Compte-rendu de la réunion plénière de la CAM du 10 avril 2014

Version PROJET

Ordre du jour

1. Points d'actualité
   - Validation du compte-rendu de la réunion de la CAM du 18 décembre 2013
   - Planning des travaux 2014
   - Services système
   - Bretagne
   - Solde 2012 du compte ajustements-écarts
   - Transmission Automatique des Ordres d'ajustement

2. Mécanisme de capacité

3. Code Balancing et avis de l'ACER (document CRE)

4. Projet TERRE (Trans European Replacement Reserve Exchange)

5. Questions diverses

Participants	BAUD Pierre – ANPEEP BIVAS Pierre – VOLTALIS BLANC François – ERDF CARPENTIER Emmanuelle – E.ON CHONE Fabien – DIRECT ENERGIE DE BROVES Antoine – SMART GRID ENERGY DELFINI Francesco – UNELEG DURANT Maëlle – E.ON ELASRI Sophia – CONSTELLIUM ERNOUX Gaëlle – POWEO Pont-sur-Sambre Production FAUCONNIER Guillaume – MARKENER GAULT Jean-Christophe – EDF GAY Philippe – SMART GRID ENERGY GRASSER Véronique - CNR JOUBERT Emmanuelle – EON ENERGY TRADING LANTRAIN Aurore – EPEX SPOT LARTIGUE Jean-Pierre - ACTILITY LECERF Géry – ALPIQ LEMERCIER Aurélie – NOVAWATT LEXTRAIT Hervé – EDF MONNET Jean-Charles - ERDF MICLO Jean-Michel – UNELEG/FNSICAE SCHOLTES Emilie – ENERGY POOL VERDIER Romain – DIRECT ENERGIE WATRINET Emmanuel – CRE ABADA Amine – RTE COURSOL Jean-Jacques – RTE DA-SILVA Gabriel – RTE DELACHAUX Renaud – RTE DION-DEMAEL Michèle – RTE DOMERGUE Silvano – RTE LEVILLAIN Clotilde – RTE SCOLARI Samuel - RTE VEYRENC Thomas – RTE VIGNAL Gérald – RTE

La séance est ouverte à 9 heures 40.

Clotilde LEVILLAIN
Bonjour à tous et bienvenue à cette commission, que j'ai dû décaler pour pouvoir être présente avec vous.

1. POINTS D'ACTUALITE

1.1 Services système

Michèle DION-DEMAEL
La consultation pour la V2 des règles services système s'achève aujourd'hui. Les évolutions proposées visent à permettre le démarrage de l'expérimentation concernant la participation des sites de consommation aux services système, avec notamment la définition des modalités de contrôle de performance. Des précisions ont également été apportées dans cette version de règles, suite à la délibération de la CRE du 28 novembre. La saisine de la CRE interviendra début mai.
Par ailleurs, conformément à la délibération de la CRE du 22 novembre 2013, un rapport sur la mise en place d'un marché secondaire organisé doit être proposé à la CRE en octobre 2014. Les modalités de mise en œuvre de ce marché font débat, ainsi que la nature du marché (marché facilité, organisé, continu ou à enchères). RTE lancera un appel à contributions fin juin à ce sujet.

1.2 Bretagne

Michèle DION-DEMAEL
RTE précisera lors de la prochaine CAM les modalités de reconduction de l'appel d'offres Bretagne et le devenir des règles expérimentales Bretagne.
Nous interrogerons à nouveau nos besoins, avant de redéfinir les modalités de contractualisation.

Clotilde LEVILLAIN
Nous avons bien en tête que vous nous demandez d'anticiper les besoins. Au regard du retour d'expérience, il apparaît que les activations sont finalement peu nombreuses. Au fond, il faut caler le besoin et les produits souhaités. Un éclairage vous sera effectivement apporté en juin. Nous étudierons les modalités de prolongement des dispositions, autour des besoins de sécurisation du réseau.

1.3 Validation du compte-rendu de la réunion de la CAM du 18 décembre 2013

Sous réserve de la prise en compte des modifications apportées, le procès-verbal de la réunion du 18 décembre 2013 est adopté.

1.4 Solde 2012 du compte ajustements-écarts

Michèle DION-DEMAEL
Le solde définitif de 2012 du compte ajustements-écarts s'établit à -16 M€. Après délibération, la CRE propose de ramener le solde à zéro. RTE va procéder aux facturations des responsables d'équilibre sur la base d'une valeur du coefficient k annulant le solde du compte ajustements-écarts comme prévu par les règles du mécanisme d'ajustement.
La valeur du k est aujourd'hui de 0,08, contre 0,12 auparavant. Elle est aujourd'hui sans doute sous-évaluée ce qui amène un déficit du compte en fin de période. De manière plus générale, une concertation sera ouverte lors du second semestre 2014 pour ré-interroger les modalités économiques du mécanisme d'ajustement, et en particulier les questions relatives au compte ajustements-écarts.

Géry LECERF

Le système actuel ne permet pas d'anticiper le coût des écarts. La révision du mécanisme permettra-t-elle une meilleure anticipation ?

Clotilde LEVILLAIN
Ce point pourra être soulevé dans le cadre de la concertation.

Romain VERDIER
Le coefficient k en vigueur va-t-il être réévalué ?

Michèle DION-DEMAEL
Aucune décision n'a été prise à ce sujet.

1.5 Transmission informatisée des ordres d'ajustement (TAO)

Michèle DION-DEMAEL
Les ordres d'ajustement sont aujourd'hui transmis par téléphone. Le projet TAO vise à mettre en œuvre une transmission informatisée de ces ordres, dans le prolongement des travaux menés dans le cadre de l'expérimentation Bretagne. La transmission automatique permettra à terme un abaissement du seuil de volume actuellement en vigueur sur le MA (passage de 10 à 1 MW). Elle permettra également de lever les contraintes sur le nombre de receveurs d'ordre des contrats RR/RC.
RTE a organisé en mars une réunion d'information, à laquelle de nombreux acteurs d'ajustement ont participé. Nos propositions techniques ont été exposées. Un appel à contributions sera proposé en juin.

Jean-Christophe GAULT
EDF considère que le système proposé par RTE n'est pas cohérent avec les responsabilités de RTE et des acteurs d'ajustement. Il revient à RTE de développer, maintenir et exploiter un SI dédié pour ses moyens rapides, comme c'est le cas pour les services systèmes.

Clotilde LEVILLAIN
Je vous renvoie à l'appel à contributions qui va s'ouvrir prochainement, tant pour les points précis que les points généraux. L'informatisation de la transmission des ordres permettra des évolutions souhaitées par tous.
L'objectif reste donc de proposer des dispositions permettant à RTE d'exercer ses missions, en tenant compte des propositions d'offres de la part des acteurs et de l'adaptation de leurs processus opérationnels. Je n'entrerai donc pas dans le détail aujourd'hui. Je vous invite à vous exprimer dans le cadre de la consultation.

2. MECANISME DE CAPACITE

Clotilde LEVILLAIN
RTE publie aujourd'hui sa proposition de règles du mécanisme de capacité. Les règles sont accompagnées d'un rapport d'accompagnement. Outre une synthèse qui résume les choix de RTE, ce rapport rappelle les éléments de la concertation, qui a été conduite pendant un an. Ce rapport recueille autant les motivations des propositions que les positions des différents acteurs. Les réponses aux 600 questions posées pendant la concertation de 2013 y figurent également.

Le mécanisme de capacité constitue une architecture nouvelle. Le bien collectif qu'il apporte est clairement explicité, au regard notamment de la dimension européenne du système.
Je tiens d'autre part à souligner la densité des échanges qui se sont tenus et la force des arguments soulevés. Pour rappel, la construction avait commencé par la remise du rapport Poignant-Sido en 2011 pour s'achever par la concertation de 2013. Je vous exprime aujourd'hui mes remerciements appuyés pour la qualité des débats, qui ont permis de bâtir une proposition solide.

Nous avons vécu en 2013 des moments importants. La saisine de la Ministre et de la CRE a constitué

un franchissement historique et a contribué à la formulation d'une réponse à la question de la sécurité de l'approvisionnement. Il s'agit de la réponse d'un état membre, élaborée avec vous, durant la concertation.

Gérald VIGNAL
La présentation de RTE ne visera pas à balayer la totalité du jeu de règles. Vous en avez en effet tous pris connaissance. De nombreux points ont en outre déjà été évoqués ici. Nous nous concentrerons donc sur les évolutions et précisions apportées depuis la réunion plénière de la CAM du 18 décembre, date de la présentation générale du mécanisme de capacité. Des questions nous ont ensuite été soumises, durant ou après la CAM. Enfin, nous aurons l'occasion de revenir sur notre proposition globale lors du Conseil supérieur de l'énergie, le 15 avril 2014.

Comme indiqué précédemment, un rapport d'accompagnement a été rédigé. La première partie est le prolongement du rapport envoyé en septembre. Il s'agit d'une description des règles et d'une présentation de différentes études techniques. La seconde partie, plus générale, replace le mécanisme de capacité dans son contexte, en particulier son contexte européen. Il nous a semblé souhaitable de revenir sur les justifications d'un mécanisme de capacité en France et de l'architecture proposée pour ce mécanisme. Enfin, nous publions l'ensemble des réponses apportées aux questions posées durant la consultation officielle.

La complexité du schéma d'approbation découle directement du décret. Précisons que le décret prévoit des conventions entre GRD, GRT et exploitants, mais ces conventions ne font pas partie du texte soumis à l'approbation des autorités. Elles dépendent en effet de l'arrêté et des dispositions complémentaires. Il nous a semblé prématuré de soumettre une proposition sur ces conventions.

Des précisions ont été apportées sur l'obligation et la certification. Les principales études ont été des études de variabilité. Celles qui ont été présentées en septembre étaient en effet fondées sur un signalement des heures de plus forte consommation. Or ces heures pouvaient ne pas être équiréparties durant l'hiver. Il a donc été décidé de retenir un nouveau critère de signalement et les études ont été reprises en simulant le nouveau critère, ce qui conduit à un étalement des jours de pointe sur l'hiver. Au final, les variabilités sont apparues extrêmement faibles.

La saisine officielle a eu lieu le 9 avril. Une phase d'instruction de notre proposition par l'administration et la CRE va s'ouvrir. Elle aboutira – nous le souhaitons – à l'approbation des règles et des dispositions complémentaires. Nous proposons que la date de lancement des demandes de certification des capacités soit fixée au 1er novembre 2014.

Au cours de la concertation – et notamment au cours des derniers mois – la question de la participation des capacités localisées à l'extérieur du territoire français a été évoquée. Le cadre réglementaire actuel prévoit une prise en compte implicite de ces capacités ; néanmoins la possibilité d'une participation directe mérite d'être discutée. A cet effet, nous avons proposé de remettre au Ministre un rapport pour une prise en compte explicite des capacités transfrontalières dix mois après la publication des règles, à la suite d'une concertation élargie. Nous demandons au Ministre de cadrer le mandat et le format de cettenouvelle séquence, dans la mesure où la mise en place des schémas alternatifs à la prise en compte implicite nécessiterait une révision du décret de décembre 2012.

Evoquons maintenant les évolutions et précisions apportées au jeu de règles depuis la fin du mois de décembre 2013.

<u>Année de livraison</u>
Les règles reposent sur une année civile, sauf la première année, qui commencera le 1er novembre 2016 et s'achèvera le 31 décembre 2017, à l'exception des mois de juillet et août. Cette première année comportera donc une période de pointe et inclura les mois de novembre et décembre 2017.

Le traitement des sites multifournisseurs et des NEB RE-site
Nous proposons de laisser le choix au consommateur et/ou au fournisseur de la répartition de l'obligation et des gradients pour les sites concernés. Chaque acteur concerné remettra des clés de répartition à RTE pour affecter l'obligation aux différents fournisseurs. Une grande liberté sera donc accordée aux acteurs. Une dissociation forte entre le marché de l'énergie et de la capacité apparaîtra en outre très clairement.

Hervé LEXTRAIT
Comment le RE pourra-t-il transmettre les clés de répartition ?

Gérald VIGNAL
Nous souhaitons la complétude. Nous pouvions soit passer directement par le consommateur, en impliquant un ensemble d'acteurs, soit par le RE. Nous avons fait le choix de passer par le RE, qui entretient des liens contractuels avec ses fournisseurs. En accord avec les fournisseurs/consommateurs, c'est le RE qui transmettra les clés de répartition.

Hervé LEXTRAIT
Le RE devra avoir connaissance du nombre de fournisseurs qui livrent de l'énergie.

Gérald VIGNAL
En effet, mais uniquement dans son portefeuille. Nous avons décidé par convention que la thermosensibilité des NEB RE-Site était nulle et que l'attribution pouvait s'effectuer soit au fournisseur qui livre la NEB RE/Site (la NEB RE/Site porte alors une dimension capacitaire), soit que la NEB pouvait être attribuée au consommateur ou à son fournisseur.

Maëlle DURANT
Qu'adviendrait-il si un site comptait deux RE ?

Gérald VIGNAL
Nous avons fondé notre réflexion sur le concept de fournisseur principal. Il a alors été estimé préférable de passer par le RE, plutôt que de faire connaître par le gestionnaire de réseau l'ensemble des contrats de fourniture, en appliquant ensuite des formules. Ce choix aurait été très intrusif. Le système déclaratif apparaît préférable.

Il faut distinguer d'un côté les produits de fourniture non portés par des NEB RE/Site, et de l'autre les NEB RE/Site eux-mêmes. Par défaut, les NEB RE/Site seront considérées comme non thermosensibles. Ensuite, l'obligation de capacité sera soit portée par le fournisseur qui livre la NEB, soit par le consommateur, qui peut la faire porter par son fournisseur ou la porter directement. Un consommateur qui compterait un fournisseur principal et des NEB RE/Site pourrait faire porter la totalité de l'obligation de capacité par son fournisseur principal, ou en confier une partie à son fournisseur de NEB RE/Site. Par défaut ou en l'absence de choix, ce sont les NEB RE/Site qui porteront l'obligation de capacité.

Fabien CHONE
La thermosensibilité du site est pourtant importante là où il se trouve beaucoup de NEB RE/Site.

Gérald VIGNAL
La plupart de ceux qui portent des NEB RE/Site ne sont pas concernés, et ceux dont la puissance est supérieure à 175 kW ne sont pas considérés thermosensibles. Seuls seraient concernés les sites affichant une puissance inférieure à 175 kW, raccordés au réseau public et s'alimentant par des NEB RE/Site.

Hervé LEXTRAIT
Comment peuvent-ils avoir connaissance de la consommation totale ? L'accord du client concerné est nécessaire.

Gérald VIGNAL
En effet. Des accords entre parties interviennent en aval des accords exigés par RTE, mais ils ne relèvent pas des règles.

Obligations liées à la compensation des pertes des gestionnaires de réseau
Les règles qui s'appliquent aux consommateurs s'appliquent aux gestionnaires de réseau pour leurs pertes. Ils pourront soit attribuer un montant d'obligations aux fournisseurs, soit prendre en charge l'obligation de capacité correspondante. L'impact de la mise en place du marché de capacité sera traité de façon symétrique aux dispositions retenues pour les grands consommateurs. La philosophie est la même pour l'obligation de capacité et la thermosensibilité.

Il apparaît ainsi une complétude physique. L'obligation de capacité physique correspondant à la consommation est bien assurée. La répartition de l'obligation entre les différents acteurs est simplement laissée à la main des acteurs concernés. Les gestionnaires de réseau pour les pertes lancent des appels d'offres pour l'achat d'énergie et ce mode de fonctionnement pourrait perdurer si les acteurs y étaient favorables.

Offre publique de vente
Le décret n'ayant pas apporté de précision à ce sujet, il est proposé de retenir la notion d'excédent global des fournisseurs. Une fois les notifications d'obligations effectuées, l'excédent global de chaque fournisseur s'appréciera sur la base des garanties de ce fournisseur et de l'ensemble des sociétés qui lui sont liées, sauf les gestionnaires de réseau. Sur cette base, chaque fournisseur devra soumettre une offre publique de vente, en fonction du volume notifié par RTE. Les règles n'interviennent pas sur la notion de prix.

Emilie SCHOLTES
Les consommateurs obligés font-ils partie de la procédure ?

Gérald VIGNAL
Les intervenants impliqués sont l'ensemble des sociétés liées.

Une segmentation entre les consommateurs profilés et les consommateurs télé-relevés s'applique s'agissant de la thermosensibilité des consommateurs. Deux classes de méthodes sont proposées pour chaque catégorie. La proposition d'ERDF de segmenter sur la base de la puissance moyenne consommée a été retenue pour les consommateurs télé-relevés. Cette solution apparaît plus robuste qu'une segmentation fondée sur les usages. Le seuil de la thermosensibilité est de 175 kW en puissance annuelle moyenne consommée. La thermosensibilité repose ensuite sur une méthode d'appréciation du gradient, fondée sur la consommation réelle. La proposition consistant à retenir les consommations de l'année N-1 n'a pas été retenue. Ce sont les consommations de l'année N qui seront observées.

En ce qui concerne les consommateurs profilés, les gradients profilés seront les gradients des règles RE-MA. Il était proposé de reboucler sur la base du gradient de l'année N, pour que la somme des gradients corresponde au gradient de la somme. C'est néanmoins le souhait de faire progresser la visibilité sur ce gradient qui a été entendu, et le gradient global ne sera pas le gradient de l'année N mais le gradient obtenu par extrapolation linéaire, sur la base des trois années précédentes, notamment du fait des incertitudes liées au profilage.

Il n'apparaît aucune bascule entre les consommateurs télé-relevés et les consommateurs profilés. Les trois années précédentes sont calculées par l'application de la méthode de variation linéaire en delta. Les gradients RE-MA s'appliqueront sur la base des consommations finales, puis un coefficient de calage gradient déterminé par RTE sera appliqué, sur chacun des gradients. Ce coefficient de calage repose sur deux éléments : le coefficient de calage des règles RE-MA et une déformée du gradient. Le coefficient de calage ne sera donc pas rigoureusement égal au coefficient de calage des règles RE-MA.

Hervé LEXTRAIT
Nous saluons la proposition de rendre un peu plus prévisible l'obligation concernant les clients profilés. Cette prévisibilité est appréciable pour les fournisseurs. En revanche, la régression linéaire doit être passée sur l'année N pour les sites télé-relevés considérés comme thermosensibles. Si j'ai bien compris, les fournisseurs se sont opposés à ce qu'elle repose sur l'année N-1. Est-ce bien le cas ?

Gérald VIGNAL
Nous avions proposé que les gradients soient calculés sur les consommations de l'année N-1 télé-relevées, mais cette proposition n'a pas été retenue. Nous sommes donc revenus au jeu des règles de septembre.

Maëlle DURANT
A quel moment intervient le recalage ?

Gérald VIGNAL
Ce point n'a pas évolué depuis septembre et décembre. L'obligation profilée sera notifiée à la fin de l'année A+2.

Hervé LEXTRAIT
Une partie du problème qui concernait la prévisibilité liée à la thermosensibilité des sites sera traitée. Toutefois, il existe aussi une saisonnalité dans la consommation des sites, hors effets climatiques. Cette saisonnalité génère aussi des problèmes de prévisibilité pour les fournisseurs. Avez-vous renoncé à la traiter ?

Gérald VIGNAL
Lorsque nous avons simulé la règle PP1 et PP2, nous avons observé qu'un étalement des périodes de pointe s'appliquait sur l'année. De ce fait, ce sujet disparaissait.

Gérald VIGNAL
<u>Modalités de révision</u>
Nous avions proposé que certains paramètres soient approuvés par la CRE en septembre. Il est aujourd'hui proposé que ces paramètres fassent partie des règles et soient approuvés par le Ministre. Nous en avons décidé ainsi pour des questions de robustesse juridique de notre proposition.

Emmanuelle CARPENTIER
La flexibilité risque d'en pâtir.

Gérald VIGNAL
Je précise que si de nouveaux paramètres devaient être publiés, ils devraient l'être au plus tard en janvier de l'année A-4.

Emmanuelle CARPENTIER
Dès lors, les anciens paramètres s'appliqueront-ils en l'absence de publication ?

Gérald VIGNAL
En effet.

Passons à la certification. Nous ne présenterons là aussi que les évolutions qui ont été apportées.

<u>Période de pointe PP2</u>
Des jalons ont été introduits pour limiter le poids potentiel des mois de novembre et mars. Au maximum, seuls 25 % des jours PP2 concerneront novembre et mars. Cette modification a pour finalité d'encadrer la variabilité de capacité de la filière nucléaire. Elle assure également une volumétrie cohérente avec la gestion du système. La règle retenue conduira à une attribution de PP2

en novembre et mars très en-deçà de l'attribution qui était conduite par le passé.

Philippe GAY
Comment le seuil de 25 % a-t-il été choisi ? Pourquoi ne pas avoir retenu un taux de 30 %, par exemple ?

Gérald VIGNAL
Ce choix a reposé sur des études de gestion du système.

Pierre BIVAS
Pourquoi le mécanisme de capacité n'est-il pas centré sur les périodes de pointe ? Vous cherchez à couvrir deux objectifs, la pointe et les tensions du système, mais vous introduisez ainsi des contraintes considérables. Enfin, l'addition des deux critères n'est pas conforme à la construction des mécanismes de capacité.

Gérald VIGNAL
Ces deux sujets ne sont pas antinomiques. De plus, le mécanisme de capacité traite prioritairement la question de la pointe. Les jours PP1 sont de leur côté signalés sur des critères de pointe de consommation. Ensuite, le mécanisme de capacité doit aujourd'hui traiter la pointe, mais il s'inscrit globalement dans une logique de transition énergétique et doit aussi pouvoir couvrir les questions du développement fort de l'intermittence.

Pierre BIVAS
Il n'existe d'acheteurs de certificats de capacité que pour la pointe. Pourquoi contraindre aujourd'hui les offreurs de capacité à être, eux, disponibles en dehors de la pointe ? Vous fabriquez ainsi deux produits, l'un pour la pointe et l'autre pour la tension. Ce choix m'apparaît illogique.

Gérald VIGNAL
Il s'agit d'encadrer les engagements pris par les exploitants de capacité, en contrepartie des certifications. A terme, RTE souhaite traiter aussi le développement de l'intermittence. De plus, il faut respecter le principe de non-discrimination entre la réduction des obligations et la certification des capacités d'effacement. A ce sujet, nous estimons qu'une contrainte de disponibilité n'est pas de même nature qu'une contrainte d'activation.

Pierre BIVAS
Si vous voulez encadrer la discrimination entre deux façons d'obtenir des capacités, il faut encadrer toutes les manières d'en obtenir, y compris celles auxquelles les opérateurs d'effacement ne peuvent pas accéder. *A fortiori*, la loi n'édicte aucun principe à ce sujet. Le décret vise uniquement à vérifier la disponibilité et il n'est pas nécessaire pour cela de l'activer, du moins pas tout le temps. En définitive, il n'apparaît aucune raison d'augmenter le nombre de jours PP2.

Gérald VIGNAL
Les jours PP2 hors PP1 sont signalés sur un critère de tension et un critère de consommation, et ce critère demeurera. De plus, nos concitoyens comprendraient sans doute assez mal qu'un jour de disponibilité très faible des moyens, en mars, ne soit pas signalé comme une période de pointe. C'est pour cette raison que nous avons souhaité mettre en place cette flexibilité sur PP2 et compter des jours PP2 hors PP1. De plus, PP2 sera égal à PP1 pendant les années sans tension.

<u>Thermosensibilité des effacements</u>
Les capacités d'effacement thermosensibles disposeront également d'un gradient, qui fera l'objet d'un calcul. Le montant de la capacité effective tiendra compte de ce gradient. La capacité d'effacement sera étudiée au regard de la température extrême de la période de référence.

Fabien CHONE

Le fait de ne pas utiliser les mêmes gradients que les gradients de consommateurs n'induit-il pas un risque de biais ?

Gérald VIGNAL
Il s'agit effectivement de l'une des limites du profilage. Les deux montants seraient identiques sur des compteurs télé-relevés.

Fabien CHONE
Pourquoi ne pas avoir pris directement le gradient du profilage ?

Gérald VIGNAL
Il aurait fallu utiliser le gradient du sous-profil, au prorata de sa consommation.

Contrôle des capacités
3 dispositifs sont proposés :

- par le réalisé (par une courbe d'injection pour les capacités) ;
- par audit (avec jusqu'à trois audits pour une année de livraison donnée, déclenchés par le gestionnaire de réseau ou par RTE pour les multigestionnaires de réseau) ;
- par test d'activation.

Dans le dernier cas, toute EDC serait activée au moins une fois pour chaque année de livraison. Les activations s'effectueraient les jours PP2.

Philippe GAY
Comment le delta serait-il financé si les voies naturelles s'avéraient insuffisantes ?

Gérald VIGNAL
Nous avons repris les dispositions du décret. Le contrôle reste à la charge des exploitants de capacité. La CRE devra en outre apporter des précisions.

Pierre BIVAS
Nous demandons pour notre part d'introduire la possibilité de tests par échantillons statistiques. Cette approche pourrait aussi fonctionner pour les capacités distribuées. Il faudrait l'intégrer dès maintenant, pas en 2020.

Gérald VIGNAL
Ces modalités pourraient effectivement trouver leur place dans les règles, qui laissent ouverte cette possibilité. La probabilité de déclenchement dépendra des tests par audit.

Les conséquences d'échecs aux tests
Si au moins un test n'était pas conforme, la puissance activée ne serait pas impactée, mais une pénalité de 20 % sur la puissance activable s'appliquerait (sur toute la période PP2). Si tous les tests étaient défectueux, la pénalité atteindrait 120 %. Là aussi, la puissance activable ne serait pas affectée.

Règlement financier
Nous proposons que les prix de référence marché ou le prix administré soient fixés par la CRE. Il appartiendra à la CRE de définir les modalités et la temporalité de la fixation de ces paramètres.

Dimension européenne
Comme indiqué, RTE a remis un rapport de propositions sur l'intégration explicite des capacités transfrontalières, à une échéance de dix mois après la publication des règles.

Thomas VEYRENC
Dans le cadre de la saisine de la Ministre et de la CRE, nous demandons de cadrer la phase de

concertation sur la prise en compte des capacités étrangères. En effet, les solutions pratiques auxquelles nous allons réfléchir pourraient s'écarter du décret de novembre 2012. Nous devrons trouver des solutions pour les dépasser. Nous demandons donc très explicitement qu'un cadrage soit apporté. Une prise de position du Ministre est nécessaire sur cette question, même si des solutions techniques existent.

Pierre BIVAS
Le dossier sera-t-il examiné au CSE du 15 avril ?

Thomas VEYRENC
Oui.

Pierre BIVAS
Je déplore qu'il le soit en l'absence des opérateurs d'effacement.

Thomas VEYRENC
La composition du CSE ne relève pas de RTE.
Par ailleurs, nous avons appris qu'une table ronde serait organisée par la CRE le 17 avril.

Fabien CHONE
Il me paraît difficilement envisageable de maintenir cette réunion, une semaine seulement après l'envoi de votre document de plusieurs centaines de pages.

Un intervenant
Le prix des transactions sera-t-il connu de la CRE et uniquement de la CRE ?

Gérald VIGNAL
Les règles retiennent deux concepts, les transferts et les transactions, sans définir exhaustivement ces notions. Elles prévoient que le rééquilibrage conduit à un transfert. En tout cas, les règles resteront robustes aux deux solutions en ce qui concerne les cessions internes. Elles ne prennent pas position sur ce plan.

Hervé LEXTRAIT
Comment traitez-vous le problème de coexistence de maîtrise de consommations de pointe déclarée par les fournisseurs, et la certification de capacités d'effacement par des opérateurs sur des sites identiques ?

Gérald VIGNAL
Toute action de maîtrise de la consommation à la pointe doit être déclarée au registre, qu'elle corresponde à une certification ou non. Aucune automaticité ne s'appliquera entre le contenu de ce registre et un paramètre technique du mécanisme de capacité. Le registre permettra déjà de disposer d'informations plus précises.

Hervé LEXTRAIT
Comment traiteriez-vous la coexistence de deux actions simultanées dans le domaine de la correction de l'obligation, avec d'un côté un opérateur certifiant une capacité d'effacement, et de l'autre un fournisseur qui inciterait son client à moins consommer en période de pointe ?

Gérald VIGNAL
Vous évoquez ici la correction de l'obligation, qui constitue un tout autre sujet. L'obligation du fournisseur restera bien corrigée des effacements certifiés. Des coefficients d'appartenance seront ensuite définis par des mécanismes aval, autour de l'attribution des effacements. Il n'est pas possible de préempter sur les mécanismes de capacité des règles de correction des effacements.

Pierre BIVAS

L'autorité de la concurrence a incité le 20 décembre à séparer les contrats de fourniture et d'effacement. Quelles ont été les avancées d'EDF dans la mise en œuvre de cette recommandation ? Comment RTE intègrera-t-il cette distinction ?

Gérald VIGNAL
Nous avons prévu que les règles incluent des comptes pour les fournisseurs, des comptes pour les exploitants de capacité et des comptes pour les RPC. En fonction des choix réglementaires des pouvoirs publics, des contraintes supplémentaires pourraient être associées à ces comptes. Les transferts entre les comptes dépendront de la réglementation. Nous ne pouvons pas nous prononcer sur la manière dont les recommandations de l'Autorité de la concurrence seront traduites de manière générale par les pouvoirs publics et EDF dans les différents dossiers concernés.

Redha LOUIBA
Il est prévu dans le cycle client-fournisseur d'éventuellement transférer l'obligation vis-à-vis du consommateur ou du gestionnaire de perte. Des sanctions sont d'ailleurs prévues vis-à-vis du fournisseur, s'il ne respecte pas ces obligations. Ce point est-il traité dans les règles ou le sera-t-il spécifiquement par le ministère ?

Gérald VIGNAL
Les règles s'arrêtent au règlement des écarts. Nous notifierions tout refus de règlement à la CRE, qui prendrait le relais.

Thomas VEYRENC
Le décret prévoit que d'autres textes, qui ne relèvent pas du pouvoir de proposition de RTE, seront pris ultérieurement, et qui pourront apporter certaines réponses à vos questions. Le rapport publié le 9 avril devrait néanmoins permettre aux acteurs de disposer d'une vision agrégée du fonctionnement de l'ensemble du dispositif, ce qui nous a conduit à prendre des hypothèses sur certains paramètres qui relèvent de décisions ultérieures. Pour une compréhension complète, il faut attendre de disposer de tous ces éléments, à la suite de quoi nous actualiserons nos études.

Clotilde LEVILLAIN
Je vous invite à prendre connaissance du rapport d'accompagnement, qui vous a été remis très récemment. Je vous suggère également d'échanger avec Gérald Vignal ou avec les intervenants de la concertation pour obtenir des éclaircissements. La phase qui s'ouvre est une phase consultative auprès de la CRE et du CSE.

3. CODE BALANCING ET AVIS DE L'ACER (DOCUMENT CRE)

Emmanuel WATRINET
Je vous présente un point d'étape sur le code réseau relatif à l'ajustement. L'ACER a rendu public à la fin du mois de mars un avis sur le code transmis par ENTSO-E en décembre 2013.

L'ACER a considéré que le code de réseau proposé par ENTSO-E était globalement en ligne avec l'orientation-cadre de 2012, à l'exception de certains points qui devraient en conséquence être revus. Elle a donc demandé à ENTSO-E de lui soumettre une version amendée du code.

L'avis comporte deux piliers. En premier lieu, un rôle-clé est assigné aux gestionnaires de réseau de transport dans le processus d'intégration. Le rôle d'intégration des marchés au sein du code de réseau est explicité. Les obligations qui pèsent sur les gestionnaires de réseau pour mettre en place le modèle cible autour de différents types de produits de réserve en Europe ont également été rappelées. Il s'agit aussi de respecter les grands jalons temporels qui ont été définis, autour d'un calendrier ambitieux en 2, 4 et 6 ans pour mettre en œuvre un marché pleinement intégré en Europe. Il semblerait à ce sujet que la proposition d'ENTSO-E soit plus flexible dans le respect de ces différents jalons.

Par ailleurs, une amélioration sensible apparaît au sujet de l'optimisation de la gestion opérationnelle des GRT. Il s'agirait dans les grands principes qui régissent les algorithmes d'optimisation de placer des offres d'ajustement qui seraient non partagées dans un premier temps par les GRT dans la plate-forme commune. Divers points doivent encore être clarifiés, notamment s'agissant des conditions d'activation des offres contractualisées, dont les réserves rapides.

Le second volet porte sur les principes utiles pour que le marché d'ajustement intégré fonctionne.

- Il conviendra de proposer des incitations adéquates aux responsables d'équilibre. Il faudra là aussi clarifier ce qui relève du rôle du GRT et du responsable d'équilibre. Le responsable de réseau agit en principe dans la fenêtre opérationnelle de l'ajustement, mais tout doit être mis en œuvre pour que les responsables d'équilibre disposent des outils nécessaires à leur équilibrage au plus près du temps réel. Il s'agirait ici de réduire ou contenir le besoin d'ajustement, notamment par la fourniture d'informations jugées nécessaires pour les RE.
- Il faudra prévoir un cadre harmonisé et efficace pour le règlement des écarts et notamment une mise en œuvre systématique du netting des écarts par tous les GRT. Il s'agira de bâtir un cadre qui facilite la concurrence. Les modalités de participation au MA devront placer tous les acteurs sur un pied d'égalité. Il faudra aussi faciliter la participation de certaines ressources, notamment les énergies renouvelables, mais aussi les ressources flexibles et en particulier les dépassements de consommation. Cela passe par une définition de caractéristiques non discriminatoires.
- Il faudra entendre le besoin de transparence des acteurs de marché. Le cadre de consultation devra être rendu cohérent, en accordant notamment suffisamment de temps à l'expression des acteurs sur les points-clés, avec en particulier une consultation de plus d'un mois.

Les prochaines étapes

ENTSO-E a envoyé une lettre à l'ACER indiquant qu'elle était disposée à amender le code. Des échanges informels s'ouvriront et des acteurs de marché pourraient contribuer à l'amélioration du code d'ici à l'été, pour une publication à la rentrée 2014. L'entrée en vigueur prévue pour le code se situe à la fin de l'année 2015, peut-être au 1er janvier 2016.

Certaines étapes doivent encore être franchies avant l'entrée en vigueur. Tout dépendra de la volonté de la Commission européenne et des sujets qui ne feront pas consensus en fin d'année.

Clotilde LEVILLAIN

Pour rappel, certaines dispositions du code entreront en vigueur progressivement. Un carnet d'ordres commun doit être obtenu d'ici 2019 ou 2020, des étapes intermédiaires étant prévues d'ici là.

Plusieurs échéances sont prévues, en réponse au document d'orientation-cadre. Ces échéances conduiront au modèle cible. Nous pourrons vous les rappeler. Des étapes sont prévues en 2015, 2016, 2017 et 2019. Les modalités de l'optimisation économique des réglages automatiques seront étudiées en 2019. Il s'agira de l'échéance ultime.

C'est à partir de la nouvelle saisine de l'ACER et de la Commission européenne par ENTSO-E que nous pourrons étudier la compatibilité avec nos propres règles. Nous développerons avec vous un programme de travail dès que la nouvelle version du code sera connue, même si le code n'est pas approuvé. Il s'agira d'anticiper les changements de processus opérationnels, tant de votre côté que du côté du gestionnaire de réseau. Nous vous informerons à la fin de l'été ou à l'automne, période de rédaction par ENTSO-E du calendrier de saisine de la Commission européenne. Une partie des règles RE-MA sera révisée par le code.

Pour l'heure, quelques dispositions permettant d'anticiper certaines évolutions commencent à être mises en œuvre, car nous savons qu'elles feront partie du code.

Jean-Michel MICLO

Je n'ai pas trouvé dans votre présentation de volonté de l'ACER de faire intervenir les gestionnaires de réseau distribution dans le dispositif. Sans doute des échanges sont-ils nécessaires pour agir à ce niveau.

Emmanuel WATRINET
Le rôle des GRD est effectivement mentionné dans l'avis de l'ACER. Des débats ont notamment porté sur le portage des coûts et sur la pertinence de placer cette thématique dans le code réseau. Nous restons à l'écoute des GRD pour étudier des éléments qui ne se trouveraient pas dans le code.

Clotilde LEVILLAIN
La consultation de la Commission européenne sur le *retail market* pourrait être structurante, tout comme les travaux en cours sur les *smart grids*. Ces éléments doivent être intégrés au paysage, afin de déterminer les modalités d'interaction et d'échange de données, notamment sur le rôle et le positionnement futurs des gestionnaires de réseau.
Les travaux conduits en 2013 sur la gestion des contraintes sur le RPD méritent également d'être étudiés, ainsi que les travaux sur Linky. Enfin, un travail sur le paysage européen et français permettra d'adapter les interactions entre les gestionnaires de réseau et les acteurs, ainsi qu'entre eux.

Jean-Christophe GAULT
Il faut profiter de Linky pour que les gestionnaires de réseau fournissent une évaluation de l'équilibre des RE en temps-réel.

Clotilde LEVILLAIN
Pour information, j'ai annoncé lors de la commission d'accès au réseau de mars que RTE allait ouvrir une concertation pour collecter les besoins d'adaptation de nos services de mise à disposition de données. Des retours sur l'évolution de notre service vous seront proposés.

Thomas VEYRENC
Je précise en outre que les positions des acteurs français restent, globalement, peu entendues dans cette consultation au niveau européen, qu'il s'agisse des opérateurs d'effacements, des fournisseurs, des gestionnaires de réseau, etc. Il est donc important d'échanger rapidement à ce sujet. Certains d'entre vous ont peut-être l'expérience du fonctionnement en comitologie : l'examen des textes réglementaires en comitologie ne conduit généralement qu'à des modifications marginales. Il est donc important que le texte qui résultera des travaux de ENTSO-E, l'ACER et les services de la Commission européenne soit de bonne qualité. A titre d'exemple, je précise que de nombreux États membres n'ont pas mis en place de dispositif permettant la valorisation des effacements, ne serait-ce que sur le mécanisme d'ajustement ou les réserves, et que le mécanisme d'ajustement français reste extrêmement spécifique. Dès lors, il faut étudier de près ce que permet et ce que ne permet pas le code, qui causera de toute façon d'importantes modifications.

Guillaume FAUCONNIER
Des ateliers très intéressants avaient été bâtis chez RTE et la CRE et avaient apporté un rafraîchissement et des éclaircissements. D'autres ateliers de ce genre sont-ils prévus ?

Clotilde LEVILLAIN
Nous sommes disposés à en monter d'autres. Je vous invite à contacter Michèle Dion à ce sujet.

Thomas VEYRENC
Je vous invite aussi à étudier d'autres canaux que la CRE ou RTE. La prise de décisions au niveau communautaire repose en effet sur de grandes associations. Il faut trouver la meilleure façon d'accéder à ces organisations.

4. PROJET TERRE (TRANS EUROPEAN REPLACEMENT RESERVE EXCHANGE)

Amine ABADA

L'européanisation de la fonction d'ajustement à l'échelle européenne sera un processus long qui s'échelonnera par étapes successives. Dans ce contexte, nous souhaitons maintenant vous présenter le projet TERRE (*Trans European Replacement Reserve Exchange*), qui porte sur l'échange de produits d'équilibrage sur la zone France – Grande-Bretagne – Espagne – Portugal – Italie.

TERRE est un « projet pilote » pour la mise en place régionale de certaines fonctions avancées du code « Balancing ». Ces projets pilotes permettront par exemple de travailler sur la standardisation des produits d'équilibrage, le fonctionnement des premières zones d'équilibrage coordonnées (CoBA, ou *Coordinated Balancing Area*) ou encore l'harmonisation des processus utilisés par les GRT.

En 2013, ENTSO-E a soumis un appel à candidatures pour la mise en place de ce type de projet. En se basant sur son mode de gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande et fort de son expérience Balit (déployée entre la France et l'Angleterre et bientôt étendue à l'Espagne et au Portugal), RTE a décidé de répondre à cet appel à candidature avec ses partenaires. Le Projet TERRE inclut des intervenants italiens (TERNA), des Portugais (REN) et des Anglais (NG).

AU total, neuf projets pilotes couvrant certaines fonctions du code balancing (partage de certains produits, netting des écarts, etc.) ont été sélectionnés : échange de FCR (réserve primaire), FRRa (réserve secondaire), FRRm (réserve rapide, disponible en moins de 15 minutes), RR (réserve complémentaire et réserve à échéance, disponibles en 30 minutes et plus) et Imbalance Netting. Pour sa part, le projet pilote TERRE porte sur l'échange de réserves tertiaires manuelles (RR).

AU sein du projet TERRE, il s'agira tout d'abord de mettre en place un carnet d'ordre commun (CMO, ou *Comon merit order*) mutualisé et centralisé, fondé sur un modèle TSO-TSO d'échanges entre GRT. L'énergie échangée devra reposer sur des offres standardisées. Les offres les moins chères seront partagées. Le règlement s'effectuera au prix marginal, sauf s'il est démontré que le règlement au prix de l'offre (« pay-as-bid ») présente une meilleure efficacité économique. Il faudra en outre utiliser au maximum les capacités aux interconnexions. Enfin, le projet devra être mis en œuvre sous trois ans après l'approbation du code et une harmonisation des principes de règlement devra aussi intervenir.

Thomas VEYRENC

Le projet TERRE se base bien sur le modèle dit « TSO-TSO », qui est le cadre générique mis en place par le code réseau « balancing » pour les échanges d'offres d'ajustement entre zones. Dans ce système, chaque GRT est chargé de collecter les offres dans sa zone et de les partager ensuite avec son voisin.

Lors des travaux de rédaction du code réseau, la question s'est posée de savoir si le modèle BSP-TSO pouvait toujours être utilisé comme alternative. Dans ce modèle, le GRT d'une zone active directement des offres localisées dans une zone frontalière, sans intervention d'un autre GRT. Il s'agit notamment du modèle utilisé par RTE pour activer des offres d'ajustement localisées en Suisse et l'Allemagne.

Ce modèle BSP-TSO posait initialement un problème de compatibilité avec l'orientation-cadre de l'ACER. Toutefois, cette même orientation-cadre demandait comme préalable à la mise en œuvre du modèle TSO-TSO l'instauration dans chaque État-membre d'un système d'approvisionnement pour *tous* les types de réserves, et notamment les réserves manuelles (RR, ou *replacement reserves*) qui correspondent à nos réserves tertiaires activées sur le mécanisme d'ajustement. Or de nombreux GRT n'utilisent que réserves automatiques pour équilibrer leur système (par exemple en Allemagne) et ne souhaitaient pas mettre en œuvre un processus d'approvisionnement, qui ne leur aurait servi qu'à collecter des offres mises à disposition du GRT voisin. Un compromis a donc été trouvé : le modèle BSP-TSO sera maintenu, au moins de manière provisoire.

Amine ABADA

Les GRT qui participent au projet TERRE représentent 80% de ceux qui utilisent des réserves tertiaires

manuelles

La solution TERRE s'appuiera sur l'expérience Balit, solution utilisée entre RTE et NG, qui est en cours d'extension à la région du Sud-Ouest de l'Europe d'ici à la fin du premier semestre 2014. A ce jour, cette expérience revêt une grande importance.

La première partie des travaux consiste à définir les modalités de la coopération. Six axes de travail ont été définis en coordination avec les différents GRT. Les deux premiers constituent le cœur du projet. Le premier est la définition des produits d'équilibrage utilisés dans TERRE. Il s'agit de produits harmonisés reposant sur la définition des produits standards de RR. Il conviendra de tradire les offres implicites en offres explicites standardisées, puis de les partager.

Le second axe portera tout d'abord sur la définition du processus de matching et de règlement financier, soit par des algorithmes similaires aux couplages de marchés J-1, soit par une solution « premier arrivé premier servi » similaire à celle du marché infra-journalier continu en Europe.
Le troisième axe concernera la définition du règlement financier entre TSO. Une étude d'impact sur le prix de règlement des écarts devra être conduite.
Enfin, il nous faudra sur le plan financier évaluer le gain pour la collectivité de l'implémentation de la solution TERRE.

Guillaume FAUCONNIER
Chaque TSO agglomérera les BSP locaux. Chaque TSO restera-t-il libre au niveau des flux financiers ? Un système homogène sera-t-il privilégié entre TSO, mais aussi entre les TSO et les BSP ?

Amine ABADA
Il s'agira de définir le règlement des offres activées via TERRE, pas de changer le mode de règlement entre GRT et BSP en France.

Thomas VEYRENC
En effet. Ce sont les travaux de déclinaison du code qui conduiront à instruire cette question, pas le projet TERRE.

Amine ABADA
Les trois derniers axes de travail, qui n'impactent pas directement les RE ou les acteurs d'ajustement, sont les suivants :

- Le timing et l'impact sur la programmation aux interconnexions ;
- la gestion des ATC (récupération des ATC, centralisation des ATC, etc.) ;
- la gouvernance de la solution entre les GRT.

<u>Planning prévisionnel</u>
La phase de définition de l'architecture du projet a commencé et doit s'achever en 2014.
La phase de mise en œuvre se déroulera en 2015, pour une phase de déploiement prévu au début de l'année 2016 et un lancement planifié à la mi-2016. De plus, des phases de concertation doivent intervenir et l'approbation des régulateurs des GRT nationaux devra être obtenue. Ce planning reste susceptible de modifications.

Redha LOUIBA
D'autres TSO pourraient-ils rejoindre le projet ?

Amine ABADA
Oui. Les accords contractuels entre les GRT le permettent, tant pendant la phase de design que pendant la phase d'implémentation.

Clotilde LEVILLAIN
Les acteurs intéressés sont ceux qui utilisent déjà ce type de produits. Ce projet reste en outre l'un

des seuls projets qui portent sur les réserves tertiaires manuelles.

Amine ABADA
Par ailleurs, nous comprenons de votre besoin d'être impliqués dans la définition des produits qui seront définis dans le cadre du projet TERRE. C'est pour cette raison que vous serez consultés sur les produits. L'impact sur le prix de règlement des écarts du domaine RE sera également discuté avec vous. Nous nous inscrirons enfin dans la concertation liée à la définition des produits standards. Cette définition est encore en version projet. Vous serez sollicités pour participer à des ateliers et à une consultation publique.

Aurélie LEMERCIER
TERRE concerne des échanges de produits entre TSO. Quels seront les impacts pour les acteurs d'ajustement ? Le volume de RC contractualisé pourra-t-il diminuer ?

Thomas VEYRENC
Votre question dépasse TERRE. De manière générale, il s'agit effectivement de réaliser des économies en harmonisant les mécanismes nationaux d'équilibrage du système, pas uniquement pour les TSO d'ailleurs, mais aussi de parvenir à un nouveau stade d'optimisation des flux au niveau européen.
Cela offre des opportunités. S'il apparaissait par exemple que vous n'étiez pas compétitif vis-à-vis des besoins d'équilibrage en France à un instant donné, votre offre pourrait quand même être activée pour les besoins d'équilibrage d'un autre système dans le système TERRE sans que vous aiyez des démarches spécifiques à accomplir. De même, RTE pourrait activer des offres en Espagne ou en Italie, si elles sont plus compétitives que celles présentées en France, ce qui conduit à réduire la facture de règlement des écarts.
Mon sentiment demeure à ce stade – mais cela devra être confirmé ultérieurement – que ce rapprochement ne devrait pas entraîner à moyen terme de réduction des volumes de réserves contractualisés en France.

Clotilde LEVILLAIN
Il s'agit effectivement d'une opportunité d'élargissement des volumes d'activation et d'une augmentation de la profondeur. S'il était nécessaire de faire appel à un volume plus grand, le système devrait se traduire par une baisse du prix de règlement des écarts, toute chose égale par ailleurs.

Redha LOUIBA
La standardisation des produits aura-t-elle un effet à terme sur les EDA points d'échange en Allemagne et Suisse ?

Amine ABADA
Il est prévu d'harmoniser tous les produits de Balancing, entre autres pour la RR. A ce stade, la Suisse et l'Allemagne ne font pas partie du projet TERRE. Il faudra réfléchir aux offres allemandes et suisses une fois le déploiement effectué. A terme, elles aussi devront être standardisées.

Redha LOUIBA
RTE utilisera-t-il les offres issues des EDA points d'échange pour alimenter TERRE ?

Amine ABADA
Ce point reste ouvert aujourd'hui.

Jean-Christophe GAULT
Nous souhaitons pour notre part être impliqués le plus tôt possible dans le processus. L'enjeu est en effet majeur. Edison ou EDF Energie partagent cette position.

Clotilde LEVILLAIN
Nous avons tout intérêt à impliquer les acteurs des différents pays. La définition des produits dépasse néanmoins TERRE. C'est dans le code que les gestionnaires de réseau doivent définir les produits

standards, sachant que leur nombre doit diminuer. Il faudra au final que TERRE d'inscrivent dans les travaux européens conduits à ce sujet.
Un atelier va par ailleurs être organisé par ENTSO-E.

Enfin, nous étudierons comment vous intégrer, autour des dispositifs d'allocation des capacités. Les responsables d'équilibre seront également concernés. Il faudra faire en sorte que la définition des produits TERRE contribue à l'atteinte de notre objectif. Toutefois, peut-être sera-t-il difficile de satisfaire totalement les acteurs français, vu leur nombre.

Antoine DE BROVES
Avez-vous étudié quelle serait la puissance moyenne proposée en France par les acteurs étrangers et à l'étranger par les acteurs français ? Certains acteurs pourraient-ils être lésés par le fait que nous sommes largement exportateurs ? Les acteurs étrangers pourraient-ils pour leur part voir leur action facilitée ?

Emmanuel WATRINET
Je vous invite à ce sujet à consulter le rapport d'interconnexion de la CRE de 2012.

Thomas VEYRENC
Je suis ravi que TERRE ait suscité un certain nombre de questions, qui portent en réalité de manière générale sur les conséquences attendues de la mise en place du code « Balancing » en France. Je vous invite donc à intervenir autant sur la rédaction du code tant qu'elle n'est pas finalisée que sur le projet TERRE.

5. QUESTIONS DIVERSESET CALENDRIER DES TRAVAUX

Thomas VEYRENC
A ce stade, il est assez difficile de définir le calendrier des travaux menés sous l'égide de la CAM pour le second semestre, du fait d'incertitudes sur les textes réglementaires.

Comme évoqué précédemment, nous proposons de lancer une concertation sur les modalités concrètes de prise en compte des capacités transfrontalières dans le cadre du mécanisme de capacité, qui commencerait vers septembre si le calendrier que nous avons proposé à la Ministre et à la CRE est approuvé. Sur ce sujet néanmoins, l'essentiel du travail dans les prochaines semaines concerne la DGEC et la CRE, saisies pour approbation et avis de notre proposition. RTE demeure à la disposition des acteurs pour d'éventuelles réunions bilatérales au sujet des propositions que nous avons émises. Nous engagerons en outre des études sur l'impact dynamique du mécanisme de capacité sur les investissements, fondés sur une modélisation précise du marché intégrant les paramètres précis des règles une fois ces dernières approuvées. Nous y reviendrons dans le courant de l'année.

Autre point important : les règles sur les effacements (NEBEF) et le mécanisme d'ajustement (MA) dépendent largement du futur décret sur les effacements de consommation, annoncé pour le premier trimestre de l'année mais toujours pas paru à ce stade. Nous ignorons tout de l'avancement de ce texte, qui fait planer une incertitude sur la suite de la concertation, dans la mesure où il serait préférable de reprendre les travaux une fois les dispositions du décret connues. La publication du texte ayant été annoncée pour mars, puis pour avril, nous ne nous permettons plus de formuler d'hypothèses sur sa sortie.

Hervé LEXTRAIT
Nous comprenons qu'une partie du jeu de règles doive découler du futur décret. Néanmoins, certaines règles ont été modifiées à la fin 2013 et il était prévu de les remettre en consultation très vite, pour corriger les conséquences néfastes de leur mise en place au 1er janvier. A ce jour, cette évolution empêche tout versement aux fournisseurs pour les sites raccordés au RPD et pour les sites raccordés au réseau public de transport. Nous appelons de nos vœux une mise en consultation rapide afin de pallier ces difficultés, qui sont contraires à la loi Brotte promulguée il y a un mois.

Thomas VEYRENC
Nous ne mettrons pas en place de règles qui reposeront sur des principes que nous ne connaissons pas : cela serait très consommateur de temps pour tous et finalement contreproductif. Sur la question de la conformité à la loi Brottes, je vous renvoie aux éléments exposés par RTE à la CRE lorsque nous avons saisie cette dernière, à sa demande, de la dernière modification des règles RE/MA en décembre dernier.

Hervé LEXTRAIT
Si la mise en place du versement était conditionnée à la publication du décret, le délai pourrait être compris entre une semaine et un an, ce qui n'est tout simplement pas acceptable pour les fournisseurs.

Thomas VEYRENC
Nous ne tiendrons pas ce débat présentement. Je rappelle que nous étions disposés à mettre en place le versement au 1er janvier dernier. Il n'existe malheureusement pas de réponse simple à cette problématique. Nous appelons de nos vœux une clarification du cadre réglementaire la plus rapide possible, la situation actuelle n'étant satisfaisante pour personne.

Je vous propose de poursuivre la discussion sur le calendrier des travaux.

Gérald VIGNAL
Les règles expérimentales NEBEF prévoient une double consultation au sujet du cahier des charges du processus de qualification des données utilisées par les opérateurs d'effacement pour la certification des effacements : une consultation des gestionnaires de réseau de distribution et de l'ensemble des acteurs. Un groupe de travail NEBEF va donc être réuni entre la fin du mois d'avril et le début du mois de mai. La consultation sera ensuite lancée au cours de la seconde moitié du mois de mais, d'abord auprès des GRD puis de l'ensemble des acteurs.

Thomas VEYRENC
Pour sa part, le calendrier services système se déroule comme anticipé, sans décalage.

Des discussions s'ouvriront par ailleurs à l'été en ce qui concerne les réserves rapides et complémentaires.

Nous envisageons enfin de boucler le dossier de la trame titre des contrats amont à la fin du premier semestre.

Clotilde LEVILLAIN
Nous vous apporterons en outre de la visibilité sur la Bretagne en juin.

Il apparaît de manière générale une grande incertitude, le décret effacement pouvant fortement bouleverser le calendrier. Nous voulons en tout cas éviter de conduire des consultations dans des délais trop rapides.

La prochaine réunion de la commission aura lieu le lundi 30 juin à 14 heures.

La séance est levée à 13 heures.