Union Française de l'Électricité

Novembre 2026

REPONSE A CONSULTATION

Contribution de l'UFE relative à l'étude d'une solution pérenne alternative aux échelonnements de l'arrêté du 16 avril 2026

En préambule, l'UFE partage l'objectif de mieux maîtriser les arrêts et redémarrages (A/R) volontaires des installations de production d'électricité, qui résultent des volumes d'électricité vendus sur les différents marchés journalier et infrajournalier, afin de limiter les déviations déterministes de fréquence.

L'UFE souligne toutefois la nécessité de mieux caractériser le besoin résiduel de RTE au regard des trois problématiques initialement identifiées : la profondeur, le centrage et la dynamique des arrêts. Lors du GT EnR du 18 juin 2026, RTE avait notamment fait état d'une amélioration du centrage des arrêts et d'une réduction apparente des déséquilibres système à la suite de la mise en œuvre de l'arrêté du 16 avril 2026. **Un retour d'expérience actualisé permettrait de préciser les difficultés qui subsistent et d'apprécier dans quelle mesure les nouvelles prescriptions proposées permettraient d'y répondre**.

Par ailleurs, l'UFE souligne l'impact économique de ces rampes (écart pour les RE, perte de valorisation sur l'arbitrage J-1/IJ pour les batteries) et regrette l'absence (i) de chiffrage de cet impact économique, (ii) de justification de la rampe de 10 % de la puissance installée par minute.

En effet, la consultation ne justifie pas le choix d'une limitation à 10 % de la puissance maximale par minute. Sur quelles analyses techniques ce niveau repose-t-il ? Comment ce besoin a-t-il été évalué pour les différentes technologies concernées, notamment les installations de stockage, alors que l'arrêté du 9 juin 2020 visait initialement les seules installations de production ?

S'agissant plus particulièrement du stockage, l'UFE souligne que ces installations peuvent contribuer aux déviations déterministes de fréquence (DfD). L'application de rampes pourrait ainsi contribuer à limiter la contribution française au DfD. Toutefois, l'UFE souligne que la grande réactivité des batteries est un atout pour les RE pour réduire leurs écarts avant d'entrer dans la fenêtre opérationnelle. Dès lors, l'application d'une rampe conduirait à limiter les volumes que les batteries sont en mesure d'offrir sur les marchés J-1 et IJ.

S'agissant des installations hydrauliques, les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent qu'une rampe uniforme de 10 % par minute est incompatible avec certaines contraintes de sûreté hydraulique, notamment la gestion du déversement des débits non turbinés pour les centrales au fil de l'eau ou le respect des séquences de variation de débit nécessaires aux vagues d'alerte pour les centrales de lac et fonctionnant par éclusées. Les acteurs de marché au sein de l'UFE demandent par conséquent que les installations hydrauliques soient exemptées de cette nouvelle obligation de ramping.

De plus, **les acteurs de marché au sein de l'UFE demandent une comparaison des coûts et de l'efficacité du dispositif proposé avec** :

- L'extension du dispositif d'échelonnement actuel prévu par l'arrêté du 16 avril 2026 aux futures installations sous CR ;
- Le recours aux services système ou à l'achat d'un service de flexibilité dans un cadre technologiquement neutre, permettant de sélectionner les moyens répondant au besoin au moindre coût. **Une obligation de rampe n'est pas économiquement gratuite : son coût serait supporté par les acteurs et répercuté dans leurs offres ou leurs besoins de rémunération**.

Enfin, l'UFE souligne que les rampes entraînent des écarts sur les périmètres des responsables d'équilibre et, pour les batteries, une réduction des possibilités de valorisation par arbitrage sur les marchés journalier et infrajournalier. **Ces impacts, non évalués dans la consultation, devraient être intégrés à l'analyse de proportionnalité du dispositif**.

L'UFE souligne enfin que les changements fréquents de régulation et mode de fonctionnement de ces deux dernières années pour les installations EnRs sous soutien public, ainsi que la coexistence de plusieurs dispositifs applicables aux mêmes types d'installations, posent des défis organisationnels et des risques d'erreurs avec des conséquences financières importantes.

Dans ce cadre, l'UFE souligne qu'il est impératif que cette obligation ne s'applique pas aux installations existantes (dont la date de la signature de la convention de raccordement est antérieure à la date de signature de l'arrêté) à l'exception de celles faisant l'objet d'une modification substantielle, conformément au périmètre annoncé dans la consultation. Une application au parc existant soulèverait d'importantes difficultés techniques et économiques, ces installations n'ayant pas été conçues pour respecter de telles contraintes. Il conviendrait parallèlement que RTE précise dans quelle mesure le déploiement progressif de ces nouvelles prescriptions permettra de répondre au besoin identifié**.** Par ailleurs, s'agissant des installations de production renouvelable, la solution présentée par la DGEC constituerait, hors installations hydrauliques, une solution envisageable et alternative aux échelonnements introduits par l'arrêté du 16 avril 2026.

Mise en œuvre de rampes individuelles par les installations

Question 1 : La mise en œuvre technique d'exigences de ramping de cette nature est-elle possible pour les futures installations EnR ? Est-elle coûteuse ? Est-ce plus simple pour une filière que pour une autre, ou pour certaines tailles d'installations ?

L'UFE indique que les obligations de rampes peuvent être intégrées nativement aux futurs actifs EnR comme pour les actifs de stockage, alors qu'une application rétroactive à l'ensemble du parc nécessiterait des adaptations techniques supplémentaires et ne serait pas réalisable sur l'ensemble du parc installé.

Question 2 : Quel équipement technique est nécessaire pour qu'une installation puisse suivre une telle exigence ? Cela représente-t-il un équipement additionnel par rapport à l'équipement habituel dont disposent les installations ?

L'UFE souligne que seul le GRT a accès à des données à la maille de la minute (les GRD n'ont accès qu'à des données à la maille 5 minutes). **Par conséquent, l'UFE comprend qu'un contrôle continu et exhaustif à la maille de la minute apparaît difficile à mettre en place et s'interroge donc sur la pertinence d'une obligation fixée à la maille de la minute**.

Pour l'éolien offshore, l'équipement nécessaire est un contrôleur de parc avec la fonctionnalité de gestion des rampes de puissance active. Cet équipement est standard sur les constructeurs européens.

Pour les EnR onshore, les systèmes de contrôle/commande des parcs et les SCADA des éoliennes ou onduleurs des futurs parcs solaires peuvent être adaptés à ces nouvelles dispositions de manière native.

Question 3 : Pour les installations en HTA, comment les producteurs s'assurent-ils que l'arrêt/redémarrage des installations respecte bien les conditions de rampes déjà existantes dans l'arrêté du 9 juin 2020 ?

Question 4 : La DGEC sollicite des retours écrits sur le projet d'arrêté modificatif de l'arrêté du 9 juin 2020

L'UFE a soumis à la DGEC les remarques suivantes :

- **Périmètre d'application du dispositif** : conformément au périmètre annoncé dans la consultation de la DGEC, l'UFE demande d'inscrire explicitement dans l'arrêté que la nouvelle obligation de rampe de 10 % de la puissance maximale par minute est réservée aux nouvelles installations (dont la date de la signature de la convention de raccordement est postérieure à la date de signature de l'arrêté) ainsi qu'aux installations existantes faisant l'objet d'une modification substantielle, en distribution comme en transport. Elle ne doit pas s'appliquer au reste du parc existant. Une application générale au parc existant nécessiterait des adaptations techniques importantes, potentiellement irréalisables pour certaines installations ou coûteuses pour d'autres, ces actifs n'ayant pas été conçus pour respecter cette prescription.

- **Activation d'offres au mécanisme d'ajustement, fourniture de services système et services de flexibilité réseau** : l'UFE comprend que la DGEC entend exclure de l'obligation les variations de puissance liées à la participation au mécanisme d'ajustement et aux services système au titre de l'énergie de réglage, comme indiqué dans la partie 2 de la version de la consultation destinée aux agrégateurs : « l'obligation ne s'appliquerait pas lors de la participation au mécanisme d'ajustement et aux services système ». Pour la fourniture de ces services, des rampes d'activation sont déjà propres à chaque service. Dans le cas de l'aFRR par exemple, le passage de 0 à 100% de la puissance offerte sur le service doit être réalisée suivant une rampe comprise entre 67 et 300 secondes.

  Dans le cas des actifs de stockage, il convient de distinguer l'énergie de réglage de l'énergie associée à la gestion de charge :

  - L'énergie de réglage, sollicitée par RTE au titre du mécanisme d'ajustement ou des services système, est déjà soumise aux dynamiques d'activation propres à chacun de ces services. Les actifs de stockage sont donc d'ores et déjà capables de suivre des consignes intégrant des rampes de puissance.

  - La gestion de charge, pilotée par l'acteur de marché, répond à un objectif différent : elle permet de maintenir le niveau de charge de l'actif dans une plage compatible avec la fourniture du service, afin d'éviter sa décharge complète ou sa saturation. Elle est ainsi indispensable pour garantir dans la durée la disponibilité de l'actif pour les services sur lesquels il est engagé. Cette gestion, pilotée par l'acteur de marché, nécessite de réaliser des injections ou des soutirages destinés à réajuster l'état de charge. Ces variations pourraient être effectuées sous forme de rampes, afin d'éviter que des changements brutaux et potentiellement fréquents de puissance liés à la gestion de l'état de charge ne génèrent des perturbations inutiles pour le système électrique. Cette approche est par ailleurs cohérente avec les évolutions déjà engagées par RTE dans le cadre de l'aFRR, où l'introduction de rampes pour la gestion de charge des batteries est prévue dans le processus de certification.

- L'UFE propose ainsi d'inscrire explicitement dans l'arrêté que la nouvelle obligation de rampe de 10 % de la puissance maximale par minute ne s'applique pas aux variations de puissance correspondant à l'énergie de réglage activée dans le cadre du mécanisme d'ajustement et des services système. La notion d'« action volontaire » ne suffit pas à garantir cette exclusion. L'article 32 de l'arrêté du 9 juin 2020 l'utilise déjà pour les prescriptions HTA de 4/8 MW/min, en renvoyant à la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau. La note Enedis-NMO-RES_028E (§ 4.1) précise ainsi que les actions volontaires comprennent notamment l'activation de la réserve primaire et la participation à la réserve secondaire. Les variations de consigne exécutées à la suite d'une activation au MA sont également susceptibles de relever de la notion d'action volontaire. Le MA n'étant toutefois pas expressément nommé dans cette documentation, ce point mérite une confirmation explicite. Il convient donc de prévoir, pour l'énergie de réglage, une exemption portant sur la nouvelle obligation de rampe de 10 % de la puissance maximale par minute, en distribution comme en transport, sans redéfinir la notion d'action volontaire et sans préjudice des prescriptions techniques préexistantes, notamment celles de 4/8 MW/min en HTA et des exigences de rampes propres aux activations sur les services.

- **Contraintes de sûreté des installations hydrauliques** : une rampe uniforme de 10 % par minute est incompatible avec les contraintes de sûreté hydraulique, notamment la gestion du déversement du débit non turbiné des centrales au fil de l'eau ou le respect des séquences de variation de débit nécessaires aux vagues d'alerte pour les centrales de type lac et éclusées. L'UFE demande dans ce cadre une exemption de cette obligation pour les installations hydrauliques.

Pilotabilité des installations renouvelables par les agrégateurs

Question 5 : Quelles sont les pratiques actuelles de pilotage des installations renouvelables ? Certaines installations reçoivent-elles des consignes d'arrêt et de redémarrage de la part de leur agrégateur ? Si oui, sous quelle forme ?

Pour les installations sous OA, EDF OA transmet les consignes d'arrêt la veille pour le lendemain. Les parcs exécutent ensuite les consignes avec les tolérances fixées par arrêté.

Pour les installations sous CR, l'agrégateur pilote l'arrêt/redémarrage via un boitier ou par des signaux Cloud/API/e-mail (ce dernier est progressivement en déclin par rapport aux autres signaux). La transition d'une gestion d'arrêts sur un signal prix spot négatif à un système où les installations s'arrêtent sur consigne de leur responsable d'équilibre engendre un besoin d'équipement ou retrofit en outil IT/ lien télécom robuste.

S'agissant de la transmission et de la réception du signal en lui-même, l'UFE indique que l'agrégateur peut soit :

- Faire installer son coffret pour piloter l'installation et transmettre n'importe quel type de consigne, à tout moment,
- Soit passer par un acteur tiers qui dispose lui-même du coffre sur site.

Question 6 : Le cas échéant, comment l'agrégateur s'assure-t-il du bon respect de cette consigne ? Une sanction en cas de non-respect est-elle prévue via les contrats d'agrégation ? Pourriez-vous, si possible, nous transmettre des exemples de clauses contractuelles mentionnant la pilotabilité par l'agrégateur ?

Pour les installations sous OA, EDF OA transmet les consignes la veille pour le lendemain. Les parcs exécutent ensuite les consignes avec les tolérances fixées par arrêté.

Pour les installations sous CR, le bon respect des consignes est assuré grâce à la remontée de données en temps réel via le coffret. A la connaissance de l'UFE, les agrégateurs répercutent, ou mettent à jour les contrats d'agrégation pour répercuter, aux producteurs le coût des écarts (PRE) en cas de non-respect par le producteur de leur consigne d'arrêt ou de non-arrêt.

Question 7 : Les installations disposent-elles généralement de dispositifs de télé-relevé et de télécommande ? Est-ce plus le cas pour une filière que pour une autre, ou pour certaines tailles d'installations ?

Les installations disposent de dispositifs de télérelève ou de télécommande pour les plus grandes ou récentes centrales.

Les installations offshore disposent de dispositifs de télérelevés et de télécommande.

Question 8 : Quelles difficultés (financières, techniques, contractuelles) sont identifiées par les producteurs pour le pilotage des installations ?

Les producteurs font principalement face à des défis organisationnels et des risques d'erreurs avec des conséquences financières importantes.

Par ailleurs, l'UFE souligne que les plus petites installations rencontrent également un enjeu financier. En effet, si l'installation est trop petite, sa pilotabilité n'est pas forcément rentable. Au contraire, les sites de moyennes et grosses puissances sont pilotables d'entrée (sauf pour les plus anciennes).

Techniquement, l'UFE indique que de nombreux A/R journaliers peuvent à terme accélérer le vieillissement des onduleurs, en particulier lors d'une participation en J-1 et IJ.

S'agissant des batteries, l'UFE rappelle que les variations rapides de puissance de ces installations peuvent contribuer aux déviations déterministes de fréquence (DfD), dont la correction engendre des coûts susceptibles d'être supportés par l'ensemble des responsables d'équilibre. Comme souligné au début de sa réponse, l'UFE rappelle que l'application d'une rampe, si elle améliorera la stabilité du réseau, conduira néanmoins à limiter les volumes que les batteries sont en mesure d'offrir sur les marchés J-1 et IJ. Par conséquent, une obligation de rampe de 10% de puissance maximale rendra l'équilibre économique plus difficile à atteindre sur ces marchés et conduira les acteurs à répercuter le coût de cette contrainte dans leurs offres.

Question 9 : Identifiez-vous une évolution possible pour favoriser le pilotage par les agrégateurs ? Identifiez-vous d'autres solutions permettant de limiter l'écrêtement trop important des installations EnR en période de prix trop négatifs ?

L'UFE souligne que les nombreuses et fréquentes évolutions réglementaires s'appliquant aux installations EnR sous soutien ces deux dernières années ne facilitent pas la fiabilisation des processus, notamment de pilotage par les agrégateurs (ex : la mise en œuvre de l'obligation pour le producteur d'appliquer la consigne d'arrêt transmise par le RE figurant dans l'arrêté du 16 avril 2026). **En effet, l'augmentation de la flexibilité des centrales de production EnR sous soutien public s'est développée au prix d'une complexité contractuelle croissante des contrats d'agrégation pour couvrir les différents cas** (prix J-1 négatifs, zone tampon, temporisation selon les groupes, participation MA et à l'IJ, etc.), **ce qui complexifie énormément le suivi et la facturation**. **L'évaluation de l'efficacité des nouvelles dispositions réglementaires doit tenir compte du délai de mise en œuvre des nouveaux processus par les producteurs et agrégateurs.**

Si l'UFE comprend que l'obligation de rampes ne comprend pas l'activation d'offres au mécanisme d'ajustement (article L321-10 du Code de l'énergie) et la fourniture de services systèmes (article L321-11 du Code de l'énergie) et aux flexibilités réseaux (article L322-9 du Code de l'énergie), elle souligne que cette obligation supplémentaire engendre une complexité très importante pour les actifs de productions EnR qui participent aux marchés J-1 et IJ ainsi qu'aux marchés mentionnés aux articles mentionnés ci-dessus.

Par ailleurs, s'agissant de la profondeur des arrêts, RTE observait en juin dernier (GT EnR du 18 juin 2026) une forte concentration des arrêts autour du seuil de −0,01 €/MWh, peu de volumes à des niveaux intermédiaires de prix négatifs (entre −0,02 €/MWh et −0,10 €/MWh) et une faible utilisation de l'extension de la zone tampon aux quarts d'heure négatifs et positifs isolés. Plusieurs acteurs avaient souligné les délais nécessaires aux adaptations contractuelles et opérationnelles**. Plus de six mois après la publication de l'arrêté, un retour d'expérience actualisé permettrait d'apprécier ces évolutions**.

Concernant la limitation de l'écrêtement des installations EnR en période de prix Spot trop négatif, l'UFE souligne que les nouvelles modalités de versement de la prime pour prix négatifs (en particulier la suppression de la condition d'arrêt et le versement de la prime si au moins l'une des trois enchères IJ pour une livraison sur le pas de temps concerné est strictement négative) permettent d'encourager la participation des centrales EnR à l'IJ en cas de prix spot négatif.

Par ailleurs, l'UFE souligne qu'en cas de prix spot trop négatifs, une amélioration de la participation aux marchés de flexibilité, notamment en levant certaines barrières réglementaires existantes (correction de la courbe de production pour les centrales hors soutien public, faciliter l'agrégation des sites multi RE et filières au sein des EDA/EDR…) pourrait permettre de réduire le volume d'EnR écrêté.

Retour d'expérience des mesures de l'arrêté du 16 avril 2026

Question 10 : Quelles adaptations (opérationnelles, contractuelles, autres) ont dû être mises en place par les producteurs pour respecter les dispositions de l'arrêté du 16 avril 2026 ? Quelles en ont été les conséquences sur les installations ?

La mise en œuvre de l'échelonnement a nécessité des développements dans les outils des centres de conduite de certains acteurs (programmation, exécution et traçabilité des arrêts), **ainsi qu'une complexification opérationnelle liée au décalage des arrêts de cinq minutes**. La mise en œuvre précipitée de ces dispositions, un 1er mai a été extrêmement complexe. Cela a pu avoir des effets de bords négatifs pour certains actifs qui ont une stratégie de valorisation multi-marché. Ces adaptations n'ont toutefois pas nécessité de modifications techniques des installations concernées.

En revanche, **l'UFE souligne que les dispositions de l'arrêté du 16 avril 2026 conduisent les installations à être en écart par rapport à leur programme de marche** sur les 5 premières minutes d'un prix Spot négatif pour le Groupe B et les 5 dernières minutes pour le groupe A (à disposition contractuelles des agrégateurs inchangées), exposant leur RE et in fine les producteurs au PRE sur ces pas de temps.

Les acteurs de marché au sein de l'UFE demandent ainsi que les écarts induits par le respect de ces dispositions fassent l'objet d'un dispositif de correction des périmètres d'équilibre par RTE, ou d'un mécanisme équivalent de neutralisation de leurs conséquences financières. Dès lors qu'une prescription répondant à un besoin de conduite du système électrique impose une trajectoire de production différente de celle correspondant aux engagements de marché, son respect ne devrait pas entraîner de pénalisation financière des responsables d'équilibre au titre des écarts qu'elle induit ou accroît.

Par ailleurs, la mise en œuvre de pas de temps d'arrêt libres (zone tampon, pas négatifs ou positifs isolés, prix J-1 négatif mais une des enchères infrajournalières est positive) et l'obligation de respecter la consigne d'arrêt ou de non-arrêt transmise par le RE, ont conduit, à la connaissance de l'UFE, les agrégateurs à répercuter, ou mettre à jour les contrats d'agrégation pour répercuter, aux producteurs le coût des écarts (PRE) en cas de non-respect par le producteur de leur consigne d'arrêt ou de non-arrêt.

Question 11 : Comment jugez-vous la pertinence et l'efficacité du dispositif, en particulier sa capacité à répondre aux trois problématiques identifiées par RTE (profondeur, centrage et dynamique des arrêts) ?

En préambule, l'UFE rappelle qu'un **retour d'expérience actualisé permettrait de préciser les difficultés qui subsistent et d'apprécier dans quelle mesure les nouvelles prescriptions proposées permettraient d'y répondre**.

Par ailleurs, les trois problématiques identifiées, profondeur, centrage et dynamique des arrêts, appellent des réponses distinctes :

- **Centrage des arrêts** : lors du GT EnR du 18 juin 2026, RTE avait souligné que la mise en œuvre de l'arrêté du 16 avril 2026 avait permis un recentrage des arrêts et reprises sur la fenêtre [T−5 ; T+5], une disparition de la vague d'arrêt auparavant observée à T−10 et une réduction apparente des déséquilibres système lors des changements de programme. Ces premiers résultats

suggèrent une amélioration significative. Il conviendrait de préciser les difficultés qui subsistent en matière de centrage.

- **Profondeur des arrêts** : RTE observait en revanche une forte concentration des arrêts autour du seuil de −0,01 €/MWh, peu de volumes à des niveaux intermédiaires de prix négatifs et une faible utilisation de l'extension de la zone tampon aux quarts d'heure négatifs et positifs isolés. Plusieurs acteurs avaient souligné les délais nécessaires aux adaptations contractuelles et opérationnelles. Plus de six mois après la publication de l'arrêté, un retour d'expérience actualisé permettrait d'apprécier ces évolutions.

- **Dynamique des arrêts** : l'arrêté du 16 avril 2026 prévoyait notamment la répartition des installations sous CR en deux groupes lors des arrêts/reprises sur prix négatifs. L'UFE s'interroge sur l'impact de cette répartition sur les écarts de fréquence et le recours aux réserves. Quel besoin résiduel justifie l'introduction de rampes supplémentaires, en tenant compte parallèlement des dispositifs applicables aux installations sous OA ?

Question 12 : Avez-vous identifié des situations non couvertes par l'arrêté ? Si oui, lesquelles ?

Les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent que le dispositif d'échelonnement entraine deux difficultés importantes, qui nécessitent des mesures correctives spécifiques :

- **Les écarts sur les périmètres des responsables d'équilibre** : les prescriptions d'échelonnement imposent aux producteurs des trajectoires de production différentes de celles correspondant à leurs programmes de marché, générant des écarts et une exposition financière au prix de règlement des écarts (PRE). En effet, l'obligation de rampes lors d'A/R revient à imposer un comportement qui possède une maille temporelle plus fine que les produits disponibles de 15 minutes pour équilibrer le Périmètre d'Équilibre. Comme pour les modalités introduites par l'arrêté du 16 avril 2026, ces obligations auront un impact sur l'équilibre du périmètre du RE affecté. Par conséquent, les acteurs de marché au sein de l'UFE demandent que les écarts directement imputables au respect de ces prescriptions fassent l'objet d'une correction des périmètres d'équilibre par RTE, ou d'un mécanisme équivalent de neutralisation de leurs conséquences financières, afin de ne pas pénaliser les responsables d'équilibre pour le respect d'obligations répondant aux besoins du système électrique.

- **Les décalages des horloges de comptage** : les décalages temporels observés sur certains compteurs peuvent rendre difficile le respect des nouvelles exigences d'échelonnement. Ces incertitudes avaient historiquement conduit certains producteurs à prendre des marges de sécurité pour éviter de perdre le bénéfice de la prime pour prix négatifs. Une vérification et, le cas échéant, une resynchronisation des horloges par les gestionnaires de réseau apparaissent nécessaires, afin d'éviter que les producteurs soient pénalisés pour des décalages indépendants de leur volonté.