

Réponses aux questions des candidats relatives au cahier des charges de 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

Conformément aux dispositions des articles R. 311-18 et R. 311-25-15 du code de l'énergie et en application de la section 2.4 du cahier des charges relatif à la présente procédure, les demandes d'informations relatives au cahier des charges devaient être adressées par voie électronique sur le site internet de la CRE (<http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres>), au plus tard le 22 août 2022 à 12h.

Les présentes réponses ont été élaborées par la direction générale de l'énergie et du climat, en charge de l'élaboration du cahier des charges de la présente procédure de mise en concurrence. Les termes débutant par une majuscule dans les réponses apportées ont le sens qui leur est donné dans le Cahier des Charges.

Q1) [14/06/2022] :

L'Article 6.1.1(a) du Cahier des Charges précise que « chaque garantie est reconstituable dans la limite d'un montant maximal égal à deux (2) fois le montant initial. »

Pouvez-vous confirmer que cette rédaction vise bien à limiter l'exposition du Candidat et que dans le cas où une reconstitution des garanties devrait théoriquement dépasser un montant maximal égal à deux (2) fois le montant initial cela ne conduirait pas à retirer la qualité de Lauréat au Candidat ou à déclencher la mise en œuvre des sanctions décrites à l'article 8.3 du cahier des charges ?

R : S'agissant spécifiquement de la reconstitution des garanties prévues à l'article 6.1.1 du Cahier des Charges, l'obligation du Lauréat ou du Producteur pouvant faire l'objet d'une sanction est la reconstitution de la garantie dans la limite d'un montant maximal égal à deux (2) fois le montant initial. L'atteinte du plafond de reconstitution des garanties ne peut cependant en aucun cas exonérer par ailleurs le Lauréat Pressenti, le Lauréat ou le Producteur des sanctions prévues à l'Article 8.3 du Cahier des Charges.

Q2) [14/06/2022] :

Au 4ème point de l'Article 5.2.5 du Cahier des Charges, il est indiqué que « La décision du (ou de la) ministre chargé(e) de l'énergie indique la perte de productible retenue conformément aux dispositions qui précèdent, étant précisé que, pour ce qui concerne la période de vingt-quatre (24) mois située vingt-trois (23) ans à compter de la Date Effective de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement, mentionnée à l'Article 6.b) de l'ANNEXE 7, la perte de productible indiquée sera égale à 50% de la perte de productible retenue pour les autres

périodes. » A l'Article 6.b) de l'ANNEXE 7 il est indiqué que « Le taux de disponibilité par Point de Connexion, hors avarie et dysfonctionnement, au cours des travaux mentionnés aux deux alinéas précédents sera communiqué par RTE au plus tard un (1) an avant la date de début des travaux, après avis de la CRE, et portera sur une période qui ne pourra dépasser vingt-quatre (24) mois à compter de la date de début des travaux. »

Pouvez-vous confirmer que le pourcentage de perte de productible de 50% retenu pour le calcul de l'ajustement ne correspond pas au taux de disponibilité liée à des travaux de révision ou de renouvellement et de développement des Ouvrages de Raccordement au terme des 23 ans d'exploitation des ouvrages de Raccordement ?

R : Nous le confirmons.

Q3) [14/06/2022] :

Au b du 4ème point de l'Article 5.2.5 du Cahier des Charges, il est indiqué que « S'agissant de la compensation au titre de la perte de productible entre le terme du Contrat et la première des dates indiquées aux (i) et (ii) du paragraphe 2 ci-dessus, celle-ci est effectuée par un ajustement du montant du complément de rémunération calculé annuellement, à compter de la date intervenant cinq (5) années avant le terme du Contrat, et jusqu'au terme du Contrat, sur la base du tarif de référence figurant dans l'offre du Lauréat ajusté le cas échéant conformément aux dispositions du Cahier des Charges, et indexé et désactualisé pour tenir compte du versement par avance de la compensation au titre de la période concernée, et au regard des conditions d'exploitation de l'Installation à la date de calcul. Les modalités d'indexation et de désactualisation retenues entre le terme du Contrat et la première des dates indiquées aux (i) et (ii) du paragraphe 2 ci-dessus seront définies dans la décision susmentionnée du (ou de la) ministre chargé(e) de l'énergie et le montant ajusté du complément de rémunération s'applique dès la date de calcul. Les parties au Contrat de Complément de Rémunération concluent dans les meilleurs délais un ou des avenants au Contrat afin de mettre en œuvre ces mesures. »

Pouvez-vous confirmer que le prix de vente de l'électricité qui est pris en compte pour le calcul des pertes pendant la période après le terme du Contrat est bien le prix de vente de l'électricité que le Candidat a indiqué lors de la remise de son modèle financier (et non pas la valeur du complément de rémunération) ?

Pouvez-vous confirmer que le complément de rémunération est bien actualisé 5 fois (annuellement) pour tenir compte des changements dans les taux d'indexation et de désactualisation et du productible pendant les 5 dernières années ?

R : Concernant la première question, la compensation est calculée sur la base du tarif de référence T (c'est-à-dire du tarif pris en compte pour calculer le complément de rémunération, conformément à l'Article 5.2.2 du Cahier des Charges) figurant dans l'offre du Lauréat ajusté le cas échéant conformément aux dispositions du Cahier des Charges, et indexé et désactualisé pour tenir compte du versement par avance de la compensation au titre de la période concernée, et au regard des conditions d'exploitation de l'Installation à la date de calcul.

Concernant la seconde question, les modalités d'indexation et de désactualisation au titre de l'Article 5.2.5 §4 b) du Cahier des Charges seront définies dans la décision mentionnée à l'Article 5.2.5 §4 du (ou de la) ministre chargé(e) de l'énergie.

Q4) P50/P90 [14/06/2022] :

Au (v). de l'Article 3.1.2 (b) du cahier des charges, il est indiqué que « Le Candidat obtient un (1) point si le ratio minimum de couverture du service de la dette est égal ou supérieur à 1,10x dans la Sensibilité 4 définie à la note B2 de l'ANNEXE 2. Le Candidat obtient un demi (0,5) point si le ratio minimum de couverture du service de la dette est compris entre 1,05x (inclus) et 1,10x (exclu). Le Candidat obtient zéro (0) point dans le cas où le ratio minimum de couverture du service de la dette est inférieur à 1,05x (exclu). » La note B.2 de l'ANNEXE 2 du Cahier des Charges définie quant à elle la sensibilité 4 de la manière suivante : « Sensibilité 4 (cas combiné de référence) : un cas combinant une diminution du productible (P90) de 10% et une augmentation du Coût des Investissements Initiaux de 5%, correspondant à une augmentation de 5% pour chaque dépense uniformément sur la période de construction ; ». D'une manière générale, un projet qui est financé sur la base de la valeur P90 a un ratio minimum de couverture du service de la dette (DSCR) de 1,20x à 1,25x. Or si les revenus sont réduits de 10% supplémentaires par rapport à cette valeur P90 et que les dépenses d'investissement augmentent de 5%, il semble dans la pratique impossible d'obtenir le point à ce critère sauf à considérer un DSCR beaucoup plus élevé, ce qui désavantage le projet et le prix proposé. La logique serait ainsi de prendre une valeur P50.

Par conséquent, pouvez-vous confirmer que pour l'évaluation de la sensibilité 4 le Candidat doit bien considérer une base P50 et non pas une base P90 ?

R : Nous le confirmons. Cette précision, comme les autres précisions apportées par les présentes réponses, est effective dès la publication de ces dernières. Il est précisé également que cette modification devrait être prochainement intégrée dans une version rectificative du cahier des charges qui sera publiée par la CRE et notifiée à l'ensemble des candidats.

Q5) [14/06/2022] :

Au troisième point de l'Article 7.5.2 du Cahier des Charges il est indiqué que « le Producteur s'engage à équiper l'Installation des dispositifs et aménagements suivants, dont les prescriptions pourront, le cas échéant, être précisées par le (ou la) ministre chargé(e) de la mer ou le préfet maritime de la Manche et de la Mer du Nord. Or s'agissant des radars de compensation de la surveillance maritime il est précisé que ceux-ci ne seront à prévoir que si les études d'évaluation des impacts de l'Installation sur les performances des radars de surveillance maritime des stations côtières et des navires civils et étatiques, présentées au ministère chargé de la mer (DAM), au ministère des armées (EMM) et à la préfecture maritime compétente démontrent des pertes de performance des radars des stations côtières. »

Cette étude devant être produite dans le cadre de la demande d'autorisation et donc traitée dans le volet sécurité maritime de l'étude d'impact, pouvez-vous confirmer que le montant correspondant à la mise en œuvre de cette mesure de compensation sera le cas échéant à comptabiliser dans le montant MERC ?

R : Seuls les montants liés à la mise en œuvre des mesures ERC au sens du Cahier des Charges (ici la mise en place de radars de compensation de la surveillance maritime) et au suivi

environnemental du Projet sont intégrés dans la comptabilisation du montant **M_{ERC}** défini à l'Article 3.1.3 b) du Cahier des Charges.

Conformément aux dispositions du même article, les études d'opportunités qui peuvent être menées par le Candidat sur des sujets liés aux mesures ERC ne sont pas comptabilisées.

Q6) [14/06/2022] :

L'Article 7.6 du Cahier des Charges précise que « Le Producteur s'engage à ce que la Date Effective de Mise en Service (laquelle porte, conformément à l'Article 1.1.1, sur la totalité de l'Installation à hauteur de la Puissance de l'Installation indiquée dans l'offre du Lauréat, telle que modifiée le cas échéant conformément à l'Article 7.4) intervienne avant la plus tardive des trois (3) dates suivantes (cette date constituant la « Date Butoir de Mise en Service ») : (i) la date intervenant soixante-douze (72) mois après la Date T0 ; (ii) la date intervenant neuf (9) mois après la Date Limite de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement ; (iii) la date intervenant neuf (9) mois après la Date Effective de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement. » et l'Article 4.3.7 du Cahier des Charges précise également que « La Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement doit intervenir, conformément au cinquième alinéa de l'article L. 342-3 du code de l'énergie, au plus tard au jalon R5 (la « Date Limite de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement ») défini comme la date intervenant soixante-douze (72) mois après le jalon R3 (tel que défini à l'Article 4.3.1). » R3 étant Date d'obtention par le Gestionnaire du RPT de la plus tardive des autorisations requises pour le raccordement, non purgées de recours ».

Afin que cette information puisse être intégrée dans les hypothèses de planning du Candidat, quel est le planning actuel de RTE à considérer, en particulier la date prévisionnelle R3 ?

R : Les éléments suivants de calendrier prévisionnel peuvent être fournis sur la partie raccordement à titre indicatif :

- Etudes environnementales : mars 2022 - mai 2023
- Etude d'impact : septembre 2022 - Décembre 2023
- Dépôt des demandes d'autorisations RTE : mars 2024
- Obtention des autorisations de RTE (Jalon R3) : mars 2025
- Mise à disposition du raccordement (Jalon R5) : mars 2031

Ce calendrier tient compte d'un dépôt anticipé des demandes d'autorisations de RTE par rapport au Producteur. Les dates présentées ci-dessus sont prévisionnelles et ne sauraient être considérées comme des objectifs susceptibles d'engager la responsabilité de RTE ou pouvant être invoqués par le Producteur pour déroger à ses obligations au titre du Cahier des Charges.

Q7) [14/06/2022] :

La Date Butoir de Mise en Service pour le Projet, étant possiblement liée à la date de mise à disposition du raccordement (R5), elle-même liée à la date d'obtention des autorisations de RTE

(R3) pouvez-vous transmettre aux candidats un calendrier prévisionnel de RTE, notamment les dates prévisionnelles du début et fin des études environnementales et de l'étude d'impact, de l'enquête publique, dates d'obtention des différentes autorisations et de la Date de Mise à Disposition du Raccordement– donnée structurante pour le plan d'affaires du Candidat ?

R : Il est fait référence à la réponse apportée à la question 6.

Q8) [14/06/2022] :

A l'Article 4.3.6 du cahier des charges, il est précisé que « les documents et livrables relatifs aux interfaces entre le Gestionnaire du RPT et le Producteur susceptibles d'avoir des conséquences sur l'ingénierie de détail du Poste en Mer devront être définis par le Gestionnaire du RPT et le Producteur sur la base des données de l'ANNEXE 7 et de la PTF ».

La matrice de responsabilité est un paramètre important dans le dimensionnement du Projet. Afin de garantir une égalité de traitement entre tous les candidats à cette procédure d'appel d'offres, pouvez-vous transmettre à l'ensemble des candidats préqualifiés ce document (ou à titre d'information, la matrice de responsabilité du projet de Dunkerque) ?

R : La matrice de responsabilités est un tableau qui définit les rôles de chaque participant au raccordement (producteur, RTE, sous-traitants, etc.) et un socle de partage des périmètres des différentes composantes du projet entre chaque partie prenante en définissant :

- la localisation de l'interface ;
- la partie qui détient la propriété de la composante ;
- la description détaillée de la composante ;
- le partage de périmètre sur cette composante à chaque étape d'exécution en indiquant quelle entité fournit les données d'entrée et réalise l'ingénierie, l'achat, la construction/fabrication, le transport, l'installation, les essais ou encore la maintenance.

Elle peut définir également qui valide, qui contrôle ou qui est sollicité pour information ou pour action. Sur la partie « PEM / Câbles inter-éoliennes » la matrice devrait comporter typiquement de l'ordre de 40 à 50 lignes. Elle est en cours d'élaboration par RTE pour les appels d'offres dont le poste en mer est dans le périmètre de RTE et n'a pas été partagée à ce jour avec le lauréat de l'appel d'offres de Dunkerque.

Le Cahier des Charges précise d'ores et déjà un certain nombre de principes d'interfaces qui seront ensuite retranscrits dans cette matrice de responsabilités. Ainsi, quand il est écrit « *Les équipements nécessaires au tirage des câbles du Producteur seront fournis par le Producteur.* » à l'article 3.b de l'Annexe 7 du Cahier des Charges, ce principe sera par la suite retranscrit avec le Producteur dans la matrice de responsabilités.

Il est à noter que l'article 4 de l'Annexe 7 relatif au local Producteur sur le Poste en Mer fige également des principes d'interfaces sur la partie « Matériel Producteur sur le PEM ».

Q9) [14/06/2022] :

A l'Article 1.1 de l'ANNEXE 7 il est indiqué que « Le poste de raccordement de MENEUEL se situe sur une file de renvoi de tension et pourra faire l'objet d'interruptions particulières liées à des essais de renvoi de tension conformément aux stipulations prévues dans le CART. » Pouvez-vous confirmer le nombre de scénarios de renvoi de tension affectant le poste de Meneuel ?

R : L'enchaînement contractuel prévu par RTE concernant le renvoi de tension est le suivant :

- le Cahier des Charges (art 1.1 de l'Annexe 7) mentionne la prise en compte d'essais possibles de renvoi de tension ;
- la PTF (Conditions Particulières article 4-8) indique le nombre de scénarios de renvoi de tension ;
- le CART Producteur (Conditions Particulières Sites art 7.3) reprend les scénarios de renvoi de tension.

Les interruptions liées aux files de renvoi de tension font l'objet d'un engagement et d'un décompte spécifiques, qui sont décrits dans les Conditions Générales du CART. Ainsi, RTE s'engage, au niveau de chaque Point de Connexion concerné par un ou plusieurs scénario(-i) de renvoi de tension, et par période de trois (3) années civiles consécutives, sur une durée maximale d'interruptions particulières liées à des essais de renvoi de tension de huit (8) heures par scénario de renvoi de tension. Toutefois, lorsqu'un Point de Connexion est concerné par plus de deux scénarii de renvoi de tension, ce qui est le cas sur le poste de Meneuel, RTE s'engage sur une durée maximale de 16 heures.

Les interruptions liées aux essais de renvoi de tension ne sont pas prises en compte dans le calcul du taux de disponibilité des Ouvrages de Raccordement, conformément aux dispositions de l'article 6.b) de l'Annexe 7 du Cahier des Charges.

Q10) [14/06/2022] :

A l'article 2.b de l'ANNEXE 7 il est indiqué que « Les câbles d'export se situent au sein d'un couloir prévisionnel de 1200 m de largeur au sein duquel aucune éolienne ne pourra être installée »

Pouvez-vous confirmer qu'il n'est pas nécessaire de prévoir une distance (zone tampon) entre ce corridor et les équipements que le producteur souhaite installer ?

R : Le Producteur peut positionner des éoliennes à proximité de ce corridor, dans les conditions prévues à l'article 2.b) de l'Annexe 7 du Cahier des Charges.

Q11) [14/06/2022] :

A l'Article 3.c de l'ANNEXE 7 Il est demandé que « Le Producteur s'engage à équilibrer les puissances installées ainsi que les puissances injectées en exploitation sur chaque tronçon de barre 66 kV ou 132 kV du Poste en Mer avec une tolérance correspondant à une puissance équivalente à une éolienne (générateur) ».

Le détail des jeux de barre n'ayant pas été transmis dans le cadre du dialogue concurrentiel, pouvez-vous préciser le nombre de tronçons de barre 66kV ou 132 kV à considérer pour l'équilibrage des puissances ? Est-il possible de fournir le schéma électrique envisagé par RTE aux Candidats ?

R : A ce stade, RTE ne peut pas fournir de schéma plus précis que celui figurant dans le Cahier des Charges. Le schéma unifilaire de principe précisant le nombre de tronçons de barre 66kV ou 132 kV sera connu à l'issue des résultats de l'appel d'offres pour l'achat du Poste en Mer et des stations de conversion. De manière générale, RTE transmettra au Producteur les données techniques relatives au raccordement selon les modalités et les échéances indiquées dans le tableau de la partie 7 de l'Annexe 7 du Cahier des Charges.

Q12) [14/06/2022] :

Prenant en compte le calendrier d'obtention des autorisations et de celui du raccordement/mise en service du projet, aucune provision ne semble exister dans le cahier des charges si un candidat commet volontairement ou non l'erreur de proposer une durée de vie pour l'installation qui viendrait significativement dépasser la durée de l'autorisation fixée à 40 ans. Pouvez-vous clarifier comment une telle offre serait traitée ? Le candidat commettant une telle erreur serait-il éliminé pour une offre incohérente ou serait-il simplement questionné et noté sans être éliminé (quitte à perdre 1 point sur la partie calendrier du critère cohérence et robustesse) ?

R : L'article 1.1 de l'Annexe 6 du Cahier des Charges indique une durée prévisionnelle de quarante (40) ans pour l'Autorisation (ladite autorisation étant nécessaire pour la réalisation du Projet comme cela est indiqué à l'Article 7.2.1 du Cahier des Charges), durée maximale sur la base de laquelle les Candidats doivent élaborer leur offre.

Nous vous invitons par ailleurs à consulter l'Article 2.5 (Contenu et durée de validité des offres) et l'Article 3.2.3 (Cas d'un tarif de référence sous-évalué) du Cahier des Charges.

Q13) [14/06/2022] :

L'Article 6.5 du Cahier des Charges fixe les modalités de prise en compte des mesures de financement d'actions territoriales au titre de l'engagement d'allouer 10 millions d'euros à de telles mesures.

Il est notamment indiqué que les actions concernées doivent porter (i) sur des activités ne relevant pas des règles en matière d'aides d'Etat ou (ii) sur des activités relatives aux secteurs de l'éducation, de la formation, du tourisme, de la culture, du patrimoine ou de la transition

écologique dès lors que le financement est inférieur au seuil de minimis ou qu'il respecte les conditions du règlement général d'exemption par catégorie (ci-après « RGEC »).

Nous comprenons que l'objectif poursuivi par le ministre de l'énergie avec cet article est d'éviter que les dépenses au titre du développement territorial ne puissent être qualifiées de mesures d'aides devant être notifiées à la Commission européenne au titre de l'article 108 (3) du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne.

Pouvez-vous en conséquence confirmer qu'une action territoriale financée en Normandie sera prise en compte, même si elle ne relève pas d'un secteur d'activité explicitement visé à l'article 6.5 du Cahier des Charges, dès lors (i) qu'elle est en lien avec les enjeux socio-économiques du Projet, (ii) qu'elle ne génère pas de bénéfice économique au Producteur, ses Actionnaires ou aux Sociétés Affiliées et (iii) qu'elle ne constitue pas une mesure d'aide devant être notifiée à la Commission européenne ?

En ce sens, pouvez-vous par exemple confirmer qu'une action bénéficiant au secteur maritime serait prise en compte dès lors (i) soit qu'elle ne répond pas aux conditions de l'aide d'Etat, (ii) soit qu'elle n'a pas à être notifiée parce qu'elle relève des aides de minimis, du RGEC ou de tout règlement sectoriel pertinent, comme notamment le règlement (UE) n° 717/2014 de la Commission du 27 juin 2014 concernant les aides de minimis dans le secteur de la pêche et de l'aquaculture ?

R : Les conditions de l'Article 6.5 du Cahier des Charges s'appliquent

Q14) [28/06/2022] :

A l'Article 6.1.3 du Cahier des Charges, il est fait référence à l'indice de l'acier produits finis "LMESteelRebar" publié par London Metal Exchange (LME). Or après consultation du site internet de LME (lme.com) nous avons identifié un produit dénommé "LME Steel Rebar FOB Turkey (Platts)" qui montre les prix de clôture pour des contrats futurs sur des périodes variées.

Pouvez-vous confirmer que "LME Steel Rebar FOB Turkey (Platts)" est le bon indice à utiliser pour la formule d'indexation des montants forfaitaires de la garantie relative au raccordement au bénéfice du Gestionnaire du RPT ?

Pouvez-vous préciser la période de référence que le candidat doit considérer ?

R : L'indice « LME Steel Rebar FOB Turkey (Platts) » est le bon indice à considérer.

Concernant la période de référence, il est fait référence à la réponse apportée à la question 46.

Q15) [28/06/2022] :

A l'Article 5.2.7 du Cahier des Charges il est indiqué que « Le tarif de référence T est indexé de la date située vingt (20) jours avant la date de remise de l'offre jusqu'à la date située vingt-quatre (24) mois après la Date T1, par application d'un coefficient K. »

Pouvez-vous confirmer que la date de remise de l'offre à laquelle il est fait référence à cet article correspond bien à la date qui figure à l'Article 2.7.1 du Cahier des Charges soit le 10 novembre 2022 ?

R : Nous confirmons qu'il convient ici de prendre en compte la date limite de remise des offres, c'est à dire la date qui figure à l'Article 2.7.1 du Cahier des Charges, sauf si une autre date, postérieure à cette dernière et présentée comme la nouvelle date limite de remise des offres, était communiquée aux Candidats.

Q16) [08/07/2022] :

Au point 2 de l'Appendice 1 de l'Annexe 5 du Cahier des Charges, il est précisé que « "Ct " désigne la courbe des taux de swaps cotés en base annuelle -30/360 ou -exact/360 "milieu de fourchette" contre Euribor 1 mois avant la Date de Prise d'Effet et Euribor 3 mois ou Euribor 6 mois après la Date de Prise d'Effet, telle que publiée sur la page ICAPEURO de Reuters ou ICAE EURO de Bloomberg, ou sur toute autre page qui viendrait à leur être substituée. Le choix entre l'Euribor 3 mois et l'Euribor 6 mois s'effectue une fois au moment du Bouclage Financier et en fonction de la périodicité du tirage sur la dette et du remboursement de la dette telle que définie dans la documentation de crédit. »

Pouvez-vous confirmer que le taux fixe contre Euribor 1 mois (avant la Date de Prise d'Effet) considéré dans le modèle financier de l'offre du Candidat sera réajusté à la date de fixation des taux ?

Pouvez-vous confirmer que ce réajustement s'appliquera également dans le cas de taux fixes contre Euribor 3 ainsi que contre Euribor 6 mois ?

R : Comme décrit dans la Cahier des Charges, le mécanisme de couverture des taux permet de couvrir taux fixe contre Euribor 1 mois (ou tout autre taux qui s'y substituera) avant la Date de Prise d'Effet et taux fixe contre Euribor 3 mois ou Euribor 6 mois (ou tout autre taux qui s'y substituera), au choix du Lauréat, après la Date de Prise d'Effet ; le choix entre Euribor 3 mois et Euribor 6 étant réalisé à la date de fixation des taux.

Q17) [08/07/2022] :

Document de référence : Cahier des charges, section 7.2.1 page 85 & Annexe 6.

Pouvez-vous confirmer que la durée de l'Autorisation (ayant objet d'autoriser l'occupation du Périmètre situé au sein de la zone économique exclusive pour l'implantation, l'exploitation, la maintenance et le Démantèlement de l'Installation) sera de 40 ans ferme, à compter de la date de délivrance de l'arrêté préfectoral d'autorisation ?

Serait-il possible de clarifier que la durée de 40 ans pourrait démarrer au commencement effectif des travaux maritimes de construction de l'installation afin de permettre à tous les candidats de considérer la meme durée d'exploitation ?

R : Concernant la première question, il est fait référence à la réponse apportée à la question 12.

Concernant la réponse à la deuxième question, la durée de l'Autorisation débute à compter de la date de délivrance de l'Autorisation, la délivrance de l'Autorisation intervenant en application des, et conformément aux, dispositions de l'Ordonnance de 2016 et du Décret de 2013.

Q18) [08/07/2022] :

Les règles de l'appel d'offre semblent ne pas préciser de sanctions en cas de construction de la ferme éolienne avec un nombre de turbines différent à celui indiqué dans l'offre remise par le lauréat. Cependant, la CRE dans sa délibération N°2022-70 mentionne une sanction de 35mEuros par point indument gagné au titre des engagements pris par les candidats. Pourriez-vous s'il-vous-plaît clarifier ce point ?

R : Le Candidat s'engage dans son offre sur un nombre maximal d'éoliennes pour son Installation, conformément aux dispositions de l'Article 3.1.3 a) du Cahier des Charges. Le non-respect de cet engagement conduit à la non-délivrance de l'Attestation de Conformité, conformément aux dispositions de l'Article 5.2.1 b) du Cahier des Charges.

Il est par ailleurs rappelé les dispositions de l'Article 5.2.1 a) du Cahier des Charges et notamment ses deux derniers alinéas.

Il sera cependant possible pour le Candidat de construire une Installation sur la base d'un nombre d'éoliennes inférieur au nombre maximal d'éoliennes sur lequel il s'est engagé dans son offre.

Q19) [08/07/2022] :

Documents de référence : Annexe 4 (CdR) - Annexe 3, Appendice 1, 2.b, Annexe 5 - Appendice 1, 2.b

Dans la procédure de recalage, il est mentionné que, dans le cas d'un financement sur bilan, la procédure de recalage s'applique sur un cas de dette théorique tel que défini dans le Cahier des charges (gearing 70%) sur la base de remboursements en annuité constantes (afin de mesurer Roffre). Ceci entre en contradiction avec la définition du cas théorique (gearing à 70%) imposé à l'étape d'évaluation de la robustesse de l'offre (3.1.2.b, les annuités étant sculptées). Nous souhaitons nous assurer qu'il s'agit bien d'une erreur dans l'Annexe 4 "Modèle de contrat [...]" - Annexe 3 "Protocole de recalage [...]" - Appendice 1 "Protocole de recalage [...]", 1.2.b ainsi que dans l'Annexe 5 - Appendice 1 2.b et que les remboursements du cas théorique (gearing 70%) sont bien sculptés sur la base d'un DSCR fixe.

Par ailleurs, le tarif T est ajusté dans cette procédure afin de prendre en compte une évolution des taux entre la soumission de l'offre et le closing financier, avec la double contrainte d'une atteinte de TRloffre (sans dépassement) et d'un respect de Roffre. Dans le cas où, après révision de T, le TRloffre est atteint mais Roffre non respecté, le producteur peut être amené à réduire le levier financier (à défaut de pouvoir augmenter T). Dans le cas d'un financement bancaire, la modification du levier financier affecte la chronique de flux TRth servant au calcul de la surcompensation. Dans le cas d'un financement sur bilan, nous souhaitons confirmer que cet

ajustement du gearing théorique n'affecte en rien la chronique des flux TRth (le cas avec levier à 70% étant purement théorique et la chronique TRth étant construite sur un financement sans dette).

R : Sur le premier point (mentionné au premier alinéa de la question), nous confirmons la rédaction, sans modification, du Cahier des Charges.

S'agissant du second point (mentionné au second alinéa de la question), la contrainte Roffre s'applique à toutes les structures de financement.

Q20) [08/07/2022] :

Document de référence : Cahier des charges, Article 5.2.5

Il est prévu par le cahier des charges que le tarif T soit révisé pour prendre en compte la perte de productible due à l'effet de sillage provoqué par l'installation d'une ferme adjacente à celle de l'AO4 (Art. 5.2.5). Il est prévu que cette révision compense (i) les pertes pendant la durée du CdR et (ii) pendant une période pouvant aller jusqu'à 10 ans après la fin du CdR. Si le calcul de compensation des pertes durant le CdR est assez clair, il nous semble que le calcul de la compensation sur la période post CdR manque de précision. Doit-on comprendre que la prise en compte des pertes post CdR se fait (i) sur la base d'une prolongation théorique du CdR tel que semble le mentionner le cahier des charges ("un ajustement du complément de rémunération calculé annuellement [...] sur la base du tarif de référence figurant dans l'offre du Lauréat") ou bien (ii) sur la base d'un prix de marché de référence estimé tel que l'indique la CRE dans son avis ("Le calcul de cet ajustement nécessitera donc de prendre des hypothèses concernant le prix auquel cette perte de productible aurait pu être valorisée, au-delà de l'échéance du contrat de complément de rémunération")? Par ailleurs, il n'est pas mentionné quel taux serait utilisé pour "désactualiser" les flux correspondant aux pertes post CdR.

R : Il est fait référence à la réponse apportée à la question 3.

Q21) [08/07/2022] :

Document de référence : Cahier des charges, Article 5.2.5

Nous comprenons de l'article 5.2.8 que le coefficient L s'applique au tarif T à compter de la prise d'effet du contrat de complément de rémunération. Au numérateur de la formule, il faut prendre en compte la dernière valeur de l'indice au premier janvier. Au dénominateur, la dernière valeur de l'indice disponible au moment de la prise d'effet. La lecture stricte de cette formule conduirait à conclure que, si la prise d'effet a lieu après janvier, par exemple en juin, il y ait un risque pour que le coefficient L soit inférieur à 1 entre la prise d'effet et le premier janvier suivant (ce qui reviendrait à diminuer T au moment de la prise d'effet). Nous souhaiterions confirmer que la valeur de L sera égale à 1 entre la date de prise d'effet et la première révision du coefficient L ayant lieu le premier janvier suivant la prise d'effet.

R : Le tarif de référence T est indexé, à compter de la Date de Prise d'Effet, par application du coefficient L. S'agissant de ce dernier, il est précisé que sa valeur ne pourra être inférieure à 1 pour l'année civile au cours de laquelle intervient la Date de Prise d'Effet et que l'indexation est appliquée au 1^{er} janvier de chaque année.

Q22) [08/07/2022] :

La date de remise des offres indiquée (10/11/2022) diffère de celle indiquée dans délibération de la CRE N°2022-70 (14/10/2022, section 3.3). Pourriez-vous confirmer la date du 10 Novembre 2022 ?

R : La date limite de remise des offres à prendre en compte est celle indiquée à l'Article 2.7.1 du Cahier des Charges, sauf si une autre date, postérieure à cette dernière et présentée comme la nouvelle date limite de remise des offres, était communiquée aux Candidats.

Q23) [08/07/2022] :

Les études géotechniques actuellement en cours de réalisation sont une donnée fondamentale pour le calcul des couts des fondations par les candidats et donc l'établissement du tarif de complément de rémunération. Les résultats actuellement partagés sont partiels et il nous semble qu'un retard dans la transmission du rapport final est probable. Initialement prévu début septembre la transmission de ce rapport impliquera un délai de 2 mois pour que les candidats puissent intégrer pleinement les données géotechniques à leurs offres. Nous souhaitons alerter qu'un minimum de 3 mois entre l'émission du rapport géotechnique final et la remise des offres est nécessaire. Certains candidats ayant fait leurs propres analyses géotechniques sur la zone disposent des à présents de ces données, ce qui pourrait désavantager les candidats n'y ayant pas accès. En conséquence nous souhaiterions réitérer notre demande de disposer des trois mois entre l'émission du rapport final et la date de soumission des offres.

R : L'Etat confirme que la date limite de remise des offres est celle prévue à l'Article 2.7.1 du Cahier des Charges, sauf si une autre date, postérieure à cette dernière et présentée comme la nouvelle date limite de remise des offres, était communiquée aux Candidats.

Q24) [20/07/2022] :

Document de référence : Annexe 2, 2.B.2.6

Il est demandé au Candidat de réaliser plusieurs analyses de sensibilités sur le modèle financier, notamment en faisant varier l'indexation du tarif (T ref Section 5.2.7). Pourriez-vous clarifier si la variation de l'indexation annuelle du tarif doit s'entendre sur la période de construction seulement, sur la période d'exploitation seulement ou sur la période de construction + d'exploitation ?

R : La variation de l'indexation du tarif s'applique pour le coefficient K ainsi que pour le coefficient L.

Il est par ailleurs précisé que la variation ne s'applique qu'aux indices et non à la part fixe de la formule de calcul des coefficients dont il s'agit.

Q25) [22/07/2022] :

Nous comprenons que la Direction Générale de l'Énergie et du Climat consulte en ce moment les syndicats professionnels en parallèle de la présente procédure sur la possibilité d'étendre la durée d'occupation maximale du domaine public maritime (CUDPM) et de la ZEE de 40 à 50 ans.

Pouvez-vous confirmer que la durée maximale de concession à considérer 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 reste de 40 ans et qu'aucune modification des textes sur ce point (très structurant) ne sera pas à prendre en compte au stade de l'offre sauf à ce qu'elle n'intervienne au plus tard trois (3) mois avant la date limite de remise de l'offre telle que précisée à l'article 2.7.1 du Cahier des Charges afin de permettre aux candidats de l'intégrer en amont de l'audit financier ?

R : Il est fait référence à la réponse apportée à la question 12.

Q26) [22/07/2022] :

Au regard de l'évolution actuelle des prix des matières premières et des taux d'intérêt, nous estimons que le prix réel du projet Dunkerque s'approche des 60 euros/MWh (vs. 44€/MWh en date d'attribution) en prenant en compte les mécanismes d'ajustement prévus.

Ainsi, considérant cette inflation, confirmez-vous que les points de référence à utiliser pour l'élaboration des offres par les candidats sont ceux prévus 20 jours ouvrés avant la date limite de remise de l'offre telle que précisée à l'article 2.7.1 du Cahier des Charges ?

R : Il est fait référence à la réponse apportée à la question 15.

Q27) [22/07/2022] :

Article 5.2.7 – Définition de la date « t »

La Cahier des Charges ne définit pas la notion de date "t". La rédaction de l'article 5.2.7 semble indiquer que la date "t" correspondrait à la date T1 + 24 mois. Pourriez-vous confirmer cette interprétation ?

R : La date « t » considérée dans l'Article 5.2.7 est la date à laquelle est réalisé le calcul d'indexation, étant entendu que le tarif de référence est indexé de la date située vingt (20) jours avant la date limite de remise des offres jusqu'à la date située vingt-quatre (24) mois après T1.

Il est précisé, que dans le cas où la date située vingt-quatre (24) mois après T1 est postérieure à la Date de Prise d'Effet, le tarif de référence est indexé jusqu'à la Date de Prise d'Effet conformément aux dispositions de l'Article 5.2.7 du Cahier des Charges, puis conformément aux dispositions de l'Article 5.2.8 du Cahier des Charges à compter de la Date de Prise d'Effet

Q28) [22/07/2022] :

Article 7.5.5 b) – Gestion du Fonds Biodiversité

Le Producteur peut être amené, par décision du (ou de la) ministre chargé(e) de l'énergie, de mettre en place une organisation lui permettant d'assurer la gestion et le paiement des sommes initialement destinées au Fonds Biodiversité. Pourriez-vous préciser les moyens et les conditions de financement et de gestion de cette entité privée ?

R : Ce point sera prévu dans le protocole conclu entre l'Etat et le Producteur dans cette hypothèse.

Q29) [22/07/2022] :

Article 5.2.4 – Avenant Contrat complément de rémunération

Le dernier paragraphe de l'article 5.2.4 du Cahier des Charges n'intègre plus la mention suivante : "Dans ce cas, le complément de rémunération modifié ne s'applique que pour l'électricité produite à compter de la signature de l'avenant". Cela signifie-t-il que le CCR ainsi modifié peut s'appliquer à l'électricité produite avant la signature de l'avenant ?

R : Le complément de rémunération modifié par l'avenant s'applique à compter de la date de signature de l'avenant et l'ajustement doit, comme l'indique l'Article 5.2.4 du Cahier des Charges, être calculé de façon selon le cas, soit à couvrir le montant prévisionnel de l'impôt ou de la taxe sur la durée du Contrat de Complément de Rémunération à partir de la date de modification, de création ou de suppression de l'impôt ou la taxe dont il s'agit, soit à prendre en compte la réduction des charges pour le Producteur résultant de l'évènement considéré, dans les deux hypothèses en tenant compte le cas échéant du productible anticipé dans le modèle financier mis à jour au moment du Bouclage Financier conformément aux dispositions de l'Article 6.7 du Cahier des Charges.

Q30) [22/07/2022] :

Annexe 2, Partie B.2.6 – Sensibilité 8

Au sein de la référence 6 de la note B2 se trouvent définies 14 sensibilités dont les résultats doivent permettre de juger de la robustesse financière du montage contractuel et financier de l'offre du Candidat. A cet effet, la définition de la Sensibilité 8 semble omettre la conjonction de coordination "et" dans la phrase "une diminution de 50 bps de la marge du financement initial (et) du taux "all in" des refinancements éventuels". Pouvez-vous par conséquent nous confirmer la bonne rédaction de cette définition ?

R : Nous vous confirmons qu'il convient d'ajouter le mot « et » dans la phrase « une diminution de 50 bps de la marge du financement initial et du taux "all in" des refinancements éventuels ».

Q31) [22/07/2022] :

Annexe 6, Article 1.1 – Durée de l'Autorisation

La durée de l'Autorisation de 40 ans définie au sein de l'article 1.1 de l'Annexe 6 semble désormais être une durée prévisionnelle qui sera définitivement fixée par le Préfet après son instruction. Pouvez-vous confirmer que la durée de l'Autorisation ne pourra pas être inférieure à 40 ans ?

R : Il est fait référence à la réponse apportée à la question 12.

Q32) [22/07/2022] :

Article 1.1.1 – Définition de Montant à Financer

Pouvez-vous nous confirmer que la définition du "Montant à Financer" intègre bien les sommes relatives au budget de réserve ou budget d'aléas pendant la période du Projet ?

R : Conformément à la définition donnée dans le Cahier des Charges, le Montant à Financer désigne la somme des éléments suivants :

- le Coût des Investissements Initiaux ;
- les coûts liés au préfinancement (frais financiers intercalaires dont commissions bancaires, et frais de portage de la TVA) ;
- les éventuelles dotations à des comptes de réserve et autres coûts tels que le préfinancement du besoin en fonds de roulement.

Il est précisé que les éventuels budgets de réserve et/ou budget d'aléas doivent être intégrés par le Candidat dans le Montant à Financer.

Il est entendu que le Montant à Financer couvre la période allant de de la Date T0 jusqu'à la Date Effective de Mise en Service (au même titre que le Coût des Investissements Initiaux).

Q33) [22/07/2022] :

Article 4.3.4 – Choix du régime de responsabilité de la Convention de Raccordement

Le régime de responsabilité doit être choisi avant la date R1. Cependant, en cas de mutualisation du poste en mer, il est indiqué que le Gestionnaire du RPT peut solliciter la décision de l'Etat sur le choix du régime de responsabilité applicable entre le Gestionnaire du RPT et le Producteur. Le Gestionnaire du RPT et le Producteur s'engagent à faire application de la décision de l'Etat à la suite de cette sollicitation. Il n'est pas clair jusqu'à quelle date le régime choisi par le Producteur peut être annulé et remplacé par une décision de l'Etat à la demande de RTE. Est-ce possible à tout moment, même après le lancement des appels d'offres auprès des fournisseurs de RTE ou du Producteur, voire après la signature de la Convention de Raccordement ? Pouvez-vous clarifier la date maximale relativement à T0 ?

R : Il sera attendu par l'Etat que la demande de RTE soit formulée au plus tard un (1) mois après le Jalon R1.

Q34) [22/07/2022] :

Article 6.10.7 – Evaluation du contenu local du projet

Existera-t-il une trame type d'indicateurs proposée par l'Etat ou le Producteur devra élaborer sa propre trame qu'il soumettra ensuite à l'Etat ? Quel niveau de détail devra être fourni ?

R : Le Producteur devra élaborer sa propre trame, pour approbation par l'Etat. Des échanges préalables avec les services de l'Etat pourront être organisés à la demande du Producteur ou de l'Etat.

Q35) [22/07/2022] :

Article 4.3.6 – Matrice de responsabilité

Il est indiqué que le Gestionnaire du RPT établira, conjointement avec le Producteur, une matrice de responsabilité entre les parties et tout autre document d'interface ayant vocation à contribuer à l'élaboration de la Convention de Raccordement. Les formulations « tout autre document d'interface » ou encore « les documents et livrables relatifs aux interfaces entre le Gestionnaire du RPT et le Producteur susceptibles d'avoir des conséquences sur l'ingénierie de détail du Poste en Mer » semblent très génériques. Pouvez-vous confirmer qu'il ne s'agira pas, à ce stade (c'est-à-dire avant R4), de fournir des procédures, des grandeurs physiques ou des plans d'interface mais juste d'identifier et de lister les types d'interface qui devront être échangées plus tard ? Par exemple, il conviendra d'identifier que le plan d'arrivée des câbles sur le poste en mer est une donnée d'interface qu'il faudra fournir ultérieurement mais pas avant R4. Confirmez-vous cette lecture ?

R : Les dispositions du Cahier des Charges, et notamment de son Article 4.3.6, s'appliquent.

Q36) [22/07/2022] :

Annexe 7 Article 6 b) – Disponibilité des Ouvrages de Raccordement

Il est indiqué en Annexe 7, article 6b, que le taux de disponibilité garanti, hors avarie et dysfonctionnement, sera de 97%. Par ailleurs le Code de l’Energie article D.342-4-13 précise les franchises de pertes de production, exprimées en MWh/MW, qui ne seront pas indemnisées par RTE en cas d’avarie ou de dysfonctionnement ou pendant les phases de “transmission tests” et de “trial operation”. Nous comprenons que ces franchises correspondent à une indisponibilité de 30 jours à pleine puissance (soit l’équivalent de plus de 60 jours calendaires avec un facteur de charge moyen inférieur à 50%) pendant les tests, puis 10 jours à pleine puissance (soit l’équivalent de plus de 20 jours calendaires) sur les 5 premières années, puis 30 jours à pleine puissance (soit l’équivalent de plus de 60 jours calendaires) pendant les 10 années suivantes, puis 45 jours à pleine puissance (soit l’équivalent de plus de 90 jours calendaires) pendant les 5 années suivantes. A cela s’ajoutent les tests de renvoi de tension (niveau de garantie décrit dans la trame de CART). On peut regretter que cette présentation morcelle l’information dont les développeurs ont besoin pour faire leur modélisation. Ainsi en cumulant toutes ces indisponibilités non indemnisées, il en résulte que, jusqu’à l’issue du Contrat de Rémunération, l’indisponibilité calendaire du raccordement possible sans compensation pour le Producteur peut s’élever à plus de 6,5% (à quoi s’ajoute l’incertitude la plus complète au-delà de cette période, notamment en années 24 et 25). Confirmez-vous cette lecture des textes (cahier des charges, code de l’énergie, trame de CART) et l’exhaustivité de l’estimation de l’indisponibilité non indemnisée ?

R : Il n’appartient pas à l’Etat de confirmer ou d’infirmes des calculs de ce type dans le cadre de la présente procédure.

A titre d’information, RTE publie et met à jour sur son site internet le plan de maintenance de ses liaisons sous-marines qui décrit les moyens que RTE compte mettre en œuvre pour remettre en service, dans les meilleurs délais, la partie sous-marine du réseau d’évacuation des installations de production éoliennes en mer. Ce document fournit par ailleurs des indications en termes de probabilité d’occurrence d’avaries sur la partie sous-marine du réseau d’évacuation d’installations de production d’énergies à partir de sources d’énergie renouvelable en mer ainsi qu’une distribution des délais de réparation afférents : [https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/liaisons-sous-marines/Plan de maintenance LSM 2022.pdf](https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/liaisons-sous-marines/Plan_de_maintenance_LSM_2022.pdf)

Q37) [22/07/2022] :

Annexe 7 Article 6 b) – Disponibilité des Ouvrages de Raccordement

Il est indiqué en Annexe 7, article 6b, que le taux de disponibilité garanti [pendant les travaux de révision ou de renouvellement] sera communiqué par RTE au plus tard un (1) an avant la date de début des travaux, après avis de la CRE, et portera sur une période qui ne pourra dépasser vingt-quatre (24) mois à compter de la date de début des travaux [en l’occurrence les

années 24 et 25 à compter de la mise à disposition des ouvrages de raccordement]. Dans la version précédente du cahier des charges, ce taux de disponibilité garanti était de 0%. Par ailleurs, dans la version finale du cahier des charges, dans la clause 5.2.5 en page 51 que, pour ce qui concerne la période de vingt-quatre (24) mois située vingt-trois (23) ans à compter de la Date Effective de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement, mentionnée à l'article 6.b) de l'ANNEXE 7, la perte de productible indiquée sera égale à 50% de la perte de productible retenue pour les autres périodes. Faut-il en déduire que la garantie de disponibilité par RTE pendant ces 24 mois sera au maximum de 50% ?

R : Il est fait référence à la réponse apportée à la question 2.

Q38) [22/07/2022] :

Annexe 2 – Partie B

« Le Candidat remettra également dans la pièce B1 :

- une note indiquant qu'il s'engage à ce que le résultat de l'évaluation carbone de l'Installation soit inférieur au nombre Cmax (tel que défini à l'Article 2.8.10), à la date indiquée à l'Article 6.10.1 ;

- une note détaillant la répartition des montants envisagée entre (a) le montant alloué aux mesures ERC et au suivi environnemental du Projet, hors Démantèlement, et (b) le montant versé au Fonds Biodiversité, conformément à l'Article 3.1.3(b) »

Quel est le niveau de détails attendu pour ces deux notes ? Pouvez-vous préciser davantage les exigences ?

R : Les Candidats sont libres du niveau de détail apporté par ces notes, étant entendu que la Commission de régulation de l'énergie, au stade de l'analyse des offres, vérifiera la complétude des notes correspondantes au regard de leurs objectifs (ici une note indiquant un engagement relatif au résultat de l'évaluation carbone de l'Installation et une note détaillant la répartition des montants envisagés entre le montant alloué aux mesures ERC et au suivi environnemental du Projet, hors Démantèlement, et le montant versé au Fonds Biodiversité).

Q39) [22/07/2022] :

Dans la note transmise par l'Etat le 3 juin 2022, il est indiqué que RTE envisage de déposer les demandes d'autorisations relatives au raccordement environ 9 mois avant celles du Lauréat de l'AO4. Le dépôt des autorisations de RTE et du Lauréat seraient alors désynchronisés, alors que la version finale du Cahier des Charges laisse entendre au contraire que leurs deux démarches seront synchrones. Le planning du raccordement serait accéléré par rapport à celui du projet. Par conséquent, quel calendrier de raccordement le Candidat doit-il considérer dans son offre ?

R : Il est fait référence à la réponse apportée à la question 6.

Q40) [22/07/2022] :

Article 5.2.7 - Indexation du tarif de référence jusqu'à la date située vingt-quatre (24) mois après la Date T1

Sur le site de l'INSEE, les dernières valeurs publiées le sont souvent de manière provisoire. Cela est alors indiqué par un « (p) » accolé à la valeur numérique. Lorsqu'il nous est demandé dans l'article 5.2.7 de relever les « dernières valeurs définitives connue 20 jours avant la date limite de remises des offres », pouvez-vous confirmer que le terme « définitives » indique d'ignorer les valeurs provisoires potentiellement affichées et de prendre les dernières valeurs sans mention « (p) », autant pour ce qui est des indices à relever 20 jours avant la date limite de remise des offres que ceux à relever à la date t ?

R : Conformément à la rédaction de l'Article 5.2.7 du Cahier des Charges, les valeurs à retenir sont en effet les valeurs définitives.

Q41) [22/07/2022] :

Annexe 2 – Partie B.2.6

Nous nous étonnons de voir que la sensibilité n°4 cumule le fait de considérer un productible P90 et une diminution de ce productible de 10%. Les sensibilités 1, 2 et 3 comportent elles aussi des variations de productible mais à partir d'un scénario P50. Le scénario de productible sur cette sensibilité 4 ne devrait donc-t-il pas plutôt être un scénario P50? Cela nous semblerait plus logique et plus en accord avec les sensibilités précédentes. Par ailleurs, pourriez-vous confirmez que, lorsque le scénario de productible n'est pas précisé (sensibilités 7 à 14), il faut considérer le productible du cas de base, c'est-à-dire P50 ?

R : Concernant le scénario de productible lié à la sensibilité 4, il est fait référence à la réponse apportée à la question 4.

S'agissant des scénarios de productible pour les sensibilités 7 à 14, il est fait référence à la dernière partie de la réponse apportée à la question 52.

Q42) [04/08/2022] :

Avant la remise d'offre, les réponses aux questions posées via le présent formulaire seront elles :

- publiques ? accessibles à tous candidats pré-qualifiés ? anonymes ? ou juste envoyées la personne qui l'a posée ?
- répondues au cas par cas ou bien seront formulées en une seule fois au plus tard le 19 Septembre 2022 ?
- renseignées dans un log au fur et à mesure et accessible ou un tableau récapitulatif des questions réponses sera émis en fin de processus ?

R : Les réponses aux questions posées par les Candidats dans le cadre de l'Article 2.4 du Cahier des Charges seront transmises aux Candidats et rendues publiques sur le site de la CRE, au plus tard le 19 septembre 2022.

Q43) [17/08/2022] :

Une partie des documents de la DTR relative à la Convention de Raccordement (notamment le cahier des charges des capacités constructives et le contrôle de conformité) sont toujours en cours de revue et validation et ne sont donc pas approuvés par la CRE et publiés à la date de notification du Cahier des Charges. Nous comprenons que ces documents pourraient être publiés dans la DTR fin octobre 2022. Comptez-vous mettre à jour la date de notification du Cahier des Charges pour intégrer la dernière mise à jour de la DTR si celle-ci intervient avant la date de soumission des offres ?

R : Cela n'est pas prévu à ce jour.

Pour rappel, la trame de cahier des charges des capacités constructives pour les parcs non synchrones de générateurs, y compris en mer, est en cours de consultation. La trame a notamment pour but de tenir compte des spécificités des raccordements via des ouvrages HVDC.

Tous les opérateurs économiques intéressés ont été invités à participer à la concertation de cette trame.

Q44) [17/08/2022] :

Cahier des Charges - Article 4 : Le dernier paragraphe indique que les dispositions du Cahier des Charges devront être intégrées à la PTF et à la Convention de Raccordement. Pouvez-vous confirmer que les dispositions du Cahier des Charges devront aussi être intégrées au CARD ?

R : Les dispositions du Cahier des Charges ont vocation à être intégrées dans le CART.

Q45) [17/08/2022] :

Cahier des Charges - Article 7.7 : Dans l'hypothèse où le Producteur serait dans l'impossibilité de mettre en service la totalité de l'Installation en raison de l'indisponibilité du raccordement pendant les tests de transmission, le Producteur peut demander le report de la Date Butoir de Mise en Service (la cause étant hors du contrôle du Producteur) ?

R : Les dispositions de l'Article 7.7 du Cahier des Charges relatives à la prise en considération des tests spécifiques aux ouvrages en courant continu, ou « transmission tests », s'appliquent le cas échéant.

Q46) [17/08/2022] :

Cahier des Charges – Article 6.1.3 : La formule d'indexation des garanties de raccordement (IndRev) fait référence au jalon J2. Or cette formule est censée s'appliquer à compter de la date de remise de l'offre, c'est-à-dire avant le jalon J2. La DGEC peut-elle clarifier la valeur des indices à retenir pour le calcul de cette indexation avant le jalon J2 ? Par ailleurs, la DGEC confirme-t-elle que les montants ne sont plus indexés après le jalon J2 ?

R : Les montants des garanties des jalons J0 et J1 ne sont pas soumis à cette formule d'indexation. Une révision des montants des garanties des jalons J2, J3 et J4 sera réalisée au jalon J2 en appliquant la formule indiquée dans le Cahier des Charges. Ces montants ne seront plus révisés par la suite.

Q47) [17/08/2022] :

Cahier des Charges - Article 7.5.3 : Le cahier des charges fait référence aux articles L. 521-1 à L. 524-16 du code du patrimoine, qui définissent notamment les dispositions relatives à l'archéologie préventive. En particulier, l'article L. 524-6 prévoit que la redevance d'archéologie préventive n'est pas due dans le cas où le projet a fait l'objet d'une opération d'évaluation archéologique dans le cadre d'une convention conclue entre la personne projetant les travaux et l'Etat. La DGEC peut-elle préciser les modalités de signature d'une telle convention ?

R : Ce point sera le cas échéant précisé au cours de l'exécution du Projet.

Q48) [17/08/2022] :

Cahier des Charges, Annexe 2 - note B2, point 5 : La DGEC peut-elle confirmer que le « mécanisme d'affectation de la trésorerie au remboursement accéléré des instruments de dette » fait référence à un mécanisme de « cash sweep » dans lequel la trésorerie disponible aux actionnaires pour chaque période est affectée au remboursement des prêteurs et ce, à partir de la Date Effective de Mise en Service jusqu'au remboursement complet de la dette senior ?

R : Nous le confirmons.

Q49) [17/08/2022] :

Cahier des Charges, Annexe 2 - note B2, point 6, 1er paragraphe : Le cahier des charges dispose que « Le Candidat présente notamment les possibilités de rééchelonnement des financements envisagés dans le cas de l'atteinte de défaut de paiement sur la dette. Le Candidat décrit les

mécanismes d'adaptation de la structure financière du Projet en cas notamment de dégradation du productible. » Quelles sont les attentes de la DGEC ? Les Candidats doivent-ils prévoir une stratégie (et présenter une expérience) de renégociation des contrats de prêt si le projet est en difficulté ?

R : Il est demandé de présenter les possibilités et les mécanismes mentionnés dans l'extrait ci-dessus du Cahier des Charges cité par le Candidat.

Q50) [17/08/2022] :

Cahier des Charges Annexe 2 - note B2, point 3 Fonds Propres d) Tableau de TRI : La DGEC peut-elle confirmer qu'elle attend un tableau exhibant le taux de rentabilité interne (TRI) actionnaire tous les deux ans, à compter de la date de début des opérations commerciales et jusqu'à la fin du contrat de complément de rémunération ?

R : La clause concernée du Cahier des Charges indique que le Candidat proposera « un tableau indiquant le TRI obtenu à l'issue du Contrat de Complément de Rémunération et par intervalles de deux (2) ans à compter de cette date ».

Dans la phrase suivante du Cahier des Charges, il est précisé qu'il convient de lire « jusqu'au terme du Projet » plutôt que « jusqu'au terme du Contrat de Complément de Rémunération ».

Q51) [17/08/2022] :

Cahier des Charges Annexe 2 - note B2, point 3 Fonds Propres f) : Pouvez-vous préciser ou fournir un exemple des éléments que les Candidats doivent fournir pour « les montants et les principaux termes et les conditions de toute libération éventuelle de fonds supplémentaires par les Actionnaires existants au-delà du cas présenté dans l'offre » ? La DGEC peut-elle confirmer qu'elle attend, en cas de surcoûts par rapport au cas présenté dans l'offre, le plan de financement additionnel prévu par les Sponsors pour répondre à ces surcoûts ?

R : Nous confirmons votre compréhension.

Q52) [17/08/2022] :

Cahier des Charges Annexe 2 - note B2, point 6- Analyses de sensibilité :

- La DGEC peut-elle confirmer que le productible P90 doit rester inchangé pour la sensibilité 3 ?
- La DGEC peut-elle confirmer que le productible P50 doit rester inchangé pour la sensibilité 4 ?
- La DGEC peut-elle confirmer que le montant de dette / échéancier de remboursement doit être recalculé uniquement pour les sensibilités 4 et 6 ?
- La DGEC peut-elle confirmer que pour les autres sensibilités, le montant de dette / échéancier de remboursement doit être gardé tel que fixé avec les hypothèses du cas A ?

R : Les réponses suivantes sont apportées :

- La sensibilité 3 est réalisée à partir d'un productible P50 (sans exigence spécifique sur le P90)
- Concernant la sensibilité 4, il est fait référence à la réponse apportée à la question 4 (sans exigence spécifique sur le P90)
- Comme précisé dans le Cahier des Charges, « A défaut de lignes d'engagements contingents dédiées, les Candidats modélisent le financement des surcoûts induits éventuels par des fonds propres et de la dette injectés au prorata du ratio dette/fonds propres initial ».
- Nous confirmons que les sensibilités autres que 1 à 6 sont à réaliser avec les hypothèses du cas A comme indiqué dans le Cahier des Charges Annexe 2 - note B2, point 6.

Q53) [17/08/2022] :

Cahier des Charges – Article 8.4.2.- Réattribution du droit de réaliser le projet : L'Etat peut-il clarifier si l'organisation d'une procédure de mise en concurrence empêche la possibilité pour les prêteurs de se substituer au Producteur Initial en cas de défaut de celui-ci ?

R : Les deux mécanismes mentionnés dans la question sont distincts, s'agissant à la fois de leur objet et de leur période de mise en œuvre : le dispositif de substitution indiqué au paragraphe 2 de l'article 4.3 de l'Annexe 6 du Cahier des Charges est destiné à s'appliquer avant l'abrogation de l'Autorisation, et le dispositif de réattribution prévu à l'Article 8.4.2 du Cahier des Charges est destiné à s'appliquer quant à lui après l'abrogation de l'Autorisation (ou après le désistement du Producteur ou le retrait de la qualité de Lauréat).

Q54) [17/08/2022] :

Dans le cahier des charges, il est écrit :

Date T1 : désigne la date à laquelle sont purgées de recours (i) la décision de désignation du Lauréat et (ii) l'Autorisation.

Nous voyons ces derniers temps que les autorisations des projets éoliens en mer AO1 et AO2 sont attaquées même hors délai. Dans ce cadre, pouvez-vous préciser ce que signifie la notion d'autorisation purgée de recours ?

R : Il est fait référence aux dispositions de l'Article 1.1.2, 4^e tiret, du Cahier des Charges.

Q55) [17/08/2022] :

Définition CE de PME

Dans le cahier des charges (VF bis du 26 Juillet 2022, page 12), il est fait référence à la recommandation de la Commission européenne du 6 mai 2003.

Des textes plus récents sur le site de la Commission Européenne indiquent d'autres éléments : https://single-market-economy.ec.europa.eu/smes/sme-definition_fr?etrans=fr

Doit-on rester sur la définition de 2003 ou sur une définition ou des compléments plus récente ?
Si oui, quelle est la définition exacte et complète d'une PME ?

R : La définition des PME à prendre en compte est celle figurant à l'Article 1.1.1 du Cahier des Charges.

Q56) [19/08/2022] :

Annexe 2 – Partie B.2.3

Dans l'hypothèse où le financement externe proposé par le Candidat présenterait plusieurs tranches de dette, plusieurs taux fixes pourraient alors être mis en place pour répondre aux conditions spécifiques de ces dernières. Dans ce contexte, pouvez-vous confirmer que (i) ces différents taux fixes doivent tous être déterminés en appliquant la référence du « taux fixe du cas de base de l'offre » telle que définie dans la partie B2 point 3 de l'Annexe 2 du Cahier des Charges et (ii) que ces différents taux seront tous soumis à la clause de recalage de taux visée en point 3 de l'Annexe 5 du Cahier des Charges.

R : Nous le confirmons.

Q57) [19/08/2022] :

Annexe 2 – Partie B.2.6

Les sensibilités 7 et 8 du Cahier des Charges requièrent une augmentation ou diminution « de la marge du financement initial ». Pouvez-vous confirmer que cette augmentation ou diminution s'applique à toutes les facilités et à toutes les tranches du financement initial ?

R : Nous le confirmons.

Q58) [19/08/2022] :

Annexe 2 - Partie B.2.3

Dans l'hypothèse d'un financement externe, le Cahier des Charges précise dans sa partie B2 point 3 de l'Annexe 2 que le « taux fixe du cas de base de l'offre » sera déterminé « en fonction de la courbe des taux remise par le Candidat dans son offre relevée à 11 heures, 20 jours ouvrés avant la date limite de remise des offres ». La date du Bouclage Financier n'intervenant que plusieurs années après la date de remise de l'offre, pouvez-vous confirmer que le Candidat ne doit pas prendre en compte une prime pour un taux fixe avec départ différé dans le calcul du « taux fixe du cas de base de l'offre » ? Le taux est donc simulé comme si le Bouclage Financier avait lieu à la date de relève des taux.

R : Nous le confirmons.

Q59) [19/08/2022] :

Note de RTE sur la désynchronisation des procédures d'autorisation entre RTE et Producteur envoyée par la DGEC

La note transmise prévoit que RTE aura la possibilité d'anticiper le dépôt de ses demandes d'autorisations de 9 mois par rapport au Lauréat et que, dans cette hypothèse, la première étude d'impact formalisée par RTE devra apprécier, autant que possible, les incidences sur l'environnement à l'échelle du projet. Or, il est certain que les informations dont disposera RTE au moment du dépôt de sa demande d'autorisation ne seront pas suffisantes pour apprécier les incidences sur l'environnement du projet dans son ensemble.

La démarche proposée par RTE conduit ainsi à un risque très fort d'insuffisance et d'incohérence de l'étude d'impact, entraînant un risque sur les autorisations délivrées, ce qui impliquera des retards supplémentaires dans la construction des parcs éoliens en mer.

L'Etat a-t-il prévu des dispositifs particuliers afin de couvrir ou limiter ces risques ?

R : Ce commentaire, propre au Candidat et qui n'engage pas l'Etat, n'appelle pas de réponses de la part de la DGEC.

Q60) [19/08/2022] :

Note de RTE sur la désynchronisation des procédures d'autorisation envoyée par la DGEC

Si RTE souhaite s'engager dans la désynchronisation des procédures d'autorisation, nous préconisons que les informations dont devra disposer RTE pour initier la première étude d'impact fassent l'objet, dans l'offre remise, d'une note spécifique et dédiée à cet objet. Cette note, rédigée par le Candidat, comprendra la présentation du premier parc et de ses caractéristiques variables génériques connues par le Candidat à ce stade, ainsi que les effets génériques du parc. Un nombre suffisant de mots doit être prévu à cet effet (les notes A4 et C3 étant limitées à 5000 mots chacune, annexes comprises). Enfin, il conviendrait de prévoir la possibilité pour le producteur de relire et commenter l'étude d'impact de RTE avant que celle-ci ne soit déposée pour s'assurer de la bonne prise en compte des caractéristiques variables du parc éolien et de leurs impacts. Un désaccord formel du Producteur devrait conduire RTE à revoir son étude d'impact avant qu'elle ne soit déposée.

L'Etat envisage-t-il ces différentes possibilités ?

R : Il n'est pas envisagé de modifier le Cahier des Charges sur ce point. Il appartiendra à RTE et au Producteur de se coordonner au cours de la phase du Projet concernée.

Q61) [19/08/2022] :

Note de RTE sur la désynchronisation des procédures d'autorisation envoyée par la DGEC

Il nous semble que la désynchronisation des calendriers du Raccordement et de l'Installation va entraîner voire aggraver les difficultés opérationnelles. Pour gagner du temps sur le chemin critique du Projet, il serait plus judicieux de réduire, après le jalon R3, le délai de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement par RTE, qui est aujourd'hui de 72 mois, sans modifier les autres jalons (notamment ceux de l'annexe 7), ce qui permettrait d'obtenir le même résultat (possibilité de mise en service de l'Installation 9 mois plus tôt), sans créer de nouveaux risques pour le Lauréat et pour RTE sur le processus d'autorisation et sur la coordination technique et contractuelle après R4 (échanges de données d'interface etc...).

L'Etat envisage-t-il cette possibilité ?

R : Le délai de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement est celui prévu à l'Article 4.3.7 du Cahier des Charges.

Q62) 19/08/2022] :

Annexe 7 Article 4 b) – Moyens de compensation de la puissance réactive & gestion harmonique

Puissance réactive :

Il est indiqué en Annexe 7, article 4b, que la possibilité d'installation de moyen de compensation de la puissance réactive n'est pas prévue. Ce choix fait porter un risque démesuré sur le Producteur du fait que l'atteinte des requis en réactif au point de raccordement n'est alors fonction que de la performance des Turbines, qui sont des produits génériques non « personnalisables » pour un projet particulier. Le risque d'une non-conformité technique à l'issue de la conception ne peut être écarté, sachant que le besoin en puissance réactive est issu de plusieurs facteurs qui ne sont pas tous sous le contrôle du producteur.

Ce type de problématique est généralement résolu par l'installation de moyens de compensation de puissance réactives centralisés.

Alternativement, est-il envisageable de convenir, en cas de non-conformité limitée et justifiée, d'un compromis sur les requis en puissance réactive sous la forme d'une dérogation ? Cela permettrait d'éviter l'installation de très coûteux moyens de compensation.

Harmoniques :

Il est indiqué en Annexe 7, article 4b, , que la possibilité d'installation de filtres harmoniques n'est pas prévue. La gestion des phénomènes harmoniques repose sur l'interaction des performances des turbines futures avec le réseau. La conformité aux requis du gestionnaire de réseau ne pourra être vérifiée qu'après la conception.

Pour pallier le risque de non-conformité, ainsi que pour se prémunir des évolutions futures sur le réseau de transport, il est de notre point de vue nécessaire de prévoir au minimum l'espace nécessaire à l'installation de filtres harmoniques au niveau du poste à terre du gestionnaire de réseau. Cette possibilité reste-t-elle ouverte par la CRE ?

Gestion de la tension :

En interprétant les codes réseau, la plage de tensions que devra supporter l'installation est plus large que celle définie à ce jour par les normes internationales utilisés par les fournisseurs d'éoliennes.

En l'absence de schéma unifilaire du Poste en Mer dans le Cahier des Charges, le Producteur ne peut pas être certain de la présence d'un dispositif de gestion de la tension similaire à ceux mis en place sur les Postes en Mer des parcs de producteurs en cours de construction (typiquement, transformateurs avec régulateurs en charge).

Peut-on considérer que la plage applicable sera bien en accord avec les limites définies par les normes internationales applicables au moment des appels d'offre du gestionnaire de réseau ? Dans le cas contraire, un produit spécifique devrait être développé, à des coûts prohibitifs pour le producteur.

Régulation de Fréquence :

Notre interprétation est que l'activation du mode de réglage restreint à la sous-fréquence (mode LFSM-U), qui impliquerait une dégradation permanente de la courbe de puissance des éoliennes, n'est pas requis pour la durée de vie du projet.

Confirmez-vous cette lecture ?

R : Sur les moyens de compensation de puissance réactive :

Les dispositions techniques auxquelles sont soumises les installations de production sont décrites dans l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité.

Ce même arrêté décrit dans son article 41.5.b. les conditions d'octroi d'une éventuelle dérogation concernant cette exigence.

Sur les harmoniques :

L'installation de production de l'AO4 sera raccordée via des ouvrages HVDC. En conséquence, l'adjonction de filtres harmoniques au poste à terre serait sans effet sur les niveaux des rangs harmoniques sur le poste en mer.

Sur la gestion de la tension :

Dans la hiérarchie des règlements, les codes de raccordement européens (RFG et HVDC) constituent la référence à respecter pour les exigences techniques relatives aux installations de production.

En revanche, les codes de raccordement permettent sous certaines conditions d'instruire des demandes de dérogation qui doivent être validées par la CRE.

Sur la régulation de fréquence :

RTE précise que le LSFM-U est un mode d'urgence qui ne nécessite pas à date de réserve de capacité permanente.

Q63) [19/08/2022] :

L'article 7.5.4 du cahier des charges de l'AO4 prévoit que « Le Producteur conduira notamment une étude d'impact patrimoniale visant à conforter la non-interaction négative entre l'Installation et l'inscription UNESCO des tours Vauban de St-Vaast-la Hougue ».

Pouvez-vous confirmer que cette étude d'impact patrimoniale sera conduite lors de la réalisation de l'évaluation environnementale du Projet et qu'elle en constituera un volet ?

R : L'étude d'impact liée au processus d'obtention de l'Autorisation vise notamment à définir les mesures ERC au regard des impacts attendus du Projet pour sa bonne intégration dans l'environnement, tandis que l'étude d'impact patrimoniale mentionnée à l'Article 7.5.4 du Cahier des Charges doit étudier les impacts du Projet sur l'inscription UNESCO des fortifications de Vauban composant le bien du même nom.

Q64) [19/08/2022] :

L'article 7.5.4 du cahier des charges précise que cette étude d'impact doit démontrer la « non-interaction négative ».

Nous comprenons que l'UNESCO prévoit que l'étude d'impact patrimoniale a pour objet d'évaluer les impacts du projet sur la V.U.E. (valeur universelle exceptionnelle) du bien - et en particulier son intégrité visuelle - afin de pouvoir apprécier si le projet porte atteinte au bien.

Pouvez-vous confirmer que la notion de « non-interaction négative » renvoie à celle de compatibilité avec la conservation de la V.U.E. ?

R : Nous confirmons votre analyse.

Q65) [19/08/2022] :

Comme l'article 169 des Orientations devant guider la mise en œuvre de la Convention du patrimoine mondial de l'UNESCO le prévoit, les Etats doivent communiquer au comité du patrimoine mondial (le « Comité ») les études d'impact réalisées. Dans ce cadre, le Comité peut se « déclarer préoccupé » et demander des informations détaillées.

Plus généralement, s'il s'avère que le projet porte atteinte aux exigences de protection et de conservation du bien, cela pourrait conduire le Comité à inscrire le site sur la liste du patrimoine mondial en péril. Selon l'article 179 des Orientations, un bien est mis en péril lorsqu'il est confronté à des menaces graves qui pourraient avoir des effets nuisibles sur ses caractéristiques

essentielles, telles que des menaces du fait de projets d'aménagement du territoire. Un bien peut également être en péril prouvé lorsqu'il est menacé par un danger prouvé, précis et imminent tels l'altération grave de l'environnement naturel. Le bien pourrait par suite être retiré de la liste du patrimoine de l'UNESCO.

Pouvez-vous nous indiquer si l'Etat a déjà entrepris des consultations ou démarches auprès de l'UNESCO et, le cas échéant, quelles ont été les conclusions ou recommandations de l'UNESCO ?

R : Il est fait référence au rapport, partagé avec les Candidats, transmis en juin 2022 à l'ambassadrice déléguée de la France auprès de l'UNESCO.

Ce rapport répond à la demande adressée par le Centre du patrimoine mondial à la République Française de communiquer des éléments au titre du paragraphe 174 des Orientations pour la mise en œuvre de la convention du patrimoine mondial, au sujet de la prise en considération des tours-observatoires de Tatihou et de la Hougue.

Q66) [19/08/2022] :

La distance qui sépare le bien du projet et l'existence potentielle de covisibilités et d'intervisibilités est de nature, en droit interne, à faire peser des risques juridiques sur les autorisations administratives requises. Dans ce cadre, il convient de noter que la réalisation de l'étude d'impact patrimoniale par le lauréat ne peut pas avoir pour conséquence que ce dernier ait à supporter ces risques juridiques qui sont liés au choix de la zone d'implantation effectué par l'Etat, et ce notamment au regard des discussions et échanges éventuels entre l'UNESCO et ses différents démembrements (dont le Comité) et la France, en tant qu'Etat partie à la Convention du patrimoine mondial et organisateur de l'AO4, auxquels le lauréat n'est pas associé.

R : La remarque est propre au Candidat et n'appelle pas de commentaires de la DGEC concernant les risques juridiques évoqués.

Il est cependant rappelé les éléments ci-dessous.

Il est de la responsabilité du Producteur d'obtenir l'Autorisation en application de l'Ordonnance de 2016 et du Décret de 2013, conformément aux dispositions de l'Article 1.4 du Cahier des Charges. Il est par ailleurs fait référence aux dispositions prévues par l'Article 2.5 de l'Annexe 6 du Cahier des Charges.

Conformément aux dispositions de l'Article 7.5.4 a), le Producteur étudiera les dispositions permettant de prendre en compte les aspects paysagers, patrimoniaux et touristiques du Cotentin et particulièrement du Val de Saire. Le Producteur conduira notamment une étude d'impact patrimoniale visant à conforter la non-interaction négative entre l'Installation et l'inscription UNESCO des tours Vauban de St-Vaast-la-Hougue.

Il est rappelé aux Candidats que, sur la base de l'évaluation mentionnée à l'Article 7.5.4 a), le Producteur devra prendre des mesures afin de minimiser les impacts sur les activités existantes, pendant la construction, l'exploitation, et le Démantèlement de l'Installation, afin de permettre la meilleure utilisation possible de l'espace maritime.

Conformément aux dispositions de l'Article 2.6 du Cahier des Charges, il est rappelé que la remise d'une offre vaut engagement du Candidat à respecter, s'il est désigné Lauréat Pressenti puis Lauréat, l'ensemble des obligations, engagements et prescriptions de toute nature figurant au Cahier des Charges.

Q67) [20/08/2022] :

Référence est faite à la définition suivante du cahier des charges (page 13) : « puissance de l'installation : désigne la somme des puissances actives unitaires maximales que les aérogénérateurs de l'Installation sont conçus pour fournir dans des conditions normales de fonctionnement ».

La puissance nominale des aérogénérateurs, en MW, communiquée par les fabricants de turbines, n'inclue pas la puissance maximale que la turbine peut atteindre en utilisant le mode power boost. Ce mode power boost permet d'augmenter la puissance de la turbine et s'active dans certaines conditions de vent.

Notre question est la suivante : devons-nous considérer que la puissance maximale de l'installation correspond à 1) la somme des puissances nominales des turbines sans considérer le mode power boost, ou bien 2) somme des puissances nominales additionnées de la puissance additionnelle fournie par le mode power boost ?

R : Conformément à l'Article 1.1.1 du Cahier des Charges, la Puissance de l'Installation désigne la somme des puissances actives unitaires maximales que les aérogénérateurs de l'Installation sont conçus pour fournir dans des conditions normales de fonctionnement.

Q68) [22/08/2022] :

Cahier des Charges - Article 2.8.6 et 3.1.3. : Nous comprenons que dans l'hypothèse où le Lauréat de l'appel d'offre se serait engagé sur un nombre maximal d'éoliennes (Nbmax objet du critère NE1) – par exemple 45 – et serait dans l'impossibilité de réaliser l'Installation de 1000 à 1050 MW avec ce nombre maximal d'éoliennes (du fait notamment d'une évolution moins rapide qu'attendue des technologies), le Lauréat (ou le Producteur si celui-ci a été constitué) est réputé s'être désisté au sens de l'Article 8.1. Pouvez -vous confirmer cette interprétation ?

R : Le respect de l'engagement mentionné à l'Article 3.1.3 a) du Cahier des Charges relatif au nombre maximal d'éoliennes pour l'Installation est nécessaire à l'obtention de l'Attestation de Conformité prévue à l'Article 5.2.1 b).

Il est rappelé que la prise d'effet du Contrat de Complément de Rémunération est subordonnée à la fourniture, par le Producteur au Cocontractant, de l'Attestation de Conformité mentionnée à l'alinéa précédent.

Il est par ailleurs rappelé les dispositions de l'Article 5.2.1 a) et notamment ses deux derniers alinéas.

Q69) [22/08/2022] :

Cahier des Charges - Article 2.8.6 et 3.1.3. : La puissance unitaire des éoliennes présentée dans l'offre et le modèle financier doit-elle être égale à Puissance envisagée pour l'Installation divisée par le Nombre Maximal d'éoliennes (Nbmax) ? ou le Candidat peut-il choisir un engagement de nombre maximal d'éoliennes Nbmax plus élevé que son estimation raisonnable présentée dans le modèle financier de l'offre ?

R : Le Candidat est libre des modalités de calcul du nombre maximal d'éoliennes sur lequel il s'engage au titre de l'Article 3.1.3 a) du Cahier des Charges, étant précisé que la puissance unitaire des éoliennes retenue au titre de l'engagement sur le nombre maximal d'éoliennes ne peut être supérieure à la puissance unitaire des éoliennes retenue au titre de l'offre et du modèle financier qui sera appréciée au titre de l'Article 3.1.2.b) i) du Cahier des Charges.

Q70) [22/08/2022] :

Désynchronisation des demandes d'autorisations du raccordement et des parcs éoliens : Nous comprenons que la note informative correspond à la position de RTE :

- L'Etat a-t-il validé cette note et la désynchronisation des demandes d'autorisations de RTE est-elle actée ?
- L'Etat peut-il confirmer que le dépôt anticipé est bien valable dans les deux sens ? En d'autres termes, le Producteur peut-il déposer avant RTE si des raisons (inconnues aujourd'hui) venaient à le justifier ?

R : La note informative, qui correspond à la position de RTE sur ce sujet, a été transmise avec l'accord de l'Etat aux Candidats. L'Etat accueille favorablement la volonté de RTE de prendre les mesures nécessaires pour optimiser le calendrier de construction du raccordement.

Q71) [22/08/2022] :

Le Candidat accueille favorablement le principe de désynchronisation des demandes d'autorisations du raccordement et des parcs éoliens tout en s'interrogeant sur certains risques potentiels (liés notamment la complexification des procédures d'instruction des demandes d'autorisations) qui affecteraient les délais d'instruction et par conséquent de développement des projets.

- Est-il prévu d'instaurer pour les services instructeurs des délais d'instruction contraignants qui s'appliqueraient dès l'AO4 ?
- Pouvez-vous transmettre aux candidats une mise à jour du planning détaillé (comprenant les étapes d'instruction des demandes d'autorisation) de mise à disposition du raccordement par RTE ?

R : Concernant la première question, la réponse est négative mais il est fait référence aux dispositions de l'Article 7.7 (1^{er} point) du Cahier des Charges.

Concernant la deuxième question, il est fait référence à la réponse apportée à la question 6.

Q72) [22/08/2022] :

Note sur la désynchronisation des demandes d'autorisations du raccordement et des parcs éoliens – Rappel du contexte réglementaire relatif à la réalisation de l'étude d'impact.

Selon l'article L.122-1 du code de l'environnement, l'AO4 et l'AO8 constituent un projet unique, qui doit faire l'objet par le lauréat de l'AO4 d'une étude d'impact du projet dans son ensemble. Ceci constitue une première pour l'éolien en mer en France et soulève quelques interrogations.

- L'Etat peut-il détailler quelles caractéristiques le lauréat de l'AO4 doit-il prendre pour l'AO8 dans son étude d'impact environnementale, sachant que l'AO8 ne sera pas encore attribué ? Comment le Lauréat de l'AO4 pourra-t-il évaluer l'impact de l'AO8 qu'il ne maîtrise pas au stade de la préparation de l'étude d'impact environnemental ?
- Le Lauréat de l'AO4 doit-il aussi définir ses propres caractéristiques variables pour le permis enveloppe en incluant des hypothèses de caractéristiques variables s'appliquant à l'AO8 ? Dans la même lignée les hypothèses s'appliquant à l'AO8 doivent-elles être précisées dans la note A4 des livrables du Cahier des Charges ?

R : L'Etat fournira, en lien avec RTE et le Producteur du premier Projet, les caractéristiques techniques relatives au second projet, au stade de la réalisation de l'étude d'impact.

Q73) [22/08/2022] :

Le projet peut produire avant la date de mise en service des revenus pré-opérationnels. Ces revenus sont-ils considérés comme des fonds propres pour le calcul des 20% minimum définis dans l'Article 2.8.4 du Cahier des Charges ou comme des financements externes ?

R : Ces revenus ne sont pas considérés comme des Fonds Propres au sens du Cahier des Charges.

Q74) [22/08/2022] :

Les fonds-propres et quasi fond-propres apportés par des tiers (investissement participatif) sont-ils à intégrer aux fonds propres totaux du projet ou doivent être t-ils considérés comme un financement externe ?

R : Les fonds propres et quasi fonds propres apportés dans le cadre de l'investissement participatif (cf. Article 3.1.4 du Cahier des Charges) peuvent être intégrés aux Fonds Propres

totaux du Projet s'ils répondent à la définition de Fonds Propres telle qu'indiquée dans le Cahier des Charges.

Q75) [22/08/2022] :

En référence aux lignes 76, 90, 98, 108 et 128 de l'onglet général de l'Annexe 8, pouvez-vous clarifier ce qui est entendu par « taux de base » ? S'agit-il du taux variable (euribor par exemple) ou du taux fixe tel que fixé p. 118 « taux d'échange côtés milieu de fourchette » pour le financement de projet ou « OAT 10 ans + 200 bps » pour du financement sur bilan ?

R : Il s'agit des taux tels que définis par le Candidat conformément aux instructions données en Annexe 2, partie B2, point 3, du Cahier des Charges.

Q76) [22/08/2022] :

Annexe 2, B2 partie 3 (page 118) : « En cas de recours à des Financements Externes, pour déterminer le taux fixe du cas de base de l'offre, il est fait usage de la courbe des taux remise par le Candidat dans son offre, correspondant à la courbe des taux d'échange cotés en base annuelle -30/360 ou -exact/360 "milieu de fourchette" contre Euribor 1 mois, Euribor 3 mois ou Euribor 6 mois, [...], telle que publiée sur la page ICAPEURO de Reuters ou ICAE EURO de Bloomberg, [...], relevée à 11 heures, 20 jours ouvrés avant la date limite de remise des offres. En cas de Financement sur Bilan, il est fait usage de l'OAT 10 ans augmenté d'une marge de deux cent (200) points de base, en prenant en compte sa valeur 20 jours ouvrés avant la date limite de remise des offres ».

Ces courbes de taux peuvent-elles être transmises par la CRE ou la DGEC pour s'assurer que tous les candidats utilisent les mêmes données ?

R : Les indications telles que communiquées dans le Cahier des Charges permettent à l'ensemble des Candidats d'avoir les mêmes données.

Q77) [22/08/2022] :

Annexe 2, B2 partie 5 (p. 121) : « Le modèle financier...présentera à minima les deux cas calés suivants : (a) cas de base avec refinancement(s) si applicable (Cas A), (b) cas de base sans refinancement avec si applicable, mécanisme d'affectation de la trésorerie au remboursement accéléré des instruments de dette (Cas B) »

En cas d'absence de refinancement, le cas A et le cas B seraient donc les mêmes ? Le cas échéant, le Candidat est tenu de fournir un seul cas, sans refinancement, qui devient le Cas A utilisé pour les sensibilités ?

R : En l'absence de refinancement inclus dans le cas de base, les cas A et B seront les mêmes. Dans ce cas, le Candidat peut fournir un seul cas et préciser dans son offre les raisons qui conduisent à ce que le cas B ne soit pas présenté.

Q78) [22/08/2022] :

En cas d'absence de refinancement, les sensibilités 8, 9 et 10 mentionnées dans l'Annexe 2, B2, partie 5 (p. 125) sont donc non applicables et le Candidat n'a rien à soumettre ?

R : Nous le confirmons. Le Candidat devra néanmoins préciser dans son offre pourquoi il ne soumet pas ces sensibilités.

Q79) [22/08/2022] :

En cas de financement sur bilan, le ratio de couverture de la dette mentionné à l'article 3.1.2 (v) du Cahier des Charges s'examine en modélisant une dette théorique de 70% du Montant à Financer et 18 ans de maturité. On en déduit donc le ratio de sculptage de la dette correspondant pour remplir ces conditions. Faut-il en plus de modéliser cette dette théorique, appliquer ensuite les conditions de la sensibilité 4 (diminution P90 de 10%, augmentation des Coûts des Investissements initiaux de 5%) pour en évaluer le taux de couverture de la dette ?

R : Nous le confirmons. Il est par ailleurs fait référence à la réponse apportée à la question 4.

Q80) [22/08/2022] :

Le ratio minimum de couverture du service de la dette mentionné à l'article 3.1.2 (v) du Cahier des Charges est examiné en appliquant la sensibilité 4 (diminution du P90 de 10%, coût des investissements initiaux +5%) au cas de base. Faut-il comprendre que l'analyse de ce ratio doit s'effectuer nécessairement en P90 ?

R : Il est fait référence à la réponse apportée à la question 4.

Q81) [22/08/2022] :

Afin de réaliser les sensibilités demandées, il est nécessaire de connaître le scénario de productible à modéliser (P50 ou P90). Cela est clairement stipulé pour les sensibilités 5 et 6 de l'Annexe 2, B2 partie 6, avec la mention "la sensibilité sera réalisée avec une hypothèse de productible de PXX". Pouvez-vous en faire de même pour les autres sensibilités pour éviter toute confusion ?

R : Il est fait référence à la réponse apportée à la dernière partie de la réponse à la question 52.
