

Consultation informelle de la CRE relative aux obstacles à la flexibilité sur les marchés de court terme

Propos liminaire

La flexibilité du système électrique renvoie, de manière générale, à la capacité d'adaptation permettant d'assurer en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Cette adaptation peut être apportée aussi bien par les moyens de production (offre) que par les usages (demande). Elle se décline sur différents horizons temporels, allant de l'infrajournalier au saisonnier, et mobilise des leviers distincts selon ces horizons. Elle s'étend à toutes les contraintes physiques du réseau (équilibre entre offre et demande, gestion des congestions, mais aussi gestion de la fréquence et de la tension).

Bien que la consultation porte sur les flexibilités valorisées sur les marchés court-terme, il semble important de rappeler que la majorité des gisements se situe en flexibilité structurelle et régulière dont l'un des leviers est le mécanisme heures pleines/heures creuses, les gisements allant en décroissant au fur et à mesure que l'on s'approche du temps réel. **Pour précision, les flexibilités sont définies selon quatre catégories qui répondent à différentes échelles de temps : la flexibilité structurelle et régulière pour des actions prévisibles longtemps à l'avance (de plusieurs années par exemple), la flexibilité dynamique (de J-7 à la fenêtre opérationnelle de RTE), la flexibilité d'équilibrage (dans la fenêtre opérationnelle de RTE) et la flexibilité de sauvegarde (EcoWatt).**

L'UFE considère que les usages de la flexibilité doivent être distingués selon leur finalité. D'une part, il existe un besoin de flexibilité lié à la sécurité du système électrique, visant à garantir le respect des contraintes physiques du réseau. Ce besoin repose sur la mobilisation d'actifs présentant des caractéristiques ou performances techniques spécifiques (rapidité de réponse, localisation) et si celle-ci relève de la responsabilité des gestionnaires de réseau, en particulier de RTE pour le système de transport, cette flexibilité d'équilibrage reste principalement fondée sur des offres et des services de marché.

D'autre part, un usage de la flexibilité à des fins d'optimisation économique du système peut être identifié, sans que ce dernier relève d'une contrainte technique. **Ces flexibilités structurelles et dynamiques constituent un levier majeur d'efficacité pour le système électrique et sa mobilisation est essentielle pour contenir les coûts pour la collectivité.** Le système électrique peut fonctionner en l'absence de certains leviers de flexibilité, mais au prix de coûts économiques et environnementaux plus élevés. Dans cette perspective, l'analyse doit donc s'inscrire dans une logique d'optimum technico-économique collectif afin de contribuer à l'atteinte de nos objectifs climatiques. Cette analyse doit également s'appuyer sur des signaux de prix transparents qui permettent à chaque technologie, sans distorsion de concurrence, de valoriser sa performance réelle. **Dès lors, l'UFE appelle à éviter la création de mécanismes spécifiques qui viendraient distordre les signaux de prix ou favoriser certains actifs sans justification en termes de valeur pour la collectivité.**

À cet égard, divers instruments de marché existent et permettent de rémunérer la flexibilité des actifs flexibles :

- Le mécanisme de capacité : il rémunère la disponibilité des moyens à la pointe. Les actifs flexibles en particulier peuvent être disponibles lors des périodes de tension afin de respecter le critère de sécurité d’approvisionnement – toutefois, c’est bien leur disponibilité, et non la flexibilité de ces actifs en tant que telle, qui est ici rémunérée ;
- Les marchés de l’énergie allant des marchés à terme à l’infrajournalier, en passant par le marché spot J-1. Leur forme et leur niveau des prix reflètent les tensions entre offre et demande, avec une granularité aujourd’hui très fine pour les marchés de court terme, et incitent les acteurs à positionner leur production aux périodes les plus valorisées (par exemple en hiver ou aux heures de pointe) ou inversement pour la consommation sur les heures creuses et en dehors des périodes hivernales. Par exemple, en 2025, les prix spot à la pointe du soir étaient 111% plus élevés que pendant les heures de journée¹ ;

Par leur architecture, ces différents marchés permettent de révéler la valeur de la flexibilité à des fins d’optimisation économique au moindre coût pour la collectivité.

- Les marchés des services système et d’ajustement. Ils permettent à RTE de disposer de leviers activables en temps réel, pour assurer l’équilibre entre l’offre et la demande (la tenue de tension y contribue également). Ils rémunèrent la performance physique et la réactivité des actifs, notamment pour les réserves primaire et secondaire, ainsi que les offres activées au mécanisme d’ajustement.

Ces marchés visent à couvrir les besoins de flexibilité liés au bon fonctionnement et contribuent à la sécurité du système électrique. Dans ce contexte, l’UFE considère que certaines adaptations des marchés actuels doivent permettre à l’ensemble des actifs de valoriser leur flexibilité.

Il faut poursuivre dans les règles V3 le travail déjà engagé par RTE dans les règles V2, pour rendre la participation de tous les autres actifs compatible et cohérente avec les règles (certification, prévision de production, méthode de calcul des écarts, contrôle du réalisé, définition des pénalités ...). Toutes évolutions des règles doivent être pensées sur du temps long, afin que les acteurs puissent progressivement développer, intégrer et mettre en œuvre les nouveaux outils nécessaires. Cela devrait se traduire par une trajectoire pluriannuelle des évolutions des règles de marché afin que les acteurs puissent se projeter et prévoir les moyens et ressources pour y répondre.

Les marchés fournissent des signaux économiques robustes : les écarts de prix horaires ou infrahoraires ainsi que les rémunérations sur les marchés de réserve traduisent les besoins du système et incitent les acteurs à s’adapter. **Aussi, plutôt que de multiplier les mécanismes spécifiques et complexes, l’UFE estime que l’enjeu réside dans la modernisation de ces cadres existants.**

¹ Voir « *baromètre des flexibilités de consommation d’électricité* » de RTE, édition 2026, p23.

Dès lors, le développement de la flexibilité décarbonée doit s'inscrire dans une approche technologiquement neutre, sans privilégier a priori certains actifs, et sans multiplier les mécanismes spécifiques au risque de déformer les signaux actuels. Il doit cependant être cohérent avec les transformations structurelles du système énergétique, notamment l'essor souhaitable de nouveaux usages électrifiés (comme par exemple la mobilité électrique ou l'électrification de l'industrie) pour permettre l'atteinte des objectifs de décarbonation et de souveraineté au moindre coût collectif.

En outre, l'UFE souligne que la situation en France est, en comparaison avec d'autres pays européens, relativement favorable au développement des flexibilités de l'offre ou de la demande. En effet, la France possède un cadre réglementaire avancé, un parc généralisé de compteurs communicants aptes à fournir des données de consommation adaptés au fonctionnement du système électrique et des marchés (ISP15). A titre d'exemple, la dynamique croissante observée depuis plusieurs années sur les flexibilités dynamiques de marché, avec plus de 700 000 sites de consommation participant à NEBCO à fin 2025, soit une multiplication par un facteur 16 depuis 2022, confirme cette tendance (cf. Baromètre des flexibilités de consommation 2026).

Néanmoins, l'UFE relève que ce constat doit être nuancé à l'échelle locale : face aux enjeux de congestion sur les réseaux de transport et de distribution, les signaux de prix font aujourd'hui défaut. Les appels d'offres locaux de flexibilités actuels manquent de participation, voire d'une absence de candidats, principalement en raison de règles d'accès parfois restrictives qui empêchent la participation de certaines flexibilités décentralisées, alors même que le besoin technique est avéré. **Il est donc nécessaire d'ouvrir ces mécanismes plus largement aux gisements de flexibilité.** Dans ce cadre, l'expérimentation en cours d'un portail commun RTE-Enedis pour l'achat de flexibilité locales devrait être un outil efficace. De plus, des avancées législatives (DDADUE) devraient permettre une plus grande participation du gisement de flexibilités, notamment diffuse, à ces mécanismes.

La recherche d'adéquation entre l'offre et la demande n'est pas nouvelle : historiquement, les mécanismes d'effacement et de tarification horaire ont toujours permis de synchroniser la consommation par rapport aux caractéristiques de la production. Par ailleurs, le développement des énergies renouvelables et le transfert progressif d'usage vers l'électricité constituent les principaux facteurs d'accroissement des sollicitations de la flexibilité du système électrique et impliquent une modernisation de ces leviers.

La méthodologie FNA (Flexibility Needs Analysis) fait de la réduction de l'écrêtement un objectif en soi dans l'évaluation des besoins de flexibilité. **Or, l'UFE considère que l'écrêtement constitue un outil de flexibilité et que la réduction de l'écrêtement ne doit pas être un objectif déconnecté des réalités technico-économiques.** Le volume d'énergie écrêtée doit être maîtrisé selon une trajectoire associée à des objectifs technico-économiques clairement définis. A ce titre, l'UFE rappelle que dans sa délibération du 13 mars 2025 sur le TURPE 7 HTB (n°2025-77), la CRE a relevé le taux plafond d'écrêtement des EnR de 0,3% en TURPE 6 à 0,8% pour tenir compte des incertitudes sur (i) sur le rythme de déploiement des automates NAZA et (ii) sur les évolutions de la consommation et de la production EnR, tout en incitant RTE à ce qu'il ne dépasse pas ce taux, afin à la fois de ne pas « limiter le recours au dimensionnement optimal du réseau » et de faire en sorte « que les écrêtements EnR doivent rester maîtrisés », les écrêtements EnR n'étant plus bénéfiques pour la collectivité au-delà d'un certain niveau.

Cependant, l'UFE souligne qu'un indicateur d'écrêtement et de modulation est pertinent pour le système énergétique. En effet, les solutions principales à ce jour pour réduire l'écrêtement et la modulation restent l'électrification des usages et l'alignement de l'ensemble des acteurs de marché sur un même signal prix. L'écrêtement et la modulation peuvent être une solution moins coûteuse pour le système lorsque la consommation est absente. Néanmoins, s'il est possible de valoriser de la consommation à faible coût avec une valeur d'usage positive, cela permet d'éviter la destruction d'une électricité décarbonée (renouvelable ou nucléaire) à coût marginal faible. Cette approche est pertinente dès lors que les investissements qu'elle implique sont justifiés par les gains attendus, faute de quoi elle pourrait entraîner une augmentation des coûts pour la collectivité. **Dès lors, encourager une consommation plus dynamique capable de se caler sur la production, permet de maximiser la valeur du mix de production français, tout en contenant les coûts complets pour la collectivité.**

Par ailleurs, les besoins de réglage de la tension doivent faire l'objet d'une attention particulière. En effet, le réglage de la tension constitue une forme spécifique de flexibilité, de nature locale, qui ne peut être efficacement assurée que par les actifs disposant de caractéristiques techniques adaptées. Dans ce contexte, si les moyens synchrones pilotables jouent un rôle déterminant en apportant les capacités nécessaires au maintien de la tension et à la sécurité du réseau, les EnR participent et participeront de plus en plus à l'avenir. Une analyse complète des besoins de flexibilité de la gestion de la tension doit ainsi pleinement intégrer cette dimension, afin de refléter les possibilités de contributions respectives des différents types d'actifs.

Enfin, l'analyse des besoins de flexibilité doit également s'inscrire dans une perspective de long terme et faire l'objet d'une réflexion intégrée avec le besoin d'électrification des usages. Le développement de solutions de flexibilité doit permettre de rendre le système fiable et robuste. Il convient d'identifier, avec une approche systémique, le besoin de flexibilité à différents horizons temporels (annuel, hebdomadaire et journalier), sans préfigurer des bouquets de solutions techniques qui sont déployées.

Question 1 : Pensez-vous que les incitations prix sont suffisantes (TURPE + prix fourniture ou injection) pour développer la flexibilité ? Si non, que faudrait-il mettre en œuvre selon vous ?

De manière générale, les signaux de prix issus des marchés de gros de l'énergie (prix spot, intrajournalier, équilibrage) incitent les producteurs à produire et les agrégateurs/consommateurs à effacer de la consommation lorsque les prix sont élevés, et à l'inverse, à réduire la production ou à consommer lorsque les prix sont bas. **Néanmoins, l'intensité et la nature de l'incitation reçue dépendent de : (i) la volonté du consommateur de s'exposer à des écarts de prix et (ii) d'automatiser sa consommation.** Sur le marché résidentiel, la bonne prise en compte du signal repose sur l'alignement des différents signaux tarifaires.

Concernant le TURPE, l'UFE rappelle que celui-ci n'a pas pour vocation première à envoyer des signaux de marché visant à orienter la consommation. Il doit avant tout couvrir les coûts du réseau majoritairement fixes et assurer une allocation entre les différentes catégories d'utilisateurs reflétant les coûts qu'elles engendrent. La part variable du TURPE est utilisée pour renforcer l'incitation à consommer au moment où l'énergie est la plus abondante et la moins chère. La nouvelle définition des heures creuses avec l'introduction d'heures creuses méridiennes en TURPE 7 répond aux dernières évolutions du système électrique. Par ailleurs, la structure du TURPE peut également transmettre une incitation aux consommateurs finaux, comme le prévoit l'article L.341-4 du Code de l'énergie : « *la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs*

est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre ».

Pour le stockage (batteries, STEP ou V2G), l'existence d'une composante tarifaire variable (en €/MWh) peut annuler des opportunités d'arbitrage temporel (journalier ou infrajournalier). Pour ces actifs, accroître la part puissance et réduire la composante de soutirage variable, améliorerait leur capacité d'arbitrage pour prendre les décisions les plus efficaces pour la collectivité tout en permettant de mieux refléter les coûts de réseau.

Le dispositif NEBCO et la valorisation des flexibilités sur les marchés spot et infrajournalier

Question 2 : Trouvez-vous que les modalités actuelles du dispositif sont adéquates pour vous permettre de valoriser les flexibilités sur les marchés spot et infrajournaliers ?

L'UFE rappelle que l'introduction de la hausse de consommation dans les règles NEBCO s'est inscrit dans le cadre juridique de l'article R271-1 du Code de l'énergie, qui prévoit dans sa rédaction en vigueur que : « L'effacement peut avoir pour effet de modifier la consommation du site de consommation effacé avant et après la période d'effacement. Ces effets sont pris en compte s'ils sont attestés et significatifs, selon des modalités définies par les règles mentionnées à l'article R. 271-3, lors de la certification des effacements de consommation d'électricité, des transferts d'énergie entre les périmètres des responsables d'équilibre concernés et du versement de l'opérateur d'effacement au fournisseur des sites effacés. ».

Les règles NEBCO permettent ainsi aux opérateurs de flexibilité et aux consommateurs de valoriser des déplacements de consommation. Cette solution, trouvée dans le cadre de la concertation sur les règles menée par RTE, présente l'avantage de permettre aux opérateurs de flexibilité et aux consommateurs de bénéficier des épisodes de prix faibles sans pour autant inciter à surconsommer.

L'UFE rappelle que les dispositions prévues dans les règles NEBCO pour la valorisation des modulations de consommation à la hausse (garde-fous et contrôles) font l'objet d'un retour d'expérience en cours par RTE. L'UFE prendra en compte les conclusions de ce retour d'expérience dans ses contributions aux futures évolutions du dispositif.

Les règles NEBCO prévoient des contrôles au moment de la déclaration des programmes de modulation pour lesquels les volumes prévus ne doivent pas donner lieu à de la fourniture nette, sur un horizon de temps en lien avec la nature du site (télérelève ou profilé). Elles prévoient également un contrôle a posteriori sous la forme d'un bilan énergétique annuel sur les volumes de modulation réalisés.

Les règles NEBCO permettent également aux opérateurs de flexibilité de valoriser sur le marché des variations de consommation sans lien direct avec un effacement, c'est-à-dire lié à un usage identique. **Dans ce cadre, l'UFE souligne qu'une attention particulière doit être portée à une valorisation des consommations effacées/décalées sur la base de méthodes de « contrôle du réalisé » fiables et exemptes de tout biais de comportement de la part des Opérateurs d'Effacement (OE).**

Plus le contrat de fourniture est dynamique, c'est-à-dire incitant le consommateur à placer au mieux ses consommations en réponse à des signaux tarifaires, et plus la valorisation explicite via les règles NEBCO conduit à un transfert financier entre le fournisseur et l'opérateur de flexibilité. Dans le cas extrême d'un contrat à prix spot, l'ensemble de la valeur de la flexibilité peut être captée par le consommateur via son contrat de fourniture. Toute valorisation supplémentaire d'un opérateur de flexibilité via NEBCO conduit à une perte pour le fournisseur exactement égale à la valeur captée.

Les règles NEBCO donnent aux opérateurs de flexibilité la possibilité de déclarer des hausses de consommations induites par des effacements (rebonds, anticipation ou déplacement de consommation) sans les y obliger. Cette possibilité de déclarer ou de ne pas déclarer pourrait risquer d'offrir l'opportunité de valoriser les hausses de consommations économiquement rentables (celles pour lesquelles le prix de marché est inférieur au versement fournisseur) tout en laissant au fournisseur la charge des hausses de consommation non économiques. Un REX est en cours et permettra d'apporter des éléments pour déterminer si ces se présentent et dans quelle mesure.

Les règles NEBCO ont également introduit une nouvelle méthode de contrôle du réalisé pour les consommateurs résidentiels ou professionnels équipés d'un compteur Linky, la méthode des « Panels » développée et mise en œuvre par Enedis. Cette méthode permet d'évaluer précisément les consommations effacées/décalées tout en offrant aux opérateurs de flexibilité des conditions d'application facilitantes, de nature à accroître le nombre et la fréquence des flexibilités de la consommation en secteur diffus.

Question 3 : Identifiez-vous des barrières spécifiques liées à ce dispositif dont la levée permettrait une plus grande participation ?

Les règles NEBCO offrent la possibilité de valoriser simplement des déplacements de consommation. Comme explicité à la question 3, le travail mené autour de la fiabilisation du contrôle du réalisé doit permettre d'éviter les comportements opportunistes et limiter les valorisations indues. La participation n'est aujourd'hui limitée que par le potentiel de flexibilité de la demande.

La valorisation des flexibilités sur les marchés d'équilibrage

Question 4 : Est-ce qu'il y a des difficultés d'accès au(x) marché(s) (raccordement, certification...) particulières quand il s'agit de nouvelles solutions de flexibilités décarbonées ?

Pour les sites en injection, l'UFE n'identifie pas de difficultés d'accès aux marchés spécifiques aux flexibilités décarbonées. **Les nouveaux actifs de production renouvelable et de stockage bénéficient aujourd'hui de dispositifs facilitant leur accès au réseau, notamment via les offres de raccordement optimisées proposées par RTE et les gestionnaires de réseau de distribution.** Ces dispositifs permettent un raccordement plus rapide et à moindre coût, en contrepartie de limitations ponctuelles. De plus, l'UFE suggère de faire évoluer la méthode de dimensionnement du raccordement des actifs flexibles afin de prendre en compte leur caractère flexible et contracyclique au service du réseau.

L'UFE souligne que si les actifs limités ont eu la part capacitaire de RP ou RS, et ne peuvent finalement pas rendre le service (à cause de leurs limitations prévues dans leurs contrats), les actifs disponibles peuvent

avoir cette part via le marché des Notification d'Echange de Réserve (NER). **Toutefois, l'UFE rappelle que cela n'est pas toujours possible en fonction des temporalités et accords entre acteurs. Dans le cas où les acteurs ne s'entendent pas en amont, cette disponibilité partielle en temps réel peut conduire à reporter la contrainte sur des actifs non réservés en RP et RS mais appelés au mécanisme d'ajustement pour la reconstitution des services système fréquence par RTE. Ces sollicitations reposent alors sur des dispositifs de rémunération moins favorables et induisent, pour les acteurs concernés, une contrainte opérationnelle en temps réel plus forte.** Une meilleure prise en compte de ces interactions permettrait d'assurer un traitement équitable entre technologies, de garantir l'efficacité économique du système et de maintenir à tout moment la sûreté du système électrique. Dès lors, l'UFE soutient le principe d'instaurer une obligation de participation des actifs de stockage au mécanisme d'ajustement, cela permettrait de pallier une différence de traitement entre les acteurs de marché.

Concernant les nouvelles solutions de flexibilités de consommation, les projets d'électrification industrielle font face à des difficultés de raccordement, en termes de délais (plusieurs années sont parfois annoncées par les gestionnaires de raccordement) et de coûts, sur le réseau de transport mais aussi sur le réseau de distribution. Or, ces actifs, bloqués pour des questions de raccordement, sont pourtant susceptibles de participer à l'ensemble des marchés d'équilibrage et d'apporter un gisement supplémentaire, y compris sur la réserve secondaire. **Dans ce contexte, l'UFE accueille favorablement et souligne certaines avancées sur le sujet, en particulier l'extension des ORA prévue pour les plus gros sites de consommation raccordés en HTA.**

Aussi, les acteurs connaissent de très longs délais de certification pour les sites de soutirage, pouvant décourager les consommateurs à participer au marché. En effet, la difficulté réside dans l'estimation de la courbe de consommation, qui établit la courbe de référence pour participer aux SSSy. Si la charge de certification peut être importante, le processus reste nécessaire dans la mesure où il permet ainsi de valider le modèle d'estimation de consommation des acteurs.

Question 5 : Les caractéristiques des produits capacitaires d'équilibrage demandés par RTE sont-elles compatibles avec les contraintes techniques des flexibilités décarbonées ?

Les produits capacitaires proposés par RTE, ainsi que les processus de certification associés – souvent adaptés de manière spécifique à chaque filière (ENR, stockage) – **permettent globalement de garantir une compatibilité entre les contraintes techniques des différentes technologies et les exigences de sûreté du système. Cette approche contribue à aligner les capacités effectivement mobilisables de chaque filière avec les besoins du système électrique, en particulier en matière de réactivité et de fiabilité en temps réel.** Elle s'inscrit par ailleurs dans une démarche pragmatique de construction des règles, associant les acteurs de marché et permettant une adaptation progressive des dispositifs.

Il est important de noter les évolutions de la participation des énergies renouvelables au mécanisme d'ajustement. **En effet, celle-ci a doublé depuis novembre 2025 passant à 11 GW en janvier 2026, et se situe environ 20 GW en avril 2026.** Aujourd'hui, les énergies renouvelables sont peu concernées par les obligations constructives en réserves primaire et secondaire (code RfG). Par ailleurs, l'UFE souligne qu'une partie non négligeable de sites non soumis à date à l'obligation d'offrir participe de manière volontaire au Mécanisme d'Ajustement. En effet, ils représentent une puissance totale de 5,4 GW sur le périmètre d'Enedis.

Dans ce contexte, un approfondissement des modalités de participation des actifs renouvelables existants et en cours de déploiement permettrait de préparer le système électrique pour les futurs besoins, en recherchant l'amélioration et l'efficacité globale du système électrique, en limitant les situations d'écêtement des actifs renouvelables, en réduisant le recours à des moyens thermiques activés en dehors de leur optimum économique et en favorisant une mobilisation accrue des gisements de flexibilité déjà disponibles, sans nécessiter le développement de nouvelles capacités dédiées.

De plus, il est primordial d'anticiper les besoins en réserves estimés par RTE à l'horizon 2030-2035. En effet, si les besoins venaient à augmenter et que cela implique de revoir les seuils de capacités constructives en SSyf de l'arrêté du 9 juin 2020 de l'ensemble des installations de production, il n'est pas envisageable d'obliger rétroactivement aux actifs existants de modifier leurs capacités constructives pour participer aux SSyf. Seules les nouvelles installations pourront répondre aux nouveaux besoins de réserves primaire et secondaire.

Question 6 : Est-ce que les règles d'agrégation sont claires et permettent-elles de valoriser l'ensemble du potentiel de flexibilité à travers les marchés d'équilibrage ?

Les règles d'agrégation mises en place par RTE apparaissent globalement claires et adaptées, avec la mise en œuvre de cadres de certification spécifiques aux agrégats. Ces cadres s'accompagnent de processus de participation adaptés, parfois allégés ou expérimentaux, permettant de tenir compte des spécificités de ces actifs.

Cette approche vise à assurer un développement pragmatique des agrégateurs, en évitant l'introduction d'exigences techniques disproportionnées par rapport aux besoins du système, tout en maintenant un niveau de sûreté adapté.

Néanmoins, il existe certaines contraintes dans la constitution des agrégats qui pourraient être améliorées dans les prochaines de règles. En effet, l'existence d'une contrainte géographique ou bien de l'unicité du RE (hors SSyf) pour une entité peut ralentir les possibilités d'agrégation.

L'UFE souligne également que plusieurs limites empêchent encore de valoriser pleinement le potentiel disponible. En particulier, un site enregistré comme « soutirage » ne peut aujourd'hui pas valoriser ses capacités d'injection dans les mécanismes d'équilibrage, alors même qu'il peut disposer d'actifs utiles au système (V2G, batteries résidentielles, PV, etc.). Cela réduit le potentiel de flexibilité mobilisable, alors que ces injections contribuent également à l'équilibre du réseau. Dans ce cadre, l'UFE salue le travail mené par RTE sur le sujet, notamment concernant l'appel à contributions relatif au gisement de nouvelles flexibilités d'équilibrage.

Question 7 : Est-ce que les règles de contrôle de réalisé sont cohérentes avec les spécificités des flexibilités décarbonées ?

Les règles de contrôle du réalisé doivent avant tout être définies au regard du niveau de garantie de performance nécessaire pour assurer la sûreté du système électrique et la bonne réponse des actifs conformément aux sollicitations de RTE. **Dans ce cadre, les exigences de contrôle doivent être proportionnées au rôle joué par les actifs dans le maintien de l'équilibre du système, quelle que soit leur filière, tout en garantissant un niveau de fiabilité suffisant.**

Un niveau de contrôle insuffisant, conduisant à des performances effectives dégradées, augmenterait le risque de défaillance du système. Le dimensionnement des réserves s'établissant sur la base des déséquilibres de l'année passée, la défaillance des acteurs peut donc entraîner une augmentation du besoin de réserves. À l'inverse, un cadre de contrôle robuste et adapté permet de garantir la crédibilité des capacités offertes sur les marchés d'équilibrage, de limiter les besoins de marges supplémentaires et de contribuer à l'efficacité économique globale du système.

Question 8 : Est-ce que vous voyez des obstacles qui empêchent le développement des flexibilités décarbonées en particulier sur les marchés d'équilibrage ?

Le cadre réglementaire actuel permet la certification des flexibilités décarbonées sur les marchés d'équilibrage. Dans ce contexte, les principaux obstacles ne relèvent pas du cadre de certification ou des règles de marché en tant que telles, mais bien de la cohérence globale des signaux économiques adressés aux différents types d'actifs. Une meilleure articulation entre ces dispositifs permettrait de favoriser la mobilisation effective des flexibilités décarbonées déjà existantes et de renforcer leur contribution aux besoins du système, de sorte à mieux maîtriser l'accroissement du besoin en flexibilités. **A ce titre, l'UFE rappelle son attachement à un traitement équilibré des flexibilités, et propose d'aligner les conditions octroyées aux flexibilités raccordées sur le RPT avec celles déployées sur le RPD.** En effet, l'UFE soutient un rééquilibrage des dispositifs (exonération de TURPE pour certains, et niveau TURPE).

D'après les règles concernant les sites en injection ou de stockage stationnaire, le RE accepte que les sites de son périmètre participent au MA et aux SSY. Toutefois le site injection ou stockage ne peut effectivement participer qu'une fois cet accord signé, donc même si le RE ne peut normalement pas s'opposer à la participation du site, il peut tarder à signer l'accord RE-AA. Dès lors, l'UFE prend acte de la proposition de RTE concernant la suppression de l'accord RE-AA et souligne que l'enjeu principal de cette évolution réside dans la temporalité de la transmission des données entre le RE et l'AA.

S'agissant de la participation des sites en soutirage sur la réserve secondaire, des barrières persistent dans les règles et freinent techniquement le développement des flexibilités décarbonées. En cas d'activation à la baisse, le modèle de versement fournisseur n'est pas mis en œuvre pour les sites RPD (hors sites RPD en CARD), contrairement aux sites RPT. Alors que les consommateurs paient une compensation en cas d'activation à la hausse (sous la forme d'une correction de la courbe de charge ou d'un versement fournisseur), ils sont aussi pénalisés en cas d'activation à la baisse, par l'absence de correction de la courbe de charge ou d'un flux de versement fournisseur inverse. Cette situation décourage la participation d'un gisement relativement moins onéreux à la réserve secondaire notamment.

Par ailleurs, l'absence de modèle fournisseur pour les sites de soutirage sur les activations à la baisse limite également le gisement accessible sur le MA baisse. **Toutefois, l'UFE souligne que le problème a été identifié et que RTE a lancé un premier appel à concertation pour instruire la problématique sur le MA baisse.**

La valorisation des flexibilités pour la gestion des congestions, et notamment dans le cadre des appels d’offres de flexibilités locales lancés par Enedis ou par RTE

Question 9 : Avez-vous connaissance des appels d’offres de flexibilités locales lancés par Enedis ou par RTE ?

L’UFE souhaite attirer l’attention de la CRE sur la nécessité de veiller à ce que l’articulation entre les appels d’offres de flexibilités locales et les marchés énergie n’induisse pas d’évolution disproportionnée dans le fonctionnement des marchés de l’électricité. **L’UFE s’inquiète notamment de l’introduction dans CACM 2.0 d’une obligation de fournir la localisation des offres spot, ce qui reviendrait à du *unit-based bidding* et constituerait un recul significatif par rapport au modèle de *portfolio-bidding* existant.**

Question 10 : Les modalités actuelles de participation à ces appels d’offres vous paraissent-elles adaptées ? Quelles améliorations pourraient être apportées pour vous permettre de mieux vous positionner ?

S’agissant des AO de flexibilités locales d’Enedis, les exigences techniques (notamment le DMO, la période d’engagement, la puissance minimale) correspondent à une recherche d’équilibre entre le besoin pour le gestionnaire de réseau, et la faisabilité opérationnelle pour les acteurs de marché. **Ainsi, un délai de mobilisation plus court permet de répondre à des aléas non anticipables au prix d’une complexité plus importante, alors qu’un délai plus important réduirait les cas d’usage d’appel au marché pour les gestionnaires de réseau.** A titre d’exemple, dans l’AO S1-2025, sur la période de mai à septembre, entre 10h et 16h, un acteur de marché disposait de 15 minutes pour accuser réception de l’ordre, puis de 10 minutes pour le mettre en œuvre. Les organisations opérationnelles à mettre en place risquent de compromettre l’intérêt voire la faisabilité d’une participation. **Par ailleurs, les besoins de disponibilité sur des périodes très longues rendent également difficile la participation d’actifs de consommation, qui ne peuvent pas être constamment disponibles. De plus, les besoins minimaux de 500 kW, appliqués sur des zones de besoin parfois très localisées, réduisent fortement le nombre d’actifs éligibles et complexifient la constitution d’offres.**

L’UFE regrette que l’appel d’offres de RTE ne soit, à ce jour, pas neutre technologiquement (ouvert uniquement aux batteries). Par ailleurs, l’absence de rémunération capacitaire sur certains appels d’offres, et en l’absence de visibilité sur les activations, limite l’attractivité des appels d’offres concernés. En effet, les délais d’annonce de ces appels d’offres sont trop courts au regard des cycles de développement des projets. **Par conséquent, les acteurs éligibles ont souvent déjà initié des projets dans les zones des appels d’offres.** De plus, les mécanismes de rémunération sont complexes et paraissent peu attractifs.

S’agissant des sites de stockage situés derrière le compteur, l’UFE attire l’attention de la CRE sur l’impact de la gestion de charge et de la consommation des auxiliaires de la batterie dans le Périmètre d’Equilibre du RE. En effet, cette énergie n’est aujourd’hui pas payée par le RR et le Responsable d’Equilibre supporte donc les coûts aux écarts des actions du RR sur son périmètre.

Question 11 : Identifiez-vous des barrières spécifiques liées à ces appels d’offres dont la levée permettrait une plus grande participation ?

Une pérennisation des dispositions des AO flexibilité permet aux acteurs d’engager moins de moyens pour l’étude des nouvelles dispositions, et l’adaptation des systèmes informatiques.

La contribution de la numérisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité

Question 12 : Est-ce que les données fournies par RTE sont de bonne qualité ? Comment les utilisez-vous ? Quelles seraient les données supplémentaires dont vous souhaiteriez disposer ?

Les données disponibles sur le portail RTE concernant le mécanisme NEBCO ne sont pas suffisantes pour appréhender la temporalité des volumes modulés à la hausse ou à la baisse. Ils sont agrégés à la maille 15 min, sans différenciation des modulations à la hausse ou à la baisse.