

4 novembre 2019

## Valoriser les flexibilités de production pour intégrer les EnR aux réseaux électriques

Le Ministre avait organisé à l'automne 2017 un groupe de travail sur le raccordement et les réseaux électriques. Suite à ces réunions, l'UFE, le SER, la FEE et les gestionnaires de réseaux (RTE, Enedis & l'ADEEF), avaient transmis une note avec plusieurs propositions consensuelles. Une des trois pistes identifiées avait pour but d'« Optimiser les coûts de raccordement en intégrant les bénéfices des solutions innovantes smart grids et de flexibilité de la production ». Cette note vise à éclairer les pouvoirs publics sur les évolutions réglementaires que la mise en œuvre des flexibilités dans les réseaux va appeler.

Les gestionnaires de réseaux, avec la collaboration des producteurs, ont approfondi cet axe de travail et ont étudié la possibilité d'avoir recours à la pilotabilité en temps réel des EnR pour optimiser le besoin d'évolution des réseaux en tirant profit notamment du foisonnement des énergies solaires et éoliennes. Les premiers résultats (décrits plus en détail dans l'annexe technique jointe à cette note) permettent d'entrevoir que l'activation ponctuelle de flexibilités de production peut dans certains cas alléger la consistance des travaux d'évolution des réseaux électriques pour l'intégration des EnR à trois niveaux différents :

- **Au niveau du réseau de transport**, en soulageant des congestions ponctuelles sur les lignes et transformateurs, permettant ainsi de limiter les besoins d'évolutions de réseau structurelles dans les S3REnR ;
- **Au niveau du réseau de distribution**, en optimisant le transit dans les transformateurs ;
- **Au niveau des ouvrages propres**, en dimensionnant au mieux les raccordements des EnR via des offres de raccordement intelligentes (ORI)<sup>1</sup>.

Le gain d'avoir recours à ces flexibilités de production ponctuelles serait de deux ordres :

- **un gain matériel et économique**, en installant moins de transformateurs et de linéaire de câble et en exploitant les infrastructures existantes au plus près de leurs limites techniques;

<sup>1</sup> Les ORI ayant traités aux ouvrages propres, et non aux ouvrages mutualisés des S3REnR, le reste de cette note ne l'abordera plus (d'autres notes/données ont déjà été transmises). En résumé, la pertinence des ORI sera étudiée au cas par cas : le gain sera pour le seul producteur concerné qui devra calculer sur la base des informations transmises par le GRD.

- **un gain de temps**, en réduisant les délais de raccordement pour les producteurs se trouvant à proximité d'infrastructures existantes disposant, grâce au recours à ces flexibilités, de capacités d'accueil résiduelles.

De manière simplifiée, les paramètres de dimensionnement du réseau sont élaborés afin que la puissance de raccordement demandée par les producteurs EnR soit injectable 100% du temps (hors avaries et maintenance). De nouveaux paramètres prendraient en compte le nombre très faible d'occurrences des injections à puissance maximale de plusieurs parcs EnR sur une même zone et dimensionnerait le réseau en fonction. Lorsque de telles occurrences se produiraient, des flexibilités ponctuelles de production seraient demandées aux producteurs afin de ne pas mettre le réseau en contrainte au-delà de ce qui est admissible pour garantir la sécurité des personnes et des biens. Dans ces situations, les producteurs concernés seraient alors entièrement indemnisés pour la perte de production induite.

Dans l'hypothèse d'un développement des EnR conforme au projet de PPE actuel, les gestionnaires de réseaux ont calculé que :

- **Au niveau du réseau de transport, des gains de l'ordre de 7 milliards d'euros d'ici 2035** sont possibles, en effaçant environ 0,3% de l'énergie produite annuellement par les installations EnR des filières éolienne et solaire à cet horizon.
- **Au niveau du réseau de distribution, des gains de l'ordre de 250 millions d'euros d'ici 2035**<sup>2</sup> seraient permis par l'effacement d'environ 0,06% de l'énergie produite par les nouvelles installations EnR à raccorder d'ici à cette date. **A court-terme cela libérerait 2,5 GW de capacités d'accueil**, sur les postes qui n'en possèdent plus, et environ 7,5 GW d'ici 2035.

Par ailleurs, si ces flexibilités ponctuelles de production peuvent avoir une pertinence technico-économique, évaluée lors d'une analyse au cas par cas, elles ne constituent pas un objectif en soi et sont un levier parmi d'autres. **L'atteinte des objectifs de la PPE nécessitera des investissements sur les réseaux électriques. L'enjeu ici est donc d'optimiser au maximum les besoins d'évolution des réseaux et par là, les coûts pour la collectivité. Pour atteindre ces objectifs les acteurs du système électrique travaillent par ailleurs activement sur la question de l'anticipation du développement des réseaux et vont élaborer conjointement des listes d'ouvrages dont les études doivent être anticipées pour éviter, à terme, des retards de raccordement.**

<sup>2</sup> Soit l'équivalent du coût de construction d'environ 120 transformateurs HTB/HTA de 36 MVA.

### **Propositions de déploiement des flexibilités de production**

**1. Afin de permettre une optimisation conjointe de la production et des réseaux, les acteurs soutiennent la mise en œuvre de flexibilités de production ponctuelles pour le réseau de transport et les réseaux de distribution.** Le recours aux flexibilités ne remettra pas en cause la priorité d'injection des EnR (conforme au Clean Energy Package adopté cet hiver) et n'auront pas d'impact sur le modèle d'affaire des producteurs, tout en générant des économies substantielles pour la collectivité.

#### **2. Modalités de mise en œuvre :**

**a) Pour le réseau de transport, les acteurs proposent de déployer les flexibilités de production dans le cadre des révisions des S3REnR en cours.** Les nouveaux automates nécessaires seront comptabilisés comme des renforcements et l'indemnisation des producteurs se fera par l'intermédiaire du Mécanisme d'Ajustement existant (garantissant pour les producteurs appelés à moduler, une compensation économique neutralisant la totalité des pertes de production).

**b) Pour les réseaux de distribution, les acteurs proposent des expérimentations à l'échelle régionale, via le cadre proposé par l'article 61 de la loi Énergie-Climat, adossées à des S3REnR tests, (par exemple Nouvelle-Aquitaine, Hauts-de-France ou Occitanie).** Ces expérimentations n'interféreraient pas avec les révisions de S3REnR en cours. Pour cela, pendant cette phase expérimentale, le niveau de la quote-part approuvée ne serait pas impacté et la compensation des écrêtements ponctuels de production serait intégralement couverte par le TURPE. La mise en œuvre de ces flexibilités pourrait s'intégrer dans le futur dispositif d'utilisation des flexibilités locales en distribution proposé par Enedis dans l'appel à contributions du 30 novembre 2018.

**3. Les acteurs proposent également la mise en place d'un suivi des activations de flexibilité en distribution et en transport, qui serait réalisé chaque année par les gestionnaires de réseaux et transmis à la DGEC, la CRE et l'instance de suivi des S3RENr (INSAS).** Les volumes de flexibilités de production EnR concernés et les choix des gestionnaires de réseaux seraient analysés, de sorte à permettre à la CRE, au titre de ses missions de contrôle, de s'assurer de la pertinence des choix effectués.

**4. Au-delà de l'expérimentation précitée, le futur cadre d'indemnisation des flexibilités de production au niveau du réseau de distribution<sup>3</sup> devra faire l'objet d'une concertation<sup>4</sup> puis d'une clarification réglementaire, afin de choisir parmi plusieurs options alternatives (détaillées en annexe), dont :**

- une prise en charge intégrale par le TURPE afin de ne pas accroître le montant des quotes-parts acquittés par les producteurs.
- une prise en charge partagée, d'un côté par la quote-part (dont le montant pourrait intégrer une provision pour couvrir des coûts d'exploitation) pour les limitations liées aux créations évitées, et de l'autre par le TURPE, pour les limitations liées aux renforcements évités (dans le prolongement du cofinancement actuel des ouvrages du réseau entre les consommateurs et les producteurs).

---

<sup>3</sup> Ce cadre devra assurer la couverture des coûts au périmètre de chaque GRD

<sup>4</sup> Concertation qui pourra donc avoir lieu en parallèle de l'expérimentation évoquée plus haut

## Annexe technique

Lorsque l'on fait référence aux appels à la flexibilité de production, il convient de différencier plusieurs niveaux depuis lesquels ces flexibilités pourraient être activées :

- Pour des questions de congestion sur le réseau de transport (cf. partie I. de cette annexe) ;
- Pour des questions de congestion sur le réseau de distribution au niveau des transformateurs des postes sources (cf. partie II. de cette annexe).

Il convient aussi de mentionner d'éventuelles activations de flexibilités de production pour éviter des contraintes sur des départs HTA, dans le cadre spécifique des offres de raccordement intelligentes (ORI) d'Enedis. Cependant ces dernières ne concernent pas les ouvrages mutualisés des S3REnR et diffèrent ainsi fortement des deux cas précédents, car elles n'engagent la responsabilité que du seul producteur ayant contractualisé ce type de raccordement pour son installation de production.

### I. Une optimisation accrue des besoins d'adaptation du réseau de transport pour faciliter l'accueil des EnR

Dans ses principes régissant le développement de réseau, et en particulier dans le cadre de l'élaboration des S3REnR, RTE a dès l'origine intégré la possibilité de recourir à des flexibilités de production EnR pour réduire les investissements nécessaires et ainsi maîtriser les coûts et les délais pour le raccordement des EnR. Cette disposition a déjà été utilisée lors de l'élaboration des premiers schémas, mais aujourd'hui, les évolutions technologiques permettent d'aller plus loin dans la recherche de l'optimum technico-économique pour le développement et l'adaptation du réseau afin d'accueillir davantage d'EnR dans des délais réduits.

***Une meilleure optimisation permettant de concentrer les efforts sur les évolutions de réseau les plus utiles pour l'accueil des EnR.***

La possibilité de pouvoir limiter ponctuellement la production EnR, dans certaines situations et zones spécifiques, permet de gérer des occurrences de congestion du réseau de transport et ainsi de différer voire d'éviter le besoin d'adaptation. D'un point de vue économique, cette solution est pertinente tant que la valeur de l'énergie « perdue » (correspondant au coût d'indemnisation pour la perte de revenu liée à l'énergie écartée, valorisée au niveau de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération) est inférieure au coût d'adaptation du réseau. Lorsque la pertinence



économique n'est pas avérée durablement, car le gisement EnR est appelé à augmenter dans une zone à fort potentiel à moyen terme, le recours à des flexibilités de production n'est pas la solution pérenne optimale et l'adaptation du réseau doit être anticipée pour accueillir le gisement dans des délais acceptables.

Dans les études pour la révision des S3REnR, cette approche se traduit par, d'une part l'estimation des coefficients (ou taux) de démarrage par régions et par technologies, et, d'autre part, la réalisation des études de réseau en appliquant ces coefficients de démarrage à la production EnR variable (éolien et photovoltaïque), pour détecter les besoins d'adaptation du réseau. Les besoins identifiés avec ces coefficients de démarrage garantissent que la valeur économique de l'énergie qui serait perdue sans adaptation est supérieure au coût de l'investissement réseau nécessaire. Dans ce cas, RTE propose une adaptation de réseau permettant de résoudre les contraintes liées à l'accueil du gisement EnR. Dans les zones où cette garantie n'est pas acquise, les investissements de réseau seront dans certains cas remplacés par un recours ponctuel à des flexibilités de production.

Les coefficients de démarrage sont définis à la maille des S3REnR, pour l'éolien et le solaire photovoltaïque et reflètent ainsi les différences de productible entre les territoires. Ce levier d'optimisation permet, jusqu'à environ 50 GW de capacités installées pour l'éolien et le solaire (soit un doublement par rapport à aujourd'hui), de limiter les besoins d'adaptations structurels, à l'horizon 2025, voir jusqu'à 2030.

***Des économies de l'ordre de 7 milliards d'euros sur 15 ans sont possibles sur les besoins d'adaptation, permettant de réduire les délais de raccordement, avec un volume d'énergie non évacuée très limité.***

Dans le contexte de l'accélération du développement des EnR prévu par le projet de PPE, cette optimisation de l'adaptation du réseau de transport représente une réelle opportunité pour réussir le raccordement des EnR dans les meilleures conditions de coût et de délai. Ce levier reste cependant un complément aux besoins d'adaptation structurels du réseau.

Dans son Schéma décennal de développement du réseau (SDDR) de 2019, RTE a analysé l'impact du recours aux flexibilités ponctuelles de production sur les volumes d'adaptation nécessaires à l'accueil des objectifs EnR de la PPE. Compte-tenu du foisonnement naturel des productions renouvelables variables, le volume écrêté ne serait que de 0,3% de l'énergie totale produite par ces EnR à l'horizon 2035, pour des économies considérables (7 milliards d'euros pour la collectivité sur 15 ans, soit une division par deux des investissements d'adaptations nécessaires). A termes, des

possibilités de mutualisation des flexibilités pour divers besoins de réseau (transport et distribution) mais aussi avec les flexibilités nécessaires pour l'équilibre offre-demande pourraient être investigués.

La comparaison par RTE de différentes solutions pour gérer les contraintes sur le réseau dans le cadre du SDDR 2019 lui permet de confirmer que le renforcement du réseau reste la solution technico-économique la plus pertinente dans le cas de contraintes profondes. Les flexibilités de production sont efficaces si elles sont réduites dans le temps et en énergie, donc dans le cas de contraintes modérées : elles permettront de repousser ou de limiter les évolutions du réseau public de transport, mais ne remplaceront pas les chantiers d'évolution du réseau.

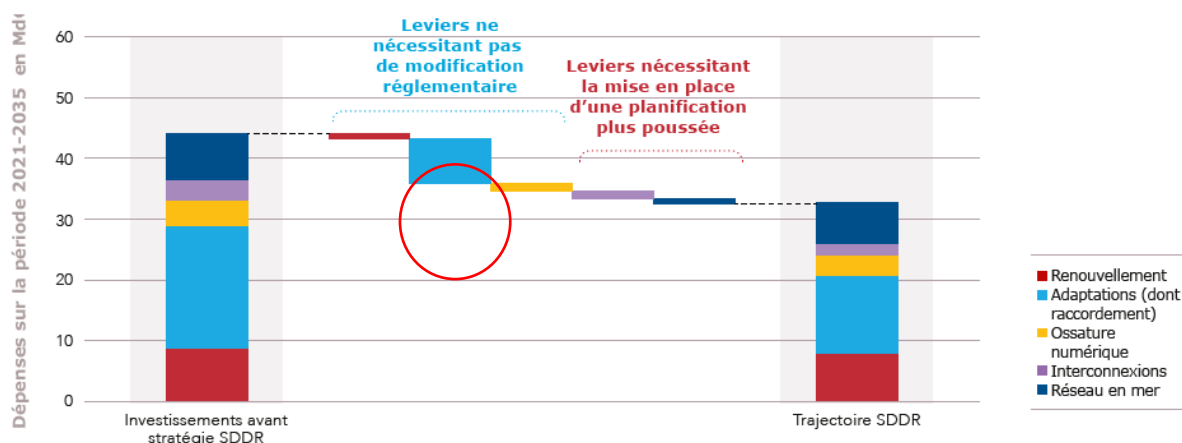


Figure 1: Estimation des dépenses d'investissement totales sur la période 2021-2035 (scénario PPE)

Source : RTE Schéma décennal de développement du réseau, 2019

Enfin, il conviendra de concerter les modalités de mise en œuvre pratique de la modulation de production EnR. A ce titre, le temps d'acquisition de l'ordre de modulation devra être compatible avec les outils de production.

## II. Des capacités d'accueil supplémentaires sur le réseau de distribution

Lors de l'élaboration des S3REnR, les transformateurs des postes sources d'Enedis sont aujourd'hui dimensionnés pour garantir l'évacuation de 100% de la puissance maximale injectable du gisement identifié de producteurs renouvelables.

Or, un grand nombre de postes sources accueillent une diversité de filières de production (éolien, photovoltaïque...) dont les profils temporels de production ne coïncident pas. Ainsi, le transit des transformateurs des postes sources n'atteint que très rarement leur puissance nominale, et donc la puissance résiduelle pourrait être exploitée pour l'accueil de moyens de production supplémentaire.

Enedis a étudié, sur la base d'un gisement d'EnR à l'horizon 2035 (scénario Ampère du bilan prévisionnel de RTE), un possible taux d'augmentation des capacités d'accueil des transformateurs HTB/HTA des postes sources dans le cas où l'on aurait recours ponctuellement à l'activation de flexibilités de production lors des périodes de contraintes de congestions liées à l'injection.

**L'intégration de cette nouvelle hypothèse de dimensionnement permettrait la libération immédiate de 2,5 GW de capacité d'accueil sur le réseau géré par Enedis, équivalent au volume des installations raccordées en 2018, dans des zones aujourd'hui sous tension.**

**A l'horizon 2035, cela représenterait 7,4 GW d'ajout de capacité de transformation dans les postes sources (30% de la capacité de transformation à créer dans la situation de référence).**

**Pour obtenir ce résultat, seul l'équivalent d'environ 0,06% de l'énergie annuelle injectée par les installations EnR à raccorder d'ici 2035 serait écrêté.**

Les quatre conclusions principales de l'étude menée par Enedis sont les suivantes :

### ***1. Une sensibilité régionale du taux d'augmentation des capacités d'accueil***

La répartition des filières renouvelables varie fortement d'une région à l'autre. Cette transposition, sur le gisement à l'horizon 2035, induit des régions administratives avec un spectre renouvelable allant de tout éolien à tout photovoltaïque, en passant par des répartitions plus équilibrées.

La prise en compte des flexibilités de production peut dégager des capacités d'accueil supplémentaires très significatives, jusqu'à 50% de capacités d'accueil en plus pour un transformateur accueillant une production équilibrée entre les filières photovoltaïque et éolienne. Pour un transformateur accueillant en majorité une filière de production renouvelable unique, les capacités supplémentaires dégagées pourraient représenter une augmentation de 10% en puissance.



## 2. Des taux d'augmentation des capacités adaptés permettent de diminuer de 30% les coûts collectifs de l'insertion des EnR sur le réseau public de distribution

Enedis a chiffré le coût des ouvrages mutualisés permettant l'insertion du gisement 2035 de production renouvelable à environ 1 milliard d'euros sur son périmètre de responsabilité.

L'utilisation de taux optimisés <sup>5</sup> permettrait de diminuer de 30% les besoins d'investissement liés à l'accueil des EnR sur le réseau dont Enedis à la charge, que ce soit des créations financées par la quote-part ou des renforcements pris en charge par le TURPE.

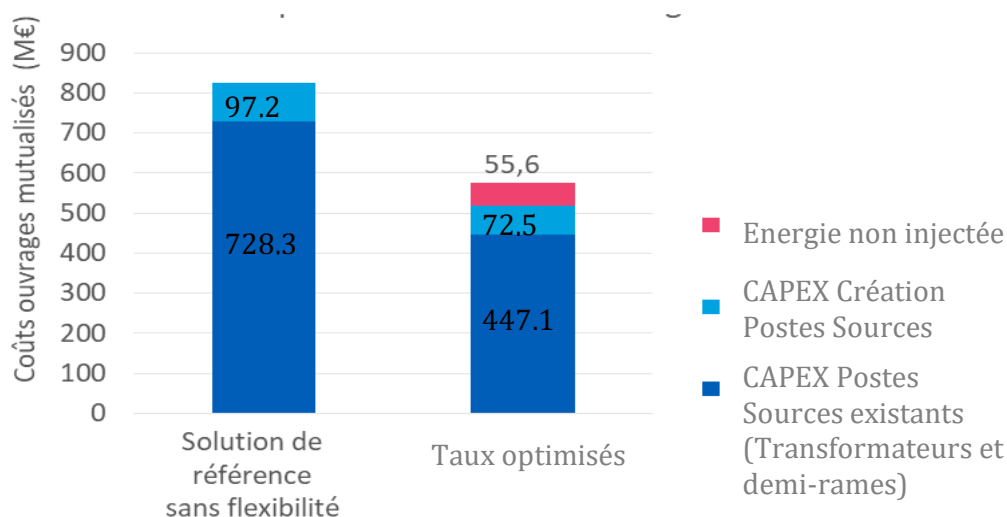


Figure 2 : Evolution des coûts pour la collectivité avec le scénario Ampère 2035 et des taux optimisés

## 3. Trois quarts des flexibilités activées le seront pour éviter des créations d'ouvrages

L'utilisation ponctuelle des flexibilités en cas de contraintes de transit (congestions) sur les transformateurs HTB/HTA représente une énergie moyenne annuelle d'environ 50 GWh sur la période 2020 à 2035. Plus de 75 % des flexibilités qui seront activées permettront d'éviter la création de nouveaux ouvrages.

<sup>5</sup> Optimum économique menant au coût collectif moindre (obtenu dans le cadre de l'étude pour un pourcentage d'énergie écartée de 0,06% sur la période de calcul).

#### ***4. Les investissements de réseau évités grâce aux flexibilités se traduisent par une réduction du délai de raccordement des projets concernés.***

A titre indicatif, à l'horizon de l'étude (2035), la réduction de délai de raccordement peut aller jusqu'à 5 ans pour des projets qui dans le cas contraire auraient nécessité la création d'un poste source. Outre une atteinte plus rapide des objectifs de la transition énergétique, cela démontre que le recours à ces flexibilités permet d'injecter davantage d'énergie renouvelable sur le réseau plus tôt.

### **III. Conditions et modalités de mise en œuvre**

#### ***Principes communs aux flexibilités sur le RPD et le RPT***

La mise en œuvre des flexibilités implique une approche globale pour la collectivité, afin de déterminer si le bénéfice reste supérieur aux coûts générés sur les réseaux de transport et de distribution. Par exemple, si le réseau HTB est déjà en limite de capacité, la création d'un poste source depuis une autre portion de réseau restera la solution optimale.

Les différentes stratégies de création, de renforcement ou d'appels aux flexibilités seraient concertées avec les parties prenantes sur la base d'analyses techniques conduites par les gestionnaires de réseau pendant l'élaboration des S3REnR. Plusieurs facteurs seront pris en compte, le plus décisif étant le rythme de développement de la zone, reflétant son potentiel. Par ailleurs, la solution retenue n'obèrera pas la réalisation d'investissements futurs.

Les principes actuellement utilisés par les gestionnaires de réseaux lors des appels aux flexibilités de production réalisées dans le cadre de l'exploitation des réseaux pourront être réutilisés pour la détermination des modalités de la compensation des producteurs ayant été limités. Le montant de la compensation versée devra ainsi être calculé afin d'être neutre financièrement pour le producteur activé. Le choix du producteur activé devra également être basé sur la préséance économique (et limiter les coûts pour le système électrique, donc généralement concerner les producteurs bénéficiant du niveau de soutien public le plus faible). Les modalités d'activation des flexibilités devront faire l'objet d'une coordination entre les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'une part, et d'une concertation avec les producteurs d'autre part. En particulier, l'origine de chaque flexibilité activée devra être tracée de façon transparente.

#### ***Principes spécifiques aux flexibilités sur le réseau de transport***

La mise en œuvre de flexibilités de production nécessitera un suivi local de la consommation et de la production pour anticiper l'atteinte des limites de fonctionnement. Cela passera par une meilleure instrumentation du réseau mais aussi par des simulations proches du temps réel, ainsi que par un pilotage dynamique permettant d'activer la modulation de production afin de résoudre des congestions. Pour ce faire, RTE déploie une stratégie de couplage de solutions numériques de son réseau basée sur une utilisation d'automates et de capteurs sur ses ouvrages.

L'indemnisation des producteurs activés (financièrement neutre pour eux) pour des besoins de gestion du réseau de transport se fera préférentiellement au moyen du mécanisme d'ajustement.

### ***Principes spécifiques aux flexibilités sur les réseaux de distribution***

Dans un premier temps, les acteurs proposent la mise en place d'expérimentations à l'échelle régionale, via le cadre proposé par l'article 61 de la loi Énergie-Climat, qui seront adossées à des S3REnR tests, comme par exemple Nouvelle-Aquitaine, Hauts-de-France ou Occitanie.

L'expérimentation fera l'objet d'un rapport annuel remis à la CRE et à la DGEC et qui sera partagé aux membres de l'instance nationale des S3REnR (INSAS).

La mise en œuvre de flexibilités activées pour des besoins de gestion des congestions en distribution s'intégrerait dans le futur dispositif d'utilisation des flexibilités locales en distribution proposé par Enedis dans l'appel à contributions du 30 novembre 2018.

### ***Rapport de suivi des volumes d'activation des flexibilités***

Dès lors que la puissance écrêtée à maille nationale est susceptible de dépasser 100 MW (seuil prévu par le règlement européen sur la transparence), les prévisions et réalisations d'écroulements devront faire l'objet de publications, afin que l'ensemble des acteurs de marché puisse tenir compte de l'impact de cette consigne d'exploitation sur la formation du prix de l'électricité.

Les volumes de flexibilités de production EnR concernés et les choix des gestionnaires de réseaux seraient analysés dans un rapport remis annuellement à la CRE et à la DGEC, de sorte à permettre à la CRE, au titre de ses missions de contrôle, de s'assurer de la pertinence des choix effectués.

## IV. Cadre de financement

### ***Flexibilités sur le réseau de transport***

Concernant l'activation de flexibilités de production sur le réseau de transport pour la gestion des congestions, l'approche de RTE pour identifier les adaptations de réseau nécessaires ne permet pas de discriminer la part des investissements évités relatifs aux créations et aux renforcements. En effet, cette approche permet de détecter les besoins d'adaptation de réseau justifiés économiquement. Dans les zones où aucun investissement structurel n'est justifié, le recours à des flexibilités est privilégié et la stratégie de modification de réseau (création ou renforcement d'un ouvrage existant) qui aurait permis de résoudre la contrainte n'est pas analysée. Toutefois, compte tenu des volumes d'énergie relatifs aux contraintes de réseau considérées (insuffisants pour justifier un investissement), RTE estime que dans la plupart des cas, il s'agirait plutôt de travaux de renforcement. Il est donc prévu de couvrir le coût des flexibilités liées aux congestions résiduelles sur le RPT par le TURPE.

### ***Flexibilités sur les réseaux de distribution.***

En ce qui concerne le réseau de distribution, l'étude menée par Enedis montre que le recours aux flexibilités afin d'augmenter les capacités des transformateurs HTB/HTA bénéficie aux producteurs EnR au travers de la réduction de la quote-part (environ 75% des flexibilités correspondent à des économies de création, le reste bénéficiant au TURPE au travers des économies de renforcement). Enedis est en effet en mesure de différencier les économies liées aux créations (nouveaux transformateurs notamment) et celles liées au renforcement (mutations de transformateurs).

Afin de ne pas interférer avec les révisions de S3REnR en cours, l'expérimentation au titre de l'article 61 de la LEC serait intégralement couverte par le TURPE. Elle n'aurait donc aucun impact sur les quotes-parts payées par les producteurs.

Par la suite, préalablement à la généralisation éventuelle de cette nouvelle méthode, une clarification réglementaire sera nécessaire pour prévoir les modalités de financement des flexibilités sur le RPD. Deux approches seraient alors possibles :

- une prise en charge intégrale de ces coûts par le TURPE, afin de ne pas accroître le montant des quotes-parts, et donc la part des coûts de réseaux à la charge des producteurs ;

- une prise en charge partagée d'un côté par la quote-part (dont le montant pourrait intégrer une provision pour couvrir des coûts d'exploitation) pour les limitations liées aux créations évitées, et de l'autre par le TURPE, pour les limitations liées aux renforcements évités (dans le prolongement du cofinancement actuel des ouvrages du réseau entre les consommateurs et les producteurs).

Une concertation permettant d'aboutir à cette clarification réglementaire pourra être lancée par les pouvoirs publics en parallèle des expérimentations mentionnées plus haut.

## V. Conclusion

Le recours maîtrisé aux flexibilités de la production renouvelable variable est technologiquement mature et permet des économies substantielles pour la collectivité. Ces solutions innovantes, en permettant de raccorder plus rapidement les énergies renouvelables, sont un levier déterminant de l'accélération de la transition énergétique.

Elles s'inscrivent en complément des besoins d'adaptation des infrastructures des réseaux électriques, qui restent indispensables pour accueillir les volumes d'EnR prévus dans le projet de PPE. Sur ces derniers, les parties prenantes travaillent sur la mise en place de leviers d'anticipation des études, de la concertation et des procédures administratives pour des ouvrages structurants, afin de réduire les délais de raccordement des projets EnR.