Réseau de transport d'électricité

Rapport de consultation sur les règles services système

21 octobre 2013

Table des matières

1. Exposé des motifs 5
1.1 Introduction 5
1.2 Concertation de 2011 6
1.3 Cadrage de la CRE 7
1.4 Création d'un groupe de travail au sein du CURTE 7
1.5 Appel à contribution intermédiaire 7
1.6 Consultation publique 8
1.7 Règles services système 8
1.8 Étude du réglage de la tension 9
1.9 Liste des documents de référence 9
2. Modèle de marché – réglage de la fréquence 10
2.1 Sûreté du système électrique 10
2.2 Type de marché 10
2.3 Type de marché secondaire 11
2.4 Caractéristiques du marché secondaire 12
2.5 Produits du marché secondaire 14
3. Présentation et justification synthétique des règles 15
3.1 Section générale 15
3.2 Section fréquence 16
3.2.1 Périmètre de réserve 16
3.2.2 Certification d'aptitude 18
3.2.3 Obligations de réserve 18
3.2.4 Programmation de réserve 19
3.2.5 Échanges de réserve en France 20
3.2.6 Import/export de réserve 20
3.2.7 Contrôle déclaratif et indemnités 20
3.2.8 Contrôle de performances et conséquences 21
3.2.9 Sécurisation financière 22
3.2.10 Gestion des énergies de réglage 23
3.3 Section tension 24
3.3.1 Principes 24
3.3.2 Part fixe 24
3.3.3 Part variable 25
3.3.4 Différenciation de la rémunération selon les besoins de RTE 25
3.3.5 Différenciation de la rémunération selon le type de réglage 26
4. Principales évolutions proposées par rapport aux contrats 27
4.1 Mise en place des notifications d'échanges de réserve (NER) 27
4.2 Ouverture à la participation expérimentale des sites de soutirage 27
4.2.1 Principes 27
4.2.2 Contrôlabilité 28
4.2.3 Gestion de l'énergie de réglage 29
4.3 Prise en compte de l'énergie de la réserve primaire 29
4.4 Amélioration du régime d'indemnités 29
4.5 Gestion trimestrielle de la compensation synchrone 30
5. Réponses détaillées à la consultation publique 31
5.1 Modèle de marché 31
5.2 Section générale 37
5.3 Définitions 47
5.4 Gestion des entités de réserve 51
5.5 Certification 61
5.6 Obligations de réserve 63
5.7 Programmation 69
5.8 Échanges de réserve 71

5.9 Sécurisation financière des échanges de réserve 73
5.10 Gestion de l'énergie de réglage 83
5.11 Rémunération et indemnités du réglage de la fréquence 88
5.12 Performances de réglage de la fréquence 93
5.13 Facturation 101
5.14 Indicateurs 103
5.15 Calendrier de mise en œuvre des nouvelles dispositions 106
5.16 Réglage de la tension 110
6. Synthèse des propositions d'étude 119

1. EXPOSÉ DES MOTIFS

1.1 Introduction

Les services système rémunérés 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, le rétablissement en trente secondes de l'équilibre offre-demande en maintenant la fréquence à l'intérieur de limites acceptables, suite à tout aléa affectant l'équilibre entre l'offre et la demande en électricité, par la participation solidaire de tous les groupes de production de la zone continentale européenne synchrone. A la suite de l'action du réglage primaire, le réglage secondaire de la fréquence intervient pour rétablir les échanges avec toutes les autres zones de réglage de la zone continentale européenne à leur valeur nominale et pour 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 électrique et d'éviter l'apparition de phénomènes du type écroulement de tension. La tension est une grandeur locale, fortement influencée par les variations de consommation et les transits de puissance réactive. RTE assure le réglage de la tension à partir des sources de puissance réactive réparties sur le réseau public de transport, ces sources étant des groupes de production pour la plupart d'entre elles. Le réglage primaire de tension est un réglage automatique instantané et local exercé au niveau des groupes de production ; le réglage secondaire de tension est un réglage élaboré à un niveau régional permettant une coordination des actions sur les groupes de production asservis.

En application de l'article L. 321-11 du Code de l'énergie, RTE « *veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des services nécessaires au fonctionnement du réseau* ». Aujourd'hui, les conditions techniques, juridiques et financières de fourniture de réglage de la fréquence et de la tension sont encadrées par les contrats services système, qui arrivent à échéance au 31 décembre 2013. Les contrats sont établis suivant un modèle de contrat qui est actuellement publié sous le chapitre 8 de la documentation technique de référence, disponible sur le site internet de RTE.

Aux termes de la nouvelle rédaction du Code de l'énergie et précisément de l'article L. 321-11[1], RTE établit des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération, qui doivent faire l'objet d'une approbation par la CRE. La proposition de règles services système s'inscrit dans ce cadre législatif et vise à remplacer les contrats services système actuels à partir du 1er janvier 2014.

[1] *« 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. Le gestionnaire du réseau public de transport conclut les contrats nécessaires à l'exercice de cette mission. »*

1.2 Concertation de 2011

Les modalités de participation aux services système n'ont pas fait l'objet de révisions majeures depuis la création des premiers contrats services système au début des années 2000. Le sujet du financement des services système a néanmoins fait l'objet d'un groupe de travail intitulé « Concertation réserve primaire et secondaire – perspective TURPE 4 » qui s'est tenu sous l'égide de la Commission accès au réseau (CAR) du CURTE en 2011. Le groupe de travail, réunissant ERDF, des producteurs membres de l'UFE (représentés par CNR, Direct Energie, EDF, E.ON, GDF Suez, POWEO, Vattenfall), l'UNIDEN et RTE, avait pour objectif d'examiner les modalités économiques de mise à disposition des capacités de réserves primaire et secondaire dans la perspective de la préparation du tarif d'accès au réseau TURPE 4, d'une part en réexaminant les modèles économiques en termes d'allocation et de financement, d'autre part en réinterrogeant le niveau de rémunération de ces services. Ce groupe de travail a conclu sur un désaccord entre les différents participants sur tous les axes de travail :

Concernant la constitution des réserves primaire et secondaire, les producteurs de l'UFE ont demandé une constitution par appel d'offres qui, selon eux, permettrait d'atteindre l'optimum économique. RTE souligne que l'essentiel reste la finalité du mécanisme qui doit permettre que les réserves nécessaires à la sûreté du système électrique soient bien présentes. Selon les producteurs, un mécanisme d'appel d'offres n'est pas incompatible avec un financement par le TURPE. En revanche, RTE souligne *« que la mise en place d'un mécanisme d'appel d'offres ferait émerger une volatilité des prix qu'il ne serait pas envisageable de couvrir par une enveloppe régulée dans le TURPE, et juge en particulier très délicat d'introduire des éléments de volatilité supplémentaires dans le CRCP[2], qui représente déjà la moitié du TURPE » ;*

Concernant le mode de financement, les producteurs de l'UFE estiment que le TURPE est le vecteur naturel pour le financement des services système et qu'il véhicule des incitations vertueuses alors que RTE estime, à l'aide d'une étude sur des données historiques, que la majorité des coûts des réserves devrait être portée par les responsables d'équilibre à l'origine des déséquilibres. Les producteurs de l'UFE contestent la représentativité de l'étude ;

Concernant le niveau de rémunération des réserves primaires et secondaires, les producteurs de l'UFE indiquent, à l'aide d'une modélisation, que le coût des réserves primaire et secondaire devrait être d'environ 29 €/hMW. RTE souligne les limites du modèle et des hypothèses utilisées pour parvenir à ce résultat en particulier l'absence de prise en compte des groupes hydrauliques.

[2] Compte régulation des charges et produits

1.3 Cadrage de la CRE

Suite à cette concertation, la CRE a adressé un courrier à RTE le 5 novembre 2012[3], dans lequel elle indique avoir pris connaissance des problématiques soulevées dans le cadre de la concertation de 2011. La CRE indique que le niveau de prix d'un appel d'offres *« est actuellement trop incertain pour que sa mise en œuvre puisse être décidée dès à présent »*. Ainsi la CRE demande à RTE dans ce courrier de travailler *« en concertation avec les différents acteurs concernés, à l'élaboration d'un mécanisme expérimental alternatif».* La CRE indique que *« l'expérimentation d'un mécanisme appel d'offres semble difficilement pouvoir être envisagée sans conduire à des conséquences économiques et financières irréversibles ».*

Outre la révélation d'un prix de marché des réserves, et la garantie de la sûreté du système électrique français, la CRE souhaite que ce mécanisme expérimental alternatif permette l'optimisation technico-économique des moyens disponibles, et qu'il favorise les échanges entre acteurs. Enfin la CRE demande que ce mécanisme permette l'émergence de nouveaux entrants sur le marché des réserves.

La CRE indique qu'un bilan dans la durée sera nécessaire pour décider de la poursuite du mécanisme expérimental alternatif, du passage à un mécanisme d'appel d'offres ou de la mise en place de tout autre mécanisme.

1.4 Création d'un groupe de travail au sein du CURTE

Dans ce contexte, RTE a ouvert en janvier 2013 un nouveau groupe de travail sous l'égide de la commission accès au marché (CAM) du CURTE[4] avec pour objectif d'établir :

- les règles relatives à la participation aux services système dans la continuité de la concertation ayant eu lieu sur le modèle actuel de contrat de participation aux services système ;

- la conception du marché secondaire organisé des réserves primaire et secondaire fréquence puissance répondant aux objectifs énoncés par la CRE.

Le groupe de travail s'est réuni à onze reprises entre janvier et septembre 2013. Les documents associés à chaque réunion ainsi que les comptes rendus des réunions de travail du groupe sont disponibles sur le site du CURTE.

1.5 Appel à contribution intermédiaire

RTE a diffusé le 12 avril 2013 un document d'orientations portant sur la *« création d'un marché secondaire organisé des réserves primaire et secondaire fréquence/puissance et [son] insertion dans les règles services système ».*

[3] Disponible sur le site du CURTE de RTE : ou http://www.concerte.fr ou http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/accueil/espace_CURTE_presentation.jsp

[4] Document proposant l'ouverture de la concertation disponible sur le site du CURTE

Le document d'orientations de RTE proposait une analyse sur les différents modèles de marché possibles et l'insertion de ces modèles dans les processus journaliers. Le document abordait de plus la responsabilité des acteurs et l'architecture contractuelle des règles services système, mais aussi les modalités de participation de nouveaux entrants. Enfin le document proposait un calendrier de mise en œuvre ainsi que des pistes sur les modalités de financement des principales évolutions envisagées.

Les acteurs du marché ont disposé d'un délai d'un mois pour répondre à ce document et RTE a reçu 12 contributions : AFIEG, Alpiq, CNR, Poweo Direct Energie, EDF, Energy Pool, E.ON, EPEX SPOT, ERDF, GDF SUEZ, Poweo Pont sur Sambre production et Statkraft.

Les réponses synthétiques des acteurs sont présentées dans la suite de ce document.

1.6 Consultation publique

RTE a mis en consultation sur le site du CURTE entre le 26 juin 2013 et le 22 juillet 2013 un projet de règles relatives à la participation aux services système fréquence/puissance et tension/réactif, ainsi qu'un document d'accompagnement. Dix entreprises ou groupement d'entreprises ont répondu à la consultation : CNR, Poweo Direct Energie, EDF, Energy Pool, E.ON, GDF SUEZ, les GRD (ELD & ERDF), Poweo Pont sur Sambre production et Statkraft.

Dans l'ensemble les propositions recueillent l'adhésion des acteurs de marché. Certaines propositions font cependant l'objet de désaccords soit individuels, soit collectifs. Les réponses détaillées de RTE sont disponibles dans la suite de ce document.

1.7 Règles services système

La proposition de règles services système, objet de cette saisine découle (i) des orientations présentées par RTE en avril 2013 et des réponses formulées par les acteurs suite l'appel à contributions, (ii) du contenu des modèles de contrats actuels, (iii) des demandes de modifications formulées par les acteurs et étudiées dans le cadre du groupe de travail services système en 2013 (iv) de la concertation ayant eu lieu dans le cadre du groupe de travail services système en 2013 et (v) des réponses formulées par les acteurs lors de la consultation publique de juillet 2013. La proposition de règles services système reprend certaines dispositions des règles RE/MA lorsque les problématiques traitées sont proches.

La proposition de règles services système est organisée en trois sections :

- une section comprenant les dispositions générales ;
- une section relative au réglage de la fréquence ;
- une section relative au réglage de la section tension et de la compensation synchrone.

Un participant peut soit adhérer à la section générale et la section fréquence, soit adhérer à la section générale et à la section tension ou soit adhérer à l'ensemble des sections.

Les principales modifications par rapport au modèle de contrat actuel concernent les dispositions relatives au réglage de la fréquence, reflétant ainsi le travail réalisé en 2013, en réponse aux demandes de la CRE dans la lettre du 5 novembre 2012 adressée à RTE.

Après approbation par la CRE, les règles services système pourront être publiées sur le site internet de RTE. La Documentation Technique de Référence devra être mise en cohérence avec les nouvelles règles services système (notamment suppression des modèles de contrats actuels, mention des règles services système…), dans un calendrier cohérent avec l'entrée en vigueur des règles services système.

1.8 Étude du réglage de la tension

Le travail réalisé en 2013 en réponse aux demandes de la CRE a essentiellement porté sur la partie fréquence. Pour autant, des évolutions structurantes sur la partie tension devront être envisagées à moyen terme. RTE propose ainsi de prolonger dans un premier temps l'essentiel des dispositions telles qu'elles figurent dans l'actuel modèle de contrat de participation aux services système en ce qui concerne les modalités de participation et de rémunération du réglage de la tension (éléments détaillés au chapitre 3.3). RTE propose d'ici fin 2015 de revoir, en concertation avec les acteurs de marché, et en cohérence avec les éléments tarifaires (structure et niveaux) dévolus aux services système dans le cadre de TURPE 4 HTB, les principes encadrant d'une part les besoins de capacités de réglages de RTE par rapport aux obligations réglementaires, et d'autre part l'évaluation des coûts pour les acteurs de mise à disposition des capacités de réglage de la tension.

1.9 Liste des documents de référence

Les documents de référence suivants, associées au présent rapport de consultation, à sa synthèse, et à la proposition de règles services système, sont disponibles sur le site du CURTE[5] :

- courrier de la CRE du 5 novembre 2012 ;
- document adressé par RTE le 14 décembre 2012 à la Commission d'accès au marché du CURTE proposant l'ouverture de la concertation services système ;
- compte rendu des réunions du groupe de travail services système en 2013 ;
- document d'orientations services système du 12 avril 2013 ;
- réponses des acteurs au document d'orientations reçues le 14 mai 2013 ;
- document d'accompagnement à la consultation publique du 26 juin 2013 ; et
- réponses des acteurs à la consultation publique reçues le 22 juillet 2013.

[5] http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/accueil/espace_CURTE_presentation.jsp ou http://www.concerte.fr

2. MODÈLE DE MARCHÉ – RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE

Dans son courrier du 5 novembre 2012, la CRE a demandé à RTE de travailler *« en concertation avec les différents acteurs concernés, à l'élaboration d'un mécanisme expérimental alternatif »*. Ce chapitre présente une synthèse de l'analyse réalisée suite à cette demande dans le cadre du groupe de travail services système. Le document d'orientations du 12 avril 2013 contient quant à lui des éléments d'analyse plus détaillés.

2.1 Sûreté du système électrique

Les réglages primaire et secondaire de la fréquence constituent le premier rempart de d'équilibre offre-demande du système électrique. Ces réglages interviennent automatiquement et dans des constantes de temps très courtes, permettant la stabilité du système face aux aléas, et ce à la maille de l'Europe continentale. RTE a veillé à ce que la mise en place d'un mécanisme de marché autour de ces capacités de réglage fréquence/puissance, ne fasse pas courir un risque au système électrique dans son ensemble. Ainsi RTE conserve-t-il la possibilité de réaliser des ajustements pour cause services système sur le mécanisme d'ajustement, en cas de déficit de capacité de réglage.

2.2 Type de marché

RTE a proposé dans le document d'orientations que la demande de la CRE de mise en place d'un mécanisme expérimental alternatif soit déclinée en un marché secondaire organisé adossé au dispositif de prescription actuel[6]. Les autres alternatives étudiées étaient le recours à un appel d'offres, ou le recours à une extension du mécanisme d'ajustement. Cette proposition de RTE de déclinaison en marché secondaire organisé est partagée par Alpiq, CNR, EDF, Energy Pool, GDF SUEZ, Poweo Pont-sur-Sambre Production. La majorité des acteurs ont cependant rappelé leur demande visant à ce que la constitution des réserves par RTE soit réalisée à terme au travers d'un appel d'offres. Le recours à un appel d'offres a été écarté car considéré comme incompatible avec l'enveloppe tarifaire allouée à RTE par la CRE dans le cadre de TURPE 4, il n'a pas fait l'objet de nouvelles discussions au sein du groupe de travail.

Poweo Direct Energie regrette que l'option de recours au mécanisme d'ajustement n'ait pas été étudiée de façon plus détaillée. E.ON ne propose pas de mécanisme expérimental alternatif. Statkraft quant à lui propose un mécanisme hybride consistant en un appel d'offres associé à un mécanisme financier de régularisation a posteriori reposant sur une compensation par les acteurs obligés envers RTE de la différence entre le prix de marché révélé par l'appel d'offres et le prix régulé. Les analyses menées dans le groupe de travail ont montré, qu'en théorie, le mécanisme proposé par Statkraft devrait conduire à la même optimisation et aux mêmes prix qu'un marché secondaire organisé adossé à une prescription. De plus, RTE analyse que ce mécanisme nécessite une modification du cadre législatif permettant et encadrant la contribution financière des acteurs obligés. Enfin de nombreux acteurs du groupe de travail ne se sont pas montrés favorables à ce mécanisme après présentation détaillée dans le cadre du groupe de travail. Lors de la consultation publique Statkraft a fait par de son désaccord sur toutes les réserves émises par RTE (cf. infra).

[6] Chapitre 2.1 du document d'orientations

2.3 Type de marché secondaire

Concernant le type de marché secondaire, tous les acteurs de marché s'étant prononcés sur le sujet partagent la proposition de RTE visant à mettre en place soit un marché secondaire organisé, soit un marché secondaire facilité[7] (à la différence du marché organisé, le marché facilité ne propose pas une contrepartie centrale pour les échanges ; il vise uniquement à mettre en relation les acheteurs et les vendeurs qui concluent ensuite des transactions bilatérales) :



Type de marché secondaire

Les scénarios consistant à mettre en place un marché secondaire à participation obligatoire, ou à interdire les échanges de gré à gré entre acteurs ont été écartés.

Dans le cadre de la proposition de règles services système, RTE a introduit les pré-requis techniques et juridiques nécessaires à l'apparition du marché secondaire des réserves primaire et secondaire. Il s'agit notamment de l'introduction du rôle de responsable de réserve, de la mise en place d'un dispositif de notifications d'échanges de réserve entre acteurs, et d'un dispositif de sécurisation financière associé. La proposition de règles services système n'inclut donc pas le fonctionnement du marché secondaire organisé en tant que tel ; elle détaille les responsabilités des acteurs en cas d'échanges de réserve réalisés sur ce marché. Le fonctionnement du marché secondaire organisé n'est pas inclus dans la proposition règles services système, dans la mesure où il pourrait être opéré en nom propre par un opérateur de marché.

Les règles du marché secondaire organisé pourront être établies par l'opérateur du marché secondaire organisé en concertation avec ses membres. Pour faire le parallèle avec le marché de l'énergie en France, les règles RE/MA établissant le rôle de responsable d'équilibre et permettant la réalisation de NEB ne décrivent pas le fonctionnement des marchés organisés opérés par EPEX SPOT.

Concernant les modalités de réalisation du marché secondaire organisé, RTE estime que toutes les conditions techniques sont réunies pour qu'un opérateur de marché propose spontanément un service.

Dans le cas où aucun opérateur de marché ne se positionnerait spontanément pour la fourniture du service en nom propre, RTE envisage à l'heure actuelle trois possibilités :

- le recours à une prestation de service pour la réalisation du marché secondaire organisé par un opérateur de marché ;
- la mise en place par RTE directement ou indirectement d'un marché secondaire facilité ;

[7] Chapitre 2.2 du document d'orientations
[8] OTC : « over the counter » ou de « gré à gré »

- l'absence d'intervention de RTE concernant l'organisation ou la facilitation des échanges de réserves entre acteurs.

Le cas échéant, RTE étudiera les différentes possibilités et pourra procéder à une nouvelle consultation des acteurs de marché.

Lors de la consultation publique EDF et CNR ont demandé que RTE poursuive l'organisation du travail visant à faire émerger un marché secondaire organisé ou facilité. RTE confirme son engagement à poursuivre l'organisation des travaux avec les acteurs de marché.

Une estimation du potentiel d'échange historique de services système a été réalisée dans le cadre du groupe de travail. L'ordre de grandeur de ce potentiel historique est estimé à environ 30 MW de réserve primaire et 30 MW de réserve secondaire.

2.4 Caractéristiques du marché secondaire

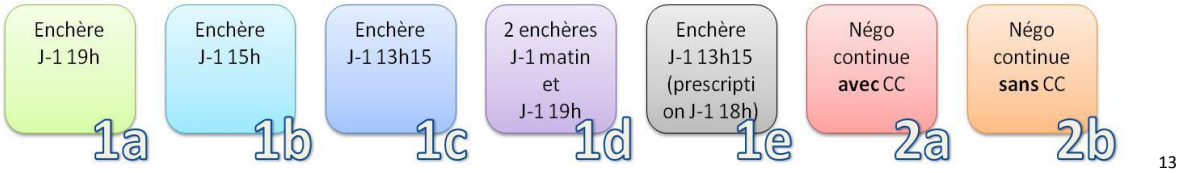
Excepté Poweo Direct Energie, les acteurs du marché ont exprimé leur préférence pour un marché secondaire organisé reposant sur un système d'enchère double[9] :

Système d'enchère double	*Système de négociation continue*
Dans un système d'enchère double, chaque participant peut soumettre des offres d'achat et de vente portant sur des volumes et des prix différents, jusqu'à un instant défini. *L'opérateur du marché détermine ensuite un prix de marché de manière à ce que toutes les offres de vente inférieures au prix de marché soient acceptées et que toutes les offres de ventes supérieures au prix de marché soient rejetées, et vice-versa pour les offres d'achat. Le règlement financier est effectué en fonction du prix de marché ainsi révélé.* *Les mécanismes à enchère double se basent sur une rémunération des offres au prix marginal (pay-as-cleared)*	*Dans un système de négociation continue, les participants peuvent soumettre des offres d'achat et de vente, de volume et de prix différents à chaque instant, qui sont visibles par tous les autres participants. A chaque instant, chaque participant peut accepter n'importe quelle offre. Le règlement financier repose sur le prix des offres acceptées.* *En négociation continue, la rémunération de l'offre se fait naturellement au prix de l'offre (pay-as-bid).*

[9] Chapitre 2.3 du document d'orientations

La majorité des acteurs de marché partagent le fait qu'en cas d'enchère double, les enchères de réserves primaire et de réserves secondaire seraient alors simultanées[10]. Ce dispositif d'enchère double reposerait sur une chambre de compensation[11]. Cependant, concernant le créneau horaire précis de déroulement de l'enchère, la concertation n'a pas fait apparaître de consensus entre les acteurs de marché, qui selon leur organisation interne, expriment leur préférence pour des horaires différents (déroulement du marché souhaité le soir, en début ou en milieu d'après-midi, le matin et le soir…). Cette question demeure essentielle pour la future liquidité et le bon fonctionnement du marché secondaire organisé. Parmi toutes les options étudiées en GT, RTE a exprimé sa préférence pour (i) soit une enchère le soir, (ii) soit une enchère le matin et une le soir :

RTE estime que le recours à deux enchères en J-1, une le matin et une en fin d'après midi (scénario 1d[12]), ou le recours à une seule enchère en J-1 soir (scénario 1a) représentent à l'heure actuelle les meilleures alternatives :



[13]

Caractéristiques étudiées du marché secondaire

RTE rappelle qu'à ce stade, aucune décision n'a été prise dans le cadre de la proposition de règles services système. Par rapport au scénario reposant sur une seule enchère le soir, le scénario avec deux enchères (le matin et le soir) a l'avantage de permettre la réalisation de plus d'échanges dans le cadre du futur marché secondaire organisé mais il a l'inconvénient de diviser la liquidité du marché.

Lors de la consultation publique, Poweo Pont-sur-Sambre Production a indiqué que le recours à deux enchères serait fortement préjudiciable aux acteurs ne pouvant participer à l'enchère du matin en J-1. Malgré les positions relativement différentes des acteurs de marché concernant le timing du marché secondaire, la grande majorité d'entre eux, est favorable au maintien d'une prescription définitive basée sur les programmes d'appel en J-1 à 16h30.

Dans le cas où un opérateur de marché réaliserait le marché secondaire organisé en nom propre, celui-ci établira très probablement une concertation auprès des acteurs concernés pour définir les caractéristiques précises de ce marché, dans la continuité des travaux réalisés au sein du groupe de travail.

Une grande partie des acteurs de marché ont identifié, tout comme RTE, le recours à une négociation continue facilitée (scénario 2b)[14], comme étant un scénario de repli dans le cas où les coûts du marché secondaire organisé et du service de chambre de compensation seraient trop élevés (et donc dans le cas où aucun opérateur de marché ne souhaiterait réaliser ce marché sur la base de son intérêt commercial) en regard des possibilités d'échange.

[10] Chapitre 4.1 du document d'orientations
[11] Chapitre 2.4 du document d'orientations
[12] Chapitre 4.6 du document d'orientations
[13] CC signifiant contrepartie centrale
[14] Chapitre 4.6 du document d'orientations

2.5 Produits du marché secondaire

Tous les acteurs de marché partagent les propositions de RTE en termes de caractérisation des produits[15] échangeables sur le marché secondaire vis-à-vis : (i) de la séparation réserve primaire, réserve secondaire, (ii) de la livraison d'un produit en France sans restriction[16], (iii) de la taille minimale fixée à 1 MW et (iv) de la nécessité d'introduire des ordres complexes de type bloc ou indivisibilité.

Type	•Réserve primaire •Réserve secondaire
Localisation	•Livraison du produit en France
Taille	•1MW
Pas	•1h
Ordres complexes	•Blocs •Indivisibilité
Lien énergie	•Aucun (pas de produit double énergie / réserve)
Hausse/Baisse	•Produits symétriques hausse/baisse

Proposition de RTE concernant les caractéristiques des produits du marché secondaire organisé

La majorité des acteurs de marché ne souhaite pas recourir à un produit lié énergie/réserve.

Les acteurs de marché acceptent en majorité de conserver une réserve secondaire symétrique dans un premier temps, même s'ils rappellent la nécessité d'évoluer dans un second temps vers une programmation asymétrique et une activation de l'énergie de la réserve secondaire selon la préséance économique. RTE rappelle son engagement à étudier ces problématiques dont la mise en œuvre sera vraisemblablement imposée par le futur code de réseau relatif à l'équilibrage.

Seuls E.ON et EPEX SPOT partagent la proposition de RTE de recourir à un produit standard d'une heure. Les autres acteurs de marché s'étant prononcés sur la question demandent un produit trente minutes. Ce point devra faire l'objet d'une nouvelle concertation lors de la mise en œuvre du marché secondaire organisé.

[15] Chapitre 2.5 du document d'orientations

[16] RTE propose de supprimer la clause des contrats services système actuels, de localisation de la réserve primaire entre les différentes régions de la France, portant sur les responsables de programmation en charge de plus de 20% du besoin global (cette clause visait notamment à s'assurer qu'en cas de réseau séparé après incident, chaque zone disposait encore de capacités de réglage). RTE estime que le besoin est aujourd'hui naturellement couvert sans nécessité d'expliciter la contrainte dans les processus de constitution des réserves. De plus, RTE estime que si cette contrainte était renvoyée aux responsables de réserve, cela impliquerait le besoin naturel de création de produits de réserves différenciés par région, ce qui nuirait à la liquidité du marché des réserves. Ce point pourra donner lieu à un suivi par RTE pour détecter une éventuelle dérive.

3. PRÉSENTATION ET JUSTIFICATION SYNTHÉTIQUE DES RÈGLES

La proposition de règles services système précise les conditions techniques, juridiques et financières de l'acquisition par RTE auprès des participants des contributions aux services système des différentes installations aptes.

La proposition de règles services système est constituée de trois sections :

- une section générale commune aux services système fréquence et tension et contenant les dispositions générales ;
- une section spécifique à la fourniture du réglage automatique de la fréquence ; et
- une section spécifique à la fourniture du réglage automatique de la tension ou au fonctionnement en compensateur synchrone.

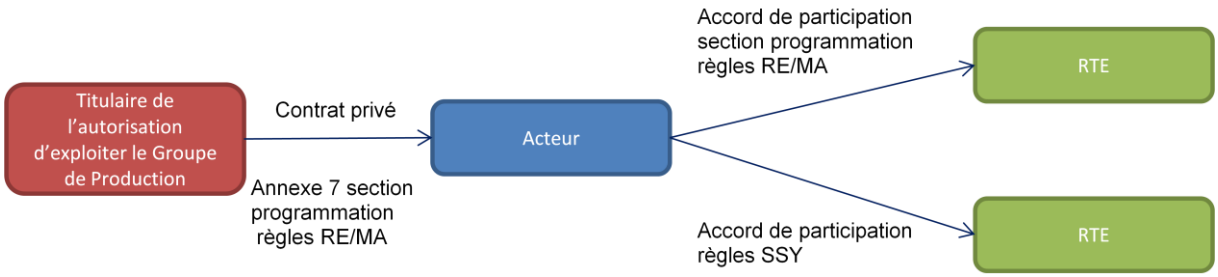
Elles sont de plus complétées par des annexes.

3.1 Section générale

La section générale propose une série de définitions de termes utilisés dans les règles, puis elle décrit un certain nombre de dispositions générales des règles, notamment les modalités de facturation et paiement, la force majeure, les modalités de cession, les obligations de confidentialité, les clauses relatives à la propriété intellectuelle, la gestion des contestations et des litiges ainsi que le droit et la langue des règles.

La section générale décrit le périmètre des règles permettant de spécifier le contenu des règles par rapport aux dispositions de la documentation technique de référence de RTE en ce qui concerne les modalités de raccordement des groupes de production.

Les modalités de contractualisation y sont détaillées : un acteur peut participer exclusivement au réglage de la fréquence, ou exclusivement au réglage de la tension ou bien enfin aux deux types de réglages à la fois. La qualité de responsable de programmation établie conformément aux règles RE/MA est un pré-requis au réglage de la tension, et à la fourniture de réserves primaire ou secondaire fréquence/puissance à partir de groupes de production. Cette adhérence historique pour le réglage de la fréquence à la programmation des règles RE/MA, est liée au fait que la mise à disposition de ces réserves s'effectue au travers du dispositif de programmation encadré par les règles RE/MA. Ces éléments sont représentés dans les deux schémas ci-dessous :



Participation au réglage de la fréquence et de la tension pour les groupes de production



Participation au réglage de la fréquence pour les sites de soutirage

La section générale précise que les producteurs disposant de capacités constructives de réglage doivent les mettre à disposition de RTE, en application du Code de l'énergie (L. 321-11).

La section générale prévoit les modalités de révision des règles : RTE propose le même mode de révision que pour les règles RE/MA. De plus, à la demande des acteurs de marché, RTE a inséré des jalons obligatoires de révision des règles, comme par exemple à l'échéance de la préparation des prochaines dispositions tarifaires concernant l'accès au réseau TURPE 5, puisque le financement des services système est aujourd'hui défini dans ce cadre. Enfin la section générale comprend aussi des sections plus précises comme la description des possibilités de notification entre acteur, ainsi que les conséquences financières liées aux indisponibilités des réseaux. Celles-ci se basent sur une séparation entre les contrats d'accès au réseau et les contrats d'accès au marché (cf. chapitre 5.11).

3.2 Section fréquence

3.2.1 Périmètre de réserve

La section fréquence comprend tout d'abord une description de la gestion des périmètres des entités de réserve fournissant des services système. RTE a opté pour une gestion des périmètres s'inspirant des contrats actuels et des règles RE/MA. Deux types d'entités de réserves ont été définis, en fonction de la nature de leur activité : injection ou soutirage. Cette distinction s'avère nécessaire puisque seuls les groupes de production contribuent au calcul des obligations de réserve.

RTE a ensuite opté pour un lien direct entre les entités de réserve de type injection et les EDP ou EDPRev, puisque la programmation des EDP/EDPRev prévue dans les règles RE/MA prévoit la mise à disposition d'un programme en triplet (puissance active, réserve primaire, réserve secondaire), permettant :

- pour l'injection active, le calcul des obligations de réserve (cf. chapitre 3.2.3) ;
- pour les réserves primaire et secondaire, la déclaration de la mise à disposition à RTE (cf. chapitre 3.2.4).

Les entités de réserve de type soutirage sont constituées d'un regroupement de sites de soutirage disposant, pour chaque site, d'un contrat d'accès au réseau de transport ou d'un contrat de décompte avec RTE. Ces conditions permettent notamment à RTE de procéder à l'ajustement de la consommation pour les énergies de réglages activées. RTE s'est engagé à étudier les conditions de participation des sites de soutirage raccordés au réseau public de distribution (RPD), ou en contrat unique d'ici la fin 2014 en lien avec les gestionnaires de réseau public de distribution, et les acteurs de marché. Les entités de réserve de type soutirage peuvent contenir des sites rattachés à des responsables d'équilibre différents. La proposition de règles ne prévoit pas d'accord obligatoire entre les responsables d'équilibre des sites et les responsables de réserve, conformément à l'avis de l'autorité de la concurrence du 26 juillet 2012, mais elles prévoient que les responsables de réserve doivent disposer de l'accord écrit des titulaires des contrats d'accès au réseau des sites participant aux services système. Le tableau suivant résume les possibilités de participation des sites aux services système fréquence / puissance, pour les groupes de production et les sites de soutirage, au titre du de la proposition de règles :

Type	Groupe de production
Raccordé directement au RPT	**Oui**
Raccordé directement au RPD	**Oui**
En décompte du RPT (service de décomptes)	**Oui**
En décompte du RPD (service de décomptes)	**Non**
Raccordé indirectement au RPD sans service de décomptes	**Non**
Raccordé indirectement au RPT sans service de décomptes	**Non**

Possibilités de participation aux services système fréquence puissance pour un groupe de production

Type	Site de soutirage
Disposant d'un CART	**Oui, à titre expérimental**
Disposant d'un CARD	**Non**
En décompte du RPT (service de décomptes)	**Oui, à titre expérimental**
En décompte du RPD	**Non**
Sous contrat unique RPT	**Non**
Sous contrat unique RPD	**Non**
Site indirectement raccordé au RPT ou RPD sans service de décompte	**Non**

Possibilités de participation aux services système fréquence puissance pour un site de soutirage

Remarque : dans le cas d'un site sous obligation d'achat apte à fournir des services système, le responsable de programmation du site n'est pas obligatoirement EDF. Ainsi le site peut choisir un responsable de programmation (i.e. un responsable de réserve) qui mettra à disposition de RTE les capacités de réglage.

Un processus encadrant les possibilités de modification des périmètres de réserve est décrit dans la proposition de règles. Celui-ci se base sur la possibilité pour les responsables de réserve de modifier leur périmètre à une maille mensuelle, associé à un délai laissé à RTE pour traiter les demandes.

Enfin au delà de la nécessaire description des caractéristiques des entités, RTE a introduit des pré-requis portant sur les entités de réserve. En complément des pré-requis standards apparaissant dans les gestions de périmètres, la proposition de règles prévoit que chaque site doit être télémesuré (transmission en temps-réel et à un pas de 10 secondes des mesures de puissance) et raccordé directement ou indirectement au SI de téléconduite de RTE, pour la transmission des télémesures, et la réception du niveau de téléréglage. Cette exigence de télémesure couvre deux besoins de RTE distincts : (i) le suivi en temps réel de la disponibilité des réserves pour la conduite du système électrique et (ii) la mise à disposition de données pour la réalisation du contrôle de performances ex post qui repose sur des mesures au pas 10 secondes.

3.2.2 Certification d'aptitude

Un processus formel de certification d'aptitude est nécessaire pour la participation aux services système. Celui-ci s'intègre dans le processus de modification du périmètre de réserves.

Pour les installations de production disposant de la capacité constructive, la réalisation des contrôles initiaux (à la mise en service) puis des contrôles périodiques prévus par l'arrêté du 6 juillet 2010 tiennent lieu de procédure de certification de l'aptitude. De même, les entités de services système qui sont d'ores et déjà liées par un contrat services système n'ont pas à renouveler leur certification.

Pour les autres installations (i.e. groupes de production qui décident de se doter de capacité de réglage, ou sites de soutirage), RTE a recours à une certification préalable obligatoire afin d'éviter l'apparition de nouvelles capacités de réglage qui se révéleraient ne pas remplir les pré-requis techniques, compromettant ainsi la sûreté du système électrique.

Ces pré-requis techniques sont dans la continuité des modalités définies dans la documentation technique de référence de RTE et en cohérence avec les modalités de contrôle des performances. Ils ne sont décrits que pour les groupes de production, dans cette première version des règles. La description des modalités de certification des sites de soutirage devra être réalisée avant le démarrage de l'expérimentation, dans le cadre d'une concertation prévue au premier semestre 2014.

3.2.3 Obligations de réserve

Le Code de l'énergie (L.321-11) prévoyant que seuls les producteurs disposant de capacités constructives de réglage doivent mettre leurs capacités de réglage à disposition de RTE, le calcul des obligations de réserve ne porte que sur les entités de réserve de type injection. Les obligations de réserve sont transmises à 17h00 en J-1 aux acteurs concernés (une valeur indicative est transmise à 13h30 en J-1, afin de permettre aux producteurs de préparer leur optimisation journalière). Les obligations de réserve sont calculées à partir du besoin global de RTE associé à une clef de répartition permettant de répartir celui-ci entre les différents acteurs. Le calcul de la clef de répartition repose sur des éléments déclaratifs des producteurs disponibles en J-1 à 16h30 (les programmes d'appel). RTE transmet des indicateurs aux producteurs permettant à chaque acteur d'évaluer si d'autres acteurs manipulent les données déclaratives sur lesquelles sont basées les clefs de répartition.

Le besoin de RTE est calculé conformément à la documentation technique de référence. Le besoin de réserve primaire est fixe (ruban annuel) et correspond à la prescription de ENTSO-E à RTE. Le besoin de réserve secondaire est calculé au pas 30 minutes quotidiennement en J-1 à partir des valeurs de prévisions de consommation et d'échanges.

Le calcul d'obligation de réserve comprend également une clause permettant aux producteurs disposant d'installations fil de l'au ou de *« petits parcs »* (strictement moins de cinq entités de réserve) de ne pas recevoir d'obligation de réserve quand leurs entités sont inaptes temporairement à en fournir. La suppression des clauses d'inaptitudes temporaires, pour les *« petits parcs »* et pour les installations hydrauliques fil de l'eau, a été étudiée dans le cadre du groupe de travail. Cependant la proposition de règles services système reconduit les clauses des modèles de contrats services système à l'identique. RTE ne considère pas ces modalités comme satisfaisantes, et souhaite à terme que les clauses d'inaptitudes temporaires soient réinterrogées (supprimées ou au contraire généralisées). RTE est face à une asymétrie d'information sur ce sujet et analyse qu'il est parfois difficile de distinguer si les inaptitudes temporaires actuellement déclarées relèvent d'une incapacité constructive technique ou d'une optimisation économique. RTE considère que la mise en œuvre d'un marché secondaire organisé pourra permettre à terme une couverture financière de ces situations. RTE propose que ces clauses soient étudiées en détail, en concertation avec les acteurs au plus tard fin 2015.

En cohérence avec l'enveloppe financière définie dans le cadre de TURPE 4, RTE rémunère l'obligation de réserve remplie à environ 18 €/hMW (valeur historique indexée sur l'inflation) ; la rémunération est identique pour tous les acteurs obligés. Cette valeur est d'un ordre de grandeur similaire avec les rémunérations des réserves dans les pays voisins[17], pour ceux rémunérant la mise à disposition des capacités de réglage. Le mécanisme expérimental alternatif a notamment comme objectif de révéler le prix des réserves.

3.2.4 Programmation de réserve

La programmation est une déclaration de mise à disposition de réserves à RTE par les responsables de réserve. A partir des déclarations de tous les acteurs, RTE peut en temps réel estimer si la somme des réserves programmées couvre le besoin de réserves. Lorsque cela n'est pas le cas, RTE utilise le mécanisme d'ajustement pour se procurer les réserves manquantes nécessaires. Les données de programmation des responsables de réserve servent ensuite de référence pour la vérification de la mise à disposition effective de réserves.

La programmation des groupes de production est régie par les règles RE/MA. Concernant la programmation des sites de soutirage, deux options étaient envisageables : soit l'extension de la section programmation des règles RE/MA aux sites de soutirage, soit la description dans la proposition de services système de dispositions de programmation cohérentes à celles des règles RE/MA. Puisqu'il ne semble pas aujourd'hui nécessaire pour les services système de disposer d'une programmation ou d'une prévision de puissance active, objet principal des règles de programmation actuelles, RTE propose la seconde option. RTE fera évoluer les dispositions relatives à la programmation de sites de soutirage en cohérence avec les évolutions de la section programmation des règles RE/MA, et instruira à terme l'extension des règles de programmation aux sites de soutirage (section 1, chapitre C des règles RE/MA).

[17] Allemagne données sur : https://www.regelleistung.net

3.2.5 Échanges de réserve en France

Deux responsables de réserve peuvent s'échanger des réserves, au travers d'accords bilatéraux. Dans ce cas, chaque responsable de réserve notifie à RTE la concrétisation de l'échange au travers du dispositif de Notification d'Échange de Réserves (NER). Ce système de NER s'inspire des NEB en place aujourd'hui pour les notifications d'échange d'énergie.

Des échanges de réserve en France pourront aussi être réalisés dans le cadre du marché secondaire organisé. Dans ce cas, ils seront notifiés à RTE dans le cadre du fonctionnement du marché secondaire organisé et ne nécessiteront donc pas de NER de la part des responsables de réserve.

RTE propose qu'après leur mise en place, les NER ne modifient pas les obligations de réserve des responsables de réserve, contrairement aux possibilités de transfert d'obligation en vigueur dans les modèles de contrat services système actuels. Ainsi en cas d'échange entre acteurs, l'obligé initial conserve la rémunération de RTE (en opposition à un transfert de rémunération vers l'acteur final fournissant la réserve). Cela est nécessaire à l'intégration européenne pour que des acteurs étrangers avec lesquels RTE n'aurait pas de relations contractuelles puissent à terme participer aux échanges de réserve.

RTE propose également que les échanges de réserves soient limités par une valeur maximale de position « ouverte » de réserve qu'un responsable de réserve peut prendre en fonction des garanties financières apportées à RTE (cf. chapitre 3.2.9). Le processus opérationnel de NER est un processus continu, en opposition à un processus à guichet, afin de traiter cette vérification de la position ouverte des acteurs de manière optimale.

3.2.6 Import/export de réserve

Les responsables de réserve français peuvent aujourd'hui exporter de la réserve primaire vers Elia et Swissgrid, RTE ayant conclu avec ces GRT des contrats encadrant les exports de réserve primaire.

Les échanges transfrontaliers entre acteurs ne sont pas possibles aujourd'hui en l'état des contrats cadre GRT-GRT actuels. RTE rappelle son souhait de voir mis en place la possibilité de tels échanges, et sa disponibilité pour leur étude puis leur mise en œuvre. RTE estime qu'au travers des choix qui ont été faits dans la proposition de règles services système, tous les pré-requis sont remplis en France, pour l'autorisation d'échanges transfrontaliers entre acteurs.

3.2.7 Contrôle déclaratif et indemnités

RTE établit un contrôle déclaratif pour chaque responsable de réserve. Ce contrôle déclaratif compare d'une part ce que le responsable de réserve doit fournir comme étant la somme de l'obligation de réserve et du solde des échanges de réserves, et d'autre part ce que le responsable de réserve déclare mettre à disposition de RTE au travers des données de programmation. En cas de déclaration de fourniture de réserve insuffisante, RTE exige des indemnités au responsable de réserve.

Le montant de ces indemnités répond à plusieurs objectifs. D'une part, le montant des indemnités doit être assez important pour éviter les arbitrages entre le paiement d'une indemnité et la valorisation de l'énergie sur les marchés, et permettre à RTE de couvrir ses coûts de reconstitution des réserves sur le mécanisme d'ajustement. D'autre part, le montant des indemnités ne doit pas être trop important afin d'éviter une prise de marge trop importante des acteurs au détriment de l'optimisation économique du système électrique français.

L'indexation de l'indemnité pleine sur le prix de l'enchère journalière EPEX SPOT et sur le montant de la rémunération de RTE répond globalement aux objectifs listés précédemment.

En cas de fortuit, ces indemnités sont suspendues pendant le délai de neutralisation, et réduites si le responsable de réserve ne dispose pas de possibilités de rééquilibrage en réserve sur son périmètre de réserve. Cette réduction des indemnités se justifie tant qu'il n'existe pas de réel marché de réserve infra-journalier permettant aux acteurs de se rééquilibrer.

Les indemnités sont identiques pour les obligations de réserve, les échanges de réserves en France et les échanges de réserves avec les pays voisins. L'unicité du régime d'indemnité permet l'existence d'un produit unique ayant une valeur identique pour tous les acteurs. En particulier, la différenciation du régime d'indemnité qui existait dans les contrats précédents entre les réserves fournies pour la zone France et pour l'étranger a été supprimée. Cette évolution a pour but de préparer la mise en place à terme d'échanges transfrontaliers entre acteurs.

3.2.8 Contrôle de performances et conséquences

A l'aide des télémesures, RTE peut estimer si les entités de réserve participent au réglage de la fréquence en fournissant des réserves suffisantes tant en quantité qu'en qualité de réponse. Les critères de qualité et seuils de tolérance décrits dans la proposition de règles (uniquement pour les groupes de production dans cette version des règles) doivent être remplis par les entités de réserve. Ces critères et seuils sont définis en cohérence avec les exigences définies lors du raccordement :

- réglage primaire : enveloppe dans laquelle la réponse est attendue ;
- réglage primaire : maintien de la fourniture lors d'une excursion de fréquence ;
- réglage primaire : contrôle du gain ;
- réglage primaire : dynamique de réponse attendue ;
- réglage secondaire : plage de réglage mise à disposition ;
- réglage secondaire : dynamique de réponse attendue ;
- réglage primaire et secondaire : disponibilité de la télémesure.

Le contrôle des performances est un contrôle continu reposant, dans la plupart des cas, sur une analyse statistique du respect des critères de performance liés aux services système. La fiabilité et la précision de ces contrôles s'accroissant avec la longueur de la période d'observation, RTE ne pénalise pas les écarts de performances pour chaque pas demi-horaire, mais définit des seuils (pourcentage de temps en écart, nombre d'écarts) pour chaque critère et pour une période d'observation couvrant généralement une période de un à six mois. Une fois ce seuil dépassé, RTE émet une notification de défaillance à l'acteur. Un seuil d'alerte, inférieur au seuil de défaillance, permet aux acteurs n'ayant pas conscience de leurs défaillances de pouvoir corriger leur dispositif de réglage avant la notification de défaillance.

En cas de défaillance établie à l'issue du contrôle ex-post des performances de réglage, un abattement proportionnel à l'importance de l'écart est dû par le responsable de réserve à RTE. RTE considère que cette règle, reconduite des contrats antérieurs, n'est pas satisfaisante car elle n'incite pas les acteurs à déclarer les défaillances de réglage dont ils ont connaissance, le montant de l'abattement restant inférieur au montant des indemnités. Le taux de défaillance issue du contrôle a posteriori est suivi par RTE et en cas de dérive, des évolutions deviendraient nécessaires.

Au delà des abattements, les défaillances de réglage conduisent à :

- une obligation de remise en conformité pour les groupes de production, en application de l'arrêté du 6 juillet 2010 relatif au contrôle périodique des performances. La date de mise en conformité est proposée initialement par le responsable de réserve puis étudiée par RTE. En cas de retard par rapport à cette date négociée, les abattements sont remplacés par des pénalités d'un montant important, afin de présenter un caractère dissuasif ;
- une suppression du certificat d'aptitude pour les entités de réserve de type soutirage. RTE ne peut exiger une obligation de mise en conformité car l'arrêté du 6 juillet 2010 relatif au contrôle périodique des performances ne s'applique qu'aux groupes de production. Le responsable de réserve pourra alors effectuer les adaptations nécessaires à son processus de réglage et demander un nouveau certificat d'aptitude. Cette modalité peut être considérée comme l'équivalent du processus de confirmation de la mise en conformité pour les groupes de production.

RTE constate qu'un certain nombre de dérogations de performances accordées par le passé nuisent maintenant à la définition d'un produit unique de réserve sur les marchés. Une étape importante pour réduire ce biais a été réalisée en prévoyant l'extinction des clauses dérogatoires accordées aux groupes hydrauliques fil de l'eau, vis à vis du maintien de la puissance pendant 15 minutes. D'autres dérogations subsistent. Elles portent principalement sur la dynamique de réponse qui peut être, pour les groupes existants, plus lente que pour les nouveaux groupes sollicitant un raccordement, lorsque ces limitations sont inhérentes à leur technologie et résultent des choix de conception qui avaient été retenus lors de la construction et de leur raccordement. Elles concernent notamment le temps de réponse des groupes hydrauliques à de faibles variations de fréquence (en réglage primaire) et le temps de réponse des groupes thermiques au charbon et de certains groupes hydrauliques aux sollicitations du réglage secondaire de fréquence. Aujourd'hui RTE estime que les enjeux techniques et le biais introduit pour les produits de marché restent limités et donc tolérables.

3.2.9 Sécurisation financière

Les échanges de réserve exposent RTE à un risque financier, en cas de non paiement des indemnités (ou abattements). Ce défaut de paiement peut être soit lié à une difficulté financière du responsable de réserve, soit à un comportement frauduleux. RTE a introduit une sécurisation financière adaptée aux risques associés à l'ouverture du marché des réserves. Les modalités de sécurisation financière ont pour objectif de couvrir RTE des risques financiers encourus en tant que contrepartie centrale physique naturelle, sans pour autant représenter une barrière à l'entrée à l'encontre des nouveaux entrants non frauduleux.

Tout d'abord, comme c'est le cas dans le cadre dispositif de responsable d'équilibre, RTE demande à chaque acteur de marché souhaitant participer aux règles services système de remplir un questionnaire client.

Ensuite, les modalités de sécurisation financière de la proposition de règles services système reposent sur un choix laissé aux participants : le participant peut soit déposer une garantie bancaire, soit se voir empêché de prendre une position « ouverte » en termes d'échange de réserve. Le montant de la garantie bancaire, laissé au choix du participant, permet de définir le niveau de l'exposition financière autorisée sur le mécanisme. RTE propose différentes modalités permettant de minimiser le montant des garanties bancaires (i.e. déclaration d'échanges de réserve en J-1 ou en J uniquement, foisonnement journalier et entre les différents types de réserves). En conséquence, RTE estime que les montants de garanties bancaires pour les échanges de réserve restent proportionnés. RTE n'a pas souhaité prendre en compte les capacités physiques aptes à produire des réserves dans le calcul des limites associées aux échanges de réserve, dans la mesure où rien ne garantit que le participant programmera effectivement cette capacité physique en temps réel. Pour RTE, l'appréciation du risque financier suite aux échanges de réserves reste donc le même.

Le volume de position « ouverte » permis après le dépôt d'une garantie bancaire repose sur l'évaluation d'un risque financier correspondant à 3 jours d'indemnités élémentaires pleines. Par ailleurs, lorsque l'encours d'un acteur dépasse le montant de la garantie bancaire RTE annule les possibilités de position « ouverte » de l'acteur. Les acteurs ont alors la possibilité de procéder à un dépôt de liquidité (garantie financière sous forme de gage-espèce) afin d'empêcher cette restriction, ainsi un acteur n'exerçant pas d'activité frauduleuse a bien la possibilité de ne pas voir son activité limitée.

Cette limitation des volumes de positions ouvertes associée à une surveillance des encours permet d'empêcher les comportements frauduleux déclaratifs. Pour ce qui est de la limitation du comportement frauduleux physique (acteur programmant des réserves mais ne les fournissant pas), RTE a inséré une clause permettant de détecter ces cas en temps réel à l'aide des télémesures afin que les programmes de réserve puissent être invalidés directement.

Enfin RTE propose un retour d'expérience sur les modalités de sécurisation financière pour les échanges de réserves au bout d'un an de mise en œuvre afin d'évaluer l'impact des modalités de sécurisation financière sur l'activité des acteurs de marché.

3.2.10 Gestion des énergies de réglage

Les énergies de réglage activées ne sont pas systématiquement nulles à un pas de temps de 30 minutes et elles pourraient donc générer des écarts dans les périmètres des responsables d'équilibre. Pour éviter ce biais, RTE procède à une neutralisation des périmètres des responsables d'équilibre à hauteur de l'énergie de réglage activée.

Pour une entité de réserve de type injection, cette neutralisation s'effectue dans le bilan du responsable d'équilibre de l'entité. Pour une entité de réserve de type soutirage, RTE propose que cette neutralisation s'effectue indirectement en ajustant la consommation des sites. A cet effet, une clef de répartition entité de réserve – sites de soutirages sera fournie par le responsable de réserve. Cette clef de répartition peut être contrôlée par RTE.

Les flux financiers entre les responsables de réserve et RTE se font à partir d'un prix fixe d'environ 10€ /MWh. L'impact de ce niveau de prix est relativement faible du fait du caractère relativement centré de la fréquence et du niveau de téléréglage à la maille annuelle.

3.3 Section tension

Les acteurs et RTE ont concentré leurs efforts principalement sur les évolutions du réglage de la fréquence au cours des dernières années. Les participants au GT n'ont pas demandé d'évolutions structurelles des modalités relatives aux services système tension et RTE propose donc à moyen terme de reconduire des modalités proches de celles en vigueur. RTE propose de réinterroger les principes du réglage de la tension en concertation avec les acteurs de marché d'ici fin 2015, comme précisé au chapitre 0. Les éléments décrits dans la suite de ce chapitre décrivent les principes ayant conduit aux rémunérations de la tension dans la proposition de règles.

3.3.1 Principes

La section 3.1.2 décrit les conditions que les groupes de production doivent remplir pour être rémunérés au titre des règles. Ces dernières impliquent des exigences minimales d'équipement des groupes de production, un engagement du producteur à respecter les critères de performances définis dans la proposition de règles (section 3.1.7.2), la fourniture des diagrammes U/Q, des télémesures et télésignalisations nécessaires au contrôle de performance.

La rémunération de la contribution des responsables de programmation au réglage de la tension est calculée par groupe de production, en fonction de ses capacités à fournir ou absorber du réactif. Les principes de rémunération établis en 2002 visaient à compenser les coûts de surdimensionnement des alternateurs et des transformateurs requis pour la fourniture de ce service (par rapport à un alternateur « théorique » qui ne fournirait pas ce service) ainsi que les surcoûts de maintenance et de pertes liés à la participation.

Il s'agit d'une démarche de valorisation essentiellement conceptuelle. En effet, en dehors de la contribution au réglage de la tension, les capacités réactives sont indispensables à un groupe de production pour qu'il puisse injecter sa production sur le réseau à pleine puissance sans présenter de problèmes d'instabilité.

Les principes précédents ont conduit à rémunérer la contribution d'un groupe de production à l'aide de deux composantes appelée respectivement part fixe et part variable dans la proposition de règles services système. Une différenciation de la rémunération par zone géographique a été introduite par RTE afin ne pas inciter les producteurs à installer des capacités réactives excédentaires dans des régions où RTE n'en a pas besoin. RTE propose de revisiter ces principes en concertation avec les acteurs de marché (cf. chapitre 0).

3.3.2 Part fixe

La première composante (part fixe) est rémunérée tant que l'aptitude du groupe de production à contribuer au réglage de la tension est constatée et est matérialisée par sa présence dans la liste de groupes de production participant au réglage de la tension (annexe 5). Par similarité avec une annuité d'investissement, cette rémunération est versée systématiquement au responsable de programmation même si le groupe de production est à l'arrêt. Elle peut être néanmoins être réduite ou suspendue dans deux cas particuliers :

- lorsqu'un écart de performance est constaté et que le groupe ne dispose plus de ses capacités nominales de réglage, la rémunération est réduite proportionnellement à l'importance de l'écart jusqu'à sa mise en conformité (section 3.1.7.4 des règles),

- la rémunération est suspendue si le groupe de production est indisponible sur une longue période au delà du temps nécessaire aux opérations classiques de maintenance (section 3.1.7.5 des règles).

Pour un groupe disposant des performances de l'arrêté de raccordement (tangente phi de 0,32 au point de connexion), la rémunération est basée sur un prix unitaire de R en euros par MVA et par an avec R= 763 €/MVA/an (à revaloriser annuellement à partir du 1er janvier 2014 selon les dispositions de la section 3.1.4.4 des règles). Pour les groupes caractérisés par d'autres valeurs de tangente phi, la rémunération est calculée par la formule suivante :

$$\frac{R}{0{,}32} \times \frac{Q_+}{P_{max}} \times \sqrt{P_{max}^2 + Q_+^2} \quad (€ \text{ par an}),$$

Cette formule permet, à puissance apparente constante, de mieux rémunérer les groupes disposant de capacités supérieures à celles de l'arrêté, et de moins rémunérer les groupes disposant de capacités inférieures à celles de l'arrêté.

3.3.3 Part variable

La deuxième composante (part variable) est proportionnelle au temps pendant lequel le groupe met ses capacités de réglage à disposition de RTE (égal par exemple au temps de couplage pour un groupe synchrone). Le prix unitaire est calculé en euros par MVAR et par demi-heure de mise à disposition (par homogénéité avec le réglage de la fréquence, le même pas de référence d'une demi-heure a été retenu pour la tension). Le prix unitaire a été calculé sur la base d'une contribution moyenne au réglage de la tension représentative des différents groupes de production constituant le parc français. Ce prix unitaire est de 0,0268 € par MVAR et par demi-heure de fonctionnement (à revaloriser annuellement à partir du 1er janvier 2014 selon les dispositions de la section 3.1.4.4 des règles).

Comme pour la part fixe, la rémunération peut être réduite lorsqu'un écart de performance est constaté et que le groupe ne dispose plus de ses capacités nominales de réglage. Dans ce cas la réduction de rémunération est proportionnelle à l'importance de l'écart et est appliquée jusqu'à la mise en conformité (section 3.1.7.4 des règles).

3.3.4 Différenciation de la rémunération selon les besoins de RTE

Pour les deux composantes précédentes, la rémunération est basée sur les capacités de réglage du réactif mis à disposition de RTE par les moyens de production indépendamment des sollicitations réelles et du besoin de RTE. Ce principe de rémunération ne permet pas à RTE de maitriser finement le coût du réglage en fonction de ses besoins puisque toute capacité de réglage supplémentaire mise à sa disposition par un producteur est rémunérée quelle que soit son utilité pour RTE.

Or cette utilité pour RTE présente de fortes disparités géographiques liées au fait que le besoin en réactif est un phénomène local (le réactif « voyage mal » au sein du réseau) et que la puissance réactive doit être fournie ou absorbée au plus près des besoins. Les capacités de réglage en réactif sont d'autant plus utiles pour RTE qu'elles sont localisées dans les régions faiblement équipés en moyens de production, régions où les sources de réglages sont de ce fait plus rares. De plus, ces régions correspondent le plus souvent à des régions de forte consommation pour lesquelles les besoins en réactif sont importants.

Il existe donc une dissymétrie dans les règles de rémunération, par rapport au réglage de la fréquence, pour lequel RTE maitrise beaucoup plus complètement ses coûts de réglage en ne prescrivant aux responsables de réserve que le volume strictement nécessaire à ses besoins, indépendamment de la valeur totale des capacités constructives disponibles.

Pour rapprocher les principes de rémunération du réglage de la fréquence et de la tension et permettre à RTE de maitriser plus finement ses coûts de réglage de la tension en fonction de ses besoins, une modulation de la rémunération de ce réglage a été introduite par RTE à partir de 2005.

La modulation introduite consiste à distinguer deux types de zones géographiques, les zones considérées comme sensibles vis à vis du réactif et les zones normales. RTE a défini la nature de chaque zone en fonction de ses besoins en réactif aux différents nœuds du réseau. Dans les zones normales, RTE sollicite peu les capacités réactives des groupes de production et les capacités de réglage « standard » définies dans les arrêtés de raccordement (-035Pmax, 0,32Pmax) sont suffisantes pour couvrir les besoins de l'exploitation courante (des besoins supplémentaires pourraient néanmoins être utiles dans certaines situations de pertes d'éléments du réseau, dites situations de n-k). En revanche, dans les zones sensibles, des capacités supplémentaires, au delà des capacités minimales définies par les arrêtés, sont nécessaires et systématiquement sollicitées par RTE en exploitation normale.

La modulation de la rémunération consiste finalement à verser au responsable de programmation les deux composantes de la rémunération (part fixe et par variable) dans les zones sensibles vis à vis du réactif, et à ne verser dans les zones normales que la seule part variable.

Par ce dispositif, RTE incite les producteurs, dans les zones normales pour lesquelles les besoins en réactif sont déjà largement couverts par les exigences des arrêtés de raccordement, à ne pas se doter de capacités de réglage de réactif supérieures à celles prévues par ces derniers.

3.3.5 Différenciation de la rémunération selon le type de réglage

Dans le même esprit de favoriser la rémunération des capacités de réglage de réactif les plus utiles à l'exploitation du réseau, RTE a introduit depuis 2002 une majoration de 50% de la part variable de la rémunération pour les groupes de production participant aux réglages secondaires de tension (réponse du groupe asservie à un signal envoyé en permanence par RTE tous les 10 secondes). Cette majoration rémunère la souplesse d'exploitation supplémentaire apportée à RTE par ce type de réglage.

4. PRINCIPALES ÉVOLUTIONS PROPOSÉES PAR RAPPORT AUX CONTRATS

Les principales évolutions de la proposition de règles services système par rapport aux modèles de contrats actuels peuvent se regrouper en cinq catégories. Étant donné les délais nécessaires à l'adaptation des différents systèmes d'information, les dates de mise en œuvre des nouvelles dispositions s'échelonneront au cours de l'année 2014.

4.1 Mise en place des notifications d'échanges de réserve (NER)

Les échanges entre responsables de programmation dans le modèle de contrat services système actuels sont rudimentaires, en particulier pour les échanges en infra-journaliers. En effet, pour ces derniers, seul le responsable de programmation reprenant l'obligation de sa contrepartie déclare l'échange à RTE, laissant sa contrepartie dans l'incertitude. De plus la notification à RTE se fait par e-mail, et seuls trois guichets existent. En J-1, les échanges se font informatiquement et la contrepartie est informée des échanges déclarés par le fournisseur via sa prescription définitive. Néanmoins il n'existe pas de véritable processus de *« matching »* des transactions. Les participants du groupe de travail services système ont identifié ce fonctionnement comme étant un frein aux échanges de réserve et ont émis le souhait de le voir amélioré.

Ainsi, RTE a-t-il proposé d'introduire, au plus tard le 1er janvier 2015, un concept identique aux notifications d'échange de blocs (« NEB »), afin de permettre une meilleure gestion des échanges de réserves de gré à gré. Une notification d'échange de réserve (NER) est faite à RTE pour l'informer que deux contreparties se sont mises d'accord pour un transfert de réserve pour un certain pas demi-horaire et pour un certain volume.

Les acteurs de marché ont soutenu la proposition de RTE de mettre en place un dispositif de NER, si possible avant l'échéance de janvier 2015.

4.2 Ouverture à la participation expérimentale des sites de soutirage

4.2.1 Principes

L'ouverture de la participation expérimentale des sites soutirage à la fourniture de services système s'inscrit dans la demande de la CRE de *« permettre à d'autres acteurs que les responsables de programmation soumis à la prescription obligatoire de proposer des offres de réserves de réglage ».*

RTE propose dans le cadre de la proposition de règles services système, une phase expérimentale au second semestre 2014 permettant la participation des sites de soutirage. RTE offre aussi aux acteurs une possibilité de protocole d'accord pour étudier avec RTE les capacités de réglage potentielles de l'acteur, en préalable à l'étape de certification.

La phase de participation expérimentale des sites de soutirage au second semestre 2014 est conditionnée à la réussite de la concertation prévue au premier semestre 2014 concernant l'établissement des critères de certification d'aptitude et de contrôle de performances des sites de soutirage, avec les acteurs de marché.

Les sites de soutirage ne sont pas soumis à l'obligation de réserve.

Les acteurs de marché ont globalement soutenu RTE dans cette évolution ; Poweo Direct Energie s'inquiète cependant de l'opportunité de mettre en place des conditions de participation expérimentale pour les sites de soutirage, alors qu'aucune analyse de rentabilité préalable n'a été réalisée.

La participation expérimentale des sites de soutirage aux services système reste un sujet complexe que RTE propose d'étudier avec les acteurs de marché dans le cadre de l'expérimentation. Les enjeux principaux sont :

- la contrôlabilité avec le développement de méthodes de contrôle des performances ex-post adaptées aux sites de soutirage,
- la définition de critère relatifs aux contraintes de stock d'énergie, et
- la gestion de l'énergie de réglage et l'affectation dans les périmètres d'équilibre des responsables d'équilibre des sites participant aux réglages.

4.2.2 Contrôlabilité

La méthode de contrôle des performances actuelle des groupes de production à la participation aux services système ne peut être appliquée à l'identique. En effet, cette dernière est fondée sur le fait que l'injection se présente sous forme de paliers. Malheureusement, une faible partie des sites de soutirage présentent un tel profil de consommation par palier. Ainsi, il convient de développer des méthodes de contrôle permettant d'identifier la corrélation entre un signal de consigne au pas 10 secondes et la réponse de l'entité au pas 10 secondes.

Compte tenu de la criticité du produit « services système » pour la sûreté de fonctionnement du système électrique, RTE considère comme indispensable la mise en place d'un contrôle continu des performances de l'entité de réserve. En conséquence, la contrôlabilité restera un pré-requis à la certification.

La proposition de règles services système ne contient pas de critère d'aptitude ni de critère de performance pour les sites de soutirage ; RTE propose de les étudier, en concertation avec les acteurs de marché au premier semestre 2014, grâce aux données que les sites de soutirage concernés pourraient transmettre à RTE.

RTE estime de plus nécessaire de mettre en place cette phase expérimentale pour valider les méthodes proposées et permettre aux responsables de réserve de disposer d'une phase d'apprentissage. A l'issue de cette phase les critères de contrôle devront être confirmés et les sites devront pouvoir être certifiés définitivement.

4.2.3 Gestion de l'énergie de réglage

Les travaux menés dans le cadre du mécanisme d'ajustement et des effacements au service du marché ont démontré le caractère complexe de la gestion de l'énergie des sites de soutirage. Afin d'étudier la problématique pas à pas, RTE propose dans la proposition de règles services système, un recours à un ajustement de la consommation des sites de soutirage fournissant des services système, et une participation limitée dans un premier temps aux sites disposant d'un CART (ou d'un service de décompte avec RTE), puisque ce sont les seuls sites pour lesquels un ajustement de la consommation est aisément réalisable (modalités en vigueur pour le mécanisme d'ajustement). Les acteurs de marché ont partagé cette solution. RTE s'est engagé à fournir un retour d'expérience sur la phase expérimentale du second semestre 2014, afin d'étudier les possibilités d'élargissement des conditions de participation des sites de consommation, en lien avec les GRD, et les acteurs de marché.

4.3 Prise en compte de l'énergie de la réserve primaire

A la demande des acteurs de marché, la proposition de règles propose une prise en compte de l'énergie de la réserve primaire pour la neutralisation des bilans des responsables d'équilibre, au 1er octobre 2014. Les flux financiers induits par cette nouvelle disposition sont similaires à ceux prévus dans le modèle de contrat services système actuel et dans les règles RE/MA pour le traitement de l'énergie de la réserve secondaire. Le gain financier pour un acteur disposant de groupes de production et n'ayant pas d'aléa de consommation a été estimé à quelques pourcents de la rémunération de la capacité au prix forfaitaire[18].

4.4 Amélioration du régime d'indemnités

Sans modification profonde du régime d'indemnités sur les écarts de réserve déclaratifs, RTE a introduit une série de modifications marginales, au 1er janvier 2014, qui n'ont pas fait l'objet d'opposition de la part des acteurs de marché :

- l'indemnité pleine ne pourra plus être inférieure à l'indemnité réduite ;
- les exports de réserves transfrontaliers seront soumis au même régime d'indemnité que les obligations de réserves émises par RTE, permettant le caractère transférable des exports de réserve (cf. chapitre 3.2.7) ;
- en cas de non livraison de réserve, RTE prélèvera une part de l'indemnité due directement en ne rémunérant pas les réserves non livrées ; l'indemnité est alors réduite du montant non versé par RTE. Ceci est un autre élément de sécurisation financière pour RTE (cf. chapitre 3.2.9) ; et

[18] En considérant un responsable d'équilibre, dont le périmètre est composé d'un groupe de production apte à la fourniture de réserve primaire, et de ventes déclaratives (i.e. pas d'incertitude sur le soutirage). Si le gain du groupe de production est de 200MW/Hz, pour 10 MW réserve primaire programmée, alors RTE a estimé que la prise en compte de l'énergie de la réserve primaire dans l'écart du responsable d'équilibre faisait économiser à l'acteur environ 2€/hMW.

- les échanges de réserves (par le biais des NER) ne transfèreront plus la rémunération entre acteurs ; celle-ci restera à l'acteur ayant reçu initialement l'obligation de réserve par RTE. Ceci est un pré requis à l'intégration européenne du marché des réserves, puisque RTE n'aura pas de lien contractuel avec l'équivalent des responsables de réserve étrangers.

4.5 Gestion trimestrielle de la compensation synchrone

A la demande des acteurs, la procédure de rémunération de la compensation synchrone est modifiée en fonction des durées réelles d'utilisation, au 1er janvier 2014. Jusqu'à maintenant cette rémunération était réalisée en deux temps, une rémunération forfaitaire était versée mensuellement au cours de l'année puis un correctif annuel était réalisé l'année suivante afin de tenir compte des durées réelles d'utilisation. Ce processus, qui conduisait dans certains cas à des incohérences dans le calcul des abattements de rémunération liés aux écarts de performances, a été refondu et simplifié. L'étape corrective annuelle a été supprimée et remplacée par une rémunération sur une base trimestrielle, directement en fonction des durées d'utilisation transmises par le responsable de programmation.

5. RÉPONSES DÉTAILLÉES À LA CONSULTATION PUBLIQUE

Cette section du rapport de consultation présente l'intégralité des retours des acteurs à l'issue de la consultation réalisé 26 juin 2013 et le 22 juillet 2013 dans le cadre du CURTE. Elle est séparée en différents chapitres traitant chacun un sujet spécifique, au début de certains chapitres une réponse à certains commentaires est apportée de manière globale, puis des réponses spécifiques à chaque retour sont formulées.

5.1 Modèle de marché

Les éléments relatifs au modèle marché ont principalement été étudiés avec les acteurs de marché dans le cadre de l'appel à contribution intermédiaire. Une synthèse des retours des acteurs est présentée au chapitre 2.

Acteur	Référence	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
CNR	Document d'accompagnement §2.1.3	Vu le travail fourni et les différents consensus aboutis pour avancer, nous souhaitons qu'il n'y ait pas de perte de temps dans la poursuite de la spécification détaillée du marché organisé et de l'estimation de son coût pour les acteurs. L'arbitrage sur le mécanisme expérimental devra ainsi se faire en toute connaisance de cause et rapidement, suivant les coûts réels, entre un marché organisé ou une négociation continue facilitée afin de débuter au plus tôt et d'en tirer un retour d'expérience fructueux. Nous souhaitons que RTE poursuive la coordination de ces actions dès septembre pour obtenir les éléments d'arbitrage déterminant la mise en place d'une des solutions exposées en §2.1.3		RTE partage le commentaire de CNR et propose de poursuivre les échanges avec les acteurs de marché sur les caractéristiques du marché secondaire. RTE estime que cette action pourra être menée à l'automne 2013. Celle-ci reposera sur l'estimation de volumes échangés attendus sur le marché secondaire et sur le retour attendu d'EPEX SPOT quant à la réalisation d'un marché secondaire en nom propre. RTE propose de poursuivre la concertation dans le cadre du groupe de travail services système.
POWEO PSSP	Document d'acc	Poweo PSSP souhaite rappeler son opposition à un marché secondaire constitué de deux enchères matin et soir. En effet nous rappelons que les contraintes portées par certains acteurs		Concernant l'heure de déroulement du marché secondaire, la concertation n'a pas fait apparaître de consensus entre les acteurs de marché, qui selon leur organisation interne, expriment leur préférence

	ompagnement §2.1.4	ne leur permettent pas de pouvoir participer aux enchères le matin. Cette 1ere enchère le matin réduit donc de facto le volume d'offre/demande de la 2e enchère auxquels les acteurs contrains pourront participer. Ils nous semble donc que ces acteurs sont exclus d'une partie des échanges.		pour des horaires différents (déroulement du marché souhaité le soir, en début ou en milieu d'après-midi, le matin et le soir…). Cette question demeure essentielle pour la future liquidité et le bon fonctionnement du marché secondaire organisé. Parmi toutes les options étudiées en groupe de travail, RTE a exprimé sa préférence pour (i) soit une enchère le soir, (ii) soit une enchère le matin et une le soir, RTE rappelle qu'à ce stade, aucune décision n'a été prise dans le cadre de la proposition de règles services système. Par rapport au scénario avec une enchère le soir, le scénario avec deux enchères matin et soir a l'avantage de permettre la réalisation de plus d'échanges dans le cadre du marché secondaire organisé mais a l'inconvénient de diviser la liquidité.
EDF		Tout d'abord, EDF rappelle son souhait qu'à la cible, RTE acquière les services système via un appel d'offres, en cohérence avec le code de réseau Balancing qui prévoit le recours à un mécanisme de marché. EDF considère que le maintien du système de prescription avec une rémunération régulée ne permet pas de révéler le prix de fourniture des réserves et ne garantit pas l'optimisation technico-économique des moyens disponibles. Néanmoins, à plus court terme et de manière transitoire, EDF soutient la mise en place d'un marché secondaire organisé, dans la mesure où celui-ci est de nature à révéler le prix de fourniture des services système. EDF regrette vivement que la concertation lancée par RTE n'ait pas apporté de recommandation sur les modalités concrètes du futur marché secondaire organisé ou facilité. EDF considère que le rôle de RTE dans la définition de ce marché secondaire n'est pas terminé, et demande à RTE de relancer au plus vite les discussions sur ses modalités précises et la préparation de sa mise en oeuvre, en concertation avec l'ensemble des acteurs concernés.		EDF rappelle ici la position des producteurs de l'UFE qui a été exprimée dans le cadre de la concertation menée en 2011 sur les services système et leur financement. Pour RTE, un mécanisme d'appel d'offres n'est pas en l'état compatible avec l'enveloppe régulée définie dans le cadre du TURPE. Concernant le marché secondaire, RTE estime qu'une prescription adossée à un marché secondaire constitue bien un mécanisme de marché et que cela répond ainsi aux objectifs définis dans les orientations cadre de l'ACER sur l'équilibrage. RTE a introduit dans la proposition de règles services système les pré-requis techniques et juridiques nécessaires à l'apparition d'un marché secondaire des réserves primaire et secondaire. Il s'agit notamment de l'introduction du rôle de responsable de réserve, de la mise en place d'un dispositif de notifications d'échanges de réserve entre acteurs, et d'un dispositif de sécurisation financière associé. Le fonctionnement du marché secondaire organisé, quant à lui, n'est pas inclus dans la proposition de règles services système. La concertation sur les caractéristiques précises du marché secondaire reprendra en fonction de l'option retenue pour la mise en œuvre du marché secondaire organisé, et selon un cadre adapté ; marché organisé en nom propre par un opérateur de marché, recours par RTE à une prestation de

				service pour sa réalisation, mise en œuvre par RTE directement ou indirectement d'un marché secondaire facilité.
GDF SUEZ		GDF SUEZ rappelle être avant tout en faveur d'un marché primaire pour la fourniture des services de réserve primaire et secondaire. Ces services de réglage, indispensables pour le maintient de la sureté du réseau, doivent être contractualisés par un appel d'offre sans obligation, afin de motiver au mieux les acteurs à participer au marché. Une prescription obligatoire à prix réglementé ne permet pas d'attirer de nouveaux acteurs. En effet dès le moment où ils seraient aptes, ils deviendraient obligés (pour les producteurs), sans être assurés de recouvrir les coûts liés à la fourniture de ce service.		La notion d'obligation restera nécessaire quelle que soit l'organisation du marché afin d'assurer à RTE la disponibilité des services système nécessaires à la conduite du réseau. RTE partage l'analyse de GDF-SUEZ concernant le lien entre aptitude et obligation pour les producteurs. L'incitation à devenir apte pour les producteurs peut dans certains cas être diminuée. RTE analyse que c'est notamment le cas pour les éoliennes. Cependant pour tous les acteurs n'étant pas des producteurs, le fait de ne pas être soumis à l'obligation leur permet de percevoir l'incitation financière complète à la fourniture des services système.
GDF SUEZ		RTE rappelle dans le document d'accompagnement : les positions des acteurs lors des précédentes consultations, la lettre de la CRE et le compromis trouvé avec les acteurs au sein du GT pour travailler sur un marché secondaire. Néanmoins GDF SUEZ souhaite rappeler que ce marché n'a pas vocation à être pérenne. En effet la CRE précise qu'il s'agira d'un « mécanisme expérimental » et de plus RTE devra se conformer aux Network Codes basés sur les Framework guide lines. Dans ces dernières il est bien précisé que les gestionnaires de réseau de transport devront se procurer les réserves via un mécanisme de marché non discriminatoire, objectif, assurant l'économie du système, … GDF SUEZ tient à remercier RTE pour son implication dans la définition de ce « mécanisme expérimental » ainsi que les propositions qui ont été faites bien que n'entrant pas dans le cadre des règles.		RTE estime qu'une prescription adossée à un marché secondaire est un mécanisme *« market-based »*, comme c'est le cas pour le futur mécanisme de capacité français ou pour le marché des émissions de CO2 européen, et que cela répond ainsi aux objectifs définis dans les orientations cadre de l'ACER sur l'équilibrage. A ce titre, RTE estime que si l'expérimentation du marché secondaire s'avère concluante, sa poursuite pourrait être envisagée.

Direct Energie		Comme indiqué dans sa réponse à l'appel à contribution intermédiaire, Direct Energie regrette que le mécanisme proposé par RTE ne réponde que partiellement à l'objectif fixé par la CRE de « révéler les prix » des réserves primaires et secondaires. En effet, la possibilité d'un mécanisme expérimental alternatif permettant de révéler d'une manière plus efficace les prix a été trop rapidement écartée par RTE. A ce titre, la proposition présentée en concertation par Statkraft représente une alternative intéressante qu'il aurait été utile d'étudier plus en détail.		Le mécanisme proposé par Statkraft, dans le cadre des réponses à l'appel à contributions d'avril 2013, a été étudié dans le cadre des réunions du groupe de travail services système. Les analyses ont montré, qu'en théorie, le mécanisme proposé par Statkraft devait conduire aux mêmes prix qu'un marché secondaire organisé. Compte tenu des réserves émises par d'autres participants du groupe de travail, il a été décidé de ne pas poursuivre dans cette voie.
Direct Energie		Direct Energie soutient le recours à un marché continu plutôt qu'à un mécanisme d'enchère car : - Il risque d'être plus coûteux qu'un marché continu et risque ainsi de décourager les acteurs d'y participer. - Nous ne connaissons pas avec précision les heures de meilleure liquidité, une enchère à heure fixe pourrait ainsi être un échec total - L'enchère J-1 ne couvre pas les besoins d'échanges en infra-journalier - La concentration de la liquidité peut s'obtenir en réduisant les plages d'ouvertures de la plateforme continue à quelques heures - Il est possible de faire aisément évoluer un marché continu en terme de produits proposés (ce n'est pas le cas avec les algorithmes de fixing) - Un marché continu évite le risque de non rencontre de l'offre et la demande et ainsi de divergence des prix		RTE comprend la position exprimée par Direct Energie. Cependant la majorité des participants du GT services système ont exprimé leur préférence pour un marché secondaire reposant sur un mécanisme d'enchères. Dans la mesure où la majorité des acteurs de marché ont indiqué leur volonté de se rencontrer à un instant défini pour conclure des échanges, RTE retient, comme scénario préférentiel, le mécanisme d'enchères.

		Direct Energie propose donc la solution prudente d'un marché continu pour réduire au maximum les coûts, les temps de mise en oeuvre et se donner la flexibilité nécessaire à un marché naissant. Pour concentrer la liquidité, des plages resserrées d'ouverture de la plateforme peuvent suffire. Direct Energie soutient aussi que RTE, dans le cadre d'un marché continu, pourrait jouer le rôle de contrepartie centrale et ainsi faciliter l'accès aux nouveaux entrants en évitant les risques d'une contractualisation bilatérale déséquilibrée avec les gros acteurs		
Statkraft		Notre réponse à l'appel à contribution d'avril 2013 souligne qu'un marché secondaire organisé est un mécanisme qui peut répondre en théorie à la demande de la CRE mais que son bon fonctionnement est dépendant de sa liquidité. Or, au vu des échanges qui ont eu lieu lors des réunions du groupe de travail, nous constatons que la liquidité risque d'être fortement réduite par le fait d'échanges de gré à gré en parallèle du marché secondaire et en raison des différences de fonctionnement de chaque opérateur. Il semble très difficile de trouver un timing où plusieurs opérateurs pourraient se rencontrer pour échanger leurs obligations. Nous sommes ainsi convaincus : - Que le prix révélé par le marché secondaire ne correspondra pas à la réelle valeur des services système car il sera basé sur un volume relativement faible, - Que le suivi des indicateurs sera plus complexe et ainsi moins transparent du fait de l'existence de plusieurs types d'échange (OTC/marché secondaire avec potentiellement deux fenêtres d'échange le matin et l'après-midi), - Que les petits opérateurs participeront peu à cause d'un		RTE remercie Statkraft pour avoir proposé ce mécanisme alternatif qui n'est pas dénué d'intérêt. Néanmoins, RTE estime que la profondeur de marché et la liquidité attendue du mécanisme imaginé par Statkraft serait in fine identique à celle d'un marché secondaire organisé, puisque le système redistributif intrinsèque au mécanisme de Statkraft conduit mécaniquement à ce que seule la différence entre la prescription et le volume retenu soit soumis au prix de marché. RTE estime que les indicateurs de prix dans les deux types de marché auront la même pertinence, et dans les deux cas les échanges de gré à gré pourront se réaliser puisque le code réseau sur l'équilibrage imposera vraisemblablement le caractère transférable des obligations de réserves. RTE analyse que les acteurs de petite taille auront intérêt à réaliser des échanges (i.e. vendre des services système) afin de profiter de possibilités d'augmenter la rentabilité de leurs actifs. RTE n'envisage pas que les acteurs dont l'intérêt serait de déposer des offres d'achat ne le fassent pas (cette situation serait identique au scénario étudié par

		risque trop élevé de ne pas trouver de contrepartie. Ceux qui possèdent un petit parc seront d'autant plus pénalisés qu'ils ne pourraient répartir les services système au sein de leur parc. Cela crée aussi une barrière aux nouveaux entrants. - Que la répartition du service sur les moyens de production les plus adaptés ne sera pas optimale si les acteurs n'arrivaient pas à se rencontrer pour effectuer des échanges, en raison de contraintes horaires ou administratives (garantie bancaire trop lourde par exemple). Le coût global de fourniture du service sera ainsi plus élevé qu'avec un système où la liquidité serait plus grande.		Statkraft dans lequel Statkraft prouve que si l'acteur dominant tentait de manipuler les prix de marché, alors il ne serait pas gagnant). Concernant les coûts de mise en place du marché secondaire organisé ou du mécanisme imaginé par Statkraft, RTE estime que ceux ci devraient rester marginaux comparés aux gains annuels attendus par les échanges. Concernant la recherche du timing optimal pour la concrétisation des échanges, RTE analyse que la problématique est identique entre le mécanisme imaginé par Statkraft et le marché secondaire organisé.
Statkraft		Nous souhaitons souligner le fait qu'un marché secondaire organisé adossé à une obligation n'est pas un mécanisme basé sur un marché pour la fourniture de services système. RTE indique que les marchés du carbone et de capacité reposent eux aussi sur des obligations. La comparaison n'est selon nous pas valable car ces marchés ne pourraient fonctionner sans obligation, la demande étant inexistante à la base. Or, la demande existe bien pour les services système puisque la régulation en fréquence et en tension était nécessaire bien avant la création du marché de l'énergie. La majorité des participants au groupe de travail est d'accord sur ce point. Ainsi, un marché secondaire adossé à une obligation n'est pas compatible avec le futur Code Réseau Européen sur l'Equilibre électrique (Network Code on Electricity Balancing). Ceci implique qu'un marché secondaire ne peut être que transitoire. Le coût d'évolution vers un mécanisme de sélection des réserves basé sur un marché serait alors inévitable.		RTE considère qu'une prescription adossée à un marché secondaire organisé est un mécanisme de marché (cf. réponses précédentes) et que cela est compatible avec les orientations cadre de l'ACER sur l'équilibrage. Par ailleurs, RTE estime que les coûts de mise en œuvre d'un marché secondaire ne sont pas obligatoirement échoués en cas de mise en place d'un appel d'offres par la suite. En effet, RTE imagine plusieurs pistes dans ce cas, comme la mise en place de l'appel d'offres par l'opérateur en charge du marché secondaire organisé, ou la mise en place d'un appel d'offres dans une échéance plus lointaine que l'échéance journalière, permettant ainsi que le marché secondaire journalier continue de remplir sa fonction d'optimisation journalière en cohérence avec celle réalisée par le couplage des marchés.

5.2 Section générale

Acteur	Référence	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
GRD	1.1	Attention le code de l'énergie renvoi à la réglementation applicable au RPT à préciser	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.	RTE ne partage pas l'analyse des GRD, cf. réponse apportée par RTE au chapitre 5.6.
GRD	2.1	Cet article du code de l'énergie ne s'applique pas au responsable de réserves mais au producteur concerné par la règlementation applicable aux installations raccordées au RPT. Voir commentaire ci-dessus.		RTE ne partage pas l'analyse des GRD, cf. réponse apportée par RTE au chapitre 5.6.
Energy Pool	2.6	Energy Pool souhaite insister sur le fait que l'entrée des sites de soutirage aux réserves primaire et secondaire via un acteur non obligé (tiers ou le consommateur en direct) est largement limitée par le schéma envisagé : - 1) de juillet 2014 à la mise en place du		RTE ne fait pas la même analyse qu'Energy Pool quant à la différence de risque financier pour les échanges de gré à gré avant et après la mise en place des NER. RTE a conscience que la mise en place d'une contrepartie centrale d'un marché secondaire organisé permet de favoriser la participation des acteurs de petite taille, en mutualisant et en centralisant la sécurisation financière

		marché secondaire : seuls des accords de gré à gré sont autorisés entre acteurs obligés et Responsable de réserve d'EDR Soutirage . Il apparaît dès lors, qu'un acteur non obligé voulant mettre à disposition des Réserves (primaire ou secondaire) à partir d'un ou plusieurs sites de soutirage sera désavantagé par rapport à un acteur obligé qui voudrait fournir des Réserves à partir de sites de soutirage (cf difficultés identifiées pour la fourniture d'effacement sur le MA par des acteurs tiers). Par ailleurs et tant que les NER ne seront pas mises en place, les conditions de sécurisation financière qui pourraient être exigées par les dits obligés pourraient être de nature à restreindre les échanges. - 2) à partir de la mise en place du marché secondaire : là encore la non-participation au marché primaire vient limiter l'accès des sites de soutirage au marché. Dans les deux cas, c'est d'une certaine manière l'accord de l'acteur obligé qui vient conditionner l'accès indirect et la participation des sites de soutirage aux réserves primaire et secondaire. Il n'est pas certain qu'un tel montage soit conforme à la décision de l'autorité de la concurrence du 26 juillet 2012.		des échanges financiers. RTE estime que la situation concurrentielle n'est pas équivalente à celle qui a conduit à l'avis de l'autorité de la concurrence en juillet 2012. En effet, la proposition de règles ne prévoit pas d'accord entre le responsable de réserve et le responsable d'équilibre des sites. Dans le schéma contractuel de la proposition de règles services système, il n'est pas possible d'empêcher les accords site - responsable de réserve. RTE estime que le recours à des échanges anonymes (et donc à une contrepartie centrale d'un marché secondaire organisé) sont de nature à lever les craintes d'Energy Pool quant à la possibilité que les acteurs obligés refusent délibérément d'effectuer des échanges avec d'autres acteurs. Enfin RTE rappelle que la CRE dispose d'un pouvoir de surveillance de marché.
GDF SUEZ	1.2.3	GDF SUEZ rappelle sa position quant à la distinction des responsabilités entre		RTE estime que cette séparation pourrait conduire à un contournement des clauses d'inaptitudes temporaires

		responsable de programmation et responsable de réserve. Cf document joint		pour les petits parcs/ grands parcs, dans le cas où la prescription serait portée par le responsable de programmation et le bilan de réserve par le responsable de réserve. De plus la programmation des sites de soutirage n'est pas prévue dans les règles RE/MA, RTE propose donc de la faire réaliser par le responsable de réserve. Par ailleurs, ce mode de fonctionnement est identique à celui retenu pour les réserves rapide et complémentaire pour lesquelles l'acteur répondant à l'appel d'offres met lui-même à disposition ses capacités de réserve.
GDF SUEZ	1.4.3	Reformulation	RTE ne pourra être tenu responsable des coûts supportés par les Participants qui seraient liés aux modifications des Règles. Néanmoins RTE se doit de prendre en compte cet aspect coût par rapport aux bénéfices pour la collectivité lors de demande de modification. Les solutions les plus sobres doivent être privilégiées.	RTE est en phase avec la remarque de GDF-SUEZ. RTE privilégie dans la concertation les solutions les plus bénéfiques pour la collectivité en termes d'analyse coût-bénéfice. Cependant RTE n'estime pas nécessaire que cela soit écrit dans les règles services système, d'autant plus que les règles sont soumises au pouvoir d'approbation de la CRE.
EDF	1.4.3	Disposition non équilibrée si elle n'est que dans un sens.	Rajouter : **De la même manière, les Participants ne pourront être tenus responsables des coûts supportés par RTE qui seraient liés aux modifications des Règles.**	RTE ne partage pas la remarque d'EDF. En effet il se peut que les acteurs de marché souhaitent ultérieurement que des évolutions soient réalisées et pour lesquelles les coûts devront être couverts.
E.ON	1.4.3	Clause abusive, non encadrée, ne prévoyant aucune restriction		RTE ne partage pas l'analyse d'E.ON. En effet, les règles sont approuvées par la CRE avant leur mise en place. La CRE veille à ce que RTE n'impose pas des règles faisant supporter aux acteurs des coûts déraisonnables.

CNR	1.8.1	Nous vous redemandons l'accès au cahier des charge du RPT. Comme indiqué dans les précédentes remarques, nos juristes n'ont pas pu y avoir accès. Merci de nous faire passer les liens ou le document.		Voici le lien internet : http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=LEGITEXT000006055082&dateTexte=20090916
GRD	1.8.1	Il s'agitde l'application des articles 1et 2 du décret du 24 décembre 2007 concernant le RPT et le RPD qui précisent que les circonstances exceptionnelles : les circonstances indépendantes des gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité affectant le fonctionnement normal de ces réseaux qui sont mentionnées à l'article 19 du cahier des charges type annexé au décret no 2006-1731 du 23 décembre 2006 susvisé approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité.		Oui, l'article 1.8.1 fait référence aux articles en question.
Energy Pool	1.8.1	Energy Pool demande que les circonstances exceptionnelles assimilées à des évenements de force Majeure dans le cadre des Règles RE-MA le soient au titre des Règles Services Systèmes. Plus précisément, il est nécessaire d'ajouter "les délestages imposés par les grèves du personnel dans la seule hypothèse où ils revêtent de la force majeure" dans la liste des circonstances exceptionnelles assimilées à des évènements de force Majeure.	[…]**- les délestages imposés par les grèves du personnel dans la seule hypothèse où ils revêtent de la force majeure**	OK

GRD	1.8.4.1	Le décret n° 2001-630 énumère de manière limitative les données détenues par les gestionnaires de réseau dont ils doivent préserver la confidentialité et détermine effectivement les conditions dans lesquelles ces informations peuvent être communiquées à des tiers. En aucun cas le décret ne détermine leurs conditions d'utilisation par les gestionnaires de réseau concernés étant entendu que ces informations ne peuvent être utilisées que dans le strict exercice de leurs missions légales. Le décret ICS autorise la communication entre RTE et GRD de données confidentielles pour l'accomplissement de leurs missions respectives.		OK, le passage « les conditions de leur utilisation » a été supprimé
GDF SUEZ	2.2.2.3.1	Ou se situe la limite entre le Site d'injection et le groupe de Production ? Dans quel cas sommes nous imposé au niveau du groupe de production vs au niveau du site		Article modifié : les télémesures doivent être au niveau des groupes de production
GDF SUEZ	2.2.2.3.2	GDF SUEZ rappelle sa position quant à la distinction des responsabilités entre responsable de programmation et le responsable de réserve. Cf courier joint.		Cf. réponse précédente sur responsable de réserve / responsable de programmation
EDF	Annexe	La défintion des triplets demandés par RTE lors des ajustements, présente dans l'annexe 2 du contrat SSY actuel, n'est pas reprise dans le projet de Règles. Il nous	Reprendre le § "Définition des triplets demandés par RTE lors des ajustements" de l'annexe 2 du contrat actuel.	RTE partage le fait que ces informations sont nécessaires et estime que cette partie devrait plutôt figurer dans les règles RE/MA, puisqu'elles concernent les ajustements.

		semble indispensable que ces élements soient définis, soit dans les règles SSY soit dans les règles Programmation - MA.		
CNR		CNR a participé aux différents GT et aux différentes contributions. Des réponses CNR du 14/05 au document d'orientations RTE du 12/04 complètent nos observations sur le dossier. Nous remercions les différents acteurs et RTE pour sa coordination et écoute même si des discussions ont pu être rudes . Différents points restent en suspens pour des sujets importants de fond et pour amélioration. Néanmoins la prise en compte d'un marché en J-1 avec un timing de consensus, la mise en place de la neutralisation des périmètres RE de l'énergie de réglage primaire, l'anticipation de la prescription définitive sont des éléments essentiels et positifs. Nous espérons que les éléments restants et de fonds vont permettre également d'être étudiés de manière attentive afin d'aboutir à des résultats probants.		RTE continuera à rechercher les solutions de consensus et de compromis lors des prochaines concertations services système, en veillant à ce que les solutions retenues permettent de maximiser le bénéfice collectif.
GRD		A ce stade, les règles proposées ne devraient être qu'expérimentales conformément à la demande de la CRE concernant «l'élaboration d'un mécanisme expérimental alternatif».	Règles expérimentales relatives à la participation aux Services Système	La proposition de règles services système s'inscrit dans le cadre de l'article L. 321-11 du Code de l'énergie, qui ne prévoit pas la nature expérimentale des règles de participation. Dans la proposition de règles soumise à la CRE, seule la participation des sites de soutirage est régie par des dispositions expérimentales. Une mention du caractère

				expérimental de la participation des sites de soutirage a été rajoutée à l'article 2.1.
GDF SUEZ		RTE précise dans le document d'accompagnement que les rôles de Responsable de Réserve et de Responsable de Programmation sont bien distincts ; tout d'abord par simple définition, et aussi afin de permettre la participation du soutirage qui n'a pas besoin de revêtir le caractère de Responsable de Programmation. Néanmoins les Responsables de Programmation disposant à ce jour de capacités aptes revêtiront automatiquement la statut de Responsable de Réserve. L'unicité entre le Responsable de Réserve et le Responsable de Programmation pour les capacités obligées, est un point que GDF SUEZ a contesté lors du GT. En effet GDF SUEZ estime que le rôle du Responsable de Réserve est en certains points similaire au rôle du Responsable d'Equilibre : équilibrage d'un périmètre, responsable des nominations, responsabilité financière, … Ce dernier n'a aucun lien avec le responsable de programmation, si ce n'est les accords de rattachement. GDF SUEZ a proposé à RTE une définition des rôles permettant une distinction nette entre RR et RP. De plus GDF SUEZ estime que la partie « programmation du soutirage » devrait être		cf. réponse précédente sur responsable de réserve / responsable de programmation

		à terme intégrée aux règles RE-MA, comme c'est déjà le cas pour le mécanisme d'ajustement (offre explicite). Néanmoins GDF SUEZ comprend, vu les délais, que cette partie soit en premier lieu intégrée aux Règles Services Système.		
GDF SUEZ		GDF SUEZ souhaiterait également que les Règles mentionnent une obligation de concertation (article 1.4.2) lors de la mise en place des codes réseau Load Frequency Control and Reserve et Balancing.		Les codes de réseau, une fois adoptés par la Commission européenne à l'issue de la procédure de comitologie conformément aux termes des règlements européens en vigueur, deviennent directement prescriptifs sans nécessiter de mesure nationale de transposition. Dans le cas où les règles en vigueur lors de l'adoption de ces codes seraient incompatibles avec certaines de leurs dispositions, RTE sera tenu de proposer une évolution des règles dans le respect des modalités existantes de révision des règles. L'article 1.4.2 de la proposition de règles y pourvoit en prévoyant déjà une obligation de concertation en cas de non-conformité des règles aux codes réseau. Si les règles sont, en revanche, compatibles avec les codes réseau qui entrent en vigueur, les demandes d'évolutions des règles pourront être effectuées au travers du processus de révision des règles (article 1.4.1)
GRD		En liminaire, les GRD rappellent que lorsque des sites raccordés au réseau public de distribution (RPD) contribuent aux services système, la livraison physique du produit de réserve se fait à RTE en passant par le RPD. Les GRD, qui ont en charge la sécurité et la sûreté du réseau qui leur est concédé et qui		RTE partage la nécessité de proposer un cadre cohérent et homogène pour la participation des capacités RPD aux différents mécanismes de marché. Ce cadre est en cours d'élaboration dans le cadre du GT de la Commission Accès au Marché « Participation des capacités raccordées au RPD dans les mécanismes de marché », groupe co-piloté par ERDF et RTE.

		sont les interlocuteurs naturels des sites raccordés à ce réseau, sont dans ce cas partie prenante des processus mis en oeuvre pour les besoins de ce mécanisme. Un cadre cohérent et homogène doit désormais être recherché en vue de la généralisation de la participation des capacités raccordés au RPD aux mécanismes de marché existants et en construction tel que mentionné dans le document « Eléments d'orientations pour la participation aux mécanismes de marché des capacités raccordées au réseau public de distribution » (cf GT « participation aux mécanismes de marché des capacités raccordées au RPD »).		
GRD		Les GRD souhaitent préciser qu'à ce jour aucun site (tant en injection qu'en soutirage) raccordé au RPD ne contribue aux services système et qu'il n'existe donc pas de retour d'expérience en la matière. Aussi, les règles liées à la création d'un marché des réserves primaire et secondaire devraient laisser place à un apprentissage selon un cadre permettant des dispositions progressives pour les sites raccordés au RPD en fonction d'un retour d'expérience pour l'établissement duquel RTE et les GRD s'échangent toutes informations utiles. Les évolutions à venir, notamment celles concernant les sites de soutirage raccordés		La participation de sites d'injection raccordés au RPD aux services système est possible avec les modèles de contrats actuels. La proposition de règles ne fait que reprendre les dispositions existantes sur ce sujet.

		au RPD qui ne sont pas concernés à ce stade, doivent être élaborées en collaboration avec les GRD. D'ailleurs, les règles proposées devraient être expérimentales conformément à la demande de la CRE concernant «l'élaboration d'un mécanisme expérimental alternatif».		
GRD		Concernant ces aspects contractuels, les GRD s'étonnent particulièrement de la référence dans ce projet de règles à la documentation technique de référence (DTR) de RTE alors qu'en aucun cas celle-ci n'est opposable juridiquement aux sites raccordés au RPD.		cf. réponse en tête de chapitre 5.5.
GRD		Les GRD rappellent qu'ils ne sont pas des acteurs du marché au même titre que les opérateurs, ils sont contributeurs au déploiement des mécanismes de marché sur leur réseau. Il est dès lors nécessaire que les règles applicables sur le réseau géré par les GRD soient concertées sous l'égide des GRD au regard de leurs responsabilités, fût-ce au sein du CURTE pour des raisons de coordination et de cohérence. Si RTE a la responsabilité générale visant à garantir le bon fonctionnement du système électrique, cette responsabilité ne saurait être interprétée comme octroyant la possibilité à RTE de priver les GRD de l'exercice des		Ce commentaire général mériterait d'être étayé. RTE considère que les GRD sont considérés en tant que tels dans les règles, et la proposition de règles ne les « prive » pas de la possibilité d'exercer leurs missions. En ce qui concerne le cadre institutionnel en vigueur, l'article L 321-11 du Code de l'énergie confie à RTE la mission de proposer les règles services système et à la CRE de les approuver. La présente proposition de règles sur les services systèmes est donc faite dans le respect strict de ce cadre, et il est envisagé que les évolutions ultérieures des règles soient traitées de même. Enfin, sur le fond et comme rappelé lors des réponses précédentes, RTE partage la nécessité de proposer un cadre cohérent et homogène pour la participation des capacités RPD aux différents mécanismes de marché. Ce

		missions dont ils sont investis ou de leur porter préjudice en les privant des moyens nécessaires au bon accomplissement de ces missions.		cadre est en cours d'élaboration dans le cadre du groupe de travail de la Commission Accès au Marché « Participation des capacités raccordées au RPD dans les mécanismes de marché », groupe co-piloté par ERDF et RTE.
Direct Energie		Direct Energie souhaite également que cette expérimentation soit l'occasion de réaliser une analyse permettant d'identifier quels sont les typologies d'acteurs qui provoquent les besoins de réserves primaires et secondaires ; celle-ci permettrait ainsi d'évaluer la part du coût des services systèmes qui pourrait être affectée aux producteurs et aux consommateurs (via les timbres d'injection et de soutirage).		L'étude des modalités de financement des réserves est un sujet complexe. La concertation de 2011 avait abouti à un désaccord entre les différents participants sur ce sujet.

5.3 Définitions

Pour RTE, la proposition de règles services système est indépendante des règles RE/MA d'un point de vue rédactionnel. A ce titre il est techniquement possible de disposer de définitions différentes des règles RE/MA. RTE partage le fait qu'il est souhaitable à terme de disposer d'un unique jeu de définitions pour les différents textes régulatoires, notamment ceux relatifs au mécanisme d'ajustement et aux services système fonctionnellement proches. Ainsi, RTE a cherché à proposer des définitions aussi proches que possibles que celles des règles RE/MA ; cependant lorsque cela a été utile, voire nécessaire, des améliorations sont proposées, qui pourront être reprises dans la prochaine version des règles RE/MA.

Acteur	Référence	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
GDF SUEZ	1.3	La distinction entre Site d'Injection et Groupe de production n'est pas très claire.		RTE a modifié la proposition de règles de telle manière à ne plus utiliser le terme site d'injection. Seul le terme

		Dans l'article 2.2.2.1 un groupe de production est définit comme dépendre d'un site d'injection, mais au paragraphe 2.2.2.3.1 les Sites d'Injection sont considérés distinctement des Groupes de production		groupe de production est maintenant utilisé.
GRD	1.3	les GRD émettent des réserves sur la méthode consistant à modifier des définitions qui ont été concertées dans le cadre des règles MA/RE et pour lesquelles le besoin d'une modification au titre des services système n'apparaît pas fondé, comme par exemple la définition de « Contrat unique ». Seules les définitions spécifiques aux services système devraient figurer dans le jeu de règles objet de la présente consultation.		Cf. réponse en tête de chapitre
GRD	1.3	Il existe aussi un cahier des charges pour le RPD		C'est bien parce qu'il existe un cahier des charges du RPD, que le terme « RPT » a été précisé. Puisque qu'il n'est jamais fait référence au cahier des charges RPD, il ne semble pas nécessaire de le définir.
GRD	1.3	Quelle justification pour des définitions différentes entre les règles Services Système et les règles MA/RE ? Contrat Unique, Contrat de Service de Décompte, Fournisseur, Groupe de Production (ou GDP), Pas Demi-Horaire, Pas 10 Minutes, Site de Soutirage, Site d'Injection ou Site de Production, Réseau	Voir sections 1 et 2	Contrat Unique : la définition des règles RE/MA a été reprise. Contrat de Service de Décompte : les spécificités des règles RE/MA ont été supprimées. Fournisseur : la définition des règles RE/MA a été reprise. Groupe de Production (ou GDP) : définition améliorée,

		Public de Distribution (ou RPD), Producteur		de manière à faire référence aux dispositions réglementaires. Pas Demi-Horaire et pas 10 minutes : le terme « consécutive » est nécessaire. Site de Soutirage et d'Injection: les spécificités des règles RE/MA ont été supprimées Réseau Public de Distribution (ou RPD) : mise à jour associée au Code de l'énergie. Producteur : définition supprimée et intégrée indirectement dans celle du groupe de production.
GRD	1.3	Il est à noter que la définition de la section 1 prévoit : « A la suite de l'accord de RTE, une Entité de Prévision peut correspondre à une agrégation de Groupes de Production situés sur des Sites d'Injection différents. » Pour l'agrégation de groupes de production situés sur des sites d'injection raccordés au RPD il conviendra de prévoir l'accord du GRD concerné. Cela peut être mentionné dans le cadre des règles services système dans l'attente de la concertation sur la section 1. A défaut RTE ne peut donner son accord pour des sites relevant du RPD.		Les modalités d'agrégation des EDP doivent être décrites dans les règles RE/MA, et ne peuvent se trouver dans les règles services système. Ce sujet pourra être étudié dans le cadre de la concertation en cours concernant la future version des règles RE/MA.
GRD	1.3	Cette définition renvoi au contrat de gestion prévisionnelle qui n'est pas adapté au RPD		La définition a été précisée afin de ne concerner que le RPT ou les groupes RPT.
GRD	1.3	En ce qui concerne cette définition, si elle s'avère utile dans le cadre des règles services système, les GRD préconisent de	Voir 1.15. Points de connexion dans le chapitre des définitions de la décision relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de	La définition de la décision tarifaire est reprise de manière simplifiée.

		revenir à la définition du TURPE. Les définitions du TURPE sont issues d'un texte à caractère réglementaire, elles concernent le RPT et le RPD.	transport et de distribution d'électricité	
GRD	1.3	Le terme "Programmation" utilisé dans la définition de "Programme d'Appel" est-il à entendre dans le sens de la définition de "Programmation" donnée dans ces règles (juste au-dessus) ? Cela prête à confusion avec la programmation au titre de la section 1	Voir sections 1 et 2	En effet, cela peut prêter à confusion. La majuscule a été retirée
GRD	1.3	Règles NEBEF : A ce stade ces règles sont expérimentales et sont à l'état de projet non encore approuvé par la CRE.		Effectivement
GRD	1.3	Réseau amont et réseau d'évacuation : Ces notions en sont pas adaptées au RPD		Les notions de réseau amont et d'évacuation ne sont en effet pas adaptées au RPD ; la proposition de règles ne prévoit pas de réseau amont/évacuation RPD.
GRD	1.3	Quelle justification pour des définitions différentes entre les règles Services Système et les règles MA/RE ? « Utilisateur »	Voir 1.22. Utilisateur dans le chapitre des définitions de la décision relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité	La définition des règles RE/MA a été reprise.
GRD		La modification de définitions qui ont été concertées dans le cadre des règles MA/RE et pour lesquelles le besoin d'une modification au titre des services système n'apparaît pas fondée, comme par exemple la définition de « Contrat unique ». Seules		Cf. réponse en tête de chapitre.

		les définitions spécifiques aux services système devraient figurer dans le jeu de règles objet de la présente consultation.		

5.4 Gestion des entités de réserve

Acteur	Référence	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
CNR	1.4.1	Dans le cadre de la révision des règles (contrat modifié) si celles-ci amènent de part le changement à ne plus avoir une aptitude des groupes qui était conforme aux anciennes règles ou à une modification de l'aptitude de ceux-ci, ou à des contraintes opérationnelles-techniques-financières non adaptées, ces groupes doivent pouvoir être supprimés de la liste des participations. Ceci n'est pas trop clair dans le paragraphe.		RTE partage le constat de CNR. Cependant la proposition de règles n'apporte pas de modification concernant l'aptitude des entités, par rapport aux contrats précédents. Ainsi RTE n'estime pas nécessaire de prévoir ce cas dans la proposition de règles.
Energy Pool	2.2.2	Pour pallier à la symétrie des produits de réserves primaire et réserve secondaire imposée en attente de l'application du NC Balancing, Energy Pool suggère la possibilité de créer des Entites mixtes "Injection + Soutirage". Cette proposition nous semble essentielle pour assurer la participation des sites de soutirage aux réserves dynamiques, nos études démontrant que le gisement de réserve secondaire "positive" est trois à quatre fois supérieur au gisement de	Il existe trois type d'Entités de Réserve : - les entités de réserve de type injection - les entités de réserve de type soutirage **- les entités de réserve de type mixte** **Une entité de réserve de type mixte est un regroupement de Sites de soutirage disposant d'un contrat CART et de Groupes de production, tous situés en France métropolitaine.**	La séparation injection/soutirage permet le calcul des obligations de réserve. Il n'est pas possible pour RTE d'accepter à court-terme la demande d'Energy Pool concernant les entités de réserve mixte. Concernant la séparation hausse/baisse pour la fourniture des services système liés à la fréquence, celle-ci n'est pas possible à court-terme (ce point avait par ailleurs été abordé dans le document d'orientations du 12 avril 2013). Cependant, RTE est pleinement conscient du potentiel de gisement de réserve asymétrique sur les sites de soutirage, et rappelle son

		réserve "négative" en France. Si cette proposition devait être refusée par RTE, Energy Pool suggère l'alternative suivante : - maintenir les deux types d'Entité de réserves : Injection ou Soutirage - créer 3 types de certificats d'aptitude : aptitude au réglage "positif" ; aptitude au réglage "négatif" ou aptitude au réglage "positif & négatif". Aussi un acteur nouvel entrant qui aurait dans son portefeuille 2 entités de réserve injection et soutirage, dotées respectivement d'un certificat d'aptitude au réglage "négatif" et "réglage positif" aurait la possibilité d'échanger des réserves à une puissance égale au minimum des deux puissances certifiées.		engagement à permettre à terme une programmation asymétrique de la réserve secondaire, conformément aux orientations proposées par l'ACER sur l'équilibrage, destinées à être reprise dans le futur code de réseau sur l'équilibrage.
Energy Pool	2.2.2	Energy Pool réitère sa demande et souhaite à minima que les sites RPT disposant d'un contrat CART ou d'un contrat de service de décompte puissent participer dès le démarrage. Est à noter que les sites de production en service de décompte peuvent participer.	Une entité de réserve de type soutirage est un regroupement de Sites de soutirage disposant d'un contrat CART **ou de service de décompte**, situé en France métropolitaine. **Une entité de réserve de type mixte est un regroupement de Sites de soutirage disposant d'un contrat CART ou de service de décompte et de Groupes de production, tous situés en France métropolitaine.**	OK
Energy	2.2.2	Energy Pool propose d'ajouter une précision quant à la participation des sites de	**La définition d'entité de réserve de type soutirage pourra évoluer après étude des**	RTE rappelle son engagement à étudier la participation des sites de soutirages raccordés au RPD ou en contrat

Pool		soutirage reliés au RPD et/ou sites de soutirage RPT au tarif réglementé de vente . Etant entendu que la principale barrière à l'entrée de ces sites au sein d'une EDR sont les modalités de compensation de l'énergie, Energy Pool demande que les résultats des concertations du GT Evolutions des Règles sur les modalités de compensation de l'énergie soient utilisés pour les Règles SSY. Ces résultats pourraient permettre l'anticipation de l'entrée des sites RPD et TRV aux Règles SSY.	**conditions de participation des sites de soutirage reliés au RPD et sites RPT en contrat unique ou tarif réglementé de vente, conformément aux dispositions prévues à l'article 2.13.4.**	unique, conformément à l'article 2.13.4 de la proposition de règles.
GRD	2.2.2	Les GRD soulignent qu'à ce jour aucun site raccordé au RPD ne contribue aux services système et qu'il n'existe donc pas de retour d'expérience en la matière. Jusqu'à présent la partie « programmation » de la section 1 n'était pas ouverte aux sites raccordés au RPD. Il n'y a pas eu de concertation sur ce point. Les GRD s'étonnent d'ailleurs de la modification de l'annexe 7 de la section 1 à l'occasion de la dernière révision des règles MA/RE (version juillet 2013).		RTE conteste le fait que la partie programmation de la section 1 n'était pas ouverte aux sites raccordés au RPD avant la version des règles RE/MA de juillet 2013, et que cette modification aurait été apportée sans concertation préalable. La participation des sites d'injection raccordés au RPD était possible dans la version des règles RE/MA précédent celle de juillet 2013, et la modification apportée par RTE et approuvée par la CRE dans les règles RE/MA de juillet 2013 visait uniquement à améliorer la clarté de l'annexe 7 de la section 1.
GRD	2.2.2	Attention c'est le site qui dispose d'un CART et non pas l'entité de réserve.		L'article a été clarifié.
GRD	2.2.2	Selon les GRD les sites en injection doivent aussi avoir des conditions de rattachement.		L'annexe 7 de la section 1 des règles RE/MA présente déjà des conditions de rattachement. Ces éléments pourront être étudiés dans le cadre des règles RE/MA
EDF	2.2.2.3.	Certaines Entités de Réserve constituées de	(2.2.2.3.1)	Le code réseau « LFC&R » précise que la limitation à

	1	plusieurs groupes raccordés à des points d'injection différents pourraient éventuellement dépasser cette limite.	La Réserve Primaire maximale d'une Entité de Réserve ne doit pas dépasser 150 MW **par point d'injection sur le réseau public**. Cette limite représente 5% de la Réserve Primaire de la zone continentale européenne synchrone, et est fixée en anticipation du code réseau Load Frequency Control and Reserves (LFC&R).	150 MW doit porter par point d'injection, et non au niveau de l'entité de réserve potentiellement agrégée. Cependant RTE estime qu'il est pertinent de proposer une déclinaison pour la France au niveau de l'entité de réserve, et non au niveau du point d'injection. Tout d'abord il serait potentiellement risqué pour le système électrique d'autoriser des EDR de taille trop importante, en cas de défaillance du système de pilotage de l'EDR. Par ailleurs, un contrôle contractuel au niveau de la capacité maximale de réglage primaire est plus aisé à mettre en œuvre. RTE analyse que cette clause n'a pas d'impact sur les entités actuelles (valeur maximale d'environ une centaine de MW pour un groupe nucléaire en RPmax).
Energy Pool	2.2.2.3.1	Selon l'article 2.2.2.3.1, la télémesure doit couvrir l'intégralité des départs du Site de Soutirage. Or, dans certains cas, une sous-mesure est indispensable pour évaluer la performance des process fournissant de la capacité de réglage. En particulier, lorsque la capacité de réglage d'un process est noyée (très réduite) par rapport au reste de la consommation du Site dont le fonctionnement est indépendant ou lorsque le Site possède des moyens d'autoproduction qui viennent perturber la fourniture du Service. Aussi une télémesure respectant les exigences de la DTR à l'échelle des procces modulés nous semble préférable lorsque cela est justifié techniquement par le Responsable de	La télémesure doit couvrir l'intégralité des départs du Site de Soutirage **hors dispositions particulières mentionnées au certificat d'aptitude.**	RTE n'est pas favorable à ce stade à ouvrir la possibilité de fournir des télémesures ne portant que sur les départs modulables des sites (de manière cohérente avec les dispositions proposées dans les autres mécanismes de marché). Ce sujet pourra être étudié par la suite s'il s'avère limiter fortement contrôlabilité des sites.

		Réserve. Si RTE craint que cette ouverture ait pour conséquence des comportements frauduleux, Energy Pool considère que des contrôles adéquats peuvent être mis en place par RTE (analyse de l'évolution de la consommation modulable et de l'évolution de la consommation "non-modulable") afin d'éviter la naissance de ce type de comportement et/ ou de les sanctionner.		
GRD	2.2.2.3.1	Qu'en est-il pour les sites en injection ?		Il faut une télémesure par groupe de production.
GRD	2.2.2.3.1	La référence à la DTR de RTE n'est pas opposable aux sites raccordés au RPD à qui il ne peut être opposé que le régime contractuel du réseau auquel ils sont raccordés.		Cf. réponse en tête de chapitre 5.5.
GRD	2.2.2.3.1	Ajout : Il manque l'existence d'un contrat d'accès au réseau de distribution en vigueur qui est indispensable. Il est à noter que particulièrement dans ce dispositif, seul le GRD peut attester de manière indépendante de la validité du contrat d'accès au réseau. En effet, RTE pourrait recevoir des télémesures alors que le contrat d'accès au réseau fait l'objet d'une suspension ou d'une résiliation ce qui n'est pas le cas dans les mécanismes pour lesquels le GRD adresse à RTE les données issues de ses dispositifs de comptage.	Chaque Site de Soutirage constituant une Entité de Réserve de type soutirage doit disposer d'un Contrat CART, et chaque Site d'Injection ou chaque Groupe de Production constituant une Entité de Réserve de type injection doit disposer d'un contrat CART ou CARD (cf définitions données dans la section 1).	Les définitions de site d'injection et site de soutirage de la proposition de règles prévoient que ceux-ci doivent disposer d'un CART ou d'un CARD (ou contrat de service de décompte ou contrat unique). Cependant RTE partage la remarque des GRD et a modifié l'article 2.2.2.3.1 en ajoutant explicitement que tous les sites d'une entité de réserve doivent disposer d'un accès réseau valide. RTE partage de plus l'alerte des GRD concernant l'information de la résiliation du CARD d'un site d'injection. Ce sujet pourrait être abordé dans le cadre des règles RE/MA.

		Celles-ci n'étant plus collectées en cas de contrat suspendu ou résilié.		
GRD	2.2.2.3.1	Ajout : qu'en est-il du RE dans les conditons de rattachement ? Les entités sont-elles mono RE ?		Les EDR de type injection sont mono-RE puisque les EDP sous jacentes sont mono-RE (cf. règles RE/MA). Les EDR de type soutirage peuvent être multi-RE
Energy Pool	2.2.2.3.2	La capacité de réglage d'un Site de Soutirage ne peut être fournie par un Groupe de Production. Pourquoi une telle disposition et une différenciation par rapport aux Règles RE-MA en vigueur ? Est-il bien possible de fournir de la capacité de réglage par l'intermédiaire d'un Site de soutirage disposant d'un ou plusieurs Groupes de Production (mais dont la capacité de réglage n'est pas issue des Groupes de Production) ?		L'émission d'obligation de réserve reposant sur la caractérisation en tant que groupe de production, il est nécessaire pour RTE de ne pas autoriser des groupes de productions à fournir des services système "derrière" un site de soutirage sans pour autant recevoir d'obligation de réserve. Il est donc nécessaire de procéder à une différenciation entre les actifs de soutirage d'un site de soutirage et les éventuels groupes de production. La fourniture de services système par les actifs de soutirage d'un site de soutirage sera possible, tant qu'ils ne sont pas fournis par d'éventuels groupes de production du site, ceci pourra être établi lors de la certification d'aptitude. La définition du terme groupe de production a été améliorée de manière à disposer d'une caractérisation précise du terme.
GDF SUEZ	2.2.2.3.3	Qu'advient-il de l'obligation ? L'entité de réserve devient une entité de réserve de type injection ?		Oui, dans ce cas l'entité est une EDR de type injection, et est donc soumise à l'obligation de réserve.

		Au vu de l'obligation actuellement imposée aux producteurs, l'emergence de nouveaux acteurs sera fortement contrainte et le marché secondaire peu liquide.		
Energy Pool	2.2.2.3.3	Afin de s'assurer qu'un Site de soutirage puisse participer "concommitamment" aux réserves primaire, secondaire , tertiaire voire au marché de l'énergie (sur des plages de puissance différentes), Energy Pool demande qu'il soit précisé aux Règles que la programmation de réserve primaire et/ou secondaire sur un Site de Soutirage (sur l'EDR qui lui est associée) ne lui interdit pas la mise à disposition d'offres d'ajustements sur le MA ou d'effacements NEBEF.	**La programmation de réserve primaire et/ou secondaire sur une EDR de type Soutirage n'interdit pas la mise à disposition d'offres d'ajustements sur le MA ou d'effacements NEBEF par l'intermédiaire des Sites de Soutirage inclus à cette EDR.**	L'article 2.5.1 de la proposition de règles précise que la concomitance avec NEBEF et MA est possible. Ainsi RTE n'estime pas nécessaire de préciser ces éléments dans l'article 2.2.2.3.3
GRD	2.2.2.3.3	*Groupe de production en décompte d'un site de soutirage RPD :* Cette disposition n'est pas adapté aux sites RPD dont les modalités de contractualisation sont différentes pour ces situations. Il conviendrait de préciser que les règles à ce stade ne concernent pas les sites de soutirage raccordés au RPD.		RTE propose d'accéder à la demande des GRD en n'acceptant pas la participation des groupes de production en décompte du RPD dans cette version des règles. Cependant RTE envisage d'instruire ce sujet lors d'une concertation ultérieure et notamment si des groupes de production dans cette situation manifestent leur intérêt à participer aux services système.
GRD	2.2.3	Il conviendra de s'assurer que le GRD concerné dispose des informations permettant d'identifier le site.		RTE partage la remarque des GRD. La proposition de règles services système le prévoit.
GRD	2.2.3.1.3	Que veut dire cette phrase ? Qu'est ce que le service ? Cette notion n'est pas définie.		Le retrait de service correspond à l'arrêt définitif d'un groupe de production

Energy Pool	2.2.3.1.4	Pour rattacher un Site de Soutirage à une Entité de Réserve, le Responsable de Réserve doit justifier de l'accord des sites à participer aux Services Systèmes. Nous ne retrouvons pas en symétrique ces mêmes modalités pour les sites de production. Afin d'assurer une équité de traitement entre l'ensemble des acteurs, Energy Pool demande que l'accord ces exigences soient identiques pour toutes les Entités de Réserve.		Cette remarque devrait plutôt être traitée dans le cadre des règles RE/MA : aujourd'hui l'annexe 7 de la section 1 des règles RE/MA prévoit un accord groupe de production / responsable de programmation. Cependant cet accord ne mentionne pas les services système.
GRD	2.2.3.1.4	Les GRD s'étonnent de cette différence de traitement entre soutirage et injection alors que cet accord du site est indispensable notamment en tant que support juridique pour que les données de mesure du site soient fournies à RTE et pour que ce dernier puisse procéder à des tests in situ. Cet accord présente aussi une utilité pour gérer les cas de demande de rattachement d'un même site à plusieurs périmètres.		Cf. réponse précédente.
GDF SUEZ	2.2.3.2		Dans un délai de dix (10) jours ouvrés à compter de sa réception, le Responsable de Réserve retourne l'Annexe 4 dûment signée à RTE.	RTE n'est pas favorable à augmenter ce délai. Il est aussi de 7 jours dans la proposition de règles NEBEF soumise à la CRE en octobre 2013.
GDF SUEZ		GDF SUEZ se réjouit de l'ouverture des Règles services système à de nouveaux acteurs et notamment au soutirage. GDF SUEZ compte participer activement à la		RTE apprécie l'investissement de GDF-SUEZ dans l'étude des conditions de participation des sites de soutirage.

		définition des critères d'aptitude et des contrôles relatifs au soutirage.		
GRD		A ce stade il doit être mentionné qu'un groupe de production raccordé au RPD doit disposer d'un contrat d'accès au réseau de distribution pour de l'injection en vigueur. L'existence d'un contrat d'accès au réseau de distribution en vigueur est indispensable pour attester que le site est raccordé au système électrique (et ainsi que les variations de puissance qui seront effectuées le seront sur le système électrique), que le site dispose d'un RE (pour la correction des bilans) et pour définir la catégorie injection ou soutirage du site.		Cf. réponse à un commentaire précédent des GRD.
GRD		Il est à noter que particulièrement dans ce dispositif, seul le GRD peut attester de manière indépendante de la validité du contrat d'accès au réseau. En effet, RTE pourrait recevoir des télémesures alors que le contrat d'accès au réseau fait l'objet d'une suspension ou d'une résiliation ce qui n'est pas le cas dans les mécanismes pour lesquels le GRD adresse à RTE les données issues de ses dispositifs de comptage. Celles-ci n'étant plus collectées en cas de contrat suspendu ou résilié.		Voir réponse à un commentaire précédent des GRD.
GRD		En outre, en complément du contrat d'accès au réseau, les sites concernés doivent		Par l'intermédiaire du responsable de réserve, les sites concernés s'engagent contractuellement vis-à-vis de

		disposer d'une convention d'exploitation, conclue entre l'exploitant et le GRD, compatible avec les exigences d'aptitude aux services système.		RTE à se conformer aux exigences d'aptitude aux services systèmes définies par RTE. Il est de la responsabilité de chaque site de s'assurer de sa faculté à respecter cet engagement et notamment de la compatibilité de cet engagement avec les dispositions relatives à son accès au réseau.
GRD		Par ailleurs, il conviendrait de prévoir les modalités lorsque le site raccordé au RPD change de responsable d'équilibre (changements dont est informé le GRD) et ultérieurement les modalités d'affectation dans les périmètres d'équilibre en cas d'acceptation d'agrégation de plusieurs sites au sein d'une même entité. Ces questions illustrent la nécessité d'impliquer les GRD dans la gestion des périmètres.		La gestion des périmètres des EDP a sa place dans les règles RE/MA.
GRD		Cet accord du site qui constitue un pré-requis dans les règles MA « classiques » n'est prévu dans le projet de règles services système que pour les sites de soutirage. Les GRD s'étonnent de cette différence de traitement entre soutirage et injection qui ne leur semble pas fondée		Cf. réponse à un commentaire précédent.
Direct Energie		Concernant la participation des effacements de consommation aux réserves, Direct Energie souhaite que des expérimentations aient lieu pour définir dans quelle mesure celle-ci est techniquement et économiquement pertinente. Il serait inutile et coûteux de définir des règles, même		Les investissements réalisés par RTE pour autoriser transitoirement la participation des sites de soutirage restent limités. Le retour de la phase expérimentale permettra d'établir la faisabilité et la rentabilité de la fourniture des services système par les sites de soutirage. Ce retour devra permettre d'établir s'il est pertinent de poursuivre, voire d'étendre les conditions

		transitoires, pour permettre cette participation si la faisabilité technique et le potentiel n'ont pas été validés.		de participation des sites de soutirage. RTE souligne de plus que les orientations cadre sur l'équilibrage prévoient que les GRT doivent autoriser la participation des sites de soutirage.

5.5 Certification

Les GRD estiment que la documentation technique de référence de RTE n'est pas opposable aux sites raccordés au RPD. RTE partage partiellement cette analyse.

Tout d'abord la DTR ne revêt pas de caractère réglementaire ; il en résulte que la DTR n'est pas directement opposable aux utilisateurs du réseau. La CRE a précisé la portée de la DTR par une communication en date du 22 mars 2007 postérieurement à la publication du cahier des charges de concession du RPT. Elle estime ainsi que la réglementation ne prévoit pas que la DTR puisse *« se substituer, même en partie, aux documents contractuels »*. Cependant, cela ne fait pas obstacle, toujours selon la CRE, à ce que les contrats renvoient, *« sur des points techniques bien précis, à d'autres documents inclus dans les documentations techniques de référence »*. En ce qui concerne les critères de certification des groupes de production raccordés au RPT comme au RPD (article 2.3 des règles), RTE fait référence à des fiches d'essais techniques spécifiques contenues dans la DTR de RTE, permettant ainsi de standardiser la procédure d'essai. En ce qui concerne les spécifications des télémesures pour la participation des groupes de production raccordés au RPT et au RPD (article 2.2 des règles), RTE renvoie aussi spécifiquement aux spécifications précises de l'installation de télémesure détaillées dans la DTR de RTE. RTE analyse que ces renvois spécifiques et précis entrent dans le cadre mentionné par la CRE dans sa communication.

L'accord de participation aux règles (annexe 1) précise que le participant a pleinement connaissance des règles. De plus l'accord de participation a été modifié pour indiquer explicitement que le participant a pris connaissance de la DTR de RTE.

Acteur	Référence	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
EDF	2.2.2.2	L'établissement des caractéristiques doit se réaliser conjointement avec le Responsable de Réserve.	(2.2.2.2) A l'issue du processus de certification d'Aptitude décrit à l'article 2.3, RTE et le Responsable de Réserve établissent	OK

			conjointement les caractéristiques intrinsèques d'une Entité de Réserve.	
GRD	2.3.2.1	La DTR de RTE n'est pas opposable aux sites raccordés au RPD à qui il ne peut être opposé que le régime contractuel du réseau auquel ils sont raccordés.		Cf. réponse en tête de chapitre.
GRD	2.3.2.1	La DTR de RTE n'est pas opposable aux sites raccordés au RPD à qui il ne peut être opposé que le régime contractuel du réseau auquel ils sont raccordés.		Cf. réponse en tête de chapitre.
GDF SUEZ	2.3.4	Une entité de réserve est par définition apte d'après l'article 2.2.2.3.1	Un Responsable de Réserve ou toute personne mandatée peut déposer une demande de Certification d'Aptitude au Réglage Automatique de la fréquence à RTE pour un Groupe de Production ou pour un regroupement de Sites de Soutirage conformément à l'article 2.2.3.1.	OK
GRD	2.3.5	Quid de la suspension ou de la résiliation d'un contrat CARD une fois l'entité de réserve constituée ?		La résiliation d'un contrat d'accès au réseau ne modifie pas la certification de l'entité. La validité de l'accès au réseau doit cependant être un pré-requis d'une entité de réserve. Ce point a été ajouté explicitement à l'article 2.2.2.3.1 des règles, qui précise que tous les sites de soutirage ou groupes de production d'une entité de réserve doivent disposer d'un contrat d'accès au réseau valide.
E.ON	2.3.6	Pourquoi la possibilité de préqualification n'est pas décrite dans les règles Ssy. Dans ce	On ne peut pas, à la fois ne pas décrire les régles et vouloir en fixer une néanmoins,	RTE partage le commentaire d'E.ON. RTE a remplacé la phase de préqualification par la possibilité de procéder

		cas pourquoi mettre une clause: "si la phase de préqualification d'un site de soutirage dépase 100 h, …"		à la signature d'un protocole d'accord avec RTE. RTE a par ailleurs supprimé la limitation de 100h. Elle n'est en effet pas nécessaire : (i) l'acteur a une incitation naturelle à réduire cette phase en durée et en volume puisqu'elle n'est pas accompagnée de rémunération et (ii) les volumes d'énergie associés aux services système restent faibles.
EDF	2.3.2.1	L'objet de cette précision n'est pas de demander une indisponibilité temporaire pour les groupes de production lors des rampes, mais bien de constater que certains groupes peuvent fournir de la réserve primaire lors des rampes mais avec des performaces temporairement dégradées.	(2.3.2.1) "Pour le réglage primaire de fréquence : - Le fonctionnement en réglage primaire de fréquence doit être possible hors période de modification de programme à partir de tout point de fonctionnement situé au delà de Pmin (minimum technique de l'installation) et en deçà de Pmax. Idem Réserve secodnaire.	RTE ne retient pas cette proposition de modification afin rester cohérent avec les formulations concertées dans le cadre de la rédaction de l'article 4.1 de la DTR.

5.6 Obligations de réserve

Acteur	Référence	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
GRD	1.1	Attention, les GRD ne partagent pas l'analyse selon laquelle les producteurs raccordés au RPD seraient légalement tenus de mettre à disposition de RTE leur capacité constructive de réglage s'ils en ont. L'article L 321-11 du code de l'énergie renvoi à l'application de l'article L. 342-5 du même code qui précise que sont fixées par voie	Les acteurs disposant d'installations autres que celles devant disposer une capacité constructive de réglage automatique à la fréquence ou à la tension mentionnées ci-dessus, ne sont pas légalement tenus de mettre à disposition de RTE des capacités de réglage.	RTE partage partiellement l'analyse des GRD. RTE a modifié la proposition de règles services système de telle manière à faire référence à l'article L. 321-11 du Code de l'énergie en ce qui concerne l'obligation de mise à disposition des capacités constructives de réglage. Un acteur signant un accord de participation aux règles

		réglementaire les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire d'une part les installations raccordées au RPT et d'autre part celles raccordées au RPD. Selon les arrêtés du 23 avril 2008 pris en déclinaison du décret n° 2008-386 du 23 avril 2008, seules les installations de production raccordées au réseau public de transport d'électricité ont l'obligation de disposer d'une capacité constructive au réglage de la fréquence. Seules ces installations sont visées à l'article L 321-11 comme ayant obligation de mettre à disposition de RTE cette capacité constructive. Les autres installations (producteurs raccordés au RPD ou consommateurs) peuvent le faire de manière volontaire.		services système avec RTE mettra à disposition ses capacités de réglage conformément aux dispositions des règles services système, qu'il soit soumis à l'article L. 321-11 du Code de l'énergie ou non.
GRD	2.4.1	La DTR de RTE n'est pas opposable aux sites raccordés au RPD à qui il ne peut être opposé que le régime contractuel du réseau auquel ils sont raccordés.		cf. réponse en tête de chapitre 5.5
GDF SUEZ	2.4.2	Spécifier que le calcul ne s'applique qu'aux entités de réserve de type injection aptes, crée une abiguité sur l'aptitude. En effet par définition une entité de reserve est apte cf. 2.2.2.3.1	Pour chaque Responsable de Réserve, et pour chaque Type de Réserve, l'Obligation de Réserve est calculée en répartissant le volume total de Réserve dont a besoin RTE entre les différents Responsables de Réserve, au prorata de la production que ces derniers prévoient de réaliser à partir de leurs Entités	OK

			de Réserve de type injection à participer à chacun des Réglages.	
E.ON	2.4.3.1	La limitation à 5 entités de réserve est arbitraire et non justifiée	Seul le parc dynamique (effectivement en service) devrait être pris en compte pour déterminer le seuil d'inaptitudes temporaires	RTE rappelle que le chiffre de 5 n'a pas de fondement théorique et qu'il est le fruit d'un compromis entre les acteurs de marché lors des concertions des précédents modèles de contrats. RTE n'est pas favorable à la prise en compte dynamique du nombre d'EDR, car (i) cette évolution est jugée complexe d'un point de vue SI et (ii) RTE estime que cette séparation petits parcs / grands parcs doit à terme être réinterrogée.
GRD	2.4.4.4	Dans l'attente d'une évolution permettant au GRD de recevoir les programmes au titre de la section 1, les GRD souhaiteraient recevoir les obligations de réserves définitives en J-1 concernant des sites raccordés au RPD. Dans un premier temps, l'information fournie au GRD pourrait correspondre à un prorata des obligations de réserves définitive selon les sites raccordés au réseau du GRD composant de l'entité de réserve.	RTE Notifie à chaque GRD les Obligations de Réserves définitives avec la liste des sites raccordés au RPD concernés pour le jour J sous la forme de Chroniques de valeurs en MW.	Le calcul de ces informations nécessite des modifications non négligeables du SI de RTE. Ces éléments pourront être étudiés dans le cadre de la concertation des règles RE/MA.
CNR	Document d'accompagnement §2.2.5	2 points de commentaires au sujet du paragraphe sur l'inaptitude temporaire §2.2.5 et pour ce qui concerne la CNR sur les installations hydrauliques fil de l'eau (usine et barrage mobile sur 2 sections séparées du fleuve avec en amont et à l'aval "confluence" des 2 sections - débit au fil de l'eau dépendant des conditions hydrauliques, atmosphériques et des		RTE a apporté des éléments de réponse au chapitre 3.2.3.

		afluents gérés par des tiers) : 1) CNR a pu répondre et prouver à RTE que ce n'est pas "une optimisation économique" ou "un choix d'exploitation" ou "identique aux groupes thermiques" comme RTE présentait le sujet mais bien une obligation du cadre réglementaire d'exploitation (une copie des consignes approuvés DRIRE a été remise) (sureté hydraulique / sécurité de tiers) de posséder le débit en priorité orienté vers l'usine via les groupes de production jusqu'à l'occurence du débit maximum turbinable. Ainsi durant les périodes de débit au delà du débit équipement total usine, la capacité de réglage usine n'est pas possible et donc inexistante et donc par voie de fait ne peut être mis à disposition. 2) Comme présenté en GT et explicité dans le document de réponse CNR du 14/05 au document d'orientations RTE du 12/04 et contrairement à ce qu'écrit RTE dans ce §2.2.5, le marché secondaire organisé adossé à une obligation ne permettra pas une couverture financière de ces situations. Dire cela amènerait une discrimination. Obliger les producteurs qui n'ont pas la capacité réelle (identifiée en J-1) de réaliser une prescription à trouver une contrepartie financière serait discriminant : - discriminant par rapport aux producteurs qui possèdent des usines multi technologie		

		et qui peuvent palier à toute contrainte temporaire réglementaire-technique d'une technologie par une autre sans besoin de se sourcer sur le marché - discriminant et risque financier très important car la contrainte temporaire (et sans moyen d'y palier) de ne pas pourvoir effectuer sa prescription sera connue (débit sur le Rhône) par les autres acteurs du marché. Ceux-ci pourront alors faire évoluer les prix du marché en conséquence obligeant l'acheteur « obligé et sous contrainte intransigeante de ne pas être capable de faire» à se sourcer à un prix non discutable. Au-delà des « vendeurs » producteurs, il y aura maintenant des stockers et traders. - discriminant car les stockers/traders fournisseurs de réserve pourront participer dans le marché quand bon leur semble : venir sur le marché lorsqu'ils n'auront pas de contrainte d'inaptitudes temporaires particulières de leur moyen de fourniture et lorsque la demande sera importante pour déclarer un prix de vente adapté (prix qui deviendrait une obligation d'acheter pour l'acheteur « obligé sous contraintes temporaires intransigeantes sans moyen d'y palier » connues de tous) Comme échangé en GT et déclaré par l'ensemble des acteurs, la réponse à la		

		situation de ne plus définir des inaptitudes temporaires est de mettre en place un marché sans obligation de participer. La réponse CNR du 14/05 au document d'orientations RTE du 12/04 complète certains points sur le sujet.		
GRD		L'analyse selon laquelle les producteurs raccordés au RPD seraient légalement tenus de mettre à disposition de RTE leur capacité constructive de réglage s'ils en ont. L'article L 321-11 du code de l'énergie renvoi à l'application de l'article L. 342-5 du même code qui précise que sont fixées par voie réglementaire les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire d'une part les installations raccordées au RPT et d'autre part celles raccordées au RPD. Selon les arrêtés du 23 avril 2008 pris en déclinaison du décret n° 2008-386 du 23 avril 2008, seules les installations de production raccordées au réseau public de transport d'électricité ont l'obligation de disposer d'une capacité constructive au réglage de la fréquence. Seules ces installations sont visées à l'article L 321-11 comme ayant obligation de mettre à disposition de RTE cette capacité constructive. Les autres installations (producteurs raccordés au RPD ou consommateurs) peuvent le faire de		Cf. réponse précédente

		manière volontaire.		
POWEO PSSP	Document d'accompagnement § 2.2.5	Concernant les clauses d'inaptitudes temporaires, Poweo PSSP souhaite rappeler que leur suppression n'est pas envisageable car allant à l'encontre de toute considération sur les contraintes techniques des centrales. De plus il n'apparaît dans les nouvelles règles des éléments justifiant la suppression de cette clause		RTE a apporté des éléments de réponse au chapitre 3.2.3.

5.7 Programmation

Acteur	Référence	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
GRD	2.5.4	Il conviendra de prévoir l'envoi des informations au GRD lorsque des sites en soutirage raccordés au RPD pourront participer aux services système		RTE estime que l'envoi d'informations concernant la programmation des sites de soutirage RPD devra être cohérente avec celui relatif aux sites d'injections RPD. La mise à disposition des GRD de données de programmation des sites d'injection RPD pourra être étudiée dans le cadre des règles RE/MA.
Energy Pool	2.5.4	La programmation des entités de réserve de type soutirage doit être postérieure au closing du marché secondaire, lorsque celui-ci sera en place.	Le Responsable de Réserve transmet à RTE ce programme **au plus tard au maximum des deux horaires suivants : Heure limite d'Accès au Réseau, 1 heure après la fermeture du marché secondaire.**	La programmation des EDP dans son ensemble repose sur une déclaration initiale en J-1 à 16h30 et des possibilités de redéclaration à chaque heure en infra journalier. Si le marché secondaire organisé fournit ses résultats après J-1 16h30, les responsables de réserve pourront mettre à jour leur programme au premier guichet infra journalier. RTE n'estime pas nécessaire de modifier en profondeur le dispositif de programmation pour prendre en compte le marché secondaire organisé

				des services système, puisque le dispositif actuel le permet la flexibilité nécessaire par le biais des redéclarations.
GRD		Les activations de capacités RPD impactent nécessairement les flux sur les réseaux de distribution. Les GRD ont exprimé le besoin de disposer d'information sur ces flux afin notamment d'anticiper les impacts sur les réseaux pour prendre, si besoin, les mesures adéquates et afin de pouvoir analyser a posteriori ces flux pour les intégrer dans les études de développement de réseau. Pour répondre à ce besoin, les GRD considèrent qu'ils devraient être informés des programmes d'appels concernant des sites raccordés au RPD. Selon le projet de règles mis en consultation, la transmission des programmes d'appels des entités de réserve de type injection relèvent des Règles MA/RE dans le chapitre C relatif à la programmation. Or le rôle des GRD et les modalités associées aux capacités raccordées au RPD sont des questions qui font encore l'objet de discussions et ne sont pas traitées dans les règles MA/RE en vigueur. Dans l'attente d'une évolution permettant au GRD de recevoir les programmes au titre de la section 1, les GRD souhaiteraient recevoir les obligations de réserves définitives en J-1 concernant		Les prescriptions de réserve sont associées aux responsables de réserve, et non aux sites. Il n'est donc pas possible de fournir l'information demandée par les GRD. RTE estime par ailleurs que la réception par les GRD de programmes pour les sites d'injection RPD pourrait être étudiée dans le cadre des règles RE/MA.

		des sites raccordés au RPD.		

5.8 Échanges de réserve

Acteur	Référence	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
POWEO PSSP	2.6	Poweo PSSP s'interroge sur le processus NER : que se passe-t-il lorsque un responsable de réserve dépasse sa limite journalière d'échange et continue à faire des échanges en OTC? Quelle conséquence pour la contreparties de l'acteur écrété?		Les NER faisant dépasser la limite journalière d'échange sont automatiquement refusées par RTE. La contrepartie en est informée dès la réception des deux NER par RTE. Ce cas existe déjà aujourd'hui avec les NEB, quand une des deux contreparties ne déclare pas de NEB, ou déclare une NEB comportant une valeur erronée.
GDF SUEZ	2.6.5	Incohérence avec les règles de programmation dans lesquelles nous devons déclarer 48 valeurs quelque soit le jour.		Les dispositions relatives au changement d'heure pour les NER sont similaires à celles pour les NEB
E.ON	2.6.5	Vérifier que le format spécifique des chroniques SI est bien le même dans tous les fichiers RTE		Le format des NER sera spécifié à l'automne 2013. Il n'apparait pas évident qu'il soit strictement identique à celui pour les NEB. Plus précisément RTE envisage de recourir à des standards pour le format des fichiers NER.
CNR	2.8.2-2.8.3-2.8.4	Voir les remarques précédentes [Document d'accompagnement §2.2.6 "Echanges de réserve et sécurisation financière"] sur le fond (contrainte opérationnelle lourde et risque sur les possibilités d'échange, pas adapté à l'objectif) et la demande faite de		Un exemple a été ajouté dans la proposition de règles services système. Une limite en hMW portant sur une journée plutôt qu'une limite en MW applicable sur tous les pas demi horaire d'une journée permet de réduire le montant de garantie bancaire pour tous les acteurs ne souhaitant

		poursuivre l'amélioration de ce sujet au cours du 2ème semestre étant donné que le dispositif doit être disponible seulement au 1er janvier 2015 et vu le manque de temps durant le GT. Remarques sur le détail : - Incohérence et difficulté de se retrouver : " Limite d'échange journalière en MW " (1er phrase) puis "comptée en hMW" (3ème phrase) puis pour bilan d'échange demi-horaire en §2.8.3 3ème paragraphe "...multipliée par une durée de 30 min", "bilan d'échanges demi-horaire compté en hMW" (fin du 3ème paragraphe). Besoin d'un exemple clair formalisé dans le texte pour comprendre car nous n'arrivons même plus à calculer le montant de garantie bancaire qu'il nous faudrait... Pourquoi une limite d'échange journalière n'est pas en MWjour avec cohérence bilan d'échanges journalier? - Pour le calcul d'encours (§2.8.4), au même titre que RTE intègre les indemnités liées aux bilans de réserve négatif et non encore facturées, la rémunération que RTE doit faire au producteur sur la fréquence et la tension doit être intégrer. Voir complément en ligne excel précédente [Document d'accompagnement §2.2.6 "Echanges de réserve et sécurisation financière"] - les acteurs doivent pouvoir posséder l'information temps réel du calcul		pas échanger le même volume de réserve pour tous les pas demi horaire de la journée. L'article 2.6.4 de la proposition règles services système prévoit déjà que RTE transmette le bilan journalier d'échange mis à jour au responsable de réserve quand une NER est acceptée.

		(explication et résultat) du bilan d'échange et du calcul d'encours. Pouvoir posséder cette information pour le télécharger informatiquement régulièrement et facilement avec l'explication des données prises pour le calcul détaillé		

5.9 Sécurisation financière des échanges de réserve

Les principes de la sécurisation financière et les justifications des principaux choix sont présentés à l'article 3.2.9, et dans les réponses détaillées ci dessous. Une estimation de l'ordre de grandeur des montants en jeu peut être obtenue par le raisonnement suivant :

Pour un CCG de 400 MW disposant d'une capacité de réserve primaire de 10 MW et de 18 MW de réserve secondaire, l'obligation de réserve représente environ 4 MW de réserve primaire et 4 MW de réserve secondaire.

Pour dimensionner le montant de sa garantie bancaire, le responsable de réserve de ce CCG, sera amené à estimer son volume maximal de vente de réserve journalier, soit un démarrage à puissance maximale en bande toute la journée. Le volume de vente maximal est de 6 MW*24 h pour la réserve primaire et de 14 MW*24 h pour la réserve secondaire, soit 480 hMW au maximum pour un jour. La garantie bancaire nécessaire pour sécuriser RTE de cette position ouverte (20 MW en bande sur 24 h) est 480 hMW * 210 €/hMW, soit 101k€.

Le coût annuel pour le responsable de réserve de déposer cette garantie bancaire peut alors être évalué comme étant de l'ordre du pourcent du montant, soit donc pour l'exemple considéré, d'environ 1 k€ par an.

Le montant de la garantie bancaire et son coût annuel pour le responsable de réserve sont à mettre en regard du gain potentiel associé aux échanges pour le responsable de réserve. Pour l'exemple considéré en se basant sur un fonctionnement annuel d'un CCG à 1500 h par an, le gain aux échanges pour le responsable de réserve du CCG peut être approximé comme étant la moitié[19] de la différence de perte d'opportunité entre la fourniture de réserve à partir d'un CCG et à partir d'un groupe nucléaire, soit la moitié de la différence entre les coûts de combustible d'un CCG et d'un groupe nucléaire. La moitié de cette différence de coûts de combustible est approximée à 29 €/hMW[20]. Le gain annuel aux échanges pour le CCG est alors approximé à 870k€. Même en divisant arbitrairement ce gain par deux pour tenir compte du fait que le gain par hMW pourrait être inférieur à 29€/hMW ou que son partage ne se fasse pas en parts égales, et pour tenir compte des inaptitudes temporaires d'un CCG, le coût de la garantie bancaire représente 0.2 % du montant de gain potentiel à l'échange.

Enfin pour les autres technologies le ratio entre le coût de la garantie bancaire et le montant de gain potentiel à l'échange, est soit similaire, soit inférieur, étant donné des temps de fonctionnement prévus plus importants qu'un CCG, et des gains à l'échange du même ordre de grandeur.

RTE estime ainsi que les montants de garantie bancaire nécessaires pour les prises de position ouverte lors d'échanges de réserve sont proportionnés, et très faibles en comparaison des gains attendus pour les acteurs et du risque financier encouru par RTE.

Acteur	Référence	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
POWEO PSSP	2.8	Poweo PSSP se demande si la garantie bancaire fournie à RTE ne ferait pas double emploi avec la garantie bancaire demandée par l'opérateur du marché secondaire organisé		Comme pour le produit énergie, une garantie bancaire est exigée à l'acheteur par le vendeur, et une garantie bancaire est exigée par RTE au vendeur. Dans le cas d'un marché organisé la garantie financière exigée à l'acheteur par le vendeur est mise en œuvre par le marché organisé. Dès qu'il y a séparation entre les échanges financiers et la livraison physique, il y a une séparation des garanties financières. Ainsi la garantie bancaire demandée par RTE pour accepter des positions ouvertes d'échanges de réserve ne fait pas double

[19] En supposant un partage du gain à l'échange répartit en parts égales entre les deux acteurs.
[20] Valeurs fournies par les producteurs de l'UFE lors du GT services système de 2011 (coût gaz : 66€ /MWh, coût nucléaire 8€ /MWh)

				emploi avec celle demandée par un opérateur de marché organisé.
EDF	2.8	Enfin, EDF s'inquiète de la méthode proposée par RTE pour le calcul d'encours dont les dispositions peuvent conduire à des encours importants des producteurs : une telle mesure aurait un impact certain sur le niveau de garantie bancaire que les producteurs devraient souscrire afin de ne pas prendre de risque de voir leurs échanges bilatéraux bloqués par RTE, en cas d'application de cette mesure. EDF demande que les conditions d'application et la justification de cette mesure soient précisées dans les règles.		RTE partage l'analyse d'EDF et a introduit une modification dans la clause de suivi des encours. Les encours sont séparés en deux catégories, les encours liés aux obligations de réserves et les encours liés aux échanges de réserves. Les encours liés à l'obligation de réserve sont indépendants des échanges de réserve réalisés. L'article a été modifié de telle manière à ce que seuls les encours dus aux échanges de réserve puissent avoir un impact sur les possibilités d'échanges de réserve d'un responsable de réserve.
E.ON	2.8.1.1	ce n'est donc pas une obligation ? Dans ce cas préciser dans quel cas une GB est nécessaire ou ne l'est pas,		Le dépôt de garantie bancaire n'est en effet pas une obligation pour le responsable de réserve. Le dépôt de garantie bancaire est une option qui ouvre droit à des possibilités de procéder à des échanges présentant une position « ouverte » vu de RTE. Sans garantie bancaire, un responsable de réserve peut réaliser des échanges tant qu'il n'a pas de position « ouverte », c'est-à-dire s'il ne fait qu'acheter ou s'il achète toujours systématiquement avant de vendre.
GDF SUEZ	2.8.1.2	Sous quels délais RTE considère la Limite journalière d'Echange comme nulle ? Si cette dernière est nulle 3 mois avant échéance, le RR s'engage sur 15mois (3 mois d'administratif + 12 mois de garantie) pour		L'utilisation sur une année uniquement devrait rester un cas particulier. RTE envisage une utilisation permanente avec une reconduction annuelle. Seuls les trois derniers mois de la garantie bancaire serait alors immobilisés si l'acteur décidait de ne pas renouveler sa garantie

		une validité de 9 mois. Ce processus est fortement déséquilibré, et ces délais proviennent du processus de facturation qui prend 3 mois. (Cf. document joint)		bancaire. Le délai de 3 mois correspond au délai d'établissement et de paiement des factures.
E.ON	2.8.1.3	Sauf incompréhension de notre part, les discussions en GT sur la GB ne prévoyaient pas une extension à toutes les factures du contrat SSy		Seuls les éléments relatifs à la fréquence s'appliquent. RTE souhaite pouvoir faire appel à la garantie bancaire en cas de non-paiement d'une facture relative au contrat.
Energy Pool	2.8.2	Selon Energy Pool, la mise en place d'une limite NER journalière est de nature à limiter les échanges . Dans la mesure un Responsable de Réserve possède pour chaque pas demi-horaire des EDR au sein de son périmètre de Réserve dont la capacité globale certifiée est supérieure ou égale aux volumes de NER envisagés, il ne nous semble pas souhaitable d'ajouter un processus de sécurisation finanicère supplémentaire. Energy Pool propose aussi de limiter la limite d'Echanges Journalière en fonction du périmètre physique d'un Responsable de Réserve.		Comme pour les effacements au service du marché, RTE analyse qu'une limitation des échanges à hauteur du sous jacent physique ne permet pas à RTE de garantir la mise à disposition du produit vendu sur le marché.
GDF SUEZ	2.8.3	RTE utilise le code de l'energie pour imposer la fourniture du service par les producteurs et pour imposer la disponibilité des capacités non utilisées. RTE sait donc qu'il existe chez les producteurs des capacités non utilisées. Pour les producteurs dont les unités sont imposées (déterminé via les programmes J-1), les capacité résiduelles		RTE ne considère pas la seule « présence » sur le mécanisme d'ajustement comme une possibilité de sécurisation financière. En effet un producteur présentant un comportement frauduleux en décidant de vendre des réserves sans les programmer, pourra de la même manière ne pas appliquer un ordre d'ajustement sur le mécanisme d'ajustement.

		devraient entrer dans le calcul du Bilan Journalier d'echange (les capacités étant actuellement disponibles pour RTE, elles le sont donc de fait pour le producteur) Cf. Document joint		
GDF SUEZ	2.8.4	Le calcul d'encours tel que définit est une vision très majorante du risque auquel le Responsable de réserve soumet RTE, C'est pourquoi GDF SUEZ trouve injustifié la valeur de 33% proposée. Cf document joint		RTE a réévalué le coefficient de 33% à 100%.
EDF	2.8.4	En raison du volume de services système fournis par EDF et des délais de facturation assez longs, il est naturel et habituel que les encours d'EDF soient élevés. **EDF est donc très soucieux de l'impact d'une telle mesure sur le niveau de garantie bancaire qu'il devrait souscrire** afin de ne pas prendre de risque de voir ses échanges bilatéraux bloqués unilatéralement par RTE en cas d'aplication de cette mesure. EDF demande qu'il soit explicitement stipulé que cette mesure n'est appliquée qu'en cas de risque de cessation de paiement.	**En cas de risque de cessation de paiement du Responsable de Réserve**, RTE peut calculer quotidiennement l'encours des Responsables de Réserve.	RTE a apporté une modification à l'article afin de ne prendre en compte que les encours relatifs aux échanges de réserves, en ce qui concerne la possibilité de limiter les possibilités d'échanges de réserve des responsables de réserve. Cette modification est précisée dans un retour ci-dessus.
POWEO PSSP	Document d'accompagnement §2.2.6	Poweo PSSP ne partage pas l'intérprétation de RTE concernant les capacités physiques à produire des réserves. Il nous semble difficile de considérer une vente de réserve comme étant à découvert tant qu'elle reste dans la limite des capacités de production. Ensuite, le risque financier pour RTE est le		cf. réponse faite au retour d'Energy Pool ci-dessus.

		résultat de deux facteurs : tout d'abord une non-programmation des actifs de production par un acteur (uniquement sur le dernier guichet) et ensuite un non-réglement des pénalités par ce même acteur. Il nous semble que la probabilité d'occurence simultanée de ces deux événements est relativement faible et que, par conséquent, une garantie bancaire ne devrait être demandé à un producteur que s'il désire réaliser des échanges supérieurs à ses capacités physiques de production. Cette garantie peut representer un frein aux échanges (allourdissement des charges liées à la particpation aux échanges, réduction potentiels du nombre de participants) et une difficiculté dans la gestion operationnels des échanges.		
CNR	Document d'accompagnement §2.2.6	Les objectifs décrits en page 14 et dont nous sommes d'accord amène en effet un désaccord dans la déclinaison. Nous rajoutons également dans la description de l'objectif "sans créer une contrainte opérationnelle qui impacterait la facilité des échanges et ainsi désoptimiserait l'utilisation des moyens disponibles et la performance économique collective". Nous considérons que la solution actuelle définit dans les textes amène une contrainte opérationnelle lourde et un risque sur les possibilités d'échange		Après analyse juridique, il s'avère que RTE ne peut pas légalement utiliser la rémunération des acteurs obligés pour les réserves qu'ils ont effectivement fournies, afin d'apporter des éléments de sécurisation financière. RTE estime de plus que le coût des garanties bancaires reste très faible en comparaison du potentiel économique attendu pour les acteurs de marché. RTE propose que les acteurs puissent faire un retour d'expérience un an après l'ouverture des NER concernant les modalités de sécurisation financière (retour d'expérience portant notamment sur les coûts des modalités liées à la sécurisation financière, et les

		opérationnelle le jour J par "la limite d'échange journalière" et le "calcul d'encours" (définis actuellement) vis à vis du niveau de MW en jeu et ce d'autant plus pour pour un marché expérimental. Des remarques sont également faites sur ce sujet, dans une autre ligne excel, pour cohérence et besoin de précision et d'amélioration. Rappelons qu'actuellement cela n'existe pas et pour autant des échanges entre producteurs se font. Le risque (occurence) est surtout en lien avec des futures entreprises trading ou non connus sur le marché. En ce sens nous pensons que suivant les flux financiers en jeu entre producteurs et RTE et sans problème de discrimination avec stockers/traders (car l'objectif est que RTE possède une sécurisation financière adaptée et non pas démesurée pour un acteur plus qu'un autre) une sécurité financière en lien avec les producteurs peut-être beaucoup plus simple et beaucoup moins contraignantes. En effet de nombreux flux financiers existent entre RTE et les producteurs "obligés" et l'établissement des factures ne peuvent se faire que le 3ème lundi du mois M+2 suite obligation faite par RTE. Ainsi RTE possède 2 mois glissant de factures non rémunérées aux producteurs pour leur obligation de prescription de réserve de		freins à la participation au mécanisme).

		fréquence et pour le réglage de tension primaire et secondaire effectuées. Ainsi en terme de sécurisation financière RTE, RTE peut intégrer dans le calcul d'encours (§2.8.4) au même titre que RTE intègre les indemnités liées aux bilans de réserve négatif et non encore facturées, la rémunération que RTE doit faire au producteur sur la fréquence et la tension. Au delà de ces particularités et des imperfections sur la mise en oeuvre détaillée , nous estimons (et l'ensemble des acteurs en ont fait part également en GT) que la finalité n'est pas concluante et adaptée par rapport à l'objectif. Dans ce cadre nous suggérons, étant donné que le dispositif doit être disponible seulement au 1er janvier 2015 et que le temps manquait pour une analyse ad-hoc, de poursuivre l'amélioration de ce sujet au cours du 2ème semestre en parrallèle de la finalisation du marché expérimental. RTE pourra déjà prendre note des réflexions et remarques faites durant cette consultation.		
GDF SUEZ		Lors du GT, GDF SUEZ a exprimé la nécessité d'un système d'échange de réserve plus robuste que le système actuel et considère que le mécanisme de NER proposé par RTE répond à cette demande. GDF SUEZ conçoit également la nécessité d'une sécurisation financière mais ne partage pas l'avis de RTE		Cf. réponses en tête de chapitre, au chapitre 3.2.9, et précédentes. RTE a assoupli la clause de suivi des encours en considérant qu'un encours inférieur à 100% du montant de la garantie bancaire ne conduisait pas à une limitation de la position ouverte possible du responsable

		quand à son niveau et son implémentation : - Définition du Bilan Journalier d'Echange : les producteurs ont une obligation de mettre à disposition de RTE la réserve résiduelle restante sur les Entités de Réserve de type injection. RTE a donc pleine connaissance des volumes de capacité disponible, non utilisés et garantis. GDF SUEZ estime que ces volumes devraient arriver en diminution du bilan d'échanges demi-horaire et ainsi diminuer le Bilan Journalier d'Echanges. - Gestion de l'encours : la définition de l'encours telle que proposée par RTE représente un majorant des factures qui pourront être émises pour les indemnités. En effet les calculs s'effectuent sur des données non contestées : toutes les indemnités sont considérées comme pleines quand certaines seront contestées et facturées en indemnités forfaitaires. Cette définition couvrant plus de 100% des sommes dues à RTE, entre en contradiction avec la volonté de RTE d'interdire les échanges lorsque l'encours dépasse les 33% de la garantie bancaire. De plus lors des GT, une valeur de 50% avait été présentée ; valeur que GDF SUEZ avait jugé non acceptable. Dans cette réflexion l'encours deviendrait l'assiette de la garantie bancaire, et le calcul de la Limite d'Echanges Journalière perdrait alors tout son sens.		de réserve.

		- Délai : Selon les règles telles qu'elles sont actuellement écrites, un Responsable de Réserve souhaitant échanger des Réserves doit souscrire une garantie bancaire 3 mois avant de réaliser son premier échange pour la nouvelle période de souscription. Si le responsable de réserve ne souhaite pas renouveler sa garantie bancaire il ne pourra pas réaliser de NER durant les 3 derniers mois d'application de sa garantie bancaire. Un acteur s'engage donc sur 15 mois pour une période d'application de 9 mois. Ces délais sont très fortement préjudiciables aux petits acteurs et GDF SUEZ estime que ce mécanisme sera un frein à l'entrée de nouveaux acteurs. De plus GDF SUEZ s'étonne d'un tel délai car RTE déclare pourvoir calculer les encours à la maille journalière : «RTE peut calculer quotidiennement l'encours des Responsables de Réserve. ». Afin de réduire les période d'encours, il serait peut être envisageable de revoir la période de facturation (qui dure 3 mois). Ce sujet n'a jamais été abordé en GT.		
Direct Energie		Le recours à une sécurisation financière via une garantie bancaire est toujours un frein au développement d'un marché. Ainsi, l'introduction soudaine de cette contrainte additionnelle s'oppose à la qualité de l'expérimentation et réduit les chances de		Cf. réponses en tête de chapitre, au chapitre 3.2.9, et précédentes.

		voir fonctionner le marché secondaire avec une liquidité suffisante. D'autant plus que la position retenue par RTE dans sa proposition de règle est très contraignante (limite en volume et en encours) et disproportionnée par rapport aux risques réels encourus avec les producteurs fournissant des services systèmes. Il faut aussi anticiper que la chambre de compensation de l'enchère ou que chaque contrepartie dans un marché de gré à gré seront aussi en droit de demander des garanties. Il nous parait donc urgent de travailler à la mise en place d'un mécanisme n'imposant pas de garanties a priori mais relevant plutôt de l'antériorité du marché et de la connaissance qu'ont désormais les opérateurs historiques du risque réel d'impayés des producteurs en présence. L'on pourrait par exemple imaginer la définition d'un mécanisme de garanties a posteriori déclenché en cas de problème de paiement et/ou de dégradation d'une note de scoring dont les critères seraient à définir.		

5.10 Gestion de l'énergie de réglage

Acte	Référe	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE

ur	nce			
EDF	2.10	En ce qui concerne la participation des sites de soutirage aux services système, EDF insiste sur le fait que l'autorisation de créer des entités de réserve multi-RE ne peut être acceptable pour les Responsables d'Equilibre que si elle est assortie d'un engagement de RTE de vérifier ystématiquement la pertinence des clés de répartition de la réserve entre les sites constitutifs de l'entité de réserve. En effet, pour de telles entités de réserve, une clé de répartition erronée induirait des transferts d'énergie non compensés entre Responsables d'Equilibre, ce qui n'est pas acceptable. Nous souhaitons donc qu'à terme, la correction de l'énergie de réglage par site soit réalisée par estimation directe à partir du réalisé.		Tout d'abord RTE estime qu'il est important que les entités de réserve puissent être constituées de sites engagés auprès de plusieurs 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, c'est pourquoi RTE a proposé un mécanisme permettant d'encadrer les valeurs de ces clefs. La participation des sites de soutirage est expérimentale dans un premier temps. Le retour d'expérience décrit à l'article 2.13.4 prévoit une étude des clefs de répartition fournies par les responsables de réserve. 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 dans cette phase expérimentale. De plus le contrôle systématique des clefs de répartition n'apparaît pas comme étant proportionné pour cette phase expérimentale étant donné que les volumes en jeu sont relativement faibles puisque le volume de réserve est limité pendant la phase expérimentale et que l'énergie de réglage reste faible comparée à celle mise en œuvre lors d'un effacement. La nécessité de mettre en place cette procédure systématique par RTE pourra être établie à l'issue du retour d'expérience.
Ener	2.10.3	Les modalités de compensation de l'énergie		OK

gy Pool		sur les Sites de Soutirage devront être révisées conformément aux dispositions mises en place dans le cadre des Règles RE-MA.		
GRD	2.10.3	qu'est ce qui justifie cette différence de traitement entre les sites en soutirage et les sites en injection ?		La prise en compte de l'énergie de réglage pour les sites de soutirage repose sur un ajustement de la consommation des sites, et la consommation ajustée repose sur des données 10 minutes (règles RE/MA). La prise en compte de l'énergie de réglage pour les EDP repose sur la modification du bilan RE, qui lui est au pas 30 minutes.
E.ON	2.10.3.1	ne concerne que les EDP multigroupes ? Si oui le préciser.		Oui, OK
EDF	2.10.3.1	Il serait contre-productif que le responsable de réserve doive fournir chaque jour pour chaque EDR, ou même pour chaque EDR constituée de plusieurs groupes/SItes des valeurs de δi lorsque le gain est toujours identique à celui déclaré en annexe 4.	K est le Gain déclaré de l'Entité de Réserve pour les Entités de Réserve de type soutirage **ou pour les EDR de type injection lorsque K est fixe. L'annexe 4 précise pour chaque Entité de Réserve si le gain déclaré est fixe ou variable. Le cas échéant,** K vaut ΣiδiKi pour les Entités de Réserve de type Injection, où Σi est la somme pour les Groupes de Production constitutifs de l'Entité de Réserve, Ki est le Gain **déclaré** du Groupe de Production i et δi vaut 1 si le Groupe de Production i est en Réglage Primaire et 0 sinon **Dans le cas où le gain K déclaré d'une Entité de Réserve constituée de plusieurs groupes de production ou de plusieurs sites de soutirage n'est pas fixe,** les valeurs de δi sont transmises par le Responsable de Réserve à RTE. **Les valeurs par défaut de δi sont toutes égales à 1.**	OK

CNR	2.10.3.3	Au-delà de la somme de toutes les énergies de réglage primaire, il y a besoin pour contrôler d'avoir le calcul fait par RTE pour chaque 1/2h. Le mettre sous forme de 2 colonnes : une founiture, une autre économisée pour faciliter les bilans.		Lors de l'établissement des données de facturation, RTE transmet mensuellement au responsable de réserve un fichier comprenant le détail des éléments constitutifs des données de facturation. RTE n'estime pas utile de procéder à une agrégation intermédiaire que CNR pourrait réaliser à partir des données élémentaires transmises par RTE.
GRD	2.10.3.4	Les modalités concernant les RE pour les sites raccordés au RPD ne sont pas définies.		Cf. réponse ci-dessous.
GRD	2.10.3.4	L'article C.12.1 de la section 2 des Règles RE/MA correspond à la DETERMINATION DU SOUTIRAGE PHYSIQUE et non pas au calcul des écarts. Il n'y a pas d'article C12.1 dans la section 1. Il doit y avoir une erreur. L'article C.9.1 prévoit que "les modalités de décompte, pour le calcul de l'Ecart, des Sites de Soutirage, des Sites d'Injection et des GDP raccordés au RPT et rattachés au Périmètre d'Equilibre, sont celles définies dans les Contrats d'Accès au Réseau de ces Sites et GDP, ou, dans les Contrats de Service de Décompte ou dans les Contrats de Prestations Annexes. Pour les GDP participant au Réglage Secondaire de fréquence, RTE calcule l'énergie produite ou économisée correspondant à la participation des GDP au Réglage Secondaire de fréquence." Cela n'est donc pas du tout adapté aux sites raccordés au RPD, comment sont faites les corrections RE ? Le décompte de l'énergie est effectué conformément aux modalités décrites dans le Contrat de participation aux services système, signé entre RTE et les		Effectivement la référence exacte est C.9. Les règles RE/MA devront être modifiées pour prendre en compte les modifications apportées par la proposition de règles services système à la gestion de l'énergie de réglage. Pour les sites d'injection RPD, celles ci pourront vraisemblablement reposer sur une approche similaire aux ajustements sur les sites d'injection RPD. RTE proposera des évolutions de cette section dans le cadre du processus de révision des règles RE/MA.

		responsables de programmation des GDP.		
Energy Pool	2.10.3.5	Afin d'assurer un service conforme aux exigences de la R2, il pourra être envisagé d'activer des sites dans un sens de régulation différent et d'obtenir par somme la valeur requise par RTE. Si les valeurs des clefs de répartition sont bornées entre 0 et 1, ceci ne sera plus possible. Aussi, Energy Pool demande que les valeurs des clés de répartition ne soient pas bornées dans les Règles mais dans le certificat d'aptitude en fonction des caractéristiques de l'EDR.	Pour chaque Entité de réserve de type soutirage, pour chaque pas 10 minutes et pour chaque type de réserve, ~~**les valeurs des clés de répartition doivent être comprises entre 0 et 1**~~ **la somme des valeurs des clés de répartition doit être égale à 1. Les bornes des valeurs des clés de répartition seront précisées à chaque certificat d'aptitude.**	RTE estime qu'il est important de fournir des bornes pour ces clefs de réparation, afin d'éviter les éventuelles valeurs aberrantes. RTE comprend que dans certains cas il puisse être optimal pour un agrégateur d'utiliser des sens d'activation contraires. Ainsi RTE propose que les bornes soient -1 et 2 pour la phase expérimentale. Ces valeurs devront être réévaluées à l'issue de la phase expérimentale.
EDF	2.10.3.5	**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.	AVANT le texte ci-contre : RTE vérifie que les clefs de partage fournies par le Responsable de Réserve sont bien conformes à la réalité d'activation des énergies des sites de soutirages.	RTE n'estime pas opportun de procéder à cette vérification systématique durant cette première phase expérimentale (cf. réponse à un commentaire précédent).
GRD	2.10.3.5	Il conviendra de définir les modalités concernant les RE pour les sites en soutirage raccordés au RPD : connaissance des RE des sites, gestion des changements de RE, affectations dans les périmètres d'équilibre.		La participation des sites de soutirage raccordés au RPD n'est actuellement pas possible dans cette proposition des règles. Celle-ci sera étudiée par la suite, les points identifiés par les GRD devront être alors analysés.
GRD	2.10.3.5	Cette disposition n'existe pas et reste à définir		Oui, RTE proposera des évolutions des règles RE/MA pour traiter cette évolution, en cohérence avec la concertation services système.
EDF	2.12.1.	idem commentaire du (2.10.3.1)	(2.12.1.3) Le Responsable de Réserve transmet à RTE,	OK

	3		par messagerie électronique, les valeurs de δi par Groupe de Production au pas 10 secondes, pour les Entités de Réserve de type injection **dont le gain déclaré K est variable (i.e. comportant plusieurs Groupes de Production dont les δi peuvent être nuls),** conformément à l'article 2.10.3.1. Cette transmission de données doit être effectuée au plus tard le mardi de la semaine S+1. **A défaut, les valeurs de δi sont réputées égales à 1.**	
CNR	Document d'accompagnement §2.2.4	Nous souhaitons que le contrôle ne soit pas une possibilité mais une nécessité, identiquement à tous les contrôles fait par RTE pour la validation des data et des énergies en lien avec les responsables d'équilibre.	Document d'accompagnement §2.2.4 "Participation des sites de soutirage" "...RTE propose de recourir à une déclaration par le responsable de réserve associée à un contrôle par RTE"	Cf. réponse à la demande d'EDF.

5.11 Rémunération et indemnités du réglage de la fréquence

Les conséquences des indisponibilités fortuites de réseau pour la détermination des indemnités prévues dans la proposition de règles services système sont dans la continuité de celles prévues dans les règles RE/MA. Celles-ci peuvent être synthétisées dans le tableau suivant :

	Entité de réserve de type injection : indisponibilité du réseau amont RPT	Entité de réserve de type injection : indisponibilité du réseau d'évacuation RPT	Entité de réserve de type soutirage : indisponibilité du RPT	Indisponibilité du RPD
En cas de bilan de réserve négatif, des indemnités sont elles dues par le responsable de réserve à RTE ?	Non	Oui	Oui	Oui

RTE estime qu'il est nécessaire de séparer les considérations relevant de l'accès au réseau de celles relevant de l'accès au marché.

Concernant les services système, le lien contractuel entre les différentes parties peut être schématisé ainsi :

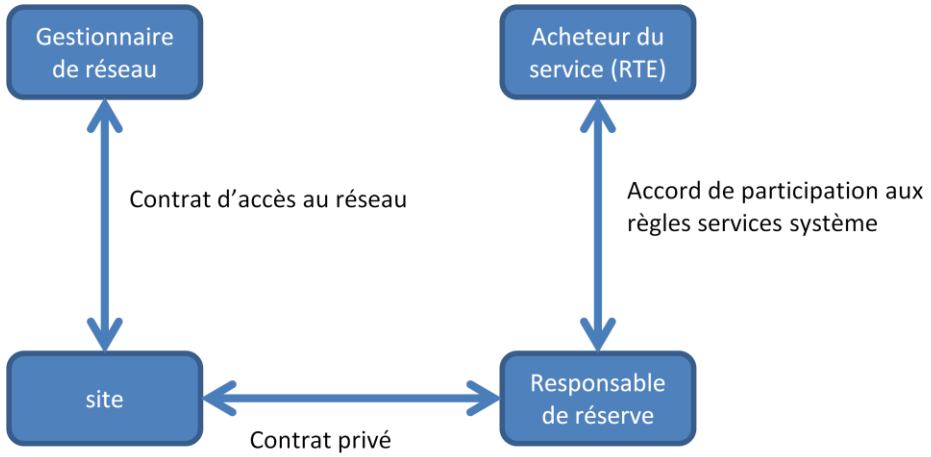
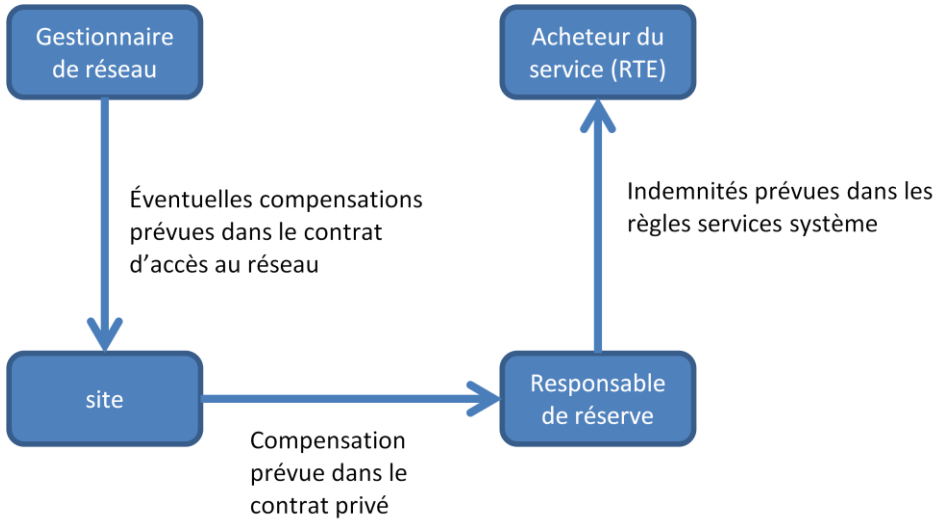


Schéma contractuel entre les parties

En cas d'indisponibilité du réseau, le service n'est pas fourni à l'acheteur final du service (RTE). Celui-ci ne disposant de relations contractuelles qu'avec le responsable de réserve ne peut exiger de compensation financière qu'au responsable de réserve qui peut ensuite se retourner vers le site. Selon les conditions du contrat d'accès au réseau encadrant les situations d'indisponibilité de l'accès au réseau, le site peut exiger une compensation financière à son fournisseur d'accès réseau dans les conditions prévues dans son contrat d'accès au réseau. Ceci est schématisé ci-dessous :



Flux financiers potentiels entre les parties

Précisément dans le cas où le site est raccordé au RPD, il ne serait pas vertueux que RTE rémunère un service qui ne lui est pas rendu sans percevoir de compensation financière, ou sans disposer de leviers pour maîtriser ce risque.

Pour les entités de réserve de type soutirage raccordées au RPT, le contrat d'accès au réseau comprend un engagement de qualité concernant les coupures. En cas de dépassement de cet engagement de qualité, le site de soutirage pourra exiger des compensations au fournisseur de son accès réseau (RTE) dans les conditions prévues dans son CART.

Ensuite lors de sa procédure de raccordement au RPT, un choix est laissé au producteur concernant la qualité de son réseau d'évacuation. Ainsi, dans le cas où l'indisponibilité porte sur le réseau d'évacuation du RPT il ne serait pas cohérent dans les règles relatives à l'accès au marché de neutraliser les conséquences financières des choix qu'il a effectués lors de son accès réseau.

Enfin en cas d'indisponibilité du réseau amont RPT, dans la mesure où RTE est à la fois l'acheteur final du service, et le fournisseur de l'accès au réseau défaillant à ce moment, la proposition de règles services système repose sur une simplification au travers de la neutralisation des conséquences financières pour le responsable de réserve.

Acteur	Référence	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
GDF SUEZ	1.8.2	Les acteurs fournissant le service ne devrait en aucun cas être sanctionné s'ils sont dans l'incapacité de fournir ce service suite à une indisponibilité du réseau de transport	Dans les cas d'indisponibilité ou d'inaptitude totale ou partielle d'un Groupe de Production ou d'une Entité de Réserve au Réglage de la fréquence ou au Réglage de la tension, liée directement à une Indisponibilité Fortuite ou Programmée du Réseau Public de Transport ou de Distribution, aucununes Indemnités, Abattement ou Pénalité au titre du Réglage de la Fréquence et du Réglage de la Tension n'est appliqué.	Cf. réponse en tête de chapitre.
EDF	1.8.2	L'indemnité ne devrait être appliquée pour toute indisponibilité du Réseau Public de Transport ou de Distribution.	(1.8.2) Dans les cas d'Indisponibilité ou d'inaptitude totale ou partielle d'une Entité de Réserve au Réglage de la Fréquence, liée directement à une Indisponibilité Fortuite du Réseau Public de Transport ou de Distribution, aucune Indemnité, au titre du Réglage de la Fréquence n'est appliquée.	Cf. réponse en tête de chapitre.
E.ON	1.8.2	Pas clair. Dans le 1er § on parle pour la fréquence de réseau amont, dans le 2nd § on parle pour la fréquence et la tension du RPT et du RPD sans préciser réseau amont ou évacuation,(cette notion existe elle pour le RPD ?)		Les indisponibilités de réseau n'ont aucune conséquence financière pour le réglage de la tension. La notion de réseau d'évacuation n'existe pas pour le RPD.

GRD	1.8.2	Les GRD remercient RTE de la prise en compte de la remarque formulée par ERDF en GT sur ce point.		Il semble qu'il y ait un malentendu sur le sujet car RTE n'a pas accepté la demande d'ERDF sur ce point. Cf. réponse en tête de chapitre.
EDF	2.10.1 et 3.1.4.4	Nous proporons de baser les indices de révision des prix sur les infices FSD1n-1 et FSD10 du mois de juillet et non du mois d'octobre, ce qui permettra de calculer les prix de l'année N dès le mois d'octobre de l'année N-1, au lieu d'attendre le mois de janvier de l'année N. Les prix valables en 2014 pourront être inclus directement dans la version des règles qui sera publiée après approbation CRE.	- FSD1n-1 est l'indice du mois de juillet de l'année n-1 des frais et services divers 1 publié par le Moniteur des TP et B, ou par toute autre revue spécialisée. FSD10 : Indice du mois de juillet 2013 des frais et services divers (= VALEUR A COMPLETER)	RTE ne retient pas la proposition d'EDF (incohérente avec les demandes antérieures). Le choix du mois d'octobre pour l'indice FSD1 de référence avait été retenu lors d'une précédente concertation à la demande des acteurs afin d'éviter des retards dans l'application des évolutions des indices. Revenir aux indices de juillet irait à l'encontre de cette demande.
E.ON	2.10.2	On en déduit que: si le responsable de réserve fournit plus que son obligation il est rémunéré pour l'éxcédent.		Non, en lisant la première phrase de l'article, ainsi que la formule, il s'avère que RTE ne peut pas rémunérer plus que l'obligation de réserve.
GDF SUEZ	2.9.2.2	Le Responsable de réserve ne devrait pas être pénalisé par une indisponibilité du réseau de Transport.	Lorsque le bilan de Réserve négatif résulte d'une Indisponibilité Fortuite de tout ou partie de l'Entité de Réserve, ou d'une Indisponibilité Fortuite du Réseau de Transport de l'Entité de Réserve, ou d'un apport hydraulique non maîtrisé par le responsable de Réserve, il n'y a pas d'indemnité due par le Responsable de	Cf. réponse en tête de chapitre.

			Réserve à RTE, sur la période séparant le début de l'indisponibilité et une heure après le Guichet de programmation immédiatement postérieur au début de l'indisponibilité.	
GRD	2.9.2.2	La notion de réseau d'évacuation est-elle adaptée au RPD ?		Le réseau d'évacuation est défini pour les sites d'injection RPT uniquement. Les indisponibilités du RPD ont été ajoutées dans les causes d'éligibilité à l'indisponibilité suspendue ou réduite.

5.12 Performances de réglage de la fréquence

Acteur	Référence	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
GRD	2.11	Il est à noter que le terme « contrôle de performance » est une notion issue de la réglementation de 2010 mise en œuvre par RTE pour les sites raccordés au RPT et par les GRD pour les sites raccordés au RPD. L'utilisation du même terme pour les besoins du mécanisme des services système peut prêter à confusion.		RTE partage le fait que ce terme a deux significations. Cependant, il est utilisé dans les contrats services système depuis de nombreuses années et RTE estime qu'il n'est pas nécessaire de le modifier.
GRD	2.11	**Qu'en est-il pour les sites raccordés au RPD dont les installations de comptage relèvent de la responsabilité du GRD concerné ?** Quel est le contrat via lequel RTE et le responsable de réserve se mettent d'accord		L'article a été modifié pour préciser que RTE utilise les données de comptage dont il dispose. Si nécessaire, dans le cadre d'une future concertation, RTE proposera une évolution des règles visant à pouvoir disposer des données de comptage des sites raccordés au RPD.

		sur la méthode ?		Concernant la seconde remarque, il n'existe pas de contrat spécifique. Il s'agit d'un accord entre les parties. Ce passage a d'ailleurs été modifié de telle manière à ce que le partage des coûts soit établi dans les règles et non dans le contrat spécifique entre les parties.
Energy Pool	2.11.1	Energy Pool souhaite noter l'importance pour un site de pouvoir participer à plusieurs types de réserves sur une même période de temps. Aussi le contrôle de performance devra tenir compte des activations réalisées par le site par ailleurs. Cette exigence repose sur le principe de l'égalité de traitement avec les sites de production. En effet, de même qu'un site de production peut participer simultanément à la R1-R2 et vendre des NEB en gré à gré ou via la bourse, un site de soutirage doit pouvoir participer à la R1-R2 et fournir des NEBEF (ou des services d'ajustement) à partir des capacités non employées pour fournir de la R1-R2.	**RTE contrôle la fourniture effective de la contribution du Responsable de Réserve au Réglage de la fréquence en tenant compte, pour les Sites de soutirage, des ajustements réalisés au titre du Mécanisme d'Ajustement ou d'effacements NEBEF.**	RTE propose d'autoriser la participation simultanée d'un site aux services système et au mécanisme d'ajustement ou au dispositif NEBEF. . Cependant, RTE rappelle avoir limité la participation d'un site de soutirage à une seule entité de réserve.
E.ON	2.11.2. 2.3.1	« Pour les Entités de Réserves constituées de Groupes de Production asservis à l'ouverture, cette condition s'applique au Gain moyen déclaré par le Responsable de Réserve » Nouveau ? Raison ? Signification ?		La proposition de règles a évolué afin de mieux préciser le traitement des groupes asservis à l'ouverture qui faisait l'objet de règles en partie implicites jusqu'à aujourd'hui. Cette remarque est en lien avec l'Annexe 4 qui précise : Pour les groupes de production dont la régulation est basée sur un asservissement à l'ouverture, la valeur fournie correspond au gain moyen. Le gain minimal utilisé pour calculer l'écart élémentaire du critère F3 doit être précisé dans la colonne

				dérogation.
CNR	2.11.2.2.3.2	Comme identifié lors du GT, RTE passe la période d'observation de 200h à 100h. Nous serons vigilant sur cette période à nos yeux très courtes pour des centrales fils de l'eau (4j) et vis-à-vis des conséquences qui peuvent avoir lieu sans avoir analyser sur une période de plus de 2 semaines. Nous souhaiterions que pour les centrales fil de l'eau la période soit au moins étalée sur 3 semaines.		La réduction de 200h à 100h permet un contrôle effectif des entités de réserve programmant peu souvent. RTE n'est pas favorable à l'introduction d'une distinction supplémentaire pour les installations fil de l'eau.
E.ON	2.11.2.2.3.2	Cette durée a été ramenée de 200 h à 100 h sans justification probante. Le faible nombre d'heures de fonctionement de certaines unités (thermiques) ne permet pas à l'exploitant de détecter précocement un écart et d'y apporter les mesures correctives	Faire une première Notification "informelle" d'écart sur les 100 premières heures et laisser une 2ème période de 100h pour permettre à l'exploitant de constater et corriger l'écart et en cas d'insuccès, Notifier alors formellement l'écart,	Cf. réponse ci-dessus. Les seuils d'alerte (qui sont en pourcentage des heures observées) sont conservés, et continueront de permettre à l'exploitant d'apporter des mesures correctives.
CNR	2.11.2.2.3.3	Nous ne comprenons pas pourquoi la part de réglage considérée comme indisponible ne soit pas identique à celle déclarée pour le réglage secondaire §2.11.2.3.1.3. Nous souhaiterions avoir le même type de contrôle-conséquence.		Les diagnostics portant sur la conformité du réglage secondaire sont plus précis que ceux portant sur le réglage primaire ce qui autorise une plus grande progressivité dans l'application du critère.
CNR	2.11.2.2.4.4	Conformément au contrôle demandé lors du raccordement et lors des contrôles périodiques, l'essai pour les groupes hydrauliques lors d'une variation de fréquence identique à celle générée par la		OK

		perte de 3000MW doit être fait pour le groupe et non l'entité de réserve complète. Une entité de réserve pouvant avoir plusieurs groupes.		
CNR	2.11.2.4.1	Vis-à-vis du 3ème paragraphe, il en est de même pour une fréquence qui reste égale, par exemple, à 50mHz pendant 1h (équivalent à 200mHz pendant 15 min), l'entité de réserve ne pourra pas être tenu de tenir plus car la quantité d'énergie utilisée dépasse les capacités contractuelles et peut arriver à dépasser des limites non conforme de sûreté et de sécurité de l'installation. Un descriptif dans ce paragraphe doit en faire cas. Sur le sujet de la fréquence, CNR est très vigilant depuis plusieurs années et a permis d'alerter les GRT sur la tendance nouvelle depuis 2 ans de fréquence longue durant plusieurs heure à des niveaux de plusieurs dizaines de mHz. CNR interprète ce souci comme une non action adaptée du réglage secondaire ou/et un réglage primaire non effectif dans les autres pays de la plaque continentale ou/et un manque de volume de réglage primaire et secondaire voire tertiaire ou/et un pb de gestion opérationnelle des GRT		Le critère préfiguré à l'article 2.11.2.4.1 n'est pas encore décliné. RTE a souhaité préciser au travers de cet article qu'il restait préoccupé par la gestion du stock d'énergie de réglage. RTE tient de plus à souligner que la gestion de l'énergie des écarts profonds et courts, ne sera pas forcément la même que les écarts faibles mais prolongés. RTE suit la qualité de la fréquence européenne, et fait ses meilleurs efforts, dans la limite de sa responsabilité, avec les autres GRT pour contribuer à la maintenir dans des plages acceptables.
E.ON	2.11.2.4.1	Ce n'est pas possible dans tous les cas. Exemple: pendant les montées et baisse de		L'article 2.11.2.4.1 a été amélioré en précisant que le contrôle ne s'effectue que dans les cas où la réserve est

		charge un groupe thermique ne peut pas fournir de réserves		programmée.
EDF	2.11.2.4.2	Il n'est pas acceptable qu'une défaillance de TM de 100 h sur 6 mois (soit 2% de défaillance) conduise à un taux de défaillance "contractuel" de 50%.	Le seuil de Notification de Défaillance de Réglage est de 100 heures de défaillance de la télémesure sur une période de 6 mois. La part de réglage considérée comme indisponible est **calculée comme le nombre d'heures de défaillance de la télémesure divisé par le nombre d'heures de la période.**	OK
GRD	2.11.4.1	Ce n'est pas le Responsable de Réserve qui est redevable de la réglementation citée mais le titulaire du contrat d'accès au réseau responsable des installations du site. Selon les GRD, il s'agit d'une règlementation qui relève de l'accès au réseau et non pas de l'accès au marché or il semble que RTE ne souhaite pas mélanger les deux aspects.		RTE partage le constat que la réglementation porte sur l'installation de production. RTE souhaite en effet distinguer dans la mesure du possible les questions relevant de l'accès au réseau, de celles relevant de l'accès au marché. Cependant dans ce cas précis, RTE analyse qu'il n'existe pas de solution relativement simple pour mettre en place cette séparation. Ainsi RTE propose que les règles services système soient le vecteur de l'application de cette réglementation. Ainsi, si le responsable de réserve et le titulaire de l'autorisation d'exploiter l'installation de production sont deux personnes différentes, elles pourront convenir dans leur contrat privé bilatéral, de prévoir les modalités de remise en conformité, en cohérence avec les dispositions des règles services système à ce sujet.
GDF SUEZ	2.11.6	Tout le process de défaillance / mise en conformité / abattement / pénalité ne s'applique qu'aux entités de réserve de type injection car pour les entités de réserve de type soutirage elles sont retirées du périmètre de réserve. A mentionner en		Seul la mise en conformité et les pénalités sont spécifiques aux EDR de type injection. Les EDR de type soutirage sont soumises aux notifications de défaillance et aux abattements.

		début de paragraphe pour clarifier le texte.		
POWEO PSSP	2.3 & 2.11	Poweo PSSP remarque un durcissement de certaines conditions techniques pour les groupes de production et souhaite indiquer à RTE que ces conditions commencent à atteindre les limites de ses actifs de production.		Les critères techniques n'ont pas été durcis : RTE ne comprend pas la remarque de POWEO PSSP
EDF	2.3.2.1	EDF rappelle que la contrainte de tenue de la réserve primaire pendant 15 minutes s'insère parfaitement dans le cadre des différents produits à disposition de RTE, la réserve rapide étant prévue pour prendre le relai passé ce délai ; et qu'une augmentation de cette exigence vers une tenue pendant 30 minutes, telle qu'elle est proposée dans le projet de code de réseau européen LFC-R, empêcherait de nombreux groupes de participer à la réserve primaire.	Sans objet	RTE devra appliquer le code réseau « LFC&R » à son entrée en vigueur.
EDF	2.3.2.1	La fiche RTE 14 ou la fiche réglage primaire de fréquence du chapitre 8 de la DTR ne proposent pas exactement le même comportement en réglage à la hausse ou à la baisse en fonction de la valeur de la RP déclarée.	Les performances de réponse en sur fréquence doivent être identiques à celles en sous fréquence, telles que décrites ci-dessus **pour la RP déclarée.**	Ces performances sont associées au produit contractualisé dans le cadre des règles qui est un réglage permanent en situation normale. La DTR précise des capacités constructives nécessaires à la sûreté qui sont sollicitées en régime normal et exceptionnel.
EDF	2.3.2.1	« La valeur du gain doit d'autre part être modifiable. » Cette exigence ne s'applique qu'aux groupes relevant de l'arrêté raccordement	**Pour les groupes de production relevant de l'arrêté raccordement 2003 ou 2008,** la valeur du gain doit d'autre part être modifiable.	La phrase a été supprimée.

		2003 ou 2008.		
CNR	Document d'accompagnement §2.2.8	Nous souhaiterions qu'il y ait un certain encadrement (en adéquation avec les "obligés") sur la "facilité" des sites de soutirage de se retirer dès notification de défaillance de réglage et sans pénalités particulières puis de revenir à leur convenance. Il nous semble utile avant leur retour qu'ils aient une nouvelle durée de préqualification (sans rémunération) assez longue et une contrainte/pénalités plus fortes en cas de récidives constantes.		RTE analyse que la perte du certificat d'aptitude pour une EDR de type soutirage devrait être dissuasive pour les responsables de réserve, puisque ceux-ci devraient alors initier une nouvelle demande de certification. Si le retour d'expérience montre une utilisation abusive de cette disposition, une solution alternative devra être étudiée, dans le cadre du processus de révision des règles.
CNR		CNR analyse la proposition dans le code de réseau Européen LFCR d'une tenue de la réserve primaire pendant 30min au lieu de 15 min comme non justifiée et modifiant toute la structure cohérente des diférents remparts primaire-secondaire-tertiaire prévu pour l'équilibrage. Le réglage secondaire prenant le relai au bout de quelque minutes et historiquement le réglage primaire avait un objectif de tenue de 5 min seulement. Historiquement, une garantie technique particulière a été apportée par chaque groupe suivant la catégorie de réglage. Cette modification si elle aurait lieu n'est pas tolérable et, prise rapidement en quelques jours sans explication détaillée ne peut que cacher quelque chose d'autre : pb sur le réglage		cf. réponse apportée précédemment au retour d'EDF.

		secondaire et concertation entre GRT, manque de volume réel, pb de certain pays... ? Cette modification aurait des conséquences très importantes dont celle d'empêcher de nombreux groupes, aptes à ce jour, de participer au réglage primaire et donc de fait d'augmenter les couts des services système. Par ailleurs les investissements et charges que nous avons eu récemment régulièrement et en maintenance afin de maintenir la capacité à fournir le service et à l'optimiser suivant les contraintes RTE auront été des actions en pures pertes.		
CNR		CNR sera vigilante à ce que le contrôle et les conséquences pour les sites de soutirage soient du même ordre que ceux pour les groupes de production.		RTE y sera aussi vigilant afin de ne pas créer de discrimination ou de distorsion de marché.
EDF		Enfin, EDF sera particulièrement vigilante au cours de la concertation relative à la DTR à ce que l'application des critères pour les contrôles périodiques ne conduise pas de facto à un durcissement des performances exigées pour les groupes de production aujourd'hui aptes.		RTE prend note de cette remarque qui s'applique à une consultation d'un texte de la DTR menée parallèlement à la consultation des règles.
GRD		Il est précisé à l'article 2.11.1, relatif au contrôle de performances, du projet de règles services système mis en consultation que RTE utilise notamment des informations obtenues à partir des		cf. réponse apportée précédemment.

		comptages. Qu'en est-il pour les sites raccordés au RPD dont les installations de comptage relèvent de la responsabilité du GRD concerné ?		
GRD		Il est à noter que le terme « contrôle de performance » est une notion issue de la réglementation de 2010 mise en oeuvre par RTE pour les sites raccordés au RPT et par les GRD pour les sites raccordés au RPD. L'utilisation du même terme pour les besoins du mécanisme des services système peut prêter à confusion.		cf. réponse apportée précédemment.

5.13 Facturation

Acteur	Référence	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
CNR	2.12.1.3	La transmission de données à effectuer au plus tard le mardi de la semaine S+1 est trop tôt et n'est pas possible opérationnellement. Ce sujet n'a pas été discuté en GT et vient d'être observé dans cette version du document. Nous souhaitons comme pour tous les échanges de flux effectués pour reporting entre RTE et les acteurs que celui-ci soit mensuel. Nous vous proposons d'émettre les données au plus tard le 2ème lundi du mois M+1 sachant que RTE envoie les données provisoires le 3ème lundi M+1.		Ce sujet a fait l'objet d'un échange lors de la réunion du groupe de travail du 04/09/2013, dont voici un extrait du compte rendu provisoire : Concernant la détermination des gains des EDR multi groupes pour le calcul de l'énergie de la réserve primaire, RTE a proposé l'approximation suivante : « tout groupe injectant de la puissance active, faisant partie d'une EDR multi groupe programmée en réglage primaire, peut être considéré en réglage primaire ». Seul CNR indique que le recours à l'approximation proposée par RTE n'est pas acceptable. Les participants du GT étudient différentes alternatives et

				conviennent finalement : - qu'une colonne supplémentaire à l'annexe 4 sera rajoutée afin de préciser si le gain de l'entité de réserve multi-groupe (ou multi-site) est fixe ou variable, pour le calcul de l'énergie de la réserve primaire. Pour les entités de réserve à gain fixe, le responsable de réserve n'envoie pas de données. - du retour à la formulation proposée dans la version du jeu de règles pour la consultation publique, à savoir la transmission hebdomadaire par le responsable de réserve d'une chronique de booléens indiquant le caractère « en réglage primaire » de chaque groupe d'une EDR à gain variable, pour le calcul de l'énergie de la réserve primaire. Les participants conviennent que ces valeurs seront au pas demi-horaire. En cas d'absence de données, RTE considèrera des valeurs par défaut (valeur 1 a priori).
E.ON	2.12.1.3	Par sécurité envoyer les données consolidées systématiquement		OK
E.ON	3.1.5.3	Par sécurité envoyer les données consolidées systématiquement		OK
CNR	Document d'accompagnement	Nous ne sommes pas satisfait de la non prise en compte par RTE de l'amélioration de la fluidité du processus de facturation. En effet nous souhaitions qu'une fois que les chiffres soient validés, ceux-ci puissent		RTE rappelle le lien entre le processus de facturation du mécanisme d'ajustement et le processus de facturation des services système. Les deux processus reposent sur une validation commune des données. RTE rappelle être opposé à une gestion séparée des timings de facturation

	§2.2.7	être facturés. Le processus proposé n'est pas modifié et une semaine de plus est ajouté avant de pouvoir facturer. Il faudra donc faire attendre 3 semaines le circuit de gestion avant de pouvoir faire facturer des données validées.		entre les acteurs n'ayant pas fait de réclamations et les acteurs en ayant fait. La modification du délai de facturation introduit par RTE repose sur la nécessité de laisser au moins une semaine à RTE pour étudier les modifications des données provisoires des acteurs, ce qui n'était pas toujours le cas avec le processus des modèles de contrats services système actuels.

5.14 Indicateurs

RTE a conscience de l'impact financier sur les acteurs de marché lorsque le niveau de téléréglage ou la fréquence, ne sont pas centrés au pas de règlement des écarts. RTE ne peut cependant assumer seul la responsabilité du décentrage de ces grandeurs. En effet, la fréquence est une donnée commune à la zone continentale synchrone ; RTE travaille au sein d'ENSTO-E à la qualité de la fréquence. Le niveau de réserve secondaire est, quant à lui, la résultante entre le bouclage des responsables d'équilibre, l'action du réglage primaire dans la zone continentale synchrone et les ordres passés par RTE dans le cadre du mécanisme d'ajustement. Dans la mesure où le code réseau *Load Frequency Control and Reserves*, prévoit à court terme la publication de nombreux indicateurs de réglage, RTE préfère que la publication des données demandées par les acteurs de marché s'effectue dans ce cadre, de telle manière à ne pas dupliquer les développements du système d'information.

De manière à répondre aux différentes demandes des acteurs de marché :

- RTE accepte de reconduire dans la proposition de règles services système la clause actuelle du contrat services système EDF-RTE, déterminant un seuil de retour d'expérience associé à la moyenne mensuelle du niveau de téléréglage inférieure à -0.12. Cette clause a été insérée à l'article 1.8 des règles concernant les modalités du retour d'expérience.
- RTE publiera (d'ici le 01/10/2014) les données de fréquence au pas 10 secondes sur son site internet.

Acteur	Référence	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
EDF	1.6	En plus des valeurs et pentes de variation du signal RST (k), par point pilote, EDF	A la demande du Participant, un retour d'expérience annuel **sur chacun des élements**	Concernant les dépassements des limites de tension définies dans la DTR, RTE estime que les indicateurs

		souhaite un REX régulier sur les éléments suivants : - nombre et explication des dépassements de limites de tension haute et basse définies dans la DTR, - moyennes mensuelles du niveau de téléréglage N.	**suivants** est effectué par RTE et présenté au Participant : - valeurs et pentes de variation du signal RST (k), par point pilote, **- nombre et explication des dépassements de limites de tension haute et basse définies dans la DTR,** **- moyennes mensuelles du niveau de téléréglage N.**	associés n'ont pas leur place dans les règles services système, qui concernent les conditions techniques et financières d'acquisition des services système. RTE rappelle sa disponibilité vis-à-vis des acteurs pour l'étude de cas de dépassement précis. Cf. réponse en tête de chapitre concernant le niveau de téléréglage.
EDF	2.12.1.2	Afin de donner aux Responsables d'Equilibre les moyens d'avoir un périmètre le plus équilibré possible, RTE doit lui fournir au plus proche possible du temps réel les données nécessaires pour réajuster ses prévisions de consommations en fonction du réalisé.	Afin de donner aux Responsables d'Equilibre les moyens d'avoir un périmètre le plus équilibré possible, RTE fournit le plus proche possible du temps réel les données suivantes : *Par publication sur son site web : - la fréquence au pas 10 secondes, - le niveau de téléréglage N au pas 10 secondes, - le total de l'énergie primaire et secondaire sollicitée sur les ESSY de type injection, sur les ESSY de type soutirage, au pas 30 minutes. *Par transmission au Responsable d'Equilibre des Sites de Soutirages appartenant à une Entité de Réserve, le total de l'énergie primaire et secondaire sollicitée sur les ESSY de type soutirage de son périmètre de Responsable d'Equilibre.	Le Responsable de Réserve est en mesure de disposer des données de fréquence et de niveau puisqu'il les reçoit. RTE a apporté des éléments de réponse à cette demande en tête de chapitre. RTE n'est pas favorable au fait que les responsables d'équilibre soient informés des énergies de réglage activés sur les sites de soutirage qui leur sont rattachés, étant donné le volume limité d'énergie de réglage des services système.
EDF	2.4.5	EDF demande : - que l'objectif d'un niveau moyen du signal de téléréglage à zéro en moyenne soit	**2.4.5 Données transmises par RTE** (SUPPRIMER "sur le dispositif de calcul des Obligations de Réserve")	Cf. réponses en tête de chapitre. Un responsable de réserve est actuellement en mesure de calculer les indicateurs qui lui semblent pertinents à

		expicitement précisé dans les règles, et que RTE transmettre trimestriellement la niveau moyen mensuel à l'ensemble des acteurs. - les indicateurs complémentaires suivants : Area Control Error du RSFP (demandé par le code LFCR) ; fréquence d'utilisation de la pente 133 s. EDF souhaite que les indicateurs du code LFCR soient repris le plus tôt possible dans les règles SSY.	**Ajouter les indicateurs suivants : - Le niveau moyen mensuel du signal de téléréglage N, qui doit rester proche de zéro ; - ACE du RSFP tel que décrit dans le code LFCR ; - nombre mensuel d'activations de la pente 133s.**	partir des données de fréquence et de niveau qu'il reçoit. Les indicateurs prévus par le code « LFC&R » seront mis en peuvre à l'horizon de la date d'entrée en vigueur du code « LFC&R ». RTE estime que ces indicateurs n'auront alors pas leur place dans les règles services système, puisqu'elles concernent les conditions techniques et financières d'acquisition des réserves primaires et secondaires, et non la qualité de réglage de l'ensemble des acteurs français. Enfin, concernant le nombre d'activations de la pente rapide, RTE estime que de telles dispositions n'ont pas non plus leur place dans les règles services système, puisque cette exigence n'est pas décrite dans la proposition de règles services système, mais uniquement dans la DTR.
CNR		Nous souhaitons la création d'indicateurs sur la fréquence. RTE nous a signalé que ceux ci seront étudiés en relation avec les codes réseau européens. Nous souhaitons ne pas attendre 2016 pour des résultats et demandont à RTE de porter ou mettre en place ceux-ci. Notre demande : indicateurs de suivi de la fréquence : 1) moyenne de la fréquence au pas 30 min (qui est maintenant différente de 50Hz avec impact pour le producteur) 2) durée de retour de la moyenne de fréquence à 50Hz		Cf. réponse en tête de chapitre. Chaque responsable de réserve est capable de mesurer la valeur de la fréquence et de calculer les indicateurs qui lui semblent pertinents. Concernant le délai de publication des indicateurs prévus par le code « LFC&R », cf. réponse en tête de chapitre.
EDF		EDF demande à nouveau que l'objectif d'un niveau mensuel moyen du signal de		Un responsable de réserve est actuellement en mesure de calculer les indicateurs qui lui semblent pertinents à

		téléréglage à zéro soit explicitement précisé dans les règles. Un niveau négatif est plus coûteux pour le système, puisqu'il sollicite une baisse uniforme d'un nombre conséquent de groupes quels que soient leurs coûts respectifs, baisse potentiellement compensée par une offre à la hausse sur le MA selon la préséance économique. D'autre part, seul un niveau nul en moyenne permet de justifier le fait que le prix régulé de l'énergie en niveau N positif soit égal au prix régulé de l'énergie en niveau N négatif. EDF demande que RTE transmette trimestriellement le niveau moyen du signal de téléréglage à la CRE et à l'ensemble des participants.		partir des données de fréquence et de niveau qu'il reçoit. Ce responsable de réserve pourra alerter RTE, les autres responsables de réserves ou la CRE s'il estime que ces indicateurs révèlent un problème.

5.15 Calendrier de mise en œuvre des nouvelles dispositions

Acteur	Référence	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
GRD	1.6	Les évolutions à venir de ces règles doivent tenir compte du retour d'expérience relatif aux sites raccordés au RPD étudié en collaboration avec les GRD concernés.	RTE organisera une réunion dans le cadre de la CAM au moins une fois par an, à laquelle tous les Participants et les GRD pourront participer. Cette réunion devra permettre entres autres un retour d'expérience. Pour ce qui concerne la participation des sites raccordés au RPD, le retour d'expérience est établi en collaboration avec les GRD	Afin de tenir compte de ce commentaire, la proposition de règles prévoit que les participants et les membres de la CAM peuvent participer à la réunion. Le retour d'expérience ciblé par l'article englobe la totalité des règles services système, et donc la participation des groupes RPD. RTE ne souhaite pas préciser à ce niveau général des règles ce point précis.

			concernés.	
Energy Pool	1.4.2	Obligation de révision des Règles pour l'entrée des Sites de soutirage à compter de juillet 2014.	**RTE s'engage à ouvrir une concertation relative à la certifcation d'aptitude des EDR de type soutirage au minimum trois mois avant l'entrée effective des sites de soutirage aux réserves primaires et secondaires prévue au 1er juillet 2014.**	OK
POWEO PSSP	2.13.2	Poweo PSSP souhaite que le dispositif de NER soit mis en place le plus rapidement possible et demande à RTE de préciser le calendrier de mise en place de manière plus précise.		Comme indiqué au paragraphe 2.2.9 du document d'accompagnement, RTE fait ses meilleurs efforts pour proposer le dispositif de NER le plus tôt possible avant le 1er janvier 2015. Une anticipation de trois mois est actuellement visée par RTE. RTE communiquera des informations sur ce sujet à l'automne 2013
Energy Pool	2.13.4	Conscients que la participation aux réserves primaire et secondaire de la demande est une nouveauté en France, Energy Pool considère que la limite fixée à 50 MW pour la participation des Sites de soutirage aux Réserves primaires et secondaires est trop basse et propose une limite par produit (50 MW pour la RP et 50 MW pour la RS). Par ailleurs, Energy Pool demande qu'il soit précisé dans le corps du texte que le seuil limite sera supprimé à partir du 1er janvier 2015.	[…] - la somme des capacités maximales de Réglage Primaire des Entités de réserve de type soutirage ne pourra dépasser 50 MW, **tout comme la somme des Capacités maximales de Réglage Secondaire**. RTE ne délivrera pas de Certificat d'Aptitude une fois ce seuil atteint **par type de réserve**. Cette contrainte sera allouée selon le principe du premier arrivée, premier servi. **A partir du 1er janvier 2015, le seuil limite de participation des sites de soutirage sera supprimé.**	RTE estime que la limite ne pourra être supprimée que si l'expérimentation de la participation des sites de soutirage est concluante, en particulier concernant la contrôlabilité des sites. De manière à répondre à la demande d'Energy Pool RTE a augmenté le seuil de 50 MW à 80 MW (40 MW par type de réserve). Ce seuil pourra être réinterrogé (maintien, augmentation, suppression) à l'issue de cette première phase expérimentale. RTE estime que le recours à un seuil (fixé à environ 7% des volumes de services système) est nécessaire tant que des méthodes de contrôle des performances adaptées aux sites de soutirage n'auront pas été définies et testées.

				Enfin, RTE a rajouté une limite de 20 MW par acteur et par type de réserve, de telle manière à éviter qu'un acteur ne « prenne » tout le quota, ne laissant pas la possibilité à d'autres acteurs de participer à la phase expérimentale de participation aux services systèmes.
GRD	2.13.4	A ce jour aucun site (tant en injection qu'en soutirage) raccordé au RPD ne contribue aux services système, il n'existe donc pas de retour d'expérience en la matière. Aussi, les règles liées à la création d'un marché des réserves primaire et secondaire devraient laisser place à un apprentissage selon un cadre permettant des dispositions progressives pour les sites raccordés au RPD. Les évolutions à venir de ces règles doivent tenir compte du retour d'expérience relatif aux sites raccordés au RPD étudié en collaboration avec les GRD concernés. D'ailleurs à ce stade, les règles proposées ne devraient être qu'expérimentales conformément à la demande de la CRE concernant «l'élaboration d'un mécanisme expérimental alternatif».	Compte tenu de l'absence de retour d'expérience sur la participation de sites raccordés au RPD, il conviendra de tenir compte d'un retour d'expérience, réalisé avec le concours des GRD concernés, dans les phases ultérieures de révision des présentes règles. Celles-ci intégreront les travaux du GT de la CAM, transverse aux mécanismes de marché, relatif à la participation des capacités raccordés au RPD aux mécanismes de marché. RTE et les GRD concernés s'échangent toutes informations utiles pour l'établissement de ce retour d'expérience. RTE doit étudier les conditions de participation des Sites de soutirage raccordés au RPD, en collaboration avec les GRD, au plus tard 6 mois après la participation du premier Site de Soutirage. Dans un premier temps, cette participation sera limitée en volume.	RTE partage la nécessité que l'instruction de la participation des sites de soutirage raccordés au RPD se fasse en lien avec les GRD et les acteurs concernés. L'article 2.13.4 a été modifié en ce sens. Cependant RTE ne souhaite pas se prononcer précisément sur ce sujet, avant leur étude.
POWEO PSSP	2.13.5	Poweo PSSP souhaite de la même manière que la prise en compte de l'énergie de réglage primaire dans le périmètre des responsables d'équilibre se fasse le plus rapidement possible		La modification du SI de RTE pour prendre en compte l'énergie de la réserve primaire est conséquente (dispositif de calcul des écarts des RE, publication et facturation). Les premiers échanges dans le cadre du groupe de travail services système prévoyaient une mise

				en place au 1er juillet 2014. Après une étude plus approfondie (en particulier suite au constat partagé de la nécessité de prendre en compte des gains par groupes et non par entité de réserve), il s'avère que la date du 1er juillet 2014 était trop optimiste. Ainsi RTE estime être en mesure de mettre en œuvre cette disposition pour le 1er octobre 2014.
CNR	2.13.7	Le retour d'expérience devra contenir également une analyse sur le processus opératoires et les éventuels freins		OK, cependant ce sont les acteurs qui devront fournir les éléments relatifs à leurs processus opérationnels. L'article 2.13.7 a été modifié en ce sens.
CNR	Document d'accompagnement §2.2.9	Afin de préparer les spécifications d'outils, les charges et les budgets nous souhaiterions posséder les spécifications pour les notifications d'échange de réserve pour fin octobre 2013		RTE communiquera ces éléments dans les plus brefs délais au groupe de travail, à l'automne 2013.
GDF SUEZ		GDF SUEZ regrette que des discussions qui ont débuté en 2011, n'aboutissent à une réalité opérationnelle qu'en 2015. Le sujet des services système n'est pas nouveau et des demandes ont déjà été effectuées à plusieurs reprise.		Les discussions concernant le mode d'acquisition des services système par RTE, ainsi que leurs modalités de financement ont débuté aux débuts des années 2000 avec les premiers contrats services système. L'industrialisation du dispositif d'échange de réserve entre acteurs et les discussions visant à la mise en place d'un marché secondaire organisé sont le fruit de plusieurs années de travail, et représentent une réelle opportunité d'optimisation du système électrique français dans son ensemble.
Direct Ener		Direct Energie considère les délais proposés par RTE pour cette expérimentation comme excessifs (notamment les NER au 1er janvier		Concernant la conformité avec le code réseau relatif à l'équilibrage, RTE a apporté une réponse dans le chapitre 5.1.

gie		2015 et le marché organisé par la suite). Il s'agit d'un mécanisme expérimental qui ne pourra pas être considéré comme conforme au futur Code Réseau Européen. Il serait peut-être plus judicieux, si les délais de mise en oeuvre par RTE sont confirmés, de commencer à réfléchir aux mécanismes de marché cibles et conformes à la future réglementation européenne.		Concernant le délai de mise en œuvre des NER, RTE a apporté une réponse au commentaire de Poweo PSSP ci-dessus.
Statkraft		Le calendrier prévoyant une mise en oeuvre d'un marché secondaire (cf 2.2.9) aux alentours du 1e janvier 2015. Cette échéance nous semble trop lointaine pour la mise en place d'un mécanisme uniquement temporaire et non conforme au futur Code Réseau Européen sur l'Equilibre électrique. Ce temps pourrait être mis à profit pour approfondir les réflexions sur des mécanismes alternatifs.		Concernant la conformité avec le code réseau relatif à l'équilibrage, RTE a apporté une réponse dans le chapitre 5.1. Concernant le délai de mise en œuvre des NER, RTE a apporté une réponse au commentaire de Poweo PSSP ci-dessus. Concernant l'opportunité de mettre à profit le délai pour étudier plus en détail le mécanisme de Statkraft, RTE estime que les réunions du groupe de travail ont permis d'étudier le mécanisme en question.

5.16 Réglage de la tension

Acteur	Référence	Commentaire	Proposition de l'acteur	Réponse de RTE
GDF SUEZ	3.1.3.1	Ajout du cas où les groupes de Production ont été retirés du périmètre de programmation après un arret longue durée	- Raccordement d'un nouveau Groupe de Production, Retour en exploitation d'un groupe de production après un arret longue	OK

			durée tel que définit à l'article 3.1.7.3.5	
GRD	3	Les GRD se félicitent de la non contribution des sites raccordés au RPD au réglage de la tension car cela aurait posé des questions majeures vis-à-vis de la responsabilité des GRD sur la gestion du RPD en raison du caractère local de la grandeur tension. Il conviendrait d'indiquer clairement que les sites concernés par cette partie des règles sont les sites raccordés au RPT.		OK
EDF	3.1.3.2	EDF s'interoge sur la **non-rémunération d'un groupe hors RST** mais pour lequel RTE demande une modification de la consigne de tension sur des durées non négligeables. Un tel fonctionnement conduit à avoir une valeur moyenne de puissance réactive fournie ou absorbée très nettement différente de 0. Ceci constitue bien un **service fourni par le producteur à RTE,** et a un réel coût pour le producteur, mais ce service n'est **actuellement rémunéré par aucun mécanisme.**	EDF souhaite que ce point soit abordé au cours d'un prochaine concertation sur les règles SSY.	La part variable de la rémunération intègre le coût des pertes supplémentaires occasionnées par le réglage de la tension. Il existe donc déjà un mécanisme de rémunération prévu pour ce phénomène. D'autre part, RTE ne constate pas d'utilisation plus intensive de cette clause de modification de consigne par rapport aux pratiques en cours lorsque le prix de la part variable avait été établi (rappelons de plus que ces modifications de consigne ont par définition un caractère exceptionnel et donc un impact négligeable sur les pertes moyennes occasionnées par le réglage de la tension pris en compte dans la part variable). Pour ces raisons, RTE considère qu'il n'est pas utile de traiter plus en détail ce point particulier.
CNR	3.1.3.2 et 3.1.5.1	CNR demande à RTE de transmettre en reporting mensuel les dates/heures des éventuelles demandes exceptionnelles faites par RTE (enlèvement du RST, modification de la consigne de tension, ...)		Les producteurs disposent déjà de ces informations (toute demande de changement de point de consigne lui est transmise selon les modalités prévues dans la convention d'exploitation). RTE considère que les coûts associés à la mise en place d'un tel récapitulatif mensuel

				sont très largement supérieurs à la plus-value apportée aux producteurs.
EDF	3.1.5.1	EDF souhaite que l'ensemble des **modifications de formats** de fichiers soit notifiée par RTE avec un **préavis de 3 mois,** y compris lorsque ces modifications apparaissent dans les Règles SI.	(3.1.5.1) En cas de changement de la liste ou des formats des données transmises dans le cadre du traitement a posteriori, RTE communique les modifications au Responsable de Programmation au **minimum 3 mois** avant la mise en place du fichier concerné. + (2.6.5) Les formats spécifiques des chroniques dans ces cas précis sont spécifiés dans les Règles SI, **au minimum 3 mois avant la mise en place du fichier concerné.**	OK
EDF	3.1.7	Ce chapitre ne contient aucune mention à une défaillance de la télémesure, contrairement au chapitre fréquence. Nous en déduisons qu'une défaillance de la télémesure n'a pas d'impact contractuel sur le contrôle des performances en tension.	sans objet	il s'agit d'une omission dans la version proposée à la consultation. RTE a introduit un article équivalent pour la tension.
EDF	3.1.7.3.4.1	Reconduction du paragraphe sur partie fréquence (2.11.4.3.1) en partie tension (3.1.7.3.4.1). EDF rappelle que l'enjeu principal de cette mesure réside sur la tension et non sur la fréquence.	Ajouter : **Si le Responsable de Réserve constate la persistance de la Défaillance de Réglage à l'issue des travaux de Mise en Conformité, alors que les causes préalablement identifiées ont été traitées, et pour une cause indépendante de celles-ci, le Responsable de Réserve Notifie à RTE d'une part la Mise en Conformité de la première Défaillance de Réglage, et d'autre part une nouvelle Défaillance de Réglage**	RTE est conscient des difficultés parfois rencontrées par les producteurs pour identifier les causes des défaillances et s'engager sur une date de mise en conformité. En conséquence RTE propose d'expérimenter les dispositions proposées par EDF et les introduit dans la proposition de règles. RTE remarque néanmoins que cette disposition transforme partiellement l'obligation de résultat prévue initialement dans le contrat en obligation de moyens. Il s'agit d'une évolution de principe importante dont les conséquences devront être évaluées soigneusement à

			indépendante de la première.	l'issue d'une période d'application de ces dispositions. RTE procédera avec les producteurs à un retour d'expérience sur l'application de ces dispositions dans le cadre des prochaines évolutions des règles.
CNR	3.1.7.3.3.3	Intégrer à l'identique le dernier paragraphe inséré en §2.11.4.3.1 sur la fréquence "si le responsable de réserve constante la persistance…..s'appliquent"		Cf. réponse ci-dessus.
EDF	3.1.7.5.1	Conformément au document d'accompagnement, cette **mesure doit être limitée** aux installations de production que le producteur décide de **retirer de l'exploitation** pendant des périodes de quelques mois à quelques années. Nous demandons que ce point soit précisé dans les règles.	**Si le producteur a décidé de retirer de l'exploitation l'installation de production pendant une période de quelques mois à quelques années, et** si le cumul des Indisponibilités Programmées et des Indisponibilités Fortuites au cours d'une année civile dépasse un seuil égal à DT jours calendaires, la rémunération de la part fixe est suspendue pour le nombre de jours dépassant ce seuil.	L'objectif de cette clause est de dissuader un producteur de dissimuler un retrait temporaire d'exploitation afin de continuer à bénéficier de la rémunération de la prime fixe. Lier l'application de cette clause à une déclaration préalable du producteur lui ôterait toute efficacité.
EDF	3.1.7.5.1	La période de prolongation d'arrêt doit être intégrée pour les groupes de production thermique à flamme comme pour les groupes de production nucléaire, car lors de visites importantes ces périodes de prolongation peuvent être non négligeables.	(3,1,7,5,1) Le seuil d'indisponibilité D est fixé à 60 jours calendaires à l'exception des cas d'Indisponibilité Programmée supérieure à 60 jours et relevant des cas particuliers précisés ci-après. Dans ces derniers cas, D est égal à la durée prévisionnelle des travaux programmés déclarée au Planning de Référence en vigueur au début de l'arrêt (intégrant la prolongation d'arrêt annoncée pour les Groupes de Production Nucléaire **et pour les Groupes de**	La prise en compte de la période de prolongation d'arrêt pour les groupes thermique n'était pas prévue pour le calcul du seuil D dans les versions précédentes des contrats. De plus ce point n'a pas été évoqué dans le cadre du groupe de concertation. RTE propose de reporter la discussion de ce point à la phase de concertation de la prochaine version des règles.

			Production thermique à flamme, et la période d'essai pour les Groupes de Production thermique à flamme).	
CNR	3.1.7.5.1	Avant dernier paragraphe ajouter "groupe hydraulique" à "…(intégrant la prolongation d'arrêt annoncée pour les groupes de production nucléaire, et la période d'essai pour les groupes de production thermique à flamme et hydraulique)". En effet, dans les planning de la gestion prévisionnelle transmis à RTE les phases d'essais suite à l'indispo et avant démarrage sont signalés séparément.		La prise en compte de la période d'essais pour les groupes hydrauliques n'était pas prévue pour le calcul du seuil D dans les versions précédentes des contrats. De plus ce point n'a pas été évoqué dans le cadre du groupe de travail. RTE propose de reporter la discussion de ce point à la phase de concertation de la prochaine version des règles.
EDF	3.1.7.5.2	Dans le but d'éviter des futures contestations, nous souhaitons voir précisé le traitement de la période entre la date prévisionnelle de mise en conformité et la date de fin d'indisponibilité d'un groupe de production (cf remarque sur l'article.	- **pendant la période d'indisponibilité la mise en conformité est réputée effectuée à la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité :** si la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité de la performance défaillante est postérieure à la date de début d'Indisponibilité du Groupe de Production, l'Abattement prévu dans l'Article 3.1.7.4.3 continue de s'appliquer jusqu'à la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité, **au delà de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité l'Abattement ne s'applique plus ;** **- si à la fin de l'indisponibilité la performance est toujours défaillante, les pénalités s'appliquent entre la date de fin d'indisponibilité et la date de notification de mise en conformité.**	OK

EDF	3.2.2	EDF est **opposée à toute baisse de la rémunération,** à conditions de fourniture des SSY inchangées.	Reprise des conditions du contrat 2011-2013.	La proposition de règles précise le principe de cette rémunération : la rémunération des coûts spécifiques est calculée sur la base d'un prix de remboursement de l'énergie active soutirée. Le maintien des prix du contrat précédent est contraire à ce principe à partir du moment où les prix de l'énergie ont varié fortement depuis son établissement. Une actualisation est nécessaire. Pour rendre le dispositif moins rigide, RTE propose que la réactualisation soit faite annuellement et non pas une fois pour toute pour l'ensemble du contrat.
EDF	3.2.2	EDF demande que la part variable de la rémunération des coûts spécifiques liés à la fonction compensation synchrone fasse l'objet d'une réactualisation chaque année, en fonction des prix forward des années suivantes.	La rémunération des coûts spécifiques est calculée sur la base d'un prix de remboursement de l'énergie active soutirée égal **pour l'année 2014** à 47,3 €/MWh pour les groupes hydrauliques et à 57,6 €/MWh pour les groupes thermiques. (...) **La rémunération des coûts spécifiques de l'année N est calculée par RTE le 30 novembre de l'année N-1 sur la base d'un prix de remboursement de l'énergie active soutirée fonction de la moyenne des prix à terme France pour les années N à N+2 avec, pour les groupes de production hydrauliques, une pondération égale à 33% du prix pointe et 66% prix base ; et pour les groupes de production thermiques, une pondération égale à 100% du prix pointe.**	En complément de la réponse au commentaire précédent, le principe proposé par EDF est accepté. La rémunération sera basée sur la formule proposée par EDF. RTE a rajouté cependant une clause pour le cas spécifique d'un groupe de production dont le profil de fonctionnement heures pleines / heures creuses s'écarterait sensiblement des pourcentages standards.

EDF	3.2.3.1 et 3.2.3.2	Les délais proposés dans les règles semblent trop serrés pour être opérationnellement réalisables. Nous souhaitons décaler d'un mois le processus de décompte et de facturation compensation synchrone par rapport à la proposition des règles.	(3.2.3.1) Données à adresser à RTE Le Responsable de Programmation transmet à RTE, par messagerie électronique, au plus tard le 3ème lundi des mois de **février, mai, aout et novembre** les durées de fonctionnement en compensateur synchrone réellement constatées sur le trimestre précédent pour les Groupes de Production mentionnés dans l'Annexe 6. 3.2.3.2 Données à adresser au Responsable de Programmation RTE transmet au Responsable de Programmation, par messagerie électronique, les données de calcul de la rémunération spécifique aux compensateurs synchrones pour le trimestre M à M+2 au plus tard le 3ème lundi du mois **M+5.**	OK
EDF	3.2.5.2	Nous demandons que les règles de non cumul spécifiques à la fonction compensateur synchrone, existantes dans le contrat actuel, soient reconduites dans les règles. Ces règles de non cumul précisent le traitement d'un cas simultané de défaillance compensateur synchrone avec une indisponibilité longue, et restent indispensables pour préciser le traitement de ces cas et éviter de futures contestations. Ces règles de non cumul ont d'ailleurs bien été reprises à l'identique	Reprendre en totalité l'article 7.4.5 du contrat de services système actuel. + préciser le traitement de la période entre la date prévisionnelle de mise en conformité et la date de fin d'indisponibilité d'un groupe de production (cf remarque sur l'article 3.1.7.5.2).	Par erreur le texte proposé à la consultation ne reflète pas totalement la proposition de RTE. En particulier, les dispositions relatives à l'abattement ont été maintenues par erreur alors qu'elles doivent être supprimées. En effet, la rémunération est déjà ajustée sur le service réellement rendu (heures réelles d'utilisation) et cette disposition n'a plus lieu d'être. En conséquence, les règles de non cumul disparaissent en dehors du cas de la coïncidence d'un régime de pénalité et d'une indisponibilité. Le texte a été corrigé sur ces deux points

		dans la partie tension.		
EDF		EDF est vivement opposée à toute augmentation du niveau de pénalité et à tout allongement de la typologie d'événements conduisant à une baisse de la rémunération des services, ainsi qu'à tout durcissement des conditions techniques sans augmentation de rémunération. En particulier, EDF s'oppose à la diminution de la rémunération de la part variable de la compensation synchrone proposée par RTE, ainsi qu'à la mise en place de la mesure relative au cumul des indisponibilités sur une année calendaire.		RTE conteste le fait qu'il y ait un durcissement du régime. Le nouveau régime d'abattement/pénalité sur la compensation synchrone, en redressant les incohérences du contrat précédent est nettement plus favorable au producteur. De plus la règle de non cumul a été réintroduite dans le texte.
EDF		Enfin, EDF rappelle sa demande, formulée dès le début de la concertation, qu'en cas de défaillance de réglage de la tension, le producteur puisse modifier plus d'une fois la date de mise en conformité d'un groupe, sur justification technique et sous réserve de l'accord de RTE. L'imposition de pénalités ne saurait constituer une incitation à la performance pour le producteur lorsque celui-ci n'a pas la possibilité technique de réaliser les travaux dans les délais impartis par RTE. A minima, EDF demande que dans le cas où le producteur constate la persistance de la défaillance de réglage à l'issue des travaux de mise en conformité, alors que les causes		RTE considère que laisser la possibilité de modifier plusieurs fois la date de mise en conformité est préjudiciable pour RTE qui perd en visibilité sur la durée des écarts. RTE considère d'autre part qu'une telle possibilité pourrait inciter le producteur à être moins rigoureux vis à vis de ses engagements sur les dates déclarées. La gestion de la clause pour le réglage de la fréquence d'une défaillance de réglage indépendante de la première après mise en conformité, a été dupliquée pour le réglage de la tension.

		préalablement identifiées ont été traitées et pour une cause indépendante de celles-ci, le Responsable de Réserve notifie à RTE une nouvelle défaillance de réglage indépendante de la première, et une nouvelle date de mise en conformité. EDF remercie RTE d'avoir inclus cette mesure pour le réglage de la fréquence mais rappelle que l'enjeu de la demande réside entièrement dans le réglage de la tension.		
CNR	3.5	Comme échangé et formalisé en GT, il y a un pb de cohérence et doublon avec le travail effectué pour le GT contrôle périodique. Nous souhaitons que les critères de construction des tracés soit stipulés à un seul endroit et peut être le mieux dans un document à part ou les différents contrats y font référence comme pour la spécification SI de ces tracés.		Les conditions de tracé des diagrammes ont été supprimées de la proposition de règles et seront maintenus dans la DTR.

6. SYNTHÈSE DES PROPOSITIONS D'ÉTUDE

Cette section regroupe tous les engagements et propositions d'études, formulés par RTE, contenus dans la proposition de règles et dans ce rapport de consultation :

Description	Source	Échéance
Ouverture d'une concertation services système concernant a minima les critères de certification d'aptitude et de contrôle de performances des sites de soutirage	Règles § 1.6.2	31/03/2014
Ouverture à la participation expérimentale des sites de soutirage	Règles § 2.13.4	01/07/2014, sous réserve de la définition des critères d'aptitudes et de contrôle des performances
Introduction des NER, de la sécurisation financière et ouverture à la participation des négociants (« trader »)	Règles § 2.13.1, 2.13.2, 2.13.3	Au plus tard 01/01/2015
Prise en compte de l'énergie de la réserve primaire pour les responsables d'équilibre	Règles § 2.13.5	01/10/2014
Révision des règles en cas d'incompatibilité avec l'un des codes de réseaux établis dans le cadre du règlement européen n° 714/2009	Règles § 1.6.2	
Ouverture d'une concertation des règles services système un an avant l'échéance TURPE 5	Règles § 1.6.2	Environ 01/08/2016
Retour d'expérience concernant la participation des sites de soutirage	Règles § 2.13.4	4 mois après la participation du premier site de soutirage (soit environ 01/11/2014)
Étude de la participation des sites de soutirage RPD et des sites disposant d'un contrat unqiue	Règles § 2.13.4	6 mois après la participation du premier site de soutirage (soit environ 01/01/2015)
Retour d'expérience concernant les modalités de sécurisation financière	Règles § 2.13.1	1 an après la mise en place du dispositif de sécurisation financière (soit environ 01/01/2016)
Retour d'expérience concernant le fonctionnement du marché secondaire organisé ou facilité	Règles § 2.13.7	1 an après la mise en place du marché secondaire organisé ou facilité (soit environ 01/07/2016)

Étude concernant le réglage primaire et secondaire de la tension et du fonctionnement en compensateur synchrone	Rapport de consultation § 1.8	31/12/2015
Étude des clauses d'inaptitudes temporaires	Rapport de consultation § 3.2.3	31/12/2015