Commission Accès au Réseau

25 JUIN 2015

Projet de procès-verbal

Etaient présents :

Pour les acteurs industriels :

Cofely	Monsieur COURTES
CNR	Monsieur MONTBROUSSOUS
EDF-DOAAT	Monsieur CASTAGNE
EDF-DPI	Madame MAGOIS
E.ON	Madame SOUMAGNAC
ERDF	Monsieur MARTY
ENGIE	Monsieur CREUSY
SHEM	Monsieur LOUGAROT
Dalkia	Monsieur LEHAIRE
PSS Power	Monsieur VERCELLETTO
ALPIQ	Monsieur MEIER

RTE

Madame LEVILLAIN
Monsieur GOUILLART
Monsieur LARRIPA
Madame L'HOSTIS
Madame VANDYCK
Madame BIETH
Monsieur TRINCHANT

ORDRE DU JOUR

Ordre du jour 2
I. Actualités 3
II. S3REnR 5
III. Codes ENTSOE 6
IV. Concertation sur le comptage et les données 9
V. Contrôle périodique des installations de production 12
VI. Point d'avancement des GT de la CAR 14

Aucune remarque particulière n'étant formulée sur le compte rendu de la précédente CAR du 19 mars 2015, celui-ci est validé.

I. Actualités

RTE présente 4 points d'actualité.

1. La loi de transition énergétique

La loi de transition énergétique fera l'objet d'une séance publique du Sénat fin juin puis d'une séance extraordinaire de l'Assemblée Nationale, la clôture de ce cycle de deuxième lecture étant programmée pour la mi-juillet. Le Gouvernement souhaite promulguer rapidement la loi, probablement dès début septembre, après passage en Conseil Constitutionnel et en Conseil d'Etat. De nombreux textes réglementaires, décrets ou arrêtés, sont en cours de préparation. Ils concernent notamment l'évolution des mécanismes de soutien aux ENR, les effacements et le raccordement. A noter, alors que l'article 23bis met en place un délai de raccordement maximal de 18 mois pour les EnR, l'amendement qui prévoyait un décret pour préciser les cas d'exception à cette nouvelle règle a été retiré.

2. L'évolution du TURPE 4 HTB au 1er août 2015

La CRE vient de publier une délibération datée du 11 juin sur l'évolution du tarif HTB de 2,4% au 1er août 2015. Par ailleurs, la CRE a proposé de prolonger les dispositions de l'abattement électro-intensif jusqu'à la parution des textes déclinant la future loi de transition énergétique, soit jusqu'au 31 décembre 2015 au plus tard.

3. Evolution du dispositif de Responsable d'Equilibre

La CRE a approuvé, par délibération en date du 04/06/15, le projet d'évolution des Règles RE-MA soumis par RTE concernant les modalités d'application de l'obligation d'achat. L'objectif de cette évolution est d'assurer un transfert des sites soumis à l'obligation d'achat vers le périmètre de responsable d'équilibre dédié créé par EDF, par simple notification à RTE sans accord préalable des sites. Ce dispositif est applicable à partir du 1er juillet 2015.

4. Mécanisme de capacités : certification

Retour sur le mécanisme de capacités et les modalités de la certification des détenteurs de capacités, déjà évoqué dans la précédente CAR, en raison du calendrier de mise en œuvre qui est serré. Cette information concerne les acteurs de la CAR en tant qu'exploitants de capacités de production : la date de fin de certification des capacités de production existante est fixée au 15/10/2025 pour l'année de livraison 2017 et à fin novembre 2015 pour les années de livraison 2018 & 2019.

Le mécanisme de capacités, qui a été approuvé par la ministre et dont l'arrêté a été publié le 22 janvier 2015, vise à garantir la sécurité d'approvisionnement du pays en cas de vague de froid essentiellement. Il comporte d'une part une obligation de détenir des certificats de capacité, qui est portée par les fournisseurs ou les consommateurs, et d'autre part l'attribution de certificats qui doivent être demandés par les exploitants de capacités de production ou d'effacement. Les échanges bilatéraux et les sessions de marché doivent ensuite faire émerger un prix de marché.

La certification de capacités est déclarative, l'effectivité de la capacité déclarée par le producteur étant vérifiée durant l'année de livraison et postérieurement à l'année de livraison, sur des jours ciblés par RTE. Les capacités sont déclarées via l'Espace Personnalisé Client.

Les exploitants de capacité doivent nommer un responsable de périmètre de certification, qui constitue pour la capacité l'équivalent du responsable d'équilibre. Un périmètre de certification est constitué d'entités de certification. L'agrégation de plusieurs installations de production en entité de certification est obligatoire en dessous de 1 MW, possible entre 100 MW et 1 MW et impossible au-delà de 100 MW.

S'agissant du processus de certification, les entités de certification raccordées au réseau public de distribution doivent s'adresser aux GRD, qui ont mis en place un portail unique pour recueillir l'ensemble des demandes. Les entités raccordées au réseau de transport doivent s'adresser à RTE. Le mécanisme de capacités prévoit également la possibilité de constituer une entité de certification raccordée à la fois au réseau de distribution et au réseau de transport. Ces entités doivent s'adresser à RTE, qui travaille avec les GRD pour identifier les capacités et qui délivre le contrat de certification.

La demande de certification fait l'objet d'un contrat entre l'exploitant de capacité et RTE, avec un contrat miroir en cas de raccordement au réseau de distribution. Le montant des garanties de capacités est ensuite attribué selon les modalités de calcul précisées dans les règles, qui permettent d'assurer la neutralité technologique. Les garanties de capacités délivrées à l'exploitant sont inscrites au registre des capacités certifiées, qui est public et peut d'ores et déjà être consulté sur le site client de RTE. Un autre registre public recense les capacités d'effacement implicites. Enfin, un registre réservé à la CRE transcrira l'ensemble des transactions entre acteurs.

L'adoption plutôt tardive de l'arrêté entraine une contraction du calendrier de certification des capacités existantes sur 2015 pour les années de livraison 2017, 2018 et 2019. Pour l'année de livraison 2017, les démarches de certification de capacités concernant les capacités de production existantes se terminent le 15 octobre 2015. Pour les années de livraison 2018 et 2019, le guichet de certification se clôt le 1er décembre 2015. Pour les années suivantes, la certification interviendra trois à quatre ans à l'avance.

SHEM : qui fait la démarche, dans le cas de l'obligation d'achat ?

RTE : Pour les détenteurs de capacités sous OA, l'acheteur obligé est chargé d'effectuer la demande de certification. Nous veillerons à ce que les informations destinées aux ELD acheteurs obligés le précisent sur le site web de RTE.

S'agissant des capacités de production en projet et des capacités d'effacement, la certification doit intervenir avant l'automne 2016 pour l'année de livraison 2017, avant l'automne 2017 pour l'année de livraison 2018 et avant l'automne 2018 pour la livraison en 2019.

Vous pouvez solliciter par mail (rte-mecanismecapacite@rte-france.com) ou par téléphone (01 41 66 71 03) les équipes chargées d'accompagner les acteurs pour le démarrage du mécanisme de capacité.

Les règles, les contrats, les registres, la liste des responsables de périmètre de certification et le guide pratique sont disponibles à l'adresse suivante :

http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/services_clients/dispositif_mecapa.jsp

II. S3REnR

1. Point d'avancement des schémas régionaux

RTE

Depuis la dernière réunion de la CAR, les schémas de Basse Normandie et d'Aquitaine ont été approuvés et celui de la région Rhône-Alpes a été déposé le 11 juin. Quatre schémas restent à valider, ce pourrait être fait d'ici la fin de l'année. Par ailleurs, le préfet de la région Champagne Ardenne a initié le dispositif de révision du schéma régional. Dans la région Picardie, dont le schéma sera bientôt saturé, RTE a proposé aux autorités de lancer également le dispositif de révision.

Le groupe de travail piloté par la DGEC doit proposer un nouveau décret qui instituerait le dispositif d'adaptation et encadrerait le processus de révision. Les gestionnaires de réseau devront ensuite adapter la documentation technique de référence. Néanmoins, le groupe de travail ne s'est pas réuni depuis plusieurs mois et sa prochaine réunion n'est pas programmée. Nous essayons d'agir auprès des services de la DGEC, qui sont très pris par la loi sur la transition énergétique.

En Champagne Ardenne, le processus de construction du S3REnR révisé avance correctement. Néanmoins, son approbation requiert la publication préalable du décret.

RTE souhaite un dispositif d'adaptation correspondant à une modification à la marge du schéma déjà approuvé, avec des dispositions allégées par rapport à celles en vigueur pour la création d'un schéma. S'agissant de la révision, nous proposons d'étendre dans le temps la règle de solidarité instituée entre les producteurs de la région pour participer au financement du réseau. Le bilan technique et financier du schéma qui s'achève serait intégré dans la construction du schéma suivant. Plutôt que de procéder à des échanges de factures entre les producteurs qui auraient perçu un montant trop élevé ou insuffisant de la part du gestionnaire, le bilan financier serait pris en compte dans le calcul de la quote-part du schéma suivant.

ENGIE

Comment éviter que des producteurs financent une quote-part trop élevée et que d'autres paient une quote-part insuffisante par un jeu de désinscription puis réinscription dans le schéma révisé, si celui-ci a une nouvelle quote-part plus faible ? ENGIE préconise de ne pas rembourser de quote-part aux producteurs qui se réinscriraient de cette manière.

RTE

Ce point sera à examiner précisément dans le GT DGEC, qui devra veiller à être pragmatique.

COFELY

Comment le GT DGEC traitera la question des S3REnR en cas de modification des SRCAE ?

RTE

Le décret actuel prévoit la possibilité de modifier un S3REnR en cas de modification du SRCAE. Néanmoins, peu de SRCAE font l'objet d'une révision. La redéfinition du périmètre des régions entraînera peut-être des modifications. Ce sujet ne fait cependant pas partie des priorités liées à la fusion des régions. Par ailleurs, les SRCAE s'étendent jusqu'à 2030.

RTE

Concernant l'éolien flottant, l'Etat a prévu de lancer un appel à projets au lieu d'un appel à manifestation d'intérêt. Le processus concurrentiel va être lancé au cours de l'été sur un certain nombre de zones propices résultant de la concertation menée par les préfets, entre fin 2014 et le printemps 2015. Il pourrait y avoir trois zones propices en Méditerranée et une zone propice en Bretagne. La concurrence porterait sur des projets de fermes expérimentales constituées de trois à six éoliennes de puissance unitaire minimale de 5 MW. Les fermes iraient donc de 20 à 30 MW.

La question de la réservation de capacité pour les futurs candidats a été évoquée par la DGEC lors de la réunion du 2 juin. Nous avons proposé d'ajouter à la procédure de raccordement des producteurs une disposition spécifique qui permettra à RTE de réserver de la capacité sur les sites sélectionnés par l'Etat pour cet appel à projets.

En revanche, nous n'avons aucune information sur un éventuel appel d'offres d'éolien posé.

III. Codes ENTSOE

1. Point sur l'avancement des Codes de Raccordement (RfG, DCC, HVDC)

RTE

Le Cross-border Committee qui se réunit les 25 et 26 juin devrait conduire au vote du code RfG, ce qui permettrait de franchir une étape importante. Le code serait ensuite publié dans trois ou quatre mois.

Le Cross-border Committee est présidé par la Commission Européenne. Il rassemble l'ensemble des états membres et doit approuver formellement une version du code intégrant un certain nombre d'évolutions ou de remarques. La version issue de ce vote n'a plus vocation à évoluer et est ensuite soumise au Parlement et au Conseil, qui dispose de trois mois pour accepter le texte en l'état ou pour le rejeter.

La Commission établira une version française du code, qu'elle soumettra aux Etats membres, qui eux –mêmes solliciteront les différents acteurs.

Concernant les codes DCC et HVDC, nous avons été informés d'une inversion du calendrier proposé par la Commission. Le code DCC de raccordement des distributeurs et des consommateurs, entré en comitologie en mars 2014, serait voté par le Cross-border Committee en septembre. Inversement, le vote du code HVDC concernant le raccordement des liaisons à courant continu et des fermes offshores raccordées au réseau par une liaison à courant continu a été avancé à juillet.

2. Implémentation du code RfG en France

Le groupe de travail mis en place par la DGEC en 2014 pour réfléchir à l'implémentation du code RfG a rendu son rapport en mars 2015. La Directrice de l'énergie a ensuite demandé à RTE et à l'ADEeF de co-piloter l'instance de concertation dédiée à l'implémentation du code RfG et indépendante de toute structure consultative existante. Cette instance de concertation a pour objectif de préparer et d'organiser la concertation en France sur le choix des exigences non exhaustives et des exigences non obligatoires, ainsi que sur les éléments identifiés par le GT « Implémentation du code RfG ». Ces réflexions peuvent porter notamment sur l'analyse coût-bénéfice ou sur le processus de dérogation. Pour chaque exigence, l'instance de concertation

devra formuler des propositions de déclinaison soit *via* des évolutions législatives ou réglementaires soit *via* l'intégration dans les DTR des gestionnaires de réseau.

Par ailleurs, l'instance de concertation est chargée de faire le lien avec les groupes de travail européens qui seront mis en place pour le suivi de la mise en œuvre des codes de réseau et pilotés par l'ACER.

L'instance de concertation est ouverte à tout membre du CURTE et du CURDE, aux gestionnaires de réseaux publics, à la CRE et à la DGEC, à l'ensemble des parties prenantes qui ont participé aux travaux du GT « Implémentation du code RfG » et à toute autre partie prenante qui en ferait la demande auprès de la CRE ou de la DGEC. En termes d'organisation, le GT « Implémentation du code RfG » a préconisé un comité plénier qui sera co-piloté par l'ADEeF et par RTE et qui traitera de l'ensemble des sujets communs aux installations de production. Il pourra identifier les thématiques à traiter au sein de groupes de travail *ad hoc*. Les propositions de ces groupes de travail seront transmises pour validation auprès de la CRE ou de la DGEC sans qu'il y ait nécessairement une nouvelle discussion en comité plénier.

L'objectif est de permettre un fonctionnement efficace et rapide pour faire face à des échéances restreintes. En effet, nous disposons d'un délai de trois ans pour implémenter le code RfG dans sa totalité, toutes les exigences devant être définies en deux ans afin de laisser une année aux producteurs et aux fabricants pour prendre en compte les décisions nationales.

EDF-DOAAT

Peut-on avoir des ripages de calendrier pour l'approbation, comme observé sur les autres codes, par exemple le CACM ?

RTE

Nous espérons que le calendrier sera respecté, même s'il y a un certain glissement. En ce qui concerne l'implémentation du code RfG, l'instance de concertation tiendra sa première réunion le 1er juillet. Le mail d'invitation qui a été envoyé sera diffusé aux membres de la CAR.

3. Information sur l'avancement des autres codes

Le code Capacity Allocation and Congestion Management, ou CACM concernant le calcul des capacités et les allocations journalières ou infra-journalières, a été approuvé en avril-mai par le Cross-border Committee. Le Parlement européen devrait l'approuver avant cet été, pour une entrée en vigueur en septembre. Le code CACM comporte des échéances de mise en œuvre, de même que le code Balancing. Ce qui est le plus dimensionnant est la date d'adoption du code.

Le code Forward Capacity Allocation devrait rentrer en comitologie à l'automne, pour un vote au Cross-border Committee au mieux au dernier trimestre 2015.

Nous attendons l'avis de l'ACER sur le code Balancing en juin 2015, pour une entrée en comitologie début 2016. La commission souhaite s'appuyer sur les résultats d'une communication consultative sur les designs de marché. Les discussions relatives à ce code portent sur le pas de règlement des écarts. Le code prévoyait une analyse coût-bénéfice à l'issue de laquelle un pas de règlement des écarts harmonisé sera défini. L'ACER a fixé un pas de 15 minutes avant de connaître les résultats de l'analyse coût-bénéfice. Nous essayons donc de rétablir le principe d'une analyse coût-bénéfice préalable à la décision qui consisterait à porter le pas de 30 à 15 minutes, l'impact coût pouvant être important en France.

Un autre sujet de discussion concerne les zones d'ajustement en fonction des produits de Réserves Primaire et Secondaire. L'ACER a implémenté des dispositions consistant à limiter le nombre de zones de balancing en essayant de viser le chevauchement. Nous sommes plusieurs

gestionnaires de réseau à observer que des initiatives visant à tester d'autres méthodes émergent en Europe et qu'il serait dommage de resserrer le nombre de zones de balancing dès à présent. Enfin, les échéances de mise en œuvre font également l'objet de discussions, l'ACER faisant pression pour maintenir des délais ambitieux.

EDF-DOAAT

Il paraît étonnant de retenir un pas de 15 mn sans faire d'analyse coût-bénéfice préalable.

RTE

C'est une position mise en avant par ENTSO-E mais l'ACER décidera de la suite à donner.

Concernant les codes d'exploitation, la Commission a demandé la fusion des trois codes Operational Security, Operational Planning and Scheduling et Load Frequency Control and Reserve. Ces trois codes devraient constituer des guidelines uniques pour la mi-juillet, avec une entrée en comitologie en octobre-novembre et un vote au Cross-border Committee en fin d'année. S'agissant du code Emergency and Restauration, nous attendons l'avis de l'ACER pour le mois de juin en vue d'une entrée en comitologie début 2016.

4. Risque de déconnexion de la production décentralisée en cas de sous/sur-fréquence

ENTSO-E a identifié dès 2011 un risque de déconnexion massive de la production décentralisée en cas de sous-fréquence ou de sur-fréquence. Les réglages de protection de petites installations de production raccordées au réseau de distribution comportent tous le même seuil de déconnexion. Un incident réseau que le système européen est normalement capable de supporter pourrait donc provoquer une déconnexion massive de la production. Le volume déconnecté deviendrait beaucoup plus important que les pertes de production classiquement prises en compte pour dimensionner le réseau européen.

ENTSO-E a publié un rapport d'étude sur ce sujet fin 2014 et a adressé début 2015 un courrier de recommandations à l'ensemble de ses membres, leur demandant de se rapprocher des pouvoirs publics et des régulateurs pour discuter de la problématique, pour voir comment limiter le volume de puissance susceptible de se déconnecter et pour assurer la conformité des futures installations avec les exigences du code RfG qui élimine ce risque. Le code RfG ne prévoit pas une déconnexion mais une baisse de puissance en cas de sur-fréquence ou une hausse de puissance en cas de sous-fréquence, avec un seuil de déclenchement à caler au niveau de chaque zone synchrone. Néanmoins, le code RfG concerne essentiellement les nouvelles installations.

En France, RTE et les distributeurs se sont rapprochés dès 2012 pour partager sur cette problématique et voir quelle solution y apporter. L'ADEeF et RTE ont également rencontré la DGEC et la CRE à plusieurs reprises sur ce sujet. Un certain nombre d'actions ont déjà été engagées. En sur-fréquence, la DTR d'ERDF a été modifiée mi-2013 pour éviter que de nouvelles installations se raccordent avec un seuil de déconnexion à 50,2 hertz. En sous-fréquence, ERDF développe une nouvelle protection de découplage. ERDF a mis en place un groupe de travail au sein du CURDE pour analyser les possibilités de modification des sites existants en sous-fréquence. Il reste à traiter les sites existants en sur-fréquence. Sur ce sujet, RTE estime qu'il n'est pas encore possible de statuer sur la nécessité ou non de modifier les sites existants et envisage de mener avec l'ADEeF une étude complémentaire au niveau national pour étudier le foisonnement éventuel des onduleurs. ENTSO-E attend une réponse pour juillet.

ENGIE

Des échanges sur le sujet sont-ils prévus au sein de la CAR ?

RTE

RTE recherche actuellement un partenaire pour réaliser l'étude complémentaire. Ses résultats seront partagés avec la DGEC et la CRE et certainement avec la Commission Accès Réseau.

ENGIE

Cette question peut entraîner des surcoûts pour les nouveaux projets.

RTE

Concernant les nouveaux projets, il leur sera demandé d'être conformes au code RfG.

ERDF

La problématique a été abordée dans les CCRD. L'enjeu est le rétrofitting des installations de production HTA existantes.

RTE

ENTSO-E pourrait communiquer en septembre un point sur l'avancée des travaux dans différents pays. L'enjeu est de montrer que la profession dans son ensemble est mobilisée pour trouver des réponses adaptées.

COFELY

Pour rappel, la déconnexion en sur ou sous fréquence est imposée par la réglementation française, suite à l'incident de 2006.

RTE

Suite à l'incident du 4 novembre 2006, les travaux menés en France ont conduit à l'arrêté raccordement producteur de 2008.

Sur la problématique actuelle, les autorités publiques européennes ont été alertées dès 2011 et des actions volontaristes ont été décidées en Allemagne et en Italie, avec plusieurs milliers de MW rétrofittés. Ce sont donc les pays qui avaient une part importante de production EnR qui ont le plus avancé sur le rétrofitting.

Par ailleurs, le code RfG ne demande pas une déconnexion brutale mais une adaptation de la production.

RTE recherche actuellement un partenaire pour réaliser l'étude complémentaire. Cette étude vise à avoir une réponse proportionnée à un type de problème, plutôt que de fixer une règle trop contraignante.

IV. Concertation sur le comptage et les données

1. Bilan de la consultation – Evolutions des services de données

RTE

Le bilan de la consultation sur l'évolution des services de données a permis de retenir les principales caractéristiques de la nouvelle offre de services de données. Elle comprendra des données SPEED correspondant aux données de comptage et aux données physiques, aux pas de temps d'une minute et de dix minutes, qui seront fournies dans un délai inférieur à 30 minutes. Par

ailleurs, elle reprendra la mise à disposition de toutes les données aujourd'hui disponibles *via* le service de base ou *via* les prestations annexes Dat@RTE.

La nouvelle offre de services de données sera disponible *via* un nouveau portail web et une plateforme d'API (Application Programming Interface) permettant les échanges automatisés entre machines, selon deux protocoles différents : un protocole de Web Services pour les données en proche temps réel et un protocole GET HTTP pour les données à forte volumétrie.

Le télé-relèvé s'éteindra progressivement au fur et à mesure du déploiement IP des points de comptage. En revanche, l'accès direct aux données au travers d'instruments locaux est maintenu.

Le déploiement IP sera réalisé site par site, avec une phase pilote de 400 points de comptage à partir du deuxième semestre 2015. Une tranche prioritaire de 2 000 points de comptage sera passée sur IP d'ici fin 2017. Cette tranche doit être construite avec les clients en fonction de l'intérêt des sites en termes de données proche temps réel. Enfin, les 8 500 points de comptage devront passer sur IP en 2025 au plus tard. Le planning est co-construit avec les clients et les parties prenantes, selon une cadence à ajuster à partir de 2017.

L'expérimentation sur la mise à disposition des données se déroulera entre mi-2015 et fin 2016. Le portail web sera mis en service au deuxième semestre 2016. Il donnera également accès aux données publiques actuellement accessibles depuis le portail client. Le service de mail sera ensuite arrêté. Les nouveaux services seront intégrés dans le service de base.

2. Passage sur IP des comptages

La planification d'un site en vue du passage sur IP des points de comptage suppose l'intérêt de l'une des parties prenantes pour les données proches du temps réel. Il peut s'agir du client de tête, du client en décompte, du responsable d'équilibre et éventuellement de RTE. Dans tous les cas, le passage sur IP requiert l'accord de toutes les parties prenantes. La formalisation des accords interviendra au travers d'un partenariat pour l'expérimentation des nouveaux services ou d'une simple lettre.

La réalisation du chantier d'adaptation IP est définie trois mois avant l'intervention, avec optimisation par zone géographique. RTE mettra donc en place un planning prévisionnel global en fonction des accords clients et optimisera les déplacements liés aux interventions et aux visites préalables qui doivent permettre de vérifier la consistance technique du chantier et notamment la solution de télécommunication à mettre en œuvre (filaire, hertzien ou ADSL). Quatre types de chantier sont possibles selon le palier technique de comptage actuel à savoir l'ajout d'une interface de télécommunication IP, qui sera possible dans 70 % des cas, le changement d'un des compteurs, le changement des deux compteurs ou l'installation neuve pour les comptages qui ne sont pas encore au palier redondé. Dans ce dernier cas, une consignation de l'installation client sera nécessaire.

ENGIE

Le déploiement IP sur un site de tête obligera t'il un site en décompte à passer dans cette démarche ?

RTE

L'objectif est de moderniser les modes de collecte de l'information, d'anticiper la fin du RTC et d'élargir la gamme de services en apportant des données décisionnelles en infra-journalier proches du temps réel. Le planning de déploiement du dispositif est ambitieux, ce qui nécessite d'optimiser les interventions et de passer simultanément dans la même technologie l'ensemble des comptages d'un même site géographique. Dans certains cas, il peut y avoir une solution télécom commune au site de tête et au site en décompte : le changement du système de

télécommunication impacte ainsi inévitablement le client de tête et le client en décompte. Le passage des points de comptage sur IP sera inévitable avec la hausse des prix du RTC.

Il est possible que toutes les parties prenantes ne donnent pas leur accord parce qu'elles ne sont pas intéressées par le passage sur IP, sans néanmoins s'opposer au projet. Dans ce cas, le passage sur IP sera effectué. En cas d'opposition ferme de la part d'une partie prenante, nous pourrons à titre exceptionnel, si cela est techniquement possible, ne passer sur IP que les points de comptage des parties prenantes intéressées.

ALPIQ

Les Web services seront-ils aussi accessibles aux sites qui ne seront pas passés sous IP ?

RTE

Le nouveau mode d'accès aux données via Web Services est lié au déploiement IP dans un premier temps. En effet, en 2015, ce mode d'accès ne sera disponible que pour les données proches du temps réel pour les sites passés sur IP. A partir du deuxième semestre 2016, les Web Services seront étendus aux données disponibles actuellement par mail ou par le portail, indépendamment du passage sur IP. Le mail et les Web Services cohabiteront pendant un certain temps. Le mail sera ensuite arrêté en concertation avec les clients.

ALPIQ

Pourra t'il exister un cas de figure où un site ne recevra plus de mail, sans que le comptage de ce site ne soit encore passé sous IP ?

RTE

Oui, car la rénovation du système de télécommunication des points de comptage, pour l'accès aux données en proche temps réel, et la rénovation de la plateforme de mise à disposition des données, qui conduira à la suppression de l'envoi du mail à un moment donné, constituent deux projets distincts. Quoi qu'il en soit, les données proches du temps réel ne seront disponibles que pour les sites passés sur IP.

L'échéance de 2025 à laquelle tous les points de comptage devront être passés sur IP correspond à la date hypothétique à laquelle nous pensons que le prix du RTC sera devenu totalement rédhibitoire. Néanmoins, une décision de nature politique ou économique pourrait rapprocher cette date à 2020. Nous serons peut-être également amenés à déterminer une nouvelle tranche prioritaire qui serait alors déployée rapidement à partir de 2017.

3. Cadre de l'expérimentation

RTE

L'expérimentation se déclinera en deux phases avec une première phase de mi-2015 à mi-2016 dont le but sera d'expérimenter le déploiement IP et les nouveaux services de données proche temps réel. La nouvelle version de l'article « Comptage » de la Documentation Technique de Référence sera publiée à l'issue de la phase pilote du déploiement IP afin d'officialiser le nouveau palier technique.

La deuxième phase d'expérimentation se déroulera entre mi-2016 et fin 2016 et portera sur les nouveaux modes d'accès pour les services de données existants et ayant pour objectif de remplacer l'envoi de mail. La fin de cette phase se traduira par l'élaboration d'un bilan complet, par une consultation sur les nouvelles trames de contrat et par l'arrêt de la souscription aux services de données Dat@RTE actuels.

Les opérations seront encadrées par des conventions de partenariat avec les clients candidats à l'expérimentation qui adapteront leur SI pour récupérer les données proche temps réel. Pour les clients n'adaptant pas leur SI, le passage sur IP sera encadré par une simple lettre d'accord préalable.

RTE accompagnera les clients qui télé-relèvent actuellement *via* le RTC et qui seraient partenaires de la première phase d'expérimentation en leur permettant de continuer à utiliser leur logiciel de télé-relèvé tout en récupérant les données *via* Web Services grâce à une interface entre les deux. Un nouveau service d'alerte sur dépassement de seuil de puissance pourrait être intégré à la première phase d'expérimentation pour les sites passés sur IP. Un service d'alerte sur dépassement de réactif serait mis en place à horizon fin 2016.

EDF-DOAAT

Faudra t'il aller sur le portail RTE pour ce service d'alerte ?

RTE

Non car ce sera un service en mode « push », qui se traduira par l'envoi d'un SMS ou d'un mail.

4. Les prochaines étapes

Le rapport de consultation sera notifié officiellement à la CRE dans les prochains jours puis publié. La version finale du guide d'utilisation des services de données proche temps réel sera communiquée très prochainement. RTE communiquera ensuite sur le nouveau service d'alerte en cas de dépassement de seuil de puissance et sur les nouveaux services prévus au deuxième semestre 2016.

S'agissant de la mise à jour du cadre technique et contractuel, l'évolution de la DTR fera l'objet d'une concertation début 2016 à l'issue de la phase pilote du déploiement IP. Une concertation se tiendra également en 2016 sur les nouvelles trames de contrat avant l'ouverture des nouveaux services, avec notification à la CRE à l'issue du bilan de l'expérimentation. La suppression des prestations annexes actuelles de données Dat@RTE interviendra au plus tard lors de l'intégration dans les nouvelles trames de contrat.

ALPIQ

Actuellement, l'EPC historise plus d'un an de données. Qu'en sera t'il pour les nouveaux services ?

RTE

L'objectif est d'avoir un historique plus important. En tout état de cause, l'historique des données actuelles sera disponible sur la nouvelle plateforme.

V. Contrôle périodique des installations de production

RTE

L'arrêté du 6 juillet 2010 a imposé la vérification du maintien dans le temps des performances initiales des installations, nécessitant la mise en place d'un processus de contrôle périodique qui a déjà été concerté. L'arrêté classe les installations en trois catégories. La première regroupe les installations mises en service avant le 15 avril 2000, qui généralement ne disposent pas de convention de raccordement définissant les performances. La deuxième catégorie porte sur les installations dont la PTF a été acceptée entre le 15 avril 2000 et le 25 juillet 2010, date de

publication de l'arrêté, qui disposent généralement d'une convention de raccordement, avec contractualisation des performances. La troisième catégorie est celles des installations les plus récentes, dont la PTF a été acceptée après le 25 juillet 2010, pour lesquelles un contrôle initial de performances a été réalisé et intégré à la convention de raccordement.

Les installations de la première catégorie doivent faire l'objet d'un premier contrôle périodique. La trame de la convention de raccordement est préparée par RTE et le producteur est tenu de réaliser le premier contrôle périodique afin de la compléter en indiquant les performances de référence.

Les installations de deuxième catégorie doivent subir un contrôle périodique dix ans après la première mise en service. Le producteur effectue le contrôle périodique et en envoie le rapport à RTE. Le processus est le même pour les installations de troisième catégorie.

Quatre modes sont requis concernant la mise en œuvre du contrôle périodique à savoir les données déclaratives, les données de simulation, les données d'attestation et les essais à prévoir. Nous avons identifié plus de 500 installations de la première catégorie. Ces installations très diverses recouvrent notamment l'essentiel du parc hydraulique. Un centaine d'installations de catégorie 2 et une cinquantaine d'installations de catégorie 3 ont été identifiées.

Le 11 juin 2015, la CRE a approuvé le modèle de convention de raccordement au réseau public de transport pour les installations de production existantes. Les trames types seront publiées dans la DTR avant le 1er juillet 2015. Elles indiquent les conditions générales qui s'appliquent à tous les producteurs, les conditions particulières concernant les caractéristiques et les performances de l'installation et les conditions particulières concernant les caractéristiques des ouvrages de raccordement. Le chapitre 5 de la DTR a été mis à jour le 23 juin 2015. Son article 4 traite du contrôle périodique.

S'agissant du calendrier de déploiement, le processus le plus long concerne les installations de la première catégorie, qui devait initialement s'achever vers 2017 mais qu'il serait souhaitable d'étendre jusqu'en 2023, afin de mieux répartir la charge de travail en raison du grand nombre d'installations. La mise en place du dispositif doit être envisagée dès maintenant pour les installations de deuxième catégorie qui arrivent à leur premier contrôle périodique de dix ans.

Les producteurs ont donc la nécessité de démarrer le processus au plus tôt maintenant que le dispositif administratif est en place. Le contrôle périodique s'effectue à l'initiative des producteurs, qui doivent établir un planning de contrôle en fonction de leur parc de production, de la catégorie de leurs installations et des difficultés potentielles.

La DGEC a été informée de l'étalement du calendrier à la demande conjointe des producteurs et de RTE. Par ailleurs, une analyse de risque doit être réalisée sur l'objectif consistant à mettre en œuvre le contrôle périodique le plus tôt possible sur des installations à fort enjeu. Nous adresserons une nouvelle lettre d'information à la DGEC pour l'informer que RTE et les producteurs ont pris des dispositions pour minimiser l'impact d'un report de l'échéance de 2017 prévue par l'arrêté.

Par ailleurs, un travail méthodologique a été réalisé en concertation, préalablement à la soumission du projet de convention de raccordement à la CRE. Nous nous inscrivons désormais en phase de déclinaison, que nous voulons concrète et pragmatique entre les producteurs et RTE. Les producteurs intéressés pour travailler sur un mode opératoire sont donc les bienvenus.

VI. Point d'avancement des GT de la CAR

RTE

Concernant le calendrier, quatre consultations et un appel à contribution débuteront en juillet et se prolongeront jusqu'en septembre. Elles concernent la procédure de raccordement des producteurs, la convention de raccordement des nouvelles installations de production, la convention de raccordement des distributeurs, la procédure de raccordement des consommateurs et le modèle de PTF pour les consommateurs.

1. Le CART Consommateur

RTE

Plusieurs propositions d'amélioration du CART Consommateurs ont été concertées et soumises à la CRE. La première porte sur l'engagement de RTE vis-à-vis des consommateurs concernant les travaux programmés, qui passerait de cinq à trois jours de consignation sur une période de trois ans. Le cadre contractuel est renforcé pour les clients situés sur des files d'essais de renvoi de tension, en limitant à deux jours par an la consignation liée à ces essais. Enfin, il est rappelé que RTE dispose librement de ses installations et qu'en cas de modification substantielle susceptible d'avoir un impact sur l'alimentation du client, RTE l'en informe.

Le niveau d'engagement contractuel sur le nombre de coupures est recalculé tous les trois ans à partir d'un tableau reposant sur l'historique des coupures brèves et longues des quatre dernières années civiles révolues. Le niveau d'engagement actualisé suivant la règle de l'historique ne peut en aucun cas être supérieur au niveau d'engagement précédent. Ainsi cet effet cliquet permet au client, lors d'une dégradation de son historique, de conserver le niveau d'engagement en cours. Ces deux principes (règle de l'historique et effet cliquet) perdurent dans le nouveau CART-C. Les améliorations résident dans la révision du tableau permettant à tous les clients disposant d'un CART-C de pouvoir bénéficier de meilleurs seuils lors de la révision des engagements. En particulier, le seuil plancher a été ramené de deux coupures brèves ou longues à une coupure brève ou longue sur une période de trois ans.

Le dispositif réglementaire qui consistait à abattre la part fixe des soutirages de 2 % par tranche de six heures de coupure a été supprimé des décrets. RTE a néanmoins choisi de le maintenir dans le CART-C et d'y adjoindre un nouvel engagement sur la durée cumulée des coupures longues, dont les seuils, bas et haut, dépendent de la structure de raccordement. L'objectif est de différencier l'indemnisation selon le type d'assurance choisi et pris par le consommateur dans sa structure de raccordement. Quand un consommateur a financé deux liaisons HTB et que celles-ci sont indisponibles simultanément, il est légitime de l'indemniser à partir d'un temps de coupure plus court.

En cas d'indisponibilité d'une alimentation HTB issus du RPT, le dépassement du seuil bas ouvre droit à une indemnisation portant sur les pertes d'exploitation et les coûts de redémarrage des installations. Le dépassement du seuil haut permettra la prise en compte l'ensemble des préjudices réels, directs et certains liés à la coupure à l'origine du dépassement de seuil.

De plus, pour les sites RPT reliés à plusieurs alimentations HTB issues du RPT, une indemnisation de l'ensemble des préjudices réels, directs et certains est versée dès que l'ensemble des alimentations sont simultanément indisponibles plus de deux heures.
Ces formules sont simplifiées par rapport à celles issues des concertations et seront proposées à la CRE.

En marge du CART consommateur, nous mettons également à jour les prestations annexes réalisées sous monopole. Il s'agit des services Qualité Tension Plus, qui consistent à prendre des engagements vis-à-vis des clients en termes de creux de tension. Les engagements sur les creux de tension sont recalculés tous les trois ans sur la base de l'historique. La grille a été revue à la baisse, portant les engagements d'un à quatre creux de tension par an contre deux à cinq actuellement. Le coût qui n'avait pas évolué depuis 2005 a été réactualisé, passant de 2 004 à 2 200 euros.

Le service Sup Quali Plus, qui vient en complément de Qualité Tension Plus, permet de bénéficier d'un engagement sur des creux de tension à gabarit complémentaire, à condition que le client soit désensibilisé vis-à-vis des creux de tension. Cette condition ne sera plus vérifiée au travers d'un audit tous les trois ans mais uniquement en cas de modification substantielle de l'installation du client. Le coût de ce service est porté de 3 996 à 4 000 euros.

Enfin, RTE propose un nouveau service d'indemnisation complémentaire du client qui permet de prendre en compte les préjudices directs, actuels et certains subis par un site de consommation indirectement raccordé au RPT. Le coût envisagé s'élève à 1 200 euros auxquels s'ajoutent 900 euros par site de consommation indirectement raccordé.

Nous vous avions informé de la décision de rejet par la CRE du recours gracieux que RTE avait intenté auprès d'elle suite à la délibération de la CRE sur le CART consommateur mi-2014. A la suite de ce rejet, RTE a intenté auprès du Conseil d'Etat un recours contentieux portant sur les modalités de prise en compte ou de reconnaissance des installations indirectement raccordées au réseau de transport. Nous continuons de contester la demande de la CRE visant à indemniser directement les consommateurs indirectement raccordés. En revanche, pour prendre en compte les réalités industrielles, nous avons mis en place la proposition annexe qui vient de vous être présentée et qui passe exclusivement par le client de tête. Cette prestation optionnelle peut être prise par le client de tête pour couvrir les indemnisations des consommateurs qui sont raccordés à ses installations.

Ces services optionnels seront proposés à la CRE début juillet et le CART consommateur lui sera soumis pour approbation en septembre. Les évolutions de ces prestations annexes sont d'ordre tarifaire. A ce titre, la CRE doit réaliser une consultation publique sur ces évolutions, avant un passage en conseil supérieur de l'énergie.

EDF-DPI

Une consultation sur le CART consommateur est-elle prévue ?

RTE

Une concertation et une consultation sur les évolutions du CART-C ont déjà été réalisées il y a moins d'un an. Les retours ayant été majoritairement positifs et les nouvelles évolutions apportées depuis n'apportant pas de modification importante, il n'est pas prévu réaliser de nouvelle consultation. Par ailleurs, la CRE peut décider de faire une table-ronde avant d'approuver le CART.

EDF-DPI

Concernant les renvois de tensions, nous aurions souhaité en discuter au préalable dans le cadre de la concertation sur le raccordement des producteurs, pour en mesurer les impacts sur les producteurs.

RTE

Les renvois de tension concernent une dizaine de sites de consommation raccordés au RPT. Jusqu'à présent, ces sites bénéficiaient de l'engagement de cinq jours de coupure sur trois ans,

qui prenait en compte les essais de renvoi de tension. Ces sites bénéficieront de l'engagement de trois jours de coupure sur trois ans et de deux jours pour les essais de tension. La situation n'évolue donc pas pour eux et ne devrait donc pas impacter les producteurs. Dans le cas contraire toutefois, nous tiendrons compte d'éventuels effets de bord.

2. GT Raccordement des installations de production

RTE

La CRE a approuvé le 11 juin l'évolution de la trame de la convention de raccordement pour les installations de production existantes. Elle a traité le cas de l'article 5 sur les contrôles périodiques, qui est publié depuis le 23 juin. Par ailleurs, nous avons tenu deux séances spécifiques de présentation des règles générales d'exploitation sur le PV et l'éolien. Ces textes sont diffusés directement auprès des acteurs intéressés.

Enfin, des travaux sont en cours sur la révision de la procédure de raccordement pour les nouvelles installations de production. Nous avons recueilli les observations des acteurs sur le projet présenté le 20 mai. Nous présenterons les réponses à ces observations le 2 juillet pour fixer la version du texte qui sera mise en consultation. S'agissant des conventions de raccordement pour les nouvelles installations de production, une 1ère séance de travail a été lancée.

ENGIE

Quel est l'argumentaire juridique sur l'obligation ou non d'installer un centre de conduite, en fonction de la puissance EnR installée ? Il s'agit d'une nouvelle demande qui n'a pas été budgétée.

RTE

Il s'agit d'une obligation qui découle de la réglementation sur le raccordement des producteurs. Ce point sera précisé en GT.

3. GT SSY Tension

RTE

La concertation sur les services système tension comporte deux étapes importantes.

Tout d'abord, la CRE nous demande de fournir un rapport de concertation sur les principes d'évolution des règles services système tension au 1er octobre 2015. Il s'agit de faire le point les besoins de RTE d'une part et le coût du service pour les acteurs d'autre part. L'un des principaux objectifs de cette étape est de définir des critères objectifs et non discriminatoires pour fixer ces principes d'évolution. Dans ce cadre, nous avons engagé fin 2014 des discussions sur la méthodologie de chiffrage des coûts liés au service de réglage de la tension et la détermination des critères pertinents pour chiffrer ces coûts, sur la réactualisation des besoins de RTE en matière de réglage de la tension et des zones sensibles en tension basse et en tension haute et sur les modèles de rémunération possibles.

Un projet de rapport a d'ores et déjà été communiqué aux acteurs lors du GT du 12 mai et a donné lieu depuis à des échanges. La concertation doit se terminer lors du GT programmé le 2 juillet. Il s'ensuivra un appel à contributions sur le projet de rapport entre juillet et septembre.

CNR

Nous souhaiterions avoir au plus tôt le projet de rapport modifié avec la prise en compte des remarques des acteurs, compte-tenu des délais serrés d'ici le 2 juillet. Il s'agit d'un point important

pour nous, dans la mesure où les zones sensibles identifiées par RTE ne correspondent pas forcément aux besoins des producteurs.

ALPIQ

Au cours de la concertation, la discussion sur les zones sensibles a été intéressante car elle a permis de clarifier le besoin de RTE côté réseau. Les craintes exprimées par les acteurs concernaient le risque d'un décalage entre la sollicitation et les investissements. Il apparaît maintenant que le choix fait en 2005, consistant à caler la prime fixe de la rémunération sur les coûts fixes, n'est pas adapté à l'investissement.

RTE

Nous avons perçu cette attente et travaillons dessus, sachant que la question des tensions hautes, qui sont en croissance du fait notamment de l'augmentation de la part de câbles souterrains, est différente de celle des tensions basses.

Par ailleurs, nous devons remettre le 1er juillet 2016 à la CRE les propositions d'évolution des règles service système tension pour statuer sur un nouveau modèle de rémunération. Les travaux débuteront dès septembre 2015 par des bilatérales avec chaque acteur pour collecter les valeurs chiffrées des coûts sur les critères qui auront été identifiés. RTE synthétisera ces coûts et identifiera un coût global en novembre 2015. A partir de début 2016, les discussions se poursuivront en particulier sur les modèles de rémunération et les modalités précises de mise en œuvre, en vue d'une mise en consultation des nouvelles règles le 1er avril 2016, pour une remise de proposition à la CRE le 1er juillet 2016.

COFELY

Dans le cas des sites avec de la production et de la consommation, il peut exister une forme de conflit entre la partie production et la partie consommation. Le producteur peut être amené à apporter une quantité de réactif qui pénalisera le consommateur en tête, si le site consomme trop de réactif.

RTE

Nous prenons note, il existe en effet quelques situations particulières de sites de ce type.

EDF-DOAAT

Nous nous interrogeons sur l'aboutissement du rapport, qui n'est pas encore complet, au regard de l'échéancier serré.

CNR

Nous ne souhaitons pas que le modèle de rémunération soit décidé, alors que les coûts ne sont pas encore finalisés.

RTE

Le principal objectif de la 1ère étape est d'identifier des critères de chiffrage des coûts objectifs et non discriminatoires. Cette étape pourra proposer différents modèles de rémunération, sur lesquels les acteurs peuvent se prononcer. Au cours de la 2ème étape qui statuera sur le nouveau modèle, d'autres modèles de rémunération pourront être proposés et discutés. Les délais sont serrés, mais compatibles avec vos attentes. En parallèle, il faut noter le lien entre ce rapport et la consultation sur la structure tarifaire du futur TURPE que la CRE va lancer dès cet été.

4. GT Distributeurs

RTE

Dans le cadre du GT Distributeurs, nous avons effectué depuis 2014 un important travail d'expérimentation sur la tarification du réactif à l'interface du RPT RPD. L'objectif est de préparer une note d'opportunité à remettre à la CRE au plus tard début 2016, pour revoir le gabarit tarifaire de ce réactif à l'interface à l'occasion des réflexions sur le TURPE 5. Depuis avril 2015, des simulations sur le réactif à l'interface ont été menées par RTE et en bilatéral avec ERDF. Il s'agit de simulations qui visent à définir un gabarit ciblant les contraintes techniques réellement vécues en exploitation (tensions hautes et basses).. Les résultats ont été partagés avec l'ensemble des GRT dans le cadre de GT *ad hoc* du GT Distributeurs. Elles se poursuivront jusqu'en septembre 2015.

Le prochain GT *ad hoc* est programmé au 23 septembre. Les résultats des dernières simulations y seront présentés, ainsi que les paramètres du gabarit tarifaire qui pourraient être pris en compte dans la première version de la note d'opportunité à concerter.

Concernant la convention de raccordement, à la suite de l'approbation de la procédure de raccordement, nous devons envoyer à la CRE une évolution des trames type de conventions de raccordement pour octobre 2015. Les principales évolutions concernent notamment l'adoption d'un format distinguant les conditions générales et les conditions particulières. Une dernière séance de concertation en GT distributeur s'est tenue fin juin. La consultation se tiendra entre juillet et septembre avant envoi à la CRE en octobre.

ERDF

Nous sommes d'avis de décaler la consultation si les nouveaux points concernant la puissance de raccordement et les limitations sont intégrés dans cette trame-type.

RTE

Les points concernant la puissance de raccordement à l'injection et au soutirage, ainsi que les limitations pérennes à l'injection, ne figurent pas dans cette version. Les trames devront donc être reprises lorsque la discussion sur ce point aura convergé.

La concertation sur la convention d'exploitation et la convention de conduite débutera à l'automne 2015 dans l'objectif d'établir une trame type. Lors du dernier GT, un appel à réaliser des travaux préparatoires au lancement de la concertation a été lancé. Nous souhaitons recueillir pour début septembre vos souhaits d'évolution de la convention que vous détenez actuellement, afin de préparer la réunion du GT prévue le 23 septembre.

Concernant le calendrier, quatre consultations et un appel à contribution débuteront en juillet et se prolongeront jusqu'en septembre. Elles concernent la procédure de raccordement des producteurs, la convention de raccordement des nouvelles installations de production, la convention de raccordement des distributeurs, la procédure de raccordement des consommateurs et le modèle de PTF pour les consommateurs.

5. GT Consommateurs

RTE

Le GT a été relancé dans l'objectif de créer une procédure de raccordement, une trame de PTF et une convention de raccordement. Un focus est porté sur les questions de QDE et de gestion des clients perturbateurs. Nous avons du mal à obtenir une participation forte des consommateurs.

6. GT NID

S'agissant du GT Nouvelles Interconnexions dérogatoires, nous continuons à développer le cadre contractuel entre la convention de raccordement, dont la consultation se termine dans les jours à venir, et le CART dont un projet sera présenté en juillet ou septembre 2015.

La prochaine réunion de la CAR est programmée le jeudi 26 novembre 2015 à partir de 10h00, à NCI Com'Square – La Défense.