

# ÉTUDE SUR LES MÉCANISMES DE VALORISATION DES FLEXIBILITÉS POUR LA GESTION ET LE DIMENSIONNEMENT DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

---

Synthèse – juillet 2017

*Étude mandatée par la Commission de régulation de l'énergie*



# SYNTHÈSE

Les réseaux de distribution français connaissent une forte augmentation des raccordements d'actifs de production d'énergies renouvelables<sup>1</sup> ainsi qu'une hausse structurelle de la pointe de consommation susceptibles d'engendrer des contraintes sur les infrastructures et, donc, des besoins de renforcements<sup>2</sup>.

En parallèle, le développement de gisements de flexibilités<sup>3</sup> décentralisées, stimulé par les mécanismes déjà existants pour la gestion de l'équilibre offre-demande (EOD) et celle des contraintes sur le réseau public de transport (RPT), et la baisse des coûts de certaines technologies offrent de nouvelles solutions alternatives aux renforcements pour les gestionnaires de réseaux de distribution.

Une étude menée par la CRE et publiée en 2016<sup>4</sup> avait pour objectif d'analyser une quinzaine de « cas d'étude », qui sont des situations types de contraintes se voulant illustratives, afin de quantifier la valeur potentielle nette<sup>5</sup> unitaire de la flexibilité sur les réseaux de distribution et les rationnels économiques sous-jacents. Elle a montré de façon théorique que le recours à la flexibilité pouvait avoir une valeur nette positive pour la gestion des réseaux de distribution, dans certains des cas d'étude décrits.

L'objet de la présente étude est de compléter et poursuivre l'analyse précédente, afin de déterminer la valeur nationale de la flexibilité pour les réseaux publics de distribution (RPD) à l'échelle de la France métropolitaine continentale, d'analyser les différents mécanismes de mobilisation et de valorisation de la flexibilité à l'échelle locale, et enfin d'apporter un éclairage sur l'articulation entre les différents services potentiels de flexibilité et les mécanismes nationaux existants, ainsi que sur les effets d'aubaines envisageables.

## **Phase 1 : Évaluation de la valeur nationale de la flexibilité pour le RPD**

---

La première étape de l'étude consiste à évaluer le potentiel global de la flexibilité à l'échelle nationale vis-à-vis de la gestion des RPD d'électricité. La flexibilité peut apporter localement une valeur économique par deux mécanismes :

- Abaisser ponctuellement le niveau de contrainte sur un matériel afin de différer voire éviter son renforcement (**en planification : valeur du report d'investissement ou de son évitement**) ;
- Réalimenter plus rapidement une partie des clients coupés, ou bien réduire le nombre de coupures occasionnées dans des situations de travaux ou d'incidents sur le RPD (**en conduite : valeur économisée de l'énergie non distribuée**).

---

<sup>1</sup> De plus en plus de producteurs d'énergie renouvelable viennent à se raccorder au réseau de distribution.

<sup>2</sup> Investissement sur un matériel du réseau (ici transformateurs HTB/HTA (haute tension vers basse tension), réseau HTA (moyenne tension) ou transformateurs HTA/BT (moyenne tension vers basse tension)) pour augmenter sa capacité en injection ou en soutirage.

<sup>3</sup> Dans cette étude, la flexibilité est définie comme une augmentation ou une diminution temporaire de l'énergie échangée avec le réseau, pilotée en temps réel (de manière manuelle ou automatique) selon les besoins du gestionnaire de réseaux et en fonction de la situation locale.

<sup>4</sup> *Étude sur la valeur des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux de distribution*, CRE, janvier 2016.

<sup>5</sup> C'est-à-dire la valeur nette résultante de l'écart entre le bénéfice potentiel de la flexibilité (c'est-à-dire la valeur du report des investissements de renforcement qu'elle permet) et les coûts de la flexibilité associés.

Cinq configurations<sup>6</sup> ont été analysées : quatre en planification, la cinquième configuration correspondant à l'analyse de la valeur en conduite. Ces configurations sont définies selon les types de matériel, de contrainte et de besoin auxquels la flexibilité répond<sup>7,8</sup> :

- Contraintes en injection sur les postes sources (*postes de transformation de la haute tension en moyenne tension*),
- Contraintes en soutirage sur les postes sources,
- Contraintes en injection sur le réseau HTA (*réseau de moyenne tension*),
- Contraintes sur les postes HTA/BT (*postes de transformation de la moyenne tension en basse tension*) (en injection et en soutirage),
- Coupures en cas de travaux ou d'incidents sur le réseau.

**1** À la maille nationale, la valeur brute<sup>9</sup> annuelle de la flexibilité pour le réseau de distribution est comprise entre 20 et 60 M€/an sur l'ensemble de la France. Une fois les coûts de la flexibilité déduits, la valeur nette<sup>10</sup> est estimée dans une fourchette de 11 à 18 M€/an.

Ces estimations ont été réalisées avec un horizon de moyen terme (2020 ou 2030 selon les cas) pour le territoire national métropolitain.

**2** Si les cinq types de configurations étudiées ont une valeur brute positive, seules quatre conservent une valeur nette positive, après soustraction du coût des flexibilités : la configuration portant sur les postes HTA/BT est écartée.

En effet, la configuration relative aux situations de contraintes sur des postes HTA/BT présente une **valeur nette quasi nulle**. La rentabilité de ce cas de figure exige des conditions très restrictives (coût de renforcement du matériel « élevé », un nombre de sites réalisant la flexibilité inférieur à 3, une durée d'utilisation de la flexibilité de plusieurs années). Ces prérequis s'expliquent par la faible taille des équipements, dont le coût de renforcement est faible (de l'ordre de quelques milliers d'euros), ce qui est défavorable à ce que la flexibilité constitue une alternative moins coûteuse. Cette configuration est donc écartée pour l'heure. À plus long terme, des ruptures technologiques, notamment dans le contrôle-commande des flexibilités, pourraient laisser envisager un cadre économique plus favorable.

---

<sup>6</sup> Une configuration est définie par une cause de la contrainte (injection/soutirage), et un matériel (poste source, réseau HTA, transformateur HTA/BT). Pour chaque configuration, une méthodologie d'évaluation de la valeur locale de la flexibilité a été définie

<sup>7</sup> L'étude n'a pas été étendue au matériel en dessous des postes HTA/BT (ouvrages BT) pour deux raisons principales : le foisonnement de la consommation et de la production y est faible (capacité à prévoir, anticiper et observer les contraintes sur le réseau BT manquant encore de maturité à date) et peu de données sont disponibles à cette échelle (limitant fortement les possibilités d'analyses).

<sup>8</sup> La configuration relevant de contraintes en soutirage sur le réseau HTA n'a pas été intégrée au périmètre de l'étude. En effet, les GRD observent que les contraintes en schéma normal sur le réseau HTA sont très rares et les contraintes en schéma dégradé sont difficiles à anticiper (multiplicité de configurations d'incidents possibles). Or, la flexibilité n'est utile que si elle est positionnée au bon endroit sur le réseau HTA, ce qui est impossible à prévoir.

<sup>9</sup> C'est-à-dire le gain direct permis par la flexibilité sur l'un ou l'autre des deux besoins identifiés à savoir le report d'investissement ou la valeur en conduite (reprise de clients coupés ou réduction du nombre de coupures).

<sup>10</sup> C'est-à-dire la différence entre la valeur brute et le coût de mise en place de la flexibilité.

Configurations étudiées	Valeur brute	Valeur nette	Occurrence	Niveau d'intérêt pour la flexibilité
1 Postes source / injection	5-10 M€/an	1-3 M€/an	15 à 30 cas/an	● • Valeur nette substantielle • Nombre de cas locaux limité • Domaine d'intérêt prioritaire pour la mise en place d'un <i>market design</i>
2 Postes sources / soutirage	0 à 18 M€/an <i>Hypothèse centrale 8M€/an</i>	→ 1,5 - 4 M€/an	~15 cas/an	◐ • Valeur nette intéressante mais soumise à de fortes incertitudes • Valeur unitaire élevée • Besoin d'attester de la maturité de la flexibilité par ailleurs avant d'aller sur cette configuration
3 Réseau HTA / injection	> 5M€/an	~5 M€/an	~15 à 20 cas/an	● • Valeur nette substantielle • Nombre de cas locaux limité • Domaine d'intérêt prioritaire pour la mise en place d'un <i>market design</i>
4 Postes HTA/BT	9-20 M€/an (majorant)	~0 M€/an → Valeur positive uniquement dans des situations locales très favorables	Potentiel de ~2000 cas/an → Part de cas où une profitabilité est positive inconnu	○ • Valeur nette quasi-nulle • Profitabilité soumise à des conditions fortes • Nombre de cas élevés • Domaine d'intérêt le moins prioritaire
5 Valeur en conduite	Incidents simples ~3M€/an Travaux 1 à 5 M€/an	~3M€/an 1 à 3 M€/an	~1000 cas/an 2000 à 6000 cas/an	◐ • Valeur nette totale élevée mais valeur unitaire faible compte tenu du nombre de cas • Caractère opportuniste à intégrer • Moyen d'expérimenter la viabilité de la flexibilité locale avec un risque moindre que sur le report d'investissement

Figure 1 - Valeurs brute et nette de la flexibilité pour la gestion des RPD d'électricité sur les cinq configurations

**3** Sur chacune des quatre configurations retenues, la valeur nette annuelle de la flexibilité varie entre 1 et 5 M€/an. Le nombre d'occurrences des situations auxquelles des flexibilités bien localisées pourraient répondre est de quelques dizaines de cas par an, sauf pour la configuration en conduite où il est potentiellement de quelques milliers de cas par an, avec des valeurs par cas beaucoup plus faibles<sup>11</sup>.

Le recours à de la flexibilité pour répondre à **des contraintes en injection sur les postes sources** ou **sur le réseau HTA** représente une valeur nette annuelle élevée (1 à 3 M€/an pour les postes sources, près de 5 M€/an pour le réseau HTA) couplée à un nombre de cas limité (entre 15 et 30 cas/an pour chaque matériel) et une mise en œuvre plus aisée que les autres situations. Ces configurations sont celles où la flexibilité est la plus simple à mettre en place : l'offre est toujours présente (car à l'origine de la contrainte) et les conséquences pour les acteurs sont minimales (écrêtement, ne nécessitant pas de modification des usages) ; sa mise en œuvre se limite à une simple indemnisation de l'énergie non produite. Elles constituent le champ **le plus prometteur** pour la définition et la mise en place de règles facilitant ou encourageant l'utilisation des flexibilités.

La configuration propre aux **contraintes en soutirage sur les postes sources** présente une valeur nette de l'ordre de **1,5 à 4 M€/an**. Ce résultat est soumis à de fortes incertitudes, aussi bien sur la valeur brute que sur la valeur nette, qui dépendent toutes deux de la localisation des contraintes et des flexibilités. Les contraintes en soutirage sont plus complexes à gérer que celles en injection : elles sont principalement présentes lorsque le réseau n'est pas complètement opérationnel (c'est-à-dire lorsqu'un ouvrage du réseau est défaillant). Toutefois, le faible nombre de cas associé à une valeur brute unitaire assez élevée (plusieurs dizaines de milliers d'euros par cas) rendent cette **configuration intéressante** pour la mise en place d'un *market design*.

La configuration relative aux **coupures en cas de travaux ou d'incidents** présente une valeur estimée **entre 4 et 6 M€/an**. Le nombre de cas concernés est élevé (plusieurs milliers), mais la valeur unitaire de chacun d'entre eux est en revanche faible. Le cadre de mobilisation et de valorisation à mettre en place devra intégrer cette caractéristique ; sa mise en œuvre reposera vraisemblablement sur une approche « opportuniste » : recours ponctuel par les GRD à de la flexibilité développée pour d'autres mécanismes présentant une meilleure visibilité pour le développeur, et qui est valorisée sur ces mécanismes. L'utilisation de la flexibilité en conduite pourrait par ailleurs servir aux GRD de terrain d'expérimentation sur des cas de valeur unitaire moins importante (minimisation de l'impact en cas d'échec sur un cas expérimental car les coûts engagés seront moindres).

<sup>11</sup> Qui plus est, la mise en œuvre de cette configuration nécessite des flexibilités correctement localisées.

## Phase 2 : Mécanismes de mobilisation et de valorisation des solutions de flexibilité à l'échelle locale

Neuf mécanismes, permettant de mobiliser et de valoriser la flexibilité en définissant les modalités d'échange entre les fournisseurs de flexibilités et les gestionnaires de réseaux de distribution, sont étudiés :

INJECTION	SOUTIRAGE
<b>Solutions intelligentes de raccordement - injection</b> <i>Solution de raccordement alternative incluant une option à la main du GRD d'écrêter un certain nombre d'heures annuellement en échange d'un coût du raccordement réduit</i>	<b>Solutions intelligentes de raccordement - soutirage</b> <i>Solution de raccordement alternative incluant une option à la main du GRD d'activer la flexibilité sur un certain nombre d'heures annuellement en échange d'un coût du raccordement réduit</i>
<b>Quote-part alternative pour les S3REnR</b> <i>Mise en place d'une quote-part alternative réduite (voire négative) dans le cadre des S3REnR, en échange d'un service d'écrêtement</i>	
<b>TURPE - pointe mobile</b> <i>Signal tarifaire dont l'activation est à la main du GRD, selon les clauses (fréquence, durée, localisation) définies par le tarif</i>	
<b>Contractualisation directe par le GRD</b> <i>Appel au marché par le GRD pour contractualiser de la flexibilité. Différents formats possibles : appel d'offres, dialogue concurrentiel, appel à manifestation d'intérêt</i>	<b>Exploitation opportuniste de la flexibilité par le GRD « option GRD »</b> <i>Appel à la flexibilité existante pour réaliser de la conduite. Sans engagement des acteurs</i>
<b>Tarif d'achat régulé de la flexibilité</b> <i>Tarif d'achat régulés (et fixes) permettant de rémunérer la flexibilité sur la durée en échange de services sur cette même durée</i>	
<b>Marché local en J-1 ou J</b> <i>Equivalent à un mécanisme d'ajustement défini à la maille locale</i>	
<b>Investissement et exploitation par le GRD</b> <i></i>	

Figure 2 - Mécanismes de mobilisation et de valorisation étudiés pour les contraintes en injection et en soutirage<sup>12</sup>

Chacun de ces mécanismes est évalué selon des critères maximisant l'efficacité technico-économique et opérationnelle<sup>13</sup>, afin de sélectionner les mécanismes à privilégier.

**4** Quatre mécanismes ressortent de l'évaluation et doivent être privilégiés : les « solutions intelligentes de raccordement » pour l'injection, une « quote-part alternative » pour les S3REnR, la « contractualisation directe » des flexibilités par le GRD et l'exploitation opportuniste de la flexibilité existante par le GRD dite « option GRD ». Ces mécanismes permettent de couvrir l'ensemble des configurations.

Les solutions intelligentes de raccordement, pour les contraintes en injection, sont actuellement étudiées par les GRD. Elles ont l'avantage d'utiliser un véhicule existant (proposition technique et financière, et convention de raccordement) et d'agir sur ce qui constitue l'origine des contraintes (les nouvelles installations de production). En revanche, seules les contraintes en injection sur le réseau

<sup>12</sup> TURPE : Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité ; GRD : Gestionnaire de réseau de distribution ; S3REnR : Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables

<sup>13</sup> Les critères sont : obtention du meilleur gisement technico-économique possible de la flexibilité, minimisation du coût de transaction, visibilité pour les acteurs, contrôle du risque de défaillance, simplicité de mise en œuvre, contrôlabilité, objectivité et compatibilité du mécanisme. Ils sont définis dans le rapport

HTA et les nouvelles solutions de flexibilité<sup>14</sup> peuvent être ciblées<sup>15</sup> par ce mécanisme, limitant le parc dans lequel la flexibilité peut être appelée.

La mise en place d'une **quote-part alternative dans les S3REnR**<sup>16</sup> est complémentaire aux nouvelles solutions de raccordement : en s'appuyant sur les S3REnR déjà existants (qu'il conviendra de modifier pour les rendre compatibles), ce mécanisme a l'avantage de proposer à des flexibilités futures de répondre aux problèmes de contraintes sur les postes sources en injection.

La **contractualisation directe de la flexibilité par les GRD** permet une mise en concurrence et une participation de l'ensemble des flexibilités, existantes ou nouvelles, quelles que soient les technologies concernées. Ce procédé est plus lourd que les deux précédents : il nécessite une analyse et une spécification du besoin par le GRD, la mise en place d'un dialogue avec les différents offreurs de flexibilités ainsi que d'un contrôle accru de l'effectivité des flexibilités souscrites (pour les contraintes en soutirage). Cette complexité conduit à réserver ce mécanisme aux cas et aux zones ayant une valeur unitaire élevée et pour lesquels la concurrence a un intérêt (la profondeur d'offre doit y être suffisante). De fait, il est principalement adapté aux contraintes liées aux postes sources.

Enfin, la mise en place d'une **exploitation opportuniste de la flexibilité existante par les GRD**, « l'**option GRD** » est adaptée à la flexibilité pour la conduite : **ce mécanisme consiste à appeler des flexibilités existantes, sans engagement** (pas d'engagement des fournisseurs de flexibilités de fournir la flexibilité, pas d'engagement des GRD d'appeler la flexibilité), afin de répondre de manière souple aux besoins imprévisibles de la conduite du réseau. Ce mécanisme est facile à mettre en place, sans prise de risque pour l'ensemble des acteurs, avec un cadre souple pour l'ensemble des parties prenantes. Ce schéma est néanmoins strictement limité à une utilisation de la flexibilité en conduite : l'absence de garantie de disponibilité pour les GRD est néanmoins la contrepartie de la souplesse de ce mécanisme.

Ces quatre mécanismes permettent de répondre à l'ensemble des configurations à valeur, identifiées précédemment :

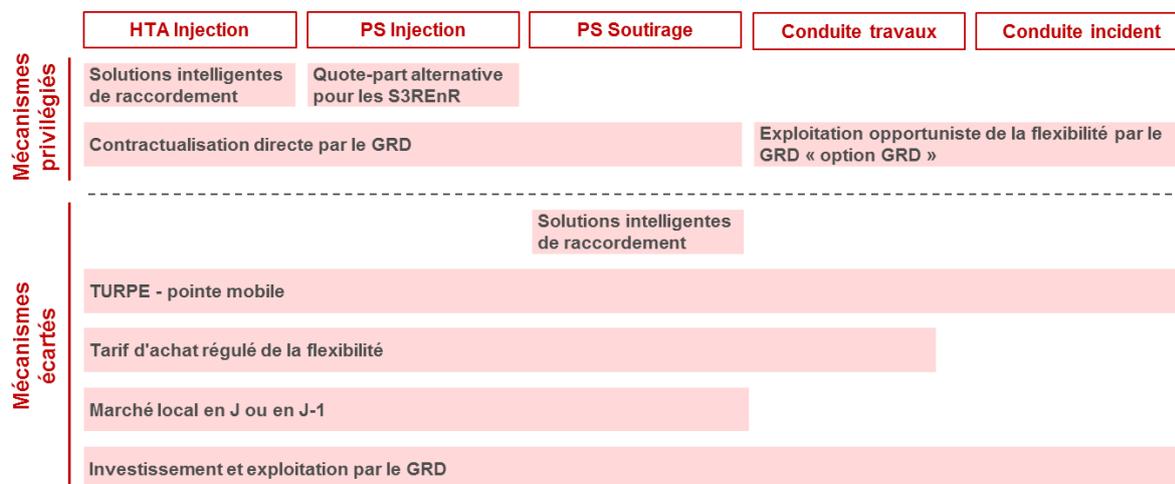


Figure 3 – Mécanismes privilégiés ou écartés pour valoriser et mobiliser les solutions de flexibilité à l'échelle locale

<sup>14</sup> C'est-à-dire les solutions de flexibilités venant à souscrire un nouveau contrat de raccordement.

<sup>15</sup> D'une part, les raccordements de flexibilités répondant à des contraintes directement sur les postes sources sont gérés par les S3REnR : ces flexibilités ne peuvent donc pas prendre part à ce mécanisme. D'autre part, pour bénéficier de ces solutions intelligentes de raccordement, il est nécessaire d'établir un nouveau contrat de raccordement avec le GRD : les solutions de flexibilité déjà raccordées au réseau ne peuvent donc pas participer.

<sup>16</sup> L'objectif des S3REnR (Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables) est de planifier les renforcements nécessaires sur le réseau pour le raccordement des énergies renouvelables, et d'en mutualiser le coût entre les nouvelles installations via une quote-part, définie à l'échelle régionale

**5 Les cinq autres mécanismes étudiés n'ont pas été retenus pour des raisons de complexité de mise en œuvre de ces mécanismes, de plus faible efficacité ou d'incompatibilité avec le statut de GRD.**

Le mécanisme de **TURPE à pointe mobile** créerait des situations inefficaces localement, en définissant un signal tarifaire national, touchant des milliers d'équipements du réseau, avec seulement quelques dizaines de cas par an pour lesquels la flexibilité générée aurait de l'intérêt. Par ailleurs, le niveau de visibilité et de garantie de participation obtenu par le GRD est trop faible pour lui permettre de reporter ses investissements sans un retour d'expérience significatif.

**Les solutions intelligentes de raccordement** ne sont pas adaptées aux contraintes en soutirage : les sites de soutirage n'ont pas les mêmes profils, contraintes et évolutions dans le temps que ceux d'injection. Contrairement aux sites en injection, il peut exister un écart significatif et variable entre puissance de raccordement (puissance maximale soutirée) et puissance souscrite (contractuelle). De plus, ce mécanisme pourrait ne pas être compatible avec le statut de GRD, ce mécanisme pouvant être assimilé à une activité sur le marché de l'effacement.

Un **tarif d'achat régulé de la flexibilité** serait complexe à mettre en œuvre ; un tel guichet ouvert n'apporterait pas un niveau de visibilité suffisant (sur le volume de flexibilité) pour permettre au GRD de valoriser la flexibilité.

Un **marché local en J ou en J-1** serait lourd à mettre en œuvre à une petite échelle et offre trop peu de visibilité aux acteurs. Un tel mécanisme serait concevable à moyen terme si des outils performants venaient à se développer, laissant envisager une automatisation quasi totale du mécanisme (type *smart contracts*<sup>17</sup>).

Enfin, **permettre au GRD d'investir et d'exploiter ses propres solutions** de flexibilité ne semble pas opportun dans la grande majorité des cas. Du fait des contraintes statutaires qui pèsent sur lui, le GRD ne pourrait pas amortir sa batterie sur d'autres mécanismes de valorisation que celui de la flexibilité pour son propre compte, ce qui affecterait la rentabilité d'une telle solution et la rendrait de facto moins compétitive qu'un service acheté à un tiers. Ce mécanisme serait donc uniquement envisageable en cas d'incapacité du marché à offrir de tels services ou bien dans le cas où un usage exclusif de la solution pour répondre à des besoins du GRD pourrait être justifié.

---

<sup>17</sup> Contrats de confiance établis entre deux entités permettant notamment d'effectuer des transactions décentralisées de façon numérique, automatisée et contrôlée et sans nécessiter une autorité ou une intervention centrale

### Phase 3 :

## Articulation entre les différents services potentiels de flexibilité et les mécanismes nationaux existants ; effets d'aubaine associés à la mobilisation d'une flexibilité locale

La mise en situation opérationnelle des mécanismes retenus pour mobiliser la flexibilité locale conduit à anticiper plusieurs problématiques. Il est ainsi nécessaire de coordonner ces mécanismes locaux avec les mécanismes nationaux, afin de permettre aux flexibilités de maximiser la valeur générée, et donc d'en réduire le coût pour chaque besoin. Par ailleurs, il est nécessaire de s'assurer que la mise en place de mécanismes locaux ne crée pas d'effets d'aubaines.

Dans le détail, neuf problématiques spécifiques ont été identifiées, réparties en quatre catégories :

#### (i) Gestion d'un sous-ensemble de flexibilités au sein d'un portefeuille agrégé

- A** Sollicitation (ou exclusion) d'un sous-ensemble localisé de flexibilités au sein d'un portefeuille

#### (ii) Effets collatéraux de la mobilisation d'un mécanisme local (resp. national) à l'échelle nationale (resp. locale) :

- B** Amplification des contraintes d'une échelle (nationale/locale) par l'activation de flexibilités à l'autre échelle (locale/nationale)
- C** Ecarts sur les périmètres d'équilibre causés par l'activation de flexibilités locales

#### (iii) Conflits d'activations engendrés par le cumul de différents mécanismes :

- D** Gestion non coordonnée de la disponibilité du stock de ressources de flexibilités entre les différents mécanismes
- E** Activations contradictoires et simultanées aux niveaux national et local
- F** Activation locale réduisant le potentiel dynamique d'activation de flexibilités à l'échelle nationale

#### (iv) Effets d'aubaine pour les acteurs :

- G** Double valorisation d'une flexibilité répondant à un besoin unique
- H** Valorisation d'une flexibilité qui n'existe pas (flexibilité fantôme)
- I** Acteur qui crée et résout sa propre contrainte pour récupérer un écart de valeur entre coût socialisé et rémunération

Figure 4 - Problématiques associées à la mobilisation d'une flexibilité à l'échelle locale

**6** Les débats sur la coordination de la mobilisation de flexibilités, initialement développées pour le RPT, au service du local sont en cours. Ils ont permis de définir un certain nombre de points de convergence entre les acteurs, de structurer les enjeux et de définir certaines options. Les débats doivent être poursuivis pour permettre de converger sur les meilleures solutions ; les expérimentations réalisées pourront être prises en compte pour déterminer la solution définitive.

Des échanges entre les GRD et le GRT sur la coordination des différents mécanismes sont en cours. L'objectif de ces échanges est de :

- Permettre la participation de la flexibilité à de multiples mécanismes, tant que cela crée de la valeur pour la collectivité, ce qui permet de répartir les coûts sur ces différents mécanismes ;
- Minimiser le coût des conflits pour la collectivité : les conflits peuvent être traités de différentes manières et la solution choisie doit être optimale vis-à-vis des coûts à supporter pour la collectivité ;
- Caractériser et affecter les surcoûts engendrés par ces conflits : les conflits créent des coûts pour une ou plusieurs parties prenantes et le choix des acteurs supportant ces coûts doit être clarifié. L'objectif d'une coordination efficace est de ne pas faire porter des surcoûts qui pourraient être évités.

- Limiter les coûts de transactions pour les opérateurs de flexibilité : la participation à différents mécanismes génère des coûts de transaction supplémentaires.

Cependant, les débats sur ces questions sont toujours en cours. Ils devront définir la gouvernance à mettre en place pour spécifier et appliquer les règles de coordination, ainsi que le niveau d'intégration opérationnelle entre les échelles locale et nationale.

**7** **Trois questions de coordination ont été analysées et soulèvent des difficultés : (i) la gestion d'un sous-ensemble localisé de flexibilités au sein d'un portefeuille agrégé, (ii) l'apparition d'effets collatéraux à l'échelle nationale (resp. locale) en cas d'activation pour répondre à des besoins locaux (resp. nationale), (iii) pour une même flexibilité, il peut exister des conflits d'activation si elle participe à plusieurs mécanismes.**

**(i)** - La participation simultanée à un mécanisme national et à un mécanisme local d'une flexibilité pose **la question de l'activation restreinte, voire de l'exclusion (pour des raisons locales) de sous-ensembles de portefeuilles de flexibilités** initialement conçus au service du RPT. Cette question repose la question de la valeur du foisonnement et de l'agrégation : actuellement, les agrégateurs constituent des portefeuilles pour répondre à des produits définis nationalement, et une activation locale d'une partie du portefeuille interférerait avec cette activité. Une activation restreinte ou une exclusion permettrait néanmoins aux flexibilités de participer localement et nationalement en minimisant les conflits qui pourraient émerger. Les règles définissant les modalités d'une participation restreinte ou d'une exclusion seraient élaborées conjointement entre les gestionnaires de réseaux afin de gérer au mieux ces conflits.

Deux voies sont aujourd'hui explorées pour mettre en œuvre ces règles : celle d'une « plateforme commune » et celle d'une coordination entre deux mécanismes.

Le mécanisme d'ajustement (MA), géré actuellement par le GRT, est conçu pour répondre à la fois à des problématiques concernant l'EOD et aux congestions sur le RPT ; il contient donc nativement une capacité à gérer la localisation des sources de flexibilité pour répondre aux contraintes sur le réseau de transport. Une des pistes possibles consisterait à étendre les fonctionnalités de cette plateforme pour intégrer les ressources et contraintes à la maille RPD. Toutefois, le MA n'est actuellement pas capable de réaliser cette activité sur les niveaux de tension des réseaux de distribution<sup>18</sup>. Par ailleurs, cela nécessiterait l'intégration de règles métier définissant les activations et interdictions localisées par les GRD. Enfin, la participation des GRD au mécanisme d'ajustement nécessiterait de mettre en place une gouvernance permettant aux GRD de participer activement à son évolution.

La mise en place d'un mécanisme *ad hoc* pour les flexibilités locales, coordonné avec le système électrique national et géré par les GRD, serait aussi une solution pour limiter les conflits et leurs conséquences. Cela nécessiterait d'utiliser deux mécanismes distincts, complexifiant potentiellement la tâche des fournisseurs de flexibilité. Mais cela permettrait aussi de conserver une agilité plus grande sur un mécanisme adapté à la flexibilité locale, plus souple, et de préserver de façon plus lisible les intérêts propres à chaque opérateur de réseau.

Quelle que soit la méthode de mise en œuvre qui sera appliquée, les fonctions de coordination et de communication entre les GRD, le GRT et les agrégateurs devront être définies préalablement au choix de la méthode de mise en œuvre. Enfin, le principe de l'interlocuteur unique, permettant à chaque flexibilité d'être en contact avec le gestionnaire du réseau auquel elle est raccordée, devra être conservé.

**(ii)** - **Toute activation de flexibilité sur le réseau local (resp. national) peut avoir des effets collatéraux à l'échelle nationale (resp. locale) :**

- L'activation de flexibilités dans des mécanismes nationaux peut par exemple **amplifier les contraintes de charge subies par le réseau** local ;
- À l'inverse, une activation locale d'une flexibilité risque d'engendrer des **écarts imprévus sur le périmètre du responsable d'équilibre** ce qui impactera nécessairement la gestion de l'équilibre au niveau national.

---

<sup>18</sup> En effet, il n'est pas nécessaire de disposer d'informations à une maille si fine pour répondre à des contraintes au niveau du réseau de transport.

(iii) - Lorsqu'une flexibilité participe à plusieurs mécanismes, des **conflits d'activation** peuvent émerger :

- La **gestion de la disponibilité du stock de ressources** de flexibilités peut poser problème entre les différents mécanismes (après une première activation, la disponibilité de la flexibilité peut être en partie compromise pour une seconde activation trop proche) ;
- Des **activations contradictoires et simultanées** d'une même flexibilité par deux mécanismes distincts vont également conduire à un conflit d'activation ;
- Même lorsqu'elles sont dans le même sens, deux activations simultanées peuvent être problématiques. En effet, pour certains mécanismes, **le moment précis d'activation est important** : ce n'est pas le volume d'énergie qui compte mais sa variation. Dans ce cas, si la flexibilité est appelée trop tôt par un autre mécanisme, elle n'apporte plus de valeur pour ce premier type de mécanisme, malgré une activation dans le même sens.

**8** L'étude met en évidence que deux catégories de potentiels conflits sont plus critiques – (i) la gestion d'un sous-ensemble localisé et (ii) les conflits d'activation – car d'occurrence et de risque plus importants en cas de défaillance. Le mécanisme le plus problématique est celui de la contractualisation directe par le GRD des flexibilités, qui devrait générer le plus de conflits car plus contraignant.

Le niveau de criticité des différentes problématiques dépend de trois paramètres : le **produit sous-jacent au mécanisme** (appel d'un produit de type « service »<sup>19</sup> ou « énergie »<sup>20</sup>), la **temporalité d'activation** (en amont ou au cours de la fenêtre opérationnelle<sup>21</sup>) et le **niveau d'engagement** sur les mécanismes auxquels la flexibilité prend part.

Ainsi, un mécanisme appelant un produit de type « service » conduira à faire porter par le fournisseur de flexibilité davantage de responsabilités qu'un mécanisme appelant de l'« énergie » ce qui permettra *in fine* de minimiser les risques de conflits. **Ce type de produit pourrait donc être plus adapté pour la plupart des configurations dans un premier temps.**

De la même manière, une flexibilité participant à des mécanismes sans engagement (comme l'« option GRD ») n'aura pas de conflits « critiques » qu'une flexibilité participant à plusieurs mécanismes avec engagement pourrait créer. C'est pourquoi **la contractualisation constitue le mécanisme susceptible de générer le plus de conflits** tandis qu'à l'inverse, « l'option GRD » sur les flexibilités existantes est suffisamment peu contraignante pour minimiser ces risques.

Par ailleurs, **les conflits d'activation liés à une flexibilité participant à plusieurs mécanismes avec engagement** (exemple : la contractualisation et l'appel d'offre effacement organisé par le GRT) pourraient devenir critiques lorsque le volume de flexibilité concerné deviendra significatif.

À l'inverse, l'étude des trois **effets d'aubaine (iv)** montre que de nombreuses solutions sont à même de les neutraliser dès la conception des mécanismes de mobilisation et de valorisation.

---

<sup>19</sup> Engagement par l'acteur à respecter une puissance maximum ou minimum, soutirée ou injectée, de manière à résoudre la contrainte et de manière dissociée de l'achat/vente de l'énergie lié à ce service (la gestion de ce volume d'énergie reste entièrement de la responsabilité du périmètre d'équilibre du site, et non du gestionnaire de réseau).

<sup>20</sup> Vente (resp. achat) d'énergie par le fournisseur de flexibilité selon des modalités contractuelles (durée, délai, période de fourniture).

<sup>21</sup> La fenêtre opérationnelle correspond à la durée au cours de laquelle le GRT peut prendre des actions d'équilibrage de façon exclusive. Durant cette période, les acteurs de marché ne peuvent plus prendre d'actions qui ont un impact physique sur le réseau. Dans les faits, cette fenêtre dure 1 à 2 heures avant le temps réel.

9

**Dans tous les cas, les dispositifs prioritaires à mettre en place pour prévenir et corriger les conflits reposeront sur un système de pénalisation correctement calibré, une gouvernance et une communication efficaces entre les parties prenantes (GRD, GRT et offreurs de flexibilité) ainsi que des processus de contrôle robustes.**

Pour faire face à ces différentes problématiques, et quels que soient la gouvernance et le niveau d'intégration retenu, les solutions devront inclure :

- Une **communication efficace entre les agrégateurs et les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution** pour faciliter la résolution des conflits lorsqu'ils surgissent ou pour les prévenir ;
- La définition de **règles de priorité** pour arbitrer en cas de conflits vers la solution minimisant le coût collectif (optimum économique) ;
- La mise en place de **pénalités correctement calibrées** pour empêcher toute tentative de fraude sans pour autant dissuader les acteurs honnêtes de participer et pour bien orienter le choix optimal vis-à-vis de la collectivité ;
- Le **contrôle de la réalité de la flexibilité** souscrite (tests en amont réguliers de la flexibilité, contrôle du réalisé, etc.) par le GRD ;
- Une **gouvernance efficace**.

Le nombre de problématiques identifiées est tempéré par des volumes et des probabilités d'occurrence faibles, en particulier lors de la phase d'émergence de la flexibilité à l'échelle locale. Les dispositifs à concevoir pour répondre à l'ensemble de ces problématiques pourront être perfectionnés par la suite, à la lumière d'un premier retour d'expérience.

Une communication des actions de chacun devra tout du moins être mise en place pour optimiser au mieux la gestion des flexibilités entre les échelles nationale et locale. Pour que les mécanismes soient viables, les processus de contrôle joueront un rôle important, notamment au niveau du réalisé et des effets d'aubaine.

Juillet 2017

© E-CUBE Strategy Consultants

8 Rue Royale, 75 008 Paris

