Commission Accès au Réseau
RTE – DIES – DAROS

19 JUIN 2018

Projet de procès-verbal

Etaient présents :

RTE

Stéphanie BIETH
Stéphane CHATELLIER
Christelle COPPENS-CHALHOUB
Gabriel DA SILVA
Olivier HERZ
Clotilde LEVILLAIN
Olivier MAZEROLLES
Bruno NEUPONT
Delphine PORFIRIO
Damien PRUVOST
Laurent SAVI
Frédérique VERRIER

Pour les acteurs industriels

Alvaro ARGUELLO (EDF)
Régis BLANC (Engie)
Christophe CHAZARA (Cofely)
Sébastien GIMENEZ (Engie)
Benoît GREHAIGNE (Uniper Energy)
Antoine GUILLOU (UFE)
Hervé LAMBERT (SICAP)
Cédric LEHAIRE (Dalkia)
Thomas LESCARRET (EDF - CIST)
Daniele LOISEL (ELE)
Sylvie MAGOIS (EDF DPI)
Roman PICARD (Services de la CRE)
Damien SIMON
Amiraly VALIBHAY (Enedis)
Sean VAVASSEUR (SER)
Thierry LEMOYNE (Arkema)

ORDRE DU JOUR

I. Actualités France et Europe 3
II. Transition énergétique et S3REnR 4
III. Focus solutions innovantes et outils smart grids 6
IV. Engagements clients 13

La séance s'ouvre à 9 heures 30.

I. Actualités France et Europe

Bruno NEUPONT

Le point principal au niveau national concerne le déploiement des nouveaux contrats d'accès au réseau de transport (CART). Ils sont liés essentiellement aux évolutions de TURPE 5. La délibération de la CRE sur les CART Consommateur et Producteur a été publiée le 15 mai 2018. Les trames-types de CART ont été publiées dans la DTR le 23 mai 2018. La presque totalité des consommateurs et des producteurs ont ainsi reçu, il y a quelques jours, une lettre notifiant l'évolution des conditions générales de leur CART. Cette évolution ne nécessite pas de nouvelle signature du contrat, puisque seules les conditions générales ont été modifiées. En l'occurrence, le nouveau modèle de CART s'applique à compter du 23 mai 2018 aussi bien pour les nouveaux sites que pour les sites existants pour lesquels le contrat est déployé en majorité par notification, conformément à l'article 12.1.3 des conditions générales.

J'ajoute également que nous attendions l'approbation de la CRE sur les CART Producteurs et Consommateurs avant de publier la nouvelle trame du CART Distributeurs. Nous nous apprêtons par conséquent aujourd'hui à publier dans notre DTR cette nouvelle trame. Les nouveaux CART devront être signés avec chacun des GRD dans les mois à venir.

Delphine PORFIRIO

Au niveau européen, par ailleurs, un accord a été trouvé suite au trilogue sur la directive EnR. L'ambition de l'Union européenne est de 32 % d'EnR dans la consommation européenne en 2030. Pour mémoire, le taux prévu initialement était de 27 %. Le projet doit à présent être présenté au Parlement européen et au Conseil européen pour vote définitif. Un deuxième texte est en phase de trilogue. Il s'agit du texte sur l'efficacité énergétique. Un consensus pourrait être trouvé entre le Parlement européen et le Conseil européen sur un taux de 32 % également. Les textes sur le marché intérieur de l'électricité, en revanche, passeront en trilogue sous présidence autrichienne, au second semestre 2018.

S'agissant des règlements européens sur les codes, la concertation sur le code RfG (requirement for generators) a abouti. Une consultation publique a été menée sur les valeurs des seuils et sur les exigences techniques. L'ensemble de ces travaux ont fait l'objet d'une synthèse. Ce bilan de consultation a été transmis à la DGEC pour que les arrêtés correspondants puissent être pris. Nous sommes malgré tout toujours en attente de la publication du décret de répartition des compétences, pour savoir qui de la DGEC ou de la CRE est compétente pour prendre ces textes.

Sur les codes DCC/HVDC, nous suivrons un processus identique, avec une échéance fixée au début du mois de septembre 2018. Une consultation publique sur les exigences techniques issues du code DCC vient de s'achever. Nous présenterons le bilan de la consultation, avant transmission à la DGEC pour prise des textes correspondants. En outre, la concertation se poursuit sur HVDC.

S'agissant de SOGL, une concertation est en cours. Elle réunit des contributeurs des instances précédentes. Une concertation est également en cours sur Emergency et Restauration.

Alvaro ARGUELLO

Lors des précédentes CAR, nous avions demandé que l'ensemble des sujets SOGL soient suivis. Quel est le cadre finalement choisi ?

Delphine PORFIRIO

Il existe une instance plénière SOGL où nous réunissons les différents contributeurs. L'objectif était également de collecter les différents sujets sur la plateforme mise à disposition par l'ADEeF. Je vérifierai cependant ce point.

Thomas LESCARRET

La plénière RfG étant terminée, la question se pose de savoir s'il existe désormais une plénière dédiée SOGL.

Clotilde LEVILLAIN

Une concertation approfondie sur chacun des codes est essentielle. Ensuite, un espace de supervision et de pilotage pour chacun des codes apparaît également indispensable. Je souscris par conséquent à la nécessité d'une instance fléchée pour l'ensemble des acteurs. Simplement, si les interlocuteurs sont différents d'un code à l'autre, pour éviter de multiplier les instances, nous devrons vous proposer un panorama d'ensemble en anticipation, avant des points plus précis auprès des personnes appropriées que vous aurez dépêchées.

Alvaro ARGUELLO

La plénière ER qui a été lancée pourrait représenter une option pour assurer un suivi transverse des sujets SOGL.

Clotilde LEVILLAIN

L'espace doit être lisible pour tous.

Delphine PORFIRIO

Nous organiserons l'espace nécessaire.

Clotilde LEVILLAIN

J'ajoute que, même si nous sommes la commission d'accès au réseau, nous évoquons cependant régulièrement l'accès au marché. Des codes d'accès au marché sont en effet structurants de la façon dont le système électrique fonctionne techniquement. Dans cet espace, des points d'étape sur les codes de marché seraient par conséquent utiles, en particulier sur le code *Balancing*.

II. Transition énergétique et S3REnR

Damien PRUVOST

Le décret S3R n'a pas encore été publié. Selon les informations dont nous disposons, il aurait été signé par le ministre de l'écologie. Il semble en revanche bloqué au niveau de la secrétaire d'Etat à l'outre-mer. Les critères d'adaptation ne correspondent pas en effet aux attentes des départements et régions d'outre-mer.

Dans le cadre de la concertation du schéma décennal de développement du réseau au sein de la Commission Perspectives Systèmes et Réseaux (CPSR), a été ouvert le GT Anticipation. Le SDDR décline les scénarios du bilan prévisionnel et analyse les conséquences sur le réseau public de transport à l'horizon 2030 - 2035. Nous nous posons la question du coût des travaux sur le réseau de transport pour accueillir la transition énergétique. Car l'enjeu est de taille, il consiste, dans les prochaines années, à raccorder quatre fois plus d'énergies renouvelables que tout ce qui a été raccordé jusqu'à présent. Le GT Anticipation s'est constitué, fort du constat que, dans les premiers schémas, nous avions prévu des travaux à réaliser sur le réseau de transport et sur les réseaux de

distribution. Nous les avions prévus dès 2012 pour les premiers schémas. Pour les travaux structurants, nous nous rendons compte néanmoins que, même en faisant preuve d'anticipation, les travaux surviennent trop tardivement par rapport à vos attentes pour raccorder les productions solaires et photovoltaïques. L'objectif est par conséquent d'anticiper davantage ces projets structurants pour permettre d'accélérer la transition énergétique. Il s'agit d'entamer les études, la concertation et les demandes d'autorisation de travaux à réaliser sur les réseaux avant même l'approbation des schémas. Trois séances se sont tenues d'avril à juin 2018. La prochaine séance est programmée le 26 juin prochain.

Dans le cadre de ce GT, nous avons également parlé de dimensionnement durable. Il s'agit de ne pas se contenter de la vision à court terme des gisements pour dimensionner les ouvrages et les travaux réalisés sur les réseaux, mais d'avoir une vision à dix ans permettant de déterminer des solutions de réseau optimales en s'inscrivant dans une perspective de plus long terme.

D'autres réflexions ont été abordées dans ce GT. Nous avons évoqué, pour la construction des schémas, la possibilité de mieux optimiser les travaux à réaliser sur les réseaux, car aujourd'hui les schémas sont construits de manière à raccorder l'ensemble des gisements en HTA. Or, nous constatons malgré tout que des parcs de grande taille sont susceptibles de se raccorder en HTB. Nous devons garder cette piste en tête pour l'élaboration des prochains schémas.

Enfin, nous avons abordé un sujet qui faisait l'objet jusqu'à présent de bruits de couloirs, relatif à la séparation des composantes HTA et HTB de la quote-part. Les parcs raccordés en HTB considèrent en effet qu'ils contribuent à financer des travaux en HTA dont ils ne bénéficient pas. Nous avons souhaité ouvrir ce sujet pour échanger en toute transparence sur les conséquences financières de manière globale. Nous vous avons présenté plusieurs analyses sur le sujet.

Daniel LOISEL

Pensez également aux producteurs de petite taille qui se raccordent en basse tension.

Damien PRUVOST

Absolument.

Clotilde LEVILLAIN

Nous avons une transition énergétique à mener, dont le contenu sera clarifié après la PPE. Les scénarios sur lesquels l'Etat souhaite travailler portent sur une puissance trois à quatre fois supérieure à la puissance installée. Un certain nombre de sujets sont structurants. Le GT Anticipation renvoie à une CAR du mois d'octobre dernier, au cours de laquelle vous nous aviez interpellés. Le sujet pose une question de phasage de co-construction. Il pose également la question de la capacité à limiter les coûts échoués ou à prendre conscience qu'il s'agit en réalité de coûts d'anticipation. Il existe en outre des facteurs d'incertitude autour de l'accès de ces projets renouvelables. L'Etat a entamé un travail énergique sur le sujet afin de s'assurer que l'ensemble fonctionne. Une concertation s'est ouverte également dans le cadre du schéma décennal, sur une vision de moyen et long terme. L'approche est particulière. L'enjeu est de dégager les grands déterminants des besoins réseaux au regard de la transition énergétique. Le terme de la réflexion est prévu à l'automne prochain. Nous posséderons alors un paquet d'ensemble susceptible d'être proposé et accepté. Pour ma part, j'appelle de mes vœux la possibilité de travailler en extension du cadre défini pour ne pas retomber dans une phase d'incertitude et d'instabilité, en lien en particulier avec l'absence de décret.

Sur la question de la quotepart, les situations sont extrêmement différentes. L'important est de les partager. Le sujet est passionnant et complexe. J'ai pris le parti d'un point d'étape, et non pas d'un nouveau GT Anticipation. Nous comptons à présent sur vos contributions. Nous restons en effet extrêmement attentifs à vos propos sur cette première partie du système.

La seconde partie concerne l'intégration dans le marché de l'électricité, qui soulève un certain nombre de questions structurantes. A ce niveau, des expérimentations sont également menées. D'autres expérimentations seront conduites à l'avenir pour une assurer une participation des énergies renouvelables à la hauteur de leur part attendue dans le mix énergétique.

Alvaro ARGUELLO

Ce GT a-t-il vocation à produire un rapport ?

Delphine PORFIRIO

Nous avons déjà lancé un certain nombre de débats au cours des trois premières réunions du GT. La quatrième réunion est programmée la semaine prochaine. Cet été, nous rédigerons une synthèse. Nous nous réunirons ensuite en septembre prochain pour élaborer une synthèse partagée des différentes propositions.

Damien PRUVOST

La proposition de réaliser des études d'anticipation émise dans le cadre du GT peut déjà être mise en œuvre presque sans évolution réglementaire. Nous avons d'ailleurs déjà commencé à mettre en œuvre ce principe sur le schéma Hauts-de-France en cours de révision.

Sébastien GIMENEZ

Engie remercie RTE d'avoir lancé ce type de discussion. A l'issue de l'atelier PPE de la fin de l'année dernière, en effet, ce point avait été mis en exergue dans une note commune aux gestionnaires de réseau et aux fédérations de producteurs. En tout état de cause, Engie contribuera, la semaine prochaine, aux propositions qui seront formulées.

Clotilde LEVILLAIN

Il est de notre responsabilité de mettre en place un dossier abouti et varié pour que la DGEC, l'Etat et la CRE puissent prendre des orientations en toute connaissance de cause.

Régis BLANC

Pour notre part, nous souhaitons des remises en question des gisements EnR pris en compte dans les études d'anticipation tous les deux ans pour suivre les technologies et surmonter les incertitudes qui nous obligent à réaliser des business plans chaque année.

Clotilde LEVILLAIN

J'insiste sur la nécessité de réflexions régulières au regard de l'évolution des gisements et de l'acceptabilité des besoins. Nous avons une transition énergétique à mener. Nous ne devons pas « mollir ».

III. Focus solutions innovantes et outils smart grids

Olivier MAZEROLLES

Aujourd'hui, nous enregistrons une stagnation de la consommation, comme le montre la consommation annuelle moyenne des foyers français. Nous subissons beaucoup d'incertitudes à la fois sur l'évolution de la consommation, l'amélioration de l'isolation du bâti, le recours à des moyens de chauffage moins énergivores, des systèmes électriques dans les habitats de plus en plus efficaces. Ces incertitudes sont renforcées avec l'émergence de nouveaux usages, comme par exemple la pénétration du véhicule électrique et la manière dont nous serons capables de l'intégrer dans le système électrique. Enfin, la mise en œuvre des schémas S3REnR engendrera une arrivée plus ou moins importante des énergies renouvelables en fonction des scénarios. Ce contexte d'incertitude vaut au minimum pour les dix années à venir. RTE, de son côté, a la volonté de rester

au centre de l'ensemble des interactions entre d'une part les acteurs de consommation et de production sur les réseaux et d'autre part les protagonistes de nouveaux usages (les consom'acteurs). En tant que gestionnaire de réseau, nous nous retrouvons au cœur des attentes autour des marchés de l'énergie.

Pour faire face à ces défis, la puissance des algorithmes et les infrastructures de télécom nous offrent des opportunités nouvelles. La volonté de RTE consiste à doubler son réseau d'infrastructures, qui se compose aujourd'hui de 3 000 points d'échange avec les clients et les territoires, d'un réseau numérique. L'objectif est de tirer tout le profit de l'infrastructure électrique sans encourir davantage de risques. La présentation suivante éclairera ce point d'un exemple précis. J'insisterai, pour ma part, sur les attentes vis-à-vis des fonctions de système contrôle commande des postes électriques, dans l'objectif d'apporter de nouveaux services aux clients et aux territoires et de renouveler notre manière d'exploiter et d'entretenir le réseau.

RTE s'est engagé dans la numérisation du contrôle commande des postes électriques dans les années 2000 avec les paliers techniques Electre. Ce palier vient en succession des paliers électromécaniques puis statiques. Les dernières installations Electre se poursuivront jusqu'en 2020. Nous qualifions en outre cette année la dernière génération de solutions Electre, baptisée Smart Electre. Les premiers déploiements auront lieu dès l'année prochaine.

Ces systèmes restent partiellement numériques. Ils sont peu évolutifs. Ils sont propriétaires. Au moment où ils ont été spécifiés et qualifiés, en effet, les normes ne permettaient pas à RTE d'être spécificateur des échanges et des modalités d'échanges entre les équipements numériques de ces postes. Aujourd'hui, la norme a évolué. Il s'agit de la norme IEC 61850. Elle permet aujourd'hui aux opérateurs de devenir intégrateurs système et de spécifier leurs profils de données.

La solution Smart Electre est qualifiée de smart car elle apporte des fonctionnalités complémentaires en termes de télé-intervention aux paliers précédent Electre proposait au niveau des systèmes de contrôle commande. Nous sommes capables de mieux comprendre et d'agir plus rapidement, pour redémarrer des équipements, pour vérifier l'élimination d'un défaut, etc.

Thomas LESCARRET

Présenterez-vous les conséquences opérationnelles du déploiement du projet Smart Electre pour la production ? Dans quel GT, en outre, les modalités opérationnelles seront-elles discutées ?

Olivier MAZEROLLES

Si le besoin est manifeste, nous présenterons effectivement Smart Electre. Smart Electre est cependant une simple évolution d'Electre. Il n'entraîne pas de changement significatif. Il nous apporte simplement des fonctionnalités complémentaires en termes de télé-intervention.

Je poursuis. Ces systèmes sont des systèmes propriétaires. Nous les qualifions de « systèmes boîte noire ». Leur évolution par l'intégration de nouvelles fonctions résulterait de processus longs et coûteux. Une évolution dans un système Electre nécessite en effet entre 36 et 48 mois. Nous considérons que ces délais sont trop longs pour faire face aux enjeux de la transition énergétique. Nous souhaitons préférablement mettre en place un système contrôle commande qui ne soit plus une « boîte noire », mais une « boîte transparente ». Il s'agit d'une boîte dans laquelle nous assurons un échange de données maîtrisé et commun pour l'ensemble des équipements. L'objectif est d'intégrer de nouvelles fonctions et de nouvelles solutions plus rapidement et plus facilement en les spécifiant à tout intégrateur ou à tout développeur.

Aujourd'hui, nous mettons ainsi en place un nouveau système de contrôle commande numérique, baptisé R#SPACE. Il s'agit de la déclinaison industrielle du poste intelligent de Blocaux, développé, avec des industriels historiquement français. Le poste de Blocaux reste une boîte noire. Les échanges entre équipements sont en effet globalement spécifiés selon les normes d'Alstom et de

General Electric. Avec R#SPACE, nous souhaitons utiliser demain un profil de données maîtrisé par RTE, ouvert et partagé. Il sera publié prochainement sur le site Internet de RTE, après d'ultimes développements SI. Il s'agit, en l'occurrence, d'une magnifique vitrine internationale à la fois pour General Electric et pour RTE. Je pense, sans nous vanter, qu'il s'agit d'une des premières réelles *digital substations* entièrement numériques. R#SPACE permet des échanges de données entre équipements. Le fonctionnement est entièrement numérique, selon la norme 61850. Peu de postes dans le monde sont dotés actuellement de cette fonctionnalité. L'apport majeur de cette orientation d'architecture fonctionnelle consiste à faire en sorte d'intégrer aisément de nouvelles données qui, lorsqu'elles sont numérisées, sont ensuite mises à disposition de l'ensemble des équipements et des fonctions sans avoir recours à de nouveaux câblages.

De la sorte, nous rendons nos systèmes contrôle commande souples et adaptables dans l'espace pour faire face aux différents besoins des zones électriques et accompagner ainsi la transition énergétique. Surtout, nous les rendons évolutifs dans le temps, parce que nous serons capables d'intégrer plus facilement, en fonction des évolutions technologiques, de nouvelles fonctions sur la base de nouveaux capteurs.

Par ailleurs, nous souhaitons mettre à la disposition de nos équipes l'équivalent d'un *substation store*. Les équipes pourront choisir d'installer les applications qu'elles souhaitent à tout moment, sans avoir à subir des délais importants ou des coûts élevés. Pour les zones qui le nécessitent, nous proposons, dans ce cadre, un nouveau type d'objet, les automates de zone. J'y reviendrai ensuite.

La solution R#SPACE ne sera pas disponible immédiatement. Elle est en cours de développement. En l'occurrence, nous avons engagé le développement de cette nouvelle solution dans une approche d'ouverture et de co-construction avec le monde industriel. Nous souhaitons travailler avec de nouveaux acteurs et intégrer des intervenants qui pourront nous apporter des innovations et de nouvelles approches. Tel est le cas notamment sur les premiers appels d'offres lancés par RTE pour créer la plateforme qui nous permettra de tester notamment l'interopérabilité de l'ensemble des systèmes. Les premiers postes R#SPACE[1] devraient être déployés à l'horizon 2021. La solution R#SPACE est développée dans un premier temps sur des solutions poste source. Nous l'étendrons ensuite, d'un point de vue topologique et fonctionnel, à de plus grands postes à l' horizon 2023, puis 2025 ; l'objectif sera de couvrir l'ensemble des topologies et des fonctions attendues. Cette solution sera déployée dans les zones principalement impactées par les incertitudes grandissantes, en complément de la solution Electre.

Je reviens à présent sur les automates de zone. Nous sommes confrontés au fait que le renforcement de réseau n'est pas toujours une réponse adaptée à la gestion des contraintes. Les contraintes sont en effet aujourd'hui de faible niveau. Elles ne se rencontrent que rarement. Les automates de zone ont vocation à permettre de traiter ces contraintes, que nous commençons à deviner et que nous rencontrerons à court terme dans des zones précises. Nous nous appuyons sur la puissance des algorithmes, les infrastructures télécom et différents leviers. Ces automates de zone ont vocation à comprendre l'état d'une zone. Nous mettons en place des moyens de surveillance qui s'appuient sur les briques fonctionnelles ou algorithmiques que RTE a développées notamment pour les calculs de réseau. Cette nouvelle architecture est hiérarchique. Elle est fonctionnellement distribuée. Nous continuons en revanche de nous interroger sur sa localisation physique. Nous menons des analyses de robustesse sur le sujet.

L'architecture comprend trois niveaux hiérarchiques. Le premier d'entre eux concerne les automates lents supérieurs. Ils se trouvent dans les centres de conduite. Ils donnent une vision globale,

[1] https://www.rte-france.com/fr/article/rspace

centralisée et installée en data center. Le deuxième niveau hiérarchique porte sur les automates lents de zone. Comme indiqué précédemment, ils agissent sur une zone d'exploitation définie d'une dizaine de postes en moyenne. Enfin, s'agissant des automates lents et rapides de poste, RTE a pour objectif de développer de nouveau des automates spécifiques venant en dernier recours, au cas où l'automate lent supérieur ne parviendrait pas à lever la surcharge, pour préserver les biens et les personnes.

Concernant la trajectoire de développement de ces automates, les premiers démonstrateurs sont prévus en 2019. Nous envisageons aujourd'hui, au regard des études réalisées par les services Etudes décisionnelles, l'installation d'environ 150 automates à l'horizon 2025.

Thomas LESCARRET

La nouveauté des automates de zone réside dans les décisions prises de manière autonome. Des télécommandes seront également envoyées automatiquement. Le dispositif repose sur des organes de coupure et sur la baisse, l'augmentation, voire l'arrêt de la production. Le projet me semble par conséquent extrêmement ambitieux.

Régis BLANC

Quelle est la structure économique du projet ? Combien de MW prévoyez-vous de gagner au regard des coûts ? Avez-vous des chiffres à nous présenter ?

Olivier MAZEROLLES

Nous avons réalisé les premières projections. La révision du schéma de la PPE nous permettra probablement de les affiner. En revanche, nous ne pouvons pas aujourd'hui communiquer de chiffres sur lesquels nous pourrions nous engager.

Clotilde LEVILLAIN

Pour répondre à la question, les différents dispositifs permettent d'atteindre jusqu'à 30 % supplémentaires de capacités d'accueil. En revanche, nous n'avons pas réalisé d'étude concrète zone par zone. L'objectif reste de mettre en place un système ouvert qui permet de tirer le meilleur parti des infrastructures.

Je donne à présent la parole à Frédérique Verrier et Stéphanie Bieth pour un point sur le DLR.

Frédérique VERRIER

Examinons en premier lieu les principes et cas d'usage du DLR (*Dynamic Line Rating*) chez RTE.

Le calcul des capacités de transit des lignes aériennes repose sur une estimation statistique, dépendant des caractéristiques techniques des ouvrages et des conditions climatiques les environnant. RTE a fait évoluer la méthode utilisée pour passer d'un calcul en partie déterministe (IMAP) vers un calcul intégralement probabiliste (IST) reposant sur le croisement (i) d'un découpage fin du territoire en zones climatiques et (ii) des relevés historiques de transits dans les lignes. Cette méthodologie a permis à RTE de mieux caractériser ses ouvrages et ainsi d'affiner les capacités de transit, au regard de leur utilisation.

Le DLR est une solution permettant de calculer la capacité de transit d'une ligne aérienne en temps réel et ainsi d'optimiser l'utilisation du réseau existant. Il se fonde sur la capacité de transit réelle dans les conditions climatiques du moment, par opposition à la capacité de transit utilisée aujourd'hui par RTE sur son réseau, qui est, comme rappelé au paragraphe précédent une capacité de transit statistique.

Aujourd'hui, chez RTE, la mise en œuvre de cette solution s'articule autour de deux types de solutions. La première d'entre elles est une solution avec monitoring. Nous utilisons un produit

commercialisé par la société Ampacimon, qui a recours à un capteur de mesure de flèche. Des boîtiers sont installés sur l'ouvrage. Ils mesurent les conditions météorologiques. Simultanément, ils sont capables de mesurer la flèche de l'ouvrage, pour renvoyer en temps réel la capacité maximale de transit admissible par l'ouvrage. J'ajoute qu'un benchmark est en cours sur des solutions d'autres fournisseurs. Des expérimentations ont été menées dans le cadre d'une démarche de pré-industrialisation autour du produit Ampacimon depuis 2015. La phase d'industrialisation à venir débutera en 2019.

De son côté, la solution « Weather Based » a été implémentée dans le cadre du projet Poste Intelligent à Blocaux. Elle nécessite d'une part le déploiement d'un réseau de stations météorologiques afin de mesurer les conditions météorologiques dans les postes ou à proximité immédiate de nos ouvrages et d'autre part un modèle de propagation météorologique. La généralisation est en cours d'étude avec la R&D de RTE.

Nous avons listé, à ce jour, cinq cas d'usage :

- gestion de contrainte d'alimentation de consommation ;
- gestion de contrainte d'évacuation de production éolienne ;
- gestion de congestion sur le réseau THT générant du redispatching ;
- augmentation des capacités d'interconnexion ;
- optimisation des ouvrages existants.

Je vous propose à présent un zoom sur un cas d'usage éolien. Il concerne la ligne Prauthoy-Rolampont, en Champagne, qui est une antenne 63 kV. Sa capacité statistique de transit en été est de 59 MW. Il se trouve précisément qu'en production raccordée sur le poste de Prauthoy, au bout de l'antenne, nous avons 59 MW (52 MW d'éolien et 7 MW de photovoltaïque). L'ensemble de la production est raccordée en HTA. En Champagne, un grand nombre de projets éoliens souhaitent se raccorder car la zone présente des conditions de vent favorables. Ces mêmes conditions de vent favorables à l'implantation des parcs éoliens devraient permettre un refroidissement plus important de l'ouvrage Prauthoy-Rolampont. Le cas a par conséquent été jugé pertinent pour examiner le gain au niveau du DLR. Nous avons réalisé des calculs. Le vent refroidit effectivement fortement l'ouvrage. Quand l'éolien est démarré au maximum, les 59 MW de capacité maximale de transit statistique se transformeraient en 95 MW de capacité de transit évaluée avec les conditions météorologiques du moment. Nous enregistrerions ainsi un gain potentiel de 60 % sur l'ouvrage quand le vent est fort. Potentiellement, nous pourrions donc raccorder jusqu'à 36 MW supplémentaires à Prauthoy.

Néanmoins, même sur un cas aussi simple, il est nécessaire d'intégrer les autres ouvrages limitants afin d'estimer le gain lié à l'installation d'un tel appareillage : aujourd'hui, la production raccordée à Prauthoy l'a été uniquement en HTA. Pour raccorder 36 MW supplémentaires de production à Prauthoy, qui pourraient également venir intégralement en HTA, un transformateur supplémentaire sera peut-être à installer entre la HTA et la HTB. Le DLR permet certes d'améliorer la capacité de transit sur l'ouvrage HTB mais une partie de cette production pourrait rester « coincée » côté HTA si la capacité de transformation entre HTB et HTA n'est pas renforcée. La transformation entre HTB et HTA constitue donc dans cet exemple une deuxième contrainte limitante.

La troisième contrainte limitante concerne la faible consommation dans la zone. La production éolienne supplémentaire raccordée devra par conséquent être évacuée vers des zones de plus forte consommation. Pour ce faire, la production supplémentaire raccordée sur la zone doit remonter au niveau de tension supérieur, c'est-à-dire en 225 kV. Or la transformation 225kV/63kV actuelle ne peut pas accueillir 36 MW supplémentaires sur la zone.

Venons-en aux enseignements sur le DLR. Nous avons installé des capteurs sur l'ouvrage pour vérifier que les gains calculés étaient susceptibles de se concrétiser. Le gain, en l'occurrence, se vérifie, avec une concomitance entre l'augmentation du flux, le moment où l'éolienne produit davantage et le moment où le DLR permet de transiter davantage.

En revanche, nous nous rendons compte que la solution DLR n'est pas automatiquement généralisable à l'ensemble des lignes aériennes. Sa pertinence doit être analysée au cas par cas. En premier lieu, le gain potentiel doit être analysé au regard du tronçon de ligne limitant ; il faut également prendre en compte les autres ouvrages de la zone qui vont contribuer à l'évacuation de la production. En outre, la corrélation entre la production éolienne et le transit dans la ligne doit être avérée. L'applicabilité sur les lignes longues doit ainsi être analysée avec précision. De surcroît, la solution n'est pas utilisable en zone montagneuse, où la corrélation entre la production et le refroidissement de la ligne ne peut pas être garantie, du fait du relief accidenté. Par ailleurs, la gestion d'un réseau maillé avec beaucoup de DLR nécessite un traitement complexe des informations en temps réel. Enfin, l'enfouissement progressif du réseau limite de fait les gains permis par la solution DLR.

Ajoutons également que, statistiquement, un gain moyen peut parfois cacher quelques périodes de pertes, ainsi qu'une variabilité importante d'une heure à l'autre. De plus, au sein d'un même niveau de tension, les gains sur les ouvrages sont variables. Ainsi, environ 30 % des liaisons 90 kV (dont naturellement toutes les liaisons souterraines) ne présentent aucun gain à la mise en place du DLR.

Stéphanie BIETH

Il n'en demeure pas moins que le déploiement de la solution DLR peut être une opportunité pour les S3REnR. Sur la base des résultats précédents, une méthode et un outil ont ainsi été développés pour intégrer la solution DLR comme solution standard dans les études S3REnR. Le DLR est utilisé, en l'occurrence, pour résorber les contraintes à réseau complet. Il peut dans certains cas éviter de développer des infrastructures de réseau complémentaires. Le DLR constitue également une opportunité pour raccorder rapidement (dans l'attente de développements de réseau structurants qui pourraient être nécessaires à terme en fonction de la dynamique d'arrivée de la production EnR). Dans les études S3R, nous utilisons les données de Météo France à une maille de 50 km x 50 km, ce qui nous permet d'estimer les facteurs météorologiques qui influencent l'ouvrage examiné. Nous étudions en outre deux points de fonctionnement : un point à « vent fort » pour une estimation du gain sur la capacité de transit, utilisant les données météorologiques correspondant à un haut niveau de productible éolien ; un point de contrôle en situation où il n'y a pas de vent pour garantir l'exploitabilité de la zone. Le point de contrôle conduit à exclure les ouvrages contraints par du PV ou des échanges et les ouvrages pour lesquels les données météorologiques utilisées ne sont pas à une maille assez fine pour obtenir des résultats pertinents. Nous identifions en revanche un certain nombre d'ouvrages pour lesquels la solution DLR sera pertinente dans le cadre du S3R.

En conclusion, le DLR devient une solution industrielle. Il intègre le catalogue des solutions innovantes pouvant être utilisées pour l'élaboration des prochains S3REnR. Il permet ainsi d'optimiser encore l'utilisation du réseau existant et de limiter les besoins de développement de réseau, d'où des gains pour la collectivité et sur la quote-part. En revanche, le DLR n'est pas l'alternative à tout développement de réseau. Sa pertinence doit être analysée au cas par cas. Les gains permis par la solution DLR ne peuvent pas permettre à eux seuls de créer les capacités nécessaires à l'atteinte des objectifs de la PPE. Les travaux se poursuivent.

Sean VAVASSEUR

Dans le cadre des révisions des S3R, le DLR sera-t-il systématiquement étudié lorsqu'il y aura une zone de contrainte ?

Stéphanie BIETH

Nous l'examinerons lorsqu'il y aura une zone de contrainte en N à réseau complet. Nous vérifierons si, sur l'ouvrage en contrainte, le gain que nous permettrait le DLR serait suffisant pour l'accueil du gisement identifié dans le cadre du schéma.

Thomas LESCARRET

Quelle est l'utilité du point de contrôle sans vent ?

Stéphanie BIETH

Il s'agit de vérifier que nous ne sommes pas dans le cas d'une perte par rapport à l'IST statistique.

Thomas LESCARRET

Dans la mesure où le DLR apporte une visibilité de la capacité en temps réel de l'ouvrage, la décision de ne pas l'installer ne relève-t-elle pas d'une « politique de l'autruche » ? Cette politique peut en outre se révéler dangereuse s'il s'agit d'envisager la possibilité de découvrir que la capacité réelle est inférieure à la capacité estimée.

Stéphanie BIETH

Il n'y a pas de « politique de l'autruche » : les valeurs d'IST telles qu'elles ont été calculées, intègrent bien les transits constatés sur chaque ouvrage. La méthode proposée vise à déterminer les lignes pour lesquelles l'installation d'un DLR permettrait un gain substantiel sur la capacité d'accueil.

Clotilde LEVILLAIN

Les données utilisées pour évaluer les gains permis par la solution DLR sont en partie frustes : si l'on prend l'exemple de la grille météo utilisée pour faire les calculs, celle-ci n'est que de 50 km de côté. Pour pallier cette absence de finesse de la maille climatique, des hypothèses conservatrices ont été utilisées pour estimer les gains permis par la solution DLR.

Ce compromis nous permet d'évaluer de manière simple mais robuste les gains permis par la solution DLR sur l'ensemble des ouvrages de RTE, et donc d'intégrer la solution DLR au catalogue des solutions innovantes pouvant être utilisées pour l'élaboration des prochains S3REnR.

Ce qui apparaît comme une perte sur « le point de contrôle » traduit en réalité le fait que les hypothèses utilisées, au premier rang desquelles la grille climatique, ne sont pas assez fines pour juger de la pertinence de la solution DLR sur l'ouvrage en question. Et qu'en conséquence le DLR ne peut pas être utilisé sur cet ouvrage pour accueillir plus de production éolienne que ce qui est permis aujourd'hui par les capacités « statistiques » de transit, à savoir les IST.

Alvaro ARGUELLO

Le DLR est-il envisagé dans de grands réseaux interconnectés, notamment proches des interconnexions avec des voisins, sur des branches critiques ?

Frédérique VERRIER

Cette possibilité fait partie des cas d'usage envisagés.

IV. Engagements clients

Gabriel DA SILVA

A l'issue de la présentation de l'enquête de satisfaction, nous vous avions annoncé un certain nombre d'engagements de services. Avec une telle démarche, RTE a souhaité aller au-delà des engagements contractuels dans le cadre d'une charte dédiée. Nous vous proposons aujourd'hui un premier retour sur ces engagements supplémentaires et leur mesure. Ils concernent respectivement la transparence, le conseil et les délais. Les mesures ont duré une année entière, depuis le mois de juin 2017.

En matière de transparence, au niveau de la qualité de l'électricité, les clients sont informés en cas de coupure. Nous proposons en outre une analyse factuelle de l'incident. Nous pouvons cependant également fournir des informations complémentaires aux personnes qui les sollicitent sur l'analyse de l'incident. Nous avons reçu 31 demandes dans ce sens sur environ 200 coupures longues enregistrées sur la période. Nous avons communiqué les informations requises dans 75 % des cas. Six cas étaient extrêmement difficiles à analyser et nous avons eu besoin de davantage de temps.

Le deuxième engagement consiste à informer les clients sous deux semaines du dépassement d'un seuil d'engagement sur les coupures ou les creux de tension, en complément de l'information factuelle délivrée suite à un incident. Cette information est déjà disponible sur le portail personnalisé client. Nous souhaitons simplement nous montrer davantage proactifs pour augmenter la transparence sur l'information. En l'occurrence, le taux enregistré est de 81 %. Nous pouvons encore nous améliorer.

Le troisième sujet a trait aux raccordements. De nombreux clients ont souhaité davantage de reporting que celui que nous proposons déjà. Nous avons par conséquent réfléchi aux projets méritant du reporting supplémentaire. Dans deux cas sur trois, nous avons augmenté le reporting. En revanche, huit clients n'ont pas souhaité de reporting supplémentaire. En outre, 38 projets courts ne nécessitaient pas de reporting supplémentaire.

En matière de conseil, au niveau du raccordement, nous nous sommes engagés à contacter le client sous deux semaines pour préciser ses besoins et ses priorités dans l'élaboration de son offre de raccordement, en termes de coût, délai, qualité de l'électricité. Dans 96 % des cas, nous avons respecté cet engagement.

S'agissant de l'optimisation tarifaire, nous tentons de fournir sous sept jours ouvrés une optimisation de changement de puissance souscrite ou de version tarifaire. Malgré l'année de TURPE 5 qui a suscité de nombreuses demandes, nous avons maintenu un excellent niveau de satisfaction. Compte-tenu de ces excellents résultats, nous souhaitons à présent réduire le délai qui est de sept jours.

L'engagement suivant consistait à accompagner les clients et les acteurs des territoires sur la compréhension des sujets marchés. Nous sommes parvenus à réaliser 177 présentations sur l'année.

S'agissant des délais, le premier objectif était de fournir, sous six semaines, une proposition engageante en matière de planning d'intervention pour l'installation d'un comptage. Dans 88 % des cas, nous avons respecté les délais. Compte –tenu du faible nombre de demandes reçues, nous devrons retravailler le sujet.

L'engagement suivant en termes de délais consistait à délivrer, sous deux semaines, un accès au SI de RTE. Le taux de réussite est raisonnable, à 79 %. Nous tentons de l'améliorer constamment, par exemple par le lancement de nouveaux portails où l'accès SI sera disponible de manière plus rapide. L'objectif est d'atteindre un délai inférieur à une semaine.

Enfin, nous avons cherché à savoir si les clients avaient connaissance de la charte des engagements supplémentaires. Seulement 29 % des clients ont répondu par l'affirmative. Nous améliorerons nos engagements en vous sollicitant. Nous avons par conséquent lancé une nouvelle démarche, que nous avons inaugurée le 29 mars dernier, lors des Rencontres Clients.

Une vidéo sur la démarche engagée est projetée sur écran.

Gabriel DA SILVA

Je vous ferai parvenir les liens vers les vidéos

Salon de Mars

https://www.rte-france.com/fr/actualite/construisons-ensemble-les-solutions-de-demain-customer-lab

Ateliers de Juin

https://www.rte-france.com/fr/actualite/le-customer-lab-lance-et-approuve

Stéphane CHATELLIER

Les retours sur le raccordement nous confortent dans la nécessité d'échanger avec vous le plus en amont de vos projets pour mieux comprendre vos attentes. Ainsi, nous proposerons une offre mieux adaptée, notamment au regard des délais que vous pouvez espérer.

Bruno NEUPONT

Abordons à présent d'aborder la question de la qualité de l'électricité (QDE). Le bilan 2017 vient d'être finalisé. En complément de la présentation synthétique des principaux chiffres, je vous propose aujourd'hui une représentation visuelle des chantiers que nous menons actuellement autour de la QDE.

Une représentation graphique des chantiers de RTE est projetée sur écran.

Bruno NEUPONT

L'objectif général de RTE est de limiter le risque d'incident au maximum sur vos sites et de vous accompagner au mieux en cas d'incident si celui-ci survient néanmoins.

Au niveau du raccordement, nous nous efforçons depuis 2017 d'être pédagogues et exhaustifs au moment de la phase exploratoire quant aux risques relatifs à la QDE. En outre, pendant un premier cycle de six ans, nous devons rencontrer l'ensemble de nos clients consommateurs pour un point sur les risques liés à la QDE. Les premiers retours sont positifs. Nous poursuivons dans cette démarche.

Par ailleurs, nous proposons d'adresser un SMS aux clients dans les minutes qui suivent une perturbation pour les informer que la cause est liée au RPT. Le service est gratuit et déjà opérationnel pour les consommateurs. Nous lançons actuellement une expérimentation avec quelques producteurs et envisageons d'en faire de même avec les distributeurs dans les semaines à venir.

Nous utiliserons la même application pour vous alerter lorsque les risques d'incident augmentent (par exemple en lien avec un orage : nous croiserons les données météorologiques avec notre connaissance de la topologie du réseau).

Pour ce qui concerne les principaux indicateurs (Temps de Coupure Equivalent et Fréquences de Coupures), les résultats de 2017 sont les meilleurs jamais enregistrés. Pour plus de détails, je vous invite à consulter le bilan QDE disponible sur le site web de RTE[2].

La prochaine CAR est programmée le jeudi 22 novembre 2018.

La séance est levée à 12 heures 06.

[2] https://www.rte-france.com/sites/default/files/rapport_annuel_sur_la_qualite_de_lelectricite_-_resultats_2017.pdf