Réseau de transport d'électricité

Rapport de consultation sur l'évolution des règles services système

15 septembre 2015

Table des matières

1. Exposé des motifs 4
1.1 Les services système 4
1.2 Cadre légal 4
1.3 Exposé des motifs 5
1.4 Impact sur les règles RE/MA 5
1.5 Concertation, appel à contributions et consultation 5
1.6 Proposition d'évolution des règles services système 6

2. Evolution de la section fréquence 8
2.1 Ouverture de la participation aux sites de soutirage RPD 8
2.2 Ouverture de la participation aux capacités dissymétriques 15
2.3 Evolution des modalités de reconstitution des services système 22
2.4 Autres évolutions 27

3. Modifications de la section tension 32

4. Réponses détaillées 33
4.1 Ouverture de la participation aux sites de soutirage RPD 33
4.2 Ouverture de la participation aux capacités dissymétriques 44
4.3 Modification de l'allocation des surcoûts services système 55
4.4 Autres sujets 64

1. EXPOSE DES MOTIFS

1.1 Les services système

Les services système regroupent deux catégories de services : (i) les services système fréquence/puissance, incluant les réglages primaire et secondaire de la fréquence, et (ii) les services système tension, incluant les réglages primaire et secondaire de la tension, ainsi que le traitement spécifique de la compensation synchrone.

Le rôle du réglage primaire de la fréquence est d'assurer, de façon automatique, suite à tout aléa affectant l'équilibre entre la production et la consommation, par la participation solidaire de toutes les installations aptes de la zone continentale européenne synchrone, le rétablissement en trente secondes de l'équilibre production-consommation en maintenant la fréquence à l'intérieur de limites acceptables. A la suite de l'action du réglage primaire, le réglage secondaire de la fréquence permet de rétablir les échanges entre les zones de réglage interconnectées à leur valeur nominale et de rétablir la fréquence à sa valeur de consigne.

Le réglage de la tension a pour but de maintenir cette grandeur dans un domaine acceptable pour les matériels et le bon fonctionnement global du système et d'éviter l'apparition de phénomènes du type écroulement de tension. La tension est un paramètre physique local du réseau électrique ; il est fortement influencé par les variations de consommation et les transits de puissance réactive. RTE utilise des sources de puissance réactive, généralement des groupes de production, réparties sur le réseau public de transport pour assurer le réglage de la tension. Comme pour la fréquence, alors que le réglage primaire de tension est un réglage automatique instantané et local exercé au niveau de chaque groupe de production y participant, le réglage secondaire de tension est asservi à un niveau élaboré régionalement et permettant une coordination entre les actions des différents groupes de production.

1.2 Cadre légal

En application de l'article L.321-11 du Code de l'énergie, RTE propose des règles services système encadrant les modalités de participation et de rémunération, qui doivent être approuvées par la Commission de régulation de l'énergie avant leur entrée en vigueur : *« Le gestionnaire du réseau public de transport veille également à la disponibilité et à la mise en œuvre des services nécessaires au fonctionnement du réseau. Tout producteur dont les installations disposent d'une capacité constructive de réglage de la fréquence ou de la tension met, en application de l'article L. 342-5, cette capacité à la disposition du gestionnaire du réseau public de transport, selon des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération fondées sur des critères objectifs et non discriminatoires, qui sont élaborées et publiées par le gestionnaire du réseau public de transport. Ces modalités et règles sont approuvées par la Commission de régulation de l'énergie préalablement à leur mise en œuvre ».*

Les règles services système précisent les conditions techniques, juridiques et financières de l'acquisition par RTE auprès des participants des contributions aux services système des différentes installations aptes pour le réglage de la tension et de la fréquence.

1.3 Exposé des motifs

Dans sa délibération du 28 novembre 2013[1], la CRE a demandé à RTE de la saisir au plus tard le 1er septembre 2015 d'une proposition de règles services système (dites « règles v3[2] »):

- *« Incluant les modalités et le calendrier d'ouverture de la participation au réglage de la fréquence des sites de soutirage raccordés au RPD […] ;*
- *« Intégrant les modalités de participation des capacités dissymétriques de réglage de la fréquence et le calendrier de mise en œuvre associé » ; et*
- *«Incluant les modalités et le calendrier d'ouverture de la participation au réglage de la fréquence des sites d'injection indirectement raccordés au RPD ».*

Par ailleurs, RTE souhaite réinterroger les modalités d'allocation des surcoûts services système, qui peuvent aujourd'hui être à l'origine de biais dans l'optimisation des activations des offres sur le mécanisme d'ajustement (MA).

1.4 Impact sur les règles RE/MA

Les règles services système et les règles du mécanisme d'ajustement et du dispositif de responsable d'équilibre (règles RE/MA) sont fortement dépendantes l'une de l'autre notamment, par le dispositif de programmation et par le fait que les activations sur le mécanisme d'ajustement peuvent modifier les niveaux de participation en services système.

Bien que les évolutions proposées portent très majoritairement sur les règles services système, les règles RE/MA doivent évoluer de manière conjointe.

Ainsi, RTE a mené deux consultations, l'une relative aux règles services système, l'autre relative aux règles du mécanisme d'ajustement (section 1 des règles RE/MA) et RTE saisit la CRE concernant pour une proposition d'évolution conjointe des règles services système et de la section 1 des règles RE/MA.

1.5 Concertation, appel à contributions et consultation

Des réunions du GT services système fréquence ont débuté en septembre 2014 pour traiter des sujets listés ci-dessus en concertation avec les acteurs de marché dans le cadre de la Commission accès au marché du CURTE. Les présentations ainsi que les comptes-rendus des réunions sont disponibles sur le site du CURTE[4]. Le calendrier de ce groupe de travail est représenté dans le graphique ci-dessous.

[1] http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/regles-services-systeme/consulter-la-deliberation
[2] Les règles services système dites v1 sont celles entrées en vigueur au 1er janvier 2014. Les règles dites v2 sont celles entrées en vigueur au 1er juillet 2014.
[4] https://www.concerte.fr/commissions/cam-gt-ssy-fr%C3%A9quence

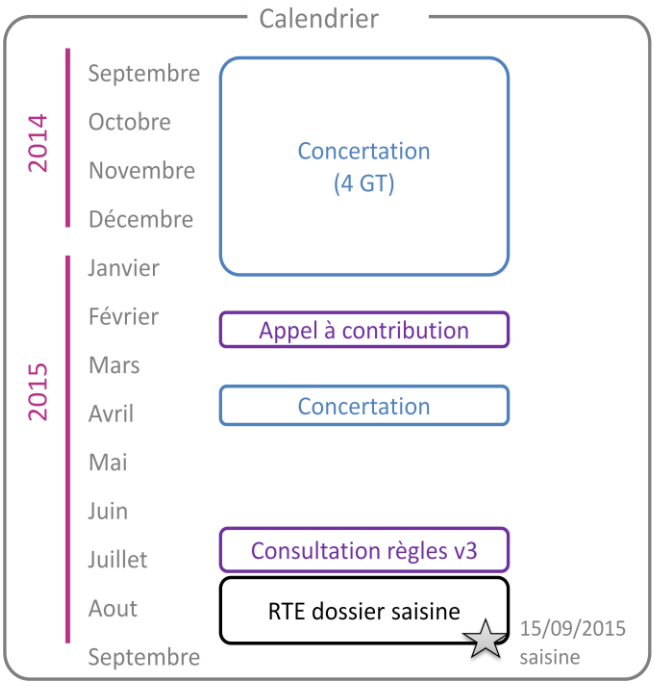


Figure 1: calendrier de la concertation services système fréquence pour l'élaboration des règles v3

Ces travaux ont également donné lieu à une restitution dans le cadre du GT Evolution des règles RE/MA.

RTE a lancé un appel à contributions du 13 février au 13 mars 2015 afin de recueillir les avis des acteurs de marché sur les trois axes de travail, avant la rédaction d'un projet d'évolution des règles services système. Les acteurs suivants ont répondu à l'appel à contributions : ACTILITY, ALPIQ, CNR, DIRECT ENERGIE, EDF, ENERGY POOL, ERDF, E.ON, GDF SUEZ, RIO TINTO ALCAN. Les contributions peuvent être consultées sur le site du CURTE[5].

La consultation sur les projets de règles s'est déroulée du 3 au 31 juillet 2015. Les acteurs suivants ont répondu à l'appel à contributions : ALPIQ, CNR, EDF, ENERGY POOL, ENGIE, les GRD et SOLVAY. Les retours de consultation ainsi que les réponses de RTE à sur chaque point se trouvent au chapitre 4.

1.6 Proposition d'évolution des règles services système

La proposition d'évolution des règles services système, et des règles RE/MA associées, objet de cette saisine découle (i) des demandes de la CRE formulées dans sa délibération du 28 novembre 2013, (ii) des travaux menés par les acteurs de marché et RTE sur les trois axes principaux d'évolution, dans le cadre de la concertation et de l'appel à contributions, (iii) des demandes d'évolution des règles formulées par les acteurs et RTE en dehors des trois axes principaux d'évolution et étudiées dans le cadre du groupe de travail services système et (iv) de la prise en compte par RTE des demandes d'évolution du projet de règles transmises par les acteurs de marché à l'issue de la consultation.

Ce rapport de consultation présente trois chapitres : le chapitre 2 concernant les évolutions relatives au réglage de la fréquence, le chapitre 3 concernant les évolutions relatives au réglage de la tension et le chapitre 4 listant les retours des acteurs lors de la consultation et les réponses de RTE.

[5] https://www.concerte.fr/concertation/evolution-des-modalit%C3%A9s-de-participation-aux-r%C3%A9serves-primaire-et-secondaire-de

La proposition d'évolution des règles services système ne contient pas d'éléments relatifs à la modification du modèle de marché des services système. En effet, RTE a transmis à la CRE le 5 juin 2015 un rapport de concertation sur la mise en œuvre d'un marché secondaire organisé des services système. Ce rapport concluait sur la proposition de ne pas mettre en œuvre de marché secondaire organisé, et d'étudier à partir de mi 2015, en concertation avec les acteurs de marché, la contractualisation de la réserve primaire par appel d'offre transfrontalier.

2. EVOLUTION DE LA SECTION FREQUENCE

2.1 Ouverture de la participation aux sites de soutirage RPD

2.1.1 Introduction

La participation au réglage primaire et secondaire de fréquence est ouverte à titre expérimental aux sites de soutirage raccordés au RPT depuis le 1er juillet 2014. Conformément aux règles services système, RTE a présenté un retour d'expérience[6] le 1er décembre 2014 relatif à la première phase de l'expérimentation. Ce retour d'expérience concluait sur un fonctionnement satisfaisant des sites engagés pour les cas d'espèce rencontrés[7].

Dans sa délibération du 28 novembre 2013, la CRE a demandé à RTE de la saisir au plus tard le 1er septembre 2015[8] sur une proposition de règles services système « *incluant les modalités et le calendrier d'ouverture de la participation au réglage de la fréquence des sites de soutirage raccordés au RPD* ». Cette demande de la CRE s'accompagne d'une volonté exprimée et de projets de la part d'opérateurs de flexibilité pour fournir des services système à partir de sites de soutirage raccordés au réseau public de distribution (RPD).

2.1.2 Prise en compte de l'énergie de réglage

Dans le prolongement des modalités applicables aux groupes de production et aux sites de soutirage raccordés au RPT, la participation aux services système doit s'accompagner (i) d'une rémunération du responsable de réserve pour l'énergie de réglage activée et (ii) d'une correction du périmètre d'équilibre du RE des sites participant aux réglages.

Pour la participation aux services système des sites de soutirage raccordés au réseau public de transport (RPT) disposant d'un CART ou d'un contrat de service de décompte, les règles services système en vigueur prévoient que l'énergie de réglage est prise en compte via la courbe de consommation ajustée (i.e. modèle « corrigé »). Pour les sites de soutirage en contrat unique, le responsable d'équilibre (RE) du site choisit entre le modèle corrigé ou une absence de prise en compte de l'énergie de réglage[9].

La gestion de l'énergie de réglage des sites de soutirage pour les services système s'apparente à la gestion de l'énergie effacée des effacements au service du marché (dispositif NEBEF) ou des ajustements sur le mécanisme d'ajustement (MA), avec cependant deux différences majeures : (i) pour les capacités participant de manière symétrique, l'activation des services système nécessite des hausses de consommation[10] et (ii) il n'existe pas de cadre légal/réglementaire prévoyant une régulation des flux financiers entre les fournisseurs des sites engagés et les responsables de réserve.

Quatre modèles sont envisageables pour la gestion de l'énergie de réglage, représentés dans le tableau ci-après :

[6] https://www.concerte.fr/system/files/evenement_agenda/REX%20soutirage%20SSY.pdf

[7] Le retour d'expérience identifiait plusieurs pistes d'amélioration. La proposition de règle prévoit à ce titre (i) une surveillance d'un fonctionnement en sur-réglage et (ii) un lien entre la résolution de la télémesure et la réserve minimale programmable.

[8] Echéance décalée ensuite au 15 septembre 2015

[9] Ce dispositif est supprimé et remplacé par le modèle corrigé pour tous les sites de soutirage RPT, en lien avec la suppression des sites au tarif de vente réglementé sur le RPT.

[10] En opposition aux effacements qui ne sont que des baisses de consommation

Modèle / conséquences par rapport à une absence de participation aux services système du site	Conséquences pour le responsable d'équilibre du site	Conséquences pour le responsable de réserve du site	Conséquences pour le fournisseur du site
Modèle dit « corrigé »	Le calcul d'écart du RE s'effectue sur la consommation ajustée du site : la participation aux services système du site n'induit pas d'écart pour le RE du site	Flux financier avec RTE pour l'achat vente d'énergie de réglage (10,542 €/MWh actuellement)	Le fournisseur du site a la possibilité de facturer l'accès au marché du site sur la base de la consommation ajustée
Modèle dit « régulé »	Un bloc correspondant à l'énergie de réglage est ajouté dans le périmètre du RE (permet de ne pas mettre le RE en écart)	Flux financier avec RTE pour l'achat vente d'énergie de réglage (10,542 €/MWh actuellement) Flux financiers à mettre en place entre le responsable de réserve et les fournisseurs des sites pour l'énergie injectée ou soutirée selon des barèmes régulés.	Flux financiers à mettre en place entre le responsable de réserve et les fournisseurs des sites pour l'énergie injectée ou soutirée selon des barèmes régulés.
Modèle dit « contractuel »	Un bloc correspondant à l'énergie de réglage est ajouté dans le périmètre du RE (permet de ne pas mettre le RE en écart) Potentiel contrat privé avec le fournisseur du site pouvant entrainer des flux financiers	Flux financier avec RTE pour l'achat vente d'énergie de réglage (10,542 €/MWh actuellement) Contrat privé avec le fournisseur du site pouvant entrainer des flux financiers	Contrat privé avec le responsable de réserve du site pouvant entrainer des flux financiers Potentiel contrat privé avec le responsable d'équilibre du site pouvant entrainer des flux financiers
Modèle dit « absence de prise en compte de l'énergie »	La participation aux services système du site peut induire un déséquilibre pour le RE du site	Pas de flux financiers pour l'énergie de réglage	Aucune (au-delà de la modification du profil de la courbe de charge)

Figure 2: tableau résumant les différents modèles possibles pour la prise en compte de l'énergie de réglage

Pour la participation des sites de soutirage raccordés au RPD, le modèle corrigé ne semble pas pouvoir être étendu à tous les types de sites (notamment pour ceux dont la puissance souscrite est inférieure à 36kVA) pour des contraintes d'ordre juridique[11]. Le modèle dit « régulé » obligatoire ne saurait s'appliquer en l'absence de cadre légal explicite. Le modèle dit « contractuel » obligatoire est contraire à l'avis de l'Autorité de la concurrence du 26 juillet 2012. Enfin le modèle « sans prise en compte de l'énergie de réglage » induit des déséquilibres pour les RE des sites en réglage.

Ainsi, aucun des modèles exposés ci-dessus ne parait pouvoir être appliqué aux sites de soutirage raccordés au RPD. Ce constat a été partagé par les acteurs de marché lors de l'appel à contribution.

Dans le cadre de la concertation, une solution alternative a été proposée, consistant en une déclinaison d'un modèle « régulé optionnel » pour les fournisseurs d'énergie : les fournisseurs se verront proposer d'adhérer aux règles services système selon un accord de participation spécifique. En cas d'adhésion du fournisseur, l'énergie de réglage des sites dont il est le fournisseur fera l'objet de flux financiers entre les responsables de réserve et le fournisseur par l'intermédiaire de RTE et selon des barèmes définis dans les règles (identiques à ceux en vigueur pour NEBEF), et les RE des sites seront « désinfluencés » de l'énergie de réglage activée. En l'absence d'adhésion du fournisseur, le modèle « absence de prise en compte de l'énergie de réglage » sera appliqué aux sites participant aux services système dont il est le fournisseur. L'alternative proposée a été accueillie favorablement par la majorité des acteurs de marché lors de l'appel à contributions. Ceux-ci ont par ailleurs souligné l'importance de l'harmonisation des mécanismes de prise en compte de l'énergie de réglage pour les services système avec ceux déployés dans le cadre des règles RE/MA et NEBEF.

Ce modèle régulé optionnel devra permettre aux RE sensibles aux déséquilibres induits par la fourniture de réglage, de demander aux fournisseurs pour lesquels ils assurent le service de responsable d'équilibre d'adhérer aux règles services système. D'un autre côté, le modèle « absence de prise en compte de l'énergie de réglage » permettra aux fournisseurs de pouvoir adopter une position pragmatique au regard de la complexité associée à la régulation des flux financiers avec les responsables de réserve, et des volumes d'énergie de réglage réellement activés. A ce titre, RTE propose de calculer et publier un indicateur sur le volume de participation des sites de soutirage RPD à la fourniture des services système, agrégé à la maille France, afin de permettre aux fournisseurs de décider s'ils optent pour le modèle régulé ou pour le modèle sans prise en compte de l'énergie de réglage. Cet indicateur ne devra cependant pas révéler d'informations permettant aux fournisseurs d'identifier les sites de soutirage engagés dans la fourniture de réserve.

A la demande des acteurs de marché, il est proposé de compléter ce régime régulé optionnel par la mise en place optionnelle d'un modèle contractuel : un responsable de réserve et un RE pourront notifier à RTE l'existence d'un accord contractuel entre eux. Il apparait que ce modèle contractuel permet une gestion simplifiée dans les cas où le responsable de réserve et le responsable d'équilibre sont confondus.

Lors de l'appel à contributions, des acteurs de marché ont demandé la mise en place d'un modèle corrigé sur le RPD. Il est proposé que les versions ultérieures des règles services système intègrent les conclusions des travaux qui seront menés dans le cadre de l'élaboration des règles NEBEF et RE/MA sur ce sujet.

[11] Le modèle du cahier des charges de distribution, qui est le modèle majoritairement signé, prévoit que toute facturation au tarif réglementé se fait sur la base des données de comptage.

Lors de la consultation, les acteurs de marché (EDF, ENGIE) ont partagé la proposition de traitement de l'énergie de réglage proposée par RTE ainsi que l'harmonisation avec les dispositifs MA et NEBEF.

2.1.3 Constitution des entités de réserve de type soutirage

Afin de permettre l'agrégation la plus large possible des sites de soutirage pour fournir des services système, RTE propose de recourir au concept d'EDR soutirage « multi-tout » : une EDR de type soutirage serait un regroupement de sites de soutirage sans aucune restriction, c'est-à-dire que les EDR soutirage seraient multi-RE, multi gestionnaire de réseau, multi fournisseurs, multi barème forfaitaire et pourraient regrouper des sites télérelevés et profilés. Le regroupement sans restriction permet aux agrégateurs de faire participer des capacités aux profils complémentaires, et ne pouvant individuellement participer.

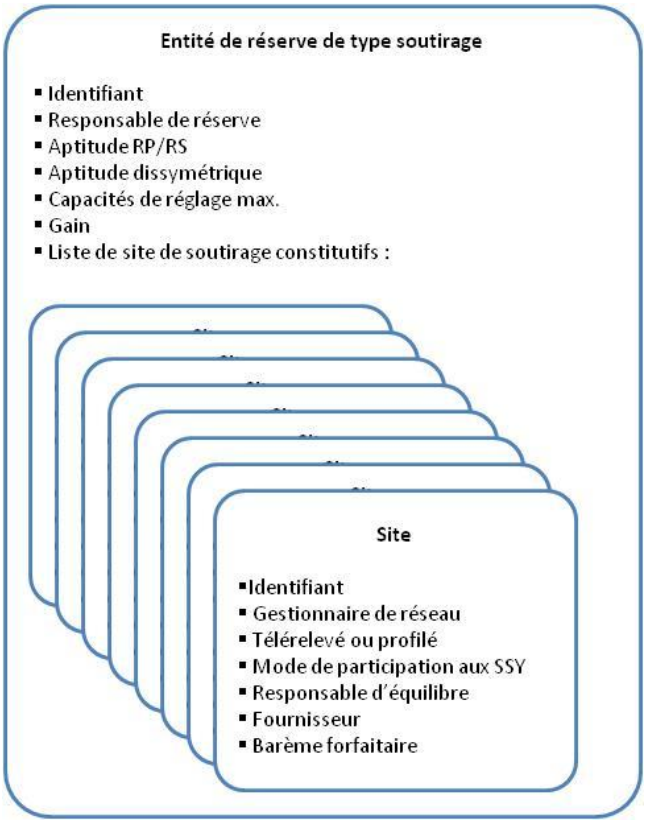


Figure 3: modélisation des entités de réserve de type soutirage

Les règles services système en vigueur prévoient que le responsable de réserve communique ex-post à RTE la répartition de l'activation de l'énergie entre les différents sites constitutifs de l'EDR. A l'aide de cette clef de répartition, et du calcul de l'énergie de réglage à la maille de l'entité de réserve, l'énergie de réglage est déterminée à la maille de chaque site. Ce dispositif s'étendra aux sites RPD. RTE traitera ensuite l'énergie de réglage en fonction du mode de participation de chaque site. Cette proposition d'agrégation sans contrainte a été soutenue par plusieurs acteurs de marché, dans le cadre de l'appel à contributions. Cependant d'autres acteurs de marché ont rappelé l'importance de la précision des clefs de répartition, puisqu'ils induisent des échanges d'énergie entre responsables d'équilibre. RTE propose d'effectuer un retour d'expérience sur la précision de ces clefs au plus tard 6 mois après la participation de la première entité de réserve de type soutirage, composée de plus d'un site.

En ce qui concerne la gestion des périmètres de réserve, la proposition de règles repose sur un processus similaire à celui mis en place dans le cadre des règles RE/MA. Pour les sites RPD, les demandes de modification de périmètre de réserve seront adressées par le responsable de réserve au GRD. Le GRD sera en charge de l'identification des sites et des contrôles élémentaires pour les sites raccordés au RPD, et transmettra ensuite à RTE les informations nécessaires à la prise en compte de l'énergie de réglage. Deux différences existent cependant avec les règles RE/MA, en ce qui concerne la gestion des périmètres de réserve : (i) l'étude de l'aptitude par RTE associée aux modifications de périmètre de réserve, et (ii) la mise en place d'un processus continu pour la modification des périmètres de réserve, par opposition au recours à des guichets mensuels, (cf. 2.4.2). Ainsi en ce qui concerne l'examen d'aptitude, les échanges s'effectueront exclusivement entre le responsable de réserve et RTE.

Lors de la consultation RTE avait proposé un processus où les demandes, lorsqu'elles concernaient les sites RPD, étaient adressées en parallèle aux GRD et à RTE. Ce processus avait l'avantage de réduire le délai global de modification de périmètre lorsque celle-ci était associée à une demande de certification d'aptitude. Ce processus n'a pas été retenu, les GRD ayant demandé que le processus de modification de périmètre pour les services système soit le plus harmonisé possible avec celui en place pour le mécanisme d'ajustement.

Ainsi, le processus retenu, à la demande des GRD, peut être schématisé ainsi, pour une création d'entité de réserve (nécessitant donc un examen d'aptitude) comportant des sites RPD :

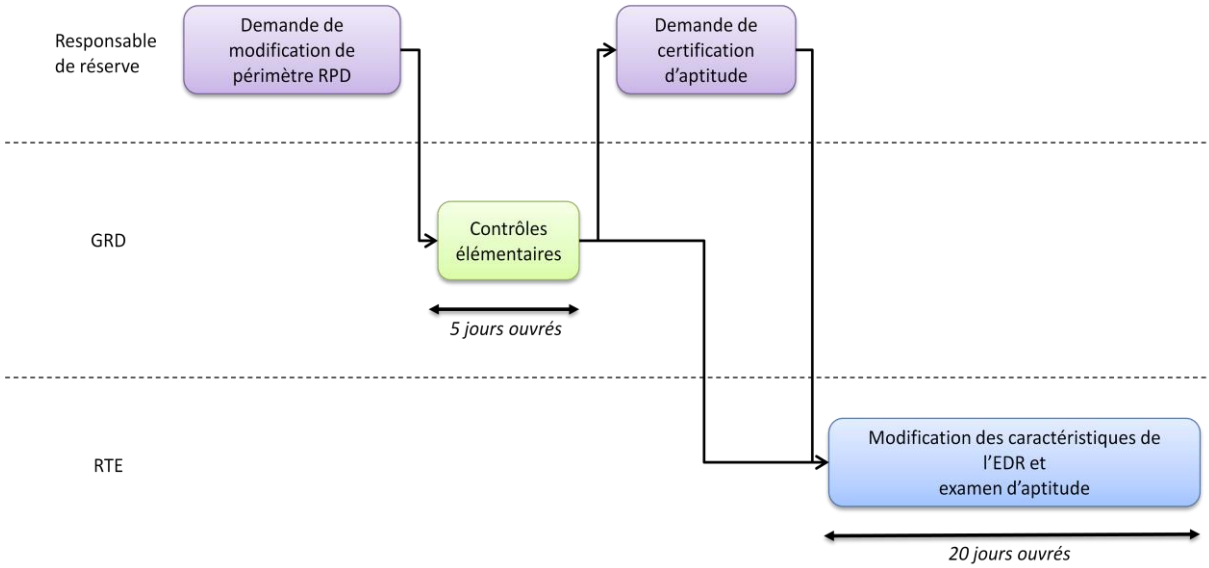


Figure 4 : processus de création d'entité de réserve comportant des sites RPD

2.1.4 Modalités de mise en œuvre et calendrier d'ouverture de la participation

La mise en œuvre proposée du modèle régulé optionnel repose sur le modèle MA/NEBEF actuellement en place. Les barèmes forfaitaires, le processus de régulation des flux financiers, et la sécurisation financière associée ont été intégralement repris. Comme demandé par les acteurs de marché, l'objectif est de ne pas créer de spécificité pour les services système et de mutualiser, d'harmoniser le processus services système avec ceux déjà en place actuellement. Une spécificité relative aux services système doit cependant être soulignée : puisque la participation aux services système est symétrique, les flux financiers régulés entre fournisseurs et responsables de réserve, sont bidirectionnels.

Afin de proposer une ouverture aux sites de soutirage RPD dans les plus brefs délais, à la demande des acteurs de marché ayant manifesté leur intérêt à la participation, RTE propose dans un premier temps d'appliquer le modèle « absence de prise en compte de l'énergie » pour les sites de soutirage RPD, puis au 1er avril 2017 de permettre le modèle « régulé » optionnel et le modèle « contractuel » optionnel. Plusieurs acteurs de marché se sont inquiétés de l'ampleur des coûts de mise en place pour les gestionnaires de réseaux associés à l'ouverture de la participation des sites de soutirage RPD, au regard du bénéfice escompté pour le système électrique. L'ouverture en deux temps, proposée, permet une mise en place à coût faible pour RTE au 1er janvier 2016, et à la date du 1er avril 2017, de bénéficier d'une opportunité de mutualisation à cette date avec les outils permettant la mise en œuvre des flux financiers des modèles régulés pour les processus MA et NEBEF, représentant ainsi un coût modéré. Par ailleurs, comme demandé par certains acteurs de marché, lors de la concertation, de l'appel à contribution et de la consultation, la participation des sites de soutirage RPD, jusqu'à cette date, devra être symétrique, afin de ne pas induire d'écarts importants pour les responsables d'équilibre des sites.

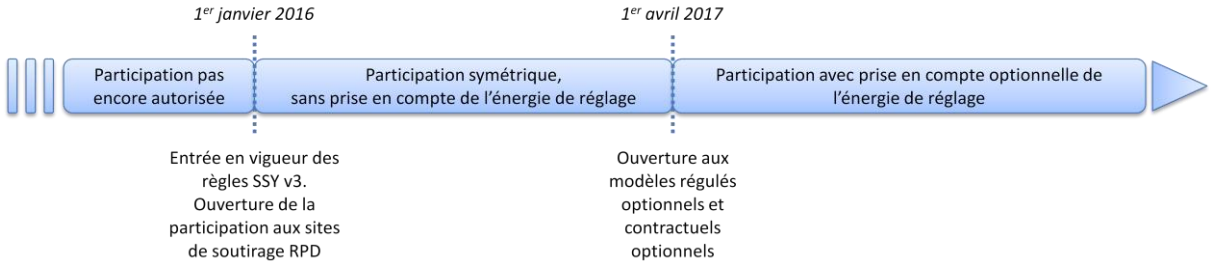


Figure 5 : calendrier d'ouverture de la participation des sites de soutirage RPD

A l'issue de la concertation seul un acteur a commenté le calendrier proposé en indiquant être satisfait de la complexification progressive proposée.

De plus, comme pour les sites de soutirage RPT, cette ouverture sera une expérimentation à laquelle sera associée une limitation de la participation fixée à 40MW, et une production d'un retour d'expérience par les GRD et RTE 6 mois après la première participation.

Des modalités spécifiques expérimentales favorisant la participation des sites de soutirage raccordés au RPD sont proposées : (i) au chapitre 2.4.5 pour la possibilité de recours à la sous-mesure et (ii) au chapitre 2.4.4 pour l'utilisation du concept d'observabilité statistique.

Enfin, excepté les éléments exposés précédemment, les conditions de participation des sites de soutirage RPD seront identiques à celles pour les sites de soutirage RPT.

2.1.5 Modification de la section 2 des règles RE/MA

Il est nécessaire de modifier la section 2 des règles RE/MA pour permettre la mise en œuvre effective du modèle régulé optionnel et du modèle contractuel optionnel pour les sites de soutirage RPD. RTE effectuera la saisine de la CRE associée au plus tard le 1er janvier 2017. RTE procèdera à une consultation préalable des acteurs de marché sur un projet d'évolution de la section 2. Cette consultation devrait vraisemblablement s'effectuer d'ici fin 2015, conjointement avec celle prévue pour l'évolution de la section 2 pour la cohérence avec les évolutions NEBEF.

2.2 Ouverture de la participation aux capacités dissymétriques

2.2.1 Introduction

Dans sa délibération du 28 novembre 2013, la CRE a demandé à RTE de la saisir au plus tard le 1er septembre 2015[12] d'une proposition de règles services système intégrant les modalités de participation des capacités dissymétriques de réglage de la fréquence et le calendrier de mise en œuvre associé. Cette délibération fait suite aux demandes formulées par certains acteurs pouvant disposer notamment de capacité de réglage à la hausse sur des sites de soutirage, ou de capacité de réglage à la baisse sur des groupes de production.

De plus, le projet de code « electricity balancing » prévoit que les GRT doivent s'approvisionner en réserve secondaire séparément à la hausse et à la baisse[13]. Ainsi l'ouverture de la participation dissymétrique dans le cadre de l'élaboration des règles services système v3, *a minima* pour la réserve secondaire, doit être considérée comme une anticipation de l'entrée en vigueur du code balancing.

2.2.2 Analyse économique

L'ouverture de la participation dissymétrique permet d'accéder à deux leviers d'optimisation : une optimisation de la répartition entre les installations de production et une optimisation via la participation des sites de soutirage.

L'équation économique associée à l'optimisation des installations de production est la suivante, en considérant que ces installations sont techniquement capables de fournir une vitesse de réponse doublée, et en considérant, dans un souci de simplification, l'activation de l'énergie centrée, et avec les notations suivantes : V_R : volume de réserve, CV : coût variable, X% activation moyenne de l'énergie :

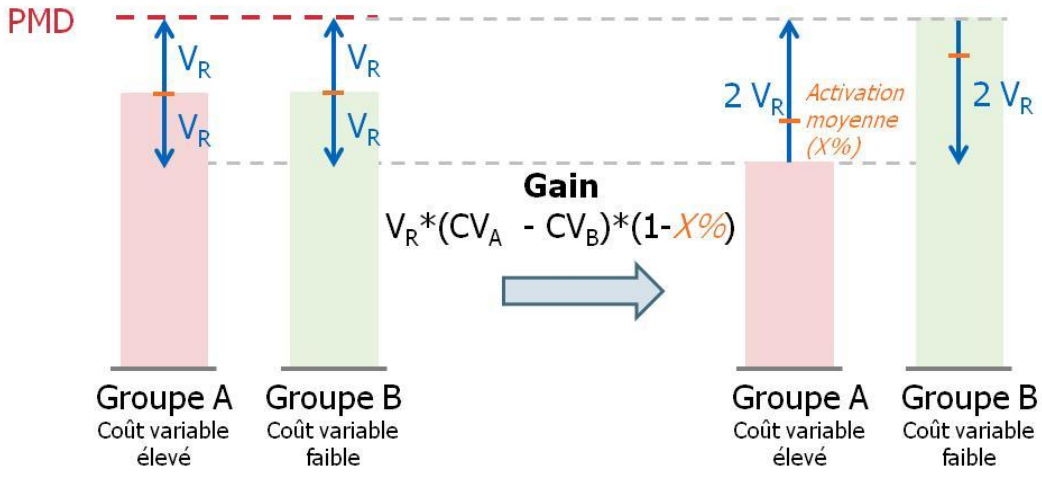


Figure 6 : gain associé à la programmation dissymétrique pour les groupes de production

[12] Echéance décalée ensuite au 15 septembre 2015
[13] Projet de code balancing : article 34(5)

L'équation économique associée à l'optimisation via la participation de sites de soutirage est la suivante, en considérant que (i) la fourniture de réserve est sans coût pour le site de soutirage, que (ii) la part variable du tarif de fourniture du site de soutirage est égale au prix spot, que (iii) le site de soutirage augmentera sa consommation moyenne de l'espérance d'activation de l'énergie de réglage, que (iv) l'énergie libérée par le groupe de production est valorisée au prix spot et que (v) dans un souci de simplification, l'activation de l'énergie centrée :

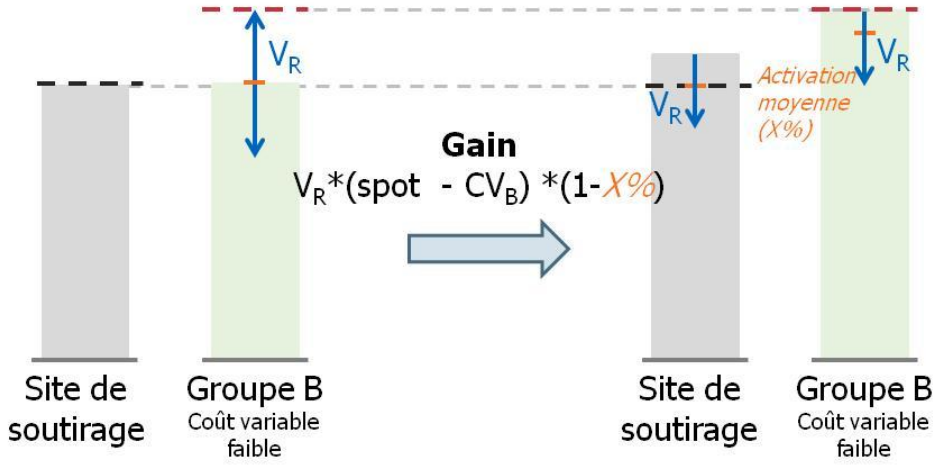


Figure 7 : gain associé à la participation dissymétrique d'un site de soutirage et d'un groupe de production

Dans les deux cas, seuls les bénéfices sont représentés : les coûts d'investissement pour la mise en place du réglage dissymétrique sur les différents types d'installations de production ne sont pas connus de RTE.

Enfin, comme souligné par certains acteurs, le développement compétitif d'une filière de réglage à la hausse est conditionnée au développement compétitif de celle à la baisse, et réciproquement, dans la mesure où le besoin de RTE en réserve est symétrique.

2.2.3 Modalités et calendrier d'ouverture de la participation

Il est proposé que la participation dissymétrique soit optionnelle pour les responsables de réserve. Cette optionalité se décline ainsi :

- le maintien d'un besoin RTE de réserve symétrique, d'obligations de réserve symétriques et de la rémunération régulée symétrique actuelle ;
- l'évolution du dispositif de programmation et du dispositif de notification d'échange de réserve afin que les acteurs puissent transmettre à RTE des informations de programmation ou d'échange soit symétriques comme aujourd'hui, soit dissymétriques s'ils le souhaitent ;
- la suppression des formules d'indemnités et d'abattements symétriques actuelles et remplacement par des formules d'indemnités et d'abattements calculées séparément à la hausse et à la baisse.

Le caractère optionnel de la programmation dissymétrique est reconnu comme un élément indispensable par les acteurs de marché.

Une évolution du dispositif de programmation est proposée pour permettre aux acteurs de marché de transmettre à RTE des triplets (P0, RP, RS) ou des quintuplés (P0, RPhausse, RPbaisse, RShausse, RSbaisse). A la demande des acteurs de marché, des modalités de programmations dissymétriques simplifiées sont envisagées. L'évolution du dispositif de notification d'échange de réserve consistera à ajouter quatre nouveaux produits échangeables RPhausse, RPbaisse, RShausse, RSbaisse aux deux produits actuels RP et RS implicitement symétriques. Dans un souci de simplicité, il est proposé que seuls les échanges de réserve symétriques et à la hausse interviennent dans le calcul du bilan journalier d'échange intervenant dans la sécurisation financière du dispositif.

Pour des raisons de complexité d'évolution de la fonction de recalcul des participations aux services système à la suite d'un ajustement, RTE continuera de passer des ordres atteignant des points de fonctionnement symétriques. Cette limitation temporaire ne devrait pas gêner les responsables de réserve ; elle permet à RTE de proposer une ouverture de la participation dissymétrique aux responsables de réserve dans un calendrier plus rapide. Cette limitation temporaire sera supprimée, en lien avec la refonte du dispositif de dépôt d'offres liée à la mise en œuvre du code balancing, selon des modalités qui font l'objet de la concertation sur l'évolution des règles RE/MA v9 et des « ateliers balancing ».

L'introduction de paramètres de programmation et d'échanges dissymétriques est accompagnée, dans la proposition de RTE, du calcul distinct de bilans de réserve hausse et baisse pour chaque type de réserve, et de la suppression des calculs de bilans de réserve symétriques actuels. Afin de pénaliser de manière identique un responsable de réserve « court » (i.e. présentant un déficit de réserve) d'un certain volume de réserve symétrique et globalement deux responsables de réserve chacun « court » du même volume de réserve mais pour l'un à la hausse et pour l'autre à la baisse, et de manière ne pas introduire de sur-complexité dans le régime d'indemnités, il est proposé de séparer les indemnités symétriques actuelles en deux composantes hausse et baisse dont la somme sera égale aux indemnités symétriques actuelles. Ces principes s'appliqueront aussi aux abattements. Concrètement cela revient à introduire un coefficient α compris entre 0 et 1 tel que :

- Indemnité hausse = α . indemnité symétrique actuelle
- Indemnité baisse = (1-α) . indemnité symétrique actuelle

Le coefficient α aurait pu être fixé arbitrairement à 0.5, comme demandé par un acteur de marché à l'issue de la consultation. Cependant lier la valeur du coefficient α avec le prix spot apparait plus pertinent, puisqu'en cas de prix spot élevé la fourniture de réserve à la hausse constitue une perte d'opportunité pour les producteurs, et réciproquement, quand le spot est bas pour la fourniture de réserve à la baisse. La fonction alpha proposée est le suivante :

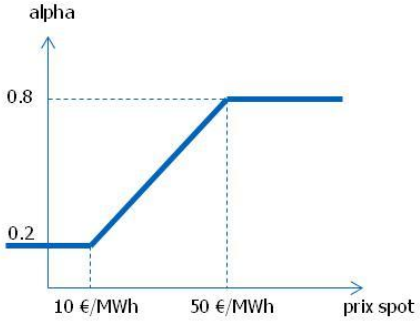


Figure 8 : coefficient α déterminant la composante hausse des indemnités et abattements

A la demande des acteurs de marché, RTE propose que les coefficients de la fonction alpha puissent faire l'objet d'un retour d'expérience un an après l'ouverture de la participation dissymétrique, notamment en cas d'apparition de phénomènes d'arbitrage des indemnités. Certains acteurs de marché dans le cadre de l'appel à contributions ont indiqué ne pas partager cette proposition de déclinaison, sans pour autant proposer d'alternative.

Enfin, concernant le calendrier, l'ouverture à la participation dissymétrique est proposée au 1er octobre 2016. A l'issue de la consultation, un seul acteur (Solvay) a demandé une ouverture dans un calendrier plus rapide ; au vu de l'interdépendance du développement de la filière hausse et de la filière baisse et des délais d'évolution du système d'information de RTE, la date d'ouverture proposée ne saurait être avancée.

2.2.4 Modification du prix régulé de l'énergie de réglage

2.2.4.1 Exposé des motifs

Les règles services système en vigueur prévoient un achat/vente d'énergie de réglage entre RTE et le responsable de réserve programmant les réserves à un prix régulé s'élevant en 2015 à 10,542 €/MWh[17]. Ce prix peut s'expliquer historiquement comme s'apparentant au coût du combustible nucléaire. Il n'a pas fait l'objet de demande de réévaluation au cours des dernières années dans la mesure où l'activation d'énergie de réglage est relativement symétrique : le solde financier relatif à l'énergie de réglage de chaque acteur et de RTE est relativement faible.

Cependant, plusieurs motifs conduisant à devoir en réinterroger le niveau peuvent être identifiés :

- l'ouverture de la participation dissymétrique conduira à ce qu'une capacité en réglage dissymétrique fournisse ou absorbe une énergie de réglage sensiblement dissymétrique, non compensée par une énergie de réglage de sens opposé ;
- le futur code réseau européen sur l'équilibrage prévoit que l'énergie de réglage secondaire soit intégrée dans le prix de règlement des écarts[18]. Il convient de s'interroger sur l'intégration d'un prix potentiellement différent de la réalité économique sous-jacente dans la formation du prix de règlement des écarts ;
- le niveau de réglage secondaire légèrement négatif en moyenne induit actuellement un déficit du compte ajustements écarts, c'est-à-dire un transfert financier de la communauté des responsables d'équilibre déséquilibrés vers la communauté des responsables de réserve. Ce transfert ne parait pas justifié[19] ;

[17] Le prix régulé de rémunération de la capacité s'élevant à environ 18€/h/MW est quant à lui inchangé dans cette proposition d'évolution

[18] Projet de code balancing : article 61

[19] Ce phénomène pourrait être résolu sans modifier le prix de l'énergie de réglage, en incluant l'énergie de réglage secondaire dans la formation du prix de règlement des écarts

- le projet de code réseau balancing prévoit la mise en place de l'imbalance netting (compensation des déséquilibres entre GRT)[20], conduisant à des flux financiers entre GRT, matérialisant les gains réalisés par le dispositif. Ces flux financiers seront selon toute vraisemblance basés sur les prix de l'énergie de réglage secondaire de chaque pays (c'est le cas actuellement dans l'initiative IGCC[21]).

2.2.4.2 Scénarios envisageables

Plusieurs scénarios ont été envisagés pour l'évolution du prix de l'énergie de réglage :

- maintien du prix à 10,542 €/MWh ;
- autre prix fixe régulé d'un montant à définir ;
- prix spot ;
- prix moyen pondéré à la hausse ou à la baisse du mécanisme d'ajustement (PMPh et PMPb), ou prix marginal d'ajustement à la hausse ou à la baisse (PMAh, et PMAb), ou prix de règlement des écarts positifs ou négatifs (PREP et PREN) ;
- prix différent par entité de réserve (soit déclaré par l'acteur, soit régulé par filière).

La modification du prix de l'énergie de réglage s'appliquera à toutes les entités de réserve, qu'elles soient programmées dissymétriquement, ou symétriquement. En effet, l'introduction de prix différenciés en fonction du type de programmation introduirait une iniquité de traitement entre le produit de réserve symétrique et le couple produit hausse et produit baisse.

2.2.4.3 Analyse

Tout d'abord, toute famille de prix d'énergie de réglage dont le prix à la hausse est différent du prix à la baisse (comme c'est le cas pour les scénarios basés sur les PMP, PMA ou PRE) conduit à créer un revenu pour les responsables de réserve fonction du différentiel entre le prix de l'énergie de réglage à la hausse et celui à la baisse, et fonction de l'amplitude des variations positives et négatives du signal d'activation sur le pas de règlement donné. Cette dépense serait selon toute vraisemblance financée par la communauté des responsables d'équilibre. En considérant un calcul de l'énergie de réglage à la hausse et à la baisse au pas 10 s[22], et un différentiel de 10 €/MWh entre le prix hausse et le prix baisse, on peut estimer ce revenu à environ 20 M€/an[23] pour la communauté des responsables de réserve. Ce revenu semble difficilement être justifiable si la majorité des entités de réserve programment de manière symétrique.

[20] Projet de code balancing : articles 19 et 20

[21] Initiative permettant l'imbalance netting entre les GRT des pays suivants : Allemagne, Autriche, Belgique, Pays-Bas, Suisse, République Tchèque et Danemark. Documentation : https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/Pilot_Projects/140514_CBB_pilot_projects_1-9.pdf

[22] Exemple de calcul d'énergie de réglage secondaire à la hausse pour un pas donné : $E_{RS}^{+} = \sum_{pas\ 10s} RS_{PM} * \max(0; N) * 10s$

[23] Avec les données constatées de 2013 : f+=8.6mHz, f-=-8.3mHz, N+=0.23, N-=-0.31, et les approximations suivantes : Kmoy=6000MW/Hz et RS=700MW

En second lieu, les scénarios pour lesquels les prix sont différents par entité de réserve ou par filière ne permettent pas l'atteinte de l'optimum économique. En effet, si les responsables de réserve étaient neutralisés de l'impact de l'activation de l'énergie sur leurs entités de réserve, ils n'auraient pas d'incitation à programmer en réglage à la baisse les entités au coût variable le plus élevé, bien que ce soit la décision économiquement optimale. Ce scénario doit donc être écarté.

Enfin, tout scénario basé sur un prix régulé, comme le prix régulé actuel, ou tout autre scénario similaire se heurte à la difficulté de la justification de son niveau. Le prix spot présente, quant à lui, les propriétés suivantes :

- il est identique pour tous les acteurs, pour toutes les entités de réserve, et il est identique à la hausse et à la baisse ;
- il est connu avant le temps réel ;
- il correspond à la valorisation implicite actuelle par RTE des écarts aux frontières qui sont partiellement dus à l'énergie de réserve primaire activée en France ;
- il permet que les flux financiers entre GRT liés à la mise en œuvre de l'imbalance netting intègrent le prix de l'énergie en France.

Si à l'heure actuelle, la plupart des installations fournissant des services système présentent un coût variable inférieur au prix spot, un recours à un prix inférieur au prix spot diminuerait sensiblement le prix de règlement des écarts. Par ailleurs, la rémunération de l'énergie de réglage au prix spot permet de rémunérer l'énergie de réglage fournie par le producteur comme s'il l'avait valorisée sur le marché spot, et permet que l'énergie de réglage économisée soit cédée par le producteur à RTE à au prix auquel il l'avait valorisée sur le marché spot. Le prix spot apparait comme une bonne approximation du prix de l'énergie de réglage.

Le prix régulé de l'énergie de réglage, s'il est identique pour toutes les entités de réserve, n'intervient pas dans le gain lié à la participation dissymétrique. Le niveau de ce prix n'interviendra pas dans la décision de réaliser des échanges dissymétriques entre deux responsables de réserve. En revanche, les prix auxquels les échanges des capacités dissymétriques entre acteurs seront réalisés seront fonction du niveau de prix de l'énergie de réglage.

Les acteurs de marché ayant répondu à l'appel à contributions et à la consultation partagent la nécessité de modifier le prix actuel de l'énergie de réglage, à l'exception d'ENGIE. Les préférences exprimées montrent une absence de consensus sur ce sujet (demande d'EDF d'un recours aux PMP), mais qu'une tendance (Alpiq, CNR, E.ON, Actility, Energy Pool) peut se dégager vers un scénario dans lequel le prix serait basé sur le prix spot.

2.2.4.4 Proposition de RTE

RTE propose que le prix de l'énergie de réglage soit égal au prix spot. A la demande des acteurs de marché, un retour d'expérience concernant les modalités d'ouverture à la participation dissymétrique a été introduit dans les règles services système (dans un délai d'un an après l'ouverture) ; ce retour d'expérience devra permettre d'analyser la rémunération de l'énergie de réglage.

La tendance au décentrage négatif du niveau de réglage secondaire, couplé à une augmentation du prix de l'énergie de réglage ne semble pas compatible avec un portage des flux financiers liés à l'énergie de réglage secondaire par RTE (cela conduirait à un gain annuel d'une vingtaine de M€ pour RTE). Comme exposé dans la thématique « flux financiers balancing » du GT évolution des règles RE/MA v8, les flux financiers liés à l'énergie de réglage devront être portés par le compte ajustements-écarts. Ainsi la modification du prix de l'énergie de réglage devra être couplée à l'entrée en vigueur des règles RE/MA v8, planifiée pour le 1er avril 2016[24].

[24] Le projet d'évolution des règles RE/MA sur ce sujet prévoit, au 1er avril 2016, un transfert des flux financiers liés à l'énergie de réglage secondaire du TURPE vers le compte ajustement écarts, et au 1er avril 2017 pour l'énergie de réglage primaire.

2.3 Evolution des modalités de reconstitution des services système

2.3.1 Description de la situation actuelle

Aujourd'hui, dans le cadre du mécanisme d'ajustement, un acteur d'ajustement peut soumettre une offre d'ajustement à la baisse correspondant à l'arrêt[25] d'un groupe de production fournissant des services système. En cas d'activation, RTE peut être amené à constater un déficit en services système à la maille France et, dans ce cas, reconstituer les services système à partir d'offres spécifiques sur le mécanisme d'ajustement. La reconstitution des services système induit un coût pour la collectivité identifié en tant que « surcoût services système » dans les règles RE/MA. Les règles RE/MA prévoient que le financement des surcoûts services système est assuré pour chaque pas 30 minutes par RTE quand la tendance du mécanisme d'ajustement est à la hausse, et par la communauté des RE déséquilibrés quand la tendance est à la baisse.

2.3.2 Maintien du dispositif permettant la reconstitution des services sur le mécanisme d'ajustement

Tout d'abord, il apparait nécessaire de continuer de permettre aux acteurs d'ajustements de pouvoir fournir des offres d'arrêt de groupe[26] fournissant des services système, dans la mesure où elles sont efficaces économiquement sur le mécanisme d'ajustement, et contribuent à la fourniture de marges pour le système électrique français.

Ensuite il ne semble pas envisageable de confier la responsabilité technique de la reconstitution des services système à la suite d'un ordre d'ajustement au responsable de réserve devenu court en services système puisque cela conduirait dans la majeure partie des cas à des modifications de programme à l'initiative du responsable de programmation pendant la fenêtre opérationnelle[27].

Les deux points exposés précédemment conduisent (i) à proposer de continuer à autoriser le dépôt d'offres sur le mécanisme conduisant à une diminution de la fourniture de services système en cas d'activation et (ii) à proposer que RTE continue d'assurer la responsabilité technique de la reconstitution des services système pendant la fenêtre opérationnelle.

2.3.3 Modification de l'allocation des surcoûts services système : exposé des motifs

La règle actuelle d'allocation des surcoûts services système peut conduire à des décisions économiquement inefficaces sur le mécanisme d'ajustement pour le système électrique. En effet en cas de besoin d'ajustement à la baisse, les règles de sélection des offres sur le mécanisme d'ajustement conduiront RTE à sélectionner les offres sans prendre en compte le surcoût de reconstitution services système induit. Ce phénomène est illustré au moyen de l'exemple ci-dessous :

[25] Ou le fait de repousser le démarrage d'un groupe

[26] Ou plus généralement tout type d'offre induisant une diminution de fourniture de services système, comme par exemple les offres d'ajustement à la hausse sur des sites de soutirage

[27] Période pendant laquelle les responsables de programmation ne peuvent effectuer des redéclaration de programme. La fin de la fenêtre opérationnelle coïncide avec les guichets de programmation auquel s'ajoute un délai de neutralisation

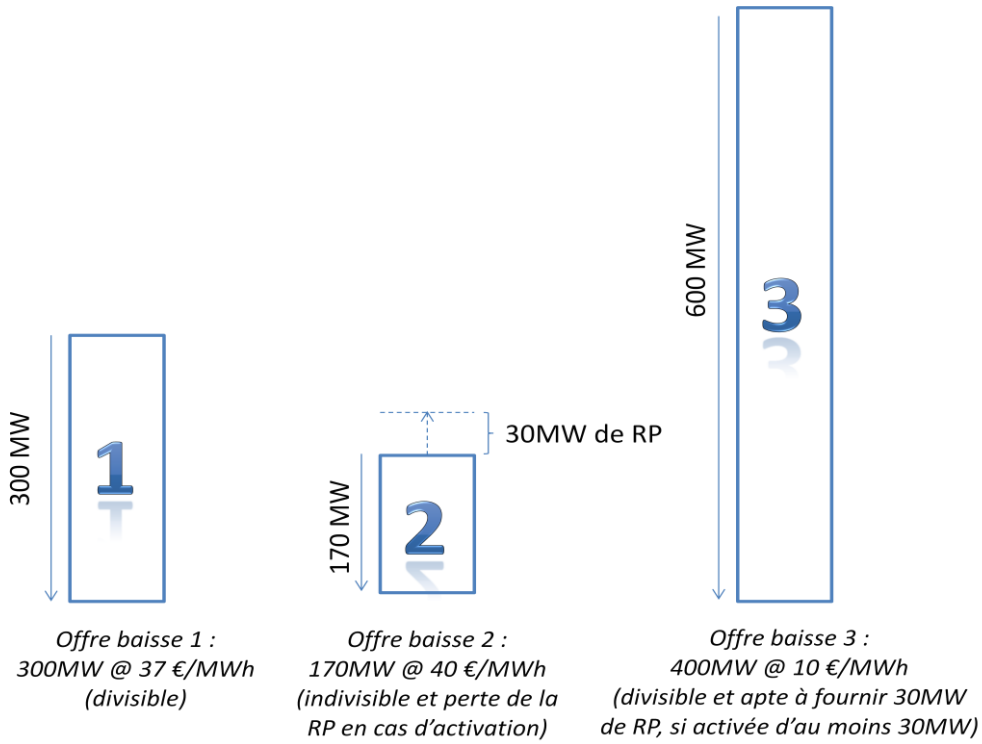


Figure 9 : exemple de sélection d'offre d'ajustement à la baisse

En considérant un besoin d'ajustement à la baisse de 200MW, et toutes les autres caractéristiques des offres identiques, le respect de la préséance économique conduit à ce que RTE active l'offre 2 puis reconstitue les services système avec l'offre 3 (revenu d'ajustement complet 170*40 + 30*10 = 7100 €/h, alors que l'optimum économique serait une activation partielle de 200MW de l'offre 1 (revenu d'ajustement 200*37 = 7400 €/h).

De plus, le code balancing prévoit la mise en commun des offres d'ajustement entre GRT. Les offres d'équilibrage diminuant la participation aux services système en cas d'activation pourront être sollicitées par d'autres GRT. Le maintien de l'allocation actuelle des surcoûts services système conduirait à faire financer ces surcoûts par le système électrique français, pour un besoin d'équilibrage d'un système électrique étranger.

La majeure partie des acteurs de marché ayant répondu à l'appel à contributions partage ce diagnostic.

2.3.4 Proposition d'évolution de l'allocation des surcoûts services système

Une solution possible consiste, en cas d'activation d'une offre d'ajustement diminuant la participation aux services système, à renvoyer le surcoût associé au responsable de réserve devenu court en services système. L'acteur d'ajustement[28] devrait alors prendre en compte ce surcoût dans l'élaboration du prix de son offre d'ajustement. Cette proposition permet de résoudre les deux problématiques identifiées au paragraphe précédent : (i) les offres d'équilibrage induisant une diminution de fourniture de services système se verront interclassées avec les autres offres en intégrant les coûts complets pour le système électrique français (ii) et l'inclusion des coûts complets permet à ce qu'en cas d'activation par un autre GRT, le surcoût soit indirectement porté par le système électrique du GRT demandeur et non par le système électrique français. Cette déclinaison n'est partagée que par une partie des acteurs de marché s'étant exprimée dans le cadre de l'appel à contributions. Les acteurs de marché n'adhérant pas à cette déclinaison n'ont cependant pas proposé d'alternative.

Concrètement, il s'agit de créer une nouvelle catégorie d'indemnité pour les responsables de réserve. Le bilan de réserve sur lequel serait calculé cette indemnité se baserait sur le programme de marche[29]. Le montant de l'indemnité serait dimensionné en fonction des surcoûts services système constatés aux responsables de réserve. A la fin de l'ordre d'ajustement, si le responsable de programmation optait pour ne pas retourner à son programme d'appel, celui-ci se verrait soumis au régime d'indemnité actuel, prévu par les règles services système en vigueur.

Les acteurs de marché, dans le cadre de la concertation, de l'appel à contribution et de la consultation, ont souligné que les montants des surcoûts services système au pas demi-horaire étaient difficilement prévisibles. Cette incertitude serait alors associée à une prime de risque intégrée dans la formation des prix des offres d'ajustement, ce qui pourrait être de nature à diminuer l'efficacité économique du mécanisme d'ajustement. C'est pourquoi, il est proposé que la valeur de l'indemnité soit identique pour tous les pas demi-horaire d'une année, et définie ex-ante, de manière à mutualiser sur une année les fluctuations des surcoûts services système, et à supprimer toute incertitude sur son montant pour les acteurs de marché. Un processus annuel de révision de la valeur ex-ante est proposé permettant d'ajuster la valeur de l'indemnité sur la base des surcoûts moyens constatés de l'année précédente. Ce processus permet de plus d'assurer la neutralité financière du dispositif en renvoyant sur l'année A+1 le financement ou le reversement de la différence entre les surcoûts estimés ex-ante et les surcoûts constatés. A partir des historiques des dix dernières années, il est possible d'estimer un ordre de grandeur de l'indemnité autour de 30 €/MW/h.

[28] Dans le cas où le responsable de réserve et l'acteur d'ajustement d'un site de soutirage seraient distincts, le transfert des indemnités du responsable de réserve vers l'acteur d'ajustement pourra être assuré par le site dans le cadre de contrats privés.

[29] Excepté pour les ajustements pour cause reconstitution des services système

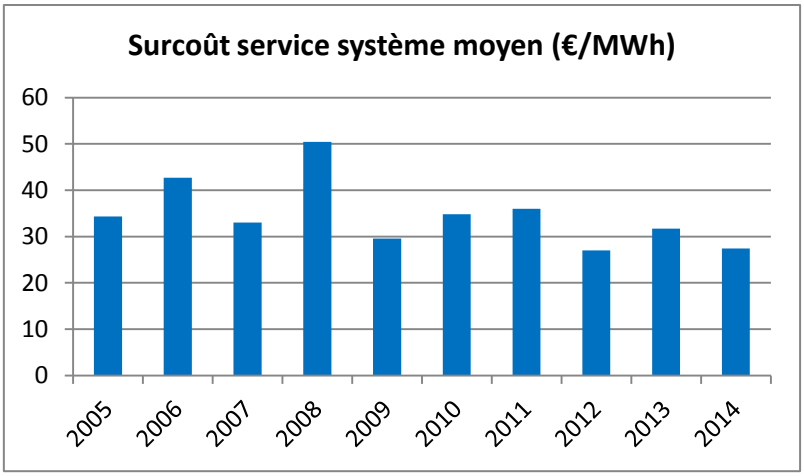


Figure 10 : surcoût services système annuel moyen en €/MWh

Un retour d'expérience sera réalisé après la première année de fonctionnement afin d'évaluer la performance du dispositif, et d'étudier la stabilité du processus annuel de révision de l'indemnité ex-ante.

Contrairement aux retours d'un acteur de marché à l'issue de la consultation, ce dispositif ne dégrade pas les incitations de RTE à la maîtrise des coûts de reconstitution des services système, mais les améliore. En effet, l'intégralité des surcoûts associés à la reconstitution des services système au-delà des volumes prescrits deviendra à la charge de RTE (les coûts de contractualisation des volumes prescrits étant déjà à la charge de RTE). Par ailleurs la reconstitution des services reste effectuée par RTE en respectant la préséance économique, conformément aux règles RE/MA.

En résumé, il est proposé que les surcoûts services système soient à la charge de RTE quelle que soit la tendance, le recouvrement de cette charge serait assuré par des vecteurs différents comme exposé ci-dessous :

- en cas de déficit de services système à la suite d'un ajustement pour motif autre que reconstitution des services système, ces surcoûts seraient alors financés par la nouvelle catégorie d'indemnités services système décrite précédemment ;
- en cas de déficit en services système lié à un programme d'appel de réserve insuffisant d'un acteur ou lié à un évènement fortuit sur la capacité de réglage de l'acteur, ces surcoûts seraient alors financés par les indemnités services système actuelles perçues par RTE ;
- enfin, en cas d'augmentation du besoin en services système, les surcoûts services système resteraient à la charge de RTE, en cohérence avec l'allocation actuelle des coûts de contractualisation des réserves primaire et secondaire.

RTE propose que cette modification intervienne au 1er janvier 2017, en cohérence avec la date de début de la trajectoire tarifaire sur laquelle s'appuiera TURPE 5 (le TURPE 4 a été élaboré avec une charge de 10 M€/an concernant les coûts de reconstitution des services système à la charge de RTE). Il n'y a pas lieu d'attendre la mise en œuvre du code balancing pour réaliser cette évolution, comme demandé par plusieurs acteurs (EDF, ENGIE, ALPIQ) à l'issue de la consultation, dans la mesure où cette évolution est sans regret vis-à-vis de la mise en œuvre du code balancing et dans la mesure où elle résout des inefficacités présentes actuellement sur le mécanisme d'ajustement. Par ailleurs RTE considère que cette évolution est nécessaire à la mise en œuvre du code balancing ; cette évolution s'inscrit dans un souhait de lissage dans le temps des évolutions associées.

2.4 Autres évolutions

Ce chapitre décrit d'autres évolutions contenues dans la proposition d'évolution des règles services système et RE/MA. Ce chapitre n'est cependant pas exhaustif, seules les modifications les plus importantes y sont décrites.

2.4.1 Introduction du gain dynamique

Les gains des entités de réserve intervenant dans la fourniture de réserve primaire sont déclarés de manière statique dans le périmètre de réserve du responsable de réserve. Ce caractère statique correspond au fait que le gain est un paramètre constructif d'un groupe de production. Un acteur de marché a souligné que ce caractère statique ne correspondait pas au fonctionnement des sites de soutirage, et représentait une contrainte dans la capacité à fournir de la réserve primaire par des sites de soutirage, dans le cas où le responsable de réserve voudrait ou devrait programmer son entité de réserve à une valeur intermédiaire.

Il est proposé d'offrir la possibilité aux responsables de réserve d'utiliser un gain dynamique : le gain de l'entité de réserve ne serait pas défini statiquement ex-ante, mais serait fonction de la valeur de réserve primaire au programme de marche (RP_{PM} en MW) : Gain (MW/Hz) = RP_{PM}/0.2. Le recours au gain dynamique serait optionnel pour le responsable de réserve. Le responsable de réserve devrait démontrer, lors de sa certification d'aptitude, sa capacité à mettre en œuvre ce gain dynamique. Cette possibilité serait permise à partir du 1er octobre 2016.

2.4.2 Suppression des guichets mensuels pour la modification de périmètres de réserve

Dans le cadre de la concertation, des acteurs de marché ont demandé à ce que la participation de nouvelles entités de réserve ne doive pas obligatoirement intervenir au premier jour de chaque mois. Il est proposé d'offrir plus de souplesse aux responsables de réserve en instaurant un processus continu pour la modification des périmètres des acteurs, indépendant des premiers jours du chaque mois. Le délai de traitement par RTE (et éventuellement des GRD) serait d'une durée fixe, en jours ouvrés. Cette modification interviendrait à l'entrée en vigueur des règles services système v3, soit le 1er janvier 2016.

2.4.3 Expérimentation relative aux EDR multi EDP

Les règles services système en vigueur prévoient qu'une entité de réserve de type injection doive être une entité de programmation (EDP) ou de prévision (EDPrev). Il n'est pas possible de constituer une entité de réserve à partir de plusieurs EPD ou EDPrev. De plus l'agrégation de plusieurs groupes de production au sein d'une EDP ou EDPrev n'est permise par les règles RE/MA que pour des groupes de production géographiquement proches. Ainsi la fourniture de services système par l'agrégation des capacités de plusieurs groupes de production géographiquement éloignées n'est pas permise par les règles services système actuelles. Les entités de réserve de type soutirage peuvent, quant à elles, regrouper plusieurs sites de soutirage, quelles que soient leurs localisations.

Un acteur de marché a demandé dans le cadre de la concertation et de l'appel à contributions que les entités de réserve de type injection puissent bénéficier d'une possibilité d'agrégation similaire à celle proposée pour les sites de soutirage. RTE propose d'expérimenter cette possibilité en permettant la création d'entités de réserve de type injection multi EDP (ou EDPrev). Les modalités de déclaration des programmes de réserve sur ce regroupement d'EDP (ou EDPrev) seraient alors convenues entre le responsable de réserve et RTE. Cette modification interviendrait à l'entrée en vigueur des règles services système v3, soit le 1er janvier 2016.

2.4.4 Expérimentation relative à l'observabilité statistique

Les règles services système en vigueur prévoient que chaque site de soutirage ou groupe de production doive être télémesuré. Un acteur de marché, a indiqué dans le cadre de la concertation et de l'appel à contributions que cette exigence était rédhibitoire pour la participation d'un grand nombre de « petits » sites. Cet acteur indique, en effet, que les coûts de transmission des informations toutes les 10s pour un grand nombre de site seraient importants et donc de nature à empêcher, de fait, la fourniture de services système à partir d'un grand nombre de « petits » sites. Cette problématique est intimement liée à l'ouverture de la participation aux sites de soutirage RPD. Cet acteur de marché a proposé qu'un concept d'observabilité statistique soit introduit dans les règles services système. L'observabilité statistique consiste à ce qu'uniquement un panel représentatif de sites soient télémesurés, et que le responsable de réserve extrapole les télémesures des autres sites.

Il est proposé d'expérimenter ce concept d'observabilité statistique à partir du 1er janvier 2016. Les modalités de cette expérimentation seraient les suivantes :

- les règles services système prévoiraient une formule déterminant le nombre minimum de sites devant constituer le panel de sites devant rester télémesurés ;
- les responsables de réserve devraient envoyer les mesures au pas 10s de tous les sites de l'entité de réserve en J+1 ;
- les responsables devraient fournir à RTE une description de la méthode d'extrapolation employée ;
- de manière à compenser l'erreur potentielle d'estimation, une contribution additionnelle de 5% serait demandée pour l'entité de réserve mettant en œuvre l'observabilité statistique ; et
- la participation totale serait limitée à 10 MW.

2.4.5 Expérimentation relative à la sous-mesure

Les méthodes mises en œuvre pour l'estimation des performances des entités de réserve sont sensibles aux perturbations impactant les données utilisées. Plusieurs acteurs de marché ont demandé, dans le cadre de la concertation services système (et RE/MA) à ce qu'il soit possible de recourir à une sous-mesure pour permettre l'amélioration des estimations des performances aux services système. Les règles services système actuelles prévoient que la télémesure du site porte sur l'intégralité du site. Une sous-mesure quant à elle consiste à ne télémesurer qu'une partie du site. La principale difficulté associée au recours à la sous-mesure réside dans la capacité à déceler l'existence d'un phénomène de contre réglage, c'est-à-dire d'annulation, par la partie non télémesurée du site, du réglage fourni.

Plusieurs responsables de réserve ont indiqué identifier un gisement potentiel de plusieurs dizaines de MW de réserve primaire symétrique, dépendant de l'introduction de la sous-mesure. L'expérimentation du dispositif de sous-mesure serait ainsi de nature à favoriser la participation des sites de soutirage au marché des services système. A l'issue de la consultation, deux acteurs s'opposent à cette expérimentation, alors que deux autres la soutiennent. RTE propose d'expérimenter au 1er janvier 2016 cette possibilité, en y associant les garde-fous suivants, afin notamment de garantir l'absence de contre réglage :

- le responsable de réserve devra démontrer à RTE la nécessité de recourir à la sous-mesure pour l'estimation des performances ;
- le dispositif de sous-mesure sera soumis aux mêmes exigences de précision que les installations de télémesure ;
- le responsable de réserve devra continuer de transmettre à RTE les mesures à la maille du site ;
- RTE devra être en mesure de constater l'absence de contre réglage à la maille du site ; et
- le responsable de réserve devra transmettre à RTE une description des usages du site de soutirage et du processus de régulation mis en œuvre pour la fourniture de services système, démontrant l'impossibilité que le contre réglage ait lieu.

Enfin la participation totale pour cette expérimentation serait limitée à 20MW.

Le retour d'expérience prévu devra permettre de statuer sur la pérennisation ou l'abandon de cette disposition. RTE tient à souligner que le retour d'expérience prévu est un préalable à l'étude d'une éventuelle généralisation aux autres mécanismes de marché.

2.4.6 Modification de la formule d'indemnité élémentaire pleine

L'indemnité élémentaire pleine actuelle permet d'éviter qu'un responsable de réserve disposant d'un groupe de production décide ne pas réserver de capacité à la hausse pour la fourniture de services système[30]. En effet la perte d'opportunité à fournir des services système à la hausse pour un producteur devant réserver une partie de sa capacité s'élève à la différence entre le prix de marché (prix spot) et son coût variable de production. Le dimensionnement de l'indemnité élémentaire pleine actuelle basée sur le prix spot permet ainsi d'éviter les situations d'arbitrage.

De manière similaire quand un groupe de production reste démarré bien que le prix de marché soit inférieur à son coût variable, le producteur fait face à une perte d'opportunité additionnelle s'il réserve de la capacité à la baisse sur son groupe de production[31]. Cette perte d'opportunité s'élève à la différence entre son coût variable et le prix de marché. Cependant, l'indemnité élémentaire pleine actuelle n'intègre le prix spot que dans les cas où il est positif. Il est proposé de modifier cette formule d'indemnité élémentaire pleine en intégrant un terme valeur absolue appliqué au prix spot. Cette modification permettra d'inciter les responsables de réserve à fournir des services système même en cas de prix de marché négatifs.

Ces évolutions de la formule de l'indemnité élémentaire pleine interviendraient simultanément à l'ouverture de la participation dissymétrique, soit le 1er octobre 2016.

[30] Fonctionnement à PComax, au lieu de PMD
[31] Fonctionnement à PComin au lieu de MT

2.4.7 Détermination des énergies de réglage en temps réel

Le code balancing prévoit que les GRT mettent à disposition des responsables d'équilibre les informations nécessaires à l'équilibrage du système. Ainsi est-il envisagé au niveau français, de publier l'énergie de réglage activée en France proche du temps réel (dans un délai de quelques minutes après la fin d'un pas de règlement des écarts), mais aussi de mettre à disposition de chaque responsable d'équilibre, à l'aide des services de données mis à disposition par RTE, dans le même délai, l'impact de l'activation des services système sur leur périmètre d'équilibre.

Par ailleurs, les travaux engagés dans le cadre de l'évolution des règles RE/MA, prévoient que l'énergie de réglage activée intervienne dans la détermination du prix de règlement des écarts, celui-ci devant être publié proche du temps réel pour les responsables d'équilibre.

Pour ces deux raisons, RTE envisage de calculer ces énergies de réglage, à la maille France, ainsi que pour chaque responsable d'équilibre proche du temps réel. Deux paramètres transmis par les responsables de réserve interviennent dans le calcul des énergies de réglage : (i) les delta i pour les entités de réserve composées de plusieurs groupes de production et (ii) les clefs de répartition de l'énergie de réglage pour les entités de réserve composées de plusieurs sites de soutirage. Il est demandé que ces informations soient transmises à RTE proche temps réel (dans un délai de quelques minutes après la fin d'un pas de règlement des écarts), afin que ces calculs puissent être réalisés, et leurs résultats publiés aux acteurs de marché. Ces nouveaux calculs, proche temps réel, interviendraient à partir du 1er octobre 2016.

Si la transmission de ces données proche temps réel représentait des difficultés de mise en œuvre importante pour les installations existantes, le maintient des envois aux fréquences prévues par les règles services système pourraient être envisagés.

2.4.8 Fin du régime expérimental pour la fourniture de réserve primaire à partir de sites de soutirage

En juin 2015, une cinquantaine de MW de réserve primaire sont fournis à partir de sites de soutirage raccordés au RPT. En décembre 2014, un retour d'expérience a été produit concernant la participation des sites de soutirage RPT à la réserve primaire. Celui-ci conclut notamment que les performances des sites de soutirage engagés à cette date sont satisfaisantes. A ce titre, il est proposé de pérenniser la participation des sites de soutirage RPT à la réserve primaire en mettant fin au régime expérimental, au profit d'une intégration complète dans les règles services système.

En revanche, l'expérimentation débutée en juillet 2014 n'a pas permis d'étudier la fourniture de réserve secondaire à partir de sites de soutirage. Ainsi est il proposé de conserver le régime expérimental pour la fourniture de réserve secondaire à partir de sites de soutirage.

2.4.9 Ouverture à la participation des groupes de production indirectement raccordés au RPD

Dans sa délibération du 28 novembre 2013, la CRE a demandé à RTE de la saisir au plus tard le 1er septembre 2015 sur une proposition de règles services système « *incluant les modalités et le calendrier d'ouverture de la participation au réglage de la fréquence des sites d'injection indirectement raccordés au RPD ».* La proposition de règles prévoit la possibilité de participation des groupes de production raccordés indirectement au RPD au réglage de la fréquence. Selon ERDF, les problématiques associées, évoquées par les GRD lors de la consultation des règles services système dites v1 en 2013, ont été résolues depuis.

Par ailleurs, les règles services système prévoyaient la réalisation d'un retour d'expérience après la première participation d'un groupe de production raccordé au RPD au réglage de la fréquence. A date, toujours aucun groupe de production RPD ne participe au réglage de la fréquence. L'engagement de RTE à réaliser un retour d'expérience dans ce cas a été maintenu dans les règles services système.

3. MODIFICATIONS DE LA SECTION TENSION

La proposition de règles SSY v3 comporte trois modifications sur la section tension. Ces modifications, qui ont été discutées avec les acteurs lors du « GT services système tension » du 10 juin 2015, représentant des évolutions marginales par rapport aux discussions de fond ; engagées par ailleurs, pour revoir les règles de participation et de rémunération sur le réglage de la tension :

- modification concernant l'erreur de trainage pouvant être supérieure à 60s pour les installations raccordées avant 1999. La modification proposée figure aux articles 3.1.6.2.5 et 3.1.6.2.6. Ces modifications consistent à renvoyer vers l'annexe 5 pour les installations raccordées avant 1999 tel que cela est prévu à l'article 4.2.1 de la DTR détaillant les capacités constructives exigées pour le réglage de la tension. Le plafond pour l'erreur de trainage est fixé à 90 s pour ces groupes ;
- modification du délai d'accord pour RTE de la date prévisionnelle de mise en conformité définis aux articles 3.1.6.3.3.2, 3.1.6.3.3.3 et 3.3.1 : ce délai est allongé pour être égal à celui dont bénéficie le responsable de programmation pour notifier cette date et pour permettre à RTE de réaliser les études d'impact en tension ;
- mise en place d'une rémunération mensuelle (plutôt que trimestrielle) de la compensation synchrone, via une modification des articles 3.2.2 et 3.2.3.

4. REPONSES DETAILLEES

Les tableaux ci-dessous listent toutes les remarques formulées par les acteurs dans le modèle de réponse formaté, ainsi que les remarques libres des acteurs non redondantes avec celles qu'ils ont déjà formulées dans le modèle de réponse formaté.

4.1 Ouverture de la participation aux sites de soutirage RPD

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
EDF	1.10.1	L'introduction de ce paragraphe limite la responsabilité des acteurs aux seuls dommages directs financiers et techniques (à l'exclusion des dommages indirects et incorporels). Cette précision est d'autant plus bienvenu avec la multiplications des intervenants. Toutefois, il paraît important que soit précisé que cette responsabilité pourra être engagée par RTE que pour autant que le préjudice invoqué n'aurait pas déjà été réparé via les indemnités, pénalités et autres abattements déjà prévus par les Règles. En effet, qu'en application des articles 2.12.6 et 3.1.6.4 des règles, l' "application des Abattements et Pénalités revêtant un caractère libératoire, aucune indemnité complémentaire ne pourra être réclamée par RTE". Il doit donc être précisé aux articles suivant ce même caractère libératoire : art 2.9.2/2.9.3, art. 3.1.6.5, art 3.2.5.2, art 2.14.2.2 et 2.14.12.	**Sous réserve du caractère libératoire des indemnités, pénalités ou abattements payés par les Participants à RTE,** RTE, le Participant et le cas échéant chaque GRD, sont responsables les uns vis-à-vis des autres de l'ensemble des dommages directs et certains à caractère financier et/ou technique qu'ils se causent. En particulier, chaque Gestionnaire de Réseau est responsable vis-à-vis des Responsables de Réserve des conséquences dommageables issues des données qu'il fournit ou doit fournir pour la participation des Sites de Soutirage et Groupes de Production raccordés au RPD, lorsque ces données sont manquantes ou erronées. En revanche, RTE, le Participant et le cas échéant le GRD concerné ne sont en aucune circonstance responsable les uns vis-à-vis des autres pour les dommages indirects **ou des dommages directs n'ayant pas un caractère financier et/ou technique. Par ailleurs, le Participant s'étant dûment acquitté auprès de RTE des indemnités, pénalités ou abattements dont il était redevable, ne pourra encourir aucune responsabilité supplémentaire vis à vis de RTE pour les faits ayant générés le paiement de ces indemnités, pénalités ou abattements.**	L'article 1.10.1 a été modifié pour préciser le caractère libératoire des indemnités, pénalités et abattements. En revanche la demande de suppression de la responsabilité pour les dommages directs n'ayant pas de caractère financier ou technique, ne peut être retenue : elle aurait comme conséquence d'exclure par exemple les dommages relatifs aux manquements aux obligations de confidentialité.

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
EDF	2.2.2.4.1.2	Le RR ne peut pas être responsable de la validité de l'accord, celle-ci n'étant pas à sa main mais à celle du site. Il ne peut que garantir que, à sa connaissance, et au moment du dépôt de demande, que l'accord est valide. Il ne peut s'engager que sur une durée de validité pendant le rattachement du site de soutirage à l'entité de réserve et non pendant toute la durée de l'Accord de Participation du responsable de réserve qui n'est pas en lien avec la participation dudit site.	Le Responsable de Réserve garantit, qu'à sa connaissance, au moment du dépôt de la demande correspondante de modification de Périmètre de réserve, cet accord est valide à compter de la signature dudit accord, pendant toute la durée de rattachement du site de soutirage pertinent à l'Entité de Réserve de type soutirage concernée, et jusqu'à une éventuelle dénonciation ou fin de l'accord, ou remise en cause	Les règles ont été modifiées de manière préciser le traitement des cas où RTE reçoit deux accords du même site de la part de deux responsables de réserve différents. Les règles de gestion proposées sont celles appliquées pour le mécanisme d'ajustement.
EDF	2.2.2.4.1.2	Il convient de prévoir le caractère facultatif de l'annexe 8 dans le cas cité ou en modèle contractuel.	L'annexe 8 n'est pas nécessaire dans le cas où le Responsable de Reserve est le Fournisseur du site ou en modèle contractuel.	Il apparaît nécessaire de maintenir le caractère obligatoire de l'annexe 8 puisque le site de soutirage pourrait changer de fournisseur ultérieurement.
EDF	2.2.2.4.1.2	Une trame-type pour cet accord est nécessaire.	Cet accord préalable et écrit est conforme à la trame-type en Annexe X.	Comme pour le mécanisme d'ajustement, il ne semble pas nécessaire de fournir une trame type d'accord entre le responsable de réserve et le site de soutirage.
EDF	2.2.3.1.3.3	Le RR doit savoir le montant du versement grâce au Barème Forfaitaire.	En cas de demande d'ajout de Sites de Soutirage raccordés au RPT, RTE Notifie au Responsable de Réserve dans un délai de (10) dix Jours Ouvrés à compter de sa demande, la liste des Sites de Soutirage de son Périmètre de Réserve dont le Fournisseur participe aux Règles conformément à l'Article 1.4.2, si celle-ci n'est pas vide, **ainsi que le Barème Forfaitaire établi par le GRD pour chaque Site concerné.**	Il convient de maintenir une séparation entre les termes relatifs au contrat de fourniture et les termes relatifs à l'accès au marché. RTE n'est pas favorable à la transmission d'une du barème forfaitaire de chaque site au responsable de réserve. Le responsable de réserve peut utiliser des estimations de barème forfaitaire s'il souhaite réaliser des versements anticipés. En ce qui concerne la facturation, celle-ci sera agrégée à la maille du responsable de réserve.
EDF	2.11.2.2.3.3	Cet article fait référence au chapitre C de la section 2 : des modifications seront à prévoir dans les articles C.10.3, C.12, C.14, C.15	A modifier dans les Règles MA/RE	La section 2 des règles RE/MA sera modifiée ultérieurement (cf. 2.1.5)
EDF	2.11.2.2.3.4	Cet article fait référence au chapitre C de la section 2 : des modifications seront à prévoir dans les articles C.10.3, C.12, C.14, C.15	A modifier dans les Règles MA/RE	La section 2 des règles RE/MA sera modifiée ultérieurement (cf. 2.1.5).

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
EDF	2.11.4.6.1	La formule proposée fait état d'un calcul sur l'ensemble des points demi horaires du mois ("PDH du mois M). Or M étant le mois en cours, le calcul propose donc une estimation pour les jours restants sur le mois M. Or, le RR n'a aucune visibilité sur l'énergie qui sera activée sur le mois M en cours : il n'est donc pas justifié que la sécurisation bancaire soit appelée alors que cela résulterait de prévisions inexactes. Ainsi, l'appel à la GB ne devrait être basé que sur la base des versements effectifs i.e. sur facture de RTE	supprimer	La rédaction de la formule a été améliorée, tout en conservant une logique identique à celle utilisée pour le mécanisme d'ajustement. Il est explicitement prévu que le calcul de l'encours ne se base que sur les pas demi-horaire des jours antérieurs au jour du calcul de l'encours.
EDF	2.11.4.6.1	ajouter une nouvelle notion	encours relatif à la collecte et au versement = bilan financier * (bilan financier / (rémunération de l'obligation (mois M) + bilan financier))	Les flux financiers correspondant à des finalités différentes, RTE ne nette pas les encours liés aux obligations et aux versements entre les responsables de réserves et les fournisseurs.
EDF	2.11.4.6.2.1	La garantie bancaire est là pour permettre des encours.	Lorsque **l'encours relatif à la collecte et au versement** effectué par RTE au titre de l'Article 2.11.4.6.1 est supérieur **au montant de la Garantie Bancaire**	L'article 2.11.4.6.2 porte sur les contreparties ne disposant pas de garantie bancaire. L'article 2.11.4.6.3 porte lui sur les contreparties disposant de garantie bancaire.
EDF	2.11.4.6.2.3.3.1	La date de prise en compte de la Garantie Bancaire doit être ferme	La contrepartie Notifie alors à RTE, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, une nouvelle Garantie Bancaire qui prendra effet ~~**au plus tôt**~~ cinq (5) Jours Ouvrés après réception par RTE.	La modification a été intégrée dans les règles.
EDF	2.11.4.6.2.3.3.1	L'adaptation du montant de la garantie bancaire doit pouvoir être décidée par la contrepartie.	Dans le cas contraire, c'est-à-dire lorsque la Garantie Bancaire de la contrepartie est révisée à la demande de RTE, la contrepartie doit attendre douze (12) Mois, à compter de **la prise d'effet** de la Garantie Bancaire révisée, pour **mettre en oeuvre** une diminution du montant de sa Garantie Bancaire auprès de RTE.	La modification a été intégrée dans les règles.
EDF	2.11.4.6.3	On propose de rajouter « peux effectuer » car cela n'est pas une obligation, ce qui nécessiterait d'avoir plus d'éléments sur les montants à verser.	– la contrepartie **peut effectuer** des paiements anticipés sur le compte Fonds pour la Collecte et le Paiement du Versement pour les Services Système dont les coordonnées bancaires sont précisées dans l'Accord de Participation	La modification a été intégrée dans les règles.

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
EDF	2.11.4.6.3	Proposition de modification	Avant la fin du Mois M+1, RTE facture à la contrepartie le montant correspondant au versement calculé à l'Article 2.11.4.5. **Le montant à payer par la contrepartie tient compte** des sommes hors taxes déjà versées au titre des paiements anticipés sur le compte Fonds pour la Collecte et le Paiement du Versement pour les Services Système tel que susmentionné ;	Les règles ont été modifiées en ce sens
EDF	2.11.4.6.4	Les délais devront être réintérrogés		Les délais indiqués sont ceux prévus par les règles RE/MA. Ils pourront être réinterrogés en cohérence avec l'évolution des règles RE/MA.
EDF	2.11.4	EDF regrette que le risque d'impayé issu du modèle de versement soit in fine supporté par les fournisseurs, dans des situations où ces derniers n'ont aucune relation contractuelle avec les Responsables de Réserve, et n'auront comme seul recours qu'une procédure devant les autorités juridictionnelles compétentes. Dans ce cadre, la suspension de la participation du RR en défaut dans un délai rapide (qui doit être prévu dans les Règles) est un garde-fou nécessaire		Les modalités prévues par les règles services système sont identiques à celles définies dans les règles du mécanisme d'ajustement et de NEBEF.
EDF	Annexe 12	La durée du pré-avis, très importante, est de nature à introduire des barrières à l'entrée	sous réserve de respecter un préavis de **1 mois**	Le préavis de 2 mois est issu des règles MA. La cohérence avec les règles MA est privilégiée.
EDF	Section 2 - C.10.3	Compléter le C.10.3 de façon similaire au C.10.8.2 (précision sur l'affectation de l'énergie selon que le modèle de versement du site).	Volumes reconstitués au motif d'un bilan de réserve négatif (MWh)	La section 2 des règles RE/MA sera modifiée ultérieurement (cf. 2.1.5).
EDF	Section 2 - C.12	Compléter le C.12, dans l'éventualité où des sites de soutirage RPD participeraient aux Services Système (en modèle régulé ou contractuel), tout en étant traités en profilage au sens de la reconstitution des flux : correction de l'écart national de profilage		La section 2 des règles RE/MA sera modifiée ultérieurement (cf. 2.1.5).
EDF	Section 2 - C.14	De façon similaire aux effacements MA et NEBEF, préciser l'énergie correspondant aux services système, sur des sites en modèle régulé ou contractuel. Les spécifications SI de Publication Dat@RTE devront être communiqués dès que possible.		La section 2 des règles RE/MA sera modifiée ultérieurement (cf. 2.1.5).

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
EDF	Section 2 - C.15.1	Idem C.12 : compléter les § C.15.1.3 et C.15.1.6, dans l'éventualité où des sites de soutirage RPD participeraient aux Services Système (en modèle régulé ou contractuel), tout en étant traités en profilage au sens de la reconstitution des flux : correction de l'écart national de profilage		La section 2 des règles RE/MA sera modifiée ultérieurement (cf. 2.1.5).
ENGIE	2.14.1.3	Cet article prévoit un retour d'expérience concernant la participation des Sites de Soutirage raccordés au RPD au plus tard 6 Mois après la première participation du premier Site de Soutirage RPD. D'autres expérimentations auront lieu (l'observabilité statistique, l'utilisation de la sous-mesure), le Retour d'Expérience pourra traiter de l'ensemble des sujets. Comme pour l'expérimentation des sites de soutirage RPT, le retour d'expérience pourra montrer ce qui a fonctionné, et ce qui semble nécessaire d'améliorer (processus de certification dans le cas d'un site de soutirage RPD, performances des sites RPD et son contrôle, observabilité statistique, résolution de la TM, utilisation de la sous mesure, transmission des clés de répartition, ...).		Oui, ces différents retours d'expérience devront permettre de pérenniser ce qui fonctionne correctement et de faire évoluer ou d'abandonner ce qui se révèle être problématique, dans la ou les prochaines versions des règles services système.
Energy Pool	2.2.2.3	Energy Pool soutient vivement la proposition de recourir à des EDR soutirage « multi-tout ». Ceci est un prérequis pour que l'ouverture aux sites RPD soit un succès. En effet les charges raccordées au RPD étant de petite taille et leur disponibilité étant, pour certaines, aléatoire ou variable, l'agrégation de celles-ci pour répondre aux exigences des services système sera nécessaire. Par ailleurs, la diversité des fournisseurs, des RE et des gestionnaires de réseau sur les capacités de soutirage RPD rend absolument nécessaire de ne pas imposer de limitation à l'agrégation.		Le recours aux EDR multi-tout est contenu dans la proposition de règles transmise à la CRE.

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
Energy Pool	2.14.9	Nous tenons à rappeler que, tant qu'un besoin de complexification du modèle « absence de prise en compte de l'énergie » n'est pas clairement démontré (dans le cas, par exemple, où les énergies en jeu seraient négligeables pour les RE et fournisseurs), il nous semble parfaitement justifié de garder le modèle simple qu'est le modèle « absence de prise en compte de l'énergie ». Nous regrettons, à ce titre, que notre proposition d'observer des critères mesurables démontrant la limite du modèle « absence de prise en compte de l'énergie » n'ait pas été retenue par RTE.		L'introduction du modèle régulé optionnel 15 mois après l'ouverture à la participation des sites de soutirage RPD devrait permettre aux fournisseurs/RE de décider si le modèle « absence de prise en compte de l'énergie de réglage » leur convient ou le recours au modèle régulé optionnel se révèle être nécessaire, dans la mesure où la participation aux services système peut induire un déséquilibre pour les responsables d'équilibre des sites de soutirage engagés.
Energy Pool	2.14.9	Energy Pool est généralement satisfait des dates de participation des sites de soutirage RPD avec une complexification progressive cependant nous souhaiterions qu'il soit possible de participer dès le 1er janvier 2016 avec des EDA participant de manière symétrique contenant des sites RPD dont la participation unitaire est dissymétrique. Cette disposition nous parait relativement simple dans son implémentation car elle implique seulement de prévoir des clés de répartition de l'énergie de réglage dissymétrique.		Puisque jusqu'au 1er avril 2017, le modèle absence de prise en compte de l'énergie de réglage est le seul applicable, il apparait nécessaire de limiter la participation individuelle de chaque site de soutirage à une participation symétrique, afin de limiter l'impact sur les responsables d'équilibre des sites de soutirage.
Energy Pool	2.2.2.4.1.2	"Pour les Sites de Soutirage raccordés au RPD dont la puissance souscrite est strictement supérieure à 36 kVA, la confirmation, que le comportement envisagé dans le cadre de la fourniture de Services Système est compatible avec les conditions d'accès au RPD de son Site de Soutirage." Nous ne sommes pas favorables à cette clause car elle semble trop vague pour être applicable. Par ailleurs, il nous semble que cette nécessité de respecter les conditions d'accès au RPD est déjà inclue dans le contrat d'accès au réseau du site. Enfin, nous ne comprenons pas pourquoi cette clause ne s'applique qu'à une catégorie de sites et exclut 1/ les sites RPT, 2/ les sites dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA.	Nous suggérons de supprimer la clause "Pour les Sites de Soutirage raccordés au RPD dont la puissance souscrite est strictement supérieure à 36 kVA, la confirmation, que le comportement envisagé dans le cadre de la fourniture de Services Système est compatible avec les conditions d'accès au RPD de son Site de Soutirage."	La disposition est similaire à celle retenue à l'issue de la concertation et de la consultation pour la mise en œuvre des règles RE/MA v7.

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
Energy Pool	2.2.3.1.3.2	Vu le nombre et la diversité en taille des GRD en France, il nous semble nécessaire de gérer cette clause de manière centralisée ou de l'associer à un document pratique permettant aux responsable de réserve de trouver facilement quel GRD contacter et quelle adresse email ou numéro de téléphone utiliser pour contacter le GRD. Nous suggérons donc de fournir la liste des contacts de chacun des GRD ou de prévoir une adresse email générique permettant de limiter l'investissement temporel associé à cette clause.		) Ce point ne relève pas des règles.
Energy Pool	2.2.3.1.3.2	Nous ne souhaitons pas que les vérifications réalisées par les GRD s'apparentent à un accord donné par ceux-ci. Nous souhaitions que soit mentionné de manière plus explicite qu'il ne s'agit que d'une vérification des conditions listées dans les règles à l'article 2.2.2.4.1.	Le GRD dispose d'un délai de 5 (cinq) Jours Ouvrés pour effectuer ces vérifications et - **dans le cas où les conditions définies à l'Article 2.2.2.4.1. sont respectées,** notifier à RTE et au Responsable de Réserve **que la vérification est positive**; ou - **dans le cas où les conditions définies à l'Article 2.2.2.4.1. ne sont pas respectées,** notifier au Responsable de Réserve **les raisons pour lesquelles les conditions ne sont pas respectées afin de permettre au Responsable de Réserve de resoumettre un dossier au GRD** **Dans le cas où les conditions définies à l'Article 2.2.2.4.1. ne sont pas respectées,** le GRD transmet au Responsable de Réserve et à RTE, la cause associée, celle-ci ne pouvant être qu'un non respect d'au moins une des conditions définies ci-dessus. **Dans le cas où les conditions définies à l'Article 2.2.2.4.1. sont respectées**, le GRD transmet à RTE, les données suivantes :	Les règles sont déjà rédigées en ce sens. Il n'apparait pas nécessaire de modifier la formulation initiale, puisque les cas de refus sont déjà explicitement listés et qu'en cas de refus le GRD transmet au responsable de réserve la cause du refus.
Energy Pool	2.2.3.1.3.3	Idem	"Si la demande porte sur au moins un Site de Soutirage ou Groupe de Production raccordé au RPD, le Responsable de Réserve doit aussi adresser des demandes aux GRD auxquels les Sites de Soutirage ou Groupe de Production sont raccordés, conformément à l'Article 2.2.3.1.3.2. **En l'absence de Notification d'un vérification positive des conditions définies à l'article 2.2.2.4.1. par les GRD à RTE**, RTE refuse la demande de modification du Périmètre de Réserve du Responsable de Réserve par voie de Notification."	cf. réponse précédente

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
Energy Pool	2.11.2.2.1	"Dès qu'un Site de Soutirage change de modèle de participation sans que cela soit à l'initiative du Responsable de Réserve, RTE Notifie le Responsable de Réserve au plus tard 5 (cinq) Jours Ouvrés avant la mise en œuvre de la modification." Il nous semble que ce délai est court pour permettre au responsable de réserve de se retourner vers le (ou les) site(s) concerné(s) et lui (leur) expliquer les changements qui l' (les) impacteront. Nous suggérerons un délai de 20 jours.	"Dès qu'un Site de Soutirage change de modèle de participation sans que cela soit à l'initiative du Responsable de Réserve, RTE Notifie le Responsable de Réserve au plus tard **20 (vingt)** Jours Ouvrés avant la mise en œuvre de la modification."	Les règles ont été modifiées : le délai a été augmenté à 10 jours ouvrés.
Energy Pool	2.14.1.1	Il nous nécessaire que le seuil de 40 MW ne soit pas appliqué aux capacités des EDR mais à la contribution maximale des sites RPD au sein de ces EDR. En effet si une EDR soutirage RPT de 40 MW se voit intégrer un site RPD dont la contribution est de 1 MW, alors le seuil sera atteint alors que ceci n'était pas l'intention de RTE.	"La somme des capacités maximales de Réglage Primaire et Secondaire de fréquence **des** Sites de Soutirage RPD et des Moyens de Stockage hors STEP de tous les Responsables de Réserve ne peut dépasser un seuil de 40 MW. **Cette capacité maximale est notifiée de manière déclarative par les Responsables de Réserve au moment de la Certification de leur EDR**"	Les règles ont été modifiées en ce sens. Les modalités de déclaration des capacités maximales par site de soutirage ont été ajoutées dans l'annexe 4.
Energy Pool	2.14.1.1	"De plus la somme des capacités maximales de Réglage Primaire et Secondaire de fréquence des Entités de Réserve de type soutirage et des Moyens de Stockage hors STEP de chaque Responsable de Réserve ne peut dépasser 20 MW"	"De plus la somme des capacités maximales de Réglage Primaire et Secondaire de fréquence des Entités de Réserve de type soutirage **raccordées au RPD** et des Moyens de Stockage hors STEP de chaque Responsable de Réserve ne peut dépasser 20 MW"	Correction apportée dans les règles services système.

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
GRD	2.2.2.4.2	Pour les sites d'injection raccordés au RPD, les accords mentionnés au 2.2.2.4.2 doivent être collectés et analysés par le gestionnaire de réseau auquel est raccordé la capacité, conformément à ce qui est proposé pour les sites de soutirage. En l'occurrence, le responsable d'équilibre du site d'injection est connu uniquement par le gestionnaire de réseau du site	Insérer un paragraphe "*2.2.2.4.1.2 Dispositions Applicables uniquement aux sites d'injection.* *Le Responsable de Réserve doit disposer, pour tous les Groupes de Production ou Site d'Injection constituant l'Entité de Réserve de type injection, des accords valides établis conformément à l'annexe 6 de la section 1 des règles RE/MA. Si le Gestionnaire de Réseau reçoit plusieurs accords valides pour un même Groupe de Production, le Gestionnaire de Réseau ne considèrera, pour le rattachement du Groupe de Production ou di Site d'Injection à un Périmètre de Réserve, que l'accord dont la date de signature est la plus récente. Ces accords ne sont pas nécessaires dans le cas où le titulaire du Contrat d'Accès au Réseau ou du Contrat de Service de Décomptes est le Responsable de Réserve* *Le Responsable de Réserve doit disposer de l'accord du Responsable d'Equilibre de tous les Groupes de Production constitutifs de l'Entités de Réserve de type injection, établi conformément à l'Annexe 7. Ces accords ne sont pas nécessaires dans le cas où le Responsable d'Equilibre des Groupes de Production est le Responsable de Réserve*"	L'article 3.1.2 des règles RE/MA prévoit que RTE gère l'évolution du périmètre de programmation du responsable de programmation. Il n'apparait pas nécessaire de modifier ce fonctionnement. Ce fonctionnement pourra cependant faire l'objet d'une analyse dans le cadre du retour d'expérience prévu à l'article 2.14.5 des règles services système en cas de participation d'un Groupe de Production raccordé au RPD aux services système. En revanche, les règles services système ont été modifiées que la collecte des accords établis conformément à l'Annexe 7 soit réalisée par le gestionnaire de réseau auquel le groupe de production est raccordé.
GRD	2.2.3.1	Pour faire évoluer les sites de son périmètre, le responsable de réserve adresse une demande d'évolution de périmètre au gestionnaire de réseau auquel est raccordée la capacité conformément à la gestion de périmètre aujourd'hui en place dans MA et NEBEF	Le Responsable de Réserve peut modifier son Périmètre de Réserve. Pour ce faire, le Responsable de Réserve Notifie à RTE sa demande d'évolution de son Périmètre de Réserve. Une modification du Périmètre de Réserve par un Responsable de Réserve concerne les possibilités suivantes : - Ajout d'une Entité de Réserve au Périmètre de Réserve ; - Retrait d'une Entité de Réserve du Périmètre de Réserve ; - Modification des caractéristiques d'une Entité de Réserve ; ~~- Modification de la liste des Sites de Soutirages composant une Entité de Réserve de type soutirage~~	Les règles services système ont été modifiées de manière à rapprocher la gestion des périmètres services système de ceux mis en place dans les règles du mécanisme d'ajustement.
GRD	2.2.3.1.1.1	Les GRD ne saisissent pas bien l'utilité de ce paragraphe. Pour les GRD, le responsable de réserve doit identifier le site avec la référence du gestionnaire de réseau conformément à l'article 2.2.3.1.1.2		Le processus d'identification des sites est repris du processus utilisé pour le mécanisme d'ajustement.

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
GRD	2.2.3.1.3.1	Mise en cohérence de la gestion des périmètres de réserve lorsque cela concerne des sites raccordés au RPD avec la gestion des périmètres du MA et NEBEF	"Principes Le processus applicable est décrit à l'Article 2.2.3.1.3.2 pour les capacités raccordées au RPD et 2.2.3.1.3.3 pour les capacités raccordées au RPT. ~~Cependant si la demande porte sur au moins un Site de Soutirage ou Groupe de Production raccordés au RPD, le processus commence décrit à l'Article 2.2.3.1.3.3 doit être complété par celui décrit à l'Article 2.2.3.1.3.2.~~	Les règles services système ont été modifiées de manière à rapprocher la gestion des périmètres services système de ceux mis en place dans les règles du mécanisme d'ajustement.
GRD	2.2.3.1.3.2	Mise en cohérence de la gestion des périmètres de réserve lorsque cela concerne des sites raccordés au RPD avec la gestion des périmètres du MA et NEBEF. La collecte de la capacité de réglage du site est un élément essentiel vers la prise en compte des impacts de ces activations sur l'exploitation et le développement des réseaux de distribution	Pour chaque Site de Soutirage ou Groupe de Production, le Responsable de Réserve: - Indique le nom de l'EDR de rattachement établi conformément à l'Article 2.2.3.1.2.6 ; - Indique la référence du Site de Soutirage ou Groupe de Production établie conformément à l'Article 2.2.3.1.1.3 ; et - La capacité de réglage à la hausse et à la baisse du Site - Transmet les accords mentionnés aux Article 2.2.2.4.1.	Les modifications ont été introduites.
GRD	2.2.3.1.3.3	Mise en cohérence de la gestion des périmètres de réserve lorsque cela concerne des sites raccordés au RPD avec la gestion des périmètres du MA et NEBEF	Pour les Sites de Soutirage ou Groupe de Production raccordés au réseau de transport, le Responsable de Réserve adresse sa demande de modification de Périmètre de Réserve à RTE Pour les Sites de Soutirage ou sites d'injection raccordés au RPD, RTE se base sur la notification du GRD conformément à l'article 2.2.3.1.3.2 pour traiter la demande. ~~Si la demande porte sur au moins un Site de Soutirage ou Groupe de Production raccordé au RPD, le Responsable de Réserve doit avoir obtenu au préalable l'accord des GRD auxquels les Sites de Soutirage ou Groupe de Production sont raccordés, conformément à l'Article 2.2.3.1.3.2. En l'absence de Notification de cet accord par le GRD à RTE, RTE refuse la demande de modification du Périmètre de Réserve du Responsable de Réserve par voie de Notification~~	Les règles services système ont été modifiées de manière à rapprocher la gestion des périmètres services système de ceux mis en place dans les règles du mécanisme d'ajustement.

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
GRD	2.2.3.3	Il faut prévoir le cas de rupture de l'accord site, nous proposons là aussi une harmonisation avec ce qui est déjà prévu dans le MA	*Ajout d'un paragraphe "2.2.3.3 Retrait consécutif à la résiliation de l'accord conclu entre le Responsable de Réserve et l'Utilisateur du Groupe de Production ou du Site* La résiliation de l'accord écrit conclu entre le Responsable de Réserve et l'Utilisateur du Groupe de Production ou du Site, pour la participation du Groupe de Production ou du Site aux Services Systèmes, entraîne le retrait de ce Groupe de Production ou ce Site du Périmètre de Réserve du Responsable de Réserve. Quelle que soit l'entité à l'initiative de la résiliation, le Responsable de Réserve est tenu d'informer le Gestionnaire du Réseau auquel est raccordé le Groupe de Production ou le Site concerné dans un délai de cinq (5) Jours Ouvrés à compter de la résiliation de l'accord. Dans un délai de dix (10) Jours Ouvrés à compter de la réception par le Gestionnaire de Réseau de la Notification du Responsable de Réserve, le Gestionnaire du Réseau auquel est raccordé le Site Notifie au Responsable de Réserve le retrait du Groupe de Production ou du Site de son Périmètre de Réserve A compter de la réception de la Notification par le Responsable de Réserve, ce dernier ne peut plus procéder à la fourniture de Réserve sur le Groupe de Production ou le Site objet du retrait Il faut prévoir le cas de rupture de l'accord site, nous proposons là aussi une harmonisation avec ce qui est déjà prévu dans le MA"	L'article 2.2.2 prévoit que l'accord valide du site est nécessaire à la participation. La demande d'ajout apparait redondante.
GRD	2.11.2. 2.3.1	Le modèle corrigé n'est à ce stade pas implémenté dans les règles MA/RE. En revanche, indépendamment de l'architecture finale qui sera retenue pour l'application du modèle corrigé pour les sites RPD, le GRD, en tant qu'interlocuteur naturel des sites raccordés au réseau qui lui est concédé, est le seul acteur légitime à pouvoir apporter les corrections nécessaires sur la courbe de charge de consommation du site. Cette courbe de charge faisant foi dans les échanges fournisseurs-GRD pour la facturation de l'énergie par le fournisseur d'électricité du site.	*Pour les Sites de Soutirage participant selon le modèle corrigé, RTE transmet au GRD concerné* ~~effectue un ajustement de la consommation de chaque Site de Soutirage à hauteur des~~ les énergies de réglage activées déterminées à l'Article 2.11.2.2 ~~, conformément au chapitre C de la section 2 des Règles RE/MA.~~	La proposition de formulation des GRD devra être étudiée quand l'introduction du modèle corrigée pour les sites de soutirage RPD sera déclinée dans les règles services système.

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
GRD	2.14.5	Afin de réaliser ce retour d'expérience de manière pertinente, les GRD souhaitent disposer des chroniques relatives aux énergies de réglage associées à chaque site d'injection ou de soutirage raccordé au RPD. Les télémesures ex post et le résultat du contrôle de performance réalisé par RTE pourront également être fournis ponctuellement sur demande des GRD pour alimenter les études	Ajouter une phrase "Pour la réalisation de ce retour d'expérience, les GRD et RTE s'engagent à partager mutuellement l'ensemble des méthodes et des données nécessaires au retour d'expérience et notamment les chroniques d'énergie par site RPD et les télémesures des sites permettant d'étudier le risque de marche en réseau séparé non sollicitée. "	Pour le retour d'expérience, les énergies de réglage par site RPD pourront être transmises par RTE aux GRD. Les règles ont été modifiées en ce sens. En revanche, l'utilité de la transmission d'informations relatives aux performances de la fourniture de services système ne semble pas avérée.
CNR	?	Pour la prise en compte de l'énergie de réglage sur site RPD, il est indiqué dans le document d'accompagnement que RTE propose de calculer et publier un indicateur sur le volume de participation des sites de soutirage RPD afin de permettre aux fournisseurs de décider s'ils optent pour le modèle régulé ou sans prise en compte de l'énergie de réglage. **Nous souhaitons en tant que RE Multi-fournisseurs pouvoir avoir accès également à cette publication afin d'analyser la sensibilité des déséquilibres potentiels des sites de soutirage de chaque fournisseur du PRE**		L'article 2.5.6.2 prévoit une publication de la part de programmation des sites raccordés au RPD par rapport aux programmes totaux. Cette publication s'effectuera sur le site web de RTE : l'information sera publique.

4.2 Ouverture de la participation aux capacités dissymétriques

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
EDF	définitions	==> vérifier les impacts sur d'autres textes et formules		Le terme de prix forfaitaire énergie n'est pas réutilisé dans d'autres jeux de règles ou contrats de RTE liant RTE à une contrepartie.

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
EDF	1.5	Deux propositions: -enlever le terme "instantané". - Rendre la définition robuste à une participation dissymétrique (Gain Kh à la hausse et Gain Kb à la baisse) avec la notion de "énergie réglante adaptée"	Gain de Réglage Primaire de fréquence, défini en MW/Hz. Ce paramètre caractéristique du dispositif de régulation de l'Entité de Réserve ou du Groupe de Production permet de déterminer la réponse théorique attendue de l'Entité de Réserve (en MW), au titre du Réglage Primaire de fréquence lorsque cette dernière diffère de 50 Hz.	Le terme instantané a été supprimé dans la définition du gain. En revanche l'introduction d'un gain dissymétrique n'a pas été retenue. Tout d'abord, dans la mesure où le gain est un paramètre relativement constructif d'un groupe de production, il n'apparait pas évident que cette introduction soit nécessaire. Par ailleurs celle-ci impacterait le contrôle des performances tant sur le volet algorithmique que sur le volet contractuel. Cependant si des acteurs de marché disposaient d'un projet nécessitant l'introduction d'un gain dissymétrique, RTE étudiera conjointement avec les acteurs de marché cette possibilité.
EDF	1.5	Il convient de préciser dans les définitions le terme "dissymétrique" qui est utilisé en 2.2.2	Définir dissymétrie: faculté d'une EDR à réaliser un réglage de fréquence suivant un couple de réserves à la hausse et à la baisse (Rh,Rb) telles que Rh ≠ Rb.	Cette définition a été ajoutée.
EDF	2.3.1	Il convient de préciser que le RR peut programmer l'EDR pour tout point intermédiaire respectant les valeurs maximales (faisant partie de l'Aptitude), y compris une dissymétrie non exclusivement à la hausse ou à la baisse.	Pour chaque Type de Réserve, l'Aptitude est établie au réglage symétrique soit établie **pour des modes de fonctionnement symétriques ou dissymétriques.** **Pour une EDR Apte en dissymétrique pour un couple de réserves (Rh,Rb), le Responsable de Réserve peut programmer cette EDR pour tout point de fonctionnement respectant ces limites de réserve (R1,R2) tel que R1<Rh et R2<Rb.**	L'ajout de la définition de la participation dissymétrique rend cet ajout redondant.
EDF	2.3.2	Une EDR à la baisse ne devrait pas répondre pas à une perte de 3000 MW. Il convient donc d'adapter le texte.	Sur une variation de fréquence induite par la perte de 3000 MW dans la zone européenne continentale synchrone, une Entité de Réserve **participant à la hausse** doit libérer	Les règles ont été modifiées en ce sens.
EDF	2.3.2	Il convient d'adapter le texte.	Les performances de réponse en sur-fréquence doivent être identiques, à celles en sous-fréquence, telles que décrites ci-dessus **pour les entités participant à la baisse**.	Les règles ont été modifiées en ce sens.

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
EDF	2.3.2	Nous proposons de: - modifier le terme "gain dynamique" par "énergie réglante adaptée", car cela peut induire une mauvaise interprétation. - rendre la formule robuste à une participation dissymétrique (Gain Kh à la hausse et Gain Kb à la baisse) Un effort a été fait sur les formules de l'énergie activée (avec des min et des max) mais pas pour les Gains.	Pour les Entités de Réserve déclarant **une énergie réglante adaptée** en Annexe 4, **cette valeur à la hausse Gh vaut [à compléter] et la valeur à la baisse Gb vaut [à compléter]**	RTE préfère conserver le terme gain dynamique. La réponse l'introduction de gains différents à la hausse et à la baisse a été apportée précédemment.
EDF	2.3.2	Du point de vue d'EDF, sur demande du Responsable de Réserve (RR), une EDR actuellement apte pour laquelle le RR fait état d'une participation symétrique devrait être réputée apte en dissymétrique, sans essais complémentaires.	Sur demande du Responsable de Réserve (RR), une EDR actuellement apte pour laquelle le RR fait état d'une participation symétrique devrait être réputée apte en dissymétrique, sans essais complémentaires.	Il apparait nécessaire que l'aptitude à la participation dissymétrique soit démontrée par le responsable de réserve et validée par RTE avant la participation dissymétrique effective.
EDF	2.3.3	Les essais prévus par la DTR ne cadrent pas le cas de participation dissymétrique. Il est absolument nécessaire de décrire précisément quels essais devront être menés pour une Aptitude non symétrique. Il semble nécessaire que RTE modifie le contenu de l'article 8.14.1 de la DTR pour définir les essais attendus en dissymétrique.	En cas de demande de Certificat d'Aptitude à la participation dissymétrique, ou à Gain dynamique, **le Responsable de Réserve adapte les essais prévus dans la DTR de RTE suivant la participation envisagée (fiches 14, 15 et 16 de l'article 8.3 de la DTR de RTE)**.	Les fiches de la DTR de RTE portent sur les exigences au raccordement. Les règles SSY décrivent les comportements spécifiques attendus en cas de participation dissymétrique. Il n'apparait pas nécessaire de complexifier la DTR pour les cas spécifiques de participation dissymétrique.
EDF	2.9.2.3	EDF souligne le manque de justification des formules introduites, qui n'ont pas de fondement économique démontré. La formule proposée confie implicitement plus de valeur à la réserve à la hausse, alors que des arbitrages pourraient avoir aussi sur la réserve à la baisse. Puisque l'arbitrage est possible dans les deux sens (hausse ou baisse), suivant les actions du Responsable de Réserve, il semble plus pertinent de retenir une valeur à 0,5.	a=0,5	RTE estime que les risques d'arbitrage des indemnités pour la composante hausse et la composante baisse dépendent du niveau du prix spot. Les coefficients choisis pourront faire l'objet d'un retour d'expérience.
EDF	2.11.1.1	erreur dans la formule	E = ∫min(max(-KΔf, -RPB), RPH)	La formule a été corrigée

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
EDF	2.11.2.2.2	Il convient d'adapter cette règle pour des EDR et sites dissymétriques	Pour chaque Entité de Réserve de type soutirage, pour chaque Pas 10 minutes et pour chaque Type de Réserve, les valeurs des clefs de répartition doivent être comprises entre -1 et 2. **Lorsque l'EDR est programmée en dissymétrique, le Responsable de Réserve transmet la contribution de chaque site au réglage à la hausse et à la baisse.** **Dans ce cas, les sites partipant exclusivement à la hausse sont affectés d'une clé positive et les sites participant exclusivement à la baisse d'une clé négative.** **RTE vérifie que la contribution agrégée des sites est telle que la somme des clés est égale à 1 pour la participation à la hausse et à -1 pour la participation à la baisse.**	La positivité des valeurs des clefs de répartition de l'énergie de réglage a été imposée pour les EDR participant exclusivement à la hausse ou exclusivement à la baisse. (la somme des valeurs des clefs de répartition est toujours égale à 1, quelque soit le signe de l'énergie de réglage à la maille de l'entité de réserve)
EDF	2.11.3	Nous soutenons qu'une solution meilleure que le prix EPEX est la prise en compte d'indicateurs liés au MA comme c'est le cas du Prix Moyen Pondéré (PMP). En effet, cet indicateur palie les lacunes soulevés dans notre réponse à la consultation puisqu'il permet de refléter l'équilibre offre-demande à très court terme, est un indicateur transparent et pertinent pour le marché et introduit une cohérence avec le MA puisque l'action du réglage automatique est in fine tributaire des actions de RTE sur le MA.	Pour chaque Pas Demi-Horaire, RTE valorise les énergies de Réglage **à la hausse (resp. baisse) au prix moyen pondéré à la hausse (resp. baisse) conformément aux Règles MA/RE.**	Il a été retenu de valoriser l'énergie de réglage au prix spot (cf. chapitre 2.2.4)
EDF	2.12	ajout pour plus de précision	Les contrôles de performance réalisés par RTE prennent en compte les éventuelles activations dans le cadre du Mécanisme d'Ajustement, de l'interruptibilité et de la programmation d'effacements au service du marché. **Pour les EDR qui ne sont pas programmées en symétrique, les contrôles en tiennent compte et sont ainsi adaptés.**	Les règles ont été modifiées en ce sens
EDF	Annexe 4		Gain de Réglage Primaire f/P (MW/Hz) (positif, **une valeur hausse, et une valeur baisse)**	cf. réponse précédente.
EDF	3.2.1.4	Préciser le sens de cette phrase		Il s'agit d'un bilan pour la réserve primaire et d'un bilan pour la réserve secondaire.
ENGIE	2.14.11	voir le document accompagnant la réponse		cf. chapitre 2.2.4 du document d'accompagnement.

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
ENGIE		Engie partage l'intérêt d'une évolution vers la participation de capacités de manière dissymétrique au réglage de la fréquence. Néanmoins Engie estime que les mécanismes d'échanges en place ne sont pas suffisamment aboutis pour permettre un volume significatif d'échanges de capacités dissymétriques entre acteurs. A ce stade Engie insiste sur : (i) l'importance de ne pas imposer de changements opérationnels aux acteurs qui échangent des capacités symétriques (ii) l'importance de ne pas autoriser la possibilité d'échange de capacités dissymétrique à partir du soutirage avant que les règles de compensations des fournisseurs ne soient en place.		Sur le point (i), les modalités de déclinaison proposées par RTE conduiront à ce qu'un acteur ne participant pas de manière dissymétrique ne soit pas impacté par l'ouverture à la participation dissymétrique. Sur le point (ii), la proposition de règles soumise à la CRE dispose que les capacités doivent participer de manière symétrique avant l'introduction du modèle régulé optionnel.
ENGIE		Ensuite Engie estime que la proposition de modification de la compensation de l'énergie de réglage au prix spot est prématurée. En effet cette proposition entrerait en vigueur en avril 2016 afin, dans un premier temps, de faciliter, les échanges IGCC et, dans un deuxième temps, d'équilibrer les échanges entre capacités dissymétriques à partir d'octobre 2016, alors que le groupe de travail sur la mise en place d'un marché primaire à partir du 1er janvier 2017 se réunira dès l'automne prochain. Engie souhaite en priorité la mise en place d'un marché libre et ouvert, qui permettra de révéler le prix de marché pour la fourniture de réserve primaire et secondaire, le scenario d'un prix régulé de l'énergie de réglage au prix spot ne peut qu'être une proposition transitoire. Engie propose donc de reporter la décision sur ce point et de l'intégrer dans les échanges qui s'ouvriront à l'automne.		cf. chapitre 2.2.4 du document d'accompagnement.

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
ENGIE		Finalement, à propos de la proposition d'introduire un terme d'indemnité associée au surcoût services systèmes (noté S) dans le calcul de l'indemnité élémentaire, Engie considère que cette proposition est très contestable. Etant donné que la valeur du service est régulée, en cas de déséquilibre du bilan de réserve d'un acteur, la non rémunération du service à l'acteur défaillant constitue une ressource suffisante pour que RTE compense les coûts de reconstitution du service. Il n'est dès lors pas cohérent d'introduire un nouveau terme dans le calcul de l'indemnité élémentaire.		Le terme S dans l'indemnité élémentaire pleine a été supprimé.
ENGIE	3.2.1.1 & 3.2.1.2	Cet article prévoit qu'en J-1 pour J, le responsable de programmation transmet à RTE le Programme d'Appel et le programme prévisionnel pour chaque type de réserve et pour chaque EDP en déclarant au pas de mi-horaire: - une chronique prévisionnelle de production en MW - une chronique en MW de contribution en réserve primaire symétrique, ou une chronique en MW de contribition à la hausse et une chronique à la baisse - une chronique en MW de contribution en réserve secondaire symétrique, ou une chronique en MW de contribition à la hausse et une chronique à la baisse ENGIE souhaiterait que les modalités des échanges opérationnels soient précisées dans les règles SI. Le choix est laissé au Responsable de Programmation de déclarer une chronique de contribution symétrique après l'ouverture aux capacités dissymétriques. Il est important de permettre au Responsable de Programmation de réaliser sa déclaration pour une contribution symétrique selon les modalités en vigueur, sans aucun impact sur le SI (format d'échange...).	(…) les noms et formats des fichiers échangés, qui sont définis dans les règles SI, sont inchangés pour les contributions symétriques.	RTE fera en sorte que l'introduction de la participation dissymétrique permette aux acteurs continuant de participer de manière symétrique de ne modifie pas les formats de fichiers relatifs à la programmation et aux échanges de réserve. En revanche, pour les acteurs participant de manière dissymétrique, RTE transmettra, via les règles SI SSY, dans les plus brefs délais, les solutions retenues pour les modalités de déclaration des échanges et des programmes dissymétriques.

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
ENGIE	2.5.4.1.1	Cet article prévoit qu'en J-1 pour J, le responsable de réserve transmet à RTE le Programme d'Appel pour chaque type de réserve et pour chaque EDR de type soutirage en déclarant au pas de mi-horaire soit une chronique en MW de contribution symétrique, soit une chronique en MW de contribition à la hausse et une chronique à la baisse. ENGIE souhaiterait que les modalités des échanges opérationnels soient précisées dans les règles SI. Le choix est laissé au Responsable de Réserve de déclarer une chronique de contribution symétrique après l'ouverture aux capacités dissymétriques. Il est important de permettre au Responsable de Réserve de réaliser sa déclaration selon les modalités en vigueur correspondantes à une contribution symétrique après l'ouverture aux capacités dissymétriques.	(…) les noms et formats des fichiers échangés, qui sont définis dans les règles SI, sont inchangés pour les contributions symétriques.	cf. réponse précédente
ENGIE	2.6.2 Contenu d'une NER	Cet article prévoit en particulier que: - une NER peut être un échange symétrique, soit hausse unique, soit baisse uniquement, - une NER contient une chronique d'échange de réserve du type de réserve. ENGIE souhaiterait que les modalités des échanges opérationnels soient précisées dans les règles SI. Ces modalités ne changent pas dans le cas d'un échange de réserve symétrique après l'ouverture aux capacités dissymétriques: il est important que l'évolution du SI (format des échanges, ...) permettant l'ouverture de la participation dissymétrique soit sans impact aucun sur les acteurs ayant une participation symétriques.	(…) les noms et formats des fichiers échangés, qui sont définis dans les règles SI, sont inchangés pour les contributions symétriques.	cf. réponse précédente
ENGIE	2.11.3	voir le document accompagnant la réponse		cf. chapitre 2.2.4
Energy Pool	2.4.	Energy Pool supporte cet ajout dans la mesure où, sans celui-ci, une EDR injection étant certifié en dissymétrique seulement se verrait attribuer une obligation symétrique par RTE.		Cette précision est contenue dans la proposition de règles transmise à la CRE.

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
Energy Pool	2.8.3.	"la somme algébrique de tous les échanges de Réserve symétriques et à la hausse uniquement en MW du Responsable de Réserve acceptés par RTE pour le Pas Demi-Horaire concerné et pour le Type de Réserve concerné." Nous nous interrogeons sur la légitimité de cette disposition simplifiée. Ne permettrait-elle pas à un acteur qui ne fait que des échanges à la baisse de ne pas pas sécuriser sa position et donc faire porter un risque financier au système électrique?		Les échanges de réserve à la baisse ne sont en effet pas pris en compte dans la sécurisation financière du dispositif d'échange. Ce choix permet un processus de sécurisation financière plus simple. RTE estime que l'impact sur la sécurisation financière reste très modéré.
Energy Pool	2.10.2	"alors le Responsable de Réserve est rémunéré à hauteur de max(0, PFC * (P+min(0, max(BH, BB))))" Il nous semble qu'avec cette formule, un responsable de réserve qui aurait un bilan de réserve à la hausse négatif uniquement (i.e. BB=0 mais BH < 0) serait quand même rémunéré sur la base de son obligation. Dans ce cas précis, il nous semblerait plus justifié de ne pas le payer sur la totalité de son obligation.	"alors le Responsable de Réserve est rémunéré à hauteur de max(0, PFC * (P+min(0, **moyenne**(BH, BB))))"	Avec les formules inscrites dans la proposition de règles, un responsable de réserve obligé court, uniquement pour un sens de réserve, sera tout de même rémunéré à hauteur de son obligation. En revanche une indemnité lui sera demandée. Ce choix de déclinaison permet de ne pas séparer la rémunération symétrique en une composante hausse et une composante baisse.

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
Alpiq	3.4.3 et 3.4.4	Concernant l'illustration de RTE en 3.4.3 d'un revenu de "20 M€/an pour la communauté des responsables de réserve" pour l'énergie de réglage primaire et la secondaire (hypothèse d'un écart de prix de 10€/MWh entre le prix hausse rsp. baisse avec prise en compte d'une bande de prescription secondaire globale constante de 700MW) on peut compléter avec un autre calcul: En 2013 hors juillet (données non-disponibles), l'utilisation des activations secondaires effectives (signal N), les prescriptions réelles situées entre 500 et 1150MW et le calcul de prix de réglage sur la base du spot indiquent un coût de 20M€/an pour la communauté des Responsables de Réserve pour l'énergie secondaire seule. En effet, le signal N était décentré, en négatif. De plus, le prix de réglage à la baisse (spot) était statistiquement à 43.6€/MWh et celui à la hausse (spot) de 44.4€/MWh. Plusieures hypothèses sont donc permises pour illustrer la variabilité de cette enveloppe mais elle est certainement le plus impacté par la constitution du signal N qui puisera donc dans une ressources valorisée au prix spot.		La rémunération de l'énergie de réglage secondaire et la neutralisation du périmètre d'équilibre sont deux mesures permettant de compenser le responsable de réserve de l'énergie de réglage activée. Si RTE fait ses meilleurs efforts pout limiter le décentrage du niveau (article 1.8) il n'y a pas de raison que le niveau doive être nul en moyenne, tout comme l'énergie activée sur le MA. La moyenne des énergies d'équilibrage activées dépend du caractère moyen court ou long du système livré par la communauté des RE au GRT.
Alpiq	2.9.2.3	Quel est la justification du facteur A, le ratio d'indemnité hausse/baisse ?		La forme de la fonction alpha en fonction du prix spot est décrite au chapitre 2.2.3. Les coefficient de cette fonction alpha pourront évoluer dans les prochaines versions des règles.

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
Alpiq	2.11.3	Valoriser l'énergie de réglage au prix EPEX spot a le mérite d'être plus proche du prix de production d'un moyen de production appelé. Cependant, il convient de suivre et faire un retour d'expérience sur l'évolution du signal N, d'autant plus quand son enveloppe sort du TURPE et quand le code de réseau est implémenté. L'objectif est par exemple de pas reporter des volumes d'appel du MA (au prix MA) sur le signal N (au prix potentiellement plus avantageux au spot) ou d'éviter tendances trop marqués du signal N à la baisse ou à la hausse (impact sur toutes les machines aptes aux SSY).	Faire état de la constitution et de l'évolution du signal N, p.ex. dans le cadre du CURTE	L'article 1.8 prévoit déjà une option de retour d'expérience autour de la valeur mensuelle moyenne du niveau.
Solvay		Solvay Energy Services souhaite souligner l'intérêt de la programmation dissymétrique comme un élément indispensable de participation des sites industriels aux Services Systèmes Réseau. En effet, il convient de noter que la plupart des sites industriels ne peuvent répondre techniquement à un ajustement symétrique du fait d'un fonctionnement à une Puissance Max quasiment toute l'année et ne disposent donc pas de flexibilité à la hausse. De plus, le développement d'une filière de réglage à la baisse est susceptible de venir compléter efficacement certaines filières de réglage à la hausse de manière à assurer de manière optimale le besoin de RTE en réserve symétrique. Solvay Energy Services souhaiterait néanmoins une mise en œuvre sur un horizon plus court qu'octobre 2016 avec un calendrier de travail de concertation en fin d'année 2015.		L'ouverture à la participation dissymétrique et les modalités associées sont contenues dans la proposition de règles soumise à la CRE. La mise en œuvre ne pourra cependant pas intervenir avant le 1er octobre 2016 étant donné les délais des évolutions nécessaires du système d'information de RTE.

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
CNR	2.11.3	CNR est d'accord pour la mise en place la rémunération de l'énergie de réglage en relation avec un signal EPEX. Rte propose de prendre la valeur totale EPEX et non [alpha*EPEX] avec alpha <1 qu'avait pu proposer CNR pour limiter le risque prix. CNR convient néammoins que pour une année la valeur totale EPEX soit prise en compte mais CNR souhaite et demande un retour d'expérience en fin d'année avec concertation afin d'adapter si besoin ce signal pour l'année suivante. En effet au delà du risque prix, il se peut que suivant les contraintes d'un producteur gérant des usines "fatales" (production la nuit, etc...) une discrimination s'observe par rapport aux productions de pointe actionnées lorsque le signal EPEX est élévé. Egalement ce retour d'expérience permettra de lever d'autres craintes que nous pourrions avoir et autres remarques des autres acteurs.		L'article 2.14.7 a été modifié pour y faire figurer un retour d'expérience au 1er octobre 2017.

Acteur	Réf	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
CNR	capacités dissymétriques	Le caractère optionnel de la programmation et de l'excécution dissymétrique est bien actée (et sans modification des fichiers SI). Ceci était indispensable pour la CNR. En effet, les équipements régulateurs de vitesse et automate-calculateur ne sont pas prévus pour cela et en particulier pour les régulateurs de vitesse (fournis par des constructeurs) qui n'admettent pas cette possibilité. Ces modifications engendreraient de très long chantier avec une phase importante d'analyse de faisabilité et de modification par les constructeurs (si c'est possible) de leur régulateur de vitesse et de la chaine complète de commande. Il est à noter également que contrairement à des thermiciens, une usine comprend plusieurs groupes en hydraulique et une répartition est faite entre les groupes avec plusieurs points de fonctionnement. Et contrairement à une gestion par opérateurs d'agrégation (gestion plus simplifiée) la fréquence est directement asservis à chaque groupe de production et non pas via un capteur de fréquence à un système global qui peut envoyer des ordres diffrénciés par la suite à chaque entité de réglage.		Le caractère optionnel de la participation dissymétrique est un élément essentiel de la proposition de RTE.

4.3 Modification de l'allocation des surcoûts services système

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
EDF	2.9.2.3	renommer le titre pour plus de clarté et en cohérence avec ce qui est proposé dans le 2.9.3.2	Montant de l'Indemnité **liée à un Bilan de Réserve Négatif**	La demande d'amélioration du texte a été prise en compte.
EDF	2.9.2.3	EDF comprend le souhait de RTE de clarification du mécanisme qui induit actuellement des flux financiers pour RTE suivant la tendance mais s'oppose à l'opportunisme d'introduire une indifférence financière pour RTE puisqu'il est impératif de conserver des incitations à la maîtrise	IEPH = indemnité élémentaire hausse pleine = max(0, -BHFH * max(0.2 * PFC, |EPEX/2|) –BHFH * PFC) IEPB = indemnité élémentaire pleine baisse = max(0, -BHFB * max(0.2 * PFC, |EPEX/2|) –BHFB * PFC)	L'introduction du terme S dans la formule d'indemnité élémentaire pleine a été supprimée.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
		des surcoûts, ce que permet le système actuel.		
EDF	2.9.3	EDF s'oppose à que ce soient les Responsables de Réserve (ou les Responsables de Réserve / Responsable de Programmation qui lui sont liés) qui portent le risque financier entre des écarts entre surcoût prévu et réalisé.	L'Indemnité S associée au surcoût services système s'élève à 16,64€ par MW et par Pas Demi-Horaire.	Les règles ont été modifiées de manière à ce que l'indemnité définie ex-ante ne soit plus modifiée ex-post. En revanche, la différence entre les indemnités perçues et les coûts engendrés sera reportée sur l'indemnité de l'année suivante.
EDF	2.9.3.3.1	On propose un que la révision du surcoût ex-ante soit possible, sous réserve de justification de RTE et en informant la CRE et la CAM.	L'Indemnité S associée au surcoût services système s'élève à 16,64€ par MW et par Pas Demi-Horaire. **Ce montant peut être revu annuellement par RTE pour tenir compte des surcoûts réalisés, en Notifiant la proposition d'évolution à tous les Responsables de Réserve, et en informant la CRE et la CAM.**	Un processus de révision annuel a été décrit dans les règles.
EDF	2.9.3.3.2	EDF s'oppose à que ce soient les Responsables de Réserve (ou les Responsables de Réserve / Responsable de Programmation qui lui sont liés) qui portent le risque financier entre des écarts entre surcoût prévu et réalisé.	suppression	cf. réponse précédente.
EDF	2.13.4.4	Suppression en cohérence avec les arguments du 2.9.3.3	supprimer	L'article a été supprimé en lien avec l'introduction d'un processus annuel de révision de la valeur de l'indemnité.
EDF	RE/MA 4.8.1.1	Par souci de Transparence, les surcoûts services système réalisés doivent être publiés. Ce d'autant plus que les acteurs seront amenés à les intégrer aux offres d'ajustement à terme.	Indicateurs : - Prix le plus élevé des Offres d'Ajustement Activées à la Hausse (en euros/MWh), par Pas Demi-Horaire, pour reconstitution des services système. - Prix le moins élevé des Offres d'Ajustement Activées à la Baisse (en euros/MWh), par Pas Demi-Horaire, pour reconstitution des services système. - Volumes activés à la Hausse pour reconstitution des services système, au motif d'un bilan de réserve négatif (MWh) - Volumes activés à la Baisse pour reconstitution des services système, au motif d'un bilan de réserve négatif (MWh) - Volumes activés à la Hausse pour reconstitution des services système, au motif d'un déficit de Services Système en raison d'un ajustement (MWh) - Volumes activés à la Baisse pour reconstitution des services système, au motif d'un déficit de Services Système en raison	Les volumes d'offres activées sur le mécanisme d'ajustement pour la reconstitution des services système sont déjà publisé sur le site web de RTE à la maille demi-horaire. Par ailleurs, les ordres d'ajustements pour motif reconstitution des services système ne peuvent être séparés en plusieurs catégories (bilan de réserve d'un acteur négatif, ou conséquence d'un ajustement). En effet en temps réel, seule la somme des programmes de marche de réserve est comparée aux volumes requis. Enfin, les règles MA ont été modifiées pour que soit publié sur le site web le prix marginal d'ajustement pour motif services système pour chaque pas demi-horaire.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
			d'un ajustement (MWh)	
EDF	2.9.3	De plus, il convient de noter qu'avec les évolutions prévues à terme sur le mécanisme d'ajustement et le passage aux offres explicites, les acteurs d'ajustement pourront intégrer le surcoût (Sp) dans leurs offres ayant un impact sur les Services Système. Dans le mécanisme actuel d'offres implicites, les acteurs d'ajustement ne peuvent pas savoir à l'avance si une activation conduirait à un déficit de SSY ou non : afin d'internaliser le surcoût dans leurs offres, ils pourraient être amenés à adopter des approches simplistes qui risquent de renchérir systématiquement toutes les offres d'ajustement. EDF demande donc que le mécanisme de reconstitution SSY soit mis en place à l'échéance où les offres explicites seront utilisées pour l'ajustement. Si malgré tout, ce mécanisme de reconstitution devait être mis en place à plus brève échéance, EDF demande à ce que ce soit RTE qui intègre le surcoût au prix des offres implicites lorsque leur activation a un impact sur les Services Système. Ces offres activées devront être tracées par RTE et leur activation motivée.		RTE analyse que les offres d'ajustement dont l'activation entraine la perte de services système ne sont jamais partiellement activées. Ainsi les inefficacités décrites par EDF restent théoriques. Si un acteur présentait un cas d'incompatibilité entre les offres implicites et l'ajout d'un surcoût services système, RTE étudiera conjointement avec l'acteur les modalités envisageables permettant de ne pas réduire la performance économique du mécanisme d'ajustement. RTE ne peut retenir la proposition d'EDF de modification du prix des offres d'ajustement.
ENGIE	2.14.12	voir commentaire de l'article 2.9.2.3 ENGIE propose que la formule en vigueur reste inchangée pour les acteurs qui échangent/réservent seulement des capacités symétriques en 2016.		La formule d'indemnité actuelle sera améliorée pour prendre en compte un terme "valeur absolue" en remplacement d'un terme "max(0;X), pour traiter les cas où les prix spot sont négatifs. Au delà de cette modification mineure, les règles services système v3 ne prévoient pas de modification des indemnités liées à un bilan de réserve négatif, pour les capacités symétriques même en 2016. En effet la somme des termes indemnités hausse et indemnités baisse est égale aux indemnités symétriques actuelles.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
ENGIE	2.14.13	voir commentaire de l'article 2.9.3 ENGIE propose de ne pas inscrire cet article.		cf. chapitre 2.3.4
ENGIE	2.9.2.3	ne pas inscrire cet article. voir "définitions"		cf. chapitre 2.3.4
ENGIE	2.9.3	ne pas inscrire cet article. voir "définitions"		cf. chapitre 2.3.4
ENGIE	2.9.3	Bien que Engie ne soit pas contre l'idée de faire porter le coût de reconstitution des service systèmes sur les responsables de l'ajustement, il n'est pas nécessaire de faire coïncider la date de mise en vigueur de ce changement avec l'entrée en vigueur du nouveau TURPE. Ce changement n'est nécessaire que lorsque la possibilité existera de mutualiser des offres au mécanisme d'ajustement entre plusieurs TSO. Pour Engie les conditions suivantes doivent d'abord être réunies avant d'implémenter cette évolution : 1. L'acteur d'ajustement doit être libre de choisir de mettre une offre à l'ajustement pour des capacités qui sont déjà utilisées pour les services systèmes. En ce sens il est nécessaire de clarifier explicitement l'article L321.13 du code de l'énergie qui stipule l'obligation d'offrir les capacités techniquement disponibles et non utilisées au mécanisme d'ajustement ; 2. Il est nécessaire de faire évoluer le système d'offre à l'ajustement vers un mécanisme explicite qui permette d'échelonner les offres pour une même EDA. Certaines plages de puissance de réglage ne dégradent pas le service rendu alors que d'autres le dégradent.		cf. chapitre 2.3.4 Concernant le point 1, la mise à disposition par les groupes de production d'offres d'ajustement au format implicite rend accessible à RTE tous les points de fonctionnement techniquement réalisables. Ainsi l'article L. 321-13 du Code de l'énergie se décline naturellement avec des offres d'ajustement implicites. RTE ne saurait remettre en cause cet article du code de l'énergie. Concernant le point 2, RTE analyse que les offres d'ajustement dont l'activation entraine la perte de services système ne sont jamais partiellement activées. Si un acteur présentait un cas d'incompatibilité entre les offres implicites et l'ajout d'un surcoût services système, RTE étudiera conjointement avec l'acteur les modalités envisageables permettant de ne pas réduire la performance économique du mécanisme d'ajustement. Concernant le point 3, RTE estime que l'impact de cette indemnité devrait se répercuter sur les prix des offres d'ajustement et non sur les prix des capacités de réglage. En effet le paiement de l'indemnité n'a lieu qu'en cas d'activation de l'offre d'ajustement.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
		3. L'intégration de ce coût supplémentaire au niveau de l'acteur d'ajustement crée un biais de compétitivité supplémentaire pour celui-ci dans le cas du maintien en parallèle d'une obligation à un prix régulé dans un marché transfrontalier. En effet ce dernier toucherait systématiquement une rémunération régulée (par exemple 18€/MW/h) alors qu'il doit intégrer dans son offre à l'ajustement un prix de marché (par exemple 33€/MW/h comme le suggère RTE). La mise en place d'un marché primaire pour les services systèmes permettra aux acteurs de prendre en compte le coût de la reconstitution dans son offre de prix. Engie propose dès lors de reporter ce point et de le traiter dans les groupes de travail sur l'ouverture d'un marché primaire des services systèmes, et dans le cadre des évolutions à venir des modifications des produits offerts au Mécanisme d'Ajustement afin de converger vers le Code Balancing Européen.		
Alpiq	2.9.2.3	L'introduction d'une nouvelle composante S dans la formule d'indemnité est prématurée, le code de réseau n'étant pas encore mis en place (scénario de l'activation par un GRT étranger d'un moyen français à la baisse ayant comme conséquence la diminution de SSY). Les indémnités SSY actuelles prévoyent déjà les pénalités dans un contexte d'offres implicites. A RTE de trouver la meilleure gestion du réseau électrique dans le cadre actuel. RTE doit rester incité à sélectionner les meilleures offres du MA. Par ailleurs, on peut rappeler que toute composante de pénalité est particulièrement pénalisante pour un petit parc qui ne dispose pas de	Temporiser le sujet de la reconstitution de réserve et le conditionner à la définition préalable des offre explicites MA dans le cadre du code réseau.	cf. chapitre 2.3.4

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
		moyens pour la reconstitution après la fenêtre opérationnelle gérée par RTE.		
Alpiq	2.9.3	Rem. Pour le surcoût SSY s'agirait-il bien d'une valeur annualisée ? Donnée publique ? Donnée justifiée ?	Temporiser ce chapitre jusqu'à la mise en place des règles opérationnelles du code de réseau.	La valeur S est bien annualisée. La donnée est publique. Son mode de calcul est décrit à l'article 2.9.3.3.
CNR	2.9.3 ET 2.14.13	Pour la reconstitution SSY sur offre MA (surcoût SSY), nous partageons le diagnostic de RTE en ce qui concerne (i)le maintien de la possibilité à l'acteur d'ajustement d'effectuer des offres d'arrêt de groupes fournissant des SSY,(ii) la reconstitution par RTE pendant la fenêtre opérationnelle des SSY, (iii) la modification du mécanisme de reconstitution des SSY dès la mise en commun des offres d'ajustement entre GRT (avec la définition en détail des produits standards explicites pour tous les acteurs de la plaque Européenne). **Ainsi nous ne comprenons pas la nécessité de réaliser ce thème dans les règles SSY à une date ferme le 01/01/2017 car le point (iii) est toujours en cours** d'étude en Europe, aucune date est définie et les règles RE-MA ne peuvent en l'état également prédéfinir en détail et en concertation les offres explicites détaillées. **Nous demandons ainsi que ce thème soit remis à une date ultérieure d'une part pour la cohérence avec la définition du processus // impacté en cours de concertation (commun GRT, détail offre MA explicite standard : point (iii)) et d'autre part par rapport aux remarques ci-dessous dédiées dans le détail aux règles SSY [A].**		cf. chapitre 2.3.4
CNR	2.9.3 ET 2.14.14 (suite)	[A] Dans le détail pour les règles SSY nous sommes en accord avec RTE pour le calcul de l'indemnité SSY en raison d'un ajustement en tenant compte de la position globale du Responsable de Réserve (intégrant toutes les autres entités de réserve). En effet, comme pour le RE le RR peut avoir un bilan positif qui "compense" l'ajustement SSY sur un site en particulier.		cf. chapitre 2.3.4 Concernant les incitations de RTE pour la reconstitution des services système : (i) en cas de reconstitution d'un volume supérieur à celui prescrit, RTE en assumera intégralement le surcoût et (ii) conformément aux règles RE/MA, l'activation des offres pour motif services système s'effectue selon la préséance économique.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
		Dans cette consultation publique nous découvrons la proposition de RTE (pas échangée en GT) de définir un prix ex-ante fixe pour le surcout service système. Celle-ci à l'avantage de permettre, par rapport aux précédentes remarques des acteurs, d'éliminer le risque financier de l'acteur car le coût est alors connu par avance. **Il reste néammoins d'une part la problématique de l'application du ex-post et donc de veiller à un contrôle du calcul impartial pour la valeur ex-ante et ex-post, puis d'autre part le risque de non incitation de RTE à faire ses meilleurs efforts pour réduire les coûts de reconstitution des services système**. En effet pour le dernier point, l'acteur d'ajustement/RR est assujetti aux indemnités qui sont liées à l'arbitrage de RTE (reconstitution) sans que RTE comme actuellement (financement via le TURPE) puisse être incité à optimiser une diminution des coûts de la reconstitution. La courroi de rappel, d'auto responsabilité n'existe plus et RTE peut optimiser son process pour d'autre motif sans prendre en compte celui de la diminution des surcouts SSY portés entièrement par l'acteur sans possibilité de levier. P**ar ailleurs, il ressort une incohérence entre une rémunération de capacité qui n'évolue pas et une indemnité qui augmente.** Les services système réglage automatique permettent un ajustement automatique pour l'aide au système électrique français global, ce service pour la collectivité serait régulé en terme de rémunération (sans augmentation) mais non régulé en terme des indemnités (avec augmentation) avec un risque et un coût suplémentaire à porter par l'acteur. **Egalement, un problème de compétitivité et de discrimination apparait entre des acteurs d'ajustement qui ne font pas de SSY et les autres. Les offres MA tenant compte des SSY seront plus**		Concernant le financement de cette nouvelle indemnité : c'est l'acteur d'ajustement qui devra intégrer cette nouvelle indemnité dans le prix de son offre d'ajustement, puisque l'indemnité ne sera exigée qu'en cas d'activation de l'offre d'ajustement. L'impact de cette nouvelle indemnité devrait se limiter au mécanisme d'ajustement : cela ne devrait pas impacter le marché de constitution des capacités de réglage primaire et secondaire. Concernant la compétition entre acteurs d'ajustement en France : l'objectif de l'introduction de cette nouvelle indemnité est précisément de rétablir une équité de traitement entre acteurs d'ajustements, comme exposé au chapitre 2.3.3. Concernant la compétition entre acteurs d'ajustement en Europe confrontés à la même problématique : soit ces acteurs n'ont alors pas la possibilité de déposer des offres d'ajustement avec ces capacités engagées, soit la reconstitution des services système en cas d'activation est de leur responsabilité, dans ce second cas les acteurs étrangers et français auront des responsabilités financières similaires. Enfin les modalités précises de calcul de la valeur S sont décrites dans les règles services système.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
		élevés pour prendre en compte les surcoûts SSY. Une différence également entre acteur de GRT différent va apparaître. Comment se situe la France avec ce surcoût estimé par rapport aux autres pays ? Autres remarques vis à vis des règles : le retour d'expérience sur le niveau des surcouts SSY (et valeur ex-post) de 1 an et 4 mois plus tard est trop important. **Un retour d'expérience doit être fait dans la 1ère année pour faire un point avec les acteurs.** **Ainsi comme explicité précédemment d'une part vis à vis de la non description/concertation encore des offres européennes explicites et l'absence de date (du moins avant 2017-2018) pour la mise en commun des offres d'ajustement entre GRT, et d'autre part vis à vis des remarques ci-avant pour le détail au niveau des règles SSY, nous demandons que ce thème soit remis à une date ultérieure. Ceci permettra donc de finaliser la concertation en relation avec les véritables dates sur les procédures et offres Européennes à disposition et de lever les différentes contraintes identifiées par les acteurs.**		
CNR	2.9.2.3	Dans le cadre de l'indemnité élémentaire, **CNR s'oppose à la modification de la formule par l'intégration du surcout SSY.** **Les principaux points cités pour l'indemnité associée au surcout SSY font écho et sont d'autant plus impactant pour cette indemnité élémentaire déjà existante.** A noter en particulier **l'impact important pour de la production fatale** (comme l'hydraulique fatale) **qui doit faire des SSY même la nuit** (car les groupes de production tournent par le caratère fatal hydraulique) et qui verra **l'indemnité progresser très fortement** (l'indemnité de surcout envisagé est unique quelque soit les heures) p**ar rapport à une**		L'ajout du terme S dans l'indemnité élémentaire pleine a été retiré.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
		valeur de EPEX réellement en lien avec le marché et la perte d'opportunité (l'indemnité va être multipliée par 6-7 par exemple). Une indemnité de surcout peak/off peak ou autres devraient dans ce contexte être plus adaptée (rappel: la proposition d'une indemnité fixe n'a pas pu être concertée car décrite dans ce texte de consultation). Pour rappel ci-après les autres points cités précédemment et d'autres connexes qui vont impacter directement les échanges entre acteurs et la compétitivité avec les acteurs Européens : (i) **Incohérence entre une rémunération de capacité qui n'évolue pas et une indemnité qui augmente très fortement**. Les services système réglage automatique permettent un ajustement automatique pour l'aide au système électrique français global, ce service pour la collectivité (effectué par des acteurs obligés) serait régulé en terme de rémunération (sans augmentation) mais non régulé en terme des indemnités (avec forte augmentation) av**ec un risque et un coût suplémentaire important à porter par l'acteur (d'autant plus la nuit pour la production fatale imposée car tourne par défaut)** . Question : Dans la réflexion de RTE, le volume financier d'indemnité qui est augmenté pour les acteurs est-il prévu d'être utilisé pour revaloriser la rémunération des acteurs ? (ii) **Dans les échanges transfrontaliers, les acteurs Francais avec ce niveau de risque très important vont être discriminés et non compétitifs par rapport à d'autres acteurs Européens** (iii) **Les échanges entre acteurs Français vont diminuer** (car prix plus élevé pour couvrir un risque beaucoup plus important) **et le niveau de prix d'échange des SSY va augmenter (mais avec une diminution forte du volume d'échange)** (iv) Problématique de l'application du ex-post et		

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
		donc de veiller à un contrôle du calcul impartial pour la valeur ex-ante et ex-post. Et d'autre part le risque de non incitation de RTE à faire ses meilleurs efforts pour réduire les coûts de reconstitution des services système. En effet pour le dernier point, l'acteur RR est assujetti aux indemnités qui sont liées à l'arbitrage de RTE (reconstitution) sans que RTE comme actuellement (financement via le TURPE) puisse être incité à optimiser une diminution des coûts de la reconstitution. La courroi de rappel, d'auto responsabilité n'existe plus et RTE peut optimiser son process pour d'autre motif sans prendre en compte celui de la diminution des surcouts SSY portés entièrement par l'acteur sans possibilité de levier du montant de ces surcouts		

4.4 Autres sujets

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
EDF	2.2.2.2	Précisions à apporter pour cohérence avec les sites de soutirage	Le type d'asservissement du régulateur **de fréquence**. Les dispositifs de régulation permettant une stricte réponse linéaire de la puissance de l'Entité de Réserve en fonction de la variation de fréquence sont de type « asservissement de puissance électrique». Les dispositifs de régulation permettant une réponse au signal de fréquence s'approchant d'une réponse linéaire peuvent être admis (asservissement de type « à l'ouverture » **pour les régulateurs de vitesse des groupes de production**), ils font l'objet d'un accord entre les Parties.	La modification est acceptée.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
EDF	2.2.3	Les dispositions contractuelles actuelles induisent une charge de travail surdimensionnée au vu des besoins: - de tracer et acter les évolutions convenues (qui peuvent être faites par email) - d'actualiser à une certaine fréquence les éléments contractuels (la maille semestrielle nous semble adéquate)	Toute évolution du Périmètre de Réserve est subordonnée **à l'acceptation formelle des deux Parties par courrier électronique.** **Les Parties se rapprochent, a minima deux fois par an,** pour la signature d'un nouveau document sur le modèle de l'Annexe 4, par le Responsable de Réserve et par RTE.	Avant la mise en place des règles services système v1, la modification des groupes au contrat services système intervenait parfois par email. Ce processus a causé des dysfonctionnements qui ont été résolus par la signature systématique de l'annexe 4 à chaque modification. Le processus est certes fastidieux, mais il garantit une gestion des périmètres de réserve plus robuste. RTE reste cependant ouvert à toute proposition de simplification des processus opérationnels. RTE propose à EDF d'étudier cette proposition plus en détail dans le cadre de la prochaine évolution des règles services système.
EDF	2.2.3.1.2.2	Des cas de délai de réponse et/ou réponse insuffisament clairs sont apparus. Cette imprécision contractuelle a induit des coûts pour les Responsables de Réserve. La procédure établie au paragraphe 2.2.3.1.3.3 pour la modification de périmètre doit être étendue.	Dans ce cas RTE Notifie au Responsable de Réserve, dans un délai de 10 Jours Ouvrés à compter de la réception de la Notification de modification des caractéristiques techniques, la nécessité de cet examen. Le Responsable de Réserve doit alors obtenir une Certification d'Aptitude conformément à l'Article 2.3. **Passé ce délai, sauf refus explicite de RTE, l'Aptitude est réputée acquise.**	RTE regrette qu'EDF ait été confronté à des délais inadaptés dans le cadre du processus de modification du périmètre de réserve. Il est nécessaire que ces dysfonctionnement soient tracés et remontés à RTE afin que le processus de gestion des demandes de modification des périmètres de réserves puisse être amélioré. Les règles prévoient que le périmètre de réserve est modifié après 10 jours ouvrés en l'absence de demande de RTE d'étude des caractéristiques techniques. Il apparait que dans ce cas le responsable de réserve pourrait programmer l'entité de réserve concernée. En revanche il n'apparait pas souhaitable d'attribuer automatiquement un certificat d'aptitude même en cas de dysfonctionnement du processus de gestion des demandes de modification des périmètres de réserve.
EDF	2.2.3.1.2.4	Des cas de délai de réponse et/ou réponse insuffisament claire sont apparus. Cette imprécision contractuelle a induit des coûts pour les Responsables de Réserve. La procédure établie au paragraphe 2.2.3.1.3.3 pour la modification de périmètre doit être étendue.	Dans ce cas RTE, Notifie au Responsable de Réserve, dans un délai de 10 Jours Ouvrés à compter de la réception de la Notification de modification des caractéristiques techniques, la nécessité de cet examen. **Passé ce délai, sauf refus explicite Notifié par RTE, l'Aptitude est réputée acquise.**	Cf. réponse précédente

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
EDF	2.2.3.1.3.2	Cela peut porter à confusion avec une modification des caractéristiques d'une EDR	Si la demande de modification **de périmètre** concerne au moins un Site de Soutirage	L'article 2.2.3.1 dispose que les demandes de modification du périmètre de réserve englobent modifications des caractéristiques des EDR constitutives.
EDF	2.3.2	précision pour clarté contractuelle	En cas de faible résolution de l'installation de télémesure conduisant à une incapacité d'effectuer l'estimation des triplets [P0, K, Pr] pour des faibles valeurs de réserves programmées, les Parties peuvent convenir d'une contrainte de valeur minimale convenue de réserve programmée par le Responsable de Réserve pour l'Entité de Réserve concernée. **En cas de programmation de réserve inférieure à la valeur minimale, l'EDR est réputée programmer 0 MW de réserve pour le Type de Réserve.**	La modification a été intégrée dans les règles.
EDF	2.3.3	La DTR doit répertorier l'ensemble des essais nécessaires et suffisants pour démontrer l'Aptitude.	RTE peut demander des **informations** complémentaires, au titre de l'examen d'Aptitude.	Le terme "essai" a été remplacé par le terme "informations"
EDF	2.3.3	Simplification de la gestion contractuelle: deux étapes - l'octroi de l'Aptitude: qui peut se faire par notification au Responsable de Réserve par RTE - l'intégration contractuelle (dont la répercussion dans les Annexes): cela est cadré dans le 2.2.3	Le Certificat d'Aptitude se matérialise **par la Notification au moyen d'un courrier électronique par RTE suivi d'un courrier LRAR**.	Il n'a pas été remonté de problèmes concernant la gestion de l'interface entre le processus de gestion de périmètre et le processus de certification. Il n'apparait pas nécessaire à RTE de la modifier.
EDF	2.4	EDF s'oppose à cette mesure qui différencie explicitement les acteurs soumis à la même obligation légale : les dérogations prévues pour le réglage de la fréquence sont prévues dans les arrêtés correspondants et les Règles SSY ne devraient pas introduire de spécificités.	à supprimer	L'ajout a été supprimé.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
EDF	2.4.2	Le développement des capacités de réglage de fréquence à partir de sites de soutirage permet de limiter la participation des groupes de production au réglage de fréquence et par conséquent d'augmenter la production programmée en J-1. Compte tenu des dispositions actuelles qui répartissent le besoin de réserve France sur les RR obligés (les producteurs) au « prorata de la production que ces derniers prévoient de réaliser », il convient d'adapter la formule de calcul de cette obligation, en prenant en compte les capacités de réglage à la hausse à partir des EDR soutirage. Sans cette correction l'obligation de réserve affectée à un Responsable de Réserve intégrant dans son périmètre des EDR Soutirage est amplifiée de manière inéquitable.		Le phénomène décrit ne se limite pas aux sites de soutirage, il s'applique à tous les échanges de réserve. Quand un producteur A acquière de la réserve auprès d'un producteur B, le producteur A augmente alors indirectement sa prescription, le producteur B la diminue quant à lui. Il n'apparait pas évident que ce phénomène doive être corrigé. Ce phénomène est par ailleurs négligeable : en effet l'ordre de grandeur du phénomène est du MW de réserve (en considérant que le volume de production apte est de l'ordre de plusieurs dizaines de GW et que les volumes d'échange de services système sont de quelques dizaines de MW)
EDF	2.4.3	Disposition sur petits parcs: Selon cette disposition, un Acteur défaillant ne recevrait pas d'obligation de réserve. Or, compte tenu du processus d'établissement des obligations, cette réserve devra être programmée par un autre Acteur non défaillant. Cela induit une discrimination.	Supprimer le paragraphe 2.4.3	Conformément à la délibération de la CRE du 28 novembre 2013, il est prévu que RTE étudie, en concertation avec les acteurs de marché la suppression des dispositions relatives aux inaptitudes temporaires. La saisine associée devant intervenir le 1er mars 2016 au plus tard.
EDF	2.5.6	Nous insistons sur l'intérêt de publier des indicateurs relatifs à l'énergie (à une maille fine) effectivement activée sur les périmètres des RE ainsi qu'au périmètre France de sorte à aider les RE à équilibrer au mieux leur périmètre. Par souci de Transparence, les surcoûts services système réalisés doivent être publiés (voir aussi 4.8.1.1 de la section 1 des Règles MA/RE). Ce d'autant plus que les acteurs seront amenés à les intégrés aux offres d'ajustement à terme. Enfin, nous souhaitons que soit transmis le bilan PMJ du Responsable de Réserve	Dans les Règles SSY: Publication des énergies demi-horaires activées à la maille France. Transmission aux RE des énergies demi-horaires activées à la maille RE. Transmission à chaque RR le bilan PMJ (en plus du bilan PAJ HF) Dans les Règles MA/RE: voir onglet en question	La première demande est déjà remplie, c'est une exigence du règlement transparence : il n'apparait pas nécessaire de l'inscrire dans les règles services système. La deuxième demande est déjà en place actuellement ; RTE prévoit de plus à horizon fin 2016, début 2017 de publier plus proche du temps réel l'impact de l'activation des services système sur les bilans des RE. Les PMJ sont déjà contenus dans le fichier VALORISATION (règles SI services système). Enfin, l'article 2.9.3.3 prévoit que RTE publie les éléments relatifs aux surcoûts services système pour le calcul de la valeur S.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
EDF	2.7.1	Rendre le paragraphe auto-portant	Contrat offrant la possibilité d'échanges d'un Responsable de Réserve français avec Elia ;	La rédaction de l'article a été améliorée
EDF	2.8.4.2	L'harmonisation des procédures de dépôt de gage-espece doivent être harmonisées avec celles des Règles RE-MA	A ajouter	Les modalités de dépôt de gage-espèce ont été reprises des règles RE/MA
EDF	2.9.2	Il est important de préciser clairement le champ de responsabilités et le caractère libératoire des indemnités, abattements ou pénalités	**Ajouter:** L'application des Indemnités revêtant un caractère libératoire, aucune indemnité complémentaire ne pourra être réclamée par RTE.	Les modifications introduites à l'article 1.10.1 apparaissent suffisantes.
EDF	2.9.3	Il est important de préciser clairement le champ de responsabilités et le caractère libératoire des indemnités, abattements ou pénalités	**Ajouter:** L'application des Indemnités revêtant un caractère libératoire, aucune indemnité complémentaire ne pourra être réclamée par RTE.	Les modifications introduites à l'article 1.10.1 apparaissent suffisantes.
EDF	2.11.2.2.2	EDF souhaite que RTE s'engage à vérifier la pertinence de ces clés de répartition. Ce point est important car les EDR pouvant être multi-RE, une clé de répartition erronée induirait des transferts d'énergie entre RE, ce qui par principe n'est pas acceptable. A terme, la correction de l'énergie de réglage par site de soutirage devrait être réalisée par estimation directe à partir du réalisé.	RTE vérifie que les clefs de répartition fournies par le Responsable de Réserve sont bien conformes à la réalité d'activation des énergies des sites de soutirages.	Tout d'abord RTE estime qu'il est important que les entités de réserve puissent être constituées de sites engagés auprès de responsables d'équilibre différents (« multi-RE »), afin que des agrégateurs puissent dès à présent développer un processus industriel adapté à la spécificité des services système des différents sites engagés. Dès lors, le recours à une clef de répartition est nécessaire. RTE partage l'analyse du fait que des clefs de répartition erronées induisent des flux financiers implicites déséquilibrant entre responsables d'équilibre. RTE rappelle que ces clefs de répartition sont bornées en valeur, de plus il n'est pas établi que les déterminations de RTE seraient plus précises que celles des agrégateurs. Un retour d'expérience est prévu spécifiquement pour les EDR multi sites de soutirage à l'article 2.14.3 et notamment sur les clefs de répartition. La mise en place d'une procédure de détermination systématique des clefs de répartition par RTE à partir des télémesures est complexe, et est questionnable à ce stade.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
EDF	2.11.2.2.2	les énergies activées réelles ne sont jamais calculées	RTE calcule l'énergie de Réglage réputée activée par Site de Soutirage, par pas 10 minutes et par Type de Réserve comme étant le produit entre la valeur de la clef de répartition du Site de Soutirage et de l'énergie de réglage **réputée** activée établie conformément à l'Article 2.11.1	Le terme "activé" a été supprimé
EDF	2.12.2.2.3.2		Pour les Entités de Réserve de type soutirage RTE détermine le temps pour lequel **le Gain estimé est en écart de 20% par rapport à la valeur du gain convenue contractuellement**. Si ce temps est supérieur à 10 % du temps de fonctionnement en Réglage Primaire de fréquence de l'Entité de Réserve concernée sur la période d'observation, RTE Notifie le Responsable de Réserve d'une demande de mise à jour du Gain convenu contractuellement.	Le critère F3 porte déjà la détection de valeurs de gains inférieurs au gain contractuel. L'ajout ne concernait que les cas où le gain est supérieur au gain contractuel, pour les EDR de type soutirage.
EDF	2.13.3.2	Pour des EDR symétriques: la valeur 1/n par défaut est compréhensible mais peut conduire à une approximation pérenne si le RR ne transmet jamais les clefs effectives. Ce problème est aggravé, par exemple, dans le cas de sites participant de manière asymétriques (cette approximation est d'autant plus érronée). Cette approximation induit des écarts d'allocation de l'énergie activée dans le cas symétrique et asymétrique et ne comporte pas d'incitation aux RR pour transmettre des clés de répartition pertinentes.	En cas d'absence de transmission de données par le RR, - Dans un délai de 5 jours, RTE retient les clés de répartition comme étant un prorata des puissances souscrites. - Au delà de ce délai, RTE **considère nulle la participation de l'EDR pour la journée considérée.**	Il n'apparait pas nécessaire d'inscrire cette proposition dans les règles dans la mesure où l'article 2.11.2.2.2 dispose que le responsable de réserve a l'obligation d'envoyer des clefs de répartition à RTE. Le retour d'expérience prévu à l'article 2.13.4 pourra étudier les cas de retard ou d'absence d'envoi des clefs de répartition.
EDF	2.14.6	Nous proposons de supprimer ce passage, de sorte à rendre cohérentes les exigences des EDR injection et les EDR multi sites de soutirage qui n'ont pas de contrainte à devoir démontrer l'incapacité à faire de la réserve sur des sites géographiquement éloignés.	supprimer la phrase	La possibilité d'agrégation proposée par RTE est expérimentale, et nécessite des traitements spécifiques de la part de RTE. C'est pourquoi il convient d'en limiter le recours qu'aux cas véritablement nécessaires.
EDF	2.14.12	Il est important de préciser clairement le champ de responsabilités et le caractère libératoire des indemnités, abattements ou pénalités	**Ajouter:** L'application des Indemnités revêtant un caractère libératoire, aucune indemnité complémentaire ne pourra être réclamée par RTE.	Les modifications introduites à l'article 1.10.1 apparaissent suffisantes.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
EDF	2.14.13	EDF regrette l'introduction non concertée concernant l'expérimentation de la sous-mesure, qui consiste à ce que la télémesure transmise à RTE ne couvre pas le périmètre intégral du Site mais les processus individuels à partir desquels les Services Système sont fournis. Pour les Services Système comme pour les autres services (fourniture d'énergie, ajustement), il est indispensable de pouvoir évaluer les effets du service rendu au système pour envisager de leur permettre de participer au marché. La valeur ajoutée d'un agrégateur consiste justement à agréger des unités, à tirer partie de leur foisonnement et à atteindre une taille critique afin de permettre d'identifier la fourniture d'un service à l'échelle du système électrique. En revanche, le système ne tirerait aucun bénéfice d'actions individuelles qui se neutraliseraient à chaque instant et aucune valorisation de ces actions ne pourrait dès lors être fondée. De surcroît, les contrôles sur site sont indispensables et la multiplication des données (au niveau site et sousmesures) sur des périmètres de mesure de plus en plus petits concourra inévitablement à accroître les difficultés de traitement des litiges sur les données. EDF n'est donc pas favorable à l'introduction de la sous-mesure et regrette que la concertation n'ait pas permis d'établir sur quels fondements cette expérimentation, nécessairement coûteuse, serait mise en place, ni à quels besoins réels elle vise à répondre.		Tout d'abord l'introduction de la sous-mesure a donné lieu à des échanges dans le cadre de la Commission Accès au Marché (réunions du groupe de travail évolution des règles du 16 avril 2015 et 5 mai 2015). Le sujet a été abordée de manière transverse aux différents mécanismes de marché services système, mécanisme d'ajustement et NEBEF. RTE partage la crainte d'EDF quant à l'existence potentielle de phénomènes de contre-réglage. C'est pourquoi les termes de l'expérimentation prévoient explicitement que RTE doit rester capable de constater la fourniture de services système à la maille du site.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
EDF	2.14.14	La détermination des paramètres n'ayant pas été concertée, une justification de RTE est nécessaire .		Les paramètres choisis correspondent à des valeurs standard de niveaux d'incertitude dans la constitution d'un panel représentatif. Le terme « t^2=1,96 » correspond à un taux de confiance de 95%. Le terme « e =0.05 » correspond à une marge d'erreur de 5%
EDF	Annexe 11	L'annexe 11 accompagne un dépôt de gage-espèce , elle n'existe pas dans les Règles MA, NEBEF, RE		L'annexe 11 encadrant le dépôt de gage espèce est reprise de celle utilisée dans les règles RE (annexe C12)
EDF	3.1.6.5	Il est important de préciser clairement le champ de responsabilités et le caractère libératoire des indemnités, abattements ou pénalités	**Ajouter:** L'application des Abattements revêtant un caractère libératoire, aucune indemnité complémentaire ne pourra être réclamée par RTE.	Les modifications introduites à l'article 1.10.1 apparaissent suffisantes.
EDF	3.2.5.2	Il est important de préciser clairement le champ de responsabilités et le caractère libératoire des indemnités, abattements ou pénalités	**Ajouter:** L'application des Pénalités revêtant un caractère libératoire, aucune indemnité complémentaire ne pourra être réclamée par RTE.	Les modifications introduites à l'article 1.10.1 apparaissent suffisantes.
EDF	3.2.1.3	RTE propose de supprimer des Règles "Programmation" l'ensemble des livrables et horaires relatifs aux Services Système. Dans la mesure où l'envoi des Programmes d'Appel et de la participation aux Services Systèmes est indissociable, EDF demande à conserver une vision d'ensemble du processus dans les Règles"Programmation"	Maintenir la description de l'ensemble des livrables du processus de programmation (puissance active et services système)	La description du processus de prescription des services système dans deux jeu de règles apparait superflue, et source d'erreur dans le futur.
EDF	3.2.1.5	idem 3.2.1.3	Maintenir la description de l'ensemble des livrables du processus de programmation (puissance active et services système)	cf. réponse précédente
EDF	3.2.9	En cas de modification du format de transmission des PA/PM tracés, EDF demande la publication au plus tôt des spécifications SI associées.		En cas de modification d'un format de fichier échangé entre les acteurs et RTE, RTE transmettra les spécifications de modification de fichier via les règles SI SSY dans les plus brefs délais.
EDF	4.6.3	EDF s'étonne de l'ajout de ce §, qui n'a aucun lien avec la consultation sur les Règles Services Système.	Article à instruire dans le cadre de la consultation sur les Règles Prog-MA-RE V8	La proposition d'ajout a été supprimée.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
ENGIE	2.2.3.1.2.6 Modalité de détermination du nom d'une Entité de Réserve	L'article prévoit un délais de sept jours ouvrés entre la réception de la demande d'obtention de nom pour une nouvelle EDR et la transmission au Responsable de Réserve du nom de l'EDR. ENGIE se demande si ce délais peut-être raccourci à 5 jours ouvrés, compte tenu des délais de demande de modification de Périmètre de Réserve (article 2.2.3.1.3.3) entre 10 à 20 jours ouvrés supplémentaires .		Le délai de création de 7 jours pour le nommage d'une EDR est repris du processus de nommage des EDA pour le MA. Ce délai n'apparait pas comme étant un facteur limitant dans le processus de création d'une EDR, contrairement au processus d'établissement des essais relatifs à la certification d'aptitude. En effet le responsable de réserve peut anticiper cette demande de plusieurs semaines.
ENGIE	2.13.3.1 modalité concernant l'envoi de données temps réel δi	Selon cet article, pour les EDR de type injection dont le gain est déclaré variable, les valeurs δi par Groupe de Production au pas demi-horaire seront transmis au plus tard 2 min après la fin du pas demi-horaire. La valeur par défaut est égale à 1. Préciser que: - dans le cas d'une EDR de type injection dont le gain n'est pas variable, cette transmission n'est pas nécessaire, - dans le cas d'une EDR de type injection avec un seul groupe de production, cette transmission n'est pas nécessaire. ENGIE propose de permettre des modalités d'envoi plus souple (possibilité d'envoi anticipé, possibilité de plusieurs transmissions), et de les préciser dans les règles SI.		L'article 2.13.3.1 prévoit déjà que l'envoi des delta i n'est nécessaire que pour les EDR dont le gain est déclaré comme étant variable en Annexe 4. Les règles ont été modifiées pour rendre plus explicite qu'en cas d'EDR mono groupe, la transmission de delta i est facultative. Concernant la souplesse des envois et des délais, RTE est prêt à étudier des modalités transitoires que pourraient envisager les acteurs de marché, si leur système d'information ne permet pas un export aisé des consignes d'état de réglage primaire des différents groupes de production constitutifs de l'EDR.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
ENGIE	2.13.3.2 modalité concernant l'envoi des clés de répartition de l'énergie	Selon cet article, pour les EDR de type soutirage, les clés de répartition par site de soutirage au pas 10 min seront transmis au plus tard 2 min après la fin du pas demi-horaire par le Responsable de Réserve. La valeur par défaut est égale à 1/N, où N est le nombre de site de soutirage de l'EDR. - Ceci aura un impact SI important, en particulier pour les sites de soutirages raccordés au RPD. Dans le cas d'une EDR de type soutirage comprenant un grand nombre de sites de soutirages, ENGIE propose de tester la modalité transitoire prévue à l'article 2.14.10.2, et, à l'issu d'un retour d'expérience avec un recul suffisant (6 mois), décider des modalités qui pourraient être mises en place. - RTE pourrait préciser si, dans le cas d'une EDR avec un unique site de soutirage, cette transmission est nécessaire. ENGIE propose de permettre des modalités d'envoi plus souple (possibilité d'envoi anticipé, possibilité de plusieurs transmissions, le délais de transmission "au plus tard 2 min après la fin du pas demi-horaire" pourrait être une contrainte trop limitatitve dans le cas d'une EDR de type soutirage avec de nombreux sites de soutirages).		La transmission des clefs de répartition pour les EDR mono site est facultative. Les règles ont été modifiées pour rendre le caractère facultatif explicite. Pour les EDR multi site de soutirage, soit le processus d'asservissement à la fréquence ou au niveau est décentralisé au niveau de chaque site, dans ce cas le responsable de réserve transmet des clefs de répartition dont les coefficients sont identiques dans le temps, soit le responsable de réserve met en œuvre une logique d'agrégation / dispatching. Dans ce second cas l'agrégateur doit transmettre des signaux d'activation aux sites de son périmètre en temps réel, et peut en déduire les clefs de répartition à transmettre à RTE. Le retour d'expérience concernant les EDR de type soutirage multi site pourra aborder les éventuelles difficultés des responsables de réserve à transmettre ces données proche du temps réel.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
ENGIE	2.14.10.1 modalité transitoires concernant l'envoi de données temps réel δi	Cette disposition ne concerne que les Entités de Réserve de type injection dont le gain est déclaré variable, et s'appliquera à partir de la date de mise en application des règles et jusqu'au 30 septembre 2016. ENGIE propose de permettre des modalités d'envoi plus souple (possibilité d'envoi anticipé, possibilité de plusieurs transmissions), et de les préciser dans les règles SI au plus vite.		cf. réponse précédente
ENGIE	2.14.10.2 modalité transitoire concernant l'envoi des clés de répartition	Selon notre compréhension, cette disposition ne concerne que les Entités de Réserve de type soutirage contenant plusieurs sites de soutirages, et s'appliquera à partir de la date de mise en application des règles et jusqu'au 30 septembre 2016. ENGIE propose de permettre des modalités d'envoi plus souple (possibilité d'envoi anticipé, possibilité de plusieurs transmissions), et de les préciser au plus vite. Un retour d'expérience pourra permettre de préciser si l'envoi des clés de répartitions expérimenté est suffisant ou s'il est nécessaire d'aller vers les modalités de l'article 2.13.3.2.		cf. réponse précédente
ENGIE	2.14.14 expérimentation relative à l'observabilité statistique	ENGIE est favorable à la possibilité d'expérimenter l'observabilité statistique en 2016.		L'expérimentation relative à l'utilisation de l'observabilité statistique est contenue dans la proposition de règles soumise à la CRE.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
ENGIE	2.14.15	ENGIE est favorable à la possibilité d'expérimenter la sous-mesure en 2016.		L'expérimentation relative à l'utilisation de la sous-mesure est contenue dans la proposition de règles soumise à la CRE.
Energy Pool	2.14.8	Nous supportons fermement la nouvelle disposition prévoyant l'introduction du gain dynamique de manière expérimentale.		L'introduction du gain dit dynamique est contenue dans la proposition de règles transmise à la CRE.
Energy Pool	2.14.14	Nous supportons fermement la nouvelle disposition prévoyant l'utilisation de la sous-mesure de manière expérimentale.		L'expérimentation relative à l'utilisation de la sous-mesure est contenue dans la proposition de règles soumise à la CRE.
Energy Pool	2.2.3.1.3	Nous supportons la nouvelle disposition prévoyant la suppression des guichets mensuels pour la modification de périmètres de réserve.		La suppression des guichets mensuels est contenue dans la proposition de règles soumise à la CRE.
Energy Pool	ANNEXE 8.	D'après l'article 2.2.2.4.1.2, l'annexe 8 ne semble nécessaire que pour les sites RPD (et non pour les sites RPT). Afin de simplifier les procédures administratives avec les sites RPT et d'éviter toute confusion, nous suggérerions donc de préciser dans l'annexe 8 que celle-ci n'est nécessaire que pour les sites RPD.	ANNEXE 8. : "Objet Conformément à l'Article 2.2.2.4.1.2, tout Gestionnaire de Réseau **de Distribution** peut demander [...] Le Site de Soutirage [nom, adresse et code décompte], pour lequel [nom complet] est titulaire : [cocher la mention choisie] ~~- d'un CART n° [n° de CART] avec RTE en date du [date] est fourni en énergie par le Fournisseur d'Electricité [nom complet].~~ - d'un CARD n° [n° de CARD] avec le GRD en date du [date] est fourni en énergie par le Fournisseur d'Electricité [nom complet]. - d'un Contrat de Service de Décompte [...]	La modification a été acceptée.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
Energy Pool	2.2.2.4.2	"Le Responsable de Réserve doit disposer de l'accord du Responsable d'Equilibre de tous les Groupes de Production constitutifs de l'Entités de Réserve de type injection, établi conformément à l'Annexe 7." Nous ne sommes pas favorables à l'introduction de cette disposition. En effet, celle-ci ne nous semble pas répondre à un véritable besoin puisque le RE des groupes de production sera insensibilisé et ne verra donc pas son périmètre d'activité impacté par la participation du groupe de production aux services système. Par ailleurs, cette disposition pourra entrainer des problèmes de concurrence lorsque le Responsable d'Equilibre et le Responsable de Réserve seront deux acteurs potentiellement en concurrence sur la partie Responsabilité de Réserve du Groupe de Production.	Nous suggérons de supprimer la clause "Le Responsable de Réserve doit disposer de l'accord du Responsable d'Equilibre de tous les Groupes de Production constitutifs de l'Entités de Réserve de type injection, établi conformément à l'Annexe 7" et de supprimer l'annexe 7.	RTE propose que la suppression de l'accord entre le responsable de réserve et le responsable d'équilibre pour la participation d'un groupe de production soit abordée dans le cadre de l'évolution des règles RE/MA.
Energy Pool	2.3.2	"En cas de faible résolution de l'installation de télémesure conduisant à une incapacité d'effectuer l'estimation des triplets [P0, K, Pr] pour des faibles valeurs de réserves programmées, les Parties peuvent convenir d'une contrainte de valeur minimale de réserve programmée par le Responsable de Réserve pour l'Entité de Réserve concernée" Nous souhaitons que cette disposition soit plus explicite et qu'elle exclue clairement les sites ayant besoin de recourir à la sous-mesure comme cela est prévu au 2.14.14.	"En cas de faible résolution de l'installation de télémesure conduisant à une incapacité d'effectuer l'estimation des triplets [P0, K, Pr] pour des faibles valeurs de réserves programmées, les Parties peuvent convenir d'une contrainte de valeur minimale de réserve programmée par le Responsable de Réserve pour l'Entité de Réserve concernée. **Pour éviter toute ambiguïté, cette disposition ne s'applique pas automatiquement pour les sites ayant recourt à la sous-mesure dans le cadre de l'article 2.14.14**"	Cet ajout semble redondant.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
Energy Pool	2.3.3.	"En cas de demande de Certificat d'Aptitude à la participation dissymétrique, ou à Gain dynamique les essais prévus doivent être complétés par le Responsable de Réserve afin de démontrer l'Aptitude demandée." Il nous semble que les tests actuels prévus dans le cadre des règles SSY v2 sont suffisants pour des EDR souhaitant participer en dissymétrique ou avec un gain variable. Pour Energy Pool, les contrôles prévus en "2.12.2 Performances mesurées par RTE et seuils de Notification" sont par ailleurs un garde-fou suffisant pour contrôler la bonne réponse d'une EDR en gain variable ou dissymétrique. A minima, si RTE souhaite réaliser d'autres tests, ils seraient utiles de définir dès aujourd'hui cet ensemble de tests complémentaires.	Nous suggérons de supprimer la clause "En cas de demande de Certificat d'Aptitude à la participation dissymétrique, ou à Gain dynamique les essais prévus doivent être complétés par le Responsable de Réserve afin de démontrer l'Aptitude demandée."	Avant d'autoriser une participation selon de nouvelles modalités techniques, RTE souhaite pouvoir établir conjointement avec le responsable de réserve que l'entité de réserve répond bien aux critères de performance établis.
Energy Pool	2.11.4.6.2.3.1	"La Garantie Bancaire déposée dans le cadre de cet Article ne peut être mutualisée avec celle éventuellement déposée dans le cadre de l'Article 2.8.1." Comme formulé dans d'autres groupes de travail organisés par RTE, nous pensons qu'il serait judicieux de pouvoir mutualiser les garanties bancaires de chaque mécanisme (MA, NEBEF, SSY…etc) et au sein des mécanismes lorsque plusieurs garanties bancaires sont demandées (comme cela est le cas, ici, pour les services systèmes).		La mutualisation des garanties bancaires nécessaires à la sécurisation financière des différents mécanismes est complexe à mettre en œuvre d'un point de vue technique, juridique et contractuel.
Energy Pool	2.14.2.1	"De plus la somme des capacités maximales de Réglage Primaire et Secondaire de fréquence des Entités de Réserve de type soutirage et des Moyens de Stockage hors STEP de chaque Responsable de Réserve ne peut dépasser 40 MW." Nous pensons que cette limitation du volume ne doit s'appliquer qu'à la réserve secondaire dans la mesure où la phase expérimentale sur la réserve primaire pour les sites de soutirage RPT est terminée.	"De plus la somme des capacités maximales de Réglage ~~Primaire et~~ Secondaire de fréquence des Entités de Réserve de type soutirage et des Moyens de Stockage hors STEP de chaque Responsable de Réserve ne peut dépasser 40 MW."	Correction apportée dans les règles services système.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
Energy Pool	2.14.8	Nous regrettons fortement que l'Ouverture du recours aux Gains dynamiques ne soit pas prévue dès le 1er janvier 2016. En effet cette disposition permettrait 1/ à des consommateurs valorisant actuellement leur capacité de modulation sur la réserve primaire d'augmenter leur capacité maximale de réglage primaire et 2/ inciterait les acteurs à davantage recourir à l'agrégation de sites de soutirage ayant des profils de disponibilité différents.		L'introduction du gain dynamique nécessite une évolution du système d'information de RTE. Cette évolution ne peut être réalisée avant le 1er octobre 2016.
Energy Pool	2.14.15	Il nous semble plus juste et cohérent de ne démontrer la valeur ajoutée de la sous-mesure qu'au moment de la certification de l'EDR.	"RTE constate**, lors de la certification prévue au 2.3 Certification de l'Aptitude,** que le recours à la sous-mesure améliore la qualité de l'estimation des triplets [P0, K, Pr] selon la méthodologie décrite à l'Article 2.12.2.1."	La précision a été insérée dans les règles services système.
Energy Pool	2.14.15	"La fourniture de Services Système doit pouvoir être constatée par RTE en utilisant la mesure prise au niveau du Site de Soutirage : malgré son imprécision, l'estimation des triplets reste possible à partir de la mesure prise au niveau du Site de Soutirage." Nous estimons que l'intérêt de la sous-mesure est justement de pouvoir faire participer des sites pour lesquels la fourniture de Services Système ne peut pas être constatée par RTE en utilisant la mesure prise au niveau du Site de Soutirage. Cette clause risque de diminuer grandement voire annuler l'intérêt de l'expérimentation sous-mesure.	Nous demandons de supprimer la clause "La fourniture de Services Système doit pouvoir être constatée par RTE en utilisant la mesure prise au niveau du Site de Soutirage : malgré son imprécision, l'estimation des triplets reste possible à partir de la mesure prise au niveau du Site de Soutirage."	Cette clause apparait nécessaire de manière à pouvoir constater l'absence de contre réglage par un autre processus du site.
Energy Pool	ANNEXE 1.	"Modèle de Garantie Bancaire à première demande (Annexe 8)"	"Modèle de Garantie Bancaire à première demande (**Annexe 9**)"	Correction apportée dans les règles services système.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
GRD		La terminologie « Groupe de Production » n'est pas adaptée pour les producteurs raccordés au RPD. Lorsqu'il est mentionné "Groupe de Production", il est nécessaire de préciser "ou site d'injection". Cette remarque est applicable à tout le document	"le rôle du Réglage Primaire est d'assurer, de façon automatique, par la participation potentielle solidaire de tous les Sites de Soutirage, Groupe de Production ou Site d'Injection"	Le recours au terme « groupe de production » plutôt que « site d'injection » permet de déterminer les obligations de réserve conformément à l'article L.321-11 du Code de l'énergie. Il est possible que des « sites d'injection » ne soient pas des « groupes de production » au sens des règles services système. Dans ce cas ils doivent être considérés comme des sites de soutirage au sens des règles services système. Une précision a été inscrite à l'Article 2.2.2.1 en ce sens.
GRD	1.1	Le code de l'énergie renvoie à la réglementation applicable au RPT. Cette phrase peut créer une certaine ambigüité.	Ainsi, les acteurs disposant de Groupes de Production devant disposer une capacité constructive de réglage automatique à la fréquence ou à la tension au titre de la réglementation relative aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations de production raccordées au réseau public de transport d'électricité sont tenus de mettre à disposition de RTE ces capacités constructives, en application de l'article L. 321-11 du Code de l'énergie et selon les dispositions des présentes Règles.	L'Article 1.1 est explicite concernant le caractère obligatoire ou facultatif de mise à disposition des capacités de réglage à RTE via les règles services système, en procédant à un renvoi à l'article L. 321-11 du Code de l'énergie.
CNR	2.13.3.1 ET 2.14.10.1	Contexte : La modification apportée dans le texte par RTE sur les delta i n'a pas été abordée en GT. Les demandes faites sur ce thème en GT par CNR n'ont pas été à ce stade du texte prise en compte. Ce thème est important pour la CNR car elle possède dans chaque usine plusieurs groupes de production contrairement à d'autres producteurs, ce qui nécessite la bonne identification du delta i. Si cette identification est erronée alors le calcul de l'énergie de réglage va être faux pour la compensation sur le PRE et pour la valorisation.		La proposition de RTE d'augmentation de la fréquence de transmission des delta i faisait partie du projet de règles en cours d'élaboration transmis aux acteurs en amont du GT du 14 avril 2015. Le processus pour la gestion des delta i a été introduit par RTE à la demande de la CNR dans les règles services système v1.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
CNR	2.13.3.1 ET 2.14.10.1	A l'équivalent de tout système de déclaration, comptage qui est utilisé pour du contractuel (exemple des données transmises au RE où plusieurs rejeux sont possibles, différents calculs de facturation de RTE qui ont des valeurs indicatives puis définitives), CNR a besoin que la transmission des delta i puisse être refaite a posteriori sous plusieurs timing. En effet, ces données venant de calculateurs et de base de données, notamment des aléas ou pertes de données peuvent apparaitre et la reconstitution des bonnes données réalisées prendra quelques temps. CNR demande donc, comme pour tout système industriel de comptage-facturation (et ceux mis en place par RTE pour les autres cas), de **posséder un rejeu possible pour le deltai/calcul de l'énergie de réglage et sa prise en compte en terme de volume (PRE) et facturation (Resp Réserve): rejeu en hebdo, mensuel et trimestriel.** Le chapitre 2.14.10.1 doit donc être également modifié en conséquence.		Une modification des delta i au-delà des délais prévus dans le cas nominal peut être effectuée. Les envois devront alors avoir lieu par email aux services de RTE. Cependant RTE ne traitera manuellement ces modifications en dehors du processus nominal que si elles demeurent exceptionnelles.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
CNR	2.13.3.1 ET 2.14.10.1	Rte a modifié le texte en demandant une transmission du delta i proche du temps réel à partir d'octobre 2016 . Cette demande a été faite sans concertation. Pour arriver à cette demande avec ce timing CNR ne voit pragmatiquement que la solution suivante regroupant 2 thèmes : (i) **Rejeux définis ci-dessus** pris en compte (car les valeurs que CNR pourrait fournir en prévisionnel/Temps réel ne seront pas les bonnes parfaitement réalisées et il y a une différence de gestion de données/circuit entre du reporting de données et des valeurs temps réelles) et (**ii) pour une approche indicative (avant le rejeu) prendre en compte pour les deltai demandés proche du temps réel les Télémesures des groupes qui sont déjà transmises en temps réel par les producteurs à RTE.** Si RTE ne souhaitait pas en (ii) utiliser les informations qui lui sont déjà envoyées alors cela nécessiterait à CNR de développer une spécificité dans son SI pour des informations indicatives et qui devraient être dans tous les cas rejouées en hebdo (et mensuel/trimestriel). Ce développement n'est pas justifiable pour CNR car des informations temps réelles sont déjà transmises à RTE et répondraient au besoin indicatif demandé avant rejeu. Malgré cela si RTE souhaitait imposer leur demande sans utiliser les données à leur disposition, CNR aurait un surcout de développement et ne pourrait pas réaliser la modification avant avril 2017. Le rejeu étant dans tous les cas une nécessité.		La programmation en/hors réglage primaire des groupes (données delta i) est décidée par le producteur en amont du temps réel. Les delta i transmis à RTE par le producteur peuvent correspondre à des données de programmation. En cas d'aléa temps réel ou autre dysfonctionnement les delta i intégrant ces aléas pourront être corrigés ex post par le producteur. Pour ces régularisation, un envoi spécifique pourra être réalisé (cf. réponse précédente). Les informations de télémesure mentionnées par CNR pourront être la source du calcul des delta i par la CNR. L'absence de données delta i en temps réel conduit à un calcul d'énergie de réglage primaire à la maille France, responsable de réserve et responsable d'équilibre imprécis. Les règles ont été modifiées de manière à prévoir un délai d'un an optionnel pour le responsable de réserve, pour l'augmentation de la fréquence de mise à disposition des données delta i.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
CNR	2.3.2, 2.11.1, autres ?	Gain dynamique : CNR est ok pour un gain dynamique mais comme présenté plus précisément en GT le 14/04 la solution proposée n'est pas satisfaisante et aboutie à des erreurs dans le calcul de l'énergie de réglage par rapport à la réalité. "Présentation CNR effectuée : Gain dynamique est une option mais ne correspond pas à la réalité d'un gain dynamique qui est envisagé par la CNR. En effet pour n'importe quel gain, il peut avoir saturation du à une Pmax est donc toujours bien avoir la courbe énergie en pointillé. **Dans ce cadre, assimiler la courbe en trait continu n'est pas la réalité. La vrai solution est de déclarer le vrai K et le calcul de l'énergie de réglage existant avec [max RP] permet de tenir compte de la vraie énergie CNR dans le cadre des futures concertations SSY poursuivra cette demande dès que les systèmes automatiques-électrotechniques des usines CNR pourront être envisagés pour une gestion de gain dynamique.** **La mise en place dans les règles de la proposition actuelle du gain dynamique admet donc des erreurs dans le calcul de l'énergie de réglage. Elle simplifie peut-être le calcul de RTE ?. Si c'est la justification, nous espérons que la demande de la CNR concernant le deltai et la prise en compte de mesure existante avant rejeu puisse se faire également.**		L'introduction du gain dynamique est associée à une volonté de facilitation de la participation des sites de soutirage pour lesquels le gain n'est pas un paramètre constructif. En revanche, le passage des données de gain (actuellement en données fixes) à des données variables, comme imaginé par CNR, est complexe d'un point de vue système d'information pour RTE, sans que la plus-value ait été démontrée.
CNR		Nous avons bien noté (si ce n'était pas le cas, merci de prendre en compte notre demande) la réalisation de retours d'expériences partagées en concertation pour sites de soutirage sur RPD, sites multi-tout (clef de répartition), expérimentation de l'observabilité statistique, expérimentation de sous mesures, **ratio a = indemnité hausse/baisse (pas vu de retour d'expérience décrit ?)**		Les différents retours d'expériences prévues par les règles feront l'objet de partage en groupe de travail services système. L'article 2.14.7 a été complété d'un retour d'expérience sur la participation dissymétrique et notamment le coefficient alpha.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
CNR	2.14.15	Expérimentation de l'utilisation de sous mesures : **nous demandons que les contrôles périodiques soient réellement** (et non "peuvent faire l'objet d'un contrôle") **effectués** (à l'instar de tout acteur) sur les conditions décrites en 2.14.15. (notamment le point 2,4) **et, que le contrôle de conformité demandé aux producteurs tous les 10 ans (au delà des contrôles périodiques continues) + chaque année une validation de la non dégradation des performances soient également effectuée pour les sites de soutirage et notamment pour les points 2,3,4,5, 6. Le risque est une modification du process dans le temps sans identification par RTE et sans indication du soutireur (volontaire ou pas).** Il est à noter que, dans les futures règles, les producteurs n'ont pas cette possibilité qui est donnée aux soutireurs, c'est la mesure au point de livraison qui est toujours demandée par le RTE pour les producteurs.		L'expérimentation relative à la sous-mesure est ouverte à la fois aux sites de soutirage et aux groupes de production. Les contrôles périodiques pour les installations de production mentionnés par CNR s'effectuent en application du décret ; les règles services système ne sauraient étendre le champ d'application de ce décret. La mise en place systématique des contrôles périodiques spécifiques pour les dispositifs recourant à la sous-mesure pourra faire l'objet d'analyse dans le cadre du retour d'expérience prévu.
CNR	2.11.2.1	Pour chaque Responsable d'Equilibre, **nous demandons que l'information de calcul de la somme de l'énergie de réglage primaire et la somme de l'énergie secondaire soient bien séparées. A priori c'est ce qui se fait actuellement**. Si ce n'était pas le cas, nous le demandons car nécessaire en tant que RE-multi fournisseurs/producteurs pour faciliter la réaffectation à chaque fournisseur/producteur		La transmission de ces informations s'effectue bien de manière séparée primaire/secondaire, à la fois la maille responsable de réserve, et à la maille entité de réserve dans les fichiers VALORISATION décrits dans les règles SI.
CNR	2,12	Suite aux échanges avec le service de contrôle de peformance de RTE une i**ncohérence a été détectée entre les règles SSY et le texte technique pour le contrôle de peformance périodique**. Les règles SSY doivent être modifiées. **Dans les règles SSY, il est défini une analyse par la rampe +/- 50mHz, en fait les essais conformes sont non pas une rampe mais un échelon.**		La modification a été intégrée dans les règles.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
CNR	2.14.6	**Ok sur l'expérimentation multi EDP** à l'identique des entités de soutirage		L'expérimentation de la création d'EDR multi EDP fait partie du projet de règles transmis à la CRE. Cependant pour cette expérimentation relative à l'agrégation des installations de production, certaines limitations par rapport à l'agrégation des sites de soutirage doivent être introduites, comme par exemple des contraintes de localisation, ou d'unicité du responsable d'équilibre des EDP.
GRD	2.14.14	Les GRD considèrent que le principe doit rester l'exigence d'une télémesure de puissance active qui couvre l'ensemble des départs du site. Ce principe est d'ailleurs rappelé en page 9 du document intitulé « Eléments d'orientations pour la participation aux mécanismes de marché des capacités raccordées au réseau public de distribution », document rédigé par RTE en coordination avec ERDF, et publié aux participants du groupe de travail du CURTE « Participation aux mécanismes de marché des capacités raccordées au RPD ». Cette nouvelle problématique soulevée en GT peut s'avérer adaptée à des cas très particuliers mais nécessiterait un diagnostic préalable sur le nombre de cas concernés et le détail des cas d'usage. Cette expérimentation est selon les GRD très prématurée en outre dans un contexte qui n'a pas permis un retour d'expérience significatif sur les modalités arrêtées à ce stade.		L'objectif de l'expérimentation est d'étudier les cas particulier en question.
GRD	2.11	Par ailleurs les GRD s'interrogent sur la pertinence d'utiliser des clés de répartition fournies par les acteurs. Ce sujet a en effet fait l'objet de débats en concertation sur les règles relatives au Mécanisme d'Ajustement, débats ayant abouti au choix de clés calculées par le GRD, à la demande des responsables d'équilibre.		Cf. réponse précédente Les choix retenus pour le mécanisme d'ajustement ne peuvent être étendus aux services système sur ce sujet.

Acteur	Ref	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
GRD	2.14.13	Les GRD souhaitent être associés à l'expérimentation relative à l'observabilité statistique dans un contexte où les GRD disposent d'une grande expérience sur la sélection d'un panel représentatif de sites de faible puissance.		RTE accueille favorablement cette proposition et invite les GRD à proposer des pistes améliorations du dispositif dans le cadre du GT services système.