Compte rendu GT services système 18/06/2013

Participants au GT :

Participant	Entreprise
Matthieu Mollet	Poweo Pont sur sambre production (PPSSP)
Jean Angotti	Poweo Pont sur sambre production (PPSSP)
Alban Fontenel	ERDF
Nicolas Deloge	Direct Energie
Anne Videau	EDF
Alvaro Arguello	EDF
Philippe Gouillart	E.ON France / SNET
Arnaud Ghiotto	E.ON France / SNET
Cécile Lacour	Statkraft
Elodie Patte	GDF-SUEZ
Marc Schicks	GDF-SUEZ
Emilie Scholtès	Energy Pool
Christophe Montbroussous	CNR
Michèle Dion-Demael	RTE
Pascal Bertolini	RTE
Thomas Lassaigne	RTE
Samuel Scolari	RTE

Ordre du jour du GT :

0. Date du prochain GT (Tous)

1. Validation du compte rendu du GT précédent (Tous)

2. Mise à jour des prix de rémunération de la compensation synchrone (RTE)

3. Étude d'une seconde version du jeu de règles SSY (Tous)

Statkraft souhaite présenter des éléments complémentaires concernant le mécanisme alternatif qu'il a imaginé. Ce sujet est intégré au point 3 du compte rendu.

0 Date du prochain GT

La date du prochain GT est fixée au mercredi 4 septembre de 9h30 à 12h30

1 Validation du compte rendu du GT précédent

Les commentaires de CNR reformulés par RTE sont acceptés. La demande de modification faite par E.ON durant la réunion est acceptée. Etant donné le délai pour apporter des modifications de

compte rendu, RTE accepte que les participants puissent proposer des modifications sur le compte rendu jusqu'au 18 juin au soir[1].

2 Mise à jour des prix de rémunération de la compensation synchrone

RTE indique que les prix du contrat actuel relatifs à la compensation synchrone datent de 2007. Puisqu'ils étaient fonction du prix de l'énergie de l'époque RTE estime qu'ils doivent être mis à jour. RTE rappelle la méthodologie qui avait été utilisée lors des précédents contrats services système pour déterminer la composante énergie de la rémunération de la compensation synchrone. La méthodologie est basée sur deux formules : une pour les groupes thermiques, une pour les groupes hydrauliques. Les groupes hydrauliques sont réputés fonctionner à 33% en peak et 66% en offpeak. Les groupes thermiques sont réputés fonctionner à 100% en peak. Les prix de l'énergie utilisés sont les prix « futures » pour une livraison en France. RTE propose de reconduire la méthodologie à l'identique dans les règles services système en utilisant une moyenne des prix 2014-2015. EDF estime nécessaire de vérifier si le ratio peak/off peak pour le fonctionnement des groupes hydrauliques en compensateur synchrone est toujours d'actualité. CNR souhaite que soit précisé dans les règles que la mise à jour de la part fixe évolue de la même manière que la rémunération de la tension.

3 Étude d'une seconde version du jeu de règles SSY

Clauses d'inaptitudes temporaires :

E.ON analyse que les clauses d'inaptitudes temporaires limitées aux petits parcs ont un caractère discriminatoire. Concernant la limite de 5 entités, RTE rappelle que ce chiffre n'a pas de fondement théorique et qu'il est le fruit d'un compromis entre les acteurs lors des précédents contrats. GDF SUEZ estime que la limite à 5 entités était peut être adaptée à la situation du parc de production français il y a quelques années, mais que ce n'est sans doute plus le cas aujourd'hui. E.ON propose que le nombre d'entités utilisé pour déterminer l'éligibilité aux clauses d'inaptitudes temporaires soit calculé de manière dynamique. RTE n'est pas favorable à cette évolution jugée fort complexe puisque RTE estime que cette séparation petits parcs / grands parcs doit à terme être supprimée. GDF SUEZ indique que les clauses d'inaptitudes temporaires sont inhérentes au mécanisme de prescription, et que la problématique disparaitrait en cas de constitution des réserves par appel d'offres. EDF partage l'avis de GDF SUEZ, et déclare par ailleurs ne pas être favorable à l'augmentation du nombre d'entités caractérisant la séparation petits parcs / grands parcs.

Sécurisation financière :

GDF indique que les montants de garantie bancaire pour les échanges de réserve sont trop importants. Direct Energie indique qu'en plus du montant de la garantie, la complexité opérationnelle de suivi des garanties est importante. GDF s'interroge sur la possibilité d'exempter les acteurs de sécurisation financière, pour les échanges entre acteurs obligés. RTE et Energy Pool estiment cette solution comme étant discriminante. PPSSP rappelle que les échanges de réserve

[1] Hors de la réunion : les remarques reçues par EDF et GDF SUEZ le 18 juin sont acceptées

n'auront lieu que si les gains liés aux échanges sont supérieurs aux coûts induits, entre autres par la sécurisation financière. RTE rappelle son ouverture à étudier les propositions alternatives des acteurs de marché concernant la sécurisation financière.

Remarques d'ERDF :

ERDF indique que l'articulation groupe / site / contrat d'accès au réseau devrait être précisée et rappelle que la documentation technique de référence (DTR) de RTE n'est pas opposable aux sites raccordés au RPD. ERDF estime que les échanges d'informations avec les GRD devraient être précisés. ERDF indique que les clauses d'inaptitude de réseau devraient être étendues au RPD.

Remarques de CNR :

Suite aux interrogations de CNR, GDF SUEZ et EDF, RTE indique qu'il n'est pas prévu de modifier le processus d'échanges de réserves entre acteurs début 2014, et qu'il n'est pas non plus prévu de modifier le contenu du fichier de prescription début 2014. CNR s'interroge sur la raison d'un test spécifique pour un des critères de performance pour les installations hydrauliques (réponse à un transitoire de fréquence correspondant à la perte de 3000 MW sur le réseau continental européen). RTE indique que ce test spécifique est indispensable. En effet, lors des autres tests prévus, la dynamique de réponse des installations hydrauliques est généralement plus lente que celle des groupes thermiques et il n'est pas possible de vérifier la conformité vis à vis de la performance demandée. Par ailleurs CNR identifie que le gain d'une entité de réserve dépend du nombre de groupes de production en réglage primaire, ainsi le calcul de l'énergie de réglage primaire nécessite une donnée supplémentaire. Interrogé par RTE, CNR indique que la transmission de cette donnée supplémentaire par l'acteur pourrait être envisagée. CNR rappelle sa préoccupation concernant le temps de tenue en réglage sur un écart de 200mHz. A ce sujet RTE rappelle que ce sujet fait partie du code LFC&R et doit donc être traité à ce niveau. CNR rappelle sa demande de pouvoir disposer d'informations de réglage facilitant la gestion des responsables d'équilibre regroupant plusieurs acteurs. Enfin, la CNR demande un délai de 2 ans afin de se mettre en conformité vis à vis du maintien de la fourniture de réglage primaire pendant 15 minutes (suppression du régime dérogatoire à 3 minutes en vigueur).

Remarques de GDF SUEZ :

GDF suggère qu'il ne soit pas nécessaire de renouveler le certificat d'aptitude après une mise sous cocon. GDF souhaite que le rôle de programmation et de rôle de responsable financier de l'équilibre des réserves soient distincts. RTE identifie que cette séparation pourrait conduire à un contournement des dispositions de petits parcs/ grands parcs, si la prescription était portée par le responsable de programmation et le bilan de réserve porté par le responsable de réserve. GDF SUEZ fait le parallèle avec le mécanisme d'ajustement où le responsable de programmation et l'acteur d'ajustement sont deux rôles distincts. RTE fait une comparaison avec les réserves rapides et complémentaires ou l'acteur répondant à l'appel d'offre met à disposition lui-même ses capacités de réserve. GDF SUEZ suggère qu'il soit possible de modifier facilement les coordonnées des interlocuteurs en charge du suivi des règles SSY.

Remarques d'EDF :

EDF estime qu'aucune indisponibilité de réseau ne devrait avoir de conséquence financière pour un acteur. RTE indique avoir repris pour les règles SSY la même responsabilité que pour les règles RE/MA : une indisponibilité du réseau amont n'a pas de conséquence pour l'acteur ; une indisponibilité du réseau d'évacuation a des conséquences pour l'acteur. RTE indique que ce traitement se justifie par le choix laissé à l'acteur concernant la qualité de son réseau d'évacuation lors de sa procédure de raccordement : dès lors il ne serait pas cohérent lors de l'accès au marché de neutraliser les conséquences financières des choix effectués lors du raccordement. A la demande d'EDF, RTE étudiera les conséquences d'indisponibilité de réseau d'évacuation pour les calculs des abattements / pénalités.

Mécanisme imaginé par Statkraft :

Statkraft revient sur différents éléments concernant le mécanisme qu'il a imaginé. Entre autres Statkraft rappelle considérer qu'une prescription adossée à un marché secondaire n'est pas basée sur un mécanisme de marché. Statkraft soutient que, contrairement au marché de capacité et du CO2, une obligation n'est pas nécessaire pour créer la demande. RTE rappelle être en désaccord avec cette analyse. Statkraft indique que la répartition de la différence de coût entre le tarif et le prix de marché peut être plus équitable et adaptée aux contraintes des différents acteurs si la clé est basée sur la prescription de RTE et non sur l'obligation légale. Un acteur ne démarrant pas à cause d'un prix de l'électricité trop bas ne devrait pas supporter le coût supplémentaire des SSY (car prescription RTE à zéro). Statkraft et Energy Pool considèrent que le mécanisme apporterait plus de sécurité aux nouveaux entrants qui n'auraient pas besoin de trouver une contrepartie sur un marché secondaire. Direct Energie indique que le mécanisme a l'avantage d'être simple et d'une plus grande lisibilité qu'un marché secondaire organisé, ce qui réduit le risque pour un nouvel entrant. RTE indique que les coûts de mise en œuvre d'un marché secondaire ne seraient pas forcément échoués en cas de mise en place d'un appel d'offres par la suite. En effet, RTE imagine plusieurs pistes dans ce cas, comme la mise en place de l'appel d'offres par l'opérateur en charge du marché secondaire organisé, ou la mise en place d'un appel d'offres dans une échéance plus lointaine que l'échéance journalière, permettant ainsi que le marché secondaire journalier continue de remplir sa fonction d'optimisation journalière.