Commission Accès au Réseau

19 JUIN 2013

Projet de procès-verbal

Etaient présents :

RTE

Madame LEVILLAIN
Monsieur DESBROSSES
Monsieur BONNET
Monsieur LARRIPA
Monsieur ROY
Madame MELLIER
Madame L'HOSTIS
Monsieur THEBAULT
Monsieur PERINET
Madame RUBIOLO
Madame BIETH

Pour les acteurs industriels :

COFELY/GDF-SUEZ	Monsieur COURTES
EON France	Monsieur GOUILLART
CRE	Monsieur PILLOT
GDF-SUEZ	Monsieur CREUSY
MAIA Eolis	Monsieur BLANC
EDF	Monsieur COGNAT
EDF	Monsieur GAULT
SER	Monsieur COURCAMBECK
Valeco	Monsieur MONNIER
CNR	Monsieur COMPAS
UNELEG/ ESR	Monsieur HOFFBECK
ERDF	Madame NASLIN
Direct Energie	Monsieur PEREZ DIAS

ORDRE DU JOUR

I. Actualités 3

1. TURPE4 3

2. Divers 3

II. SACIS : présentation du nouveau système 4

III. CODES ENTSOE 6

1. Présentation du code LFC (Load Frequency Control) 6

2. Point sur les projets de codes de raccordement européens RfG (producteurs), DCC (distributeurs et consommateurs), HVDC (liaisons HVDC et raccordements offshore en continu) 8

IV. Point d'avancement des GT de la CAR 11

1. GT Raccordement Producteurs : convention exploitation pour essais, GT Contrôle périodique des performances des installations de production, CART Producteur 11

2. GT Distributeurs : modalités d'élaboration des S3REnR (convention de reversement, convention technique de réalisation et de planification), fiche de collecte pour études d'insertion et exploratoire ..13

3. GT Réseaux privés : lancement du Groupe de Travail 14

V. Points divers 16

1. Information sur les derniers textes mis en consultation : PTF Producteurs 16

2. Information sur le nouvel espace CURTE 16

La séance est ouverte à 10 heures.

I. Actualités

1. TURPE4

RTE

En raison de l'actualité juridique et de décisions administratives, les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité TURPE4 ont été découpés entre les domaines de tension HTB et HTA.

En ce qui concerne le domaine de tension HTB, la CRE a délibéré le 3 avril dernier et sa décision a été adressée au Ministre le 10 avril. Celui-ci dispose d'un délai de deux mois pour s'opposer le cas échéant à cette décision. En l'absence d'opposition, la décision devrait être prochainement publiée au *Journal Officiel.*

Le TURPE 4 entraîne un certain nombre de modifications concernant la structure du tarif d'accès au réseau. Une réunion du CART distributeur s'est tenue hier pour présenter ces nouvelles dispositions tarifaires, notamment le passage à une tarification horosaisonnalisée et l'évolution du contrat d'accès au réseau qui en résulte. En ce qui concerne les consommateurs et producteurs, deux réunions sont prévues les 25 juin pour présenter les évolutions du contrat CART.

Un nouveau modèle de CART Producteur a été approuvé par la CRE en début d'année. A l'heure actuelle, les producteurs qui souhaitent basculer tout de suite à ce nouveau CART peuvent le faire. Ceux qui préfèrent attendre la version intégrant le TURPE4 peuvent également le faire. Suite à la sollicitation de RTE, l'ensemble des producteurs a répondu vouloir attendre la nouvelle version du CART intégrant le TURPE 4.

En ce qui concerne les domaines de tension HTA et BT, le processus administratif suit son cours.

2. Divers

RTE

La loi Brottes a été publiée le 16 avril au *Journal Officiel,* après avoir été examinée par le Conseil constitutionnel qui l'a amputée du principal article sur le bonus/malus. Un certain nombre de dispositions demeure, allant de la simplification des dispositions sur l'éolien à divers sujets liés à l'effacement et qui ne concernent pas la CAR. Un article de la loi permet aux réseaux publics d'établir des ouvrages souterrains dans les espaces remarquables, sous réserve de plusieurs appréciations. Cet article est très important pour le développement des énergies marines, de l'éolien et des îles flottantes.

Un rapport a été établi par le Conseil général du développement durable (CGEDD) et le Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie et des technologies (CGEIET), visant à conseiller la Ministre sur la stratégie de développement des énergies marines renouvelables. Sur l'hydrolien en particulier, il comprend des points précis sur la mise en œuvre d'une première phase expérimentale ainsi que sur une seconde phase de développement commercial. Le rapport présente plusieurs hypothèses relatives au développement de ce secteur.

Par ailleurs, le débat national sur la transition énergétique se poursuit. RTE a publié une plaquette faisant état de ses propositions et de son éclairage sur le sujet. Un certain nombre d'exemplaires sont à disposition à l'entrée de la salle.

II. SACIS : présentation du nouveau système

RTE

En situation d'exploitation perturbée, la sauvegarde du Système Electrique nécessite de transmettre et de faire exécuter rapidement des actions par l'ensemble des d'interlocuteurs des dispatchings de RTE (Producteurs, Distributeurs, Groupements de Postes RTE).

Cette nécessité a conduit à mettre en œuvre un Système d'Alerte et de Sauvegarde (SAS) dont le dispositif comprend :

- un ensemble de messages/ordres prédéfinis dont les actions attendues sont décrites dans les Règles Générales d'Exploitation (RGE) du SAS qui ont été recontractualisées avec l'ensemble des clients en 2009,
- un système de transmission spécifique de ces messages/ordres, associé à l'outil SAS incluant en particulier des terminaux informatiques.

L'outil SAS, dont la conception logicielle date des années 90, est un outil critique pour la sûreté du système électrique : son obsolescence technique et fonctionnelle est avérée et les possibilités d'évolutions limitées.

Le projet SACIS lancé par RTE est destiné à remplacer le dispositif SAS actuel. L'architecture fonctionnelle et technique du nouveau dispositif de Sauvegarde devra permettre de remplir les objectifs suivants :

- améliorer la sûreté de fonctionnement du Système Electrique (ex. par la modification/création d'ordres de Sauvegarde de type messagerie faisant suite au Retour d'Expérience sur la Sûreté Système);
- faciliter la prise en compte des modifications d'organisations internes ou externes à RTE : à titre d'exemple, certains clients ont deux SAS installés dans leur salle de commande car ils reçoivent des ordres de deux dispatchings différents ; pour des raisons d'encombrement notamment, il ne parait pas pertinent de multiplier en salle de commande le nombre de terminaux pour une même fonctionnalité.
- pouvoir prendre en compte rapidement les évolutions institutionnelles
- minimiser les adhérences avec le Système d'Information des Centres de Conduite clients (ex. : par le biais du protocole normalisé) ;
- maximiser l'efficacité des ordres de Sauvegarde (ex. par la rapidité de prise en compte et/ou de mise en œuvre des actions de Sauvegarde via une ergonomie adaptée);
- être résilient face à des aléas pouvant impacter les différents composants du dispositif (ex. face à une perte de liens de télécommunication, redondance à chaud du Système d'émission des ordres, etc.…) ;
- faciliter le maintien en compétence de l'utilisation de l'outil (ex. par une ergonomie intuitive afin de minimiser les actions de formation).

Sur ce dernier point, une maquette a été diffusée à l'ensemble des clients disposant aujourd'hui d'un SAS, afin qu'ils puissent visualiser de façon dynamique les enchaînements IHM du futur outil nommé iSave ; l'ergonomie de cette maquette a fait l'objet de différentes itérations avec les représentants des clients, pour prise en compte de leurs remarques et intégration dans les développement informatiques de l'ergonomie du futur outil.

L'architecture du nouveau dispositif de Sauvegarde vise à promouvoir l'interopérabilité des différents éléments constitutifs du SACIS, ainsi que leurs capacités à communiquer avec d'autres composants SI internes ou externes à RTE (SCADA des Distributeurs).

L'objet de la présentation de ce jour est de donner un point de visibilité sur le planning de déploiement du projet SACIS sur la période 2013/2014.

Sur le plan technique, RTE s'appuie sur les paliers matériels (Unités Centrales, écran, claviers, souris, boitier d'alarme) supportant la fonction de sauvegarde déjà installés dans les salles de conduite des clients.

Les développements informatique visent à élaborer le nouveau logiciel nommé 'iSave' à installer sur les palliers matériels actuels.

Préalablement au démarrage sur une région pilote en avril 2014 (non encore déterminée), il sera nécessaire d'installer une version logicielle comprenant à la fois la version logicielle SAS actuelle, mais également la version logicielle iSave à déployer.

Le jour J, RTE pourra rebooter à distance sur la nouvelle version logicielle iSave pour l'ensemble des terminaux de sauvegarde des sites clients de la région pilote (NB : en cas de difficulté sur cette phase pilote de déploiement, l'opération inverse pourra être également être réalisée à distance avec un redémarrage sur la version logicielle SAS).

Par la suite, les nouvelles versions logicielles d'iSave pourront être télédiffusées par RTE sans interventions sur site.

En complément, il sera nécessaire de préciser le volet contractuel et d'adapter la DTR. Des conditions générales et particulières d'utilisation du service de Sauvegarde devront préciser notamment l'architecture de Téléconduite et de Télécommunication au sein des sites clients ainsi que les limites de propriété et de responsabilités associées.

Pour ce qui concerne les RGE SAS actuelles, les principes d'actions vis-à-vis des ordres de Sauvegarde restent inchangés (ex. Incident Généralisé, Situation critique, …) ; pour autant, il sera nécessaire de réviser le document avec des amendements à réaliser dès lors qu'il est fait mention explicite à l'outil SAS dans le document.

EDF

Le projet prévoit-il une modification de matériel en interface pour assurer le déploiement et le support des nouveaux protocoles comme TASE.2 ?

RTE

TASE.2 est un protocole de communication destiné à échanger des informations entre SCADA installés dans les Centres de Conduite (RTE d'un côté et client de l'autre).

L'utilisation du protocole TASE.2 concerne aujourd'hui uniquement les Distributeurs dits « interfacés » ; il ne concerne donc pas les Producteurs.

Un des pré-requis du projet est de conserver les paliers matériels existants pour l'installation du nouveau logiciel iSave à la place de la version logicielle SAS actuelle.

En complément, il est précisé que RTE souhaite récupérer la propriété des routeurs (ce qui est déjà le cas pour certains clients), afin de renforcer la sécurité SI et notamment de permettre le cryptage des flux de Téléconduite (SAS/SACIS, STS, IPES, …) nécessitant une coordination dans la gestion des clés de cryptage.

EDF

Quel est l'historique des ordres de sauvegarde émis par SAS depuis un ou deux ans ?

RTE

Les ordres de sauvergarde les plus fréquemment envoyés sont « situation critique » ainsi que « blocage régleur » et « -5%Un » (à destination des Distributeurs) pour les problèmes de tension.

En complément, les messages de sauvegarde relatifs aux « essais SAS » sont régulièrement émis avec les clients afin de faciliter le maintien en compétence des opérateurs de conduite à l'utilisation de l'outil SAS.

III. CODES ENTSOE

1. Présentation du code LFC (Load Frequency Control)

RTE

Le code LFC concerne le réglage de la fréquence et nous avons commencé à l'écrire au début du mois de juillet 2012. Plusieurs ateliers ont eu lieu avec les intéressés, représentants de producteurs, consommateurs, de GRD, etc. Une phase de consultation publique s'est tenue en février/mars. Le code est désormais finalisé et sera livré à l'ACER pour avis le 28 juin.

Le code LFC définit les exigences techniques en termes de réglage de la fréquence (hors produits de réserves), c'est-à-dire les structures à mettre en place et les besoins en réserves pour permettre aux GRT de gérer les déséquilibres du système. Il définit aussi les caractéristiques techniques des fournisseurs de réserves.

Le code LFC définit la qualité de la fréquence, en établissant les limites et indicateurs de réglage en situation normale d'exploitation. Il ne traite pas des modes d'urgence. Il définit des valeurs par défaut pour les limites d'écart de réglage et de fréquence. Il met en place des processus de mise à jour des valeurs limites, pour s'adapter aux changements du système en fonction de son évolution.

En ce qui concerne la qualité de la fréquence, des indicateurs de performance concernant la fréquence ou le réglage de chaque GRT ont été mis en place. Le code comprend divers indicateurs de performance, qui portent sur la valeur moyenne, l'écart-type, etc. Tout ce qui est écrit dans le code sera calculé par les GRT ou le responsable de la zone synchrone et publié dans un site public de l'ENTSO-E.

Pour permettre le réglage de la fréquence, il faut établir une structure au sein d'une zone synchrone et définir les responsabilités de chaque membre. Le code définit la meilleure manière d'établir une zone synchrone, constituée de un ou plusieurs LFC Blocks. Chaque LFC Block peut être lui-même constitué de un ou plusieurs LFC Area, chaque LFC Area pouvant être constitué d'un ou plusieurs Monitoring Area. Par exemple en France, RTE est Monitoring Area, LFC Area et LFC Block. Le réglage primaire (FCR) est établi au niveau de la zone synchrone. Le dimensionnement des réserves secondaires, tertiaires, complémentaires, etc. (FRR/RR) se déroule au niveau LFC Block. Chaque LFC Area est responsable du réglage secondaire. La responsabilité du Monitoring Area concerne les échanges.

Chaque rôle est associé à des processus à mettre en place pour assurer le réglage de la fréquence, ces processus étant obligatoires ou optionnels. Le réglage primaire et le réglage secondaire sont deux processus obligatoires. Les processus optionnels permettent d'optimiser le réglage. Par exemple, le *replacement reserves* correspond aux échanges de réserves complémentaires, qui peuvent être mis en place pour optimiser l'acquisition ou la mise en commun de réserves. Le *time control process* correspond au rattrapage des écarts par rapport à l'heure.

Une fois que le réglage est défini, les équipes s'attachent à définir les exigences liées aux réserves. Leur nom a changé, mais pas leur fonctionnement. Chaque réserve agit de manière différente et complémentaire pour assurer l'équilibre et rétablir la fréquence : action de la réserve primaire, de la réserve secondaire puis de la réserve tertiaire rapide, mise en œuvre éventuelle de la réserve complémentaire.

Les GRT ont l'obligation de dimensionner leurs besoins pour permettre le réglage de la fréquence. Ils définissent les besoins de chaque type de réserve, pour maintenir la fréquence dans les limites définies dans le chapitre sur ce point. Ils déterminent un niveau de risque acceptable. Enfin, ils ont l'obligation d'effectuer le monitoring des fournisseurs des réserves.

EDF

Pensez-vous que les besoins en réserve primaire de RTE seront modifiés par ce code ?

RTE

Non. La méthodologie de calcul, les besoins en réserve primaire de 3000 MW pour la zone synchrone et la part de RTE sont inchangés. La part de chaque GRT dépend de sa production et de sa consommation. L'évolution éventuelle proviendrait uniquement de changements importants dans la distribution. Les besoins sont validés par la méthodologie définie dans le code.

Le code définit les exigences minimales techniques en fonction de chaque type de réserve, en termes de disponibilité et de mise à disposition des données pour le *monitoring.* Le code demande le programme de production incluant la participation aux réserves, ainsi que les télémesures. Les exigences définies dans le code sont cohérentes avec celles du code RfG.

Pour ce qui concerne les besoins en réserve secondaire, ceux-ci sont en cours d'étude.

Concernant la FCR (Frequency Containement Reserve), il est possible que le délai minimum d'activation soit ramené de 15 à 30 minutes.

CNR

Quelle serait l'application du code pour les ouvrages historiques qui ne pourront respecter les 30 minutes à terme ?

RTE

Nous étudierons cette hypothèse avec des responsables de raccordement en interne.

CNR

Les étrangers maintiennent-ils les 30 minutes ?

RTE

Oui.

EDF

Y a-t-il des dérogations possibles ? Ce point est important pour nous.

RTE

Nous mettrons en place des méthodes de préqualification pour les fournisseurs. Le code n'est pas encore finalisé.

CNR

Des aménagements sont-ils encore possible ?

RTE

Nous attendons l'avis de l'ACER. Nous en reparlerons lorsque nous en saurons plus, peut-être dans trois mois.

Par ailleurs, le code s'attache à définir les exigences et un cadre technique pour permettre une optimisation économique de la gestion des réserves grâce à des échanges et à l'utilisation de ces réserves. Il décrit les processus susceptibles d'être mis en place pour optimiser les échanges et définit des exigences pour gérer la sûreté du système. Un GRT ne peut se fournir intégralement à l'étranger pour ses réserves et doit s'approvisionner à hauteur d'un minima sur son territoire. Les exigences techniques et les limites définies dans le code LFC&R permettent de mettre un cadre à ce qui est défini dans le code *balancing* au niveau des échanges et des valorisations des réserves. Le code a en effet un lien important avec le code Balancing, le code LFC portant principalement sur l'exigence technique.

L'ensemble des points relatifs à ce projet sera publié sur un site d'ENTSO-E, conformément aux dispositions du règlement Transparence.

2. Point sur les projets de codes de raccordement européens RfG (producteurs), DCC (distributeurs et consommateurs), HVDC (liaisons HVDC et raccordements offshore en continu)

RTE

Concernant le code HVDC, l'ENTSO-E a reçu le mandat de la commission européenne à la fin du mois d'avril 2013, en vue d'élaborer le code avant le 1er mai 2014. Le code vise d'une part le raccordement des liaisons à courant continu raccordées au réseau alternatif des GRT membres de l'ENTSO-E, ou insérées au sein de ces réseaux et d'autre part le raccordement en courant continu des parcs offshores. En effet, à la demande des acteurs européens, cette partie avait été sortie du cadre du code RfG à l'issue de la consultation publique et il avait été décidé en commun de traiter la partie raccordement en courant continu de ces fermes offshore.

La concertation avec les utilisateurs et l'ensemble des parties prenantes reste un point essentiel pendant toute la durée du processus d'élaboration. L'étape majeure est la consultation publique sur le projet. Cette consultation est prévue à la fin de l'année 2013. Une première étape de consultation a déjà été finalisée : le *call for stakeholder input* décrit les enjeux de l'élaboration du code et questionne les acteurs pour aider ENTSOE à établir les exigences optimales.

Les interactions se poursuivront jusqu'à la fin de l'année. Les clients de RTE sont invités à participer à l'élaboration du code, en se rapprochant des associations représentatives européennes du *user group,* ou du secrétariat d'ENTSO-E. Il est également possible de présenter régulièrement des points d'avancement de ce code dans le cadre de la CAR.

Comme évoqué précédemment, la première étape de concertation élargie du code HVDC a été finalisée. Les utilisateurs concernés ont des avis divers. Les représentants des producteurs souhaitent que les exigences pour les liaisons HVDC soient identiques à celles demandées pour les groupes dans le code RfG, en n'excluant pas les possibilités d'être plus exigeant lorsque cela est justifié. Les opérateurs de liaison considèrent quant à eux que les exigences accroissent inutilement les coûts et risquent de rendre les projets non rentables. Les représentants de la production éolienne souhaitent que RTE diminue les exigences demandées aux machines afin de mutualiser les performances entre la liaison HVDC et les exigences des machines. Enfin, les constructeurs et EWEA ont alerté l'équipe de rédaction du code sur le fait que le code envisage

des exigences « non exhaustives ». Chaque gestionnaire de réseau de transport peut choisir ses propres paramètres, après un processus de validation par son régulateur national. Les acteurs ont signalé ce point dans le cadre de la première phase de consultation.

Un objectif de cette première phase de consultation consistait à obtenir des éléments financiers associés aux exigences techniques, afin d'effectuer un arbitrage. Cependant, les partenaires n'ont malheureusement pas donné ces informations.

L'équipe de rédaction va maintenant commencer l'écriture des articles du code pour finaliser le projet à la fin de l'année 2013.

Le code RfG est plus avancé que le code HVDC. L'ACER a rendu son avis sur les codes RfG et DCC le 27 mars 2013, les jugeant conformes aux orientations cadres sur le raccordement, moyennant quelques modifications à instruire durant la phase de comitologie.

Le code RfG avait fait l'objet d'un premier avis de l'ACER en octobre 2012, qui suggérait quelques modifications. Un premier point portait sur la possibilité d'exclure du code les technologies émergentes, qui ne pourraient se mettre en conformité avec les exigences du code. ENTSOE a donc ajouté des tests au code pour identifier ces technologies émergentes. Dans son avis de mars, l'ACER demande de retravailler un des critères d'identification de ces technologies, qui pourrait constituer un frein pour certaines technologies.

Le second axe de recommandation de l'ACER consistait à définir un volume de technologies pouvant être exempté du code. Ce volume a pour but de donner du temps aux concepteurs de machine pour mettre leurs nouveaux produits en conformité. Les reformulations demandées par l'ACER dans son avis de mars portent sur l'aspect organisationnel de l'exemption. L'ACER souhaite que les informations sur les exemptions soient agrégées par le gestionnaire de réseau.

Enfin, l'ACER suggère de reformuler l'article relatif aux prérogatives accordées au gestionnaire du réseau de transport dans certains pays, pour qu'il puisse imposer des exigences sur le réseau de distribution. L'ACER demande que le code précise si cet article ne s'applique que lors de l'entrée en vigueur du code ou bien de manière pérenne.

Enfin, le Code DCC a été soumis à une seule reprise à l'ACER, qui a rendu un avis favorable avec des recommandations de modifications. L'ACER suggère quelques modifications identiques à celles émises pour le RfG. L'ACER soulève également un manque de références à l'article 9(3) relatif à la manière dont chaque gestionnaire de réseau de transport définit les paramètres du code au niveau national. D'autre part, l'ACER pense que la définition du point de connexion n'est pas totalement cohérente avec le périmètre du code, s'agissant des réseaux fermés de distribution. L'ACER propose également de modifier le code pour renforcer la cohérence des termes *Distribution Network* et *Distribution Network Connection*.

De plus, l'ACER propose de reformuler l'article relatif au réactif à l'interface entre l'utilisateur et le gestionnaire de réseau, afin de préciser si le rôle du régulateur porte uniquement sur la validation de paramètres techniques ou sur la possibilité d'utiliser une autre méthode pour définir le réactif à l'interface.

Concernant la réponse dynamique de la demande, l'ACER considère que le code va trop loin sur les prescriptions. Elle estime que le code ne doit pas entraver les réflexions de la commission européenne dans ce domaine. L'ACER suggère de revoir ce point et estime que la limitation des DSR autonomes (pour le réglage de la fréquence) aux équipements qui contrôlent la température constitue un frein pour les autres équipements.

Dans le code, le critère d'applicabilité de la plupart des exigences est d'être connecté ou non au réseau de transport. L'ACER considère que ce critère va conduire à des différences selon les pays.

Elle demande que le rôle de l'agrégateur soit précisé. Le code prévoit en effet que certains DSR soient fournis par des équipements domestiques. Les acteurs ont donc insisté pour que le rôle de l'agrégateur apparaisse plus clairement, car le consommateur particulier ne doit pas transmettre des informations sur son équipement domestique directement au gestionnaire de réseau de transport.

Enfin, l'ACER a souligné le rôle nécessaire de la standardisation afin d'alléger le contrôle de conformité pour les équipements domestiques.

Les codes DCC et RfG ont été remis à la commission européenne. La première étape a été une analyse d'impact du code RfG réalisée par un consultant mandaté par la Commission. Le consultant a rencontré l'ENTSO-E. Il a remis son rapport à la mi-juin. La Commission peut maintenant apporter des modifications aux deux projets si elle le juge utile, puis les états membres devront se prononcer sur les deux codes. Ils ont été présentés au comité Cross-Border de la Commission européenne, le 31 mai. Les points importants à retenir de ce premier passage sont que les deux codes feront l'objet d'une comitologie conjointe. Ils pourraient être fusionnés dans un texte unique. La Commission a rappelé l'importance d'avancer rapidement sur ces codes, car il n'est pas possible de rester en l'état. Il faudra donc trouver des compromis entre les besoins exprimés par l'ENTSO-E et les avis contradictoires des acteurs. La Commission a recommandé à toutes les parties prenantes de choisir les points majeurs des codes sur lesquels il convient de travailler, et de s'appuyer sur les documents supports élaborés par l'ENTSO-E.

La Commission a également demandé aux gestionnaires de réseaux de travailler sur la déclinaison du code au niveau national. En effet, les acteurs s'interrogent beaucoup sur la manière de décliner au niveau national les exigences présentées dans le code. Ce sujet reste un point d'attention majeur pour eux. Un premier vote du Cross-Border Committee est attendu en octobre.

EDF

Le rapport des consultants sur l'analyse d'impact sera-t-il publié ?

RTE

RTE prend note de cette question et communiquera les informations dès que possible.

Par ailleurs, RTE a présenté le code RfG en janvier 2013 aux acteurs français, en mettant en regard les exigences du code et celles de l'arrêté français. RTE présentera de la même manière la version finale du code DCC le 5 juillet prochain. RTE commencera au cours de l'été 2013 les revues d'exigence sur les deux codes. Les discussions se poursuivront ensuite avec les gestionnaires de réseau de distribution et les acteurs du secteur.

SER

Quand l'analyse coût/bénéfice des codes aura-t-elle lieu ?

RTE

Une analyse coût/bénéfice sera réalisée pour les cas où il serait jugé nécessaire de demander une mise en conformité des sites existants par rapport aux exigences du code.

A ce stade, RTE n'a pas identifié d'exigence technique nécessitant une application à ce type de sites.

GDF SUEZ

Les énergies marines font-elles partie des technologies émergentes ?

RTE

Non, pas d'une manière générale. Les machines expérimentales pourraient éventuellement être exemptées.

En conclusion, ces différents codes européens vont nous concerner de plus en plus dans les mois à venir. Un travail complémentaire, sans doute plus approfondi, devra être effectué en 2014 dans le cadre des groupes de travail.

IV. Point d'avancement des GT de la CAR

1. GT Raccordement Producteurs : convention exploitation pour essais, GT Contrôle périodique des performances des installations de production, CART Producteur

RTE

Sur le sujet de la convention d'exploitation pour essais, le groupe de travail a abouti à un consensus qui permet d'engager la phase de consultation. Cinq réunions ont été organisées au sein du groupe de travail. Un certain nombre de propositions ont été intégrées au document. Un point porte sur la manière de traiter les essais des groupes de production, en particulier les groupes ENR faisant l'objet de mises en service progressives. Il faudra fixer un délai maximal de trois ans durant lequel le producteur devra réaliser les essais jusqu'au dernier parc.

D'autres documents analysés par le groupe de travail traitent des essais. Un point important consiste à opérer un découpage différent par rapport à l'idée initiale qui consistant à introduire ces règles dans la convention pour essai. En effet, la question du délai ne relève pas fondamentalement de l'objet de la convention d'exploitation pour essais. Cette problématique doit être intégrée dans la convention d'engagement de performance. Le document sur ce point sera mis prochainement en concertation.

Par ailleurs, le groupe de travail Contrôle périodique des performances a traité la manière d'introduire les dispositions du décret de 2008 modifié et de l'arrêté de 2010 sur le contrôle périodique des installations de production. Le groupe de travail s'est réuni à plusieurs reprises. Depuis, RTE a modifié les documents pour prendre en compte une nouvelle organisation de ces documents sous la forme de conditions générales et conditions particulières. Ils ont été diffusés hier en GT pour une présentation de la nouvelle organisation, en vue de s'assurer que l'ensemble des membres des groupes de travail retrouvent bien les dispositions discutées. Cette forme semble opérationnelle et satisfaisante. Les conditions générales décrivent les principes de ce contrôle périodique. Le document s'intitule Convention simplifiée de raccordement et de performance des installations.

Les conditions particulières décriront, pour chaque installation, le raccordement et établiront un état des performances des installations existantes telles qu'elles sont formalisées par le producteur et RTE sur la base d'une liste de performances issue de l'architecture de l'arrêté de 2008.

EDF

Ces conditions particulières constitueront-elles le dossier de contrôle des installations ?

RTE

Nous souhaitons contractualiser les éléments de raccordement et de performances dans un document unique. L'élaboration de cette convention simplifiée de raccordement et de performance pour les groupes anciens constituera le premier contrôle périodique au sens de l'arrêté 2010. Pour les autres groupes, le contrôle se déroulera conformément aux dispositions des conventions d'engagement de performance. Le troisième document type « rapport de contrôle de conformité de performance d'une installation de production » définit un cadre qui sera rempli par le producteur à échéance décennale pour les contrôles suivants, sur la base de ce qui est inscrit dans la convention simplifiée. L'article 5 de la DTR résume les dispositions particulières du contrôle périodique des engagements de performance.

RTE attend un retour de ses clients, avant la fin de la première quinzaine de juillet, pour s'assurer que s'y retrouvent les éléments discutés dans le cadre des réunions des groupes de travail.

RTE a élaboré un dossier simple. Le contrôle périodique est conçu comme un renouvellement périodique des engagements des producteurs sur le contrôle de leurs machines. Les opérateurs peuvent signaler à RTE les soucis constatés sur les machines au cours de la vie de l'installation.

Le document est d'autant plus volumineux qu'il inclut un certain nombre de dispositions sur les services système et les modalités d'élaboration des diagrammes.

En parallèle, il a été annoncé lors de la dernière réunion du groupe de travail producteur que serait soumise une actualisation des autres parties de la DTR sur le contrôle périodique, afin de remettre à jour ce qui est écrit concernant le contrôle initial, en vue de réviser la convention d'engagement de performance. Ce travail devrait être présenté lors de la prochaine réunion du GT1. Les consultations seront étalées pour se laisser le temps de travailler sereinement. L'objectif consiste à rédiger avant la fin 2013 un chapitre 5 sur le contrôle des installations.

Concernant le calendrier des consultations à venir :

- la trame type de proposition technique et financière, le document est en cours de consultation jusqu'au 21 juin 2013.

- La consultation sur le document relatif au réglage de la tension sera lancée aujourd'hui pour une durée de quatre semaines. Le document figurera sur le site du CURTE au cours de cette période.

- Le cahier des charges des capacités constructives se situe en phase de pré-consultation, pour une durée de deux semaines.

- La convention d'exploitation en période d'essais entrera en consultation d'ici quelques jours, pour une durée de trois semaines. La consultation sur le contrôle périodique sera lancée le 1er juillet 2013 pour une durée de cinq semaines.

- Enfin, un autre sujet d'actualité est la mise à jour du CART Producteur en vue d'y intégrer les dispositions du TURPE 4. La consultation est prévue au cours du mois de juillet.

EDF

Le calendrier est extrêmement chargé durant cette période, d'autant plus que d'autres sujets sont aussi en cours de consultation pour la CAM.

RTE

Pour cette raison, les périodes de consultation sont étendues à plusieurs semaines ou mois, en vue de vous donner une meilleure lisibilité sur les mois à venir et de vous permettre de vous organiser au mieux. De la même manière, la durée des consultations pour la CAM devrait être allongée.

EDF

Il est tout de même surprenant d'engager cinq consultations sur une période de cinq à six semaines. Je suis inquiet de la qualité du travail qui pourra être effectué dans le cadre des consultations, en particulier pour le contrôle périodique qui nécessite un gros travail de relecture de plusieurs documents.

RTE

La consultation sur le contrôle périodique n'ouvrira vraisemblablement pas dès le 1er juillet. Nous vous invitons à nous envoyer un retour sur la compatibilité des délais ouverts pour l'analyse des documents. Nous sommes disposés à étudier un étalement un peu plus long. Nous souhaiterions toutefois lancer la consultation sur ce sujet au cours du mois de juillet, quitte à reporter la fin de la consultation.

Pour les autres consultations en revanche, elles ont déjà donné lieu à de nombreuses discussions et il y a moins de travail de repérage à faire.

2. GT Distributeurs : modalités d'élaboration des S3REnR (convention de reversement, convention technique de réalisation et de planification), fiche de collecte pour études d'insertion et exploratoire

RTE

L'actualité de ce groupe de travail est chargée. Un grand nombre de documents en discussion sont relatifs aux schémas régionaux de raccordement aux réseaux d'énergies renouvelables (S3REnR). Le décret sur les S3REnR prévoit que les quotes-parts sont perçues par les gestionnaires de réseau auxquels les producteurs d'énergies renouvelables se raccorderont. Les discussions se poursuivent sur la meilleure manière de s'organiser pour procéder à ce reversement.

La convention technique de réalisation et de planification est le document par lequel les gestionnaires de réseau conviendront des modalités techniques et calendaires de réalisation des ouvrages prévus dans les schémas régionaux de raccordement, lorsque la file d'attente atteint un certain niveau. Cela ne remet pas en cause la disposition du décret prévoyant que le gestionnaire du réseau doit engager les études dès l'approbation du S3R. Il s'agit plutôt d'établir les dispositions calendaires et de fixer précisément les dispositions techniques de raccordement d'un nouveau poste source.

Le GT travaille également sur les fiches de collecte pour la réalisation des PTF. Une procédure de raccordement a été établie dans le cadre de la concertation avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution et a été notifiée à la CRE pour approbation. Cette procédure suppose de s'accorder sur la manière dont le GRD doit formaliser les demandes d'études.

De nombreux sujets portent sur les schémas de raccordement. Le groupe de travail a évoqué le sujet du SACIS présenté aujourd'hui par RTE et a commencé à discuter de la modification du contrat d'accès au réseau (CART GRD) pour l'insertion et la mise en œuvre du nouveau tarif

TURPE4, en particulier sur les modalités de rédaction des dispositions de modification de puissance souscrite.

SER

En ce qui concerne les modalités de reversement, quelle est la vision de RTE sur les éventuelles révisions du calcul des quote-part ? Les coûts réels s'écartent-ils des coûts estimés lors de l'élaboration des schémas ?

RTE

Les discussions sur cette convention concernent essentiellement les gestionnaires de réseau. Nous partons du principe que nous baserons les reversements sur les coûts estimés au moment de la réalisation du S3R. Il n'y aura pas de révision ex-post sur les coûts supportés par les gestionnaires de réseau. RTE a présenté dans le projet de trame de PTF les conditions d'indexation des quote-parts.

Nous tâchons de mettre en place un système simple et robuste dans le cadre de la convention de reversement. Il s'agit des coûts prévisionnels qui servent de référence selon une méthode approuvée par le régulateur. La convention doit être axée sur les prévisions du décret, c'est-à-dire le reversement des sommes perçues entre gestionnaires de réseau.

Les aléas restants portent sur le fait d'avoir effectué ou non les travaux.

SER

Nous pouvons nous interroger sur les éventuelles corrections de la quote-part producteur. Certains constatent que les PTF sont souvent surévalués, c'est-à-dire que les coûts réels sont généralement inférieurs aux coûts estimés.

3. GT Réseaux privés : lancement du Groupe de Travail

RTE

La première réunion s'est tenue le 14 juin, en présence de nombreux acteurs producteurs, distributeurs et consommateurs. La réunion a été l'occasion de présenter le contexte et l'objectif du groupe de travail, de s'interroger sur le périmètre et la cible à fixer et enfin d'aborder l'organisation et le plan de travail du groupe pour la suite des travaux.

Le groupe de travail a été initié pour répondre aux préoccupations des parcs EnR multi-producteurs, qui se regroupent et se raccordent au RPT par un raccordement unique. En l'état actuel de la réglementation, il n'existe aucune prescription technique adaptée à ce type de raccordement.

Cette situation a donné lieu à l'affaire « SEPE le Nouvion », qui a conduit à une décision du CoRDIS en 2010, confirmée par la Cour d'appel de Paris en juin 2011. Cette décision a reconnu la possibilité pour une entreprise n'ayant pas d'autorisation d'exploiter une installation de production d'avoir accès au réseau pour permettre le raccordement indirect de plusieurs parcs de production.

A la suite de cette affaire, la CRE a pris plusieurs délibérations. Elle a demandé un élargissement à ce type d'acteur du champ d'application de la procédure relative à la délibération du 17 novembre 2011, portant approbation de la procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production d'électricité au RPT. La CRE a également demandé à RTE de soumettre à son approbation un modèle de CART applicable à des utilisateurs

susceptibles d'injecter de l'énergie sur le réseau, qui ne sont ni des gestionnaires de réseaux publics de distribution, ni des producteurs, ni des consommateurs.

Cette demande ouvre le champ à un vaste débat sur le cadre contractuel qu'il convient d'établir pour y répondre. 4 catégories de réseau susceptibles d'être concernés par cette demande ont été recensées : les multi-parcs d'énergies renouvelables, ou parcs EnR avec plusieurs producteurs distincts, les plates-formes industrielles ou les sites mixtes, les sites particuliers des vallées hydrauliques et le système ferroviaire.

Ces situations correspondent à la qualification générale dans laquelle un utilisateur du réseau n'est ni consommateur, ni producteur, ni gestionnaire public de réseau de distribution. Le groupe de travail a été invité à se demander si un CART unique pouvait traiter l'ensemble des situations similaires.

CRE

L'objectif de la délibération de la CRE consistait à définir des modèles couvrant l'ensemble des situations dans lesquelles un utilisateur n'est ni consommateur, ni producteur, ni gestionnaire public de réseau de distribution.

CNR

Le sujet concerne-t-il exclusivement le réseau de transport, ou également les réseaux publics de distribution ?

RTE

RTE traite du RPT selon les délibérations de la CRE qui le concerne. Par ailleurs la délibération de la CRE d'avril 2013 étend la réflexion au réseau de distribution.

Le groupe de travail a été invité à s'interroger sur le cadre contractuel. Un questionnaire lui a été proposé afin de cerner la cible sur laquelle travailler et de caler les priorités.

Les réponses sont attendues pour le 5 juillet, pour préparer la prochaine réunion fixée au 11 juillet.

La synthèse des réponses au questionnaire sera examinée à cette occasion, puis le produit de sortie sera élaboré à partir de la réunion suivante, fixée au 12 septembre[1].

Ce groupe de travail a été créé dans le cadre de la CAR. Il est transverse à l'ensemble des utilisateurs du réseau de transport. Il est envisagé que ce GT aborde des questions intéressant la CAM. Dans ce cas, il informera régulièrement cette commission.

VALECO

Le raccordement de plusieurs producteurs EnR concerne-t-il les producteurs d'une filière unique, par exemple plusieurs producteurs éoliens raccordés à un point de livraison unique ?

RTE

Actuellement, dans le cadre du schéma mandataire, le raccordement est mono-filière.

Ici, l'ensemble des situations sera étudié. Il peut y avoir sur un même site industriel des installations thermiques et éoliennes ou PV. L'objectif consiste à élaborer une architecture robuste pour traiter toutes les situations.

[1] NB cette réunion du 12 septembre a été reprogrammée le 1er octobre.

V. Points divers

1. Information sur les derniers textes mis en consultation : PTF Producteurs

RTE

Ce texte est en cours de consultation, comme indiqué précédemment.

2. Information sur le nouvel espace CURTE

RTE

Nous souhaitons vous informer d'une prochaine révision du site internet du CURTE, ou Espace CURTE. Vous avez actuellement accès aux informations du CURTE via son site internet, outil collaboratif qui présente les comptes-rendus des échanges au cours des différentes commissions et qui est également utilisé pour les consultations.

Une rénovation de l'Espace CURTE sera mise en ligne en septembre prochain, qui a pour objet de faciliter son utilisation. D'ici là, des communications vous seront adressées pour vous informer de l'avancement du projet et des modalités de transition.

Cette refonte de l'Espace CURTE est axée sur l'ergonomie de l'outil et non sur l'ajout de nouvelles fonctionnalités. Les calendriers seront plus lisibles et les documents plus faciles à retrouver.

RTE présente la nouvelle interface du site du CURTE.

La prochaine réunion de la CAR est fixée le 20 novembre 2013 à partir de 10 heures.

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