Compte rendu GT services système 04/09/2013

Participants au GT :

Participant	Entreprise
Matthieu Mollet	Poweo Pont sur sambre production (PPSSP)
Jean Angotti	Poweo Pont sur sambre production (PPSSP)
Alban Fontenel	ERDF
Edith Hector	Direct Energie
Anne Videau	EDF
Alvaro Arguello	EDF
Philippe Gouillart	E.ON France / SNET
Arnaud Ghiotto	E.ON France / SNET
Emmanuelle Joubert	E.ON Global Commodities
Aurore Lantrain	EPEX SPOT
Cécile Lacour	Statkraft
Elodie Patte	GDF-SUEZ
Emilie Scholtès	Energy Pool
Christophe Montbroussous	CNR
Michèle Dion-Demael	RTE
Thomas Lassaigne	RTE
Samuel Scolari	RTE

Ordre du jour du GT :

1. Validation du compte rendu du GT précédent

2. Présentation des résultats de l'étude visant à estimer le potentiel d'échange de réserves

3. Échange concernant les scénarios de réalisation de l'outil NER

4. Étude d'une nouvelle version du jeu de règles SSY

RTE indique envisager de saisir la CRE mi septembre avec un jeu de règles et un rapport de consultation. RTE diffusera ces documents au GT au même moment. RTE indique qu'en cas de problème de calendrier vis-à-vis de la délibération de la CRE et du temps nécessaire à la signature des accords de participation, un scénario de recours à des prorogations des contrats actuels pourrait être envisagé.

1 Validation du compte rendu du GT précédent

Les propositions de modification du compte rendu du GT précédent apportées par Statkraft, EDF et ERDF sont acceptées.

2 Présentation des résultats de l'étude visant à estimer le potentiel d'échange de réserves

RTE présente les résultats de l'étude visant à estimer le potentiel historique d'échange de réserves. Cette étude se base sur la méthodologie diffusée au groupe de travail. Les données individuelles de chaque acteur ont été traitées de manière confidentielle par RTE. La majorité des acteurs a validé et complété les données initiales envoyées par RTE. Les participants n'ont pas remis en cause la méthodologie. Certains participants rappellent les limites de la méthodologie :

- Le nucléaire est considéré comme étant toujours acheteur de services système, alors que dans certains cas, cela ne reflète pas la réalité ;
- La méthodologie repose sur des données historiques 2011 et 2012, mais depuis le parc de production a évolué, et les durées de fonctionnement aussi (principalement des CCG). De plus cette méthodologie n'intègre pas le potentiel d'échange lié aux nouveaux entrants ;
- De nombreuses données sont incomplètes, et certaines données sont peu fiables ;
- Des échanges pourraient être réalisés entre technologies autres que nucléaire quand il n'y a pas de services systèmes programmés sur le nucléaire ;
- Le potentiel de réserve primaire de CNR dépend de l'heure d'estimation en J-1 (17h vs. 13h30) ;
- Les producteurs pourront prendre des marges.

RTE indique avoir estimé le potentiel d'échange historique J-1 sur les années 2011, 2012 a environ 31 MW pour la réserve primaire et 30 MW pour la réserve secondaire. RTE indique que dans environ 55% des demi-horaires, il n'y a pas de potentiel d'échange de réserve secondaire. RTE et EDF analysent que ce chiffre peut s'expliquer par deux phénomènes : (i) les cas où EDF détient l'intégralité de la prescription de réserve secondaire, et (ii) les cas où aucune réserve secondaire n'est programmée sur le nucléaire. Tous les participants du GT conviennent de demander à RTE de produire des statistiques complémentaires de moyenne de potentiel d'échanges par pas demi-horaire et par mois[1].

EPEX SPOT demande à RTE à quelle échéance le produit réserve secondaire sera séparé en deux produits hausse/baisse. RTE indique ne pas disposer de date actuellement sur le sujet puisque que l'échéance sera en lien avec la version définitive du code balancing et la déclinaison en France, en concertation avec les acteurs de marché. RTE rappelle cependant que cette évolution est très impactante pour les acteurs et RTE, et rappelle envisager de plus que cette évolution se fasse en cohérence avec l'activation de la réserve secondaire selon la préséance économique.

EPEX SPOT indique qu'il se rapprochera des acteurs de marché concernés pour les sonder sur l'opportunité de réaliser un marché secondaire organisé en nom propre. EPEX SPOT indique qu'il prendra sa décision d'opérer le marché organisé en nom propre prochainement. Les participants demandent à RTE d'organiser un GT à l'issue de cette décision. Les participants demandent à RTE à

[1] Hors GT : données envoyées par RTE au GT services système le 05/09/2013

cette occasion de présenter une estimation des coûts qui seraient portés par les acteurs en cas de recours à une négociation continue facilitée.

3 Échange concernant les scénarios de réalisation de l'outil NER

RTE propose aux acteurs deux scénarios pour la réalisation de l'outil NER :

- un fonctionnement par échange de fichiers standardisés, ou
- un fonctionnement par IHM.

RTE indique que les scénarios sont exclusifs, c'est-à-dire qu'il n'est pas envisagé de recourir à une IHM permettant un import de fichier, dans un souci de minimisation des coûts de mise en œuvre. RTE indique proposer aux acteurs une possibilité d'alternative aux échanges par fichiers IHM afin d'éviter que chaque acteur développe sa propre IHM de gestion de NER.

Tous les acteurs préfèrent le recours à un fonctionnement par fichiers. RTE prend note de la préférence et reviendra vers les acteurs à l'automne 2013 pour les spécifications des formats de fichiers échangés (au travers des règles SI). CNR demande une standardisation des messages de retour de RTE. EDF souligne que les formats de fichiers peuvent reposer sur les standards en vigueur (ESS) mais que si la solution retenue s'apparente aux échanges NEB alors les formats peuvent être reconduits, et que la séparation de la réserve secondaire hausse/baisse soit anticipée.

RTE indique par ailleurs ne pas envisager modifier le format du fichier de prescriptions lors de la mise en place des NER attendue au plus tard le 1er janvier 2015.

4 Étude d'une nouvelle version du jeu de règles SSY

RTE a diffusé au GT une nouvelle version du jeu de règles prenant en compte la majorité des retours des acteurs lors de la consultation publique qu'il envisage d'accepter. RTE justifiera chaque refus dans le rapport de consultation. Les éléments présentés par les acteurs durant le GT qui étaient identiques aux retours lors de la consultation publique n'ont pas fait l'objet de discutions durant le GT, et ne sont donc pas retranscrits dans ce compte rendu.

Concernant la détermination des gains des EDR multi groupes pour le calcul de l'énergie de la réserve primaire, RTE a proposé l'approximation suivante : « tout groupe injectant de la puissance active, faisant partie d'une EDR multi groupe programmée en réglage primaire, peut être considéré en réglage primaire ». Seul CNR indique que le recours à l'approximation proposée par RTE n'est pas acceptable. Les participants du GT étudient différentes alternatives et conviennent finalement :

- qu'une colonne supplémentaire à l'annexe 4 sera rajoutée afin de préciser si le gain de l'entité de réserve muti-groupe (ou multi-site) est fixe ou variable, pour le calcul de l'énergie de la réserve primaire. Pour les entités de réserve à gain fixe, le responsable de réserve n'envoie pas de données.

- du retour à la formulation proposée dans la version du jeu de règles pour la consultation publique, à savoir la transmission hebdomadaire par le responsable de réserve d'une chronique de booléens indiquant le caractère « en réglage primaire » de chaque groupe d'une EDR à gain variable, pour le calcul de l'énergie de la réserve primaire. Les participants conviennent que ces valeurs seront au pas demi-horaire. En cas d'absence de données, RTE considèrera des valeurs par défaut (valeur 1 a priori).

EDF s'inquiète de la disparition de la règle du non cumul des pénalités pour la compensation synchrone et souhaite qu'elle soit reprise.

EDF indique que la définition de la limite de propriété pour le raccordement au SI de téléconduite de RTE n'est pas acceptable dans sa formulation actuelle. RTE partage la problématique et reprendra la formulation pour préciser qu'il s'agit de principes s'appliquant aux nouveaux raccordements uniquement.

EDF souhaite que la phase de « préqualification / protocole d'accord » soit limitée en durée et en volume, étant donné l'impact potentiel sur les fournisseurs des sites en question. RTE et Energy Pool estiment que cela n'est pas nécessaire étant donné que (i) l'acteur en question a une incitation naturelle à réduire cette phase en durée et en volume puisqu'elle n'est pas accompagnée de rémunération et (ii) les volumes d'énergie associés aux services système restent faibles.

RTE indique avoir rajouté le cas des indemnités mixtes pleines/réduites dans les règles. Certains acteurs se demandent dans quelle mesure le cas d'indemnité mixte, qui est le cas général théorique, ne pourrait pas se substituer aux autres cas. RTE invite les acteurs à procéder à une vérification des formules.

EDF demande que les responsables d'équilibre soient informés des énergies de réglage activées sur l'ensemble des sites de soutirage de leur périmètre, afin de corriger leurs prévisions de consommation. Energy Pool n'est pas favorable à cette demande, RTE non plus a priori, étant donné le volume limité d'énergie de réglage des services système, et aussi étant donné que cela pourrait permettre au fournisseur de se procurer indirectement des informations potentiellement sensibles. EDF reprendra contact avec les membres du GT pour ré-expliciter le bien-fondé de cette demande.

EDF et CNR estiment qu'un forfait de 2h/jour pour le calcul des pénalités du fonctionnement en compensation synchrone n'est pas réaliste, d'autant plus qu'un facteur pénalisant multiplicatif de 5 y est associé. CNR estime de plus que le ratio un tiers / deux tiers pour le calcul de l'énergie de compensation synchrone ne reflète pas la réalité d'activation des groupes. EDF demande à RTE de justifier cette proposition.

E.ON estime que les garanties bancaires pour les échanges de réserves ne devraient pas pouvoir être appelées par RTE par exemple en cas de défaut de paiement des pénalités, contrairement à RTE qui estime a priori que les garanties bancaires sont relatives à un contrat dans sa globalité. EDF soutient aussi cette remarque.

Energy Pool souhaite que le degré de publicité des résultats de l'étude convenue au travers du protocole d'accord respecte les conditions préalablement définies dans le protocole d'accord.