



Contribution de France Hydro Électricité à la consultation publique sur l'adaptation des contrats de complément de rémunération au pas de temps 15 minutes

Une filière historiquement flexible, aujourd'hui confrontée à de nouvelles contraintes

L'hydroélectricité n'est pas une énergie intermittente : elle offre, depuis des décennies, une production prévisible et une capacité de modulation précieuse pour l'équilibre du système électrique. C'est précisément cette qualité — la flexibilité — que les évolutions actuelles du marché entendent encourager. Pourtant, les règles envisagées dans le cadre du passage à un pas de temps de 15 minutes et du renforcement des signaux liés aux prix négatifs risquent de pénaliser cette filière, alors même qu'elle peut contribuer activement à la stabilité du système.

Nous partageons les objectifs généraux de la réforme : mieux intégrer les énergies renouvelables dans un cadre de marché plus réactif, et encourager la flexibilité. Mais encore faut-il que ces objectifs soient atteints par des moyens équitables, réalistes, et compatibles avec les contraintes propres à chaque technologie.

Une flexibilité réelle, mais encadrée

Contrairement aux filières variables, les centrales hydroélectriques sont souvent soumises à des règles d'exploitation contraignantes, notamment des règlements d'eau ou autorisations interdisant les variations fréquentes ou brutales de débit. Ces règles, conçues pour préserver les milieux aquatiques, la sécurité des ouvrages et les usages partagés de l'eau, sont aujourd'hui appliquées de manière généralisée, alors même qu'elles ne se justifient pleinement que dans certains contextes particuliers..

Nos installations sont techniquement capables de moduler rapidement leur puissance, voire de s'arrêter temporairement. Mais leur exploitation reste encadrée par un cadre réglementaire rigide, qui n'a pas encore été adapté aux enjeux de flexibilité électrique. Il est donc essentiel que les futures règles tiennent compte de cette réalité, sous peine de créer une distorsion injuste entre les filières.

Ce que nous proposons

France Hydro Électricité propose une voie d'équilibre, permettant de préserver les incitations à la flexibilité sans pénaliser les filières qui, comme l'hydroélectricité, sont déjà pilotables mais soumises à des contraintes réglementaires externes :

1. Rejet de l'option A (calcul à 15 minutes)

Bien que cohérente avec le fonctionnement du marché, cette option est inadaptée à la réalité de terrain des installations hydroélectriques. Elle pénaliserait injustement les producteurs contraints par leurs autorisations environnementales et règlements d'eau.

2. Soutien à l'option B (moyenne horaire des prix)

Cette option offre davantage de stabilité et de cohérence avec les pratiques actuelles d'exploitation. Elle permet de maintenir une incitation à l'effacement partiel, sans créer de rupture avec le cadre réglementaire en vigueur. Toutefois, sa mise en œuvre devra être **encadrée avec rigueur**, en particulier dans la relation entre producteurs, EDF OA et agrégateurs.

3. Acceptation conditionnelle de l'option C (4 quarts d'heure négatifs consécutifs)

Cette solution pourrait représenter un compromis acceptable, à condition qu'un **suivi spécifique** soit mis en place pour en surveiller les effets, et qu'elle soit accompagnée d'un **accompagnement technique et réglementaire** pour permettre une montée en compétence progressive.

4. Mise en place d'un cadre d'expérimentation

Pour les installations qui souhaitent aller plus loin dans la flexibilité (via le marnage ou l'effacement partiel), nous proposons la création d'un cadre d'expérimentation encadré par l'État, RTE et les autorités environnementales. L'objectif serait d'adapter, de manière ciblée et réversible, les règles d'exploitation afin de concilier enjeux énergétiques et respect des milieux et des usagers.

5. Surveillance des pratiques des agrégateurs

Nous attirons l'attention sur un point crucial : **le complément de rémunération est réputé être versé selon les mêmes modalités par EDF OA et par les agrégateurs**. Le contrat signé entre un producteur et un agrégateur est censé « miroiter » le contrat CR signé avec EDF OA, afin de permettre au producteur d'atteindre le tarif de référence contractuel (hors frais d'agrégation). Une divergence d'interprétation ou de mise en œuvre de la granularité 15 minutes entre EDF OA et les agrégateurs (notamment dans le calcul du MO mensuel) ferait voler en éclats ce principe de réciprocité. Cela pourrait entraîner une perte de lisibilité pour le producteur et une difficulté à atteindre le niveau de rémunération contractuellement attendu. Il est donc indispensable d'assurer **une harmonisation stricte des pratiques entre tous les acteurs**, et de prévoir un cadre de concertation incluant les producteurs, les agrégateurs et EDF OA.

Une réforme qui interroge plus largement le modèle économique

Au-delà de cette évolution technique, cette réforme soulève une question plus fondamentale : celle de la rémunération des énergies renouvelables. Le système actuel repose quasi exclusivement sur l'énergie injectée (le MWh), alors que les besoins du système électrique évoluent vers une rémunération de la puissance disponible (le kW), de la flexibilité, de la réactivité.

L'hydroélectricité, à ce titre, est emblématique de cette nouvelle logique. Elle mérite d'être reconnue comme une **énergie de service au système**, et d'être rémunérée en tant que telle.

Valoriser les solutions structurelles

Enfin, nous appelons à une politique ambitieuse de soutien aux infrastructures de flexibilité, notamment les **Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP)**, y compris de petite taille. Ces installations permettent de stocker l'énergie excédentaire, d'éviter les effacements imposés, et de fournir un service de stabilisation du réseau sans perturber les rivières.

Réponses aux questions de la consultation

Question 1 : Quel est selon vous le degré de flexibilité des actifs EnR existants (selon leur filière ou leur taille notamment) ?

L'hydroélectricité est historiquement l'une des filières les plus flexibles du mix électrique français. Elle est capable de moduler rapidement sa puissance, voire de s'effacer ponctuellement. Cependant, cette flexibilité est encadrée par des **contraintes réglementaires et environnementales fortes** :

- La plupart des installations sont soumises à des règlements d'eau ou à des autorisations environnementales qui interdisent les variations fréquentes ou brutales de débit.
- La modulation est ainsi souvent proscrite, alors même que ses effets sur les milieux aquatiques sont, dans bien des cas, faibles ou non significatifs.
- À l'inverse, la multiplication d'arrêts complets imposés peut, dans certains contextes, engendrer des impacts écologiques ou hydrauliques (sur la continuité, les frayères, la sécurité des usagers, etc.).

La flexibilité réelle de l'hydroélectricité est donc **structurellement limitée par la réglementation**, même si la capacité technique est bien présente.

Question 2 : Quelles solutions permettraient d'optimiser cette flexibilité ?

Trois leviers existent pour améliorer la réactivité de l'hydroélectricité :

1. **Allègement ou adaptation ciblée des règlements d'eau** (autorisant par exemple un marnage léger ou des effacements ponctuels) sur des tranches horaires précises. Cela nécessite une concertation locale et une évolution du cadre réglementaire. Un cadre d'expérimentation pourrait être mis en place.
2. **Développement de la téléconduite**, déjà largement déployée, mais qui pourrait être étendue aux installations non encore équipées avec un investissement modéré.
3. **Partenariats renforcés avec RTE ou les agrégateurs**, pour valoriser la modulation ou l'effacement via des dispositifs de marché (ajustement, réserve rapide, etc.).

Le coût de ces adaptations varie de quelques milliers d'euros à plusieurs dizaines de milliers selon la taille et la configuration de l'installation. Mais **la principale limite n'est pas technique, elle est réglementaire**.

Question 3 : Mêmes questions pour les nouveaux contrats de CR

Les nouveaux projets peuvent intégrer plus facilement la flexibilité dès la conception :

- adaptation du règlement d'eau dès l'instruction,
- dimensionnement des groupes pour des régimes modulés,
- automatisation et pilotage à distance.

Mais là encore, **les marges de manœuvre réglementaires restent décisives**, surtout dans les cours d'eau protégés.

Nous recommandons que les futurs contrats incluent une **clause de flexibilité encadrée et concertée**, en lien avec les services de l'État, pour éviter d'opposer objectifs énergétiques et environnementaux.

Question 4 : Partagez-vous les effets décrits par la CRE pour chaque option ?

Nous partageons globalement l'analyse de la CRE sur les effets des trois options, avec quelques compléments :

- **Option A** risque de créer une rupture de contrat pour de nombreux producteurs, en rendant inatteignable leur tarif de référence à cause d'arrêts fréquents non compatibles avec les règlements d'eau. Cela générerait de l'insécurité juridique et économique.
- **Option B** est la plus stable et prévisible, mais suppose un encadrement rigoureux des pratiques des agrégateurs pour que les producteurs perçoivent bien la rémunération attendue.
- **Option C**, si elle est bien calibrée, peut représenter une transition acceptable à condition d'être accompagnée d'une concertation technique.

Un **effet non mentionné** mais important : le risque que l'interprétation divergente de ces règles entre **EDF OA** et les **agrégateurs** (notamment pour le M0 mensuel) fasse perdre le caractère "miroir" des contrats. Cela créerait une asymétrie entre tarif théorique et rémunération réelle..

Question 5 : Quelles stratégies seraient envisageables par option ?

- **Option A** : obligation de s'arrêter dès le moindre quart d'heure à prix négatif — stratégie très difficile à mettre en œuvre pour les producteurs hydroélectriques, sauf à enfreindre leur règlement d'eau ou à engager des travaux coûteux d'automatisation non justifiés pour les installations de petite taille.
- **Option B** : stratégie consistant à viser l'effacement horaire lorsque les prix sont durablement bas — plus compatible avec les pratiques de production actuelles, tout en conservant une certaine réactivité.
- **Option C** : stratégie hybride, s'effacer uniquement lors de séquences négatives longues — reste accessible, à condition d'être informé en temps réel et de disposer de moyens de pilotage à distance.

Question 6 : Quelle option retenir ? Différenciation anciens/nouveaux contrats ?

- **Option B** est clairement à privilégier pour **tous les contrats existants**, afin de préserver la stabilité du cadre contractuel et la faisabilité opérationnelle.
- Pour les **nouveaux contrats**, une transition vers une logique de type C peut être envisagée, à condition d'en discuter les modalités avec les producteurs et de laisser une phase d'adaptation.
- En tout état de cause, **l'option A doit être écartée pour les installations hydroélectriques** sous peine de déséquilibrer économiquement le modèle, sans gain réel pour le système

Question 7 : Autres pistes à envisager ?

Oui, nous proposons deux pistes complémentaires :

1. **Mise en place d'un cadre d'expérimentation réglementaire** permettant à certains producteurs hydroélectriques volontaires de tester un assouplissement concerté de leurs règles d'exploitation (marnage, modulation) en lien avec les besoins du système et les contraintes environnementales.
2. **Renforcement du suivi et de l'harmonisation des pratiques entre agrégateurs et EDF OA**, pour éviter les distorsions dans le calcul du CR et garantir aux producteurs l'accès au tarif de référence contractuel, y compris dans un contexte de granularité accrue.

France Hydro Électricité reste disponible pour approfondir ces propositions dans le cadre d'une concertation technique et réglementaire avec l'ensemble des acteurs concernés.
