



Paris, le 15 juin 2025

## **REPONSE DE L'UPRIGAZ A LA CONSULTATION PUBLIQUE DE LA DGEC**

### **SUR L'HYDROELECTRICITE**

Rassemblant 66 % du parc de production de pointe et d'extrême pointe, l'hydroélectricité est le moyen de production le plus flexible et le plus modulable et la meilleure technologie de stockage d'électricité. Le développement des ENR intermittentes dans le *mix* électrique nécessite le développement parallèle de moyens de production flexibles, susceptibles de démarrer ou de s'arrêter rapidement en cas de variations importantes de la production. Les STEP et les barrages de lac constituent les moyens privilégiés de cet ajustement instantané de l'offre et de la demande. L'UPRIGAZ estime que la valeur que constitue cet outil de production flexible ne saurait être capté par un seul producteur d'électricité, de surcroît l'opérateur dominant opérant sur le marché français.

L'UPRIGAZ insiste sur le caractère souvent irremplaçable en termes de flexibilité de l'hydro. En effet, une STEP peut en quelques minutes passer d'une puissance de 0 MW à 1 800 MW (puissance maximale de la STEP de Grandmaison) alors même qu'il n'existe aucun produit sur le marché de gros susceptible d'offrir une flexibilité comparable.

L'accès à des ressources flexibles disponibles en temps réel constitue un avantage déterminant pour un fournisseur, lui permettant d'optimiser la gestion de l'équilibrage de son portefeuille clients. Offrir cette opportunité au seul opérateur dominant constituerait un avantage concurrentiel déterminant.

L'UPRIGAZ rappelle que ces ouvrages ont fait l'objet de concessions, ce qui signifie qu'ils appartiennent à l'autorité concédante *ab initio*, et qu'en conséquence le concessionnaire à l'expiration de la concession ne bénéficie d'aucun droit à renouvellement automatique.

La France est donc aujourd'hui concernée par deux procédures précontentieuses de la Commission européenne concernant le régime juridique de nos concessions hydroélectriques, datant de 2015 et de 2019, portant sur la position dominante d'EDF et l'absence de mise en concurrence des concessions hydroélectriques lors de leur renouvellement.

En 2025, 61 concessions seront échues, et continueront d'être exploitées sous le régime provisoire dit des « délais glissants ». L'UPRIGAZ est consciente que ce régime freine les investissements, fragilise la sécurité des approvisionnements énergétiques et ralentit le développement de l'hydroélectricité, pourtant indispensable à la transition énergétique.

L'UPRIGAZ ne saurait souscrire à ce qu'un Etat membre prenne prétexte d'intérêts nationaux pour refuser d'appliquer des dispositions de droit communautaire adoptées conjointement par le Parlement européen et les Etats membres réunis au sein du Conseil. La Commission est en charge de la bonne application des règles adoptées et peut déférer à la Cour de Justice les manquements constatés.

L'UPRIGAZ tient à souligner que cette consultation s'inscrit dans le cadre du règlement du précontentieux de la DG Comp intenté à la France et concernant la position dominante d'EDF. L'UPRIGAZ regrette que cette mise en concurrence des concessions échues ne soit pas réalisée, tant elle considère que ce serait une bonne solution du point de vue de la compétitivité de l'électricité en France, et du développement des capacités hydrauliques, que ce soit au travers des capacités nouvelles (nouveaux ouvrages) ou du renforcement de capacités des ouvrages existants.

A défaut de mise en concurrence des concessions, le passage à un régime d'autorisation ne saurait se faire sans contreparties. **L'UPRIGAZ considère que le choix et le paramétrage des contreparties doivent avoir comme seul et unique objectif de faire en sorte que la solution autorisation + contreparties se rapproche le plus possible, en termes de ses résultats, de la solution de la remise en concurrence des concessions échues.** Ces contreparties doivent être caractérisées de manière quantitative précise. L'UPRIGAZ considère que seul le produit 5, dont nous détaillons ci-dessous les caractéristiques souhaitées et les améliorations nécessaires, répond à l'attente d'un accès concurrentiel à des moyens hydroélectriques flexibles (STEP et barrages de lac). Le dimensionnement de ce produit doit être basé sur le dimensionnement du parc hydraulique de lac et des STEP dont l'opérateur dominant détient déjà 100 % pour les STEP (5GW) et plus de 90 % pour les barrages de lac (9 GW) ; le solde (6 GW) étant constitué de production au fil de l'eau et d'éclusées. La production au fil de l'eau et des éclusées pourrait eux être mis en vente via d'autres produits (typiquement les produits 1 et 2). L'UPRIGAZ insiste sur le fait que chaque MW de flexibilité ne saurait être commercialisé plusieurs fois. Dès lors, par exemple, en présentant un produit dans la catégorie T4, on réduit à due concurrence les volumes de produits flexibles de type 5 alors que seul ce dernier produit permet à son bénéficiaire de disposer de totalité de la flexibilité. La multiplication des produits conduit à

« cannibaliser » les produits les plus attractifs, au risque de laisser une grande partie de la flexibilité aux mains de l'opérateur historique.

L'UPRIGAZ ne saurait se contenter de contreparties adossées aux seules capacités de production existantes. C'est bien l'ensemble du parc d'EDF Hydro, actuel (20 GW) et futur (4GW), donc un total de 24GW, qui doit être concerné. La majorité au moins de la capacité notamment celle offerte par les lacs et les STEP doit être réservée aux opérateurs alternatifs. De plus, les nouveaux investissements offrant des capacités supplémentaires, que ce soit sur la base d'un asset existant ou d'un nouvel actif, doivent être ouverts aux opérateurs alternatifs.

L'UPRIGAZ se félicite que des discussions aient été engagées par la France avec la Commission pour parvenir à une solution mais souligne que la solution proposée par la France ne pourra être validée par la Commission, et en particulier par la DG Comp que si elle recueille l'assentiment des opérateurs alternatifs. La Commission sera d'autant plus sensible à la mise en place d'une solution équitable qu'elle interviendrait dans un contexte où la France devra parallèlement faire valider par l'Union européenne les conditions de mise en œuvre et de financement du nouveau programme nucléaire alors même qu'EDF reste totalement intégrée.

## **I. Questions générales sur le dispositif présenté**

**1. Dans quelle mesure les cinq types de produits présentés pourraient-ils répondre à un besoin de diversification de votre portefeuille énergétique ? Quel avantage identifiez-vous à ces nouveaux produits par rapport à la cession des mêmes volumes de production sur les produits existants sur les marchés de gros ?**

Cette question ne répond pas à la problématique à laquelle la France est confrontée dans son contentieux avec la Commission européenne. Il est en effet secondaire de préciser si les produits proposés répondent à une diversification du portefeuille des fournisseurs. En revanche, il importe de savoir si les produits proposés réduisent la position dominante d'EDF.

Les produits T1, T2 et T3 présentent un intérêt limité car sont déjà présents sur le marché de gros sur des horizons de temps où il existe une liquidité suffisante. Pour assurer un meilleur partage de la valeur liée à la flexibilité, l'UPRIGAZ demande de faire évoluer le produit de type 5 de la manière suivante :

1. **Part de capacité concernée** : Le produit retenu devrait couvrir l'intégralité de la production des ouvrages hydroélectriques flexibles, STEP et Lacs, provenant de l'ensemble des ouvrages existants et des nouvelles installations.
2. **Durée du produit** : Le produit devra être proposé sur un horizon temporel pluriannuel d'une durée de 10 à 15 ans

3. **Maille infra-journalière** : Pour assurer une répliquabilité exacte des actifs par rapport à la situation d'un concessionnaire, et donc assurer un juste partage de la valeur, les produits devront inclure toute la flexibilité « intraday ».
4. **Heure de nomination** journalière : 9h de matin ne constitue pas un bon timing pour fixer l'horaire de nomination, car il ne permettrait pas de tenir compte des résultats de l'enchère J-1. Il serait pertinent de retenir l'horaire de 14h.
5. **Pas de temps** : La granulométrie horaire n'est plus adaptée aux nouvelles règles communautaires. Il faut passer à une granularité en 1/4h à partir d'octobre 2025.
6. **Certificats/produits associés** : Les garanties d'origine (GO) ainsi que les revenus liés au mécanisme de capacité devront être associés aux produits retenus.
7. **Enchères** : Les enchères devront être conduites par un organisme indépendant rompu à l'exercice et être accessibles à l'ensemble des acteurs sous réserve d'une nette séparation légale, financière et opérationnelle avec l'entité participante.
8. **Composante de pompage** : L'UPRIGAZ demande à ce que la composante de pompage des stations de transfert d'énergie soit pleinement intégrée dans le produit.

Seul le produit décrit ci-dessus devrait être proposé pour accéder aux flexibilités offertes par les lacs et les STEP.

## **2. Souhaiteriez-vous que les garanties d'origine sous-jacentes aux produits proposés soient intégrées dans les contrats de vente des différents produits ?**

Oui. Cette intégration des GO dans les différents produits proposés est indispensable. S'il y avait eu mise en concurrence des concessions, le concessionnaire retenu aurait pleinement bénéficié de ces Garanties d'Origine. Dès lors que le mécanisme proposé doit se rapprocher de la situation d'un concessionnaire, il est légitime que les GO soient rattachés aux produits proposés.

## **3. Quelles données pertinentes devraient le cas échéant être contrôlées par la CRE pour garantir le bon déroulement des enchères selon le type de produits ? Plus généralement, que pensez-vous du rôle de la CRE pour veiller au bon déroulement des enchères ?**

L'UPRIGAZ estime que la CRE doit être « l'architecte » du dispositif et doit avoir compétence pour s'assurer que les règles qu'elle aura définies soient pleinement respectées. Leur violation pourra être sanctionnée par la CRE, éventuellement en liaison avec le Cordis.

Si l'on prend l'exemple des produits de stockage dans le gaz, la CRE valide le calendrier des enchères ainsi que les produits proposés. Elle exerce donc déjà des compétences en matière d'enchères et de fonctionnement des marchés de gros. L'UPRIGAZ soutient que la CRE a toute

légitimité pour garantir un fonctionnement efficace et concurrentiel de ce nouveau mécanisme.

**4. Quels impacts éventuels (prix, liquidité) sur le fonctionnement des marchés organisés de l'électricité (spot, intrajournalier, à terme) anticipez-vous en cas d'organisation de telles enchères concurrentielles de chacun des quatre types de produits présentés ?**

L'UPRIGAZ pense que seul l'accès des tiers à la flexibilité apportée par les STEP et les lacs via le produit de Type 5 tel que décrit ci-dessus est de nature à apporter une réponse aux besoins de flexibilité des opérateurs et par conséquent de répondre au sujet de la position dominante de marché d'EDF. Les quantités additionnelles mises sur le marché pour les produits T1, T2, T3 n'auront que peu d'effet sur les prix et la liquidité des marchés européens de l'électricité. En revanche, les mécanismes retenus pourront avoir un effet sur la concurrence entre l'opérateur dominant et les fournisseurs alternatifs.

**5. Concernant le mode de commercialisation, que pensez-vous d'une enchère réalisée par les exploitants et fondée sur le prix de l'énergie couverte ou estimée par l'option en €/MWh ? A défaut, quelles modalités alternatives de sélection recommanderiez-vous ?**

Cette question laisse penser que l'exploitant déterminera un prix de l'énergie qui devrait couvrir les coûts de l'installation ; prix de l'énergie qui devrait servir de base pour fixer le prix de l'enchère. Se pose la question de savoir si l'on détermine un coût ouvrage par ouvrage, vallée par vallée ou un coût global pour l'ensemble du parc hydraulique.

Selon nous, l'électricité produite par les installations au fil de l'eau et par les éclusées, et vendue aux enchères sera commercialisée au prix de marché. Pour ces installations une analyse des coûts ne présente que peu d'intérêt.

En revanche, pour les STEP et les barrages de lacs qui constituent des produits de flexibilité peu disponibles sur les marchés, il serait logique que la CRE s'assure des coûts réels supportés par un opérateur efficace pour établir le prix de réserve en €/MW de ce type de produit. La CRE est parfaitement compétente pour exercer ce type de mission.

**6. A quelle fréquence pensez-vous nécessaire de faire le point sur l'adéquation de ces produits aux évolutions de marché ? Quels paramètres principaux serait-il important de suivre pour s'assurer de l'adéquation entre les produits proposés et l'évolution des marchés ?**

L'UPRIGAZ une nouvelle fois insiste sur l'objectif poursuivi qui doit avant tout permettre d'offrir aux opérateurs alternatifs des conditions de concurrence équitables avec l'opérateur dominant sur les produits de flexibilité.

La CRE devra s'assurer **en permanence** que les produits proposés rencontrent une appétence du marché. Dans la négative, elle devra, en liaison avec l'ensemble des parties prenantes, proposer une redéfinition des produits.

## 7. Remarques libres

### II. Questions sur les types de produits

#### 1. Que pensez-vous des types de produits du dispositif ? Seriez-vous intéressés par l'acquisition de chacun des types de produits ?

L'UPRIGAZ a déjà fait part dans ses propos liminaires de sa position sur l'ensemble des produits proposés.

L'UPRIGAZ ne se prononce pas, à date, sur la maille géographique à laquelle sera adossé le produit T5 amendé et continue d'y travailler.

L'UPRIGAZ n'est pas favorable à ce que soit proposé plus d'un produit afin d'éviter une cannibalisation des produits entre eux. C'est la raison pour laquelle l'UPRIGAZ se prononce en faveur d'un produit T5 tel qu'amendé plus haut.

Tous les produits doivent emporter le bénéfice des GO.

#### 2. Quelle pourrait-être la durée optimale de ce type de ces contrats ? Des contrats pluriannuels seraient-ils préférables à des contrats mensuels/annuels ou bien un panachage de contrats avec différentes maturités (si oui, de quelles maturités) ?

Si les produits qui n'emportent pas de partage de risques peuvent avoir les maturités classiques offertes sur les marchés de gros (mensuels, trimestriels, annuels, voire pluriannuels), il serait logique que le produit T5 qui prévoit un partage de risque fasse l'objet de contrats de long terme (de 10 ans à 15 ans). Cette durée plus longue se justifie par les contraintes d'hydraulicité (années pluvieuses et sèches). Pour les futurs ouvrages, à l'image de la situation de la Suisse, on pourrait parfaitement proposer des contrats de 80 ans ou tout au moins d'une durée correspondant à l'amortissement des ouvrages.

**3. Quelle forme d'enchères vous semble être la plus adaptée pour la mise à disposition de ce type de d'options ? Le calendrier des enchères pour chaque produit vous semble-il approprié ?**

Comme nous l'avons déjà souligné, il devrait appartenir à la CRE de fixer les règles d'enchères et leur calendrier, et éventuellement de les adapter pour tenir compte des retours d'expérience.

**4. Quel est votre avis sur la période de référence (annuelle pour le produit de Type 1, trimestrielle pour le produit de Type 2, hebdomadaire pour le produit de Type 3, journalière pour le produit de Type 4 ou dépendante de la durée du produit pour le produit de Type 5) et la granularité (annuelle pour le produit de Type 1, mensuelle pour le produit de Type 2, journalière pour le produit de Type 3 et horaire pour les produits de Type 4 et 5) ? Que pensez-vous des périodes de nomination avant chaque trimestre / semaine / jour (notamment horaire limite la veille pour les produits horaires) ?**

L'UPRIGAZ n'a pas de remarque particulière sur la période de référence (annuelle pour le produit de Type 1, trimestrielle pour le produit de Type 2, hebdomadaire pour le produit de Type 3, journalière pour le produit de Type 4 ou dépendante de la durée du produit pour le produit de Type 5).

Concernant la granularité, l'UPRIGAZ considère que celle-ci doit être calée sur la granularité des marchés de gros J-1. Actuellement, celle-ci est au pas horaire mais la réglementation européenne prévoit un pas de temps de 15 minutes, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2025. La granularité devra donc être en phase avec le pas de temps des marchés de gros.

Concernant l'heure de nomination pour le produit T5, l'UPRIGAZ relève qu'une nomination à 9 heures du matin ne constitue pas un bon timing. En effet, la nomination doit intervenir après les résultats de l'enchère J-1 connus à 12h45. L'UPRIGAZ demande donc que l'heure de nomination soit fixée à 14 heures. Si cette règle n'était pas retenue, l'opérateur historique serait le seul à disposer de la flexibilité *day ahead*. Les opérateurs alternatifs ne pourraient donc pas optimiser l'équilibrage de leur portefeuille sur le marché J-1 contrairement à EDF.

**5. De manière générale, comment évaluez-vous la nouveauté de la flexibilité offerte par ce dispositif et les apports de ce type de produits pour le marché de l'électricité ?**

La flexibilité offerte par les produits proposés réplique insuffisamment l'optionnalité des actifs réels en concession. C'est la raison pour laquelle l'UPRIGAZ propose une modification du produit T5.

**6. La gestion des nominations et des différents produits nécessite-t-elle à votre sens de disposer de compétences spécifiques ? Si oui, lesquelles ?**

Les entités de trading des opérateurs membres de l'UPRIGAZ disposent déjà de toutes les compétences pour accéder à ces différents produits de marché. Elles disposent également ou peuvent mettre en œuvre les compétences attachées à la gestion des ouvrages hydroélectriques.

En revanche, dans le schéma des barrages virtuels, les partenaires sélectionnés à l'issue du processus concurrentiel doivent disposer des mêmes informations que l'exploitant historique (état de remplissage du barrage, capacité de pompage, capacité de turbinage, contraintes de gestion de la ressource en eau pour d'autres usages...) afin d'être placé sur un pied d'égalité pour optimiser l'utilisation de la part de barrage virtuel qui lui est dévolue au bénéfice de son portefeuille de clientèle.

**7. Quels seraient pour vous les évolutions des paramètres proposés qui permettraient de renforcer votre intérêt pour chaque type de produit ?**

Voir réponse question 4 ci-dessus.

Tous les produits doivent emporter le bénéfice des GO

**8. Pour le produit de Type 5, que pensez-vous de l'intégration des garanties de capacités à hauteur d'une certaine proportion de la puissance maximale ?**

Les garanties de capacité doivent être accordées dans les mêmes conditions que celles dont aurait bénéficié un concessionnaire si les ouvrages avaient été mis en concurrence.

**9. Pour le produit de Type 5, au-delà de la livraison d'une courbe de production au pas horaire, que pensez-vous de l'intégration de la composante de pompage des stations de transfert d'énergie par pompage, en incluant la possibilité de livrer une courbe de consommation électrique, c'est-à-dire que sur un jour donné, un profil de production ou de consommation puisse être demandé sur la granularité proposée, dans une limite de puissance et d'énergie maximale ?**

L'UPRIGAZ rappelle qu'EDF dispose de la totalité du parc des STEP. Afin de pouvoir répliquer les avantages liés à ce type d'actif, l'UPRIGAZ demande à ce que la composante de pompage des stations de transfert d'énergie soit pleinement intégrée dans le produit T5.

**10. Pour le produit de Type 5, pour le partage du risque d'hydraulicité à la maille d'installations hydroélectriques agrégées et indépendamment des volumes proposés sous la forme de ce type de produit, quel périmètre d'agrégation vous semble-t-il le plus pertinent ?**

L'UPRIGAZ ne se prononce pas, à date, sur la maille géographique à laquelle sera adossé le produit T5 amendé et continue d'y travailler.

11. Remarques libres [points reportés en question 1]