Commission Accès au Réseau

19 MARS 2015

Projet de procès-verbal

Etaient présents :

Pour les acteurs industriels :

COFELY – GDF SUEZ	Monsieur COURTES
CNR – GDF SUEZ	Monsieur MONTBROUSSOUS
EDF-DOAAT	Monsieur CASTAGNE
EDF-DPI	Madame MAGOIS
E.ON	Madame SOUMAGNAC
ERDF	Monsieur MARTY
GDF-SUEZ	Monsieur CREUSY
NovaWatt	Monsieur JACOB
ELE- SRD Energies	Madame LOISEL
SER	Monsieur de SAINT-CHERON
SHEM - GDF SUEZ	Monsieur LOUGAROT
ANROC / UNELEG	Monsieur ROMIEUX
SOLVAY ENERGY	Madame BERTRAND
ALPIQ	Monsieur MEIER

RTE

Madame LEVILLAIN
Monsieur BONNET
Monsieur DESBROSSES
Monsieur GOUILLART
Monsieur LAINE
Monsieur LARRIPA
Madame L'HOSTIS
Madame MELLIER
Monsieur ROY
Madame VANDYCK
Monsieur GUERRIER
Monsieur GUYMARD

ORDRE DU JOUR

I. Actualités 3
II. S3REnR 4
III. Energies marines 5
IV. Codes ENTSOE 6
V. Evolution du cadre contractuel avec les Producteurs et les GRD pour la gestion de la tension sur le RPT 9
VI. Concertation Comptages et Données 13
VII. Engagements QDE pour les sites indirectement raccordés 15
VIII. Point d'avancement des GT de la CAR 16

I. Actualités

RTE

L'arrêté fixant les règles de mécanisme de capacité a été publié le 22 janvier 2015 au journal officiel, pour une date de démarrage de certification des capacités fixée au 1er avril. Ce sujet, traité en Commission Accès au Marché, concerne aussi les producteurs en tant que détenteurs de capacités de production.

Le but du mécanisme de capacités est d'assurer la sécurité de l'alimentation électrique du pays, notamment lors des périodes de très forte consommation, en faisant porter une obligation nouvelle aux fournisseurs d'électricité, qui doivent contribuer à cette sécurité d'alimentation en fonction de la consommation en puissance et en énergie de leurs clients.

Pour permettre aux fournisseurs de remplir cette obligation, les producteurs et les opérateurs d'effacement doivent disposer de certificats de capacité de production ou d'effacement destinés à reconnaître leurs capacités. Une fois les certificats déclarés, des dispositifs d'échange existent, de gré à gré ou par cession de marché, pour permettre aux fournisseurs d'acquérir les capacités nécessaires pour répondre à leurs obligations, s'ils ne les ont pas en propre. La démarche de certification revient aux exploitants de capacités (de production ou de consommation), c'est pourquoi le sujet est abordé en CAR. La notion d'EDC (entité de certification) a été créée pour permettre le regroupement de capacités.

Trois registres sont identifiés, dont deux publics : le premier concerne les capacités certifiées des producteurs et des opérateurs d'effacement, pour permettre à l'ensemble des fournisseurs de les identifier. Le second concerne les effacements non certifiés déclarés par les fournisseurs. Un troisième registre, non public et à la seule disposition de la CRE, permet de tracer l'ensemble des échanges de capacités.

L'année de livraison, RTE identifiera des jours PP1, indiqués aux acteurs à J-1, sur lesquels RTE mesurera le niveau d'obligation et le comparera au régime de certificat à mettre en regard. RTE identifiera aussi des jours PP2, au cours desquels la disponibilité effective de capacités préalablement certifiées sera examinée. Un point sera fait en fin d'année de livraison. En cas d'écart, ceux-ci devront être réglés.

Pour l'année de livraison 2017, les exploitants de capacités de production pourront formuler des demandes de certificats pour les capacités existantes entre le 1er avril et le 15 octobre 2015. Pour les capacités d'effacement, les demandes de certificats courront du 1er avril 2015 jusqu'au début de la livraison, en octobre 2016. Pour l'année de livraison 2018, la certification des capacités de production aura lieu du 1er avril au 1er décembre 2015 et celle des capacités d'effacement du 1er avril à fin octobre 2018.

Si le système électrique se trouve en surcapacité dans l'année de livraison 2017, le prix de la capacité sera nul ou quasi-nul, ce qui ne sera pas le cas si un déficit est observé. L'arrêté signé par la ministre en janvier prévoit un prix maximum de la capacité fixé à 40 000 euros du mégawatt.

La présentation mentionne tous les contacts utiles pour effectuer les demandes de certifications, échanger des certificats ou obtenir des renseignements sur le mécanisme de capacité, en ligne ou directement auprès d'une équipe RTE. Le dispositif a été présenté dans le cadre de la commission Accès au Marché. Si les acteurs ont besoin d'un accompagnement spécifique pour mieux comprendre ce mécanisme, ils peuvent solliciter les chargés de clientèle ou les contacts mentionnés dans le document.

EDF-DOAAT

Le processus a apparemment pris du retard dans la publication des textes, ce qui met la première phase en tension. Il conviendrait donc de prévoir une certaine souplesse.

RTE

Nous avons conscience de ce point, l'arrêté ayant été publié fin janvier. L'échéance fixée ne pouvant être modifiée, nous vous proposons de répondre à vos questions et de vous accompagner, par l'équivalent d'une hotline, pour faciliter votre compréhension, afin que vous puissiez respecter ces délais et vous inscrire dans le dispositif.

GDF-SUEZ

L'obligation de capacité vaudra-t-elle pour les acteurs saisonnalisés, de type EnR ?

RTE

Ce dispositif s'applique à tous. Les capacités en obligation d'achat sont soumises au même régime que les autres capacités.

Pour les capacités sous cocon, pour l'ensemble de l'année ou de manière saisonnière, il existe aussi des dispositions particulières permettant des redéclarations au regard de la disponibilité effective, jusqu'à une certaine date avant l'échéance. Des dispositions, sollicitées lors de la concertation, tiennent compte de la logique économique sous-jacente, avec des mécanismes de déclaration encadrés.

N'hésitez pas à solliciter vos interlocuteurs habituels ou la cellule téléphonique mise en place.

II. S3REnR

RTE

A ce jour, 15 schémas régionaux S3REnR ont été approuvés. A noter, les régions de la façade atlantique ne disposent pas encore de schéma approuvé et la région Rhône-Alpes n'a toujours pas déposé de schéma.

Le panorama des énergies renouvelables au 31 décembre 2014, accessible sur le site internet de RTE, montre une reprise des raccordements pour les filières éolienne et photovoltaïque, avec des volumes de production entrés en file d'attente particulièrement importants dans plusieurs régions, notamment en Picardie et en Champagne-Ardenne. Ainsi, en Picardie, les deux tiers des capacités réservées au titre des S3REnR avaient été affectés à fin 2014 : cette part atteint maintenant 80 %. Dans cette région, les acteurs – gestionnaires de réseau et producteurs – sont favorables au lancement d'une révision du S3REnR.

Le décret de juillet 2014 prévoit l »élaboration et la diffusion par les gestionnaires de réseaux d'un bilan technique de mise en oeuvre des S3REnR. La première publication d'un tel bilan est prévue en avril 2015. On y trouvera notamment une information sur les puissances raccordées, les puissances en file d'attente, l'avancement des travaux de développement des réseaux publics inscrits aux schémas S3REnR, ainsi que sur les aménagements des schémas en termes de localisation des puissances réservées.

Le GT national piloté par la DGEC s'est réuni à quatre reprises. La dernière réunion s'est tenue le 12 mars 2015. A ce stade, il y a un consensus pour distinguer deux niveaux d'évolution d'un schéma validé : l'adaptation (réponse à un besoin d'évolution limitée, dans un délai court) et la

révision (reprise globale du schéma, sur la base de nouveaux objectifs). Les échanges portent actuellement sur la définition de critères d'acceptation d'une adaptation et sur les modalités de calcul de la quote-part unitaire lors d'une adaptation ou d'une révision.

Dans certaines régions, le besoin d'engager rapidement des révisions est acquis, comme en Champagne-Ardenne où le préfet a déjà demandé une révision. Lors de la réunion du 12 mars, il a été acté que le processus de révision engagé en Champagne-Ardenne servirait de pilote pour valider les méthodes envisagées par le groupe de travail.

GDF-SUEZ

Aurons-nous une communication sur le bilan financier du schéma ?

RTE

Le décret prévoit effectivement l'établissement d'un bilan financier par les gestionnaires à l'occasion d'une révision. Dans notre vision, ce bilan a vocation à être porté à la connaissance des acteurs concernés.

GDF-SUEZ

Que se passe-t'il, quand le préfet refuse un transfert de capacités réservées ?

RTE

Les dispositions du décret prévoient que le transfert des capacités réservées est réalisé par RTE, par simple notification, sans approbation du préfet. La DGEC prévoit de publier une circulaire pour clarifier ce point vis-à-vis des préfets et précisera en outre que les schémas peuvent être révisés si besoin avec la réforme territoriale.

GDF-SUEZ

Qu'en est-il de la remise à niveau des quotes-parts des S3REnR pour intégrer les dispositions du décret de 2014 ?

RTE

Cela pourrait passer par une modification des S3REnR concernés. La DGEC s'est prononcée en faveur d'une démarche allégée. Ce point pourrait être précisé dans la circulaire.

III. Energies marines

RTE

La filière d'éolienne offshore est portée par le gouvernement, dans des textes législatifs successifs. Pour le gouvernement, l'enjeu ne se limite pas à la production d'énergie offshore, mais vise également à construire une filière industrielle, en amont et en aval de la production offshore, de manière à créer plusieurs milliers d'emplois.

Deux appels d'offres ont été lancés par le gouvernement en 2011 et en 2013 qui ont conduit à retenir six projets de parcs offshore de taille identique (500 mégawatts) attribués à trois consortiums lauréats.

La ministre a demandé aux préfets concernés de lancer une concertation pour déterminer des zones propices au lancement d'un troisième appel d'offres, avec de l'éolien en technologie dite « posée », et d'un appel à manifestation d'intérêt pour des parcs pilotes utilisant la technologie dite

« flottante ». RTE est impliqué dans cet appel d'offres qui s'est traduit par un travail d'études de plusieurs mois, mené en 2014 en concertation avec la DGEC qui a précisé des macro-zones, pour que RTE étudie les possibilités de raccordement sur 14 zones. La DGEC a insisté sur le fait que le raccordement faisait intégralement partie de ces projets.

Un rapport a été remis en octobre 2014 à la ministre et la concertation a été lancée depuis. RTE participe activement à la concertation, d'autant que les études CEREMA, qui dressent la cartographie, avec les vitesses de vent et les hauteurs de houle, ainsi que les études RTE constituent le point de départ de ces concertations en région.

Le rapport remis à la ministre comprend deux parties. La première porte sur les études préliminaires de raccordement par macro-zones et la seconde sur des recommandations générales.

Les raccordements en alternatif à 225 kV sont préférables jusqu'à 30 ou 40 kilomètres des côtes, la technologie du courant continu présentant des coûts très élevés et une faisabilité technique incertaine (effet capacitif des câbles). Si les longueurs des câbles sont limitées, une liaison 225 kV permet d'évacuer entre 230 et 250 MW, et deux liaisons suffisent donc pour un parc de 500 MW.

Il n'existe pas ou peu de gain d'échelle pour un parc de 1 000 MW comparé à un parc de 500 MW. Les coûts du raccordement au MW sont similaires, voire supérieurs, à ceux des deux premiers appels d'offres. Le site d'atterrage est le point névralgique du raccordement. Or ces sites sont rares.

Le rapport comprend aussi une liste de propositions d'amélioration. Il convient ainsi d'obtenir un nombre important d'autorisations administratives pour réaliser un raccordement, autorisations qui doivent être instruites auprès de différents services de l'État, ce qui pose un problème de cohérence. Il semblerait donc plus pertinent de disposer d'un guichet unique pour maîtriser le planning. Par ailleurs, le risque de recours est bien connu des producteurs d'éolien offshore et il fait peser un risque sur les délais. Des pistes de progrès ont été listées pour le troisième appel d'offres, notamment sur les anticipations des études.

Les réunions de concertation s'achèvent actuellement. Elles se poursuivront par une consultation du public sous forme électronique en avril/mai 2015. Les préfets doivent proposer des zones propices à la ministre avant l'été et fin avril pour le flottant puisque l'AMI flottant sera lancé en juin. Le troisième appel d'offres serait lancé fin 2015. La ministre envisage un dialogue compétitif, l'objectif étant de diminuer le prix de revient de ces parcs de production au MWh.

IV. Codes ENTSOE

RTE

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

Le code RfG est entré en processus de comitologie en janvier 2014, en vue de son adoption formelle. Le vote du Cross Border Committee est prévu en mai ou juin 2015, sur la base de textes traduits, sachant que le travail de traduction est en cours actuellement. Une nouvelle version du code est attendue cette semaine.

Le code DCC est entré en comitologie en mars 2014 et le vote du Cross Border Committee devrait intervenir en juin ou juillet. Une nouvelle version du code devrait intervenir dans les prochains jours.

Pour le code HVDC, entré en comitologie en juillet 2014, le vote par le Cross Border Committee est prévu en août 2015.

Le site ENTSOE comprend toutes les informations, l'actualité, les textes publics et les dernières versions des codes.

2. Information sur le GT ministériel pour préparer la déclinaison du code RfG en France.

Ces codes sont directement applicables et n'ont pas à être transposés comme doivent l'être les directives, même s'ils requièrent des travaux dans chaque État membre avant d'entrer en vigueur notamment pour adapter le cadre réglementaire en vigueur. Le groupe de travail ministériel, constitué dans ce but en France, s'est réuni à cinq reprises entre novembre 2014 et février 2015.

Le rapport élaboré par le GT a été remis à la DGEC le 17 mars. Il comprend différentes recommandations. Les premières portent sur la répartition des compétences prévues dans le code de l'énergie, entre la DGEC et la CRE. Il conviendra également de réviser les décrets et arrêtés sur le raccordement, voire d'élaborer de nouveaux textes. Il faudra également traiter les champs non couverts par le code. Enfin, le code sera publié au Journal officiel de l'Union européenne et entrera en vigueur 20 jours après sa publication. Les États membres disposeront de trois ans pour le mettre en œuvre.

Le GT recommande aussi à la DGEC de mandater l'instance de concertation pour instruire l'ensemble des thématiques relevant de la concertation, selon la priorité établie par le GT. En outre, le GT recommande à la DGEC de valider formellement les propositions du GT en termes d'organisation, de fonctionnement et de livrables de l'instance de concertation.

EDF-DPI

Les gestionnaires de réseau ont demandé, lors de la première réunion du groupe, que les acteurs s'engagent à ne pas discuter de nouveau en CURTE.

RTE

Il existe deux niveaux de concertation : au sein du GT ministériel et par chaque gestionnaire de réseau. Le GT ministériel a été constitué à l'invitation de la DGEC et a effectivement abordé le sujet des travaux menés dans cette instance, qui ne modifieront pas les DTR, puis au sein des instances de concertation existantes des gestionnaires de réseaux de distribution et de RTE. Le groupe de travail recommande de confirmer que chaque gestionnaire de réseau conservera, par ses propres processus de concertation, la possibilité de modifier sa DTR : c'est à dire pour RTE au sein des différents groupes de travail du CURTE et qui rapportent à notre Commission Accès au Réseau. Ce point est précisé dans le rapport.

ERDF

Ce GT ministériel est plus large que les participants qui assistent habituellement au CURTE et au CURDE. Des constructeurs de matériels y participent, par exemple.

SRD ENERGIES

Le travail devra-t'il être achevé dans trois ans ?

RTE

Le code devra s'appliquer dans un délai fixé, a priori, à 3 ans. Cela implique d'ici là un gros travail de réécriture des différents textes réglementaires et des DTR, pour qu'ils soient en phase avec les dispositions du code à cette échéance.

COFELY

Il serait utile de disposer d'un dictionnaire ou d'un glossaire commun sur lequel se baser, puisque des définitions parfois incompatibles les unes avec les autres se trouvent aujourd'hui dans de nombreux textes réglementaires français.

RTE

Ce sujet a effectivement été abordé au sein du GT. A notre connaissance, un travail de traduction sur la partie définitions serait engagé. Les codes fixeront un premier niveau de définitions. Des précisions et des déclinaisons devront ensuite être apportées, si les définitions des codes ne sont pas suffisamment précises.

CNR

Quelles sont les prochaines échéances ?

RTE

Le rapport a été remis le 17 mars à la DGEC, qui répondra formellement et favorablement aux différentes recommandations et invitera le GT à se réunir pour commencer à travailler, notamment pour définir le calage des seuils du code RfG. La partie institutionnelle qui ressort des recommandations sera déconnectée et ne constituera pas un préalable au début des travaux sur le fond.

E.ON

Le vecteur du code RfG pourra-t'il être utilisé pour faire créer d'autres exigences, comme des exigences techniques particulières aux EnR qui ne sont pas dans la réglementation actuelle ? La DGEC a indiqué qu'il ne semblait pas nécessaire d'avoir un texte particulier dans le projet de loi sur la transition énergétique puisque le GT travaillait sur la question.

RTE

Le GT n'a pas abordé ce point. Le code RfG, qui porte sur le raccordement des installations de production, n'a pas de lien a priori avec le projet de loi sur la transition énergétique. Il faut identifier les thématiques à traiter puis définir le cadre. Par exemple, un GT spécifique a commencé à travailler sur l'évolution des mécanismes de soutien.

E.ON

Une présentation récente de la DGEC portait sur l'évolution des mécanismes de soutien et d'intégration des EnR au réseau.

EDF-DPI

Si ceci concerne des exigences techniques particulières pour les EnR, ce point sera traité dans le cadre du code RfG. Le GT se consacre uniquement aux exigences techniques que doivent remplir les producteurs pour avoir le droit de se raccorder.

RTE

Ce point pourra être précisé dans les DTR, si le principe est inscrit dans la loi.

Nous abordons maintenant les trois codes relatifs à l'exploitation du réseau : les codes Operational Security Network (OS) et Operational Planning & Scheduling (OPS), concernant la programmation et le code Load Frequency Control & Reserves (LFCR) concernant l'équilibre offre/demande.

Ces codes seraient en processus de regroupement et de fusion pour n'en faire plus qu'un seul, sous forme de *guidelines* au sens du règlement de 2009. Ce texte fusionné serait prêt avant l'été, avec un processus d'entrée en comitologie en septembre ou octobre 2015. Le regroupement de ces codes est justifié par les liens nombreux entre ces codes et le souci d'alléger le processus.

CNR

Où en sont les travaux ?

RTE

Ils ont débuté.

EDF-DOAAT

ENTSOE a annoncé son souhait de regrouper ces codes pour gagner du temps dans l'exercice de comitologie, même si la réunion des trois codes prendra également du temps. Est-ce certain ?

RTE

C'est une demande de l'ACER.

Concernant le code Emergency Restoration (ER), que nous vous avons présenté en octobre dernier, il sera prochainement envoyé à l'ACER. Une question reste posée sur l'élaboration des principes et sur les niveaux d'échange et de délestage. La granularité qui prévaut en France pour le délestage pourrait être remise en cause puisque le pourcentage de 20 % actuellement semble trop important. Une fois l'ACER saisie, une consultation aura lieu et les différents États membres, avec leurs gestionnaires de réseau de distribution, pourront porter leur vision début 2016. Ce point fera l'objet d'un travail courant 2015 puisque les évolutions du dispositif actuel peuvent être assez profondes.

Concernant le code Emergency et Restoration, nous pourrons organiser un atelier lorsque l'ACER ouvrira la consultation, sans doute au printemps 2016.

EDF-DOAAT

Le premier atelier était fort intéressant.

RTE

Nous pouvons vous transmettre les slides présentées lors de cet atelier.

EDF-DOAAT

Il conviendra de discuter de la manière de faire les décomptes, suite aux situations de black-out ou d'urgence qui amènent à des décisions inhabituelles de RTE.

V. Evolution du cadre contractuel avec les Producteurs et les GRD pour la gestion de la tension sur le RPT

RTE

L'objet de cette présentation est de rappeler les objectifs des chantiers lancés par RTE pour faire évoluer le cadre contractuel avec les producteurs et les gestionnaires de réseau de distribution pour la gestion de la tension sur les réseaux publics de transport (RPT).

Le maintien de la tension sur le RPT dans les plages contractuelles nécessite de se prémunir des phénomènes de tensions hautes, qui nuisent au matériel, et de tensions basses, qui peuvent conduire à un écroulement de tension. Les problèmes liés aux tensions basses sont rencontrés principalement lors des périodes de forte charge comme les pics de consommation hivernaux. A l'inverse, les phénomènes de tensions hautes coïncident généralement avec des périodes de faible charge relative du réseau (été, voire printemps).

Les travaux lancés avec les Producteurs et les GRD sur la gestion de la tension visent à atteindre un optimum technique et économique dans la mobilisation des différents moyens de réglage de la tension que constituent :

- des capacités de réglage des installations de production (via le surdimensionnement des alternateurs ou l'électronique de puissance),
- les moyens de compensation installés sur le RPD, au plus près des charges,
- les moyens de compensation installés sur le RPT.

Pour approcher cet optimum, il convient de mettre en place des règles et/ou des principes qui peuvent être juridiques ou contractuels. Pour s'assurer de la coopération des producteurs et des gestionnaires de réseau de distribution, RTE peut ainsi s'appuyer sur des leviers contraignants sous la forme de prescriptions techniques précisant les capacités productives que doivent remplir les groupes et de pénalités tarifaires pour garantir le respect des obligations contractuelles. RTE peut également mettre en place des leviers incitatifs avec une rémunération des services de réglage qui représente 120 millions d'euros par an via les contrats Services Système pour les producteurs raccordés au RPT. Afin d'obtenir un dispositif d'ensemble satisfaisant, une réflexion a été initiée et deux concertations sont en cours sur les règles services système : l'un sur les Services Système Tension HTB et l'autre sur la gestion du réactif à l'interface RPT/RPD.

Une délibération de la CRE du 12 juin 2014 impose de revoir les règles Services Système (SSY). Un rapport de concertation devra être fourni le 1er octobre 2015 à la CRE sur l'étude des principes encadrant les besoins en capacité de réglage de RTE et sur l'évaluation des coûts pour les acteurs. Le 1er juillet 2016, une proposition d'évolution des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération devra être formulée.

Les Services Système ont été créés en 2004 pour couvrir les coûts supportés par un producteur participant au réglage de la tension et pour rémunérer les producteurs pour les plages de réactif mises à disposition. Le dispositif prévoit que, si un producteur veut être rémunéré, il doit signer l'accord de participation aux Règles Services Système. RTE n'a pas rendu la signature de l'accord de participation aux règles obligatoire, mais les installations aptes à faire du réglage sont tenues de fournir les performances associées. Le dispositif n'est pas homogène et doit être revu.

Le réglage de la tension représente 95 % de la rémunération (pour 115 millions d'euros). Il est composé :

- D'une part fixe versée aux groupes se trouvant dans les zones sensibles proportionnelle à leur capacité maximale de fourniture du réactif. Cette part fixe représente 60 % de la rémunération totale.
- D'une part variable, avec un calcul basé sur la plage de réactif mise à disposition (Q+ pour la fourniture et Q- pour l'absorption) et sur la durée de couplage des groupes, avec une majoration de 50 % pour les installations en RST. Cette part variable représente 35 % de la rémunération totale.

Enfin, le fonctionnement en compensateur synchrone représente 5 % de la rémunération totale (pour 5 millions d'euros par an).

Il existe aujourd'hui une inadéquation entre les règles de rémunération et les besoins en réactif. Ainsi, les règles ont été définies pour les problèmes de tensions basses et ne prennent pas en compte les contraintes tensions hautes. Les coûts pour les producteurs doivent être réévalués, notamment pour les installations à base d'électronique de puissance. Le système d'abattement et de pénalités doit également être revu, car il freine la participation de certains producteurs aux règles Services Système ainsi que le système de rémunération de la compensation synchrone, complexe, difficile à appliquer et inadapté aux ENR.

Deux réunions ont été organisées au sein du GT SSY Tension, avec un appel aux contributeurs pour solliciter leur point de vue. Trois réunions sont prévues en mars, mai et juin pour discuter des nouvelles cartes de zones sensibles en tensions hautes et basses, avancer sur l'estimation des coûts du service de réglage de la tension et établir le rapport de concertation à remettre à la CRE début octobre 2015.

EDF-DPI

Il est question d'un optimum. Seuls les producteurs apportent leur point de vue dans ce GT et nous ne connaissons pas les deux autres facteurs, notamment la position de RTE. Il reste peu de temps pour rédiger le rapport et nous exprimons des inquiétudes à ce sujet. Nous n'avons pas entamé de discussions sur le fond et ignorons si nos remontées seront prises en compte dans le rapport.

RTE

Cette présentation a pour but de montrer l'évolution du contexte et le constat que nous ne pouvons approcher l'optimum que par la définition de règles claires qui amènent les producteurs à adopter des comportements vertueux. Pour avancer, nous sommes conduits à segmenter la concertation en plusieurs GT, dont le GT réunissant les producteurs. La vision donnée ici est une vision globale, incluant la vision de RTE et l'action des distributeurs.

EDF-DPI

Les solutions et les coûts n'apparaissent ni dans le groupe distributeurs ni dans le groupe producteurs.

GDF-SUEZ

Nous souhaitons effectivement connaître le coût pour RTE. Nous contribuons à des coûts évités pour RTE qui, grâce à nous, n'a pas à mettre en place des compensations. Nous avons des surcoûts et souhaitons connaître les coûts évités pour RTE.

EDF-DOAAT

Les discussions sur la fréquence avancent, avec des propositions concrètes de RTE, alors que nous ignorons, en la matière, le positionnement de RTE.

RTE

Vous souhaitez disposer d'informations complémentaires sur les autres types de compensation. Vous demandez aussi à connaître notre point de vue et les recommandations qui figureront dans le rapport de concertation. Le processus d'élaboration du rapport interviendra cet été. Avant cela, nous vous présenterons les premières orientations et les éléments qui doivent faire l'objet d'une réflexion complémentaire, ainsi que les thématiques qui figureront dans le rapport, au fil de l'eau, sans aller jusqu'à une relecture du rapport et à des commentaires sur le contenu du rapport. Nous expliquerons bien, dans le rapport, les principes que nous retenons et les raisons pour lesquelles nous privilégions telle ou telle solution.

CNR

Nous en parlerons en GT, mais le timing nous semble très serré.

RTE

La prochaine réunion du GT se tient le 24 mars et RTE proposera un plan pour le rapport de concertation à cette occasion.

Nous vous parlons maintenant de l'évolution du gabarit tarifaire du réactif à l'interface RPT-RPD.

Un GT « simulations tarifaires du réactif à l'interface RPT/RPD » a été lancé dans le cadre du GT Distributeurs du CURTE, en tant que GT ad hoc, avec une première réunion le 15 décembre 2014. Ce GT est ouvert à tous les gestionnaires de réseau de distribution volontaires sur la période décembre 2014 décembre 2015, en vue de formuler une note d'opportunité commune à la CRE fin 2015 ou début 2016 pour préparer TURPE 5. L'objectif est de faire un état des lieux et de cibler les contraintes des tensions hautes et basses et identifier les leviers que les GRD peuvent solliciter pour nous aider.

Pour illustrer les limites de la tarification actuelle, nous prenons un exemple concret. Une tangente phi max est actuellement demandée au niveau de chaque poste source. En cas de dépassement de cette tangente phi max, une facturation d'énergie réactive est faite au GRD. Or le GRD, s'il a des condensateurs, peut les actionner pour injecter du réactif et faire remonter les tensions. La tarification actuelle incite fortement à actionner les condensateurs pendant toute la période hivernale en marche forcée fermée. L'injection de réactif décale alors le nuage de points et le positionne hors zone de facturation ce qui peut générer, y compris en période hivernale, des contraintes de tension haute la nuit ou le week-end, en période de faible charge. Ces condensateurs pourraient cependant être mis en marche automatique, avec une régulation en fonction du réactif injecté ou soutiré au niveau du poste source. Si le GRD met ses condensateurs en automatique, il risque toutefois de se retrouver en zone de facturation. Nous menons des expérimentations avec ERDF que nous souhaitons étendre l'hiver prochain à tous les GRD volontaires : ces derniers mettront leurs condensateurs en automatique et, en échange, ils bénéficieront, pendant l'expérimentation, d'une neutralisation financière des dépassements. En cible, une zone de tensions basses sera réduite au fort soutirage d'actif pour cibler davantage les contraintes. Une zone de contraintes de tensions hautes serait mise en place pour encourager la mise en automatique des condensateurs.

Une réflexion plus large est menée pour concevoir des règles incitatives répondant aux problématiques actuelles de tensions hautes.

L'expérimentation permet de mieux intégrer l'évolution des réseaux et d'optimiser le modèle, grâce à une meilleure interface entre le réseau public de transport et le réseau public de distribution.

La consultation concernant la mise en place d'un dispositif de concertation et d'expérimentation avec les distributeurs a été menée dans les derniers mois et est achevée. L'évolution de la DTR sera prochainement publiée pour encadrer formellement ce dispositif. Vous êtes informés via la CAR et via le site ConceRTE.

Pour conclure, des travaux pour la gestion de la tension sont menés avec les producteurs et avec les distributeurs. Pour les producteurs, un rapport de concertation sur les services système sera envoyé à la CRE en octobre 2015, sous forme de rapport d'étape. Ce ne sera pas encore une évolution des règles, qui est prévue en 2016. En parallèle, des expérimentations et des simulations tarifaires sont menées avec les distributeurs, avec en perspective l'envoi début 2016 d'une note d'opportunité à la CRE.

EDF-DOAAT

Nous sommes inquiets d'un processus où nous découvririons des orientations prises au moment de la remise du rapport.

RTE

En octobre, nous remettrons à la CRE un rapport qui exposera les options, sans prévoir la révision des règles. Vous pourrez ensuite les commenter et participer au processus de concertation puisque la révision des règles n'interviendra que dans un second temps. Nous pouvons évidemment donner une meilleure visibilité sur le parallélisme des travaux, mais ne pouvons nous engager sur le contenu du rapport.

EDF-DPI

Nous souhaitons que le rapport comprenne des éléments que nous avons discutés.

RTE

Ce sera bien le cas. Nous avons noté votre demande de transparence sur ce dispositif.

VI. Concertation Comptage et Données

RTE

Sur le sujet des données de comptage, plusieurs réunions de concertation ont été organisées entre juillet et novembre 2014, au sein du GT Comptage et Données, et un rapport de concertation a été remis aux acteurs.

Pour rappel, les évolutions proposées dans le cadre de ce GT concernent le système de communication pour la collecte des données (réseau téléphonique commuté qui deviendra bientôt obsolète), la plateforme de mise à disposition des données (aujourd'hui par mail ou par deux portails Web, l'espace personnalisé client et l'espace publication) et les services de données eux-mêmes, constitués de prestations annexes relativement complexes du fait de l'hétérogénéité des différents portails. Nous souhaitons homogénéiser ce dernier point et intégrer les prestations annexes dans le service de base.

Les 8 500 points de comptage passeront à terme en technologie IP. Les premières migrations débuteront dès juillet 2015 pour une échéance fixée à 2025, avec 2000 migrations au cours des deux premières années. Dès mi-2015, les données physiques d'injection et de soutirage au pas 1 minute seront disponibles dans un délai inférieur à 30 minutes pour les sites passés sous IP. Ceci concerne les données intitulées SPEED lors de la concertation.

A partir de fin 2016, les nouvelles plateformes seront lancées et les plateformes actuelles (Publication, Espace Personnalisé Client, service par mail) seront progressivement mises en extinction. Des interfaces machine à machine automatisées (Web Services et FTP) seront mises en place à partir de mi-2015, pour transmettre les données brutes de comptage, et un portail Web unique permettant la consultation et le téléchargement des données sera mis-à-disposition mi-2016..

L'expérimentation débutera en juillet 2015, avec un point d'étape fin 2016, suite à l'arrivée du nouveau portail, pour une fin de déploiement prévue en 2025. Les premiers clients pilotes qui passeront sur IP mi-2015 récupéreront les données SPEED sur les nouvelles plateformes. Les clients ayant plus de 200 points de comptage à migrer sous IP bénéficieront d'une migration

étalée dans le temps. Ceux qui ont une forte adhérence avec le télé-relevé pourraient migrer plus tardivement, pour avoir le temps d'adapter leur système d'information.

Lors de la consultation, il est apparu que les données SPEED devaient être mises à disposition au pas 10 minutes et qu'il convenait d'y intégrer les données de comptage (tableaux de charge). Des Web Services ont été proposés pour les nouvelles interfaces, mais il faudra prévoir une alternative, comme le FTP. Des évolutions sont aussi souhaitées sur le délai de mise à disposition des données intégrant les éléments déclaratifs du marché (consommation, production ajustée, par exemple).

Ces demandes sont actuellement étudiées. Ainsi, les données SPEED comprendront les données de comptage (tableaux de charge) au pas 10 minutes dès fin 2015. L'échéance de la mise en service d'un protocole type FTP est en cours d'analyse. Des évolutions sont enfin prévues côté marché et permettront une mise à disposition plus rapide des données associées à horizon 2017.

CNR

L'évolution de la plateforme Web côté marché est-elle gérée indépendamment ?

RTE

Cette plateforme Web est aujourd'hui gérée indépendamment. RTE souhaite avoir à terme une plateforme unique (projet DIGITAL) pour l'ensemble des données individuelles, gérées actuellement par différentes plateformes. Toutes les plateformes qui permettent un échange de données seront homogénéisées, l'objectif étant d'avoir un point d'entrée unique et de parvenir à une interface permettant d'avoir les données individuelles sous un seul environnement.

L'objectif est aussi d'intégrer des fonctionnalités supplémentaires, même si toutes les fonctionnalités ne seront pas disponibles dès 2016. Vous pourrez ainsi recevoir des alertes et mieux gérer les habilitations et l'autorisation de transmission de données à des tiers. La plateforme apportera plus de self-care. Le socle de base, disponible en 2016, s'enrichira progressivement de services complémentaires.

Les protocoles d'échange ne pourront pas s'adapter à tous les environnements techniques des clients. Des choix doivent donc être réalisés, en fonction des standards du marché, ce qui impliquera des adaptations de chacun. Un accompagnement fort devra être prévu pour les clients utilisant la télérelève. L'arrêt du service de mail impactera davantage de clients que l'arrêt de la télérelève, même si l'adaptation sera plus simple. L'objectif est d'accompagner au mieux cette bascule.

De nouvelles attentes ont été exprimées grâce au passage sur IP, avec une identification plus rapide des points de comptage en défaut et une augmentation de la qualité des données mises à disposition à J+1.

Certaines précisions devront être apportées au plus tôt, sur l'intégration des nouveaux services de base (point en cours d'instruction avec la CRE), la définition des rôles respectifs de RTE, des acteurs de marché (RE, fournisseur…) et du client réseau (site) dans le programme de déploiement. Les dates exactes seront communiquées pour que les différents acteurs puissent anticiper l'évolution de leur SI.

De manière générale, la concertation a été menée en amont des choix techniques pour permettre des échanges constructifs avec les clients. Un intérêt marqué pour les données SPEED a été exprimé. Un déploiement co-construit permettra de prendre en compte les besoins et contraintes de chacun en répondant aux attentes.

Une réunion de concertation devrait être organisée d'ici fin avril afin de présenter les prescriptions techniques pour les données SPEED mises à disposition via Web Services et la trajectoire d'évolution des services légèrement révisée. Le rapport de consultation sera publié en avril 2015. La consultation sur la mise à jour des contrats d'accès au réseau de transport (CART) pour les clients interviendrait en septembre ou octobre 2015.

Une expérimentation sera menée à compter de l'été 2015, sur les premiers sites et, si besoin, la bascule des usages de la télérelève vers les nouvelles interfaces machine à machine ou solution transitoire en attendant le nouveau portail Web.

Dès l'été 2015, les données physiques (courbes d'injection et soutirage physique par site) seront mises à disposition via Web Services au pas une minute dans un délai inférieur à 30 minutes. Dès fin 2015, les données de comptage (tableaux de charge) seront mises à disposition via Web Services au pas 10 minutes dans un délai inférieur à 30 minutes.

L'expérimentation des services de base sera conduite dans le respect de la décision tarifaire de TURPE4. Des conventions de partenariat seront conclues avec les clients candidats pour alimenter le retour d'expériences sur les modalités du déploiement et les nouveaux services. L'expérimentation perdurera jusqu'à la mise en service du portail web et la mise à disposition des données validées au 2ème semestre 2016.

NOVAWATT

Le FTP sera-t-il expérimenté dans le même périmètre ?

RTE

Les dates exactes ne sont pas encore fixées, même si nous voulons le tester au plus vite puisque le FTP devra remplacer le service de mails. Ce point ne devrait pas être compliqué d'un point de vue technique.

Pour conclure, la concertation a débuté en juillet 2014 pour refondre l'offre de service en tirant parti des possibilités d'IP et des Web services pour avoir un accès aux données plus facile et plus fluide, enrichi de nouveaux services. Nous reviendrons régulièrement vers vous pour que vous formuliez vos demandes. Nous avons initié cette démarche de fond depuis quelques mois et elle se poursuivra pendant les mois et années à venir, avec votre concours.

VII. Engagements QDE pour les sites indirectement raccordés

RTE

Pour votre information, la CRE a publié une décision de rejet d'un recours gracieux déposé par RTE à l'encontre de sa délibération de juillet 2014. Cette situation est atypique et fait écho à la concertation sur le CART consommateur, mais aussi à la concertation portant sur un cadre spécifique à des réseaux privés accueillant de la production, organisée en 2013 et 2014. RTE a saisi la CRE du projet de contrat CART pour ces « réseaux privés ».

Dans le cadre de nos travaux sur le CART « réseaux privés », nous avions distingué les réseaux alimentant majoritairement des producteurs et les réseaux privés alimentant majoritairement les consommateurs. RTE avait indiqué que la frontière entre les réseaux publics en monopole et ces réseaux privés paraissait très floue, la réglementation française ne laissant pas de place aux réseaux privés, en l'absence de transposition en droit français de la notion de réseau fermé de distribution prévue par la directive européenne de 2009.

Dans sa délibération de juillet 2014, la CRE nous enjoint de prendre des engagements de qualité de l'électricité qui conduiraient à indemniser les clients indirectement raccordés, dans une approche très systématique en considérant que l'utilisateur de tête exploite un réseau privé et qu'il doit être indemnisé des préjudices liés à une coupure. RTE a fait valoir que cette activité ne pouvait pas être considérée comme une activité industrielle comme les autres et qu'il convenait préalablement de vérifier la véritable complémentaire du réseau privé, par rapport au monopole des réseaux publics de transport et de distribution. La loi sur la transition énergétique comprend un amendement, voté au Sénat, qui ouvrirait la possibilité d'une transposition de la notion de réseau fermé de distribution (issue de la directive de 2009) via une ordonnance. Les critères prévus par la directive et permettant de reconnaître certains réseaux privés pourraient encadrer le point et clarifier les cas.

Nous maintenons notre position vis-à-vis de la CRE, tout en poursuivant le dialogue. L'enjeu est de ne pas créer de situation remettant en cause la péréquation et l'équilibre actuel. Les discussions se poursuivent et la CRE devrait se ressaisir du projet de CART Gestionnaires Multi Producteurs.

RTE a saisi la CRE d'un projet de CART Consommateurs qui comprend des évolutions correspondant à des besoins exprimés par les acteurs lors de la concertation menée en 2014. Nous vous informerons des suites de ce dossier.

VIII. Point d'avancement des GT de la CAR

1. Planning des travaux 2015

2. GT Raccordement Producteurs

3. GT Distributeurs

4. GT Consommateurs

RTE

Le calendrier des principaux groupes de travail vous est présenté. Pour les producteurs, une réunion de présentation des règles générales d'exploitation (RGE) PV et éolien se tiendra le 1er avril. Le groupe services système tension se réunit le 24 mars. Le CART Consommateur est soumis à la CRE.

Les autres travaux concernent les NID (nouvelles interconnexions dérogatoires). Si vous n'avez pu participer aux réunions précédentes, n'hésitez pas à rejoindre le groupe de travail.

GDF-SUEZ

Le GT stockage a-t-il débuté ?

RTE

Cette catégorie apparaît au niveau légal et concerne les installations de stockage ayant vocation à réinjecter l'énergie sur les réseaux. Ceci mérite qu'on se penche sur les conséquences, en termes de raccordement notamment. Pour l'instant, il n'y a pas de GT spécifique au stockage, on pourra commencer les discussions au sein du GT producteurs.

Pour les codes ENTSOE, les séminaires d'information seront organisés en fonction de l'évolution des travaux.

Ces éléments sont susceptibles d'être décalés. N'hésitez pas à remonter les sujets que vous souhaiteriez traiter dans les différents groupes de travail.

GDF-SUEZ

Nous attendons que soit traité le thème NODJ pour lequel nous avons envoyé une contribution.

RTE

Nous n'oublions pas ce sujet.

Nous vous informons du prochain départ de Jean-Philippe Bonnet qui prendra à compter du 1er avril la fonction de Délégué RTE à Marseille.

La prochaine réunion aura lieu le jeudi 25 juin 2015, à NCI Com'Square la Défense.