# Commission Accès au Réseau

## *23 JUIN 2016*

### Procès-verbal

**Etaient présents :**

***Pour les acteurs industriels :***

| | |
|---|---|
| ANROC | Monsieur ROMIEUX |
| Cofely | Monsieur COURTES |
| Direct Energie | Monsieur MEIER |
| EDF-DOAAT | Monsieur CASTAGNE |
| EDF-DPI | Madame MAGOIS |
| ENEDIS | Monsieur MARTY |
| ENGIE | Monsieur GIMENEZ |
| FEE | Madame BREDOUX |
| MAIA EOLIS | Monsieur BLANC |
| NOVAWATT | Monsieur LAVIROTTE |
| SER | Monsieur GONDOLO |
| SRD-ELE | Madame LOISEL |
| Uniper France | Madame MARECHAL |

***RTE***

Madame AMMOUCHE
Monsieur BENA
Monsieur CHATELLIER
Monsieur DOLBEAU
Monsieur FAU
Madame L'HOSTIS
Monsieur NEUPONT
Monsieur POMPEE
Madame PORFIRIO
Monsieur TRINCHANT

# *ORDRE DU JOUR*

I. Actualités ..... 3
II. Présentation projet SMART GRID ..... 6
III. Comptage au fil de l'eau et nouveaux services de données et de notification ..... 11
IV. Codes ENTSO-E ..... 14
V. Point d'avancement des GT de la CAR ..... 15

# I. Actualités

## 1. Actualité règlementaire (S3REnR, concessions hydrauliques)

### a. Décret modificatif S3REnR du 11/04/2016

**RTE**

Un groupe de travail a été constitué en 2013 par le ministère de l'énergie pour travailler notamment sur les modalités de révision des S3REnR. Les réflexions de ce groupe de travail ont abouti à une proposition en fin d'année 2015, qui a donné lieu à la publication d'un décret en avril 2016.

Ce décret, entré en vigueur le 14 avril 2016, porte modification de la partie règlementaire du Code de l'énergie relative aux S3REnR, avec quatre évolutions principales. Tout d'abord, des critères plus souples de révision des S3REnR ont été introduits, de même que la possibilité d'y apporter des adaptations. L'encadrement de la saturation des S3REnR a également été revu. Enfin, l'élaboration d'états techniques et financiers des S3REnR a été définie.

Pour définir les modalités de mise en œuvre de ces évolutions règlementaires dans l'article 2.5 de la documentation technique de référence, une concertation a été engagée avec les producteurs et les distributeurs. Ce sujet sera notamment abordé dans le cadre de la prochaine réunion du GT « Raccordement et accès au réseau des Producteurs », programmée le 29 juin 2016. L'objectif serait ainsi de permettre une consultation sur le sujet dans le courant de l'été 2016.

A ce jour, on observe peu d'évolutions majeures dans les S3REnR. Le schéma de la région Champagne-Ardenne a été révisé en 2015, à la demande du Préfet, car le gisement s'est avéré plus important que prévu. Les schémas des régions Picardie (saturé depuis fin 2015) et Nord-Pas-de-Calais (ayant atteint le seuil de révision instauré par le nouveau décret S3REnR), devront quant eux faire l'objet d'une révision s'inscrivant dans le cadre de la nouvelle région administrative Hauts-de-France.

Au-delà de ces enjeux de révision, la mise en place d'un processus nouveau d'adaptation des S3REnR permettra, en complément du dispositif de transfert de capacités, d'y intégrer la possibilité de création d'ouvrages supplémentaires, sous réserve d'une augmentation de la quote-part ne dépassant pas 4 K€/MW, d'une augmentation de la capacité globale ne dépassant pas 100 MW et d'une augmentation des coûts d'investissement ne dépassant pas 100 K€/MW. Les adaptations ainsi opérées devront faire l'objet d'une notification au Préfet de région. Au-delà des limites énoncées, un processus de révision devra être engagé.

Dans un schémas saturé, les producteurs EnR demandant un raccordement devront s'acquitter de la quote-part du schéma saturé en attendant la révision du schéma. Cette modalité est aujourd'hui applicable au schéma de la région Picardie, en situation de saturation. Cette quote-part sera néanmoins remboursée en cas d'abandon de la demande de raccordement. A l'occasion de la révision du schéma, les ouvrages de nature à être mutualisés pour le développement des EnR pourront ensuite éventuellement être reversés dans le futur schéma.

Des états techniques et financiers des S3REnR devront par ailleurs être établis annuellement et des bilans à l'occasion de la révision des schémas. Ces états seront publics et les bilans annexés aux schémas révisés.

b. Décret du 27/04/2016 sur les concessions hydrauliques

**RTE**

En octobre 2015, l'Etat français a décidé de relancer le projet de renouvellement des concessions hydrauliques. Un décret est ainsi entré en vigueur début mai 2016, définissant la procédure d'octroi des nouvelles concessions. Cette procédure sera placée sous la compétence du Préfet de département lorsque la puissance est inférieure à 100 MW, et du Ministre en charge de l'énergie au-delà. Un modèle de cahier des charges des nouvelles concessions hydrauliques est proposé en annexe de ce décret. Par ailleurs, des possibilités de regroupement des concessions corrélées et de prolongation des concessions actuelles (sous réserve d'investissements) ont été définies. Les collectivités locales auront également la possibilité d'entrer au capital des concessions au travers de sociétés d'économie mixte.

Une concertation devrait être lancée au cours du dernier trimestre 2016 pour adapter si besoin les procédures de raccordement au réseau de ces nouvelles concessions (avec ou pas augmentation de puissance). Une attention sera également portée à l'intégration de ces nouvelles concessions pour qu'elles puissent participer aux services système.

**DIRECT ENERGIE**

L'objectif serait donc de faciliter les augmentations de puissance dans le cadre de la procédure de raccordement.

**RTE**

Les nouvelles concessions ont effectivement vocation à s'inscrire dans le processus existant de demandes de raccordement. Des adaptations devront probablement être apportées à celui-ci pour faciliter le traitement de ces demandes et l'intégration des nouvelles concessions.

**DIRECT ENERGIE**

Nous travaillons aujourd'hui sur les engagements de performance. A cet égard, la facilitation reposera-t-elle sur la mise à disposition d'informations techniques ?

**RTE**

Les éléments techniques tels que les capacités constructives sont déjà définis dans les procédures de raccordement. Il s'agira donc davantage de faciliter et de fluidifier le traitement des demandes de raccordement et des procédures administratives associées. Les candidats devront pouvoir bénéficier rapidement d'une visibilité sur le coût et les délais d'un éventuel raccordement au réseau. Il faudra donc que RTE soit en capacité de fournir ces éléments en temps utile.

**COFELY**

Un changement de concessionnaire implique-t-il un changement d'autorisation d'exploiter ? En pratique, un changement d'autorisation d'exploiter nécessite une nouvelle convention de raccordement, avec une mise en conformité technique des installations.

**RTE**

Les textes prévoient un transfert des contrats au nouveau concessionnaire. Il nous faudra néanmoins vérifier ce qu'il en est pour les autorisations d'exploiter.

## 2. Consultation publique de la CRE sur le projet de TURPE V

**RTE**

La consultation publique de la CRE sur le projet de TURPE V, portant sur la structure générale du tarif, s'achèvera le 24 juin 2016. Elle sera suivie, à l'été 2016, par une consultation publique sur le cadre de régulation et les niveaux HTA et HTB du tarif. Une décision finale de la CRE et une approbation par le Conseil supérieur de l'énergie devraient ensuite intervenir en fin d'année 2016, pour permettre une entrée en vigueur du TURPE V à l'été 2017.

**ENEDIS**

Nous avons été surpris de découvrir des modifications importantes dans le processus de modification de puissance souscrite, s'agissant notamment de l'abandon de la souscription ex-post. Cette évolution aura un impact majeur en termes de coûts pour tous les utilisateurs et nous avons été mis devant le fait accompli.

## 3. Loi sur la transition énergétique : impact sur le domaine accès réseau

**RTE**

Un nouveau décret est entré en vigueur le 4 avril 2016, définissant les conditions de dérogation et de prorogation du délai de raccordement au réseau des installations de production d'énergie renouvelable. Le délai maximum de raccordement de ces installations a été fixé par la loi à 18 mois, à compter de la date de réception par le gestionnaire du réseau de la convention de raccordement signée par le producteur, jusqu'à la mise à disposition des ouvrages de raccordement. En cas d'autorisation administrative ou de déclaration d'utilité publique postérieure à la convention de raccordement, ce délai court à la date d'obtention la plus tardive des autorisations. Il sera également possible de demander une prorogation de ce délai, sous certaines conditions.

La trame de conditions de raccordement sera mise à jour en conséquence. Un futur décret définira par ailleurs les indemnités versées au producteur en cas de dépassement du délai.

**FEE**

Un calendrier a-t-il été fixé pour l'adoption des textes complétant le dispositif ?

**RTE**

A ce stade, nous n'avons pas de visibilité sur ce point. Nous vous transmettrons néanmoins l'information dès que connue.

**FEE**

Il demeure difficile d'obtenir ces informations.

**RTE**

Une réunion de concertation a par ailleurs été organisée le 15 février 2016 par la DGEC sur la transposition par ordonnance de l'article 28 de la directive européenne 2009/72/CE concernant les réseaux fermés de distribution. Un projet d'ordonnance a ensuite été examiné en CSE le 7 juin 2016. Des critères ont été proposés pour les réseaux fermés de distribution, qui devront reposer sur la distribution d'électricité de plusieurs consommateurs liés entre eux par un processus de production intégré et être autorisés par une autorité administrative. Le processus d'examen de la future ordonnance par les services de l'Etat est dorénavant amené à se poursuivre pour permettre son adoption en février 2017, 18 mois après l'entrée en vigueur de la LTE. A

terme, ces réseaux constitueront les seules exceptions au monopole de distribution de l'électricité en France.

**SRD-ELE**

Ces réseaux fermés de distribution concerneront-ils les zones artisanales ?

**ENEDIS**

Au vu des conditions définies, le dispositif devrait plutôt concerner les zones aéroportuaires ou les zones industrielles abritant des industries sensibles ou à risques.

**RTE**

Un appel à projets a également été lancé autour des fermes expérimentales éoliennes flottantes. La désignation des lauréats de cet appel d'offres devrait intervenir en juillet 2016.

En parallèle, un troisième appel d'offres a été annoncé, pour des fermes éoliennes offshore en technique posée. Les zones de Dunkerque et de la Bassure du Baas (proche du Touquet) pourraient ainsi être retenues. Si d'autres informations venaient à être communiquées autour de cette thématique, nous pourrions y consacrer un point au mois de septembre 2016.

## II. Présentation projet SMART GRID

**RTE**

L'article 200 de la LTE prévoit le déploiement, entre 2017 et 2020, d'un ensemble de solutions Smart Grid sur des zones élargies.

Nous proposerons tout d'abord une présentation générale de l'acception faite par RTE de la notion de Smart Grid. Nous reviendrons ensuite sur ce que nous envisageons de déployer dans les zones retenues.

La notion de Smart Grid recouvre des objectifs différents selon les pays, en fonction de leur situation énergétique. En France, avec un système électrique déjà performant, nous faisons face à des enjeux liés à l'insertion massive des énergies renouvelables, avec des problématiques de raccordement associées, ainsi qu'à des enjeux de régulation de la consommation, avec des problématiques d'efficacité énergétique et de modulation de la demande. Les solutions Smart Grid ont ainsi vocation, en France, à accompagner la mise en œuvre de la LTE, au-delà de la simple convergence entre l'énergie et le numérique, dans un contexte où le développement des nouvelles technologies de l'information et de la communication interroge l'exploitation de nos systèmes (en termes de coûts et de performance).

Pour RTE, « l'intelligence » correspond à la capacité à piloter plus finement l'ensemble des acteurs du système électrique (producteurs, opérateurs de réseaux et consommateurs), au plus proche du temps réel. L'ambition serait ainsi d'aboutir, à terme, à une optimisation en temps réel de l'ensemble des ressources disponibles.

Le système électrique français s'appuie déjà sur des solutions intelligentes, avec des réglages par rapport à des groupes de production, des outils de dispatching, des ballons d'eau chaude, etc.

A l'avenir, pour utiliser au maximum les productions d'énergie renouvelable, il s'agira de développer des capacités techniques, ainsi que des conditions contractuelles et régulatoires adaptées. Vis-à-vis des consommateurs, les capacités d'effacement sont appelées à être

étendues à d'autres sources que les consommateurs industriels, dans le tertiaire et le résidentiel notamment. L'optimisation des ressources en temps réel devra par ailleurs être pensée à l'échelle européenne, le cas échéant à travers le développement d'outils supranationaux. L'accent pourra également être mis sur les moyens de stockage. Le développement des véhicules électriques nécessitera également d'être préparé.

En parallèle, RTE devra déployer cette intelligence dans l'ensemble de ses processus, en matière d'exploitation, de maintenance, de communication interne, etc.

Les solutions intelligentes ont ainsi vocation à recouvrir plusieurs dimensions (les infrastructures, les systèmes et les marchés), de même que plusieurs échelles (territoire local, France, Europe, voire maille supra-continentale), avec des points d'équilibre à trouver.

Différents objets sont appelés à être déployés par RTE, en région PACA et dans l'Ouest, dans le cadre de l'Action 6 du plan Réseaux Electriques Intelligents : des postes nouvelle génération, des solutions de comptage, des capteurs et outils de monitoring, des liaisons avec les producteurs HTB, etc.

Dans cette optique, au-delà de ses projets de recherche menés en interne, RTE s'est impliqué dans un certain nombre de démonstrateurs, c'est-à-dire dans des consortiums soutenus par des fonds publics et notamment par l'ADEME (Nice Grid, GreenLys, Venteea, Smart Grids Vendée et Poste Intelligent).

Dans le cadre de ces différents projets, l'accent a notamment été mis sur le développement d'une méthodologie d'appréciation du rapport coûts/bénéfices des différentes solutions testées, en vue d'un éventuel déploiement sur l'ensemble du territoire national, en tenant compte des conditions requises en termes d'évolution de la régulation.

**EDF-DOAAT**

A travers les postes intelligents, des réglages dynamiques pourraient-ils être envisagés en fonction des conditions météorologiques ?

**RTE**

L'idée serait de prendre en compte la manière dont le vent refroidit les conducteurs pour optimiser en temps réel les capacités de transit des lignes. Les simulations en la matière, dans la Somme, se sont révélées prometteuses. Le gain potentiel en termes d'utilisation des conducteurs, à infrastructures équivalentes, pourrait ainsi aller jusqu'à 30 %. Cependant, de nombreux facteurs doivent être pris en considération (topographie, implantation des lignes, directions du vent, obstacles végétaux ou bâtis, etc.). Les gains pourraient donc être très variables d'un site à l'autre.

**SER**

Une telle optimisation s'appuierait-elle sur de la modélisation statistique ou sur des capteurs ?

**RTE**

Différentes solutions pourraient être envisagées, avec des combinaisons de capteurs sur les lignes et/ou des outils de modélisation s'appuyant sur les stations météo environnantes. Dans le cadre du projet Poste Intelligent, nous testons une solution sans capteurs sur les lignes. Nous sommes néanmoins relativement confiants dans les outils de modélisation mobilisés.

**COFELY**

L'optimisation ainsi recherchée porte-t-elle sur les réseaux de production, de distribution ou de transport ? En pratique, ces trois réseaux sont différents.

**RTE**

A terme, l'objectif serait bien d'aboutir à une optimisation globale des ressources sur l'ensemble de la chaine, en s'appuyant sur les productions renouvelables notamment. Pour le moment, nous travaillons sur l'optimisation du réseau de transport, ainsi qu'avec ENEDIS et un certain nombre de producteurs.

**COFELY**

L'optimisation ne saurait cependant être la même pour les réseaux de distribution et le réseau de transport. Dans ce contexte, comment produire une optimisation globale ?

**ENEDIS**

Plutôt que de viser une optimisation globale, l'enjeu sera de trouver les bons signaux économiques aux différents étages du système, le cas échéant en s'appuyant sur des analyses coûts/bénéfices, pour optimiser l'articulation entre la consommation, la distribution, le transport et la production. Par ailleurs, les démonstrateurs ont vocation à accompagner la mise en œuvre de la LTE, en favorisant l'intégration des EnR et en permettant aux territoires de se réapproprier leur politique énergétique locale.

**RTE**

Dans le cadre européen, l'injonction peut paraitre paradoxale, s'agissant à la fois de développer une optimisation globale des ressources, à une échelle supranationale, et de favoriser l'autoconsommation, à une échelle très locale.

Quoi qu'il en soit, nous nous efforcerons de décomposer la plus-value des différentes solutions testées, pour objectiver la manière donc chaque acteur peut se positionner. L'enjeu sera ensuite de construire des solutions permettant de concilier les objectifs des différents acteurs.

Au-delà des démonstrateurs ainsi mis en œuvre en France, dans une logique d'intégration verticale, RTE s'implique également dans un certain nombre de projets européens, pour aboutir à un développement convergent de solutions Smart à l'échelle européenne, dans une logique d'intégration horizontale (avec les TSO). Parmi ces projets figurent notamment : iTesla (autour des méthodes de gestion du risque pour optimiser l'utilisation des infrastructures existantes), Best Paths (autour du développement des réseaux à courant continu), e-Highway2050 et Migrate (autour du pilotage de l'électronique de puissance).

Dans le cadre du plan relatif à la Nouvelle France Industrielle, lancé en 2013 par le Gouvernement, un projet autour des réseaux électriques intelligents (REI) a par ailleurs été confié à RTE. Un plan d'action a ainsi été présenté en mai 2014, avec des objectifs associés en termes de création d'emplois, de chiffre d'affaires et d'activité à l'export. Ce plan REI a été structuré autour d'un certain nombre d'actions, avec pour objectifs principaux de fédérer les acteurs de la filière, de développer des actions de promotion de la filière et du savoir-faire français en la matière, de prévoir un déploiement à grande échelle des REI (avec un processus de sélection des zones à privilégier pour un déploiement à partir de 2017) et de favoriser l'articulation entre les grands groupes et les PME de la filière (en vue de valoriser ces dernières).

Dans le cadre du nouveau plan relatif à l'Industrie du Futur, le plan REI a ensuite été reversé dans un ensemble de solutions à développer autour de la ville durable, regroupant également des actions relatives au traitement des eaux, à la rénovation thermique des bâtiments et à la filière bois.

Une association baptisée Think Smartgrids a été constituée pour poursuivre la mise en œuvre du plan REI, avec un pilotage assuré par RTE puis ENEDIS. Cette association regroupe aujourd'hui

70 membres et dispose d'un budget de 500 000 euros (reposant uniquement sur les cotisations des adhérents).

**EDF-DOAAT**

Sur quel périmètre les objectifs du plan REI ont-ils été définis, s'agissant des objectifs en termes de chiffre d'affaires notamment ?

**RTE**

Le périmètre du plan a soulevé d'importants questionnements, les Smart Grids impliquant un champ très large d'activités industrielles (télécoms, informatique, énergie, etc.). A ce stade, le choix a été fait d'orienter le plan REI vers le développement de services innovants autour de l'intelligence électrique.

Pour permettre une valorisation économique des REI, un travail collégial a été piloté par RTE pour définir, en liaison avec des distributeurs, le régulateur, les ministères concernés et des industriels, une méthodologie commune d'appréciation des coûts et bénéfices des solutions intelligentes et d'optimisation de l'ensemble. Ainsi par exemple, il faudra être vigilant aux effets de bord, comme le report de charge avec effet rebond. Ce travail a fait l'objet d'un rapport, publié en juillet 2015 et disponible sur le site de RTE. Cette méthodologie a été déclinée sur un certain nombre de solutions (commandabilité des EnR, stockage, effacement résidentiel, effacement industriel, etc.), en vue de permettre un engagement autour d'objectifs chiffrés en termes d'impacts et de coûts. Une nouvelle série de modélisations a ensuite été commandée, dont les résultats devraient être publiés en novembre 2016.

L'action n°6 du plan REI porte sur le déploiement de réseaux électriques intelligents entre 2017 et 2020, en cohérence avec les objectifs définis par la LTE (article 200). L'enjeu serait ainsi de changer d'échelle par rapport aux démonstrateurs, tant en termes de périmètre géographique que de fonctionnalités, en mobilisant l'ensemble de la filière pour construire et articuler des solutions, y compris dans le but de structurer une offre et de répondre à des appels d'offres internationaux.

Ce déploiement sera porté, d'une part, par les GRT/GRD, à hauteur de 80 millions d'euros (dont 40 millions d'euros pour RTE) et, d'autre part, par les territoires. Ces derniers, dans une logique de réappropriation de leur politique énergétique, devront proposer aux pouvoirs publics des projets autour des thèmes suivants : la sensibilisation des collectivités et des citoyens, les technologies numériques et les objets connectés, la politique énergétique locale (pour le développement des EnR notamment) et la mobilité électrique (pour le développement d'infrastructures de recharge des véhicules électriques notamment). Autour de ces axes, l'enjeu sera de permettre un développement coordonné. RTE s'attachera ainsi à accompagner la mise en œuvre des projets portés par les territoires.

Un appel à projets a été lancé en ce sens auprès des territoires le 15 avril 2015, avec un cahier des charges élaboré par un groupe de travail gouvernemental piloté par la DGEC et la DGE et associant notamment la CRE, l'ADEME, RTE et ENEDIS. Les dossiers de candidature ont ensuite été analysés durant l'été 2015 par un collège d'experts élargi (membres du plan REI, experts représentant l'industrie française, experts internationaux). Une recommandation a ainsi été formulée auprès des ministres le 7 octobre 2015. En mars 2016, ces derniers ont annoncé les zones de déploiement retenues. Pour permettre un déploiement entre 2017 et 2020, un travail sera mené, en 2016, par RTE et ENEDIS pour appuyer les territoires dans la définition de la gouvernance, du contenu et des plans de déploiement des différents projets.

Les lauréats de cet appel à projets sont les régions Bretagne et Pays-de-la-Loire (avec le projet SMILE), la région PACA (avec le projet FLEXGRID) et la métropole européenne de Lille en association avec les régions Nord-Pas-de-Calais et Picardie (avec le projet YOU & GRID). Parmi

les thèmes abordés par ces projets (amenés à évoluer en fonction des partenaires industriels et du tissu économique local mobilisés), figurent notamment : l'efficacité énergétique, l'autoconsommation, l'*open data*, les infrastructures de recharge des véhicules électriques, l'intégration des EnR, le stockage, les effacements, etc.

Le déploiement du socle des gestionnaires de réseaux concernera quant à lui les régions Ouest (Bretagne et Pays-de-la-Loire) et PACA. En parallèle, RTE sera intégré à la gouvernance des projets des territoires et pourra répondre, le cas échéant, aux besoins d'accompagnement de ceux-ci (moyens techniques, conseils, données, voire investissements dans le réseau).

Dans la perspective du déploiement du socle RTE, une réflexion a été engagée pour identifier les fonctions suffisamment matures pour faire l'objet d'une expérimentation à grande échelle, au bénéfice des utilisateurs du réseau et des territoires.

Autour des postes et des liaisons Smart, il s'agira de profiter de la convergence des technologies de l'information et des technologies propres aux métiers de RTE pour développer de nouvelles fonctions avancées, susceptibles de permettre une optimisation de l'utilisation du réseau. Des outils de *dynamic line rating* seront déployés, ce qui permettra d'en mesurer l'apport dans différents contextes, au-delà de la modélisation théorique. L'accent sera mis également sur la résilience du système, avec des automates permettant de récupérer plus rapidement les capacités de transit suite à un incident, dans une logique d'amélioration de la QDE.

Vis-à-vis de la production, l'accent sera mis sur les échanges de données et la commandabilité, pour optimiser en temps réel les injections au regard des disponibilités du réseau. L'installation d'automates pourrait ainsi permettre d'éviter certains investissements sur le réseau.

Des projets de R&D pourraient également être déployés autour des centres de conduite.

Vis-à-vis des clients industriels et résidentiels, il s'agira de travailler avec ENEDIS sur l'accès aux flexibilités, pour apporter de la souplesse dans la gestion des contraintes locales. En parallèle, des compteurs intelligents seront déployés, avec des services associés.

La plateforme d'*open data* mise en place par RTE sera également développée, en termes de données et de services, en liaison avec les territoires et leurs propres dynamiques en matière d'*open data*, afin de favoriser l'innovation.

Vis-à-vis des règles de marché, une réflexion a été engagée avec les pouvoirs publics et ENEDIS sur la possibilité de conduire des expérimentations, autour de l'accès aux flexibilités notamment.

**SRD-ELE**

Les résultats des analyses coûts/bénéfices menées dans le cadre des démonstrateurs sont-ils disponibles aujourd'hui ?

**RTE**

Pour les démonstrateurs ADEME, les résultats ne sont pas publics à ce stade. Après la clôture des projets Nice Grid, GreenLys, Venteea, une synthèse qualitative pourrait être produite mais les éléments chiffrés demeureront confidentiels.

Dans le cadre du plan REI, il s'agira véritablement de quantifier les développements. Il convient de noter que cette démarche engageante demeure extrêmement rare.

**SRD-ELE**

Les résultats obtenus dans le cadre des projets Nice Grid, GreenLys et Venteea ont-ils été plutôt positifs ou négatifs ?

**RTE**

Certains projets n'étaient pas nécessairement menés sous un angle économique mais plutôt sous un angle technologique.

Dans le contexte actuel, les résultats se sont révélés négatifs pour un certain nombre de solutions telles que l'effacement résidentiel ou l'ilotage. Cependant, les impacts de ces solutions pourraient être différents et générer davantage de valeur pour le système et les consommateurs à une plus grande échelle, d'où l'intérêt d'aller au-delà des démonstrateurs pour travailler sur des zones et des populations plus larges. A ce stade, nous n'avons pas été en mesure d'extrapoler les résultats obtenus dans le cadre des démonstrateurs à l'échelle du territoire national, compte tenu de l'hétérogénéité des typologies de réseaux.

**EDF-DOAAT**

La possibilité d'expérimenter localement de nouvelles règles de marché a été évoquée. Dans quel cadre de concertation ces expérimentations seront-elles menées ?

**RTE**

Ce sujet est en cours d'instruction. Quoi qu'il en soit, une concertation devra être mise en œuvre, le cas échéant dans le cadre de la CAM.

Il convient également de noter qu'entre 2017 et 2020, les zones retenues pour le déploiement du plan seront considérées comme des zones franches. Il pourrait donc être possible d'y mener des expérimentations dérogeant aux mécanismes de régulation en vigueur, sans flux financiers associés et en liaison avec la CRE. Nous avons déjà eu l'opportunité de procéder ainsi dans le cadre des projets Smart Grids Vendée et Nice Grid.

## III. Comptage au fil de l'eau et nouveaux services de données et de notification

**RTE**

Le déploiement du comptage au fil de l'eau a été initié fin octobre 2015. A ce jour, le rythme de déploiement observé permet d'envisager l'atteinte de l'objectif fixé, à savoir la couverture d'un quart du parc en fin d'année 2017.

Ce déploiement consiste à renouveler l'interface de communication des armoires de comptage, au sein d'un parc de 10 000 points de comptage. Pour l'heure, nous nous appuyons sur des compteurs équipés d'une technologie 3G – la couverture réseau étant suffisante dans les sites concernés. D'autres solutions techniques seront néanmoins testées prochainement, sur lesquelles nous aurons l'occasion de communiquer.

Depuis fin octobre 2015, des API ont par ailleurs été ouvertes, permettant aux développeurs de récupérer les données des compteurs dans des délais plus courts, de l'ordre de 5 à 10 minutes. En cible, nous espérons ainsi atteindre une disponibilité proche du temps réel pour 99 % des compteurs.

Un premier bilan détaillé de cette expérimentation a été publié et présenté au dernier GT « Comptage et Données ». Nous avons aussi présenté à cette occasion les évolutions de la documentation technique de référence relative au comptage.

Pour le dernier trimestre 2016, nous prévoyons également une mise à disposition des données SPEED sur le nouveau portail clients de RTE, pour tous les types de clients.

Pour développer ces nouveaux services, des partenariats ont été noués avec différents acteurs importants pour le réseau et sur les marchés.

La mise en place d'un nouveau standard technique nécessite toutefois de substituer les API aux méthodes classiques d'accès par la télérelève et la téléphonie RTC. Dans l'optique d'accompagner cette évolution, nous avons été mis en relation, *via* nos clients, avec un certain nombre d'acteurs de la télérelève et du comptage, afin de veiller à l'adaptation de leurs progiciels.

Par rapport au premier projet d'évolution de l'article 4.8 de la documentation technique de référence relatif au comptage présenté en 2014, des modifications complémentaires ont pu être apportées à travers les partenariats mis en œuvre, concernant l'évolution des matériels, la description des paliers RTC et IP, ainsi que les services de base associés au comptage. Par exemple, les courbes de charges sont récupérées au pas 1 mn mais les API permettront de les transposer au pas 10 mn et l'accès SPEED sera intégré aux services de base d'accès aux données. Une concertation sur une nouvelle version de l'article 4.8 devrait ainsi pouvoir être organisée en septembre 2016, avant une phase de consultation en octobre-novembre 2016.

Deux nouveaux portails seront ouverts pour accompagner le développement de nouveaux services : un portail « data » et un portail « services ».

Dans un premier temps, ces portails seront accessibles de machine à machine, au travers des API, avec un service de notification par email ou SMS. Dans un second temps, ils pourront être accessibles au travers de *smartphones* ou de tablettes. Ils reposeront sur des modalités d'accès simplifiées, avec un login et un mot de passe.

Le portail « services » sera disponible, dans sa première version, fin juin 2016. Il permettra d'offrir un service de notification concernant les dépassements de seuils de puissance souscrite. Dans sa deuxième version, il permettra également une visualisation des données disponibles sur le portail clients actuel – ce dernier ayant vocation à être maintenu jusqu'à la reprise de l'ensemble des informations qu'il contient. A terme, différentes fonctionnalités y seront intégrées, en fonction du déploiement des nouveaux services.

Le portail « data », quant à lui, sera disponible, dans sa première version, en juillet 2016. Il reprendra des données privées et des données publiques accessibles sous forme d'API. Il proposera également des outils pour intégrer et tester les API.

A partir de juillet 2016, un premier service de notification sur les dépassements de seuils de puissance souscrite sera donc mis en place. Deux autres services de notification sur les dépassements de seuils de consommation et d'énergie réactive seront ensuite mis en œuvre à partir du dernier trimestre 2016. Les notifications sur les dépassements de seuils de puissance souscrite et de consommation seront envoyées en quasi-temps réel grâce aux compteurs sous IP.

Une nouvelle concertation a par ailleurs été prévue dans le courant du dernier trimestre 2016 sur la mise en place de nouveaux services de données. Il s'agira ainsi de définir la consistance et le format des données mises à disposition, ainsi que leurs modalités techniques d'accès. Les données mises à disposition devraient ainsi recouvrir : l'historique des données de comptage brutes, les données de comptage validées à partir de J+1, les données physiques validées à partir de J+1, les données d'accès au réseau brutes (en format SPEED et validées à partir de J+1), ainsi

que les données fournisseur à partir de J+1. La mise en place de ces nouveaux services fera l'objet d'un accompagnement. La chaine historique Dat@ RTE continuera de vivre en parallèle, jusqu'à ce que sa date de fermeture soit déterminée.

Cette nouvelle offre de services aura ensuite vocation à s'étoffer en 2017.

**DIRECT ENERGIE**

Les données du tableau de bord de RTE seront-elles également véhiculées par les nouveaux portails ?

**RTE**

Ces données seront reprises dans les API. Dans un premier temps, vous pourrez y accéder à travers le portail « data ». A terme, ces informations seront également disponibles sur le portail « services ».

**EDF-DOAAT**

A terme, le processus de reconstitution des flux pourra-t-il être accéléré ?

**RTE**

Le déploiement IP porte sur des compteurs ne faisant pas partie du mécanisme de reconstitution des flux. La question sera ensuite celle des usages que pourront faire les GRD des données de comptage au fil de l'eau, vis-à-vis des postes sources à l'interface avec le RPT. Pour l'heure, dans le cadre de nos partenariats, nous tâchons ainsi de faire émerger de nouveaux usages et de nouvelles opportunités.

Le sujet nécessiterait également d'être abordé dans le cadre du GT de la CAM consacré à la reconstitution des flux.

Nous avons également engagé une réflexion sur la mise en place de deux nouveaux services de d'information sur la QDE : un système de notification sur les coupures et les creux de tension, ainsi qu'un système de partage en amont de notre appréciation des risques pour la QDE.

Le système de notification sur les coupures et creux de tension pourrait permettre, en cas d'incident ou d'aléa identifié, de délivrer une information dans les 5 minutes. Le design de ce service sera défini en liaison avec certains de nos clients. De premières expérimentations seront ensuite menées en fin d'année 2016.

S'agissant du partage de notre appréciation des risques pour la QDE, des expérimentations seront proposées en fin d'année 2017. A ce stade, nous travaillons encore sur la qualification des risques d'incident, afin de permettre, à terme, de communiquer dessus avec des indices de confiance.

**ENEDIS**

Les nouveaux portails permettront-ils d'accéder aux profils de tension ?

**RTE**

Des services de notification et de partage seront proposés. Les profils de tension, quant à eux, devraient l'objet de développements en 2018, à partir de données issues de mesures.

# IV. Codes ENTSO-E

## 1. Codes de réseau

**RTE**

Le Code RfG, définissant des prescriptions pour le raccordement des installations de production, est entré en vigueur le 17 mai 2016 et sera applicable à partir du 27 avril 2019. Une instance de concertation a été constituée pour assurer l'implémentation de ce code. Dans ce cadre, un travail a été mené autour des seuils entre les niveaux A, B, C et D définissant, avec des niveaux d'exigences croissants, les différentes catégories d'installations de production. Un bilan de la concertation a pu ensuite être adressé à la DGEC. A priori, celle-ci devrait proposer un retour sur les propositions de seuils ainsi formulées à l'occasion de la prochaine réunion de concertation, programmée le 30 juin 2016.

Des groupes de travail spécifiques ont également été mis en place pour aborder des points techniques tels que le réglage de fréquence ou l'application aux sites existants suite à modification.

**SRD-ELE**

Quels ont été les seuils proposés à la DGEC ?

**RTE**

RTE a proposé les seuils suivants : 1 MW entre A et B, 15 MW entre B et C et 50 MW entre C et D. Du reste, le bilan de la concertation reprend les propositions formulées par l'ensemble des acteurs.

**ENEDIS**

Certains producteurs ont proposé un seuil de 17 MW entre les niveaux B et C. Chacun a ainsi formulé des propositions. Il appartiendra ensuite à la DGEC de trancher.

**RTE**

La DGEC nous proposera un jeu de seuils, sur lequel nous nous donnerons le temps de travailler. Ensuite, le Code RfG prévoit une consultation publique sur le sujet.

Concernant les paramètres non exhaustifs relatifs à la fréquence, des propositions seront formulées début septembre 2016.

Nous avons par ailleurs engagé, en articulation avec l'instance de concertation autour du Code RfG, des travaux autour du Code DCC, ayant vocation, après son examen par le Parlement et le Conseil européens, à s'appliquer au raccordement des distributeurs et des consommateurs industriels. Les réflexions ont notamment porté sur les services de participation active de la demande.

Concernant le Code HVDC, ayant vocation à définir les exigences de raccordement des liaisons à courant continu, nous sommes toujours en attente du lancement de la concertation par la DGEC.

## 2. Information codes exploitation et codes marché

**RTE**

Au niveau des codes d'exploitation, des lignes directrices (Guidelines) pour l'exploitation du système ont été votées en Cross Border Committee le 4 mai 2016 et devraient être publiées au journal officiel de l'Union européenne début 2017. A cet égard, nous souhaiterions vous proposer

un atelier de présentation spécifique en septembre-octobre 2016. Un code relatif aux situations d'urgences et à la restauration du système (reconstitution du réseau) est par ailleurs en cours de comitologie et devrait faire l'objet d'un vote en septembre 2016.

S'agissant des codes relatifs au marché, le code relatif à l'allocation des capacités et à la gestion des congestions est entré en vigueur le 14 août 2015. Le code relatif à l'allocation des capacités à long terme a fait l'objet d'un vote favorable en octobre 2015 et devrait être publié prochainement au journal officiel de l'Union européenne. Le code relatif à l'équilibrage devrait par ailleurs entrer en comitologie au second semestre 2016.

Ces codes continueront d'être suivis dans le cadre de la CAM.

**EDF-DOAAT**

Dans le cadre de l'atelier autour des lignes directrices pour l'exploitation du système, il conviendrait de proposer aussi un éclairage sur les implications pour le cadre contractuel français.

**ENEDIS**

Dans le cadre des réflexions menées sur l'équilibrage, quelle serait la période de règlement des écarts envisagée ?

**EDF-DOAAT**

Dans sa dernière version, le Code Balancing ne précise pas cet élément. Dans le cadre de l'analyse coûts/bénéfices, la Commission européenne a demandé une étude. Le scénario privilégié fixerait cette période à 15 minutes pour l'ensemble des pays, excepté pour la France et l'Italie qui demeureraient à 30 minutes. Le sujet semble néanmoins toujours ouvert.

## V. Point d'avancement des GT de la CAR

### 1. GT Raccordement et accès au réseau des Consommateurs

**RTE**

S'agissant du nouveau cadre contractuel pour le raccordement des consommateurs, l'ensemble des documents a été soumis pour approbation à la CRE en avril 2016 et devrait faire l'objet d'une délibération prochainement.

Pour ce qui est de la convention d'exploitation, la consultation se poursuivra jusqu'au 27 juin 2016. Le document sera ensuite transmis pour information à la CRE.

Une concertation est par ailleurs prévue en fin d'année sur les sites mixtes (associant consommation et production), en articulation avec les travaux menés sur le cadre contractuel pour les gestionnaires multi-producteurs (GMP).

### 2. GT Raccordement et accès au réseau des Distributeurs

**RTE**

Les concertations se poursuivent sur la procédure de raccordement (autour de la gestion de la file d'attente notamment), sur la convention de raccordement (autour des conditions générales et particulières, des modalités tarifaires), ainsi que sur la DTR relative à la puissance de raccordement (en soutirage et en injection, traitées séparément et avec une possible saisonnalité).

Sur ces éléments, la consultation pourrait être lancée en septembre 2016, en vue de permettre une saisine de la CRE en novembre 2016.

Concernant la convention de conduite, la concertation devrait débuter en septembre 2016. Une concertation devra ensuite être planifiée sur la convention d'exploitation.

A partir de la rentrée 2016, une concertation sera également lancée sur le CART Distributeurs, autour des limitations de productions raccordées sur le RPD notamment.

Pour ce qui est de la gestion du réactif à l'interface entre RPT et RPD, la consultation de la CRE sur le TURPE V s'achèvera le 24 juin 2016. Il s'agira ensuite de mettre à jour la DTR de RTE, ainsi que le CART.

**SER**

Quel est l'objet des discussions menées sur la gestion de la file d'attente ?

**RTE**

L'idée serait de mieux coordonner la gestion des files d'attente RTE et GRD, en partageant les éléments reçus de chaque côté afin d'éviter les redondances.

**SRD-ELE**

L'objectif serait ainsi de mettre en place une file d'attente commune.

**RTE**

Il s'agirait notamment de clarifier le traitement des demandes de raccordement portant, en phase d'étude, sur plusieurs postes sources. Nous pourrions également aborder ce sujet dans le cadre du GT Raccordement et accès au réseau des Producteurs.

**SER**

Ceci pourrait-il modifier aussi la procédure pour les producteurs ?

**RTE**

Non. Il s'agirait d'optimiser la manière dont RTE et les GRD communiquent entre eux pour gérer la file d'attente, en précisant dans la DTR la façon dont les demandes sont instruites.

**SER**

Nous souhaiterions effectivement bénéficier d'un éclairage sur le sujet dans le cadre du GT Raccordement et accès au réseau des Producteurs.

**MAIA EOLIS**

La problématique de l'établissement du T0 nécessiterait également d'être abordée.

### 3. GT Raccordement et accès au réseau des Producteurs

**RTE**

Une concertation a été engagée sur la procédure de raccordement et la convention de raccordement producteur, à laquelle la CRE a souhaité associer des éléments concernant le raccordement des projets éoliens *offshore*. Une saisine de la CRE devrait intervenir durant l'été 2016, en vue de permettre une évolution de la DTR au cours du second semestre 2016.

**FEE**

Au niveau de l'éolien, le projet ne concernerait cependant pas que l'*offshore*.

**RTE**

L'enjeu serait notamment de pouvoir fermer les réserves figurant dans les trames, pour en faire bénéficier l'ensemble des producteurs, au-delà de l'*offshore*.

Concernant les concessions hydrauliques, la concertation devrait être engagée en fin d'année 2016. Sur les S3REnR, l'objectif serait de lancer la consultation au cours de l'été 2016.

Sur le stockage, sujet sur lequel nous sommes plutôt en veille aujourd'hui, une concertation pourrait éventuellement être engagée en fin d'année 2016 ou en 2017, en fonction de l'évolution des mesures réglementaires et des travaux sur les réseaux électriques intelligents.

Pour structurer le cadre contractuel des GMP (Gestionnaires Multi Producteurs), l'intégration de modules spécifiques dans le cadre de raccordement des producteurs pourrait être envisagée, plutôt que d'élaborer un cadre de raccordement séparé. Un cadre commun serait ainsi constitué, permettant une meilleure visibilité et une meilleure égalité de traitement entre les producteurs. Une concertation pourra être lancée sur ce point une fois le CART GMP approuvé par la CRE.

A l'issue de la concertation sur le projet de CART GMP, des évolutions ont été proposées, concernant notamment les modalités de signature (par le GMP uniquement, avec une notification obligatoire aux sites indirectement raccordés) et les modalités de calcul des pertes (renvoyant au contrat de service de décompte pour les sites indirectement raccordés). Des évolutions transversales à l'ensemble des CART ont également été introduites, sur le comptage et les données (pour tenir compte des évolutions technologiques), ainsi que sur les conditions de modification des puissances souscrites (avec une gestion en ligne permettant d'éviter l'écriture formelle d'un avenant au CART). La consultation sur le projet devrait aboutir très prochainement, pour permettre une saisine de la CRE fin juillet 2016.

**SRD-ELE**

Quelle est la différence entre des GMP et des réseaux fermés de distribution ?

**RTE**

Par différence avec les GMP, les réseaux fermés de distribution correspondront à des réseaux privés de consommateurs et non de producteurs. Par ailleurs, les éventuels raccordements de production sur un réseau fermé de distribution seront traités comme des raccordements directs – la contractualisation avec les GMP reposant quant à elle sur une contractualisation avec le site de tête qui est garant du respect des performances par les sites indirectement raccordés.

**EDF-DOAAT**

Une concertation pourrait donc avoir lieu sur une évolution du CART producteurs ?

**RTE**

Au sein du cadre contractuel général des producteurs, le CART GMP sera spécifique conformément à la demande de la CRE et compte tenu des particularités et définitions liées aux GMP.

Pour le raccordement, la construction d'une trame commune devrait être privilégiée. De la même manière pour le CART, une réflexion pourrait éventuellement être engagée à terme sur la définition d'une trame contractuelle commune aux producteurs et aux GMP.

Dans le cadre de la prochaine réunion du GT, nous aborderons les thèmes du contrôle périodique (pour introduire les réflexions à mener au second semestre 2016) et de la téléconduite (pour envisager une révision de la DTR).

Vis-à-vis des services systèmes tension, une consultation publique devrait être lancée très prochainement par la CRE. Une délibération devrait ensuite intervenir au mois de septembre 2016, pour permettre l'application d'un nouveau jeu de règles au 1er janvier 2017.

## 4. Autres GT

### RTE

Autour des nouvelles interconnexions dérogatoires (NID), un nouveau modèle de convention de raccordement a été approuvé par la CRE en avril 2016. Afin de bâtir maintenant un modèle de CART s'appliquant aux NID, des concertations devraient être menées en 2017, en lien avec le développement de projets concrets.

Une concertation devrait également être lancée en fin d'année 2016 sur le toilettage de la trame du contrat de prestation annexe (hors QDE). Il s'agira notamment de séparer les conditions générales et particulières, d'intégrer les nouvelles possibilités de décompte et de prendre en compte l'évolution des services de données (en lien avec la concertation sur les nouveaux services).

**La prochaine réunion de la CAR aura lieu le 24 novembre 2016.**

Nous vous tiendrons également informés des différents séminaires programmés.