Réseau de transport d'électricité

Evolution des modalités de participation aux réserves primaire et secondaire de fréquence

Appel à contributions

13 février 2015

Table des matières

1. Exposé des motifs 3

2. Ouverture de la participation aux sites de soutirage RPD 4
2.1 Introduction 4
2.2 Prise en compte de l'énergie de réglage 4
2.3 Constitution des entités de réserve de type soutirage 7
2.4 Modalités et calendrier d'ouverture de la participation 7

3. Ouverture de la participation aux capacités dissymétriques 8
3.1 Introduction 8
3.2 Analyse économique 8
3.3 Modalités et calendrier d'ouverture de la participation 9
3.4 Modification du prix régulé de l'énergie de réglage 11

4. Evolution des modalités de reconstitution des services système 14
4.1 Description de la situation actuelle 14
4.2 Maintien du dispositif permettant la reconstitution des services sur le mécanisme d'ajustement 14
4.3 Modification de l'allocation des surcoûts services système : exposé des motifs 14
4.4 Proposition d'évolution de l'allocation des surcoûts services système 15

1. EXPOSE DES MOTIFS

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

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

Par ailleurs, RTE souhaite réinterroger les modalités d'allocation des surcoûts services système, qui peuvent aujourd'hui être à l'origine de biais dans l'optimisation des activations des offres sur le mécanisme d'ajustement (MA), notamment dans la perspective de la mise en œuvre des common merit order lists (CMOL) issues du code balancing[3].

Des réunions du GT services système fréquence ont lieu depuis septembre 2014 pour traiter des sujets listés ci-dessus en concertation avec les acteurs de marché dans le cadre du CURTE. Les présentations ainsi que les comptes-rendus des réunions sont disponibles sur le site concerte[4]. Les axes de travail et le calendrier de ce groupe de travail sont les suivants :

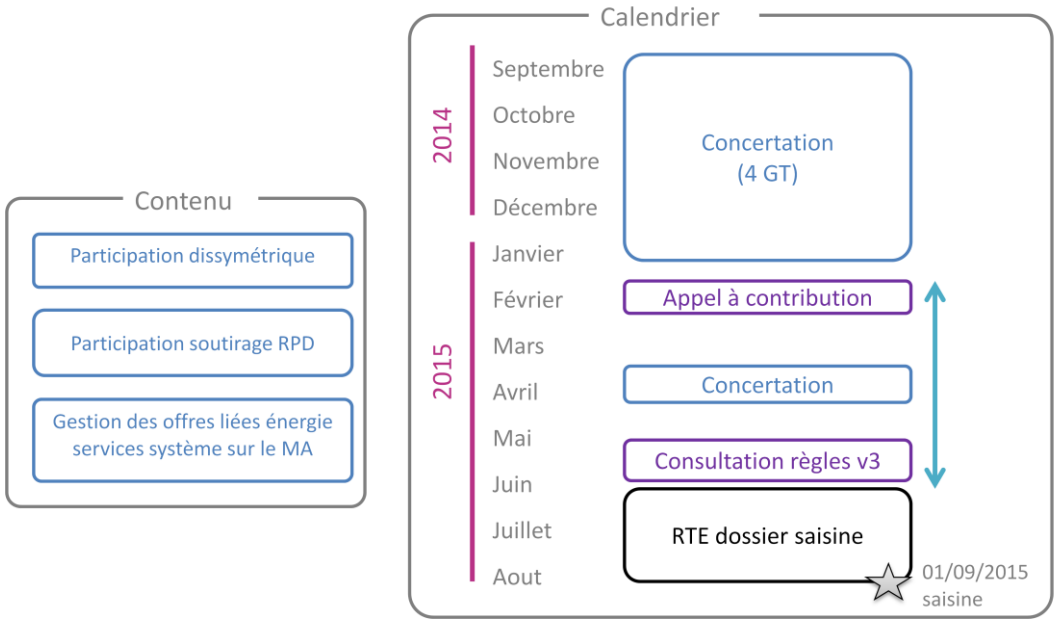


Figure 1: contenu et calendrier de la concertation services système fréquence pour l'élaboration des règles v3

RTE propose de lancer un appel à contributions afin de recueillir les avis des acteurs de marché sur les trois axes de travail, avant la rédaction d'une proposition d'évolution des règles services système (et RE/MA), la consultation puis la saisine de la CRE, qui doivent intervenir avant le 1er septembre 2015. Les acteurs peuvent, par ailleurs, formuler des contributions concernant l'élaboration des règles services système v3, en dehors des trois axes de travail exposés dans le présent document.

[1] http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/regles-services-systeme/consulter-la-deliberation
[2] Les règles services système dites v1 sont celles entrées en vigueur au 1er janvier 2014. Les règles dites v2 sont celles entrées en vigueur au 1er juillet 2014.
[3] https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/140806_NCEB_Resubmission_to_ACER_v.03.PDF
[4] https://www.concerte.fr/commissions/cam-gt-ssy-fr%C3%A9quence

2. OUVERTURE DE LA PARTICIPATION AUX SITES DE SOUTIRAGE RPD

2.1 Introduction

La participation au réglage primaire et secondaire de fréquence est ouverte à titre expérimental aux sites de soutirage raccordés au RPT depuis le 1er juillet 2014. Conformément aux règles services système, RTE a proposé un retour d'expérience[5] le 1er décembre 2014 relatif à la première phase de l'expérimentation.

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

2.2 Prise en compte de l'énergie de réglage

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

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

La gestion de l'énergie de réglage des sites de soutirage pour les services système s'apparente à la gestion de l'énergie effacée des effacements au service du marché (dispositif NEBEF) ou des ajustements sur le mécanisme d'ajustement (MA), avec cependant deux différences majeures : (i) pour les capacités participant de manière symétrique, l'activation des services système nécessite des hausses de consommation[6] et (ii) il n'existe pas de cadre légal/réglementaire prévoyant une régulation des flux financiers entre les fournisseurs des sites engagés et les responsables de réserve.

Quatre modèles sont envisageables pour la gestion de l'énergie de réglage. Ils sont synthétisés dans le tableau ci-dessous :

[5] https://www.concerte.fr/system/files/evenement_agenda/REX%20soutirage%20SSY.pdf
[6] En opposition aux effacements qui ne sont que des baisses de consommation

Modèle / conséquences par rapport à une absence de participation aux services système du site	Conséquences pour le responsable d'équilibre du site	Conséquences pour le responsable de réserve du site	Conséquences pour le fournisseur du site
Modèle dit « corrigé »	Le calcul d'écart du RE s'effectue sur la consommation ajustée du site : la participation aux services système du site n'induit pas d'écart pour le RE du site	Flux financier avec RTE pour l'achat vente d'énergie de réglage (10.542 €/MWh actuellement)	Le fournisseur du site a la possibilité de facturer l'accès au marché du site sur la base de la consommation ajustée
Modèle dit « régulé »	Un bloc correspondant à l'énergie de réglage est ajouté dans le périmètre du RE (permet de ne pas mettre le RE en écart)	Flux financier avec RTE pour l'achat vente d'énergie de réglage (10.542 €/MWh actuellement) Flux financiers à mettre en place entre le responsable de réserve et les fournisseurs des sites pour l'énergie injectée ou soutirée selon des barèmes régulés.	Flux financiers à mettre en place entre le responsable de réserve et les fournisseurs des sites pour l'énergie injectée ou soutirée selon des barèmes régulés.
Modèle dit « contractuel »	Un bloc correspondant à l'énergie de réglage est ajouté dans le périmètre du RE (permet de ne pas mettre le RE en écart) Potentiel contrat privé avec le fournisseur du site pouvant entrainer des flux financiers	Flux financier avec RTE pour l'achat vente d'énergie de réglage (10.542 €/MWh actuellement) Contrat privé avec le fournisseur du site pouvant entrainer des flux financiers	Contrat privé avec le responsable de réserve du site pouvant entrainer des flux financiers Potentiel contrat privé avec le responsable d'équilibre du site pouvant entrainer des flux financiers
Modèle dit « absence de prise en compte de l'énergie »	La participation aux services système du site peut induire un déséquilibre pour le RE du site	Pas de flux financiers pour l'énergie de réglage	Aucune (au-delà de la modification du profil de la courbe de charge)

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

Pour la participation des sites de soutirage RPD, le modèle corrigé ne semble pas pouvoir être étendu à tous les types de sites (notamment pour ceux dont la puissance souscrite est inférieure à 36kVA) pour des contraintes d'ordre juridique[7]. Le modèle dit « régulé » obligatoire ne saurait s'appliquer en l'absence de cadre légal explicite. Le modèle contractuel obligatoire est contraire à l'avis de l'Autorité de la concurrence du 26 juillet 2012. Enfin le modèle sans prise en compte de l'énergie de réglage induit des déséquilibres pour les RE des sites en réglage.

Ainsi, aucun des modèles exposés ci-dessus ne parait pouvoir être appliqué aux sites de soutirage raccordés au RPD.

RTE a proposé dans le cadre de la concertation une solution alternative consistant en une déclinaison d'un modèle « régulé » optionnel pour les fournisseurs : les fournisseurs se verraient proposer d'adhérer aux règles services système selon un accord de participation spécifique. En cas d'adhésion du fournisseur, l'énergie de réglage des sites dont il est le fournisseur ferait l'objet de flux financiers entre les responsables de réserve et le fournisseur par l'intermédiaire de RTE et selon des barèmes définis dans les règles (identiques à ceux en vigueur pour NEBEF), et les RE des sites seraient « désinfluencés » de l'énergie de réglage activée. En l'absence d'adhésion du fournisseur, le modèle « absence de prise en compte de l'énergie de réglage » serait appliqué aux sites participant aux services système dont il est le fournisseur.

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

RTE proposerait de plus la mise en place optionnelle d'un modèle contractuel : un responsable de réserve et un RE pourraient notifier à RTE l'existence d'un cadre contractuel entre eux. Il apparait que ce modèle contractuel permettrait une gestion simplifiée dans les cas où le responsable de réserve et le responsable d'équilibre sont confondus.

Question : pensez-vous qu'il faille étendre les modalités définies dans le cadre du MA et de NEBEF pour la prise en compte de l'énergie de réglage dans les périmètres de RE ?

Question : pensez-vous que le cadre législatif et réglementaire en vigueur permette de traiter cette question ?

Question : que pensez-vous des modalités proposées par RTE ?

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

2.3 Constitution des entités de réserve de type soutirage

Afin de permettre l'agrégation la plus large possible des sites de soutirage pour fournir des services système, RTE propose de recourir au concept d'EDR soutirage « multi-tout » : une EDR de type soutirage serait un regroupement de sites de soutirage sans aucune restriction, c'est-à-dire que les EDR soutirage seraient multi-RE, multi gestionnaire de réseau, multi fournisseurs (et multi barème forfaitaire). Dans la continuité des modalités prévues par les règles services système en vigueur, le responsable de réserve communiquerait à RTE la répartition de l'activation de l'énergie entre les différents sites constitutifs de l'EDR. RTE traiterait ensuite l'énergie de réglage en fonction du mode de participation de chaque site.

Pour les sites en modèle régulé, les GRD communiqueraient à RTE les liens site-RTE et site-fournisseur afin que RTE puisse mettre en place les différents flux financiers. Par ailleurs RTE propose que les GRD assurent les contrôles élémentaires en termes d'identification des sites et de conformité de l'accès au réseau.

Question : soutenez-vous cette proposition ?

2.4 Modalités et calendrier d'ouverture de la participation

Afin de proposer une ouverture aux sites de soutirage RPD dans les plus brefs délais, RTE propose dans un premier temps d'appliquer le modèle « absence de prise en compte de l'énergie » pour les sites de soutirage RPD, puis dans un délai défini de l'ordre de 12 à 18 mois après l'ouverture de la participation à ce type de sites, de permettre le modèle « régulé » optionnel et le modèle « contractuel » optionnel.

De plus, comme pour les sites de soutirage RPT, RTE propose que cette ouverture soit une expérimentation à laquelle serait associée une limitation de la participation à un certain volume, et une fourniture d'un retour d'expérience quelques mois après la première participation.

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

Question : que pensez-vous des modalités et du calendrier proposés par RTE ?

3. OUVERTURE DE LA PARTICIPATION AUX CAPACITES DISSYMETRIQUES

3.1 Introduction

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

De plus, le code balancing prévoit que les GRT doivent s'approvisionner en réserve secondaire séparément à la hausse et à la baisse[8]. Ainsi l'ouverture de la participation dissymétrique dans le cadre de l'élaboration des règles services système v3, *a minima* pour la réserve secondaire, doit être considérée comme une anticipation de l'entrée en vigueur du code balancing.

3.2 Analyse économique

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

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

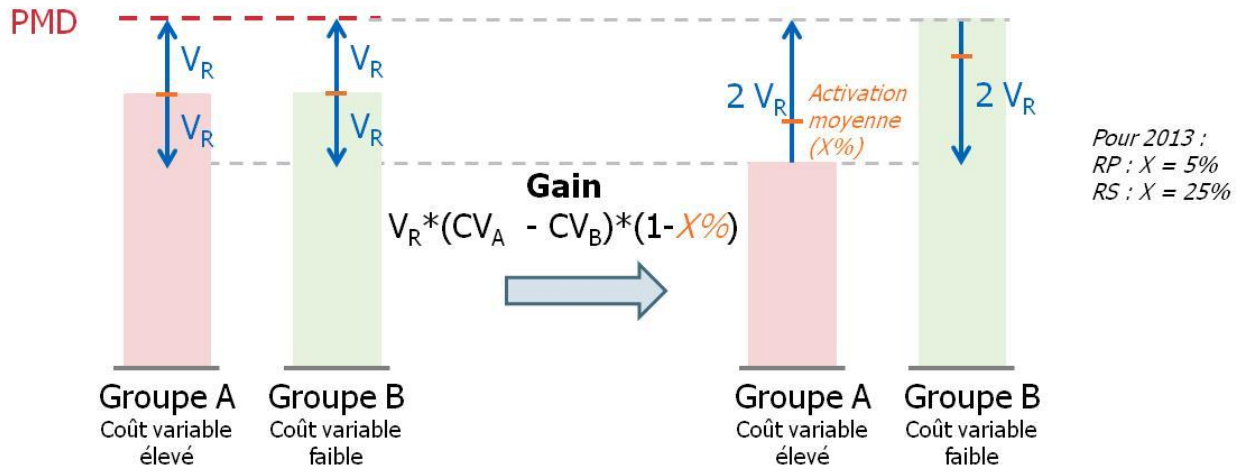


Figure 3: gain associé à la programmation dissymétrique pour les groupes de production

[8] Code balancing : article 34(5)

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

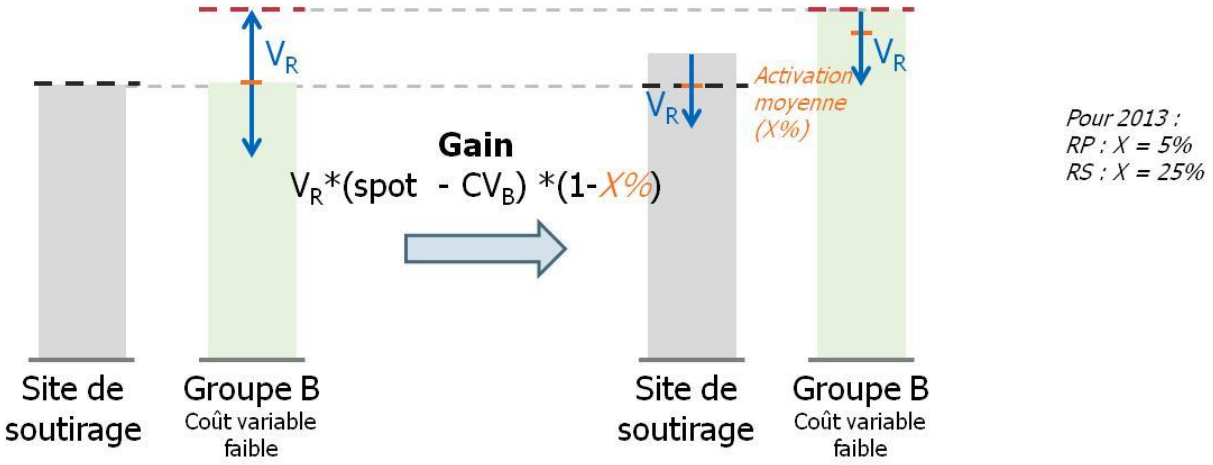


Figure 4: gain associé à la participation dissymétrique d'un site de soutirage et d'un groupe de production

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

Enfin, il convient de souligner, que le développement compétitif d'une filière de réglage à la hausse et conditionnée au développement compétitif de celle à la baisse, et réciproquement, dans la mesure où le besoin de RTE en réserve est symétrique.

Question : partagez-vous l'analyse de RTE ?

3.3 Modalités et calendrier d'ouverture de la participation

RTE propose que la participation dissymétrique soit optionnelle pour les responsables de réserve. Cette optionalité se déclinerait ainsi :

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

L'évolution du dispositif de programmation reviendrait à permettre aux acteurs de transmettre à RTE soit des triplets (P0, RP, RS) soit des quintuplés (P0, RPhausse, RPbaisse, RShausse, RSbaisse). L'évolution du dispositif de notification d'échange de réserve consisterait à ajouter quatre nouveaux produits échangeables RPhausse, RPbaisse, RShausse, RSbaisse aux deux produits actuels RP et RS implicitement symétriques.

Pour des raisons de complexité d'évolution de la fonction de recalcul des participations aux services système à la suite d'un ajustement, RTE propose de limiter temporairement la participation dissymétrique des entités de production (EDP) ajustables à deux points de fonctionnement spécifiques : PMD[9] et réglage à la baisse et MT[10] et réglage à la hausse[11]. RTE analyse que cette limitation temporaire ne devrait pas gêner les responsables de réserve. Cette limitation temporaire permet à RTE de proposer une ouverture de la participation dissymétrique aux responsables de réserve dans un calendrier plus rapide. RTE envisage de supprimer cette limitation temporaire en lien avec la refonte du dispositif de dépôt d'offres liée à la mise en œuvre du code balancing, selon des modalités qui feront l'objet de la concertation sur l'évolution des règles RE/MA v8 et des « ateliers balancing ».

L'introduction de paramètres de programmation et d'échanges dissymétriques serait accompagnée du calcul distinct de bilans de réserve hausse et baisse pour chaque type de réserve, et la suppression des calculs de bilans de réserve symétriques actuels. Afin de pénaliser de manière identique un responsable de réserve court d'un certain volume de réserve symétrique et globalement deux responsables de réserve chacun court du même volume de réserve mais pour l'un à la hausse et pour l'autre à la baisse, RTE propose de séparer les indemnités symétriques actuelles en deux composantes hausse et baisse dont la somme serait égale aux indemnités symétriques actuelles. Ces principes s'appliqueraient aussi aux abattements. Concrètement cela reviendrait à introduire un coefficient α compris entre 0 et 1 tel que :

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

Ce coefficient α serait fonction du prix spot, puisqu'en cas de prix spot élevé la fourniture de réserve à la hausse constitue une perte d'opportunité pour les producteurs, et réciproquement, quand le spot est bas pour la fourniture de réserve à la baisse.

Enfin, concernant le calendrier, RTE envisage une ouverture à la participation dissymétrique pour le milieu du second semestre 2016.

Question : que pensez-vous des modalités et du calendrier proposés par RTE ?

[9] Puissance maximale disponible
[10] Minimum technique
[11] Pour les entités de réserve hydrauliques ajustables, une étude des points de fonctionnements envisageables devra être réalisée en fonction des projets des acteurs manifestant leur intérêt.

3.4 Modification du prix régulé de l'énergie de réglage

3.4.1 Exposé des motifs

Les règles services système en vigueur prévoient un achat/vente d'énergie de réglage entre RTE et le responsable de réserve à un prix régulé s'élevant en 2015 à 10.542 €/MWh. Ce prix peut s'expliquer historiquement comme s'apparentant au coût du combustible nucléaire. Ce prix n'a pas fait l'objet de demande de réévaluation par les différents acteurs de marché au cours des dernières années dans la mesure où l'activation d'énergie de réglage est relativement symétrique : le solde financier relatif à l'énergie de réglage de chaque acteur et de RTE est relativement faible.

RTE identifie cependant plusieurs motifs conduisant à devoir réinterroger le niveau du prix régulé de l'énergie de réglage :

- L'ouverture de la participation dissymétrique conduira à ce qu'une capacité en réglage dissymétrique fournisse ou absorbe une énergie de réglage sensiblement dissymétrique, non compensée par une énergie de réglage de sens opposé ;
- Le futur code réseau balancing prévoit que l'énergie de réglage secondaire doit être intégrée dans le prix de règlement des écarts[12]. Il convient de s'interroger sur l'intégration d'un prix potentiellement différent de la réalité économique sous-jacente dans la formation du prix de règlement des écarts ;
- Le niveau de réglage secondaire légèrement négatif en moyenne induit actuellement un déficit du compte ajustements écarts, c'est-à-dire un transfert financier de la communauté des responsables d'équilibre déséquilibrés vers la communauté des responsables de réserve. RTE analyse que ce transfert ne parait pas justifié[13] ;
- Le code réseau balancing prévoit la mise en place de l'imbalance netting[14], conduisant à des flux financiers entre GRT, matérialisant les gains réalisés par le dispositif. Ces flux financiers seront selon toute vraisemblance basés sur les prix de l'énergie de réglage secondaire de chaque pays (c'est le cas actuellement dans l'initiative IGCC[15]).

3.4.2 Scénarios envisageables

RTE identifie plusieurs scénarios possibles pour l'évolution du prix de l'énergie de réglage :

- Maintien du prix à 10.542 €/MWh ;
- Autre prix fixe régulé d'un montant à définir ;
- Prix spot ;
- PMPh et PMPb, ou PMAh, et PMPb, ou PREP et PREN[16] ;

[12] Code balancing : article 61

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

[14] Code balancing : articles 19 et 20

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

[16] Respectivement prix moyen pondéré du mécanisme d'ajustement hausse et baisse, prix marginal du

- Prix différent par entité de réserve (soit déclaré par l'acteur, soit régulé par filière).

La modification du prix de l'énergie de réglage s'appliquerait à toutes les entités de réserve, qu'elles soient programmées dissymétriquement, ou symétriquement.

3.4.3 Analyse

Tout d'abord, toute famille de prix d'énergie de réglage dont le prix à la hausse est différent du prix à la baisse (comme c'est le cas pour les scénarios basés sur les PMP, PMA ou PRE), conduit à créer un revenu pour les responsables de réserve fonction du différentiel entre le prix de l'énergie de réglage à la hausse et celui à la baisse, et fonction de l'amplitude des variations positives et négatives du signal d'activation sur le pas de règlement donné. Cette dépense serait selon toute vraisemblance financée par la communauté des responsables d'équilibre. En considérant un calcul de l'énergie de réglage à la hausse et à la baisse au pas 10s[17], et un différentiel de 10 €/MWh entre le prix hausse et le prix baisse, on peut estimer ce revenu à environ 20 M€/an[18] pour la communauté des responsables de réserve. Ce revenu semble difficilement être justifiable si la majorité des entités de réserve programment de manière symétrique.

Pour RTE, les scénarios pour lesquels les prix sont différents par entité de réserve ne permettent pas l'atteinte de l'optimum économique. En effet, si les responsables de réserve étaient neutralisés de l'impact de l'activation de l'énergie sur leurs entités de réserve, ils n'auraient pas d'incitation à programmer en réglage à la baisse les entités au coût variable le plus élevé, bien que ce soit la décision économiquement optimale. Il semble difficile de mettre en place une règle de marché ne permettant pas l'atteinte de l'optimum économique.

Par ailleurs tout scénario basé sur un prix régulé comme le prix régulé actuel ou tout autre scénario similaire se heurte à la difficulté de la justification de son niveau. En conséquence RTE propose que le prix de l'énergie de réglage soit égal au prix spot. Le prix spot présente par ailleurs les bonnes propriétés suivantes :

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

mécanisme d'ajustement hausse et baisse, et prix de règlement des écarts positifs et négatifs du dispositif de responsable d'équilibre.

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

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

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

3.4.4 Proposition de RTE

RTE propose que le prix de l'énergie de réglage soit égal au prix spot. La tendance au décentrage négatif du niveau de réglage secondaire, couplé à une augmentation du prix de l'énergie de réglage ne semble pas compatible avec un portage des flux financiers liés à l'énergie de réglage secondaire par RTE (cela conduirait à un gain annuel d'une vingtaine de M€ pour RTE). RTE envisage, comme exposé dans la thématique « flux financiers balancing » du GT évolution des règles RE/MA v8, que les flux financiers liés à l'énergie de réglage soient portés par le compte ajustements-écarts. Ainsi RTE propose que cette modification du prix de l'énergie de réglage soit couplée à l'entrée en vigueur des les règles RE/MA v8, prévue au premier trimestre 2016.

Question : estimez-vous qu'il faille modifier la rémunération régulée de l'énergie de réglage ?

Question : partagez vous l'analyse de RTE concernant les différents scénarios envisageables ?

Question : estimez-vous que la rémunération de l'énergie de réglage au prix spot soit la bonne solution ?

4. EVOLUTION DES MODALITES DE RECONSTITUTION DES SERVICES SYSTEME

4.1 Description de la situation actuelle

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

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

Tout d'abord, pour RTE, il est nécessaire de continuer de permettre aux acteurs d'ajustements de pouvoir fournir des offres d'arrêt de groupe[19] fournissant des services système, dans la mesure où elles sont efficaces économiquement sur le mécanisme d'ajustement, et contribuent à la fourniture de marges pour le système électrique français.

Ensuite il ne semble pas envisageable de confier la responsabilité technique de la reconstitution des services système à la suite d'un ordre d'ajustement au responsable de réserve devenu court en services système puisque cela conduirait dans la majeure partie des cas à des modifications de programme à l'initiative du responsable de programmation pendant la fenêtre opérationnelle[21].

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

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

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

[19] Ou plus généralement tout type d'offre induisant une diminution de fourniture de services système

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

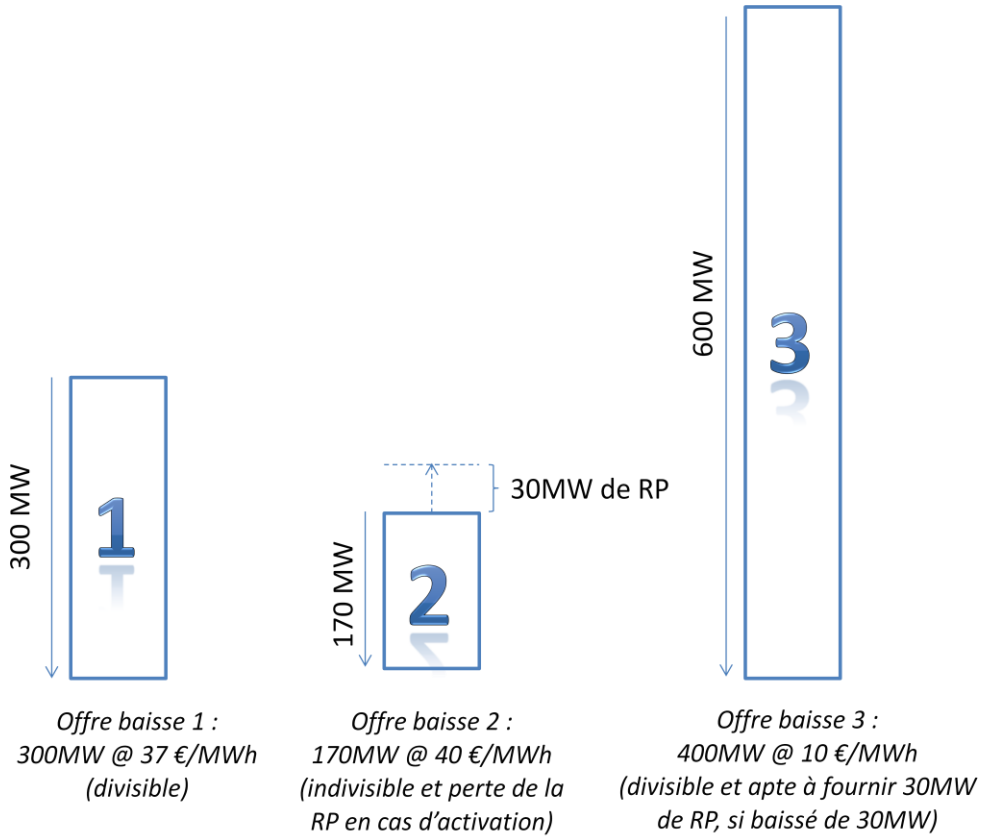


Figure 5: exemple de sélection d'offre d'ajustement à la baisse

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

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

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

Une solution possible consiste, en cas d'activation d'une offre d'ajustement diminuant la participation aux services système, à renvoyer le surcoût associé au responsable de réserve devenu court en services système. L'acteur d'ajustement devrait alors prendre en compte ce surcoût dans l'élaboration du prix de son offre d'ajustement. Cette proposition permet de résoudre les deux problématiques identifiées au paragraphe précédent : (i) les offres d'équilibrage induisant une diminution de fourniture de services système se verront interclassées avec les autres offres en intégrant les coûts complets pour le système électrique français (ii) et l'inclusion des coûts complets permet à ce qu'en cas d'activation par un autre GRT, le surcoût soit indirectement porté par le système électrique du GRT demandeur et non par le système électrique français.

Concrètement, RTE propose de créer une nouvelle catégorie d'indemnité pour les responsables de réserve. Cette nouvelle catégorie d'indemnité s'appliquerait exclusivement pendant la fenêtre opérationnelle ; le bilan de réserve sur lequel serait calculé cette indemnité se baserait sur le programme de marche[22], jusqu'au prochain guichet de redéclaration des programmes incluant le délai de neutralisation. Le montant de l'indemnité serait dimensionné de manière à renvoyer les surcoûts services système constatés sur chaque pas 30 minutes concerné au responsable de réserve court. Au-delà de la fenêtre opérationnelle, en cas d'absence de rééquilibrage en services système du responsable de réserve, celui-ci se verrait soumis au régime d'indemnité actuel, prévu par les règles services système en vigueur.

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

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

Cette modification pourrait intervenir fin 2016.

Remarque #1 : Pour l'élaboration du prix de son offre, l'acteur d'ajustement devrait prendre en compte une estimation du surcoût services système qui n'est connu qu'ex-post. RTE n'est pas en mesure de définir les surcoûts services système ex-ante. RTE propose de publier sur son site web, à l'issue du temps réel les éléments permettant aux acteurs de prévoir au mieux les surcoûts services système.

Remarque #2 : dans le cas où le responsable de réserve et l'acteur d'ajustement d'un site de soutirage seraient distincts, le transfert des indemnités du responsable de réserve vers l'acteur d'ajustement pourra être assuré par le site.

Question : partagez-vous le diagnostic de RTE concernant les conséquences de l'allocation actuelle des surcoûts services système ?

Question : que pensez-vous de la proposition de RTE de modification de l'allocation des surcoûts services système ?

[22] Excepté pour les ajustements pour cause SSY