Gestionnaire
du Réseau de Transport d'Electricité

Commission Accès au Réseau
Réunion du 9 juillet 2008

Ordre du jour

I. Points généraux

II. Point d'étape des travaux du GT Service Système

III. Statut de la Documentation Technique de Référence

IV. Mise en place d'une concertation sur le cadre contractuel permettant la valorisation de l'énergie produite sur un site industriel consommateur

V. Planification des GT

Etaient présents :

RTE

Brigitte PEYRON
Claire NICLOT
Gérard BEZAT
Eric THEBAULT
Hélène CHAMPION
Gérard BEZAT

Pour les acteurs industriels :

UNIDEN	Ludivine MELLIER
	Emmanuel RODRIGUEZ
GDF	Laurence BORIE-BANCEL
	André SCHMITT
ERDF	Michel BOUDIGNON
UNELEG	Sylvain ROMIEUX
ELE/FNCCR	Jean RIVET
POWEO	Nathalie DOSTERT
	Johann ZAMBONI
ELYO	Philippe COURTES
ELECTRABEL	Laurent THEVENET
EDF	Christian LAUNAY
CNR	Christophe MONTBROUSSOUS
DIRECT ENERGIE	Romain ZANIER
	Anne BARBARIN
AIR LIQUIDE	William CHAN
SER	Guillaume DUCLOS
SNET	Loïc DANEST

I. Points généraux

Le programme de travail de la CAR, validé lors de la réunion du 9 juillet, est réparti dans 5 groupes de travail.

Le GT1 « Raccordement et Accès au Réseau des producteurs » s'est déjà réuni à deux reprises sous sa nouvelle appellation. Le GT2 « Insertion et Gestion de la production EnR » (l'ancien groupe dit « éolien ») s'est réuni une fois. Le GT3 « Services Système » a tenu 4 réunions. Le GT4 « Qualité de l'électricité » s'est réuni une fois et la prochaine réunion se tiendra début 2009. Enfin, le GT5 « Interface contractuelle RPT/RPD » sera lancé en septembre, autour de la problématique de l'interface contractuelle entre RTE et les distributeurs.

II. Point d'étape des travaux du GT Service Système

Présentation RTE

Concernant la réglementation, l'article 31 de l'arrêté « raccordement » du 23 avril 2008 et son interprétation ont donné lieu à débat. Selon RTE, cet article pose une obligation technique des groupes de production à contribuer aux services système, selon des dispositions à préciser dans la Documentation Technique de Référence et la convention d'exploitation qui s'appuie sur les contrats de service système qui sont conclus entre RTE et les producteurs. Concrètement, tout producteur doit signer une convention d'exploitation avec RTE faisant référence au contrat de service système.

Certains producteurs estiment que cette interprétation ne fait pas consensus. Des questions ont été adressées à la CRE pour connaître sa propre interprétation et sa position sur l'obligation de signer un contrat de service système.

RTE présente une synthèse des travaux du GT « Services Système » dont la mise en place a été décidée lors de la CAR du 9 avril. Ce GT associe des représentants des producteurs et de l'UNIDEN.

Ce GT s'est réuni les 13 et 19 mai pour recueillir les attentes des producteurs et formaliser un programme de travail, lequel a été validé lors de la plénière du CURTE du 28 mai.

Les producteurs ont souhaité travailler sur les points suivants :

- la réévaluation de l'enveloppe globale du service de réglage de la fréquence ;
- le calcul de la prescription « France » en réglages primaire et secondaire de fréquence, en conformité avec les règles UCTE ;
- les modalités de répartition de la prescription « France » aux producteurs ;
- le dispositif d'échanges de réserves entre producteurs.

A la demande des producteurs, le GT travaille prioritairement sur la rémunération du service de réglage de la fréquence ; dans ce cadre, les réunions des 10 et 23 juin ont été consacrées à la documentation des méthodes de valorisation.

Le deuxième axe de travail portera sur l'amélioration du processus de mise en œuvre des réserves de fréquence : identification du besoin des services systèmes « France » dans le respect des règles UCTE et communication aux producteurs ; règles de répartition de la prescription entre producteurs ; étude d'un mécanisme permettant de fluidifier les échanges entre producteurs ; révision du processus opérationnel ; adaptation du processus actuel de contrôle.

Trois méthodes ont été envisagées pour le calcul de l'enveloppe globale de la rémunération du réglage de la fréquence.

- **coût de développement (coût de la capacité installée supplémentaire nécessaire pour garantir la fourniture des services système)**
  Le principe est d'examiner, pour un parc strictement dimensionné pour satisfaire à la demande, le coût d'un ajout de 1 750 MW de capacité de production à la pointe pour fournir en plus les services système - la moyenne des besoins en réserve primaire et secondaire est de 1 350 MW, avec un maximum à 1 750 MW. La valorisation correspondante est basée sur le coût de développement et des coûts fixes d'exploitation.

  Les paramètres à définir portent premièrement sur la structure du parc à développer. En l'occurrence, la proposition de RTE est de prendre comme base la production en file d'attente de raccordement, mais les producteurs souhaitent proposer d'autres clés de répartition. Deuxièmement, s'agissant du coût d'investissement et du coût fixe d'exploitation, trois possibilités existent : utiliser les données DIDEME 2003 après les avoir actualisées ; attendre la révision des données DIDEME (mais il est peu probable que ces éléments soient disponibles en septembre) ; utilisation des coûts réels transmis à la CRE par les producteurs. Par défaut, RTE préconise d'utiliser les données DIDEME 2003 actualisées.

- **coûts d'exploitation (désoptimisation de l'exploitation d'un parc de production pour fournir les services système)**
  Cette méthode part du principe, pour un parc donné, que la programmation des services système entraîne une désoptimisation du plan de production, ce qui justifie d'évaluer le coût de mise en œuvre de la réserve. Il convient là aussi de définir les paramètres suivants : répartition des services système entre les filières technologiques ; coût variable de production de chaque technologie ; coûts annexes. Selon EDF, les études basées sur cette méthode ne permettent pas d'extrapoler un coût stable : il apparaît en effet une forte variabilité des coûts dans le temps.

- **prix de marché (méthode proposée par les producteurs)**
  Les producteurs ont suggéré d'évaluer l'opportunité de vendre sur le marché la production dédiée à la réserve. La méthode consiste à examiner les pertes d'opportunité, sur la base de paramètres similaires, portant sur la structure du parc, les périodes d'opportunités, le prix de marché et le coût variable de production de chaque technologie.

Gaz de France a décrit cette méthode pour une filière, et fournira prochainement des résultats filière par filière.

A ce stade des travaux, la deuxième méthode n'a pas été retenue. RTE propose de poursuivre pendant l'été la description complète des méthodes 1 et 3, avec des simulations selon plusieurs jeux d'hypothèses. Un bilan sera alors mené début septembre, avant d'engager un travail sur l'étude de la mise en œuvre d'un mécanisme d'échanges des réserves.

RTE précise que l'aspect réglage de la fréquence a été vu en priorité, sachant qu'il faut caler ces travaux avec le calendrier prévu par la CRE pour TURPE3. S'il se dégage un consensus sur une méthode ou un niveau, des propositions d'enveloppe financière des services système pourraient être transmises à la CRE. Si la CRE est ouverte à des réévaluations ou à des prises en compte de certaines charges dans le tarif, nous y serons favorables. En tout cas, la mise en place et le calage de TURPE 3 constituent une échéance significative.

Débat sur la suite des travaux

Point de vue des producteurs

Les producteurs souhaitent par ailleurs engager une réflexion concernant la mise en place d'un système de marché des services systèmes, au-delà d'un mécanisme d'échanges de réserve. Ils ajoutent que ce mécanisme existe dans d'autres pays. Ils évoquent la mise en place d'un mécanisme analogue au mécanisme d'ajustement ou un mécanisme d'appels d'offre. RTE pourrait alors choisir au mieux disant, comme cela est fait pour le mécanisme d'ajustement. Ils considèrent que la réservation de capacité pour les services système requiert des investissements qu'ils n'auraient pas eus à réaliser autrement. Compte tenu des performances demandées, les producteurs soulignent qu'il faudra continuer à investir sur les installations anciennes pour pouvoir répondre à ces exigences.

Les producteurs avancent l'idée de revaloriser l'indexation faite sur les coûts horaires des services. Cela étant, l'échéance du mois de septembre semble difficile à tenir pour l'aboutissement d'une solution.

Point de vue de l'UNIDEN

L'UNIDEN souligne que la comparaison avec les dispositifs en place dans d'autres pays montre que les services système ne sont pas tous rémunérés. L'UNIDEN souligne également que sur le plan économique, il faut que la partie des actifs qui apportent ces services, et qui sont aujourd'hui amortis, soient pris en compte. Il convient de tenir compte du fait qu'une partie des investissements a déjà été payée et que les investissements nouveaux doivent être payés à leur juste valeur, sachant que la mise à disposition des services système est une activité sans risque. Une autre solution serait que la tarification prenne en compte les services systèmes, avec une contribution du consommateur et du producteur.

Point de vue de RTE

RTE précise que le mécanisme d'échanges de réserve doit rendre le système plus souple pour permettre qu'un producteur ayant une difficulté par rapport à une machine puisse s'adresser à un autre producteur qui fournirait pour son compte. Pour RTE, la notion de marché pose une question de principe, car il ne doit pas y avoir de question d'arbitrage entre produire de l'actif et produire des services système. Si tous les producteurs font à un moment donné un arbitrage vers la production d'actif, le système ne fonctionnera pas. Il y a une nécessité de réserver un volume de services système. Cette fourniture a un impact, qui suppose une juste rémunération, mais cela ne passe pas forcément par un marché. Le mécanisme d'ajustement est utilisé dans certaines situations pour la reconstitution de services système. Mais ce système n'a pas été conçu pour constituer la totalité des services système.

III. Statut de la Documentation Technique de Référence

Présentation de RTE

Le sujet de la Documentation Technique de Référence (DTR) a été débattu au cours de la réunion du GT1 de la Commission Accès au Réseau. C'est l'article 35 du cahier des charges type du RPT qui en fixe le cadre de référence ; il stipule que le concessionnaire élabore la DTR, la rend publique et la révise si besoin est. Il y a là une obligation réglementaire qui s'applique à RTE.

La DTR doit par ailleurs être élaborée en concertation avec les représentants des différentes catégories d'utilisateurs et des représentants des GRD, étant entendu qu'avant toute publication, la DTR et les résultats de la consultation doivent être communiqués à la CRE et au Ministre. La DTR précise les modalités pratiques d'exploitation et d'utilisation du RPT. Elle est établie en conformité avec les dispositions législatives et règlementaires. Enfin, le concessionnaire doit se conformer à la DTR dans le cadre des relations contractuelles avec les utilisateurs et les GRD.

Quel est le champ d'application de la DTR ?
Il concerne les installations existantes, puisque les modalités pratiques d'exploitation et d'utilisation du RPT sont applicables aux installations faisant l'objet d'un premier raccordement. Il concerne également les installations existantes, lorsque leurs performances constructives respectent les dispositions de la DTR ou lorsque les dispositions contractuelles en vigueur sont aussi sévères que celles décrites dans la DTR.

Pour les installations à raccorder :

- Le décret et arrêté du 23 avril 2008 s'appuient sur la DTR pour détailler et expliciter certaines prescriptions ;
- L'article 7 de l'arrêté prévoit que, dans le cadre de la convention de raccordement, le producteur doit attester la conformité de son installation à la réglementation technique et à sa déclinaison dans la DTR ;
- En ce qui concerne les domaines couverts par l'arrêté, le respect de la DTR est une obligation réglementaire.

En ce qui concerne les installations existantes,

- elles entrent dans le champ d'application de la DTR ;
- elles doivent respecter au sens large les règles d'exploitation, et contribuer à la sûreté de fonctionnement du système à hauteur de leurs performances techniques actuelles ;
- L'article 16 du décret d'avril 2008 indique que les installations existantes doivent disposer d'une convention de raccordement et d'une convention d'exploitation définissant le comportement attendu. A défaut, une déclaration préalable de performance doit préciser le comportement attendu. En pratique, la convention de raccordement doit inclure une convention d'engagement de performance, basée sur les performances actuelles des installations de production.

Point de vue des producteurs

Les producteurs s'interrogent sur le statut de la DTR et sur la manière dont elle s'applique aux installations existantes. L'obligation réglementaire est-elle de se conformer à la DTR, ou bien s'agit-il de la DTR en elle-même ? De leur point de vue, le cahier des charges type n'a pas de valeur réglementaire, et ne peut servir à RTE pour établir des obligations contraignantes aux utilisateurs. La DTR est pour sa part un recueil d'informations et une précision sur la façon dont RTE travaille avec ses utilisateurs. A ce stade, on ne peut pas dire que les installations existantes doivent se mettre en conformité permanente avec la DTR. Par ailleurs, les contrats existants entre les producteurs et RTE ne sont-ils pas suffisants ?

Point de vue de RTE

Si le cahier des charges type du RPT n'a pas de valeur réglementaire, c'est une base de référence intéressante. D'autres textes réglementaires font référence à la DTR. Le décret/arrêté « raccordement » renvoie certains points à leur traitement dans la DTR, laquelle revêt alors un caractère prescriptif. Encore une fois, la réglementation dit que le producteur doit se conformer aux décrets et à leur déclinaison dans la DTR.

Les installations existantes entrent par ailleurs dans le champ d'application de la DTR. Elles doivent en effet contribuer à la sûreté de fonctionnement du système, ceci à hauteur de leurs performances actuelles ; il ne s'agit pas de mettre les installations en conformité à chaque évolution de la DTR.

RTE propose que le champ d'application de la DTR et son statut fassent l'objet d'un article de la DTR qui sera proposé lors de la prochaine réunion du GT1.

IV. Mise en place d'une concertation sur le cadre contractuel permettant la valorisation de l'énergie produite sur un site industriel consommateur

Aujourd'hui, des consommateurs industriels souhaitent valoriser sur le marché de l'électricité produite sur leur site. Dans la quasi-totalité des cas, ils souhaitent rattacher l'énergie produite à un

RE différent du site de consommation. Or le cadre en vigueur ne permet pas de répondre à ces demandes, puisque l'accès au réseau est formalisé par des contrats spécifiques, en fonction des installations raccordées.

RTE souhaite lancer une concertation portant sur le cadre contractuel de RTE permettant la valorisation de l'énergie produite sur un site industriel consommateur. Ce sujet sera présenté aussi en CAM (Commission Accès Marché).

Cette concertation sera menée dans le cadre d'un GT, ouvert à tous types d'acteurs, qui devra analyser les répercussions de cette disposition vis-à-vis du modèle de marché et des conditions d'accès au réseau et proposer dans la mesure du possible un dispositif pérenne d'ici fin 2008.

Dans l'attente de la mise en place de cette concertation, des dispositions transitoires ont été prises par RTE pour les sites consommateurs ayant une production supérieure à 12 MW, sous réserve que certaines conditions soient réunies : être titulaire d'une autorisation d'exploiter ; disposer de dispositifs de comptage RTE pour individualiser la production et la consommation ; obtenir l'accord des deux RE concernés ; désigner un responsable de programmation pour la production.

Sur ces bases, une première réunion de travail est envisagée courant septembre.

Un producteur s'interroge sur le fait que le contrat de service de décomptes permet déjà de séparer la production et la consommation d'un site entre 2 RE.

RTE précise que les situations existantes étaient liées aux obligations d'achat. Pour les situations nouvelles, RTE veut déterminer les obligations contractuelles et l'évolution du modèle de valorisation de l'énergie produite sur un site industriel consommateur. RTE gère aujourd'hui 600 clients industriels, et doit donc envisager une multiplication des demandes de ce type. Il convient d'en examiner l'impact sur les recettes/coûts pour les uns et les autres. Ce type de demande est apparu récemment, il y a deux ou trois mois. Il tient vraisemblablement au contexte actuel des prix de l'énergie, qui induit une logique d'optimisation des instruments tarifaires et marché.

Par ailleurs, l'UNIDEN précise qu'une solution simple serait, pour un même site industriel, de distinguer une entité juridique différente entre la production et la consommation d'électricité.

RTE aurait pu bloquer ce type de demande mais a préféré instaurer un cadre transitoire et l'encadrer d'une manière transparente, avec l'accord des deux RE concernés et la mise en place de dispositifs de comptage fiables.