

**CONSULTATIONS PUBLIQUES N°2024-15 ET N°2024-16 DU 11 OCTOBRE 2024  
RELATIVE AU PROCHAIN TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE  
TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE « TURPE 7 »**

**CONTRIBUTION ADEME**

Le 22/11/2024

Service Electricité Renouvelable et  
Réseaux

D'un point de vue général, l'ADEME est favorable aux propositions de la CRE portant sur la structure tarifaire des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

Concernant l'élaboration du tarif, l'ADEME partage les principes identifiés par la CRE et notamment sur le rôle du tarif d'impliquer l'ensemble des usagers du réseau dans un objectif de sécurité d'approvisionnement et de résilience du système électrique Français. Dans cet objectif, l'ADEME est favorable à l'ensemble des propositions de la CRE visant à l'efficacité énergétique du système, à l'optimisation des investissements et à la priorisation donnée au recours à la flexibilité.

Compte tenu du besoin de construire de nouvelles offres de fourniture incitant les consommateurs au décalage de leur consommation hors des périodes critiques pour le système électrique, l'ADEME est également favorable à l'évolution et à la multiplication des heures creuses pour profiter des plages de forte disponibilité d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau. Cette évolution de la construction tarifaire doit permettre d'augmenter le gisement de flexibilité et l'efficacité du système en s'adressant à tous les segments de consommateurs. En complément, l'augmentation des sources de consommation pilotables (en premier lieu le développement de la mobilité électrique) et le déploiement massif de sources de production renouvelable sur la période d'application du TURPE 7 pourraient justifier la création d'une nouvelle plage tarifaire d' « heures très creuses » pour encourager l'ensemble des utilisateurs à placer leurs usages à ces moments.

Au regard des besoins de développement des services rendus par les flexibilités, et des retours d'expérience obtenus des opérations financées et suivies par l'Agence, nous vous partageons les retours suivants pour alimenter la suite des travaux d'élaboration des tarifs appliqués aux réseaux de transport et de distribution.

## **Pour la consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 7 HTB)**

### **Question 1 Quels enjeux vous semblent les plus prioritaires pour les régulations incitatives de RTE pour le TURPE 7 HTB ?**

Compte tenu des objectifs d'électrification des usages d'une part, et de déploiement des centrales de production d'électricité d'origine renouvelable d'autre part, les enjeux autour des coûts et des délais de développement du réseau nécessitent de faire de la maîtrise du dimensionnement des installations une priorité d'action pour les gestionnaires de réseaux.

Ainsi l'ADEME estime, que ce soit dans le TURPE HTB ou le TURPE HTA/BT, que le recours aux flexibilités dès le raccordement doit représenter un enjeu prioritaire dans les régulations incitatives de RTE et Enedis. L'ADEME souligne ainsi un besoin d'incitation pour passer d'un développement basé sur les CAPEX (capital rémunéré CCN impliquant un risque de surdimensionnement) à un développement basé sur les CAPEX et OPEX de manière à le rendre plus optimisé et agile. Les incertitudes que représentent le volume et le coût d'activation des flexibilités pourront être couvertes par les propositions de la CRE formulées plus loin dans la consultation (question 17).

### **Question 17 Êtes-vous favorable aux orientations de la CRE sur la régulation incitative des coûts de congestions, notamment concernant la maîtrise des écrêtements EnR ?**

L'ADEME est favorable à la couverture à 100% des coûts d'écêtement de ENR dans le cadre du dimensionnement optimal.

RTE n'étant pas exposé à ces coûts, la prise en compte des flexibilités dans les études de réseau ne sera pas pénalisée par des primes de risques par rapport à des solutions reposant uniquement sur des CAPEX avec un dimensionnement maximal.

Concernant l'incitation sur les volumes d'écêtement :

L'ADEME reconnaît le besoin de maîtriser les volumes écêtés (pour maîtriser les coûts) mais alerte sur le risque de limiter le recours à cette flexibilité dans le dimensionnement du réseau en cas de définition d'un seuil trop bas. Les écêtements par installation sont par ailleurs déjà encadrés en puissance et volume.

Le taux de 0,5% n'apparaît pas suffisamment justifié.

### **Question 22 Êtes-vous favorable à la poursuite du suivi des indicateurs d'utilisation du réseau pour la période TURPE 7 ?**

La CRE a récemment consulté sur le sujet de la modification de puissance de raccordement par les gestionnaires de réseau mettant en avant un surdimensionnement des puissances de raccordement de l'ordre de 55%. La maîtrise du dimensionnement des réseaux, au-delà du seul cas des raccordements, est un élément structurant pour les trajectoires de développement des réseaux dans un contexte de forte augmentation des investissements.

L'ADEME est favorable à la poursuite du suivi des indicateurs d'utilisation du réseau.

### **Question 23 Partagez-vous les orientations de la CRE concernant le cadre de régulation relatif aux interconnexions ?**

Si le taux d'utilisation des interconnexions est effectivement dépendant des prix de marché sur lesquels RTE n'a pas d'influence, les hypothèses de taux d'utilisation sont structurantes dans les décisions d'engagement des projets d'interconnexion.

La conversion de l'incitation du taux d'utilisation vers le taux de disponibilité ne permettrait plus d'inciter à la maîtrise du dimensionnement des interconnexions.

**Question 32 Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant l'outil Caparéseau ?**

Concernant le suivi des performances de RTE et Enedis par la CRE en termes de taux de traitement des réclamations Caparéseau, il serait utile de définir dès maintenant ce qui est qualifié de « mauvaise performance », afin de savoir quelle performance serait jugée insuffisante et devrait mener à une incitation financière en cours de TURPE 7.

Par ailleurs, l'ADEME souligne l'importance d'afficher les capacités de flexibilité pouvant être offertes au réseau. Ainsi, l'outil Caparéseau peut constituer une source de données intéressante permettant de mettre en valeur sur l'ensemble des cartographies les capacités supplémentaires libérées par les flexibilités. L'ADEME propose à titre d'exemple d'afficher les capacités de modulation déjà contractualisées, mais également une capacité prévisionnelle ou potentielle au regard des pointes constatées sur les ouvrages. Ces nouveaux indicateurs pourront être pris en compte lors de la refonte de Caparéseau identifiée par la CRE comme une des actions prioritaires à mener d'ici à décembre 2026.

**Question 33 Identifiez-vous d'autres données à intégrer au rapport annuel sur le raccordement à publier par les gestionnaires de réseaux ?**

L'ADEME promeut le développement des opérations de raccordement alternatives (ORA) pour faciliter la participation des producteurs au maintien du système et pour diminuer les coûts de la flexibilité par une économie sur les investissements réseau. Cependant, très peu d'opérations de raccordement alternatives voient le jour. En 2022, environ 1100 demandes de raccordement de production en HTA ont été validées ; pour autant, seules 22 d'entre elles ont fait l'objet d'une ORA à la demande du producteur, et seulement 3 ont abouti.

Ainsi pour suivre le développement de ces opérations, l'ADEME propose d'intégrer au rapport annuel sur le raccordement demandé par la CRE à RTE et Enedis le bilan des flexibilités prises en compte dès le raccordement pour le dimensionnement optimal du réseau.

**Question 38 Êtes-vous favorable à une incitation visant à attribuer à RTE 20 % des gains économiques permis par la flexibilité locale ?**

Les mécanismes de financement de développement du réseau sont historiquement favorables aux investissements (biais de capital) conduisant à un renforcement de réseau plutôt qu'à choisir la solution efficace à coût minimal<sup>1</sup>.

L'ADEME est favorable à une évolution du TURPE vers une logique TOTEX, avec intégration des charges d'exploitation ainsi qu'à une incitation pour RTE à se saisir des solutions basées sur les flexibilités impliquant une hausse des OPEX.

**Question 39 Êtes-vous favorable à une incitation au déploiement des automates NAZA ?**

Dans son avis sur la flexibilité du système électrique publié en mars 2024, l'ADEME s'est déclarée favorable au développement d'un large bouquet de flexibilité afin de permettre une participation et une équitable rémunération de l'ensemble des acteurs et des utilisateurs du réseau.

Les écrêtements de production EnR pour la gestion des contraintes sur le réseau de transport peuvent être optimisés par les automates NAZA mais leur activation reste possible et indépendamment de NAZA. Le recours aux écrêtements de production EnR ne doit pas être contraint par le développement d'une unique solution technique du GRT se faisant au détriment des actions de flexibilité structurelles (déplacement de consommation et effacement).

---

<sup>1</sup>Source: [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2024\\_Report\\_Benefit\\_based\\_remuneration\\_infrastructure\\_investments.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2024_Report_Benefit_based_remuneration_infrastructure_investments.pdf)

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

Dans son avis sur la flexibilité du système électrique, l'ADEME propose un recours accru aux dispositifs existants de limitation des pics d'injection ou soutirage aux points de raccordements afin de limiter les investissements sur le réseau. L'objectif est de tendre le plus rapidement possible vers une proposition systématique d'une offre diminuant les congestions locales ou nationales en plus de l'offre de référence faite au demandeur.

L'ADEME propose ainsi la systématisation de l'offre de raccordement flexible, dès que des capacités constructives de modulation de puissance sont disponibles, avec ou sans contrainte réseau identifiée. L'objectif sera d'optimiser délais et coûts de développement du réseau, tout en se prémunissant de besoins pouvant apparaître a posteriori.

**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, et à la liste d'actions prioritaires envisagée ? Identifiez-vous d'autres actions prioritaires ?**

L'ADEME est favorable à définir des actions prioritaires communes entre les gestionnaires pour la mise en œuvre des flexibilités simultanément sur les réseaux de distribution et de transport. Pour une contrainte donnée, il y a en effet un intérêt à ce qu'une flexibilité puisse être activée indépendamment du réseau sur lequel elle est raccordée. Il convient tout de même de définir les bouquets de flexibilité adressés par l'appel à marché commun et s'assurer en parallèle du respect des gestionnaires de réseaux des objectifs de développement des autres services de flexibilité ne répondant pas directement à une congestion réseau, ou de ces mêmes services en dehors des zones d'expérimentation.

**Question 47 Avez-vous des remarques sur l'analyse préliminaire de la CRE concernant les charges nettes d'exploitation (hors charges liées à l'exploitation du système électrique) ?**

Concernant le poste de charges lié à la **recherche et développement** :

**Sur le volet ACV**, l'ADEME considère que le maintien d'un niveau d'implication adéquat, en termes de temps et de ressources humaines, est essentiel pour garantir une collaboration efficace entre les experts de RTE et ceux de l'ADEME. Cela permettra de poursuivre des échanges de qualité et de travailler efficacement sur ces sujets stratégiques<sup>2</sup>.

Si cette réduction de budget est confirmée, nous tenons à réaffirmer notre engagement à rester à la disposition de RTE pour répondre à leurs enjeux à travers des études conjointes. Ainsi, si les subventions attribuées à RTE auparavant venaient à être diminuées, des synergies avec la stratégie de recherche ACV de l'ADEME pourront être étudiées.

Nous restons disponibles pour discuter des modalités de cette collaboration et pour trouver ensemble des solutions qui répondent aux priorités de chacun.

**Sur le volet biodiversité**, les réseaux électriques ont aujourd'hui des impacts reconnus sur la biodiversité. Ils sont notamment une des principales sources de mortalité pour les oiseaux migrateurs.

En Europe, l'électrocution et les collisions avec les lignes électriques représentent près de 50% des mortalités observées sur les oiseaux migrateurs, dont plusieurs espèces protégées comme la cigogne noire (Serratosa, 2024<sup>3</sup>). La LPO France estime également que près de 12 % des rapaces découverts sont victimes d'électrocutions et de percussions avec les réseaux de câbles (électriques ou de transport) (Sordello et al, 2022<sup>4</sup>).

<sup>2</sup> Exemple de contribution significative de RTE projet LIF-OWI : <https://www.france-energies-marines.org/projets/lif-owi/>

<sup>3</sup> Source : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0006320724000867>

<sup>4</sup> <https://www.trameverteetbleue.fr/vie-tvb/actualites/publication-deplacements-especes-volantes-vers-mise-oeuvre-trame-aerienne-dans>

Des technologies commencent aujourd'hui à être testées pour limiter ces mortalités (ex : évitement des zones de migration, balises pour améliorer la visibilité des câbles, nichoirs en haut des pylônes, modalités de maintenance), notamment dans le cadre du projet européen SafeLines4Birds<sup>5</sup>, impliquant RTE et Enedis. Leur efficacité et les facteurs qui l'influencent ne sont donc pas encore quantifiés.

Au regard des enjeux et des durées de suivi nécessaires à la recherche en écologie, notamment pour s'abstraire de la variabilité interannuelle (ex : climatique), il nous paraît important de maintenir un financement et une implication importante de RTE sur les actions de recherche visant à caractériser les zones à enjeux (notamment les couloirs migratoires), le comportement des espèces d'oiseaux (en particulier protégées) à proximité du réseau et de quantifier l'efficacité des mesures d'évitement, de réduction et de compensation possibles.

Par ailleurs, la question des impacts cumulés avec les infrastructures de production énergétique, en particulier l'éolien (autre pression importante sur des espèces d'oiseaux protégées), nous paraît important à documenter pour outiller la planification territoriale des réseaux et des EnR. Il nous paraît donc important que RTE puisse s'investir, notamment avec <https://ittecop.fr/fr/>, porté par le ministère en charge de l'écologie et auquel participent conjointement RTE, l'ADEME et l'OFB, qui est un des lieux permettant de construire ces recherches. Ces travaux seraient également une contribution essentielle à l'Observatoire des Energies Renouvelables et de la Biodiversité, créé en 2023 en vertu de la loi d'accélération de la production d'énergie renouvelable, et qui vise à accompagner un déploiement vertueux des énergies renouvelables et des réseaux associés.

**Sur le volet bâtiment**, nous portons un avis négatif sur la section du tableau de la page 411 concernant les travaux sur les « Méthodes et outils pour les études prospectives et d'adéquation ». En effet, il nous semble qu'il existe encore un besoin important de R&D pour les travaux de prospective. On peut citer, par exemple :

- L'intégration des aléas climatiques dans les projections de la consommation de chaud et de froid des bâtiments, qui est encore largement une question de recherche
- La résilience des trajectoires de décarbonation (via notamment l'installation de pompes à chaleur) vis-à-vis de chocs externes (rupture d'approvisionnement, enjeux de souveraineté industrielle nationale...)
- L'amélioration des outils de modélisation :
  - dans le secteur résidentiel, par exemple pour mieux représenter les potentiels de rénovation au vu des données récemment rendues disponibles notamment via la Base de Données Nationales du Bâtiment,
  - dans le secteur tertiaire, par exemple pour amener la modélisation de ce secteur, historiquement mal modélisé du fait d'une absence de données, à un niveau de finesse similaire à celui du résidentiel

Ces activités relèvent donc bien de la R&D et non du Business As Usual. Un acteur comme RTE est idéalement placé pour les mener dans la mesure où il peut permettre de documenter l'interaction entre les demandes d'électricité et le réseau.

**Question 62 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 ?**

De même que pour la consultation HTA et comme exprimé en début d'année 2024 à la consultation préalable, l'ADEME est favorable à la proposition de la CRE d'introduire un tarif optionnel injection-soutirage favorable aux installations de stockage fonctionnant de manière contracyclique. L'ajustement visant à prioriser les zones concernées par des congestions significatives semble cohérent pour à la fois limiter les effets d'aubaine, expérimenter le dispositif sans grande surcharge d'opération et pour flécher les projets d'installation vers des zones spécifiques.

---

<sup>5</sup> [SafeLines4Birds | Reducing bird mortality caused by power lines](#)

**Question 67    Avez-vous d'autres observations sur la consultation publique relative au TURPE 7 de RTE ?**

L'ADEME souhaite attirer l'attention de la CRE au sujet des pertes réseaux de RTE et de leur interaction avec les garanties d'origine électricité, en vue de futures évolutions du TURPE. En effet, à ce jour, les pertes réseaux ne sont pas prises en compte en France dans le mécanisme des garanties d'origine. Cela signifie qu'il est techniquement possible de certifier via des GO une consommation d'électricité plus importante que celle qui est réellement certifiable (c'est-à-dire une fois qu'on a soustrait les pertes réseaux à l'électricité produite par les installations de production concernées). Cette situation est problématique, en termes d'affichage environnemental qui découle de l'achat de garanties d'origine.

La solution la plus cohérente consisterait à ce que le gestionnaire de réseau de transport couvre une partie de ses pertes par l'achat de GO, au prorata de la pénétration des énergies renouvelable dans le mix français. Un tel fonctionnement serait alors logiquement financé par le TURPE, sur un mode de fonctionnement similaire à celui de rachat des pertes réseaux à ce jour.

Une remarque similaire peut être faite pour les pertes du réseau de distribution (consultation HTA/BT).

**Pour la consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT)**

**Question 10    Êtes-vous favorable au maintien du principe général d'incitation des charges d'exploitation, ainsi qu'aux orientations préliminaires envisagées par la CRE pour le périmètre couvert par le CRCP pour la période TURPE 7 ?**

L'ADEME est favorable avec l'incitation à la généralisation du recours aux flexibilités et donc à la couverture des OPEX associés. Si les coûts sont difficilement prévisibles, un cadre spécifique devrait à terme être proposé pour couvrir l'ensemble des coûts.

**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 ?**

Comme pour la régulation incitative envisagée par la CRE pour le TURPE 7 HTB (question 30 de la consultation 2024\_15), l'ADEME est favorable à la mise en place d'une régulation incitative et à la priorisation pour chaque S3REnR avec réévaluation à mi-parcours. Néanmoins, la création d'un bonus incitatif concernant une trajectoire de création de postes-sources alignée sur un retard allant jusqu'à 25% des projets (pourtant considérés comme particulièrement prioritaires par le GRT et le GRD) apparaît comme décalé avec les objectifs de développement du réseau pour répondre aux enjeux de la transition écologique

L'ADEME soumet l'hypothèse de fonctionner avec une fourchette autour du portefeuille brut avec priorisation :

- Un malus si la capacité créée est inférieure au portefeuille ajusté
- Un bonus si la capacité créée se trouve dans une fourchette proche de la capacité brute avec priorisation (ex : +/- 10 % du portefeuille prioritaire)
- Ni bonus ni malus si la capacité créée est supérieure au portefeuille ajusté et inférieure au portefeuille brut avec priorisation -10% (toujours suivant l'exemple)

L'objectif est d'inciter à s'approcher du portefeuille brut contenant des projets prioritaires, sans se contenter de viser le portefeuille ajusté qui tient compte des retards et qui n'incite pas suffisamment les gestionnaires à créer la capacité identifiée comme particulièrement prioritaire.

Les pourcentages considérés de retard des projets pourront également faire l'objet d'une réévaluation à mi-période tarifaire, en plus de l'évaluation de la trajectoire de régulation incitative.

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

L'ADEME partage l'analyse de la CRE et le souligne la nécessité de généraliser l'utilisation des flexibilités au service des réseaux.

**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 ?**

L'ADEME est favorable à une rémunération très incitative d'Enedis pour la mise en œuvre de solution flexible. Comme rappelé plus haut, le nombre de proposition de raccordement flexible reste encore bien trop faible par rapport aux bénéfices estimés.

Le processus de décision doit faire l'objet de transparence pour s'assurer que les bénéfices de la flexibilité sont bien considérés. Cela nécessiterait dans un premier lieu un partage de la méthode CritFlex, non présentée dans la consultation, et pour laquelle les critères de calculs pourraient être rendus publics pour la bonne information des observateurs publics.

**Question 39 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à inciter Enedis à la mise en œuvre du DERMS ?**

L'ADEME est favorable à l'incitation de toute solution permettant de traiter production, stockage, V2G et autres flexibilités grâce à minima à une optimisation économique pour gérer les contraintes sur le réseau.

Néanmoins, comme pour la méthode CritFlex, l'ADEME demande un maximum de transparence sur le fonctionnement de ces solutions. L'incitation à la mise en œuvre du DERMS constitue alors une opportunité de communiquer sur les leviers envisagés pour gérer les contraintes et la méthodologie de prise en compte des flexibilités lors de l'optimisation économique réalisée.

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

L'ADEME est favorable sur le principe de suivi de l'intégration des critères de flexibilités dans le processus décisionnel d'Enedis. Comme exprimé plus haut, cela doit s'accompagner de transparence sur les méthodes utilisées et notamment la présentation de la méthode CritFlex dans la documentation d'Enedis.

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

Dans le cadre d'un projet financé par l'ADEME, Roseau Technologies et le laboratoire PERSEE (Mines) œuvrent sur la caractérisation et l'apport des solutions de raccordement flexibles pour le système électrique. Voici un état des lieux de ce travail permettant de répondre à cette question :

Généralités / contexte :

- Le développement du PV induit souvent des besoins de renforcement des réseaux électriques. L'étude réalisée par le laboratoire PERSEE porte spécifiquement sur les installations PV raccordées au réseau de distribution (par opposition au réseau de transport) et sur les besoins de renforcement de ce réseau.
- Les coûts associés à ces renforcements de réseau sont extrêmement élevés dans les scénarios de fort développement PV : selon Enedis, dans le scénario "Rupture" de "Eléments de prospective du réseau



public de distribution d'électricité à l'horizon 2050" de RTE<sup>6</sup>, il faudrait prévoir 6 à 8 MM€/an uniquement pour le raccordement des nouvelles installations PV au réseau exploité par Enedis. A titre de comparaison, Enedis investit actuellement ~4 MM€/an au total (tous besoins confondus) dans la modernisation, l'entretien et le développement du réseau de distribution d'électricité qu'il exploite en France. Il y a donc un enjeu majeur à maîtriser les investissements dans le réseau de distribution d'électricité qui seront rendus nécessaire par le développement de la production photovoltaïque.

- La flexibilité de la production photovoltaïque est fréquemment présentée comme une solution potentielle pour limiter ou différer ces investissements dans les infrastructures de distribution lorsque l'on y raccorde massivement des installations de production photovoltaïque. Les bénéfices que cette solution est susceptible d'apporter ont déjà été mis en évidence par différents moyens : études par simulation, démonstrateurs, et mises en œuvre en conditions réelles (cf. rapport de la CRE "évaluation de la performance des gestionnaires de réseaux sur le développement d'un réseau électrique intelligent"). Il existe cependant aujourd'hui trop peu d'éléments objectifs, reposant sur une méthodologie ouverte et dont les résultats sont extrapolables à l'échelle nationale, permettant de répondre aux questions suivantes : serait-il pertinent, en France et dans les deux décennies à venir, de recourir massivement à la flexibilité de la production photovoltaïque (HTA et BT) pour limiter ou différer les investissements dans le réseau de distribution d'électricité ? De façon quantitative, quels coûts et quels bénéfices résulteraient d'une telle évolution ? Quelle part des 6 à 8 MM€/an d'investissements évalués par Enedis dans le scénario Rupture, notamment, pourrait être évitée ?
- Faute de tels éléments, l'incertitude domine, il n'émerge pas de consensus entre les différentes parties prenantes (Producteurs, Collectivités Concédantes, Gestionnaires de Réseau, Régulateur national, différents services de l'Etat...), et la flexibilité de la production photovoltaïque reste pratiquement inexploitée en France (3 PTF émises et acceptées en 2022 par Enedis, cf. rapport CRE, et aucune exploitation de la flexibilité dans les réseaux Basse Tension).
- Le travail réalisé par le laboratoire PERSEE<sup>7</sup> visait à évaluer la pertinence technico-économique de cette solution à l'échelle de la France, et sur le même horizon de temps que les scénarios RTE (2050), afin de contribuer à dissiper les incertitudes qui entravent la prise de décision quant au rôle à donner à la flexibilité de la production photovoltaïque dans le réseau de distribution d'électricité français.

#### Méthodologie de l'étude :

- On définit différents scénarios détaillés de déploiement du photovoltaïque en se basant sur une approche *bottom-up* qui tient compte des contraintes de mise en œuvre (toitures et terrains disponibles). Deux séries de scénarios sont sélectionnés : une qui permet d'évaluer l'impact des niveaux de pénétration de PV sur le réseau de distribution ["continuité" : 17GW, "expansion limitée" : 36 GW, "expansion modérée" : 67 GW, "rupture"<sup>8</sup> : 116 GW] et une qui permet de mesurer la sensibilité au type de centrale déployée (toiture résidentielles, industrielles et centrales au sol).
- On simule année après année l'impact de ce déploiement sur le réseau de distribution d'électricité, avec et sans recours à la flexibilité, et on détecte l'apparition de contraintes de tension, d'intensité dans les lignes et de puissance dans les transformateurs HTA/BT. Le cas échéant, on renforce progressivement le réseau jusqu'à ce que les contraintes disparaissent. Lorsque l'on a recours à la flexibilité de la production photovoltaïque, l'injection d'une installation de production n'est jamais limitée à une valeur inférieure à 70% de sa puissance nominale.

<sup>6</sup> Source : [https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/enedis-dossier-prospective-2050.pdf?VersionId=X\\_78AL5wC8ZJO.g37y6UXHbvb.icH7c2](https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/enedis-dossier-prospective-2050.pdf?VersionId=X_78AL5wC8ZJO.g37y6UXHbvb.icH7c2) : le mix du scénario Rupture reprend la structure de parc du mix M1 (parc renouvelable diffus) et l'absence de parc pilotable du mix M0 (parc 100 % renouvelable et intermittent). Les scénarios M0 et M1 sont issus de Futurs Énergétiques 2050 de RTE.

<sup>7</sup> Travaux réalisés dans le cadre du projet Raccorflex-BT (Concours I-Nov Vague 5) à travers le financement d'un post-doc dans le laboratoire PERSEE des Mines de Paris (dispositif Plan de Relance)

<sup>8</sup> Précision sur la dénomination du scénario "rupture" de l'étude qui n'est pas strictement le scénario prospectif d'Enedis "Rupture" mais présente un niveau de capacité PV installée sur le réseau de distribution identique.



- On compare les coûts avec et sans recours à la flexibilité. En l'absence de flexibilité, on évalue les coûts d'investissement seuls, en se basant sur un modèle de coût unitaire qui dépend de l'opération à réaliser, du niveau de tension et du caractère urbain ou rural de la zone desservie. En présence de flexibilité, on évalue en outre la valorisation de l'énergie non-injectée par les installations de production en modélisant l'écoulement des flux dans le réseau heure par heure pour chaque année étudiée dans la simulation.

#### Principaux résultats généraux (= non directement liés au sujet de la flexibilité) obtenus :

- Avec ou sans recours à la flexibilité, la profondeur du réservoir de projets dont on dispose pour atteindre une certaine puissance-cible totale influence considérablement le montant à investir dans le réseau : les coûts unitaires (€/W) moyens de raccordement sont en effet extrêmement différents selon que l'on dispose d'un réservoir important de projets PV, et que l'on atteint la puissance-cible en ne réalisant que ceux pour lesquels le raccordement au réseau est favorable ; ou que l'on ne dispose pas d'un tel réservoir et que l'on doit, pour atteindre la puissance-cible, réaliser tous les projets PV dont on dispose, y compris ceux pour lesquels le raccordement au réseau est défavorable. Pour le scénario "rupture", par exemple, renoncer à installer 15% du potentiel PV (17 GW) permettrait d'économiser 49% des coûts de renforcement (coût total de 42 MM€ pour 99GW, soit 0.42 €/W au lieu de 0.70€/W en raccordant la totalité des 116 GW du scénario "rupture") tandis que renoncer à 34 % (39 GW) du potentiel PV permettrait d'économiser 79% des coûts (coût total de 17 MM€ pour 77GW, soit 0.22 €/W). **L'existence d'un vaste réservoir de projets PV, dépassant amplement la puissance-cible, est donc cruciale pour limiter les coûts d'investissement dans le réseau.**
- Dans tous les cas (avec ou sans recours à la flexibilité, et que l'on dispose ou non d'un vaste réservoir de projets PV), **les coûts unitaires (c'est-à-dire en €/W) de renforcement de réseau augmentent fortement dans les scénarios 3 ("expansion modérée") et 4 ("rupture") par rapport aux scénarios 1 (continuité) et 2 (expansion limitée).**
- Le type d'installation de production (résidentiel, grande toiture ou centrale au sol) influence fortement la nature des renforcements à effectuer : impact majeur sur le réseau BT pour les scénarios avec fort développement du PV résidentiel ; impact majeur sur les postes HTA/BT pour les scénarios avec fort développement du PV sur grandes toitures ; et impact majeur sur le réseau HTA pour les scénarios avec fort développement des centrales au sol. De façon remarquable néanmoins, pour la capacité PV raccordée de l'ordre de 50 GW sur laquelle cette comparaison a été effectuée, on obtient des coûts totaux assez proches pour ces trajectoires de renforcement pourtant très différentes. **A puissance égale, les coûts d'investissement dans le réseau sont peu dépendants de la typologie d'installations photovoltaïques (résidentiel, grande toiture ou centrale au sol).**

#### Principaux résultats obtenus sur le sujet spécifique de la flexibilité :

- **La flexibilité de la production permet des gains d'investissement substantiels dans tous les cas étudiés, c'est-à-dire quel que soit le scénario de déploiement étudié, et que l'on dispose ou non d'un vaste réservoir de projets PV. En ordre de grandeur, la flexibilité permet de réduire d'au moins 30% et parfois de plus de 60%, les coûts de renforcement au prix d'un effacement de l'ordre de 1% du productible photovoltaïque.**
- Dans les scénarios à forte croissance de la capacité photovoltaïque, les ordres de grandeur de gain sont considérables ; la flexibilité de la production permet par exemple à **une économie de renforcement d'environ 11 MM€ (6 MM€ au lieu de 17 MM€ soit une réduction de coût de 65%) dans le scénario "rupture" et en supposant que l'on dispose d'un réservoir de projets suffisant pour que seuls ceux dont le coût de raccordement est inférieur à 0.8 €/W soient réalisés.** Cette hypothèse écarte 39 GW

(33%) des 116 GW de capacité PV que l'on raccorderait au total, dans le scénario "rupture", si l'on ne mettait pas de limite haute au coût de raccordement unitaire.

- **Les contraintes de tension (par opposition aux contraintes d'intensité), en HTA et en BT, constituent la très grande majorité des causes de renforcement ou création d'infrastructure.** Or les contraintes de tension sont justement celles pour lesquelles la mise en œuvre opérationnelle de la flexibilité est la plus facile, via un simple pilotage local de l'onduleur. **Il est donc possible de capter la majeure partie de la valeur de la flexibilité de la production photovoltaïque sans, a priori, grande difficulté de mise en œuvre.**
- **Dans tous les scénarios étudiés, la flexibilité apporte des bénéfices nets,** c'est-à-dire que les évitements d'investissements dans le réseau ont une valeur supérieure à l'énergie non injectée. **Ces bénéfices nets augmentent fortement avec le niveau de pénétration du PV.**
- **La mise en œuvre de la flexibilité est particulièrement favorable dans le cas des installations sur toitures résidentielles** (par opposition aux grandes toitures et aux centrales au sol). Ceci est dû à la fois à des évitements d'investissement plus importants (13 MM€ pour le scénario "résidentiel", 7.8 MM€ pour le scénario "centrales au sol", ces deux scénarios visant une même puissance-cible d'environ 50 GW) et une énergie écrêtée plus faibles (0.39% contre 1.53%) du fait d'une proximité plus grande avec la consommation.

**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 HTA au sein des zones pour lesquelles l'apparition de contraintes locales de réseau est particulièrement prévisible ?**

De même que pour la consultation HTB et comme exprimé en début d'année 2024 à la consultation préalable, l'ADEME est favorable à la proposition de la CRE d'introduire un tarif optionnel injection-soutirage favorable aux installations de stockage fonctionnant de manière contracyclique. L'ajustement visant à viser prioritairement les zones concernées par des congestions significatives semble cohérent pour à la fois limiter les effets d'aubaine, expérimenter le dispositif sans grande surcharge d'opération et pour flécher les projets d'installation vers des zones spécifiques.

**Question 73 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le niveau actuel des composantes de gestion des autoconsommateurs individuels et des participants à des opérations d'autoconsommation collective ?**

**Question 74 Êtes-vous favorable à l'extension de la composante de gestion spécifique à l'autoconsommation collective à la HTA ?**

L'ADEME est favorable avec ces propositions de la CRE. Les perspectives de croissance sont importantes pour l'ACI et encore plus ACC. Ainsi, une baisse du coût unitaire de gestion fait du sens avec les développements SI appropriés. Par ailleurs, réaugmenter les coûts de gestion (pour in fine potentiellement les rebaisser au TURPE 8 grâce aux économies d'échelle) entraînerait de l'instabilité pour le secteur, ce qui n'est pas souhaitable. Enfin, il paraît logique d'inclure tous les consommateurs concernés.

**Question 75 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le principe de l'option tarifaire d'autoconsommation collective distinguant flux autoproduits et alloproduits ?**

L'ADEME est favorable dans la mesure où la distinction autoproduits/alloproduits pousse au décalage des consommations. Mais l'agence relève plusieurs limites dans la complexité du TURPE ACC et son éligibilité difficile à vérifier, qui nécessite de s'interroger sur une mise en œuvre plus efficace.

La CRE constate que cette option tarifaire est très faiblement voire pas souscrite alors que celle-ci serait en très large majorité bénéfique pour les auto-consommateurs collectifs. L'ADEME partage ce constat et alerte sur un nouveau risque avec la mise en place du TURPE HC Solaire qui pourrait faire reculer d'avantage l'exposition du TURPE ACC, économiquement déjà si ce nouveau TURPE est plus avantageux, mais également en termes de communication.