

## DÉLIBÉRATION N°2026-95

### Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 mai 2026 portant avis sur un projet de cahier des charges relatif à la procédure d'appel d'offres n°1/2026 portant sur onze projets d'installations éoliennes de production d'électricité en mer situés au large de la Normandie, au large de la Bretagne, en sud-atlantique et en mer méditerranée

**Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Victor ALONSO, Anthony CELLIER, Nadia FAURE et Didier REBISCHUNG, commissaires.**

La CRE a été saisie le 14 avril 2026 par le ministre chargé de l'énergie, en application de l'article R. 311-14 du code de l'énergie, d'un projet de cahier des charges relatif à une procédure d'appel d'offres portant sur onze projets d'installations éoliennes de production d'électricité en mer. Cette procédure est encadrée par les articles L. 311-13 à R. 311-25 du code de l'énergie. Elle est désignée comme la procédure « AO10 » dans la suite de la présente délibération.

Au sein du courrier de saisine de la CRE, le ministre a présenté à la CRE une alternative s'agissant des critères liés à la provenance des principaux composants des aérogénérateurs et s'agissant de la provenance des aimants permanents.

Le ministre a procédé à une saisine rectificative le 21 avril 2026, apportant des modifications au projet de cahier des charges, s'agissant notamment des modalités relatives à la déclaration sans suite de certains projets pour motif budgétaire et présentant plusieurs alternatives au sein du courrier de saisine s'agissant des conditions de raccordement et de découpage des projets.

Après avoir reçu l'avis de la CRE, le ministre chargé de l'énergie transmettra le cahier des charges définitif à la CRE qui le publiera sur son site internet.

Sur le fond, la CRE note que l'appel d'offres porte sur un périmètre particulièrement ambitieux. En effet, le nombre de projets faisant l'objet d'une mise en concurrence, et la puissance installée correspondante, sont inédits par rapport aux précédents appels d'offres éolien en mer. L'attribution d'un nombre aussi élevé de projets dans une même procédure et dans un calendrier resserré impose d'importantes contraintes et pourrait avoir pour effet de diminuer mécaniquement la pression concurrentielle sur chaque projet et d'engendrer des surcoûts.

Dans un contexte marqué par l'infructuosité de la procédure AO7 et le nombre très limité de candidats à la procédure AO8, la CRE a déjà exprimé une préférence pour le lancement d'un appel d'offres davantage concentré, privilégiant les projets posés de la zone Fécamp Grand Large, les plus matures technologiquement, et les extensions des projets issus des procédures AO5 et AO6, pour lesquels le processus du raccordement est déjà bien avancé.

Par ailleurs, la CRE relève que de nouvelles clauses ont été intégrées pour la première fois dans le projet de cahier des charges. Ainsi, une rémunération des producteurs via un complément de rémunération fondé sur la production théorique de l'installation lors de certains pas de temps est proposée pour la première fois, sans retour d'expérience sur les risques opérationnels sur la période d'exploitation à date. La CRE note également l'utilisation inédite d'un tarif cible moyen plutôt qu'un prix plafond par projet, qui pourrait compliquer la construction, par les candidats, de leurs stratégies d'offres. La CRE revient plus en détails sur ces évolutions dans la suite de la présente délibération, mais estime qu'il est particulièrement délicat d'expérimenter des nouvelles modalités structurantes de cette ampleur sur un volume aussi important de projets.

La CRE note également des évolutions importantes, qui suivent certaines de ses recommandations passées. Elle accueille en particulier très favorablement le renforcement de la pondération de la notation de la robustesse des offres et l'introduction d'une clause de diversification, bien qu'elle estime que, au vu des enjeux du présent appel d'offres, cette clause pourrait être légèrement assouplie.

S'agissant du raccordement des parcs éoliens en mer, la CRE rappelle qu'ils seront réalisés par RTE et financés via le TURPE et que leur coût pourrait représenter près de 40 % des coûts de l'éolien en mer d'ici 2040. Pour l'AO10, RTE estime les coûts de raccordement à environ 20 Mds€. Dans un contexte de fortes tensions industrielles et de délais contraints, ces ouvrages imposeront à RTE des engagements financiers importants bien avant la mise en service des parcs.

La CRE souligne donc l'importance de tenir compte des coûts de raccordement dans le choix des sites et de la procédure de sélection des lauréats. Elle salue le lissage du calendrier prévu par le projet de cahier des charges, mais estime que plusieurs choix structurants tiennent encore insuffisamment compte de ces coûts. C'est notamment le cas des modalités de sélection des projets reposant sur le prix moyen pondéré des offres ne tenant pas compte des montants des coûts de raccordement, du choix des zones en Méditerranée entre Golfe du Lion Centre et Golfe du Lion Est, et de l'absence de solution de redimensionnement du raccordement en cas de désistement de l'un des deux lauréats pour Golfe du Lion Centre pourtant proposé en deux lots.

Enfin, la CRE alerte sur le risque élevé de coûts échoués pour RTE et le TURPE en cas d'abandon de projets après engagement des dépenses. Ces risques, partiellement couverts par les garanties bancaires, pourraient atteindre plusieurs milliards d'euros. La CRE considère donc qu'en cas de renoncement définitif de l'État à une localisation après désistement d'un lauréat, ces coûts devraient être pris en charge par l'État et non par le TURPE. Ceci nécessiterait une évolution législative.

Dans l'ensemble, l'équilibre particulièrement délicat en matière de partage des risques entre les producteurs, RTE et l'État, du fait notamment des temps de développement longs entre l'attribution de l'appel d'offres et la mise en service des parcs, plaide pour une refonte des procédures. La CRE estime ainsi nécessaire de lancer un travail de réflexion en amont d'un futur AO11, pour la mise en place d'un modèle où l'État aurait la charge d'obtenir les autorisations pour les parcs éoliens en mer, qui seraient cédées ensuite aux lauréats des appels d'offres (modèle « néerlandais ») ou d'un modèle « britannique » où des acteurs privés obtiendraient en amont les autorisations, de sorte que l'appel d'offres porte sur un projet déjà autorisé.

## Sommaire

<b>1. Périmètre de l'appel d'offres</b> .....	<b>6</b>
1.1. Projets concernés par la procédure .....	6
1.2. Choix et découpage des projets .....	10
1.2.1. Projets retenus en Méditerranée.....	10
1.2.2. Découpage des projets.....	11
1.3. Modalités de remise des offres et d'instruction .....	11
<b>2. Clauses de diversification et d'allotissement</b> .....	<b>11</b>
2.1. Déroulement de l'instruction des offres.....	11
2.2. Clauses de diversification .....	12
2.3. Modalités d'attribution.....	13
2.3.1. Modalités d'attribution pour les projets PPE2 .....	13
2.3.2. Modalités d'attribution pour les projets PPE3 .....	14
2.4. Déclaration sans suite pour motif budgétaire .....	14
<b>3. Conditions de raccordement</b> .....	<b>16</b>
3.1. Modalités de raccordement.....	16
3.2. Délais de mise à disposition du raccordement .....	17
3.2.1. Mise à disposition des ouvrages de raccordement pour les projets A à C.....	17
3.2.2. Mise à disposition des ouvrages de raccordement pour les projets 1 à 8 .....	17
3.3. Surdimensionnement de capacité autorisé .....	18
<b>4. Désistement d'un lauréat, garanties et sanctions</b> .....	<b>19</b>
4.1. Désistement d'un lauréat, lancement d'une nouvelle procédure et transfert des autorisations .....	19
4.2. Garanties au bénéfice de RTE et sanctions impliquant un versement à l'État en cas de désistement.....	19
4.2.1. Garanties au bénéfice de RTE.....	19
4.2.2. Sanctions impliquant un versement à l'État en cas de désistement.....	21
4.2.3. Garanties au bénéfice de l'État .....	22
<b>5. Rémunération du producteur</b> .....	<b>23</b>
5.1. Allongement de la durée du soutien à 25 ans .....	23
5.2. Durée d'indexation du tarif par le coefficient d'indexation K.....	23
5.3. Introduction d'un complément de rémunération s'appuyant sur la production théorique de l'installation (ou « CR normatif ») .....	24
5.3.1. Principes généraux du CR normatif prévu par le projet de cahier des charges .....	24

5.3.2. Analyse des principaux avantages et difficultés liés à l'introduction du contrat de CR normatif prévu par le projet de cahier des charges.....	26
5.3.3. Modalités de mise en œuvre du CR prévu pour l'AO10 et propositions d'ajustements si le mécanisme de CR normatif était maintenu .....	28
<b>6. Critères d'éligibilité et de notation .....</b>	<b>30</b>
6.1. Critère d'éligibilité des candidats .....	30
6.1.1. Exigences financières .....	30
6.1.2. Exigences techniques .....	31
6.2. Critères d'éligibilité et de notation des offres .....	31
6.2.1. Aperçu global des critères de notation .....	31
6.2.2. Robustesse du montage contractuel et financier.....	33
6.2.3. Empreinte carbone simplifiée (ECS).....	34
6.2.4. Provenance des principaux composants.....	34
6.2.5. Provenance des aimants permanents .....	36
<b>Avis de la CRE.....</b>	<b>37</b>
<b>Annexe A – Clause de diversification et d'allotissement .....</b>	<b>40</b>
1. Clauses de diversification.....	40
2. Méthode d'attribution : illustration de l'application de la méthode d'attribution par écart de tarif, si un candidat peut être désigné lauréat de deux projets au maximum par façade et de quatre projets au maximum en tout pour le groupe PPE3.....	40
3. Déclaration sans suite pour motif budgétaire : proposition d'évolution de l'article 3.3.5 du projet de cahier des charges (évolutions surlignées en jaune).....	41
<b>Annexe B – Description des modalités de raccordement.....</b>	<b>44</b>
<b>Annexe C – Niveau des garanties au bénéfice de RTE et de l'État.....</b>	<b>46</b>
1. Niveau des garanties au bénéfice de RTE .....	46
2. Niveau des garanties au bénéfice de l'État rapportées à la puissance de l'installation.....	47
<b>Annexe D – Complément de rémunération « normatif » .....</b>	<b>48</b>

<b>1. Principes introduits dans le complément de rémunération de la procédure AO9 et les recommandations de la CRE .....</b>	<b>48</b>
<b>2. Exemples du fonctionnement du complément de rémunération normatif.....</b>	<b>48</b>
<b>2.1. Illustration de l'estimation de la production théorique par extrapolation, pour un projet de 60 éoliennes de puissance unitaire de 20 MW</b>	<b>48</b>
<b>2.2. Illustration du soutien versé en cas de prix négatifs.....</b>	<b>49</b>
<b>2.3. Exemple de déclarations à effectuer pour le producteur, qui nécessitent la vérification des pouvoirs publics .....</b>	<b>49</b>
<b>Annexe E – Recommandations de la CRE s'agissant des exigences techniques d'éligibilité des candidats .....</b>	<b>50</b>
<b>1. Pertinence des critères envisagés .....</b>	<b>50</b>
<b>2. Évolution proposée s'agissant de la puissance cumulée des projets éoliens en mer .....</b>	<b>50</b>
<b>3. Evolution proposée s'agissant des exigences sur le montant cumulé, en coût d'investissement, des projets énergétiques en mer .....</b>	<b>51</b>

# 1. Périmètre de l'appel d'offres

## 1.1. Projets concernés par la procédure

La procédure d'appel d'offres n°1/2026 (« AO10 ») porte sur la réalisation, l'exploitation et le démantèlement dans le domaine public maritime et en zone économique exclusive<sup>1</sup> :

- d'une installation éolienne flottante en zone Sud-Bretagne. Le futur projet présentera une puissance installée comprise entre 400 et 550 MW. La zone d'implantation est adjacente à celle attribuée au groupement composé d'Elicio France et de BayWa r.e.France en mai 2024, à l'issue de la procédure AO5<sup>2</sup> ;
- d'une installation éolienne flottante en zone Narbonnaise. Le futur projet présentera une puissance installée comprise entre 450 et 550 MW. La zone d'implantation est adjacente à celle attribuée au groupement composé d'Ocean Winds et d'Eolien en Mer Participation en décembre 2024 à l'issue de la procédure AO6<sup>3</sup> ;
- d'une installation éolienne flottante en zone Golfe de Fos. Le futur projet présentera une puissance installée comprise entre 450 et 550 MW. La zone d'implantation est adjacente à celle attribuée à la société Eoliennes Méditerranée Grand Large<sup>4</sup> en décembre 2024 à l'issue de la procédure AO6 ;
- de trois installations éoliennes posées en zone Fécamp Grand Large. Chacun de ces futurs projets présentera une puissance installée comprise entre 1 350 et 1 400 MW ;
- d'une installation éolienne flottante en zone Bretagne Nord-Ouest. Le futur projet présentera une puissance installée comprise entre 1 150 et 1 250 MW ;
- d'une installation éolienne flottante en zone Oléron 1. Le futur projet présentera une puissance installée comprise entre 1 150 et 1 250 MW. Ce projet faisait initialement l'objet du dialogue concurrentiel n°2/2022 (« AO7 ») pour lequel aucune offre n'a été déposée ;
- de deux installations éoliennes flottantes en zone « Golfe du Lion Centre 1 ». Chacun de ces futurs projets présentera une puissance installée comprise entre 500 et 600 MW ;
- d'une installation éolienne flottante en zone « Golfe du Lion Centre 2 ». Ce futur projet présentera une puissance installée comprise entre 1 050 et 1 150 MW.

Ces projets et leurs principales caractéristiques sont présentés dans le tableau suivant. Les figures 1 à 3 présentent la cartographie des projets au sein des façades maritimes.

---

<sup>1</sup> L'installation située en zone « Bretagne Nord-Ouest » se situe en partie dans le domaine public maritime et en partie en zone économique exclusive. Les autres installations se situent en zone économique exclusive uniquement.

<sup>2</sup> Dialogue concurrentiel n°1/2021 portant sur une installation éolienne flottante de production d'électricité dans une zone au large du sud de la Bretagne.

<sup>3</sup> Dialogue concurrentiel n°1/2022 portant sur deux installations éoliennes flottantes de production d'électricité en mer Méditerranée.

<sup>4</sup> Dont l'actionariat est composé d'EDF Power solutions et de Maple Power.

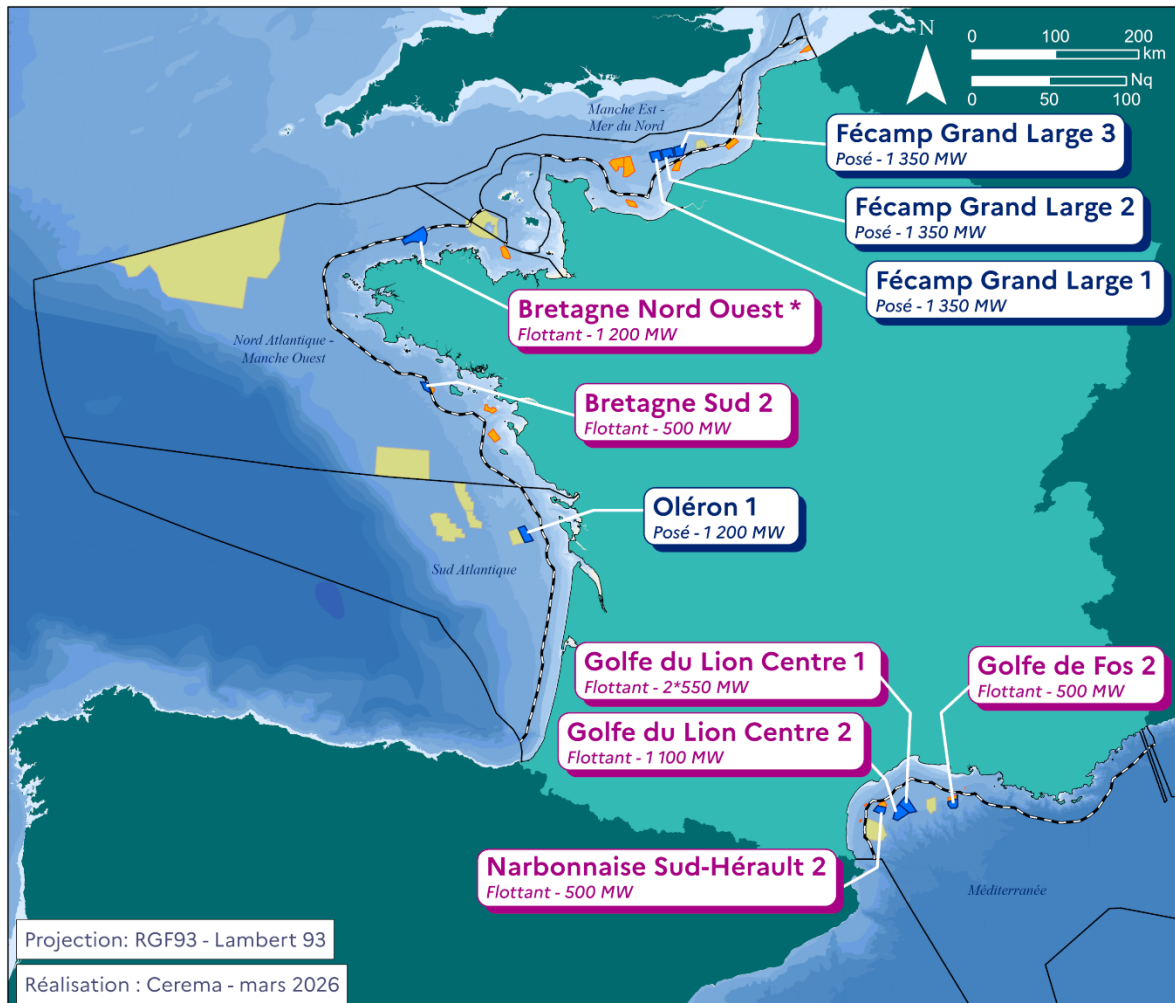
Tableau 1. Principales caractéristiques des projets

Projet	Groupe de projet	Fondations	Façade	Zone	Puissance installée (MW)
<b>A</b>	<b>PPE2</b> (« extension » AO5)	Flottantes	Sud-Atlantique- Nord-Atlantique- Manche- Ouest	Sud-Bretagne	400 à 550
<b>B</b>	<b>PPE2</b> (« extension » AO6)	Flottantes	Méditerranée	Occitanie	450 à 550
<b>C</b>	<b>PPE2</b> (« extension » AO6)	Flottantes	Méditerranée	PACA	450 à 550
<b>1</b>	<b>PPE3</b>	Posées	Manche Est - Mer du Nord	Fécamp Grand Large	1 350 à 1 400
<b>2</b>	<b>PPE3</b>	Posées	Manche Est - Mer du Nord	Fécamp Grand Large	1 350 à 1 400
<b>3</b>	<b>PPE3</b>	Posées	Manche Est - Mer du Nord	Fécamp Grand Large	1 350 à 1 400
<b>4</b>	<b>PPE3</b>	Flottantes	Sud-Atlantique- Nord-Atlantique- Manche- Ouest	Bretagne Nord- Ouest	1 150 à 1 250
<b>5</b>	<b>PPE3</b>	Posées	Sud-Atlantique- Nord-Atlantique- Manche- Ouest	Oléron 1	1 150 à 1 250
<b>6</b>	<b>PPE3</b>	Flottantes	Méditerranée	Golfe du Lion Centre 1	500 à 600
<b>7</b>	<b>PPE3</b>	Flottantes	Méditerranée	Golfe du Lion Centre 1	500 à 600
<b>8</b>	<b>PPE3</b>	Flottantes	Méditerranée	Golfe du Lion Centre 2	1 050 à 1 150

Les projets du groupe PPE2 devaient initialement être attribués dans le cadre de la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n°1/2024 (« AO9 »). La CRE a rendu un avis sur le projet de cahier des charges de cette procédure le 29 juillet 2025<sup>5</sup>. A date, le ministère n'a pas donné suite à cette procédure.

<sup>5</sup> Délibération de la CRE n°2025-207 du 29 juillet 2025 portant avis sur le projet de cahier des charges relatif à la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n°1/2024 portant sur trois projets d'installation d'éoliennes en mer situés respectivement au large du sud de la Bretagne et en mer Méditerranée (deux projets).

Figure 1. Cartographie des zones

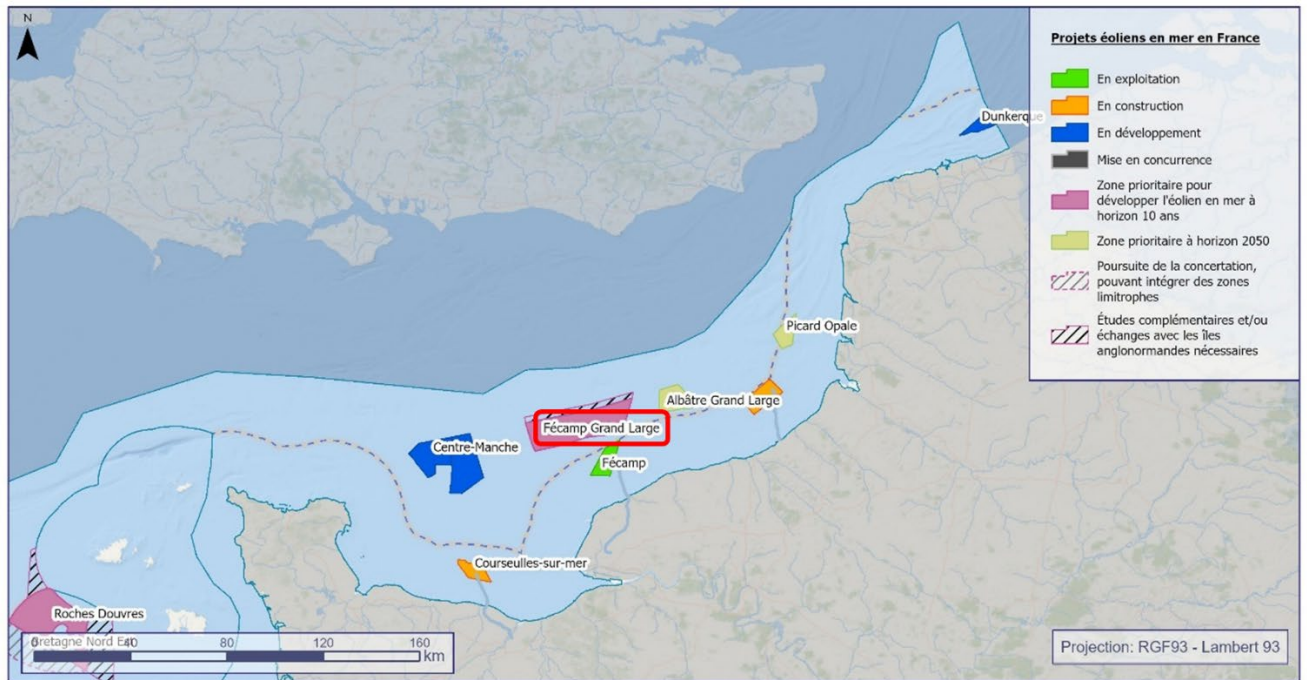


\* zone en cours de finalisation

- Zones retenues pour la procédure de mise en concurrence AO10
- Projets éoliens en mer en service et en développement
- Zones envisagées pour de futurs projets éoliens en mer
- Limite extérieure de la mer territoriale

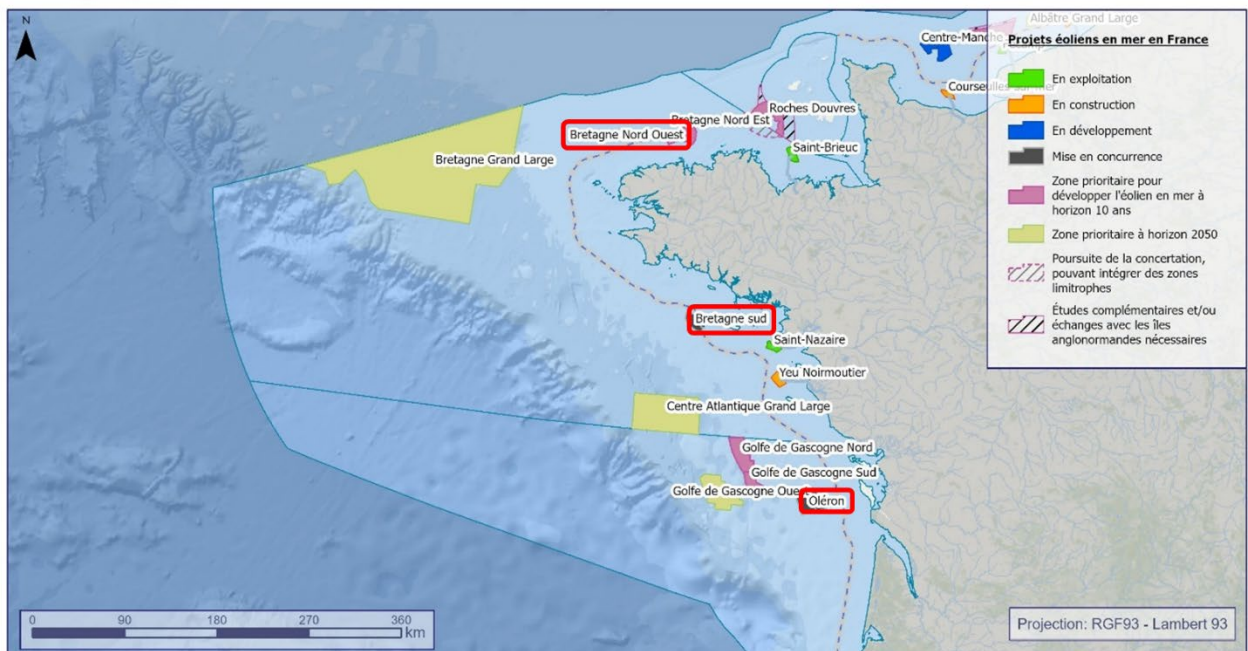
Source : <https://www.eoliennesenmer.fr/>

Figure 2. Projets de la façade Manche Est-Mer du Nord (la zone concernée par la procédure est encadrée en rouge)



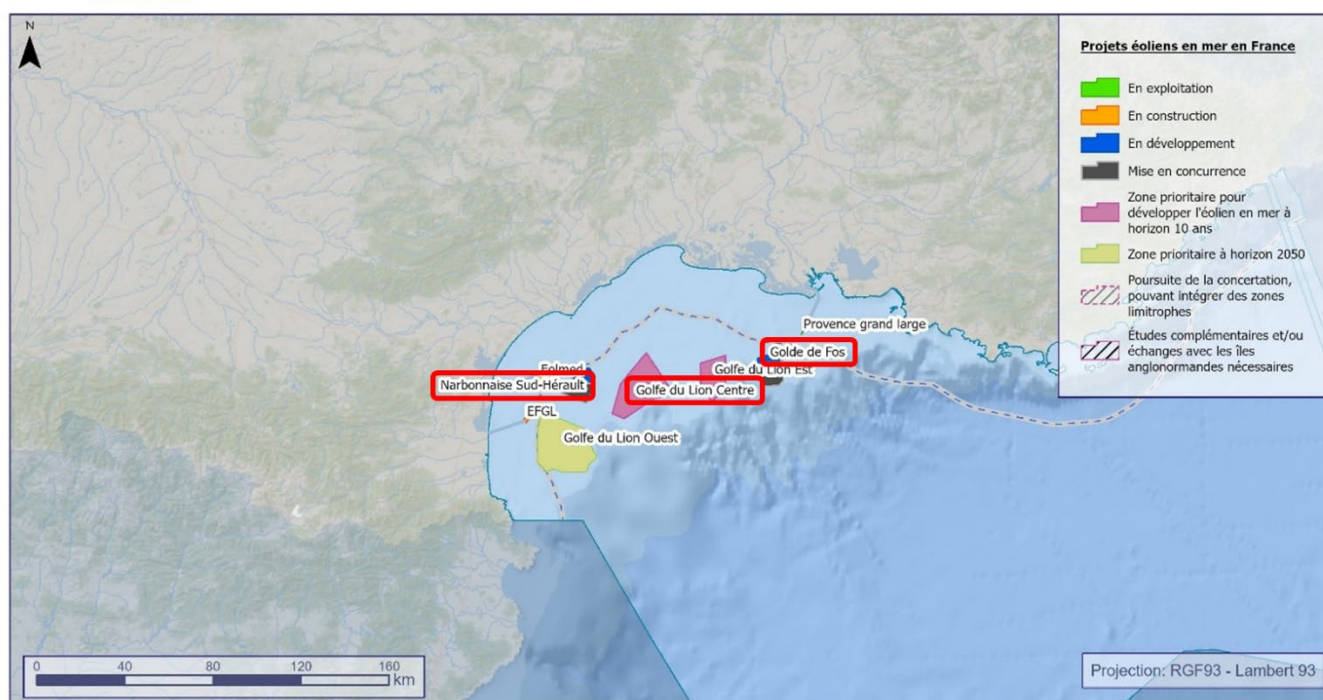
Source : <https://www.eoliennesenmer.fr/>

Figure 3. Projets de la façade Nord Atlantique-Manche Ouest et Sud Atlantique (les zones concernées par la procédure sont encadrées en rouge)



Source : <https://www.eoliennesenmer.fr/>

Figure 4. Projets de la façade Méditerranée (les zones concernées par la procédure sont encadrées en rouge)



Source : <https://www.eoliennesenmer.fr/>

## 1.2. Choix et découpage des projets

### 1.2.1. Projets retenus en Méditerranée

L'AO10 retient deux zones en Méditerranée (Golfe du Lion Centre 1 et 2). La zone Golfe du Lion Est, identifiée dans la décision ministérielle du 17 octobre 2024 consécutive au débat public « la mer en débat »<sup>6</sup>, n'est pas retenue dans l'AO10, mais pourrait l'être dans un appel d'offres ultérieur.

En cohérence, RTE retient un raccordement des projets de la zone Golfe du Lion Centre 1 en PACA, et un raccordement du projet de la zone Golfe du Lion Centre 2 en Occitanie.

Dans le cas où l'État souhaiterait attribuer par la suite la zone Golfe du Lion Est dans un appel d'offres ultérieur, il apparaîtrait ainsi nécessaire de trouver une deuxième zone de raccordement en PACA. Or, les zones d'atterrage jusqu'ici identifiées par RTE en région PACA sont limitées et certaines localisations présentent des contraintes techniques et environnementales, qui pourraient contraindre RTE à raccorder le projet Golfe de Lion Est en Occitanie. Au vu de sa localisation géographique, cette solution nécessiterait un allongement conséquent de la liaison de raccordement et des surcoûts estimés par RTE entre 400 et 600 millions d'euros.

La CRE constate qu'il aurait été possible de se prémunir de ce risque si l'État avait retenu :

- dans le cadre de l'AO10, seulement une des deux zones Golfe du Lion Centre (raccordée vers la région Occitanie) ainsi que la zone Golfe du Lion Est (raccordée vers la région PACA) en raccordant en premier cette dernière, et ;
- dans le cadre d'un appel d'offres ultérieur, la seconde zone Golfe du Lion Centre avec un raccordement en région Occitanie.

<sup>6</sup> [Décision du 17 octobre 2024 consécutive au débat public « la mer en débat » portant sur la mise à jour des volets stratégiques des documents stratégiques de façade et la cartographie des zones maritimes et terrestres prioritaires pour l'éolien en mer.](#)

La CRE considère que l'optimisation des coûts et des contraintes de raccordement devrait conduire à mettre en concurrence uniquement une des deux zones du Golfe du Lion Centre dans l'AO10 ainsi que la zone Golfe du Lion Est. Cette solution permettrait de conserver un volume identique appelé sur la façade maritime Méditerranée, tout en limitant les risques de surcoûts pour le raccordement.

A défaut, la CRE estime que le lancement ultérieur d'un projet dans la zone Golfe du Lion Est devra être conditionné à l'identification préalable par l'État d'un lieu d'atterrage permettant un raccordement en région PACA.

### 1.2.2. Découpage des projets

Le projet de cahier des charges dont a été saisie la CRE prévoit la scission de la zone Golfe du Lion Centre 1 en deux projets de puissance installée comprise entre 500 et 600 MW chacun (cf. partie 1.1). Le courrier de saisine demande cependant de se prononcer sur la scission de la zone Bretagne Nord-Ouest. Les analyses de RTE montrent que, en cas de scission en deux lots et d'attribution d'un seul des lots :

- grâce à la relative proximité du point de raccordement pour le projet de la zone Bretagne Nord-Ouest (environ 73 km), il serait possible de prévoir pour cette zone un raccordement à courant alternatif de moindre puissance et donc de moindre coût (environ 1,3 Md€, contre environ 2,7 Mds€ pour un raccordement « complet ») ;
- à l'inverse, pour la zone Golfe du Lion Centre 1, l'éloignement au point de raccordement (environ 115 km) rend impossible un raccordement en courant alternatif à coût maîtrisé. Ainsi, si un seul lot était attribué, le raccordement se ferait quand même à courant continu pour un coût de 2,3 Mds€, très proche du coût du raccordement pour les deux lots (environ 2,5 Mds€).

Aucune des autres zones du cahier des charges ne pourrait permettre un raccordement optimisé en cas de scission et d'attribution partielle de la zone.

La CRE recommande de retenir l'alternative du second courrier de saisine qui consiste à scinder la zone Bretagne Nord-Ouest en deux lots, en lieu et place de la zone Golfe du Lion Centre 1. Cette solution permettrait notamment de réduire les risques de coûts échoués en cas d'attribution d'un seul des lots.

### 1.3. Modalités de remise des offres et d'instruction

Le projet de cahier des charges prévoit des délais de remise des offres différents entre les projets du groupe PPE2 et ceux du groupe PPE3. Les candidats disposeront de 3 à 4 mois après la publication du cahier des charges pour les projets du groupe PPE2, et de 4 à 5 mois pour les projets du groupe PPE3.

La CRE disposera ensuite d'un délai de 12 semaines à compter de la remise des offres par les candidats, avec 3 semaines supplémentaires en cas de demandes de compléments adressées aux candidats, pour chacun des deux groupes.

La CRE constate que l'élargissement du nombre de projets et de zones sur lesquels portera son instruction, mais également du périmètre de son évaluation (notamment crédibilité des engagements des candidats s'agissant de l'empreinte carbone simplifiée et de la provenance des principaux composants) rendra l'instruction des offres particulièrement complexe au regard des délais impartis.

## 2. Clauses de diversification et d'allotissement

### 2.1. Déroulement de l'instruction des offres

Le projet de cahier des charges prévoit que l'instruction des offres par la CRE s'effectue en deux phases distinctes : une première phase pour l'instruction des offres des projets PPE2 et une seconde phase pour l'instruction des offres des projets PPE3.

### Phase 1 : groupe PPE2

La première phase d'instruction des offres sera réalisée en plusieurs étapes :

- i. la CRE examine les dossiers de participation et élimine les dossiers non conformes ;
- ii. la CRE examine les capacités techniques et financières des candidats ;
- iii. la CRE analyse et procède à la notation et au classement des offres pour chacun des projets<sup>7</sup> ;
- iv. la CRE met en œuvre les modalités d'attribution des projets, en application de la clause de diversification (cf. sections 2.2 et 2.3) ;
- v. la CRE transmet au ministre chargé de l'énergie, pour chaque projet du groupe PPE2, le classement des offres et l'identité du candidat qu'elle propose de retenir.

À l'issue de la première phase d'instruction, le cahier des charges prévoit que le ministre peut désigner certains candidats comme lauréats pressentis, sur la base des tarifs de référence proposés, selon les règles suivantes :

- si la moyenne des trois tarifs de référence est inférieure ou égale à 100 €/MWh, le ministre peut désigner les trois candidats comme lauréats pressentis ;
- si la moyenne des trois tarifs est strictement supérieure à 100 €/MWh, mais que la moyenne des deux tarifs les plus bas reste inférieure à 100 €/MWh, le ministre peut désigner les deux candidats ayant les tarifs les plus faibles ;
- si aucune des deux conditions précédentes n'est remplie, mais qu'au moins un des tarifs de référence est inférieur ou égale à 100 €/MWh, le ministre peut désigner le candidat ayant le tarif le plus faible.

### Phase 2 : groupe PPE3

Les étapes i. à iv. de la phase 1 sont appliquées pour les parcs du groupe PPE3. La CRE procède ensuite aux étapes suivantes :

- v. elle calcule le tarif moyen des offres (pondéré par la borne minimale de la puissance de chaque projet). Si le tarif moyen pondéré des offres excède 100 €/MWh, alors la CRE simule successivement la déclaration sans suite d'un ou plusieurs projets, selon un algorithme détaillé au sein de l'article 3.3.5 du cahier des charges, jusqu'à arriver à une situation où le tarif moyen des offres des projets qui n'ont pas été déclarés sans suite est inférieur à 100 €/MWh ;
- vi. la CRE transmet au ministre la liste des projets pouvant être déclarés sans suite pour motif budgétaire et pour chaque projet du groupe PPE3, le classement des offres et l'identité du candidat qu'elle propose de retenir.

Ces étapes doivent être réalisées successivement et aucune « rétroaction » n'est prévue dans le projet de cahier des charges. En particulier, la déclaration sans suite d'un projet ne remet pas en cause l'attribution des autres projets.

## 2.2. Clauses de diversification

Le cahier des charges prévoit qu'un candidat peut être lauréat :

- au maximum d'un projet au sein du groupe PPE2 ;
- au maximum de trois projets et d'un projet par façade au sein du groupe PPE3, en considérant qu'il existe trois façades (« Manche Est-Mer du Nord », « Sud-Atlantique-Nord-Atlantique-Manche-Ouest » et « Méditerranée », cf. tableau en section 1.1).

---

<sup>7</sup> Lors de cette étape, la CRE peut mettre en œuvre la clause relative au cas d'un tarif de référence sous-évalué définie au sein du paragraphe 3.3.3 du cahier des charges.

De plus, si à la suite de l'attribution, un projet du groupe PPE3 se trouve sans lauréat pressenti, il est possible de manière dérogatoire de désigner comme lauréat pressenti un candidat qui serait déjà lauréat pressenti d'un projet sur la même façade, dans la limite de quatre projets du groupe PPE3 au total par candidat.

Conformément à ses recommandations exprimées depuis l'instruction de la procédure AO4, la CRE est favorable à l'introduction de clauses de diversification s'agissant des appels d'offres portant sur plusieurs projets. Cela contribue en effet à éviter la constitution de positions dominantes et à la concentration des risques inhérents au déploiement des projets éoliens en mer sur un nombre limité d'acteurs. Un nombre plus important d'acteurs pourrait être encouragé à participer à l'appel d'offres grâce à l'existence de ce type de clauses.

Cependant, la clause de diversification proposée par le projet de cahier des charges diminue l'incitation pour chaque candidat à déposer plusieurs offres compétitives sur des projets au sein de la même façade (ou au sein du groupe PPE2), diminuant ainsi la concurrence au sein de ces sous-ensembles. La CRE souligne l'enjeu d'attractivité de la procédure AO10, rassemblant onze projets, alors que la procédure concurrentielle AO7 a été déclarée infructueuse et que seules deux offres ont été proposées dans le cadre de la procédure AO8. La diversification a également un effet globalement haussier sur les tarifs des projets, en supprimant la possibilité de profiter d'effets d'échelle sur des projets mutualisés au sein d'une même façade.

En conséquence, la CRE recommande :

- s'agissant du groupe PPE2, qu'un candidat puisse être désigné lauréat d'un projet maximum, avec la possibilité d'en obtenir un deuxième par dérogation uniquement si un projet se trouve sans lauréat pressenti à la suite de l'attribution (de manière similaire à la dérogation prévue dans la méthode d'attribution pour le groupe PPE3 dans le projet de cahier des charges) ;
- s'agissant du groupe PPE3, qu'un candidat puisse être désigné lauréat de deux projets au maximum au sein de chaque façade (au lieu d'un sauf dérogation), avec une limite de quatre projets du groupe PPE3 au maximum (au lieu de trois ou quatre si dérogation).

Cette proposition permettrait, d'une part, de limiter le risque qu'un projet du groupe PPE2 soit déclaré sans suite, avec l'introduction d'une dérogation pour l'obtention de deux parcs PPE2, et, d'autre part, de contribuer à diminuer le tarif moyen des offres retenues sur les projets du groupe PPE3. La CRE privilégie l'introduction d'une dérogation pour les projets du groupe PPE2 plutôt qu'un élargissement à deux projets de ce groupe au maximum par candidat dans le cas général, afin de limiter à cinq le nombre de projets pouvant être attribués à un même candidat sur l'ensemble des deux groupes dans le cas général (la possibilité d'obtenir un sixième projet n'étant ouverte que si un projet du groupe PPE2 risque de ne pas être attribué).

### 2.3. Modalités d'attribution

Les clauses de diversification limitent le nombre maximal de projets pour lesquels un candidat peut être désigné lauréat. Si un candidat est classé premier sur plus de projets qu'il n'est autorisé à obtenir, les modalités d'attribution entrent en application pour définir de quels projets ce candidat sera désigné lauréat pressenti.

#### 2.3.1. Modalités d'attribution pour les projets PPE2

Le projet de cahier des charges prévoit que les candidats expriment leur ordre de préférence entre les projets du groupe PPE2. Si un candidat est désigné premier sur plus d'un projet, il est désigné lauréat du projet pour lequel il avait exprimé sa préférence.

Les projets PPE2 constituant des « extensions » des projets existants attribués au cours des procédures AO5 et AO6, il est probable que les lauréats des projets déjà attribués lors de ces procédures se positionneront préférentiellement sur les extensions correspondantes afin de bénéficier d'effets d'échelle. L'attribution selon leur préférence pourrait ainsi les inciter à déposer des offres sur plusieurs projets, en ayant l'assurance qu'ils remporteraient le parc ayant leur préférence (a priori leur extension) s'ils venaient à être classés premier sur plusieurs projets. La pression concurrentielle sur chacun des projets PPE2 s'en verrait ainsi renforcée.

La CRE accueille favorablement la méthode d'attribution par préférence pour attribuer les projets PPE2.

### 2.3.2. Modalités d'attribution pour les projets PPE3

Dans le projet de cahier des charges, pour les projets du groupe PPE3, la répartition suit le principe de « meilleur deuxième » : si un candidat est classé premier sur plus de projets qu'il ne peut en obtenir sur une façade (un projet dans le cahier des charges), il est désigné lauréat du projet pour lequel l'écart de tarif (différence entre les tarifs proposés) avec le deuxième est le plus élevé. Ainsi, le « meilleur deuxième » est désigné lauréat du projet restant.

Si la proposition de la CRE d'attribuer deux projets par façade au maximum et quatre projets en tout pour les projets PPE3 est retenue (cf. paragraphe 2.2), la méthode d'attribution par écart de tarif peut également être utilisée si un candidat est classé premier sur plus de quatre projets du groupe PPE3<sup>8</sup>.

La CRE accueille favorablement la méthode d'attribution par écart de tarif, car elle permet d'attribuer les projets en minimisant le prix moyen pondéré des offres retenues sur une façade donnée.

Elle recommande d'ajuster cette méthode en utilisant comme mesure sur un projet l'écart de tarif multiplié par la borne minimale de la puissance du projet, ce qui permet de minimiser le prix moyen pondéré y compris dans les cas où les projets ont des puissances différentes au sein d'une façade. Cela est en outre cohérent avec la clause de déclaration sans suite pour motif budgétaire qui utilise une pondération par la borne minimale de la puissance des projets.

### 2.4. Déclaration sans suite pour motif budgétaire

A la suite de l'attribution de la totalité des projets, si le tarif moyen des offres (pondéré par la borne minimale de la puissance de chaque projet) excède 100 €/MWh, alors la CRE simule successivement la déclaration sans suite d'un ou plusieurs projets, jusqu'à arriver à une situation où le tarif moyen des offres des projets restants est inférieur à 100 €/MWh. Un cas particulier est introduit pour les projets du groupe PPE2, dont le raccordement est mutualisé avec ceux des projets issus des procédures AO5 et AO6 : la simulation de déclaration sans suite de ces projets prend en compte les coûts déjà engagés par RTE dans le raccordement mutualisé (« coûts échoués du raccordement »).

---

<sup>8</sup> Dans ce cas, tout d'abord, si un candidat est classé premier sur trois projets au sein d'une façade, il est déclaré indisponible sur le projet pour lequel l'écart de tarif avec le deuxième candidat est le plus faible. Puis, si un candidat est classé premier et disponible sur cinq projets ou plus sur l'ensemble du groupe PPE3, il est désigné lauréat pressenti des quatre projets pour lesquels les écarts de tarif avec les deuxièmes sont les plus élevés. Enfin, sur les projets où le candidat classé premier a été déclaré indisponible, le candidat le mieux classé après lui et qui n'a pas déjà été désigné lauréat pressenti de quatre projets sur tous les parcs PPE3 ou de deux projets au sein de la façade en question) est désigné lauréat pressenti sur ce projet. Ce processus est illustré par un exemple sur la Figure 3 en annexe A.

Un ordre de priorité entre les projets est défini pour les simulations successives de déclaration sans suite des projets : « *Projet 8, Projet 3, Projet 5, Projet 4, Projet 7, Projet 6, Projet 2, Projet 1, Projet B, Projet C et Projet A (à condition, pour ces trois derniers projets, qu'ils n'aient pas déjà donné lieu à la désignation d'un Lauréat Pressenti par l'Etat)* » (paragraphe 3.3.5 du projet de cahier des charges). Ainsi, la déclaration sans suite du projet 8 est simulée prioritairement à la déclaration sans suite des projets suivants, et ainsi de suite. Cet ordre de priorité est défini en partie selon la date prévisionnelle de mise à disposition du raccordement, afin de déclarer sans suite prioritairement les projets pour lesquels la mise à disposition du raccordement est prévue le plus tardivement. Cela permet ainsi de pouvoir attribuer ces projets dans une procédure ultérieure, en limitant le risque de décalage du calendrier de mise à disposition du raccordement.

La CRE identifie ainsi au sein de cet ordre de priorité, trois sous-groupes de projets, selon leur date prévisionnelle de mise à disposition du raccordement :

- 1) groupe 1 : les projets 3 et 8 dont la mise à disposition du raccordement est prévue au plus tôt en 2037 ;
- 2) groupe 2 : les projets 1, 2, 4, 5<sup>9</sup>, 6 et 7 dont la mise à disposition du raccordement est prévue au plus tôt en 2035 ;
- 3) groupe 3 : les projets A, B et C, dont la mise à disposition du raccordement est prévue entre 2032 et 2034.

### Principe général

La CRE accueille favorablement le principe permettant de déclarer sans suite certains projets pour des raisons budgétaires. Elle regrette cependant que le coût du raccordement ne soit pas pris en compte dans la conception de cette clause (à l'exception des coûts échoués du raccordement pris en compte s'agissant des projets PPE2, cf. paragraphe ci-dessous).

S'agissant du niveau du tarif cible de 100 €/MWh, la CRE estime que celui-ci n'est *a priori* pas sous-dimensionné au regard des tarifs de référence des offres retenues lors des précédentes procédures de mise en concurrence pour des projets comparables. En raison des incertitudes entourant l'évolution des coûts de la filière éolienne en mer et des évolutions des critères et des modalités du soutien introduites dans cet appel d'offres (notamment la mise en place de critères en application du règlement NZIA ou d'une préférence européenne), il n'est cependant pas exclu que les offres déposées mènent au dépassement de ce tarif cible. Cette situation pourrait impliquer la déclaration sans suite d'un ou plusieurs projets, sauf si le ministre mobilise sa faculté d'attribuer la totalité des parcs, ce qui pourrait conduire à exposer plus fortement le budget de l'Etat en l'absence de prix plafond.

### Ordre de priorité

S'agissant de l'ordre de priorité des projets, la CRE recommande de ne pas fixer d'ordre de priorité prédéfini entre les projets appartenant à un même groupe (ex. : entre les projets 3 et 8 du groupe 1), mais, au sein d'un groupe donné, de simuler la déclaration sans suite en suivant l'ordre décroissant des tarifs des offres des lauréats pressentis, dans un objectif de limitation des coûts.

La CRE propose en annexe A une rédaction modifiée de l'article 3.3.5 du cahier des charges portant sur la déclaration sans suite de projets pour motif budgétaires, qui prévoit notamment, pour les simulations impliquant la déclaration sans suite de deux projets ou plus, de suivre un ordre séquentiel basé sur les combinaisons de groupes, par niveau de priorité décroissante.

<sup>9</sup> Au sein du second courrier de saisine, la DGEC a indiqué envisager que la date de mise à disposition du raccordement du projet 5 survienne à partir de 2037. Cela placerait ce projet au sein du groupe 1.

### **Prise en compte des coûts échoués du raccordement des projets du groupe PPE2**

S'agissant des projets du groupe PPE2, la CRE accueille favorablement la prise en compte des coûts échoués du raccordement en cas de déclaration sans suite de chaque projet de ce groupe. L'attribution de ces projets doit permettre de ne pas mettre en difficulté la bonne réalisation du raccordement des projets attribués lors des procédures AO5 et AO6 et de ne pas engendrer de surcoûts pour RTE. Dès lors, il pourrait s'avérer opportun de pouvoir dépasser de quelques euros par mégawattheure le tarif cible de 100 €/MWh uniquement si cela devait permettre d'attribuer ces projets, dans le cas où le surcoût pour le budget de l'Etat serait inférieur aux coûts échoués. Cela nécessiterait une évolution de l'article 1.9.5 du cahier des charges.

### **Introduction d'une rétroaction entre la clause de déclaration sans suite pour motif budgétaire et la clause d'attribution des projets**

Enfin, la CRE recommande que, lorsqu'un ou plusieurs projets sont susceptibles d'être déclarés sans suite pour motif budgétaire, elle applique de nouveau la clause d'attribution détaillée au paragraphe 3.2.4. c) du cahier des charges, en excluant cette fois les projets devant être déclarés sans suite. Si cette seconde application de la clause d'attribution conduit à un tarif moyen des offres strictement supérieur à 100 €/MWh sur les projets restants, alors l'attribution initiale des projets est conservée.

Une telle rétroaction permettrait d'éviter qu'un candidat, initialement classé premier sur un projet, ne soit pas retenu sur celui-ci en raison du nombre maximal de projets pouvant être attribués à un même candidat, alors même qu'un des projets pour lesquels il est proposé comme lauréat pressenti est finalement déclaré sans suite.

Lorsqu'au moins deux projets sont déclarés sans suite, il peut exister certaines configurations d'attribution dans lesquelles le nombre final de projets déclarés sans suite serait inférieur à celui obtenu lors de l'application initiale de la clause de déclaration sans suite pour motif budgétaire. La CRE recommande toutefois de ne pas ajouter de mécanisme de rétroaction supplémentaire pour traiter ces cas. En effet, un tel dispositif augmenterait fortement la complexité du processus d'attribution, tout en ne concernant que des situations très exceptionnelles.

## **3. Conditions de raccordement**

Le coût du raccordement des projets éoliens en mer lauréats de la procédure AO10 sera supporté par le GRT, conformément aux dispositions de l'article L. 342-16 du code de l'énergie.

### **3.1. Modalités de raccordement**

Le projet de cahier des charges décrit les caractéristiques des raccordements, en particulier concernant la tension aval du poste en mer, le nombre et la tension de raccordement des cellules disponibles pour le raccordement des grappes d'éoliennes (cf. annexe B). Il précise les données techniques, géographiques et contractuelles que doivent échanger le GRT et le producteur et fixe les principes relatifs à l'exploitation, à la conduite, à la maintenance et aux responsabilités du producteur et du GRT s'agissant des ouvrages de raccordement.

Les caractéristiques du raccordement ne sont pas définitivement arrêtées pour deux des onze projets de l'appel d'offres. Ainsi, la solution de raccordement du projet 5 (Oléron 1) pourrait être mutualisée avec le projet de renforcement sous-marin Gironde Loire Atlantique (GiLA) si la réalisation de ce projet devait être actée. En raison d'une distance au point de raccordement plus faible pour le projet 4 (Bretagne Nord-Ouest), RTE doit approfondir la possibilité et l'intérêt économique de mettre en œuvre un raccordement à courant alternatif.

La CRE accueille favorablement la fixation des caractéristiques du raccordement pour la grande majorité des projets. Pour les projets Oléron 1 et Bretagne Nord-Ouest, les caractéristiques du raccordement ne sont pas encore arrêtées. Ceci se justifie par l'existence d'alternatives, qui pourraient permettre d'optimiser les coûts de raccordement, mais dont l'intérêt n'est pas encore certain.

Le projet de cahier des charges fixe la tension aval de raccordement des projets posés (1 à 3 et 5) à 132 kV et celle des autres projets (flottants) à 66 kV. Dans le courrier accompagnant la saisine rectificative, le ministre sollicite l'avis de la CRE sur un changement de la tension aval des projets 1 à 3 afin de l'abaisser à 66 kV, dès la publication du cahier des charges ou ultérieurement, lors de la signature de la convention de raccordement, au choix du producteur ou de RTE. Cette modification doit permettre de couvrir l'incertitude sur l'existence d'éoliennes compatible avec une tension aval de 132 kV et respectant les critères de provenance détaillés en partie 6.2.4.

La CRE considère que les projets 1, 2, 3 et 5 doivent avoir des caractéristiques identiques, afin de standardiser la fabrication des postes en mer. Ce choix permettra de réduire le coût des raccordements et, le cas échéant, d'adapter à moindre frais le calendrier des fabrications dans le cas d'un retard d'un des lauréats.

[SDA]

La CRE considère qu'il est nécessaire de fixer dans les cahiers des charges le niveau de tension. Une évolution de la tension aval de raccordement après la désignation des lauréats sera envisageable sous réserve d'un accord de RTE et de l'ensemble des lauréats (pour garder la cohérence entre les parcs).

### 3.2. Délais de mise à disposition du raccordement

#### 3.2.1. Mise à disposition des ouvrages de raccordement pour les projets A à C

Le cahier des charges prévoit que les ouvrages de raccordement de niveau 1 (la plateforme et la première liaison de chacun des projets des procédures AO5 et AO6) sont mis à disposition par le GRT au plus tard 58 mois après la date d'obtention de la plus tardive de ses autorisations et 70 mois pour ceux de niveau 2 (les deux liaisons de chacun des projets 1 à 3 du cahier des charges). Le producteur est indemnisé en cas de dépassement par le GRT de ces délais. Les modalités de cette indemnisation sont définies à l'article D. 342-4-12 du code de l'énergie.

#### 3.2.2. Mise à disposition des ouvrages de raccordement pour les projets 1 à 8

Le projet de cahier des charges prévoit que les ouvrages de raccordement sont mis à disposition du producteur dans une période comprise entre le 1<sup>er</sup> mars 2035 et  $T_0 + 150$  mois pour les projets 1, 2, 4, 6, 5 et 7, et entre le 1<sup>er</sup> mars 2037 et  $T_0 + 150$  mois pour les projets 3 et 8.

Le projet de cahier des charges prévoit également plusieurs nouvelles dispositions afin de permettre de modifier la date de mise à disposition des ouvrages de raccordement. Ces dispositions peuvent être sollicitées par RTE ou le lauréat et doivent être validées par le ministre de l'énergie. Elles visent à tenir compte des incertitudes pouvant survenir lors de la réalisation des projets étant donné que la date butoir de mise à disposition du raccordement ( $T_0 + 150$  mois) est définie dès l'attribution du projet et non plus à l'obtention des autorisations.

Enfin, le projet de cahier des charges prévoit que les producteurs lauréats transmettent différentes informations à RTE sur l'avancée de leur projet (nombre de fondations installées un an avant la date limite de mise à disposition des ouvrages de raccordement) et instaure un délai effectif d'installation d'aérogénérateurs (15 % dans un délai de 3 mois suivant la mise à disposition du raccordement et 100 % dans un délai pouvant aller de 9 à 18 mois, excluant les périodes hivernales, défini par projet suivant la date limite de mise à disposition des ouvrages de raccordement).

La CRE prend acte des délais de mise à disposition des raccordements prévus dans le projet de cahier des charges. En ce qui concerne les projets PPE 3, la CRE souligne que ce calendrier prévisionnel est soutenu et qu'il pourrait nécessiter, pour certaines années, la mise à disposition de deux raccordements par an. Dans son Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) publié en 2025, RTE avait notamment estimé que ce rythme constituait la cadence maximale permettant de maîtriser les coûts du programme de raccordement tout en conservant une part importante d'approvisionnement en France et dans l'Union européenne.

La CRE accueille favorablement le choix d'un intervalle pour fixer la mise à disposition des raccordements. La CRE considère que ces modalités apportent une visibilité contractuelle suffisante

aux porteurs de projets. Afin de permettre aux candidats de formuler des offres reposant sur des hypothèses identiques, la CRE recommande d'intégrer, dans le cahier des charges, des dates indicatives et non engageantes de mise à disposition des raccordements des projets 1 à 8. Après échange avec RTE, la CRE considère que le projet 5 (Oléron) devrait être intégré dans le groupe des projets dont la période de mise à disposition de raccordement est comprise entre le 1<sup>er</sup> mars 2037 et  $T_0 + 150$  mois.

La CRE est favorable à l'introduction de clauses permettant de repousser la date de mise à disposition du raccordement. Elle recommande que la CRE soit consultée pour avis en cas de décalage d'un projet. Les dates de mises à disposition des projets étant fixées très en amont, ces clauses permettront de tenir compte des incertitudes liées à la réalisation des projets.

Dans son courrier de saisine modificative, le ministre sollicite l'avis de la CRE sur la suppression de plusieurs clauses permettant à RTE demander un report de la date de mise à disposition du raccordement :

- si RTE ne peut réaliser ses achats en suivant le règlement NZIA en respectant les délais fixés par le cahier des charges ;
- si le réseau ne permet pas l'évacuation complète de la production des installations s'agissant du projet 5 ou 8 ;
- si l'un des lauréats des projets mutualisés 6 et 7 fait défaut ;
- si événement extérieur à RTE, hors de son contrôle et susceptible de générer des conséquences significatives sur le raccordement survient.

La CRE rappelle que le code de l'énergie prévoit des pénalités significatives pour RTE en cas de retard de sa mise à disposition du raccordement. Il convient donc que les causes de retard qui sont extérieures au gestionnaire de réseau ne lui soient pas imputées, car il ne peut influencer sur leur occurrence.

La CRE est défavorable à la suppression, ainsi qu'à la limitation du décalage à un an, des clauses de report relatives aux contraintes d'évacuation sur le réseau des projets 5 et 8 ainsi que celle relative à l'impossibilité de réaliser les achats de matériels dans les délais. La CRE relève en effet qu'il s'agit de facteurs d'incertitudes de premier ordre dans le développement des projets par RTE et que ces incertitudes pourront par ailleurs être levées avant la décision d'investissement des producteurs, ce qui sera de nature à limiter fortement les potentiels surcoûts.

La CRE n'est pas opposée à la suppression de la troisième clause du courrier de saisine modificative (cas de défaut d'un lauréat d'un projet mutualisé). Toutefois, la CRE souligne l'importance de relancer rapidement un appel d'offres afin de limiter les éventuels coûts échoués pour RTE.

### 3.3. Surdimensionnement de capacité autorisé

Le surdimensionnement de capacité (ou « *overplanting* ») consiste à ce que la puissance de l'installation soit supérieure à la puissance de raccordement. Une installation avec un tel surdimensionnement voit une partie de sa production écrêtée par vent fort, mais produit davantage qu'une installation sans surdimensionnement de capacité par vent faible. Une telle configuration peut permettre d'augmenter le productible et ainsi d'obtenir des tarifs plus compétitifs tout en contenant les coûts de raccordement.

Les niveaux de surdimensionnement de capacité maximum possibles retenus dans le cahier des charges sont compris entre 4 % et 12 % suivant les projets.

La CRE accueille favorablement la possibilité laissée aux producteurs de choisir un surdimensionnement des capacités de production. Cette faculté permettra aux porteurs de projet de choisir l'optimum technico-économique pour le dimensionnement de leur parc.

La CRE recommande d'augmenter la proportion de surdimensionnement de capacité possible pour l'ensemble des installations (notamment pour les projets 4, 5 et 8 pour lesquels seulement 4 à 5 %

de surdimensionnement est possible actuellement), afin d'accroître la possibilité laissée aux candidats de proposer leur configuration optimale.

## 4. Désistement d'un lauréat, garanties et sanctions

### 4.1. Désistement d'un lauréat, lancement d'une nouvelle procédure et transfert des autorisations

En cas de désistement d'un lauréat, le projet de cahier des charges prévoit qu'il ne puisse pas participer à la procédure visant à réattribuer le projet qu'il a abandonné. Une exception à cette règle est prévue si le lauréat respecte deux conditions (paragraphe 8.3.2 du projet de cahier des charges) :

- « *s'il apporte des preuves suffisantes qu'il a pris des mesures de nature à démontrer sa fiabilité, notamment des mesures concrètes propres à prévenir toute récurrence des événements ayant conduit au désistement* » ;
- « *s'il démontre que sa participation à la nouvelle procédure de mise en concurrence visant à la réattribution du Projet n'est pas de nature à porter atteinte au principe d'égalité de traitement entre les candidats, notamment du fait des informations privilégiées relatives au Projet dont il pourrait disposer* ».

Si le désistement du lauréat se produit après la délivrance des autorisations (l'autorisation environnementale ou l'autorisation ZEE), le lauréat réalise à ses frais les démarches nécessaires au transfert des autorisations à l'État/au nouveau lauréat. Si un transfert à l'État n'est pas possible, le lauréat prend les mesures nécessaires au maintien de la validité des autorisations, jusqu'à leur transfert effectif au lauréat désigné à l'issue de la nouvelle procédure visant à réattribuer le projet.

La CRE recommande de préciser l'autorité compétente pour la décision d'admission d'un ancien lauréat s'étant désisté d'un projet à la nouvelle procédure visant à le réattribuer.

La CRE est favorable à une obligation de transfert des autorisations par le candidat se désistant d'un projet, dans une optique d'efficacité et de réduction des délais de réalisation des projets.

La CRE recommande en outre de fixer un délai de trois mois après le désistement d'un lauréat pour le lancement d'une nouvelle procédure de mise en concurrence par l'État. Ce délai permettrait notamment de donner plus de visibilité à RTE, afin de limiter les coûts échoués du raccordement en l'absence de lancement d'une nouvelle procédure. En cas de relance d'un appel d'offres, ce délai permettrait en outre de limiter la durée d'immobilisation des investissements du raccordement déjà réalisés par RTE.

### 4.2. Garanties au bénéfice de RTE et sanctions impliquant un versement à l'État en cas de désistement

#### 4.2.1. Garanties au bénéfice de RTE

##### 4.2.1.1. Dimensionnement des garanties bancaires au bénéfice de RTE

Le cahier des charges prévoit, conformément au pénultième alinéa de l'article L. 342-16, qu'en cas de défaillance du producteur, ce dernier est redevable des coûts échoués de raccordement. Le montant de ces coûts est forfaitaire et égal au montant de la garantie constituée à la date à laquelle intervient la défaillance (montants détaillés en annexe C).

Le dimensionnement des garanties bancaires repose sur une estimation des surcoûts occasionnés pour RTE, et donc pour le TURPE, en cas de défaillance d'un lauréat. Ce calcul prend pour hypothèse le lancement d'un nouvel appel offres immédiatement après la défaillance du lauréat et estime le délai nécessaire pour qu'un nouveau lauréat puisse atteindre le même niveau d'avancement que le lauréat défaillant. Le surcoût pour RTE correspond ainsi au coût additionnel du financement des actifs immobilisés pendant la durée du retard occasionné par la défaillance.

L'échéancier de constitution de la garantie bancaire au bénéfice de RTE est le même pour tous les projets du groupe PPE3, alors que les raccordements de ces projets seront séquencés. Le cahier des charges prévoit en particulier que la mise à disposition des raccordements se fera à partir du 1<sup>er</sup> mars 2035 pour les projets 1, 2, 4, 5, 6 et 7, et à partir du 1<sup>er</sup> mars 2037 pour les projets 3 et 8.

Enfin, dans son courrier de saisine modificative, le ministre sollicite l'avis de la CRE sur une éventuelle réduction du montant des garanties bancaires au bénéfice de RTE.

La CRE considère que les montants des garanties bancaires constituées au bénéfice de RTE sont correctement dimensionnés pour couvrir les coûts pour RTE d'un désistement d'un lauréat pour un projet qui serait réattribué dans les douze mois. Ces montants correspondent en effet aux surcoûts de financement des ouvrages de raccordement qui seraient occasionnés par la défaillance du lauréat dans l'attente qu'un nouveau lauréat puisse atteindre le même niveau de maturité. La CRE est donc défavorable à la réduction du montant des garanties bancaires au bénéfice de RTE.

La CRE recommande toutefois de décaler de deux ans, à partir du jalon J1, l'échéancier de constitution des garanties bancaires des projets 3 et 8, en cohérence avec les dates cibles de mise à disposition des raccordements de ces projets.

#### 4.2.1.2. Couverture par RTE des coûts échoués de raccordement en cas d'abandon de projet

L'article L. 342-16 du code de l'énergie prévoit que RTE, et donc le TURPE, supporte les coûts échoués de raccordement en cas d'abandon de la procédure de mise en concurrence, notamment les coûts de raccordement engagés par RTE à la suite de la désignation d'un lauréat.

Par ailleurs, le projet de cahier des charges précise qu'en cas de défaillance d'un des producteurs sur une plateforme mutualisée du groupe PPE3 et en l'absence de désignation d'un nouveau lauréat dans un délai de 24 mois, RTE supporte la charge des surcoûts induits pour le second projet (coûts liés à la potentielle évolution du raccordement pour prendre en compte l'évolution à la baisse de la production à raccorder).

La CRE considère que, la décision d'abandon n'étant pas imputable à RTE, ce dernier ne devrait pas en supporter les coûts. Ainsi, en cas de défaillance d'un des producteurs sur une plateforme mutualisée du groupe PPE3 et en l'absence de désignation d'un nouveau lauréat dans un certain délai, la CRE recommande que l'État supporte les surcoûts induits pour le second projet liés à l'éventuelle modification du raccordement.

La CRE recommande également de réduire le délai de désignation d'un nouveau lauréat en cas de défaillance. Un délai de 24 mois risquerait d'accroître d'avantage les coûts échoués occasionnés pour RTE. Pour un appel d'offres déjà attribué, la CRE estime qu'il serait plus pertinent de fixer un délai de relance de 3 mois et de désignation de 12 mois.

#### 4.2.1.3. Garanties bancaires du projet 5 (Oléron 1)

Le cahier des charges prévoit deux options pour le raccordement du projet 5 :

- un raccordement sur la liaison sous-marine Gironde – Loire-Atlantique (« GiLA ») : coût d'environ 1,8 Md€ (hors coûts de GiLA, qui sont supérieurs à 4 Mds€) ;
- un raccordement « radial », directement vers la côte, si le projet GiLA est abandonné : coût d'environ 2,7 Mds€.

Dans son courrier de saisine rectificative, le ministre souhaite recueillir l'avis de la CRE sur la possibilité de mettre en œuvre des montants de garantie différents si ce projet devait être raccordé sur la liaison GiLA, en raison des coûts de raccordement moins importants (détail en annexe C).

L'intérêt économique du projet GiLA doit encore être confirmé par RTE. Toutefois, les premières analyses réalisées par RTE montrent que l'intérêt de ce projet est *a minima* conditionné à la possibilité d'y raccorder un projet de parc éolien en mer. Si un raccordement du projet 5 était ainsi retenu sur le projet GiLA, la défaillance du lauréat entraînerait également des surcoûts additionnels pour RTE concernant le projet GiLA.

Au vu des incertitudes, la CRE considère qu'il n'est pas possible de définir le niveau des surcoûts engendrés pour RTE dans une telle situation. Afin de retenir une méthodologie simple et lisible pour les lauréats, la CRE recommande de ne pas modifier les montants de la garantie du projet 5 en cas de raccordement sur GiLA.

### 4.2.2. Sanctions impliquant un versement à l'État en cas de désistement

Le projet de cahier des charges prévoit une baisse significative des sanctions pécuniaires en cas de désistement d'un lauréat (le montant initial des sanctions a été divisé par deux entre le projet de cahier des charges de la procédure AO9 et celui de la procédure AO10 s'agissant des projets PPE2). Par ailleurs, le cahier des charges introduit une baisse des sanctions après la délivrance des autorisations (autorisation environnementale, CUDPM ou autorisation ZEE). Par exception, le montant des sanctions peut être abaissé davantage lorsque les cinq conditions cumulatives suivantes sont réunies :

- (i) le désistement est effectué au plus un mois après l'obtention des autorisations ;
- (ii) le producteur a informé le ministre de son intention de se désister au plus tard trois mois avant la date d'obtention des autorisations ;
- (iii) le producteur a apporté à l'État toute assistance nécessaire à la défense des autorisations jusqu'à la purge des recours ;
- (iv) le producteur a transféré ses autorisations à l'État ou au lauréat de la nouvelle procédure de mise en concurrence visant à attribuer le projet en cas d'impossibilité de transférer ces autorisations à l'État ;
- (v) le producteur a accompli l'ensemble de ses obligations au titre du dernier alinéa de l'article 7.1.2.<sup>10</sup>.

Par ailleurs, si seulement certaines de ces conditions sont satisfaites, le ministre peut appliquer un montant de sanctions inférieur au montant maximum prévu.

La CRE est favorable à la baisse des sanctions pour désistement, qui constitue un facteur d'attractivité de l'appel d'offres, dans un contexte où le montant de la garantie au bénéfice de RTE constitue déjà une incitation importante pour le lauréat de mener à bien le projet jusqu'à la mise en service de l'installation.

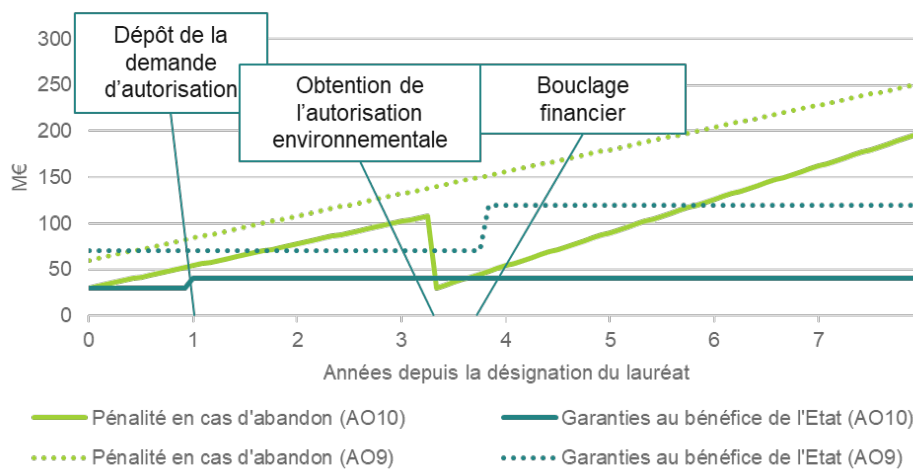
---

<sup>10</sup> Obligations de déposer un dossier de demande d'autorisations et diverses diligences.

### 4.2.3. Garanties au bénéfice de l'État

Le projet de cahier des charges prévoit une baisse très significative du montant des garanties au bénéfice de l'État, en cohérence avec la baisse des sanctions. Il prévoit également que la seconde garantie devant être constituée par le lauréat doit être déposée au plus tard lors du dépôt de la demande d'autorisation environnementale. Le projet de cahier des charges de l'AO9 sur lequel la CRE a été saisie en juin 2025 prévoyait que cette seconde garantie soit déposée au plus tard lors du bouclage financier du projet. La CRE avait recommandé dans son avis<sup>11</sup> de maintenir le dépôt de cette garantie financière au plus tard au moment de la demande d'autorisation environnementale, comme c'était le cas pour les procédures précédentes. La Figure 2 ci-dessous résume l'ensemble de ces évolutions pour les projets PPE2 (projets initialement prévus dans le cadre de l'AO9).

**Figure 2 : Illustration de l'évolution du montant des garanties financières pour les projets PPE2 entre l'AO9 et l'AO10 et mise en parallèle avec le montant des pénalités pour abandon**



La CRE se réjouit du suivi de sa recommandation s'agissant du calendrier du dépôt de la deuxième garantie financière.

Par ailleurs, afin d'améliorer davantage le dispositif prévu par le cahier des charges AO10, la CRE estime qu'il serait pertinent de prévoir une augmentation du montant des garanties au bénéfice de l'État plus régulière (tous les ans environ) et suivant davantage le montant des sanctions, dont le montant a été abaissé par rapport aux procédures précédentes.

La CRE constate en outre que les projets 1 à 3 d'une part (projets posés à faible profondeurs) et les projets 4, 5 et 8 d'autre part (projets flottants s'agissant des projets 4 et 8 et posé en grande profondeur s'agissant du projet 5) présentent des niveaux de sanctions et de garanties rapportées à la puissance installée similaires (un tableau en annexe C présente le montant des deux premières garanties prévues dans le projet de cahier des charges en M€/GW). Ces derniers présentent cependant des coûts d'investissements *a priori* plus élevés que les projets 1 à 3 rapportés à la puissance installée, en raison de leur type de fondations. La CRE recommande donc de définir des niveaux de garanties et de sanction plus élevés pour les projets 4, 5 et 8 rapportés à la puissance installée.

<sup>11</sup> Délibération n°2025-207 de la CRE du 29 juillet 2025 portant avis sur le projet de cahier des charges relatif à la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n°1/2024 portant sur trois projets d'installation d'éoliennes en mer situés respectivement au large du sud de la Bretagne et en mer Méditerranée (deux Projets)

## 5. Rémunération du producteur

### 5.1. Allongement de la durée du soutien à 25 ans

Le projet de cahier des charges prévoit un allongement de la durée du contrat de complément de rémunération (ci-après CR) à 25 ans contre 20 ans dans l'ensemble des précédentes procédures. Cette mesure engendre un transfert d'une part du risque d'évolution des prix de marché des producteurs vers l'État. Cette diminution du risque pour les producteurs pourrait conduire les actionnaires des candidats à requérir une rémunération plus faible des capitaux investis, d'où potentiellement une diminution du tarif de référence des offres. Cela pourrait également améliorer les conditions de financement externe (allongement de la durée de la dette, augmentation du taux d'endettement).

L'impact à la baisse sur les tarifs proposés par les candidats n'est cependant pas certain. En effet :

- RTE prévoit des travaux sur le raccordement de plusieurs mois pour chaque projet entre 23 et 25 ans après la mise en service de l'installation, ce qui limite potentiellement les bénéfices mentionnés ci-dessus ;
- l'amélioration des conditions de financement externe est moins évidente pour les projets flottants, techniquement plus risqués et pour lesquels les conditions d'exploitation au-delà de 20 ans sont plus incertaines ;
- en fonction du niveau des prix de marché anticipés par les candidats entre 20 et 25 ans après la mise en service de l'installation, l'allongement de la durée du soutien peut les conduire à augmenter ou à baisser le niveau de tarif proposé : en particulier, s'agissant des parcs éoliens en mer les moins chers, l'allongement à 25 ans du contrat de CR peut engendrer des estimations de pertes de revenus de marché.

La CRE est défavorable à l'allongement de la durée du contrat de CR à 25 ans. En effet, elle considère qu'une augmentation de la part de risque portée par l'État n'est pas nécessaire au développement des projets. La CRE estime de plus que l'allongement de la durée des contrats de CR conduit à une diminution de l'électricité renouvelable disponible pour la signature de PPA de court-moyen terme avec des consommateurs à l'issue de la période de soutien. Enfin, cette évolution ne conduit pas nécessairement à diminuer le montant total du soutien de l'État à ces projets, comme expliqué *supra*.

Si cette disposition devait être maintenue, la CRE accueille favorablement le maintien de l'application des pénalités pour RTE en cas d'indisponibilité du raccordement sur 20 ans et non 25 ans.

### 5.2. Durée d'indexation du tarif par le coefficient d'indexation K

Le projet de cahier des charges prévoit une indexation du tarif de référence jusqu'à la date de prise d'effet du contrat de complément de rémunération.

Dans le cahier des charges de la procédure AO8, l'indexation K est prévue jusqu'à la première des deux dates suivantes : la date située dix-huit mois après la date à laquelle l'autorisation est purgée de tous recours et la date de prise d'effet du contrat de complément de rémunération. Lors des instructions des procédures AO5 à AO8, la CRE a pu constater que les candidats prévoyaient un bouclage financier entre 18 et 22 mois après l'obtention des autorisations, et, s'ils anticipent des recours, de l'ordre de 2 à 4 mois après que ceux-ci sont purgés. A cette date, les coûts d'investissement du projet sont sécurisés et ne sont censés pouvoir évoluer qu'à la marge.

Compte tenu des incertitudes portant sur l'évolution du coefficient K, cette mesure pourrait aussi être de nature à augmenter le coût du soutien de l'État. En effet, une indexation plus longue que nécessaire fait porter un risque résiduel pour les candidats s'agissant des hypothèses d'inflation retenues entre le bouclage financier (date de sécurisation des coûts d'approvisionnement) et la date à laquelle l'indexation prend fin, ce qui peut se traduire par l'intégration d'une prime de risque dans le tarif de référence de l'offre. Une date de fin d'indexation du tarif liée à la prise d'effet du contrat peut par ailleurs inciter le producteur à retarder de manière opportuniste la mise en service de son installation pour pouvoir bénéficier d'une potentielle hausse du coefficient K, alors même que les coûts d'investissement du projet ne sont plus censés évoluer.

La CRE recommande de fixer la date limite d'indexation K à une date qui serait la plus proche possible du bouclage financier du projet, à savoir, la plus tardive des dates suivantes :

- 18 mois à l'issue de l'obtention de l'autorisation unique hors purge des recours ;
- 3 mois après la date à laquelle les recours sont purgés (date T1).

### **5.3. Introduction d'un complément de rémunération s'appuyant sur la production théorique de l'installation (ou « CR normatif »)**

Le contrat de CR normatif introduit dans l'AO10 prévoit que le soutien public n'est plus systématiquement versé sur la production réelle de l'installation, mais, pour certains pas de temps, sur sa capacité de production théorique. A ce stade, il n'existe pas de retour d'expérience en Europe sur la mise en place en pratique d'un CR normatif.

#### **5.3.1. Principes généraux du CR normatif prévu par le projet de cahier des charges**

Par rapport aux précédentes procédures concurrentielles portant sur des parcs éoliens en mer en France, le projet de cahier des charges modifie la méthode de calcul de l'énergie rémunérée ( $E_i$ ) au titre du CR ainsi que le prix de marché de référence ( $M_{0,i}$ ) afin de prendre en compte, dans certaines configurations, une estimation d'un profil de production théorique de l'installation.

L'énergie retenue pour le versement du CR est calculée suivant une méthode différente à chaque pas de temps en fonction de la configuration des éoliennes de l'installation. Dans le cas général, il s'agit de la production réelle. Si une des éoliennes fait l'objet d'un arrêt ou d'une réduction de puissance dans l'une des trois configurations détaillées ci-dessous, une estimation de la production de l'installation (si ces éoliennes avaient suivi un fonctionnement normal) est calculée à partir des données de vent.

##### **Cas général : aucune éolienne ne s'arrête dans les configurations décrites ci-dessous**

La production est la production réelle de l'installation et le mécanisme revient à verser sur chaque pas de temps de marché la différence entre le tarif et le niveau du prix Spot. Dans la mesure où le producteur valorise par ailleurs sa production sur le marché spot, il perçoit des revenus correspondant à la production de son installation sur ce pas de temps multiplié par le tarif (pas de risque d'écart au  $M_0$ )<sup>12</sup>.

##### **Configuration n°1 : maintenance programmée<sup>13</sup> sur tout ou partie du projet**

Le mécanisme revient à verser le CR sur la production théorique des éoliennes si la maintenance n'avait pas eu lieu, selon les modalités suivantes :

- si moins de 20 % des éoliennes sont en maintenance programmée, la production totale du projet est estimée à partir d'une extrapolation de la production des éoliennes en fonctionnement normal (illustration de l'extrapolation en annexe D) ;
- si plus de 20 % des éoliennes sont en maintenance programmée, l'estimation de la production de l'ensemble du projet est réalisée à partir des données de vent et d'une table de correspondance (cf. paragraphe 5.3.3.1).

En réalisant une maintenance programmée, le producteur ne perçoit pas les revenus marchands associés à la baisse de production de son projet, bien qu'il perçoive le CR. Il est alors incité à placer ses maintenances programmées lors de périodes de prix spot faibles pour minimiser les revenus marchands perdus, comme le ferait une installation non soutenue. Par ailleurs, le producteur reste dans l'absolu incité à limiter le nombre de maintenances.

<sup>12</sup> Le producteur reste néanmoins responsable de l'équilibrage de sa production et reste donc exposé à une évolution des coûts d'équilibrage.

<sup>13</sup> Dans le cadre d'un arrêt pour maintenance non programmée, le producteur ne perçoit ni revenus marchands, ni soutien. Le producteur est donc toujours incité à limiter ses maintenances non-programmées, comme c'est déjà le cas dans les précédents contrats de CR.

### Configuration n°2 : bridage sur tout ou partie du projet

Sur un pas de temps de marché, si au moins une éolienne est arrêtée du fait d'un bridage, le mécanisme revient à verser le tarif de référence sur :

- 100 % de la production théorique des éoliennes en fonctionnement normal ;
- 95 % de la production théorique des éoliennes faisant l'objet d'un bridage environnemental ;
- 100 % de la production théorique des éoliennes faisant l'objet de tout autre bridage « imposé au producteur », notamment pour des raisons aéronautiques.

L'État compense ainsi entièrement les pertes de revenus du producteur (revenus marchands et CR) liées à un bridage qui lui est « imposé », et avec une franchise de 5 % de la perte de revenus uniquement dans le cadre des bridages environnementaux. Le producteur conserve une faible incitation à réduire au maximum le risque de bridage environnementaux et n'a pas d'incitation à réduire tout autre bridage « imposé », notamment les bridages pour des raisons aéronautiques.

Même avec une franchise de 5 %, la prise en charge par l'État du risque de bridage est beaucoup plus importante que dans le cadre des précédentes procédures concurrentielles<sup>14</sup>. Il convient par ailleurs de noter que cette protection contre le risque de bridage n'existe pas dans le cadre du soutien à la filière éolienne à terre.

### Configuration n°3 : arrêt de tout ou partie du projet en raison des conditions de marché ou de la participation aux mécanismes d'équilibrage

Dans cette configuration, le mécanisme revient à verser le CR sur la production théorique, plafonné en €/MWh au niveau du tarif de référence (d'éventuels « revenus » marchands négatifs en cas de prix spot négatifs ne sont pas ajoutés au tarif de référence, comme illustré en annexe D).

Le mécanisme revient donc à compenser le producteur des éventuels écrêtements de production en période de prix spot négatifs (identique au principe de la prime pour prix négatifs des précédents cahiers des charges) et des éventuelles activations dans le cadre d'une participation aux mécanismes d'équilibrage (identique à l'utilisation de la production corrigée pour le versement du CR).

Si l'estimation de production est précise, le montant de soutien ne dépend pas des choix de production. Le producteur dispose donc d'une incitation à répondre aux signaux de prix de marché de manière similaire à un actif non soutenu (arrêt en prix Spot négatif, arrêt ou reprise en fonction des prix IJ, participation aux mécanismes d'équilibrage). Le CR prévu par le projet de cahier des charges AO9, détaillé en annexe D, répondait déjà à cet objectif. Le dispositif prévu dans le cahier des charges de l'AO10 prévoit toutefois une méthode d'estimation de la production écrêtée plus précise que la prime pour prix négatifs prévue par le cahier des charges de l'AO9.

---

<sup>14</sup> Compensation inexistante avant la procédure AO6. Dans le cadre du cahier des charges de la procédure AO9, les provisions réalisées pour l'engagement de montant à attribuer aux mesures ERC permettaient en pratique une réduction du risque de bridage avec une franchise de 40 heures de bridage. Le montant de provision correspondait au maximum à une durée cumulée de l'ordre de 45 jours de bridage sur toute la durée du contrat (il s'agit d'un majorant car d'autres dépenses ERC peuvent également être nécessaires). Dans tous les cas de figure, le degré de protection du risque de perte de revenus en cas de bridage était largement moindre par rapport à une compensation complète avec une franchise de 5 %.

### 5.3.2. Analyse des principaux avantages et difficultés liés à l'introduction du contrat de CR normatif prévu par le projet de cahier des charges

La CRE identifie plusieurs avantages au contrat de CR normatif prévu pour l'AO10, dont la mise en œuvre est cependant particulièrement complexe. La CRE estime que des dispositions plus simples permettraient d'atteindre des résultats similaires :

- **Le producteur est incité à placer ses maintenances programmées (a priori environ 1 % du productible selon plusieurs retours de la filière) lors des périodes de prix spot faibles.** En cohérence avec ses précédents avis sur des cahier de charges relatifs à la filière éolien en mer, la CRE considère que la mise en œuvre de cette incitation est souhaitable et utile au système électrique. Pour atteindre cet objectif, la CRE recommande plutôt la mise en œuvre d'une prime annuelle de performance, dont le principe est évoqué dans l'avis de la CRE sur les cahiers des charges relatifs aux procédures AO7 et AO8 et détaillé dans son rapport relatif à la mise en œuvre du complément de rémunération<sup>15</sup>, qui produit la même incitation tout en permettant d'inciter le producteur à améliorer le prix capté par son installation en optimisant ses caractéristiques technologiques lors de la phase de conception du projet ainsi que dans sa phase d'exploitation, avec une complexité associée bien moindre (cf. annexe D).
- **Le producteur est entièrement exposé aux signaux de prix de marché, sans « distorsion ».** Cette caractéristique permet d'inciter le producteur à gérer les modulations de la production de son projet en cohérence avec les besoins du système électrique, en ne tenant pas uniquement compte du marché spot, mais également du marché intrajournalier et des mécanismes d'équilibrage du système électrique. La CRE considère néanmoins que le CR de l'AO9 prévoit déjà le versement du soutien sur une production normative dans la quasi-totalité des cas de figure dans lesquels l'arrêt de la production peut être bénéfique au système électrique. La CRE note de plus que la condition de non-production de la prime pour prix négatifs pourrait également être supprimée du CR de l'AO9.
- **L'introduction d'un principe de compensation des pertes de production en cas de bridage imposé au producteur.** La CRE note que ce principe était déjà intégré dans les précédents cahier des charges par le biais d'une clause de compensation spécifique, sans inclusion obligatoire à la formule de calcul du CR.
- **Une estimation de la production théorique uniformisée et plus fine est utilisée pour diverses compensations du producteur.** Alternativement, des estimations plus fines de production pourraient être introduites dans le CR actuel (la CRE a notamment plusieurs fois recommandé d'affiner le dimensionnement de la prime pour prix négatifs).

La CRE identifie également plusieurs difficultés induites par les principes généraux et les modalités de mise en œuvre du contrat de CR prévu pour l'AO10 :

- **Le contrat de CR implique une forte charge opérationnelle, très élevée par rapport aux objectifs poursuivis, et base le calcul du soutien sur des données déclarées par le producteur** (notamment la déclaration pour chaque pas de temps du nombre d'éolienne à l'arrêt et la raison de leurs arrêts) **et difficilement opposables.** Le mécanisme nécessite un suivi par les pouvoirs publics de l'arrêt de chaque éolienne du projet et de vérifier les raisons sous-jacentes à chaque arrêt à partir de justificatifs fournis par le producteur. Ces contrôles nécessiteront de mobiliser d'importantes ressources publiques. Or, selon la raison de l'arrêt, le producteur ne perçoit pas le même niveau de soutien public. Cela constitue une évolution majeure par rapport au CR de l'AO9 qui se fonde sur des indicateurs plus facilement opposables (ex. le prix spot est négatif sur un pas de temps) afin de compenser le producteur d'une énergie écartée. D'autre part, la charge de déclaration du producteur est considérablement alourdie. Enfin, malgré la mise en œuvre de ces contrôles, il ne semble pas possible de se prémunir totalement du risque de versement de soutien indu dans certaines situations. Par exemple, une maintenance non-programmée n'est pas censée faire l'objet d'une compensation. Le producteur pourrait néanmoins justifier cet arrêt par des raisons marchés s'il existe une référence de prix permettant de le justifier.

<sup>15</sup> [https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports\\_et\\_etudes/2025/Rapport\\_Bilan\\_CR\\_2025.pdf](https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2025/Rapport_Bilan_CR_2025.pdf)

- **La complexité et la nouveauté du CR de l'AO10 peuvent augmenter le risque perçu par les porteurs de projet et financeurs, impliquant une possible hausse des primes de risques intégrées au tarif de référence proposé.** Le contrat de CR de l'AO9 implique également certaines complexités qui sont néanmoins déjà éprouvées par les acteurs, car plus proches du fonctionnement actuel du contrat de CR sur des projets déjà en service.
- **Le dispositif de CR envisagé pour l'AO10 ne permet pas d'inciter le producteur à réaliser des choix d'optimisation technologique lors de la phase de conception de son projet afin d'optimiser le prix capté par l'installation.** En effet, des choix de conception permettant d'améliorer le prix capté de l'installation et donc ses revenus marchands seraient intégralement compensés par une baisse du montant de CR versé. L'introduction d'une prime annuelle de performance inciterait, elle, à de telles optimisations dans la mesure du possible.

La complexité particulièrement importante introduite et l'utilisation d'un grand nombre de données moins opposables sont détaillées dans la partie suivante.

La CRE considère que l'expérimentation de cette nouvelle forme de soutien directement dans le cadre d'un appel d'offres de 10 GW est particulièrement risquée au regard du retour d'expérience très limité à date sur cette nouvelle forme de soutien.

En particulier, la CRE considère que les avantages du CR normatif prévu pour l'AO10 ne sont pas suffisants pour justifier les risques liés à un calcul du CR basé sur des données déclarées et donc moins opposables et la charge opérationnelle, particulièrement considérable au vu des enjeux.

La CRE accueille ainsi défavorablement cette évolution du contrat de CR et recommande le retour à un CR prenant la forme de celui envisagé dans le cadre de la procédure AO9 (détaillé en annexe D) avec les ajustements suivants :

- l'intégration d'une prime annuelle de performance<sup>16</sup> déjà recommandée par la CRE dans son avis relatif au cahier des charges AO9 afin de disposer d'une incitation au placement des maintenances lors des périodes de prix faible, avec une complexité associée largement plus limitée. La CRE recommande néanmoins dans le cadre de l'AO10 un calibrage plus prudent en limitant cette prime à un montant situé entre 0 €/MWh et +2 €/MWh. Alternativement, la CRE serait favorable à un autre modèle de prime produisant des effets similaires, à condition qu'il n'implique pas de complexités additionnelles notables ;
- la mise en œuvre d'une évaluation plus fine de la perte de production associée aux situations de versement de la prime pour prix négatifs fondée sur une méthode des trapèzes en laissant ouverte dans le cahier des charges la possibilité de recourir à la méthode décrite dans le projet de cahier des charges de l'AO10 (fondée sur une table de correspondance). Cela permet aux producteurs et aux pouvoirs publics d'évaluer une fois le projet mis en service si le gain de précision de l'estimation est jugé suffisant pour justifier la complexité induite par une méthode fondée sur les données de vent.

La CRE accueille favorablement le principe prévu d'une prise en charge quasi-totale du risque de bridage par l'État, en considérant que les marges de manœuvre du producteur pour limiter ces bridages sont limitées ou parfois inexistantes. Elle considère cependant que ce principe peut facilement être intégré au cahier des charges de l'appel d'offres par le biais d'une clause de compensation spécifique, sans inclusion obligatoire à la formule de calcul du CR. La CRE recommande par ailleurs d'introduire une franchise de 5 % pour l'ensemble des bridages à l'instar de ce qui est prévu pour les bridages environnementaux afin de conserver une faible incitation pour le producteur à limiter ces bridages. La CRE considère que cette franchise pourrait tout de même conduire à une prise en charge du risque de bridage par l'État plus importante par rapport aux précédents appels d'offres éolien en mer ou par rapport au soutien à l'éolien à terre.

Si le CR de l'AO10 devait être conservé, la CRE recommande des ajustements techniques, afin notamment de limiter le besoin de contrôle particulièrement conséquent introduit par ce dispositif (cf. paragraphes suivants).

<sup>16</sup> La prime annuelle de performance consiste à comparer le prix capté par l'installation à celui capté par un profil de production de référence indépendant de ses choix.

### 5.3.3. Modalités de mise en œuvre du CR prévu pour l'AO10 et propositions d'ajustements si le mécanisme de CR normatif était maintenu

#### 5.3.3.1. Méthodologie d'estimation de la capacité de production de l'installation à partir des données de vent

Pour chaque période de quatre ans de contrat, le calcul du CR est réalisé dans un premier temps à partir d'un facteur de charge normatif unique, par défaut de 60 % sur chaque pas de temps éligibles à une compensation normative. Le montant versé fait ensuite l'objet d'une régularisation a posteriori sur cette période de quatre ans selon une estimation plus précise de la production normative lors de ces pas de temps, issue d'une table de correspondance basée sur des données de vent.

Au plus tard à la date du bouclage financier, le producteur transmet au ministre une méthodologie d'établissement de la table de correspondance (avec plusieurs caractéristiques laissées au choix du producteur par le cahier des charges<sup>17</sup>). Le ministre valide cette méthodologie après avis de la CRE. Cette méthodologie peut être modifiée préalablement à chaque mise à jour de la table de correspondance après avis de la CRE avec une application rétroactive de la nouvelle méthodologie.

A partir de cette méthodologie, tous les quatre ans, le producteur remplit la table de correspondance avec les données de production effectivement mesurées lors des quatre dernières années. La table de correspondance est validée par le ministre après avis de la CRE. Tout événement modifiant de manière irréversible la précision de l'estimation à partir de la table de correspondance (par exemple, la mise en service d'un projet à proximité) peut donner lieu à une régularisation sur les quatre années précédentes cet événement.

Il convient de noter que pour les 11 projets attribués dans le cadre de l'AO10, l'établissement des tables de correspondance impliqueront au minimum 3 décisions par an en moyenne du ministre chargé de l'énergie, prises après avis de la CRE. En cas de mauvaise déclaration détectée par les pouvoirs publics, la table de correspondance est a priori seulement corrigée, mais le cahier des charges ne prévoit pas de pénalisation explicite du producteur.

Le fonctionnement de la table de correspondance implique une forte lourdeur administrative et des enjeux de trésorerie pour le producteur. De plus, ce dernier peut en théorie optimiser a posteriori le soutien perçu via les choix méthodologiques proposés au moment de la mise à jour de la table de correspondance.

Si le principe d'un CR normatif et de l'utilisation d'une table de correspondance était maintenu, la CRE recommande quelques ajustements techniques pour simplifier le fonctionnement de l'utilisation de la table de correspondance :

- la CRE considère qu'il n'est pas nécessaire de réaliser de régularisation une fois la 1<sup>ère</sup> table de correspondance établie : la dernière table de correspondance validée serait utilisée pour les quatre années suivantes sans régularisation du CR sur les années précédentes en cas d'évolution de la table. Cette disposition limite fortement l'incitation à des déclarations opportunistes et donc le besoin de contrôle par les pouvoirs publics, et réduit les enjeux de trésorerie associés ;
- ne pas inclure la CRE dans le processus d'établissement de la table de correspondance, afin de fluidifier le processus opérationnel. *A minima*, la CRE recommande de restreindre le recours à l'avis de la CRE à la mise en œuvre de la méthodologie et à l'établissement de la première table de correspondance ;
- prévoir explicitement le principe et le montant d'une pénalisation en cas de détection d'une déclaration jugée opportuniste : cette pénalisation pourrait prendre la forme d'une portion du gain permis par la déclaration d'une table de correspondance jugée opportuniste par rapport à celle retenue *in fine*.

<sup>17</sup> Possibilité de ne pas prendre en compte la turbulence, niveau de résolution de la table qui est par défaut de 0,5 m/s pour la vitesse de vent, 10° pour la direction et 2 % pour la turbulence.

### 5.3.3.2. Calcul du $M_0$ pour la facturation mensuelle du CR

Le cahier des charges prévoit que le prix de marché de référence  $M_0$  devra être déterminé mensuellement par la CRE, or celui-ci nécessite désormais le calcul de la production théorique de chacun des onze projets à partir des déclarations de la configuration de chacune des éoliennes sur chaque pas de temps.

Cette tâche représente une charge opérationnelle considérable pour la CRE par rapport aux publications de  $M_0$  actuellement réalisées, sans qu'il soit évident qu'elle constitue l'entité la plus appropriée pour de tels calculs. Si le principe d'un CR normatif était maintenu, la CRE propose de supprimer la disposition prévoyant mensuellement le calcul du  $M_0$  par la CRE. Ce dernier peut être directement calculé par l'acheteur obligé et le producteur concerné. Le contrôle du  $M_0$  retenu sera néanmoins réalisé par la CRE au moment de l'évaluation annuelle des CSPE.

### 5.3.3.3. Déclaration et contrôle du statut des éoliennes

Le CR prévu pour l'AO10 implique une déclaration mensuelle du producteur s'agissant de la configuration de chaque éolienne à chaque pas de temps, contrôlée annuellement par les pouvoirs publics. Les données transmises (notamment toutes les données issues du SCADA de l'installation indiquant le statut opérationnel de chaque aérogénérateur lors de chaque pas de temps ainsi que le registre de toutes les périodes de modulation à la baisse) doivent également faire l'objet d'un audit annuel obligatoire à la charge du producteur réalisé par un auditeur indépendant.

Dans le cadre de ce contrôle annuel, le producteur doit également fournir un certain nombre de documents (exemple en annexe D) permettant de corroborer les raisons déclarées de chaque arrêt. La vérification de la raison des arrêts est entièrement réalisée par les pouvoirs publics, dans la mesure où l'audit indépendant ne couvre a priori pas ce contrôle.

En cas d'incohérences détectées par les pouvoirs publics s'agissant du nombre d'arrêts déclaré ou des raisons sous-jacentes à ces arrêts, le cahier des charges ne prévoit pas de pénalisation explicite mais plutôt une régularisation du montant de CR versé. Le régime générique de sanction en cas de manquement aux prescriptions du cahier des charges pourrait néanmoins être appliqué dans ce cadre.

Si le principe d'un CR normatif était maintenu, la CRE recommande des ajustements techniques pour simplifier et améliorer le processus de contrôle :

- prévoir explicitement le principe et le montant d'une pénalisation en cas de détection d'une déclaration jugée opportuniste : cette pénalisation pourrait par exemple prendre la forme d'une non prise en compte de tous les arrêts sur une certaine durée ;
- prévoir une validation de l'identité de l'auditeur par le ministre chargé de l'énergie afin de s'assurer d'un niveau d'indépendance suffisant.

## 6. Critères d'éligibilité et de notation

### 6.1. Critère d'éligibilité des candidats

#### 6.1.1. Exigences financières

Afin de vérifier l'aptitude du candidat à mobiliser les capitaux nécessaires pour réaliser le(s) projet(s) pour lequel(s) il candidate, le projet de cahier des charges propose une analyse sur un des trois agrégats suivants : chiffres d'affaires annuel moyen ou capitaux propres moyens ou capital engagé moyen. Historiquement, cette évaluation ne portait que sur le seul critère de chiffres d'affaires annuel moyen, lequel n'était pas satisfaisant, comme souligné par la CRE dans sa délibération du 13 juin 2024<sup>18</sup>. Le projet de cahier des charges relatif à la procédure AO9 prévoyait déjà l'introduction d'un critère alternatif relatif aux capitaux propres.

La CRE est favorable à l'ajout d'un critère complémentaire en plus de celui déjà proposé dans le cahier des charges relatif à l'AO9 lequel devrait permettre à certains acteurs, tels que les fonds d'investissement, de candidater à la procédure d'appels d'offres sans devoir être associés à d'autres opérateurs.

Pendant, la définition du critère devrait être ajustée et formulée d'une manière plus précise.

- premièrement, la métrique « capital engagé » peut faire référence à des notions différentes selon l'acteur économique concerné. Il est nécessaire *a minima* de préciser dans les définitions à quoi cette métrique fait référence ;
- deuxièmement, lorsqu'il s'agit d'un fonds d'investissement, cette métrique (traduction de *committed capital*) fait référence aux capitaux que les investisseurs s'engagent à apporter à un fonds. Elle permet d'appréhender la capacité maximale d'investissement d'un fonds, mais ne tient pas compte des capitaux déjà appelés et ne présage pas de la disponibilité de capitaux à venir pour le projet, notamment lorsqu'il s'agit de calendriers longs comme pour l'éolien mer en France. La CRE propose d'utiliser une métrique alternative – actifs sous gestion (traduction de *assets under management*) – laquelle permet de donner une indication sur la taille et l'expérience d'un fonds d'investissement (ou de sa société gestionnaire) et sur la capacité à mener à bout les projets d'investissements. Cette métrique est généralement facilement traçable dans les documents de *reporting* produits par les fonds d'investissement et permet de rendre compte de leur capacité à gérer un volume d'actifs ;
- enfin, que cela soit la métrique de capital engagé ou d'actifs sous gestion, il est préférable de pouvoir analyser les seuils minimums au niveau de la société gestionnaire et non seulement au niveau d'un fonds d'investissement. Or, la société gestionnaire n'est pas actionnaire d'un fonds d'investissement. La formulation du critère doit être adaptée en conséquence.

Par ailleurs, la CRE estime que le niveau de seuil de deux milliards d'euros hors taxes s'appliquant au critère de volume d'actifs sous gestion paraît raisonnable dans la mesure où plusieurs fonds d'investissement actifs dans la production d'électricité éolienne en mer remplissent ce critère. L'application de niveaux de seuil supérieurs, tels que le seuil de quatre milliards d'euros hors taxes, ne sera pas bloquant par ailleurs du fait de l'analyse possible du critère au niveau de la société de gestion.

<sup>18</sup> Délibération de la CRE n 2024-113 du 13 juin 2024 portant avis sur un projet de document de consultation relatif à la procédure de mise en concurrence avec dialogue concurrentiel n°1/2024 portant sur quatre projets d'installation d'éoliennes en mer situés respectivement au large du Sud de la Bretagne, en mer Méditerranée (deux projets) et en Sud-Atlantique

La CRE recommande donc de faire évoluer la formulation du critère (iii) d'exigences minimales en matière de capacités économiques et financières comme suit :

« (iii) *Le volume annuel moyen cumulé des actifs sous gestion du fonds d'investissement contrôlant (directement ou indirectement) le candidat (le cas échéant le volume annuel moyen consolidé des actifs sous gestion de la société gérant le fonds d'investissement contrôlant (directement ou indirectement) le candidat) sur les cinq (5) derniers exercices clos disponibles ou les seuls exercices clos si la date de création est inférieure à cinq (5) ans, est supérieur à :*

*- deux (2) milliards d'euros (x) s'il remet une offre pour seulement un (ou plusieurs) Projet(s) du Groupe PPE2 ou pour un (1) seul Projet du Groupe PPE3, ou (y) s'il a indiqué dans le formulaire prévu à l'ANNEXE 2.1 qu'il ne souhaite pouvoir être désigné Lauréat que pour un (1) seul Projet de ces deux Groupes ou du Groupe PPE3 ;*

*- quatre (4) milliards d'euros s'il remet une offre pour plusieurs Projets du Groupe PPE3 et s'il n'a pas fourni d'indication telle que celle mentionnée à l'alinéa précédent.*

*En cas de candidature sous forme de groupement ou de société de projet créée spécifiquement pour les besoins de la Procédure, le volume annuel moyen cumulé des actifs sous gestion de tous les fonds d'investissement contrôlant (directement ou indirectement) les membres du groupement sont additionnés pour l'examen de cette exigence. »*

Les dispositions 2.9.3 du cahier des charges pourraient, si la formulation proposée est retenue, prévoir que les exigences relatives à l'absence de statut d'entreprise en difficulté (attestations et obligation d'informations) soient également applicables, le cas échéant, à la société gérant le fonds d'investissement.

Par ailleurs, la CRE recommande de supprimer le critère (i) sur le chiffre d'affaires, moins pertinent.

## **6.1.2. Exigences techniques**

La CRE réitère ses recommandations d'évolution des exigences techniques, exprimées au sein de son avis sur le projet de document de consultation de la procédure AO9. Ces recommandations sont détaillées au sein de l'annexe E.

## **6.2. Critères d'éligibilité et de notation des offres**

### **6.2.1. Aperçu global des critères de notation**

La CRE note de nombreuses évolutions de la pondération et de la définition des critères de notation des offres par rapport au projet de cahier des charges de la procédure AO9 dont elle a été saisie en juin 2025. Par ailleurs, au sein du courrier de saisine de la CRE, une grille de notation alternative a été proposée en cas de suspension de certains critères au cours du processus de notification d'aide d'État auprès de la Commission européenne (option 2 dans le tableau ci-dessous). Le tableau suivant présente la grille de notation des offres du projet de cahier des charges AO10 en comparaison avec celle du projet de cahier des charges AO9.

Tableau 2. Evolution des critères de notation des offres entre les projets de cahiers des charges des procédures AO9 et AO10

Critère de notation	Pondération AO9	Pondération AO10 - Option 1 (projet de cahier des charges)	Pondération AO10 - Option 2 (courrier de saisine)
<b>Valeur économique et financière de l'offre</b>	<b>82</b>	<b>86</b>	<b>88</b>
Tarif de référence	70	70	70
Robustesse du montage contractuel et financier	12	16	18
<b>Enjeux industriels, environnementaux, sociaux et de développement territorial</b>	<b>18</b>	<b>14</b>	<b>12</b>
Empreinte carbone simplifiée de fabrication et de livraison des principaux sous-ensembles	6	6	6
Nombre minimum de composants de <u>l'espace économique européen</u>	0	6	0
Nombre minimum de composants de <u>pays tiers à l'« Etat dominant »</u>	6	0	6
Taux d'approvisionnement en aimants permanents au sein <u>de l'espace économique européen</u>	0	2	0
Taux d'approvisionnement en aimants permanents <u>de pays tiers à l'« Etat dominant »</u>	1	0	Eligibilité
Insertion professionnelle des personnes rencontrant des difficultés sociales ou professionnelles particulières	2	Eligibilité	Eligibilité
Insertion professionnelle par l'apprentissage	2	Eligibilité	Eligibilité
Financement ou investissement participatif	1	Eligibilité	Eligibilité

La CRE accueille favorablement le passage en critères d'éligibilité des sous-critères liés à l'insertion professionnelle et au financement ou investissement participatif, conformément aux recommandations exprimées au sein de précédents avis.

### 6.2.2. Robustesse du montage contractuel et financier

L'évolution de la pondération des composantes du sous-critère lié à la robustesse du montage contractuel et financier est présentée dans le tableau suivant.

**Tableau 3. Répartition des points de notation du sous-critère relatif à la robustesse du montage contractuel et financier**

Composante	Sous-composante	Pondération AO10	Pondération AO9	Proposition CRE AO9
Crédibilité CAPEX		3	3	3
Crédibilité OPEX		1	1	1
Crédibilité Montage financier	Structuration financière retenue et couverture envisagée des risques	2 <sup>19</sup> (en incluant l'analyse du TRI projet)	3	2 (en incluant l'analyse du TRI projet)
	Marge brute d'exploitation post-contrat	2 (en étendant à tous les revenus)	1	2 (en étendant à tous les revenus)
Crédibilité Hypothèses techniques	Crédibilité du modèle d'aérogénérateur	5	1	1
	Crédibilité du choix des fondations	3 <sup>20</sup>	3	3
<b>TOTAL</b>		16	12	12

Le projet de cahier des charges prévoit par ailleurs un seuil éliminatoire à 8 points sur 16.

La CRE accueille favorablement l'augmentation de la pondération du sous-critère relatif à la robustesse du montage contractuel et financier par rapport aux précédentes procédures. Elle est favorable également aux évolutions des composantes de ce sous-critère, qui sont conformes à ses précédentes recommandations. Enfin, la CRE recommande d'augmenter le seuil éliminatoire à 10 points sur 16 ou à 11 points sur 18 dans l'option 2 (alternative présentée dans le courrier de saisine).

<sup>19</sup> 3 points dans l'option 2 présentée au sein du courrier de saisine de la CRE.

<sup>20</sup> 4 points dans l'option 2 présentée au sein du courrier de saisine de la CRE.

S'agissant de la composante liée à la crédibilité du modèle d'aérogénérateurs, 5 points sont désormais alloués à l'évaluation de cette composante contre 1 point dans le projet de cahier des charges de la procédure AO9. Cette évolution est due à une marge de manœuvre plus grande laissée aux candidats dans le choix du modèle d'aérogénérateur pour la présente procédure. En effet, dans le projet de cahier des charges AO9, les candidats devaient construire leurs offres sur la base de puissances d'aérogénérateurs pour laquelle un modèle certifié existe. Dans le projet de cahier des charges AO10, cette exigence a été assouplie : désormais, les candidats peuvent également proposer une puissance unitaire d'aérogénérateurs pour laquelle un prototype existe.

La CRE est favorable à l'assouplissement de l'exigence liée à la puissance unitaire des aérogénérateurs. En effet, l'horizon de temps de la mise en service de certains projets est suffisamment lointain pour envisager le recours à des aérogénérateurs d'une puissance supérieure à celle des modèles certifiés actuellement, en particulier pour les modèles posés. La CRE est également favorable à l'augmentation de la pondération de la composante « crédibilité du modèle d'aérogénérateur », qui est cohérente avec l'assouplissement de l'exigence liée à la puissance unitaire des aérogénérateurs.

### 6.2.3. Empreinte carbone simplifiée (ECS)

L'évaluation de la durabilité des projets est déclinée dans le cahier des charges sous la forme d'un critère de notation de l'empreinte carbone simplifiée (ECS) de l'installation. Ce critère compte pour 6 points dans la note, répartis entre deux composantes : la notation de l'ECS des fondations (3 points) et de celle des aérogénérateurs (3 points). Il est prévu que la CRE évalue la crédibilité des données fournies et du schéma industriel et logistique retenus par le candidat. Elle peut pour cela s'appuyer sur un collègue d'experts.

Le projet de cahier des charges prévoit que les candidats peuvent, sous réserve de justifications, demander d'adapter le formulaire de calcul de l'ECS prévu en annexe du cahier des charges en dérogeant aux facteurs d'émission de référence définis, ou en proposant des valeurs dérogatoires si le formulaire ne prévoit pas de valeur de référence.

La CRE accueille favorablement l'introduction d'un critère de notation de l'empreinte carbone simplifiée des installations, incluant la fabrication et le transport des composants, ainsi que la possibilité de s'appuyer sur un collègue d'experts pour évaluer ce critère.

La CRE considère cependant que la possibilité pour un candidat de recourir à des valeurs dérogatoires affaiblit la portée du critère et complexifie grandement son évaluation. Aussi, elle est favorable à la suppression d'une telle faculté et à ce que les candidats soient contraints de se référer à des facteurs d'émission de référence. Elle recommande qu'en cas de données manquantes dans le formulaire, il soit normativement appliqué la valeur du facteur d'émission le plus élevé du formulaire.

### 6.2.4. Provenance des principaux composants

Le projet de cahier des charges prévoit deux critères portant sur la provenance des éoliennes et de leurs principaux composants :

- un critère d'éligibilité, prévoyant que les candidats s'engagent à ce que pour au moins 75 % des turbines installées :
  - le produit fini (aérogénérateur et fondations) ne provienne pas d'un État dominant tiers à l'Union européenne<sup>21</sup> (ci-après « État dominant ») ;

<sup>21</sup> Il s'agit actuellement de la Chine, en application du cahier des charges qui renvoie au paragraphe 3 de l'article 7 du règlement d'exécution (UE) n° 2025/1176 de la Commission du 23 mai 2025 précisant les critères de préqualification et d'attribution applicables aux enchères pour le déploiement de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

- au moins cinq composants parmi une liste de neuf composants principaux des turbines ou fondations ne proviennent pas de l'État dominant. Les composants principaux concernés par ce critère sont ceux visés par le règlement d'exécution 2025/1178<sup>22</sup> dit « NZIA » ;
- un critère de notation, à travers lequel les candidats peuvent s'engager à ce que plus de cinq des composants principaux de l'installation proviennent de l'Espace Economique Européen (ci-après « EEE ») pour au moins 75 % des éoliennes du projet. Le candidat obtient une note attribuée linéairement entre 0 (5 composants provenant de l'EEE ou moins) et 6 points (8 composants provenant de l'EEE). Les candidats devront justifier les engagements pris au titre de ce sous-critère : s'ils ne sont pas jugés crédibles par la CRE, ils obtiennent une note nulle. Si ce critère devait être suspendu par la Commission européenne, il est prévu qu'il soit remplacé par un critère de notation similaire, mais reposant sur un approvisionnement hors de l'État dominant, et non dans l'EEE.

Le projet de cahier des charges prévoit des sanctions en cas de non-respect de ces engagements. L'état du paysage industriel futur étant incertain, différents cas de dérogation sont prévus.

S'agissant du critère de notation, le cahier des charges prévoit des sanctions de 90 M€ par composant en moins par rapport aux engagements du candidat pour les projets PPE2 et Golfe du Lion Centre 1 et de 170 M€ par composant en moins pour les autres projets.

La CRE accueille favorablement l'introduction d'un critère d'éligibilité portant sur la provenance des principaux composants des éoliennes.

La CRE considère cependant que l'état du paysage industriel à l'horizon de mise en service des projets est particulièrement difficile à anticiper aujourd'hui. Il est ainsi peu vraisemblable que certains candidats disposent d'une meilleure vision que d'autres sur un plan d'approvisionnement précis dans l'EEE (ou même hors de l'État dominant) des composants principaux de l'installation qu'il sera possible de réaliser à cet horizon de temps. La notation des candidats selon ce sous-critère dépendra en conséquence de la propension des candidats à s'exposer au risque de sanctions plutôt qu'à leur capacité à respecter le critère. La CRE estime donc que des critères d'éligibilités sont plus adaptés aujourd'hui que des critères de notation, afin de concilier la prise en compte souhaitable d'enjeux industriels au sein de l'appel d'offres avec le calendrier actuel de développement des parcs.

S'agissant du montant des sanctions liées au non-respect du critère de notation (si celui-ci était conservé), la CRE recommande de les dimensionner en fonction de la valeur du point indûment gagné à la suite du non-respect de l'engagement du candidat<sup>23</sup>. Sachant que 2 points sont accordés par composant supplémentaire provenant de l'EEE au-dessus du minimum de 5, une sanction pertinente au non-respect de cet engagement pourrait se situer entre 24 M€ et 50 M€ pour les projets PPE2 et Golfe du Lion Centre 1 et entre 64 M€ et 116 M€ pour les autres projets.

La CRE recommande également de retenir des montants progressifs en cas d'approvisionnement entre 50 % et 75 % hors de l'État dominant (et dans l'EEE si le critère de notation est conservé), afin d'inciter les lauréats à s'approcher au maximum de leurs engagements.

<sup>22</sup> Règlement d'exécution (UE) 2025/1178 de la Commission du 23 mai 2025 portant modalités d'application du règlement (UE) 2024/1735 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des produits finis de technologies zéro net et de leurs principaux composants spécifiques aux fins de l'évaluation de la contribution à la résilience. Il s'agit des composants suivants : nacelles, moyeu, mâts, pales, aimants permanents, système de transmission directe et/ou transmission par boîte de vitesse, boîtes de vitesse, roulements principaux, fondations flottantes ou posées. Les systèmes de transmission directe ou à boîte de vitesse (y compris le générateur) doivent nécessairement faire partie des composants qui ne proviennent pas de l'État dominant.

<sup>23</sup> En supposant que la valeur du point de notation correspond à une différence de 1 €/MWh sur le tarif proposé dans l'offre (situation la plus probable depuis l'évolution de la formule de la notation du prix), les revenus indûment gagnés sur la durée de vie du parc peuvent être estimés à partir de la puissance du parc, d'une hypothèse de facteur de charge, et en indexant les revenus à un taux d'actualisation proche du TRI attendu du projet.

### 6.2.5. Provenance des aimants permanents

Le projet de cahier des charges prévoit également deux critères portant sur la provenance des aimants permanents :

- un critère d'éligibilité, demandant que le taux d'approvisionnement en aimants permanents utilisés dans l'installation provenant de l'État dominant soit inférieur ou égal à 50 %. Ce seuil était fixé à 85 % dans le cahier des charges de l'AO9 ;
- un critère de notation, à travers lequel les candidats peuvent s'engager à ce que le taux d'approvisionnement en aimants permanents utilisés dans l'installation provenant de l'EEE soit supérieur à 25 % (la crédibilité de cet engagement est également évaluée par la CRE, cf. paragraphe 6.2.4). Si ce critère devait être suspendu par la Commission européenne, il est prévu qu'il soit supprimé, et que les points soient réattribués à d'autres critères (cf. paragraphe 6.2.1).

Le projet de cahier des charges prévoit également des sanctions en cas de non-respect de ces engagements, ainsi que des cas de dérogation. Comme pour l'approvisionnement des principaux composants des éoliennes, ces montants ne sont pas progressifs.

Plus particulièrement, pour le critère de notation, le cahier des charges prévoit des sanctions de 85 M€ pour les projets PPE2 et Golfe du Lion Centre 1 et de 140 M€ pour les autres projets.

La CRE accueille favorablement l'introduction d'un critère d'éligibilité sur l'approvisionnement des aimants permanents, mais juge de même qu'il serait préférable de s'y limiter et de ne pas introduire un critère supplémentaire de notation. Le marché des aimants permanents est en effet aujourd'hui très concentré (selon une communication de la Commission européenne prise en application du règlement pour une industrie « zéro net », près de 93 % des aimants permanents des aérogénérateurs proviennent aujourd'hui de Chine), et il est peu probable que certains candidats disposent d'une meilleure vision que d'autres sur un plan d'approvisionnement précis dans l'EEE.

De même, la CRE s'interroge quant au seuil de 50 % choisi pour la proportion minimale d'aimants permanents qui ne doit pas provenir de Chine. Ce seuil semble très élevé au regard du faible nombre de filières pour la construction d'aimants permanents hors de Chine et du seuil choisi dans le cahier des charges de la procédure AO9 (15 %), sans qu'une filière ne se soit développée au cours des derniers mois.

Enfin, la CRE recommande de dimensionner les sanctions en fonction de la valeur du point indûment gagné, et de retenir des montants progressifs en cas de taux d'approvisionnement hors de l'État dominant compris entre 50 et 15 %. Sachant que deux points sont accordés dans le projet de cahier des charges si le candidat s'engage à ce que au moins 25 % de son approvisionnement provienne de l'EEE, une sanction pertinente au non-respect de cet engagement pourrait se situer entre 24 M€ et 50 M€ pour les projets PPE2 et Golfe du Lion Centre 1 et entre 64 M€ et 116 M€ pour les autres projets.

## Avis de la CRE

La CRE a été saisie le 14 avril 2026 par le ministre chargé de l'énergie, en application de l'article R. 311-14 du code de l'énergie, d'un projet de cahier des charges relatif à une procédure d'appel d'offres portant sur onze projets d'installations éoliennes de production d'électricité en mer.

Le périmètre de cet appel d'offres est inédit. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a déjà exprimé une préférence pour le lancement d'un appel d'offres davantage concentré, privilégiant les projets posés de la zone Fécamp Grand Large, les plus matures technologiquement, et les extensions des projets issus des procédures AO5 et AO6, pour lesquels le processus du raccordement est déjà bien avancé. Compte tenu du nombre de projets et de l'importance des coûts de raccordement, la CRE souligne la nécessité d'intégrer pleinement les enjeux réseaux dans le choix des sites et dans la procédure de sélection. Plusieurs choix structurants de cet appel d'offres tiennent encore insuffisamment compte de ces enjeux. La CRE note en outre de nombreuses évolutions importantes ont été introduites pour la première fois dans le projet de cahier des charges et estime qu'il est délicat d'expérimenter de telles clauses sur un nombre aussi important de projets.

La CRE formule plusieurs recommandations visant notamment (i) à améliorer l'attractivité de la procédure, (ii) à optimiser le coût pour le système des différents projets retenus, d'une part en créant les conditions pour sélectionner les projets les plus compétitifs et d'autre part en minimisant autant que possible les risques de coûts échoués pour RTE et le TURPE, et (iii) à assurer un partage des risques équilibré entre les producteurs, l'Etat et RTE.

### Découpage et modalités de sélection des projets

La CRE est favorable à l'introduction d'une clause de diversification, comme elle a déjà pu le recommander par le passé. Elle estime cependant pertinent de l'assouplir, afin de limiter le risque qu'un projet soit déclaré sans suite et de diminuer le tarif moyen des offres. Plus précisément, elle recommande d'augmenter le nombre de projets maximum auquel un candidat peut prétendre par façade et d'introduire une dérogation pour les projets PPE2 pour éviter que la clause de diversification conduise à déclarer sans suite ces projets.

Elle accueille favorablement la clause visant à permettre de déclarer sans suite certains projets afin de respecter le tarif cible des offres. S'agissant du niveau du tarif cible de 100 €/MWh, la CRE estime que celui-ci n'est a priori pas sous-dimensionné au regard des tarifs connus à date pour des projets comparables. En raison des incertitudes entourant l'évolution des coûts de la filière éolienne en mer et des évolutions des critères et des modalités du soutien introduites dans cet appel d'offres (notamment la mise en place de critères en application du règlement NZIA ou d'une préférence européenne), il n'est cependant pas exclu que les offres déposées mènent au dépassement de ce tarif cible. Cette situation pourrait impliquer la déclaration sans suite d'un ou plusieurs projets, sauf si le ministre mobilise sa faculté d'attribuer la totalité des parcs, ce qui pourrait conduire à exposer plus fortement le budget de l'Etat en l'absence de prix plafond.

La CRE est favorable à la prise en compte des coûts échoués éventuels du raccordement des projets PPE2 s'agissant du processus d'attribution des projets et estime qu'il pourrait s'avérer opportun de pouvoir dépasser de quelques euros par mégawattheure le tarif cible de 100 €/MWh uniquement si cela devait permettre d'attribuer ces projets, dans le cas où le surcoût pour le budget de l'Etat serait inférieur aux coûts échoués. Cela nécessiterait une évolution de l'article 1.9.5 du cahier des charges.

En outre, elle recommande un ajustement s'agissant de l'ordre de priorité utilisé dans la clause permettant de déclarer sans suite certains projets pour des raisons budgétaires, afin de traiter plus équitablement les projets et de privilégier les projets les plus compétitifs. Elle recommande par ailleurs d'introduire une rétroaction entre cette clause et la clause de diversification des projets permettant de définir une attribution plus cohérente avec les classements des candidats sur chaque projet.

Enfin, la CRE considère qu'il aurait été préférable de mettre en concurrence une des deux zones du Golfe du Lion Centre et la zone du Golfe du Lion Est au lieu des deux zones du Golfe du Lion Centre afin d'éviter des surcoûts sur le raccordement de ces zones. La CRE recommande de retenir l'alternative proposée par le courrier de saisine de scinder la zone Bretagne Nord-Ouest en deux lots, en lieu et place de la zone Golfe du Lion Centre 1.

### Conditions de raccordement

S'agissant des délais de raccordement, la CRE prend acte des délais de mise à disposition des raccordements prévus dans le projet de cahier des charges et accueille favorablement le choix d'un intervalle pour les fixer. La CRE est favorable à l'introduction de clauses prévues par le cahier des charges permettant le cas échéant de les repousser. La CRE est défavorable à la suppression des clauses relatives aux contraintes d'évacuation sur le réseau des projets Oléron 1 et Golfe du Lion 2 ainsi que celle relative à l'impossibilité de réaliser les achats de matériels dans les délais.

S'agissant du surdimensionnement des capacités de production par rapport à celle du raccordement, la CRE accueille favorablement la possibilité laissée aux producteurs de le choisir et recommande d'augmenter la possibilité d'y recourir pour l'ensemble des installations.

### Traitement des cas de désistement

Dans l'ensemble, la CRE souligne l'importance de bien équilibrer le partage des risques entre l'État, le producteur et RTE.

Les conditions encadrant le désistement d'un lauréat ne doivent pas faire peser un risque déraisonnable sur les lauréats, au risque de réduire très fortement l'attractivité de l'appel d'offres. Le projet de cahier des charges prévoit plusieurs évolutions importantes (transfert des autorisations à un nouveau lauréat ou à l'État, baisse des sanctions pour désistement au bénéfice de l'État, ajustement sur les montants et sur le calendrier de constitution des garanties au bénéfice de RTE). La CRE accueille favorablement ces évolutions.

Les garanties bancaires du producteur envers RTE sont correctement dimensionnées pour palier un désistement d'un lauréat remplacé dans des délais rapides. Il est donc indispensable de ne pas faire supporter à RTE les coûts d'une décision d'abandon définitif.

En conséquence, s'agissant des conditions de lancement d'une nouvelle procédure visant à réattribuer le projet, la CRE recommande de fixer un délai de trois mois post-désistement, afin de limiter l'ampleur des coûts pour RTE. Par ailleurs, en cas de défaillance d'un des producteurs sur une plateforme mutualisée du groupe PPE3 et en l'absence de désignation d'un nouveau lauréat dans un certain délai, la CRE recommande que l'État supporte les surcoûts induits pour le second projet liés à l'éventuelle modification du raccordement.

S'agissant du montant des sanctions et des différentes garanties, la CRE propose plusieurs ajustements techniques détaillés dans le corps du présent avis.

### Modalités de soutien

S'agissant de la rémunération du producteur, la CRE est défavorable à l'allongement de la durée du contrat de complément de rémunération et à l'allongement de la durée de l'indexation K, qui peuvent en fine augmenter le coût total du soutien de l'État. Par ailleurs, la CRE considère que les avantages du complément de rémunération (« CR ») dit « normatif » introduit ne sont pas suffisants pour justifier les risques liés à un calcul du CR basé sur des données déclarées (et donc moins opposables) et la charge opérationnelle induite, particulièrement considérable au vu des enjeux. Elle accueille donc défavorablement le dispositif tel que présenté dans le cahier des charges et recommande le retour à un CR « classique » accompagné d'une prime annuelle de performance permettant d'introduire une incitation au bon placement des maintenances et d'une estimation plus fine de la production dans les cas de versement normatif, notamment la prime pour prix négatifs.

### Éligibilité et notation

La CRE note que le cahier des charges intègre une grande partie des recommandations émises par la CRE dans des avis antérieurs, s'agissant des critères de notation des offres (passage en critères d'éligibilité de critères de notation non différenciants, modification du critère relatif à la robustesse des offres), évolutions qu'elle accueille très favorablement. La CRE propose en outre quelques ajustements des critères financiers et techniques d'éligibilité des candidats et recommande d'augmenter le seuil éliminatoire au titre de la robustesse.

S'agissant des offres, la CRE est favorable à la prise en compte des enjeux de contenu industriel au sein de l'appel d'offres. Elle estime que leur intégration est plus pertinente à ce stade via des critères d'éligibilité plutôt que via des critères de notation des offres, compte tenu de la difficulté des développeurs à évaluer l'état de la filière industrielle à long terme.

## Délibération n°2026-95

12 mai 2026

---

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise à la ministre chargée de l'énergie.

**Délibéré à Paris, le 12 mai 2026.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**

**La présidente,**

**Emmanuelle WARGON**

## Annexe A – Clause de diversification et d’allotissement

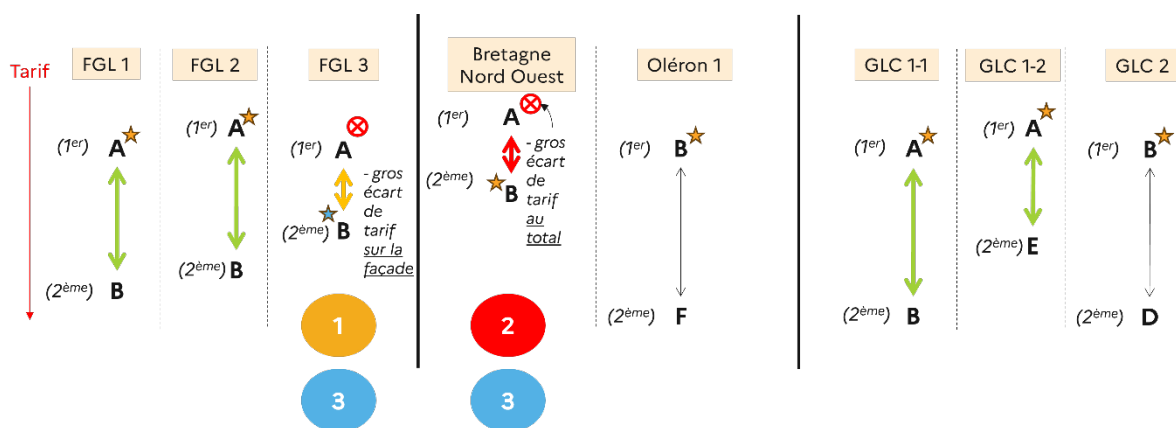
### 1. Clauses de diversification

Tableau 4. Proposition de diversification des projets au sein des trois façades sans séparer les groupes PPE2 et PPE3

Façade	Manche Est-Mer du Nord (1, 2, 3)	Ouest (4, 5, A)	Méditerranée (6, 7, 8, B, C)
Projets	Fécamp Grand Large (« FGL ») 1, 2 & 3	Bretagne Nord-Ouest (« BNO ») Oléron 1 Ext. AO5 (Sud-Bretagne)	Golfe du Lion Centre 1 (« GLC1 » ) (projets 6 et 7) Golfe du Lion Centre 2 (« GLC2 » ) (projet 8) Ext. AO6 (Occitanie) Ext. AO6 (PACA)
Nb max. de projets dont un candidat peut être lauréat par façade	2 (+1)	2 (+1)	2 (+1)

### 2. Méthode d’attribution : illustration de l’application de la méthode d’attribution par écart de tarif, si un candidat peut être désigné lauréat de deux projets au maximum par façade et de quatre projets au maximum en tout pour le groupe PPE3

Figure 3 : Schéma de l’attribution par écart de tarif, dans le cas où un candidat peut être désigné lauréat de deux projets au maximum par façade au sein du groupe PPE3 et au total de quatre projets PPE3 maximum



Dans l’exemple ci-dessus, la clause d’attribution fonctionne selon les étapes suivantes :

- 1) Si un candidat est classé premier sur trois projets sur une façade, il est déclaré indisponible sur le projet pour lequel l’écart de tarif avec le candidat classé deuxième est le plus élevé :
  - a) Sur le projet FGL 3, A est déclaré indisponible car c’est le projet pour lequel l’écart de tarif avec le deuxième est le plus faible.

- 2) Ensuite, si un candidat est classé premier sur cinq projets ou plus au total au sein des parcs PPE3, il est déclaré lauréat pressenti des projets sur lesquels il est disponible (en application du point 1) et les écarts de tarif avec les deuxièmes sont les plus élevés :
  - a) *Sur le projet Bretagne Nord Ouest, A est déclaré indisponible car il est classé premier sur cinq projets en tout (il est indisponible sur FGL 3), et c'est le projet pour lequel l'écart de tarif avec le deuxième est le plus faible. Il est déclaré lauréat pressenti de GLC 1-1, GLC 1-2, FGL 1 et FGL 2.*
  - b) *B est classé premier sur deux projets uniquement (GLC 2 et Oléron 1). Il est déclaré lauréat pressenti sur ces deux projets.*
- 3) Sur les projets où le candidat classé premier a été déclaré indisponible, le candidat le mieux classé après lui **et n'ayant pas déjà été déclaré lauréat de quatre projets sur tous les parcs PPE3 ou de deux projets au sein de la façade en question** est désigné lauréat de ce projet.
  - a) *Sur FGL 3, le candidat A est classé premier, mais a déjà été désigné lauréat de deux projets sur la façade Manche Est-Mer du Nord (et de quatre projets en tout par ailleurs) : il a été déclaré indisponible à l'étape 1. Le candidat B est disponible (il n'a été déclaré lauréat que de deux projets, GLC 2 et Oléron 1) et il est classé deuxième : il est donc désigné lauréat pressenti pour FGL3.*
  - b) *Sur le projet Bretagne Nord Ouest, le candidat A est classé premier, mais a déjà été désigné lauréat de quatre projets en tout : il est indisponible. B est classé deuxième et disponible (il n'a été déclaré lauréat que de trois projets, GLC 2 et Oléron 1), il est déclaré lauréat pressenti de ce projet également.*

### **3. Déclaration sans suite pour motif budgétaire : proposition d'évolutions de l'article 3.3.5 du projet de cahier des charges (évolutions surlignées en jaune)**

1. À l'issue de la seconde phase d'examen des Dossiers de Participation (portant sur les Projets du Groupe PPE3) conformément à l'Article 3.3.1, la CRE calcule le Tarif Moyen des Offres.
2. Si le Tarif Moyen des Offres alors calculé par la CRE excède le Tarif Cible fixé à 100 €/MWh, la CRE identifie le (ou les) Projet(s) dont la déclaration sans suite permettrait d'obtenir un Tarif Moyen des Offres inférieur ou égal au Tarif Cible, à l'exception des Projets pour lesquels un Candidat a été désigné Lauréat Pressenti par l'État à l'issue de la première phase d'examen des Dossiers de Participation en application de l'Article 3.4.1(a). Pour cela :
  - (i) Les Projets éligibles à une déclaration sans suite sont préalablement répartis en trois groupes, définis selon la date prévisionnelle de Mise à Disposition du raccordement :
    - le groupe 1, comprenant les Projets 8 et 3, dont la Mise à Disposition du raccordement est prévue au plus tôt en 2037 ;
    - le groupe 2, comprenant les Projets 1, 2, 4, 5<sup>24</sup>, 6 et 7, dont la Mise à Disposition du raccordement est prévue au plus tôt en 2035 ;
    - le groupe 3, comprenant les Projets A, B et C, dont la Mise à Disposition du raccordement est prévue entre 2032 et 2034, sous réserve qu'aucun Lauréat Pressenti n'ait été désigné pour ces Projets en application de l'Article 3.4.1(a).
  - (ii) La CRE simule successivement la déclaration sans suite d'un seul Projet parmi les Projets pour lesquels aucun Lauréat Pressenti n'a été désigné par l'État à l'issue de la première phase d'examen des Dossiers de Participation (le nombre de ces Projets étant dénommé « N »), dans l'ordre de priorité suivant :
    - au sein de chaque groupe, les projets sont classés par ordre décroissant des tarifs des offres ;

<sup>24</sup> Au sein du second courrier de saisine, la DGEC a indiqué envisager que la date de mise à disposition du raccordement du projet 5 survienne à partir de 2037. Cela placerait ce projet au sein du groupe 1.

- en cas d'égalité du tarif des offres entre deux projets du même groupe, les projets concernés sont classés par ordre croissant des notes des offres ;
- en cas d'égalité du tarif des offres et des notes des offres entre deux projets du même groupe, la CRE applique l'ordre de priorité suivant pour les départager : Projet 8, Projet 3, Projet 5, Projet 4, Projet 7, Projet 6, Projet 2, Projet 1, Projet B, Projet C et Projet A<sup>25</sup> ;
- entre les groupes, l'ordre de priorité est le suivant : groupe 1, puis groupe 2, puis groupe 3.

Lors de chaque simulation, la CRE évalue le Tarif Moyen des Offres de l'ensemble des Projets, y compris ceux pour lesquels un Lauréat Pressenti a été désigné par l'État à l'issue de la première phase d'examen des Dossiers de Participation, à l'exception de celui auquel il ne serait pas donné suite.

Pour les Projets bénéficiant d'un Poste en Mer mutualisé, la simulation de la déclaration sans suite de l'un de ces deux Projets entraîne la simulation de la déclaration sans suite de l'autre Projet. Le calcul du Tarif Moyen des Offres intègre alors les conséquences de la déclaration sans suite des deux Projets.

Pour chaque simulation impliquant la déclaration sans suite d'un (ou de plusieurs) Projet(s) du Groupe PPE2 au titre du présent paragraphe (i) ainsi qu'au titre des paragraphes (ii) à (v) ci-après, le Tarif Moyen des Offres pour les autres Projets restants est ajusté pour intégrer les coûts échoués du raccordement relatifs à ce (ou ces) Projet(s) en ajoutant le (ou les) montant(s)  $C_{\text{échoués}}$  défini(s) par la formule suivante :

$$C_{\text{échoués}} = \frac{4 * Garantie_{J3}}{100\ 000 * P_{AO}}$$

Avec :

$C_{\text{échoués}}$ , en €/MWh, est le montant des coûts échoués du raccordement relatifs au Projet du Groupe PPE2 concerné ;

$Garantie_{J3}$ , en euros, est le montant de la garantie relative au raccordement au bénéfice du Gestionnaire du RPT du Projet du Groupe PPE2 concerné devant être constituée au jalon J'3 conformément à l'Article 6.1.3 ;

$P_{AO}$ , en MW, est la somme des bornes minimales de la Puissance de l'Installation, telle que définie à l'Article 2.9.6, des autres Projets restants après simulation de déclaration sans suite impliquant la déclaration sans suite d'un (ou de plusieurs) Projet(s) du Groupe PPE2.

- (iii) Si la simulation de la déclaration sans suite d'un seul Projet conduit à ce que le Tarif Moyen des Offres pour les autres projets ne dépasse pas le Tarif Cible, la CRE identifie le premier Projet concerné, selon l'ordre de priorité indiqué ci-avant, comme celui dont la déclaration sans suite conduirait à un Tarif Moyen des Offres inférieur ou égal au Tarif Cible ;

Si, après la simulation de la déclaration sans suite d'un seul Projet en application du paragraphe (ii) ci-dessus, le Tarif Moyen des Offres sur les autres Projets est supérieur au Tarif Cible, la CRE simule la déclaration sans suite de chaque combinaison de deux Projets. Si la simulation de la déclaration sans suite de deux Projets conduit à un Tarif Moyen des Offres inférieur ou égal au Tarif Cible, la CRE identifie la première combinaison concernée, comme celle dont la déclaration sans suite permettrait d'atteindre le Tarif Cible, selon l'ordre séquentiel suivant :

- les combinaisons de deux projets du groupe 1 ;
- les combinaisons d'un projet du groupe 1 et d'un projet du groupe 2 ;
- les combinaisons de deux projets du groupe 2 ;
- les combinaisons d'un projet du groupe 1 et d'un projet du groupe 3 ;
- les combinaisons d'un projet du groupe 2 et d'un projet du groupe 3 ;
- les combinaisons de deux projets du groupe 3.

<sup>25</sup> Même ordre de priorité que proposé dans le projet de cahier des charges dont la CRE a été saisie.

Les combinaisons sont classées par ordre décroissant du tarif moyen pondéré des offres des projets concernés. En cas d'égalité du tarif moyen pondéré des offres entre deux combinaisons, les combinaisons concernées sont classées par ordre croissant de la moyenne pondérée des notes des offres. En cas d'égalité de tarif moyen pondéré et de la moyenne pondérée des notes des offres entre deux combinaisons, la CRE applique l'ordre de priorité suivant pour les départager : Projet 8, Projet 3, Projet 5, Projet 4, Projet 7, Projet 6, Projet 2, Projet 1, Projet B, Projet C et Projet A.

- (iv) Si, après la simulation de la déclaration sans suite de deux Projets en application du paragraphe (iv) ci-dessus, le Tarif Moyen des Offres est supérieur au Tarif Cible, la CRE applique par itérations successives, mutatis mutandis, l'alinéa précédent pour identifier la première combinaison de trois, quatre, cinq, six, sept, [...], N-1 Projets dont la déclaration sans suite conduirait à un Tarif Moyen des Offres inférieur ou égal au Tarif Cible ;
  - (v) Si, après la simulation de la déclaration sans suite de N-1 Projets différents en application de la dernière itération en application du paragraphe (iv) ci-dessus, le Tarif Moyen des Offres est supérieur au Tarif Cible, la CRE identifie l'ensemble des N Projets dont le Lauréat Pressenti n'a pas encore été désigné comme ceux dont la déclaration sans suite conduirait à un Tarif Moyen des Offres inférieur au Tarif Cible.
3. Concomitamment à la notification des éléments et informations devant être transmis par la CRE au (ou à la) ministre chargé(e) de l'énergie en application de l'Article 3.3.6, la CRE transmet au (ou à la) ministre chargé(e) de l'énergie la liste du (ou des) Projet(s) dont la déclaration sans suite conduirait, conformément à l'examen mené au titre du paragraphe 2 ci-dessus, à un Tarif Moyen des Offres inférieur ou égal au Tarif Cible.

## Annexe B – Description des modalités de raccordement

Tableau 5. Modalités de raccordement des projets du groupe PPE2

	<b>Projet A (Sud-Bretagne)</b>	<b>Projet B (Narbonnaise)</b>	<b>Projet C (Golfe de Fos)</b>
<b>Tension des liaisons sous-marines</b>	225 kV en courant alternatif	225 kV en courant alternatif	225 kV en courant alternatif
<b>Puissance de raccordement maximale</b>	490 MW (750 MW pour la plateforme mutualisée avec l'AO5)	500 MW (750 MW pour la plateforme mutualisée avec l'AO6 Narbonnaise)	500 MW (750 MW pour la plateforme mutualisée avec l'AO6 Fos)
<b>Distance de la liaison haute-tension</b>	Environ 55 km sous-marin + 25 km sous-terrain	Environ 35 km sous-marin + 25 km sous-terrain	Environ 35 km sous-marin + 20 km sous-terrain
<b>Tension aval</b>	66 kV	66 kV	66 kV
<b>Cellules pour le raccordement des grappes d'éoliennes</b>	Au maximum 8 cellules de 66 kV	Au maximum 8 cellules de 66 kV	Au maximum 8 cellules de 66 kV
<b>Délai de mise à disposition des ouvrages de raccordement (niveau 1 – PEM et 1<sup>ère</sup> liaison - et 2 – liaisons 2 et 3)</b>	Jalon R3 <sup>26</sup> + 58 mois Jalon R3 + 70 mois	Jalon R3 + 58 mois Jalon R3 + 70 mois	Jalon R3 + 58 mois Jalon R3 + 70 mois
<b>Date limite de fixation des données techniques de raccordement</b>	Jalon R3 + 36 mois voire 42 mois	Jalon R3 + 36 mois	Jalon R3 + 36 mois
<b>Régime de responsabilité<sup>27</sup> dans le cadre de la convention de raccordement</b>	Fixé par le cahier des charges (régime de responsabilité « pour faute »)	Fixé par le cahier des charges (régime de responsabilité « pour faute »)	Fixé par le cahier des charges (régime de responsabilité « pour faute »)

<sup>26</sup> Jalon R3 : date d'obtention par le GRT de la plus tardive des autorisations requises pour le raccordement, non purgées de recours.

<sup>27</sup> Deux régimes de responsabilité sont envisageables : un régime dit d'exclusion de responsabilité croisée et de renonciation à recours réciproque selon lequel chaque partie supporte la charge de tous les dommages corporels, de tous les dommages matériels et de tous les dommages immatériels et/ou indirects touchant les membres de sa « famille » (employés, prestataires, etc.) se rapportant à, l'exécution de la convention de raccordement ; et un régime de responsabilité dit « pour faute » selon lequel les parties à la Convention de Raccordement restent respectivement entièrement responsables de leurs obligations résultant de leur propre maîtrise d'ouvrage.

Tableau 6. Modalités de raccordement des projets du groupe PPE3

	Projets 1 à 3 (Fécamp Grand Large)	Projet 4 (Bretagne Nord-Ouest)	Projet 5 (Oléron 1)	Projets 6 et 7 (Golfe du Lion Centre 1)	Projet 8 (Golfe du Lion Centre 2)
<b>Tension des liaisons sous-marines</b>	320 kV en courant continu	Soit entre 225 kV et 400 kV en courant alternatif, soit 320 kV en courant continu	320 kV en courant continu	320 kV en courant continu	320 kV en courant continu
<b>Puissance de raccordement maximale</b>	1 250 MW	1 200 MW	1 200 MW	550 MW par projet (1 100 MW pour la plateforme mutualisée entre les deux projets)	1 100 MW
<b>Distance de la liaison haute-tension</b>	Environ 50 km sous-marin + 35 km sous-terrain	Environ 33 km sous-marin + 50 km sous-terrain	Sur la liaison GiLA si elle est réalisée sinon  Environ 75 km sous-marin + 55 km sous-terrain en radial	Environ 88 km sous-marin + 27 km sous-terrain	Environ 60 km sous-marin + 55 km sous-terrain
<b>Tension aval</b>	132 kV	66 kV	132 kV	66 kV	66 kV
<b>Cellules pour le raccordement des grappes d'éoliennes</b>	9 cellules de 132 kV	12 cellules de 66 kV	9 cellules de 132 kV	6 cellules de 66 kV par projet (12 cellules sur la plateforme mutualisée)	12 cellules de 66 kV
<b>Délai de mise à disposition des ouvrages de raccordement (niveau 1 – PEM et 1<sup>ère</sup> liaison - et 2 – liaisons 2 et 3)</b>	pour les projets 1 et 2, entre 1 <sup>er</sup> mars 2035 et T0 +150 mois  pour le projet 3 entre 1 <sup>er</sup> mars 2037 et T0 +150 mois	entre 1 <sup>er</sup> mars 2035 et T0 +150 mois	entre 1 <sup>er</sup> mars 2035 et T0 +150 mois	Entre 1 <sup>er</sup> mars 2035 et T0 +150 mois	entre 1 <sup>er</sup> mars 2037 et T0 +150 mois
<b>Date limite de fixation des données techniques de raccordement</b>	R4 voire Jalon R3 + 36 mois	R4 voire Jalon R3 + 36 mois	R4 voire Jalon R3 + 36 mois	R4 voire Jalon R3 + 36 mois	R4 voire Jalon R3 + 36 mois
<b>Régime de responsabilité dans le cadre de la convention de raccordement</b>	Fixé par le cahier des charges (régime de responsabilité « pour faute »)	Fixé par le cahier des charges (régime de responsabilité « pour faute »)	Fixé par le cahier des charges (régime de responsabilité « pour faute »)	Fixé par le cahier des charges (régime de responsabilité « pour faute »)	Fixé par le cahier des charges (régime de responsabilité « pour faute »)

## Annexe C – Niveau des garanties au bénéfice de RTE et de l'État

### 1. Niveau des garanties au bénéfice de RTE

La garantie au bénéfice de RTE est constituée selon l'échéancier suivant pour les projets PPE2 :

**Tableau 7. Montants forfaitaires des garanties bancaires des projets PPE2 (M€)**

Jalon	J'0	J'1	J'2	J'3	J'4	
Projet A	60	130	190	275		Restitution
Projet B	40	90	150	235		
Projet C	50	105	160	230		

Avec :

- J'0 = Désignation du lauréat + 1 mois ;
- J'1 = Date d'obtention par RTE de la plus tardive de ses autorisations + 2 ans ;
- J'2 = J'1 + 1 an ;
- J'3 = J'2 + 1 an ;
- J'4 = Date Effective de Mise en Service.

La garantie au bénéfice de RTE est constituée selon un l'échéancier suivant pour les projets PPE3 :

**Tableau 8. Montants forfaitaires des garanties bancaires des projets PPE3 (M€).**

Jalon	J0	J1	J2	J3	J4	J5	
Projets 1, 2 et 3	45	160	285	445	475		Restitution
Projet 4	45	170	305	475	510		
Projet 5	45	180	325	505	540		
Projets 6 et 7	25	95	175	270	290		
Projet 8	45	180	320	505	540		

Avec :

- J0 = Désignation du lauréat + 1 mois ;
- J1 = Jalon J0 + 3 ans ;
- J2 = J1 + 2 ans ;
- J3 = J2 + 1 an ;
- J4 = J3 + 1 an ;
- J5 = Date Effective de Mise en Service.

**Tableau 9. Garanties bancaires alternatives pour le projet 5 en cas de raccordement à GiLA (M€)**

Jalon	J0	J1	J2	J3	J4	J5
Projet 5 raccordé sur GiLA	50	110	185	310	345	Restitution

## 2. Niveau des garanties au bénéfice de l'État rapportées à la puissance de l'installation

Tableau 10. Niveau des garanties au bénéfice de l'État rapportées à la puissance des projets

Projet	Fondations	Puissance médiane autorisée (GW)	Première garantie au bénéfice de l'État (M€/GW)	Deuxième garantie au bénéfice de l'État (M€/GW)
A	Flottantes	0,475	63	84
B	Flottantes	0,5	60	80
C	Flottantes	0,5	60	80
1	Posées	1,375	36	51
2	Posées	1,375	36	51
3	Posées	1,375	36	51
4	Flottantes	1,2	42	58
5	Posées en grande profondeur	1,2	42	58
6	Flottantes	0,55	55	73
7	Flottantes	0,55	55	73
8	Flottantes	1,1	45	64

## **Annexe D – Complément de rémunération « normatif »**

### **1. Principes introduits dans le complément de rémunération de la procédure AO9 et recommandations de la CRE**

La procédure concurrentielle AO9 avait été envisagée avant la publication de la présente procédure. La CRE avait formulé un avis sur un projet de cahier des charges en juillet 2025.

Ce cahier des charges, ainsi que les propositions de la CRE dans son avis, contenaient plusieurs ajustements au complément de rémunération utilisé jusqu'alors pour verser le soutien aux installations éoliennes en mer. Le complément de rémunération ainsi amélioré permettait également d'atteindre les améliorations apportées par le CR normatif proposé dans la présente procédure concurrentielle, avec un fonctionnement plus simple et certaines propriétés positives supplémentaires.

Tout d'abord, le cahier des charges de l'AO9 introduisait le principe du versement de la prime pour prix négatifs lorsque le prix spot est positif, mais que l'une des références de prix infra-journalière est négatif<sup>28</sup>. De plus, le cahier des charges prévoyait que le versement de la prime pour prix négatifs n'est pas conditionné à l'arrêt de l'installation si le prix Spot ou un des références de prix infra-journaliers sont supérieures à -0,1 €/MWh. Cela incite le producteur à répondre aux besoins du système électrique qui peuvent évoluer entre la prévision en J-1 et des échéances plus proches de la livraison, supprimant ainsi la plupart des cas de distorsions due à la condition d'arrêt de la prime pour prix négatifs.

Par ailleurs, la CRE a recommandé :

- d'adopter une définition du MO correspondant à la moyenne mensuelle des prix spot pondérée par la production de l'ensemble du parc éolien en mer français, plutôt que pondéré par la production de l'installation. Cette pondération permet notamment des distorsions par rapport aux incitations de marché. En particulier, l'installation est ainsi incitée à placer ses maintenances au cours des prix les plus bas du mois car elle optimise ainsi les revenus de marché conservés ;
- l'introduction d'une prime annuelle de performance, dont le principe est évoqué dans l'avis de la CRE sur les cahiers des charges relatifs aux procédures AO7 et AO8 et détaillé dans son rapport relatif à la mise en œuvre du complément de rémunération. Cette prime de performance incite le producteur à améliorer la valeur de son profil de production saisonnier, en plaçant ses maintenances lors des périodes prix bas et en opérant des choix technologiques optimales dans la mesure du possible au stade du développement ;
- fonder la méthode de compensation déterminant le montant de la prime pour prix négatifs de manière plus fine et plus dynamique.

### **2. Exemples du fonctionnement du complément de rémunération normatif**

#### **2.1. Illustration de l'estimation de la production théorique par extrapolation, pour un projet de 60 éoliennes de puissance unitaire de 20 MW**

Si sur un pas de temps de marché, 56 éoliennes sont en fonctionnement normal à une puissance unitaire moyenne de 10 MW et 4 éoliennes sont à l'arrêt du fait d'une maintenance programmée, alors la production considérée pour le CR sera de 600 MW (production réelle de 560 MW et ajout de 40MW correspondant à la production théorique des éoliennes en maintenance). Cette méthode permet un calcul plus simple de la production théorique dans certains cas, en considérant qu'au-delà de 20 % cette approximation est trop forte du fait de la diminution des effets de sillage en cas d'arrêt d'une partie du projet.

---

<sup>28</sup> Le cahier des charges définissait quatre références de prix IJ : 1) les 3 enchères IJ actuelles (15h / 22h / 10h) ou 2) le prix moyen du marché continu lors des 3 dernières heures précédant la livraison. La CRE avait accueilli favorablement le principe mais s'était prononcée en défaveur de l'intégration de la référence de prix relative au marché continu (utilité limitée et mise en œuvre opérationnelle qui risque d'engendrer des difficultés et notamment un risque de discrimination entre les différents NEMO).

## 2.2. Illustration du soutien versé en cas de prix négatifs

Avec un tarif de référence de 70 €/MWh et sur un pas de temps avec un prix spot de -10 €/MWh, le producteur perçoit dans tous les cas un CR de 70 €/MWh. Si le producteur décidait de ne pas arrêter sa production, il valoriserait à perte sa production à hauteur de -10 €/MWh et ne serait pas compensée de cette perte par une hausse du CR. En comparaison, ses revenus marchands seraient de 0 €/MWh s'il arrêta sa production.

## 2.3. Exemple de déclarations à effectuer pour le producteur, qui nécessitent la vérification des pouvoirs publics

A titre d'exemple pour les maintenances programmées :

- au moins 5 jours avant la maintenance, le producteur déclare au ministre une plage de 72 h au sein de laquelle une maintenance pourra être réalisée. Cette disposition vise à distinguer les maintenances programmées des maintenances fortuites. Le producteur s'expose à une potentielle pénalisation s'il ne réalise pas de maintenances dans les plages communiqués plus de 5x/mois. Cette disposition permet d'éviter une sur-déclaration des plages de maintenance.
- à la fin de chaque mois, le producteur transmet à la CRE et à EDF OA le nombre d'éoliennes en maintenance programmée pour chaque pas de temps 15 minutes, afin de permettre la facturation du contrat de CR ;
- à chaque anniversaire de prise d'effet du contrat, le producteur transmet au ministre, à la CRE et à EDF OA « des justificatifs » permettant d'identifier chacun des aérogénérateurs ayant fait l'objet d'une maintenance programmée lors de l'année écoulée. En l'absence de justification d'une maintenance programmée, le contrat est régularisé et la production théorique des éoliennes arrêtées ne fait plus l'objet d'un versement du CR.

Les arrêts pour bridage ne font pas l'objet d'une déclaration préalable du producteur, mais doivent être justifiés a posteriori par la transmission de documents permettant d'attester de l'obligation d'arrêt ou de bridage sur la période concernée.

Les arrêts en raison des conditions de marché ou de la participation aux mécanismes d'équilibrage ne font pas l'objet d'une déclaration préalable mais doivent être justifiés a posteriori avec « *des données de prix de marché applicables, provenant de tous les marchés pertinents, afin de corroborer le motif de la modulation* ».

## Annexe E – Recommandations de la CRE s’agissant des exigences techniques d’éligibilité des candidats

### 1. Pertinence des critères envisagés

Une candidature remplit les exigences techniques du cahier des charges si elle satisfait un seuil d’exigence minimale pour deux des trois critères ci-dessous :

- i. La puissance cumulée des projets de production d’électricité, en cours de développement ou d’exploitation par le candidat, qu’il détient ou a détenus au cours des dix dernières années directement ou indirectement à hauteur d’au moins 20 % du capital ;
- ii. La puissance cumulée des projets éoliens en mer, en cours de développement ou d’exploitation par le candidat, qu’il détient ou a détenus au cours des dix dernières années directement ou indirectement à hauteur d’au moins 20 % du capital ;
- iii. Le montant cumulé, en coût d’investissement, des projets énergétiques en mer (incluant « *éolien en mer, transport d’électricité, extraction ou transport de pétrole ou de gaz* ») en cours de développement ou d’exploitation par le candidat, qu’il détient ou a détenu au cours des dix dernières années directement ou indirectement à hauteur d’au moins 20 % du capital.

Selon la CRE, le critère (i) est trop large pour donner une réelle indication de la capacité technique du candidat à développer des projets éoliens en mer (notamment si les capacités de production du candidat ne portent pas sur des projets éoliens). Le critère (ii) est celui qui répond le mieux aux compétences techniques qui seront demandées aux candidats dans le cadre de la présente procédure. Le critère (iii) apporte une indication sur la capacité du candidat à réaliser des projets en mer, ce qui demeure pertinent à la vue des compétences techniques nécessaires pour développer un projet éolien en mer.

Aussi, la CRE considère qu’il serait pertinent de recentrer l’évaluation technique des candidats sur les critères (ii) et (iii) et de les renforcer conformément aux propositions développées ci-dessous. Elle recommande de supprimer le critère (i) qui n’apporte pas de réelle information sur la capacité du candidat à réaliser des installations éoliennes en mer.

### 2. Évolution proposée s’agissant de la puissance cumulée des projets éoliens en mer

Le critère technique (ii) ci-dessus inclut les projets en développement ou en exploitation détenus à plus de 20 % par les sociétés constituant le candidat. Les projets en développement pris en compte sont ceux dont l’attribution (ou la dernière autorisation administrative pour les projets ne faisant pas l’objet d’une mise en concurrence) a été délivrée dans les dix années précédant la date de remise des offres de la présente procédure. Deux seuils sont définis en fonction du nombre de projets auxquels le candidat souhaite pouvoir être désigné lauréat : 500 MW si le candidat souhaite pouvoir être désigné lauréat que d’un seul projet et 2 000 MW dans les autres cas.

La CRE propose de renforcer ce critère en précisant que les projets comptabilisés sont uniquement ceux dont la phase de construction a déjà débuté ou en exploitation. En effet, selon les géographies, la décision d’attribution par l’autorité administrative peut intervenir à des stades très différents de la phase de développement. La notion de « projet en développement » actuellement prévue dans le projet de cahier des charges englobe donc des projets à des niveaux d’avancement très hétérogènes, certains à des stades très précoces.

Enfin, la CRE a pu constater dans l’évaluation de offres pour les précédentes procédures concurrentielles relatives à l’éolien en mer qu’un projet détenu à 20 % par un opérateur économique ne signifie pas nécessairement que celui-ci prend une part significative dans le développement et la maîtrise d’ouvrage du projet éolien en mer. Une seconde option pourrait ainsi être de ne considérer que les projets détenus au moins à 33 % par le candidat.

Ainsi, la CRE propose de ne comptabiliser que les projets en construction où en exploitation dans ce critère et de ne prendre en compte que les projets détenus au moins à 33 % par le candidat. Si cette modification était retenue, la CRE recommande d'ajuster les seuils minimaux de puissance à satisfaire, en différenciant selon le nombre de projets maximums sur lesquels un candidat pourrait souhaiter être désigné lauréat.

### **3. Evolution proposée s'agissant des exigences sur le montant cumulé, en coût d'investissement, des projets énergétiques en mer**

La CRE recommande de rendre le critère (iii) plus exigeant, en visant désormais les projets énergétiques en construction ou en exploitation (et non plus en développement) que le candidat (ou un des actionnaires le contrôlant) détient ou a détenus au cours de dix dernières années directement ou indirectement à hauteur d'au moins 33 % (au lieu de 20 %), afin de cibler les projets dans lesquels les candidats ont une expérience, notamment technique, plus importante.

La CRE recommande d'ajuster les seuils minimaux en conséquence, en différenciant selon le nombre de projets maximums sur lesquels un candidat pourrait souhaiter être désigné lauréat.