GT Stockage

Comité Concertation Production Stockage Raccordement

Utilisations et usages du Stockage

Synthèse de l'appel à contributions

29 avril 2020

Sommaire

1 Introduction et Synthèse 3
2 Spécificités du stockage 7
3 Prescriptions techniques 9
3.1 Extension du périmètre d'application du règlement RfG 10
3.2 Cas d'une installation de stockage utilisée en annexe d'une autre installation 12
3.3 Vitesses de prise en charge et de cessation de charge limites 12
3.4 Attentes diverses vis-à-vis de la normalisation 13
3.5 Attentes diverses vis-à-vis de la réglementation 14
3.6 Attentes diverses vis-à-vis de la DTR 14
4 Comportement contra-cyclique du stockage 16
4.1 Définition du comportement contra-cyclique 16
4.2 Conséquence sur les offres de raccordement 17
5 Questions complémentaires relatives à l'utilisation et aux usages du stockage 20
5.1 *Utilisation* du stockage 20
5.2 *Usages* du stockage 22
5.3 Prise en compte de l'usage dans l'étude pour le dimensionnement du RPT 25
5.4 Application au raccordement sur le RPT d'une unité de stockage dans une zone avec des contraintes résiduelles du RPT 27
ANNEXE : liste des répondants 31

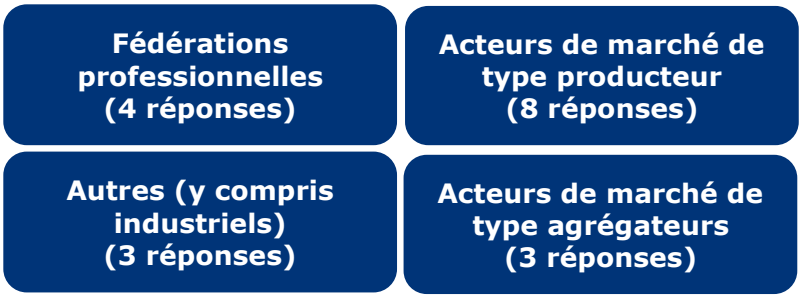
1 INTRODUCTION ET SYNTHESE

Forts des travaux menés depuis plusieurs mois sur l'insertion des installations de stockage au sein du système électrique, des échanges tant avec les acteurs que le régulateur et les services de l'Etat, RTE et Enedis ont identifié le besoin de mieux appréhender l'utilisation et l'usage du stockage d'électricité.

Dans son document de réflexion et de proposition sur le stockage d'électricité publié en septembre 2019, la CRE interroge les gestionnaires de réseau sur l'évolution et la simplification potentielle des modalités de raccordement et d'accès au marché pour le stockage. Afin de recueillir l'expression des acteurs sur les modalités de raccordement à appliquer au stockage, RTE et Enedis ont lancé un appel à contributions entre le 20 décembre 2019 et le 31 janvier 2020.

En synthèse, RTE et Enedis ont reçu 18 contributions. Les répondants se répartissent de la façon suivante :

- 4 fédérations / syndicats
- 14 acteurs de marché



RTE et Enedis publient cette synthèse des réponses à l'appel à contributions avec les principaux retours des répondants et les propositions de RTE et Enedis pour continuer à avancer sur les modalités de raccordement.

Pour rappel, dans l'appel à contributions, il est entendu par le terme *utilisation*, la configuration physique de l'installation, c'est-à-dire son insertion technique au réseau et le mode de fonctionnement qui en découle au point de raccordement (soutirage, injection ou les 2), alors qu'il est entendu par *usage*(s), le(s) service(s) visé(s) par le fonctionnement de l'installation et qui permet d'en tirer une valeur économique.

En synthèse, RTE et Enedis retiennent des réponses reçues les éléments suivants :

- **Caractérisation des spécificités du stockage** :
  - **La caractérisation proposée par les gestionnaires de réseau semble bien refléter les spécificités du stockage** au regard des réponses reçues ;
- **Prescriptions techniques** :
  - **Un besoin de visibilité est exprimé** sur les prochaines échéances concernant les évolutions prévues par les gestionnaires de réseau en matière de prescriptions techniques. RTE et Enedis ont conscience de ce besoin et répondront à cette demande dans les différents groupes de travail relatifs au stockage qu'ils organisent ;

- **La majorité des répondants sont d'accord avec l'extension du périmètre d'application du règlement RfG aux installations de stockage**[1]. RTE et Enedis valident l'adéquation des premières recommandations de l'Expert Group Storage de l'ENTSOE et poursuivent leur participation active pour affiner les modalités pratiques de mise en œuvre ;
- **Les notions de « composant autonome » et « composant annexe » semblent générer des confusions et des mécompréhensions. Enedis et RTE ont voulu clarifier ces notions dans ce document**. En tout état de cause, en matière d'exigences minimales pour garantir la sûreté du réseau, Enedis et RTE vont considérer que l'installation de stockage seule et le composant autonome seront traités de façon similaire car à puissance installée équivalente, leur impact sur le système électrique est semblable ;
- Les unités de stockage permettent des rampes (injection et en soutirage) très rapides. Dans le projet de révision de l'arrêté du 23 avril 2008, Enedis a proposé que la vitesse de prise en charge maximale admissible sur le réseau passe de 4MW/min à 8MW/min sous réserve d'autorisation d'Enedis après étude. **Plusieurs répondants estiment que des ajustements sont nécessaires pour augmenter au maximum les seuils**. L'activation simultanée du contrat de service système pour plusieurs utilisateurs raccordés en aval d'un même transformateur HTBB/HTA peut occasionner un cumul de variation des puissances instantanées qui dépasserait la valeur admissible. Il sera opportun de réfléchir à l'évolution de ces critères pour garantir l'absence de surtensions ;
- **Certains répondants souhaitent également que les critères de tension de raccordement de référence ne soient plus basés sur la puissance installée mais sur la puissance de raccordement en injection**. Enedis et RTE précisent que ces questions, qui ne sont pas propres au stockage, relèvent d'évolutions de la réglementation qui ne sont pas du ressort de décision des gestionnaires de réseau. Dans le cas où une telle évolution serait envisagée, les gestionnaires de réseau apporteront des éclairages techniques et économiques pour alimenter les réflexions ;
- **Les répondants ont exprimé des attentes en matière de simplification du parcours client et de lisibilité de la DTR**. RTE prend bien note de ces attentes, en particulier au niveau de la demande de raccordement et de la DTR. Ces sujets font partie du périmètre du GT stockage et seront concertés avec les acteurs dans cette instance. Concernant Enedis, les évolutions sont engagées et les concertations associées ont eu lieu ;

- **Comportement contra-cyclique :**
  - **Concernant la définition du caractère contra-cyclique, il peut être observé une grande diversité et divergence dans les réponses, ce qui ne permet pas d'identifier une caractéristique précise**. Il n'y a ainsi pas de consensus sur le fait que le caractère contra-cyclique soit local pour le raccordement. En effet, pour plusieurs répondants, le caractère contra-cyclique s'entend selon l'enjeu de l'équilibre offre-demande à l'échelle nationale ;

[1] Hors STEP, qui sont déjà dans le périmètre du code RfG

- Dans l'hypothèse où le comportement contra-cyclique serait défini par rapport aux contraintes susceptibles de se produire localement sur le réseau et serait dès lors pris en compte dans une offre de raccordement, la plupart des répondants sont d'accord et prêts à prendre un engagement formalisé **Pour la formalisation de cet engagement, la plupart des acteurs sont favorables à une incitation financière par pénalité simple (ou bonus contractuels) sans asservissement.** Les risques de sécurité et les coûts financiers des coupures étant très importants pour les gestionnaires de réseau, un non-respect de l'engagement se traduirait alors nécessairement par des pénalités très fortes qui reflèteraient ces risques et ces coûts. Un asservissement permet de limiter le risque de défaillance et in fine le risque financier qui en découle pour l'acteur ;
- **Les répondants expriment un avis unanime pour le maintien de la définition actuelle de l'offre de raccordement de référence**. Enedis et RTE retiennent donc qu'aucune modification dans l'établissement actuel des offres de raccordement de référence n'est souhaitée ;
- **Enedis et RTE retiennent également qu'une offre de raccordement alternative, qu'elle porte sur la prise en compte d'un caractère contra-cyclique « local », ou qu'elle soit associée à un usage n'est pas une priorité pour les acteurs** dans la mesure où les acteurs semblent vouloir prioritairement pouvoir réaliser des arbitrages technico-économiques sur les différents marchés ou mécanismes (en lien avec les réponses apportées dans la partie « usages du stockage »). Pour ceux qui s'y intéressent, la proposition d'une offre alternative doit permettre de comparer l'intérêt économique de renoncer à l'offre de référence. Le manque de précision ne permet pas à ce stade aux gestionnaires de réseau d'identifier des paramètres techniques qui seraient à prendre en compte pour dimensionner une solution de raccordement alternative fondée sur des usages particuliers ;

- **Utilisation du stockage :**
  - **Les répondants déclarent majoritairement envisager de positionner leurs projets sur des sites mixtes, en composant autonome** ;
  - En outre, **certains répondants expriment un souhait de clarification vis-à-vis du raccordement indirect**. RTE et Enedis ont bien conscience de cette demande. Des analyses juridiques sont encore en cours. Les conclusions seront transmises aux acteurs ultérieurement ;

- **Usages du stockage :**
  - **Les répondants intègrent tous dans leur modèle d'affaires le fait de se positionner sur plusieurs mécanismes**. Globalement, les répondants souhaitent ne se voir fermer aucune porte et souhaitent pouvoir se positionner sur le plus de mécanismes possibles. **A court terme cependant, les services système fréquence sont le segment sur lequel la plupart des acteurs se positionneront** au regard de la valeur relative de ce segment par rapport aux autres. En tout état de cause, **l'arbitrage entre les différents usages se fera majoritairement en J-1 voire en infra-journalier** ;

- **Prise en compte de l'usage dans l'étude pour le dimensionnement du RPT :**

- **Les répondants lient le comportement de leur installation aux évolutions des conditions et des règles de marchés**. Cette analyse partagée par l'ensemble des répondants se traduit cependant par une grande diversité d'appréciation quant à leur capacité à caractériser le fonctionnement futur de leurs installations de stockage lors du raccordement ;
- Les réponses reçues permettraient d'envisager de construire une représentation du fonctionnement de ces installations tout en mettant en lumière une potentielle grande variabilité de ce fonctionnement dans le temps ;
- **RTE se rapprochera des répondants ayant indiqué être en mesure de transmettre des monotones ou autres données de fonctionnement afin de poursuivre ses réflexions** et le cas échéant, faire évoluer ses méthodologies d'études ;

- **Application au raccordement sur le RPT d'une unité de stockage dans une zone avec des contraintes résiduelles du RPT**
  - RTE proposait un cas d'application (zone avec des contraintes résiduelles du RPT) pour lequel plusieurs modalités d'optimisation contractuelle du raccordement pourraient être envisagées ;
  - Les réponses apportées, qui semblent pouvoir être généralisées à tout service de résolution de congestion réseau, soulignent donc plutôt la volonté d'avoir une rémunération explicite du service rendu ;
  - **RTE retient que le souhait majoritaire des acteurs est plutôt de s'orienter vers des mécanismes de traitement de ces congestions distincts d'un traitement par le raccordement.** Dans le cas où un service de type réservation capacitaire serait contractualisé, une prévenance en amont des marchés de court terme (J-1 à terme) serait préférable ;
  - RTE indique qu'il poursuit actuellement ses réflexions sur l'identification de typologie de contraintes pour lesquelles les flexibilités pourraient être une alternative à des renforcements de réseau. RTE présentera aux acteurs le résultat de ces réflexions en GT stockage. Les réponses apportées dans cet appel à contributions permettent de donner une orientation aux travaux à mener sur la définition d'un cadre contractuel adapté pour traiter ces cas. Ce cadre contractuel sera concerté avec les acteurs.

2 SPECIFICITES DU STOCKAGE

En préambule, il peut être rappelé que l'appel à contributions se concentre sur le stockage d'électricité stationnaire et ne traite pas du stockage d'électricité mobile ce que de nombreux acteurs ont regretté. RTE et Enedis précisent que les travaux de l'Expert Group Storage piloté par l'ENTSO-E et l'ACER vont se poursuivre cette année sur le stockage non stationnaire, y compris sur le véhicule électrique. La restitution des travaux de ce groupe de travail est à date attendue pour juin 2020, ces éléments seront publics et disponibles sur le site de l'ENTSOE. RTE et Enedis reviendront vers les acteurs dans leur concertation respective pour restituer l'avancée des travaux de l'Expert Group Storage.

La directive (UE) n°2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (Article 2, point 59) a défini le stockage d'énergie comme le « *report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite, ou la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique ou son utilisation en tant que vecteur d'énergie* ».

Cette directive définit la fonction « stockage » de façon englobante. De cette définition découlent, selon les travaux de l'Expert Groupe Storage, 2 sous-catégories distinctes : le stockage d'électricité d'une part et le stockage d'énergie[2] d'autre part.

Il est rappelé que le périmètre de l'appel à contributions porte sur le stockage d'électricité, qui a été défini de la façon suivante dans le cadre de cet appel à contributions :

« report de l'utilisation finale de l'électricité à un moment postérieur à celui auquel elle a été produite, ou la conversion de l'énergie électrique en une forme d'énergie qui peut être stockée, la conservation de cette énergie et la reconversion ultérieure de celle-ci en énergie électrique ».

En vue de raccorder une unité de stockage d'électricité et/ou de lui permettre de participer à des mécanismes de marché, les gestionnaires de réseaux doivent définir les caractéristiques techniques du stockage d'électricité pour le raccordement et pour la participation aux marchés, qui seront notamment retranscrites dans la documentation technique de référence de chaque gestionnaire de réseau et dans les règles de marché.

Ainsi, dans l'appel à contributions, RTE et Enedis ont proposé que les spécificités des unités de stockage d'électricité pour le raccordement se matérialisent par l'**aptitude des installations à être pilotées pour délivrer une modification de la puissance active ou réactive, en injection ou en soutirage**. Il a été précisé que l'envoi des ordres de modulation peut être assuré, ponctuellement ou de manière pérenne, par le gestionnaire de réseau, ou relayé par un autre acteur.

Enfin, il peut être rappelé qu'Enedis et RTE ont indiqué souhaiter inscrire ces réflexions dans un cadre contractuel technologiquement neutre.

Rappel des questions posées

Q1. Etes-vous d'accord avec la caractérisation des spécificités du stockage proposée ci-dessus ?

Q2. Quelles sont les autres caractéristiques que vous ajouteriez aux spécificités du stockage susceptibles d'être prises en compte lors du raccordement ?

[2] Les installations de stockage d'énergie qui ne sont pas des installations de stockage d'électricité correspondent à des installations de consommation vis-à-vis du réseau électrique pour le périmètre du présent appel à contributions.

Tendance des réponses à la question	Q1
Oui	**8**
Non	**2**
En partie d'accord	**4**
Ne Se Prononcent Pas (NSPP)	**4**

Les répondants sont globalement d'accord avec la caractérisation proposée par RTE et Enedis.

RTE et Enedis considèrent donc que la caractérisation proposée reflète bien les spécificités du stockage.

De plus, certains répondants ont mis en avant les caractéristiques complémentaires suivantes :

- **La vitesse de réaction et les rampes d'injection/soutirage qui en découlent.**
  Le stockage d'électricité par batteries a en effet une vitesse de réaction et des rampes d'injection/de soutirage très rapides. Toutefois, RTE et Enedis considèrent que cette caractéristique n'est pas propre au stockage, certains actifs de production ayant également des rampes rapides. De plus, la vitesse de réaction du stockage et les rampes associées dépendent de la technologie de stockage considérée ;
- **Le caractère fini de l'énergie.**
  Enedis et RTE partagent la remarque selon laquelle le caractère fini de l'énergie est bien une spécificité du stockage, notamment en vue de sa valorisation sur différents mécanismes de marché. Toutefois, les gestionnaires de réseau estiment que ce n'est pas une caractéristique à prendre en compte en vue du raccordement. D'autres technologies de production partagent cette caractéristique ;
- **L'utilisation du stockage (autonome/annexe).** Pour Enedis et RTE, l'utilisation n'est pas à proprement parler une spécificité du stockage. Ce point est abordé plus précisément dans la partie 3.2.

De plus, pour certains répondants, cette caractérisation de pilotabilité de la puissance n'est pas exclusive aux unités de stockage, les installations de production pouvant également avoir cette caractéristique.

Plusieurs répondants ont également réagi au fait que l'envoi d'ordres de modulations puisse être assuré par un gestionnaire de réseau (transport ou distribution).

RTE et Enedis souhaitent apporter quelques précisions sur cette possibilité. Ainsi, l'envoi d'ordres de modulation de puissance active ou réactive peut se faire pour deux principales raisons :

- **Participation aux services système** (réglage secondaire de la tension ou de la fréquence). Dans ce cas, une transmission automatique des ordres est nécessaire.
- **Participation à la sureté système et à la sécurité des biens et des personnes**. Le gestionnaire de réseau spécifie les valeurs d'activation de certains mécanismes participant à la sureté du système électrique (Exemple : baisse de la puissance active en cas de forte augmentation de la fréquence). Par exemple, les valeurs d'activation en mode de réglage restreint à la sur-fréquence (LFSM_O) seront communiquées dans les cahiers des charges ; dans ce cas, il n y a pas d'ordre envoyé par le gestionnaire de réseau

Dans les autres cas les gestionnaires n'interfèrent pas directement sur la modulation de la consigne de puissance active.

Par ailleurs, il peut être rappelé que les exigences techniques qui seront demandées (dans la limite de leur énergie disponible) ne seront pas les mêmes pour toutes les unités de stockage et vont dépendre de la catégorie de l'unité de stockage.

3 PRESCRIPTIONS TECHNIQUES

La CRE a demandé aux gestionnaires de réseaux de mener une concertation pour simplifier les prescriptions techniques relatives aux unités de stockage.

Dans l'appel à contributions, les gestionnaires de réseaux ont proposé que cette simplification se traduise par les évolutions suivantes :

- Étendre les prescriptions techniques du code RfG aux installations de stockage, complétées par quelques exigences spécifiques aux installations de stockage telles que recommandées par l'Expert Group Storage afin de pouvoir assurer la conformité à l'article 15(3) du règlement (UE) 2017/2196, dit Code Emergency & Restoration, (comportement en sous-fréquence, passage du mode soutirage à injection)
- Ne pas appliquer de prescriptions particulières au titre du soutirage pour les unités de stockage symétriques
- Ne pas appliquer de prescriptions particulières pour une utilisation en composant annexe[3] d'une installation
- Faciliter le respect des prescriptions techniques via la normalisation notamment pour les installations raccordées au réseau BT
- Faire évoluer les normes pour refléter les nouvelles prescriptions techniques
- Faire évoluer la réglementation pour simplifier certaines dispositions pour les installations raccordées au RPD.

Rappel des questions posées

Pour l'ensemble des questions suivantes, merci de préciser à quelle gamme de puissance d'installations s'appliquent vos réponses (kW, MW, dizaines de MW, centaines de MW, etc.).

Q3. Partagez-vous l'analyse des gestionnaires de réseaux ?

Q4. Avez-vous des attentes particulières relatives à l'évolution de la normalisation ?

Q5. Avez-vous des attentes particulières relatives à l'évolution de la réglementation ?

Q6. Avez-vous des attentes particulières relatives à l'évolution de la DTR ?

Tendance des réponses à la question	Q3
Oui	**9**
Non	**2**
En partie d'accord	**4**
Ne Se Prononcent Pas (NSPP)	**3**

Les répondants partagent majoritairement l'analyse des gestionnaires de réseau concernant les prescriptions techniques.

Certains répondants ont par ailleurs exprimé un besoin de visibilité sur les évolutions prévues par les gestionnaires de réseau en matière de prescriptions techniques.

[3] Notion définie au chapitre 5.1.2 de l'appel à contributions ; définition rappelée au chapitre 5.1 de la présente synthèse

Les gestionnaires de réseau ont conscience du besoin de visibilité sur les prochaines échéances. Les groupes de travail consacrés au stockage organisés par RTE et/ou Enedis sont une façon d'apporter une réponse à ce besoin.

3.1 Extension du périmètre d'application du règlement RfG

Pour rappel, lors des travaux d'élaboration des codes Européens de raccordement au réseau (RfG, DCC, HVDC), le stockage hors STEP[4] était une technologie émergente et à ce titre, elle n'a pas fait l'objet de prescriptions spécifiques. Ainsi, l'article 3 du code RfG exclut explicitement le stockage hors STEP du périmètre d'application du RfG.

Les travaux de l'Expert Group Storage ont été commandités en raison de l'émergence des installations de stockage pour proposer des évolutions adaptées et proportionnées des codes de réseau[5]. Ces travaux ont conclu, dans leur première phase, que considérer le stockage comme un sous-ensemble de la production est une réponse suffisante aux besoins du réseau en prescription technique, tout en permettant une mise en œuvre simplifiée et en réduisant les évolutions requises dans les réglementations (les codes Européens et leurs transpositions dans les réglementations nationales). Le principe sous-jacent est donc l'extension du périmètre d'application du règlement RfG aux installations de stockage hors STEP tout en veillant à la conformité à l'article 15(3) du règlement (UE) 2017/2196, dit Code Emergency & Restoration, qui n'avait pour l'instant aucune incidence sur le règlement RfG.

La majorité des répondants sont d'accord avec cette proposition bien que quelques répondants estiment que des ajustements sont nécessaires concernant la classification A/B/C/D qui s'apprécie dans le règlement RfG par rapport à la puissance maximale de l'unité et la tension de raccordement.

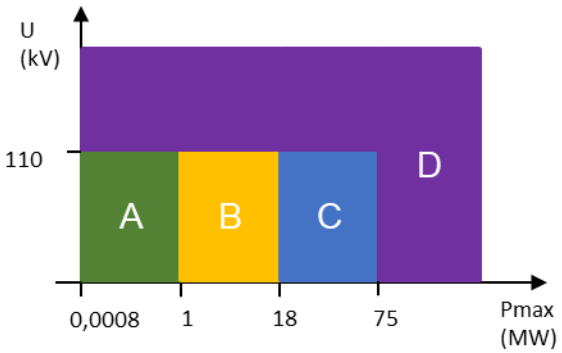
Au contraire, quelques répondants estiment que le règlement RfG ne peut s'appliquer tel quel en raison du caractère fini du stockage et de la capacité du stockage à auto-compenser les perturbations que l'installation est susceptible de générer.

La classification A/B/C/D est établie pour différencier les exigences techniques auxquelles doivent satisfaire les unités relevant de ces catégories. Les exigences sont ainsi proportionnées selon l'impact de l'unité sur le système électrique et selon la capacité de l'unité de participer à la stabilité du système électrique dans différentes situations. La classification est déterminée par un critère de puissance active installée (Pmax[6]) et de tension du point de raccordement au réseau, telle que rappelée dans la figure ci-dessous.

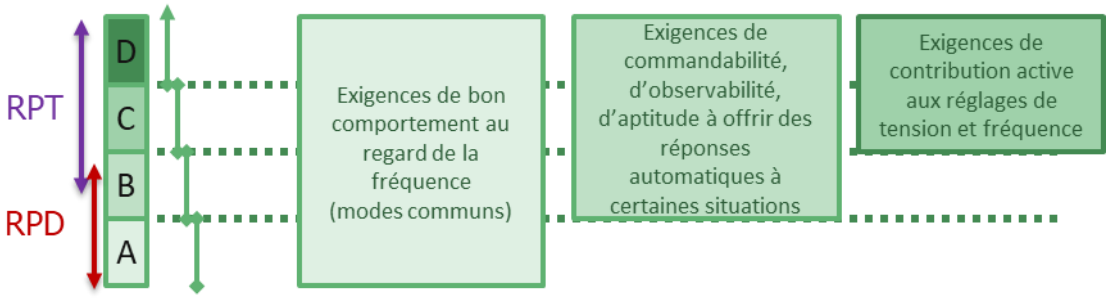
[4] Station de Transfert d'Energie par Pompage

[5] Les travaux de l'Expert Group Storage couvrent un périmètre d'application plus large que celui du présent appel à contributions.

[6] Cette puissance est le paramètre dimensionnant car elle caractérise notamment l'apport en court-circuit sur les situations de défauts



L'ampleur croissante des exigences portées sur les catégories d'installations peut être résumée par le schéma suivant[7] :



Ces exigences s'appliquent donc pour assurer que l'installation n'amplifie pas une déstabilisation du système électrique voire participe activement à la stabilisation du système électrique. La durée limitée des injections (liée à la caractéristique d'énergie finie disponible du stockage) n'est pas un critère dérogatoire à ces exigences.

Enfin, il apparaît nécessaire que les critères de puissances pour différencier les catégories soient identiques entre les installations de stockage et de production pour permettre un traitement équitable, notamment pour les sites qui associeraient stockage et production.[8]

Les attentes concernant les installations de stockages de puissance Pmax inférieure à 75 MW et dont la tension de raccordement est supérieure à 110 kV sont légitimes. Ces situations sont d'ailleurs l'objet d'un Expert Group européen connexe à l'EG Storage : l'EG Mix Consumer Sites[9]. Les travaux de cet Expert Group, rapportés dans une première synthèse début 2019, ne concluent pas encore sur la solution à apporter à ces situations.

En synthèse, RTE et Enedis valident l'adéquation des premières recommandations de l'Expert Group Storage et poursuivent leur participation active pour affiner les modalités pratiques de mise en œuvre.

[7] Sur ce schéma, la répartition des raccordements entre le RPD et le RPT correspond aux cas les plus courants de raccordement des unités appartenant aux différentes catégories A/B/C/D.

[8] Pour rappel : pour une installation non synchrone, les exigences sont considérées à la maille de l'ensemble de l'installation et ainsi un site constitué uniquement de génératrices de production et de stockage non synchrones sera considéré comme une unique unité non synchrone selon la Pmax cumulée des Pmax des génératrices de production et de stockage.

[9] https://www.entsoe.eu/network_codes/cnc/expert-groups/

3.2 Cas d'une installation de stockage utilisée en annexe d'une autre installation

S'agissant de la définition du stockage électrique, une précision a été identifiée comme pertinente pour différencier des réalités bien distinctes concernant les prescriptions techniques : il s'agit des notions « Composant autonome » Vs « Composant annexe ».[3]

Le cas d'un stockage utilisé en annexe est possible lorsque le moyen de stockage est associé à une installation de production et/ou de consommation au sein d'un même site :

- Dans le cas d'un stockage associé en annexe à une installation de consommation, aucune spécification technique de type RfG ne s'appliquerait au moyen de stockage.
- Dans le cas d'un stockage associé en annexe à une installation de production, les spécifications techniques RfG s'appliquent au site selon les caractéristiques techniques de l'installation de production.

Cette proposition n'a pas fait l'objet de remarques ou d'objections particulières de la part des répondants. Cependant, les contributions apportées semblent dénoter des possibles confusions et mécompréhension de ces situations et des clarifications apparaissent donc comme pertinentes.

Le cas le plus éloquent d'utilisation en composant annexe du stockage est la présence sur bon nombre d'installations de production raccordées aux réseaux HTA et HTB d'atelier d'énergie qui permettent le maintien de l'alimentation BT des installations de contrôle commande, y compris en l'absence du réseau. De tels ateliers associent souvent des batteries et des redresseurs, correspondants ainsi à la définition d'installations de stockage. Cependant, il n'apparaît pas pertinent de tenir compte de ces installations auxiliaires pour caractériser les prescriptions techniques du site vis-à-vis de sa participation à la stabilité du système électrique.

Un autre exemple correspond à un site qui aurait des difficultés à respecter un engagement, par exemple vis-à-vis de la tenue lors d'un creux de tension. Un dispositif de stockage, par batterie par exemple, peut être employé pour permettre de respecter cet engagement. Si la batterie ne remplit que cette fonction dans l'installation du site, alors il n'apparaît pas pertinent de lui appliquer des prescriptions techniques vis-à-vis de toutes les situations du système électrique. Par contre, si pour des raisons économiques, la batterie est employée pour d'autres usages en dehors des épisodes de creux de tension, son fonctionnement est alors autonome et les prescriptions techniques s'appliqueraient à cette batterie.

Enfin, pour un stockage utilisé en annexe, l'installation devra uniquement être conforme aux exigences techniques régissant une installation intérieure vis-à-vis des différents risques (électriques, chimiques, etc.) ce qui est atteignable par l'emploi de matériels agrées et de mise en œuvre des installations conformes aux règles de l'art. La vérification détaillée de telles conformités n'est pas du ressort des gestionnaires de réseaux.

3.3 Vitesses de prise en charge et de cessation de charge

limites

Les unités de stockage permettent des rampes (injection et en soutirage) très rapides. Cette propriété est très intéressante à exploiter dans le cas des excursions de fréquence, en effet la rapidité de réaction est un facteur important pour réduire le risque sur la sureté système. Or une injection trop rapide de puissance peut induire des phénomènes de surtension qui peuvent être dangereux pour le matériel (sécurité des biens et des personnes). Ce phénomène est d'autant plus problématique lorsqu'il s'agit de puissances importantes raccordées sur le RPD. Ainsi, une limite a été fixée dans la législation à l'article 16 de l'arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique :

« Sur le réseau HTA, les vitesses des prises en charge et des cessations de charge qui résultent de l'action volontaire du producteur ne doivent pas dépasser 4 MW/minute. »

Pour faire référence à ces valeurs limites, le terme de rampe limite est souvent employé. Plus précisément, ce critère s'entend comme le respect d'une amplitude maximale de variation de la puissance instantanée, mesurée sur une durée d'une minute. Durant cette période d'une minute, la variation de tension conséquente à la variation de puissance, ne sera pas régulée par l'action du régleur en charge du transformateur HTB/HTA, qui fonctionne par régulation discrète par pas (« passage de prise »).

Dans le projet de révision de l'arrêté du 23 avril 2008, Enedis a proposé que la vitesse de prise en charge maximale admissible sur le réseau passe de 4MW/min à 8MW/min sous réserve d'autorisation d'Enedis après étude.

Plusieurs répondants estiment que des ajustements sont nécessaires pour augmenter au maximum les plafonds admissibles de vitesse de prise en charge: soit par des études au cas par cas, soit au contraire en garantissant une valeur unique nationale et non dépendante de contraintes locales de réseau.

La surtension sur le réseau dépend de l'amplitude de la variation de la puissance instantanée. Ceci traduit donc qu'une certaine « capacité en tension » serait disponible et pourrait n'être attribuée qu'aux premiers utilisateurs susceptibles de signer un contrat de service système, raccordés à l'aval du même transformateur HTB/HTA. L'activation simultanée du contrat de service système pour plusieurs utilisateurs peut dès lors occasionner un cumul de variation des puissances instantanées qui dépasserait la valeur admissible. Il sera opportun de réfléchir à l'évolution de ces critères pour garantir l'absence de surtensions.

3.4 Attentes diverses vis-à-vis de la normalisation

Certains répondants souhaitent que les normes européennes soient privilégiées pour un déploiement plus rapide. Pour le stockage électrochimique en particulier, certains répondants souhaitent en priorité s'appuyer sur les normes mise en place dans certains pays utilisant ce type de stockage depuis plusieurs années.

Plusieurs normes ont pu être mises en œuvre, parfois à titre expérimental, pour couvrir certains aspects de l'installation, notamment pour le stockage électrochimique : cellules, packs, risque incendie, risque chimique, conception de l'installation, etc. La volonté des gestionnaires de réseau est de pouvoir s'appuyer sur une norme (ou quelques normes) au périmètre suffisamment large et dont la conformité pourrait être assurée par les matériels dès leur fabrication.

RTE et Enedis sont favorables à l'application des normes qui sont validées au niveau européen.

Certains acteurs souhaitent que les évolutions normatives ne s'appliquent pas manière rétroactive, car elles seraient susceptibles de remettre en cause les investissements et projets déjà réalisés. De manière générale, ce mode est fonctionnement est bien celui qui est privilégié (par exemple : pour la mise en application du RfG pour les installations de production, pour l'application du certificat VFR 2019 pour les installations PV de moins 250 kVA, etc.). De plus, pour les sites déjà en service, la rétroactivité ne s'applique que dans le cadre de modifications substantielles telles que définies dans les arrêtés techniques du 23 avril 2008.

D'autre part, aujourd'hui les codes de raccordement européens excluent de leurs périmètres les moyens de stockage, dans l'attente des prochaines versions. Il est fort probable que la notion de modification substantielle y soit traitée : dans ce cas, des critères de rétroactivité d'application seront actés. Ces critères seront définis au niveau européen ou au niveau national.

3.5 Attentes diverses vis-à-vis de la réglementation

Certains répondants attendent une transposition dans la règlementation française de la définition du stockage faite dans la directive (UE) n°2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (Article 2, point 59). Sur cette transposition, certains souhaitent d'ailleurs que des précisions soient apportées :

- Pour indiquer que l'unité de stockage a une capacité en injection et en soutirage limitée, en puissance et dans le temps ;
- Pour distinguer le stockage énergétique et le stockage électrique ;
- Pour inclure plus précisément le véhicule électrique[10] et apporter éventuellement une distinction en cas de réinjection sur le réseau (V2G[11]) ;
- Pour garantir une application cohérente y compris dans les territoires d'outre-mer et dans les zones non interconnectées.[10]

Certains répondants souhaitent également que les critères de tension de raccordement de référence, définis conjointement à l'article 4 de l'arrêté du 23 avril 2008 pour le réseau public de distribution et à l'article 2 de l'arrêté du 23 avril 2008 pour le réseau public de transport, ne soient plus basés sur la puissance installée mais sur la puissance de raccordement en injection afin de permettre le raccordement sur le réseau HTA de sites associant des installations de production et de stockage pour une puissance installée de plus de 17 MW.

Ces questions, qui ne sont pas propres au stockage, relèvent d'évolutions de la réglementation qui ne sont pas du ressort de décision des gestionnaires de réseau. Dans le cas où une telle évolution serait envisagée, les gestionnaires de réseau apporteront des éclairages techniques et économiques pour alimenter les réflexions.

3.6 Attentes diverses vis-à-vis de la DTR

Certains répondants ont exprimé des attentes vis-à-vis de la Documentation Technique de Référence des gestionnaires de réseau :

[10] Ces remarques ne relèvent pas du périmètre de questionnement du présent appel à contributions
[11] Vehicule to Grid : réinjection au travers d'Infrastructures de recharges bidirectionnelles

- Simplifier le parcours client (meilleure lisibilité de la DTR, moindre complexité de la demande de raccordement, réduction des délais de traitement, simplification accrue pour les installations de très petite taille, maîtrise des évolutions par les personnels des gestionnaires de réseau en charge du traitement des demandes de raccordement) ;
- Ne pas appliquer les évolutions de la DTR sur les demandes de raccordement en cours ;
- Faire évoluer la DTR au rythme des évolutions réglementaires et régulatoires.

Concernant l'application d'évolutions de la DTR sur des demandes de raccordement en cours, les gestionnaires de réseau ont conscience de cet enjeu pour les porteurs de projets et s'attachent à donner de la visibilité sur les évolutions possibles lors des comités ou des groupes de travail. Les évolutions de la DTR pouvant correspondre à différentes causes, la non-application à des demandes de raccordement en cours ne peut pas toujours être garantie par les gestionnaires de réseau. Ainsi par exemple, comme rappelé par la CRE dans le chapitre 2.1 de la délibération n°2019-275 du 12 décembre 2019 concernant le raccordement au RPD, la procédure de raccordement applicable au traitement d'une demande de raccordement est la procédure en vigueur lors de l'envoi au demandeur, par les gestionnaires de réseaux, de la Proposition Technique et Financière de raccordement. D'autres évolutions peuvent être liées à des évolutions réglementaires qui peuvent introduire une application à des demandes de raccordement déjà en cours, comme cela a été le cas, par exemple, avec l'arrêté du 30 novembre 2017 définissant les taux de réfaction applicables aux coûts de raccordement, qui s'est appliqué à sa date d'entrée en vigueur à toute demande de raccordement dont la Convention de Raccordement n'était pas encore signée. Dès lors qu'ils en ont la possibilité, les gestionnaires de réseau veillent lors des phases de concertation des évolutions de la DTR de répondre aux contraintes possibles de rétroactivité, en appliquant les évolutions uniquement aux demandes nouvellement qualifiées.

Concernant la simplification du parcours client :

- Enedis a mené la concertation pour faire évoluer sa DTR afin de simplifier le parcours client du demandeur de raccordement d'une installation susceptible d'injecter et de soutirer. Ainsi, il sera possible de ne déposer qu'une demande de raccordement et de n'avoir qu'une offre de raccordement à accepter. Ces évolutions entreront prochainement en vigueur.
- RTE prend bien note de ces attentes de simplification et de lisibilité, en particulier au niveau de la demande de raccordement et de la DTR. Ces sujets font partie du périmètre du GT stockage et seront concertés avec les acteurs dans cette instance.

4 COMPORTEMENT CONTRA-CYCLIQUE DU STOCKAGE

Enedis et RTE rappellent que pour dimensionner les ouvrages, **le gestionnaire de réseau doit simuler le comportement du moyen de stockage à la pointe de soutirage et à la pointe d'injection**: **deux études doivent donc être réalisées,** pour définir l'impact sur le réseau du comportement en soutirage et du comportement en injection de l'installation de stockage.

En effet, le dimensionnement des ouvrages de raccordement du Réseau Public de Transport (RPT) ou de Distribution (RPD) est aujourd'hui assuré de manière à ce que puissent notamment transiter librement toute l'année les puissances demandées par le client, **sur la base de la puissance de raccordement déclarée par le demandeur** (en injection d'une part, et en soutirage d'autre part).

Néanmoins, certains opérateurs de stockage pourraient souhaiter déclarer un comportement « contra-cyclique » de leur installation. Pour les gestionnaires de réseaux, ce comportement correspondrait au choix fait de ne pas injecter à la pointe d'injection et/ou de ne pas soutirer à la pointe de soutirage, de telle sorte qu'il puisse y avoir un impact sur le dimensionnement du réseau.

L'objectif de cette partie de l'appel à contributions vise à recueillir l'expression des acteurs vis-à-vis de :

- la définition d'un comportement contra-cyclique
- l'obligation d'engagement qui serait associée à la prise en compte dans le raccordement du comportement contra-cyclique
- l'opportunité d'avoir une offre de raccordement associée à un usage particulier
- la proposition de maintenir la définition actuelle de l'offre de raccordement de référence comme point de comparaison avec d'autres types d'offres alternatives

4.1 Définition du comportement contra-cyclique

Rappel de la question posée

Q7. Quelle serait votre définition d'un comportement contra-cyclique ? Par rapport à quoi ? Quelle serait la logique temporelle du cycle (jour/nuit ? saisonnalité ?) ?

Il peut être observé une **grande diversité et divergence dans les réponses**, ce qui ne permet pas d'identifier une caractéristique précise.

Il n'y a pas de consensus sur le fait que le caractère contra-cyclique soit local pour le raccordement. En effet, pour plusieurs répondants, le caractère contra-cyclique s'entend selon l'enjeu de l'équilibre offre-demande à l'échelle nationale et pour certains, le comportement local du réseau ne doit surtout pas être un frein à ce comportement contra-cyclique au niveau national.

Définition du comportement contra-cyclique	Q7
Local	**7**
National, par rapport à l'Equilibre Offre-Demande	**7**
Autre	**2**
Ne Se Prononcent Pas (NSPP)	**5**

RTE et Enedis rappellent que dans l'hypothèse où le comportement contra-cyclique serait défini par rapport aux contraintes susceptibles de se produire localement sur le réseau, les gestionnaires de réseaux considèrent qu'il doit être assorti d'un engagement formalisé dans son cadre contractuel (Convention de raccordement, CARD, CART, etc.) pour pouvoir être pris en compte dans les études de raccordement. Les questions suivantes se référaient ainsi à cette hypothèse.

Rappel des questions posées

Q8. Dans le cas précis de la contra-cyclicité évoquée ci-dessus, êtes-vous d'accord avec l'obligation d'engagement recommandée par les gestionnaires de réseau ?

Q9. Comment matérialiser cette obligation contractuelle selon vous (pilotage avec un asservissement au gestionnaire de réseau, simple incitation via des pénalités contractuelles, autres …) ?

Q10. En cas de non-respect de l'engagement, quelles conséquences pour les autres utilisateurs du réseau pourraient selon vous être couvertes par l'opérateur de stockage ?

La plupart des acteurs sont d'accord et prêts à voir formaliser leur engagement de respect d'un comportement bien défini. Quelques acteurs sont d'accord à condition que l'engagement soit respecté uniquement via un acteur de marché tiers.

Il convient de préciser que cet engagement serait consécutif à l'établissement d'une offre de raccordement alternative qui procurerait un gain pour le demandeur du raccordement (diminution du coût du raccordement et/ou diminution des délais de raccordement). Ce gain étant capté individuellement, il n'apparaît pas pertinent de contractualiser un engagement avec un autre acteur qu'avec le demandeur du raccordement qui en retire ce bénéfice.

Pour la formalisation de cet engagement, la plupart des acteurs sont favorables à une incitation financière par pénalité simple (ou bonus contractuels) sans asservissement. Il est important de rappeler que s'agissant de contraintes locales de réseau, le non-respect des engagements peut avoir des conséquences immédiates pour les autres utilisateurs du réseau : non-qualité d'alimentation, déclenchement de protections voire coupure d'une partie du réseau. Les risques de sécurité et les coûts financiers des coupures sont très importants pour les gestionnaires de réseau, c'est pourquoi un non-respect de l'engagement se traduirait alors nécessairement par des pénalités très fortes qui reflèteraient ces risques et ces coûts. Un asservissement permet de limiter le risque de défaillance et in fine le risque financier qui en découle pour l'acteur.

Une minorité d'acteur est favorable à un pilotage par signal direct du gestionnaire de réseau. Il convient de préciser que ce type de pilotage existe déjà. Il s'agit toujours de l'envoi d'un signal indiquant le comportement résultant attendu au point de raccordement : le pilotage de l'installation intérieure et des différentes machines relève toujours de l'action de l'exploitant du site, soit par des automates, soit par action manuelle.

4.2 Conséquence sur les offres de raccordement

Les questions suivantes portaient sur le cas où, au-delà du caractère contra-cyclique et toujours pour optimiser le coût de son raccordement, le demandeur de raccordement souhaiterait moduler l'injection et le soutirage de son installation de stockage au regard des usages (cf. 5.2) qu'il envisage, ce qui impliquerait également qu'en contrepartie, le demandeur prenne certains engagements contractuels susceptibles de le contraindre soit ponctuellement, soit de façon permanente.

Rappel des questions posées

Q11. Etes-vous demandeur d'une offre de raccordement associée à un usage particulier ?

Q12. Dans ce cas, à quels usages (cf. 5.2 pour la typologie des usages) seriez-vous prêt à renoncer pour diminuer le coût de votre raccordement ?

Offre de raccordement associée à un usage particulier	Q11
Oui	3
Plutôt oui	3
Plutôt non	3
Non	4
Ne Se Prononcent Pas (NSPP)	5

Il y a à peu près autant de répondants qui seraient favorables ou plutôt favorables à une offre de raccordement associée à un usage particulier que de répondants qui y seraient défavorables ou plutôt défavorables.

Près d'un quart des répondants ne se prononcent pas.

Parmi les répondants qui sont favorables (ou plutôt favorables), il n'est pas précisé à quel(s) usage(s) ils seraient prêts à renoncer. Ils indiquent que cela devra s'apprécier en fonction des opportunités de marché ou du modèle d'affaires du projet et qu'une analyse au cas par cas devra être conduite. Le manque de précision ne permet pas à ce stade aux gestionnaires de réseau d'identifier des paramètres techniques qui seraient à prendre en compte pour dimensionner une solution de raccordement alternative fondée sur des usages particuliers.

Parmi les répondants qui ne sont pas demandeurs d'une offre associée à un usage particulier, certains indiquent que le fonctionnement de leur installation est multi-usages, avec une évolution rapide des marchés nécessitant de pouvoir adapter les usages après le raccordement en fonction des opportunités du marché.

Enfin, certains répondants mettent en avant les perspectives intéressantes d'offres à modulation de puissance en cours de mise en œuvre par Enedis pour les producteurs EnR. Pour rappel, ces offres introduites par l'article 17 du décret 2020-382 du 31 mars 2020 seront associées à des critères de faisabilité établis pour correspondre au fonctionnement et aux contraintes des installations de production EnR.

Enedis et RTE retiennent donc qu'une offre de raccordement associée à un usage n'est pas une priorité pour les acteurs. Pour ceux qui s'y réfèrent, la proposition d'une offre alternative associée à l'usage doit permettre de comparer l'intérêt économique de renoncer à l'offre de référence.

En complément, plusieurs questions étaient posées aux acteurs pour identifier d'éventuelles conséquences du caractère contra-cyclique sur les offres de raccordement de référence.

Rappel des questions posées

Q13. Etes-vous d'accord sur le principe de maintenir la définition actuelle de l'offre de référence qui permet d'injecter et soutirer librement toute l'année ?

Q14. Dans le cas où vous renoncez à bénéficier d'un chiffrage d'une solution de raccordement sans contrainte de puissance tout l'année, souhaitez-vous que les gestionnaires de réseaux entreprennent de lancer conjointement avec l'ensemble des utilisateurs du réseau (consommateurs, producteurs) une réflexion portant sur la révision des méthodes d'étude afin de les baser sur :

- *des limitations ponctuelles sur ordre envoyé par le gestionnaire de réseau ?*
- *des puissances de raccordement différenciées selon la période de la journée ? de la semaine ? de l'année ?*

Les répondants expriment un avis unanime pour le maintien de la définition actuelle de l'offre de raccordement de référence. La plupart des répondants mettent en avant l'intérêt de cette offre pour servir de référence pour effectuer une comparaison technico-économique avec des offres alternatives potentielles.

Enedis et RTE retiennent donc qu'aucune modification dans l'établissement actuel des offres de raccordement de référence n'est souhaitée.

5 QUESTIONS COMPLEMENTAIRES RELATIVES A L'UTILISATION ET AUX USAGES DU STOCKAGE

5.1 *Utilisation* du stockage

Les travaux menés par l'Expert Group Stockage conduisent à une catégorisation de l'utilisation des installations de stockage selon la catégorisation suivante :

- Installation de stockage seule.
- Installation de stockage sur une installation de production ou de consommation (existante ou nouvelle) pouvant être utilisée :
  - En composant autonome : l'unité (les unités) de stockage peut (peuvent) être contrôlée(s) indépendamment du composant principal de l'installation ;
  - En composant annexe : l'unité (les unités) de stockage fait (font) partie intégrante de l'installation (de production ou de consommation), et ne peut (peuvent) être contrôlée(s) indépendamment du composant principal de l'installation. Dans cette situation, lorsque le composant principal de l'installation est à l'arrêt, l'unité (les unités) de stockage ne peut (peuvent) être utilisée(s) de manière indépendante.

En matière d'exigences minimales pour garantir la sûreté du réseau, Enedis et RTE considèrent que l'installation de stockage seule et le composant autonome seront traités de façon similaire car à puissance installée équivalente, leur impact sur le système électrique est semblable.

Plusieurs configurations de raccordement d'une unité de stockage sont détaillées dans l'appel à contributions, notamment pour aider à la compréhension des thématiques abordées dans l'appel à contributions.

Les objectifs de cette partie consistent à :

- Recueillir l'avis des acteurs sur les configurations proposées ;
- Identifier les configurations dans lesquelles les acteurs souhaitent positionner leurs projets.

Rappel des questions posées

Q15. Apporteriez-vous des commentaires supplémentaires sur les configurations proposées par l'Expert Group, en termes de contenu et de conséquences quant à l'utilisation de l'installation de stockage d'électricité ?

Q16. Dans quelle configuration proposée ci-dessus positionnez-vous ou comptez-vous positionner vos projets ?

Par rapport aux configurations illustrées dans l'appel à contributions :

- Plusieurs répondants n'ont pas de commentaires additionnels (6/18) ou ne se prononcent pas (4/18) ;
- **Certains répondants considèrent que la définition du composant annexe n'est pas claire voire est discutable. Des précisions sont ainsi apportées ci-dessous** ;

- **Certains répondants rappellent que le schéma de site mixte Production+Consommation+Stockage peut exister** même s'il n'apparaît pas dans les schémas présentés. RTE et Enedis prennent bien note de ce point. La liste présentée à vocation pédagogique ne représente pas une exhaustivité des situations. Le schéma mixte Production+Consommation+Stockage ne présente pas de différences particulières concernant les prescriptions techniques et les offres de raccordement.
- Certains répondants demandent à dissocier le cas du stockage seul de celui du site mixte.

En outre, certains répondants expriment un souhait de clarification vis-à-vis du raccordement indirect. RTE et Enedis sont bien conscients de cette demande. Des analyses juridiques sont encore en cours. Les conclusions seront transmises aux acteurs ultérieurement.

Enfin, certains répondants semblent confondre les notions d'utilisation (configuration technique) et d'usage (valorisation économique) dans leurs réponses.

Les répondants déclarent majoritairement envisager de positionner leurs projets sur des sites mixtes, en composant autonome.

Configuration(s) dans laquelle les acteurs souhaitent positionner leurs projets[12]	Q16
Toutes les configurations	**2**
Installation seule	**2**
Site mixte – composant autonome	**7**
Site mixte – composant annexe	**1**
Pas de projet envisagé	**1**
Ne Se Prononcent Pas (NSPP)	**7**

En ce qui concerne la distinction entre les notions de stockage seul, de composant annexe et de composant autonome, il semble important d'apporter l'éclairage suivant :

1. « Composant autonome» VS « composant annexe » : cette seconde notion est principalement liée à la capacité ou pas de contrôler l'installation de stockage. Elle n'a de sens qu'en présence d'une unité de production ou de consommation sur le même site. Si l'installation de stockage est commandable, indépendamment de l'état de l'unité de production ou de consommation, on parle alors de composant autonome ; dans le cas contraire on parle de composant annexe. Pour permettre une meilleure lisibilité de ces concepts, les termes « autonome » et « annexe » pourraient être modifiés à l'avenir.

[12] Le total peut dépasser le nombre de répondants (18), des répondants s'étant positionnés sur plusieurs configurations.

2. Installation de stockage seule ou pas (« Installation de stockage seule » VS « installation de stockage sur une installation de production et/ou de consommation ») : cette notion est principalement liée au point de raccordement, en effet si le point de raccordement n'est pas partagé avec d'autres installations d'un type différent (Production ou consommation) alors l'installation est dite seule. Vis-à-vis des prescriptions techniques et des solutions de raccordement (associées aux offres de raccordement), cette différenciation n'est pas significative donc dès lors que le stockage est un composant autonome, le traitement et la DTR ne seront pas différenciés selon cette notion.

5.2 *Usages* du stockage

Les *usages* du stockage d'électricité identifiés par les gestionnaires de réseau dans l'appel à contributions sont les suivants :

- **L'arbitrage sur les marchés** (bourses, gré-à-gré) : l'acteur choisit d'injecter lorsque le prix est élevé et de soutirer lorsque les prix sont bas.

  Dans le cas d'un site mixte, un exemple d'arbitrage marché est le soutirage en creux de consommation lorsque les prix sont bas et l'injection (de la production) pour la pointe de consommation lorsque les prix sont plus élevés ;
- **Le lissage de la production** pour des sites mixtes ;
- **Le suivi de charge** pour des sites mixtes ;
- **La garantie capacitaire**, via la participation au mécanisme de capacité ;
- **La fourniture de services aux gestionnaires de réseau** (autre que la résolution des congestions réseau) :
  - Via des mécanismes de marché : services système fréquence (FCR et aFRR), la participation au mécanisme d'ajustement ;
  - Ou hors marché : réglage de la tension, black start ;
- **La gestion des congestions réseau du RPT ou du RPD** ;
- **Les services à un site consommateur** : assurer la qualité de l'onde de tension et/ou la continuité d'alimentation.

Les objectifs de cette partie consistent à :

- Recueillir l'avis des acteurs sur les usages identifiés et le cas échéant, compléter la liste ;
- Identifier les usages privilégiés par les acteurs, les segments générant la plus grande valeur attendue et savoir sur la base de quels usages l'unité de stockage va être dimensionnée.

Rappel des questions posées

Q17. Etes-vous d'accord avec les différents usages présentés ci-dessus? En voyez-vous d'autres ?

Q18. Sur quels segments positionnez-vous ou comptez-vous positionner vos projets ?

Q19. Sur quel segment/mécanisme de marché attendez-vous la plus grande valeur ?

Q20. Comptez-vous dimensionner votre unité de stockage d'électricité de façon à participer à plusieurs mécanismes (de manière simultanée ou séquentielle) ?

Q21. A quel horizon de temps (ex : J-1, S-1) allez-vous arbitrer entre les différents usages ?

Les répondants sont d'accord avec la liste des usages proposés par les gestionnaires de réseau (Q17).

Des usages supplémentaires ont été proposés :

- Utilisation du stockage pour l'autoconsommation ;
- Trading de garanties d'origine ;
- Remplacement du réseau lorsque celui-ci est absent (back-up, micro-grid).

Concernant la Q18, **plus de 50% des répondants s'étant prononcés sur la question** (soit 7 répondants sur les 13 répondants s'étant prononcés) **déclarent vouloir se positionner à terme sur l'ensemble de ces segments d'usage**. Un peu plus d'1/4 des répondants ne se prononcent pas.

Pour ceux qui ciblent des usages particuliers, **c'est sur la fourniture de services aux gestionnaires de réseau** (autre que la résolution des congestions réseau) **que la plupart des répondants souhaitent se positionner à court terme** suivi d'une valorisation capacitaire à travers le mécanisme de capacité.

Usages sur lesquels comptent se positionner les répondants[13]	Q18
Tous	**7**
Services aux gestionnaires de réseau (hors congestion) via des mécanismes de marché	**6**
Valeur capacitaire	**5**
Services aux gestionnaires de réseau (hors congestion) hors mécanismes de marché	**4**
Arbitrage marché	**3**
Suivi de charge	**2**
Lissage de la production	**1**
Gestion des congestions réseau (RPT et RPD)	**1**
Services au consommateur	**1**
Ne Se Prononcent Pas (NSPP)	**5**

[13] Le total peut dépasser le nombre de répondants (18), des répondants s'étant positionnés sur plusieurs configurations.

Le segment sur lequel les acteurs attendent le plus de valeur est très largement celui des services système fréquence (Q19). Il est suivi par celui de la valeur capacitaire et celui des congestions réseau. Un peu plus d'1/4 des répondants ne se prononcent pas.

Segment(s) sur le(s)quel(s) les acteurs attendent le plus de valeur[14]	Q19
Services aux gestionnaires de réseau (hors congestion) via des mécanismes de marché, dont :	**11**
- Service système fréquence	11
- Mécanisme d'ajustement	2
Valeur capacitaire	**4**
Gestion des congestions réseau (RPT et RPD)	**4**
Un mix de l'ensemble des segments	**2**
Services aux gestionnaires de réseau (hors congestion) hors mécanismes de marché	**2**
Arbitrage marché	**1**
Ne Se Prononcent Pas (NSPP)	**5**

L'ensemble des répondants s'étant positionnés sur la question n°20 (à savoir 14 répondants sur les 18) ont déclaré que le dimensionnement de leur installation prenait bien en compte la participation à plusieurs mécanismes. Certains répondants soulignent en effet que la participation à plusieurs mécanismes conditionne la rentabilité économique de leurs projets.

La participation à plusieurs mécanismes est envisagée aussi bien en simultané qu'en séquentiel, selon les usage visés. Certains répondants demandent de la lisibilité sur l'articulation possible des différents mécanismes, notamment lorsqu'ils sont mis en œuvre par des gestionnaires de réseau différents. Enedis et RTE soulignent qu'une coordination GRT-GRD est bien mise en œuvre et que les gestionnaires de réseau se consultent mutuellement sur leurs évolutions de mécanisme. .

Horizon d'arbitrage entre usages	Q21
Une semaine avant le temps réel	**2**
La veille pour le lendemain	**10**
En infra-journalier	**8**
NSPP	**7**

Enfin, concernant l'horizon d'arbitrage entre les usages (Q21), la majorité des répondants déclare que l'arbitrage entre les différents usages se fera principalement en J-1 et/ou en infra-journalier (y compris jusqu'au temps réel).

[14] Le total peut dépasser le nombre de répondants (18), des répondants attendant une valeur proche pour plusieurs usages.

En synthèse, RTE et Enedis retiennent de cette partie que les répondants intègrent tous dans leur modèle d'affaires le fait de se positionner sur plusieurs mécanismes. Globalement, les répondants souhaitent ne se voir fermer aucune porte et souhaitent pouvoir se positionner sur le plus de mécanismes possibles. A court terme cependant, les services système fréquence sont le segment sur lequel la plupart des acteurs se positionneront au regard de la valeur relative de ce segment par rapport aux autres. En tout état de cause, l'arbitrage entre les différents usages se fera majoritairement en J-1 voire en infra-journalier.

5.3 Prise en compte de l'usage dans l'étude pour le dimensionnement du RPT

RTE rappelle que la possibilité d'utiliser un stockage pour différents usages aura potentiellement une influence sur le dimensionnement des installations de stockage et la stratégie opérationnelle de placement de ces usages. **En particulier, bien que le demandeur choisisse sa puissance de raccordement, RTE aurait besoin de savoir comment l'installation va se comporter**, d'où la nécessité d'en connaître le ou les usages.

L'objectif poursuivi dans cette partie consiste à recueillir de l'information sur le comportement des installations en injection ou en soutirage afin d'en tenir compte dans la méthodologie d'études de RTE pour le dimensionnement du RPT.

Capacité à caractériser le comportement des installations de stockage dans le temps

Rappel de la question posée

Q22. Etes-vous capable de caractériser le comportement de votre installation dans le temps ?

Les répondants de l'appel à contributions lient le comportement de leur installation aux évolutions des conditions et des règles de marchés. Cette analyse partagée par l'ensemble des répondants se traduit cependant par une grande diversité d'appréciation quant à leur capacité à caractériser le fonctionnement futur de leurs installations de stockage lors du raccordement.

Possibilité de caractériser le comportement des installations de stockage dans le temps	Q22
La variabilité des conditions de marchés, les évolutions des règles et les stratégies de valorisation des installations de stockage rendent le comportement des installations difficilement caractérisables dans le temps	7
Il est possible de caractériser ce fonctionnement (parfois, sous certaines réserves)	6
NSPP	5

Capacité à fournir des chroniques ou monotones

Rappel de la question posée

Q23. Seriez-vous capable de nous fournir des chroniques ou monotones représentatives des injections et soutirages de votre installation sur une année typique ?

Certains acteurs ont évoqué la possibilité de fournir des chroniques historiques de fonctionnement en FCR ou des simulations telles que celles utilisées pour la certification en FCR. Plusieurs acteurs indiquent cependant que la représentativité de ces chroniques n'est pas garantie dans la mesure où cela va dépendre des usages considérés qui peuvent évoluer dans le temps.

Dans le cas d'un site mixte, certains acteurs indiquent qu'il est envisageable de fournir des **chroniques représentatives d'un fonctionnement d'un site mixte.**

Capacité à fournir des monotones annuelles représentatives des injections/soutirages	Q23
Oui, sans réserve	1
Oui, avec des réserves sur la précision et/ou sur la pertinence de ces données, notamment dans le temps	8
Non	4
NSPP	5

Critères de décision pour un fonctionnement en injection ou soutirage

Rappel de la question posée

Q24. A défaut, pouvez-vous nous indiquer quels critères vous conduiront à décider d'un fonctionnement en injection ou soutirage ?

Une majorité d'acteurs indique que le critère de décision pour un fonctionnement en injection ou en soutirage sera technico-économique. Plus précisément, il sera fonction de l'état de charge de la batterie et des opportunités marché identifiées.

Le dimensionnement des infrastructures du réseau de transport résulte aujourd'hui d'un arbitrage entre des coûts d'investissement et une estimation de coûts d'exploitation pour la collectivité desdits ouvrages sur l'intégralité de leur durée de vie. Pour assoir ses décisions d'investissement et proposer des solutions de raccordement adaptées aux installations de stockage, RTE doit pouvoir apprécier leurs impacts sur l'ensemble des composantes de ces coûts d'exploitation. **Les réponses de l'appel à contributions permettraient d'envisager de construire une représentation du fonctionnement de ces installations tout en mettant en lumière une potentielle grande variabilité de ce fonctionnement dans le temps.** Pour les études de réseau, cette variabilité devra faire l'objet d'une attention particulière, notamment dans l'élaboration d'offres de raccordement qui prendraient en compte des possibles fonctionnements contra-cycliques des installations de stockage.

RTE se rapprochera des répondants ayant indiqué être en mesure de transmettre des monotones ou autres données de fonctionnement afin de poursuivre ses réflexions et le cas échéant, faire évoluer ses méthodologies d'études.

5.4 Application au raccordement sur le RPT d'une unité de stockage dans une zone avec des contraintes résiduelles du RPT

En principe et dans certaines situations de réseau, une unité de stockage peut potentiellement faciliter l'apparition d'une contrainte de transit, voire la créer.

Dans cette partie, RTE propose un cas d'application (zone avec des contraintes résiduelles du RPT) pour lequel plusieurs modalités d'optimisation contractuelle du raccordement pourraient être envisagées :

- une limitation à l'injection, et sans contrepartie financière de la part de RTE, lorsque les conditions de réseau ne sont pas favorables et que l'unité de stockage peut favoriser l'apparition d'une contrainte ou la créer ;
- une aide temporaire de la congestion d'une contrainte, si l'état de stock de l'unité de stockage le permet, en contrepartie d'une rémunération *via* le MA par exemple, en fonction de la préséance économique.

L'objectif de cette partie consiste dès lors à recueillir l'avis des acteurs :

- sur les conditions d'abonnement à un automate de limitation pour résoudre des contraintes ;
- sur l'utilisation des tunnels de capacités[15] ;
- sur les conditions dans lesquelles un acteur pourrait s'engager à soulager une contrainte en contrepartie d'un coût de raccordement réduit.

Conditions d'abonnement à un automate de limitation pour résoudre des contraintes

Rappel de la question posée

Q25. Sous quelles conditions techniques ou contractuelles accepteriez-vous d'abonner votre installation de stockage d'électricité à un automate de limitation ?

Les réponses à cette question sont assez variées. Les éléments suivants ressortent plus particulièrement :

- Nécessité d'avoir un cadre incitatif avec rémunération du service rendu ;
- Nécessité d'être prévenu en amont des échéances de contractualisation du marché du besoin de rendre le service ;
- Nécessité de ne pas pénaliser au titre des autres services que le stockage ne serait pas capable de rendre du fait de l'activation.

En outre, certains répondants mettent à nouveau en avant le fait que l'utilisation d'un automate n'est pas nécessaire voire paraît disproportionnée.

[15] Rappel : Les tunnels de capacité, tels qu'ils vont être mis en place dans l'expérimentation Ringo permettent de déterminer de façon préventive les degrés de libertés des batteries, en puissance et en énergie en fonction de l'état de réseau anticipé. Ces indications donnent donc une plage de fonctionnement admissible de la batterie pour qu'elle ne crée pas de congestion, et pourraient donner les plages de fonctionnement de la batterie pour qu'elle contribue à la résorption d'une contrainte.

Contractuellement, certains répondants proposent que ces conditions soient définies dans un CART adapté à la manière de ce qui existe pour les ORI sur les expérimentations en cours côté GRD ou dans un contrat de service *ad hoc* à l'instar de ce qui existe pour les services système de tension.

Les réponses apportées, telles que RTE les comprend, soulignent donc plutôt la volonté d'avoir une rémunération explicite du service rendu, ce qui orienterait plutôt par une contractualisation par un autre mécanisme que celui du raccordement.

Certains acteurs insistent fortement sur ce point et mettent en avant la nécessaire distinction entre :

- D'une part, une optimisation individuelle du raccordement d'un site de stockage avec baisse du coût raccordement, en contrepartie de limitations permettant d'éviter des congestions qui seraient créées ou aggravées par l'installation ;
- D'autre part, le cas où l'installation rendrait « un service à la collectivité » en permettant d'éviter des congestions réseaux qui lui sont exogènes, ce cas devant alors être traité en dehors du raccordement, à travers un mécanisme de marché adéquat et une mise en concurrence des flexibilités entre elles.

De fait, la proposition de RTE respecterait cette ligne de démarcation (cf. ci-dessus).

Horizon de temps pour avertir l'acteur des degrés de libertés

Rappel de la question posée

Q26. A quel horizon de temps faudrait-il vous avertir des degrés de liberté laissés à votre unité de stockage ?

Plus de la moitié des répondants ne se prononcent pas sur l'horizon auquel ils souhaiteraient être avertis des plages de fonctionnement admissible de la batterie via les tunnels de capacités.

Parmi les acteurs s'étant prononcés, il peut être observé que les horizons de temps J-2 et J-1 sont majoritaires dans les réponses, de nombreux acteurs citant comme date butoir le début des contractualisations marchés qui commencent aujourd'hui en J-2 avec l'appel d'offres FCR mais commenceront tous à terme en J-1 (appel d'offres FCR prévu en J-1 à 8h à compter du S2 2020).

Horizon de temps pour notifier les degrés de liberté	Q26
J-7	2
J-2	3
J-1	4
<IJ	0
Ne Se Prononcent Pas (NSPP)	10

RTE retient donc que dans le cas où un service de type réservation capacitaire serait contractualisé, une prévenance en amont des marchés de court terme (J-1 à terme) serait préférable.

Pertinence du mécanisme au regard des usages envisagés

Rappel de la question posée

Q27. Un tel mécanisme vous semblerait-t-il pertinent au regard des usages que vous envisagez ?

Les réponses apportées par les acteurs à cette question rejoignent les réponses apportées aux questions 25 et 26. La pertinence se mesurera avant tout au regard de la traduction économique qui en résulte, notamment au regard de la perte d'opportunité à contraindre le fonctionnement de la batterie par rapport aux autres services qu'elle pourrait rendre.

Plusieurs répondants soulignent à nouveau la nécessité d'avoir un cadre incitatif avec rémunération du service rendu et de limiter l'énergie qui pourrait être concernée par l'engagement.

Engagement à soulager une contrainte en contrepartie d'un coût de raccordement réduit

Rappel de la question posée

Q28. Seriez-vous prêt à aller plus loin et à vous engager à soutirer pour soulager la contrainte en contrepartie d'un coût de raccordement réduit ?

Avoir un engagement à soulager une contrainte en contrepartie d'un coût de raccordement réduit	Q28
Oui	5
Non	1
Dépend des conditions	4
Pas acceptable	5
Ne Se Prononcent Pas (NSPP)	3

Les réponses montrent qu'environ un quart des répondants serait d'accord avec ce type de mécanisme.

Enfin, environ ¼ des répondants considère que cela dépendra des conditions, par exemple qu'une rémunération explicite devrait être envisagée et qu'un autre critère dimensionnant sera le nombre d'appel pouvant être réalisé dans ce cadre.

A l'inverse, un tiers des répondants n'est pas d'accord ou estime inacceptable que le gestionnaire de réseau puisse réserver *a priori* une flexibilité via le raccordement pour un service collectif (cf. réponse à la Q.25).

RTE précise que le sous-jacent à la question posée dans l'appel à contributions était que la rémunération de l'acteur serait assurée par une baisse du coût du raccordement (rémunération implicite au raccordement).

Au regard des réponses à cette question et des réponses à la Q25, RTE retient que le souhait majoritaire des acteurs est plutôt de s'orienter vers des mécanismes de traitement de ces congestions distincts d'un traitement par le raccordement.

Type d'engagement

Rappel de la question posée

Q29. Dans ce cas, est-ce qu'un engagement sur un nombre de jours par an au cours desquels vous vous engageriez à rendre ce service vous paraîtrait acceptable ? Dans quelles conditions ?

Un engagement se traduisant par un nombre de jour par an au cours desquels le service devrait être mis à disposition semble être un mécanisme acceptable notamment dans la mesure où cela permettrait de faciliter la participation à plusieurs mécanismes. Un acteur souhaiterait toutefois que les jours PP2 du mécanisme de capacité soient exclus de façon à ce que la capacité ne soit pas pénalisée.

Les répondants mettent en avant le fait que la durée de l'engagement devrait être limitée dans la durée (potentiellement inférieure à la durée du raccordement) et qu'au-delà du nombre de jours, un nombre d'heures d'activation au sein d'une même journée ou une limitation en énergie devraient également être indiqués. **Une fois de plus, ces réponses orientent vers un traitement par des mécanismes autre que par le raccordement.**

RTE indique qu'il poursuit actuellement ses réflexions sur l'identification de typologie de contraintes pour lesquelles les flexibilités pourraient être une alternative à des renforcements de réseau. RTE présentera aux acteurs le résultat de ces réflexions.

Les réponses apportées dans cet appel à contributions permettent de donner une orientation aux travaux à mener sur la définition d'un cadre contractuel adapté pour traiter ces cas. Ce cadre contractuel sera concerté avec les acteurs.

ANNEXE : LISTE DES REPONDANTS

RTE et Enedis ont reçu au total 18 contributions.

Les acteurs ayant répondu sont les suivants :

- EDF (réponse partiellement confidentielle)
- Enerplan
- ENGIE
- Eqinov
- Eurowatt
- Gimelec
- NW Groupe
- RES Group
- SER
- Total Direct Energie
- Total Solar & Total Flex
- UNIDEN
- Valorem
- Voltalis

4 autres répondants souhaitent que leur contribution reste confidentielle :

- Energy Pool
- Renault
- Tesla
- ZE Energy