



COMMISSION  
DE RÉGULATION  
DE L'ÉNERGIE

# DOCUMENT DE RÉFLEXION ET DE PROPOSITION

SEPTEMBRE 2019

## Le stockage d'électricité en France

## Introduction

L'atteinte des objectifs mondiaux de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> nécessite de développer massivement la production d'électricité à partir des énergies renouvelables (EnR), tout en réduisant fortement la production à partir de sources d'énergie fossiles, particulièrement le charbon et le fioul.

Ces objectifs mondiaux de transition énergétique semblent désormais atteignables grâce à la compétitivité des technologies éoliennes (terrestre et offshore), solaires et de stockage de l'électricité. L'étude sur les perspectives stratégiques de l'énergie, réalisée pour le compte du comité de prospective de la CRE et publiée en mai 2018<sup>1</sup>, conclue que les systèmes électriques décarbonés à 80% seront compétitifs partout dans le monde à l'horizon 2050.

Les principales EnR à fort potentiel de développement (éolien, solaire) sont intermittentes, alors que les centrales thermiques fossiles sont pilotables. Assurer le bon fonctionnement des systèmes électriques comportant une forte proportion d'énergies renouvelables fera donc apparaître d'importants besoins de flexibilité pour assurer à tout instant le bon équilibre entre l'offre et la demande.

Le développement du stockage de l'électricité s'inscrit dans ce cadre plus général du développement des flexibilités. L'ajustement de la production (centrales dispatchables), le pilotage de la consommation (effacement, offres tarifaires à différenciation temporelle, etc.), ou encore le développement du réseau, notamment les interconnexions constituent aussi des sources de flexibilité. Il convient de s'assurer que le cadre tarifaire et réglementaire permet le recours, pour chaque type de besoin, au moyen de flexibilité le plus compétitif sans favoriser une filière de flexibilité au détriment des autres.

En France, les besoins en flexibilité sont aujourd'hui moins importants que dans beaucoup de pays d'Europe et dans le monde du fait de certaines caractéristiques du système électrique national (notamment une hydroélectricité fortement développée et un pilotage de l'eau chaude sanitaire, ainsi qu'une part encore limitée des EnR variables). Le développement du stockage par batteries est également moins marqué en France métropolitaine : seuls 7 MW répartis sur deux projets sont actuellement raccordés, et environ 100 MW sont en file d'attente. Le stockage par batteries est en revanche d'ores et déjà, avec 50 MW de capacité attribuée, un moyen identifié pour répondre, en partie, aux besoins de flexibilité dans les zones non interconnectées (ZNI).

De nombreuses technologies de stockage coexistent, aux degrés de maturité variés. Ces technologies sont mécaniques (STEP, volants d'inertie, etc.), thermiques (stockage de froid ou de chaleur), chimiques (stockage de l'hydrogène par exemple), etc. Les évolutions technologiques et industrielles renforcent rapidement la compétitivité des dispositifs de stockage de l'électricité par batteries (le prix moyen d'un pack de batterie a chuté de 85% entre 2010 et 2018 selon une récente étude publiée par Bloomberg). Le stockage par batteries apparaît ainsi comme une technologie prometteuse pour répondre au besoin croissant de flexibilités engendré par la transition énergétique mondiale. Elle se développe rapidement dans différentes parties du monde.

Les capacités de stockage seront raccordées aux réseaux de manière centralisée (stockage couplé ou non à une centrale de grande taille) ou décentralisée (stockage installé dans une logique d'autoconsommation chez les clients particuliers, résidentiels ou industriels). Elles se distingueront par leur caractère stationnaire (stockage raccordé en un point fixe du réseau) ou mobile (stockage embarqué dans les véhicules électriques). Les capacités de stockage mobiles offriront aux gestionnaires de réseaux un gisement significatif de flexibilité : à l'horizon 2035, la puissance cumulée des batteries incluses dans le parc de véhicules électriques pourrait en effet atteindre 10 à 30 GW<sup>2</sup>.

Ces dispositifs de stockage, de différentes natures, répondent à des besoins de flexibilité variés (cf. schéma ci-dessous). Ainsi, au-delà de leur fonction principale de report de charge, qui permet par exemple à un producteur EnR de lisser sa courbe d'injection, ou à un consommateur d'optimiser son profil de consommation en faisant du *Vehicle-to-home*, les dispositifs de stockage d'énergie sont capables de rendre des services au système électrique et aux gestionnaires de réseaux qu'il s'agisse de l'équilibre offre-demande, du réglage de fréquence et de tension, de l'équilibrage ou de la résolution de congestions.

<sup>1</sup> La flexibilité et le stockage sur les réseaux d'énergie d'ici les années 2030 : [http://www.eclairerlavenir.fr/wp-content/uploads/2018/07/Rapport\\_GT2.pdf](http://www.eclairerlavenir.fr/wp-content/uploads/2018/07/Rapport_GT2.pdf)

<sup>2</sup> La flexibilité et le stockage sur les réseaux d'énergie d'ici les années 2030 : [http://www.eclairerlavenir.fr/wp-content/uploads/2018/07/Rapport\\_GT2.pdf](http://www.eclairerlavenir.fr/wp-content/uploads/2018/07/Rapport_GT2.pdf)

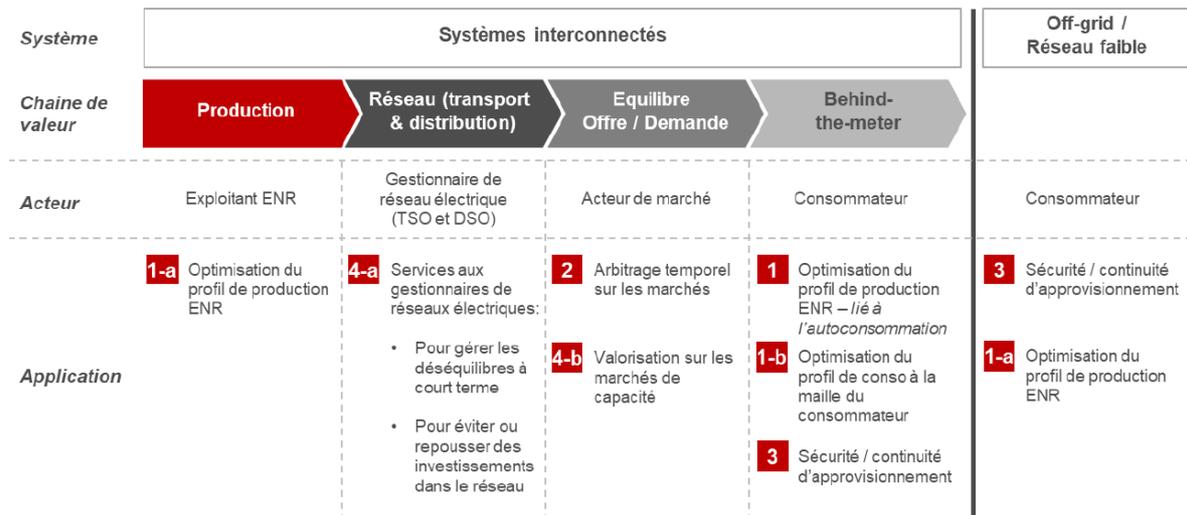


Figure 1 : Services pouvant être rendus par le stockage  
(source : Analyse E-Cube Strategy Consultants pour le Comité de prospective de la CRE)

Afin d'assurer leur rentabilité, les dispositifs de stockage devraient le plus souvent être capables de fournir plusieurs de ces services. Par exemple, un dispositif de stockage associé à une ombrière photovoltaïque pourrait à la fois faire du report de charge pour alimenter des recharges ultra-rapides pour des véhicules électriques et participer à la réserve primaire ; un dispositif de stockage utilisé comme moyen de secours pourrait également participer à la réserve primaire.

Dans ce contexte, la CRE a lancé, au premier trimestre 2019, un appel à contributions sur le stockage de l'électricité, pour s'assurer que le cadre réglementaire ne freine pas le développement du stockage de l'électricité : le déploiement encore limité du stockage par batteries en France ne doit pas résulter de barrières réglementaires, tarifaires ou dans les conditions d'accès aux réseaux.

Le nombre élevé et la richesse des réponses à cet appel à contributions illustrent l'importance des enjeux. 60 contributions ont été reçues de la part d'acteurs de divers horizons (fabricants/équipementiers, intégrateurs de solutions, fournisseurs et agrégateurs, producteurs, consommateurs, syndicats professionnels, collectivités, organismes de recherche, gestionnaires de réseaux, etc.). Ces contributions sont publiées sur le site de la CRE en même temps que le présent document. En parallèle la CRE a mené une vingtaine de rencontres bilatérales.

Les réponses à l'appel à contributions montrent qu'il n'existe pas d'obstacle majeur au développement du stockage en France. Toutefois, la CRE souhaite définir une feuille de route permettant de faciliter son développement sur la base des trois catégories d'enjeux identifiés :

- faciliter l'insertion des installations de stockage dans le système électrique, en travaillant sur le statut du stockage et en prenant en compte les spécificités du stockage dans les procédures de raccordement et dans le cadre contractuel ;
- s'assurer que le stockage peut offrir facilement les services qu'il peut apporter sur toutes la chaîne de valeur du système électrique, y compris en alternative à des renforcements de réseaux ;
- s'assurer que les signaux de prix existants révèlent bien la valeur des différents types de services que peut rendre le stockage.

Le présent rapport définit un programme de travail, adresse des demandes aux gestionnaires de réseaux et formule des recommandations aux pouvoirs publics pour les actions de leur ressort.

Pour s'assurer que la dynamique initiée ainsi perdure et que les jalons annoncés soient respectés, la CRE et la Direction Générale de l'Energie et du Climat proposent la mise en place d'un groupe de travail dédié au stockage d'électricité qui se réunirait sur une base régulière et permettrait :

- d'une part, de faire le suivi régulier des différents travaux engagés sur le stockage d'électricité, notamment dans les différents groupes de concertation existants ;
- d'autre part, le cas échéant, de traiter de problématiques spécifiques (par exemple la définition d'un statut pour le stockage) si cela s'avérait nécessaire.



## TABLE DES MATIERES

<b>1. FACILITER L'INSERTION DU STOCKAGE DANS LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE.....</b>	<b>6</b>
1.1 LA DÉFINITION D'UN STATUT D'OPÉRATEUR DE STOCKAGE EST-ELLE NÉCESSAIRE ?.....	6
1.2 UNE NÉCESSAIRE SIMPLIFICATION ET CLARIFICATION DES PROCÉDURES DE RACCORDEMENT.....	7
1.2.1 Simplification du cadre contractuel.....	7
1.2.2 Prise en compte de la spécificité du stockage dans les études de raccordement.....	7
1.2.3 Clarification du cadre applicable au stockage dans le cadre des S3REnR.....	8
1.2.4 Prescriptions techniques.....	9
1.2.5 Standards de qualité et de sûreté.....	10
1.3 STOCKAGE ET RÔLE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX.....	10
<b>2. PERMETTRE AU STOCKAGE D'OFFRIR FACILEMENT SES SERVICES.....</b>	<b>12</b>
2.1 ASSURER LA TRANSPARENCE SUR LES BESOINS EN FLEXIBILITÉ DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX.....	12
2.2 ENCADRER LE RECOURS AUX FLEXIBILITÉS LOCALES ET INCITER LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX À INTÉGRER CES FLEXIBILITÉS DANS LEURS PROCÉDURES DE DÉCISION DES INVESTISSEMENTS ET DE DIMENSIONNEMENT DES RÉSEAUX.....	13
2.2.1 Assurer que les méthodes de dimensionnement et processus de décision des investissements des gestionnaires de réseaux intègrent la possibilité de recours à une flexibilité.....	13
2.2.2 Assurer qu'un cadre de contractualisation et d'appel des flexibilités locales soit clairement défini et bien articulé avec celui au niveau national.....	14
2.3 RENDRE COMPATIBLES L'INTÉGRALITÉ DES MARCHÉS DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE AVEC LES SPÉCIFICITÉS DU STOCKAGE.....	15
2.3.1 Les services système fréquence.....	15
2.3.2 Le mécanisme d'ajustement.....	18
2.3.3 Les nouveaux services apportés par le stockage.....	18
2.3.4 Participation des installations hybrides (EnR + stockage) aux marchés.....	18
<b>3. DES SIGNAUX ÉCONOMIQUES À FAIRE ÉVOLUER.....</b>	<b>20</b>
3.1 TARIFICATION DE L'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ.....	20
3.2 L'APPLICATION DE LA CSPE AUX DISPOSITIFS DE STOCKAGE.....	22
3.3 DISPOSITIFS DE SOUTIEN.....	23
3.3.1 Dispositifs de soutien en métropole.....	23
3.3.2 Appel d'offres effacement (AOE).....	23
3.4 GARANTIES D'ORIGINE.....	24
<b>ANNEXE 1 : ORGANISMES AYANT PARTICIPÉ À LA RÉFLEXION.....</b>	<b>32</b>
<b>ANNEXE 2 : CONDITIONS DE RACCORDEMENT D'UNE INSTALLATION DE STOCKAGE DE PUISSANCE SUPÉRIEURE À 36 KVA INJECTANT ET SOUTIRANT VUE DU RÉSEAU.....</b>	<b>32</b>
<b>ANNEXE 3 : NORMES.....</b>	<b>33</b>
<b>ANNEXE 4 : CONSUEL.....</b>	<b>33</b>
<b>ANNEXE 5 : PROJET RINGO.....</b>	<b>34</b>

## 1. FACILITER L'INSERTION DU STOCKAGE DANS LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Les installations de stockage, comme tous les utilisateurs qui injectent et qui soutirent de l'électricité doivent remplir à la fois les obligations des installations de production et celles des installations de consommation. Cette situation peut rendre certaines démarches complexes, notamment au moment du raccordement. Pour y remédier, de nombreux acteurs demandent la création d'un statut juridique spécifique pour le stockage de l'électricité.

La question de la création d'un statut ad hoc pour le stockage est complexe et la CRE n'a pas de position arrêtée sur ce sujet. La création d'un tel statut ne constitue pas l'unique solution permettant l'insertion des dispositifs de stockage dans le système électrique.

Toutefois, la CRE partage l'objectif de facilitation du raccordement de ces installations. A ce titre, elle est favorable à une simplification des procédures de raccordement et du cadre contractuel s'appliquant au stockage.

La présente partie a pour objectif d'étudier les différentes mesures à mettre en œuvre pour atteindre cet objectif.

### 1.1 La définition d'un statut d'opérateur de stockage est-elle nécessaire ?

La grande majorité des contributeurs s'accorde sur le fait que le bon développement du stockage en France passera nécessairement par une évolution et une mise en cohérence (i) du cadre législatif et réglementaire et (ii) du cadre technique et contractuel facilitant l'accès aux réseaux et la participation aux différents mécanismes de marché pour le stockage.

Pour certains contributeurs, la création d'un statut spécifique d'opérateur de stockage est un préalable indispensable au développement du stockage en France. Les justifications avancées à la création d'un tel statut sont multiples : adapter le droit aux spécificités intrinsèques du stockage, faciliter l'accès aux réseaux et la participation aux mécanismes de marchés en définissant des règles *ad hoc* pour le stockage, définir clairement les droits et obligations attachés à l'opérateur de stockage, clarifier la distinction entre le stockage et les activités de production et de fourniture, justifier un traitement tarifaire et fiscal différent, etc.

La question de la création d'un statut du stockage est complexe. La CRE estime que la création d'un tel statut peut avoir des avantages notamment en matière de sécurité juridique, de transparence et *in fine* de sécurisation des décisions d'investissement. Toutefois, ce résultat pourrait sans doute être atteint par une mise en cohérence et une évolution du cadre juridique existant sans pour autant passer par un statut *ad hoc* applicable aux seuls opérateurs de stockage.

Par ailleurs, la CRE note, qu'en matière d'accès aux réseaux et de participation aux mécanismes de marché notamment, ce n'est pas tant le cadre légal et réglementaire qui freine le développement du stockage que la prise en compte partielle, par la documentation technique et contractuelle des gestionnaires de réseaux et des règles de marché actuelles, des spécificités du stockage. Ce constat est partagé par l'OFGEM qui a récemment lancé une consultation publique sur le statut du stockage<sup>3</sup>.

Dans ce contexte, la CRE estime que des approfondissements sont nécessaires afin d'évaluer l'opportunité de créer un statut *ad hoc* d'opérateur de stockage. Dans ce cadre, il conviendra notamment de mener une réflexion sur le niveau de norme adéquat et le degré de précision du cadre normatif envisagé. Ces travaux devront être menés en parallèle de l'exercice de transposition de la directive (UE) 2019/944<sup>4</sup> (ci-après « la Directive »). Cette question dépassant les seules compétences de la CRE, la CRE recommande qu'elle soit traitée dans le cadre du groupe de travail *ad hoc*, copiloté avec la Direction Générale de l'Énergie et du Climat.

<sup>3</sup> Dans sa consultation relative au statut juridique du stockage, l'OFGEM écrit que la définition d'un statut juridique du stockage présente l'avantage de clarifier le cadre applicable au stockage mais qu'une telle définition n'est pas nécessaire pour lever les barrières au déploiement du stockage. En effet, ces freins peuvent être levés sans passer par la définition d'une nouvelle classe d'utilisateurs du réseau mais en clarifiant la manière dont le cadre existant s'applique au stockage. La note de l'OFGEM, "Clarifying the regulatory framework for electricity storage: Statutory consultation on proposed modifications to the electricity generation licence", est disponible sur le site de l'OFGEM : <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/clarifying-regulatory-framework-electricity-storage-statutory-consultation-proposed-modifications-electricity-generation-licence>

<sup>4</sup> Directive UE 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (refonte)

## **1.2 Une nécessaire simplification et clarification des procédures de raccordement**

### **1.2.1 Simplification du cadre contractuel**

Les installations de stockage soutirent et injectent sur le réseau. Elles se comportent donc successivement comme des sites de production et des sites de consommation. En conséquence, ces installations se voient actuellement appliquer à la fois les procédures de raccordement des installations de consommation et celles des installations de production, ce qui est source de complexité comme l'ont signalé de nombreux acteurs lors de l'appel à contributions (cf. Annexe 2).

Les installations de stockage ne sont pas les seules installations qui injectent et qui soutirent, les installations d'autoconsommation et les bornes de recharge pour véhicules électriques (VE) bidirectionnelles partagent cette même caractéristique. La CRE avait déjà constaté cette complexité lors de ses travaux sur l'autoconsommation et le VE et avait considéré que le raccordement de ces installations étant un enjeu majeur, les gestionnaires de réseaux devaient adapter leurs procédures de traitement des demandes de raccordement afin de permettre un raccordement dans des conditions plus efficaces qu'aujourd'hui. La CRE a ainsi demandé aux gestionnaires de réseaux de mener des travaux sur le raccordement de ces sites dans le cadre de sa délibération du 15 février 2018 portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation<sup>5</sup>, et de son rapport d'octobre 2018 « Les réseaux électriques au service des véhicules électriques »<sup>6</sup>.

Dans le cadre de la consultation publique n°2019-012 du 23 mai 2019 relative aux procédures de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité<sup>7</sup>, la CRE s'est de nouveau exprimée en faveur de la mise en œuvre de procédures de traitement des demandes de raccordement simplifiées pour les installations ayant la capacité de soutirer et d'injecter de l'énergie.

**La CRE demande aux gestionnaires de réseaux d'accélérer les travaux de concertation sur ce sujet et d'adapter leurs procédures de traitement des demandes de raccordement pour les installations qui injectent et qui soutirent avant la fin de l'année 2019. Les procédures de raccordement devront prévoir une procédure adaptée aux cas spécifiques de raccordement d'installations ayant la capacité de soutirer et d'injecter de l'énergie. Ces installations ne doivent pas être soumises à deux procédures de traitement des demandes de raccordement correspondant à celle en injection et celle en soutirage.**

### **1.2.2 Prise en compte de la spécificité du stockage dans les études de raccordement**

Les dispositifs de stockage sont pilotables et flexibles. Moyennant des outils de pilotage adaptés et un fonctionnement conforme aux attentes des gestionnaires de réseaux, ces installations ne devraient donc pas générer de contraintes sur le système électrique. Appelées comme solution de flexibilité, ces installations sont même en capacité de résoudre des contraintes sur le réseau (cf. paragraphe 2.2).

Pourtant, pour dimensionner leur raccordement, les gestionnaires de réseaux ne tiennent pas compte des caractéristiques de ces dispositifs. Ainsi, les études de raccordement sont les mêmes que celles qui sont menées pour le raccordement d'usages non flexibles. En pratique, les études des gestionnaires de réseaux se basent sur des scénarios dans lesquels les contraintes générées par ces installations sont maximales. Par exemple, on suppose que le stockage soutire ou injecte à la puissance maximale quand le nœud du réseau est saturé respectivement en soutirage ou en injection, ce qui est contraire à la logique d'utilisation des stockages.

La CRE a demandé aux gestionnaires de réseaux de prendre en compte la spécificité du stockage dans les procédures de raccordement, notamment dans ses délibérations Smart grids<sup>8</sup>. Dans la consultation

<sup>5</sup> Délibération de la CRE du 15 février 2018 portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Orientation/autoconsommation>

<sup>6</sup> Les réseaux électriques au service des véhicules électriques : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Vehicules-electriques>

<sup>7</sup> Consultation publique n° 2019-012 du 23 mai 2019 relative aux procédures de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Procedures-de-raccordement-aux-reseaux-publics-de-transport-et-de-distribution-d-electricite>

<sup>8</sup> Délibération de la CRE du 8 décembre 2016 portant communication sur l'état d'avancement des feuilles de route des gestionnaires de réseaux et proposant de nouvelles recommandations sur le développement des réseaux intelligents d'électricité et de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Communication/reseaux-intelligents2>

publique n° 2019-012 du 23 mai 2019<sup>9</sup>, la CRE s'est de nouveau exprimée en faveur de la prise en compte du caractère contra-cyclique dans les études de raccordement des installations de stockage.

**La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de prendre en compte les spécificités du stockage dans les études de raccordement, notamment son caractère pilotable et contra-cyclique. Ce travail doit être mené en même temps que l'adaptation des procédures de raccordement, avant la fin de l'année 2019.**

### 1.2.3 Clarification du cadre applicable au stockage dans le cadre des S3REnR

Depuis 2010, les régions doivent se doter de Schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) qui fixent, notamment, des objectifs de production d'énergies de sources renouvelables déclinés par des Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR). L'objectif des S3REnR est de mutualiser tout ou partie du coût des travaux de raccordement entre différents producteurs au sein d'une même région afin de faciliter et d'optimiser l'implantation de sites de production EnR.

Les modalités de réalisation des schémas S3REnR, définies dans la réglementation<sup>10</sup> précisent que toutes les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables de puissance supérieure à 100 kVA entrent dans le cadre des S3REnR. La prise en compte ou non des sites hybrides (EnR + stockage) ou du stockage seul dans les S3REnR n'est pas précisée dans la réglementation.

En l'absence de cadre clair établi dans la réglementation, certains gestionnaires de réseaux ont précisé les modalités de traitement des demandes de raccordement dans leur documentation technique de référence (DTR). Par exemple, la DTR d'Enedis (Enedis-PRO-RES\_78E) précise que les sites hybrides (EnR + stockage) entrent dans les S3REnR, tandis que les installations de stockage seul n'y entrent pas. La CRE considère qu'un traitement différencié entre stockage seul et site hybride (EnR + stockage) est pertinent. En revanche, les modalités proposées par Enedis doivent être adaptées. RTE n'a pas, à ce stade, développé dans sa DTR de chapitre relatif au stockage (hors STEP) et compte engager une concertation au sein du CURTE (Comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité) en septembre 2019 afin de traiter ce sujet.

Par ailleurs, aucun gestionnaire de réseaux n'a clarifié la façon dont les dispositifs de stockage sont intégrés dans les analyses de dimensionnement de réseaux liées à l'introduction de nouvelles capacités de production d'énergie renouvelable. La CRE estime que les gestionnaires de réseaux doivent prendre en compte l'éventuelle valeur créée par le stockage dans le cadre de l'étude des adaptations de réseaux, et dans le calcul de la quote-part associée aux S3REnR. De la même manière, aucune règle ne précise l'assiette de calcul de la contribution au titre des S3REnR due par les sites hybrides. La contribution, au titre de la quote-part, due par une installation de puissance supérieure à 100 kVA, est aujourd'hui proportionnelle à la capacité réservée. La CRE considère que, pour un site hybride, la capacité réservée de référence à partir de laquelle est calculée la contribution due par l'installation ne doit pas excéder la capacité de production de l'installation de production EnR seule<sup>11</sup>. La CRE demande en outre aux gestionnaires de réseaux d'étudier la possibilité de calculer la quote-part due sur une assiette de capacité plus réduite encore, en fonction de l'utilisation qui sera faite du moyen de stockage.

**La CRE considère qu'il est indispensable et urgent de clarifier et d'harmoniser la manière dont le stockage est pris en compte dans les S3REnR par les gestionnaires de réseaux, en lien avec les collectivités territoriales. La CRE demande aux gestionnaires de réseaux :**

- de considérer que les installations de stockage seules ne sont pas prises en compte dans les S3REnR ;
- d'adapter, d'ici début 2020, leurs méthodes de calcul du coût prévisionnel d'établissement des nouvelles capacités d'accueil pour élaborer les S3REnR afin de prendre en compte le

<sup>9</sup> Consultation publique n° 2019-012 du 23 mai 2019 relative aux procédures de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Procedures-de-raccordement-aux-reseaux-publics-de-transport-et-de-distribution-d-electricite>

<sup>10</sup> Partie réglementaire au code de l'énergie : articles D321-10 à D321-21-1 et articles D342-22 à D342-24)

<sup>11</sup> Dans le cas où l'usage de l'installation de stockage conduirait, à la demande de l'utilisateur, à augmenter le dimensionnement du raccordement de l'installation de production EnR seule, le raccordement de l'installation de stockage serait facturé au titre du branchement, extension et renforcement.

développement de sites hybrides et de proposer à la CRE une méthode de calcul de la quote-part due par les installateurs de ces sites hybrides, permettant de valoriser le service rendu par le stockage (lissage de la production notamment).

### 1.2.4 Prescriptions techniques

Les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement que doivent respecter les installations des utilisateurs pour le raccordement à un réseau électrique sont indispensables au bon fonctionnement de l'exploitation du système électrique. Elles ont pour objet de garantir notamment la sécurité des personnes et des biens. Dans la réglementation actuelle, il n'existe ni de prescriptions techniques spécifiques au stockage stationnaire ni de prescriptions techniques spécifiques au stockage mobile. De plus, les exigences techniques fixées au niveau européen<sup>12</sup> pour le raccordement des nouvelles installations de production (code de réseau *RfG*), des nouveaux réseaux de distribution et des nouvelles installations de consommation (code de réseau *DCC*) et des nouveaux systèmes à courant continu (code de réseau *HVDC*) précisent dans leur champ d'application qu'elles ne s'appliquent pas « *aux dispositifs de stockage, sauf dans le cas des unités de pompage-turbinage* ».

En l'absence de dispositions réglementaires, Enedis a publié dans sa Documentation technique de référence (DTR) des prescriptions techniques pour le raccordement à ses réseaux des dispositifs de stockage.

Dans son document intitulé « *Conditions de raccordement des Installations de stockage* » (document Enedis-PRO-RES\_78E, version 1), Enedis indique que « *vue du réseau, une Installation de stockage seule se comporte comme une Installation disposant d'une capacité à injecter et à soutirer de la puissance active. En corollaire, Enedis applique à ces Installations les textes afférents aux Installations de Production et de Consommation* ».

Dans le cadre de l'appel à contributions de la CRE sur le stockage, certains acteurs demandent une évolution des prescriptions techniques que les gestionnaires de réseaux appliquent aux dispositifs de stockage, afin de prendre en compte leurs spécificités. À titre d'exemple, certains acteurs souhaitent :

- relever le seuil de variation volontaire de puissance au-delà du seuil actuel de 4 MW/min, afin que les installations de stockage puissent participer aux services système (SSY) ;
- spécifier le type et la localisation des protections de découplage lorsqu'une installation de stockage est raccordée au système électrique.

La CRE considère que les prescriptions techniques pour le raccordement à un réseau public des installations de stockage doivent prendre en compte les caractéristiques spécifiques de ces installations (stationnaire ou mobile, associée ou non à une installation de production ou de consommation, contractuelle, pilotable, etc.) et les services rendus au système électrique. Elle s'est exprimée sur le sujet, notamment dans ses délibérations *Smart grids*<sup>13</sup> et dans son rapport sur le VE<sup>14</sup>.

**La CRE note que le gestionnaire du réseau public de transport a engagé avec les acteurs une concertation dans ce sens<sup>15</sup>. La CRE demande à RTE de lui remettre les conclusions de ces travaux lorsque ceux-ci seront achevés.**

**En l'absence de prescriptions techniques applicables au stockage dans la réglementation, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'engager très rapidement une concertation avec les acteurs, afin d'identifier et de simplifier les prescriptions techniques que devront**

<sup>12</sup> Les trois codes de réseau, publiés sous forme de règlements européens sont :

- le règlement (UE) 2016/631 de la commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (dit code « *RfG* ») ;

- le règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des réseaux de distribution et des installations de consommation (dit code « *DCC* ») ;

- le règlement (UE) 2016/1447 de la Commission du 26 août 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu (dit code « *HVDC* »).

<sup>13</sup> Délibération de la CRE du 8 décembre 2016 portant communication sur l'état d'avancement des feuilles de route des gestionnaires de réseaux et proposant de nouvelles recommandations sur le développement des réseaux intelligents d'électricité et de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Communication/reseaux-intelligents2>

<sup>14</sup> Les réseaux électriques au service des véhicules électriques : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Vehicules-electriques>

<sup>15</sup> Au niveau européen, l'*expert group* ENTSO-E a travaillé sur le stockage et rendra ses conclusions à l'été 2019. Suivant ces conclusions, la définition des prescriptions techniques sera concertée.

respecter les installations de stockage en fonction de leurs effets sur le système électrique. À la suite de cette concertation, la Documentation technique de référence (DTR) des gestionnaires de réseaux publics de distribution devra évoluer et être publiée, avant mi-2020.

### 1.2.5 Standards de qualité et de sûreté

#### 1.2.5.1 Normes et Consuel

Avant de mettre sous tension une nouvelle installation raccordée au réseau, le gestionnaire de réseaux demande aux installateurs une attestation certifiant que l'installation est conforme aux prescriptions de sécurité. Les installations de stockage sont, comme toutes les autres installations, soumises à cette règle. L'organisme qui délivre ces attestations de conformité, le Consuel (Comité national pour la sécurité des usagers de l'électricité), choisit les prescriptions de sécurité à partir des textes réglementaires, des normes établies par l'AFNOR et des guides d'installations (cf. Annexes 3 et 4).

Dans leurs réponses à l'appel à contributions, certains acteurs se sont exprimés sur le manque de lisibilité des normes de sécurité qui s'appliquent aux installations de stockage. Des acteurs regrettent également que les normes établies par l'AFNOR soient expérimentales.

**La CRE est favorable à toutes les démarches visant à apporter de la visibilité sur les normes de sécurité à respecter lors de l'installation de dispositifs de stockage. En ce sens, elle soutient les initiatives du comité SéQuélec (Sécurité et Qualité dans l'utilisation de l'électricité)<sup>16</sup>. Elle recommande par ailleurs aux acteurs souhaitant mettre en œuvre des produits innovants et pour lesquels les normes ne sont pas à ce jour adaptées, de proposer des règles de sécurité adaptées à l'organisme de normalisation (AFNOR), et de les présenter au Consuel le plus tôt possible avant le dépôt de leur dossier.**

#### 1.2.5.2 Emergence d'une filière qualité

Le développement du stockage dépendra aussi de la confiance que les utilisateurs auront dans ces dispositifs. Leur installation par des acteurs de qualité est donc un prérequis. En effet, en mettant en œuvre des installations de mauvaise qualité, des acteurs opportunistes et peu qualifiés peuvent créer un climat de méfiance vis-à-vis de ce type de technologie. Plusieurs acteurs demandent donc de faire émerger une filière qualité qui couvre l'intégralité de la chaîne de valeur : conception, réalisation, contrôle et maintenance.

**La CRE est favorable à l'émergence d'une filière qualité qui établira la confiance des utilisateurs dans les technologies de stockage et leurs utilisations. À ce titre, elle soutient les travaux menés en ce sens par Qualifelec<sup>17</sup>. Elle recommande aux acteurs souhaitant contribuer à ces travaux de rejoindre les comités qui établissent les règles de qualification.**

### 1.3 Stockage et rôle des gestionnaires de réseaux

Le développement du stockage d'électricité, et des services qui seront associés à cette technologie, doit se faire dans un cadre concurrentiel. Les gestionnaires de réseaux n'ont pas vocation à développer, gérer ou exploiter des actifs de stockage et ce conformément aux articles 36 (concernant les gestionnaires de réseaux de distribution) et 54 (concernant les gestionnaires de réseau de transport) de la directive (UE) 2019/944<sup>18</sup> (ci-après « la Directive »). En effet, l'exercice par un opérateur de réseaux en monopole d'une telle activité pourrait retarder voire empêcher le développement de ce segment, menant à terme à des coûts plus importants supportés par la collectivité, en plus de générer de potentielles subventions croisées entre stockage d'électricité et activités régulées.

A titre dérogatoire, conformément à la Directive, les gestionnaires de réseaux pourront être propriétaires, gérer, exploiter ou développer des installations de stockage, sous réserve de l'approbation de la CRE et si les conditions suivantes sont remplies :

<sup>16</sup> La fiche SéQuélec n°7 est accessible ici : [https://www.enedis.fr/sites/default/files/Fiche\\_SeQuelec\\_7\\_juin\\_2017.pdf](https://www.enedis.fr/sites/default/files/Fiche_SeQuelec_7_juin_2017.pdf)

<sup>17</sup> Les travaux menés par Qualifelec, organisme qui œuvre dans la qualification des entreprises du génie électrique et énergétique, vont dans ce sens. En effet, Qualifelec a fait évoluer sa qualification dédiée au Solaire Photovoltaïque, en y intégrant un volet stockage. Qualifelec délivre désormais des qualifications aux entreprises qui démontrent leur capacité à réaliser des installations combinant PV et stockage de qualité.

<sup>18</sup> Directive UE 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (refonte)

- une défaillance de marché a été caractérisée à la suite d'une procédure d'appel d'offres ouverte, transparente et non discriminatoire dans une zone concernée ;
- ces installations sont nécessaires pour que les gestionnaires de réseaux puissent remplir les obligations qui leur incombent au titre de l'exploitation efficace, fiable et sûre de leurs réseaux et ces dernières ne sont pas utilisées pour acheter ou vendre de l'électricité sur les marchés de l'électricité.

Il convient de noter que cette dérogation, si elle venait à être mise en œuvre, ne pourra être que temporaire. En ce sens, des consultations devront être organisées, à intervalles réguliers, pour réévaluer l'intérêt potentiel d'autres acteurs du marché à s'engager dans cette filière. Si cette consultation est positive, les gestionnaires de réseaux devront progressivement cesser leurs activités dans ce domaine.

Des expérimentations temporaires peuvent être lancées par les gestionnaires de réseaux, sous réserve de l'approbation de la CRE et l'engagement d'une concertation avec l'ensemble des acteurs.

**La CRE rappelle que les gestionnaires de réseaux n'ont pas vocation à être propriétaires, développer ou exploiter des actifs de stockage d'électricité. Les éventuelles dérogations, qui devront être approuvées par la CRE, seront nécessairement temporaires et limitées aux cas de figure prévus par la Directive (carence de marché).**

La situation se révèle différente dans les ZNI pour lesquelles le législateur a étendu le périmètre des coûts relevant des charges de service public de l'énergie aux coûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique. Par ailleurs, conformément à la dérogation prévue par la Commission européenne, dans les « micro-réseaux isolés », les gestionnaires de réseaux peuvent posséder et gérer des actifs de stockage (*cf.* partie 3.2).

## 2. PERMETTRE AU STOCKAGE D'OFFRIR FACILEMENT SES SERVICES

Le stockage d'électricité peut créer de la valeur de différentes manières : permettre des arbitrages de prix sur les marchés, permettre à un producteur d'étaler sa production, permettre à un consommateur de diminuer sa pointe de consommation, fournir des services système au réseau, contribuer à la gestion des congestions, etc.

Le développement du stockage ne pourra se faire au bénéfice de tous que si les dispositifs de stockage sont exploités au maximum de leurs capacités. Pour cela, ils doivent notamment savoir où s'implanter et pouvoir effectivement valoriser ces services.

### 2.1 Assurer la transparence sur les besoins en flexibilité des gestionnaires de réseaux

Comme indiqué précédemment, le stockage peut notamment rendre des services aux réseaux, en particulier en participant à la gestion des congestions sur les réseaux. La CRE considère que la transparence des besoins en flexibilité des gestionnaires de réseaux est indispensable. Les offreurs de flexibilité potentiels, notamment les stockeurs, doivent avoir une vision précise des besoins émanant du réseau pour faire leurs choix d'investissements.

La CRE a demandé dès sa délibération du 8 décembre 2016<sup>19</sup> aux gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité de mettre en place des outils informatiques rendant compte de la localisation des contraintes en tension et en intensité des réseaux qu'ils exploitent, afin de permettre à des acteurs tiers de leur proposer des solutions appropriées pour traiter de telles congestions. La CRE a rappelé également cette demande dans sa délibération du 21 novembre 2018<sup>20</sup>, portant approbation d'un service de flexibilité soumis dans le cadre de l'article 199 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance verte (LTECV).

Concernant le réseau de transport, la CRE a demandé à RTE dans sa délibération du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français<sup>21</sup> de communiquer sur les congestions récurrentes et/ou structurelles sur son réseau, par exemple sous la forme d'une carte identifiant les zones géographiques les plus pertinentes pour l'agrégation de flexibilités. La CRE a ensuite demandé à RTE dans sa délibération du 7 décembre 2017 portant approbation du programme d'investissements de RTE pour 2018<sup>22</sup> d'aborder cette question de la publication des contraintes dans le cadre d'un groupe de travail plus large, mis en place dans le cadre du projet Ringo (cf. Annexe 5). Cette demande a été réitérée lors de l'approbation du programme d'investissement portant sur l'année 2019<sup>23</sup>.

Lors des premières réunions du GT Ringo, RTE a présenté ses travaux visant à publier en ligne des estimations prévisionnelles des congestions résiduelles sur ses ouvrages de réseau restreintes au cadre des S3REnR<sup>24</sup>. Les congestions seraient estimées à un horizon de temps de 3 à 5 ans, afin de prendre en compte les capacités de production d'énergie renouvelable déjà installées ainsi que les projets en développement, et seraient régulièrement actualisées. **La CRE demande à RTE de publier les congestions sur son réseau dès janvier 2020.**

Concernant la distribution, Enedis a publié en novembre 2018 une consultation publique visant à co-construire avec les acteurs de marché et les collectivités un processus d'activation des flexibilités au service du réseau de distribution. Dans le document de synthèse de cet appel à contributions, publié en

<sup>19</sup> Délibération de la CRE du 8 décembre 2016 portant communication sur l'état d'avancement des feuilles de route des gestionnaires de réseaux et proposant de nouvelles recommandations sur le développement des réseaux intelligents d'électricité et de gaz naturel : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Communication/reseaux-intelligents2>

<sup>20</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 novembre 2018 portant approbation d'une convention de service de flexibilité local proposée par Enedis sur le réseau public de distribution d'électricité :

<https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbaton/Approbaton-d-un-contrat-de-flexibilite-locale-sur-le-reseau-de-distribution>

<sup>21</sup> Délibération de la CRE du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Orientation/equilibrage-du-systeme-electrique-francais>

<sup>22</sup> Délibération de la CRE du 7 décembre 2017 portant approbation du programme d'investissements de RTE pour 2018 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbaton/programme-d-investissements-rte-2018>

<sup>23</sup> Délibération de la CRE du 20 décembre 2018 portant approbation du programme d'investissements de RTE pour l'année 2019 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbaton/Programme-d-investissements-2019-RTE>

<sup>24</sup> La cartographie des contraintes de RTE se concentre sur les ouvrages sur lesquels des congestions sont provoquées par l'injection des EnR relevant des S3REnR. Les congestions sont dites « résiduelles » lorsque RTE choisit de ne pas réaliser de renforcement.

juin 2019<sup>25</sup>, Enedis envisage de publier fin 2019 des recensements d'intérêts sur la base de besoins de flexibilité qu'elle identifie. Ces recensements d'intérêts, non engageants, préciseraient la zone géographique concernée et les caractéristiques techniques du produit recherché (puissance, durée...). Dans le cas où des offreurs de flexibilité y répondaient favorablement, Enedis organiserait alors par la suite des appels d'offres afin de mettre en concurrence puis contractualiser les besoins en flexibilité identifiés. Enedis n'envisage pour autant pas de publier d'éléments relatifs à la topologie du réseau électrique, estimant que ces éléments n'ont pas nécessairement de lien direct avec la localisation géographique des flexibilités.

Plusieurs répondants à cette consultation estiment qu'il est nécessaire que les gestionnaires de réseaux publics de distribution indiquent de façon exhaustive, avec le plus de précision possible, quels sont les besoins de flexibilité, existants ou anticipés, et s'interrogent à ce titre sur la pertinence de partager les caractéristiques des besoins en flexibilité sans faire figurer d'informations techniques relatives au réseau. La CRE partage ces demandes et considère qu'une situation dans laquelle le distributeur décide seul des opportunités de flexibilité sur lesquelles il souhaite communiquer ne garantit pas la transparence attendue de sa part. **La CRE réitère donc sa demande à Enedis de publier les contraintes sur le réseau de distribution, dans un premier temps sur la plage de tension HTA, et ses besoins de flexibilité associés, pour mars 2020.**

Afin d'inciter les gestionnaires de réseaux à mettre en œuvre les demandes de la CRE relatives à des évolutions permettant l'innovation des tiers, la CRE envisage de mettre en place dans les prochains tarifs une régulation financière assortie de pénalités sur cette thématique. Les réponses à la consultation publique de la CRE du 14 février 2019<sup>26</sup>, sur le cadre de régulation tarifaire, ont par ailleurs souligné l'importance pour les acteurs souhaitant innover de disposer de données fiables. La CRE envisage ainsi d'introduire une incitation financière à la qualité des données publiées par les gestionnaires de réseaux. Ces deux éléments du futur cadre de régulation pourraient notamment s'appliquer aux publications attendues concernant les contraintes de réseaux.

## **2.2 Encadrer le recours aux flexibilités locales et inciter les gestionnaires de réseaux à intégrer ces flexibilités dans leurs procédures de décision des investissements et de dimensionnement des réseaux**

Outre la publication des contraintes, le bon développement des flexibilités locales au service des réseaux nécessite :

- d'une part, que les gestionnaires de réseaux intègrent ces solutions de flexibilités dans leurs processus de décisions d'investissements et leurs réflexions sur les besoins de dimensionnement de réseaux ;
- d'autre part, qu'un cadre de contractualisation et d'appel des flexibilités locales soit clairement défini et bien articulé avec le cadre de contractualisation et d'appel des flexibilités au niveau national.

### **2.2.1 Assurer que les méthodes de dimensionnement et processus de décision des investissements des gestionnaires de réseaux intègrent la possibilité de recours à une flexibilité**

Pour que les solutions de flexibilités soient considérées par les gestionnaires de réseaux comme une vraie alternative à certains investissements, il convient d'abord de s'assurer que le cadre de régulation des opérateurs de réseaux ne favorise pas de façon systématique le recours à l'investissement lorsqu'une alternative moins coûteuse pourrait être envisagée. Les travaux de la CRE sur le cadre tarifaire ont pour objectif d'envoyer un signal à l'investissement juste et proportionné.

L'opportunité pour les sources de flexibilité de « soulager » les réseaux nécessite par ailleurs une évolution des méthodes de dimensionnement de ces derniers, où l'approche traditionnelle consiste à prévoir des redondances d'ouvrages pour parer certaines défaillances du réseau électrique, sans prendre

<sup>25</sup> Les flexibilités locales sur le réseau public de distribution d'électricité :

[https://www.enedis.fr/sites/default/files/Appel\\_a\\_contributions\\_Enedis\\_-\\_Flexibilites\\_locales\\_-\\_Synthese.pdf](https://www.enedis.fr/sites/default/files/Appel_a_contributions_Enedis_-_Flexibilites_locales_-_Synthese.pdf)

<sup>26</sup> Consultation publique du 14 février 2019 n°2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Cadre-de-regulation-tarifaire-applicable-aux-operateurs-d-infrastructures-regulees-en-France>

en compte de flexibilités. Ce type de méthode n'intègre pas l'alternative à l'investissement en réseau qui consisterait en l'appel d'une flexibilité répondant aux caractéristiques de la contrainte identifiée.

En fonction des besoins de réseau identifiés localement, une source de flexibilité peut répondre à ce besoin en lieu et place d'un investissement en réseau, de façon provisoire ou permanente, et, dans certains cas, elle pourrait être mobilisée à un coût inférieur à celui de cet investissement. En conséquence, de nombreux répondants à l'appel à contributions de la CRE demandent que l'approche de dimensionnement des réseaux évolue afin que les gestionnaires de réseaux explorent les solutions alternatives au renforcement des réseaux. Il a par exemple été demandé qu'un appel d'offres de flexibilités locales soit systématiquement réalisé en amont d'un projet de renforcement de réseau donné. Bien qu'une telle approche ne soit pas pertinente dans chaque cas de figure, la CRE estime que cette demande reflète bien la direction générale vers laquelle doivent se diriger les gestionnaires de réseaux. **C'est pourquoi la CRE a demandé aux gestionnaires de réseaux de faire évoluer leurs processus d'investissements et s'assurera que RTE et Enedis généralisent progressivement la prise en compte des solutions de flexibilité. La CRE demande à RTE et Enedis de lui transmettre, d'ici fin 2019, une feuille de route sur la transformation de leurs méthodes de dimensionnement des réseaux.**

Les répondants à l'appel à contributions d'Enedis ont enfin demandé une plus grande transparence concernant les méthodes de dimensionnement des gestionnaires de réseaux. La CRE sera attentive à ce que les conclusions des gestionnaires de réseaux concernant l'évolution de leurs méthodes et pratiques soient partagées avec les différentes parties prenantes.

### 2.2.2 Assurer qu'un cadre de contractualisation et d'appel des flexibilités locales soit clairement défini et bien articulé avec celui au niveau national

Dès lors que les méthodes de dimensionnement et d'investissement permettent aux gestionnaires de réseaux d'identifier des besoins en flexibilité locale (cf. paragraphe 2.1), l'enjeu est alors de les communiquer aux offreurs de flexibilité, puis de faire appel à ces derniers de façon efficace, transparente et non-discriminatoire.

A ce jour, des sources de flexibilité localisées sur les réseaux de transport mais également de distribution peuvent déjà être appelées pour la résolution de congestions sur le réseau de transport par RTE, par l'intermédiaire du mécanisme d'ajustement. Des réflexions sont en cours pour prendre en compte les spécificités du stockage dans la gestion des congestions et faciliter l'appel des actifs de stockage, concernant en particulier la gestion du stock ou la stratégie de recharge des participants et le cadre contractuel. En outre, dans le cadre du GT Ringo, RTE doit proposer un cadre permettant de contractualiser en amont des sources de flexibilité telles que le stockage. Ce cadre de contractualisation en amont de l'appel des flexibilités, dont l'activation pourrait passer via le mécanisme d'ajustement, pourrait s'avérer nécessaire en parallèle de la publication des congestions par RTE :

- tout d'abord, pour donner des garanties à RTE sur la disponibilité de ces moyens de flexibilité, afin que celui-ci décide effectivement de ne pas réaliser l'investissement dans les réseaux ;
- pour donner de la visibilité en termes de revenus aux moyens de flexibilité potentiels, en les incitant à s'installer là où ils peuvent répondre à un besoin de RTE.

S'agissant de la sollicitation de sources de flexibilité pour la résolution de congestions sur le réseau de distribution, Enedis a interrogé les acteurs de marché sur la nature du modèle-cible de flexibilité locale au niveau du réseau de distribution en 2018. Plusieurs répondants à l'appel à contributions de la CRE se sont exprimés en faveur de la création d'un marché local pour la flexibilité et de la mise en place de procédures d'appels d'offres et de contractualisation dédiées.

La CRE partage la nécessité de mettre en place rapidement un cadre de contractualisation et d'appels des flexibilités locales à la fois en transport et en distribution. Un enjeu majeur consiste notamment à assurer la coordination des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution en matière d'appels de flexibilité. Plus généralement se pose la question de la cohérence générale des modèles envisagés respectivement au niveau du réseau de transport et de distribution.

**La CRE demande donc à RTE et à Enedis de lui proposer d'ici fin 2019, un *market design* précisant les rôles attribués à chacun et les vecteurs utilisés pour mobiliser les sources de flexibilité locale dans le cadre de la résolution des congestions (mécanisme d'ajustement, nouvelle plateforme dédiée, etc.).**

Cette proposition pourrait être accompagnée d'expérimentations permettant de tester les différentes options à l'étude.

La CRE rappelle également sa demande à RTE de mettre en place un cadre de contractualisation avec des sources de flexibilité telles que le stockage, par exemple via des appels d'offres, pour contribuer à la résolution des congestions et éviter ou reporter des investissements dans les réseaux.

### **2.3 Rendre compatibles l'intégralité des marchés du système électrique avec les spécificités du stockage**

Les installations de stockage peuvent être valorisées au travers de différents mécanismes. Les échanges menés avec les acteurs de marché dans le cadre de l'appel à contributions de la CRE ont fait apparaître que tous ces mécanismes ou marchés n'offraient pas aujourd'hui le même niveau d'ouverture à la participation des moyens de stockage.

#### **2.3.1 Les services système fréquence**

Les services système et plus particulièrement la réserve primaire ont été les premiers leviers de valorisation des installations de stockage en Europe ces dernières années. En effet, la réserve primaire permet de valoriser les moyens les plus flexibles, avec un ratio puissance / énergie important et une relative facilité de mise en œuvre (le pilotage de l'actif ne nécessitant pas de télécommunication en temps réel en continu).

La participation expérimentale des moyens de stockage aux réserves primaire et secondaire constituées par RTE a été ouverte à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2014. Cette participation était alors limitée à un volume total de 40 MW de sites de soutirage raccordés aux réseaux de distribution et de moyens de stockage hors STEP, étendu à 100 MW à l'été 2018.

Les évolutions apportées dans les règles services système fréquence approuvées par la CRE le 25 octobre 2018<sup>27</sup> ont permis d'ouvrir la participation expérimentale à un volume non limité d'installations de stockage, tout en spécifiant des exigences supplémentaires pour la participation à la réserve primaire, traduisant les caractéristiques spécifiques des installations de stockage, en lien avec le règlement SOGL.

##### **2.3.1.1 Les exigences applicables aux moyens de stockage participant à la réserve primaire**

L'article 156 du règlement SOGL, qui concerne la fourniture de réserve primaire, introduit des exigences relatives aux unités fournissant des réserves et disposant d'un réservoir d'énergie limité. Cet article dispose que de telles unités doivent être en mesure de fournir la réserve pendant une durée à définir par une proposition commune des gestionnaires de réseaux de transport, qui ne peut pas être inférieure à 15 min à partir du passage en état d'alerte et durant l'état d'alerte. L'état d'alerte est défini, par défaut, notamment pour les situations où la valeur absolue de l'écart de fréquence dépasse 100 mHz pendant 5 minutes, ou 50 mHz pendant 15 minutes. Les gestionnaires de réseaux de transport d'une zone synchrone peuvent faire une proposition commune pour modifier ces valeurs, en application de l'article 127 du règlement SOGL.

Le cadre expérimental des règles services système fréquence de RTE a pour l'instant retenu la valeur minimale de 15 minutes pour la durée de tenue de puissance en état d'alerte. La valeur qui sera issue des dispositions du règlement SOGL susmentionnées se substituera à cette valeur lorsqu'elle sera définie, y compris pour les installations existantes. L'incertitude autour de la durée de tenue de puissance fait donc peser un risque important pour les porteurs de projets. Lors de l'appel à contributions mené par la CRE, les acteurs ont fait ressortir un besoin de visibilité sur les exigences qui seront applicables aux installations de stockage.

Afin de déterminer la durée minimale de tenue de puissance, les gestionnaires de réseaux de transport européens ont élaboré une proposition d'hypothèses et de méthodologies pour réaliser une analyse coûts

<sup>27</sup> Les règles sont entrées en vigueur le 26 octobre 2018.

/ bénéfiques. Cette proposition a été approuvée par les régulateurs en mars 2019<sup>28</sup>. Les gestionnaires de réseaux de transport ont à compter de cette approbation 12 mois pour réaliser cette analyse coûts / bénéfiques, à l'issue de laquelle ils proposeront à l'approbation des régulateurs une valeur pour la durée minimale de tenue de puissance en état d'alerte.

Par ailleurs, le cadre expérimental défini par RTE prévoit d'autres exigences visant à assurer que le moyen de stockage pourra effectivement livrer la réserve pendant 15 minutes, notamment au travers d'un dimensionnement minimal en énergie (ratio puissance / énergie a minima égal à 1,1) et d'une stratégie de recharge testée par RTE sur des données historiques.

**Conformément à la proposition approuvée par les régulateurs en mars 2019, les gestionnaires de réseaux de transport européens proposeront, pour approbation, une durée de tenue de puissance aux régulateurs au plus tard en mars 2020. La CRE demande à RTE de coordonner le calendrier des évolutions du cadre expérimental avec celui de la définition de la durée de tenue de puissance (cf. paragraphe 2.3.1.5).**

### 2.3.1.2 L'agrégation d'installations de stockage avec d'autres moyens

Les possibilités d'agrégation de moyens de production, de sites de soutirage et d'actifs de stockage prévues dans les règles services système pour la réserve primaire couvrent un certain nombre de situations :

- des entités de réserve de tous types peuvent être agrégées au sein d'un périmètre de réserve, et fournir, chacune, de la réserve primaire et/ou secondaire soit à la hausse, soit à la baisse, soit symétrique ;
- à titre expérimental, des sites d'injection constituant des entités de programmation ou de prévision peuvent être agrégés au sein d'une entité de réserve de type injection, si ces entités ne peuvent pas fournir les réserves individuellement ;
- à titre expérimental, des sites de soutirage raccordés aux réseaux de distribution et des moyens de stockage hors STEP peuvent être agrégés pour fournir des réserves.

Certains cas, comme par exemple l'agrégation de moyens de stockage avec des sites de soutirage raccordés au réseau de transport, ne sont pas prévus aujourd'hui par les règles services système. Lors de l'appel à contributions, certains acteurs ont demandé que ce type d'agrégation soit rendu possible dans les règles services système fréquence.

**La CRE demande à RTE de traiter dans le cadre de la concertation menée sur les règles services système fréquence les nouveaux besoins d'agrégation, en vue d'une évolution des règles le cas échéant, pour une entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2020.**

### 2.3.1.3 Le contrôle des performances

Le contrôle de la fourniture de réserves primaire et secondaire s'appuie sur une estimation de la puissance de réserves primaire et secondaire fournies et du gain du réglage primaire effectué par une entité de réserve, sur la base des télémesures de puissance transmises par le responsable de réserve. Ces estimations sont effectuées en continu par RTE sur l'ensemble des données disponibles. Par défaut, les télémesures transmises par les responsables de réserve doivent comprendre en temps réel l'ensemble des mesures de puissance des sites fournissant les réserves.

Par dérogation et à titre expérimental, les télémesures transmises en temps réel peuvent ne comprendre qu'une partie, statistiquement significative, des mesures de puissance des sites fournissant les réserves. Les mesures non transmises en temps réel doivent cependant être transmises a posteriori. Par ailleurs, cette dérogation est limitée à un volume total de 10 MW pour les réserves primaire et secondaire.

Certains acteurs considèrent que ces dispositions pourraient évoluer pour permettre aux responsables de réserve de ne transmettre qu'un échantillon des mesures de puissances des sites participant et de

<sup>28</sup> Délibération de la CRE du 14 mars 2019 portant approbation de la proposition de RTE concernant les méthodologies et conditions de l'accord opérationnel de bloc RFP (Réglage Fréquence-Puissance) France : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Methodologies-et-conditions-de-l-accord-operationnel-de-bloc-de-Reglage-Frequence-Puissance-France>

ne pas transmettre *ex post* l'intégralité des télémesures, dans le but de limiter les coûts de mesure et de traitement des données de mesure.

**La CRE demande à RTE d'instruire dans le cadre de la concertation sur les règles services système fréquence au deuxième semestre 2019 les besoins d'évolutions du cadre expérimental relatif à l'observabilité statistique, sur la base, le cas échéant, d'un retour d'expérience, dans le but de pérenniser ces dispositions ou de faire évoluer les règles.**

#### 2.3.1.4 L'évolution de la constitution de la réserve secondaire

La participation des moyens de stockage à la réserve primaire a été facilitée par la mise en œuvre d'une contractualisation par appel d'offres début 2017, se substituant à la prescription des producteurs précédemment en vigueur. Ainsi, tout acteur peut depuis lors offrir ses capacités de réserve lors de cet appel d'offres commun à six pays européens, dès lors que ces capacités sont reconnues aptes à participer par RTE.

A l'inverse, la réserve secondaire fait toujours l'objet d'une prescription : les grands producteurs (> 120 MW) se voient prescrire une puissance de réglage secondaire proportionnelle aux capacités constructives de réglage secondaire de leurs groupes de production programmés sur un pas demi-horaire donné, afin de satisfaire la demande globale de réglage secondaire de RTE. Cette capacité de réglage secondaire ainsi prescrite est rémunérée à un prix régulé de 19 €/ (MW.h).

Il est en théorie possible pour un acteur tiers d'échanger de gré à gré avec un acteur obligé son obligation de réglage secondaire, au travers du marché secondaire facilité (liste de diffusion pour achats et ventes de réserve) mais cette faculté est limitée par la possibilité de trouver une contrepartie pour échanger et par l'existence d'un prix régulé qui ne permet pas un bon niveau de transparence sur la valeur réelle du service.

Par ailleurs, l'activation de la réserve secondaire est aujourd'hui pilotée par un signal d'activation unique variant en continu (le « niveau de télé réglage ») transmis à tous les groupes participant à la réserve secondaire, qui doivent le suivre. Dans le contexte de la mise en œuvre de la plateforme d'échange d'énergie de réserve secondaire au niveau européen (projet « PICASSO »), RTE devra modifier le mode d'activation de la réserve secondaire à l'été 2021 vers une activation en fonction du prix des offres d'énergie de réserve secondaire qui seront formulées par les responsables de réserve, en envoyant un signal individualisé à chaque entité fournissant de la réserve secondaire<sup>29</sup>. Certains acteurs ont indiqué que ce type d'activation serait plus favorable à la participation de nouveaux types de moyens, dont les dispositifs de stockage, à la réserve secondaire.

**La CRE est favorable à la mise en œuvre d'une activation de la réserve secondaire selon la préséance économique dans les meilleurs délais possibles et au plus tard lors du démarrage de la plateforme européenne d'aFRR prévue à l'été 2021.**

#### 2.3.1.5 La sortie du cadre expérimental

Les acteurs ont fait ressortir un besoin de visibilité sur les modalités de participation des moyens de stockage aux services système et leur évolution. Cette visibilité est aujourd'hui limitée par :

- les exigences applicables à la fourniture de réserve primaire par des entités à réservoir d'énergie limité, issues de la réglementation européenne (cf. paragraphe 2.3.1.1) ;
- le caractère expérimental, dans les règles services système fréquence, de la participation des moyens de stockage aux réserves primaire et secondaire. En particulier, les règles prévoient que les certificats d'aptitude délivrés dans le cadre de cette expérimentation expireront le 31 décembre 2020, et ne seront renouvelés que si les installations respectent les critères de certification définis par les règles qui seront alors en vigueur.

**Le stockage par batteries est une technologie mature utilisée à grande échelle pour la fourniture de réserve primaire en Europe et dans le monde. Il est indispensable de sortir rapidement du mode expérimental existant aujourd'hui en France. En cohérence avec les règles issues de la réglementation**

<sup>29</sup> Délibération de la CRE du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Orientation/equilibrage-du-systeme-electrique-francais>

européenne, la CRE demande à RTE de faire évoluer les règles services système pour définir des règles pérennes de participation des installations de stockage aux services système fréquence. Ces règles devront prendre en compte :

- la définition de la durée minimale de tenue de puissance en état d'alerte, qui devrait intervenir en 2020 ;
- la prolongation de la validité des certificats d'aptitude délivrés dans le cadre de l'expérimentation au moins jusqu'à l'entrée en vigueur de cette durée.

### 2.3.2 Le mécanisme d'ajustement

La participation des moyens de stockage au mécanisme d'ajustement n'est aujourd'hui pas prévue par les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsables d'équilibre (règles « MA-RE »).

Les règles MA-RE prévoient qu'une entité d'ajustement doit être soit une entité point d'échange<sup>30</sup>, soit une entité d'injection (RPT ou RPD), soit une entité de soutirage (télérelevée ou profilée). Une installation de stockage autonome ne rentre pas en tant que telle dans ces catégories. Cependant, une installation de stockage rattachée à un site de soutirage pourrait être traitée par les règles actuelles.

RTE a présenté aux acteurs dans le cadre de la concertation sur les évolutions des règles MA-RE des possibilités d'évolution visant à permettre la participation d'installations de stockage autonomes ou, lorsqu'elles sont raccordées sur un réseau de distribution, agrégées avec des sites d'injection RPD ou des sites de soutirage RPD ou RPT.

**A la suite de cette concertation, la CRE demande à RTE de lui proposer des évolutions des règles MA-RE d'ici fin 2019 qui permettront une participation effective des installations de stockage dès que possible.**

### 2.3.3 Les nouveaux services apportés par le stockage

Dans le cadre de l'appel à contributions de la CRE, certains acteurs ont fait valoir que les installations de stockage, notamment les batteries, présentent des caractéristiques leur permettant de fournir des services de flexibilité avec un temps de réponse inférieur au temps de réponse attendu de la réserve primaire. Ces acteurs estiment donc que les installations de stockage pourraient être valorisées au travers de la constitution de nouvelles réserves, plus rapides que la réserve primaire actuelle, comme cela est le cas au Royaume-Uni National Grid, le gestionnaire de réseaux de transport britannique a en effet lancé un appel d'offres pour la constitution d'une réserve ultra-rapide en 2016. L'appel d'offres n'était pas exclusivement réservé aux installations de stockage, mais le format des produits a fait que l'intégralité des gagnants de l'appel d'offres ont été des batteries.

La CRE considère que la constitution de réserves d'équilibrage par RTE vise à répondre aux besoins d'équilibrage du gestionnaire de réseaux tout en limitant les coûts supportés par les utilisateurs des réseaux. Sur le réseau interconnecté d'Europe continentale, les gestionnaires de réseaux de transport européens n'ont pas identifié à ce jour de besoin de réserves plus rapides que la réserve primaire. La CRE n'est donc pas favorable à ce jour à l'introduction de nouvelles réserves plus rapides que la réserve primaire.

### 2.3.4 Participation des installations hybrides (EnR + stockage) aux marchés

Pour rappel, dans le cadre actuel, les installations de production EnR qui ne bénéficient pas de dispositifs de soutien peuvent rendre des services aux réseaux. En ce qui concerne les installations EnR qui bénéficient des dispositifs de soutien, on distingue :

- les installations en complément de rémunération, dont la participation aux services d'équilibrage et aux services système est déjà possible ;
- les installations en obligation d'achat, dont la participation aux mécanismes de marché n'est pas possible, la réglementation imposant que leur puissance injectée ne soit pas modulée.

<sup>30</sup> Entité d'ajustement fournissant un service d'ajustement à RTE au travers des interconnexions, à partir de moyens situés à l'étranger.

Certains porteurs de projets souhaitent que les sites hybrides (EnR + stockage) puissent participer aux différents mécanismes de marché. A ce titre, des contributeurs ont demandé, dans le cadre de l'appel à contributions, la clarification des règles de participation des sites hybrides aux différents mécanismes de marché. Dans le cadre actuel, les installations hybrides peuvent selon leurs caractéristiques, soit ne bénéficier d'aucun soutien, soit bénéficier du complément de rémunération (cf. paragraphe 3.3.1).

**La CRE est favorable à une clarification des règles de participation des installations hybrides (EnR + stockage) aux mécanismes de marché. La CRE demande donc à RTE de lui soumettre des propositions de règles s'appliquant aux installations hybrides (EnR + stockage), pour tous les mécanismes, avant la fin de l'année 2019.**

### **3. DES SIGNAUX ÉCONOMIQUES À FAIRE ÉVOLUER**

Une fois l'ensemble des barrières levées pour que les dispositifs de stockage puissent se raccorder facilement au réseau et participer aux différents segments de la chaîne de valeur du système électrique, il convient de s'assurer que les signaux économiques envoyés au stockage reflètent correctement les gains apportés et les coûts engendrés.

La rentabilité d'une installation de stockage dépendra notamment :

- du coût de l'installation, notamment le coût d'investissement et le rendement de l'installation ;
- du prix de l'énergie éventuellement soutirée du réseau (TURPE, part fourniture, taxes) ;
- du prix auquel elle pourra revendre l'énergie éventuellement réinjectée sur le réseau ;
- de la valorisation des services effectivement rendus.

Comme énoncé précédemment, il ne s'agit pas d'adapter les signaux économiques pour favoriser le stockage au détriment d'autres technologies mais bien de s'assurer que les dispositifs de stockage pourront participer aux différents marchés et que ceux-ci fonctionnent sur des bases économiques saines (cf. partie 2).

S'agissant des signaux reçus par les stockeurs, se posent les questions :

- de la structure du TURPE pertinente pour refléter les coûts de réseaux générés par les différents utilisateurs ;
- des taxes auxquelles sont soumises les installations de stockage ;
- des différents mécanismes de soutien dont peuvent bénéficier les stockeurs.

#### **3.1 Tarification de l'utilisation des réseaux publics d'électricité**

Dans leurs réponses à l'appel à contributions sur le stockage, de nombreux acteurs du stockage indiquent que le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) doit être adapté afin de prendre en compte les spécificités des dispositifs de stockage.

Les demandes suivantes ressortent particulièrement des différentes contributions :

- certains acteurs souhaitent que les dispositifs de stockage soient **exonérés de manière partielle ou totale du paiement du TURPE** ;
- d'autres acteurs demandent l'établissement d'un **TURPE spécifique** qui serait appliqué aux actifs de stockage.

#### **Exonération partielle ou totale de TURPE**

Certains contributeurs ont relevé que les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) bénéficient, dans le cadre du dispositif d'abattement tarifaire accordé aux sites fortement consommateurs d'électricité, d'un taux d'abattement du TURPE pouvant aller jusqu'à 50%. Les STEP constituant des solutions de stockage, ces contributeurs considèrent que ce dispositif est de nature à fausser la concurrence en favorisant la compétitivité des STEP par rapport à d'autres technologies de stockage.

La CRE rappelle que le dispositif permettant une réduction du TURPE pour les sites fortement consommateurs d'électricité repose sur des conditions d'éligibilité objectives, telles que prévues par les articles L. 341-4-2 et R. 341-9 et suivants du code de l'énergie. Ainsi il n'existe pas d'obstacles permettant aux autres technologies de stockage de bénéficier de ce dispositif pourvu qu'elles présentent un profil de consommation électro-intensif et qu'elles rentrent dans les conditions d'éligibilité de l'abattement<sup>31</sup>.

De manière générale, s'agissant des demandes d'exonération totale ou partielle de TURPE, la CRE souligne que, conformément aux articles L. 341-2 et suivants du code de l'énergie, le TURPE doit refléter au mieux les coûts générés par chaque catégorie d'utilisateur du réseau, et ce de façon transparente et

<sup>31</sup> Les principales conditions d'éligibilité reposent sur des critères objectifs tels que le niveau de consommation, la durée d'utilisation du réseau, le taux d'utilisation en heures creuses du site, etc. Les conditions d'éligibilité sont décrites dans les articles L. 341-4-2 et R. 341-9 et suivants du code de l'énergie.

non discriminatoire. Il n'a donc pas vocation à être utilisé comme un dispositif de soutien à une filière spécifique.

Cette exigence est réaffirmée par l'article 18 du Règlement (UE) 2019/943<sup>32</sup> qui précise que « *les redevances d'accès ne créent pas de discrimination, que ce soit positivement ou négativement, à l'égard du stockage d'énergie* ».

Du point de vue du réseau, un site de stockage se présente comme un site qui injecte et soutire, de la même manière qu'un auto-consommateur. Par ailleurs, lorsqu'un stockage est associé à un site de production ou de consommation déjà existant, ce stockage n'est pas « visible » du point de vue des gestionnaires de réseaux. Un site de stockage utilise le réseau à chaque fois qu'il soutire ou qu'il injecte de l'énergie. En conséquence, les sites de stockage paient la part du tarif associée à chacun de ces flux<sup>33</sup>. En revanche, un site de stockage directement raccordé au réseau ne paie qu'une seule composante de comptage et qu'une seule composante de gestion (du même niveau que celle s'appliquant aux autoconsommateurs).

Par ailleurs, certains contributeurs considèrent que la composante de soutirage serait facturée deux fois à tort. Lorsque les dispositifs de stockage réinjectent l'énergie soutirée plus tôt, pour laquelle le TURPE leur a été facturé, cette énergie est, au même instant, soutirée par un autre utilisateur du réseau, qui paie également le TURPE. La CRE ne partage pas ce point de vue. En effet, du point de vue du réseau, il y a bien deux soutirages générés à des moments et à des endroits différents. Ces deux soutirages génèrent chacun des coûts de réseaux et le TURPE doit être facturé à chacun d'eux.

### Compensation des injections et des soutirages sur le pas de règlement des écarts pour les installations participant à la réserve primaire

Dans le cadre de la participation à la réserve primaire, la consommation nette des stockages pouvant être nulle, sur un pas de temps réduit, et ces soutirages faisant partie intégrante du service rendu par le stockage durant cette période de temps, **la CRE considère qu'il est pertinent d'étudier la possibilité d'effectuer un *net metering* sur le pas de temps de règlement des écarts pour les sites qui participent au mécanisme de réserve primaire, sur les heures d'appel.** Cette possibilité sera traitée dans le cadre de l'élaboration du TURPE 6 et la CRE consultera les acteurs de marchés sur le sujet dès fin 2019 lors de la prochaine consultation publique sur la structure tarifaire. Pendant ce temps, des réflexions auront lieu avec les gestionnaires de réseaux sur les contraintes techniques, les contraintes de comptage et les risques associés.

### TURPE spécifique

S'agissant de la mise en place d'un TURPE spécifique, la CRE considère qu'elle n'est ni réalisable techniquement ni permise par le cadre légal<sup>34</sup>. Face à la diversification des modes d'utilisation du réseau, la réponse ne peut pas être de créer des tarifs spécifiques à chaque usage ou à chaque technologie. De plus, les sites de stockage ne forment pas un groupe identifiable et caractérisé par des critères objectifs du point de vue de l'utilisation du réseau. En effet, ce n'est pas l'usage en soi qui génère les coûts pour le réseau, mais la modification des flux sur le réseau qui en résulte. Une tarification en fonction de l'usage, et non en fonction des modifications effectivement constatées de l'utilisation du réseau, pourrait s'avérer discriminatoire, puisque non fondée sur les coûts effectivement générés.

Si un tarif à l'usage n'est pas pertinent, la structure du TURPE doit en revanche permettre un reflet efficace des coûts de réseaux et intégrer le développement des nouveaux usages. La CRE considère ainsi que certaines évolutions méritent d'être étudiées afin de mieux refléter la valeur créée par une synchronisation locale entre soutirage et injection, valeur qui peut être apportée par des actifs de stockage ou par d'autres sources de flexibilités.

<sup>32</sup> Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité

<sup>33</sup> Sur la plupart des niveaux de tension, il n'existe actuellement pas de timbre d'injection, les actifs de stockage ne payent ainsi le réseau que lorsqu'ils soutirent, comme tout utilisateur du même niveau de tension.

<sup>34</sup> Au regard des dispositions des articles et suivants L. 341-1 du code de l'énergie mais également des dispositions du Règlement (UE) 2019/943 précité.

Dans ce contexte, la CRE a présenté dans sa consultation publique N° 2019-011<sup>35</sup> relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » des réflexions et des propositions quant à la tarification de l'injection.

Le développement de la production décentralisée, mais aussi potentiellement du stockage, modifie les besoins de développement et de renforcement des réseaux :

- des injections décentralisées peuvent entraîner des besoins de renforcement si elles ont lieu dans des zones ou à des moments de faible consommation, si elles ne peuvent pas être consommées localement et si le dimensionnement du réseau n'est pas adapté à de telles injections ;
- à l'inverse, des injections décentralisées peuvent permettre d'éviter un renforcement de réseau pour répondre à un besoin de soutirage local si elles ont lieu dans une poche proche de la saturation et aux moments de plus forte consommation, permettant de diminuer la pointe locale.

Une tarification de l'injection, reflétant les coûts d'infrastructure induits ou évités permettrait d'envoyer un signal aux producteurs et stockeurs, à court et à long termes, afin que ceux-ci prennent en compte les contraintes de réseau lors de leurs décisions d'investissement puis d'exploitation.

Cette tarification pourrait prendre la forme d'un jeu de coefficients, applicables sur des plages horaires définies localement par les gestionnaires de réseaux en fonction de la charge du réseau, de manière à refléter :

- via un tarif d'injection positif, la contribution aux coûts de réseau lors de pointes locales d'injection ;
- via un tarif d'injection négatif, la contribution aux coûts de réseau évités lors des pointes de consommation.

Une telle tarification de l'injection, si elle était mise en œuvre, associée à une tarification du soutirage différenciée en 4 plages temporelles, serait particulièrement pertinente pour les actifs de stockage en leur permettant de capter la valeur qu'ils apportent au système électrique, lorsqu'ils optimisent leurs soutirages et injections en fonction des contraintes du réseau.

### 3.2 L'application de la CSPE aux dispositifs de stockage

La Contribution au service public de l'électricité (CSPE), introduite à l'article R. 266 quinquies C du code des douanes, est une taxe qui porte sur la consommation finale d'électricité, et lui est, mis à part les cas d'exonération et de taux réduit, proportionnelle.

De nombreux acteurs demandent une exonération de CSPE pour les dispositifs de stockage, au motif que l'énergie stockée puis restituée n'est pas une consommation finale d'électricité et que la part d'énergie transitant par le stockage et non perdue du fait des rendements de conversion du stockage est aujourd'hui taxée deux fois : une fois lorsqu'elle est soutirée par le stockeur, une seconde fois quand elle est réinjectée et soutirée par le consommateur final.

Contrairement au TURPE qui facture l'usage du réseau, l'assiette de la CSPE est la consommation finale. La consommation propre d'un dispositif de stockage correspond aux pertes d'énergie entre le soutirage et la réinjection (de l'ordre de 15 % pour des batteries). Dès lors il semble pertinent que seule cette consommation propre soit assimilée à la consommation finale visée par le cadre fiscal en vigueur.

**La CRE invite les pouvoirs publics à préciser la notion de consommation finale d'électricité et à clarifier le cadre applicable aux utilisateurs du réseau qui injectent et soutirent, en particulier les stockeurs.**

<sup>35</sup> Consultation publique n° 2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » : <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Structure-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-TURPE-6>

### 3.3 Dispositifs de soutien

#### 3.3.1 Dispositifs de soutien en métropole

Contrairement aux ZNI (cf. encadré), il n'existe pas de dispositifs de soutien nationaux spécifiques aux installations de stockage en France métropolitaine.

Certains acteurs demandent la mise en place de dispositifs de soutien pour les installations de stockage au travers notamment (i) d'un soutien dédié à l'investissement, le cas échéant centré vers le développement chez les particuliers, (ii) d'une rémunération complémentaire pour le dispositif de stockage couplé aux installations de production d'électricité renouvelables soutenues au travers d'un guichet ouvert ou d'un appel d'offres, (iii) d'un soutien dédié aux installations hybrides couplant production renouvelable et stockage. Certains acteurs ont par ailleurs évoqué la possibilité d'accorder un soutien supplémentaire aux technologies émergentes.

Le stockage, comme toute autre solution de flexibilité, doit se développer en fonction des besoins révélés par les signaux de marché dès lors que ces derniers reflètent correctement la nature et l'ampleur du service effectivement rendu et du besoin (cf. partie 2). Sous cette condition, si les signaux de marché ne permettent pas de donner une valeur suffisante pour rentabiliser les dispositifs de stockage, cela signifie que le besoin associé n'existe pas, qu'il peut être satisfait par d'autres solutions moins coûteuses ou qu'il ne justifie pas l'investissement.

**La CRE n'est favorable ni à la mise en œuvre d'un soutien qui bénéficierait au stockage plus qu'à une autre source de flexibilité, ni à un dispositif de soutien ciblant telle ou telle technologie de stockage.**

Enfin, se pose la question de l'accessibilité des installations hybrides aux dispositifs de soutien existants. Les installations en obligation d'achat ne peuvent pas inclure de stockage. Dans un contexte de disparition des obligations d'achat, il ne paraît pas opportun de faire évoluer ce mécanisme de soutien. S'agissant du complément de rémunération, on distingue plusieurs cas : les installations hybrides (PV + stockage) peuvent actuellement bénéficier de ce mécanisme conformément à l'arrêté solaire (<100kW) de 2017<sup>36</sup>, alors que les arrêtés définissant le complément de rémunération pour l'éolien<sup>37</sup> ne précisent pas la possibilité d'inclure du stockage. Certains contributeurs ont donc demandé une clarification du cadre réglementaire pour l'éolien permettant d'inclure des dispositifs de stockage.

**La CRE est favorable à l'harmonisation des conditions du complément de rémunération applicables aux différentes filières EnR. La CRE invite les pouvoirs publics à faire évoluer la réglementation et à préciser que les conditions du complément de rémunération prévoient d'inclure des dispositifs de stockage quel que soit la filière EnR. En cas d'évolution de la réglementation, les pouvoirs publics devront veiller à que les installations couplées à un dispositif de stockage soient équipées d'un dispositif technique permettant de garantir que l'énergie vendue avec un complément de rémunération provient bien de l'installation de production EnR. En tout état de cause, la CRE n'est pas favorable à l'inclusion des coûts du stockage dans le niveau de soutien accordé aux installations concernées.**

#### 3.3.2 Appel d'offres effacement (AOE)

Plusieurs acteurs souhaitent que les moyens de stockage tels que les batteries électrochimiques puissent participer à l'appel d'offres effacement, soit derrière un site de consommation participant à cet appel d'offres, soit en tant que point de soutirage, ce qui implique de préciser les modalités de participation de ces moyens sur les marchés ou mécanismes de valorisation sous-jacents, par exemple le mécanisme d'ajustement. RTE a récemment lancé des travaux de concertation avec les acteurs de marché dans cette perspective (cf. paragraphe 2.3). En outre, d'autres acteurs demandent de réviser les modalités de l'appel d'offres effacement afin de valoriser l'engagement en service système fréquence d'un site de soutirage et / ou d'un moyen de stockage.

**La CRE rappelle que les modalités de mise en œuvre de ce dispositif ont été validées par la Commission européenne en 2018 pour la période 2018-2023. La CRE est favorable au traitement de ces questions,**

<sup>36</sup> Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale

<sup>37</sup> Arrêté du 6 mai 2017 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, de 6 aérogénérateurs au maximum et Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situées en métropole continentale

dans le cadre des GT pertinents (GT effacements transverse, GT AOE et GT CRE/DGEC stockage), et de manière générale à l'instruction de toute évolution pertinente des modalités de l'appel d'offres effacement. Toute évolution concrète devra faire l'objet d'échanges avec l'autorité administrative et la Commission européenne.

### **Le développement du stockage dans les Zones non interconnectées (ZNI)**

La Corse, la Guadeloupe, la Guyane, Mayotte, la Martinique et la Réunion ne sont pas, ou sont de façon limitée, connectées au réseau d'électricité continental. Leurs caractéristiques climatiques et géographiques, les contraintes logistiques associées ainsi que la petite taille des systèmes électriques ont conduit à recourir à des solutions technologiques adaptées, souvent thermiques, qui se traduisent par des coûts de production et des émissions de CO2 bien plus élevés qu'en France métropolitaine. Ces territoires se sont dotés d'objectifs de transition énergétique ambitieux. Les Programmes pluriannuels de l'énergie de chaque territoire prévoient en particulier des objectifs de développement des énergies renouvelables conséquents.

Face à des coûts de production élevés, et à la nécessité d'intégrer des proportions élevées d'énergies renouvelables intermittentes, le développement du stockage s'avère pertinent sur ces territoires.

Aujourd'hui, deux types de dispositifs de stockage se développent dans les ZNI :

- des dispositifs décentralisés pour ceux qui se développent dans le cadre d'installations hybrides au travers des appels d'offres photovoltaïques ou du tarif éolien cyclonique ;
- des dispositifs centralisés pour ceux qui se développent au travers des guichets organisés par la CRE.

**La CRE privilégie le développement du stockage centralisé dans ces territoires, et a déjà eu l'occasion de le rappeler dans divers rapports et délibérations<sup>38</sup>. Cette solution présente en effet l'avantage de bénéficier du foisonnement de la production à l'échelle de la ZNI, d'économies d'échelles, et d'une utilisation optimale de la flexibilité par le gestionnaire de réseau.**

En l'absence de mécanisme de marché dans les ZNI permettant de valoriser les services rendus au système électrique par le stockage, l'accompagnement par la puissance publique est nécessaire pour développer ces installations. La CRE a ainsi développé, dans le cadre législatif et réglementaire prévu à cet effet, une méthodologie d'instruction pour donner un cadre de soutien au développement de projets de stockage centralisé. La CRE veille en particulier à ce que les coûts compensés pour ces installations ne dépassent pas les surcoûts évités, qu'elle est chargée d'évaluer.

La CRE a délibéré en octobre 2018 sur le premier guichet stockage qui concernait la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique et à la Réunion<sup>39</sup>. Lors de ce guichet, sur les 46 projets candidats, 11 projets ont été retenus pour une puissance totale de 50 MW (27 MW pour le service arbitrage et 23 MW pour le service de réserve rapide), permettant ainsi une économie prévisionnelle de charges de 371 M€ sur les 25 années à venir. Un guichet à Mayotte est actuellement en cours d'instruction par la CRE.

**La CRE lancera un nouveau guichet après avoir analysé d'ici fin 2019 la réalité de l'espace économique du stockage dans chaque territoire au regard de l'interclassement des coûts et des surcoûts évités et de la valeur déjà captée par les premiers projets retenus.**

### **3.4 Garanties d'origine**

Une garantie d'origine est un document électronique certifiant l'origine de l'électricité fournie par une centrale de production EnR ou de cogénération. Délivrées aux producteurs proportionnellement à la quantité d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables et de cogénération, les garanties d'origine peuvent ensuite être échangées en vue de leur utilisation par les fournisseurs pour

<sup>38</sup> Délibération de la CRE du 30 mars 2017 portant communication relative à la méthodologie d'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité dans les zones non interconnectées : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Communication/projet-d-ouvrage-de-stockage-d-electricite>

<sup>39</sup> Délibération de la CRE du 4 octobre 2018 portant décision sur la compensation des projets de stockage centralisé dans les zones non interconnectées dans le cadre du guichet d'octobre 2017 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Compensation-des-projets-de-stockage-centralise-dans-les-zones-non-interconnectees-dans-le-cadre-du-guichet-d-octobre-2017>

attester auprès de leurs clients de l'origine renouvelable de l'électricité qu'ils consomment. Les garanties d'origine permettent notamment à des fournisseurs de proposer des offres « vertes » pour lesquelles ils garantissent aux consommateurs que sera injectée sur le réseau une quantité d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables équivalente à leur consommation.

L'article R. 313-59 du code de l'énergie prévoit actuellement que les garanties d'origines sont affectées à une installation au pas mensuel. Lorsqu'une garantie d'origine est émise, elle peut donc être revendue au cours du mois qui suit. Dans le cadre de l'appel à contributions sur le stockage, certains acteurs ont demandé la mise en place de garanties d'origine horaires, déplaçables dans le temps par l'utilisation de stockage. Cette demande apporterait de la valeur au stockage.

Dans son avis du 7 décembre 2017, sur le projet de décret organisant la mise aux enchères des garanties d'origine, la CRE avait indiqué que passer d'une saisonnalité annuelle à mensuelle allait dans le sens d'une plus grande transparence pour les consommateurs en prenant en compte les variations saisonnières de production et de consommation par rapport à l'ancienne situation où la « période de production » et la « période d'utilisation » des garanties d'origine étaient chacune d'une année. La CRE avait néanmoins souligné que cette orientation ne permettait pas à un consommateur souscrivant à une offre d'électricité « verte » d'être assuré que serait injectée sur le réseau, en toute heure, une quantité d'énergie issue de sources renouvelables équivalente à sa consommation.

Si une modification du code de l'énergie introduisait des garanties d'origines « horaires », une participation des dispositifs de stockage permettrait de faciliter la disponibilité « d'offres vertes » à toute heure de l'année.

Néanmoins, la complexité supplémentaire associée à la mise en œuvre de garanties d'origine « horaires » ne doit pas être négligée. En outre, elle ne doit pas altérer la lisibilité de ce dispositif pour lequel la CRE avait appelé dans la même délibération à plus de transparence pour le consommateur notamment quant à l'impact de l'achat d'une garantie sur le développement d'une installation de production à partir d'énergies renouvelables selon (i) qu'elle bénéficie déjà d'un dispositif de soutien et (ii) qu'elle est récente ou déjà amortie.

**La CRE recommande que la question de la prise en compte du stockage soit intégrée aux réflexions relatives à l'évolution du mécanisme de garanties d'origine et propose que ce sujet soit abordé dans la cadre du GT stockage, copiloté par la CRE et la DGEC.**

## Conclusion

Le développement à grande échelle du stockage d'électricité ne fait plus aucun doute : des technologies sont matures, les coûts sont de plus en plus compétitifs et le besoin de flexibilités augmentera au cours des prochaines années à mesure que les sources de production intermittentes se développent. Cet usage, comme l'autoconsommation ou le véhicule électrique, constitue une brique essentielle de la transition énergétique.

Cet usage est également un outil de modernisation du réseau. Les services que peut rendre le stockage sont nombreux : report de production, services aux réseaux, autoconsommation, etc. De plus, les caractéristiques techniques des dispositifs de stockage étant variées (temps de réaction, capacité en énergie, etc.), le stockage jouera un rôle important dans le cadre plus général du développement des flexibilités. Il est désormais indispensable de libérer le potentiel du stockage, et plus généralement des différentes solutions apportant de la flexibilité, en levant tous les freins à leur développement.

La CRE souhaite se donner une feuille de route ambitieuse pour que le développement du stockage devienne une réalité. Les recommandations et demandes de la CRE formulées dans ce rapport et reportées ci-après peuvent être regroupées en 3 grandes catégories :

- **des recommandations visant à faciliter l'insertion du stockage dans le système électrique.** Pour cela la CRE :
  - considère que l'opportunité de créer un statut *ad'hoc* d'opérateur de stockage doit être approfondie ;
  - demande aux gestionnaires de réseaux de simplifier, avant fin 2019, leurs procédures de traitement des demandes de raccordement pour les stockages ;
  - demande aux gestionnaires de réseaux, d'ici début 2020, de proposer une méthode de calcul de la quote-part des S3REnR adaptée aux sites hybrides ;
- **des recommandations visant à s'assurer que le stockage peut offrir facilement ses services.** A cet effet, la CRE :
  - demande aux gestionnaires de réseaux de publier les congestions sur leur réseau et leurs besoins en termes de flexibilité et de lui proposer conjointement un modèle de marché permettant de mobiliser efficacement les flexibilités locales ;
  - demande aux gestionnaires de réseaux de faire évoluer leurs méthodes de dimensionnement des réseaux et des choix d'investissements en prenant en compte les solutions de flexibilités, dont le stockage ;
  - demande à RTE de veiller à ce que les règles d'accès aux marchés permettent aux dispositifs de stockage de participer aux différents mécanismes de marché ;
- **des recommandations visant à faire évoluer les signaux économiques afin qu'ils reflètent la valeur des services rendus.** Pour cela, la CRE :
  - considère qu'il est pertinent d'étudier la possibilité d'effectuer un *net metering* sur le pas de temps de règlement des écarts pour les sites qui participent au mécanisme de réserve primaire, sur les heures d'appel ;
  - invite l'autorité compétente à préciser la notion de consommation finale d'électricité et à s'assurer les stockages ne payent la CSPE que sur l'énergie réellement consommée ;
  - est favorable au développement du stockage dans un cadre concurrentiel et à ce titre n'est favorable ni à la mise en œuvre d'un soutien qui bénéficierait au stockage plus qu'à une autre source de flexibilité, ni au soutien d'une technologie de stockage en particulier ;
  - recommande que la prise en compte du stockage soit intégrée aux évolutions du mécanisme de garanties d'origine.

Ces différentes demandes et recommandations formulées par la CRE ont pour objectif de s'assurer que le cadre réglementaire et tarifaire, ainsi que les conditions d'accès aux réseaux électriques soient propices au développement du stockage. Considérant que le stockage est une filière industrielle

suffisamment mature, il est indispensable de créer un cadre pérenne et de sortir du cadre expérimental actuel.

Pour autant, dans un monde de l'énergie en constante évolution, il est important de disposer de moyens efficaces pour faire évoluer les règles à un rythme compatible avec le développement des technologies innovantes. La CRE se réjouit de l'introduction d'un « bac à sable réglementaire » dans le projet de loi relatif à l'énergie et au climat<sup>40</sup>. Le cas échéant, certaines évolutions particulièrement innovantes pourront être testées dans ce cadre, de façon transparente grâce à une communication régulière autour des expérimentations en cours et achevées.

Enfin, pour suivre la mise en œuvre de ses demandes et recommandations, la CRE et la Direction Générale de l'Énergie et du Climat proposent la création d'un groupe de travail spécifique au stockage. Ce groupe de travail établira l'état d'avancement de la feuille de route et abordera les problématiques spécifiques au stockage telles que la définition juridique de l'opérateur de stockage.

---

<sup>40</sup> Article 7 quater du projet de loi relatif à l'énergie et au climat

## Rappel des recommandations

### Actions à mener par la CRE

#### Sur la création d'un groupe de travail spécifique au stockage copiloté par la CRE et la Direction Générale de l'Énergie et du Climat

- 1- La CRE et la Direction Générale de l'Énergie et du Climat proposent de créer un groupe de travail spécifique au stockage. Ce groupe de travail a pour finalités (i) d'assurer le suivi des demandes et recommandations formulées dans le présent rapport et (ii) de traiter les problématiques spécifiques au stockage telles que l'opportunité de la création d'un statut *ad hoc* d'opérateur de stockage.

#### Sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

- 2- La CRE étudiera, dans la cadre de l'élaboration du TURPE 6, la possibilité d'effectuer un *net metering* sur le pas de temps de règlement des écarts pour les sites qui participent au mécanisme de réserve primaire, sur les heures d'appel, et consultera les acteurs de marchés sur le sujet dès fin 2019 lors de la prochaine consultation publique sur la structure tarifaire.

#### Sur la régulation incitative

- 3- Afin d'inciter les gestionnaires de réseaux à mettre en œuvre les demandes de la CRE relatives à des évolutions permettant l'innovation des tiers, la CRE envisage de mettre en place dans les prochains tarifs une régulation financière assortie de pénalités sur cette thématique. Certaines demandes formulées ci-après pourraient faire l'objet d'une telle régulation. L'introduction d'une incitation financière à la qualité des données publiées par les gestionnaires de réseaux est par ailleurs envisagée. Une telle régulation pourrait notamment s'appliquer aux publications attendues concernant les contraintes de réseaux. La CRE publiera une consultation publique, avant la fin de l'année 2019, afin de recueillir l'avis des acteurs sur ces deux éléments du futur cadre de régulation.

### Demandes de la CRE aux gestionnaires de réseaux

#### Sur la nécessaire simplification et clarification des procédures de raccordement

- 4- La CRE demande aux gestionnaires de réseaux d'adapter, avant la fin de l'année 2019, leurs procédures de traitement des demandes de raccordement pour les installations qui injectent et qui soutirent. Les procédures de traitement des demandes de raccordement devront prévoir une procédure adaptée aux cas spécifiques de raccordement d'installations ayant la capacité de soutirer et d'injecter de l'énergie. Ces installations ne doivent pas être soumises à deux procédures de traitement des demandes de raccordement correspondant à celle en injection et celle en soutirage.
- 5- La CRE demande aux gestionnaires de réseaux de prendre en compte les spécificités du stockage dans les études de raccordement, notamment son caractère pilotable et contra-cyclique. Ce travail doit être mené en même temps que l'adaptation des procédures de raccordement, avant la fin de l'année 2019.
- 6- La CRE considère qu'il est indispensable et urgent de clarifier et d'harmoniser la manière dont le stockage est pris en compte dans les S3REnR par les gestionnaires de réseaux, en lien avec les collectivités territoriales. La CRE demande aux gestionnaires de réseaux :
  - de considérer que les installations de stockage seules ne sont pas prises en compte pas dans les S3REnR ;

- d'adapter, d'ici début 2020, leurs méthodes de calcul du coût prévisionnel d'établissement des nouvelles capacités d'accueil pour élaborer les S3REnR afin de prendre en compte le stockage et de proposer à la CRE une méthode de calcul de la quote-part due par les installateurs des sites hybrides, permettant de valoriser le service rendu par le stockage (lissage de la production notamment).
- 7- En l'absence de prescriptions techniques applicables au stockage dans la réglementation, la CRE demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'engager très rapidement une concertation avec les acteurs, afin d'identifier et de simplifier les prescriptions techniques que devront respecter les installations de stockage en fonction de leurs effets sur le système électrique. À la suite de cette concertation, la Documentation technique de référence (DTR) des gestionnaires de réseaux publics de distribution devra évoluer et être publiée, avant mi-2020. La CRE note que le gestionnaire du réseau public de transport a engagé avec les acteurs une concertation dans ce sens. La CRE demande à RTE de lui remettre les conclusions de ces travaux lorsque ceux-ci seront achevés.

### Sur la transparence des gestionnaires de réseaux sur leurs besoins en flexibilité

- 8- La CRE demande à RTE de publier les congestions sur son réseau dès janvier 2020.
- 9- La CRE demande à Enedis de publier les contraintes sur le réseau de distribution HTA et ses besoins de flexibilité, pour mars 2020.

### Sur les méthodes de dimensionnement et processus de décision des investissements des gestionnaires de réseaux

- 10- La CRE a demandé aux gestionnaires de réseaux de faire évoluer leurs processus d'investissements et s'assurera que RTE et Enedis généralisent progressivement la prise en compte des solutions de flexibilité. La CRE demande à RTE et Enedis de lui transmettre, d'ici fin 2019, une feuille de route sur la transformation de leurs méthodes de dimensionnement des réseaux.

### Sur le cadre de contractualisation et d'appel aux flexibilités locales

- 11- La CRE demande à RTE et à Enedis de lui proposer d'ici fin 2019, un *market design* précisant les rôles attribués à chacun et les vecteurs utilisés pour mobiliser les sources de flexibilité locale dans le cadre de la résolution des congestions (mécanisme d'ajustement, nouvelle plateforme dédiée, etc.). Cette proposition pourrait être accompagnée d'expérimentations permettant de tester les différentes options à l'étude.

### Sur l'accès aux marchés du système électrique

- 12- La CRE demande à RTE de traiter dans le cadre de la concertation menée sur les règles services système fréquence les nouveaux besoins d'agrégation (comme par exemple l'agrégation de moyens de stockage avec des sites de soutirage raccordés au réseau de transport), en vue d'une évolution des règles le cas échéant, pour une entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2020.
- 13- La CRE demande à RTE d'instruire dans le cadre de la concertation sur les règles services système fréquence au deuxième semestre 2019 les besoins d'évolutions du cadre expérimental relatif à l'observabilité statistique, sur la base, le cas échéant, d'un retour d'expérience, dans le but de pérenniser ces dispositions ou de faire évoluer les règles.
- 14- La CRE demande à RTE de faire évoluer les règles services système pour définir des règles pérennes de participation des installations de stockage aux services système fréquence. Ces règles devront prendre en compte :
- la définition de la durée minimale de tenue de puissance en état d'alerte, qui devrait intervenir en 2020 ;

- la prolongation de la validité des certificats d'aptitude délivrés dans le cadre de l'expérimentation au moins jusqu'à l'entrée en vigueur de cette durée.
- 15- La CRE demande à RTE de lui proposer des évolutions des règles MA-RE d'ici fin 2019 qui permettront une participation effective des installations de stockage dès que possible.
- 16- La CRE est favorable à une clarification des règles de participation des installations hybrides (EnR + stockage) aux mécanismes de marché. La CRE demande donc à RTE de lui soumettre des propositions de règles de participation s'appliquant aux installations hybrides (EnR + stockage), pour tous les mécanismes, avant la fin de l'année 2019.

### **Recommandations de la CRE aux pouvoirs publics**

#### **Sur les impacts du stockage sur la CSPE**

- 17- La CRE invite les pouvoirs publics à préciser la notion de consommation finale d'électricité et à s'assurer que les stockeurs ne payent la CSPE que sur l'énergie réellement consommée.

#### **Sur les dispositifs de soutien**

- 18- La CRE est favorable à l'harmonisation des conditions du complément de rémunération applicables aux différentes filières EnR. La CRE invite les pouvoirs publics à faire évoluer la réglementation et à préciser que les conditions du complément de rémunération prévoient d'inclure des dispositifs de stockage quel que soit la filière EnR. En cas d'évolution de la réglementation, les pouvoirs publics devront veiller à que les installations couplées à un dispositif de stockage soient équipées d'un dispositif technique permettant de garantir que l'énergie vendue avec un complément de rémunération provient bien de l'installation de production EnR. En tout état de cause, la CRE n'est pas favorable à l'inclusion des coûts du stockage dans le niveau de soutien accordé aux installations concernées.

#### **Sur les garanties d'origine**

- 19- La CRE recommande que la question de la prise en compte du stockage soit intégrée aux réflexions relatives à l'évolution du mécanisme de garanties d'origine et propose que ce sujet soit abordé dans la cadre du GT stockage, copiloté par la CRE et la Direction Générale de l'Énergie et du Climat.

## Suite des travaux

La CRE encourage les acteurs à accélérer les expérimentations relatives à l'insertion du stockage d'électricité dans les réseaux électriques et souhaite faciliter ces projets. La CRE invite donc toutes les parties intéressées, souhaitant réagir à ces recommandations ou rencontrant des difficultés dans leurs projets à contacter la CRE :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : [stockage@cre.fr](mailto:stockage@cre.fr) ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en s'adressant à la Direction des réseaux : + 33.1.44.50.41.43 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

Afin de continuer à créer un cadre favorable au développement du stockage, la CRE mènera par ailleurs les travaux suivants :

- elle suivra l'ensemble des demandes faites aux gestionnaires de réseaux dans le présent rapport, au travers d'une feuille de route spécifique ;
- elle créera, avec la Direction Générale de l'Énergie et du Climat, un groupe de travail spécifique pour traiter des problématiques spécifiques au stockage et notamment de la définition du stockage.

La CRE communiquera régulièrement sur l'avancement de ces travaux.

## ANNEXES

**ANNEXE 1 : ORGANISMES AYANT PARTICIPÉ À LA RÉFLEXION**

Afin de faire mûrir sa réflexion, la CRE a rencontré un certain nombre d'acteurs de différents horizons. Ces acteurs ont pu partager avec la CRE leur vision du développement du stockage en France soit lors de rencontres bilatérales, soit lors de l'appel à contributions de janvier 2019.

**Acteurs rencontrés lors de bilatérales :**

- **Gestionnaires de réseaux :** Enedis, RTE
- **Fabricants de batteries / équipementiers :** Blue Solutions (Bolloré), Socomec, Tesla
- **Intégrateurs de solutions :** Engie, Neoen, NW Groupe, Stepsol, Total Solar
- **Agrégateurs :** Energy Pool, Restore, Smart grid energy
- **Cabinets de consultants :** Everoze, Keynergie
- **Syndicats professionnels :** ATEE, FEE, GMPV-FFB, SER
- **Centres de recherche :** CEA-Liten
- **Pouvoirs publics :** ADEME, DGEC, DGPR
- **Autres :** AFNOR, Consuel, Qualifelec, RAE

**Acteurs ayant répondu à l'appel à contributions de la CRE :**

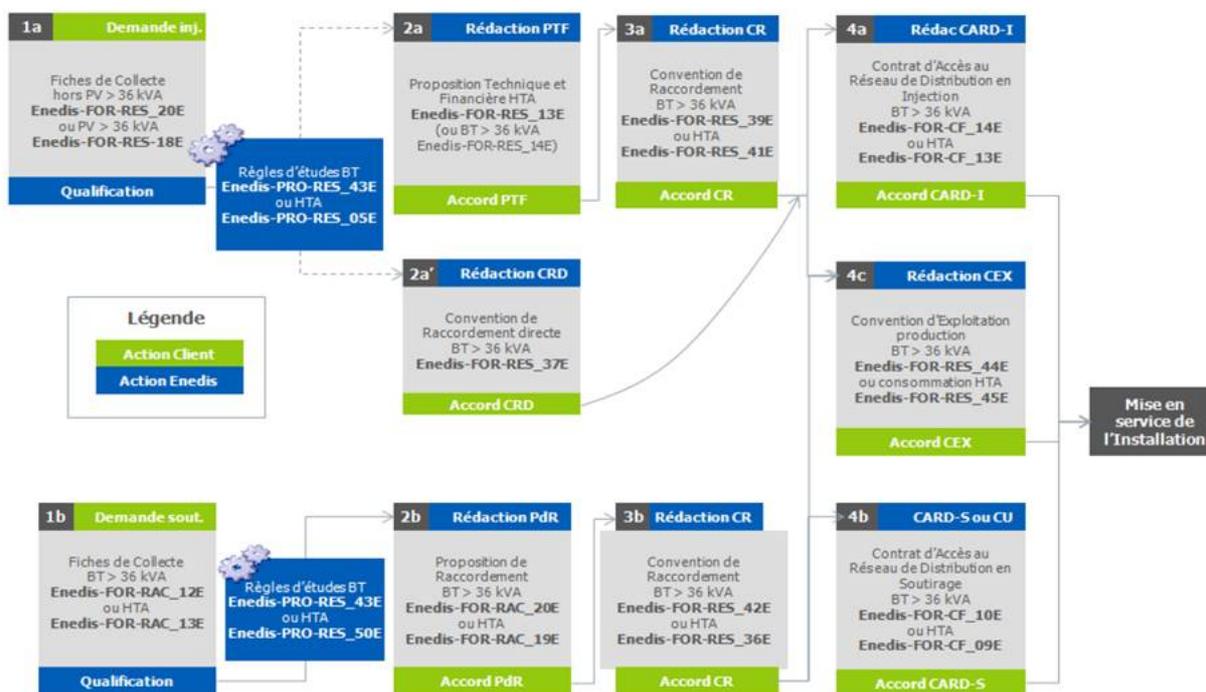
- **Gestionnaires de réseaux :** ADEeF, Enedis, RTE
- **Fabricants / équipementiers :** ABB, Airwall, Blue Solutions (Bolloré), Enercon, Hager, Imeon, QCELLS, Socomec, Saft, SolarWatt, Tesla
- **Intégrateurs de solutions :** Base-A, E4V, Electric Drive Station, Kilowattsol, Lancey, Nature & People First Stepsol, Neoen, NW Groupe
- **Fournisseurs / Agrégateurs :** EDF, EDF Trading, Energy Pool, Engie, Jedlix, Nuvve, Restore, Smart grid Energy, Uniper, Urbasolar
- **Producteurs :** Boralex, Celest, Comax, EDF Hydro, Erema, Quadran, RES, Sun'R, Voltalia
- **Cabinets de consultants, bureaux d'études :** Everoze, Keynergie, Loiselet Consulting, Optibiom, SAP Labs, Tryba Energy
- **Associations / Syndicats professionnels :** ATEE, EFET, Enerplan, FEE, GIMELEC, Qualifelec, SER, SERCE, SmartEn, SMILE, UFE, UNIDEN
- **Centres de recherche :** CEA-Liten, IGNES, INSA Lyon
- **Collectivités :** Cluster Energie de l'île de la Réunion, FNCCR
- **Pouvoirs publics :** ADEME

**ANNEXE 2 : CONDITIONS DE RACCORDEMENT D'UNE INSTALLATION DE STOCKAGE DE PUISSANCE SUPÉRIEURE À 36 KVA INJECTANT ET SOUTIRANT VUE DU RÉSEAU**

Les installations de stockage soutirent et injectent sur le réseau. Elles se comportent donc successivement comme des sites de production et des sites de consommation. Ces installations, comme toutes les installations qui injectent et soutirent, se voient appliquer à la fois les procédures de raccordement des installations de consommation et celles des installations de production : deux fiches de collecte, deux propositions techniques et financières, deux conventions de raccordement, etc.

Le schéma reporté dans la Figure 2 détaille le cheminement du raccordement dans le domaine de tension BT > 36 kVA ou HTA d'une installation injectant et soutirant vu du réseau. Il est nécessaire de passer par une double procédure qui est source de complexité comme l'ont soulevé de nombreux acteurs lors de l'appel à contributions.

Figure 2 : Conditions de raccordement d'une installation de stockage de puissance supérieure à 36 kVA injectant et soutirant vu du réseau (document Enedis-PRO-RES\_78E, annexe A.1).  
(source : Enedis)



### ANNEXE 3 : NORMES

En France, la normalisation et sa promotion sont assurées par l'Association française de normalisation (AFNOR) et les bureaux sectoriels. Les normes établies par l'AFNOR peuvent être soit homologuées (norme NF), soit expérimentales (normes XP). Afin de s'adapter aux innovations, les normes sont révisées régulièrement : au moins tous les 5 ans lorsqu'elles sont homologuées et tous les 3 ans lorsqu'elles sont expérimentales.

Le stockage est notamment traité dans les normes relatives aux installations électriques et aux batteries au niveau international, et dans la norme XP C 15-712-3 pour les « Installations photovoltaïques avec dispositif de stockage et raccordées à un réseau public de distribution »<sup>41</sup>, au niveau national. Elle s'applique notamment pour les installations des particuliers en autoconsommation. Du fait de son caractère expérimental, cette norme a été examinée 3 ans après sa publication, en mai 2019. La commission en charge de cette norme, la commission U 15 « Installations électriques à basse tension », l'a révisée à cette occasion. Cette norme sera de nouveau examinée en 2022 par cette même commission qui décidera alors d'en faire une norme homologuée ou de l'annuler.

Il est également à noter que sur le plan européen, des travaux sont en cours concernant les installations électriques sur le document HD 60354-5-57 relatif aux batteries stationnaires et que des travaux internationaux traitent de l'environnement du stockage pour une meilleure intégration dans les réseaux de transport et de distribution.

### ANNEXE 4 : CONSUEL

Avant de mettre sous tension une nouvelle installation raccordée au réseau, le gestionnaire de réseaux demande aux installateurs un document certifiant que l'installation est conforme aux prescriptions de

<sup>41</sup> La norme peut être consultée ici : <https://www.boutique.afnor.org/norme/xp-c15-712-3/installations-photovoltaïques-avec-dispositif-de-stockage-et-raccordees-a-un-reseau-public-de-distribution/article/928783/fa196602>

sécurité : le Consuel. Les installations de stockage sont, comme toutes les autres installations, soumises à cette règle.

L'organisme qui délivre ces attestations de conformité, appelé également le Consuel (Comité national pour la sécurité des usagers de l'électricité), choisit les prescriptions de sécurité à partir des textes réglementaires, des normes et des guides d'installations. Lors de l'appel à contributions, certains acteurs se sont exprimés sur le manque de lisibilité des normes de sécurité qui s'appliquent aux installations de stockage. De plus, certains acteurs regrettent que certaines normes utilisées soient expérimentales.

Pour fixer les normes de sécurité relative au stockage, le Consuel s'est notamment appuyé sur la XP C 15-712-3 pour les « Installations photovoltaïques avec dispositif de stockage et raccordées à un réseau public de distribution ». En ce qui concerne l'autoconsommation, le Consuel s'est aussi appuyé sur les normes NF C 15-100 (« Installations électriques en basse tension ») et NF C 13-200 (« règles Installations électriques à haute tension pour les sites de production d'énergie électrique, les sites industriels, tertiaires et agricoles ») et sur les guides UTE C 15-712-1 pour les « Installations photovoltaïques sans stockage et raccordées au réseau public de distribution » et UTE C 15-712-2 pour les « Installations photovoltaïques autonomes non raccordées au réseau public de distribution avec stockage par batterie ».

Afin d'apporter de la visibilité sur les normes de sécurité qui s'appliquent au stockage, le comité SéQuélec (Sécurité et Qualité dans l'utilisation de l'électricité) a synthétisé les dispositions pratiques sur la nécessité ou non de l'attestation de conformité dans une fiche à destination des installateurs (fiche SEQUELEC n° 742). Par ailleurs, toutes les dispositions, ainsi que leurs références, sont indiquées dans le dossier technique SC 144 fourni par le Consuel, dossier à joindre avec l'attestation de conformité.

Concernant le caractère expérimental des normes sur lesquelles s'appuie le Consuel, il est à noter d'une part que les installations de stockage évoluent, et que par conséquent les règles de sécurité ont vocation à évoluer. En effet, si les installations deviennent plus sûres, la sécurité est garantie avec des normes de sécurité moins strictes. D'autre part, pour les produits innovants et en cas de référentiel non adapté pour cette innovation, l'installateur peut démontrer qu'il respecte les règles de sécurité autrement.

## **ANNEXE 5 : PROJET RINGO**

Lors de l'approbation du programme d'investissements pour l'année 2018<sup>43</sup>, la CRE a autorisé les dépenses de RTE associées au projet Ringo, le projet de démonstrateur de RTE visant à qualifier techniquement l'utilisation de batteries pour gérer des congestions sur le réseau HTB1, tout en rappelant que la propriété de moyens de stockage par le gestionnaire du réseau de transport devait rester exceptionnelle (cf. paragraphe 1.3). En l'occurrence, la CRE a autorisé RTE à exploiter les batteries du projet Ringo pendant une durée de 3 ans à compter de sa mise en service. Dans ce cadre, RTE s'est engagé à mener une concertation (« GT Ringo ») pour traiter les différentes problématiques posées par l'intégration des solutions de flexibilité au service de la gestion de congestions sur le réseau de transport, notamment s'agissant :

- de la publication des congestions ;
- de la mise à disposition des données relatives au fonctionnement du projet Ringo ;
- des modalités de valorisation des actifs de stockage au service du réseau, en parallèle de leur valorisation sur les marchés, y compris grâce à l'organisation d'appels d'offres de flexibilité locale.

La concertation a effectivement débuté fin 2018 et vise à aboutir, conformément aux engagements de RTE, (i) à une proposition de cadre contractuel cible et d'évolutions des règles des différents mécanismes de marché concernés visant à permettre aux actifs de stockage de répondre aux besoins de réseau en matière de traitement des congestions tout en participant, dans la mesure du possible, aux différents mécanismes de marché sur lesquels valoriser leurs flexibilités et (ii) à la publication des contraintes de réseau de RTE sur l'ensemble du territoire, au moyen d'un outil en version industrielle, d'ici janvier 2020,

<sup>42</sup> La fiche SéQuélec n° 7 est accessible ici : [https://www.enedis.fr/sites/default/files/Fiche\\_SeQuelec\\_7\\_juin\\_2017.pdf](https://www.enedis.fr/sites/default/files/Fiche_SeQuelec_7_juin_2017.pdf)

<sup>43</sup> Délibération de la CRE du 7 décembre 2017 portant approbation du programme d'investissements de RTE pour 2018 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/programme-d-investissements-rte-2018>

puis une actualisation régulière des données. En outre, cette concertation permettra à RTE de communiquer avec les acteurs de marché sur l'avancement du projet Ringo.

Dans un second temps, et au plus tard à partir de 2023, les batteries seront exploitées par des tiers, conformément à la délibération de la CRE portant approbation du programme d'investissements de RTE pour 2018<sup>44</sup>. RTE devra soumettre à la CRE, dans le cadre de son programme d'investissements, les modalités de sortie de l'expérimentation, au plus tard 2 ans après la mise en service des batteries du projet Ringo. Ces modalités devront notamment fixer, d'une part, les évolutions de la gouvernance des stockages, et d'autre part, l'organisation des appels d'offres de flexibilité locale qui devront être adossés aux mécanismes de gestion des congestions existants.

---

<sup>44</sup> Délibération de la CRE du 7 décembre 2017 portant approbation du programme d'investissements de RTE pour 2018 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbaton/programme-d-investissements-rte-2018>