Commission Accès au Réseau

JEUDI 22 NOVEMBRE 2012

Projet de procès-verbal

Etaient présents :

RTE

Madame LEVILLAIN
Monsieur BONNET
Monsieur THEBAULT
Monsieur DESMOULINS
Madame MELLIER
Monsieur MAILH
Madame L'HOSTIS
Monsieur LARRIPA
Monsieur ROY
Madame BIETH

Pour les acteurs industriels :

CNR	Monsieur COMPAS
COFELY/GDF-SUEZ	Monsieur COURTES
CRE	Monsieur PILLOT
CRE	Madame PLUMEL
DALKIA	Monsieur LEHAIRE
EDF-DOOAT	Monsieur CASTAGNE
EDF	Madame MAGOIS
EDF Energies nouvelles	Madame PONT
E.ON/SNET	Monsieur GOUILLART
ERDF	Monsieur MARTY
GDF-SUEZ	Monsieur CREUSY
SHEM/GDF-SUEZ	Monsieur LOUGAROT
SRD ELE	Monsieur DUMAS
VATTENFALL	Monsieur BONGRAND
ESR/UNELEG	Monsieur HOFFBECK
France Energie Eolienne	Monsieur CHARVET
Poweo Direct Energie	Monsieur PEREZ-DIAZ

ORDRE DU JOUR

I. Actualités 3
1. TURPE 4 3
2. Services systèmes 3
3. Production diffuse de photovoltaïque 3
6. Actualité européenne 4

II. Point d'avancement sur les codes de raccordement ENTSOE (RfG, DCC et HVDC) 5
1. Point d'avancement sur le code de raccordement des producteurs (RfG) 5

III. Point d'avancement des GT de la CAR 9
1. GT Contrôle périodique des performances des installations de production raccordées au réseau public d'électricité en haute tension 9
2. GT Raccordement producteurs et GT Distributeurs : modalités d'élaboration des S3REnR 10
3. GT EnR : présentation SACIS éolien + hydraulique, contrat de participation aux services système ..15
4. GT NID 15

IV. Divers CAR : consultations, lancement concertation sur la convention d'exploitation pour essais 15
1. Actualité CART producteur 15
2. Information sur la consultation CURTE procédure raccordements productions 16
3. Information sur le lancement feuille de route : convention d'exploitation pour essais 16

V. Programme 2013 16
1. Suite des concertations engagées en 2012 16
2. Nouvelles procédures prévues en 2013 16

La séance est ouverte à 9 heures 30.

I. Actualités

1. TURPE 4

RTE

Les troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 3) sont entrés en vigueur en août 2009 pour une durée de 4 ans. Les prochains tarifs TURPE 4 sont planifiés pour une entrée en vigueur en août 2013. La CRE a mené deux consultations publiques durant le premier semestre 2012. La première en mars-avril, portait sur les évolutions proposées en matière de structure tarifaire et la seconde en juin, présentait les évolutions proposées pour le cadre de régulation. A l'issue de ces consultations, la CRE a auditionné pendant l'été des représentants des gestionnaires de réseau, des autorités organisatrices de la distribution d'électricité et des acteurs du marché producteurs, fournisseurs ou consommateurs industriels. La consultation lancée mi-novembre par la CRE afin de recueillir l'avis des parties prenantes sur l'évolution des tarifs des opérateurs gestionnaires de réseau se clôturera le 10 décembre 2012. Les membres de la CAR sont invités à formuler leurs remarques.

2. Services systèmes

RTE

Un rapport sur les services systèmes a été remis à la CRE en 2011, suite à une concertation réalisée au sein de la CAR. La CRE nous a demandé de travailler à l'élaboration d'un mécanisme expérimental alternatif au dispositif actuel, en consultation avec les acteurs, de façon à travailler sur une optimisation économique, en termes d'utilisation des moyens de production, et à réfléchir à des dispositifs relatifs à la rémunération. La consultation demandée par la CRE devrait aboutir au plus tard en juin 2013 pour proposer un projet de règles relatives à ce mécanisme expérimental alternatif. Ces travaux seront menés dans le cadre de la CAM, via un appel à candidature et à contribution. Un point d'information sur l'avancée des travaux sera réalisé en CAR.

CRE

Le courrier envoyé à RTE fait suite au rapport transmis fin 2011, qui ne faisait pas état d'un consensus entre les acteurs. Ce courrier résulte des échanges que nous avons eus avec de nombreux acteurs, dont l'UNIDEN. La CRE s'est également exprimée sur les services système dans le cadre de la consultation publique sur le TURPE 4, notamment à propos de l'enveloppe budgétaire globale qui détermine le niveau de rémunération possible pour ces services. Une annexe de la consultation est dédiée à ce sujet.

EDF

EDF est satisfait de l'ouverture de travaux relatifs aux services système à la fois sur les aspects de mécanisme d'optimisation et de rémunération.

3. Production diffuse de photovoltaïque

RTE

Une question se pose tant aux niveaux français qu'européen sur les performances du photovoltaïque diffus raccordé au plus bas niveau de tension des réseaux de distribution. Ces performances ne sont pas intégrées dans l'arrêté raccordement distribution car elle concernent des petites puissances unitaires raccordées. La question porte sur la non tenue de ces installations lors d'excursion de fréquences au-delà de 50,2 Hertz et en deçà de 49,5 Hertz. Les

volumes concernés sont significatifs aux niveaux français et européens, avec plusieurs milliers de Mégawatts potentiellement touchés par une déconnexion. Des travaux sont en cours au niveau européen afin de déterminer dans quelle mesure, en attendant les codes réseaux européens traitant de ces questions, des dispositions transitoires peuvent être mises au point pour permettre la poursuite du développement de ces installations diffuses et faire en sorte que la puissance totale raccordée n'ait pas de comportement qui poserait un problème de gestion de fréquence à l'échelle européenne. Ces travaux impliquent les producteurs photovoltaïques, la CAR, la DGEC et les distributeurs.

4. Conférence du 7 novembre 2012 sur les enjeux des renouvellements des concessions hydrauliques

RTE

La Ministre de l'Energie a indiqué qu'elle n'était pas favorable à une ouverture systématique à la concurrence lors des renouvellements de concessions et qu'elle souhaitait que soient étudiées des solutions alternatives. La DGEC a indiqué pour sa part qu'il serait probablement difficile de revenir sur les démarches déjà lancées, tout en confirmant les propos de la Ministre sur le fait que des études étaient en cours et que la décision dépendait de la législation nationale. Enfin, le rapport de la Commission Européenne sur le marché intérieur de l'électricité a de nouveau insisté auprès de la France sur la nécessité de faire pleinement jouer la concurrence dans le cadre d'un régime de concessions. Il ressort de cette situation que le sujet n'est pas encore arrivé à maturité. Pour autant, la CAR ne doit pas retarder davantage la sortie de la procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production au RPT.

5. Projet d'arrêté sur la contribution financière due par les utilisateurs pour leur raccordement

RTE

Le Code de l'Energie donne compétence à la CRE pour proposer à l'Etat des projets d'arrêtés fixant les règles de calcul de la contribution financière due par les différents utilisateurs pour leur raccordement. Un texte a été ainsi proposé pour les réseaux de distribution, mais a fait l'objet de recours et a été partiellement cassé. Le sujet a été remis en chantier par la CRE, avec un traitement en parallèle de l'arrêté relatif au raccordement au réseau de distribution et de l'arrêté traitant du raccordement au réseau de transport. Concernant ce dernier, le projet d'arrêté soumis à la consultation des acteurs reprend les pratiques actuelles, héritées du cahier des charges de concession du réseau d'alimentation générale et reprises dans la documentation technique de référence. Le sujet principal est la clarification réglementaire des taux de réfaction appliqués sur les raccordements demandés par les consommateurs industriels et les réseaux publics de distribution. Les projets sont en cours de validation par le Collège de la CRE et devraient être transmis au Conseil d'Administration. L'étape suivante devrait être la consultation du Conseil Supérieur de l'Energie.

6. Actualité européenne

RTE

La Commission Européenne a édité le 15 novembre 2012 une communication sur le bon fonctionnement du marché intérieur, qui fait le point sur les avantages d'un marché de l'énergie ouvert, intégré et flexible. Elle recense le chemin parcouru sur l'ouverture des marchés et identifie de possibles marges de progression. Concernant le réseau, elle appelle à investir d'urgence dans l'infrastructure de production, de transport, de distribution et de stockage. Elle évalue le coût de ces investissements à 1 000 milliards d'euros. Elle présente également des points sur une utilisation et un développement plus efficaces des réseaux, en développant les problématiques de marché d'équilibrage transfrontalier et de liquidité de marché infrajournalier dans le cadre d'une

intégration à grande échelle de l'électricité produite à partir de sources renouvelables. Les producteurs d'énergie renouvelable pourront participer pleinement à un marché concurrentiel et assumer progressivement les mêmes responsabilités que les producteurs conventionnels.

La Commission Européenne a publié un plan d'actions reprenant 22 thèmes. Concernant la CAR, on peut retenir dans le chapitre « *préparer les systèmes énergétiques de l'UE pour l'avenir* » l'adoption et la mise en œuvre de codes de réseaux à une échéance 2013-2014 ainsi que plusieurs paquets législatifs sur les infrastructures. Elle se prononce également favorablement sur les interventions appropriées de l'Etat, notamment les mécanismes de soutien ou d'encadrement des prix.

II. Point d'avancement sur les codes de raccordement ENTSO-E (RfG, DCC et HVDC)

1. Point d'avancement sur le code de raccordement des producteurs (RfG)

RTE

Le code RfG est le plus abouti. Sa version finalisée, qui a pris en compte les résultats de la consultation publique, a été remise à l'ACER en juillet 2012, laquelle a rendu son avis le 13 octobre 2012 dans un document public consultable sur son site, ou via le site ENTSO-E. L'ACER indique que ce code est globalement en ligne avec ses Orientations Cadres sur le raccordement, document publié en juillet 2011.

L'ACER souligne plusieurs points positifs de ce code :

- Le traitement des installations existantes : le code prévoit que ses exigences ne soient pas appliquées aux installations existantes sauf lorsque le bénéfice de la mise à niveau de l'installation est très supérieur au coût de l'application rétroactive,
- Les efforts fournis vis-à-vis de la production décentralisée, notamment sur les aspects de fréquence,
- La classification des *grid users* en plusieurs catégories avec un nombre croissant d'exigences en fonction de leur impact sur le fonctionnement du système électrique : le code prévoit des plages de valeurs plutôt que des valeurs fixes permettant d'assurer une homogénéité sur l'Europe, avec un ajustement national des seuils permettant de les ajuster en fonction des spécificités nationales.

L'ACER demande à ENTSO-E d'apporter des améliorations sur quatre points :

- La détermination des groupes de production de type A (plus 800 W) : L'ACER souhaite que le taux de pénétration des différentes technologies soit pris en compte comme critère significatif au niveau de chaque zone synchrone afin de ne pas freiner le développement de certaines filières expérimentales qui ne devraient pas avoir à terme une grande ampleur. L'ACER propose soit d'introduire un critère supplémentaire (taux de pénétration par exemple)soit d'adapter les modalités de dérogation pour une certaine classe de technologie dont le taux de pénétration restera non significatif,
- La justification de certaines déviations par rapport aux pratiques actuelles, notamment les exigences de tenue au creux de tension pour les groupes de type B (> à 1 MW) et l'exemption des services liés à la puissance active pour des sites dont le but premier est de produire de la vapeur pour un site industriel. L'ACER recommande d'étendre cette exemption aux groupes qui produisent de la chaleur,

- La fixation des paramètres des exigences au niveau national : le second paragraphe de l'article 4.3 soulève des questions de l'ACER sur l'identification de l'entité nationale compétente pour fixer ces paramètres (en lien avec la directive2009/72/EC) et sur le fait que cet article ne s'applique pas à tous les articles, certains paramètres pouvant donc être définis de manière unilatérale par le gestionnaire de réseau de transport. L'ACER propose quelques amendements sur cet article 4.3 et demande qu'ENTSO-E publie sur son site internet les critères et paramètres choisis par chaque entité nationale,
- La clause de recouvrement des coûts induits par le code : l'ACER considère que cet article va au-delà du périmètre des orientations cadre et suggère de supprimer cette clause du code.

Les deux derniers points, moins techniques, sont en discussion entre ENTSO-E, l'ACER et la Commission Européenne.

En parallèle, RTE échange sur ce code avec la CRE et la DGEC.

Les prochaines étapes sont les suivantes :

- ENTSO-E fait des propositions aux acteurs sur les points techniques soulevés par l'ACER : un *User Group* et une réunion avec le groupe d'experts des DSO sont organisés le 22 novembre,
- ENTSO-E poursuit ses échanges avec l'ACER et la Commission Européenne sur les éventuelles modifications à apporter au code.

A l'issue de ces échanges, le besoin d'interactions supplémentaires avec les acteurs début 2013 sera évalué. Une fois que l'ACER jugera ces améliorations satisfaisantes, elle pourra recommander l'approbation du code par la Commission Européenne. Une présentation du projet définitif et des modifications apportées suite à la consultation publique sera organisée début 2013.

EDF

Envisagez-vous également de nous parler de la déclinaison du code en France ?

RTE

Nous n'avons pas encore travaillé sur l'étape qui suivra l'approbation du code. Une fois le code entré en vigueur, une période de trois ans s'écoulera avant l'application définitive des exigences. Le niveau de maturité du code est néanmoins suffisant pour commencer à réfléchir à sa déclinaison nationale.

EDF

Cela est d'autant plus important qu'un élément clé est l'application à l'existant, sur lequel nous avons encore peu de visibilité.

COFELY

Il convient également d'évoquer qui est concerné par les coûts et les bénéfices.

RTE

Vous évoquez les impacts de cette analyse coûts-bénéfices pour chacun des acteurs. L'objectif des codes européens est de rechercher le bénéfice pour la collectivité à une maille européenne. Il est nécessaire d'identifier les impacts pour les différents acteurs de cette analyse coûts-bénéfices qui doit à minimum être multi-acteurs voire multi-pays.

2. Point d'avancement sur le code de raccordement des distributeurs et des consommateurs (DCC)

RTE

Ce code est moins avancé que le précédent. La consultation publique s'est déroulée de juillet à septembre 2012. 1500 commentaires ont été émis par 38 entités. Les articles qui ont fait l'objet du plus grand nombre de commentaires concernent les définitions, la réponse dynamique de la demande (le chapitre le plus novateur), la déconnexion pour le plan de défense, la reconnexion et enfin la définition des exigences sur les échanges de réactif à l'interface. RTE a organisé une présentation de ce code le 2 juillet 2012. ENTSO-E a également organisé un *workshop* le 9 août. Depuis la fin de la consultation publique, les commentaires ont tous été analysés et l'équipe de rédaction a apporté des modifications/clarifications au code ou aux documents d'accompagnement. Depuis fin septembre, ENTSO-E a poursuivi ses échanges réguliers avec les représentants des acteurs au sein du *User Group,* avec le groupe d'experts des distributeurs, avec l'ACER et la Commission Européenne.

Les points majeurs d'évolution de ce code sont :

- La mise en cohérence des définitions avec les autres codes,
- La clarification de la notion d'utilisateurs significatifs,
- La définition du réactif à l'interface avec les distributeurs,
- La réponse dynamique de la demande (DSR-SFC) et notamment les exigences relatives aux équipements domestiques. Le code prévoit d'identifier certains équipements domestiques et de leur imposer un contrôle de fréquence autonome. Les principales questions portent sur le choix des équipements susceptibles de répondre à ce besoin, sur le fonctionnement de ce service (obligatoire ou non), sur sa rémunération et sur son lien avec les autres services de marché.

ENTSO-E travaille avec les acteurs, la Commission Européenne et l'ACER pour préciser ce que doit indiquer le code à ce stade. Outre le travail de clarification du code, l'équipe de rédaction met également à jour les documents d'accompagnement.

Les prochaines étapes sont :

- La finalisation du code fin 2012,
- La remise du projet à l'ACER le 5 janvier 2013,
- L'opinion de l'ACER, attendue début avril 2013.

3. Démarrage des réflexions sur le code de raccordement des liaisons à courant continu et des raccordements off-shore en courant continu (HVDC connection and DC connected offshore power park modules)

RTE

La partie de ce code concernant les raccordements off-shore en courant continu a été sorti du code RfG à la demande d'un certain nombre d'acteurs. Il s'agit du 3ème code prévu pour décliner les orientations cadres de l'ACER sur le raccordement. ENTSO-E attend un mandat de la Commission Européenne pour s'engager dans sa rédaction avec un calendrier défini. Si le mandat est donné fin 2012, le calendrier prévisionnel est le suivant :

- De février à juin 2013 : rédaction du code en concertation avec les *stakeholders* et les experts,
- De juillet à septembre 2013 : consultation publique,

- D'octobre à décembre 2013 : finalisation du code et des documents d'accompagnement,
- Janvier 2014 : remise du code à l'ACER.

Une fois le mandat de la Commission Européenne reçu, nous pourrons organiser une thématique, comme ceci a été fait pour les code DCC et RfG, en invitant les membres de la CAR intéressés pour approfondir ce code.

4. Code opérationnel Planning and Scheduling en cours de consultation

RTE

Ce code opérationnel traite de la planification et de la programmation. Il est actuellement en consultation sur le site d'ENTSO-E jusqu'au 7 janvier 2013. Le document finalisé devrait être remis à l'ACER début avril 2013. Dans le cadre de cette consultation, ENTSO-E a organisé un *workshop* européen le 21 novembre 2012. Ce code traite notamment de la planification des indisponibilités de certains groupes de production qui ont un impact sur les échanges transfrontaliers. Il décrit un processus coordonné de planification et vise les groupes nucléaires, les groupes thermiques à flamme et certains groupes hydrauliques, éoliens ou photovoltaïques raccordés à proximité des interconnexions. Le principe de planification coordonnée présenté dans le code est proche de ce qui existe en France. Les membres de la CAR sont invités à participer à la consultation.

Nous rappelons que les trois grands « paquets » de codes européens concernent respectivement le raccordement, le fonctionnement du marché et l'exploitation. Ce code relatif à la programmation et à la planification définit les échéances en amont du temps réel.

COFELY

Existe-t-il un code ou un projet de code sur les performances des réseaux publics et celles des gestionnaires de réseau de transport et de distribution ? Il est beaucoup question des contraintes imposées aux utilisateurs, mais pas de celles imposées aux opérateurs de réseau de transport.

RTE

Sur la partie code marché, il existe un certain nombre d'exigences sur la performance des gestionnaires des réseaux de transport en termes de capacité, de coûts de congestion curatifs et préventifs ainsi que d' éléments relatifs à la transparence. Certaines exigences s'appliquent donc aux opérateurs des réseaux de transport sur le code lié au calcul de la capacité.

COFELY

Quelle est la contrainte imposée aux gestionnaires de réseaux publics sur le creux de tension pour les groupes raccordés au réseau de distribution et sur le réseau de transport ? La Commission Européenne a-t-elle émis une demande pour progresser dans ce domaine et pour que l'on tienne également compte dans les coûts de transport des rapports coûts-bénéfices de l'amélioration des systèmes de protection ? Les droits des utilisateurs et les devoirs des gestionnaires de réseaux ne sont pas mentionnés.

RTE

Il s'agit d'un phénomène de subsidiarité. L'enjeu est de définir quelles contraintes imposer aux utilisateurs pour qu'ils ne perturbent pas le fonctionnement d'un système interconnecté sur le plan européen. La question de la qualité due par les gestionnaires de réseau aux utilisateurs relève d'un équilibre économique entre le tarif payé et la performance obtenue. Cela se traite par les normes de qualité dans les cahiers des charges de concession et par les clauses contractuelles d'indemnisation définies au niveau national par l'Etat et les autorités concédantes.

Il semble que le programme triannuel de la Commission Européenne prévoit des travaux sur les différences tarifaires afin de progresser dans la partie intercomparaison, peut-être pour se diriger vers une harmonisation. Au niveau européen, il est nécessaire de déterminer quel est le niveau d'harmonisation pour permettre une intégration et une bonne performance du marché européen de l'électricité. Certains codes sont allés en profondeur sur ce qui impacte les échanges frontaliers.

EDF

A la suite du premier code raccordement et des exigences demandées aux utilisateurs du réseau, nous nous attendions à voir des éléments tout aussi contraignants pour les TSO dans le code suivant.

RTE

Certains éléments très précis figurent sur les calculs de capacité des codes marché afin d'harmoniser les pratiques des gestionnaires de réseau et d'accroître la performance. D'autres codes exposés en CAM traitent davantage de ces éléments de performance.

EDF

Avez-vous prévu de faire une présentation sur le *code Operationnal Planning et Scheduling)*? Cela serait intéressant, car nous n'avons pas la même analyse des conséquences par rapport à l'existant en France. Tout cela n'est pas sans conséquence pour les utilisateurs.

RTE

Nous envisageons de faire une présentation de ce code avant le 7 janvier 2013 (fin de la consultation publique).

III. Point d'avancement des GT de la CAR

1. GT Contrôle périodique des performances des installations de production raccordées au réseau public d'électricité en haute tension

RTE

Le décret du 23 avril 2088 décrit clairement les performances attendues sur les installations de production raccordées aux réseaux publics de transport. Il a été complété par l'arrêté du 6 juillet 2010 qui en fixe les modalités de contrôle, à la fois initial et périodique (tous les 10 ans). RTE a la responsabilité d'organiser et de mettre en place ce contrôle périodique, en lien avec les producteurs. Cet arrêté est très clair pour les installations dont la PTF a été acceptée après le 24 juillet 2010 et qui tombent sous le coup du décret de 2008. Pour les installations plus anciennes, l'Etat renvoie largement à la DTR le soin d'identifier les performances mesurées et de vérifier leur respect. Le groupe de travail se focalise essentiellement sur ces anciennes installations afin de déterminer comment assurer un suivi de ces performances pour identifier celles qui sont critiques.

En termes de calendrier, le groupe de travail se situe dans l'étape 1, entre septembre et décembre 2012, étape qui vise à identifier les performances attendues des installations et quelles formes prendront les contrôles périodiques associés. L'étape 2 (de janvier à mars 2013) consistera à rédiger un projet de chapitre en complément de la DTR, qui sera soumis à la CAR. Les étapes suivantes amèneront à l'étape 7 en juin 2013, qui sera celle de la notification à la CRE des évolutions de la DTR.

Au cours de l'étape 1, le groupe de travail s'est réuni à trois reprises (une quatrième est programmée le 11 décembre 2012) et a examiné comment les exigences de l'arrêté du 6 juillet 2008 pouvaient s'appliquer aux installations anciennes. Quatre modalités de forme de contrôle périodique ont été retenues :

- Des données déclaratives du producteur,
- Une attestation fournie par exemple par un fournisseur d'équipement, plus difficile à obtenir pour des installations anciennes,
- Des simulations/modélisations,
- Des essais, si l'enjeu est suffisamment important.

La situation actuelle est la suivante :

- Des points de vue convergents se dégagent pour la majorité des articles, trois articles restant à discuter (tenue aux creux de tension…),
- Dans la majorité des cas, le contrôle périodique pourra se faire à partir de données déclaratives,
- Des essais seront demandés pour vérifier le comportement des installations relatives au réglage primaire et secondaire U/Q et au réglage primaire et secondaire f/P. Ces essais seront demandés uniquement pour les installations faisant du réglage secondaire et dont la puissance est supérieure à 120 MW. Les essais réalisés par les producteurs dans d'autres cadres seront recevables au titre du contrôle périodique. Un délai de moins de 5 ans est demandé,
- Des essais seront demandés pour l'ilotage et les phases de déconnexion/reconnexion, avec des seuils en fonction de la puissance et de la nature des groupes,
- Une modélisation sera requise pour les groupes participant au scénario de renvoi de tension.

EDF

Nous avons noté que RTE a essayé de minimiser les impacts sur les producteurs.

RTE

Une fois que ces réflexions seront inscrites dans la DTR, nous entrerons dans une phase de mise en œuvre avec des performances à contractualiser pour les installations dont les conventions manquent de clarté.

2. GT Raccordement producteurs et GT Distributeurs : modalités d'élaboration des S3REnR

RTE

Le Code de l'Energie prévoit que c'est au gestionnaire de transport d'élaborer le Schéma Régional de Raccordement, en accord avec les gestionnaires de réseau de distribution et après avis de l'autorité organisatrice de la distribution. Il doit également le soumettre à l'approbation du Préfet de Région dans un délai de 6 mois suivant l'établissement du Schéma Régional Climat Air Energie (SRCAE). La déclinaison des S3REnR a fait l'objet d'un décret le 20 avril 2012. Au 31 octobre 2012, 7 régions ont achevé leur travail sur l'élaboration du schéma (Picardie, Champagne-Ardennes, Alsace, Centre, Bourgogne, Auvergne, Midi-Pyrénées), ce qui signifie que RTE y réalise les S3REnR. Le SRCAE Aquitaine a été validé par le Préfet de Région le 15 novembre et le SRCAE de la région Limousin a été mise en consultation publique le 14 novembre 2012.

Les discussions se font en parallèle au sein d'un groupe de travail producteurs et d'un groupe de travail réunissant les gestionnaires réseaux de distribution. Les différents thèmes abordés sont :

- La méthode d'élaboration de l'état des lieux initial,
- Les hypothèses d'élaboration du schéma,
- La méthode d'élaboration du schéma,
- La consultation sur le projet de S3R,
- La gestion des PTF en phase transitoire,
- Les critères déterminant le début de réalisation des travaux pour les ouvrages à créer (qui relèveront du périmètre de mutualisation, avec un financement via la quote-part des producteurs) ou à renforcer (à la charge des gestionnaires de réseaux).

Les groupes de travail étudient également la rédaction d'un article de la DTR. Ce rythme de travail est élevé car un certain nombre de schémas de raccordement sont en cours de réalisation et la doctrine en déclinaison du décret doit être élaborée en parallèle, ainsi que les premiers schémas de raccordement. L'objectif est d'achever la rédaction de l'article qui sera intégré dans la DTR pour la fin de l'année 2012 et de le mettre rapidement en consultation. Le groupe de travail Producteurs élabore par ailleurs des propositions d'évolution de la trame de PTF.

L'état des lieux initial expose un diagnostic du réseau existant ainsi que les principales évolutions du RPT engagées et envisagées par RTE. La méthode proposée pour l'établissement du schéma de raccordement lui-même est la suivante :

- La détermination d'une date de référence à partir de laquelle court le délai de 6 mois pendant lesquels le projet de schéma de raccordement doit être établi par RTE : cette date a été fixée à la date de publication du SRCAE au recueil des actes administratifs de chaque région,
- Les principales hypothèses retenues pour les études sont : le volume de production EnR correspondant à l'objectif du SRCAE en 2020 après déduction du volume EnR en service ou en file d'attente ; les éléments particuliers fournis par le SRCAE notamment en termes de localisation des gisements EnR (en particulier les SRE et ZDE) ou de perspectives temporelles de réalisation du gisement ; les éléments complémentaires issus des rencontres avec les DREAL, GRD et les autres sources permettant de mieux localiser les gisements,
- L'affectation des gisements sur les postes existants,
- La décision de créer un nouveau poste si le réseau ne suffit pas à accueillir ce nouveau gisement,
- La prise en compte du diffus (P < 36 kVA).

Le décret prévoit que lors de l'élaboration du schéma, le gestionnaire de réseau public de transport consulte les services déconcentrés en charge de l'énergie, les organisations professionnelles de producteurs ainsi que les CCI. Ces démarches sont engagées. Cette consultation sera organisée par RTE dans chaque région et a vocation à permettre aux parties prenantes de confronter le projet de S3REnR avec leurs propres données et d'émettre un avis formel auprès des gestionnaires de réseau. RTE a mis en consultation le projet de S3REnR de la région Midi-Pyrénées le 19 novembre et celui de la région Picardie le 21 novembre. L'objectif est de les soumettre aux Préfets de Région pour approbation avant fin 2012. Dans la région Alsace, le S3REnR a conduit à élaborer une quote-part nulle et a été aisé à mettre en place. Le projet de S3REnR doit également être soumis pour avis aux autorités organisatrices de la distribution lorsqu'il comprend un ouvrage relevant de la concession du RPD. Pour cette demande d'avis, l'autorité organisatrice de la distribution dispose elle-même d'un délai d'un mois pour rendre son avis.

ESR/UNELEG

Dans la pratique, cela est irréalisable compte du délai de 3 ou 4 mois nécessaire aux élus pour délibérer en Conseil Municipal. Les retours de bâton seront virulents. Il peut s'agir de concessions de distribution de service public ou de biens propres du côté de l'opérateur national. Pour ces derniers, une interrogation existe sur la nécessité de consulter ou non les autorités concédantes.

ERDF

Pour ERDF, il s'agit de biens propres aux distributeurs qui n'entrent pas dans le cadre de l'application du S3REnR tel qu'il est défini. Si seuls des postes sources sont en jeu, la consultation n'est pas strictement nécessaire.

ESR/UNELEG

Cette question ne fait pas l'unanimité et certaines DREAL ont fait remonter des problèmes liés.

RTE

La manière dont les autorités concédantes sont associées et sensibilisées à ce travail est importante. Nous reconnaissons qu'une saisine sur un mois n'est pas satisfaisante. Néanmoins, nous ne pouvons soumettre à l'approbation du Préfet un S3REnR pour lequel ces formalités n'auraient pas été respectées, ce qui fragiliserait ce S3REnR dans un éventuel recours.

Par ailleurs, le groupe de travail producteurs et accès au réseau a examiné la question de la gestion des PTF en phase transitoire. Plusieurs principes ont été retenus :

- RTE continuera à étudier les demandes de raccordements après la validation d'un SRCAE,
- Les réponses seront faites dans le cadre habituel, tout en informant les demandeurs des échéances de dépôt du S3REnR,
- A compter du dépôt du S3REnR auprès du Préfet, la réservation de capacité en file d'attente au titre du S3REnR sera prise en compte,
- Cela peut rendre caduque l'offre de raccordement non acceptée conformément à l'article 4.4.2 de la procédure. Pour un projet EnR, RTE proposera une PTF conforme au cadre du S3R, pour les projets non EnR, RTE proposera une PTF tenant compte de la nouvelle file attente,
- Si le projet entre en file d'attente avant le dépôt du S3REnR, il sera pris en compte dans l'état initial,
- le demandeur ne sera redevable de la quote-part qu'à compter de l'approbation formelle du S3REnR par le Préfet.

Le demandeur qui a accepté dans les conditions de la procédure une PTF avant le dépôt reste hors S3REnR, donc ne paye pas de quote part.

Le groupe de travail examine également les critères déterminant le début de réalisation des travaux, en distinguant les postes existants et les postes à créer.

Au titre des postes existants :

- Le S3REnR précise la consistance des travaux permettant la création de capacité d'accueil supplémentaire sur les postes existants,
- Ces travaux peuvent être réalisés en plusieurs phases pour atteindre le volume de capacité réservée du poste. Une capacité immédiatement disponible peut être inférieure à la capacité réservée affichée dans le S3REnR. Le décret prévoit bien que les gestionnaires de réseau engagent les procédures techniques dès l'approbation du schéma,
- Après obtention des autorisations administratives, RTE engagera la réalisation des travaux permettant la création de capacité supplémentaire, dans la limite de la capacité réservée

prévue au S3REnR, à compter de l'acceptation de la première PTF portant sur un projet dont la puissance de raccordement excède la capacité immédiatement disponible. Pour les postes existants, RTE ne fixe pas de seuil pour le déclenchement des travaux qui auront été identifiés dans le schéma de raccordement.

Le décret prévoit que les gestionnaires de réseau engagent les études techniques et les procédures administratives dès l'approbation du schéma. Le seuil portera bien sur la réalisation des travaux.

Un schéma synthétique est présenté pour les postes existants.

Au titre des postes à créer, la proposition de RTE est différente :

- Le S3REnR identifie les nouveaux postes à créer et leur raccordement au RPT,
- Avant l'aboutissement des procédures administratives, la localisation du poste et le tracé des ouvrages de raccordement ne sont qu'indicatifs,
- Les travaux du poste peuvent être réalisés en plusieurs phases successives pour atteindre le volume de capacité réservée affiché,
- La consultation sur le S3REnR doit être l'occasion d'optimiser les choix et de prioriser les projets,
- Après obtention des autorisations administratives, RTE engage la création du poste (ouvrages HTB) et de son raccordement et fonction d'un seuil de déclenchement (proposé aujourd'hui à 20 % de la capacité créée).

Un schéma synthétique est présenté pour les postes à créer.

Concernant la révision et l'adaptation des S3REnR, le S3REnR peut être révisé sur la base d'une révision du SRCAE avec une périodicité de 5 ans. Cette révision peut se faire conformément aux méthodes d'élaboration du schéma lui-même. Le S3REnR peut également être révisé à la demande du Préfet de Région, sans révision préalable du SRCAE.

Par ailleurs, dans la mesure où la réalisation des gisements (temporelle ou de localisation) peut ne pas se faire telle qu'elle avait été prévue dans le S3REnR, celui-ci devrait pouvoir être adapté pour favoriser l'atteinte des objectifs du SRCAE, selon les modalités suivantes :

- RTE propose des adaptations mineures de la localisation des capacités réservées,
- Cette adaptation se fait à volume constant de la capacité d'accueil globale. Elle peut conduire à adapter la consistance ou la localisation des investissements prévus au schéma, mais sans modification du coût total des investissements,
- Le volume cumulé des adaptations doit être limité (10 % du volume total),
- Les propositions, en accord avec les gestionnaires de réseau de distribution, sont soumises à l'approbation du Préfet,
- La décision du Préfet est rendue publique.

Un schéma illustre une proposition consistant à rapprocher la capacité sur le poste de raccordement le plus proche du producteur plutôt que de lui faire une offre de raccordement entraînant un coût des ouvrages propres plus important.

Le décret prévoit que les créations sont à la charge du producteur au titre de la quotepart et les renforcements à la charge des gestionnaires de réseau. RTE a distingué ce qu'il considérait relever de la création d'une part et du renforcement d'autre part, en intégrant les remarques des participants aux groupes de travail.

CNR

Les sommes affichées dans les quote parts atteignent des montants significatifs supportées part la filière Energies Renouvelables. Le résultat paraît lourd en termes financiers et de dynamique pour cette filière. Il n'est pas pertinent de faire payer aux producteurs le coût de création du réseau qui accompagne le développement des énergies renouvelables. On aurait pu imaginer que ce financement repose sur une assiette nationale plus large. Par ailleurs, la méthode de calcul de l'assiette de la quote part est gênante. Le raisonnement repose sur une projection à 10 ans mais sur les mêmes principes qu'aujourd'hui, sans intégrer l'éventualité de gains technologiques ou d'évolution de calcul de capacité.

RTE

Il est à craindre que ce débat se tienne désormais devant les instances judiciaires. Les SRCAE ont été attaqués, aussi bien par les associations qui défendent les énergies renouvelables que par celles qui les attaquent et il est à craindre que les S3REnR subissent le même sort. Dans les documents soumis à consultation, RTE a essayé de donner un maximum de visibilité sur la constitution de la quote part et a tenté d'avancer des options intégrant les enjeux politiques. Dans le cadre de la consultation, RTE espère que les acteurs et notamment les producteurs indiqueront aux pouvoirs publics qu'il n'est pas pertinent d'handicaper dès à présent le développement de la filière et qu'il serait préférable de réduire les ambitions en les concentrant sur des éléments réalisables à moindre coût. Votre mobilisation dans le cadre de ces très courtes consultations est nécessaire.

CNR

RTE ou ERDF doivent réfléchir à la manière d'augmenter les capacités. Même s'ils sont coûteux, les smartgrids visent à éviter les investissements réseau. Les énergies renouvelables vont faire évoluer les modes de gestion. Dans la réflexion, il est nécessaire d'aller au-delà d'une vision statique et historique.

RTE

Dans sa conférence de presse qui s'est tenue la veille, Dominique MAILLARD n'a pas indiqué que la transition énergétique allait conduire à des économies de réseau, bien au contraire. La profonde modification structurelle du plan de production liée au développement des énergies renouvelables suppose une adaptation profonde de la structure des réseaux et donc des investissements importants.

Les Smartgrids permettent de mieux gérer transitoirement une taille de tuyau donnée. Toutefois, le doublement ou le triplement de la capacité devra entraîner l'augmentation de la taille du tuyau et donc le développement du réseau. Le Smartgrids et les réseaux ne s'opposent pas mais se complètent. Le besoin de développement du réseau est fort et ne se limite pas à la France. Il est nécessaire de compiler le coût de développement réseau pour une puissance donnée à un endroit donné et ce qui est souhaité à plus grande échelle.

ERDF

Pour ERDF, il s'agit d'essayer d'utiliser au maximum les capacités existantes au vu des automatismes et autres Smartgrids actuels. Cela ne fonctionne bien que lorsque l'on est dans un environnement dense permettant de jouer entre la production et la consommation. L'influence des Smartgrids est plus restreinte dans les zones moins denses.

3. GT EnR : présentation SACIS éolien + hydraulique, contrat de participation aux services système

RTE

La nouvelle trame du contrat service système éolien et photovoltaïque a été publiée dans la DTR le 25 septembre 2012. Le groupe de travail ENR se concentre sur l'outil ISAVE amené à remplacer le SAS à l'horizon 2014. Pour l'éolien, les réunions portent sur la contractualisation des RGE (règles générales d'exploitation) de cet outil, qui seront ensuite adaptées au photovoltaïque. D'autres réunions sont prévues sur cet outil d'ici la fin de l'année pour finaliser le cahier des charges.

4. GT NID (Nouvelles Interconnexions Dérogatoires)

RTE

Les NID sont prévues dans le cadre de l'article 17 du règlement européen 714/2009. Leur mise en place est encadrée par trois délibérations publiées par la CRE. La première datant de 2011, concerne le processus de raccordement. Le groupe de travail a élaboré une procédure de traitement des demandes de raccordement des NID, publiée le 3 mai 2012. Les délibérations des 29 mars et 9 mai 2012 précisent le processus de traitement des demandes de dérogation pour les NID. La CRE indique que les NID relèvent du décret du 27 juin 2003 et qu'en l'absence d'arrêté précisant les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement, la CRE invite RTE à produire des règles de conception et de fonctionnement de ces NID et à les publier dans la DTR. Le groupe de travail a élaboré un projet de règles de conception et de prescriptions techniques qui s'appliqueraient à des interconnexions à courant continu. Elles sont en consultation jusqu'au 30 novembre 2012 et devraient être publiées dans la DTR en janvier 2013. Le travail se poursuivra au cours du 1er semestre 2013 sur un cahier des charges et de capacités constructives.

IV. Divers CAR : consultations, lancement concertation sur la convention d'exploitation pour essais

1. Actualité CART producteur

RTE

En application du cahier des charges de concession du réseau public de transport, les modèles de contrat CART pour les consommateurs industriels et les producteurs sont soumis à l'approbation de la CRE. Les chantiers ont été engagés et une concertation a eu lieu dans le cadre de la CAR. Le document a été transmis à la CRE qui a organisé une consultation publique. Suite au dépouillement de cette consultation, RTE a finalisé un projet de contrat transmis fin octobre à la CRE en vue de son approbation. La CRE nous autorise à le diffuser aux membres de la CAR.

CRE

La CRE a tenu compte de plusieurs remarques formulées lors de la consultation. Le document sera soumis à l'approbation du collège de la CRE début décembre. Il est encore possible de transmettre à la CRE les remarques qui n'auraient pas été exprimées lors des précédentes consultations.

2. Information sur la consultation CURTE procédure raccordements productions

RTE

Le groupe de travail accès au réseau des producteurs a longuement travaillé sur une nouvelle version de la procédure, en intégrant de nombreux retours d'expérience. La première version approuvée par la CRE en 2010 intégrait un important changement relatif aux modalités de gestion de la file d'attente. Les deux versions intermédiaires ont intégré des adaptations des modalités de prise en compte des appels d'offres. Le projet de quatrième version propose des dispositions nouvelles, notamment le fait que RTE s'engage dans la PTF sur une durée maximale d'application des limitations et des dispositions spécifiques en cas de blocage d'un projet suite à annulation d'autorisations adminstratives nécesaires à la réalisation du projet. Des modalités d'adhésion à la nouvelle procédure sont également prévues pour les PTF en cours à la date d'entrée en vigueur de la nouvelle procédure.. Des précisions sont également apportées sur le traitement des demandes de raccordement dans le cadre des S3REnR. La consultation sur cette nouvelle version a été réalisée en octobre et un bon niveau de consensus a été atteint. La procédure sera adressée pour approbation à la CRE début décembre 2012.

3. Information sur le lancement de la feuille de route pour la convention d'exploitation pour essais

Ce point sera évoqué dans le programme 2013.

V. Programme 2013

1. Suite des concertations engagées en 2012

RTE

Nous avons évoqué le contrôle périodique des performances : le travail engagé sera poursuivi en 2013.

Concernant les modalités d'élaboration des S3REnR, l'objectif est de réussir à obtenir l'article DTR début 2013, sachant que la trame de PTF devra être revue avec une échéance fixée à début 2013.

Les procédures de raccordement et trames associées relatives aux producteurs sont en voie d'être transmises à la CRE pour approbation. Celles relatives aux gestionnaires de réseaux publics de distribution sont à l'ordre du jour du groupe de travail.

2. Nouvelles procédures prévues en 2013

Contractualisation TURPE 4

RTE

Il est prévu que le TURPE 4 entre en vigueur dès le 1er août 2013. Afin d'être en mesure de mettre ce tarif en application à cette échéance, RTE envisage de lancer une consultation avec l'ensemble des acteurs concernés sur certaines modalités d'application de ce tarif, comme la gestion de la période transitoire du passage entre le TURPE 3 et le TURPE 4 ou encore la gestion des puissances souscrites. La CAR sera tenue informée du lancement de cette consultation.

Convention d'exploitation pour essais

RTE

La convention d'exploitation pour essais résulte du travail réalisé en 2010 par le groupe de travail producteur. Nous souhaitons concerter la trame de la convention qui s'est établie entre RTE et les nouveaux producteurs dans la phase de réalisation des tests et des essais tels qu'ils sont prévus dans la convention d'engagement de performance et le cahier des charges des capacités constructibles. La convention couvre la période d'essai et la convention définitive s'appliquera dès la validation des essais. La concertation s'engagera début 2013 avec un focus sur la réalisation des essais des installations faisant l'objet de mise en service progressive, notamment les ensembles éoliens. Le groupe de travail producteurs sera saisi au cours du 1er trimestre 2013.

Réseaux privés

RTE

La CRE a demandé à RTE d'élargir le cadre de la procédure de raccordement des installations de production au RPT à des utilisateurs qui ne seraient ni consommateurs, ni producteurs, ni gestionnaires de réseau public de distribution et auxquels seraient raccordées des installations de production. RTE étudie actuellement cette demande qui pose la question de l'ouverture de l'accès au réseau à des gestionnaires de réseaux privés et qui concerne plus particulièrement les multiparcs ENR. Ces parcs regroupent des producteurs juridiquement distincts derrière un même raccordement au RPT. Cette demande peut également intéresser des sites de type plateformes industrielles, qui réunissent des producteurs et/ou des consommateurs. L'ensemble de ces sites ont pour facteur commun de gérer des réseaux privés. RTE étudie le cadre contractuel permettant de répondre à ces nouveaux utilisateurs, qui sera proposé en CAR d'ici la fin du premier trimestre prochain.

ESR/UNELEG

En tant que distributeur, nous souhaiterions être associé aux réflexions.

RTE

C'est bien ce qui est prévu. Cette problématique ne sera pas abordée uniquement sous l'angle production. Un groupe de travail dédié au sujet sera mis en place.

Contrat de gestion prévisionnelle

RTE

Le dernier point sur lequel RTE va ouvrir une concertation concerne le contrat de gestion prévisionnelle (GP), dont l'objet est de définir des principes de coordination entre les responsables de programmation et RTE afin de planifier les indisponibilités des groupes de production et du RPT.

Sur cette dernière consultation, l'objectif est de déterminer quel type de démarche économique ou mécanisme de marché peuvent être proposés et concertés. Si l'on opte pour un mécanisme de marché sur les parties valorisation des contrats en amont du J-1, les travaux seront plutôt menés au sein de la CAM, en informant la CAR des dispositions.

EDF

Il est important pour nous d’avoir une visibilité, notamment dans le cadre du GT1, sur les sujets qui seront traités afin d’identifier les intervenants à envoyer dans les groupes de travail.

La prochaine CAR se tiendra le mercredi 27 mars 2013 à 9 heures 30.

L'ordre du jour étant épuisé, la séance est levée à 12 heures 15.