Commission Accès au Réseau

23 NOVEMBRE 2017

Procès-verbal définitif

Etaient présents :

Pour les acteurs industriels

Alvaro ARGUELLO (EDF)
Camille BREDOUX (FEE)
Benoit GARET (Geridis)
Sébastien GIMENEZ (Engie)
Benoit GREHAIGNE (Uniper Energy)
Antoine GUILLOU (UFE)
Cédric LEHAIRE (Dalkia)
Thierry LEMOYNE (UNIDEN)
Danièle LOISEL (SRD/ELE)
Bertrand LOOCK (SHEM/ENGIE)
Sylvie MAGOIS (EDF DPI)
Christophe MONTBROUSSOUS (CNR)
Christophe NANCEL (SHEM/ENGIE)
Amiraly VALIBHAY (ENEDIS)
Benoît VERCELLETO (Celestpower)

RTE

Stéphane CHATELLIER
Christelle COPPENS-CHALOUB
Gabriel DA SILVA
Arthur HENRIOT
Olivier HERZ
Clotilde LEVILLAIN

Nicole L’HOSTIS
Bruno NEUPONT
Delphine PORFIRIO
Damien PRUVOST
Jean Paul ROUBIN
Laura VANDYCK

ORDRE DU JOUR

I. Actualités 4
1. Bilan prévisionnel 4
2. Evolutions réglementaires 5
3. Actualité européenne 8
4. TURPE 5 9
II. Démonstration de CAPARESEAU 9
III. Concertation « Données & Comptage » 11
IV. Optimisation du réglage de la tension 13
V. Préparation du passage de l'hiver 2017-18 15
VI. Planning des GT de la CAR : réalisé 2017 et prévision 2018 17

I. Actualités

1. Bilan prévisionnel

Le bilan prévisionnel a été publié par RTE au début du mois de novembre, à l'issue d'une concertation de neuf mois. Les travaux ont été présentés lors de la Commission Perspectives Système et Réseau qui s'est tenue la semaine dernière et qui a réuni 80 participants. Un rapport de synthèse de ce bilan prévisionnel est accessible sur notre site Internet. Le rapport complet, pour sa part, sera disponible dans quelques mois.

Pour rappel, notre bilan prévisionnel s'inscrit dans une vision à long terme à l'horizon 2035. Il traite de l'équilibre entre l'offre et la demande jusqu'à cette date.

Trois périodes prospectives ont été définies.

La première s'étend de 2018 à 2020. Elle se qualifie par un système électrique ajusté aux besoins. Nous estimons que la consommation se stabilisera durant ces trois années. Les moyens de production au fioul s'arrêteront et, en parallèle, les énergies renouvelables se développeront sans toutefois impacter la production de manière significative. En cas de vague de froid, des moyens exceptionnels pourront être activés, notamment par le biais de l'application Eco2mix ou en attirant l'attention des consommateurs sur les éco-gestes à mettre en place au quotidien. Nous comptabilisons 2 400 MW de consommation supplémentaire par degré de température en moins. Cette donnée représente un enjeu de taille pour l'avenir et l'équilibre entre l'offre et la demande.

La deuxième période court de 2020 à 2025. Elle se caractérise par une légère baisse de la consommation et de nouveaux moyens de production disponibles parmi lesquels se trouvent les premiers parcs éoliens offshores, une nouvelle centrale au gaz et des interconnexions avec l'Angleterre et l'Italie qui faciliteront les importations. En outre, la tendance des énergies renouvelables poursuivra son développement et la flexibilité de la consommation augmentera. Ces facteurs réunis nous amènent à envisager une augmentation des marges suffisante pour fermer soit des centrales à charbon soit quatre réacteurs nucléaires de plus de quarante ans. Il sera toutefois nécessaire de trancher entre ces deux options afin de maintenir l'approvisionnement.

Sur la troisième période, de 2025 à 2035, nous avons élaboré quatre scénarios prospectifs en concertation avec les différents acteurs concernés. Ces scénarios intègrent les mêmes orientations, à savoir :

- l'accroissement significatif des énergies renouvelables terrestres et offshore,
- la réduction du parc nucléaire,
- la stabilisation, voire la réduction de la consommation,
- le développement massif des véhicules électriques,
- la croissance de l'autoconsommation.

Chaque scénario combine ces éléments à des rythmes différents. Les variantes dépendent des priorités qui seront fixées par les pouvoirs publics.

Le premier de ces scénarios, intitulé scénario Ampère, se base sur une réduction de la part du nucléaire proportionnelle à la progression des énergies renouvelables. Cette option permet de stabiliser, voire de diminuer, les niveaux de CO_2 émis mais repousse l'objectif de 50 % de nucléaire à l'horizon 2030. Ce retard est toutefois compensé par une forte croissance du renouvelable.

Le scénario Hertz, quant à lui, se concentre sur le maintien du niveau des émissions de CO_2. La part du nucléaire atteint 50 % en 2030 également. Conjointement, les centrales au charbon sont fermées et la part des énergies renouvelables augmente de manière soutenue.

La troisième variante, le scénario Volt, s'axe autour des débouchés économiques, par exemple la progression du véhicule électrique. Il comprend une fermeture modérée des réacteurs nucléaires, d'importants volumes de production offshore et un net développement des interconnexions. Les émissions de CO_2 diminuent drastiquement avec la fermeture des centrales au charbon.

Enfin, le quatrième et dernier scénario, le scénario Watt, mise principalement sur le renouvelable et le déclassement du nucléaire à l'horizon 2035. Il s'agirait de tripler le volume produit par les énergies renouvelables comparé à la production actuelle. Dans la mesure où cette augmentation ne suffirait pas à compenser la fermeture des réacteurs nucléaires, elle s'accompagnerait d'une production au gaz qui ferait augmenter le niveau d'émissions de CO_2.

Vous trouverez ces informations dans les dossiers de presse à votre disposition. Nous organiserons d'autres temps de présentation de ce bilan en début d'année 2018.

L'enjeu de ce travail prospectif vise à contribuer à la réflexion en amont de la Programmation pluriannuelle de l'énergie, dont l'annonce est prévue pour le mois de juin 2018. L'accélération de la mise en service des énergies renouvelables se trouve au cœur de la stratégie à adopter. Cette évolution nécessitera de travailler sur l'acceptation de ces nouvelles énergies par la population afin d'obtenir son adhésion. Il nous faudra de surcroit être capable de maitriser la demande et la flexibilité de la consommation. En effet, si aujourd'hui l'équilibre entre l'offre et la demande dépend de la consommation, des risques d'insuffisance de marge apparaitront à l'avenir puisque le parc énergétique sera devenu intermittent. Les questions du stockage et des interconnexions deviendront alors cruciales.

FEE

Aurions-nous la possibilité de vous faire parvenir nos propres propositions à intégrer dans les variantes des scénarios ?

RTE

Chacun des scénarios proposés comprendra plusieurs variantes. Nous vous invitons à vous rapprocher de la Commission Perspectives Système et Réseau afin d'évaluer quels axes vous souhaitez explorer.

FEE

Nous aimerions proposer une variante sur le scénario à l'horizon 2025 afin d'étudier les objectifs de développement des énergies renouvelables, ainsi qu'à l'horizon 2035 en sorte d'obtenir un rythme intermédiaire de fermeture des centrales nucléaires.

RTE

Nous vous donnerons les contacts nécessaires. Toutefois, nous tenons à rappeler que nous devons être en mesure de stabiliser un corpus d'hypothèses et de choisir des variantes ciblées. Nous avons notamment identifié la question des bouclages techniques, en termes d'analyse de robustesse. En outre, la problématique du CO_2 s'avère fondamentale.

2. Evolutions réglementaires

RTE

Au sujet des évolutions réglementaires et législatives, un arrêté sur l'offshore fixant le reste à charge de RTE en cas d'indemnités de retard de raccordement a été publié hier. Il s'agit de la dernière brique réglementaire qu'il manquait pour définir le cadre actuel sur l'offshore. Cet arrêté présente quelques évolutions par rapport à la version qui avait été soumise au Conseil Supérieur de l'Energie de septembre dernier. Pour rappel, il fait suite à la loi du 24 février 2017 et au décret du mois d'avril 2017 sur le montant des indemnités versées aux producteurs d'énergie éolienne en mer. L'arrêté

stipule que la CRE fixera un plafond annuel. Suite à la parution de cet arrêté, RTE pourra saisir la CRE pour l'approbation des conditions particulières de la convention de raccordement spécifique offshore.

En termes d'évolutions à venir, deux autres points sont à souligner.

Le premier point concerne l'actualité liée au développement des énergies marines renouvelables. Nous constatons que ces énergies deviennent une réalité en Europe et que des projets voient le jour dans les pays nordiques, en Allemagne ainsi qu'en Grande-Bretagne. La France, elle, compte six projets en cours d'éolien posé en mer suite à des appels d'offres lancés en 2012 et 2013, ainsi que quatre projets d'éolien flottant en mer suite à l'appel à projets lancé en 2015. La volonté de l'Etat d'accélérer ce développement a été réaffirmée ces derniers jours par le Ministre Nicolas Hulot lors des Assises de la mer au Havre. Ainsi, des études seront menées en Bretagne, en Méditerranée et au large de l'île d'Oléron pour de futurs appels d'offres.

L'Etat souhaite diminuer les coûts pour la collectivité. La volonté de développer cette filière tout en réduisant les coûts amène à réquisitionner le cadre pour l'offshore. L'Etat devrait proposer un nouveau cadre proche de ceux en vigueur en Allemagne ou dans les pays nordiques. Cette évolution clarifierait le périmètre de responsabilité et la gestion des risques entre les producteurs et le gestionnaire de réseau. Les autorisations administratives seraient également simplifiées. Ces évolutions devraient être intégrées à la future loi sur les hydrocarbures.

Le raccordement, plateforme comprise, serait réalisé par le gestionnaire de réseau avec couverture des coûts par le tarif. Par ailleurs, des autorisations purgées de tout recours devraient être fournies par l'Etat en amont des projets que ce soit pour l'installation de production que pour le raccordement. Par ailleurs, l'Etat a réaffirmé sa volonté de mettre en œuvre une meilleure planification des projets afin d'identifier les gisements et d'anticiper leur exploitation. RTE comme les parties concernées ne peuvent qu'être favorables à ces évolutions.

Le second point concerne le développement des énergies renouvelables sur terre. L'objectif de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) sera atteint à 90 % en 2018 avec 2 300 MW d'énergies renouvelables en plus. Toutefois, l'Etat souhaite accélérer le rythme de développement des énergies renouvelables. Pour ce faire, les objectifs seront revus et il convient de réduire davantage les délais de raccordement. Des réflexions sont en cours avec les fédérations de producteurs pour proposer des mesures de simplification des procédures administratives. En effet, ces dernières représentent en général un facteur d'allongement de la durée totale des projets.

Les premiers éléments tirés de ces échanges pourront alimenter les pouvoirs publics en vue de l'élaboration de la PPE prévue pour fin 2018. Nous devrons démontrer notre capacité collective à faciliter l'intégration des énergies renouvelables sur le réseau, à innover et répondre ainsi aux exigences fixées par l'Etat tout en tenant compte des contraintes régionales. De nombreux chantiers communs nous attendent sachant que le développement des énergies renouvelables nécessite de développer également le réseau.

ENGIE

Concernant les S3REnR, nous approuvons cette démarche de les faire évoluer afin de rendre les procédures plus dynamiques et d'identifier des solutions pour améliorer le dispositif. ENGIE considère que les projets de création d'ouvrages réseaux posent réellement des problèmes, car ce sont des travaux à longs délais. En effet, ces délais sont incompatibles avec le développement des projets ENR. Il y a urgence pour trouver ensemble des solutions à ce problème.

Auparavant, nous faisions face à un manque d'ambition alors qu'aujourd'hui ce n'est plus le cas. Il est donc crucial d'identifier, avec RTE et Enedis, les leviers à activer pour déverrouiller ces freins. Or les mesures actuelles nous paraissent très insuffisantes.

RTE

Les S3REnR, mis en place depuis quelques années, ont évolué au fil de l'eau et doivent encore devenir plus souples et évolutifs, notamment sur la question des délais. La question de l'acceptabilité des parcs par la population doit également être approfondie.

Nous tenons à mettre en perspective la question des délais administratifs. En effet, si l'on supprime l'autorisation préfectorale, l'ensemble du système se trouve fragilisé et les risques de recours potentiels augmentent en conséquence.

Nous approuvons la volonté de faire évoluer les S3REnR tout en garantissant que les gestionnaires de réseau construisent avec un niveau de coûts acceptable pour la collectivité. Même si la volonté politique est forte, il nous reste à convaincre les différents acteurs pour trouver le rythme de travail qui conviendrait à tous. Dans cette optique, nous avons par exemple consulté les producteurs sur les gisements dans les Hauts-de-France.

FEE

Nous appuyons la proposition formulée par ENGIE. Pour reprendre l'exemple des Hauts-de-France, le schéma prévoyait 5 GW en instruction alors que l'autorisation a été délivrée pour produire seulement 3 GW. Ce type de situation suscite de nombreuses craintes.

RTE

Cette décision du préfet s'est peut être fondée sur l'acceptabilité sociétale du projet. Dans ces cas-là, la décision revient au pouvoir politique à partir de l'ensemble des données dont il dispose.

FEE

Nous pensons que des modifications devraient être apportées au Code de l'énergie. Nous sommes favorables, par exemple, à la création d'un groupe de travail sur les raccordements HTA ou BT qui soulèvent un certain nombre de questions.

ENGIE

Le manque de vision des réseaux ne nous rassure pas. Nous sommes conscients de la question des coûts échoués et sur le fait qu'il ne faut pas simplifier à outrance. Nous travaillons sur l'acceptabilité sociale des projets. Parallèlement, vous devez identifier les questions clés. Nous réitérons que les S3REnR ne nous semblent pas à la hauteur des enjeux, le dispositif doit être amélioré notamment en terme d'anticipation des travaux à longs délais.

En outre, nous regrettons que le projet RINGO, en cours de développement par RTE et présenté dernièrement en Commission d'Accès au Marché n'ait pas été présenté en CAR s'il présente un bénéfice pour les producteurs.

RTE

Une communication ultérieure est prévue pour vous informer de ce dernier point.

En ce qui nous concerne, il nous semble exagéré d'affirmer que les S3REnR ne fonctionnent pas. Pour en revenir à votre constat alarmiste, le cas des Hauts-de-France est particulier comme vous le savez. Dix-neuf autres schémas existent dans d'autres régions, dont quatre ou cinq sont en cours d'adaptation, sur lesquels nous n'avons pas ce constat. Nous sommes d'accord sur le fait que nous devons améliorer notre réactivité, en travaillant avec vous lorsque les gisements ne se situent pas exactement où cela était prévu à l'origine. Nous sommes conscients des enjeux et nous ferons tout notre possible pour parvenir aux objectifs fixés en 2035.

En effet, nous sommes favorables à ces évolutions et le contexte politique l'est également à travers le Secrétaire d'Etat Sébastien Lecornu, le Ministre Nicolas Hulot et bien entendu le Président Emmanuel Macron. Les changements législatifs et réglementaires se concrétiseront d'ici quelques mois à un an, avec des ajustements graduels à prévoir à court terme.

Au sujet des S3REnR, nous devrons organiser une analyse des risques au niveau national en concertation avec les producteurs et les représentants des associations. Nous proposons que des rencontres formelles aient lieu entre tous les interlocuteurs régionaux (gestionnaires de réseaux, producteurs, préfecture…) afin d'anticiper le type d'actions à mener sur chaque territoire, notamment les Hauts-de-France. Le partage local direct, qui existe déjà de manière informelle, y gagnerait nettement.

3. Actualité européenne

4ème paquet « Energie propre »

RTE

Nous avons déjà présenté en juin dernier ce diagramme qui résume le cheminement des textes relevant respectivement du Conseil européen et du Parlement européen. Pour rappel, huit textes à portée législative sont concernés.

Fin juin 2017, le Parlement européen a remis un rapport sur la directive relative aux énergies renouvelables et la gouvernance de l'ACER. Plusieurs milliers d'amendements ont été émis en septembre, avec l'objectif de parvenir à des amendements de compromis fin novembre. Ensuite, les textes devront repasser en commission ITRE pour être votés. Malheureusement, le processus prend du retard et ce vote en commission pourrait être retardé jusqu'en janvier ou février 2018. Par conséquent, le vote en session plénière ne devrait pas intervenir avant le mois d'avril 2018.

En revanche, les processus progressent plus rapidement au niveau du Conseil européen sur les différents textes et révisions en cours. Ces derniers seront examinés pour avis en COREPER à la fin de l'année, si aucun accord n'est trouvé au sein du Conseil avant cette date. Le Conseil devrait ainsi se positionner au début de l'année 2018, soit lors de la présidence bulgare.

Dans tous les cas, l'objectif clé reste de faire voter les textes de manière définitive (après les trilogues) avant la fin de l'année 2018, en raison des élections européennes prévues mi 2019 (avec par conséquent très peu de décisions sur le premier semestre 2019).

Concernant la directive sur les énergies renouvelables, de nombreux députés souhaitaient afficher des objectifs plus forts et plus ambitieux que celui de 27 % d'ici 2030. Le chiffre de 35 % d'énergies renouvelables en 2030 a fait l'objet de discussions. Nous envisageons *in fine* un seuil de 30 % dans les textes, même si certains députés prônent une extension à 40 %. Par contre, nous ignorons si ce chiffre sera contraignant ou non. Le Conseil européen, de son côté, maintient son seuil de 27 %.

Codes ENTSO-E

RTE

Nous vous présentons l'état des lieux sur la déclinaison des codes européens qui fixent les exigences techniques pour se raccorder à un réseau électrique.

Tout d'abord, le code RfG, entré en vigueur en mai 2016, entrera en application le 27 avril 2019. En mai 2018, l'ensemble des textes réglementaires et documentations techniques de référence des

gestionnaires de réseau doit être mis à jour afin de permettre aux producteurs et aux constructeurs de s'adapter. Les travaux sont en cours, ainsi que sur les codes DCC et HVDC pour lesquels l'échéance est fixée à septembre 2018 pour une entrée en application en septembre 2019.

Par ailleurs, des concertations ont débuté sur les codes SOGL et ER. Une présentation aura lieu lors des prochaines instances RfG et DCC sur la façon de transposer le code SOGL. Nous envisageons de créer des sous-groupes communs avec les codes DCC et RfG.

EDF

Le planning 2018 présenté en annexe lors de l'envoi préalable de la présentation ne fait pas apparaître les GT. A t'il été modifié depuis ?

RTE

Nous ferons apparaître la planification de ces sous-groupes dans ce planning en effet.

EDF

Si je comprends bien, trois groupes de travail verront ainsi le jour. Prévoyez-vous un endroit où centraliser les évolutions en cours et l'état des lieux des travaux des différents groupes ?

RTE

Nous regrouperons ces informations a minima sur la plateforme commune afin que chacun sache ce qui se fait au sein des autres groupes de travail.

4. TURPE 5

RTE

Les CART évolueront à la suite de l'entrée en vigueur de TURPE 5. Le processus a pris un léger retard et nous répondons actuellement aux dernières questions de la CRE, en vue de leur approbation.

Sous réserve d'une approbation rapide de la CRE, les CART consommateur et producteur pourraient être effectifs début 2018. Ils ne nécessiteront pas de déploiement lourd puisqu'une simple notification suffira pour appliquer les modifications approuvées par la CRE.

A l'inverse, le CART distributeur n'a pas à être approuvé par la CRE. Nous rappelons qu'une signature est indispensable pour celui-ci, ce qui allonge la durée de mise en application.

II. Démonstration de CAPARESEAU

RTE

Nous tenons tout d'abord à remercier l'ensemble des gestionnaires de réseau qui participent à CAPARESEAU. Deux évolutions majeures ont eu lieu cette année concernant la mise à disposition des données sur les capacités d'accueil du réseau.

La première évolution concerne le passage à la maille mensuelle pour la publication des données, qui était auparavant trimestrielle. La publication des données est ainsi plus fréquente.

La seconde évolution majeure permet aux gestionnaires de réseau de partager un plus grand nombre d'informations sur cet outil.

Depuis l'aide en ligne de CAPARESEAU qui a été mise à jour avec les nouvelles fonctionnalités, vous pouvez consulter la liste des GRD qui participent à la mise à jour de l'outil et retrouver l'intégralité des informations et des sites web qui publient des données sur les S3REnR. Vous avez également la possibilité de consulter les états techniques annuels et les bilans trimestriels sur l'évolution des raccordements et les projets en matière d'énergies renouvelables.

En naviguant sur la visualisation cartographique, vous obtenez des informations sur chacun des postes, avec la mention des projets en file d'attente et de ses capacités réservées affectées ou encore disponibles. L'onglet de suivi vous permet à présent d'accéder aux projets du S3REnR en cours entrés en file d'attente et à ceux dont la convention de raccordement est signée. Cet onglet indique également le taux d'affectation global des capacités réservées du schéma en cours.

Une part importante des informations spécifiques aux postes sources est renseignée par les GRD. De nombreuses informations supplémentaires ont été publiées à l'occasion de la nouvelle version de l'outil. D'autres informations, comme le nombre de transformateurs qu'il est possible d'ajouter dans le poste source seront renseignées progressivement car elles nécessitent de collecter l'information directement sur le terrain.

Enfin, un export complet des données sur l'ensemble de la maille France est désormais disponible. Il contient toutes les informations ajoutées avec la dernière version.

ENGIE

Ces nouveautés nous semblent pertinentes et nous apprécions le travail fourni. Cependant, nous aimerions disposer d'une analyse structurelle de la file d'attente en plus des publications, des panoramas et des informations déjà disponibles. Il convient en effet de s'interroger sur les délais de certains projets lorsqu'ils dépassent les dix-huit mois. Nous ne comprenons pas pourquoi CAPARESEAU ne propose pas une analyse statistique telle que celle réalisée par Enedis, avec des courbes indiquant la moyenne des durées de réalisation des projets. Cela pourrait s'avérer utile pour agir sur les volumes.

RTE

Il faut considérer CAPARESEAU comme un outil cartographique qui constitue un point d'entrée pour l'instruction du raccordement des projets. Nous fournissons des analyses plus détaillées sur l'évolution de la file d'attente dans les états techniques et financiers annuels. Ces travaux annuels constituent une meilleure opportunité pour mener une analyse de la file d'attente, ainsi que des points de blocage rencontrés dans les schémas.

Au sujet des délais de raccordement, le délai maximal réglementaire de dix-huit mois entre la signature de la convention de raccordement et la mise en service du raccordement est systématiquement respecté.

FEE

Nous apprécions nous aussi cet outil. Cependant, nous avons relevé de fréquentes erreurs de contenu. Ainsi, certains postes n'affichent pas tous leurs projets. Pour cette raison, les producteurs éoliens ne sont jamais certains des données mentionnées. Le taux de saturation du schéma picard, par exemple, n'était pas exact. En bref, nous émettons quelques doutes sur la fiabilité des informations.

RTE

Nous avions effectué un travail de collecte de vos souhaits et des enjeux autour de CAPARESEAU il y a un an. Suite à vos réponses, nous avons relevé le défi et fait évoluer cet outil.

Il s'agit maintenant de nouvelles demandes à instruire. Le premier point abordé, c'est-à-dire l'analyse de la file d'attente, devrait selon nous constituer un travail conjoint, notamment avec les gestionnaires de réseau de distribution.

Sur le deuxième point, à savoir les données erronées, celles-ci nous semblent inhérentes au processus puisque tous les distributeurs ne participent pas à ce dispositif lourd. Il peut ainsi arriver que des écarts se produisent. Bien que ce dispositif implique de nombreux acteurs, nous devons réfléchir ensemble aux efforts à mener pour obtenir les informations correctes, sur les Hauts de France notamment.

ENEDIS

En tant que GRD le plus important, nous sommes d'accord pour traiter ce problème. Il nous semble regrettable de publier des données erronées. Nous vous assurons que nous tentons en permanence d'améliorer les informations disponibles.

Par ailleurs, il existe en effet un délai de publication qui tend à s'amplifier dans les régions qui connaissent des changements fréquents. A terme, nous aimerions que ce délai n'excède pas quinze jours, voire que la publication se fasse en temps réel.

FEE

Nous pourrions vous faire remonter les données qui ne semblent pas à jour.

ENEDIS

Absolument, n'hésitez pas à partager ce genre d'informations directement avec nous.

RTE

Cette question devrait faire partie des travaux que vous appelez de vos vœux de façon claire.

III. Concertation « Données & Comptage »

RTE

Tout d'abord, nous tenons à souligner que le rythme de déploiement de comptages IP se maintient. Fin octobre, nous recensions 2 700 comptages IP, soit 30 % du parc connecté. Nous prévoyons de garder cette cadence de 34 comptages par semaine pour les prochaines années, avec l'objectif de terminer en 2021. Pour 2018, nous souhaitons mettre l'accent sur les clients industriels, qui représentent une forte valeur pour l'équilibrage du réseau. Notre ambition est de couvrir 80 % de ces derniers l'année prochaine, soit environ 300 sites à déployer.

Par ailleurs, nous avons recensé plusieurs incidents sur la chaîne de comptage IP, dus tantôt aux réseaux télécoms hébergés par des sociétés externes, tantôt à l'application de mise à disposition des données. Pour y remédier, nous avons élaboré un plan d'actions qui nous permet de mieux connaître les incidents et d'améliorer les délais de reprise de service. En effet, si une coupure se prolonge, cette interruption devient pénalisante pour les clients connectés à ces nouveaux services. Nous visons une mise à disposition des données en moins de trente minutes. Ce niveau de service n'a malheureusement fréquemment pas été atteint depuis le mois de septembre.

Au mois de juin, nous vous avions présenté le portail Services. Les comptes privés constituent une évolution importante du nombre de clients connectés depuis l'ouverture du service en juin. Fin octobre, nous totalisions 300 comptes privés, représentant 123 sociétés déclarées. Plus de 15 % des sociétés ont ouvert un compte sur le portail. A terme, elles devront toutes faire de même puisque ce portail regroupera l'ensemble des anciens portails et espaces client.

CNR

Quelle vision générale avez-vous sur ce portail Services, les éléments de gestion qui figurent actuellement sur l'Espace Personnalisé Client s'y retrouveront-ils, ainsi que tous les contrats ?

RTE

Toutes les informations figurant dans votre Espace Personnalisé Client seront reprises, ainsi que vos contrats. Cette étape représente une première échéance. Nous travaillerons ensuite sur de nouvelles fonctionnalités, pour qu'à plus long terme cet espace regroupe un maximum de données et d'échanges, notamment sur la partie des marchés.

Le calendrier pour le basculement des services depuis l'EPC vers le nouveau portail Services n'est pas encore fixé pour l'instant. Toutefois, il est prévu que l'espace personnalisé client soit éteint vers 2019. Tous les services devront donc être transférés sur le nouveau portail avant cette date.

CNR

Il nous semble intéressant de retrouver nos accords de participation sur le nouvel espace.

RTE

Vous pourrez effectivement les consulter sur votre nouvel espace. Les contrats y seront centralisés.

EDF

Le site « transparence » de RTE va t'il évoluer ?

RTE

Lorsqu'il sera établi, le calendrier de la bascule des données vers le portail Services vous sera communiqué, pour les données privées et les données publiques.

Nous avons informé les clients sur les 80 types de données publiques différentes déjà disponibles sur le nouveau portail. Il arrive que certains de nos clients utilisent des robots pour récupérer les données via servlets sur le portail Clients. Ce mode d'accès est remplacé par les Open API du portail Data. Nous vous rappelons que l'accès par les robots sera éteint fin juin 2018. En conséquence, si vous n'avez pas reçu ces informations, avertissez-nous pour que nous fassions le nécessaire.

Pour en revenir au portail Services, des notifications existent depuis plusieurs mois. Vous trouverez les chiffres s'y rapportant dans les documents qui vous ont été fournis. Le service de notification sur dépassement de puissance souscrite, bien que seulement 30 % des clients y soient éligibles, semble susciter l'intérêt. Les notifications sur incident, quant à elles, permettent d'être alerté cinq minutes après un incident sur le réseau de transport afin de savoir si vous devez intervenir vous-mêmes ou bien s'il faut attendre que nous nous en chargions.

En somme, nous vous invitons fortement à vous approprier ces différents services. Ceux que vous utiliserez le moins pourraient ainsi être fermés, d'où l'importance pour notre part d'identifier correctement ce qui vous est utile.

Enfin, vous avez désormais la possibilité de télécharger les données. Si vous êtes équipés de comptage IP, vous pouvez également visualiser les données brutes de la journée en cours, et ce dans un délai inférieur à 30 minutes après la mesure des énergies. Une autre fonctionnalité permet en outre de comparer les données de deux sites différents, et prochainement les données d'un même site pour 2 périodes différentes. La visualisation des données de consommation ajustée utilisées dans le calcul des écarts de responsable d'équilibre sera également prochainement disponible.

IV. Optimisation du réglage de la tension

RTE

Ce projet, auquel vous avez contribué ou serez appelés à contribuer, répond à une réflexion engagée depuis plusieurs années. Le système de réglage de la tension sur le RPT a été bâti pour faire face à des risques et des contraintes spécifiques, par exemple les risques d'écroulement de tension consécutifs aux tensions basses. Or, ces contraintes évoluent, du fait des développements du réseau et du parc de production, ou de la baisse des soutirages sur le réseau HTB. Parallèlement à l'apparition de contraintes différentes, de nouvelles ressources voient le jour, telles que les énergies renouvelables raccordées aux réseaux de distribution, certains outils disponibles à l'interface GRT/GRD, ou une participation plus active des consommateurs industriels.

Des évolutions ont déjà été engagées pour répondre à ce constat. Ainsi, le gabarit de facturation du réactif des distributeurs a été rééquilibré dans le cadre du TURPE 5 entré en vigueur au 1er août 2017, pour une meilleure gestion des tensions hautes. Les règles Services Système ont également évolué au 1er avril 2017, par exemple pour tenir compte du fait que la notion de zone sensible n'était plus pertinente sous sa forme existante. L'ensemble du cadre du réglage de la tension par les groupes raccordés au RPT a été rénové.

Ces travaux doivent néanmoins être approfondis, pour affiner le besoin de RTE et permettre de solliciter l'ensemble des leviers les plus efficaces pour répondre à ce besoin. En conséquence, RTE élabore un rapport d'analyse technico-économique visant à définir la méthode la plus efficace du point de vue de la collectivité pour le réglage de la tension sur le RPT. Ce rapport sera remis à la CRE d'ici le 1er juillet 2018. Il comportera un volet consacré aux besoins de réglage de la tension du RPT, et un volet consacré à l'analyse du coût et de l'efficacité.

Vous trouverez le calendrier des travaux engagés dans le document joint : étude de l'évolution de nos besoins, expérimentation et analyse de nouveaux leviers, réconciliation entre besoins et leviers.

CNR

Votre échéance se situe-t-elle en 2023 ou en 2026 ? Est-elle liée au calendrier de TURPE 6 ?

RTE

Le TURPE 6 est prévu pour 2021. En ce qui concerne notre projet, nous travaillons principalement à l'horizon 2023, qui est donc cohérent avec un horizon à TURPE 6. Nous réalisons également des analyses de robustesse à l'horizon 2028, avec des hypothèses plus fortes d'évolution du parc de production.

Plusieurs expérimentations ont déjà été réalisées, par exemple sur la contribution des énergies renouvelables raccordées au RPD, ou sur la contribution des acteurs industriels. Nous finalisons l'analyse de ces expérimentations : la tension relève de facteurs variés, et il importe d'isoler la contribution des moyens testés des autres facteurs explicatifs.

Nous présenterons les enseignements tirés des expérimentations réalisées avec les producteurs raccordés au RPD en janvier 2018 devant les instances de concertation « producteurs » du CURDE. Des dates seront également proposées aux acteurs industriels pour un retour sur notre analyse de leur capacité à contribuer au réglage de la tension.

Les aspects demandant à être approfondis dans notre étude consistent en l'estimation des coûts et en la réconciliation des besoins et des moyens. Nous devons être capables de savoir si ces derniers se trouvent en adéquation.

EDF

La date fixée pour la remise du rapport, le 1er juillet 2018, s'annonce très proche. Avez-vous déjà initié les groupes de travail ? Combien comptez-vous en créer ? En réalité, votre calendrier semble ambitieux.

En outre, plusieurs volets de votre rapport relèvent du distributeur. Votre groupe de travail traitera-t-il de ces sujets ou bien les différents groupes de travail existants s'en chargeront-ils ?

RTE

Notre calendrier pour la remise du rapport d'analyse technico-économique s'avère en effet fort resserré. Nous aurons moins de temps à consacrer à la concertation que dans d'autres cas. En conséquence, nous n'aurons pas d'échanges systématiques avec l'ensemble des acteurs. Nous organiserons des sollicitations *ad hoc* de certains acteurs (constructeurs, distributeurs, industriels, ou producteurs) en fonction des études et expérimentations à mener.

Néanmoins, des échanges selon des modalités plus classiques de concertation, avec un calendrier adapté, auront lieu pour décliner un cadre contractuel.

CNR

Prévoyez-vous une présentation avant ou après le 1er juillet 2018 afin d'informer tous les interlocuteurs qui ne seraient pas membres des groupes de travail concernés ?

RTE

Il va de soi que nous en discuterons tous ensemble. Pour l'instant, nous travaillons de manière bilatérale, mais nous vous transmettrons les premières conclusions de ces travaux avant la remise du rapport à la CRE.

CNR

En effet, des réunions communes permettraient d'entendre l'ensemble des parties prenantes.

FEE

Observez-vous une participation satisfaisante de la part des producteurs concernés ?

RTE

En réalité, leur participation varie selon les zones choisies et les modalités des expérimentations. Dans les Hauts-de-France, 600 MW sont engagés dans l'expérimentation, ce qui constitue une participation tout à fait satisfaisante. Nous tenons d'ailleurs à saluer le volontarisme des acteurs qui participent aux expérimentations. Ces expérimentations qui visent à tester les capacités techniques des participants et le service rendu se font sans rémunération. La mise en place d'un cadre contractuel et la tarification suivront dans un second temps. En revanche, à l'instar de ce qui a été fait lors des tests pour l'évolution du gabarit tarifaire de facturation du réactif à l'interface GRD/GRT, il nous semble fondamental de neutraliser les coûts inhérents et de faire en sorte que ces expérimentations n'occasionnent aucun coût aux participants

V. Préparation du passage de l'hiver 2017-18

RTE

L'hiver qui arrive fera l'objet d'une surveillance attentive, en particulier les mois de janvier et février, qui pourraient manquer de robustesse en cas de vague de froid importante, et ce en dépit de volumes d'importations disponibles non négligeables. Pour préparer ce passage de l'hiver, nous avons analysé l'état du parc français et des importations ainsi que l'effacement sur les consommations.

Il semble tout d'abord que la consommation d'électricité restera stable comparée à l'hiver dernier. Cette stabilité devrait perdurer durant quelques années, avant d'amorcer une légère décroissance. Pour rappel, nous avions atteint une pointe historique de consommation s'élevant à 85 000 MW lors de la vague de froid de février 2012. Ensuite, les effacements devraient rester stables, eux aussi. Nous les estimons autour de 2 200 MW de novembre à février.

Les importations connaissent en outre une hausse de volume en raison de meilleures capacités d'échange. Nous rappelons que l'an dernier, une avarie sur un câble reliant la France à la Grande-Bretagne avait réduit nos possibilités d'importation. Or cette connexion est désormais réparée, ce qui augmente l'offre disponible à l'étranger.

En ce qui concerne le nucléaire, nous disposons d'un nombre plus élevé de réacteurs en bon fonctionnement par rapport à l'an dernier. *A priori*, seuls trois réacteurs seraient en état d'indisponibilité au cœur de l'hiver, alors que l'an dernier cinq à douze réacteurs se trouvaient à l'arrêt sur la même période. A l'heure actuelle, nous comptons tout de même seize réacteurs indisponibles. Nous attendons le retour de huit d'entre eux en décembre. Les réacteurs restants devraient être remis en service ensuite.

En combinant l'ensemble de ces éléments, nous parvenons pour le mois de janvier 2018 à des moyens supérieurs de 2 800 MW à ceux de janvier 2017. Avec une consommation identique et des moyens en hausse, l'offre d'électricité s'avère ainsi plus disponible que l'hiver dernier.

Si nous détaillons les moyens de production disponibles en fonction des différents types d'énergie, nous remarquons que cette amélioration de la disponibilité se base principalement sur le parc nucléaire. En effet, le thermique diminue de son côté et l'hydraulique devrait présenter un volume réduit en raison du faible taux de remplissage des lacs. L'éolien, pour sa part, progresse, ainsi que les importations. Enfin, les effacements demeurent stables.

En revanche, en cas de grand froid, l'offre risque d'être insuffisante pour couvrir les besoins. En prévision de ces vagues de froid, nous avons établi différentes options en fonction des scénarios climatiques fournis par Météo France, auxquels nous appliquons le gradient de consommation.

FEE

Le chiffre que vous mentionnez à propos de l'énergie éolienne dans votre tableau sur la disponibilité moyenne prévisionnelle à la pointe du soir est étonnant. Vous estimez sa croissance à 200 MW alors que nous avons raccordé entre 1 500 MW et 1 600 MW pour 2016 et 2017.

RTE

Des écarts sont possibles puisque nous ne considérons que les informations durant la période hivernale, soit de novembre à mars. Or quand la température baisse, la période est anticyclonique ce qui diminue la production éolienne. Sur l'hiver, la production d'éolien s'élève à 1 300 MW.

Nous nous sommes ensuite interrogés sur le seuil de température à partir duquel l'offre ne suffira plus et sur les leviers exceptionnels à mettre en œuvre dans ce cas.

Pour l'hiver à venir, nous acceptons une vague de froid plus importante que l'année dernière, grâce aux moyens disponibles que nous venons d'évoquer. En novembre, le seuil s'établit à quatre degrés sous les moyennes de saison ; en février, il atteint six à sept degrés sous les moyennes de saison. Par contre, si nous comparons avec la vague de froid de 2012, il semble clair que nous ne saurions la couvrir avec les moyens disponibles actuellement. Nos contraintes dépassent en effet de trois degrés les températures constatées en 2012.

En résumé, le parc de production français reste adapté à la consommation pour les trois prochains hivers, avec une certaine acceptation d'une vague de froid modérée. Nous rappelons que la production de 8 000 MW issus du parc thermique à flamme a été arrêtée depuis 2012 et que le renouvelable ne permet pas encore de compenser ce delta.

Les moyens exceptionnels à notre disposition en cas de grand froid relèvent de quatre ordres :

- le rappel aux gestes citoyens, notamment via l'application Eco2mix et un relais par les médias et les pouvoirs publics (3 000 MW d'économie potentielle),
- l'activation de l'interruptibilité par RTE (1 500 MW d'économie),
- une baisse de tension de 5 %, soit 4 000 MW, plus efficace au moment de la pointe du soir,
- des coupures programmées en ultime solution, momentanées et tournantes, afin de préserver l'alimentation électrique du plus grand nombre de consommateurs possible.

L'hiver dernier, il n'avait pas été nécessaire d'activer le délestage. Ce dernier pourrait cependant devenir un levier récurrent lors des trois prochains hivers.

En effet, nos marges de manœuvre semblent limitées jusqu'en 2020. Notre surplus reste modéré, autour de 300 MW à 500 MW, avec un parc de production ajusté aux besoins de la consommation. Dans ce contexte, toute fermeture d'un moyen de production entraînera une dégradation de la sécurité de l'alimentation. En revanche, au-delà de 2020, nous connaîtrons une amélioration grâce au développement des énergies renouvelables et des interconnexions.

EDF

Votre température de vigilance tient-elle compte des interconnexions ?

EDF

Absolument. Notre modélisation intègre les importations. Si des contraintes venaient à apparaître au niveau de la production à l'étranger, notre température de vigilance augmenterait en conséquence, comme elle augmente en cas de variation de l'offre en France.

A ce propos, le *Winter Outlook* européen publié début décembre sur l'équilibre entre l'offre et la demande montre que les pays autour de la France ne devraient pas connaître de contraintes fortes, à l'exception de l'Italie. Traditionnellement, l'Italie importe plus qu'elle n'exporte, sauf en hiver si son réseau fonctionne correctement. La Grande-Bretagne, pour sa part, apparaît moins contrainte. L'hiver dernier par exemple, nous importions depuis l'Angleterre le matin et exportions vers elle le soir. Concernant les autres pays voisins, l'Espagne reste stable et la Suisse connaît, tout comme nous, des difficultés liées à l'hydraulique.

De plus, il faut bien noter que la France connaît une thermosensibilité élevée à cause de la proportion importante de chauffage électrique dans notre pays. Nous estimons que la France concentre 50 % de l'ensemble de la thermosensibilité européenne. Ces prévisions seront actualisées début décembre. En effet, nos modèles tournent en ce moment même. Nous attendons les résultats dans les prochaines heures et mettrons à jour les prévisions si nécessaire.

CNR

Une réunion spécifique aura-t-elle lieu pour présenter ces résultats ?

RTE

Nous réalisons chaque année une analyse d'hiver et une analyse d'été. Il est vrai que nous communiquons principalement sur l'analyse d'hiver. Toutes ces informations restent accessibles sur le site de RTE. L'analyse d'hiver, plus spécifiquement, est présentée lors d'une conférence de presse, que nous avons couplée cette année avec la publication du bilan prévisionnel. En plus de cela, nous communiquons auprès de nos clients via la CAR et la CAM. Si besoin, nous pourrons également proposer un retour d'expérience.

Vous trouverez les dossiers de presse dans la salle, ainsi que la synthèse sur notre site. Pour information, les données mentionnées datent de fin octobre 2017.

VI. Planning des GT de la CAR : réalisé 2017 et prévision 2018

RTE

Nous allons prochainement saisir la CRE sur les conditions particulières de la convention de raccordement pour les installations de production offshore (ainsi que le chapitre responsabilité pour l'on-shore). Un nouveau cadre pour l'offshore devrait faire l'objet prochainement d'évolutions législatives et réglementaires auxquelles nous devrons nous adapter. Une concertation pourra être engagée au second semestre 2018 afin d'adapter la convention de raccordement au futur cadre pour l'offshore.

Par ailleurs, nous envisageons de mener une concertation sur le stockage.

En outre, à partir du mois de mars, nous mettrons à jour la trame du contrat de prestations annexes qui est relativement ancienne.

Enfin, notre travail sur les SOGL s'organise actuellement via les instances RfG et DCC, en fonction de sujets spécifiques. Nous sommes attentifs au besoin de centraliser les informations sur une plateforme commune et, à ce sujet, nous rappelons qu'une telle plateforme existe d'ores et déjà comme outil.

Sur la question des codes, nous sommes d'avis que des échanges comprenant tous les codes seraient souhaitables.

EDF

Nous ne sommes pas convaincus de la nécessité d'aborder l'intégralité des codes conjointement. En revanche, le code SOGL pourrait faire l'objet d'une communication plus complète.

RTE

Nous avons déjà tenu des réunions croisées mêlant des acteurs du DCC et du RfG. Nous pourrions réitérer ce type d'initiatives.

CNR

En ce qui nous concerne, nous sommes favorables à des ateliers sur les codes organisés par la CRE, en communiquant les dates suffisamment en amont.

RTE

Nous approuvons ce type de demande, dans la mesure où elles sont suivies d'implication. Nous nous attendons à une pleine participation de votre part.

De plus, nous aimerions recueillir vos souhaits et vos attentes par rapport à la CAR. Aimeriez-vous consacrer plus de temps à certains sujets ? Etes-vous satisfaits des modalités d'organisation? Avez-vous des suggestions éventuelles ? Dans ce but, nous vous ferons parvenir une enquête afin de nous adapter au mieux à vos besoins.

Les prochaines CAR de 2018 auront lieu à partir de 9h30, à NCI Com'Square La Défense, aux dates suivantes :

- **Mardi 20 mars**
- **Mardi 19 juin**
- **Jeudi 22 novembre.**