# Appel à contributions de RTE sur l'évolution des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (v9.1)

Réponse d'EDF

24/07/2019


1) Compensation des offres non partagées sur la plateforme TERRE ..... 1

2) Insertion du stockage dans les règles du Mécanisme d'ajustement ..... 5

3) Evolution des processus de gestion des périmètres MA/NEBEF/SSY ..... 11


## 1) Compensation des offres non partagées sur la plateforme TERRE

Q1. Les critères pour qu'une offre filtrée soit éligible à la compensation vous semblent-ils pertinents?
Q2. Est-ce que le montant de la compensation proposé par RTE vous paraît pertinent ?

EDF se félicite que la compensation des offres standards non-partagées par RTE sur la plateforme TERRE soit abordée dans le cadre de la future version 9.1 des règles et souhaite que ces dispositions puissent être mises en œuvre dès le démarrage de TERRE.
Avant toute considération, la priorité doit aller à l'utilisation des offres standards et à la liquidité des plateformes. Les critères et volumes de filtrage devront être clairs, objectifs et non discriminatoires. Le filtrage devra être réduit au strict minimum et ne concerner que les offres les moins compétitives, à l'exclusion de tout autre critère (notamment DMO, stock, engagement en réserves).
EDF considère que les propositions de RTE sont insuffisantes et ne garantissent pas la couverture des pertes d'opportunité subies par les acteurs. En tout état de cause, le dispositif retenu devra faire l'objet d'un REX sous 6 mois, qui pourra justifier d'évolutions ultérieures.
A minima, plusieurs adaptations de la proposition de RTE sont nécessaires (clarification des formules proposées, utilisation du prix de la réserve rapide en cas de filtrage sur critère DMO 13', extension du périmètre des offres éligibles à la compensation : filtrage pour motif réseau, activation d'une offre filtrée sous forme d'offre « spécifique », offres engagées en réserves).

- **Pour assurer l'utilisation prioritaire des offres standards et la liquidité de la plateforme, le filtrage devra être réduit au strict minimum et ne concerner que les offres les plus chères**

Comme prescrit par le règlement Balancing et la feuille de route de l'équilibrage[1], l'équilibrage devra être réalisé en utilisant prioritairement les plateformes européennes. Ceci implique de minimiser le filtrage d'offres qui pourraient se révéler compétitives sur la plateforme TERRE et contribuer à sa liquidité. Les critères de filtrage appliqués par RTE et le volume en jeu devront être clairs, objectifs et non discriminatoires.

[1] Cf. notamment articles 19.4.c, 20.6.c, 25.1, 26.1 du règlement Balancing, « Livre vert » de RTE sur l'équilibrage et Délibération de la CRE n°2017-055 du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français

- Sur le volume de filtrage : à la lumière des publications du niveau de marges requises sur le site de RTE, EDF interprète qu'immédiatement avant la fenêtre opérationnelle, le besoin de marges de RTE varierait entre 2100 MW et plus de 3000 MW tandis qu'à échéance plus éloignée dans la journée, il atteindrait fréquemment 3000 à 4000 MW.
  EDF craint donc un filtrage massif des offres standard, de 1000 à 2000 MW au-delà des réserves contractualisées. Il en résulterait une faible utilisation de la plateforme TERRE, remettant en cause les bénéfices attendus et rendant inutiles les efforts d'implémentation consentis par les acteurs. EDF souhaite que RTE confirme et explique ces chiffres. EDF souhaite notamment que RTE présente les résultats de la mise à jour de l'Analyse Coûts-Bénéfices présentée en 2016 dans le cadre de la première consultation du projet TERRE, tenant compte des effets du filtrage.
  RTE a évoqué une refonte de son calcul de marges lors du GT MA du 21/06, prévoyant notamment une modélisation à pas horaire et non plus par plage de marges. La nouvelle méthode permettra-t-elle une vision plus fine du volume de marges requises et de son évolution au cours de la journée, et in fine une réduction du volume filtré en approchant du temps réel ? Au-delà des schémas de principe présentés en GT, une explicitation des critères de filtrage et la présentation d'éléments chiffrés seront indispensables à la bonne compréhension du mécanisme projeté par RTE.
  Plus largement, EDF considère que la pratique de constitution de marges additionnelles par filtrage des offres standards devrait conduire à une réflexion sur le niveau de contractualisation des réserves, d'autant plus dans la perspective d'une part de contractualisation court terme.

- Les critères précis envisagés par RTE pour le filtrage devront être clarifiés. EDF considère que la sélection des offres filtrées devra être réalisée sur critère économique uniquement (filtrage des offres à la hausse les plus chères), à l'exclusion de tout autre critère (notamment DMO, existence d'un stock ou engagement en Réserve Rapide ou Complémentaire[2,3]). Ce principe permettra d'une part de réduire la conséquence pour les acteurs d'ajustement des imperfections de la proposition, et d'autre part fournira une incitation pour RTE à filtrer au plus juste de ses besoins pour réduire ses coûts.

- **La proposition de RTE de compensation au prix de la réserve complémentaire ne garantit pas la couverture de la perte d'opportunité effective pour les acteurs d'ajustement**

EDF ne remet pas en cause le besoin de RTE de pouvoir filtrer des offres lorsque leur activation crée une contrainte en France, ni la stratégie de gestion « proactive/marges » de RTE. Ceci ne doit cependant pas occasionner une perte d'opportunité pour les acteurs, qui auront engagé des investissements pour être en mesure de participer aux plateformes européennes d'échange d'énergie d'équilibrage. Comme déjà indiqué dans les consultations antérieures (règles MA-RE v9), EDF réaffirme que cette perte d'opportunité est égale au différentiel entre Prix Marginal de la plateforme et le prix d'offre et doit faire l'objet d'une compensation.
Ceci est d'ailleurs homogène au traitement, prévu dans les règles v9, en cas de blocage d'une offre activée « en aval » du clearing TERRE[4], EDF considère que les mêmes règles doivent s'appliquer au filtrage « en amont ».

[2] L'article 16-7 du règlement Balancing exclut toute différence de traitement des offres en énergie selon qu'elles aient ou non fait l'objet d'une réservation de capacité préalable

[3] RTE a initialement évoqué dans le cadre des règles MA-RE v9 le principe d'un filtrage systématique des offres engagées en réserves rapides et complémentaires, ce point devra être clarifié. Il faudra en particulier préciser comment RTE compte exploiter le tag « Id Engagement Réserves RR/RC» prévu dans le format d'offre TOPASE.

[4] En application du §4.6.2.3.2 des règles MA-RE v9, ces situations font l'objet d'une rémunération au prix marginal TERRE, déduit du prix d'offre spécifique

RTE propose une solution alternative, fondée sur le prix de la réserve complémentaire, au motif d'un éventuel pouvoir de marché : EDF rappelle qu'il existe des institutions chargées de surveiller le comportement des acteurs sur les marchés. En outre, EDF considère que cette proposition ne garantit pas la couverture de la perte d'opportunité effective subie par les acteurs.

En tout état de cause, la solution retenue devra faire l'objet d'un REX spécifique au bout de 6 mois[5] et d'une adaptation le cas échéant. En particulier, il faudra s'assurer de l'absence de biais durables (occurrences et motifs de filtrage, niveau global de compensation cohérent avec la perte d'opportunité réelle, impact du filtrage sur l'efficacité de la plateforme et sur le prix de règlement des écarts). Le REX devra fournir une vision partagée avec chaque acteur par EDA, a minima par typologie homogène d'actifs (type d'actifs, DMO, existence de contraintes de stock, …).

- **A minima, EDF demande des aménagements et précisions de la proposition de RTE**

1) Les moyens filtrés sur critère DMO ≤ 13' devraient être compensés au prix de la réserve rapide et non de la réserve complémentaire.
RTE argumente l'utilisation du prix de la réserve complémentaire par le fait que la *Replacement Reserve* est un produit en DMO 30 minutes. EDF considère que filtrer des offres TERRE en raison de leur DMO 13 minutes[6] reviendrait à constituer à des marges rapides additionnelles en les rémunérant au prix de la réserve complémentaire, plutôt que les contractualiser via les appels d'offres dédiés. A défaut d'évolution sur ce point, EDF demande que tout filtrage sur critère DMO soit exclu.

2) RTE propose de ne compenser que les offres filtrées pour motif marges, en excluant explicitement les filtrages pour cause de congestion réseau. EDF considère que toutes les offres filtrées doivent faire l'objet d'une compensation, indépendamment du motif de filtrage.
Une alternative serait d'exclure tout filtrage « en amont » de la plateforme pour motif « congestion réseau » et de traiter ces situations par un redispatching « en aval » de la plateforme (cas faisant l'objet d'une compensation en application du §4.6.2.3.2 des règles MA-RE v9).

3) La proposition de RTE conduit à exclure du périmètre éligible à la compensation :

(i) les offres standards filtrées mais néanmoins activées sous forme « spécifique »[7]. Ce point méritera d'être précisé plus explicitement et accompagné d'exemples concrets. RTE a suggéré en GT de concertation MA-RE que les offres spécifiques font déjà l'objet d'une rémunération (au prix d'offre), et qu'il est à la charge des acteurs d'intégrer leur perte d'opportunité TERRE dans leurs offres spécifiques.
(ii) les offres faisant l'objet d'un engagement en réserves rapides ou complémentaires. RTE estime qu'il est à la charge des acteurs d'intégrer la perte d'opportunité dans leur prime fixe capacité (cf. §1.2 du document d'accompagnement).

[5] puis périodiquement, par exemple à l'occasion du rapport du GRT sur l'équilibrage prévu par l'article 60 du règlement Balancing et de la justification des produits spécifiques au titre de l'article 26.

[6] Même si de telles offres sont théoriquement plutôt destinées à être postées sur MARI, les contraintes du produit aFRR (DMO, Domin) conduiront dans certains cas à combiner l'utilisation de MARI et TERRE. De plus, seule TERRE sera disponible dans un premier temps (entre 2020 et 2022).

[7] Il ressort de l'analyse des formules proposées que paramètre « H » est défini par delta entre Emax et Energie du PM, ce qui intègre les ajustements spécifiques activés.

EDF considère à l'inverse que ces situations devraient également faire l'objet d'une compensation :

- Dans les deux cas, EDF estime préférable de compenser les acteurs sur la base du manque à gagner effectif (mesuré *ex-post*) plutôt que sur la base d'une couverture estimée *ex-ante*. Les deux solutions aboutissent en théorie au même résultat, la seconde impliquant une charge opérationnelle et un risque accru pour les acteurs d'ajustement.

- Concernant les offres standards filtrées mais néanmoins activées sous forme « spécifique » : selon l'article 29-14 d'EBGL, le non-partage d'une offre standard revêt en pratique la forme d'une indisponibilité à l'activation par les autres GRT que le GRT de raccordement. Dès lors, EDF considère que si une EDA non partagée est tout de même activée par RTE, alors elle doit l'être dans les conditions de l'offre standard (donc au prix marginal TERRE) et non d'une offre spécifique au titre de l'article 26.

- Concernant les offres faisant l'objet d'un engagement en réserves rapides ou complémentaires : le principe proposé par RTE n'est valable qu'en cas de correspondance entre les volumes engagés en réserves et les offres filtrées. Dans le cas contraire, si le filtrage n'est pas systématiquement effectué sur critère d'engagement en RRC ou dans le cas de volumes offerts sur TERRE dépassant le volume engagé sur l'EDA, les acteurs ne sauront pas estimer la perte d'opportunité et il faudra que les EDA engagées en RRC soient éligibles à compensation. Comme exprimé plus haut, les critères de filtrage devront être clairs et transparents.

4) Les formules proposées peuvent conduire dans certains cas à une valeur « H » incorrectement élevée, ce qui réduirait à tort le volume de compensation au travers de la 2e formule du 1.3.2.2. EDF considère que le calcul de H doit impérativement être rectifié et souhaite que RTE confirme le principe attendu :

- Dans la 1e formule du 1.3.2.2, il ne faut incrémenter la valeur de H que pour les heures pour lesquelles $\underline{E_{éligible} \neq 0}$ (cas où des heures non éligibles s'intercalent entre des heures éligibles)
- Dans la même logique, H doit être défini comme le minimum entre, d'une part le résultat de la 1e formule du 1.3.2.2, et d'autre part le nombre d'heures pour lesquelles le volume éligible est non nul (cas où l'Emax n'est pas limitante - voire non définie - par rapport au nombre d'heures éligibles)
- Il semble judicieux d'ajouter un terme « inférieur ou égal » dans l'une des deux comparaisons (cas où l'Emax est exactement atteinte sur l'heure H)

La fourniture d'exemples numériques serait par ailleurs appréciable.

## 2) Insertion du stockage dans les règles du Mécanisme d'ajustement

EDF accueille favorablement le lancement des travaux d'intégration du stockage dans les règles du Mécanisme d'Ajustement, avec la mise en place d'un cadre permettant d'initier rapidement la participation d'installations de stockage.
EDF observe cependant que les possibilités envisagées à ce stade restent limitées (notamment pour l'agrégation) et restreindront la participation du stockage au MA. Le cadre proposé devrait également être étendu à l'agrégation multisites (« virtual Power Plants » incluant du stockage) et aux véhicules électriques (V2G).
EDF encourage donc RTE à poursuivre ses travaux dans le cadre d'un GT transverse afin d'assurer une cohérence avec les autres jeux de règles (raccordement, Services Système, Mécanisme de Capacité) et de permettre aux acteurs d'avoir une vue d'ensemble sur les opportunités et évolutions à venir.

Q1. Partagez-vous les enjeux liés à la définition d'un nouveau cadre pour la participation des moyens de stockage au mécanisme d'ajustement ?

L'utilisation des moyens de stockage doit pouvoir contribuer à une gestion efficace du système électrique grâce aux différents services que peut rendre ce type d'installations (arbitrage marché, services système, gestion des congestions, équilibrage, etc…).

RTE doit offrir aux acteurs une certaine visibilité sur le planning d'intégration du stockage dans les différents jeux de règles, pour permettre la coordination et la cohérence des choix d'investissements des acteurs et pour réduire le risque de marché pesant sur ces investissements.

Il est essentiel que le sujet du stockage soit traité de façon transverse et cohérente entre les différents mécanismes, en coordonnant les travaux réalisés au niveau des différents GT abordant la question (GT Services Système Fréquence et Tension, GT Ringo, GT MA RE, Commission d'Accès au Réseau…) et en proposant des définitions communes. EDF considère qu'il faudrait commencer par définir ces principes d'insertion du stockage dans les différents mécanismes de marché, avant d'aborder la modélisation technique des offres MA, mise en avant dans cet appel à contributions.

Les caractéristiques d'une EDA « stockage » doivent notamment être précisées (cf. questions 6-7).

Q2. Quelles échéances au plus tard seraient acceptables pour vous concernant l'intégration dans les règles du stockage d'une part, et sa mise en œuvre d'autre part ?

EDF est consciente que la mise en place d'un cadre permettant l'intégration complète des moyens de stockage n'est envisageable qu'en considérant un certain délai d'instruction et de concertation. Néanmoins, afin de ne pas freiner le développement de la filière, EDF souhaite que la participation du stockage au MA soit mise en œuvre au besoin à titre expérimental (puissance limitée, nombre d'EDA limité, agrégation d'une batterie au niveau du site dans une EDA injection…) le plus rapidement possible.

**Nécessité d'identifier un nouveau type de « site » permettant l'injection et le soutirage au sens du MA**

Q3. Pensez-vous qu'il est nécessaire de dissocier le stockage avec des définitions propres dans les règles?

Q4. Si oui, pensez-vous que les définitions proposées correspondent à vos attentes concernant le stockage ? Si non, précisez vos besoins.

Comme mentionné précédemment, il est souhaitable que les définitions proposées soient communes aux différents mécanismes. La définition d'une catégorie d'installations de stockage technologiquement neutre devrait faciliter la prise en compte de leur spécificité par rapport à des installations de production ou de consommation. A cet égard, EDF note que la définition d'unité de stockage proposée n'intègre qu'une partie des différents types de stockage existants.

EDF estime, comme le propose RTE, que les Stations de Transfert d'Energie par Pompage (STEP), qui représentent à ce jour la technologie de stockage à grande échelle la plus mature, doivent être traitées sur un pied d'égalité avec les autres types de stockage.

EDF considère également que l'introduction d'une définition au niveau national et européen d'une installation « hybride », à savoir une installation de production associée à un moyen de stockage sur le même site et partageant la même connexion au réseau électrique, devrait être étudiée. Cette solution devrait permettre d'appliquer les exigences techniques de raccordement à l'ensemble de l'installation (groupe de production + stockage) dans le cas où cela apporte de l'efficacité et où les performances sont vérifiables.
A ce titre, RTE a annoncé en Commission d'Accès au Réseau de juin 2019 le souhait de traiter un tel objet en tant que « groupement multi-producteurs » (GMP), ce qui pourrait ouvrir la voie à l'agrégation entre batterie et site de production, notamment en ce qui concerne les capacités constructives.
De nombreuses réflexions sur le sujet ont par ailleurs été menées dans le cadre d'Experts Groups au niveau européen et contribuent à la construction d'un cadre robuste et propice à l'intégration du stockage dans les règles de marché.

Par ailleurs, EDF souhaiterait que RTE clarifie les distinctions envisagées entre les différents types d'EDA (stockage isolé, injection, soutirage – cf. questions 6 et 7), notamment vis-à-vis de l'éventuelle obligation d'offrir ou non toute la puissance disponible sur le MA.

Q5. RTE propose via les définitions envisagées de limiter dans un premier temps le stockage à des moyens stationnaires en raison de complexités additionnelles qui en découlent et qui iraient au-delà du mécanisme d'ajustement. Cette proposition vous semble-t-elle acceptable ? Si non, pourriez-vous expliciter les cas d'usages envisagés que la définition proposée empêcherait ?

Cette proposition permet de définir un cadre simple et rapide à mettre en œuvre, rendant possible le lancement d'expérimentations diverses comportant des moyens de stockage. EDF estime cependant essentiel que l'ensemble des moyens de stockage, y compris le véhicule électrique et les VPP incluant des moyens de stockage, soit intégré aux règles. Cela permettra de bénéficier de tout le potentiel de flexibilité du stockage.
EDF souhaite qu'un calendrier puisse être fixé et que RTE précise la liste des « *complexités additionnelles* » identifiées.

**Considération en tant qu'installation de stockage ou en tant que site sur le MA**
Q6. Avez-vous des remarques par rapport à la proposition ? Si oui, explicitez-les.
Q7. Voyez-vous un avantage à pouvoir proposer une capacité composée d'unités de stockage comme site d'injection ou de soutirage dans les cas particuliers présentés ?

EDF comprend que RTE propose qu'une installation de stockage puisse participer au MA :

- **Soit de façon indépendante** (sans présumer des possibilités d'agrégation au sein d'une EDA), la bonne prise en compte des flux imposant alors un raccordement direct ou un contrat de service de décompte.
  Que faut-il comprendre par « *participer au MA en tant qu'installation de stockage»* ? Cela signifie-t-il qu'un troisième type d'EDA (« EDA stockage ») serait créé ? Dans la suite de l'appel à contributions, il semble que ces EDA seraient soumises aux mêmes exigences que des EDA injection.
  EDF s'interroge sur l'articulation de cette proposition avec les règles Services Système Fréquence, où les moyens de stockage sont considérés comme des EDR/EDP soutirage et dont l'objectif est de permettre à terme de créer des agrégats injection/soutirage.

- **Soit en s'hybridant localement avec un site de soutirage ou d'injection** existant (qui restera alors considéré comme EDA injection ou soutirage), le service rendu étant mesuré au point de raccordement de l'ensemble. A noter que les moyens de stockage bénéficiant d'un contrat de service de décompte devraient également pouvoir bénéficier de cette possibilité d'agrégation, et ne pas être contraints à participer au MA de façon indépendante.
  Il serait par ailleurs souhaitable que RTE confirme si cette proposition permet de couvrir le cas d'un moyen de stockage hybridé localement à un moyen de production mais fonctionnant pendant certaines périodes de façon indépendante (par exemple quand le moyen de production est arrêté, la batterie pouvant alors fonctionner en soutirage).

Ces propositions permettent une participation dès maintenant des installations de stockage en s'appuyant sur le cadre existant, tout en poursuivant l'instruction de cas plus complexes (agrégation multisites, V2G).

**Modalités de programmation**
Q8. Est-ce que le fait que les installations de stockage programment via des EDP est acceptable / faisable pour vous ? Si non, pourquoi ?
Q9. Avez-vous des remarques concernant la proposition de constitution des EDP dans le cas du stockage ?
Q10. Voyez-vous des limitations et/ou des prérogatives liées à cette obligation ? Si oui, lesquels ?

EDF comprend le besoin de RTE d'avoir une certaine visibilité sur les flux sur le réseau. Cela permet également d'avoir une référence pour le contrôle de réalisé (cf. §3.8).

EDF s'interroge en revanche sur la façon dont RTE envisage de gérer l'interaction entre le mécanisme d'ajustement et la participation aux Services Système Fréquence. En effet, EDF interprète que la programmation imposerait de figer le programme d'appel des installations de stockage au dernier guichet de redéclaration, deux heures avant le temps réel (délai de neutralisation + délai d'attente du guichet suivant). Une telle exigence pourrait restreindre le recours à une stratégie de recharge en continu, option permise actuellement dans le cadre de l'expérimentation de la participation du stockage aux Services Système. Cette proposition risque alors d'imposer aux acteurs de choisir entre participation au MA et participation aux Services Système.

EDF tient également à souligner que RTE impose l'unicité du Responsable de Programmation et du Responsable de Réserve, ce qui pourrait constituer un frein aux projets d'agrégation.

**Modalités d'envoi du programme d'appel**
Q11. Le choix proposé par RTE vous paraît-il être justifié / acceptable ?

EDF souhaite cependant ne pas exclure la possibilité de modélisation sous la forme de deux EDP (stockage/injection) (cf. question 13).

**Modalités de rattachement d'une installation de stockage à une EDA**
Q12. Voyez-vous un intérêt, une limitation à dissocier l'injection et le soutirage (exemple : avoir 1 prix injection et 1 prix soutirage) ? Si oui, lesquels ?

La dissociation des modes de fonctionnement d'injection et de soutirage est nécessaire dans le cas d'offres implicites pour la gestion des transitions entre ces deux modes (cf. question 13).
Par ailleurs, certaines technologies de stockage ne présentent pas le même rendement pendant les phases de charge et de décharge, ce qui entraine un intérêt à dissocier les prix en injection et soutirage.

Q13. Avez-vous des commentaires concernant la proposition de conserver le fonctionnement actuel pour les STEP ?

EDF accueille favorablement la proposition de conserver le mode de fonctionnement actuel sur les STEP (modélisation en deux EDA pompe/turbine), qui se révèle nécessaire d'une part pour distinguer les deux modes de fonctionnement dans le système d'offres implicites (par exemple, gestion des transitions turbine/pompe), d'autre part en raison des différences de rendement dans les deux modes.

Comme évoqué à la question 11, il serait nécessaire de pouvoir modéliser les STEP par deux EDP (au lieu d'une EDP comme c'est le cas actuellement), afin de distinguer plus clairement les deux modes de fonctionnement.

Il ne s'agit ici que de décrire les modalités techniques des EDP/EDA, mais cela ne doit pas empêcher le traitement des STEP sur un pied d'égalité avec les autres types de stockage. Il devrait être ainsi possible de déclarer une STEP comme une EDA injection ou stockage, à l'instar des autres moyens de stockage (cf. questions 6-7). De même, ce mode de fonctionnement devrait pouvoir être étendu à d'autres types de moyens de stockage.

**Modalités d'agrégation possibles**
Q14. Avez-vous des commentaires concernant la proposition d'évolution de la constitution de l'EDA injection RPT autorisant les installations de stockage RPT
Q15. Avez-vous des commentaires concernant la proposition d'évolution de la constitution de l'EDA injection RPD autorisant les installations de stockage RPD ?
Q16. Que pensez-vous des types d'associations proposés par RTE ?

EDF comprend que la proposition de RTE restreint les possibilités d'agrégation, en autorisant en première étape l'agrégation de sites de stockage et d'injection raccordés au RPD dans des EDA

Injection uniquement. La participation d'installations de stockage agrégées avec un site de production RPT ou de soutirage RPT/RPD est quant à elle interdite.
EDF comprend que la seule possibilité qui s'offre aux installations de stockage localisées sur le RPT semble résider dans l'hybridation « sur site » avec une EDA d'injection ou de soutirage

Ces restrictions seront de nature à freiner la participation à l'ajustement, notamment dans le cadre des Réserves Rapides et Complémentaires ou des plateformes d'équilibrage européennes (cf. question 21) et à limiter le développement des VPP.

Q17. Voyez-vous un besoin de renommer les noms d'EDA historiques ? Si oui, quelles seraient vos propositions ?

EDF comprend que dans le cas d'ajout d'un site de stockage à une EDA préexistante, RTE n'impose pas de renommer l'EDA. EDF est tout à fait favorable à cette simplification, l'essentiel étant que le périmètre de sites de l'EDA soit clairement défini.
A noter, le concept de support d'offre introduit dans la 2e partie de cet appel à contribution méritera d'être explicité en lien avec cette question de nommage des EDA.

Q18. Avez-vous des besoins liés à une association des installations de stockage avec des sites de soutirage ?

Il est nécessaire d'autoriser l'association d'une installation de stockage avec des sites de soutirage, notamment dans le cas de clients industriels souhaitant installer des batteries stationnaires, ou dans le cas de bornes de recharge de véhicules électriques sur un site de soutirage.

**Modalités liées à la gestion du stock - Cas des offres spécifiques implicites**
Q19. Pensez-vous soumettre des offres spécifiques implicites ?
Q20. Les conditions proposées vous paraissent-elles acceptables ? Si non, voyez-vous un autre moyen de gérer l'exigence RTE relative à la gestion du stock ?

EDF est favorable à ce que les modalités retenues laissent la possibilité aux acteurs de faire des offres soit implicites soit explicites.
Les offres implicites ont l'avantage de permettre à RTE de tenir compte de l'ensemble des contraintes dynamiques de l'EDA et l'interaction avec les autres mécanismes (notamment SSY).
Il faudra toutefois vérifier que la dynamique des redéclarations de CUO (plage de prix MA larges de plusieurs heures) soit bien compatible avec la gestion d'une batterie.

La mise en place de télémesures spécifiques indiquant à RTE le stock disponible sera nécessaire dans certains cas. Ceci peut cependant représenter un coût, EDF ne souhaite donc pas fermer la porte, lorsque la dynamique le permet, à un suivi de stock par RTE à partir du PM et des CUO (éventuellement associé à un recalage de fréquence à définir).

**Cas des offres spécifiques explicites et offres standard**

Q21. Cas des offres spécifiques explicites et offres standard - Avez-vous des commentaires concernant cette proposition ?

Le principe des offres explicites/standard est que l'acteur assure la faisabilité des blocs offerts et assure le suivi du stock. Il faudra toutefois s'assurer que ce type d'offre puisse permettre d'offrir différents produits simultanément par exemple Services Système (FCR/aFRR) et ajustement (mFRR/RR).

Les offres standard se révèlent par ailleurs très contraignantes en termes de gabarit de réponse (DMO, DOmin, …). De nombreux actifs ne seront pas en mesure pas d'y répondre individuellement : l'agrégation des sites peut être nécessaire afin que l'EDA résultante puisse fournir des produits compatibles avec les exigences des plateformes.

**Modalités de calcul des volumes réalisés - 3.8.1 Courbe de référence**

Q22. Modalités de calcul des volumes réalisés - Avez-vous des commentaires concernant cette proposition ?

Q23. Courbe de charge - Avez-vous des commentaires concernant cette proposition ?

RTE devra veiller à prendre en compte les interactions entre les différents mécanismes lors du calcul des volumes réalisés.

La proposition mentionne des courbes de charge « injection » et « soutirage », alors qu'il semble plus pertinent de se référer aux formules de décompte mentionnées dans le Contrat d'Accès au Réseau de Transport ou dans le Contrat de Service de Décompte.

### 3) Evolution des processus de gestion des périmètres MA/NEBEF/SSY

| |
|---|
| Q1. Confirmez-vous votre intérêt pour les évolutions proposées ? :<br>- Périmètre de sites<br>- Support d'offres<br>- Fréquence de mise à jour des périmètres |

EDF est favorable aux évolutions proposées, qui permettront une gestion à la fois plus dynamique et simplifiée des périmètres. EDF s'interroge toutefois sur la priorité à apporter à ces évolutions. En particulier, le processus de transfert d'agréments entre périmètres doit encore être facilité, pour permettre aux évolutions proposées de bénéficier d'une réelle valeur ajoutée.

Dans le détail des évolutions proposées :

- EDF est très favorable à l'évolution de la fréquence de mise à jour des périmètres (hebdomadaire au lieu de mensuelle) et encourage RTE à poursuivre les travaux pour envisager, à terme, d'évoluer vers une maille journalière (cf. question 3).

- L'introduction d'un périmètre de sites unique par acteur permettra de simplifier les processus avec un rattachement unique par site, en lieu et place d'un rattachement pour chaque mécanisme.

- Il sera utile de préciser l'usage de la notion des « supports d'offres » initialement introduite dans le cadre du « Livre Vert sur l'équilibrage », dans la mesure où la proposition de RTE prévoit de conserver les notions d'EDA/EDE/EDR dans les règles MA/NEBEF/SSY. S'agit-il uniquement d'une façon de regrouper les EDA/EDE/EDR sous une même appellation ou sera-t-elle accompagnée d'une refonte de la dénomination et du référentiel des EDA/EDE/EDR ? Ce dernier point impliquerait de forts impacts SI pour EDF.

EDF souhaite par ailleurs apporter les compléments suivants :

- Une vigilance particulière devra être apportée à la gestion des conflits de rattachement d'un même site à plusieurs acteurs, qui pourront se présenter désormais à échéance hebdomadaire. Il faudra donc prévoir un dispositif d'alerte lorsqu'un site du périmètre d'un acteur fait l'objet d'une demande de rattachement par un autre acteur.

- Les évolutions SI proposées doivent se limiter à la mise en œuvre des modalités prévues par les règles et ne pas ajouter de contrainte additionnelle. En particulier la possibilité d'avoir un opérateur différent par type de mécanisme doit être maintenue.

- RTE indique que, parmi les contrôles qui seront effectués lors du rattachement d'une EDA, figure la vérification de la qualification pour la participation à TERRE. EDF propose d'étendre la plateforme au suivi de cette qualification, et notamment des informations suivantes :
    - Statut de l'EDA (qualifiée ou non) ;
    - Date de retour prévue en cas de suspension de la qualification;
    - Paramétrage d'une demande automatique de retour à cette échéance ;
    - Décompte du nombre de défaillances.

- De même, EDF suggère que la plateforme pourrait permettre le suivi de l'agrément aux méthodes de contrôle de réalisé par prévision ou historique dans le cadre des NEBEF et MA et du modèle de versement (contractuel/régulé).

- Il serait aussi intéressant que le principe proposé de plateforme informatisée puisse être étendu à terme à la gestion des périmètres d'équilibre des RE et des périmètres de capacité, facilitant ainsi les processus.

- Les modalités pratiques de fonctionnement de la plateforme restent à préciser en Atelier Technique multiacteurs. EDF voit un intérêt à avoir une interface IHM ainsi que des possibilités de flux machine to machine. Il serait également intéressant que le mode de fonctionnement soit similaire à celui de l'IHM SIKAPA d'Enedis.

Q2. Quel ordre de priorité attribuez-vous à ces trois évolutions (1 : la plus prioritaire 3 : la moins prioritaire)?

1- Fréquence de mise à jour des périmètres
2- Périmètre de sites
3- Support d'offres

Q3. Avez-vous des besoins pour la fréquence de mise à jour de la composition des supports d'offre autres qu'une fréquence hebdomadaire, et si oui, quels sont vos cas d'usage ?

EDF accueille favorablement l'évolution de la fréquence de mise à jour de la composition des supports d'offre à une fréquence hebdomadaire, utile notamment dans le cadre des procédures d'agrément des Réserves Rapides et Complémentaires. A ce stade, EDF n'identifie pas de besoin d'évolution à une fréquence plus élevée, même s'il n'est pas exclu qu'à terme de nouveaux besoins nécessitant ne fréquence journalière apparaissent.

Q4. Confirmez-vous le besoin de conserver, au cours de la trajectoire, une fréquence commune aux périmètres MA et NEBEF ?

Compte-tenu des règles de participation simultanée au MA et à NEBEF, le maintien d'une fréquence commune aux périmètres semble nécessaire.