

# Consultation TURPE 7 - HTA

---

## Contribution de France renouvelables

22 novembre 2024



## Synthèse

Le TURPE 7, couvrant la période 2025 – 2029, **portera la responsabilité de répondre aux enjeux du SDDR 2024 de RTE et de son financement, tout en protégeant les consommateurs d'électricité et en impulsant l'électrification des usages.**

France renouvelables tient à remercier la CRE pour cette consultation. Nous saluons la volonté de la CRE, reflétée dans les éléments de cette consultation, **d'adapter la prochaine période de TURPE aux enjeux du développement des énergies renouvelables électriques terrestres et en mer, à la flexibilité associée et à l'électrification des usages.**

Sur la forme, **nous tenons à remercier vivement la CRE pour les ateliers de présentation et pour la concertation qui a eu lieu avant l'été.** Ces ateliers ont été particulièrement utiles pour comprendre les mécanismes introduits par le TURPE 7 et nous ont permis de nous préparer en amont à cette consultation.

**Le niveau du TURPE qui sera retenu doit permettre aux gestionnaires de réseau de répondre aux besoins de la PPE, notamment à la mise en œuvre du SDDR et au raccordement des objectifs d'énergies renouvelables.** France renouvelables tient à signaler que l'augmentation du nombre de raccordements EnR nécessaire à l'atteinte des objectifs de la PPE doit s'accompagner d'une trajectoire d'investissements cohérents des gestionnaires de réseau. Les gestionnaires de réseau doivent pouvoir s'appuyer sur les CAPEX et OPEX nécessaires à la réduction des délais de raccordement. Aussi, nous recommandons que les gestionnaires de réseau puissent investir à la hauteur des besoins de la transformation du système électrique (adaptation du réseau au changement climatique, entretien du réseau existant et développement des EnR et des nouveaux usages de l'électricité).

**Le TURPE 7 devrait permettre et inciter les gestionnaires de réseau à anticiper les évolutions du réseau afin que celui-ci accompagne les trajectoires identifiées dans le SDDR et dans les S3REnR.** Au regard de la transformation attendue, et du coût associé à un potentiel retard, **la stratégie d'évitement des coûts échoués devrait évoluer vers l'anticipation des ouvrages structurants** et l'accélération des raccordements.

Le prochain TURPE devra également **mettre en valeur le potentiel des diverses flexibilités**, aujourd'hui encore parfois inexploitées, avec notamment une régulation incitative envers les services que peuvent rendre les EnR au système électrique, afin que les installations soient dimensionnées en conséquence.

Concernant les installations existantes, le prochain TURPE devrait selon France renouvelables permettre de compenser les éventuelles pertes due à l'activation de capacités constructives qui pourraient être mise à disposition au-delà des conditions contractuelles précédemment applicables sur une installation, et permettre de neutraliser les éventuelles pénalités associées à la fourniture d'un service additionnel rendu (ex. Réglage Tension), **ceci afin d'inciter chacun à mettre à disposition ses capacités techniques de flexibilités pour le réseau.**

France renouvelables salue l'initiative de la CRE de **généraliser progressivement un système d'heures creuses l'après-midi, ceci dans le but de faire profiter au consommateur d'un prix avantageux s'il consomme lorsque l'électricité est abondante**, et de réduire les coûts de la gestion du réseau lors de pics de production. Nous saluons également le **renforcement du suivi de la performance des gestionnaires de réseau** qui permettra d'accentuer l'effort d'accélération du raccordement des EnR mais aussi d'absorber l'augmentation des demandes raccordements à venir durant au minima les 4 prochaines années. Dans un contexte où le raccordement au réseau est sur le chemin critique de nombreux projets, **les régulations incitatives portant sur les délais de raccordement et la transparence des données nous paraissent primordiales**, en HTB comme en HTA.

Concernant les régulations incitatives relatives au raccordement, France renouvelables identifie **trois points majeurs** : les délais de remise des études préalables et délais de raccordement, les capacités cibles de mises en service des ouvrages S3REnR et la transparence des données.

En premier lieu, France renouvelables est favorable à la **maitrise des délais de remise des études préalables au raccordement**. Pour chacune de ces études, les propositions de la CRE semblent pertinentes. Cela étant dit, nous tenons à signaler que la maitrise des délais des remises d'études exploratoires **ne doit pas impliquer un durcissement des conditions de demandes d'études pour les utilisateurs en ayant une utilisation normale et modérée.**

France renouvelables est favorable à la **priorisation de certains postes sources prévus au titre des S3REnR**. Aussi, une incitation pourtant sur une trajectoire cible de capacité de postes sources prioritaires, paraît primordiale. En revanche, France renouvelables s'interroge sur le signal envoyé par les incitations proposées par la CRE. En effet, **il nous paraît nécessaire que les projets définis comme prioritaires soient mis en service à la date annoncée compte-tenu du fait qu'ils résultent d'un écrémage du portefeuille total des capacités S3REnR**. Aussi, nous craignons que les investissements prévus par les gestionnaires de réseaux ne leur permettent pas d'installer une capacité plus importante que celle des postes sources prioritaires, alors même que **l'ensemble du portefeuille S3REnR a été validé par les parties prenantes et signé par le préfet**. Aussi, nous proposons que soit appliqué un bonus lorsque les gestionnaires de réseau

parviennent à mettre en service une capacité supérieure à celle des ouvrages prioritaires.

Enfin, **la refonte de Caparéseau en étroite concertation avec les producteurs et avec un objectif de qualité important nous paraît être un élément primordial.** En attendant la refonte de Caparéseau, il nous paraît nécessaire que les données aujourd'hui fournies dans les ETF soient étayées (concernant l'avancement des travaux) et publiées suffisamment régulièrement pour que les producteurs puissent s'appuyer sur des données fiables, une publication tous les 3 mois paraît pertinente.

## Table des matières

Synthèse .....	1
Question 15 : Êtes-vous favorable aux niveaux d'objectifs proposés par la CRE pour le respect de l'envoi de la proposition de raccordement pour les différents niveaux de tension à savoir, de 95 % à 98 % pour le segment BT $\leq$ 36 kVA et de 91 % à 94 % pour le segment BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA ? .....	5
Question 16 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'un suivi sans incitation du délai moyen (en jours) de remise des 5 % des PTF les plus longues ? .....	5
Question 21 : Considérez-vous pertinent de mettre en place une incitation pour les raccordements provisoires ? .....	5
Question 22 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'un système automatique pour le versement des indemnités en cas de retard de mise à disposition du raccordement ? .....	5
Question 23 : Êtes-vous favorable à la régulation incitative envisagée par la CRE concernant la capacité de postes sources à créer en priorité, dans le cadre des S3REnR ? .....	6
Question 24 : Identifiez-vous d'autres données à intégrer au rapport annuel sur le raccordement à publier par les gestionnaires de réseaux ? .....	7

Question 36 : Partagez-vous l'analyse préliminaire et les axes prioritaires identifiés par la CRE pour le développement des flexibilités au service des réseaux ?.....	7
Question 37 : Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à attribuer à Enedis 20 % des gains économiques permis par la flexibilité ? .....	9
Question 38 : Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à inciter Enedis à la mise en œuvre du projet REFLEX ?.....	10
Question 40 : Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à suivre l'application de la méthodologie CritFlex par Enedis ? .....	11
Question 41 : Selon quels critères considérez-vous que Enedis devrait proposer systématiquement une offre de raccordement flexible en complément de l'offre de raccordement de référence ? ...	12
Question 42 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitative commune à Enedis et RTE portant sur l'exécution d'actions prioritaires communes ? .....	12
Question 45 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la régulation incitative des actions prioritaires ? Quelles actions identifiées vous semblent les plus prioritaires ? .....	13
Question 54 : Avez-vous des remarques sur la trajectoire d'investissements proposée par Enedis ? .....	13
Question 61 : Êtes-vous favorable aux modalités de mise en œuvre proposées par Enedis et aux orientations proposées par la CRE concernant l'évolution du placement des heures creuses ? .....	13
Question 67 : Êtes-vous favorable aux propositions de la CRE concernant l'énergie réactive ? .....	14
Question 68 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un tarif optionnel injection-soutirage accessible de manière transitoire aux installations de stockage raccordées au réseau HTB au sein des zones pour lesquelles l'apparition de contraintes locales de réseau est particulièrement prévisible ? .....	14
Question 69 : Êtes-vous d'accord avec les critères envisagés par la CRE pour définir les zones dans lesquelles une installation de stockage pourrait souscrire au tarif injection-soutirage ? .....	16
Question 70 : Êtes-vous d'accord avec les règles envisagées par la CRE pour placer les heures de pointe du tarif injection-soutirage ? .....	16
Question 71 : Êtes-vous d'accord avec les critères d'éligibilité envisagés par la CRE pour le tarif injection-soutirage ? .....	17
Question 72 : Êtes-vous favorable aux grilles tarifaires de la composante injection-soutirage et aux modalités de mise en œuvre envisagées ? .....	17

Question 15 : Êtes-vous favorable aux niveaux d'objectifs proposés par la CRE pour le respect de l'envoi de la proposition de raccordement pour les différents niveaux de tension à savoir, de 95 % à 98 % pour le segment BT  $\leq$  36 kVA et de 91 % à 94 % pour le segment BT  $>$  36 kVA, collectifs en BT et HTA ?

France renouvelables est favorable aux niveaux d'objectif sur le segment BT  $>$  36 kVA, collectifs en BT et HTA.

Question 16 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'un suivi sans incitation du délai moyen (en jours) de remise des 5 % des PTF les plus longues ?

France renouvelables est favorable à cet objectif cible. Cependant **afin de mieux encadrer les délais de remise des PTF d'Enedis, France renouvelables propose également que le délai fixé à 15 jours permettant à Enedis de vérifier la complétude du dossier du développeur soit mieux encadré.** En effet, la confirmation de la complétude du dossier par Enedis déclenche le T0 sur lequel se base le délai de remise de la PTF.

**En premier lieu un indicateur pourrait permettre de mesurer la durée réelle de ce délai.**

Question 21 : Considérez-vous pertinent de mettre en place une incitation pour les raccordements provisoires ?

France renouvelables est favorable aux objectifs de délai moyen des raccordements producteurs pour les installations BT  $>$  36 kVA et HTA. En effet, si la croissance de la volumétrie n'a pas permis à Enedis de tenir les objectifs du TURPE 6, il semble important que la hausse croissante constatée diminue progressivement.

Question 22 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'un système automatique pour le versement des indemnités en cas de retard de mise à disposition du raccordement ?

France renouvelables constate que ce système de versement des indemnités sur demande n'était que très peu utilisé par les producteurs HTA. **Nous sommes favorables à ce versement automatique mais tenons à signaler que le montant de 1500€ est extrêmement faible par rapport au coût réel supporté par les producteurs du fait du retard de mise à disposition du raccordement.**

Question 23 : Êtes-vous favorable à la régulation incitative envisagée par la CRE concernant la capacité de postes sources à créer en priorité, dans le cadre des S3REnR ?

France renouvelables est favorable au séquençement et donc à la priorisation de certaines capacités S3REnR. En effet, comme indiqué par la CRE, les ouvrages S3REnR se trouvent sur le chemin critique de plusieurs projets EnR. La création de certains postes sources permettraient en effet la mise en service d'une importante capacité rapidement. France renouvelables est également conscient du besoin de visibilité des GR, notamment au regard des commandes fournisseurs. C'est pourquoi **la mise en place d'une trajectoire cible de capacité à créer sur les S3REnR apparaît appropriée**. En revanche, concernant la régulation incitative associée nous sommes surpris par plusieurs points :

- L'objectif cible, c'est-à-dire l'objectif au-dessus duquel un bonus est appliqué et en dessous duquel un malus est appliqué, ne correspond pas à la capacité des projets prioritaires mais à une capacité tronquée car il lui a été appliqué un coefficient reflétant le retard des mises en service des ouvrages S3REnR. Aussi, **le signal envoyé paraît être celui de la standardisation des retards alors même que les ouvrages prioritaires résultent d'un écrémage du portefeuille total des capacités S3REnR qui auraient dû être mis en service**. Nous nous interrogeons également sur la méthode de calcul de cet abattement statistique compte-tenu du fait que les retards devraient être plus faibles sur des projets prioritaires que sur le portefeuille total de projets.
- La CRE ne prévoit pas de bonus si RTE venait à installer plus que la capacité cible S3REnR sur un an. Or, il n'y a jamais eu de couts échoués du réseau pour raccorder les EnR. **France renouvelables s'étonne également que ces ouvrages soient qualifiés de « couts échoués » alors qu'il s'agit de travaux prévus au titre du S3REnR, validé par les parties prenantes et signés par le préfet de région**. Il apparaît primordial de **favoriser la mise en service de tous les ouvrages S3REnR puisque ceux-ci ont été planifiés**.
- Le fait que l'incitation porte uniquement sur les travaux prioritaires fait craindre **très fortement qu'une part significative des travaux S3REnR ne soient pas réalisés, ce qui empêcherait la mise en service de plusieurs centaines de MW de projets EnR prêts à être raccordés**. France renouvelables espère que les investissements prévus par les gestionnaires de réseau dans le TURPE 7 permettront de réaliser la totalité des ouvrages prévus au titre du S3REnR.
- **Pour cela nous proposons que si les capacités mises en service sont supérieures aux projets prioritaires, il soit appliqué un bonus, celui-ci pouvant être inférieur au bonus prévu si la capacité créée est supérieure à celle du portefeuille ajusté mais inférieure au portefeuille brut avec priorisation**.

Finalement, **France renouvelables souhaiterait que les critères d'ordonnancement soient davantage détaillés** : que signifie « un seuil de déclenchement proche d'être atteint » ? Comment est quantifiée la dynamique d'intégration des raccordements ?

Question 24 : Identifiez-vous d'autres données à intégrer au rapport annuel sur le raccordement à publier par les gestionnaires de réseaux ?

France renouvelables salue la mise en place de rapport annuel sur le raccordement. Aux éléments de ce rapport pourrait être ajouté la liste des ouvrages prioritaires mis en œuvre/en cours/en retard avec explication brève du retard le cas échéant. Les données de la file d'attente des producteurs EnR devraient également être intégrées à ce rapport. En plus de ce rapport annuel, **France renouvelables préconise que les données qui concernent la mise en œuvre des S3REnR soient publiées clairement et régulièrement et que soient notamment illustrés les éventuels retards. Ces états des lieux des ouvrages devront être publiés régulièrement, tous les 3 mois, afin de garantir une réelle transparence pour tous les producteurs** et pour envoyer les bons signaux à ces derniers sur la disponibilité prévisionnelle des infrastructures à venir. **France renouvelables est favorable à la publication d'un rapport annuel sur le raccordement tel que proposé par la CRE.** Cependant, **concernant les ouvrages S3REnR, la mise à jour des données à une fréquence annuelle n'est pas suffisante au bon suivi de l'information** par les producteurs qui nécessite des données mises à jour plus régulièrement. Celles-ci sont en effet essentielles dans le rétro-planning des projets et permettent de fixer des jalons lors du développement du projet (exemple : commande des machines).

**Les avancées des ouvrages pourraient être détaillées en trois catégories :**

- Une partie sur les avancées des études qui pourront également montrer l'anticipation des études ouvrages que doivent mettre en œuvre les gestionnaires de réseau,
- Une partie sur les avancées administratives (circulaire Fontaine par exemple),
- Une partie sur les avancées des travaux.

Ces états des lieux des ouvrages devront également comporter **un volet décrivant les jalons prévisionnels et la date de mise en service prévisionnelle.**

Question 36 : Partagez-vous l'analyse préliminaire et les axes prioritaires identifiés par la CRE pour le développement des flexibilités au service des réseaux ?

**Evolutions envisagées :**

- Intégrer les flexibilités dans les méthodes de dimensionnement des réseaux,



- Partager les gains économiques permis par la flexibilité,
  - Intégrer les flexibilités dans les études de dimensionnement,
  - Recourir aux écrêtements de manière pertinente en l'absence de flexibilité compétitive.
- Faciliter la participation aux mécanismes de flexibilité,
  - Améliorer le design des mécanismes existants,
  - Renforcer la visibilité et la transparence pour les acteurs,
  - Maximiser la valeur des flexibilités.
- Elargir les offres de raccordements flexibles,
  - Généraliser la proposition d'offres de raccordements flexibles,
  - Proposer des raccordements flexibles pertinents pour les demandeurs.
- Adopter une approche conjointe entre RTE et Enedis.

France renouvelables partage l'analyse et les axes prioritaires de la CRE.

#### Concernant l'intégration des flexibilités dans les méthodes de dimensionnement des réseaux,

En 2019, France renouvelables (ex. France Energie Eolienne) était favorable et a soutenu le principe du Dimensionnement optimal dans le SDDR et dans le TURPE 6.

Tout au long de ces cinq dernières années, en lien étroit avec RTE et Enedis, France renouvelables a contribué à la mise en œuvre et à l'amélioration du dispositif (estimation du productible non-injecté, automatisation de l'indemnisation des limitations, prise en compte des flexibilités dans les contrats d'accès au réseau ...).

**France renouvelables salue la qualité des échanges et des travaux que RTE et Enedis ont mené dans ce cadre.** Le chemin parcouru est important, bien que la cible ne soit pas encore atteinte étant donné l'ampleur et la complexité du sujet.

**Il nous semble maintenant nécessaire d'effectuer un retour d'expérience sur le dimensionnement optimal** qui permettra notamment de quantifier :

- Le volume d'écrêtement par zone de congestion, et donc par ouvrage évité,
- Les coûts de ces écrêtements par zone, et ainsi le coût évité grâce à ces écrêtements par ouvrage évité,
- Les gains associés en matière d'investissements concernant l'accélération des projets EnR raccordés en anticipation dans ces zones,
- Le bilan et les enseignements du projet « STAR ».

**France renouvelables est favorable à la poursuite du principe du Dimensionnement Optimal, et au déploiement progressif du projet Reflex.**

Nous soutenons cependant le fait de **ne pas pousser davantage en profondeur les paramètres actuels du Dimensionnement optimal**, voire qu'il est nécessaire de les questionner pour :

- Prendre en compte l'augmentation du facteur de charge des installations éoliens et PV,
- Prendre en compte les monotones de charge des installations hybrides, ou exclure ces projets de la méthode du dimensionnement optimal étant donné qu'ils puisent dans le gisement de foisonnement directement à la maille de l'installation de production.

L'intégration du projet Reflex d'Enedis accentuera et superposera les occurrences de limitations de production pour congestion RPT + RPD. **Le dispositif notamment d'indemnisation de l'énergie non-injectée doit continuer à s'améliorer et les efforts pour parvenir à la cible doivent continuer à s'intensifier.**

La projection dans le temps, par exemple de 5 à 10 ans, des bénéfices du Dimensionnement optimal de RTE et du projet Reflex doit être selon nous davantage exposée, avec :

- La publication du plan de déploiement des automates NAZA,
- La projection du volume d'écrêtements par année, la publication de l'évolution des zones sous contraintes,
- Une présentation plus approfondie de la méthode et des hypothèses de CritFlex, l'outil d'arbitrage d'Enedis entre « Flexibilité et Investissement ».

**Le financement et la prise en charge des limitations** (1. du dimensionnement Optimal, 2. De Reflex, 3. Des raccordement anticipés) **étant différentes, il est impératif que les gestionnaires de réseau soient en mesure de justifier en toute transparence et pour chaque limitation l'origine de la contrainte, et de flécher le volume de limitation sur l'investissement qu'elle a permis d'éviter.**

Question 37 : Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à attribuer à Enedis 20 % des gains économiques permis par la flexibilité ?

Le partage de la valeur des flexibilités vise à donner au gestionnaire de réseau 20% de la différence entre le bilan réseau et le bilan flexibilité pour les inciter davantage à déployer ces solutions et permettant de couvrir leurs coûts d'exploitation associé.

Si la mesure permet à RTE et à Enedis de couvrir les coûts d'exploitation et d'ainsi généraliser le recours aux flexibilités locales, France renouvelables est favorable à cette mesure.

- Le financement de cette mesure sera donc porté par le TURPE ? Ou prise en compte au moment de l'arbitrage développement du réseau / recours à une solution de flexibilités ?
- Comment la valeur de 20% a-t-elle été définie ?

Si une telle mesure est retenue, France renouvelables demande de la transparence sur les bilans Réseau et bilan de Flexibilité du Dimensionnement optimal, de Reflex (CritFlex). En effet, le Dimensionnement optimal est mis en œuvre depuis plusieurs années, et il ne nous a pas encore été présenté de projection ou de bilan économique de cette mesure (autre que les 0,3% d'écrêtements pour 7 milliards d'économie réseau).

Question 38 : Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à inciter Enedis à la mise en œuvre du projet REFLEX ?

France renouvelables est favorable au recours progressif du principe Reflex dans le dimensionnement des ouvrages S3REnR, et nous comprenons l'intérêt d'anticiper la généralisation de Reflex avant le bilan des expérimentations \_ qui pourtant ont vocation à valider le principe.

Nous exprimons des craintes quant à la maîtrise de l'articulation entre le dimensionnement optimal et le projet Reflex.

Il est nécessaire d'établir un REX chiffré des zones d'expérimentation du Bac à Sable réglementaire, dès que possible, afin d'agir en conséquence lors de la mise en application de la généralisation progressive à d'autres postes sources \_ son effet étant de 2-3 ans, soit le temps que les installations se raccordent et produisent dans la zone.

Nous souhaitons obtenir une projection prévisionnelle claire dans le temps des prochaines étapes suivantes : zones envisagées, volume attendu de capacité dégagée par zones, volumes des limitations prévisionnelles par zone (avec distinction des limitations Reflex & Dimensionnement optimal).

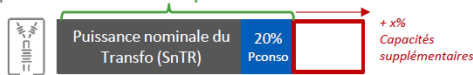
La généralisation de Reflex devait, lors des discussions initiales, intégrer le cadre réglementaire des S3REnR, notamment pour définir la méthode de financement des écrêtements, ainsi que de faire partie intégrante des consultations des révisions des S3REnR pour dimensionner poste par poste le taux d'augmentation des capacités suivantes \_ selon les gisements EnR :

● Calcul du taux d'augmentation des capacités

$$X = \frac{P_{Prod} - 20\% P_{conso} - S_{nTR}}{20\% P_{conso} + S_{nTR}}$$

**Exemple :**

Pour un poste avec une Pconso de 30 MW, un transformateur de 36 MVA peut accueillir **42 MW de production**



*Pconso représente la puissance soutirée à la pointe d'hiver sur le poste  
20 % Pconso représente le talon de consommation sur le poste*

Si la généralisation de Reflex était retenue, nous appelons donc à engager dès à présent les discussions sur ces dernières modalités de mise en œuvre réglementaire et S3REnR.

**Sur la base de ces précédentes observations, France renouvelables est attaché à ce que les conditions et les règles expérimentées soient conservées pour la généralisation du principe, à savoir notamment que les charges d'exploitation liées à la mise en œuvre des flexibilités soient prises en charge par le gestionnaire de réseau.**

Question 40 : Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à suivre l'application de la méthodologie CritFlex par Enedis ?

Nous ne pouvons pas nous positionner étant donné que nous n'avons pas à notre connaissance d'information précise sur les hypothèses d'entrées, les critères la méthode CritFlex, notamment en ce qui concerne les éléments économiques relatifs aux installations EnR et arbitrages associés \_ part intégrante de l'optimisation. Nous souhaitons davantage de transparence sur cette méthode.

Question 42 : Êtes-vous favorable à la **mise en place d'une régulation incitative commune à Enedis et RTE** portant sur l'exécution d'actions prioritaires communes ?

France renouvelables est favorable à l'incitation associée à la liste d'action envisagée. La coordination GRT/GRD s'est montrée déterminante ces dernières années pour la mise en œuvre du dimensionnement optimal, de l'expérimentation Reflex et des flexibilités locales au sens large. Cette coordination est essentielle et doit être continuellement renforcée.

La concertation au sens large des gestionnaires de réseau, relatives aux flexibilités, est abordée dans un grand nombre d'instance : CAR, CAM, CCP, CASE ... Il conviendrait de réunir un unique GT transversal RTE/GRD/ agrégateurs/stockeurs/producteurs pour traiter de ces travaux communs via un vecteur unique et en présence de l'ensemble des parties prenantes. Pour exemple, le sujet des besoins de RTE en termes de participation

des producteurs au mécanisme d'ajustement n'a jamais été abordé en GT Producteurs de RTE.

Question 41 : Selon quels critères considérez-vous que Enedis devrait proposer systématiquement une offre de raccordement flexible en complément de l'offre de raccordement de référence ?

Proposer systématiquement une offre de raccordement flexible ne doit pas selon nous allonger les délais d'émission des offres de référence, et une certaine efficacité dans les études nécessaires à l'émission des offres doit être conservée. Ainsi, il faudrait définir les critères (coût & délais de raccordement notamment) où une ORR seule suffirait. Il faudrait également définir des critères où les offres de raccordement flexibles ne sera pas valable (avec un seuil de limitation maximum).

Une priorité porte selon nous sur le développement d'offre flexibles pour les actifs de stockage dans des conditions adaptées à leur modèle économique. En HTB, nous exprimons le besoin de faire évoluer ces offres pour qu'elles soient plus cadrées et précises, lisibles dans le temps (notamment les gabarits de limitations horosaisonniers, etc.) afin de permettre le financement de ces projets.

Nous sommes également favorables au développement des ORO HTA. Les conditions des ORO devront également être concertées afin qu'elles soient adaptées aux conditions de financement des actifs de stockage.

Question 42 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitative commune à Enedis et RTE portant sur l'exécution d'actions prioritaires communes ?

France renouvelables est favorable à l'incitation associée à la liste d'action envisagée. La coordination GRT/GRD s'est montrée déterminante ces dernières années pour la mise en œuvre du dimensionnement optimal, de l'expérimentation Reflex et des flexibilités locales au sens large. Cette coordination est essentielle et doit être continuellement renforcée.

La concertation au sens large des gestionnaires de réseau, relatives aux flexibilités, est abordée dans un grand nombre d'instance : CAR, CAM, CCP, CASE ... Il conviendrait de réunir un unique GT transversal RTE/GRD/agrégateurs/stockeurs/producteurs pour traiter de ces travaux communs via un vecteur unique et en présence de l'ensemble des parties prenantes. Pour exemple, le sujet des besoins de RTE en termes de participation des producteurs au mécanisme d'ajustement n'a jamais été abordé en GT Producteurs de RTE.

Question 45 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la régulation incitative des actions prioritaires ? Quelles actions identifiées vous semblent les plus prioritaires ?

France renouvelables salue l'initiative de proposer des actions prioritaires multi-thématiques, en cohérence avec la pluralité des difficultés que peuvent rencontrer les développeurs et producteurs dans leur processus de raccordement

France renouvelables tient cependant à alerter la CRE sur le nombre très importants d'actions prioritaires. La date de mise en service étant le seul élément sur lequel porte l'incitation, France renouvelables craint que certaines concertations nécessaires à la bonne mise en place des projets soient trop rapides et ne permettent pas le dialogue suffisant pour que celles-ci soient pleinement efficaces. **Nous proposons donc que soit mis en place pour chaque projet un calendrier de travail prévisionnel qui précise le nombre de GT/mois ou le nombre de GT total.**

Question 54 : Avez-vous des remarques sur la trajectoire d'investissements proposée par Enedis ?

France renouvelables considère pertinente la trajectoire d'investissements proposée par Enedis, notamment concernant la hausse des investissements liés au raccordement réseaux. Les différentes instances de concertation d'Enedis font état d'une volumétrie croissante. La loi APER, les objectifs PPE3 et le Schéma Décennal de Développement du Réseau viennent confirmer l'accélération de développement des EnR à venir. Aussi, dans la présente consultation, la CRE propose la mise en place de nombreuses régulations incitatives liées au raccordement, ce que France renouvelables salue. Dans ce cadre nous sommes favorables à cette hausse d'investissement afin de donner à Enedis les moyens d'ancrer l'accélération des raccordements.

Question 61 : Êtes-vous favorable aux modalités de mise en œuvre proposées par Enedis et aux orientations proposées par la CRE concernant l'évolution du placement des heures creuses ?

#### **Evolutions envisagées :**

- Généralisation progressive d'heures creuses l'après-midi en été à partir d'août 2025
- Différenciation géographique des heures creuses

France renouvelables est favorable à la généralisation progressive d'heures creuses l'après-midi, ceci dans le but que l'utilisateur final profite d'un prix avantageux s'il consomme lorsque l'électricité est abondante, et de réduire les coûts de la gestion du réseau lors de pics de production.

Question 67 : Êtes-vous favorable aux propositions de la CRE concernant l'énergie réactive ?

France renouvelables est favorable à la participation des producteurs HTA à la gestion des tensions hautes à travers le changement de consigne en tan phi. L'expérimentation permise par la loi APER du 10 mars 2023 a, d'après les retours d'Enedis, été concluante et montré la volonté des adhérents de France renouvelables de participer à l'absorption d'énergie réactive. Cependant, **France renouvelable s'interroge sur la manière dont sera affectée la hausse de la composante d'énergie réactive à l'interface pour les installations de production HTA (flux en injection).** Nous tenons à signaler que la **loi APER précisait que le changement de consigne devrait être effectué par les parcs pour lesquels cela est techniquement possible.** Il est primordial que cette notion de possibilité technique reste en vigueur, certains parcs, trop anciens, n'étant pas équipés pour effectuer ce changement de consigne. Aussi, si lors de l'expérimentation, la quasi-totalité des producteurs est parvenue – en rencontrant des difficultés logistiques – à effectuer le changement de consigne en un jour, la généralisation de cette mesure touchera beaucoup plus de parcs. De nombreux producteurs ne peuvent pas effectuer le changement de consigne eux-mêmes et doivent donc faire appel aux turbiniers ou à l'exploitant. Ce changement de consigne n'est pas automatisé et nécessite une intervention physique.

Aussi, **il est extrêmement difficile d'envisager que l'intégralité des parcs puissent effectuer le changement de consigne en une seule journée. Nous proposons donc que les jours avant et après la date de changement de consigne soient neutralisés.** Nous pourrions également considérer d'exonérer de pénalités les producteurs qui respectent leurs consignes en tangente (phi) 80% du temps sur l'année, afin de prendre en compte les délais de changement de consigne mais également les défaillances que peuvent connaître les parcs et qui ne leur permet pas de respecter la consigne. **Ces éléments pourront être rediscutés et ajustés à l'occasion d'un GT dédié qui pourrait être mis en place par Enedis avec la filière.**

Question 68 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un tarif optionnel injection-soutirage accessible de manière transitoire aux installations de stockage raccordées au réseau HTB au sein des zones pour lesquelles l'apparition de contraintes locales de réseau est particulièrement prévisible ?

France renouvelables accueille favorablement la proposition de la CRE d'examiner les possibilités de faire évoluer la structure du TURPE afin de refléter les services que peuvent rendre les batteries au réseau, à savoir injecter et soutirer de manière contracyclique par rapport aux contraintes du réseau. Nous saluons l'initiative de la CRE qui envisage une tarification spécifique pour les installations de stockage.

**Pour atteindre cet objectif, comme exprimé en janvier 2024 en réponse à la consultation N°2023-13 de la CRE, France renouvelables n'est pas convaincu que la tarification présentée dans la consultation publique du 11 octobre 2024 soit la bonne solution.**

Nous pensons que d'autres signaux doivent être envisagés pour inciter les moyens de stockage à adopter un comportement contracyclique en réponse aux besoins du réseau. **France renouvelables préconise un cadre plus simple et plus lisible pour les opérateurs de stockage, et plus efficace à mettre en œuvre pour les gestionnaires de réseau.**

Le concept tel que présenté dans le document de la consultation publique est théoriquement vertueux du point de vue du réseau, mais nous craignons que le principe demeure complexe à mettre en œuvre, pour un résultat incertain et marginal, et donc peu adopté.

- En effet, premièrement, **la souscription à cette option complexifiera encore davantage le financement des unités de stockage, là où ces projets ont besoin avant tout de visibilité à long-terme afin d'éviter un renchérissement de son coût.**
- Deuxièmement, les signaux provenant des marchés et de cette option tarifaire pourront se renforcer mutuellement ou entrer en conflit. S'ils entrent en conflit, le niveau du tarif n'aura un effet incitatif au bénéfice du réseau que s'il est supérieur au revenu sur le marché ou sur les services Système, ce qui n'est pas envisagé dans le niveau du tarif présenté. De ce fait, l'option ne devrait donc pas avoir significativement davantage d'effet vertueux pour le réseau, sauf éventuellement pour la localisation d'un nouveau projet.

Or, afin de répondre aux besoins de RTE exposés dans le SDDR de voir se développer des batteries dans les zones à forte concentration de PV, **selon France renouvelables, un lot de mesures conditionnées dès la demande du raccordement seraient préférables et plus efficaces.**

Ainsi, selon France renouvelables, l'étude de la tarification optionnelle de la présente consultation et des alternatives envisageables doivent donc être approfondies :

- **Rendre possible l'option de la présente consultation publique dans un cadre expérimental**, limiter l'expérimentation aux poches identifiées dans la consultation pour des nœuds sans regret sur le long terme, afin que ceci soit efficace à mettre en œuvre et sans risque pour RTE, Enedis et les opérateurs de stockage.



- **Explorer dès le début du TURPE 7 des alternatives à cette précédente tarification spécifique, avec pour objectif un cadre plus simple à mettre en œuvre pour les gestionnaires de réseau et les opérateurs de stockage, et qui donnerait plus de visibilité et plus de garanties aux opérateurs de stockage** \_ dans le cadre de Bac à Sable réglementaire.

Un cadre alternatif pourrait être le lot de mesures suivantes :

- **Planifier les besoins de stockage en cohérence avec le SDDR**, en considérant le stockage dans les zones qui sont pertinentes pour le réseau, dès la demande de raccordement.
- Par exemple, dans les zones soumises à de fortes limitations en injection (notamment PV), via un système d'appel d'offre long terme, ou via un complément de rémunération à construire donnant de la visibilité sur les revenus, permettre le lot de mesures suivantes :
  - Un **raccordement accéléré et simplifié** de l'actif de stockage.
  - Un **engagement du stockeur et de RTE sur un profil d'injection / soutirage spécifique**, contracyclique, lors des périodes sous tension identifiées selon les besoins de RTE, tout en restant compatible avec les caractéristiques techniques d'une l'installation de stockage.
  - Si le stockeur respecte le profil spécifique :
    - **Accorder une exemption de TURPE** et/ou neutraliser l'énergie soutirée \_ qui aurait été indemnisée par le TURPE en cas le limitation EnR, dans le cadre du SDDR et du dimensionnement optimal, ou de Reflex par exemple.
    - **Accorder un revenu capacitaire « réseau »** en cas de report d'investissement réseau dans la zone (cf. SDDR).

Question 69 : Êtes-vous d'accord avec les critères envisagés par la CRE pour définir les zones dans lesquelles une installation de stockage pourrait souscrire au tarif injection-soutirage ?

Cf. réponse à la question 62 (HTB) / Question 68 (HTA)

Question 70 : Êtes-vous d'accord avec les règles envisagées par la CRE pour placer les heures de pointe du tarif injection-soutirage ?

Cf. réponse à la question 62 (HTB) / Question 68 (HTA)

France renouvelables note par ailleurs une incohérence entre la durée totale de la plage « pointe d'injection », définie au maximum à 500 heures si elle est étendue, en comparaison des volumes de limitations d'injection lors de demandes de raccordement dans ces mêmes zones \_ celles-ci pouvant s'élever à 1000 voire 2000 heures. Le volume

de la plage « pointe d'injection » doit donc être augmenté à la hauteur des limitations prévisionnelles qui sont annoncés lors d'une remise de PTF dans la zone.

Question 71 : Êtes-vous d'accord avec les critères d'éligibilité envisagés par la CRE pour le tarif injection-soutirage ?

Cf. réponse à la question 62 (HTB) / Question 68 (HTA)

Question 72 : Êtes-vous favorable aux grilles tarifaires de la composante injection-soutirage et aux modalités de mise en œuvre envisagées ?

Cf. réponse à la question 62 (HTB) / Question 68 (HTA)