Réseau de transport d'électricité

Création d'un marché secondaire organisé des réserves primaire et secondaire fréquence/puissance et insertion dans les règles services système

Document d'orientations

12 avril 2013

1. Exposé des motifs 4
1.1 Introduction 4
1.2 Vers une reformulation des contrats sous forme de règles 4
1.3 Contenu de la partie fréquence du modèle contrat services système actuel 5
1.4 Concertation de 2011 6
1.5 Lettre de la CRE à RTE 6
1.6 Potentiel d'optimisation économique du système électrique français 7
1.7 Objectifs du dispositif 8
1.8 Actualité des travaux 9
2. Modèle de marché 11
2.1 Type de marché 11
2.2 Modèles de marché secondaire 12
2.3 Modèles de marché secondaires organisés 13
2.4 Sécurisation financière des transactions du marché secondaire (clearing financier) 15
2.5 Caractérisation des produits 16
3. Responsabilité des acteurs 20
3.1 Certification d'aptitude préalable 20
3.2 Qualification de la télémesure 20
3.3 Caractérisation de l'aptitude 21
3.4 Caractérisation des acteurs obligés 22
3.5 Relation de RTE avec les différents acteurs 23
3.6 Transfert complet de l'obligation de réserve 23
3.7 Rémunération régulée de l'obligé initial 24
3.8 Concept de responsable de réserve 24
3.9 Notification d'échange de réserves 25
3.10 Périmètre d'un responsable de réserves 26
3.11 Programmation de réserve 27
3.12 Bilan de réserve 27
3.13 Contrôle des engagements déclaratifs 28
3.14 Sécurisation financière du dispositif de responsable de réserve 30
3.15 Contrôle des performances et mise en conformité 32
3.16 Inaptitudes temporaires 33
4. Insertion du marché dans les processus journaliers 34
4.1 Simultanéité des marchés de réserves primaire et secondaire 34
4.2 Heure du déroulement du marché 34
4.3 Prescription de réserve 35
4.4 Clef de partage de la prescription 38
4.5 Mécanisme financier ex post redistributif 39
4.6 Scénarios 41
5. Nouveaux entrants 46
5.1 Sites de stockage 46
5.2 Énergies renouvelables 46
5.3 Sites de soutirage 47
5.4 Intégration européenne 51
6. Réalisation, calendrier de mise en œuvre et modalités de financement 52
6.1 Réalisation du marché secondaire organisé 52
6.2 Calendrier de mise en œuvre 52
6.3 Modalités de financement 53

1. EXPOSÉ DES MOTIFS

1.1 Introduction

Le 5 novembre 2012, la CRE a envoyé un courrier à RTE demandant la mise en place d'un mécanisme expérimental favorisant les échanges de réserves primaire et secondaire entre les acteurs de marché. Ce courrier s'inscrit dans le cadre du renouvellement des contrats de services système qui arrivent à échéance au 31 décembre 2013 et à la suite d'une concertation, menée en 2011 dans la perspective de TURPE 4 et sous l'égide de la commission d'accès au réseau, dans laquelle les producteurs de l'UFE ont exprimé leur souhait de voir évoluer profondément les modalités techniques et financières de constitution des réserves. Pour répondre à la demande adressée par la CRE, RTE a lancé début 2013 une concertation sur les services système. Cette concertation devra permettre l'élaboration de nouvelles règles pour les services système applicables au 1er janvier 2014 et compatibles avec le futur mécanisme expérimental d'échanges de réserve qui pourrait démarrer en 2015.

Ce document constitue un premier rapport d'étape de la concertation et vise à recueillir l'avis des acteurs de marché sur les orientations que pourrait retenir RTE pour définir les bases du mécanisme d'échanges.

1.2 Vers une reformulation des contrats sous forme de règles

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* ». Actuellement, les conditions techniques, juridiques et financières de la fourniture de réserves primaire et secondaire sont encadrées par les contrats services système[1], qui arrivent à échéance au 31 décembre 2013.

Aux termes de la nouvelle rédaction du Code de l'énergie et selon l'article L.321-11, « *les modalités et règles de participation aux services systèmes sont élaborées et publiées par le gestionnaire du réseau public de transport* », après approbation par la Commission de régulation de l'énergie. RTE prévoit donc la mise en place de nouvelles règles de participation aux services système, visant à remplacer les contrats actuels à partir du 1er janvier 2014.

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

Le rôle du réglage primaire de la fréquence est d'assurer, de façon automatique, suite à tout aléa affectant l'équilibre entre la production et la consommation, par la participation solidaire de tous les groupes de production de la zone continentale européenne de l'ENTSO-E (RGCE), le rétablissement en trente secondes de l'équilibre production-consommation en maintenant la fréquence à l'intérieur de limites acceptables.

A la suite de l'action du réglage primaire, le réglage secondaire de la fréquence a pour but de rétablir les échanges avec toutes les autres zones de réglage de la zone continentale européenne à leur valeur nominale et de rétablir la fréquence à sa valeur de consigne.

[1] Ces contrats sont actuellement publiés sous le chapitre 8 de la Documentation technique de référence, disponible sur le site internet de RTE.

Ce document d'orientations est un ensemble cohérent de propositions de RTE pour la rédaction de la partie fréquence des règles services système qui remplaceront le modèle de contrat actuel à partir du 1er janvier 2014.

RTE établira un jeu de règles services système, basé sur le modèle de contrat actuel, ainsi que sur ce document d'orientations et sur les contributions des différents acteurs à ce document. Ce jeu de règles fera ensuite l'objet d'une consultation sur le site du CURTE, puis d'une saisine de la CRE en application de l'article L.321-11 du Code de l'énergie.

1.3 Contenu de la partie fréquence du modèle contrat services système actuel

Le modèle actuel de contrat de participation aux services système fréquence / puissance définit les obligations des producteurs aptes. Aujourd'hui seuls les producteurs sont considérés comme aptes à fournir des services système et leur capacité à en fournir définit leur niveau d'obligations. La fourniture n'est pas ouverte aux sites de soutirage, qui ne sont pas visés par les dispositions de l'article L.321-11 du Code de l'énergie. En pratique, six producteurs sont signataires du contrat services système : ALPIQ, CNR, EDF, E.ON, GDF SUEZ et POWEO Pont-sur-Sambre Production.

Le modèle de contrat actuel répartit les prescriptions de réserve entre les obligés au prorata de leurs programmes d'appel en J-1. La prescription est donc calculée à partir de la production totale déclarative des groupes aptes et concerne le portefeuille global de chaque acteur : chaque acteur peut répartir la prescription allouée entre ses groupes aptes comme il le souhaite. La prescription définitive est notifiée par RTE en J-1 à 18h. Toutefois, une prescription indicative est envoyée par RTE aux producteurs en J-1 à 13h30 pour permettre aux producteurs d'intégrer cette information avant la constitution des programmes d'appel et leur envoi à RTE.

La mise à disposition des réserves fait l'objet d'une rémunération régulée.

Le volume de réserve primaire prescrit par RTE est fixé à l'année et déterminé au niveau de la zone continentale d'ENTSO-E. Le volume de réserve secondaire prescrit par RTE est quant à lui variable au pas demi-horaire et est fonction de la prévision de consommation et d'échanges d'électricité aux interconnexions (la somme du volume de réserve primaire et secondaire est comprise entre 980 et 1750 MW).

Le modèle de contrat actuel autorise les échanges de gré à gré de réserves entre producteurs aptes.

RTE exerce deux types de contrôles sur la fourniture des services système :

- un contrôle basé sur les éléments déclarés par les responsables de programmation : à tout moment le volume de services déclarés doit au moins être égal à la prescription ;
- un contrôle de performance ex post, basé sur des télémesures enregistrées au pas 10 secondes. Ce contrôle ex post vise à vérifier que chaque groupe contribuant aux services système réagit aux signaux de réglage (fréquence, niveau de téléréglage N) avec la dynamique et l'amplitude requises.

1.4 Concertation de 2011

Un groupe de travail intitulé « Concertation réserve primaire et secondaire – perspective TURPE 4 » s'est tenu sous l'égide de la Commission d'accès au réseau 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 demandent une constitution par appel d'offre 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 conteste le modèle et les hypothèses utilisées pour parvenir à ce résultat en particulier l'absence de prise en compte des groupes hydrauliques.

1.5 Lettre de la CRE à RTE

Suite à cette concertation, la CRE a adressé un courrier à RTE le 5 novembre 2012, 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 »*.

[2] Compte Régulation des Charges et Produits

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.

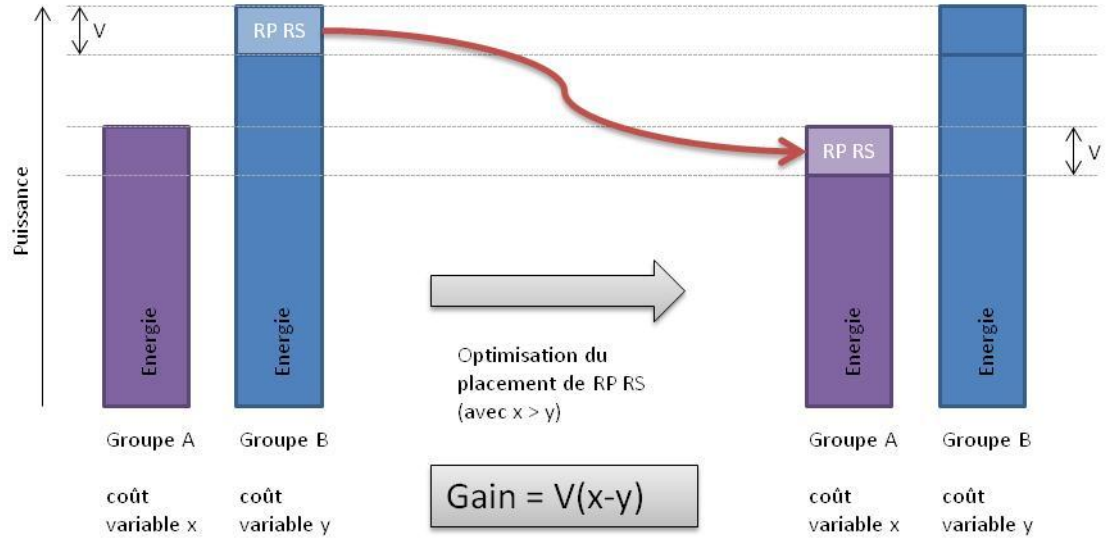
Enfin, la CRE demande à RTE que les règles relatives aux services système lui soient soumises pour approbation au plus tard en juin 2013.

1.6 Potentiel d'optimisation économique du système électrique français

RTE partage le constat de l'existence d'un potentiel d'optimisation du système électrique français relatif au placement des réserves sur les sites aptes. RTE estime le gain potentiel sur l'année 2011 à plusieurs dizaines de millions d'euros en termes d'économie de coûts de production.

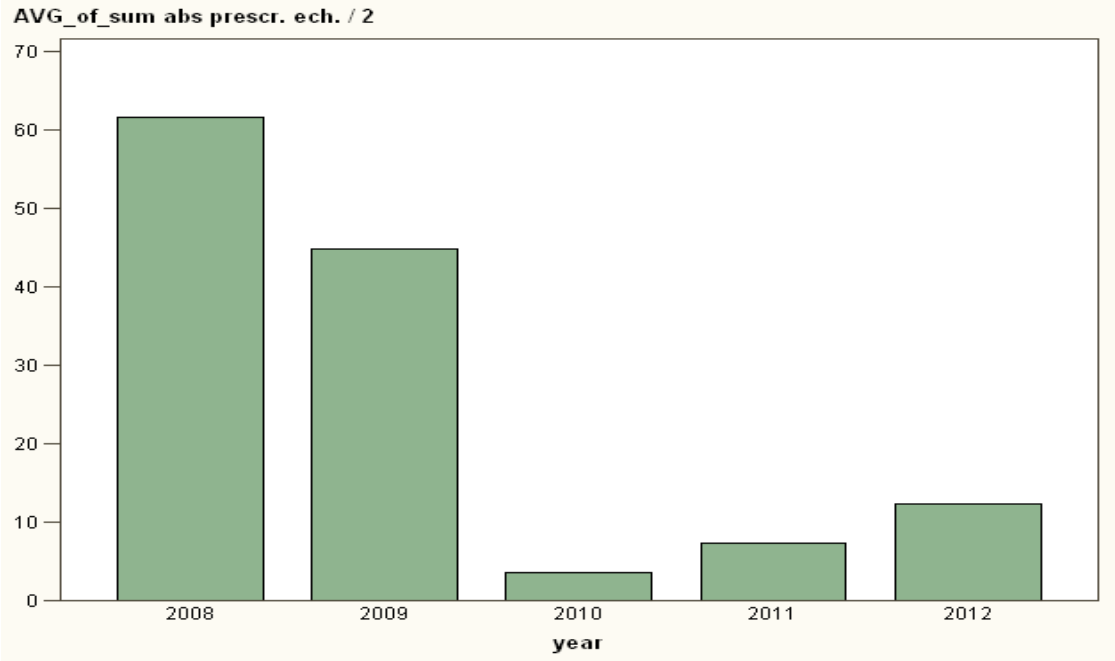
Cette estimation ne prend ni en compte le potentiel d'optimisation lié à l'intégration européenne des marchés des réserves, ni celui lié à l'arrivée potentielle de nouveaux entrants.

Théoriquement, deux groupes de production ont intérêt à échanger leurs prescriptions de réserve de telle manière à ce que celles-ci soient fournies par le groupe ayant le coût variable le plus élevé[3] , comme le montre le schéma ci-dessous :



Le graphique ci-dessous représente les volumes moyens échangés par pas demi-horaire de réserves primaire et secondaire, sur les cinq dernières années :

[3] Notons que le gain associé à l'échange est indépendant du coût de rémunération administré des réserves primaires et secondaires, fixé aujourd'hui à environ 18€/hMW.



Volumes de réserves primaires et secondaires moyens échangés par pas demi-horaire en MW(source : RTE)

Les participants du GT services système ont indiqué que la baisse des échanges en 2010 était due à la fin de certains contrats bilatéraux qui n'ont pas été renouvelés.

Par ailleurs, les participants du GT services système ont listé les freins aux échanges de réserve :

- la prescription définitive tardive (J-1 18h) implique soit un risque volume si les échanges ont lieu avant celle ci, soit une absence de contreparties si les échanges sont réalisés après celle-ci;
- des heures optimales d'échanges différentes selon les producteurs qui n'ont pas forcément le même timing pour leurs processus J-1 respectifs (J-1 matin, ou J-1 après midi) ;
- l'absence de guichet J-1 entre 16h30 et 23h qui permettrait de redéclarer les programmes d'appel en intégrant les éventuels échanges de services système ;
- le nombre peu élevé de guichets infra-journaliers pour les échanges de réserves ;
- le mode opérationnel des notifications d'échanges de réserves à RTE ;
- l'absence de position nette d'échanges de réserve ;
- la dépendance entre le produit énergie et le produit réserve (risque prix sur l'énergie en infra journalier) ;
- l'absence de plateforme informatique facilitant la rencontre des acheteurs et des vendeurs et automatisant la notification des échanges à RTE.

1.7 Objectifs du dispositif

RTE identifie des objectifs complémentaires à ceux fixés par le CRE dans le cadre de l'élaboration du mécanisme expérimental alternatif et des règles services système :

- anticiper la mise en cohérence des dispositifs en vigueur en France avec les orientations des *framework guidelines on electricy balancing* ;
- favoriser l'intégration européenne de ce mécanisme ;
- préciser et séparer les notions d'aptes et d'obligés ;
- préciser les dispositions relatives au suivi temps réel et au contrôle des performances.

Dans la poursuite des modèles de contrat services système, il apparait important à RTE de :

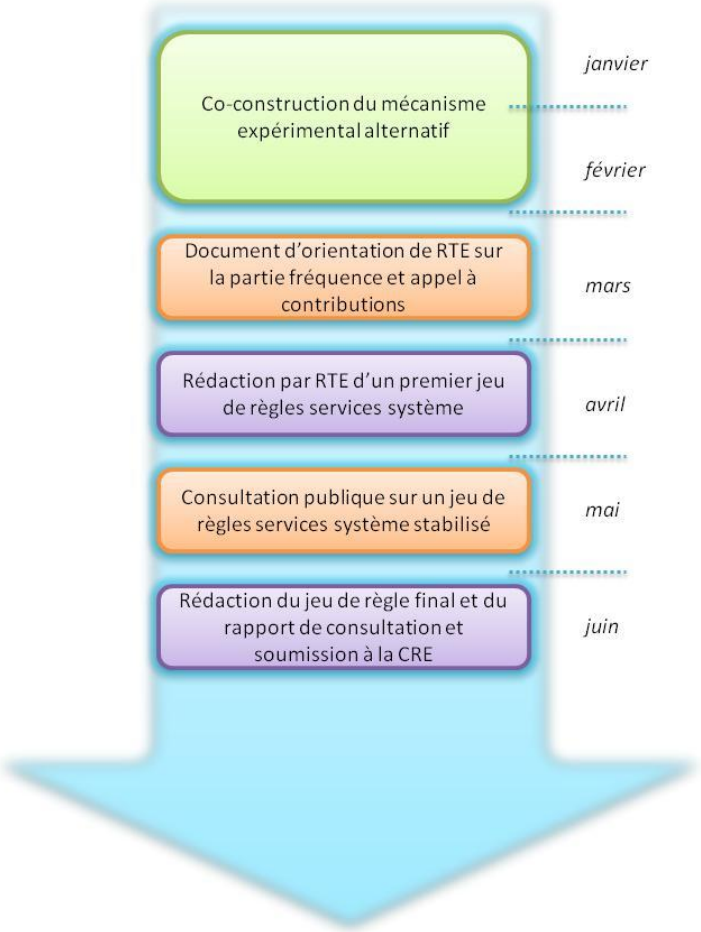
- mettre en place des règles ayant des incitations vertueuses ;
- mettre en place des règles assurant l'équité entre les acteurs de marché (si possible au travers de dispositions identiques pour tous).

1.8 Actualité des travaux

Dans ce contexte, RTE a ouvert en janvier 2013 un groupe de travail sous l'égide de la commission d'accès au marché du CURTE devant permettre la concertation sur :

- les règles relatives à la participation des services système dans la continuité des négociations ayant eu lieu sur le modèle actuel de contrat de participation aux services système ;
- la conception du marché secondaire organisé des réserves primaires et secondaires répondant aux objectifs énoncés par la CRE.

Le planning proposé par RTE et validé par le groupe de travail, pour répondre à la demande de la CRE est le suivant :



Une grande partie des éléments présentés et proposés dans ce document d'orientations est le fruit des travaux menés par l'ensemble des participants dans le groupe de travail. Le groupe de travail s'est d'abord penché sur les freins actuels aux échanges de réserve, puis a étudié les différents scénarios possibles pour la mise en œuvre d'un mécanisme expérimental alternatif et de son insertion dans le processus journalier, ainsi que les relations contractuelles du dispositif.

2. MODÈLE DE MARCHÉ

2.1 Type de marché

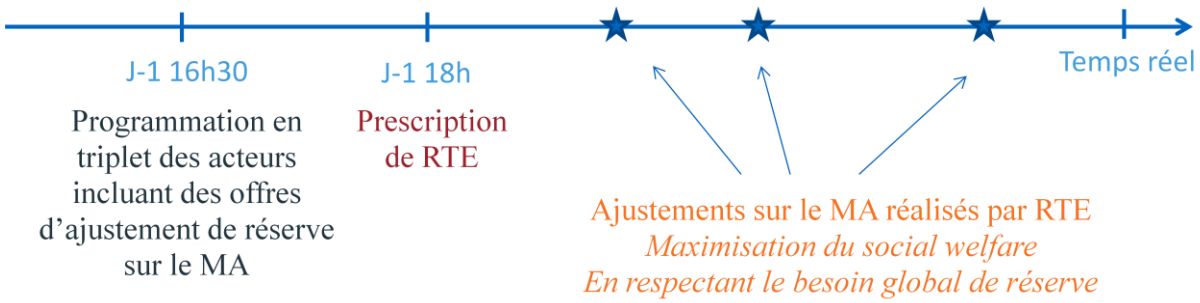
RTE analyse que le mécanisme expérimental alternatif suggéré par la CRE peut consister en (i) un appel d'offre, (ii) une optimisation au travers du mécanisme d'ajustement ou (iii) un marché secondaire organisé.

Il avait été établi dans le cadre du GT services système de 2011 que le recours à un appel d'offre, même limité à un volume de réserve restreint, exposerait RTE à un risque prix, difficilement conciliable avec un mécanisme de couverture des coûts par enveloppe régulée. Ce risque a aussi été identifié par la CRE, qui estime que le recours à un appel d'offre - même expérimental – risquerait d'avoir des conséquences économiques et financières irréversibles. De plus, un appel d'offre ne favoriserait pas les échanges de réserve, qui est l'un des objectifs listés par la CRE. Enfin un mécanisme d'appel d'offres associé à un flux financier portant sur les acteurs obligés, permettant de rendre RTE insensible au risque prix de l'appel d'offre, a des propriétés similaires au mécanisme ex post redistributif exposé dans la suite de ce document.

Le mécanisme alternatif devrait donc en toute logique demeurer compatible avec une allocation initiale des obligations de mise à disposition des capacités de réglage constructives au travers d'une prescription adressée aux acteurs obligés en contre partie d'une rémunération régulée. RTE en conclut que l'allocation primaire d'obligations de réserves au travers d'une prescription doit être maintenue. De plus, RTE considère qu'il est impossible de faire évoluer le prix régulé de rémunération des prescriptions de capacités de réserves primaires et secondaires, étant donné que la CRE attribue une enveloppe globale pour la rémunération de ces réserves dans la décision tarifaire TURPE 4.

D'autre part, il pourrait être envisagé que le mécanisme expérimental alternatif constitue une extension du mécanisme d'ajustement, en utilisant ce dernier à des fins d'optimisation économique de la capacité et non plus uniquement de l'énergie d'équilibrage, comme c'est le cas actuellement. Dans ce scénario, RTE activerait selon la préséance économique des offres de capacité de réserves sur le mécanisme d'ajustement. Cela impliquerait de confier un rôle d'arbitrage économique au mécanisme d'ajustement hors de la fenêtre opérationnelle en rupture avec la conception actuelle et en opposition avec les orientations cadre sur l'équilibrage. Dès lors, cette option doit aussi être écartée.

Le graphique ci-dessous illustre cette possibilité :



Ainsi, RTE interprète que le mécanisme expérimental alternatif demandé par la CRE ne peut consister qu'en un marché secondaire organisé, complémentaire au mécanisme de prescription rémunérée à un prix régulé.

Question 1 : partagez-vous l'interprétation de la lettre de la CRE selon laquelle un système de prescription adossé à un marché secondaire efficace constitue la réponse la plus adaptée à la demande de la CRE ?

2.2 Modèles de marché secondaire

Les éléments suivants conditionnent les modèles de marché secondaire :

- la possibilité de réaliser des échanges de gré à gré (OTC) ;
- l'existence d'un marché organisé ;
- la participation obligatoire ou facultative au marché organisé.

Ainsi, RTE identifie 5 scénarios :



La différence entre les scénarios B et C est détaillée dans la suite du document.

Analyse de RTE :

Une participation obligatoire pour les vendeurs permet qu'un acteur puisse toujours trouver une contrepartie au travers du marché secondaire organisé. Cette caractéristique est utile dans le cas où des acteurs obligés ne seraient pas aptes, ou pour favoriser la liquidité du marché.

RTE estime qu'il n'est cependant pas juridiquement possible d'introduire une participation obligatoire pour les acheteurs et les vendeurs au marché secondaire organisé sans une modification législative en ce sens[4]. Ainsi RTE propose-t-il que la participation au marché secondaire organisé soit facultative, excluant ainsi le scénario E.

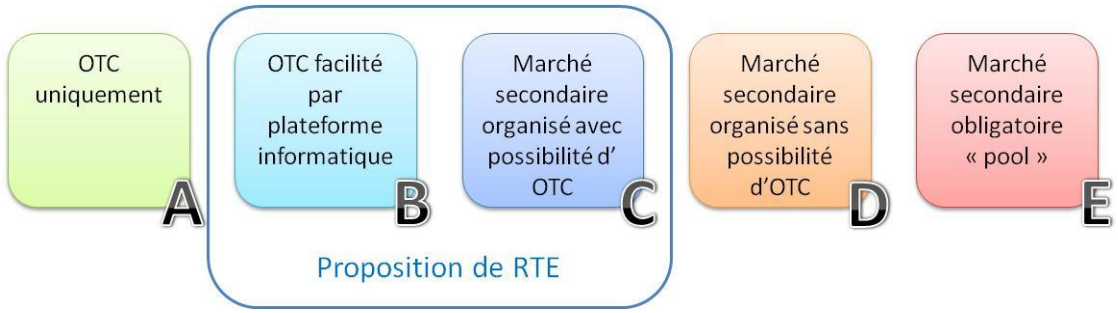
Le scénario A correspond à la situation actuelle. RTE estime que ce scénario ne correspondrait pas à la demande de la CRE d'étudier un mécanisme expérimental alternatif.

[4] Il serait cependant possible d'introduire une participation obligatoire de vente pour les producteurs aptes

En n'offrant pas la possibilité de réaliser des échanges de gré à gré, le scénario D a l'avantage de concentrer les échanges au travers d'un seul mécanisme, permettant une concentration de la liquidité mais également une surveillance de marché plus facile pour le régulateur. Cependant l'impossibilité de réaliser des échanges OTC n'est viable que si le marché organisé permet de couvrir tous les besoins des acteurs. RTE estime qu'il est peu probable que le mécanisme expérimental alternatif le puisse (en particulier pour les échanges infra-journalier). De plus, au cours des GT services système les acteurs ont exprimé leur souhait de pouvoir conserver des possibilités d'échange de gré à gré en parallèle d'un marché secondaire organisé. Ainsi RTE propose d'écarter le scénario D.

Les avantages et inconvénients relatifs des scénarios B et C seront détaillés dans la suite du document.

Les propositions de RTE concernant le modèle de marché secondaire sont résumées au travers du schéma ci-dessous :



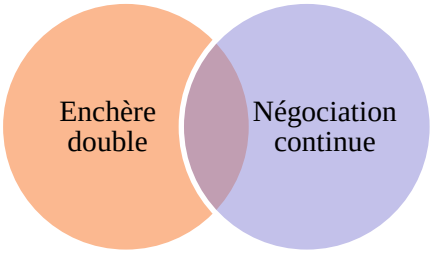
Question 2 : partagez-vous les propositions de RTE selon laquelle les scénarios B (OTC facilité par plateforme) et C (marché secondaire organisé tout en conservant les possibilités d'OTC) sont à privilégier dans l'analyse ? Considérez-vous au contraire qu'il faille supprimer la possibilité de transactions de gré à gré ?

2.3 Modèles de marché secondaires organisés

Un marché secondaire organisé se caractérise par des offres anonymes et une contrepartie centrale qui gère les flux financiers et les risques associés.

Il existe deux types de marché secondaire organisé : le système d'enchère double et le système de négociation continue.

Ces deux types de marché secondaire organisés ne sont pas exclusifs :



Système d'enchère double :

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 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.

Il peut y avoir une ou plusieurs enchères successives.

Le marché de l'énergie organisé J-1 est un système d'enchère double à un tour, à participation facultative.

Les mécanismes à enchère double se basent sur une rémunération des offres au prix marginal (pay-as-cleared)

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.

Signalons qu'il est de plus possible de mettre en place une plateforme informatique qui facilite la négociation continue entre les acteurs sans faire appel à une contrepartie centrale (rôle équivalent à celui d'un « *broker* »). Les transactions se débouclent alors par accord bilatéral entre les parties.

Le marché de l'énergie infra journalier est un système de négociation continue organisée avec contrepartie centrale.

En négociation continue, la rémunération de l'offre se fait naturellement au prix de l'offre (pay-as-bid).

Analyse de RTE :

Le marché à double enchère a l'avantage (i) de faciliter la réalisation d'échanges entre plus de deux participants, (ii) de révéler un prix unique en cas de croisement des courbes d'offre et de demande et (iii) de concentrer au maximum la liquidité.

Notons que dans un marché de négociation continue, la construction d'un indicateur de prix externe reste possible, mais de manière moins immédiate, et que la liquidité peut être concentrée au travers d'une réduction de la plage de négociation continue.

Les deux types de marchés organisés ne sont pas exclusifs et peuvent être mis en place ensemble, comme c'est le cas pour le marché de l'énergie et pour certaines bourses (enchères d'ouverture puis négociation continue). Cependant, en ce qui concerne le marché des réserves, RTE estime que la mise en place d'un seul des deux types de marchés organisé peut constituer une première étape. En effet, l'enchère d'ouverture en J-1 permettrait la réalisation de l'optimisation de la répartition des réserves, et la négociation continue infra journalière permettrait quant à elle un rééquilibrage des réserves (comme c'est le cas pour l'énergie actuellement). Étant donné le caractère expérimental du dispositif, et l'enjeu économique modéré du rééquilibrage des réserves, RTE propose dans un premier temps de traiter la problématique du rééquilibrage des réserves au travers d'un régime de pénalité adapté.

Un mécanisme d'enchère double présente des intérêts certains, cependant il présente un certain nombre de difficultés présentées dans la suite du document.

2.4 Sécurisation financière des transactions du marché secondaire (clearing financier)

Les transactions réalisées dans le cadre du marché secondaire de réserves sont soumises au risque de contrepartie. Une transaction ne peut avoir lieu que si les différentes contreparties sont d'accord sur les conditions de règlement financier incluant la gestion des risques de contrepartie.

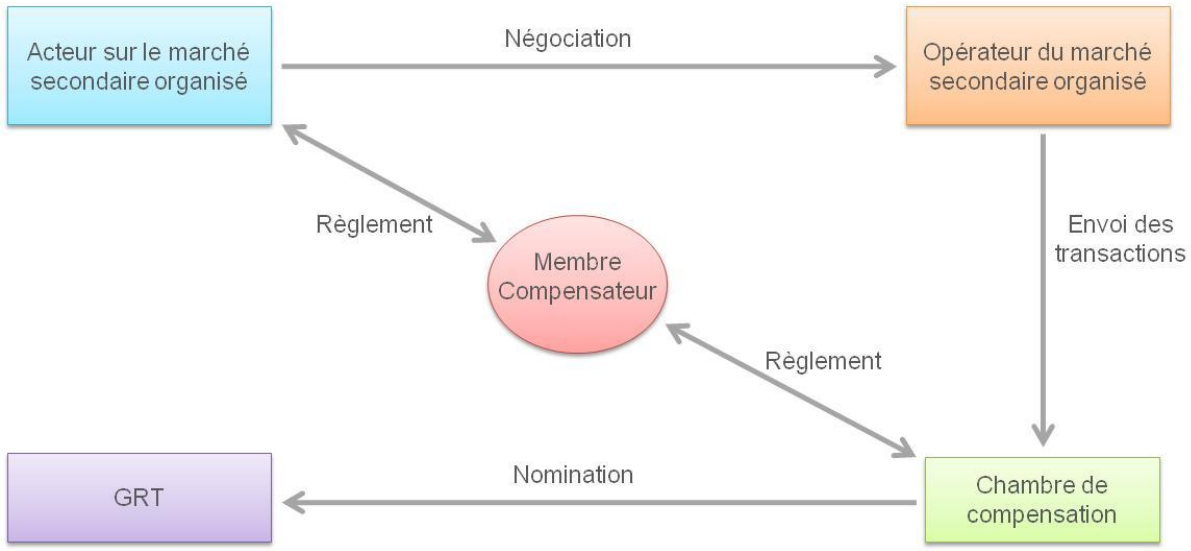
Plusieurs méthodes existent pour que les acteurs puissent se prémunir du risque de contrepartie.

Les contrats-cadres bilatéraux type EFET permettent le netting des sommes dues, la standardisation des clauses de paiements, et prévoient des clauses de sortie en cas de défaut de paiement. Ces contrats cadres reposent sur des garanties bancaires bilatérales. Toutefois, les garanties bancaires bilatérales sont considérées comme chères et lourdes à gérer.

Dans les échanges de gré à gré les conditions de règlement financier sont à négocier avec chaque contrepartie.

Les chambres de compensation sont des institutions financières spécialisées qui assurent la compensation des soldes financiers entre banques et garantit la bonne fin des transactions.

La place de la chambre de compensation dans un marché secondaire organisé est représentée dans le graphique ci-dessous :



La chambre de compensation est considérée comme un outil de gestion du risque efficace et économique car elle repose : (i) sur une mutualisation des risques financiers (la position nette est valorisée en tenant compte des achats et des ventes et éventuellement des positions sur d'autres types de contrats dont le profil de risque est corrélé) et (ii) sur un solde quotidien des positions permettant d'éviter l'accumulation des pertes.

Cependant, le recours à une chambre de compensation nécessite une liquidité suffisante (pour rentabilisation de l'architecture), des flux de paiement quotidiens, et un dépôt de garantie minimum au regard du risque couvert.

Le recours à un service de chambre de compensation bénéficie notamment aux les acteurs de petite taille pour qui la multiplication des dépôts de garantie est problématique. Ce service de chambre de compensation a cependant un coût.

Notons qu'en cas de marché organisé, une chambre de compensation est indispensable. Le seul scénario pour lequel il serait possible de se passer d'une chambre de compensation serait un scénario de négociation continue non organisée, basée sur une plateforme électronique d'information proposant un service assimilable à celui d'un courtier.

2.5 Caractérisation des produits

Un échange ne peut avoir lieu que si les deux contreparties sont d'accord sur la nature du produit à échanger. La standardisation des produits permet d'augmenter la liquidité, mais induit en contrepartie des contraintes sur les différents acteurs qui doivent rester acceptables.

Type de réserve :

Puisque RTE réalise deux prescriptions distinctes de réserves primaire et secondaire, il convient de créer deux produits distincts : un produit de réserve primaire et un produit de réserve secondaire.

Localisation du produit :

RTE propose qu'il s'agisse d'un produit de réserve pour livraison sur la zone de réglage France.

La problématique de l'accès aux interconnexions pour les échanges de réserve entre zones de réglage est présentée au chapitre relevant de l'intégration européenne.

RTE propose de supprimer la contrainte 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. En effet, RTE estime que si cette contrainte était renvoyée aux responsables de programmation, cela impliquerait le besoin naturel de création de produits de réserves différenciés par région, ce qui nuirait à la liquidité du marché des réserves.

Taille du produit :

RTE propose que la taille minimale du produit soit d'1 MW en cohérence avec la taille de programmation. Cependant, RTE informe que cette taille pourrait être modifiée par la suite pour s'aligner avec la taille du produit énergie sur le marché organisé.

Produit double énergie/réserve :

Les participants du groupe de travail ont proposé d'introduire des produits doubles énergie/réserve. Pour 1 MW de réserve échangé, 1 MW d'énergie dans le sens inverse serait automatiquement échangé.

Ce produit a l'avantage de refléter la réalité de la substitution du produit énergie/réserve pour la plupart des groupes de production. Ce produit double permet de rendre ces acteurs insensibles au risque prix sur le marché J-1 de l'énergie, puisqu'en cas d'échange de réserve, une transaction inverse en énergie doit être réalisée pour ces groupes de production.

Cependant, tous les acteurs aptes n'ont pas cette problématique de substitution « un-pour-un » énergie/réserve. En effet, les sites de soutirage, les sites de stockage et une partie des installations de production (par exemple : hydraulique au fil de l'eau) ne sont pas concernés. Si le produit double était imposé, alors ces acteurs devraient échanger l'énergie induite par l'échange de réserves et subiraient symétriquement le risque prix identifié au paragraphe précédent. Si le produit double était introduit, cela impliquerait un partage de la liquidité entre les deux types de produits. De plus, ce produit double complexifie la gestion des offres étrangères pour les échanges de réserve primaire (une association automatique à l'accès à la plateforme de gestion de la capacité d'interconnexion serait alors nécessaire).

Afin de favoriser l'apparition de nouveaux entrants sur le marché des réserves et son intégration européenne, RTE propose de ne pas introduire de produit double énergie / réserve. RTE estime cependant qu'un rapprochement des produits énergie / réserve doit être étudié dans l'architecture de marché long terme.

Ordres complexes :

RTE propose d'introduire des ordres blocs et des ordres indivisibles afin de refléter les contraintes des installations. Cependant, le type détaillé et le nombre d'ordres complexes possibles devront être étudiés par l'opérateur du marché secondaire organisé, au vu des contraintes algorithmiques associées. Ces types d'ordres complexes sont également utilisés dans les marchés organisés de l'énergie.

Pas minimum du produit :

Plusieurs possibilités de pas minimum de produits sont possibles : (i) les produits pointe/creux, (ii) les produits demi horaire et (iii) les produits horaires. La détermination de la taille du produit est importante, puisqu'elle a un impact non seulement sur la liquidité du marché mais aussi sur les volumes disponibles.

Les échéances envisageables pour le fonctionnement du marché secondaire sont présentées dans la suite de ce document, mais dans tous les cas il s'agira d'une échéance journalière, ce qui implique que les acteurs ont une connaissance assez fine de leur production. De plus, un certain nombre d'acteurs ne produisent pas en bande sur une période pointe ou creux. Ainsi, RTE propose de ne pas introduire de produits pointe/creux en tant que produit de base.

Le pas 30 minutes semble permettre l'optimisation la plus fine possible. Pour autant, RTE propose que le pas minimum d'un produit soit d'une heure. Le pas 1h permet en effet de faciliter l'intégration européenne puisque la France est quasiment le seul pays en Europe à utiliser le pas de 30 minutes pour le règlement des écarts et la programmation de la production. De surcroit, les marchés organisés de l'énergie utilisent actuellement ce même pas d'une heure. Dans un souci de cohérence, il serait donc préférable d'utiliser ce même pas dans le cadre du marché secondaire organisé. Enfin, dans un mécanisme d'enchères, plus le pas du produit est faible, plus les acteurs souhaitent utiliser des ordres blocs afin de refléter les contraintes dynamiques de leurs installations. Or, un nombre important d'ordres blocs risque de compromettre le fonctionnement de l'algorithme de l'enchère : le pas 1h permet de réduire l'impact de cette problématique.

Produit réserve secondaire séparé hausse/baisse :

L'activation de l'énergie de la réserve secondaire se fait actuellement au prorata, de manière identique sur tous les sites participant au réglage secondaire. Les groupes qui participent à la réserve secondaire le font de manière symétrique en augmentant ou en baissant leur production selon le niveau compris entre -1 et 1 envoyé par le dispatching national de RTE. L'énergie de la réserve secondaire activée est rémunérée à un prix régulé fixé dans le modèle de contrat services système.

Deux scénarios sont possibles en ce qui concerne la séparation hausse/baisse de la réserve secondaire :

- Scénario 1 : poursuite de l'existant :

RTE continue de n'autoriser, dans un premier temps, qu'une programmation de réserve secondaire symétrique hausse/baisse. La séparation hausse/baisse est renvoyée à une échéance ultérieure.

- Scénario 2 : séparation de la programmation hausse/baisse :

RTE autorise une programmation différenciée hausse/baisse pour la réserve secondaire. Un site programmé ainsi uniquement pour de la réserve secondaire à la hausse ne devra répondre au signal de télé-réglage que quand celui-ci sera positif. Au niveau de la prescription, RTE continuerait cependant de se procurer des capacités de réglage symétriques.

RTE propose de retenir le scénario 1 pour les raisons suivantes :

Les orientations cadre sur l'équilibrage prévoient que la réserve secondaire soit à terme activée selon la préséance économique. Cette activation selon la préséance économique s'accompagnera alors d'une possibilité de programmation différenciée hausse/baisse. RTE estime qu'il serait préférable de traiter tous les changements liés à cette activation selon la préséance économique au même moment : le scénario 2 est une phase intermédiaire, et n'est utile que pendant une durée relativement courte au regard des modifications nécessaires du système d'information. RTE étudie actuellement l'activation de l'énergie de la réserve secondaire selon la préséance économique et pourra préciser à quelle échéance cela pourra se faire en France d'ici un an environ.

La séparation de la programmation hausse/baisse interroge également la rémunération régulée de l'énergie de la réserve secondaire. Les prix des produits de capacité de réglage hausse/baisse seraient alors naturellement fonction du prix de l'énergie régulée. RTE estime qu'il serait complexe de réinterroger le montant de la rémunération du terme énergie, d'autant plus que cela serait pour une application d'une courte durée.

RTE reconnait que le scénario 2 permettrait de créer un climat plus favorable au développement de la participation des sites de soutirage aux services système. En effet si ceux-ci peuvent fournir de la réserve secondaire de manière symétrique, il semble qu'il existe un plus grand gisement de réserve secondaire à la hausse. Cependant les volumes en question restent inconnus aux horizons considérés.

En synthèse les propositions de RTE sont les suivantes :

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

Question 3 : partagez-vous les propositions de RTE de (i) lier la séparation de la programmation hausse / baisse de la réserve secondaire avec l'activation de la réserve secondaire selon la préséance économique (ii) lier la séparation de la programmation hausse / baisse de la réserve secondaire avec la suppression de la rémunération régulée de l'énergie de réglage secondaire (iii) traiter la séparation de la programmation hausse / baisse de la réserve secondaire ultérieurement ?

Question 4 : partagez-vous les propositions de RTE en termes de caractérisation des produits de réserve à échanger ?

3. RESPONSABILITÉ DES ACTEURS

3.1 Certification d'aptitude préalable

RTE se propose d'organiser la certification de l'aptitude. L'aptitude serait prononcée à l'issue d'un examen technique selon des modalités décrites dans les règles.

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 pourrait tenir lieu de procédure de certification de l'aptitude. De la même manière, les entités de service système qui sont d'ores et déjà liées par le contrat n'auraient pas besoin de faire cette demande.

Pour les autres installations, RTE propose de recourir 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 sécurité du système électrique français. Les critères permettant de caractériser l'aptitude sont décris dans la suite du document.

Question 5 : partagez-vous la proposition de RTE visant à introduire une certification d'aptitude préalable à la participation au marché des services système ?

3.2 Qualification de la télémesure

Le modèle de contrat actuel lie l'aptitude d'un site au fait de disposer d'une télémesure de puissance active qui permet une mesure au pas 10 secondes de l'énergie produite.

Cette exigence de télémesure couvre deux besoins de RTE distincts :

- Le suivi en temps réel de la disponibilité des réserves pour la conduite du système électrique ;
- La mise à disposition de données pour la réalisation du contrôle de performances ex post qui repose sur des mesures au pas 10 secondes.

La mise à disposition d'une télémesure de puissance active au pas 10 secondes est donc un des critères essentiels d'aptitude, afin de garantir à la fois la sécurité du système électrique et l'équité entre les acteurs face au contrôle de performance.

RTE propose que cette mise à disposition de la télémesure de puissance active (au pas 10 secondes) soit étendue à l'ensemble des acteurs disposant d'installations participant aux services système, qu'ils soient producteurs ou non. RTE propose que ce soit le responsable de réserve qui soit responsable de la fourniture de la télémesure à RTE.

Il serait acceptable que cette télémesure soit agrégée à la maille de l'entité de réserve en temps réel (une fourniture de la télémesure site à site reste nécessaire pour le contrôle ex post)

La précision de la mesure devra être en cohérence avec l'ordre de grandeur des énergies en jeu. RTE propose d'introduire une exigence de précision de la mesure.

RTE précise que les données de mesure au pas 10 secondes doivent, tout comme NEBEF, couvrir l'ensemble des périmètres des sites (i.e. une mesure des départs « effaçables » uniquement pourrait faciliter le contrôle des performances mais questionnerait la possibilité de report entre les différents départs d'un même site).

Dans l'esprit des modalités introduites dans l'intégration des effacements au service du marché, RTE propose de déterminer un processus de qualification pour la mesure. Cette qualification serait nécessaire à la participation au mécanisme.

Question 6 : partagez-vous les propositions de RTE (i) d'exiger une télémesure de puissance active pour chaque site fournissant des services système et (ii) d'instaurer un processus de qualification de la télémesure ?

3.3 Caractérisation de l'aptitude

Le premier critère d'aptitude est, comme présenté ci-dessus, le fait de disposer d'une télémesure au pas 10s.

Aujourd'hui la caractérisation de l'aptitude d'un nouvel entrant est liée aux conditions techniques requises pour son raccordement[5]. C'est pour cela que le modèle de contrat services système ne contient pas de caractérisation précise. Les critères de performance définis en annexe du modèle de contrat actuel ne sont pas suffisants pour caractériser l'aptitude pour les deux raisons suivantes :

- Les contraintes en énergie ne sont pas caractérisées de façon précise pour les installations limitées en énergie (en particulier pour les installations de stockage).

- Les seuils de tolérance du contrôle continu de performances (que ce soit en puissance, ou en pourcentage du temps en écart) reflètent une imprécision sur le processus de contrôle et non une tolérance sur l'exigence technique.

RTE rappelle que le service attendu est une livraison du produit sans interruption pendant la période de programmation. Plus précisément RTE considère que la fourniture d'énergie de réserve dans les situations d'exploitation dégradée est cruciale pour la sécurité du système électrique. RTE apportera une attention particulière à la livraison de l'énergie de réserve dans ces situations.

RTE propose d'expliciter dans les règles les critères d'aptitude qui seront utilisés pour certifier les nouvelles installations. Ces critères seront différents des seuils de tolérance du contrôle de performances utilisés dans le contrôle continu. Ces derniers devront de plus être adaptés afin de permettre le contrôle des installations limitées en énergie.

RTE propose que la certification d'aptitude soit renouvelée par RTE à une fréquence régulière en cohérence avec la notion de contrôle périodique des performances.

RTE précise également que le fait de pouvoir contrôler en continu la fourniture effective des services système est un pré-requis à la certification d'aptitude. Un pré-requis à cette contrôlabilité est la mise à disposition d'une donnée au pas 10 secondes comme évoqué au paragraphe précédent.

Cette explicitation de la caractérisation de l'aptitude permettra aux nouveaux entrants de disposer de signaux clairs pour guider leurs investissements.

[5] Fiches 14, 15 et 16 de l'article 8.3 de la Documentation Technique de Référence

En synthèse les éléments caractérisant l'aptitude sont les suivants :

- l'observabilité,
- la contrôlabilité,
- la performance en termes de dynamique, d'amplitude et d'énergie.

Question 7 : partagez-vous les propositions de RTE en termes de critères permettant de caractériser l'aptitude au réglage ?

3.4 Caractérisation des acteurs obligés

La caractérisation des obligés est nécessaire pour définir les acteurs soumis à la prescription obligatoire.

L'article L. 321-11 du Code de l'énergie, relatif aux services système, prévoit en effet que *« 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 »*.

RTE s'appuie sur cette disposition pour émettre des obligations. RTE ne peut émettre des obligations qu'aux producteurs, puisque les sites de soutirage ne sont pas visés par les dispositions de l'article L. 321-11 du Code de l'énergie.

Ainsi, les entités de réserves soumises à l'obligation sont celles contenant des groupes de production aptes. L'obligation étant ainsi déterminée à la maille de chaque entité de réserve : un acteur est «obligé » s'il dispose d'au moins une entité de réserve de type production dans son périmètre.

Pour mémoire, l'obligation de disposer d'une capacité constructive au réglage de la fréquence peut résulter :

- Du fait que le groupe de production est tenu de disposer d'une telle capacité constructive[6] ;
- Du fait que le groupe, lorsqu'il n'est pas soumis à ces arrêtés, disposait historiquement de cette capacité constructive. Cette capacité est généralement attestée par les conventions de raccordement ou par les documents qui en tiennent lieu.

L'arrêté du 6 juillet 2010 relatif au contrôle[7]des performances précise la manière dont cette capacité constructive est contrôlée, à la mise en service de l'installation puis périodiquement

L'obligation d'aptitude encadrée par l'arrêté de maintien des performances ne peut elle aussi porter que sur les groupes obligés.

[6] Décret n° 2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité.
[7] Arrêté du 6 juillet 2010 précisant les modalités du contrôle de performances des installations de production raccordées aux réseaux publics d'électricité en moyenne tension (HTA) et en haute tension (HTB)

Question 8 : partagez-vous l'analyse de RTE concernant la définition des acteurs obligés ?

3.5 Relation de RTE avec les différents acteurs

Quels que soient les échanges entre les différents acteurs, RTE est le client final de la livraison physique du produit par les acteurs français. RTE est par ailleurs le garant de l'équilibrage offre demande en puissance du système électrique français en temps réel. Ainsi RTE estime être l'acteur naturel pour la réalisation du contrôle de la conformité des réserves fournies en France, qu'elles soient livrées sur le RPT ou le RPD.

La livraison physique du produit de réserve se fait directement à RTE et non au travers d'intermédiaires. Ainsi RTE doit disposer de relations contractuelles avec tous les sites (ou opérateurs) fournissant des réserves en France, afin de réaliser ce contrôle.

Dans l'esprit du futur code LFC&R[8], RTE n'aura pas de relations contractuelles avec les sites fournissant des réserves à l'étranger. Les contrôles seraient réalisés par les GRT des sites en question, ces derniers garantissant la livraison du service à RTE. RTE doit cependant disposer de contrats avec les GRT voisins encadrant les échanges de réserves entre acteurs situés dans des zones de réglage différentes.

Question 9 : partagez-vous l'analyse de RTE selon laquelle (i) RTE est l'acteur devant réaliser le contrôle des performances en France et (ii) chaque GRT doit réaliser le contrôle des performances des sites raccordés à sa zone de réglage ?

3.6 Transfert complet de l'obligation de réserve

Deux modèles sont possibles pour régir les échanges de réserve entre acteurs :

- Un transfert complet d'obligation : en cas de défaillance du vendeur de réserve, le vendeur est pénalisé par RTE ;
- Un transfert partiel des responsabilités : en cas de défaillance du vendeur de réserve, l'acheteur reste pénalisé par RTE.

La seconde possibilité implique que la qualité du bien échangé (et donc l'identité de la contrepartie) rentrera en compte dans l'établissement d'échanges de réserve entre acteurs. RTE estime que cela serait un frein aux échanges de réserve, et propose de mettre en place la première option.

Notons que le transfert complet d'obligation est actuellement en vigueur dans le modèle de contrats services système actuel.

Notons de plus que le transfert complet d'obligation est un pré requis en cas de marché secondaire organisé anonyme avec une contre partie centrale

Question 10 : partagez-vous l'analyse de RTE concernant la nécessité de conserver un transfert complet d'obligation ?

[8] Load Frequency Control and Reserves

3.7 Rémunération régulée de l'obligé initial

En cas d'échange entre acteurs, le modèle de contrat services système actuel prévoit la rémunération de l'acteur fournissant la réserve. RTE propose que ce soit l'obligé initial qui reçoive la rémunération régulée. Cela est nécessaire à l'intégration européenne pour que des acteurs étrangers avec lesquels RTE n'aurait pas de contrat puissent participer aux échanges de réserve. Le prix des échanges entre acteurs serait alors absolu et non relatif à la rémunération de l'obligation, comme c'est le cas aujourd'hui.

Question 11 : partagez-vous l'analyse de RTE concernant la nécessité de maintenir la rémunération de la prescription à l'obligé initial ?

3.8 Concept de responsable de réserve

L'organisation d'un marché nécessite de définir les relations contractuelles possibles et obligatoires entre les différentes parties du dispositif. RTE propose de créer des règles services système fréquence s'appliquant à la fois aux acteurs aptes et obligés (en opposition à deux modèles de contrats distincts).

RTE propose d'introduire un nouveau rôle : celui de responsable de réserves. De manière simplifiée, un responsable de réserve serait aux réserves ce qu'un responsable d'équilibre est à l'énergie. Il serait un acteur financièrement responsable sur le marché et sur la fourniture des réserves.

En pratique, un responsable de réserve serait un signataire de l'accord de participation aux règles services système : il pourra donc s'agir soit d'un obligé, soit d'un apte, soit d'un trader « pur ». En effet, RTE n'envisage pas d'interdire aux traders la participation au marché de réserves (dans la mesure où cela ne compromet pas la sécurité du système électrique, ni n'induit de conséquences négatives sur les acteurs aptes et obligés).

La création de ce nouveau rôle de responsable de réserve est bien nécessaire. En effet il n'est pas possible de rattacher ce rôle à celui de responsable d'équilibre, de la même manière qu'un acteur d'ajustement ou un acteur d'effacement ne peut pas être confondu avec un responsable d'équilibre. On ne peut pas non plus rattacher ce rôle à celui de responsable de programmation comme c'est le cas actuellement car certains acteurs comme les traders seraient alors implicitement exclus du dispositif.

Enfin la participation au marché secondaire organisé ne sera possible que pour les responsables de réserve (tout comme un accord de participation en tant que responsable d'équilibre est nécessaire pour une participation aux marchés organisés de l'énergie).

Question 12 : partagez-vous la proposition de RTE visant à créer le rôle de responsable de réserve ?

3.9 Notification d'échange de réserves

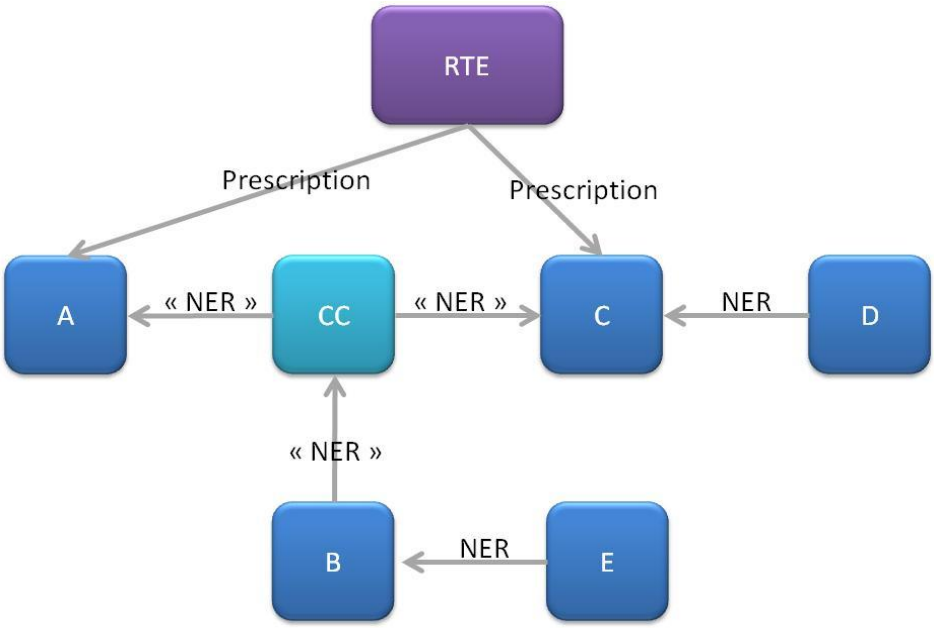
Les échanges entre responsables de programmation dans le modèle de contrat services système actuels sont rudimentaires, en particulier pour les échanges en infra-journaliers. En effet, pour ces derniers, seul le responsable de programmation reprenant l'obligation de sa contrepartie déclare l'échange 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 GT ont identifié ce fonctionnement comme étant un frein aux échanges de réserve et ont émis le souhait de le voir être amélioré.

Ainsi RTE propose d'introduire 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 serait faite à RTE pour l'informer que deux contreparties se sont mises d'accord pour un transfert d'obligation de réserve pour un certain pas demi-horaire et pour un certain volume. Puisque seul l'obligé initial serait rémunéré, l'échange serait un transfert d'obligation de réserve et non un transfert de prescription.

Les caractéristiques de ces notifications d'échange de réserve (NER) seraient les suivantes :

- Type de réserve, volume, pas demi-horaires concernés ;
- Autorisé entre 2 responsables de réserve uniquement ;
- Au pas 30min (même pas que le calcul des bilans de réserves) ;
- NER possibles jusqu'au dernier guichet de NEB actuel ;
- Matching réalisé par RTE : en cas de NER incompatibles renvoi d'une alerte, en cas de NER compatibles, renvoi d'une confirmation aux deux parties ;
- Ajout d'une « NER agrégée » entre la contrepartie centrale du marché secondaire organisé et les responsables de réserve de manière identique à ce qui est fait avec ECC pour les marchés organisés de l'énergie via la « hub nomination » (avec vérification que la somme des positions de réserve est bien nulle).

Le schéma ci-dessous illustre le dispositif proposé :



Les acteurs A, B, C, D et E sont des responsables de réserve. CC désigne la contre partie centrale du marché secondaire organisé.

Dans cet exemple A et C sont obligés. A, C, D et E sont aptes. B est un « trader pur ».

RTE propose de ne pas dupliquer les dispositions prévues pour les NEB, et de lier les règles services système aux règles NEB autant que faire se peut.

Question 13 : partagez-vous la proposition de RTE visant à introduire le concept de notification d'échanges de réserves ?

3.10 Périmètre d'un responsable de réserves

Un responsable de réserve peut rattacher des sites d'injection ou de soutirage aptes à fournir des réserves à son périmètre. Ce concept est identique au rattachement de sites pour un responsable d'équilibre, ou à la déclaration d'entité de service système en annexe du modèle de contrat services système actuel.

RTE propose d'introduire le concept d'entité de réserve (« EDR ») dans la continuité des entités de service système actuelles (« ESSY »). Une entité de réserve peut être soit (i) une entité de programmation (EDP), soit (ii) une entité de programmation de type prévision (EDPrev), soit (iii) un regroupement de sites de soutirage.

RTE estime que le recours systématique à une EDP (ou EDPrev) pour les sites d'injection découle des deux besoins suivants :

- Les sites d'injection étant soumis à la prescription, un programme de référence d'injection de puissance active est nécessaire pour le calcul des prescriptions.

- Une programmation de réserve est nécessaire (cf. chapitre spécifique)

Dans l'esprit des entités d'ajustement sur le mécanisme d'ajustement, et dans la continuité des dispositions du modèle de contrat actuel, RTE propose de n'autoriser le regroupement de sites au sein d'une entité de réserve que si cela est nécessaire. Ceci ferait l'objet d'un accord de RTE.

RTE propose que la taille minimale d'une entité de réserve corresponde à la fourniture d'au moins 1 MW de réserve. Ce seuil permet de limiter l'impact de ces restrictions sur la constitution des premières EDR.

Pour les ensembles de sites d'injection, RTE propose de ne pas autoriser les regroupements de sites d'injection multi responsables d'équilibre au sein d'une même entité de réserve.

Pour les EDP, un accord du responsable de programmation serait nécessaire si celui-ci est différent du responsable de réserve.

Pour les entités de réserve composées de sites de soutirage, un accord des sites serait nécessaire.

Question 14 : partagez-vous les propositions de RTE en termes de périmètre d'un responsable de réserve ?

3.11 Programmation de réserve

Tous les acteurs disposant d'entités de réserve dans leur périmètre devront déclarer leur fourniture de réserve à RTE afin que ce dernier puisse contrôler leurs engagements. RTE propose de le faire concrètement au travers d'une programmation par entité de réserve. La notion d'EDP à l'origine associée à la programmation de l'injection de puissance active et à la fourniture de réserve, doit être étendue aux autres types d'entités de réserve. RTE propose ainsi de se rattacher aux dispositions prévues dans les règles relatives à la programmation.

Question 15 : partagez-vous la proposition de RTE en termes de programmation de réserve ?

3.12 Bilan de réserve

Pour chaque demi-heure[9], et pour chaque type de réserve, le bilan de chaque responsable de réserve peut être calculé. Le bilan de réserve est la somme algébrique des éléments suivants :

Bilan de réserve = Somme algébrique des NER[10] + Programmation de réserve – Prescription + somme algébrique des imports / exports

Il s'agit d'un bilan ne comportant que des termes déclaratifs.

Le terme « programmation de réserve » correspond au dernier programme d'appel et non au programme de marche.

Question 16 : partagez-vous la proposition de RTE en termes de bilan de réserve ?

[9] Le pas de 30 minutes correspond au pas de programmation en France.
[10] Incluant celle avec la contrepartie centrale du marché secondaire organisé, si celle-ci existe.

3.13 Contrôle des engagements déclaratifs

Dans la continuité du modèle de contrat actuel, RTE propose de réaliser un contrôle des engagements déclaratifs sur le bilan de réserve.

Premièrement il convient d'annuler la rémunération d'un acteur obligé ayant un bilan de réserve négatif (à hauteur de l'écart de réserve). Cette annulation serait à déduire de la pénalité pour les acteurs obligés.

En théorie, deux grands principes devraient régir le régime de pénalité associé au bilan de réserve :

- Le lien avec le prix du marché secondaire organisé : indexer les pénalités sur un indice de prix du marché secondaire organisé empêcherait la possibilité de gaming consistant à ne pas vouloir fournir de réserve volontairement dans les cas de prix élevé du marché de réserves.

- Le lien avec les surcoûts services système : indexer les pénalités sur les surcoûts des ajustements services système permettrait de renvoyer aux acteurs le coût réel de leurs écarts.

Ces deux principes sont déclinés pour l'énergie au travers de la formule du prix de règlement des écarts faisant intervenir le prix spot J-1 et le prix moyen pondéré des ajustements réalisés.

Les surcoûts services système ne sont actuellement pas séparés entre la réserve primaire et la réserve secondaire. RTE propose d'utiliser ces surcouts indifféremment pour les pénalités associées aux réserves primaires et secondaires. La moyenne des surcouts services système par pas demi horaire serait calculée à partir de toutes les offres activées pour cause services système sur le mécanisme d'ajustement pour ce pas demi horaire. En cas d'absence d'ajustements services système sur un pas demi-horaire, ce terme serait alors nul.

Établir le lien avec les surcoûts service système nécessite une caractérisation précise de ces derniers. En effet, certains ajustements tracés motif services système sont réalisés par RTE alors que les responsables de réserve respectent leurs engagements et ne peuvent être inclus dans la pénalité précédemment définie.

En pratique, RTE sollicite ce type d'ajustement lorsque les réserves primaire et secondaire de fréquence sont en dessous des minima requis par RTE. Ces situations ont trois causes principales :

i. un bilan négatif des responsables de réserve,

ii. une diminution involontaire des contributions des groupes inhérente à l'activation d'offre d'ajustement au motif P=C (par exemple en arrêtant des groupes en réglage), alors que les responsables de réserve ont un bilan de réserve au moins équilibré (au niveau de leurs programmes d'appel).

iii. lorsque le besoin en réserve secondaire est réévalué à la hausse après l'heure de la prescription. Des réserves supplémentaires sont constitués en particulier lorsque de brusques variations des échanges aux frontières sont attendues (changement de parallèle) ou lorsque la consommation est revue à la hausse, après l'heure de la prescription.

Aujourd'hui les ajustements pour cause services système réalisés par RTE suite à l'activation d'offres P=C, alors que les responsables de réserve respectent leurs engagements (ii) sont identifiés à l'aide d'une règle empirique[11] et leur surcoûts sont reportés à la communauté des responsables d'équilibre. Ces surcouts ne seraient pas considérés dans le calcul des pénalités services système.

Les ajustements pour cause services système réalisés par RTE suite à une réévaluation des besoins après l'heure de la prescription (iii) ne sont pas identifiés explicitement. RTE considère que leur volume et leur surcoût sont aujourd'hui négligeables (depuis que l'heure de la prescription a été repoussée à 18h en J-1).

Les participants au GT services système ont indiqué qu'une indexation des pénalités sur le prix du marché secondaire organisé n'est pas souhaitable dès le lancement du marché secondaire organisé. En effet un certain temps est nécessaire à la stabilisation du prix de marché. Ainsi RTE propose de substituer le prix du marché secondaire organisé des réserves par celui de l'énergie dans un premier temps (durée transitoire d'un an). Le prix du marché de l'énergie intervient déjà dans la formule de pénalité des réserves actuellement.

Les propositions de RTE en termes de régime de pénalité sont décrites dans le tableau ci-dessous :

	Modèle de contrat services système actuel	**Proposition**
Pénalité « normale » en cas de bilan de réserve négatif	**Rémunération régulée + prix EPEX SPOT**	**2 * max (rémunération régulée ; surcoût moyen services système ; prix EPEX SPOT)**
Pénalité « réduite » (en cas de bilan de réserve négatif avec fortuits, après le délai de neutralisation, jusqu'à la prochaine prescription)	**1.2 * rémunération régulée** (uniquement pour les acteurs qui ne peuvent reconstituer leur réserve en raison d'un manque de capacité disponible)	**1.1 * max (rémunération régulée ; surcoût moyen services système ; prix EPEX SPOT)** (pour tous les acteurs)
En cas de bilan de réserve négatif avec fortuits pendant le délai de neutralisation de la programmation	**0**	**max (rémunération régulée ; surcoût moyen services système ; prix EPEX SPOT)**
Rémunération d'acteur « long » en réserve	**0**	**Prix EPEX SPOT *** $min(1; \left\lvert \frac{\sum_{acteurs\ courts} bi}{\sum_{acteurs\ longs} bi} \right\rvert)$ où bi représente le bilan algébrique du responsable de réserve i

[11] On considère que les ajustements de reconstitution des services système, passés lorsque la tendance du mécanisme d'ajustement est à la baisse, correspondent aux situations où le déficit de réserve est induit par des ajustements P=C à la baisse, tandis que ceux, passés lorsque la tendance est à la hausse, correspondent aux situations où un responsable de réserve ne respecte plus sa prescription (perte d'unité de production entrainant à la fois un déficit de la puissance active et de services système).

Comme dans le modèle de contrat services système actuel « le bilan de réserve avec fortuits » est calculé en soustrayant les programmes des entités de réserve ayant subi des fortuits.

La pénalité « normale » se doit d'être dissuasive afin d'empêcher un acteur d'être volontairement en écart déclaratif, ce qui fait courir un risque au système électrique. Pour RTE aucun arbitrage économique ne doit conduire un acteur à se retrouver dans cette situation volontairement étant donné l'enjeu. RTE propose de traduire cette exigence de dissuasion au travers d'un facteur multiplicatif de 2.

RTE estime qu'il est normal de conserver une pénalité « réduite » (par rapport à la pénalité « normale ») en infra journalier en absence de marché liquide de réserve infra journalier. Cette pénalité « réduite » doit tout de même renvoyer aux acteurs le coût de leur défaillance. RTE propose d'introduire un facteur 1.1 afin d'inciter les acteurs à se rééquilibrer eux-mêmes en réserves. Ce facteur 1.1 peut être vu comme le pendant du coefficient K du compte ajustement écarts.

RTE propose de supprimer la distinction entre responsables de réserve disposant ou non de capacité disponibles pour la « pénalité réduite » afin de traiter tous les acteurs de manière identique.

A la demande des acteurs au cours du GT services système, RTE propose une valorisation d'un bilan de réserve long d'un acteur à hauteur de l'aide apportée. Un bilan de réserve long n'est utile que lors qu'un acteur est court en réserve. La formule proposée par RTE doit se comprendre ainsi :

- Si aucun acteur n'est court, alors la position longue des acteurs n'est pas valorisée.
- Si la somme des bilans de réserve de tous les acteurs est négative, alors chaque MW de réserve apporté par les acteurs longs est utile et donc valorisé.
- Si la somme des bilans de réserve de tous les acteurs est positive, alors chaque MW de réserve apporté est valorisé équitablement entre tous les acteurs longs au prorata du besoin réel.

Enfin les offres étrangères ne seraient pas concernées par ces dispositions puisque leur pénalisation serait encadrée par le GRT partenaire.

En synthèse, RTE propose un modèle cohérent et complet permettant de renvoyer aux acteurs le coût de leur défaillance, et permettant d'empêcher toute possibilité d'arbitrage des pénalités. Cette proposition englobe aussi une valorisation du caractère long d'un acteur.

Question 17 : partagez-vous les propositions de RTE concernant le contrôle des engagements déclaratifs et le régime de pénalités ?

3.14 Sécurisation financière du dispositif de responsable de réserve

La problématique de sécurisation financière du dispositif de responsable de réserve étudiée dans cette section (clearing physique) est bien un sujet différent de la sécurisation financière des transactions financières (clearing financier) décrite précédemment. En faisant le parallèle avec le marché de l'énergie français, cette section s'apparente à la sécurisation financière de la livraison physique traitée par le dispositif de responsable d'équilibre et non celle associée aux transactions financières réalisé par la chambre de compensation.

Le modèle de contrat actuel expose RTE à un risque financier en cas de non paiement des pénalités liées aux écarts de réserve. C'est le caractère durable « court » d'un acteur en difficulté financière qui induit un risque financier pour RTE : même en annulant la rémunération de l'acteur court, RTE subit des coûts pour l'approvisionnement du manque de réserve au travers du mécanisme d'ajustement qui devraient être recouvrés au travers des pénalités, que l'acteur pourrait ne pas être en mesure de régler.

RTE estime que le risque induit par les dispositions des contrats actuels n'est aujourd'hui pas couvert, et qu'il devient nécessaire de le couvrir d'autant plus que les règles services système ouvrent la participation au marché des réserves à de nouveaux acteurs. Pour RTE, la sécurisation financière du dispositif de responsable de réserve est un pré-requis à l'intensification des échanges de réserve et à l'ouverture de ce marché.

La sécurisation financière liée à la livraison physique des réserves qui devra être mise en place devra empêcher l'exposition financière de RTE à un risque financier disproportionné et empêcher toute fraude possible, et notamment fraude à la TVA et aux écarts. Cependant RTE estime qu'il est important que la sécurisation financière ne soit pas un frein aux échanges de réserves ni une barrière à l'entrée pour les nouveaux entrants.

Le contrat actuel stipule que la rémunération au prix régulé des acteurs est associée à la prescription de RTE. Dès lors, l'acteur est rémunéré même s'il ne livre pas effectivement le service. Dans ce cas RTE réclame une indemnité à l'acteur : il existe donc deux flux financiers. Afin d'éviter ces échanges de flux financiers inutiles, RTE propose de rémunérer un acteur obligé qu'à hauteur du minimum entre la prescription et la somme des volumes échangés et programmés. Cette proposition permet que l'exposition de RTE soit identique vis-à-vis de tous les types d'acteurs.

RTE propose ensuite qu'un responsable de réserve « long » n'ayant aucune entité de réserve dans son périmètre (i.e. de type « trader pur ») ne puisse pas bénéficier d'une valorisation de son écart positif. Premièrement, un acteur de ce type n'a pas de raison légitime de se trouver dans cette situation. Deuxièmement cette proposition permet d'éviter les échanges de réserve entre deux traders complices ayant la stratégie suivante : le trader long se faisant rémunérer, et le trader court se faisant facturer une pénalité qu'il ne paiera pas.

RTE propose de recourir à des garanties bancaires pour tous les acteurs, souhaitant avoir une position ouverte en termes de bilan de réserve, afin de permettre une meilleure sécurisation des risques financiers encourus. Ce dispositif de garantie bancaire a de plus l'avantage de faire office de filtre pour la fraude à la TVA, puisque les banques ont des moyens de contrôle dont RTE ne dispose pas.

RTE propose d'introduire une limite en volume aux notifications d'échanges de réserves, fixée en fonction du montant de la garantie bancaire. Si une notification d'échange de réserve dépassait cette limite, celle-ci serait refusée automatiquement, ce refus étant notifié aux deux contreparties. Le volume limite serait déduit du montant de la garantie bancaire. La garantie bancaire ne serait nécessaire que pour les acteurs souhaitant vendre des réserves. Précisément la limitation porterait sur chaque pas demi-horaire et sur le solde NER ; c'est-à-dire que si un acteur achète toujours systématiquement avant de vendre, alors il n'aurait pas besoin de garantie bancaire.

RTE propose de plus de refuser des notifications d'échange de réserve à la vente d'un acteur ayant un encours financier trop important. Afin de ne pas pénaliser un acteur qui ne pourrait plus avoir de position ouverte jusqu'au règlement de sa prochaine facture, RTE propose dans ce cas que l'acteur puisse faire un dépôt de cash exceptionnel.

Enfin afin de minimiser le volume de la garantie bancaire, RTE propose que les NER ne soient possibles qu'à partir du J-1 (et non J-15 comme c'est le cas pour les NEB).

Question 18 : partagez-vous l'analyse de RTE concernant la nécessité d'introduire une sécurisation financière liée à la livraison physique des réserves ? Partagez vous les propositions de RTE en termes sécurisation financière du dispositif de responsable de réserve ?

3.15 Contrôle des performances et mise en conformité

RTE propose de conserver la séparation entre le contrôle des engagements déclaratif et le contrôle des performances réalisé ex post.

RTE propose de maintenir globalement le dispositif actuel de contrôle de performance tout en le faisant évoluer sur deux points :

- pour les critères de détection des écarts basés sur des méthodes statistiques, réduire la période d'observation de 200h actuellement à 100h afin que les sites programmant peu souvent des réserves ne puissent pas échapper aux modalités de contrôle de performances ;

- reformuler le critère de détection d'une programmation incorrecte de la contribution aux services système (critère F7 du modèle de contrat actuel) en lui associant des conséquences financières. Cette disposition permettra d'éviter qu'un acteur puisse délibérément ne pas fournir les services pendant quelques pourcents du temps, en profitant de la tolérance associée aux seuils de contrôle.

Pour ce qui concerne le contrôle de performances des sites de soutirage, la méthode de contrôle des performances actuelle ne peut pas être utilisée telle quelle. En effet cette dernière n'est applicable que pendant des périodes où l'injection ou le soutirage de l'installation a une valeur fixe hors réglage (i.e. un palier), ce qui est généralement le cas des groupes de production (hors de leurs périodes de variation de charge). Si certains sites de soutirage se caractérisent de même par une série de paliers de soutirage constants, ce n'est pas le cas pour tous. De plus contrairement au contrôle du réalisé des effacements au service du marché, le contrôle des performances des services système fait intervenir des constantes de temps bien plus faibles : en effet la dynamique des réglages est de l'ordre de la dizaine de secondes. Si théoriquement tout laisse à penser qu'il doit être possible de détecter une corrélation entre un signal consigne et un signal réponse, la méthode n'existe pas encore à ce jour. Il conviendra d'étudier s'il est possible d'extraire de manière satisfaisante un signal de réponse des sites au réglage indépendamment de la dynamique naturelle de variation des consommations des sites. Il est exclu pour RTE de ne pas contrôler ou disposer à terme de contrôle de la performance des services système étant donné la criticité du besoin auquel répondent ces produits. RTE estime qu'une phase de R&D associée à une phase d'apprentissage est nécessaire pour le contrôle des performances des sites de soutirage. Ainsi RTE propose que la méthode de contrôle soit élaborée pendant une phase transitoire. Pendant cette phase, les dispositions de contrôle de performances seraient transitoires. RTE rappelle que la contrôlabilité des sites est un critère d'aptitude essentiel. Les sites non contrôlables à l'issue de cette phase ne seraient pas certifiés. RTE invite donc les acteurs à prendre cet élément en compte dans leurs décisions d'investissement.

Enfin RTE propose de ne pas modifier le dispositif de remise en conformité des sites soumis à l'obligation d'aptitude, suite à la détection ou la déclaration d'une défaillance de réglage.

Question 19 : partagez-vous les propositions de RTE en termes de modification du contrôle de performances, et vis-à-vis du contrôle de performances des sites de soutirage ?

3.16 Inaptitudes temporaires

Dans le modèle de contrat services système actuel, les producteurs ne disposant que d'un « petit parc » (moins de cinq entités de services système dans leur périmètre) et ceux disposant d'installations hydraulique au fil de l'eau bénéficient de dispositions particulières leur permettant de caractériser en inaptitudes temporaires les situations suivantes :

- période de crue pour les installations hydrauliques fil de l'eau,
- variations de charge pour les installations relevant d'un petit parc,
- défaillances de réglage pour les installations relevant d'un petit parc.

La production des installations déclarées en inaptitude temporaire pour les services système ne rentrent pas dans le calcul des prescriptions (à condition que les inaptitudes temporaires aient été déclarées avant l'heure de calcul de la prescription).

Si ces dispositions se justifiaient par le passé, dans un environnement où il était difficile pour un acteur de trouver une contrepartie acceptant de prendre en charge son réglage dans ces conditions particulières, elles n'ont plus lieu d'être et deviennent discriminantes dès lors qu'un marché secondaire organisé est mis en place. RTE souhaite les supprimer.

RTE propose de supprimer ces trois dispositions un an après le lancement du marché secondaire organisé.

Question 20 : partagez-vous la proposition de RTE visant à supprimer les clauses d'inaptitudes temporaires ?

4. INSERTION DU MARCHÉ DANS LES PROCESSUS JOURNALIERS

4.1 Simultanéité des marchés de réserves primaire et secondaire

Si le marché secondaire organisé repose sur un système d'enchères, alors trois scénarios sont envisageables :

i. Simultanéité des enchères de réserves primaires et secondaires

ii. Enchère de réserves secondaire avant l'enchère de réserves primaire

iii. Enchère de réserves primaire avant l'enchère de réserves secondaire

Certains groupes de production ne sont pas capables de fournir des réserves secondaires sans réserves primaires, ce qui justifierait le scénario (ii).

Certains groupes de production sont capables de substituer la réserve secondaire par la réserve primaire (fonctionnement à « RPmax »), ce qui justifierait le scénario (iii).

Les scénarios (ii) et (iii) nécessitent plus de temps dans les processus journaliers que le scénario (i). Les chapitres suivants illustrent le fait que le processus journalier est déjà très contraint.

Ainsi RTE recommande qu'en cas de marché secondaire organisé reposant sur un système d'enchères, les enchères de réserves primaires et secondaires soient simultanées.

Question 21 : partagez-vous la proposition de RTE concernant la simultanéité des enchères de réserve primaire et secondaire ?

4.2 Heure du déroulement du marché

Voici les quatre grands principes qui conditionnement l'heure de déroulement du marché :

(1) Le marché secondaire doit se dérouler quand les acteurs disposent d'une bonne connaissance de la disponibilité de leurs capacités de réserve. Pour les acteurs ayant des installations fil de l'eau, cette information est jugée assez précise à partir du J-1. Pour les acteurs disposant de cycles combinés à gaz (CCG) la disponibilité est révélée avec les résultats du *market coupling*.

(2) Le marché secondaire doit se dérouler après que les acteurs ont reçu leur prescription définitive, afin qu'ils n'aient pas d'incertitude sur le volume de la prescription lors de leur émission d'ordres sur le marché. En effet, une telle incertitude induirait une tendance pour les acteurs à rester longs en réserve.

(3) Le marché secondaire doit, de préférence, se dérouler avant le processus d'optimisation journalière des producteurs disposant de grands parcs, afin que les résultats du marché puissent être intégrés de manière optimale dans le placement de la production.

(4) Enfin le marché secondaire doit avoir lieu à un moment où les acteurs ont des opérateurs disponibles pour proposer des offres sur le marché.

L'objectif est de placer l'heure du marché au meilleur moment pour l'ensemble des acteurs, dans le meilleur respect des principes identifiés. Les échanges entre acteurs n'auront lieu que si les acteurs sont en capacité et ont intérêt à échanger au même moment.

RTE estime que le principe (1) est dimensionnant pour les acteurs disposant principalement de cycles combinés à gaz, dont le démarrage est conditionné aux résultats du *market coupling*. Ainsi RTE estime que le marché secondaire organisé doit se dérouler après 12h40 en J-1.

RTE estime que le principe (2) est important pour l'efficacité du système électrique français même si de nombreux acteurs considèrent avoir une vision prévisionnelle de leur prescription suffisante pour opérer sur le marché secondaire organisé dès le calcul de la prescription indicative. RTE souhaite proposer plusieurs solutions d'horaire pour le calcul de la prescription définitive de façon à ce qu'elle ait lieu avant le marché secondaire. Ce point est traité dans la section suivante.

RTE estime que le principe (3) est important pour répondre à l'objectif d'optimisation du système électrique français. Cependant en l'absence d'éléments quantitatifs apportés par les acteurs concernés il est difficile de considérer ce principe comme déterminant. EDF a indiqué commencer son processus d'optimisation en J-1 3h avant l'heure limite d'accès au réseau, soit 13h30. Les acteurs du GT services système ont indiqué réaliser actuellement une partie importante de leurs échanges le matin du J-1.

Enfin RTE estime que le principe (4) est important mais non dimensionnant. Au vu des gains potentiels en jeu il devrait être possible de considérer la modification de certaines organisations opérationnelles à la marge.

Les conclusions sur le sujet du timing du marché secondaire organisé sont présentées dans la section suivante dans laquelle les différents scénarios possibles sont étudiés.

Question 22 : partagez-vous l'analyse de RTE des différentes problématiques contraignant l'heure de déroulement du marché ?

4.3 Prescription de réserve

État des lieux :

La prescription de réserve fait intervenir deux considérations. La première est la détermination du besoin de réserve (objet de cette section). Le second est la clef de partage entre acteurs (faisant l'objet de la section suivante).

Le besoin de réserve primaire pour la France est fixe à l'année et déterminé au niveau européen par des règles entre GRT.

Le besoin de réserve secondaire en temps réel pour la France est calculé selon la formule indiquée dans la DTR (section 3.2):

Le volume de réserve secondaire (demi-bande de réglage), nécessaire à la zone de réglage France, est calculé par RTE pour chaque pas ½ horaire selon les critères suivants :

- Le volume minimal est égal à 500 MW,
- Pour les périodes de faible gradient de la demande (D), (soit un gradient G < 6000 MW par 1/2heure ou 200 MW/min), le volume de la réserve secondaire est égal à la valeur minimale empirique recommandée par l'« Operation Handbook », prévue pour couvrir les variations aléatoires affectant l'équilibre Production Consommation (noise signal). Cette valeur minimale est calculée en MW par la formule :

$$\sqrt{10 * D + 22500} - 150$$

où D désigne la demande exprimée en MW (consommation France + échanges aux frontières)

- Pour les périodes de fort gradient de la demande (D), soit un gradient (G > 6000 MW par 1/2heure ou 200 MW/min), le volume de la réserve secondaire est calculé de façon à réduire le risque de passage en butée de niveau N_{RSFP}. Ce volume est égal à G/6 (G exprimé en MW par ½ heure).
- Sur certains points ½ horaires particuliers, les volumes de réserves issues de l'application des critères précédents, peuvent être lissés de façon à respecter les éventuels engagements d'encadrement prévus dans le contrat de participation aux services système (article 5), ou plus généralement pour éviter des fluctuations inutiles à la hausse ou à la baisse lors des périodes où la tendance s'inverse plusieurs fois de suite.

Puisqu'il y a une bonne corrélation entre le besoin de réserve temps réel, et l'estimation du besoin à 18h en J-1 en utilisant la même formule, RTE émet actuellement une prescription en J-1 à 18h.

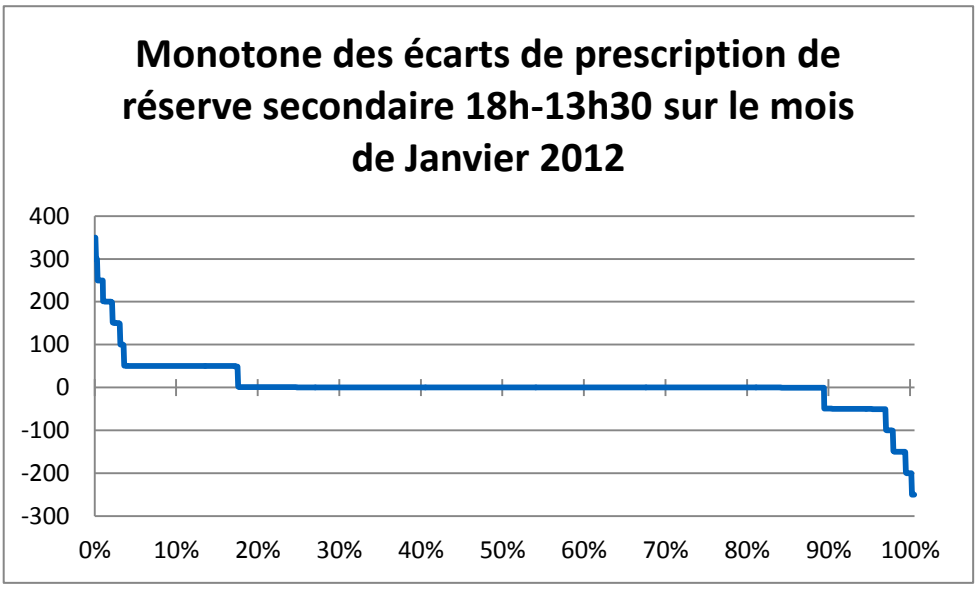
Le modèle de contrat services système actuel encadre les volumes que peut prescrire RTE (l'écart entre le volume minimum et le volume maximal prescrit sur un pas ½ horaire d'une journée donnée ne peut être supérieur à 400MW).

Si la contribution des acteurs en temps réel est significativement inférieure au besoin temps réel[12], RTE réalise des ajustements pour cause services système sur le mécanisme d'ajustement.

RTE envoie une prescription indicative aux acteurs en J-1 à 13h30, en utilisant toujours la même formule. Cependant, l'incertitude sur la consommation mais surtout sur les échanges étant grande, il y a de fortes différences entre le besoin de réserves secondaires estimé à 13h30 et le volume prescrit à 18h.

Les indicateurs de REX du modèle de contrat actuel illustrent ce phénomène :

[12] Le besoin temps réel est calculé selon la formule indiquée dans la DTR, comme en J-1 mais en utilisant les prévisions de consommation et d'échange réactualisées au plus près du temps réel.



Notons ici que la partie droite de la courbe ci-dessus aurait correspondu à une prescription (à 13h30) de réserve secondaire qui se serait révélée (à 18h) inutile, nuisant à l'efficacité du système électrique français.

Possibilité de changement :

S'il était nécessaire d'effectuer la prescription définitive de réserve avant 18h, RTE pourrait réaliser sa prescription définitive aux alentours de 13h30.

Deux options seraient alors possibles pour réaliser une prescription à 13h30 :

(1) Prescrire la totalité du besoin de réserve (i.e. la prescription indicative actuelle)

(2) Ne prescrire qu'une partie du besoin : celui issu du terme racine carrée de la formule de réserve secondaire (c'est-à-dire sans le terme gradient). Le besoin de réserve issu du terme gradient serait alors contractualisé par RTE au travers d'ajustements pour cause services système sur le mécanisme d'ajustement.

Le maintien de la prescription à 18h est identifié comme scénario (0).

L'option (1) a l'inconvénient de prescrire un volume de réserve secondaire parfois inutile, nuisant à l'efficacité du système électrique français.

Le volume d'ajustements nécessaires pour combler la différence entre le besoin temps réel et la prescription est supérieur pour l'option (1) que pour l'option (2) (qui est lui-même supérieur à celui de l'option (0)).

Les éléments décrits précédemment sont présentés de manière synthétique ci-dessous :

	Option 0	Option 1	Option 2
Heure de la prescription définitive	18h	13h30	13h30
Volume de réserve secondaire prescrit	Totalité	Totalité	Terme « racine carrée » uniquement
Dimensionnement des réserves au plus proche du besoin	Efficace	Relativement inefficace	Efficace
Volumes d'ajustements services système nécessaires[13]	Négligeable	Conséquent	Important

Puisque les ajustements pour cause services système sont actuellement financés par RTE et les responsables d'équilibre (en fonction de la tendance du mécanisme d'ajustement), l'option (1) et l'option (2) induisent des surcoûts pour RTE et pour les responsables d'équilibre.

Lors de la négociation du modèle de contrat services système qui avait vu passer la prescription de l'option (1) à l'option (0), RTE avait estimé son gain à 1 M€ par an. Celui-ci avait été reversé aux responsables de programmation au travers l'augmentation de la rémunération de l'obligation.

RTE a estimé à 2 M€ par an l'impact pour RTE de l'option (2) par rapport à l'option (0) (et de 500 k€ par an l'impact pour les responsables d'équilibre) sur l'année 2011.

En cas de besoin d'avancement de la prescription, RTE propose d'utiliser l'option (2) plutôt que l'option (1) dans un souci d'efficacité économique globale du système électrique français et de réduire la rémunération de la prescription globalement à hauteur du surcout engendré.

Question 23 : partagez-vous l'analyse de RTE concernant les possibilités de prescription de réserve ?

4.4 Clef de partage de la prescription

RTE estime que la règle de répartition la plus équitable est la prescription au prorata de la production des groupes aptes réellement démarrés par les producteurs (appelée par la suite prescription idéale). Malheureusement cette prescription idéale ne peut être calculée qu'a posteriori (sur la base des programmes d'appel J) et ne peut donc être utilisée dans un processus opérationnel de prescription.

En pratique le calcul est fait au prorata de la production en remplaçant la production réelle constatée en J par une production prévisionnelle vue du J-1 (programmes d'appel envoyé à l'heure limite d'accès au réseau en J-1). L'heure actuelle de calcul de la prescription définitive est contrainte par :

- le délai qui est nécessaire aux producteurs pour la mise en œuvre de la prescription dans leurs programmes d'appel ;
- le moment où RTE a défini son besoin avec suffisamment de précision ; et

[13] Hors défaillance des responsables de réserve et reconstitution des réserves involontairement supprimées par les ajustements P=C préalables

- le moment où les producteurs disposent de programmes prévisionnels de production les plus représentatifs possibles du programme réel.

En 2010, cette recherche du meilleur compromis avait conduit à retarder à la prescription définitive à 18h en J-1. La mise en place du marché secondaire organisé peut remettre en cause cet équilibre. Ainsi, il est nécessaire d'étudier d'autres solutions.

RTE identifie trois options possibles en ce qui concerne la clef de partage de la prescription définitive :

(1) prescription au prorata des programmes d'appel J-1 16h30 (ou PAP2) des groupes aptes,

(2) prescription au prorata des PAP J-1 13h15 des groupes aptes,

(3) prescription indépendante des programmes d'appel (par exemple basée sur une clef annuelle ou un jour de référence).

L'option (1) est actuellement utilisée pour la prescription définitive, et l'option (2) est actuellement utilisée pour la prescription indicative.

De nombreux acteurs du GT services système se sont assez vivement opposés à l'option (3) qui les aurait alors exposés au risque prix sur le marché secondaire des réserves pour les heures pour lesquelles ils auraient été prescrits sans groupe démarré. Par conséquent, RTE écarte cette option.

RTE propose simplement de n'utiliser l'option (2) qu'en cas d'avancement de la prescription définitive à 13h30.

Notons que ces clefs de partage se basent sur des termes déclaratifs et prévisionnels de la part des producteurs aptes. En théorie, cette clef de partage pourrait faire l'objet de manipulations consistant à déclarer ne pas produire dans un premier temps afin de ne pas avoir de prescription pour ensuite se redéclarer par la suite (ou l'inverse, en fonction de la différence entre la rémunération régulée de la capacité et de la perte d'opportunité)

Au titre du contrat services système actuel, RTE calcule des indicateurs de différence entre la prescription envoyée aux producteurs et la prescription théorique calculée a posteriori basée sur le programme d'appel J. Ces indicateurs sont envoyés aux acteurs de manière anonyme. A l'heure actuelle RTE n'a pas détecté de manipulations notables. RTE propose de maintenir ce dispositif de contrôle au travers de ces indicateurs.

Question 24 : partagez-vous l'analyse de RTE concernant les possibilités de clefs de partage de la prescription ?

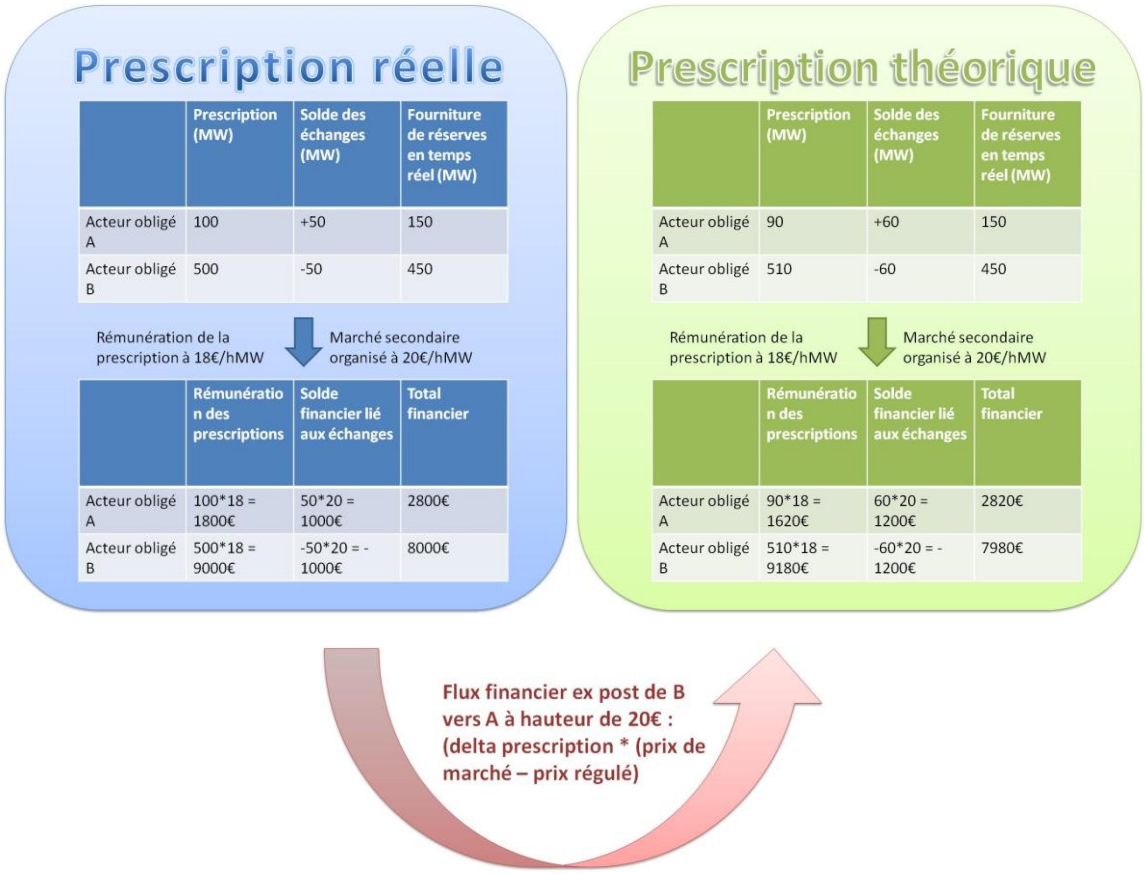
4.5 Mécanisme financier ex post redistributif

L'introduction d'un marché permet de relativiser l'importance de la clef de prescription, le résultat du marché (primaire ou secondaire) devant aboutir en théorie à la répartition optimale des réserves sur les sites aptes. Ainsi la clef de prescription n'a en théorie qu'une influence redistributive entre les acteurs soumis à la prescription.

Concrètement, un acteur soumis à 1 MW de prescription reçoit la rémunération régulée, alors qu'un acteur ayant vendu 1 MW de réserve sur le marché secondaire organisé reçoit le prix du marché.

Ainsi la différence entre la prescription émise par RTE et la prescription optimale a posteriori peut être valorisée à hauteur de la différence entre le prix du marché secondaire organisé et le montant de la rémunération régulée. Il serait possible d'introduire ce flux financier automatique et obligatoire entre les acteurs soumis à la prescription.

Ceci est illustré dans l'exemple ci-dessous :



La prescription théorique est une prescription idéale calculée a posteriori sur les programmes d'appel J des producteurs.

Ce flux financier doit être indépendant du concept de bilan de réserve (sinon cela reviendrait à ce que les acteurs ne connaissent leur prescription définitive qu'a posteriori)

RTE propose de ne pas introduire ce mécanisme financier ex post dans un premier temps, même si à terme cette solution pourra être envisagée. Cependant RTE continuera de surveiller les différences entre la prescription réalisée et la prescription théorique idéale au travers d'indicateurs. RTE pourrait proposer ce mécanisme financier par la suite si les différences constatées devenaient conséquentes.

Cependant dans le scénario ou la prescription de RTE serait réalisée indépendamment du programme d'appel, il conviendrait d'introduire ce mécanisme ex post redistributif puisqu'il permet de neutraliser les effets liés aux écarts de prescription.

Question 25 : partagez-vous l'analyse et la proposition de RTE de ne pas mettre en place le mécanisme ex post redistributif ?

4.6 Scénarios

Grace aux travaux menés dans le cadre des GT services système, deux familles de scénarios ont été identifiées, ayant chacune des variantes. La première famille de scénarios repose sur un mécanisme d'enchère double, la seconde correspond à une négociation continue :



Scénario 1 : enchère(s) double :

- Le scénario 1a correspond à la poursuite de l'existant avec l'ajout d'une enchère en J-1 à 19h30 ;
- Le scénario 1b est une enchère en J-1 15h et nécessite l'avancement de la prescription à 13h30;
- Le scénario 1c est une enchère en J-1 13h nécessitant que la prescription ne se base plus sur les programmes d'appel, et nécessitant la mise en place du mécanisme ex post redistributif.
- Le scénario 1d est identique au scénario 1a, si ce n'est qu'une seconde enchère est ajoutée en J-1 matin à 10h30.
- Le scénario 1e correspond à une enchère à 13h15 avec un maintien de la prescription définitive à 18h.

Scénario 2 : négociation continue concentrée en trois créneaux : J-1 matin, J-1 début d'après midi et J-1 soir

- Le scénario 2a est une négociation continue organisée, reposant sur des transactions anonymes et une contrepartie centrale,
- Le scénario 2b est une négociation continue facilitée ne reposant ni sur des transactions anonymes ni sur une contrepartie centrale.

Le tableau ci après illustre les différents scénarios :

Scénarios	Enchère J-1 19h 1a	Enchère J-1 15h 1b	Enchère J-1 13h15 1c	2 enchères J-1 matin et J-1 19h 1d	Enchère J-1 13h15 (prescription J-1 18h) 1e	Négo continue **avec** CC 2a	Négo continue **sans** CC 2b
Heure de la prescription indicative	13h30	-	-	13h30	13h30	13h30	13h30
Heure de la prescription définitive	18h	13h30	12h	18h	18h	18h	18h
Fin de la période de soumission des carnets d'ordre pour le MSO	19h30	15h	13h15	10h30 et 19h30	13h15	J-1 matin, midi et soir	J-1 matin, midi et soir
Envoi des résultats du MSO	20h	15h30	13h30	10h45 et 20h	13h30	Instantané	Instantané
Clef de partage de la prescription	Programmes J-1 16h30	Programmes J-1 13h15	Indépendante des programmes J-1	Programmes J-1 16h30	Programmes J-1 16h30	Programmes J-1 16h30	Programmes J-1 16h30
Mécanisme ex post redistributif	Non	Non	Oui	Non	Non	Non	Non
Contrepartie centrale	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non

Analyse de RTE :

Un échange ne peut avoir lieu que si les deux contreparties sont d'accord pour conclure une transaction au même moment. La réduction des fenêtres de transactions permet certes la concentration de la liquidité mais elle n'est bénéfique que si les contraintes induites sur les différents acteurs restent acceptables.

Les positions des acteurs mentionnées ci-dessous sont issues des GT services système.

Les scénarios 1a, 1d et 1e ont l'avantage de n'introduire aucun changement par rapport aux dispositions actuelles du contrat services système, si ce n'est l'introduction du marché secondaire organisé.

Pour les scénarios 1a et 1d, la CNR ne dispose actuellement pas d'opérateurs à partir du J-1 fin d'après midi.

Le scénario 1e a l'inconvénient de soumettre les acteurs à un risque volume, puisque le marché organisé se déroule avant la prescription définitive.

Le scénario 1b correspond au timing préféré pour un certain nombre d'acteurs, des équipes étant naturellement disponibles pour participer au marché. Ce scénario implique des changements non négligeables en termes de prescription pour RTE. E.ON indique cependant que ses équipes ne peuvent dégager du temps pour les services système en début d'après midi. EDF indique que ce scénario se déroulerait pendant son processus d'optimisation, conduisant à des incertitudes et à des contraintes opérationnelles.

Le scénario 1c permettrait à EDF de prendre en compte les résultats du marché secondaire organisé dans son optimisation globale, permettant ainsi une meilleure optimisation du système électrique français. Le scénario 1c est cependant très contraignant pour les acteurs et RTE, et n'a pas fait l'objet d'une estimation quantitative. Les scénarios 1d et 1e permettent de faciliter cette optimisation.

Le scénario 1d par rapport au scénario 1a permet que les échanges réalisés en J-1 matin soient réalisés par le biais du marché secondaire organisé. Ce qui peut conduire à un partage de la liquidité entre les deux enchères. Tous les sites de production dont le démarrage est incertain avant le *market coupling* ne pourront pas participer à l'enchère du J-1 matin sans prendre de risques.

Le scénario 2 permet de ne pas prendre de décision concernant l'heure du marché secondaire organisé, en laissant les trois horaires d'échanges possibles entre acteurs. Les acteurs actifs sur toutes les sessions du mécanisme continu auraient naturellement un avantage par rapport aux autres.

Le scénario 2b est le seul scénario sans contrepartie centrale, permettant une mise en œuvre plus simple et donc à moindre coût.

Au vu des éléments présentés RTE propose de mettre en place la solution 1a.

RTE ne recommande pas la mise en place du scénario 2 puisqu'il ne permet pas de concentrer assez la liquidité, et qu'une grande majorité d'acteurs sont en faveur de la mise en place d'un mécanisme d'enchères. RTE ne recommande pas non plus la mise en place du scénario 1b qui implique une modification de la prescription ayant des conséquences non négligeables, alors que le gain pour les acteurs reste incertain par rapport au scénario 1a. RTE a conscience de la contrainte opérationnelle de CNR associée aux scénarios 1a et 1d mais estime que l'enjeu associé à l'optimisation des réserves peut justifier une modification organisationnelle à la marge. Étant donné la taille du marché organisé, il semble risqué de diviser la liquidité en introduisant une seconde enchère dès la mise en place du marché organisé. Enfin le scénario 1e exposerait les acteurs obligés à une incertitude sur la prescription (principalement pour la réserve secondaire) qui pourrait nuire à l'efficacité du système électrique,

Le tableau ci-après est une représentation simplifiée des scénarios envisagés et des avantages et inconvénients identifiés :

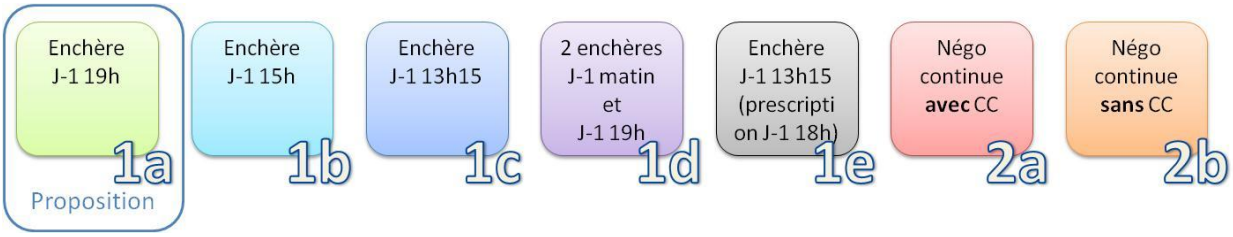
Scénario	Enchère J-1 19h 1a	Enchère J-1 15h 1b	Enchère J-1 13h15 1c	2 enchères J-1 matin et J-1 19h 1d	Enchère J-1 13h15 (prescription J-1 18h) 1e	Négo continue **avec** CC 2a	Négo continue **sans** CC 2b

Type de marché	Enchères doubles simultanées réserve primaire et secondaire	Négociation continue
	Concentre la liquidité au maximum Révèle un prix précis Problématique de contraintes algorithmiques relatives aux différents produits	Compatible avec tous les timings d'échanges Pas de problème lié à la simultanéité des enchères RP / RS

Chambre de compensation	Avec	Sans
	Meilleure sécurisation financière Transactions anonymes Facilite la participation des acteurs de petite taille	Coût de mise en œuvre réduit

Impacts du timing	Nécessite une modification opérationnelle CNR	Timing problématique pour EDF & E.ON Modification de la prescription	Permet une meilleure optimisation Introduction du mécanisme ex post redistributif Modification de la prescription	Nécessite une modification opérationnelle CNR Divise la liquidité Permet que plus de transactions passent par le marché organisé	Incertitude des acteurs sur la prescription définitive	Ne concentre totalement pas la liquidité

En synthèse la proposition de RTE est la suivante :



Question 26 : partagez-vous la proposition de RTE de recourir à un mécanisme d'enchère en J-1 à 19h, avec un la mise en place d'une contrepartie financière centrale, le maintien d'une prescription définitive en J-1 18h et le maintien d'une clef de partage de la prescription définitive basée sur les programmes d'appel J-1 16h30 des groupes aptes ?

5. NOUVEAUX ENTRANTS

5.1 Sites de stockage

Les sites de stockages peuvent être par exemple des batteries, des volants d'inertie, ou des installations stockant de l'énergie potentielle. Le rattachement des sites de stockage à des sites de soutirage, d'injection, ou la nécessité de créer un nouveau type de site dépasse la problématique des services système.

Les sites de stockage se caractérisent par une contrainte sur l'énergie impliquant une durée maximale de réponse à la consigne de réglage (primaire ou secondaire). Le modèle de contrat actuel prévoit une tenue de réglage primaire de 15 minutes minimale pendant une excursion de fréquence. Le projet de code réseau LFC&R étend cette tenue minimale à 30 minutes.

Par ailleurs le modèle de contrat actuel donne la possibilité aux installations au fil de l'eau de déroger à cette exigence en énergie en contre partie d'une fourniture d'un volume double de réserve.

Comme présenté dans le chapitre relatif à la caractérisation de l'aptitude, RTE propose de préciser explicitement les performances attendues d'une installation délivrant du réglage et présentant des contraintes en énergie. La question de la dérogation pour les installations fil de l'eau devra être réétudiée au travers de cette refonte.

Question 27 : partagez-vous les propositions de RTE concernant les modalités de participation des sites de stockage aux services système ?

5.2 Énergies renouvelables

RTE estime que l'enjeu de la participation des éoliennes et du photovoltaïque au réglage de la fréquence apparaîtra lorsque la pénétration de ces moyens dans le parc de production deviendra conséquente. Notons qu'économiquement, la production de réserve primaire et secondaire sur des éoliennes ou du photovoltaïque est plus coûteuse que par les autres moyens de production, puisque le coût variable de ces installations est nul. Les dispositions proposées dans ce document permettent la participation de ces sites. Il convient de noter cependant que si ces installations de production devenaient aptes, elles seraient alors soumises à la prescription au titre de l'article L. 321-11 du Code de l'énergie.

RTE considère que les moyens fils de l'eau en période de crue ont une problématique identique à celle des éoliennes ou des installations photovoltaïques. Techniquement les moyens au fil de l'eau conservent leur capacités constructives de réglage, même en période de crue, il n'y a donc pas de raison qu'ils soient exemptés de la prescription. RTE propose donc de supprimer la dérogation permettant aux installations fil de l'eau de ne pas être prescrites en cas de crue, comme exposé précédemment.

Question 28 : partagez-vous l'analyse de RTE concernant la participation des énergies renouvelables aux services système ?

5.3 Sites de soutirage

RTE estime que la participation des sites de soutirage aux réserves est un enjeu important pour l'efficacité économique du système électrique français à terme. En effet, il semble profitable de pouvoir bénéficier de l'inertie naturelle des sites de soutirage et de leur flexibilité pour fournir des réserves primaires et/ou secondaires.

Cependant la participation des sites de soutirage est un sujet complexe puisque la quasi-totalité des problématiques traitées dans l'intégration des effacements dans les mécanismes de marché s'appliquent aux services système :

- Relations entre les responsables d'équilibre, les responsables de réserve, les fournisseurs et les sites,
- Contrôle des performances (ou contrôle du réalisé),
- Qualification de la mesure et agrément pour la capacité à piloter la charge des sites de soutirage.

Les problématiques concernant la certification de l'aptitude, la qualification de la télémesure, et le contrôle des performances ont été abordées dans les chapitres précédents.

Exposé de la problématique de la gestion de l'énergie activée par l'action des réglages :

Actuellement une entité de service système participant au réglage secondaire voit son périmètre de responsable d'équilibre corrigé de l'énergie activée par l'action du réglage (il introduit aussi un flux financier entre RTE et le responsable de programmation valorisant l'énergie de réglage secondaire à +/– 10 €/MWh selon que l'activation est à la hausse ou la baisse). Pour les sites de production, cette disposition n'a pas été identifiée comme problématique puisque le responsable de programmation, le responsable d'équilibre et le producteur sont bien souvent la même entreprise. Quand cela n'est pas le cas, il est nécessaire de définir le cadre contractuel entre les différentes parties. Les travaux menés depuis plusieurs années dans le cadre de l'intégration des effacements dans les différents mécanismes de marché ont permis d'établir le caractère complexe des relations entre les sites, les opérateurs d'effacement, les fournisseurs et les responsables d'équilibre. En effet, l'avis de l'Autorité de la concurrence de juillet 2012 a estimé que le recours obligatoire à un accord ex ante du responsable d'équilibre d'un site pour la participation des sites à un mécanisme de marché était contraire au droit communautaire. Dès lors une simple extension aux sites de soutirage des dispositions prévues dans le modèle de contrat actuel pour le traitement des énergies activées, ne va pas de soi et un choix devra être fait entre plusieurs solutions.

Liste des options possibles pour la problématique de la gestion de l'énergie de réglage :

D'un point de vue théorique, RTE identifie quatre options possibles pour la gestion des énergies de réglage activées (pour une entité de réserve ne comprenant qu'un seul site) :

- **Option 1 : pas de neutralisation :**

Dans cette option, les périmètres des responsables d'équilibre des sites ne seraient pas neutralisés. Il n'y aurait pas non plus de flux financier avec RTE. Le responsable de réserve serait rémunéré pour la fourniture du service uniquement.

- **Option 2a : modèle existant :**

Cette option correspond à l'extension des dispositions prévues pour les sites d'injection aux sites de soutirage :

- Neutralisation de l'impact sur l'écart du périmètre du RE du site
- Flux financier entre RTE et le responsable de réserve (prix régulé de l'énergie de réglage)

- **Option 2b : modèle NEBEF :**

Cette option correspond à la déclinaison des modalités prévues dans NEBEF pour l'énergie des réserves :

- Neutralisation de l'impact sur l'écart du périmètre du RE du site
- Flux financier entre RTE et le responsable de réserve (prix régulé de l'énergie de réglage)
- Flux financier régulé entre le fournisseur et le responsable de réserve (tarif de fourniture)

Notons que contrairement à NEBEF, ce flux financier serait à double sens (en fonction du signe de l'énergie de réglage activée)

- **Option 2c : modèle avec ajustement de la consommation :**

Cette option correspond à la déclinaison des modalités prévues dans les règles RE/MA pour l'énergie des ajustements sur les sites de soutirages :

- Neutralisation de l'impact sur l'écart du périmètre du RE du site
- Flux financier entre RTE et le responsable de réserve
- Correction de la consommation du site par RTE

<u>Estimation de l'enjeu financier de la problématique de la gestion de l'énergie de réglage :</u>

Si l'énergie de réglage était nulle pour chaque pas demi horaire, ou si elle était nulle en espérance, on pourrait alors considérer qu'il n'y a pas d'enjeu financier associé à la problématique étudiée. Cependant ce n'est pas le cas.

Les flux financiers induits peuvent être estimés au travers de la formule suivante : RS * T * m * P avec :

- RS : volume de réserve secondaire
- T : période de réglage
- m : moyenne du niveau de réglage secondaire sur la période considérée
- P : prix de l'énergie

Historiquement, le niveau de réglage secondaire annuel moyen a tendance à être légèrement négatif. Avec une valeur de moyenne du niveau de -0.06 et un prix de l'énergie à 50 €/MWh, le flux financier est de 3 €/hMW. Contrairement aux effacements, il s'agit d'une surconsommation du site de soutirage, ce qui implique indirectement un coût de 3 €/hMW (en espérance) pour le responsable de réserve pilotant le site, puisqu'il lui faudra le prendre en compte.

Analyse de RTE concernant la problématique de la gestion de l'énergie de réglage :

RTE estime que le coût en espérance pour les responsables de réserve lié à l'énergie de réglage activée est non négligeable et pourrait représenter un frein à la participation des sites de soutirage s'il n'était pas possible de le prendre en compte. L'effet démultiplicatif de la moyenne du niveau sur les flux financiers est tel qu'une solution autre qu'une exigence de moyenne de niveau nulle doit être envisagée.

RTE analyse que seules les options 2b (modèle NEBEF) et 2c (modèle avec ajustement de la consommation) permettent de corriger les flux financiers induits.

Comme indiqué précédemment, l'option 2b (modèle NEBEF) fait intervenir des flux financiers régulés à double sens entre les fournisseurs et les responsables de réserve. Les travaux menés dans le cadre des effacements au service du marché ne prévoient pas à court terme de flux financiers régulés du fournisseur vers le responsable de réserve. Une extension du cadre légal serait nécessaire à leur mise en œuvre. Ainsi RTE estime complexe de les prévoir pour les services système à court terme.

En conséquence, RTE considère que l'option 1 (aucune neutralisation de périmètre) ou l'option 2c (modèle avec ajustement de la consommation) sont les meilleures alternatives à court terme.

Gestion des entités de réserve multi sites de soutirage :

Une entité de réserve composée de plusieurs sites peut être multi responsable d'équilibre et multi fournisseur. En cas de correction des périmètres des responsables d'équilibre et des consommations des sites, une répartition de l'énergie de réglage activée site à site serait nécessaire.

RTE identifie quatre possibilités pour la détermination de cette clef de répartition de l'énergie site à site :

- Option A : Estimation de RTE
- Option B : Règles arbitraire (par ex. au prorata de la puissance souscrite)

- Option C : Déclaration de la clef par le responsable de réserve sans possibilité de vérification de RTE

- Option D : Déclaration de la clef par le responsable de réserve avec possibilité de vérification de RTE

En cas de correction de l'énergie de réglage activée, RTE propose la mise en place de l'option D. En effet le responsable de réserve a une connaissance précise des processus et de leur pilotage site par site et dispose donc des éléments pertinents pour déclarer la clef de répartition par site. Il convient d'autre part de permettre à RTE de vérifier l'intégrité de la déclaration du responsable de réserve. Les modalités de ce contrôle seraient à définir.

RTE propose en conséquence de ne pas appliquer de restriction mono responsable d'équilibre, ou mono fournisseur aux périmètres des entités de réserve dans un premier temps.

Périmètre d'une entité de réserve composée de sites de soutirage :

L'application du modèle avec ajustement de la consommation à court terme imposerait une certaine limitation des sites pouvant être acceptés dans une entité de réserve par RTE puisque leur consommation doit légalement ou contractuellement pouvoir être ajustée. Ces limitations devront être étudiées à la lumière des règles RE/MA en vigueur et en parallèle de leur étude pour les effacements au service du marché.

L'introduction d'un seuil minimal de réserve pouvant être fournie par site devra aussi être étudiée.

RTE propose enfin qu'un volume de réserve maximum soit associé à chaque entité de réserve. L'augmentation de volume par le responsable de réserve serait associée à un agrément de la part de RTE. Cette limitation permettrait de contrôler l'augmentation des capacités des entités de réserve, afin d'éviter qu'un responsable de réserve obtienne un agrément sur une entité de réserve à laquelle il rattacherait dans un second temps un ensemble de sites ne remplissant pas les exigences de certification. Cette limitation serait utilisée pour l'acceptation des programmes de réserve par RTE.

Concomitance avec les effacements :

La gestion de la concomitance avec les effacements au service du marché, et les effacements dans le cadre du mécanisme d'ajustement doit aussi être étudiée.

Régime transitoire :

Au vu de la complexité des éléments exposés précédemment, RTE propose que l'intégration des sites de soutirage au marché des services système soit progressive au travers d'un certain nombre d'étapes et de jalons, de manière similaire à l'intégration des effacements au service du marché. Des phases de retour d'expérience devraient aussi être prévues. RTE propose dans un premier temps de limiter la participation des sites de soutirage aux services système au travers d'un seuil maximal de 50MW pour la réserve primaire et 50MW pour la réserve secondaire.

Question 29 : partagez-vous l'analyse de RTE concernant les modalités de traitement de l'énergie de réglage des sites de soutirage ? Quelle option vous semble être la meilleure à court terme ?

Question 30 : en dehors de la question de l'énergie de réglage, partagez-vous les propositions de RTE en termes de gestion des entités de réserve composées de sites de soutirage ?

5.4 Intégration européenne

Cette section ne concerne que les échanges de réserve primaire. En effet, les échanges de réserve secondaire nécessitent des pré-requis qui ne sont actuellement pas remplis :

- Possibilité de réservation de capacité d'interconnexion pour des échanges de réserve, et
- Possibilité d'envoyer des signaux différenciés aux sites participant au réglage secondaire en France, et possibilité d'envoyer des signaux aux sites étrangers participant au réglage français.

Actuellement seuls des contrats d'export de la France vers la Belgique et la Suisse existent. Ces contrats n'autorisent que des échanges entre un acteur français et le GRT voisin.

La participation des acteurs étrangers au marché secondaire organisé devra faire l'objet d'un accord de la part de leur GRT (au travers par exemple de dispositions similaires au concept de responsable de réserve en France). Les relations entre les GRT voisins et RTE devront être régies par des contrats spécifiques encadrant et autorisant les échanges transfrontaliers entre acteurs.

RTE propose dans une première phase de n'autoriser les échanges transfrontaliers de réserve entre acteurs qu'au travers du marché secondaire organisé.

La Policy 1 de l'ex-UCTE et le futur code réseau LFC&R prévoient des limitations aux possibilités d'import et d'export de réserve primaire entre control area. A terme, RTE proposera des modalités de répartition de ces possibilités entre les différentes échéances et les différentes frontières, en cohérence avec les dispositions du futur code CACM[14]. Ces modalités devront être concertées et soumises à l'approbation de la CRE. Si un dispositif de type « *market coupling* » semble théoriquement être une cible souhaitable à terme, son intérêt devra faire l'objet d'une analyse.

RTE propose dans un premier temps de mettre en place un mécanisme simple de participation des offres étrangères au marché secondaire organisé dans le cadre d'accords bilatéraux avec les GRT voisins à établir.

Question 31 : partagez-vous les propositions de RTE en termes d'intégration européenne des marchés des réserves ?

[14] Capacity Allocation & Congestion Management

6. RÉALISATION, CALENDRIER DE MISE EN ŒUVRE ET MODALITÉS DE FINANCEMENT

6.1 Réalisation du marché secondaire organisé

RTE estime que toutes les propositions énoncées dans ce document résolvent la majorité des freins aux échanges identifiés par les responsables de programmation, et proposent un cadre technique et contractuel favorable à l'apparition naturelle d'un opérateur de marché organisé. Si cependant aucun opérateur de marché ne se positionnait spontanément sur ce marché, RTE envisage alors de réaliser ce marché lui-même ou de faire appel à une prestation de service, sur tout ou partie du service. Un pré requis à cette réalisation ou à cette prestation de service serait une couverture des coûts de RTE adaptée.

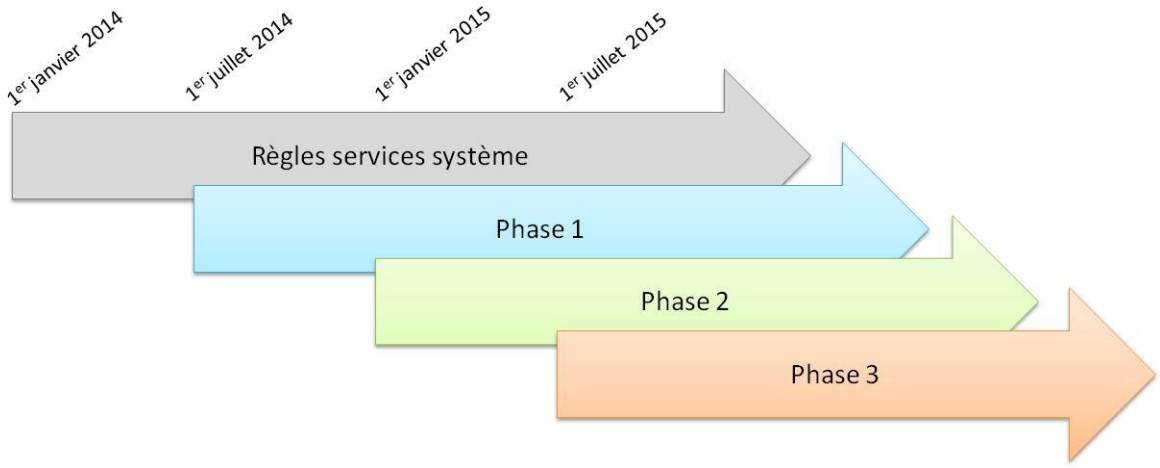
6.2 Calendrier de mise en œuvre

RTE identifie trois phases pour le calendrier de mise en œuvre des principales dispositions :

- La première concernerait l'ouverture des règles services système aux sites de soutirages **(Phase 1),**
- La seconde concernerait l'introduction des notifications d'échange de réserve, et l'introduction de la sécurisation financière de la livraison physique **(Phase 2),**
- La troisième concernerait la mise en place du marché secondaire organisé et l'intégration européenne **(Phase 3).**

Étant donné les délais nécessaires pour l'adaptation des différents systèmes d'information, RTE propose les dates suivantes pour les différentes phases : 1er juillet 2014 pour la première phase, 1er janvier 2015 pour la seconde, et 1er juillet 2015 pour la troisième. Ces dates seraient dépendantes de l'avancement des différents pré requis identifiés au travers de ce document.

Au vu des informations à la disposition de RTE, il ne semble pas que l'échéance du 1er juillet 2014 pour la première phase pénalise l'arrivée des nouveaux entrants.



Question 32 : partagez-vous la proposition de RTE de séquencer la mise en œuvre des différentes nouvelles fonctionnalités. Partagez-vous les propositions de RTE en termes d'échéancier de mise en œuvre ?

6.3 Modalités de financement

A priori, trois familles de coûts peuvent être définies :

i. Les évolutions du système d'information de RTE

ii. La mise en place du marché secondaire organisé et du service de chambre de compensation

iii. Les qualifications de télémesure et certifications d'aptitudes des acteurs

Comme pour NEBEF, RTE propose que la qualification de télémesure et la certification d'aptitude d'un acteur (iii) soient financées par l'acteur souhaitant obtenir la qualification et la certification.

Pour les points (i) et (ii) le financement pourrait porter sur les acteurs et sur RTE. Le financement par les acteurs pourrait se traduire au travers de « fees » sur le marché secondaire organisé, d'un coût d'ouverture d'échange de gré à gré et d'un ajustement de la rémunération régulée des réserves. En cas de financement partiel par RTE, une couverture des coûts adaptée devra être mise en œuvre. Il convient de souligner que la CRE a fixé le niveau de revenu de RTE[15] en amont de la définition précise du marché secondaire organisé.

Question 33 : comment les différentes dispositions, présentées dans ce document devraient être financées selon vous ?

[15] Délibération du 6 février 2013 portant projet de décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB