confidentiel ou s'il peut être rendu public. La contribution doit, de préférence, ne pas dépasser 30 pages.

La DGEC se réserve la possibilité d'organiser des réunions d'échanges dédiées pour approfondir certaines contributions. La DGEC encourage les répondants à inclure dans leurs réponses les enjeux législatifs et réglementaires identifiés en lien avec les différentes options présentées dans ce document.

A titre liminaire, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) souhaite remercier le Ministère de la transition énergétique pour l'organisation de cette consultation, qui doit permettre à l'ensemble des parties prenantes de se positionner sur les modalités du développement pérenne de la filière éolien en mer.

La CRE estime les enjeux liés à cette filière d'une importance majeure. Ils s'inscrivent dans les objectifs ambitieux annoncés le 10 février 2022 par le Président de la République (50 parcs éolien en mer, soit environ 40 GW, mis en service d'ici à 2050) qui sont indispensables pour :

- assurer la sécurité d'approvisionnement et la décarbonation du pays ;
- du fait de la forte compétitivité de la filière, maîtriser les prix de l'électricité pour les consommateurs, notamment dans un contexte d'accélération de la réindustrialisation de la France.

L'atteinte de ces objectifs ambitieux pourrait nécessiter des investissements de l'ordre de plus de 100 Mds€ (développement et raccordement des parcs). La CRE considère donc qu'il est fondamental de rechercher un cadre optimal pour le développement de la filière, notamment s'agissant des procédures d'attribution, du soutien public et du modèle économique des installations.

1. Concernant le processus d'attribution des projets à des développeurs

1.1. Questions posées par la DGEC sur le choix des procédures de mise en concurrence

- (i). Pour les procédures ultérieures à celle de l'appel d'offres n°8 en Normandie, quelle procédure vous paraît la plus adaptée (dialogue concurrentiel accéléré, appel d'offres simple, appel d'offres sur un cahier des charges type) ?

Réponse :

Comme explicité dans ses avis du 8 septembre 2022 portant sur les documents de consultation des procédures AO7 et AO8, la CRE est favorable au passage de procédures de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel à un format d'appel d'offres plus standardisé.

En effet, si le dialogue concurrentiel offre un cadrage aux échanges entre l'État et les candidats en amont de la publication du cahier des charges, il alourdit et allonge considérablement l'attribution du projet. En effet, par rapport à une procédure plus standardisée d'appel d'offres, la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel comprend plusieurs étapes supplémentaires : la saisine de la CRE sur un document de consultation suivie de l'avis de la CRE sur ce document (délai réglementaire de 1 mois), la publication de l'avis d'appel à concurrence au Journal Officiel de l'Union européenne puis le dépôt des candidatures dans le cadre de la phase de présélection pour la participation au dialogue concurrentiel (délai réglementaire de 2 mois), l'examen des candidatures et la délibération de la CRE correspondante (délai réglementaire de 1 mois), puis la désignation des candidats présélectionnés et le dialogue concurrentiel entre l'État et les candidats (délai de 3 mois prévu dans les procédures AO7 et AO8).

S'agissant de la phase de dialogue en elle-même, sa durée a été progressivement réduite depuis l'AO4, et le contenu des échanges prévus pour les procédures AO7 et AO8 se centre davantage sur les spécificités des projets considérés, ce qui va dans le sens des recommandations de la CRE. Toutefois, le passage à un appel d'offres simple ou sur un cahier des charges type permettrait un gain de temps supplémentaire notable. De plus, le fonctionnement en dialogue concurrentiel avec plusieurs procédures se succédant pour des projets de taille restreinte (au lieu d'une procédure les regroupant avec une puissance plus importante) accroît les difficultés d'organisation pour les candidats, selon les échanges que la CRE a eus avec la filière. Cela 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.

Ainsi, après six dialogues concurrentiels (procédures AO3 à AO8) qui auront permis de stabiliser les cahiers des charges des mises en concurrence pour des projets éoliens en mer, le choix d'une procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n'est plus justifié. La CRE estime donc 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, éolien posé ou flottant notamment (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.

Le modèle que la CRE recommande est donc celui d'un appel d'offres standardisé, au sens où elle n'est pas favorable à la poursuite de dialogues concurrentiels et à la présélection des candidats, tout en conservant une certaine flexibilité sur les modalités du cahier des charges.

(ii). Quels sont les avantages et inconvénients des trois procédures ?

Réponse :

Le dialogue concurrentiel donne un cadre mieux défini aux échanges sur les modalités du futur cahier des charges, et limite les contributeurs aux candidats présélectionnés. Si cela permet de rationaliser les échanges, cela exclut en revanche d'autres types de parties prenantes dont l'avis doit également être pris en considération (industriels, agrégateurs, prêteurs...). La lourdeur et les délais associés sont également des inconvénients majeurs mentionnés à la réponse précédente, d'autant plus s'agissant de plusieurs procédures de taille restreinte.

Un appel d'offres permet d'éviter ces inconvénients, mais nécessite un cadrage préalable. Une certaine standardisation est nécessaire pour donner de la visibilité aux acteurs de l'éolien en mer (avantage d'un appel d'offres avec cahier des charges type), tandis qu'il est important de conserver de la flexibilité pour adapter le cahier des charges aux spécificités des zones (avantage d'un appel d'offres simple).

- (iii). Vous paraît-il pertinent de disposer de cahiers des charges types et donc d'une standardisation des appels d'offres ?

Réponse :

Comme explicité ci-dessus, la standardisation est nécessaire pour donner de la visibilité aux acteurs de l'éolien en mer, opérer un passage à l'échelle des procédures et une accélération des attributions. La CRE constate que l'écart par rapport au fonctionnement actuel n'est pas majeur puisqu'actuellement les cahiers des charges évoluent déjà peu entre les procédures successives. En revanche, acter cette standardisation est nécessaire pour bénéficier de ces gains de délais et de coûts. La CRE estime notamment qu'il est souhaitable d'uniformiser les modalités des contrats de complément de rémunération et en particulier la définition du prix de référence marché dit « MO », dans la perspective des évolutions futures du fonctionnement du marché de gros.

Il convient de noter qu'un cahier des charges standardisé n'est pas incompatible avec le maintien d'une certaine flexibilité (dispositions modulables selon le type de projet). Ainsi, dans le cas d'un appel d'offres portant sur une puissance plus importante et comprenant un allotissement, l'introduction de clauses spécifiques pour certains lots permettra de tenir compte des éventuelles contraintes locales.

Plus généralement, la CRE souhaite souligner que la concrétisation de l'important programme de déploiement annoncé pour l'éolien en mer et la réussite de la transition énergétique ne peut s'envisager sans une réflexion stratégique sur leurs impacts industriels, environnementaux et sur le développement des territoires. A cet égard, le critère économique ne devra ainsi pas être l'unique critère permettant de départager les offres dans le cadre de futurs cahiers des charges types. De plus, une évaluation attentive de la robustesse des offres lors de la phase d'attribution apparaît cruciale pour atteindre dans les délais les objectifs que la France s'est fixés en matière d'éolien en mer.

- (iv). Dans le cas d'un appel d'offres simple, quelles modalités d'échange en amont sur le cahier des charges devraient être prévues ? Quelles modalités de publicité faudrait-il prévoir, en l'absence d'avis publié au Journal Officiel de l'Union européenne, comme c'est aujourd'hui le cas pour la phase de présélection de dialogue concurrentiel ?

Réponse :

La CRE est favorable à une consultation pour l'élaboration d'un cahier des charges standardisé, ouverte à l'ensemble des acteurs de l'éolien en mer (développeurs, mais également industriels, agrégateurs, prêteurs...).

Afin de garantir l'information des opérateurs économiques raisonnablement vigilants pouvant être intéressés par la procédure et de s'assurer du respect des principes de transparence et d'égalité de traitement, les autorités publiques pourraient recourir à un avis de préinformation publié au JOUE (articles R. 2131 et suivants du code de la commande publique (CPC)), au sein duquel les modalités d'échanges seraient précisées. Il pourrait être également pertinent de procéder à des publications supplémentaires, telles que prévues à l'article R. 2131-18 du code de la commande publique, notamment la publication d'un avis dans la presse spécialisée (cf. *Guide de bonnes pratiques en matière de marchés publics*, art. 10.2.1.4.). Ces avis pourront renvoyer, comme c'est le cas aujourd'hui, à la page dédiée sur le site internet de la CRE, ou à toute autre page d'information afin que tous les acteurs aient accès à ces informations.

La CRE ne voit pas de frein à conduire de telles réunions ouvertes, réservées aux professionnels de l'éolien en mer. Elle partage l'intérêt de mener une consultation pour l'élaboration d'un cahier des charges standardisé, selon les modalités décrites ci-dessus.

La CRE estime qu'il convient notamment de s'inspirer des bonnes pratiques applicables lors d'un *sourcing* en commande publique (art. R. 2111-1 du CPC). La CRE note que la direction des achats de l'Etat a publié en 2019 un guide relatif au *sourcing* proposant des bonnes pratiques et une boîte à outils à l'intention des acheteurs. A la suite de la consultation publique, les autorités publiques pourraient inviter les opérateurs intéressés à leur adresser leurs principales contributions et questions dont les réponses seraient rendues publiques.

Des réunions, sous réserve d'inscription, pourraient également être organisées afin d'exposer certaines problématiques plus précises. A l'issue de ces réunions, les acteurs pourraient être invités à poser de nouvelles

questions écrites. Enfin, dans son guide, la direction des achats de l'Etat propose aux acheteurs de réaliser des entretiens avec certains opérateurs sous réserve d'assurer leur traçabilité notamment par des comptes-rendus exhaustifs.

- (v). Quelles modalités d'échange faudrait-il prévoir tout au long de la procédure après l'élaboration du cahier des charges pour assurer l'égalité entre les candidats et la transparence des candidatures tout en préservant la confidentialité des informations relevant du secret technique et commercial ? Est-il envisageable d'organiser des réunions auxquelles tout le monde pourrait participer ? Le cas échéant, comment pourrait s'opérer une sélection de participants à de telles réunions ?

Réponse :

En revanche, une fois le cahier des charges définitif arrêté et publié, un processus de questions et de réponses entre les candidats et l'Etat semble alors plus adéquat pour recueillir les préoccupations des candidats postérieures à la publication du cahier des charges, y répondre et les éclairer quant à ses prescriptions. Toutefois, l'organisation de réunions ouvertes, tels que des webinaires, pourrait être envisagée afin de compléter l'information des candidats.

- (vi). Comment poursuivre et améliorer le partage des résultats des études techniques et environnementales dans les différentes procédures envisagées ?

Réponse :

Dans le cadre d'appel d'offres, le partage des résultats des études techniques et environnementales pourrait faire l'objet de webinaires organisés par l'Etat, en complément de l'adjonction de documents de restitution au cahier des charges. Les dates et modalités d'accès à ces sessions d'information pourraient être également publiées dans le cahier des charges.

La phase de questions et de réponses entre les candidats et l'Etat pourrait également permettre d'apporter des éclairages supplémentaires à ce sujet, partagés avec l'ensemble des candidats.

- (vii). Quelles sont les adaptations réglementaires qui vous paraissent nécessaires ?

Réponse :

Le cadre réglementaire ne nécessiterait pas d'adaptations, mais pourrait cependant être précisé à des fins de clarifications concernant la consultation relative à l'établissement du cahier des charges, si cela est jugé nécessaire.

- (viii). Identifiez-vous d'autres options de procédure pour l'attribution de parcs éoliens en mer ?

Réponse :

Il serait possible, sans que la CRE le recommande à ce stade, d'envisager une attribution séparée entre le foncier et le soutien : l'attribution du foncier pourrait alors être réalisée par le biais d'un appel d'offres dédié (sur la base de critères quantitatifs comme la redevance versée par les porteurs de projets au Royaume-Uni ; ou de critères qualitatifs comme ce qui est prévu en Norvège) ou alors selon un principe « *open-door* » où les porteurs de projet peuvent déterminer la zone de développement souhaitée de façon ouverte.

Cette dernière option pourrait être une option de développement complémentaire intéressante pour l'éolien flottant afin de massifier les efforts de prospection, dans la mesure où les zones disponibles sont moins contraintes que pour l'éolien en mer posé.

1.2. Questions posées par la DGEC sur la mutualisation des procédures :

- (i). Est-il préférable de réaliser des procédures mutualisées pour plusieurs parcs ou de lancer des procédures indépendantes simultanément ?

Réponse :

La CRE recommande de mener des appels d'offres de plus grande échelle, portant simultanément sur plusieurs parcs, associé à la mise en place de règles concurrentielles imposant une part maximale des lots proposés qu'un candidat peut obtenir. Le lancement d'un appel d'offres de 10 GW avant 2027, à la suite des procédures AO5, AO6, AO7 et AO8 toujours en cours, constituerait un objectif en accord avec les objectifs de décarbonation du pays. A titre de comparaison, l'Allemagne a lancé un appel d'offres en février 2023 portant sur l'attribution de 7 GW répartis sur 4 zones, tandis que la dernière attribution de baux éoliens en Angleterre et Pays de Galles (« Leasing round 4 ») portait sur 8 GW.

La CRE considère que les filières de l'éolien flottant et encore plus de l'éolien posé sont désormais suffisamment matures pour permettre des procédures massifiées, avec un cahier des charges standardisé, pouvant éventuellement évoluer à la marge si certains parcs présentent des contraintes particulières.

Si l'éolien flottant ne présente pas le même niveau de maturité technologique que l'éolien posé, il convient de noter, d'une part que les futures procédures mutualisées devraient se matérialiser après les premières procédures commerciales AO5 et AO6, d'autre part que les modalités des cahiers des charges portant sur des parcs flottants et posés sont très similaires. Par ailleurs :

- le gisement d'éolien flottant est moins contraint que pour l'éolien posé : on peut donc s'attendre à ce qu'il soit plus aisé de trouver des zones éligibles, et donc qu'il soit possible d'en proposer davantage dans le cadre de procédures mutualisées ;
- l'éolien flottant faisant jouer de nombreux axes d'innovation (flotteur, amarrage, turbine), proposer des procédures sur de plus gros volumes permettrait de donner davantage de visibilité aux industriels sur les intérêts économiques à développer ces innovations.

- (ii). Quels sont les avantages et inconvénients des deux solutions ?

Réponse :

Procédures indépendantes

La procédure « parc par parc » présente l'avantage de permettre la mise en œuvre d'un cahier des charges collant au plus près aux contraintes environnementales/administratives du parc, ainsi qu'aux contraintes technologiques pour les filières moins matures.

Elle permettrait théoriquement de lancer des appels d'offres au fur et à mesure, dès que les études environnementales préliminaires d'un parc sont finies, plutôt que d'attendre afin de considérer un groupement de parcs. Néanmoins la CRE constate que ce processus, appliqué depuis la procédure dite « AO3 » n'accélère pas en pratique la désignation des lauréats : la multiplication des phases de stabilisation du cahier des charges, de présélection des candidats au dialogue concurrentiel, de sélection des lauréats et de notifications successives à la Commission européenne constituent autant de facteurs de retard. Ce processus « au fur et à mesure » ne donne en outre aucune visibilité temporelle aux porteurs de projet ni aux industriels de la filière.

La procédure « parc par parc » implique des délais très étendus et la mobilisation de ressources conséquentes, tant pour l'administration que pour les porteurs de projets, pour des enjeux financiers qui restent limités compte tenu de la taille des lots qui peuvent être attribués ailleurs en Europe (par exemple, le dernier appel d'offres mené par l'Allemagne porte sur 3 zones de 2 GW et une zone de 1 GW ; l'Allemagne prévoit également le lancement en 2023 d'un appel d'offres de 9 GW). Par ailleurs, elle rend complexe la mise en place de mesures concurrentielles, dans un contexte où le marché de l'éolien en mer en France est actuellement très concentré.

Procédures mutualisées

La mise en place de procédures mutualisées présente des avantages pour toutes les parties prenantes de la filière de l'éolien en mer.

- Pour les services de l'Etat : elle permet une mise en commun sur plusieurs parcs, des études techniques, des procédures de notification d'aides d'Etat auprès de la Commission Européenne, de même que de certaines procédures administratives (avis de la CRE sur le cahier des charges par exemple).
- Pour les candidats aux appels d'offres : elle permet de limiter les coûts de candidatures : les études techniques, juridiques et environnementales portent sur plusieurs lots et non plus sur un seul.
- Pour les industriels : la désignation en une fois d'un nombre important de projets donne de la visibilité en matière d'investissements et favorise le développement des filières en France et en Europe.
- Pour le gestionnaire du réseau de transport d'électricité : elle peut faciliter la mutualisation du raccordement de plusieurs parcs s'ils sont géographiquement proches, notamment en permettant leur anticipation nécessaire au vu des longs délais de raccordement (d'autant plus longs que la puissance et la distance à la côte augmentent).

D'autre part, une telle mutualisation facilite la mise en place de mesures concurrentielles visant à diversifier le nombre d'acteurs présents sur le marché de l'éolien en mer français par des clauses d'attribution en lots (détaillé ci-après à la question (vi) de la présente section).

La question de l'étalement de la charge industrielle, notamment s'agissant de la fabrication des turbines et des capacités portuaires, entre les projets en cas de désignation concomitante de nombreux parcs ne semble pas constituer un obstacle : les échanges que la CRE a pu avoir avec le secteur tendent à démontrer que celui-ci est en mesure d'adapter son plan de charge en fonction des besoins du marché.

- (iii). Dans le cas d'une procédure mutualisée, faut-il prévoir des règles particulières pour les candidatures (une seule composition d'un même groupement pour tous les parcs, des compositions légèrement différentes pour les différents parcs...)?

Réponse :

La CRE ne considère pas que la composition des candidatures doit impérativement être la même pour tous les lots d'une procédure mutualisée. Il doit être possible pour le groupement de varier par exemple suivant la façade visée ou le type de parc visé.

- (iv). En cas de procédure mutualisée, quels types de projets pourraient figurer dans une même procédure ? Notamment concernant :
- **La technologie** : peut-il y avoir des parcs flottants et des parcs posés dans la même procédure ?
 - **Les façades maritimes** : peut-on envisager plusieurs parcs sur des façades différentes ?
 - **Les critères de notation** : doivent-ils être identiques, a minima similaires, ou peuvent-ils être totalement différents ?

Réponse : la CRE est favorable à ce que les procédures mutualisées incluent des lots divers, à la fois par leurs emplacements et par leurs technologies. La Norvège a lancé en début d'année son premier appel d'offres pour le développement de parcs éoliens en mer, incluant une zone de 1,5 GW d'éolien posé ; et 3 lots de 500 MW chacun (extensible chacun jusqu'à 750 MW) pour de l'éolien flottant. Au Royaume-Uni, la procédure Leasing round 4 incluait 6 lots, dont un de flottant, répartis sur 3 zones : Dogger Bank et Eastern Regions (deux zones à l'Est du Royaume-Uni en mer du Nord) et au nord du pays de Galles.

Une procédure mutualisée sur une façade présente certes l'intérêt de centraliser les enjeux de concertation locale et d'acceptabilité, ce qui serait une facilité pour les services de l'Etat. Néanmoins, dans la mesure où une procédure mutualisée s'accompagnerait de clauses concurrentielles assurant une diversité des lauréats, cela reviendrait à imposer que les façades soient systématiquement « éclatées » entre plusieurs porteurs de projets. Or, on peut concevoir en termes de compétitivité qu'un porteur de projet vise spécifiquement une

façade afin de créer des synergies entre ses différents parcs et ainsi optimiser les coûts de construction et d'opération.

C'est pourquoi la CRE considère qu'il serait plus pertinent de mener des procédures mutualisées multifacades, accompagnés de règles concurrentielles à la maille nationale et non à la maille des façades.

Par ailleurs, la CRE ne voit pas d'obstacle à prévoir dans un même appel d'offres mutualisé des lots pour des parcs flottants et posés. Les spécificités des deux filières pourraient justifier néanmoins de prévoir dans le cahier des charges des dispositions propres à chacune des deux, voire éventuellement des différences dans les critères de notation. L'augmentation du volume proposé, même en mêlant flottant et posé, permettrait aux porteurs de projets de présenter des offres incluant des synergies notamment sur l'achat de turbines et les ressources dédiées à la construction et la maintenance.

Il faut néanmoins également éviter un effet inverse qui serait qu'un appel d'offres de grande ampleur soit suivi ensuite d'un trop long délai avant le prochain appel d'offres. Les délais entre deux procédures doivent être calibrés de façon à permettre de maintenir un volume attribué suffisamment important de manière régulière pour garder la filière active.

S'agissant des critères de notation, la CRE n'identifie pas d'obstacle à ce que certains lots présentent des spécificités suivant leurs contraintes environnementales et les technologies visées. Toutefois, il est important de maintenir de la visibilité pour la filière avec des critères pérennes, compte tenu des solutions que le marché concurrentiel est susceptible de développer pour s'y conformer au mieux.

- (v). Faut-il permettre des offres liées entre les différents parcs ? Dans quelle limite et sous quelles conditions ?

Réponse : la CRE est favorable à autoriser les offres liées, qui permettent de valoriser des effets d'économie d'échelle et de synergies entre les parcs. Les liaisons effectuées par les candidats devront répondre à une logique industrielle, par exemple pour des lots d'une même façade, ou pour une même technologie.

Néanmoins, la possibilité de proposer des offres liées devra rester soumise à des règles d'attribution permettant de diversifier les lauréats et de développer la concurrence en France dans le secteur de l'éolien en mer

- (vi). Dans le cas où la procédure mutualisée conduit à attribuer plusieurs parcs, est-il opportun de limiter la capacité d'un candidat à être lauréat de l'intégralité des lots ?

Réponse :

Quelle que soit la procédure retenue, il est indispensable de mettre fin à la situation dans laquelle un acteur dominant remporte tous les appels d'offres récents dans l'éolien en mer. A la suite de la procédure AO4, un groupement dont fait partie EDF dispose de plus de 60 % des capacités commerciales accordées sur l'éolien en mer en France, alors même que cet acteur possède déjà une position dominante dans la production d'électricité décarbonée.

La situation actuelle en France a ainsi pour conséquence la concentration des risques inhérents au déploiement de projets éoliens en mer qui sont structurellement plus importants que pour d'autres filières. La CRE considère cette situation comme très insatisfaisante. La résilience du système électrique nécessiterait au contraire de disposer d'une variété suffisante de sociétés actives et compétentes dans le domaine de l'éolien en mer.

Dans le cadre des nouvelles procédures mutualisées, il sera nécessaire de prévoir des clauses concurrentielles permettant d'inciter de plus nombreux groupements, français et internationaux, à proposer des offres dans le cadre des procédures concurrentielles et ainsi de diversifier le marché de l'éolien en mer.

Ces clauses concurrentielles pourraient prendre plusieurs formes :

- définir une part maximale de capacités installées qu'un candidat peut gagner, qui pourrait être fixée à 50%, ou prévoir un critère équivalent basé sur le nombre de lots et non la puissance installée ;

- définir un nombre minimum de candidats désignés : cette clause semble moins appropriée pour les procédures portant sur de très gros volumes, car elle laisserait ouverte la possibilité pour un acteur d'être désigné lauréat d'une majorité des lots.

La CRE considère indispensables de telles mesures, ou d'autres mesures de même effet pour la diversification des opérateurs retenus qui ont pu être mises en œuvre dans d'autres pays européens.

1.3. Questions posées par la DGEC sur le processus d'attribution :

- (i). Que pensez-vous de l'attribution du raccordement au gestionnaire du réseau de transport ?

Réponse :

La responsabilité du raccordement maritime portée par le gestionnaire de réseau de transport semble une réponse adaptée aux défis liés à la massification de l'éolien en mer. Elle pourrait favoriser la conception de solutions de raccordement standardisées, favorisant l'anticipation et réduisant les risques et délais de mise en œuvre, et devrait permettre de traiter efficacement les situations de raccordements mutualisés qui pourraient se produire à l'avenir.

En outre, RTE a réalisé une très bonne performance sur les premiers raccordements effectués (AO1 et AO2) en matière de respect des coûts et des délais.

Toutefois, par son implantation essentiellement nationale, RTE bénéficie d'une expérience limitée sur certaines technologies contrairement à certains porteurs de projets.

En outre et surtout, l'attribution de tous les raccordements éoliens en mer à RTE fait porter d'importants coûts et risques au tarif d'accès au réseau public d'électricité (TURPE) et donc *in fine* à la collectivité. Sur la base d'un coût moyen estimé d'1 milliard d'euros par raccordement, RTE pourrait ainsi devoir investir 40 Milliards d'euros d'ici à 2050, alors que sa base d'actifs actuelle n'est que de 16 milliards d'euros et qu'il fait face à bien d'autres transformations essentielles dans le cadre de la transition énergétique : raccordement des autres ENR, développement des interconnexions, hausse des besoins de flexibilité, etc.

Il n'est pas certain que RTE ait la capacité technique et financière de réaliser tous les raccordements d'éolien en mer prévus et il serait logique qu'une partie de ces coûts soient portés par des capitaux privés. Afin de ménager toutes les options pour l'avenir, la CRE est favorable à ce que le raccordement d'un parc parmi les prochains à développer soit effectué par le porteur de projet, éventuellement en association avec RTE.

- (ii). Pensez-vous utile de modifier la répartition des missions entre l'Etat et le lauréat au cours du processus d'attribution :
- Sur la réalisation des études ? Vous semble-t-il utile de prévoir le remboursement des études techniques par le futur lauréat ? Selon quelles modalités ?

Réponse :

La CRE considère que la réalisation des études par l'Etat en amont de la phase d'attribution du parc présente plusieurs avantages :

- elle permet tout d'abord une rationalisation des moyens mis en œuvre pour la réalisation de ces études. Sans ces initiatives étatiques, chaque candidat pourrait être amené à lancer sa propre étude en amont de la procédure d'attribution risquant de causer des tensions sur l'usage des moyens nécessaires (la réservation des bateaux nécessaires aux études géotechniques par exemple) ;
- elle permet ensuite d'éviter qu'en cas de situation particulièrement dégradée des caractéristiques du sol par exemple, l'offre retenue fasse partie des offres ne disposant pas d'une étude géotechnique et n'ayant pas anticipé cette situation dégradée dans son offre.

Il est cependant nécessaire que la réalisation de ces études par l'Etat ne ralentisse pas l'atteinte des objectifs de politique énergétique relatifs à l'éolien en mer. Or le retour d'expérience issu des dernières procédures concurrentielles est assez négatif sur ce point. Les retards dans la finalisation de ces études ont mené dernièrement à des retards conséquents. Des moyens suffisants doivent être mis à disposition pour la réalisation de ces études or les ressources mobilisées actuellement semblent insuffisamment dimensionnées pour atteindre dans les délais les objectifs que la France s'est fixés en matière d'éolien en mer.

Si le remboursement du coût des études techniques par le futur lauréat dès le moment de sa désignation permet de faciliter la mise à disposition de moyens supplémentaires, la CRE y est favorable. Il s'agirait par ailleurs d'une incitation supplémentaire pour le lauréat à ne pas abandonner son projet (le coût de ces études s'ajoutant à ses coûts échoués) et à mettre en service l'installation le plus rapidement possible afin de rentabiliser au plus vite des coûts de développement plus importants.

- Sur l'obtention des autorisations ? Notamment vous semblerait-il pertinent que l'Etat attribue un projet déjà autorisé et purgé de tout recours ? Le cas échéant, à quelle échéance cela serait-il pertinent pour obtenir un réel gain dans le calendrier de réalisation des projets, étant entendu qu'une modification aujourd'hui n'entraînerait pas de gain pour les prochains projets puisque le délai d'autorisation serait essentiellement identique ?

Réponse :

L'obtention par l'Etat des autorisations nécessaires à la réalisation du projet purgé de tout recours en amont de la procédure d'attribution implique une attribution du parc plus tardive dans le développement du projet et permettrait ainsi de réduire le délai de mise en service du parc après la phase d'attribution du projet en passant d'un délai d'environ 8 ans actuellement à un délai de 3 ou 4 ans environ.

Si cette évolution ne réduirait pas nécessairement la durée totale nécessaire à la mise en service d'un parc éolien en mer, elle permettrait de réduire fortement les risques portés par les candidats lors du dépôt de leur offre (notamment s'agissant des « paris technologiques ») ainsi que le tarif de référence demandé (dans le cadre d'un complément de rémunération). Par exemple, au lieu de réaliser des projections sur des technologies de turbines/fondations/flotteurs disponibles uniquement dans plusieurs années, les candidats pourraient s'appuyer directement sur des technologies déjà disponibles ou très prochainement disponibles. Le risque de non-réalisation des projets lié à un écart important avec les projections réalisées serait ainsi réduit.

La CRE considère qu'une prise en main par l'Etat de l'obtention des autorisations, déjà mise en œuvre par exemple aux Pays-Bas, devrait constituer un modèle cible pour la France. Toutefois, la mise en œuvre d'un tel transfert de responsabilité implique plusieurs prérequis :

- Une définition des zones de développement de l'éolien en mer suffisamment en amont du lancement des procédures d'attribution.
- La mise en place d'une organisation par l'Etat qui lui permettrait de réellement accélérer le processus d'obtention de l'autorisation si cette mission lui était transférée notamment par l'adoption d'un acte législatif encadrant la procédure.

L'autorisation environnementale attribuée au lauréat lors de la procédure de mise en concurrence tenant lieu d'arrêté d'approbation de la convention de concession d'utilisation du domaine public maritime, la CRE considère à cet égard, que l'Etat devrait confier cette mission à une personne publique tierce par exemple un établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC).

La CRE note cependant qu'à droit constant le transfert au lauréat de la procédure de mise en concurrence des autorisations attribuées à la personne publique pourrait, dans certains cas, rouvrir les voies de recours à l'encontre des autorisations attribuées au projet. Tel serait notamment le cas pour l'autorisation d'exploiter, l'autorisation d'occupation du domaine public et l'autorisation unique pour les installations situées en zone économique exclusive. En effet pour chacune de ces autorisations un accord préalable de la personne publique compétente est requis, créant ainsi une décision susceptible de recours. Dans ce cadre, une modification législative apparaît nécessaire pour que la procédure de transfert de ces autorisations au profit du lauréat puisse être effectuée sur simple déclaration auprès de l'autorité administrative.

Compte tenu des différents défis évoqués notamment la mise en place d'une organisation adaptée par l'Etat, la CRE recommande que ce modèle soit mis à l'épreuve, dès le prochain exercice de planification, en choisissant une zone pour laquelle l'Etat aurait la charge de l'obtention des différentes autorisations.

- (iii). Pensez-vous que d'autres modèles expérimentés à l'étranger seraient transposables en France et vous semble-t-il pertinent qu'ils le soient, le cas échéant (modèle écossais par exemple) ? Au contraire, vous semble-t-il que certaines spécificités françaises empêcheraient une telle transposition ?

Réponse :

Actuellement, les porteurs de projets doivent procéder à des demandes d'autorisations auprès des préfectures départementale et maritime à cette occasion plusieurs autorités sont consultées à telles que l'Inspection générale de l'Environnement et du Développement durable (IGEDD), le Conseil national de la protection de la nature (CNPN), le Secrétariat Général de la Mer, le centre d'études et d'expertise sur les risques, l'environnement, la mobilité et l'aménagement (CEREMA), l'Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (IFREMER), le département des recherches archéologiques subaquatiques et sous-marines (DRASSM) et les municipalités à proximité notamment. Des efforts administratifs considérables sont requis des porteurs de projets pour répondre aux sollicitations multiples des différentes institutions pendant la phase d'obtention des autorisations.

Comme cela peut être détaillé, parmi d'autres thématiques, dans l'étude comparative européenne sur l'éolien en mer commandée par la CRE à CompassLexecon, publiée en parallèle du présent document, le principe d'un guichet unique a été mis en place pour l'éolien en mer aux Pays-Bas, au Danemark et en Allemagne. Il serait ainsi pertinent d'explorer sa mise en œuvre en France. Ce point de contact unique, serait compétent pour toutes les procédures d'autorisation relatives à l'éolien en mer. Les délais d'instructions pourraient être encadrés afin de donner de la prévisibilité aux porteurs de projet. Bien évidemment, il sera indispensable que cette autorité dispose de ressources suffisantes pour mener à bien sa mission.

- (iv). Vous semble-t-il pertinent d'envisager des appels d'offres technologiquement neutres, mettant par exemple en compétition le posé grande profondeur avec le flottant ?

Réponse :

Si l'Etat considère qu'aucune de ces deux technologies ne devrait être privilégiée, alors, la mise en concurrence entre éolien en mer posé et flottant aurait l'avantage de ne pas imposer aux candidats l'une des deux technologies notamment i) si l'Etat a mal anticipé l'optimum technico-économique compte tenu de la zone (dans ce cas l'ensemble des candidats pourraient in fine proposer une technologie similaire) et ii) si, compte tenu de la zone, la compétitivité des deux choix technologiques est proche et que certains candidats ont une préférence pour l'une ou l'autre de ces technologies et souhaitent plutôt se spécialiser dans l'une d'entre elles (dans ce cas les différents candidats pourraient être amenés à faire des paris technologiques différents).

La CRE est donc favorable, sur le principe, à des appels d'offres technologiquement neutres pour l'éolien en mer.

Il convient toutefois de noter que dans le cadre actuel de planification de l'espace maritime, les candidats à une mise en concurrence ont une marge de manœuvre relativement restreinte s'agissant du choix de la zone. Dans ce contexte, il devrait être assez peu fréquent de ne pas être en mesure de déterminer a priori la technologie (posé ou flottant) qui représenterait un optimum technico-économique consensuel pour les différents porteurs de projets. Cependant, si ce cadre venait à évoluer et que les différents candidats venaient à être mis en concurrence pour des projets pouvant être situés sur des localisations différentes au sein d'une zone plus large, alors l'intérêt d'une éventuelle mise en concurrence entre projets éolien en mer posés et flottants pourrait être plus fréquent.

2. Questions posées par la DGEC sur les modalités de rémunération des futurs projets éoliens en mer :

- (i). Quels sont les avantages et inconvénients, tant pour les producteurs que pour l'Etat, du mécanisme de complément de rémunération au regard de la compétitivité de l'éolien en mer (et de l'éolien posé notamment) et du retour d'expérience dans d'autres pays européens ?

Réponse :

Le principal avantage qu'offre le contrat de complément de rémunération est de protéger les producteurs contre l'évolution des prix de gros de l'électricité. Il donne aux prêteurs la visibilité sur les revenus futurs de l'installation nécessaire pour déclencher l'investissement. Cela permet de réduire le coût de financement des projets et notamment de lever de la dette sans recours pour une partie significative de l'investissement au moment du bouclage financier.

Cette protection semble plutôt adaptée dans le cadre actuel de développement de l'éolien en mer en France dans la mesure où l'attribution des parcs a lieu entre 8 et 9 ans avant leur mise en service (cas du parc de la procédure dite « AO4 » par exemple). En effet, il est impossible pour les producteurs d'anticiper, au moment de soumettre leurs offres, le niveau des prix de gros à ces échéances, et la possibilité de trouver une contrepartie pour signer un PPA (*Power Purchase Agreement*) à une échéance aussi lointaine apparaît incertaine. Seuls les acteurs disposant d'un portefeuille de fourniture conséquent sur le marché français pourraient se permettre de prendre le risque de ne pas sécuriser une contrepartie pour l'achat de leur production (en considérant qu'ils pourront utiliser la production pour leur activité de fourniture). En sortant totalement du modèle de complément de rémunération, cette asymétrie pourrait ne pas favoriser une diversification des acteurs.

En plus de cette visibilité sur les revenus minimaux des producteurs, le complément de rémunération permet également de limiter de façon simple de potentielles sursurémunérations des actifs de production en redistribuant à l'ensemble des contribuables les revenus issus de prix de gros particulièrement élevés.

Toutefois, compte tenu de la part particulièrement significative que l'éolien en mer est amené à prendre dans le mix électrique français et européen¹, plusieurs précautions doivent être prises :

- les pouvoirs publics doivent porter une attention particulière au design de ce complément de rémunération pour que les porteurs de projets de parcs éoliens en mer soient incités à s'intégrer efficacement au système électrique : rien ne justifie que l'éolien en mer fasse exception par rapport aux autres filières comme cela a été le cas dans le cadre de la procédure AO4 avec la définition d'un prix de marché de référence pondéré par la production de l'installation, à contre-courant des réflexions actuelles sur le bon dimensionnement des contrats pour différence² ;
- des volumes de production suffisants doivent être disponibles sur les marchés de gros, notamment à terme, pour que les consommateurs puissent se couvrir sur ces différents marchés et permettre une formation efficace du prix. Cela peut être permis par i) un maintien du différentiel entre la durée du soutien (20 ans) et la durée d'exploitation des parcs (30-35 ans) et ii) l'introduction d'une part de la production pouvant être commercialisée sous forme de PPA. Dans le modèle actuel, pendant la période du contrat de complément de rémunération, l'intégralité de la production est vendue sur le marché *SPOT*.

Compte-tenu de la compétitivité particulière de la filière de l'éolien en mer posé, la CRE a pu constater, lors de son instruction de la procédure AO4 que les porteurs de projets estiment que le complément de rémunération engendrera, au global, des revenus pour le budget de l'Etat. Il n'est ainsi plus perçu comme un contrat de soutien financier, mais plutôt comme une redevance payée à l'Etat pour bénéficier du droit d'occupation de la zone concernée. 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 la

¹ Dans son étude sur les futurs énergétiques 2050, RTE prévoit une part de l'éolien en mer dans le mix électrique français comprise entre 13% et 21%. Le président de la République a également annoncé le 10 février 2022 un objectif de 50 parcs éolien en mer mis en service d'ici à 2050.

² Voir partie 4.1.1 de la 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.

valorisation de l'électricité produite est très incertaine. Une évaluation renforcée de la robustesse des hypothèses post-contrat de soutien est ainsi importante lors de la phase d'attribution.

- (ii). Que pensez-vous d'un système de redevance pour les parcs éoliens en mer ? Quelles modalités faudrait-il prévoir pour prendre en compte la structure des coûts de l'éolien en mer, en assurant dans une situation normale la rémunération des investissements, tout en captant les parties supérieures des revenus ?

Réponse : Dans le cadre actuel du complément de rémunération (avec pour critère de sélection principal le tarif de référence proposé par le candidat), la mise en place d'un système de redevance aurait pour effet une répercussion directe de son montant dans le tarif de référence proposé. L'intérêt de cette dernière serait donc limité et consisterait simplement en une réallocation entre le budget général de l'Etat via les charges de service public de l'énergie (CSPE) et les bénéficiaires de cette redevance. La redevance peut néanmoins représenter une incitation supplémentaire à ne pas abandonner le projet du fait de la hausse des coûts échoués et à une mise en service rapide du parc si celle-ci prend la forme d'un montant annuel fixe et débute dès l'attribution de la zone. En effet, chaque année où le parc n'est pas en service génère le paiement d'une année supplémentaire de redevance.

Un système de redevance serait bien plus pertinent, et même nécessaire, en cas de développement des projets sans complément de rémunération ou d'appels d'offres « mixtes » rendant possible le développement du parc sans complément de rémunération, pour tout ou partie de la puissance. En effet, dans le cadre de mises en concurrence sans complément de rémunération, il sera nécessaire de conserver un critère économique pour pouvoir classer les offres et ne pas devoir tirer au sort le lauréat comme cela a pu être le cas en Allemagne ou au Danemark : le montant de la redevance proposé par les candidats peut alors représenter un critère pertinent.

En particulier, dans un cadre sans complément de rémunération, compte tenu de la compétitivité constatée de la filière éolien en mer posé (cf. résultats de la dernière procédure AO4), les revenus issus de la commercialisation de l'électricité produite (via un PPA ou via les marchés de gros) dont bénéficiera le lauréat seraient susceptibles de rémunérer de manière excessive les investissements du producteur au regard des risques inhérents à l'activité. La redevance qui serait proposée par les candidats peut alors être considérée comme une rétribution de l'Etat du fait i) de la mise à disposition du domaine public maritime ou de la réalisation d'activité en ZEE, ii) du raccordement de la zone et iii) de la participation de l'Etat à une part importante du pré-développement du projet (organisation d'un débat public et réalisations des premières études techniques). Cette rétribution pourrait être en partie redistribuée aux consommateurs d'électricité afin que ces derniers puissent pleinement bénéficier de la compétitivité de la filière éolien en mer posé.

Cette éventuelle redevance pourrait prendre la forme relativement simple d'un montant annuel fixe à verser entre la désignation du lauréat et la fin de l'exploitation du projet. Dans le cadre d'un projet sans complément de rémunération, le montant de la redevance pourrait être proposé par le candidat lors de la mise en concurrence et constituerait un critère de sélection. En cas d'appel d'offres « mixte » (possibilité de développer le parc avec ou sans complément de rémunération, pour tout ou partie de la puissance), le montant de la redevance pourrait i) être proposé par le candidat, ou ii) être connu à l'avance et dépendre de la part du projet que le candidat souhaite développer sans complément de rémunération. Indépendamment de la méthode de calibrage, la redevance constituerait une incitation supplémentaire à une mise en service rapide des parcs.

Pour une notation relative à l'aspect financier, les différents projets doivent ensuite être comparés du point de vue de l'intérêt financier pour l'Etat compte tenu du montant de la redevance et du montant du tarif de soutien dans le cas d'un projet mixte. Ceci nécessitera plusieurs hypothèses comme notamment une trajectoire publique d'évolution des prix de gros définie et partagée en amont avec les candidats. Il convient ensuite de noter que dans le cas d'un projet lauréat sans contrat de complément de rémunération, le porteur de projet serait incité à contractualiser un PPA avec un acheteur au moment de son bouclage financier, afin de garantir la stabilité de ses revenus : il s'agirait alors de la signature d'un contrat de droit privé sur le long terme, pour lequel la logique de contrôle des éventuelles « surrémunérations » n'apparaît pas adaptée, ce qui nécessite que la mise en concurrence porte sur le montant de la redevance.

- (iii). Pour des propositions d'évolution vers des mécanismes de marché :
- Vous paraît-il souhaitable de passer en partie ou en totalité à une vente sur le marché pour les projets éoliens en mer ? Dans ce cas, quelle place pour les PPA dans le dispositif, faut-il prévoir des prescriptions dans la procédure d'appel d'offres ?
 - A quels besoins spécifiques vous semble répondre la mise en place de PPA pour le secteur de l'éolien en mer (protection du consommateur, développement de l'hydrogène, etc.) ?
 - Vous paraît-il pertinent d'avoir recours à des appels d'offres mixtes (avec et sans soutien public) ?
 - Faut-il prévoir des mécanismes pour assurer la redistribution des revenus des installations en cas de prix haut vers les consommateurs ? Selon quelles modalités ?

Comme indiqué précédemment, dès lors que les délais entre l'attribution du projet éolien en mer et la mise en service de l'installation est de l'ordre de 8-9 ans (voir question 1.3 de la présente consultation), le passage à une vente en totalité sur le marché apparaît plus complexe pour l'éolien en mer. Au moment de la candidature, l'échéance est trop lointaine et la date exacte de mise en service encore trop incertaine pour que le producteur puisse a priori se couvrir contre le risque d'évolution des prix de gros horizon du projet, via la signature d'un PPA par exemple.

En tout état de cause, compte tenu de la place qu'est amené à prendre l'éolien en mer dans le mix électrique français, il semble important qu'une partie des volumes de production soient disponibles à la vente pour une couverture long terme des consommateurs. Dans ce cadre, la mise sur le marché de ces volumes de production sera particulièrement intéressante dans la mesure où le profil de production de l'éolien en mer est relativement régulier avec un facteur de charge de l'ordre de 50%.

Actuellement, dans le cadre du complément de rémunération, l'intégralité de la production est vendue sur le *SPOT* pendant la durée du contrat. Il serait ainsi pertinent, dès les prochaines attributions de parcs³, que les mises en concurrence prévoient que le complément de rémunération couvre seulement la partie de la production jugée nécessaire, par le producteur, à la limitation de son risque (appels d'offres dits « mixtes »). Il serait ainsi exposé à une évolution du prix des PPA long terme entre l'estimation faite au moment du dépôt de son offre et le prix au moment où il sera en mesure de le contractualiser, mais cette exposition concernerait une part plus ou moins limitée des revenus du projet. Dans ce cadre, une attention particulière devra être portée à l'analyse de la robustesse des offres au regard notamment du risque d'évolution des prix de marché pesant sur le projet.

Pour les raisons évoquées précédemment (principalement le délai entre l'attribution et la mise en service des parcs), la CRE considère raisonnable, dans les prochains appels d'offres, de limiter la part du parc valorisée hors contrat de complément de rémunération à un certain pourcentage (par exemple, 20%).

Comme précisé plus haut, la procédure pourrait alors prévoir le paiement d'une redevance dont le montant pourrait i) être connu à l'avance et dépendre de la part du projet que le candidat souhaite développer sans complément de rémunération ou ii) proposé par le candidat.

Toutes les offres seraient alors être comparées du point de vue de l'intérêt financier pour l'État compte tenu de la part du projet couvert par un complément de rémunération. Les hypothèses nécessaires à cette évaluation (notamment une trajectoire publique d'évolution des prix de gros) devraient être définies et partagées en amont avec les porteurs de projet : ces hypothèses auraient pour unique usage la comparaison des projets au moment de l'analyse des offres, mais ne donneraient pas lieu à une compensation en cas de non-réalisation de ces dernières.

Le modèle de soutien financier mis en œuvre dans l'Etat de New York aux Etats Unis présente certaines similitudes avec le modèle décrit ci-dessus : les candidats peuvent demander soit une prime fixe soit un complément de rémunération et les offres sont comparées entre elles sur la base de la valeur actualisée nette des dépenses estimées pour l'Etat (qui se base bien également sur une courbe de prix sur le long terme, qui n'est toutefois pas rendue publique).

³ L'article 86 de la loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables introduit la possibilité de conduire de tels appels d'offres mixtes, en prévoyant que le candidat désigné par l'autorité administrative peut bénéficier d'un contrat de complément de rémunération sur tout ou partie de l'électricité produite.

Dans le cas d'un projet lauréat couvert en partie seulement par un complément de rémunération, le producteur serait incité à contractualiser un PPA afin de garantir la stabilité de ses revenus.

En synthèse, s'agissant des modalités de rémunération, la position de la CRE est la suivante :

- à long terme, le processus le plus efficace et le plus compatible avec le bon fonctionnement du marché de l'électricité, a minima pour l'éolien posé, est de sélectionner les candidats sur la base de la redevance qu'ils sont prêts à payer à l'Etat pour mener à bien et exploiter les projets. Un tel modèle nécessite de réduire fortement les délais entre l'attribution des parcs et leur mise en service ;
- à court et moyen terme, dans le cadre des procédures en vigueur, le contrat de complément de rémunération reste indispensable. La CRE est favorable à ce qu'une partie de la production puisse être valorisée hors contrat, dans la limite de 20% par exemple dans un premier temps.

(iv). Identifiez-vous d'autres modèles de rémunération pour les installations d'éolien en mer ?

Réponse : Ne se prononce pas