Compte rendu GT services système 01/03/2013

Participants au GT :

Participant	Entreprise
Matthieu Mollet	Poweo Pont sur sambre production (PPSSP)
Gaëlle Ernoux	Poweo Pont sur sambre production (PPSSP)
Claire Gabarrou	Vattenfall
Cécile Lacour	Statkraft
Nicolas Deloge	Direct Energie
Anne Videau	EDF
Sylvie Magois	EDF
Bogdan Enacheanu	EDF
Adrian Meier	Alpiq
Arnaud Ghiotto	E.ON France / SNET
Philippe Gouillart	E.ON France / SNET
Jimmy Tjoa	E.ON Energy Trading
Emmanuelle Joubert	E.ON Energy Trading
Elodie Patte	GDF Suez
Marc Schicks	GDF Suez
Davy Marchand Maillet	Energy Pool
Jean Marie Compas	CNR
Thomas Lassaigne	RTE
Michèle Dion-Demael	RTE
Pascal Bertolini	RTE
Samuel Scolari	RTE

Ordre du jour du GT :

0. Dates des prochains GT (Tous)

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

2. Discussion sur la simultanéité des enchères de réserve primaire et secondaire (Tous)

3. Présentations d'acteurs sur le type de marché secondaire organisé, le timing et les produits (Tous)

4. Finalisation des scénarios (Tous)

5. Sécurisation financière liée à la livraison physique des réserves (RTE)

6. Propositions d'évolution du régime de pénalités (RTE)

0 Dates des prochains GT

Les dates des trois prochains GT sont les suivantes :

- 26 mars de 9h30 à 12h30
- 10 avril de 9h30 à 12h30
- 24 avril de 9h30 à 12h30

1 Validation du compte rendu du GT précédent

Les propositions de modification du compte rendu faites par EDF, Energy Pool, EPEX SPOT et Direct Energie sont acceptées par le GT. La demande d'E.ON de suppression du paragraphe mentionnant l'accueil favorable du GT des propositions faites par RTE de notification d'échanges de réserve et de bilan de réserve conduit le GT à nuancer le paragraphe en question dans le compte rendu définitif.

2 Discussion sur la simultanéité des enchères de réserve primaire et secondaire

En cas d'enchères de réserve, RTE identifie trois scénarios :

- Simultanéité des enchères de RP et de RS
- Enchère de RS avant l'enchère de RP
- Enchère de RP avant l'enchère de RS

Certains participants n'ont pas de préférence, EDF a une préférence pour le second scénario (possibilité de passer en RPmax si aucune RS fournie), E.ON et Statkraft ont une préférence pour le troisième (E.ON indique que certains groupes ne peuvent pas faire de RS sans RP).

Certains participants du GT indiquent qu'il est important de prendre en compte l'impact du délai supplémentaire introduit par des enchères successives étant donné le caractère déjà contraint du processus envisagé.

Direct Energie rappelle que cette question ne se pose pas en cas de marché continu.

3 Présentations d'acteurs sur le type de marché secondaire organisé, le timing et les produits

Les scénarios étudiés sont les suivants :

- 1c : Enchère organisée J-1 13h25
- 1b : Enchère organisée J-1 15h
- 1a : Enchère organisée J-1 18h30 ou 19h30
- 2 : Négociation continue regroupée sur trois créneaux J-1 8h-10h, J-1 13h-15h, J-1 18h-20h

GDF SUEZ & CNR indiquent avoir une préférence pour un scénario basé sur un mécanisme d'enchère, avec une préférence pour les scénarios en début d'après midi. Le scénario 1a n'est clairement pas souhaité sans toutefois être considéré comme un obstacle bloquant. GDF SUEZ & CNR indiquent souhaiter à terme une différenciation hausse / baisse de la réserve secondaire, mais pas tant que l'énergie de la réserve secondaire est rémunérée à un prix régulé. GSF SUEZ & CNR ne sont pas en faveur du produit double énergie / réserve.

EDF indique que le scénario 1b est impossible pour eux (programme d'appel en cours d'élaboration à cette heure). EDF a une préférence pour le scénario 1c, avec des horaires légèrement plus tôt que la proposition de RTE (résultats du marché secondaire à 13h30). Le scénario 1a serait possible et le 2 serait envisageable. EDF n'est pas en faveur du produit double énergie / réserve. EDF n'est pas en faveur d'une prescription au pas horaire dans la mesure où cela augmenterait le volume global de prescription principalement à cause du terme « gradient ». EDF indique qu'un délai d'1h15 serait acceptable pour la construction des offres pour le marché secondaire organisé.

E.ON indique avoir une préférence pour un scénario basé sur un mécanisme d'enchère, avec une forte préférence pour le scénario en fin d'après midi (opérateurs fortement occupés en milieu d'après midi). E.ON souhaite une séparation des produits hausse / baisse le plus tôt possible, même avec le maintien de la rémunération de l'énergie de la réserve secondaire au prix régulé. E.ON indique nécessiter d'1h pour la construction des carnets d'ordre pour le marché secondaire organisé. E.ON n'est pas en faveur du produit double énergie / réserve. E.ON et RTE conviennent d'un échange téléphonique bilatéral ultérieur pour clarifier les concepts de notification d'échange de réserve, de bilan de réserve, de programmation de réserve et d'intégration européenne des marchés des réserves.

Statkraft indique que la situation idéale serait d'évoluer vers un marché ouvert organisé par RTE, où les fournisseurs de services système pourraient proposer leur prix en fonction de leur moyen de production. Cependant, Statkraft comprend que cette évolution ne peut se faire à court terme sur un marché expérimental. En ce qui concerne l'implémentation d'un marché secondaire organisé, Statkraft rappelle sa préférence pour un appel d'offres. Statkraft indique avoir une préférence pour un scénario basé sur un mécanisme d'enchère, avec une préférence pour les scénarios en début d'après midi. Statkraft n'est pas en faveur du produit double énergie / réserve. Statkraft indique souhaiter une différenciation hausse / baisse de la réserve secondaire.

Alpiq indique que le mécanisme proposé reste une expérimentation et qu'à ce titre les coûts de mise en œuvre doivent rester faibles en particulier au regard d'un petit parc de production (pour rappel : avec 4MW primaire et 5MW secondaire sur une unité de 400MW). Alpiq est en faveur du produit double énergie / réserve, et souhaite un produit de réserve secondaire symétrique, le produit dissymétrique étant jugé trop complexe à mettre en œuvre. Alpiq est en faveur du scénario 2 jugé

comme le moins complexe. Pour Alpiq, le scénario 1b serait possible, le scénario 1c semble être très tôt par rapport aux résultats de la bourse et le scénario 1a serait acceptable.

Energy Pool indique avoir une préférence pour un scénario basé sur un mécanisme d'enchère en fin d'après midi (meilleure connaissance du potentiel de réserve). Energy Pool rappelle être en faveur de produits de réserve secondaire dissymétriques étant donné le gisement plus important de réserve dissymétrique. Energy Pool rappelle ne pas être en faveur du produit double énergie / réserve.

Direct Energie rappelle sa préférence pour le scénario 2 qui permet de chercher la liquidité là où elle se trouve et souhaite, compte tenu du caractère expérimental du dispositif, que le processus actuel soit modifié le moins possible pour limiter les désoptimisations du système et autres coûts de mise en œuvre.

4 Finalisation des scénarios

EDF demande aux participants du GT si, en cas de scénario 1a, ceux-ci continueraient de réaliser des échanges de gré à gré le matin du J-1. EDF est en effet préoccupé par le fait que les échanges réalisés en J-1 matin pourraient réduire la liquidité de l'enchère à 19h en J-1. A ce titre les participants du GT envisagent une nouvelle alternative basée sur deux enchères, une en J-1 matin et une en J-1 soir. Certains acteurs émettent au premier abord un avis favorable à cette alternative.

Par ailleurs, pour EDF, le scénario 1c doit être modifié, en avançant l'enchère et la prescription définitive. Cette dernière devrait être alors basée sur les programmes d'un jour de référence, et associée au mécanisme expost redistributif présenté par RTE lors du précédent GT.

Plusieurs acteurs s'expriment en défaveur de l'introduction d'un tel mécanisme redistributif (E.ON, Direct Energie, Alpiq). Il est considéré comme peu équitable et comme introduisant une complexité inutile.

E.ON demande à RTE que la prescription définitive en cas de scénario 1c ou 2 soit avancée ne serait-ce que d'une demie heure.

RTE indique identifier deux variantes dans le scénario 2 : avec et sans contrepartie centrale.

5 Sécurisation financière liée à la livraison physique des réserves

RTE présente la problématique de la sécurisation financière du dispositif de réserve et les enjeux associés. RTE indique qu'il est important de concevoir un mécanisme sans possibilité de fraude et n'exposant pas RTE à un risque financier disproportionné, mais qu'il est aussi important que le dispositif de sécurisation financière ne soit pas une barrière à l'entrée ni un frein aux échanges. RTE propose les pistes suivantes pour la sécurisation financière :

- Un acteur peut déposer une garantie bancaire du montant de son choix. Un volume est déduit de ce montant
- Un acteur ne peut pas avoir un «solde NER» négatif supérieur à ce volume (pour chaque point demi horaire) : NER refusée dans ce cas par RTE, le refus étant notifié aux deux contreparties
- Pas de NER pendant le marché secondaire organisé, le respect du volume serait alors assuré par le marché secondaire organisé.
- Limiter la période de dépôt des NER (J-1 au lieu de J-15 pour les NEB), pour réduire le montant de la garantie bancaire
- Refuser les NER de vente d'un acteur ayant un encours trop important

Les participants du GT questionnent l'existence de l'exposition financière de RTE dans le cas des acteurs obligés, puisque l'exposition financière porte alors bien plus sur les acteurs obligés (paiement des services système) que sur RTE (paiement des indemnités relatives à ces services système). Certains participants du GT questionnent l'utilité de l'ouverture du marché des réserves aux traders. Certains participants proposent de ne pas exiger de garantie bancaire pour les acteurs obligés.

E.ON est en faveur de la rémunération de l'acteur réalisant les services système (en opposition à la rémunération de l'acteur obligé initialement), afin de limiter l'exposition financière de RTE. RTE rappelle que la question du transfert de la rémunération est nécessaire en cas d'ouverture du marché aux acteurs étrangers.

RTE indique qu'une certification de l'aptitude sera obligatoire pour les nouveaux entrants aptes.

Direct Energie indique que les garanties bancaires sont un frein important à la participation de nouveaux entrants.

EDF constate que le mécanisme de NER est un mécanisme interne France et demande quel mécanisme est envisagé pour les réserves en provenance ou à destination de l'étranger. RTE indique qu'un mécanisme similaire aux Règles Import Export est envisagé.

6 Propositions d'évolution du régime de pénalités

RTE propose une modification du régime de pénalité. RTE estime que les pénalités devraient être fonction des trois éléments suivants :

- Les surcoûts services système, de manière à refléter le coût de l'écart de réserve
- Le prix du marché secondaire organisé, de manière à éviter toute incitation à être court en réserve

- Le prix de la rémunération régulée, de manière aussi à éviter toute incitation à être court en réserve.

RTE propose de conserver les catégories de pénalités du contrat actuel, à savoir avec le maintien des pénalités réduites en cas de fortuit. RTE propose d'étendre le régime de pénalités réduites à tous les acteurs, étant donné l'absence d'un marché de rééquilibrage des réserves en infra journalier.

Les participants du GT ne sont pas favorables à la proposition de RTE :

- E.ON indique qu'il est risqué d'indexer quoi que ce soit sur les prix du marché secondaire organisé dès son lancement, étant donné les fluctuations des prix à la naissance d'un marché ;
- La CNR indique que plus les pénalités seront élevées, plus les acteurs auront tendance à être longs, ce qui tend à réduire l'efficacité économique du système électrique. Pour la CNR il est important de ne pas augmenter la pénalité en cas de fortuit ;
- E.ON indique que les pénalités sont actuellement déjà relativement importantes et qu'il n'est pas acceptable les augmenter ;
- EDF indique ne pas accepter de durcissement du régime de pénalité tant que la rémunération régulée ne sera pas réévaluée ;
- GDF-SUEZ est préoccupé par la transparence des surcouts des ajustements au motif services système, et les causes d'activation ;
- EDF s'interroge sur l'interaction avec le financement des surcouts des ajustements au motif services système ;
- Direct Energie partage l'avis qu'il est risqué d'indexer quoi que ce soit sur les prix du marché expérimental secondaire et s'interroge sur la pertinence de l'assouplissement des conditions d'éligibilité à la pénalité réduite.

RTE indique qu'il pourrait être envisageable de rémunérer un acteur long en réserve dans la mesure où il évite un ajustement services système et va étudier le sujet.

Energy Pool propose qu'une simulation de l'impact financier des propositions de RTE soit faite au lancement du marché secondaire organisé.