

CONSULTATION PUBLIQUE N°2026-14

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

Consultation publique du 3 septembre 2026 relative aux principes de définition des produits hydroélectriques qui seront mis aux enchères par EDF à la suite de la réforme du régime juridique des concessions hydroélectriques

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

Contexte de la réforme du régime juridique des concessions hydroélectriques visant à relancer les investissements dans ces installations :

L'hydroélectricité est la seconde source de production d'électricité en France après le nucléaire et la première source de production d'électricité renouvelable. En France, l'hydroélectricité était jusqu'ici encadrée par deux régimes juridiques distincts – l'autorisation et la concession – qui visent à concilier les multiples usages de l'eau (production d'électricité, navigation, tourisme, agriculture), et ce depuis la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique.

Les contrats de concession ont, en général, été conclus pour une durée de 75 ans¹. Ils viennent progressivement à échéance, selon un calendrier qui s'étale entre 2003 et 2080. Le nombre de concessions échues était de 61 au 31 décembre 2025. En l'état actuel du droit, un contrat de concession doit être remis en concurrence à son échéance ou en cas de modification substantielle non prévue dans le contrat initial de la concession, ce qui n'est pas nécessairement le cas en matière d'autorisations.

La France n'a pas remis en concurrence les concessions à leur échéance, considérant que cela porterait atteinte à la poursuite des objectifs suivants : la préservation d'un fonctionnement des installations hydroélectriques par vallée et bassin, la conciliation entre les différents usages de l'eau, la sûreté et la sécurité de ces ouvrages stratégiques, ou encore la nécessité d'assurer la sécurité d'approvisionnement par la flexibilité qu'offre cette production d'électricité pilotable².

Ce refus a gelé les investissements de développement des installations dans le cadre de ces concessions. En effet, pour les concessions échues, l'article L. 521-16 du code de l'énergie permet la prorogation du contrat de concession aux conditions antérieures, jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession. Ce statut empêche l'exploitant de réaliser des investissements substantiels dans la concession qui n'aurait pas été prévu dans le cahier des charges.

La Commission européenne a initié plusieurs procédures précontentieuses à l'encontre de la France en 2015 et 2019 au sujet de ses concessions hydroélectriques concernant la position dominante d'EDF et l'absence de remise en concurrence de ses concessions pour les exploitants d'installations hydroélectriques d'une puissance supérieure à 4,5 MW.

¹Assemblée nationale, Commission des affaires économiques, Rapport d'information sur les modes de gestion et d'exploitation des installations hydroélectriques, 17 mai 2025.

² Ibid.

Dans l'optique de sortir des situations de précontentieux avec la Commission européenne, une mission d'information de la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale a rendu un rapport le 17 mai 2025 consacré aux modes de gestion et d'exploitation des installations hydroélectriques. Les conclusions de ce rapport ont été confirmées par le rapport de la mission d'information de la commission des affaires économiques du Sénat du 1^{er} octobre 2025 consacré à l'avenir des concessions hydroélectriques. Ces travaux ont convergé vers la proposition de loi de réforme du régime juridique des ouvrages hydroélectriques des exploitants dont la puissance est supérieure à 4,5 MW, afin qu'ils soient soumis à une autorisation, en lieu et place du régime concessif. Cette loi a été débattue devant le Parlement et adoptée définitivement les 16 et 17 juin 2026. Elle a été promulguée le 29 juin et est entrée en vigueur le 1^{er} septembre 2026, conformément à son article 21.

Contenu de la réforme du régime des concessions hydroélectriques :

La loi n° 2026-554 du 20 juin 2026³ établit un nouveau cadre législatif qui se caractérise par l'instauration d'un nouveau régime d'autorisation pour les exploitants d'ouvrages hydroélectriques dont la puissance est supérieure à 4,5 MW qui est accompagnée d'un droit de priorité au profit de leur exploitant actuel, pour des raisons impérieuses d'intérêt général, « *telles que la sûreté, la sécurité d'approvisionnement en électricité, la gestion équilibrée des usages et de la ressource en eau, la protection de l'environnement et l'efficacité de l'exploitation de cette énergie* » (article 2 de la loi).

Ce changement de régime juridique va de pair avec l'obligation faite à EDF de mettre à disposition de tiers, via des enchères concurrentielles transparentes et non-discriminatoires, des capacités électriques virtuelles représentatives des caractéristiques des différents types d'ouvrages hydroélectriques. Cette mise à disposition de capacité virtuelle doit contribuer à transférer une partie du pouvoir de marché et de la flexibilité d'EDF à des acteurs tiers.

L'article 12, VI, de la loi précitée dispose que : « *Quatre mois après l'entrée en vigueur de la présente loi et après consultation des acteurs de marché, la Commission de régulation de l'énergie transmet au Gouvernement un rapport formulant des propositions relatives aux principes guidant la définition des produits et des éventuels sous-produits, au calendrier de mise en vente sur le marché ainsi qu'à la répartition des produits et des éventuels sous-produits dans le respect de la capacité hydroélectrique virtuelle mentionnée au II et des règles prévues aux IV et V. S'agissant des principes guidant la définition des produits et des éventuels sous-produits, ce rapport peut comporter des propositions sur les durées des périodes de livraison, les sous-périodes de nomination, les délais de nomination, les éventuelles contraintes de livraison en puissance et en énergie maximale et minimale mentionnées au V ainsi que sur la nature et la méthode de caractérisation des risques faisant l'objet d'un partage pour les produits mentionnés au 2° du même V. Ce rapport précise également les conditions envisagées par la Commission de régulation d'énergie pour approuver les paramètres des enchères* ».

Objectifs de la consultation publique :

Le Gouvernement a consulté les acteurs de marché sur la réforme du régime des concessions hydroélectriques en mai 2025⁴, notamment s'agissant de la mise en œuvre des enchères concurrentielles susmentionnées et des produits associés. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a pris connaissance des contributions apportées par les acteurs. La présente consultation vise donc à compléter ces échanges, notamment dans l'optique de définir au mieux les flexibilités apportées par les actifs hydroélectrique et les besoins des acteurs de marché susceptibles de participer aux enchères.

La présente consultation vise également à engager la réflexion sur les principes de définition des produits et les modalités de mise aux enchères à envisager pour s'assurer de la réussite des enchères. La CRE transmettra au Gouvernement et publiera, en s'appuyant sur ses analyses et le retour des acteurs, un rapport détaillant ses propositions de produits et éventuels sous-produits ainsi que les conditions qu'elle envisage pour approuver les paramètres des enchères qui seront proposés par EDF. A la suite de ce rapport, les caractéristiques détaillées des produits et éventuels sous-produits ainsi que leur répartition seront déterminées par arrêté du ministre chargé de l'énergie après avis de la CRE et de l'Autorité de la concurrence (ADLC).

Paris, le 3 septembre 2026.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 16 octobre 2026, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

³ [Loi n° 2026-554 du 29 juin 2026 visant à relancer les investissements dans le secteur de l'hydroélectricité pour contribuer à la transition énergétique](#)

⁴ <https://www.economie.gouv.fr/actualites/lancement-dune-consultation-sur-lhydroelectricite-dans-le-cadre-de-la-relance-des-investissements-dans-le-secteur>

Sommaire

1. Liste des questions	6
2. Contexte	8
2.1. Compétences de la CRE	8
2.2. Objet de la consultation.....	9
2.3. Le parc hydroélectrique français	9
3. Objectifs poursuivis par la mise aux enchères de nouveaux produits	11
3.1. Rappel des bénéfices tirés du parc hydroélectrique	11
3.2. La conception des produits doit s'adapter aux marchés pertinents visés.....	11
3.3. Les différents types de produits définis par la loi poursuivent des objectifs différents	12
3.3.1. Objectifs poursuivis par les produits « fil de l'eau et éclusé »	13
3.3.2. Objectifs poursuivis par les produits « STEP et Lacs »	13
4. Caractérisation des flexibilités offertes par le parc hydroélectrique et des risques associés	14
4.1. Caractérisation de la flexibilité du parc hydroélectrique.....	15
4.2. Contraintes liées à l'exploitation du parc hydroélectrique.....	17
4.3. Risques associés à l'exploitation de chaque type d'installation	17
5. Marchés de gros de l'électricité visés par les produits hydroélectriques	19
5.1. Marchés à terme	20
5.2. Marchés spot J-1 et intrajournalier.....	21
5.3. Marchés d'équilibrage	22
5.4. Autres marchés	22
6. Modalités d'organisation des enchères	23
6.1. Nombre et calendrier des enchères	24
6.2. Capacité minimale de souscription	25
6.3. Formation du prix de l'enchère.....	25
6.4. Modalités de définition du prix de réserve et publication des résultats des enchères.....	25
6.5. Qualification des acteurs pouvant participer aux enchères.....	26

6.6. Garantie financière de l'acheteur une fois les volumes attribués	26
6.7. Modalités de paiement.....	27
6.8. Délai de formulation des offres.....	28
6.9. Revente des produits.....	28
Annexes	29
Calcul des marges	29

Insérer un saut de ligne manuellement entre les parties

1. Liste des questions

Objectifs poursuivis par la mise aux enchères de nouveaux produits

- Question 1** Estimez-vous que les produits « fil de l'eau et éclusé » devraient apporter de la nouveauté ou a minima de la liquidité par rapport aux produits déjà échangés, soit en termes de maturité des contrats, en termes de durée ou bien de profil de livraison journalier ?
- Question 2** L'analyse de la CRE quant à la mise aux enchères des produits décrits au 1° et au 2° du V de l'article 12 de la loi est-elle en ligne avec vos attentes concernant ces produits (produits complexes avec un transfert de la flexibilité aussi proche que possible des flexibilités physiques des actifs visés) ?
- Question 3** Qu'attendez-vous de la mise aux enchères des 2,25 GW de produits « moins flexibles » ? Quel devrait être selon vous le niveau de complexité (partage de risque, contraintes, granularité) pour ce type de produit ?

Caractérisation des flexibilités offertes par le parc hydroélectrique et des risques associés

- Question 4** Si vous êtes un exploitant de capacité hydroélectrique, quelle est selon vous la maille temporelle (saisonnière, hebdomadaire, horaire, infrajournalière) de flexibilité de chaque type d'actif (éclusé, lacs et STEP) ? Quelle part de la puissance peut être modulée et à quel horizon temporel (délai de re-nomination) ?
- Question 5** Si vous êtes un exploitant d'actif de production d'hydroélectricité, comment estimez-vous la puissance minimum et la puissance maximum (tunnel de puissance) accessible opérationnellement pour vos ouvrages ? A quel horizon de temps (infra-mensuel) mettez-vous à jour ce tunnel ?
- Question 6** Pour les actifs à stock, comment estimez-vous les cotes accessibles opérationnellement ? Ces cotes évoluent-elles régulièrement ? Si oui, comment les mettez-vous à jour ?
- Question 7** Comment estimez-vous pertinent de traiter contractuellement le transfert virtuel d'actifs à stocks (fréquence de mise à jour du stock disponible, fréquence de modification des contraintes de stock, processus de notification à l'acheteur) ?
- Question 8** Quels risques souhaiteriez-vous voir inclus dans les produits à partage de risque ? Pour quelle raison ?
- Question 9** Quelles données ou indicateurs (type, fréquence de transmission, précision), permettant de quantifier efficacement les risques identifiés dans la question précédente, estimez-vous pertinent de recevoir en tant qu'acquéreur, afin d'assurer une gestion efficace de votre portefeuille ?
- Question 10** Si vous êtes un exploitant de capacité hydroélectrique, comment effectuez-vous vos estimations de production en amont de la livraison et à quelles échéances ?
- Question 11** Plus généralement, comment estimez-vous pertinent de traiter la question du productible attendu pour un produit donné, notamment lorsque les enchères sont situées très en amont de la période de livraison et que le produit ne prévoit pas de partage de risque ?

Marchés de gros de l'électricité visés par les produits hydroélectriques

- Question 12** Estimez-vous que les produits de type « fil de l'eau et éclusé » présentés en Figure 7 présentent un intérêt pour vos activités (contrat d'une durée 10 ans et profil *hydropeak* notamment) ? Si oui, lequel ? et si non, quelles évolutions de la définition de ces produits pourrait être envisagées ?
- Question 13** Seriez-vous intéressé par la mise aux enchères de produits aux maturités longues (au-delà de Y+3, Q+3 et M+4) ? Si oui, pourquoi ?
- Question 14** Considérez-vous que la durée de contrat, la maturité et la granularité des produits B1, C1, C2 et D1 sont de natures à faciliter l'intégration de ces produits dans votre portefeuille ? Si non, quels paramètres modifieriez-vous ?
- Question 15** Identifiez-vous d'autres formats de produits à terme flexibles que ceux listés dans la présente consultation (option swing, option injection/soutirage et VPP simplifié) ?

- Question 16** Estimez-vous que vous seriez en mesure d'intégrer facilement dans votre portefeuille des produits permettant de nommer la puissance au pas 15 minutes la veille de la livraison ? Estimez-vous que ces produits auraient une valeur ajoutée pour vos activités ? Si oui, laquelle ?
- Question 17** Pour les produits permettant de nommer la puissance de livraison au pas 15 minutes la veille de la livraison, quelle devrait être selon vous l'heure de la nomination ? Pourquoi ?
- Question 18** Estimez-vous que vous seriez en mesure d'intégrer facilement dans votre portefeuille des produits permettant de renommer physiquement la puissance en infra-journalier, le jour de la livraison ? Estimez-vous que ces produits auraient une valeur ajoutée pour vos activités ? Si oui, laquelle ? Si non, quelles évolutions devraient être envisagées pour intégrer facilement ces produits dans votre portefeuille ? En particulier, un traitement financier, fondé sur des indices de prix publics IJ, serait-il une alternative ?
- Question 19** En particulier, quelle échéance de nomination avant livraison vous semble adaptée pour vous permettre de réduire vos écarts en amont de la fenêtre opérationnelle, qui sera réduite à 30 minutes à partir du 1er janvier 2029 ?
- Question 20** Estimez-vous qu'une inclusion financière des services systèmes dans les capacités virtuelles mises aux enchères pourrait être utile à vos activités et aurait des effets concurrentiels bénéfiques ?
- Question 21** Identifiez-vous un intérêt concurrentiel à l'inclusion de revenus capacitaires dans les produits mis aux enchères ? Estimez-vous qu'une telle inclusion pourrait être utile à vos activités ? Si oui, pourquoi ?
- Question 22** Concernant les garanties d'origine, identifiez-vous un intérêt à leur inclusion financière dans les produits hydroélectriques mis aux enchères, notamment d'un point de vue concurrentiel et de vos activités ?

Modalités d'organisation des enchères

- Question 23** Pour les produits dont la livraison est prévue sur plusieurs années, préférez-vous avoir plusieurs enchères régulières quitte à avoir des petites quantités mises en vente régulièrement ? Si vous êtes intéressés par ces produits, seriez-vous en mesure de participer dès la première année des enchères (2028), ou un délai supplémentaire vous serait-il nécessaire ?
- Question 24** Pour les produits dont la livraison porte sur une période plus courte (mensuelle, trimestrielle ou annuelle), partagez-vous l'analyse selon laquelle des enchères régulières sont de nature à favoriser la participation ?
- Question 25** S'agissant du calendrier, quel préavis minimal vous paraît nécessaire pour la publication du calendrier des enchères, assorti des caractéristiques de chaque séance, et notamment du volume offert par type de produit ?
- Question 26** Quelle capacité minimale de souscription vous paraît appropriée en fonction de la durée des produits, et selon quel incrément les offres devraient-elles pouvoir être exprimées ? Votre réponse diffère-t-elle selon qu'il s'agit de produits en ruban ou de produits présentant des caractéristiques de flexibilité ? Merci de préciser, le cas échéant, le volume en deçà duquel votre participation ne serait plus économiquement justifiée.
- Question 27** Estimez-vous pertinent d'organiser des enchères « pay-as-clear » pour tous les produits concernés par la réforme de l'hydroélectricité ? Dans le cas contraire, merci de préciser quels produits pourraient être concernés par du « pay-as-bid » et pourquoi.
- Question 28** Quelles métriques et méthodes de marché utilisées pour encadrer les prix de réserve préconiserez-vous ? Cette méthode doit-elle être différente en fonction des produits considérés (standards et non standards) ?
- Question 29** S'agissant des indicateurs publiés à l'issue des enchères, lesquels vous paraissent nécessaires ?
- Question 30** Une exigence de notation minimale vous paraît-elle appropriée ? Dans l'affirmative, à quel niveau ? Si un acteur se situe en deçà de cette exigence, convient-il de lui permettre de déposer une garantie financière, et selon quelles modalités : lettre de la maison mère, lettre

de crédit, dépôt sur un compte, ou virement ? La CRE invite les répondants à chiffrer, dans la mesure du possible, le coût estimé de chacune de ces modalités.

Question 31 Pour les produits standards, ou pour ceux dont la méthode de valorisation peut faire l'objet d'un consensus, seriez-vous favorable au dépôt d'une marge initiale (initial margin) pour l'ensemble des contreparties, en lieu et place d'un critère de sélection fondé sur la notation financière ?

Question 32 Estimez-vous nécessaire de mettre en place une garantie visant à gérer le risque de contrepartie ? Certaines modalités doivent-elles être symétriques pour certains produits ou la garantie ne doit-elle s'appliquer qu'aux acheteurs ?

Question 33 Si, oui, quelle logique vous paraît adaptée aux produits mis aux enchères : garanties calculées de manière normative à l'acquisition du produit, appel de garantie sur événement, ajustement régulier en fonction de la valeur de marché, ou une combinaison ? Votre réponse peut distinguer selon la durée de livraison du produit.

Question 34 Estimez-vous nécessaire d'encadrer la nature des garanties non monétaires admissibles, notamment afin de prévenir le risque tenant à ce que le garant soit lui-même exposé au marché de l'électricité ?

Question 35 Plus généralement, pensez-vous que les produits mis en vente par EDF pourraient s'inscrire dans des cadres contractuels standards (EFET, ISDA, ou autre) ?

Question 36 Le rythme de facturation et de règlement du contrat-cadre standard vous paraît-il adapté aux produits envisagés (facturation 20 jours après chaque mois de livraison) ? Quelle périodicité et quelle échéance de règlement pratiquez-vous habituellement ? Une facturation plus fréquente ou un délai de règlement plus court seraient-ils acceptables pour vous, et pour quelle contrepartie ?

Question 37 Une exigence de paiement anticipé serait-elle compatible avec votre participation ? Pouvez-vous le chiffrer en le comparant aux instruments de garantie usuels ? Si un paiement anticipé était retenu, quelles protections exigeriez-vous en contrepartie au titre des livraisons restant dues ?

Question 38 Les modalités que vous jugez acceptables varient-elles selon la durée du produit ? Si oui, en quoi ?

Question 39 Quel délai maximal entre la clôture de la formulation des offres et la notification des résultats vous paraît compatible avec une gestion maîtrisée de votre position ? Au-delà du seul délai, un format d'enchère permettant d'anticiper le résultat (format à tours multiples ascendant) ou autre mécanisme seraient-ils de nature à favoriser votre participation ?

Question 40 Considérez-vous qu'en l'absence d'émergence d'un marché secondaire, le portage des produits présente un risque significatif ? Le cas échéant, ce risque est-il susceptible de constituer une barrière à l'entrée pour les acteurs du marché ?

Question 41 Identifiez-vous, dans le dispositif décrit, des éléments faisant obstacle à l'émergence d'un marché secondaire ? Quelles caractéristiques du produit vous paraissent nécessaires pour qu'il soit échangeable (maturités, modalités de cession notamment) ? Identifiez-vous un intérêt à remettre en vente vos produits lors des enchères organisées par EDF. Si oui, dans quelles conditions ?

2. Contexte

2.1. Compétences de la CRE

L'article 12 de la loi n° 2026-554 du 29 juin 2026 visant à relancer les investissements dans le secteur de l'hydroélectricité pour contribuer à la transition énergétique prévoit que durant 20 ans, à compter de la résiliation des concessions et de l'attribution du droit réel prévu à l'article 2 de la loi, EDF met à disposition des tiers une capacité hydroélectrique virtuelle fixée à 6 GW initialement, puis fixée tous les 5 ans par arrêté du ministre chargé de l'énergie après avis de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et de l'Autorité de la concurrence (ADLC). Ce volume doit permettre de garantir l'ouverture d'au moins 40% de la totalité des capacités hydroélectriques installées en France à des entreprises autres qu'EDF et les sociétés dont elle est actionnaire.

Le VI de l'article 12 de la loi prévoit que la CRE transmet au Gouvernement un rapport formulant des propositions, 4 mois après son entrée en vigueur et après consultation des acteurs de marché, s'agissant des principes guidant la définition des produits et des éventuels sous-produits (durées des périodes de livraison, sous-périodes et délais de nomination, contraintes de livraison, nature et méthode de caractérisation des risques pouvant faire l'objet d'un partage), du calendrier de leur mise en vente sur le marché, ainsi que la répartition des produits et des éventuels sous-produits. Le rapport précise également les conditions envisagées par la CRE pour approuver les paramètres des enchères. Il est rendu public.

Après réception du rapport, les caractéristiques détaillées des produits et éventuels sous-produits ainsi que leur répartition sont déterminées par arrêté du ministre chargé de l'énergie après avis de la CRE et de l'ADLC.

Dans son rapport, la CRE précise également les conditions de prise en compte par EDF dans son prix de réserve des conditions de marché et des coûts de production. Avant les enchères, la CRE approuve les modalités de tenue des enchères proposées par EDF, notamment la capacité minimale de souscription, le nombre d'enchères, le calendrier des enchères, le délai de formulation des offres et les modalités de définition du prix de réserve.

La CRE rendra également un rapport un 1 an puis 3 ans après les premières enchères, puis tous les 3 ans, pouvant notamment conduire à une modification des paramètres des enchères.

2.2. Objet de la consultation

Conformément à l'article 12 de la loi précitée, la CRE transmet au Gouvernement et publie un rapport formulant des propositions relatives aux principes applicables à la définition des produits et des éventuels sous-produits, au calendrier de leur mise en vente sur le marché ainsi qu'à la répartition des produits et des éventuels sous-produits. Ce rapport est rédigé après consultation des acteurs de marché.

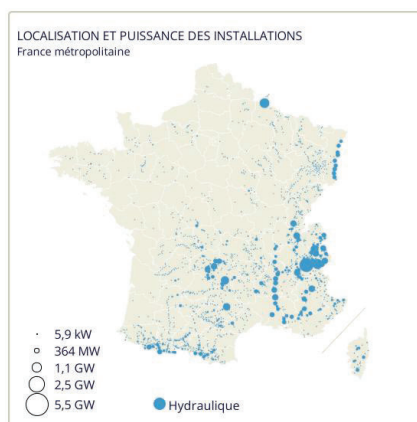
Les acteurs de marché ont déjà été consultés par les autorités françaises. Une consultation formelle a été menée en mai 2025 : elle portait sur l'intérêt des acteurs pour 5 types de produits hydroélectriques ainsi que sur leurs modalités de mise aux enchères. Cette consultation a reçu 26 réponses, de fournisseurs, de consommateurs industriels, d'organisations syndicales et d'acteurs de bourse/marché. Des échanges informels menés avec différents acteurs ont par la suite permis de réfléchir à une première liste de produits présentée à titre illustrative en partie 5.

Dans ce contexte, la CRE a d'ores et déjà pu recueillir un premier aperçu des positions des acteurs quant aux principes de mise en œuvre de la contrepartie. La CRE estime cependant nécessaire de recueillir l'avis des acteurs quant aux bénéfices qu'ils identifient à la mise aux enchères de ces produits ainsi que les moyens d'atteindre les objectifs de la réforme via les principes de définition des produits et les conditions permettant de valider les paramètres des enchères qui seront proposés par EDF (*voir supra*). Ces paramètres ainsi que les produits finalement sélectionnés devraient assurer que ces nouvelles enchères soient suffisamment souscrites pour assurer l'efficacité du dispositif.

2.3. Le parc hydroélectrique français

L'hydroélectricité représente la deuxième source de production électrique avec une puissance installée de 25,7 GW derrière le nucléaire (61,4 GW) et la première source d'électricité renouvelable en France.

Figure 1 - Carte des puissances hydroélectriques installées en France – source : France Hydro Electricité



Cette filière est importante pour le système électrique à plusieurs titres, notamment par les flexibilités qu'elle y apporte. Plusieurs types d'installations hydroélectriques existent en France :

- **Centrales au fil de l'eau** : elles exploitent directement le débit naturel des rivières sans stockage, produisant une électricité continue mais non pilotable.
- **Installations éclusées** : elles stockent l'eau dans un réservoir de taille modérée (<400 heures de stock) pour la turbiner aux heures de forte demande, permettant une production électrique flexible et ajustée en temps réel.
- **Lacs (barrage-réservoir)** : ils accumulent un grand volume d'eau sur de longues périodes pour une production hydroélectrique régulière et d'autres usages comme l'irrigation ou le tourisme.
- **Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP)** : elles pompent l'eau vers un bassin supérieur en heures creuses pour la turbiner en heures de pointe, agissant comme une batterie à grande échelle pour stabiliser le réseau.

Les principaux exploitants sont EDF (70 % de la production nationale), la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) (25 %), et la Société Hydroélectrique du Midi (SHEM) (3%).

Figure 2 - Synthèse des capacités hydroélectriques françaises en 2025 – source EDF, RTE

	Puissance installée totale (GW)	Parc EDF(GW)	Production totale 2025 (TWh)
Fil de l'eau	7	4	30
Éclusées	4	3	9
Lac	10	8	17
STEP	5	5	7
Total	26	20	63

3. Objectifs poursuivis par la mise aux enchères de nouveaux produits

La CRE comprend que les contreparties ont pour objectif double de se rapprocher, dans la mesure du possible, d'une situation où les concessions auraient été remises en concurrence et d'atténuer la position dominante d'EDF.

Concrètement, ces contreparties prennent la forme d'un accès à une partie de l'exploitation d'un profil de production hydroélectrique grâce à la mise à disposition de capacités hydroélectriques virtuelles, partiellement pilotables et activables, présentant des caractéristiques analogues à celles des installations hydrauliques existantes (barrages au fil de l'eau, barrages éclusés, STEP, lacs). Ces produits ne confèrent à leurs titulaires aucun droit sur l'exploitation des ouvrages concernés. L'exploitant demeure seul responsable de cette exploitation et assure la livraison de l'électricité aux contractants.

Ces contreparties ne portent pas sur la valeur intrinsèque des ouvrages, c'est-à-dire sur les revenus susceptibles d'être tirés de l'exploitation autonome des capacités hydroélectriques. Cette valeur a vocation à être captée à travers la redevance ainsi que par la contrepartie financière des droits attribués en application du I de l'article 4 de la loi n° 2026-554 du 29 juin 2026. Le montant de cette contrepartie sera évalué par des experts indépendants.

La CRE estime nécessaire, afin de proposer un mécanisme aussi efficace que possible pour le bon fonctionnement des marchés de l'électricité, d'évaluer la nature de l'avantage concurrentiel qu'EDF retire de l'exploitation des actifs hydroélectriques. Cette analyse apparaît comme un préalable indispensable à la définition des produits qui seront mis aux enchères.

3.1. Rappel des bénéfices tirés du parc hydroélectrique

Outre la valeur intrinsèque des ouvrages (*voir supra*), EDF continue également de bénéficier de l'intégration de ses activités de producteur et de fournisseur, qui lui permet d'utiliser la flexibilité de la production hydraulique pour couvrir son besoin interne (consommation mais également aléas de production) dans toutes ses dimensions.

EDF bénéficie tout d'abord d'une production à long terme grâce au fil de l'eau, en base, même sur des échéances peu liquides, à l'instar de tous les exploitants de moyen de production fonctionnant en base.

Ensuite, EDF peut tirer parti en interne de produits flexibles de couverture. Bien en amont de la livraison, EDF dispose de produits de couverture interne qui ne sont pas disponibles ou sont insuffisamment liquides sur les marchés de gros, ce qui peut réduire les risques auxquels EDF est exposée lorsqu'elle propose des prix fixes aux consommateurs ou à des producteurs dans le cas de services d'agrégation, et peut permettre de diminuer les primes de risque dans ses offres commerciales.

Enfin, concernant le rééquilibrage à court terme, la flexibilité de l'hydraulique permet à EDF de rééquilibrer rapidement son portefeuille, pour pallier en interne des aléas tant de consommation que de production, ce qui peut être plus difficile pour un acteur tiers opérant sur le marché intrajournalier. Cette faculté peut permettre de réduire ses coûts liés aux écarts.

3.2. La conception des produits doit s'adapter aux marchés pertinents visés

S'agissant du marché de la fourniture

Pour transférer de manière proportionnée la valeur de ces produits aux fournisseurs, une solution serait de leur proposer des produits de couverture à long terme, flexibles, leur permettant de couvrir plus aisément le risque lié au profil de consommation de leur portefeuille de fourniture, à différentes échelles temporelles. Contrairement aux producteurs et agrégateurs, une flexibilité très court terme pourrait être moins cruciale en raison de l'incertitude relativement faible de la consommation en intrajournalier.

La conception de ces produits soulève plusieurs questions :

- ➔ **Sophistication des produits** : plus un produit est complexe, plus sa flexibilité peut être exploitée par les fournisseurs, mais cela pourrait favoriser les grands acteurs capables de les gérer opérationnellement et de mieux évaluer le prix du contrat. Des produits non standards, éloignés des contrats existants, pourraient ne pas être facilement fongibles.

- **Risque transmis aux fournisseurs** : un produit ferme réduit le risque pour l'acteur et simplifie l'évaluation des prix mais expose EDF à un risque sur le productible hydraulique, pouvant limiter les volumes offerts.

Des produits simples et sans risque lié au productible conviendraient sans doute mieux aux petits fournisseurs, tandis que des produits complexes pourraient être mieux adaptés aux acteurs de plus grande taille.

S'agissant du marché de l'agrégation ou de la production

Sur ce marché, de nombreux acteurs disposent des compétences nécessaires pour s'adapter à des produits complexes et risqués. Des produits *ad hoc*, reflétant le fonctionnement des différentes centrales (STEP, lac, éclusée) pourraient être commercialisés par EDF pour maximiser la valeur transférée. La conception précise des produits dépendrait d'un arbitrage entre les volumes offerts et le partage du risque. Des contrats similaires existent déjà entre certains acteurs sur le marché.

La question de la bonne formation du prix de produits très complexes et spécifiques est susceptible de se poser cependant, dans la mesure où la concurrence entre acteurs à même de gérer ces produits serait vraisemblablement plus réduite.

3.3. Les différents types de produits définis par la loi poursuivent des objectifs différents

Si la loi ne précise pas explicitement quel marché est visé par les contreparties, elle définit un certain nombre de contraintes.

L'article 12 de la loi n° 2026-554 du 29 juin 2026 dispose que : « *La commercialisation de la capacité hydroélectrique virtuelle mentionnée au II du présent article respecte les principes suivants :*

1° Un quart de cette capacité est commercialisé sous forme de produits de marché reproduisant un profil de production correspondant à des installations hydroélectriques au fil de l'eau et éclusées ;

2° Les trois quarts de cette capacité sont commercialisés sous forme de produits de marché reflétant la flexibilité offerte par des installations hydroélectriques de lac ou des stations de transfert d'énergie par pompage ; »

L'article 12 de la loi n° 2026-554 du 29 juin 2026 dispose de plus que : « *Les produits mentionnés au 2° du IV présentent des caractéristiques de flexibilité supérieures aux produits de marché standards disponibles au 31 juillet 2025 et permettent à leurs acquéreurs de choisir des pas de temps pour la livraison du productible acquis de plus en plus réduits ainsi que des délais de plus en plus courts pour décider du volume précis à livrer et du moment de sa livraison. Ces produits reflètent le fonctionnement virtuel d'installations hydroélectriques et sont répartis selon les règles suivantes :*

1° Un sixième de ces produits est commercialisé sous forme de produits de marché, sans partage des risques entre l'exploitant des installations hydroélectriques et l'acquéreur, reflétant la flexibilité offerte par des installations de lac ou des stations de transfert d'énergie par pompage ;

2° Un tiers des produits est commercialisé sous forme de produits répliquant la capacité de production agrégée d'un ensemble d'installations hydroélectriques, avec un partage des risques entre l'exploitant des installations hydroélectriques et l'acquéreur ;

3° La moitié restante des produits mentionnés au même 2° est commercialisée sous forme de produits permettant de répondre à des besoins de flexibilité moins fins que ceux des produits mentionnés aux 1° et 2° du présent V. »

Dans le but d'orienter sa proposition des principes guidant la définition des produits, la CRE précise ci-dessous les objectifs poursuivis par chacun des produits et les marchés visés.

3.3.1. Objectifs poursuivis par les produits « fil de l'eau et éclusé »

La CRE comprend que la seule contrainte qui s'applique aux produits de marché « fil de l'eau et éclusé » est de répliquer le profil de production de ces technologies.

Contrairement aux produits « *reflétant la flexibilité offerte par des installations hydroélectriques de lac ou des stations de transfert d'énergie par pompage* », les produits « fil de l'eau et éclusé », qui représenteront 1,5 GW des 6 GW mis aux enchères⁵, ne sont pas tenus de présenter des « *caractéristiques de flexibilité supérieures aux produits de marché standards disponibles au 31 juillet 2025* ».

La CRE comprend en conséquence que les produits « fil de l'eau et éclusé » doivent rester simples et se destinent principalement au marché de la fourniture.

La CRE alerte cependant sur le risque que cette catégorie « fil de l'eau et éclusé » n'apporte pas de valeur pour les acteurs si elle recrée simplement des produits liquides déjà présents sur le marché. En raison de la gestion agrégée du portefeuille de production et de commercialisation d'EDF, l'introduction d'enchères portant sur ces produits devrait mécaniquement réduire d'autant les volumes déjà mis en vente par EDF sur les marchés de gros pour les produits équivalents. L'effet final des enchères serait assez faible sur le fonctionnement du marché.

La CRE estime que les produits de type fil de l'eau et éclusé, devraient **apporter de la nouveauté ou a minima de la liquidité par rapport aux produits déjà mis en vente sur les marchés**, soit en termes de maturité, de durée de contrat ou de profil journalier de livraison.

3.3.2. Objectifs poursuivis par les produits « STEP et Lacs »

Au regard des termes de la loi, et après analyse des retours des acteurs à la consultation publique menée par la DGEC en mai 2025 précitée, la CRE estime que les produits mentionnés au 1° du V.⁶ doivent viser à simplifier la gestion et la couverture d'un portefeuille de fourniture ou de production grâce à des produits dont la puissance de livraison peut être renommée plus proche du temps réel, sur une granularité mensuelle, hebdomadaire, journalière ou horaire. De tels produits peuvent notamment permettre aux fournisseurs de couvrir leurs risques de fourniture, par exemple le risque portefeuille ou bien le risque de forme. Enfin, un produit quart-d'heure permettrait aux fournisseurs de se couvrir des risques de déséquilibre.

Concernant les produits décrits au 2° du V.⁷, dont le volume est fixé à 1,5 GW parmi les 6 GW mis aux enchères, la CRE estime que ces produits, qui présenteront un degré de complexité supplémentaire, notamment via le partage de risque prévu par la loi, visent notamment à transférer à des acteurs qui auraient souhaité exploiter les ouvrages les bénéfices tirés de la flexibilité aux diverses échéances de ces ouvrages qui est actuellement exclusivement utilisée par EDF.

Enfin, s'agissant des produits du 3° du V.⁸, qui représentent 2,25 GW parmi les 6 GW qui seront mis aux enchères, l'objectif poursuivi et ainsi le degré de complexité à y intégrer n'est pas clairement défini. Parmi les derniers produits discutés avec les acteurs, la vente d'un produit type basé sur une période de référence trimestrielle et dont la puissance peut être renommée par l'acheteur à une granularité mensuelle a émergé. Ce produit est relativement simple à intégrer dans un portefeuille de fourniture mais ne transmet que peu de flexibilité aux acheteurs, notamment lorsque les produits mensuels sont liquides aux maturités envisagées.

⁵ L'article 12 de la loi dispose que la puissance totale mise aux enchères est de 6 GW initialement, puis fixée tous les 5 ans par arrêté du ministre chargé de l'énergie pour assurer une ouverture de 40 % de la totalité des capacités hydroélectriques installées en France à des tiers.

⁶ Les produits de marché, sans partage des risques entre l'exploitant des installations hydroélectriques et l'acquéreur, reflétant la flexibilité offerte par des installations de lac ou des stations de transfert d'énergie par pompage.

⁷ Les produits répliquant la capacité de production agrégée d'un ensemble d'installations hydroélectriques, avec un partage des risques entre l'exploitant des installations hydroélectriques et l'acquéreur.

⁸ Les produits permettant de répondre à des besoins de flexibilité moins fins que ceux des produits mentionnés aux 1° et 2° du présent V.

La CRE souhaite donc interroger les acteurs, pour les produits décrit au 3°, quant à l'objectif qu'ils devraient poursuivre, en particulier au regard du cadre posé par la loi.

Question 1 Estimez-vous que les produits « fil de l'eau et éclusé » devraient apporter de la nouveauté ou *a minima* de la liquidité par rapport aux produits déjà échangés, soit en termes de maturité des contrats, en termes de durée ou bien de profil de livraison journalier ?

Question 2 L'analyse de la CRE quant à la mise aux enchères des produits décrits au 1° et au 2° du V de l'article 12 de la loi est-elle en ligne avec vos attentes concernant ces produits (produits complexes avec un transfert de la flexibilité aussi proche que possible des flexibilités physiques des actifs visés) ?

Question 3 Qu'attendez-vous de la mise aux enchères des 2,25 GW de produits « moins flexibles » ? Quel devrait être selon vous le niveau de complexité (partage de risque, contraintes, granularité) pour ce type de produit ?

4. Caractérisation des flexibilités offertes par le parc hydroélectrique et des risques associés

Comme présenté dans la partie précédente, l'article 12 de la loi n° 2026-554 du 29 juin 2026 dispose que les produits suivants seront mis aux enchères par EDF en suivant les catégories et les volumes suivants :

Figure 3 - Résumé des capacité hydroélectriques virtuelles qui seront mises aux enchères conformément au IV et V de l'article 12 de la loi

25% (1,5 GW) Produits fil de l'eau et éclusées	75% (4,5 GW) Produits représentant la flexibilité des installations lacs et STEPs		
	0,75 GW	1,5 GW	2,25 GW
-	Pas de partage de risque Produit flexible	Partage de risque Produit flexible	Produit avec flexibilité « moins fine »

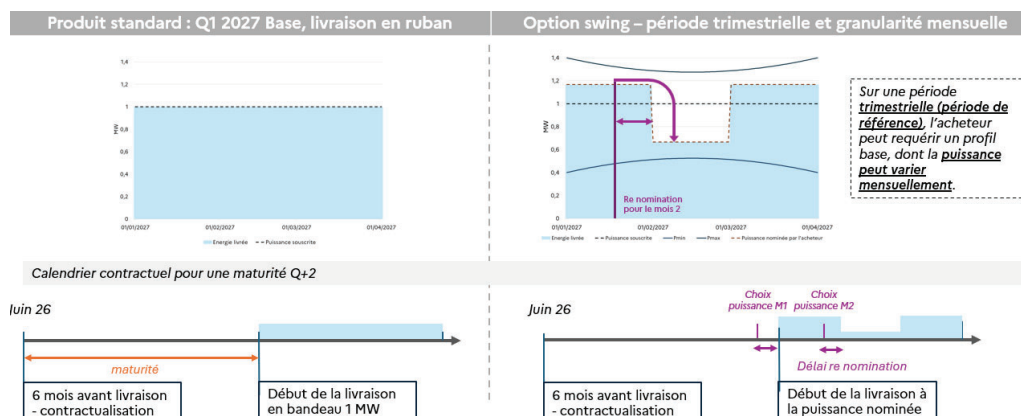
De plus, la loi dispose que « Les produits mentionnés au présent V peuvent donner lieu à la définition de contraintes, notamment en puissance maximale et minimale et en énergie maximale ou minimale pouvant être livrée sur des périodes de temps ne pouvant excéder un mois. Ces contraintes, définies lors de la commercialisation des produits, sont soit fixes pour les produits sans partage des risques, soit mises à jour à échéance régulière pour les produits avec partage des risques. Ces contraintes sont cohérentes avec les profils de livraison des installations hydroélectriques sur lesquelles les produits se fondent. »

Afin d'illustrer la forme que pourraient prendre certains de ces produits, la CRE fournit à titre indicatif un schéma pédagogique dans l'encadré ci-dessous.

Exemple de produit flexible - Illustration d'une « swing option »

Une « swing option » est un contrat d'électricité prévoyant la livraison, sur une période de référence donnée, d'une puissance que l'acheteur a la souplesse de modifier sur une granularité plus fine que la période de référence, dans un délai de nomination prévu par le contrat.

Ces produits peuvent permettre à des fournisseurs de réduire les risques inhérents à leur activité, par exemple en ajustant la puissance de livraison selon les prévisions de températures en hiver.



Remarque : Dans cet encadré, on suppose que l'acheteur souscrit une puissance mensuelle équivalente ruban qu'il peut répartir sur chaque mois (dans des contraintes de P_{min} et P_{max}). Le volume total d'énergie livrée est fixé lors de la contractualisation.

Afin de proposer les principes applicables à la définition des différents types de produits susmentionnés, la CRE estime également nécessaire de caractériser au mieux la flexibilité offerte opérationnellement par chaque type d'installation (lacs, fil de l'eau, éclusé, STEP), ainsi que les contraintes techniques et les risques associés à l'opération des ouvrages. La définition de ces contraintes techniques pourra directement être répercutée dans la définition des produits conformément à l'article 12 de la loi qui dispose que les produits flexibles proposés « reflètent le fonctionnement virtuel d'installations hydroélectriques ».

4.1. Caractérisation de la flexibilité du parc hydroélectrique

La flexibilité d'un actif de production ou d'un consommateur représente la capacité qu'il a de moduler sa production ou sa consommation à la hausse ou à la baisse pour répondre à un signal, qui peut être explicite (pour l'équilibre offre demande ou la gestion de la congestion) ou implicite (en réponse à un signal tarifaire). Cette flexibilité peut être saisonnière, journalière ou horaire. Elle peut, dans certains cas, également être mobilisée au plus proche du temps réel, par exemple en modifiant son plan de production en infrajournalier.

Le parc hydroélectrique représente historiquement une source de flexibilité pilotable importante du système électrique français, avec des capacités de modulation allant de l'infrajournalier (stations de transfert d'énergie par pompage) au saisonnier (lac). L'exploitation du parc est cependant soumise à de nombreuses contraintes, notamment liées à la navigation, la protection contre les inondations et la protection des biens et des personnes à l'amont et à l'aval des barrages, l'irrigation ou les activités économiques liées comme le tourisme.

Figure 4 - Forme normalisée de la puissance de production moyenne sur 24 heures, entre 2015 et 2025, source : RTE, analyse : CRE

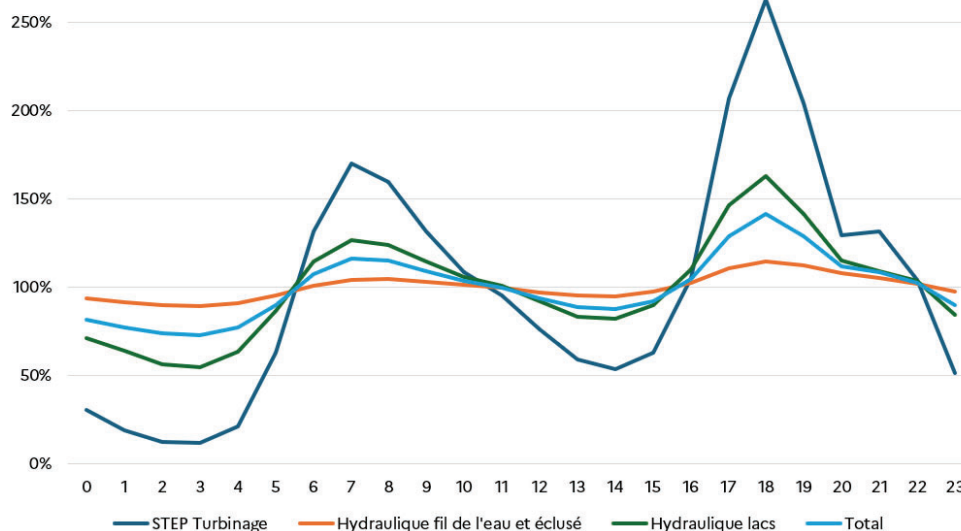
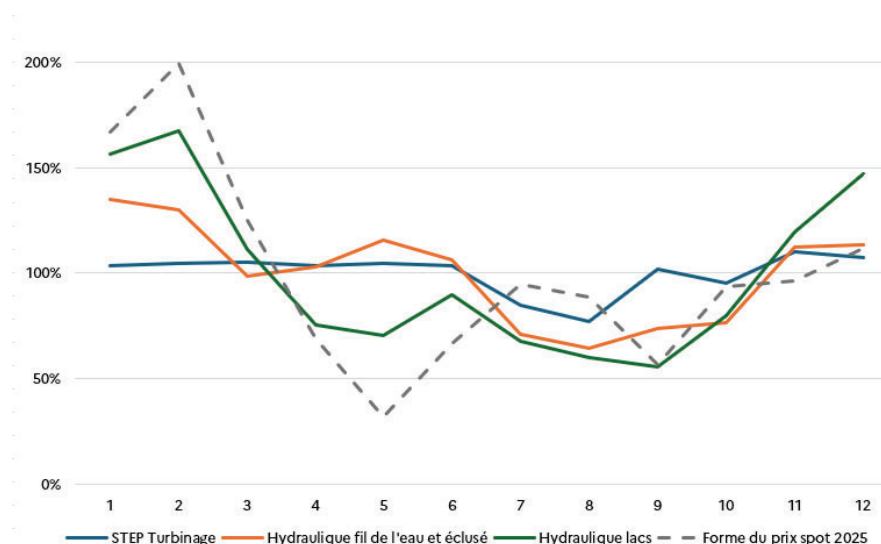


Figure 5 - Forme normalisée de la puissance de production moyenne sur 24 heures, entre 2015 et 2025, source : RTE, analyse : CRE



Le CRE souhaite recueillir le retour d'expérience des acteurs opérant des actifs hydroélectriques, en France ou à l'étranger, afin de tenir compte au mieux dans ses principes de définition des produits de la flexibilité et des contraintes caractéristiques de chaque actif.

Question 4 Si vous êtes un exploitant de capacité hydroélectrique, quelle est selon vous la maille temporelle (saisonnière, hebdomadaire, horaire, infrajournalière) de flexibilité de chaque type d'actif (éclusé, lacs et STEP) ? Quelle part de la puissance peut être modulée et à quel horizon temporel (délai de re-nomination) ?

4.2. Contraintes liées à l'exploitation du parc hydroélectrique

Pour rappel, l'article 12, V de la loi susmentionnée dispose que « *Les produits mentionnés au présent V peuvent donner lieu à la définition de contraintes, notamment en puissance maximale et minimale et en énergie maximale ou minimale pouvant être livrée sur des périodes de temps ne pouvant excéder un mois. Ces contraintes, définies lors de la commercialisation des produits, sont soit fixes pour les produits sans partage des risques, soit mises à jour à échéance régulière pour les produits avec partage des risques. Ces contraintes sont cohérentes avec les profils de livraison des installations hydroélectriques sur lesquelles les produits se fondent.* »

Afin de tenir compte de ces contraintes dans la définition des produits, la CRE souhaite les caractériser au mieux. Elle procédera à des analyses détaillées dans son rapport pour chaque type d'actif et consulte au préalable les acteurs de marché, et notamment les opérateurs d'installations hydroélectriques, sur ces contraintes et sur leur gestion opérationnelle.

Question 5 Si vous êtes un exploitant d'actif de production d'hydroélectricité, comment estimez-vous la puissance minimum et la puissance maximum (tunnel de puissance) accessible opérationnellement pour vos ouvrages ? A quel horizon de temps (infra-mensuel) mettez-vous à jour ce tunnel ?

Question 6 Pour les actifs à stock, comment estimez-vous les cotes accessibles opérationnellement ? Ces cotes évoluent-elles régulièrement ? Si oui, comment les mettez-vous à jour ?

Question 7 Comment estimez-vous pertinent de traiter contractuellement le transfert virtuel d'actifs à stocks (fréquence de mise à jour du stock disponible, fréquence de modification des contraintes de stock, processus de notification à l'acheteur) ?

4.3. Risques associés à l'exploitation de chaque type d'installation

L'article 12, V, de la loi susmentionnée prévoit dans les règles de répartition des produits que certains soient caractérisés par un partage de risque entre EDF et les éventuels acquéreurs de ces derniers :

« 2° *Un tiers des produits est commercialisé sous forme de produits répliquant la capacité de production agrégée d'un ensemble d'installations hydroélectriques, avec un partage des risques entre l'exploitant des installations hydroélectriques et l'acquéreur* ; ».

A ce titre, la CRE s'interroge sur les modalités de mise en œuvre de ce partage de risque, et notamment sur le niveau de transparence que nécessiterait la mise en place de tels produits afin d'optimiser la gestion du risque pour leurs éventuels acquéreurs.

La CRE identifie trois risques principaux à date pouvant impacter la production d'hydroélectricité :

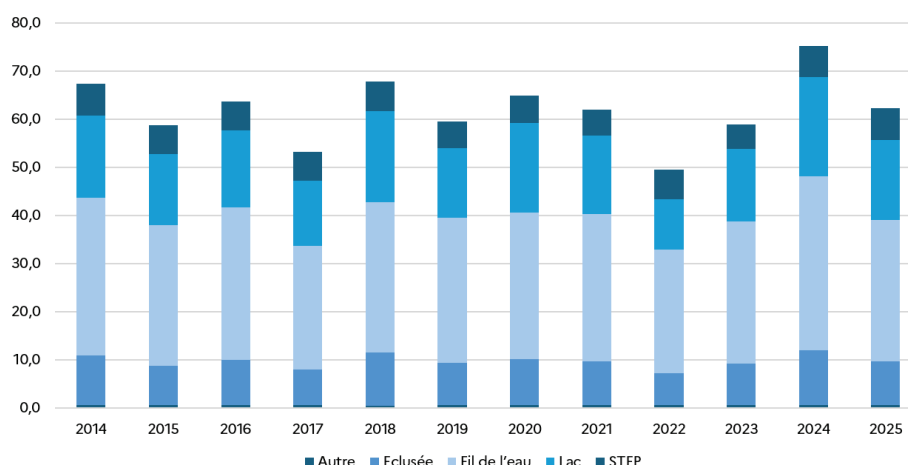
- le risque d'hydraulicité, c'est-à-dire le risque lié à la variabilité de l'abondance des apports en eau sur une période donnée ;
- le risque d'indisponibilité des actifs ;
- les risques réglementaires et opérationnels liés notamment à la gestion de l'eau.

La CRE estime que si chacun de ces risques venait à être partagé, cela nécessiterait la mise à disposition d'indicateurs permettant aux acquéreurs de mettre à jour leur stratégie de couverture de manière adéquate. La CRE consulte donc les opérateurs mais également les potentiels acquéreurs de produits hydroélectriques afin d'estimer quels risques ils jugent opportun de partager, pour quel motif et sous quelles conditions.

Question 8 Quels risques souhaiteriez-vous voir inclus dans les produits à partage de risque ? Pour quelle raison ?

Question 9 Quelles données ou indicateurs (type, fréquence de transmission, précision), permettant de quantifier efficacement les risques identifiés dans la question précédente, estimez-vous pertinent de recevoir en tant qu'acquéreur, afin d'assurer une gestion efficace de votre portefeuille ?

Figure 6 - Production annuelle hydroélectrique (TWh) - source RTE



La production du parc hydroélectrique dépend au premier ordre des apports en eau sur une année donnée (voir la sécheresse de 2022 ou les pluies abondantes en 2024 sur la Figure 6). Comme pour les autres actifs de production, le niveau de production peut également être dépendant de la disponibilité de chaque groupe de production, mais également des contraintes réglementaires liées à la gestion de l'eau.

La mise à disposition de produits de marché donne lieu à la livraison de « *volumes représentatifs du productible électrique correspondant* », selon le III de l'article 12 de la loi précitée. Certains des produits mis aux enchères donneront lieu à un partage de risque entre EDF et l'acheteur, d'autres ne prévoient pas de partage de risque.

Pour les deux types de produits, la CRE estime nécessaire de statuer sur une méthode permettant de quantifier le niveau d'énergie livrée en fonction du produit acheté et de la puissance contractualisée. Pour cela, la CRE souhaite sonder les acteurs sur le mode de définition de ce niveau de production et les délais de notification. En effet, le facteur de charge des installations hydroélectriques varie fortement avec l'hydraulicité d'une année donnée, mais également en fonction du type d'installation. Ainsi, en 2025 par exemple, le facteur de charge⁹ des installations de type fil de l'eau et éclusé était d'environ 37 % contre 46 % en 2024. En comparaison, le facteur de charge des installations type lacs était de 19 % en 2025 contre 24 % en 2024.

En conséquence, la CRE souhaite porter à l'attention des acteurs que l'énergie associée à la vente des 6 GW de produit, ne saurait être équivalente à celle livrée par un produit ruban de 6 GW.

⁹ Le facteur de charge est défini comme le rapport entre l'électricité réellement produite par une installation sur une période donnée et l'énergie maximale qu'elle aurait pu produire en fonctionnant en continu à sa puissance nominale. Ici, les facteurs de charges sont calculés sur le parc France, en se basant sur des données RTE.

Question 10 Si vous êtes un exploitant de capacité hydroélectrique, comment effectuez-vous vos estimations de production en amont de la livraison et à quelles échéances ?

Question 11 Plus généralement, comment estimez-vous pertinent de traiter la question du productible attendu pour un produit donné, notamment lorsque les enchères sont situées très en amont de la période de livraison et que le produit ne prévoit pas de partage de risque ?

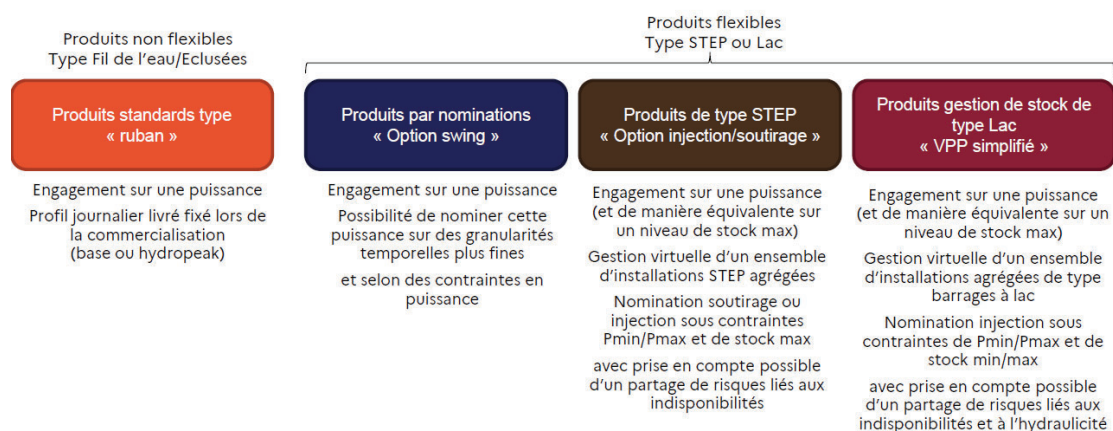
5. Marchés de gros de l'électricité visés par les produits hydroélectriques

Afin de proposer des produits utiles aux acteurs, la CRE souhaite recueillir leur retour concernant les éventuelles difficultés rencontrées sur les différents marchés de gros de l'électricité qui pourraient être solutionnées par la réforme de l'hydroélectricité. Cette section vise ainsi à sonder les acteurs sur les principales caractéristiques des produits à retenir. Elle permettra à la CRE de mettre au point une liste de produits et d'éventuels sous-produits qu'elle estime pertinente pour permettre aux acteurs d'adresser leurs difficultés tout en respectant les contraintes fixées par la loi.

La CRE s'appuie dans cette section sur une version d'une liste illustrative de produits ayant émergé à la suite d'échanges préalables avec des acteurs. Cette liste permet d'orienter plus précisément les questions de la CRE mais ne présume pas des produits qui seront finalement retenus par la CRE, puis par les autorités. Elle est détaillée en Figure 7.

Les produits envisagés sont des produits à livraison physique en France métropolitaine continentale, auxquels peuvent être adossés également des livraisons complémentaires (garanties d'origines, revenus capacitaires) au moyen d'un dispositif financier *ex-post*.

Figure 7 – Illustration du format que pourrait prendre une liste de produits de marché dans le cadre des mesures compensatoires de la réforme sur l'hydroélectricité



	Durée du contrat de livraison	Granularité min	Profil journalier	Mise aux enchères sur X avant début livraison ⁽²⁾	Contraintes particulières	Partage risque	Garanties d'origine	Capacité
Produits de marché Fil de l'eau et éclusée								
Standard « ruban »	Produit A1	10 ans	Base	1 an			incluses	Financier ex post
	Produit A1bis	Trimestriel ou Mensuel (1)		Annuel : 3 ans Trimestriel : 6 trimestres Mensuel : 4 mois				
	Produit A2	Annuel ou Trimestriel (1)	Hydropeak (8h-12h et 16h-20h)					
Produits de marché Lac et STEP								
Option swing	Produit B1	Trimestriel	Mensuel nomination en M-1	Base	6 trimestres	Pmin/Pmax par mois	incluses	
Option STEP	Produit C1	Trimestriel	Quart-horaire nomination pour l'ensemble des quarts d'heure de chaque jour J avant 10h en J-1 + re-nominations à une échéance à définir et dans une plage de puissance limitée compte tenu des contraintes d'exploitation		4 trimestres	Pmin/Pmax par quarts d'heure	indisponibilité	Financier ex post
	Produit C2	5 ans		1 an				
VPP simplifié	Produit D1	8 ans		1 an		indisponibilité + hydraulité	incluses	Financier ex post
Produits de marché de replis potentiel – En cas de besoin suite potentielles infructuosités des enchères et sous contrôle de la CRE								
	Produit A3	Annuel, Trimestriel ou Mensuel (1)	Base				incluses	

(1) Vendus par lot de produits mensuels - (2) Ne préempte pas du calendrier des enchères approuvé par la CRE

5.1. Marchés à terme

La liste des produits ayant émergé de la première consultation des acteurs de mai 2025 ainsi que le cadre de l'article 12 de la loi impliquent la mise en vente de produits flexibles à livraison à terme, n'existant actuellement pas sur les marchés, mais également des produits non flexibles.

Concernant les produits non flexibles (produits de type A), ils présentent des durées de contrats longues (jusqu'à 10 ans), et des maturités moyennement longues (Y+3, Q+6 et M+4). Les produits standards aux maturités plus longues étant actuellement peu liquides sur les marchés à terme, la CRE souhaite analyser si de telles maturités ou éventuellement des maturités plus longues sont susceptibles d'intéresser de potentiels acheteurs.

Un profil « hydropeak », consistant à un profil journalier livré par exemple entre 8 h et 12 h et entre 16 h et 20 h pourrait être envisagé. La CRE souligne également que de nouveaux profils journaliers de livraison seront introduits sur la plateforme EEX le 21 septembre 2026¹⁰ (profil pointe étendue et bloc solaire). La CRE souhaite donc interroger les acteurs sur l'intérêt d'un profil « hydropeak », dont les volumes de livraison devraient être relativement faibles en été compte tenu du profil de production de la filière fil de l'eau et éclusée.

Concernant les produits flexibles à livraison à terme, les premiers retours des acteurs ont fait émerger trois types de produits :

- un produit B1, dit « option swing », permettant à l'acheteur de renommer à la maille mensuelle sa puissance de livraison durant un trimestre, dans un tunnel de puissance donné ;
- deux produits C1 et C2 dits « option injection/soutirage » permettant à l'acheteur de gérer virtuellement un ensemble de STEP agrégées ;
- un produit D1 dit « VPP simplifié » permettant à l'acheteur de gérer virtuellement un ensemble de lacs agrégés ;

Pour chacun de ces produits, des propositions de durée de contrats, de granularité et de maturité devront notamment être arrêtées. Ces produits n'existant pas à date sur les marchés à terme, la CRE souhaite analyser quelles granularité, maturité et durée de livraison sont susceptibles d'intéresser les acquéreurs potentiels.

¹⁰ https://www.eex.com/fileadmin/SAP_Marketing_Cloud_E-Mail_Attachments/market_operations/20260722_EEX_CI_Q3-Product-Wave.pdf

Question 12 Estimez-vous que les produits de type « fil de l'eau et éclusé » présentés en Figure 7 présentent un intérêt pour vos activités (contrat d'une durée 10 ans et profil *hydropeak* notamment) ? Si oui, lequel ? et si non, quelles évolutions de la définition de ces produits pourrait être envisagées ?

Question 13 Seriez-vous intéressé par la mise aux enchères de produits aux maturités longues (au-delà de Y+3, Q+3 et M+4) ? Si oui, pourquoi ?

Question 14 Considérez-vous que la durée de contrat, la maturité et la granularité des produits B1, C1, C2 et D1 sont de natures à faciliter l'intégration de ces produits dans votre portefeuille ? Si non, quels paramètres modifieriez-vous ?

Question 15 Identifiez-vous d'autres formats de produits à terme flexibles que ceux listés dans la présente consultation (option swing, option injection/soutirage et VPP simplifié) ?

5.2. Marchés spot J-1 et intrajournalier

Marché spot

Dans ses fiches « produits », les produits C1, C2 et D1 proposés aux acteurs incluent une nomination de la puissance de livraison au pas 15 minutes la veille de la livraison à 10 heures. Cette nomination tardive, 2 heures avant la clôture de l'enchère spot, peut permettre aux acteurs d'adapter la puissance livrée en fonction des prévisions de production et consommation proches du temps réel. Ces nominations tardives devraient permettre aux acteurs de limiter leur exposition aux achats sur les marchés spot.

Marché intrajournalier

Pour l'échéance intrajournalière, des produits 15, 30, 60 minutes et des blocs de plusieurs heures peuvent être échangés sur le marché continu, et des produits 15 minutes peuvent être échangés au cours de trois enchères intrajournalières. Ces échanges permettent aux acteurs de rééquilibrer au plus proche du temps réel leur périmètre d'équilibre, limitant ainsi leurs frais de règlement des écarts. La possibilité pour les acteurs de renommer une partie de leur puissance en intrajournalier avant la livraison permettrait aux acteurs de limiter leur exposition au prix de règlement des écarts en nominant en fonction des modifications de leurs prévisions. Une telle possibilité paraît bénéfique dans un contexte de responsabilisation des acteurs sur leurs écarts en entrée de fenêtre opérationnelle. En effet, dans sa décision de reporter la réduction de la fenêtre opérationnelle à 30 minutes au 1^{er} janvier 2029¹¹, la CRE a déclaré que la réduction par les responsables d'équilibre de leurs écarts en entrée de fenêtre opérationnelle constituait un enjeu central. La CRE a lancé le 1^{er} avril 2026¹² une consultation publique sur la nécessité de renforcer les incitations des responsables d'équilibre et les formes potentielles de ces incitations.

Elle permettrait également d'augmenter la liquidité des marchés intrajournalier proche du temps réel et constituerait un levier supplémentaire pour réduire les déséquilibres à un coût maîtrisé. La CRE s'interroge néanmoins sur le délai de nomination à retenir, notamment dans un système post-2029 où les re-déclarations sont permises jusqu'à 30 minutes avant le temps réel.

Question 16 Estimez-vous que vous seriez en mesure d'intégrer facilement dans votre portefeuille des produits permettant de nommer la puissance au pas 15 minutes la veille de la livraison ? Estimez-vous que ces produits auraient une valeur ajoutée pour vos activités ? Si oui, laquelle ?

¹¹ [Délibération n° 2025-198 de la CRE du 23 juillet 2025 portant approbation de la demande de dérogation de RTE relative à l'heure de fermeture du guichet intrajournalier entre zones](#)

¹² [Consultation publique n° 2026-05 de la CRE du 1^{er} avril 2026 relative aux incitations financières à la responsabilité d'équilibre et au financement des réserves d'équilibrage](#)

- Question 17** Pour les produits permettant de nommer la puissance de livraison au pas 15 minutes la veille de la livraison, quelle devrait être selon vous l'heure de la nomination ? Pourquoi ?
- Question 18** Estimez-vous que vous seriez en mesure d'intégrer facilement dans votre portefeuille des produits permettant de renommer physiquement la puissance en infrajournalier, le jour de la livraison ? Estimez-vous que ces produits auraient une valeur ajoutée pour vos activités ? Si oui, laquelle ? Si non, quelles évolutions devraient être envisagées pour intégrer facilement ces produits dans votre portefeuille ? En particulier, un traitement financier, fondé sur des indices de prix publics IJ, serait-il une alternative ?
- Question 19** En particulier, quelle échéance de nomination avant livraison vous semble adaptée pour vous permettre de réduire vos écarts en amont de la fenêtre opérationnelle, qui sera réduite à 30 minutes à partir du 1er janvier 2029 ?

5.3. Marchés d'équilibrage

Les réserves primaire et secondaire (dites « services système fréquence ») sont activées automatiquement par RTE pour maintenir la fréquence du réseau. Depuis janvier 2017, la réserve primaire est constituée en France par un appel d'offres quotidien mené conjointement par RTE et ses homologues allemands, autrichien, belge, néerlandais, tchèque, slovène et suisse. La réserve secondaire est constituée depuis juin 2024 par un appel d'offres national quotidien. Tous les producteurs opérant des groupes de production de plus de 120 MW en France ont l'obligation de participer à ces appels d'offres.

Compte tenu des règles de marché actuelles, un acteur ayant contractualisé une capacité virtuelle auprès d'EDF ne pourrait pas offrir directement des services système et offrir des réservations portant sur la capacité virtuelle acquise. Un mécanisme dans lequel EDF assurerait la participation aux services système pour le compte des acquéreurs, en modifiant ensuite les stocks disponibles de la capacité virtuelle et en les créditant pourrait être envisagé, tout comme un simple transfert financier.

- Question 20** Estimez-vous qu'une inclusion financière des services système dans les capacités virtuelles mises aux enchères pourrait être utile à vos activités et aurait des effets concurrentiels bénéfiques ?

5.4. Autres marchés

Marché des garanties d'origine

Dans son dernier rapport sur le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité du 16 octobre 2025, la CRE soulignait que « *Sur le marché de la fourniture de gaz naturel et d'électricité, l'appétence pour une consommation d'énergie compatible avec les enjeux environnementaux s'exprime fortement, notamment au travers de la demande d'offres de fourniture d'énergie dites vertes, en électricité comme en gaz. Les offres vertes sur les marchés de détail de l'électricité constituent ainsi l'un des vecteurs du développement des offres de marché et de la concurrence.* »

Les garanties d'origine peuvent actuellement être facilement acquises par les fournisseurs notamment via les enchères de garanties d'origine issues des installations de production bénéficiant d'un soutien public (obligation d'achat ou complément de rémunération), sur lesquelles la CRE n'identifie pas de manque de liquidité.

Marché de capacité

Le mécanisme de capacité est un mécanisme assurantiel permettant le maintien en fonctionnement de capacités existantes de production d'électricité, de stockage et d'effacement et le développement de nouvelles capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement électrique en France. A la différence du précédent mécanisme décentralisé qui prenait la forme de l'acquisition, par les fournisseurs, de garanties de capacités directement auprès des exploitants de capacité, le nouveau mécanisme de capacité est centralisé et RTE contractualise directement avec les exploitants de capacité retenus à l'issue d'enchères concurrentielles.

Le financement du mécanisme prend maintenant la forme d'une taxe acquittée par les contributeurs à RTE, c'est-à-dire les fournisseurs d'électricité pour revente aux consommateurs finals, les grands consommateurs et les gestionnaires de réseau pour leurs pertes s'approvisionnant directement sur les marchés. Il n'est donc plus possible pour les fournisseurs d'acquiescer sur le marché secondaire des garanties de capacité. Ainsi, comme pour les services système, l'inclusion de la rémunération capacitaire dans les produits hydroélectriques qui seront mis aux enchères prendrait seulement la forme d'un reversement financier d'EDF à l'acquéreur, lorsque celui contractualise une capacité virtuelle hydroélectrique.

La CRE s'interroge donc sur les effets concurrentiels que pourrait avoir l'inclusion d'une rémunération de la capacité dans les produits.

Question 21 Identifiez-vous un intérêt concurrentiel à l'inclusion de revenus capacitaires dans les produits mis aux enchères ? Estimez-vous qu'une telle inclusion pourrait être utile à vos activités ? Si oui, pourquoi ?

Question 22 Concernant les garanties d'origine, identifiez-vous un intérêt à leur inclusion financière dans les produits hydroélectriques mis aux enchères, notamment d'un point de vue concurrentiel et de vos activités ?

6. Modalités d'organisation des enchères

L'article 12, VI de la loi dispose que la CRE est compétente pour approuver les modalités des enchères définies par EDF préalablement à leur organisation :

« Avant la tenue des enchères, la Commission de régulation de l'énergie approuve leurs modalités, définies par Électricité de France, notamment la capacité minimale de souscription, le nombre d'enchères, le calendrier des enchères, le délai de formulation des offres et les modalités de définition du prix de réserve. Ce prix de réserve tient compte notamment des coûts de production et des conditions de marché, dans des conditions précisées par la Commission de régulation de l'énergie. Le prix de réserve n'est pas rendu public. »

Le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDs) peut prononcer des sanctions en cas de non-transmission des modalités d'enchères pour l'approbation de la CRE dans un délai fixé par arrêté, ou en cas de manquement d'EDF aux modalités d'enchères approuvées par la CRE.

Par ailleurs, un an et trois ans après la réalisation des premières enchères, puis tous les trois ans, la CRE remet au Gouvernement un rapport sur la mise en œuvre du dispositif et peut imposer à EDF la modification des paramètres des enchères approuvés :

« Un an puis trois ans après la tenue des premières enchères concurrentielles, puis tous les trois ans, la Commission de régulation de l'énergie remet au Gouvernement un rapport sur la mise en œuvre du dispositif de mise à disposition du marché de produits représentatifs des actifs hydroélectriques. [...] A cette occasion, après consultation des acteurs de marché, la Commission de régulation de l'énergie peut imposer à Électricité de France la modification des paramètres des enchères antérieurement approuvés et peut proposer au ministre chargé de l'énergie une modification de l'arrêté prévu au deuxième alinéa du présent VI. »

6.1. Nombre et calendrier des enchères

La CRE doit notamment approuver le nombre et le calendrier des enchères. À ce stade, la CRE considère que des enchères nombreuses et fréquentes permettraient de :

- réduire le risque prix attaché à une enchère donnée, en évitant que la valorisation d'une part significative des volumes ne dépende des conditions d'une séance unique : conjoncture de marché propre à un instant donné, risque de manipulation ou de dysfonctionnement ponctuel ;
- permettre l'apprentissage des acteurs d'une séance à l'autre, en particulier lors de la première année du dispositif ;
- réduire les barrières à l'entrée aux nouveaux arrivants.

Par ailleurs, le mécanisme de report des volumes, prévu à l'alinéa 3° du IV de l'article 12, permet de limiter les risques liés à une participation insuffisante aux enchères, notamment en cas de fréquence élevée de celles-ci. Concrètement, ces modalités organisent le report des volumes invendus lors d'une enchère pour un produit donné vers l'enchère suivante, à condition que cette dernière intervienne avant la date de début de livraison prévue pour ce produit.

Si, malgré ce report, des volumes restent invendus après cette date ou, au plus tard, à la fin de l'année civile au cours de laquelle la dernière enchère s'est tenue, deux options sont possibles, sous réserve de l'approbation de la CRE :

1. la mise en vente sur les places de marché : les volumes résiduels peuvent être commercialisés sous forme de produits standard ;
2. un nouveau report : les volumes peuvent à nouveau être reportés sur les enchères de l'année suivante.

Ce mécanisme de report garantit que, même en cas d'enchères trop fréquentes par rapport à la demande, la mise à disposition d'une fraction des capacités hydroélectriques, prévue au II de l'article 12, reste garantie.

S'agissant de produits dont la période de livraison s'étendrait sur plusieurs années (5, 8 voire 10 ans), et qui présentent une complexité supplémentaire aux produits standards, une fréquence de mise en vente élevée peut présenter des inconvénients. Au démarrage, le volume effectivement en circulation pour ces produits ne se constitue que progressivement, à mesure que les produits successifs se cumulent.

Les premières séances porteront donc vraisemblablement sur des volumes limités, alors même que la participation suppose d'engager des coûts fixes significatifs comme le développement des outils de valorisation d'un produit relativement complexe. Ces coûts pourraient être supportés sans garantie d'obtenir en retour un volume proportionné, ce qui peut conduire certains acteurs à ne présenter que des offres partielles, voire à différer leur entrée dans le dispositif.

Question 23 Pour les produits dont la livraison est prévue sur plusieurs années, préférez-vous avoir plusieurs enchères régulières quitte à avoir des petites quantités mises en vente régulièrement ? Si vous êtes intéressés par ces produits, seriez-vous en mesure de participer dès la première année des enchères (2028), ou un délai supplémentaire vous serait-il nécessaire ?

Question 24 Pour les produits dont la livraison porte sur une période plus courte (mensuelle, trimestrielle ou annuelle), partagez-vous l'analyse selon laquelle des enchères régulières sont de nature à favoriser la participation ?

Question 25 S'agissant du calendrier, quel préavis minimal vous paraît nécessaire pour la publication du calendrier des enchères, assorti des caractéristiques de chaque séance, et notamment du volume offert par type de produit ?

6.2. Capacité minimale de souscription

S'agissant de la capacité minimale de souscription, la CRE relève que les paramètres retenus sur les dispositifs comparables diffèrent sensiblement selon la nature des produits et leur durée. De même, en raison de la non-standardisation des produits, la question de l'unité pertinente se posera aussi (MW ou MWh).

Deux paramètres distincts doivent être arbitrés : le volume minimal qu'un participant doit demander pour pouvoir soumettre une offre, et l'incrément selon lequel cette offre peut être exprimée. Le niveau retenu détermine directement l'accessibilité du dispositif aux acteurs de taille modeste.

Question 26 Quelle capacité minimale de souscription vous paraît appropriée en fonction de la durée des produits, et selon quel incrément les offres devraient-elles pouvoir être exprimées ? Votre réponse diffère-t-elle selon qu'il s'agit de produits en ruban ou de produits présentant des caractéristiques de flexibilité ? Merci de préciser, le cas échéant, le volume en deçà duquel votre participation ne serait plus économiquement justifiée.

6.3. Formation du prix de l'enchère

Deux principaux formats d'enchères peuvent être envisagés pour l'attribution des produits : les enchères « *pay as clear* » et les enchères « *pay as bid* ».

Dans une enchère « *pay as clear* », également appelée enchère à prix uniforme, l'ensemble des lauréats paie le même prix, correspondant au prix de la dernière offre retenue permettant d'atteindre le volume mis aux enchères. Ce mécanisme, largement utilisé sur les marchés de l'électricité, favorise en principe une révélation plus sincère des valorisations par les participants et contribue à la liquidité ainsi qu'à la transparence du marché.

À l'inverse, dans une enchère « *pay as bid* », chaque lauréat paie le prix qu'il a lui-même proposé. Ce format peut inciter les acteurs à développer des stratégies d'enchères plus complexes, fondées sur des anticipations du comportement des autres participants et du prix d'équilibre. Cette approche limite toutefois le risque de voir les revenus baisser fortement en cas de demande trop faible.

À ce stade, la CRE privilégie le recours à un mécanisme d'enchères « *pay as clear* » pour tous les produits et dès le début du mécanisme, compte tenu de son adéquation avec les pratiques observées sur les marchés de l'électricité. La CRE souhaite néanmoins recueillir l'avis des acteurs de marché sur les avantages et inconvénients respectifs des différents formats d'enchères envisageables.

Question 27 Estimez-vous pertinent d'organiser des enchères « *pay-as-clear* » pour tous les produits concernés par la réforme de l'hydroélectricité ? Dans le cas contraire, merci de préciser quels produits pourraient être concernés par du « *pay-as-bid* » et pourquoi.

6.4. Modalités de définition du prix de réserve et publication des résultats des enchères

L'article 12 de la loi n° 2026-554 dispose que le niveau du prix de réserve n'est pas rendu public.

La publication de ce niveau est donc exclue du champ de la présente consultation. En revanche, le prix de réserve doit tenir compte des coûts de production et des conditions de marché, dans des conditions précisées par la CRE.

Afin d'accroître la confiance des acteurs dans le bon fonctionnement des enchères, la CRE souhaite recueillir les attentes des acteurs s'agissant des métriques ou méthodes de marché susceptibles d'être utilisées pour encadrer les prix de réserve de produits qui, n'étant pas standards, ne disposent pas de cotations sur les places de marché.

D'autre part, la CRE souhaite également interroger les acteurs sur la liste d'indicateurs pouvant être publiés à l'issue des enchères afin de réduire l'asymétrie d'information entre l'exploitant et les acheteurs.

S'agissant du premier point, la difficulté tient à ce que les produits offrant une flexibilité supérieure aux produits standards ne peuvent, par construction, être adossés à une référence de prix directe. Leur valorisation suppose de recourir à des méthodes complexes comme du *pricing* d'options.

S'agissant du second point, au-delà des bilans d'étapes prévus par la loi, les indicateurs suivants sont envisagés à ce stade :

- prix de règlement de l'enchère et volume contractualisé ;
- nombre de participants qualifiés et effectivement actifs par séance ;
- rapport entre la demande exprimée et les volumes offerts ;
- indicateurs de concentration des volumes attribués ;
- taux de volumes invendus et suivi des reports.

Question 28 Quelles métriques et méthodes de marché utilisées pour encadrer les prix de réserve préconiserez-vous ? Cette méthode doit-elle être différente en fonction des produits considérés (standards et non standards) ?

Question 29 S'agissant des indicateurs publiés à l'issue des enchères, lesquels vous paraissent nécessaires ?

6.5. Qualification des acteurs pouvant participer aux enchères

Préalablement à la participation aux enchères, une présélection des candidats peut être opérée sur des critères de santé financière. Afin de sécuriser la tenue des enchères tout en permettant au plus grand nombre d'acteurs d'y participer, la CRE s'interroge sur le coût respectif des différentes options de garantie financière envisageables.

L'exigence pourrait consister à fournir la garantie financière requise, à moins de justifier d'une notation au moins égale à BBB- (Baa3) émise par une ou plusieurs des trois agences Moody's, Standard & Poors et Fitch par exemple. La CRE souligne qu'un tel seuil, s'il présente l'avantage de la simplicité, est susceptible d'exclure des acteurs de taille modeste ou non notés, alors même que ceux-ci peuvent présenter une situation financière saine. La modulation du niveau de garantie exigé en fonction de la qualité de crédit constitue, à cet égard, une alternative à un seuil unique.

Question 30 Une exigence de notation minimale vous paraît-elle appropriée ? Dans l'affirmative, à quel niveau ? Si un acteur se situe en deçà de cette exigence, convient-il de lui permettre de déposer une garantie financière, et selon quelles modalités : lettre de la maison mère, lettre de crédit, dépôt sur un compte, ou virement ? La CRE invite les répondants à chiffrer, dans la mesure du possible, le coût estimé de chacune de ces modalités.

Question 31 Pour les produits standards, ou pour ceux dont la méthode de valorisation peut faire l'objet d'un consensus, seriez-vous favorable au dépôt d'une marge initiale (*initial margin*) pour l'ensemble des contreparties, en lieu et place d'un critère de sélection fondé sur la notation financière ?

6.6. Garantie financière de l'acheteur une fois les volumes attribués

Une fois les produits attribués, l'exposition du vendeur évolue au gré de la variation des prix de marché. A l'instar des pratiques observées sur les marchés de l'électricité, les produits mis en vente par EDF sur

les enchères pourraient être adossés à un mécanisme de protection du risque de contrepartie, c'est-à-dire au risque que l'acheteur fasse défaut avant le paiement de la livraison.

Les mécanismes disponibles pour couvrir ce second risque offrent des niveaux de sécurisation différents, mais emportent également des complexités opérationnelles et des coûts différents.

Plusieurs solutions opérationnelles sont identifiées à ce stade :

- 1) Garanties calculées de manière normative : au regard de la difficulté de déterminer une règle de calcul, le niveau de la garantie pourrait être défini normativement en fonction du type de produit et du volume concerné.
- 2) L'ajustement régulier en fonction de la valeur de marché : cette méthode consiste à constater périodiquement la variation de valeur de la position et à en régler le montant en trésorerie. Ce mécanisme apure au fil de l'eau la perte/gain déjà survenue : il porte sur le passé. Il est habituellement complété d'une marge initiale, destinée à couvrir le mouvement de prix susceptible d'intervenir entre le dernier appel et le moment où la position pourrait effectivement être dénouée en cas de défaillance. Cette seconde composante porte, elle, sur l'avenir immédiat. La durée retenue pour ce dénouement dépend directement de la liquidité du produit : brève pour un produit standard aisément couvrable sur les marchés organisés, sensiblement plus longue pour un produit sur mesure. Cette méthode présuppose d'être capable de déterminer une valeur de marché liée aux produits.
- 3) L'appel de garantie sur événement : consiste à ne mobiliser de garantie qu'à la survenance de circonstances déterminées, telles que la dégradation de la notation de la contrepartie ou le franchissement d'un seuil d'exposition. En l'absence d'ajustement régulier, la perte n'est pas apurée en cours de contrat : elle s'accumule jusqu'à l'échéance. La garantie doit dès lors être dimensionnée non pour un mouvement de quelques jours, mais pour l'exposition potentielle sur toute la durée résiduelle du contrat.

La combinaison des deux dernières logiques consiste à conserver un ajustement régulier tout en réservant l'appel de garantie complémentaire aux situations de dégradation avérée. Elle permet de maintenir un montant courant de garantie limité, tout en préservant une protection contre le risque de règlement. Des éléments complémentaires sont disponibles en annexe.

Question 32 Estimez-vous nécessaire de mettre en place une garantie visant à gérer le risque de contrepartie ? Certaines modalités doivent-elles être symétriques pour certains produits ou la garantie ne doit-elle s'appliquer qu'aux acheteurs ?

Question 33 Si, oui, quelle logique vous paraît adaptée aux produits mis aux enchères : garanties calculées de manière normative à l'acquisition du produit, appel de garantie sur événement, ajustement régulier en fonction de la valeur de marché, ou une combinaison ? Votre réponse peut distinguer selon la durée de livraison du produit.

Question 34 Estimez-vous nécessaire d'encadrer la nature des garanties non monétaires admissibles, notamment afin de prévenir le risque tenant à ce que le garant soit lui-même exposé au marché de l'électricité ?

Question 35 Plus généralement, pensez-vous que les produits mis en vente par EDF pourraient s'inscrire dans des cadres contractuels standards (EFET, ISDA, ou autre) ?

6.7. Modalités de paiement

Les modalités de paiement déterminent une part importante du besoin de garantie. Le contrat-cadre standard EFET prévoit un règlement mensuel à terme échu : l'électricité livrée au cours d'un mois est facturée le mois suivant et réglée vers le 20 de ce mois-là. Le vendeur livre donc avant d'encaisser. C'est cette exposition qui fonde une partie des exigences de garantie pesant sur l'acheteur.

Plusieurs paramètres permettent d'agir sur ce besoin. La périodicité de facturation et le délai de règlement en réduisent directement le montant : une facturation plus fréquente ou une échéance plus courte diminuent l'encours à garantir, à un coût limité pour les deux parties. Un paiement anticipé, total ou partiel, l'annulerait pour le vendeur mais substituerait à une immobilisation de trésorerie une sortie

de trésorerie effective d'un montant supérieur, et ferait naître à l'inverse une exposition de l'acheteur sur le vendeur au titre des livraisons restant à effectuer.

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs sur l'ensemble de ces paramètres.

Question 36 Le rythme de facturation et de règlement du contrat-cadre standard vous paraît-il adapté aux produits envisagés (facturation 20 jours après chaque mois de livraison) ? Quelle périodicité et quelle échéance de règlement pratiquez-vous habituellement ? Une facturation plus fréquente ou un délai de règlement plus court seraient-ils acceptables pour vous, et pour quelle contrepartie ?

Question 37 Une exigence de paiement anticipé serait-elle compatible avec votre participation ? Pouvez-vous le chiffrer en le comparant aux instruments de garantie usuels ? Si un paiement anticipé était retenu, quelles protections exigeriez-vous en contrepartie au titre des livraisons restant dues ?

Question 38 Les modalités que vous jugez acceptables varient-elles selon la durée du produit ? Si oui, en quoi ?

6.8. Délai de formulation des offres

S'agissant du délai de formulation des offres, la CRE, qui approuve ce paramètre est consciente que l'incertitude pesant sur l'issue d'une enchère peut constituer un frein à la participation.

Tant qu'un acteur ne sait pas s'il sera attributaire, ni pour quel volume, il ne peut engager de couverture sans s'exposer soit à une position ouverte en cas de non-attribution, soit à un défaut de couverture en cas d'attribution. Cette difficulté est accentuée pour des produits non standards, qui ne disposent pas d'équivalent coté permettant un adossement immédiat. La durée et la prévisibilité du processus, depuis la formulation des offres jusqu'à la notification des résultats, constituent donc un paramètre déterminant de la capacité effective des acteurs à participer aux enchères.

Question 39 Quel délai maximal entre la clôture de la formulation des offres et la notification des résultats vous paraît compatible avec une gestion maîtrisée de votre position ? Au-delà du seul délai, un format d'enchère permettant d'anticiper le résultat (format à tours multiples ascendant) ou autre mécanisme seraient-ils de nature à favoriser votre participation ?

6.9. Revente des produits

Au regard de la complexité des produits vendus, la CRE a conscience que l'existence à la vente uniquement de certains produits pourrait constituer un risque pour les acteurs souhaitant fermer leur position. Bien que la CRE n'ait pas la compétence pour organiser un marché secondaire, dont l'émergence relève de l'initiative des acteurs, elle souhaite néanmoins s'assurer que les modalités retenues n'y font pas obstacle.

Par ailleurs, la CRE s'interroge sur l'intérêt qu'il pourrait exister à autoriser un acteur à revendre ses produits concomitamment à EDF à l'instar du mécanisme de revente existant sur les enchères long terme organisées par JAO sur les droits d'interconnexion.

Question 40 Considérez-vous qu'en l'absence d'émergence d'un marché secondaire, le portage des produits présente un risque significatif ? Le cas échéant, ce risque est-il susceptible de constituer une barrière à l'entrée pour les acteurs du marché ?

Question 41 Identifiez-vous, dans le dispositif décrit, des éléments faisant obstacle à l'émergence d'un marché secondaire ? Quelles caractéristiques du produit vous paraissent nécessaires pour qu'il soit échangeable (maturités, modalités de cession notamment) ?

Identifiez-vous un intérêt à remettre en vente vos produits lors des enchères organisées par EDF. Si oui, dans quelles conditions ?

Annexes

Calcul des marges

Afin d'ancrer le débat sur des ordres de grandeur explicites des marges plutôt que sur des principes généraux, la CRE présente ci-après une estimation illustrative des montants en jeu. Cette estimation repose sur une méthode volontairement simplifiée, exposée dans l'encadré ci-dessous, et porte exclusivement sur des produits de base standards, à l'exclusion des produits à profil horaire spécifique dont le traitement appelle des développements complémentaires. Elle ne préjuge d'aucune décision et a pour seul objet de susciter des contributions chiffrées.

Encadré – Méthode d'estimation retenue et lien avec les méthodes des chambres de compensation

L'exposition est estimée par une formule fermée déterministe, sans simulation. Elle combine quatre éléments : un prix de référence, une volatilité journalière estimée sur quatre années d'historique, la durée pendant laquelle la position demeure exposée, et un facteur de sévérité correspondant au niveau de confiance retenu.

La volatilité journalière est d'abord cumulée sur l'horizon considéré. Dans l'hypothèse d'une marche aléatoire, la dispersion croît comme la racine carrée de la durée. Le prix de l'électricité présentant toutefois un retour à la moyenne marqué, un facteur d'atténuation est appliqué : il traduit le fait qu'un écart de prix ne se propage pas indéfiniment mais tend à se résorber. Ce facteur, estimé sur l'historique, est proche de l'unité à court terme – le prix n'ayant pas le temps de revenir vers sa moyenne – et décroît fortement à mesure que l'horizon s'allonge.

La dispersion ainsi obtenue est ensuite portée au niveau de confiance retenu, soit un quantile de 99 %, puis convertie en euros par MWh. Le calcul distingue la position de l'acheteur, dont la perte est bornée dès lors que le prix ne peut devenir négatif au-delà du notionnel, de celle du vendeur, dont la perte n'est pas bornée à la hausse. Les montants présentés retiennent, par prudence, la position la plus exposée.

Cette formule n'est pas arbitraire : elle constitue la version fermée de la logique employée par les chambres de compensation, dont les méthodes fondent le calcul des marges sur un intervalle de balayage construit comme le produit d'un prix, d'une volatilité calibrée sur l'historique et d'un facteur de couverture. La méthode complète des chambres y ajoute des raffinements que la présente approche omet volontairement : agrégation de plusieurs facteurs de risque avec crédits de corrélation, charges spécifiques pour les positions calendaires, et traitement des scénarios extrêmes. L'approche retenue peut donc se lire comme une version simplifiée susceptible de sous-estimer le risque lié aux pics de prix rapprochés.

La profondeur d'historique de quatre années constitue un choix : elle englobe la période de tensions de 2021-2022, ce qui rend l'estimation prudente. Une fenêtre plus courte conduirait à une volatilité sensiblement inférieure.

Dans l'hypothèse d'un ajustement régulier assorti d'une marge initiale, les montants correspondants sont les suivants :

Produit (base)	Durée de dénouement	Marge initiale	% de la valeur du contrat
Mensuel	3 jours	8,78 €/MWh	13,7 %

Produit (base)	Durée de dénouement	Marge initiale	% de la valeur du contrat
Trimestriel	3 jours	7,76 €/MWh	12,1 %
Annuel	3 jours	5,98 €/MWh	9,3 %

Ces niveaux sont cohérents avec les pratiques observées sur les marchés organisés, où la marge initiale des contrats à terme sur matières premières se situe usuellement entre 5 % et 15 % de la valeur notionnelle. La décroissance du montant avec l'allongement de la maille traduit le fait qu'un produit annuel présente une volatilité relative inférieure.

Dans l'hypothèse inverse, où aucun ajustement régulier n'interviendrait, la garantie doit couvrir l'exposition potentielle sur toute la durée résiduelle. Les montants correspondants, retenus du côté le plus exposé, sont les suivants.

Échéance résiduelle	Garantie	% de la valeur du contrat	Rapport à la marge initiale
1 mois	22,3 €/MWh	35 %	2,5
1 trimestre	28,8 €/MWh	45 %	3,7
1 an	25,0 €/MWh	39 %	4,2
2 ans	25,0 €/MWh	39 %	4,2
5 ans	25,0 €/MWh	39 %	4,2

Deux enseignements paraissent devoir être soulignés.

En premier lieu, l'écart entre les deux dispositifs est d'un facteur de l'ordre de deux à quatre. L'absence d'ajustement régulier conduit ainsi à immobiliser une garantie plusieurs fois supérieure, pour une couverture du même risque économique. Ce constat conduit la CRE à considérer que le choix du mécanisme de couverture pèse davantage sur le coût supporté par les acteurs que le choix de la méthode de valorisation.

En second lieu, et de manière plus notable pour les produits de livraison longue, le montant de garantie ne croît pas indéfiniment avec l'échéance : il se stabilise autour de 25 €/MWh au-delà d'un an. Ce plafonnement résulte du retour à la moyenne des prix de l'électricité, dont l'effet d'atténuation devient prépondérant sur les horizons longs. Il en résulte qu'un produit livré sur cinq ans n'appelle pas, en ordre de grandeur, une garantie sensiblement supérieure à celle d'un produit annuel – constat qui, s'il était confirmé par les acteurs, serait de nature à lever une part des réticences attendues sur les produits pluriannuels.

La CRE souligne enfin que ces montants correspondent à des expositions potentielles et non à des montants nécessairement immobilisés en trésorerie. Le recours à des garanties non monétaires – lettre de crédit, garantie bancaire ou garantie de société mère – ne réduit pas le montant couvert, qui demeure fonction du risque, mais évite l'immobilisation de liquidités¹³. De même, la fixation d'un seuil d'exposition en deçà duquel aucune garantie n'est appelée permet de moduler l'exigence en fonction de la qualité de crédit de chaque contrepartie.

¹³ Les liquidités sont rémunérées par les chambres de compensation. L'immobilisation de trésorerie ne coûte donc que l'écart entre le coût de financement et le taux de rémunération.