Compte rendu GT services système 22/05/2013

Participants au GT :

Participant	Entreprise
Matthieu Mollet	Poweo Pont sur sambre production (PPSSP)
Alban Fontenel	ERDF
Nicolas Deloge	Direct Energie
Anne Videau	EDF
Sylvie Magois	EDF
Maïder Laussucq Dhiriart	EDF
Giuseppe Macri	Alpiq
Adrian Meier	Alpiq
Philippe Gouillart	E.ON France / SNET
Emmanuelle Joubert	E.ON Energy Trading
Arnaud Ghiotto	E.ON France / SNET
Aurore Lantrain	EPEX SPOT
Elodie Patte	GDF Suez
Marc Schicks	GDF Suez
Rémi Grattarola	Energy Pool
Emilie Scholtès	Energy Pool
Christophe Montbroussous	CNR
Paul Giesbertz	Statkraft
Michèle Dion-Demael	RTE
Pascal Bertolini	RTE
Thomas Lassaigne	RTE
Samuel Scolari	RTE

Ordre du jour du GT :

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

2. Évolution enveloppe SSY au cours des TURPE (RTE)

3. Estimation des volumes de réserves échangés attendus (Tous)

4. Éléments de planning du GT (RTE)

5. Étude des retours de l'appel à contributions

- **5a.** Synthèse (RTE)
- **5b.** Étude du mécanisme imaginé par Statkraft (Tous)
- **5c.** Participation des sites de soutirage (Tous)
- **5d.** Sécurisation financière du dispositif de responsable de réserve (RTE)
- **5e.** Clauses d'inaptitudes temporaires (Tous)

1 Validation du compte rendu du GT précédent

Les propositions de modification du compte rendu formulées par EDF et Energy Pool sont acceptées.

2 Évolution enveloppe SSY au cours des TURPE

Suite à la demande faite par la CNR lors du précédent GT, RTE présente une évolution de l'enveloppe SSY au cours des différents TURPE. Les données présentées sont publiques et issues des différentes délibérations de la CRE. EDF interroge RTE sur la cause de la baisse de l'enveloppe entre TURPE 3 et TURPE 4. RTE indique que cela doit vraisemblablement être du à un effet volume.

3 Estimation des volumes de réserves échangés attendus

Lors du précédent GT PPSSP avait proposé que le GT puisse établir une estimation des volumes échangés attendus sur le marché secondaire organisé. Cette estimation permettrait d'obtenir un ordre de grandeur des frais fixes et variables qu'un opérateur de marché organisé pourrait proposer.

RTE propose une méthodologie permettant de réaliser une approximation des volumes échangés attendus. La méthodologie consiste à considérer la technologie nucléaire acheteuse de réserves, alors que les autres technologies seraient vendeuses. En estimant le disponible des autres technologies et le volume de réserves programmées sur le nucléaire, il devrait être possible de disposer d'un ordre de grandeur des volumes de réserves échangés attendus.

Les participants considèrent que cette méthodologie est rudimentaire mais qu'elle permet de capter une majorité des échanges attendus. Ainsi les participants adhèrent à la proposition de RTE.

Concernant les modalités de réalisation de l'étude, RTE propose que les données relatives à chaque acteur soient traitées de manière confidentielle. RTE ne transmettra pas les données individuelles à l'ensemble des acteurs. RTE propose de diffuser à l'ensemble du GT uniquement les résultats en termes de volumes échangés attendus. Ces résultats seraient de la forme d'un volume moyen annuel ainsi qu'éventuellement quelques indicateurs statistiques concernant la distribution.

La simulation serait faite au pas demi-horaire. Suite à la suggestion d'EPEX SPOT, les participants du GT conviennent d'une simulation sur les années 2010 2011 et 2012. RTE enverrait à EDF une chronique de volume programmé sur le nucléaire pour validation, considéré dans cette étude comme le volume acheteur. RTE enverrait à GDF Suez, Poweo, Alpiq et E.ON une chronique de volume vendeur disponible sur leurs ESSY pour validation. Enfin CNR enverrait à RTE une chronique de volume vendeur disponible sur ses ESSY.

Les participants approuvent les modalités proposées par RTE, à l'exception d'EDF qui demande un délai de 3 jours pour donner son accord[1].

[1] Hors GT : cet accord a été reçu le 27 mai.

4 Éléments de planning du GT

RTE émet des propositions d'éléments de planning du GT SSY. Les deux prochains GT seraient consacrés à l'étude d'une première version du jeu de règles SSY, conformément aux demandes faites lors du premier GT. RTE ferait de son mieux pour diffuser les versions de travail des règles une semaine avant les GT. RTE indique que ces versions de travail ne sont pas engageantes pour RTE, seule la version pour consultation publique le sera.

RTE envisage de procéder à la consultation publique du 24 juin au 12 juillet. Soit une période de consultation de 3 semaines.

Les participants du GT adhèrent à la proposition de RTE.

5a Étude des retours de l'appel à contributions : Synthèse

RTE présente une synthèse du retour de l'appel à contribution. RTE indique que les participants adhèrent à la majorité des propositions de RTE. Cependant certaines propositions de RTE ont fait l'objet de désaccords soit individuels soit collectifs de la part des acteurs de marché.

RTE précise que la qualité de responsable de programmation sera un pré requis à la signature de la partie tension des règles SSY, et qu'elle sera un pré requis à l'ajout d'une entité de type injection au périmètre de réserve pour la partie fréquence des règles. GDF Suez souhaiterait qu'un responsable de réserve puisse contenir plusieurs périmètres de programmation. RTE indique que cela aurait un impact non négligeable sur son SI, et interroge GDF Suez sur l'utilité d'une telle possibilité.

ERDF indique que la participation de capacités RPD aux services systèmes impliquerait naturellement le GRD compte-tenu que la livraison physique des produits Services Système transiterait naturellement par le réseau de distribution. Ainsi, et dans le cadre de l'exercice de sa mission de garant de la sécurité et de la sûreté du réseau qui lui est concédé, ERDF et l'ensemble des GRD doivent être associés aux concertations définissant les conditions d'accès au marché de ces capacités.

Dans l'hypothèse d'une participation de sites RPD à la fourniture de SSY, ERDF indique souhaiter disposer des télémesures relatives aux sites concernés, afin de garantir la sécurité d'exploitation, et être responsable du contrôle de performances des installations raccordées sur son réseau au sens de l'arrêté du 06 juillet 2010. Enfin ERDF indique que les dispositions relatives à la certification d'aptitude des sites raccordés au RPD quant à leur participation aux Services Systèmes devraient faire l'objet d'un cahier des charges élaboré avec l'implication des GRD et approuvé par la CRE.

Alpiq souhaite que RTE ne présente pas uniquement une synthèse des contributions dans ses différents rapports de concertation, mais que les contributions individuelles de chaque acteur soient fournies. RTE accepte.

5b Étude des retours de l'appel à contributions : Étude du mécanisme imaginé par Statkraft

Statkraft présente le mécanisme qu'il a imaginé, et décrit dans son retour au document d'orientations. Ce mécanisme consiste en un appel d'offre réalisé par RTE pour la constitution des réserves primaires et secondaires avec un règlement des offres acceptées calculé de telle manière que RTE soit insensible au risque prix, la différence entre le prix marginal de l'enchère et le prix de rémunération de la capacité régulé serait supportée par les acteurs obligés.

Statkraft considère que ce mécanisme n'implique pas de flux financier supplémentaire si calcul le calcul de la rémunération de l'offre n'est fait qu'en une seule fois, lorsque la prescription finale est connue.

Statkraft indique que les ce dispositif a notamment les avantages suivants : (i) la liquidité est garantie, (ii) les risques pour les nouveaux entrants et les petits acteurs sont fortement réduits, et (iii) RTE et les consommateurs finaux sont insensibles au risque prix de ce marché. RTE interroge Statkraft sur les éléments permettant d'affirmer le point (ii).

Statkraft indique que ce mécanisme serait compatible avec les orientations cadre sur l'équilibrage contrairement au mécanisme de prescription, si l'obligation légale de mise à disposition de RTE des capacités constructive de réglage était levée. (Statkraft considère cette évolution du cadre légal relativement simple et non couteuse en comparaison de la mise en place d'un deuxième mécanisme substituant un mécanisme temporaire.. RTE indique être en désaccord avec cette affirmation et rappelle qu'un mécanisme d'obligation adossé à un marché secondaire organisé est un processus basé sur des règles de marché, et cite les exemples du mécanisme de capacité français ainsi que la gestion des quotas de CO2 (ETS). Statkraft indique par ailleurs dans ses scénarios tests que ce mécanisme a la propriété intrinsèque d'empêcher tout exercice de pouvoir de marché. RTE estime que cela n'est pas le cas, en particulier dans les nombreux cas où la totalité de la prescription repose sur un seul acteur.

Suite à un questionnement de CNR sur l'existence d'un tel mécanisme en Europe, Statkraft indique que ce mécanisme est cohérent avec ce qui existe dans d'autres pays (comme en Allemagne par exemple, où les réserves sont acquises par les GRT au moyen d'un appel d'offres avant le fixing du marché spot). Cependant, le mécanisme proposé pour rendre RTE insensible au risque prix n'existe probablement pas ailleurs en Europe.

Par ailleurs, CNR précise que l'hypothèse d'obliger les producteurs de proposer un minimum de pourcentage de puissance de réserve au prix qu'il souhaite même dans un cas d'incapacité de faire n'est pas concevable. En effet pour les centrales fil de l'eau (usine - barrage) il n'est pas possible pendant certaines périodes (cf. inpatitudes temporaires) de fournir des réserves et donc d'en proposer. Obliger à proposer et à faire payer le producteur, qui ne peut avoir de capacités, serait discriminatoire selon CNR.

RTE estime que ce mécanisme a de grandes similitudes avec le scénario 1c qui prévoit un flux financier redistributif entre acteurs. RTE remarque que le scénario 1c n'a pas été retenu par la quasi totalité des participants dans les contributions au document d'orientations. Plusieurs acteurs considèrent néanmoins que ce mécanisme n'est pas à exclure des débats. EDF indique avoir étudié ce type de solution avant le début de la concertation, et propose de l'évoquer au prochain GT. Statkraft a compris que le scénario 1c a été rejeté à cause du mécanisme redistributif qui n'est pas

utilisé dans sa proposition, puisque le calcul de la rémunération n'est effectué qu'une seule fois, lorsque la prescription finale est connue.

RTE interroge Statkraft sur la robustesse juridique du mécanisme imaginé, et plus précisément si ce flux redistributif est légal, vis-à-vis en particulier de la situation relativement similaire ayant eu lieu en Suisse. Statkraft répond estimer que le mécanisme est compatible avec la législation française.

EDF estime que ce mécanisme imaginé est plus proche d'un appel d'offres que le dispositif de prescription. Cependant ce dispositif ne remet pas en cause le fait que les fournisseurs de service, dans leur globalité, sont payés à un prix régulé et non à hauteur de leurs coûts. EDF craint que le mécanisme imaginé par Statkraft ne s'installe de façon pérenne, ce qui n'est pas, in fine, dans l'intérêt des producteurs aptes qui veulent un mécanisme de rémunération à hauteur des coûts.

Enfin RTE souligne que le mécanisme imaginé par Statkraft donnerait une illusion de liquidité sur cet appel d'offres alors que les volumes qui seraient effectivement soumis au prix du marché seraient d'un ordre de grandeur similaire à ceux traités par un marché secondaire organisé adossé à une prescription. Statkraft considère que le mécanisme proposé peu être mis en œuvre de manière totalement transparente et ne devrait pas créer de malentendus sur la liquidité. Statkraft a des doutes quant à la liquidité d'un marché secondaire car une partie du volume pourrait passer par de l'OTC.

Energy Pool demande quelles seront les prochaines étapes concernant cette proposition. RTE est soucieux de respecter les délais et indique qu'une étude plus approfondie retarderait automatiquement le processus d'établissement des règles. Statkraft ajoute qu'il a transmis cette proposition également à la CRE qui a demandé à RTE de l'étudier. Statkraft indique que si le groupe de travail est favorable à la proposition, celle-ci devrait-être prise en considération et développée et qu'un décalage pourrait être acceptable.

5c Étude des retours de l'appel à contributions : Participation des sites de soutirage

Concernant le traitement de l'énergie de réglage des sites de soutirage, les participants du GT conviennent d'appliquer l'ajustement de la consommation pour les sites de soutirage titulaires d'un CART, et de faire évoluer les dispositions des règles SSY conformément à celles des règles RE/ MA sur le sujet.

Energy Pool souhaite que la participation des sites raccordés au RPT et disposant d'un contrat unique soit possible, sous réserve d'accord entre le responsable de réserve et EDF. RTE indique que la participation pour ce type de sites n'est pas possible pour le MA à l'heure actuelle. EDF, EnergyPool et RTE étudieront le sujet.

Concernant la participation des sites de soutirage RPD, il apparait que la non prise en compte des énergies de réglage serait acceptable dans des proportions limitées (scénario 1 du document d'orientations). Les participants du GT conviennent de ne pas autoriser la participation des sites de soutirage dans un premier temps. Cependant les participants conviennent d'une obligation d'étude des modalités de participations de ces sites aux SSY à une date prédéfinie. Energy Pool considère que

l'échéance du 1er janvier 2015 serait acceptable, et que si les règles RE/MA apportaient une solution d'ici la, elle devrait être appliquée aux règles SSY.

5d Étude des retours de l'appel à contributions : Sécurisation financière du dispositif de responsable de réserve

Certains participants préfèreraient disposer d'une unique garantie bancaire pour tous les mécanismes de marché de RTE, dans un souci de simplicité de gestion opérationnelle. RTE indique que cela nécessiterait une modification importante des différentes règles de marché, et que cela n'induirait pas forcément de réduction de la somme des garanties bancaires requises puisque les risques auxquels répondent les différentes garanties présentent une forte corrélation. RTE étudiera cependant la proposition.

CNR rappelle que si la rémunération de l'obligation de réserve était transférée à l'acteur fournissant effectivement la réserve, alors le besoin en sécurisation financière de RTE serait réduit. RTE rappelle que le maintien de la rémunération à l'obligé initial est un pré requis à l'intégration européenne du marché des réserves, et propose de retenir le principe dès à présent.

RTE propose de dimensionner le montant de la garantie bancaire comme étant la limite NER souhaitée par l'acteur multiplié par 3 * 70€. Le chiffre 3 représentant le nombre de jours auxquels RTE serait exposé et 70€ représentant la somme de la rémunération du terme capacité et du prix moyen EPEX SPOT.

Direct Energie précise que les 3 jours proposés par RTE sont standards. Certains participants du GT estiment qu'étant donné les faibles montants en jeu, RTE pourrait proposer une franchise de garantie bancaire jusqu'à 100k€ par exemple. . Direct Energie rappelle que la remise d'une garantie bancaire, si petite soit-elle, est toujours un frein à la participation à un mécanisme et questionne l'importance de la mise en place de cette sécurisation à la vue des montants en jeu. RTE estime que les utilisateurs du réseau n'ont pas de raison de subir le risque de contrepartie des responsables de réserve, et ce quel que soit le montant. RTE estime que les montants des garanties bancaires sont modérés et qu'ils ne seront pas un problème pour les différents acteurs aptes actuellement et qu'ils ne représenteront pas de barrière à l'entrée pour les nouveaux acteurs CNR rappelle sa demande que les acteurs obligés devraient être dispensés de la fourniture de la garantie bancaire puisqu'étant tenus légalement de mettre à disposition leurs capacités de réglage à RTE.

5e Étude des retours de l'appel à contributions : Clauses d'inaptitudes temporaires

RTE estime que les périodes de crue pour les groupes hydrauliques et le fonctionnement en gradient max des groupes thermiques ne sont pas de réelles inaptitudes temporaires, mais relèvent des choix d'exploitation des différents producteurs. RTE considère que dans ces cas les installations de production demeurent aptes à la fourniture de services système, et devraient donc être soumises à la prescription.

Alpiq, Poweo, GDF Suez et CNR sont en désaccord avec l'analyse de RTE. Ces participants justifient le dispositif d'inaptitudes temporaires par l'existence des contraintes environnementales, des contraintes d'usure, des contraintes de rentabilité, des contraintes de sécurité d'exploitation ou des contraintes de sûreté des tiers.

CNR rappelle, pour ses usines fil de l'eau, que ce n'est pas « une optimisation économique » ou « un choix d'exploitation » mais une obligation du respect du cadre réglementaire d'exploitation - sûreté hydraulique –sécurité de tiers. Les débits du Rhône (à l'exclusion du débit réservé qui passe au barrage) doivent être en priorité orientés vers l'usine via les groupes de production jusqu'à concurrence du débit maximum turbinable.

Contrairement à ce qu'indique RTE, CNR précise qu'il ne peut donc pas avoir un parallèle entre groupe thermique et hydraulique fil de l'eau sur ce sujet. CNR indique de plus que la gestion d'un groupe hydraulique fil de l'eau est faite sur des débits (niveau) et non pas en puissance.

Suite à question de RTE sur les possibilités d'évacuer du débit en usine hors groupes de production, CNR indique qu'il existe des déchargeurs (et que certains groupes peuvent passer en déchargeur sur défaillance). Ces organes sont des organes de sûreté, ils sont là pour reprendre momentanément tout ou partie du débit usine. De même Alpiq cite les importants inconvénients qu'il y aurait à faire fonctionner un CCG en réglage pendant les montées et baisses de charge (à la perte économique estimée de l'ordre de 10%, s'ajoute des problèmes de rejets accrus de NOx ainsi que des risques de déclenchement du groupe à la baisse si le point de fonctionnement ne baisse pas de façon linéaire).

E.ON partage les remarques ci-dessus des producteurs et, est confronté aux mêmes difficultés. Toutefois en raison du nombre d'unités de production dont il dispose, E.ON se trouve classé dans la catégorie « grand parc » (supérieur ou égal à 5 entités) et ne peut donc pas bénéficier des clauses d'inaptitudes temporaires. En conséquence, E.ON est favorable à la suppression des clauses d'inaptitudes temporaires, à moins que le critère arbitraire de classement entre petit parc et grand parc soit ré examiné.