Commission Accès au Réseau
RTE – DIES – DAROS

20 MARS 2018

Projet de procès-verbal

Etaient présents :

RTE

Stéphanie BIETH
Stéphane CHATELLIER
Gabriel DA SILVA
Sabine GIGUET
Arthur HENRIOT
Olivier HERZ
Bruno NEUPONT
Delphine PORFIRIO
Laurent SAVI

Pour les acteurs industriels

Alvaro ARGUELLO (EDF)
Camille BREDOUX (FEE)
Olivier CAILLET (Celest)
Christophe CHAZARA (Cofely)
Laurent COURTOIS (Norskeskog)
Thibaut CUVELIER (ERG France)
Sébastien DUMAS (SRD-ELE)
Sébastien GIMENEZ (Engie)
Victor GOMES (Enercon)
Benoît GREHAIGNE (Uniper Energy)
Sébastien GRENARD (Enedis)
Antoine GUILLOU (UFE)
Cédric LEHAIRE (Dalkia)
Hervé LAMBERT (SICAP)
Grégory MARGANI (Uniper Energy)
Anouk POTTIER (Enedis)
Stéphane SIMON (Engie)

Amiraly VALIBHAY (Enedis)
Sean VAVASSEUR (SER)
Jeremy VINCENT (CRE)

ORDRE DU JOUR

I. Retour Clients 2017 4
II. Transition énergétique 5
1. Panorama ENR 2017 5
2. Actualité 7
3. Propositions et suite des travaux 9
III. Actualités France et Europe 10
1. Actualité France 10
2. Actualité européenne 10
IV. Optimisation du réglage de la tension 11
V. Echanges et travaux à venir 16

La séance s'ouvre à 9 heures 30.

I. Retour Clients 2017

Gabriel DA SILVA

RTE mène désormais une enquête chaque année pour écouter ses clients et tirer de leurs témoignages des enseignements susceptibles de l'aider à s'améliorer. Nous interrogeons en fin d'année environ 900 personnes, qui représentent près de 350 clients de notre portefeuille. Cette année, cela représente donc plus de 60 % des sociétés clients de Rte. En termes de segments, nous constatons une prépondérance des consommateurs. La répartition entre les autres segments est relativement homogène. En outre, entre 60 et 130 personnes par région répondent en moyenne.

Globalement, la satisfaction est stable, ce qui nous incite à progresser davantage. La note de satisfaction atteint 86 %. En l'occurrence, 86 % des répondants donnent à RTE une note supérieure à 7 sur 10, sachant que cette note est pondérée par rapport à l'appréciation portée par l'interlocuteur sur ce niveau. Cela se traduit en moyenne par un frémissement de la satisfaction puisque la note globale augmente légèrement en étant passée de 7,5 et 7,7/10. Les efforts que nous avons déjà produits nous amèneront désormais à progresser davantage.

Deux segments, le segment des distributeurs et le segment des acteurs de marché, enregistrent des résultats plus défavorables. Nous devrons progresser davantage pour ces clients. La satisfaction des consommateurs, en revanche, reste haute. La satisfaction des producteurs, de son côté, est en légère diminution. Elle demeure cependant dans la fourchette haute.

Dans le détail, nous enregistrons des baisses importantes sur plusieurs produits, parmi lesquels le raccordement, le comptage et les données, et la programmation des travaux. S'agissant de l'accès au SI, nous observons une légère progression mais Le taux de satisfaction demeure cependant trop faible. La Qualité de l'électricité, globalement, s'améliore. L'accès au marché des clients réseau, quant à lui, est globalement stable. Certains efforts ont donc été visiblement fructueux. RTE poursuivra sur cette voie. En définitive, nous devrons progresser fortement sur les « trois sujets et demi » cités précédemment pour répondre aux attentes de nos clients.

A propos de chacun des produits, des points sont positifs, tandis que d'autres points sont à améliorer. Sur cette base, nous pouvons cibler nos actions prioritaires.

En synthèse, nous avons prévu des plans d'action sur les sujets : raccordement, comptage et données, accès au SI et programmation des travaux, identifiés précédemment pour être au rendez-vous des exigences de nos clients en 2019. Concernant les raccordements, nous devrons être davantage à l'écoute et nous devrons également optimiser l'ensemble des délais de raccordement de nos clients. En matière de programmation des travaux, nous travaillerons à une anticipation et à une communication optimisées. Au niveau du comptage et des données, le chantier consiste à continuer de progresser sur la performance de la mise à disposition des données, notamment les données proches temps réel. Enfin, nous avons lancé des actions pour simplifier l'accès au SI.

Sébastien DUMAS

La note des distributeurs est plus faible que la moyenne. En sa qualité de distributeur, SRD-ELE a répondu à l'enquête. Concernant les items relatifs à la qualité de la distribution, SRD-ELE a jugé l'année écoulée plutôt satisfaisante. Nous avons en revanche mentionné une piste de progrès concernant un possible bilan sur les creux de tension, qui sont considérés aujourd'hui par certains de nos clients comme des coupures. Sans nécessairement prendre des engagements sur les creux de tension, ces éléments pourraient être intégrés dans les bilans. Il serait possible ainsi, à terme, d'effectivement prendre des engagements.

S’agissant du comptage IP, la mise à disposition rapide et fiable des données devient un réel enjeu pour les gestionnaires de réseau. RTE a mis en œuvre, dans TURPE 5, les changements de PS à 3 jours, ce qui ne permet pas l’effet rétroactif sur la souscription. La contrepartie, selon nous, consiste à nous donner rapidement accès aux données. Nous attendons de RTE une grande fiabilité dans la remontée rapide des données.

S’agissant de l’accès SI, enfin, un portail unique serait formidable. En outre, au-delà de l’accès unique, je pense que la mise en place d’API, dans un travail de long terme, serait favorable. Aujourd'hui, en effet, dans le cadre des transactions de marché, nous nous échangeons des fichiers CSV. Or nous ne recevons aucun retour quant au fait que le fichier envoyé est correct.

Gabriel DA SILVA

Les marges de progrès demeurent importantes. Les différents points que vous évoquez sont cependant traités. Certes, du temps sera nécessaire. Je pense que les différentes actions entreprises seront achevées en 2021.

II. Transition énergétique

Stéphane CHATELLIER

Nous souhaitons échanger aujourd'hui avec vous sur la transition énergétique, qui est en marche. Nous vous proposons d’organiser cet échange en trois temps. Le premier temps concerne une présentation du panorama de l’électricité renouvelable en 2017. Ensuite, nous ferons un point sur l’actualité des ENR. Enfin, nous échangerons sur les propositions et la suite des travaux.

1. Panorama ENR 2017

Sabine GIGUET

La publication est partenariale. RTE est associé au syndicat des énergies renouvelables, à Enedis et à l’ADEEF. Il s’agit d’un outil de suivi de la transition énergétique.

La publication se compose de quatre chapitres consacrés aux quatre filières ENR, l’éolien, le solaire, l’hydraulique et les bioénergies, auxquels s’ajoutent un chapitre de synthèse et un chapitre dédié aux enjeux de raccordement des ENR. Nous y trouvons différents indicateurs portant respectivement sur le parc installé, la file d’attente, la production, le facteur de charge et le taux de couverture de la consommation, à différentes échelles (les régions, la France et l’Europe). Enfin, l’actualisation est trimestrielle. Je vous présente aujourd'hui les chiffres arrêtés au 31 décembre 2017.

Au 31 décembre 2017, le parc ENR s’élevait à 48,7 GW, dont plus de la moitié se composait d’hydraulique. L’éolien et le solaire, de leur côté, sont en hausse. La puissance raccordée de ces deux filières a en effet été extrêmement élevée en 2017. Pour l’éolien, en particulier, plus de 13 GW sont raccordés, dont 1,7 GW a été raccordé sur l’année. Les raccordements se concentrent dans les régions du Nord. Pour le solaire, plus de 7,6 GW résultent du photovoltaïque installé en France. 887 MW ont été raccordés en 2017. Le chiffre demeure ainsi relativement modeste. J’ajoute que les régions du sud, ensoleillées, accueillent principalement ces capacités.

S’agissant des projets en développement, plus de 6,7 GW sont en file d’attente. 1,3 GW a été raccordé au titre des S3REnR.

Camille BREDOUX

Les 6,7 GW évoqués précédemment sont-ils en développement ou en file d’attente ?

Sabine GIGUET

En réalité, un article du *Canard Enchaîné* indiquait, il y quelque temps, que des éoliennes attendaient du vent. L'équivalent de plus de 10 GW apparaissait inutile. A l'externe, nous communiquons par conséquent désormais davantage sur des projets en développement que sur des projets en file d'attente.

Je poursuis. Les objectifs nationaux 2018 ont été atteints à 94 % à la fin 2017, avec en revanche des disparités entre les différentes filières. Nous vous donnons rendez-vous l'année prochaine sur le sujet.

Sean VAVASSEUR

J'ai une remarque sur les projets en développement offshore. La présentation laisse croire que les objectifs sont en phase avec la PPE, tandis que tel n'est pas nécessairement le cas.

Sabine GIGUET

Nous pourrons en reparler ensemble. Je vous présente aujourd'hui des chiffres clés non détaillés.

Par ailleurs, concernant la production, 89 TWh ont été injectés sur les réseaux en 2017, soit 18,4 % de la consommation couverte par les ENR. Le chiffre de 89 TWh demeure en réalité peu élevé. Cette situation est due à une année défavorable du côté de la production hydraulique.

A l'échelle européenne, le parc ENR représente près de 500 GW au 31 décembre 2017, et la production à partir de ce parc permet de couvrir plus de 34 % de la consommation européenne. La France se classe au quatrième rang des parcs, derrière l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne. Au niveau de la couverture de la consommation par la production renouvelable en Europe, les pays nordiques sont leaders. Ils bénéficient en effet notamment d'un parc hydraulique.

Sébastien GIMENEZ

Concernant les projets en développement, nous souhaiterions davantage de détails pour réaliser des analyses et comprendre si des leviers sont à mettre en place pour débloquer la file d'attente. En outre, nous souhaiterions des éléments plus détaillés sur les aspects relatifs au réseau concernant les S3REnR.

Sabine GIGUET

Je le note. Le point fera l'objet d'une discussion.

Camille BREDOUX

Par ailleurs, les données du registre national des installations de production d'électricité sont, en théorie, disponibles dans l'open data. L'ensemble des données prévues par l'arrêté ne sont cependant pas accessibles.

Sabine GIGUET

Nous ne mettons en ligne que les données que nous recevons.

Camille BREDOUX

Des données sont prévues par l'arrêté. Elles ne figurent pourtant pas dans le registre.

Sabine GIGUET

J'en ferai part à mes collègues qui s'occupent du registre.

Delphine PORFIRIO

La liste des éléments manquants nous intéresse vivement. S'agissant de la file d'attente/projets en développement, par ailleurs, nous vous proposons d'évoquer le sujet dans le cadre des prochains GT Producteurs.

2. Actualité

Stéphane CHATELLIER

Nous avons enregistré des évolutions majeures du cadre régissant le raccordement en mer, avec une délibération de la CRE du 1er février 2018 portant approbation des modèles de convention de raccordement au réseau public de transport d'électricité des nouvelles installations de production à terre et en mer. Par ailleurs, la loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures porte diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement, notamment la prise en charge par le TURPE des coûts de raccordement et l'indemnisation des retards et des avaries / dysfonctionnements des ouvrages de raccordement des installations de production en mer. Enfin, le projet de décret fixant le barème d'indemnisation devrait paraître prochainement. Ces évolutions du cadre pour le raccordement en mer s'appliqueront dans les futurs appels d'offres. Une fois les grandes orientations validées par la CRE, nous serons amenés à concerter sur les évolutions des trames contractuelles associées.

Dans le domaine terrestre, un événement majeur est intervenu, à savoir la décision du Conseil d'Etat du 22 décembre 2017 d'annuler le décret du 11 avril 2016 relatif aux S3REnR. Les quatre principales dispositions concernées sont les suivantes :

- l'application du seuil de 100 kVA pour le raccordement sur un même poste de projets liés ;
- les modalités d'adaptation des schémas ;
- les critères et modalités de révision des schémas ;
- les modalités de traitement des demandes de raccordement dans un schéma saturé.

La DGEC travaille actuellement à un projet de décret portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux S3REnR et aux raccordements multi-producteurs. L'objectif est le rétablissement des dispositions du précédent décret. Il est prévu en outre d'ajouter un certain nombre de dispositions : l'élargissement des critères d'adaptation ; une précision sur le périmètre des ouvrages propres ; une précision sur la date d'entrée en vigueur. Enfin, des dispositions sur les groupements multi-producteurs sont également rajoutées à ce projet de décret. Ce dernier a été transmis à la CRE. Il sera en outre soumis au Conseil national d'évaluation des normes début avril. La DGEC devrait ensuite proposer le décret à la signature du Ministre. Le décret devrait ainsi être publié au mieux à la fin du mois d'avril 2018.

Concrètement, face au risque que représente l'annulation du décret du 11 avril 2016, l'objectif de RTE, des gestionnaires de réseau de distribution et de la DGEC est de sécuriser le traitement des offres de raccordement déjà émises pendant la période de saturation, essentiellement dans la région Hauts-de-France. Ainsi, les offres de raccordement remises pendant la période de saturation des schémas Nord-Pas-de-Calais et Picardie jusqu'au 22 décembre 2017 ne sont pas remises en cause. Elles s'inscrivent pleinement dans le régime S3REnR, en anticipation du futur schéma Hauts-de-France. Cette disposition est importante. Elle permet en effet de sécuriser environ 1 500 MW de projets concernés dans la région Hauts-de-France, dans l'intérêt commun et partagé des producteurs et des gestionnaires de réseau. J'insiste, de surcroît, sur le fait que le schéma Hauts-de-France, en cours de révision, est ainsi également sécurisé. RTE, en lien avec les gestionnaires de réseau de distribution, sera ainsi amené à soumettre le schéma Hauts-de-France à l'avis du préfet de région. L'approbation est attendue avant le début de l'année 2019.

Par ailleurs, RTE et les gestionnaires de réseau de distribution avaient émis une demande d'approbation par le préfet de région d'une adaptation dans le Limousin. L'adaptation sera de nouveau notifiée au préfet de région lorsque le projet de décret présenté précédemment sera publié.

Enfin, un certain nombre de volumes d'adaptations étaient prévus. 500 MW de projets environ sont concernés actuellement sur différents schémas. Ces adaptations seront enclenchées dès la parution du projet de décret. Dans l'attente, des transferts de capacités peuvent éventuellement être adoptés.

Camille BREDOUX

Concernant les S3REnR, le projet de décret prévoyait, pour les projets pour lesquels la convention de raccordement n'avait pas été signée, le passage sous le régime du prochain décret. Certains projets en Picardie étaient entrés en file d'attente entre novembre 2015 et avril 2016. Ils ont signé une PTF hors S3REnR, sans quotepart, et n'ont pas reçu leur convention de raccordement. Ils s'inquiètent de la possibilité de devoir signer désormais une convention de raccordement avec quotepart. J'ai un projet en tête, où il est question d'un surcoût de 4 millions d'euros. De son côté, RTE affirme ne pas avoir l'intention de faire payer la quotepart. Comment s'assurer que tel sera le cas ?

Stéphane CHATELLIER

Nous ne souhaitons pas remettre en cause les projets en question.

Delphine PORFIRIO

Ce point est délicat. Un amendement avait été envisagé sur le sujet. Je pense que la DGEC le garde en tête.

Camille BREDOUX

Par ailleurs, l'article 12 a été ajouté pour préciser la nature d'un groupement multi-producteur (GMP). Il est indiqué qu'un ensemble d'installations raccordées via un GMP doit payer la quotepart. Chez France Energie Eolienne, il existe un consensus de l'ensemble des développeurs quant au fait qu'il n'est pas normal que les parcs éoliens raccordés en HTB paient leurs ouvrages propres plus leur quote-part plus leur poste privé. La quote-part devrait être réduite pour ces parcs. Il existe, en l'occurrence, une distorsion des conditions de raccordement entre la HTB et la HTA, ce qui ne favorisera pas la baisse des coûts pour les projets sous appel d'offres. Nous avions demandé un groupe de travail sur le sujet.

Delphine PORFIRIO

Le principe qui prévaut aujourd'hui dans l'élaboration des S3REnR est celui d'une quote-part s'appliquant à l'ensemble des acteurs. Il y a des perdants et des gagnants. Chacun paie néanmoins sa quotepart. Cette règle peut apparaître comme un frein pour le raccordement sur le RPT. Il n'en demeure pas moins qu'un grand nombre d'éléments restent à discuter sur les S3REnR. Nous en avions parlé lors de la précédente commission. Nous devons traiter le sujet des S3REnR collectivement. Ce thème fera partie de nos discussions.

Stéphane CHATELLIER

Je poursuis sur les états techniques et financiers qui seront publiés prochainement même si le décret S3REnR a été annulé. Nous renouvelons l'exercice cette année, dans un souci de transparence et de partage avec les acteurs. Nous avons pour objectif de publier les états techniques et financiers d'ici à début avril. Nous proposons de présenter la synthèse nationale des états techniques et financiers lors du GT Producteurs du 5 avril prochain.

3. Propositions et suite des travaux

Stéphane CHATELLIER

Plusieurs groupes de travail ont été mis en place par l'Etat en fin d'année dernière. Ils se sont poursuivis en début d'année 2018. Le groupe de travail mis en place par le Secrétaire d'Etat Lecornu sur l'éolien a notamment rendu ses conclusions le 18 janvier 2018. Ces conclusions portent sur dix propositions autour de trois axes : gagner du temps ; simplifier les procédures ; améliorer l'acceptabilité. En outre, le GT de la DGEC sur le raccordement s'est réuni le 6 mars 2018 dans le cadre d'une séance présidée par Virginie Schwarz. Les trois objectifs principaux qui se sont dégagés des réflexions sont les suivants : accélérer la transition énergétique ; réduire les coûts et les délais de raccordement ; améliorer la qualité de service. Enfin, d'autres ateliers ont eu lieu, dont un atelier sur la PPE réseau.

L'ensemble de ces groupes de travail mettent en évidence l'importance de travailler collectivement sur le sujet. Ce constat a incité les producteurs ENR et les gestionnaires de réseau à élaborer une note commune visant à proposer plusieurs mesures afin d'accélérer le raccordement des énergies renouvelables aux réseaux électriques. En premier lieu, les producteurs ENR et les gestionnaires de réseau reconnaissent que S3REnR est un outil de planification globalement efficace, mais qui doit être amélioré pour accélérer le raccordement des énergies renouvelables aux réseaux électriques. Trois mesures phares sont ainsi envisagées. Il s'agit en premier lieu d'anticiper le développement des réseaux avec une planification efficace. L'objectif est en outre de réduire au maximum les délais de raccordement en simplifiant les procédures administratives. Enfin, il est prévu d'optimiser les coûts de raccordement en intégrant les bénéfices des solutions innovantes smartgrids et de flexibilité de la production.

Venons-en à présent aux suites concrètes que nous pouvons proposer aux pistes identifiées précédemment.

S'agissant de la volonté d'anticiper le développement des réseaux, nous vous proposons en premier lieu de déterminer les conditions nécessaires à l'anticipation du développement du réseau électrique de demain en cohérence avec les objectifs de la PPE. A moyen terme, il s'agit d'analyser les modalités d'anticipation des travaux de développement prévus dans le cadre d'un schéma. Ces travaux seront menés au sein du CURTE et plus précisément de la Commission Prospective Système et Réseau (CPSR), dont une réunion est prévue en avril 2018, avec le lancement d'une concertation sur le Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR).

La deuxième mesure phare consiste à simplifier les procédures afin en particulier de réduire les délais administratifs de raccordement. A cette fin, des discussions sont en cours avec les services de l'Etat. De surcroît, le projet de loi pour un Etat au service d'une société de confiance vise à intégrer certaines modalités.

Enfin, nous vous proposons d'aborder le sujet de la transparence sur les coûts lors du GT Producteurs du 5 avril 2018.

Sébastien GIMENEZ

Nous accueillons favorablement votre proposition d'un groupe de travail au sein de la Commission Prospective Système et Réseau du CURTE.

III. Actualités France et Europe

1. Actualité France

Delphine PORFIRIO

Je ne reviens ni sur la loi Hydrocarbures, ni sur S3R. Un autre texte a été présenté au Conseil supérieur de l'énergie, le 27 février dernier. Il s'agit du projet de décret de répartition des compétences entre la CRE et la DGEC pour l'application des codes de réseaux relatifs au raccordement. L'avis de la CRE sur le sujet est imminent. Il permettra de poursuive ensuite l'examen du texte. Le texte sera ensuite présenté au Conseil d'Etat.

2. Actualité européenne

Delphine PORFIRIO

Je vous propose de revenir sur le calendrier du 4ème paquet « Energie propre ». Il comprend huit documents, règlements et directives. Certains documents sont simplement révisés. D'autres documents constituent des nouveautés. Il s'agit du règlement et de la directive sur le marché intérieur de l'électricité, du règlement sur le plan de prévention des risques, du règlement relatif à l'ACER, qui est révisé, de la directive sur les énergies renouvelables, qui est également révisée, du règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie, qui est un nouveau texte, de la directive relative à l'efficacité énergétique, qui est révisée, et de la directive relative à la performance énergétique des bâtiments, qui est également révisée. Ces textes ont été présentés d'une part au Conseil européen et d'autre part au Parlement européen. Les versions qui sont sorties de ces deux instances présentent des différences. Des trilogues ont par conséquent débuté sur la directive ENR et sur la directive relative à l'efficacité énergétique. L'objectif est d'organiser un vote définitif sur ces textes avant les élections européennes.

J'en viens à la déclinaison des codes européens. Le code européen sur lequel nous sommes le plus avancés est RfG. Ce code définit les capacités constructives pour les installations de production qui souhaitent se raccorder au réseau de transport ou à un réseau de distribution. Le code entrera en application en avril 2019. Une dernière instance de concertation sur le sujet aura lieu le 3 mai 2018. Nous avons lancé une consultation publique sur les propositions de seuils et une consultation publique sur les exigences techniques. Elles s'achèveront toutes deux en avril prochain. Nous attendons vos contributions. J'ajoute également qu'une concertation sur la méthodologie d'analyse coûts / bénéfices, prévue par les trois codes de raccordement, est en cours. Nous avons réuni l'ensemble de nos interlocuteurs sur le sujet lors d'une réunion commune qui s'est tenue il y a quelques semaines.

Nous abordons également « la dernière ligne droite » au niveau de DCC / HVDC. Simplement, la date-butoir est plus éloignée, puisqu'elle est fixée au mois de septembre prochain. Les codes entreront en application en septembre 2019.

Enfin, nous avons entamé la concertation sur SOGL d'une part et ER d'autre part.

Alvaro ARGUELLO

Un aperçu global des déclinaisons qui ont lieu dans les autres GT, notamment au niveau de SOGL, serait utile.

Delphine PORFIRIO

Nous le notons. Nous vous proposerons un panorama global lors de la prochaine réunion plénière.

Bruno NEUPONT

J'ajoute, par ailleurs, qu'un groupe de travail sera prochainement lancé sur le projet Ringo. Il s'agit d'un expérimentateur qui vise à qualifier techniquement l'utilisation de batteries pour gérer des congestions sur le RPT. Les acteurs intéressés sont invités à ce groupe de travail, dont la première réunion se tiendra dans la matinée du 16 avril 2018 (date à confirmer lors de la prochaine CAM). Le contact chez RTE est Renaud Delachaux (renaud.delachaux@rte-france.com).

Sébastien GIMENEZ

J'ai une question de compréhension. Au deuxième point de la délibération de la CRE, il est indiqué que RTE a l'obligation de publier le panorama des congestions. Pouvez-vous nous donner des informations complémentaires sur le sujet ?

Delphine PORFIRIO

Nous nous sommes rapprochés des services de la CRE pour connaître le besoin exact auquel nous devons répondre.

Sean VAVASSEUR

Quels sont les ordres de grandeur concernant le projet Ringo ?

Bruno NEUPONT

Les batteries sont comprises entre 12 et 15 MW.

Sébastien GIMENEZ

Pourrez-vous nous donner une information complète sur le projet Ringo lors de la prochaine réunion ?

Bruno NEUPONT

Les acteurs intéressés pourront participer au GT du 16 avril 2018 au cours duquel une présentation du projet, déjà réalisée en CAM, sera de nouveau proposée.

IV. Optimisation du réglage de la tension

Bruno NEUPONT

En 2013, la CRE a demandé à RTE de structurer des travaux pour recaler l'enveloppe et les modalités de rémunération des services système tension. Historiquement, l'enveloppe et les modalités de rémunération se fondaient en effet sur des études qui manquaient de détail. Le travail demandé a été mené en concertation avec les producteurs. Il nous a conduits à émettre plusieurs rapports et une nouvelle version des règles services système tension. Ces nouvelles règles ont été approuvées par la CRE et sont entrées en vigueur au 1er avril 2017.

Dans sa délibération de mars 2017, la CRE demandait cependant à RTE d'approfondir encore ses travaux sur deux points. Elle a demandé en premier lieu d'affiner l'étude du besoin. Elle nous a demandé en outre de travailler sur de nouveaux leviers possibles pour régler la tension, par exemple les consommateurs industriels ou les moyens de production raccordés en HTA. Ce second point est l'objet de la présentation de ce jour. L'objectif est d'interclasser ces moyens pour optimiser le coût du réglage pour la collectivité.

Nous vous présentons aujourd'hui nos travaux d'étude des nouveaux leviers. Nous vous proposons nos hypothèses de travail et nos premières conclusions. Un rapport sera transmis à la CRE au mois de juillet prochain. Il débouchera très certainement sur d'autres travaux, qui seront poursuivis avec vous, probablement pour l'entrée en vigueur de nouvelles dispositions à l'horizon de TURPE 6.

Je donne à présent la parole à Arthur Henriot pour la présentation.

Arthur HENRIOT

Ma présentation comprend deux parties. La première d'entre elles est consacrée aux éléments que nous avons déduits des travaux menés avec les industriels raccordés sur le réseau de transport. Ensuite, nous examinerons le cas des installations de production raccordées au réseau de distribution.

Les travaux réalisés ont, pour les industriels comme pour les ENR raccordés au réseau de distribution, trois objectifs. Le premier d'entre eux consiste à quantifier l'effet sur le réseau. Le second objectif a trait à l'évaluation du gisement de capacités.. Enfin, nous devons estimer les coûts associés.

S'agissant du gisement des capacités des industriels raccordés au réseau de transport, nous constatons que, chez beaucoup de nos clients industriels, des moyens de compensation ont été installés, notamment pour respecter les gabarits imposés durant la période hivernale. Ces condensateurs restent fréquemment enclenchés toute l'année, y compris pendant les périodes durant lesquelles les gabarits tarifaires ne s'appliquent pas. Le débranchement de ces condensateurs par les clients industriels correspond à un certain nombre de Mvar, que nous souhaitons prendre en compte. A ces fins, nous avons interrogé de nombreux clients.

La démarche principale a été menée dans la région Est. Nous avons demandé aux industriels de débrancher les capacités sur la base du volontariat. Le taux de réponse a été extrêmement satisfaisant. Nous y avons également interrogé nos clients industriels pour connaître les capacités dont ils disposent précisément. Nous les avons interrogés également sur les contraintes et les coûts associés aux manœuvres de ces capacités. Nous avons déterminé la présence de 600 Mvar de condensateurs sur les sites industriels, dont une grande majorité concentrée chez un nombre limité de clients. En nous concentrant sur ces clients, nous pouvons travailler sur la plus grande partie du gisement.

L'ordre de grandeur à retenir de l'enquête concerne le fait que plus de la moitié des condensateurs installés chez les clients sont susceptibles d'être débranchés à la demande de RTE. 40 % ne peuvent pas l'être. Cette situation est liée à des contraintes d'activation très diverses. Parfois, les condensateurs sont nécessaires au bon fonctionnement du site. Dans d'autres cas, le fonctionnement des condensateurs n'est pas indépendant du process industriel. Enfin, certains clients identifient des risques de casse en cas de manipulation.

Dans la région de Nancy,

Deux grands types de coûts associés aux manœuvres de condensateurs sont remontés par les clients. Il s'agit en premier lieu de la facturation du réactif. Nous considérons que nous pouvons travailler ensemble pour résoudre ce type de contraintes. En outre, les coûts de main-d'œuvre sont cités. Ils restent néanmoins extrêmement variables d'un site à l'autre.

En revanche, nous avons été surpris du faible nombre de remontées sur les pertes associées. En effet, le fait que les condensateurs soient branchés ou débranchés influence les pertes sur les sites. Nous ne disposons pas d'une bonne vision de la configuration des sites. En revanche, nous pouvons réaliser des calculs simplifiés. En tout état de cause, nous observons qu'il existe une grande variété de coûts ou gains associés au débranchement des condensateurs en fonction du caractère fortement capacitif ou inductif de la consommation du client.

L'objectif des travaux que nous menons n'est pas de disposer d'un cadre contractuel précis ou de calculer les chiffres précis qui seront retenus par exemple pour une éventuelle rémunération, mais de dégrossir les grands types de leviers utilisables pour le réglage de la tension sur le RPT. Il existe

un vrai potentiel. Le gisement n'est pas négligeable. La réflexion doit simplement se poursuivre pour tenir compte de la grande diversité des sites sur le réseau de transport.

Avez-vous des questions ?

Sébastien DUMAS

Il est question d'une difficulté de tension haute en été. N'existe-t-il pas de zone de tension haute en hiver ?

Arthur HENRIOT

Le fonctionnement du gabarit de facturation du réactif imposé aux clients industriels est aujourd'hui binaire. Nous avons également souhaité conserver des modes de sollicitation relativement simples.

Cependant, il est vrai que les périodes de tension haute s'étendent aujourd'hui davantage à la totalité de l'année. Nous continuerons à affiner nos éléments d'analyse.

Sébastien DUMAS

Ce point est important du point de vue de la cohérence de la facturation du réactif, sur le réseau de transport comme sur le réseau de distribution. Ainsi, si les gabarits à l'interface entre le RPT et le RPD ont été modifiés, ce n'est pas le cas des gabarits pour les utilisateurs raccordés sur le réseau de distribution.

Arthur HENRIOT

Votre question est pertinente, et l'évolution du gabarit pour les distributeurs vise en effet à intégrer le fait que les problématiques de tension haute se manifestent désormais toute l'année. Nous n'intervenons cependant pas dans la relation entre les GRD et les clients raccordés.

Arthur HENRIOT

Je poursuis, sur la production raccordée au RPD, et e commence par l'évaluation du gisement, Nous avons porté nos efforts, pour le moment, sur l'éolien et le photovoltaïque, qui représentent les gisements les plus importants en termes de GW.q. Certes, au niveau de la bioénergie et de la cogénération, il existe déjà des installations de taille importante aux gisements non négligeables. Nous intégrerons ainsi la biomasse et la cogénération à notre analyse du gisement. En revanche, dans le domaine hydraulique, les capacités sont faibles..

Pour l'élaboration du gisement, nous nous sommes posés une série de questions. A l'horizon 2023, en premier lieu, combien de GW d'éolien et de GW de photovoltaïque seront-ils disponibles ? La vraie question porte sur le nombre de GW sur le RPD en 2023 qui peuvent être sollicités pour des besoins RPT. Nous avons retenu une méthodologie précise, qui consiste à prendre en compte la répartition de la file d'attente à fin décembre 2017. Pour le photovoltaïque, la quasi-totalité des projets concernent le RPD. Au niveau de l'éolien terrestre, les trois quarts des projets ont trait au RPD. Pour l'éolien terrestre, les chiffres sont relativement stables. Pour le photovoltaïque, le chiffre a beaucoup varié au cours des années écoulées.

La seconde question porte sur les capacités déjà sollicitées par les réseaux de distribution. La sollicitation de ces capacités doit intégrer des contraintes propres aux réseaux de distribution, et répondre aux besoins de ces réseaux, avant qu'elles ne soient mises au service du réseau de transport. Suite à nos échanges avec Enedis, nous avons choisi de limiter le gisement aux capacités raccordées en départ direct. S'agissant du photovoltaïque, le potentiel s'en trouve réduit (moins de 40 % de la capacité sera mise à la disposition du RPT). Sur l'éolien, nous conservons une grande partie du gisement.

Parmi ces capacités, une partie est déjà sollicitée pour satisfaire les besoins du réseau de distribution. Nous avons distingué trois plages temporelles sur la base des arrêtés de raccordement. Nous considérons qu'avant l'arrêté du 23 avril 2008, aucune plage de réactif ne peut être mise à la disposition du réseau de transport. A partir de 2008, nous avons réalisé des études de zone. Enedis a vérifié, parc par parc, les consignes passées aux producteurs raccordés à partir de 2008. Pour les capacités installées à partir de 2018, nous avons considéré que les grandes tendances de raccordement actuelles seraient respectées. Avec une hypothèse basse et une hypothèse haute, nous encadrons le gisement potentiel. Sur la base de cette méthodologie, nous estimons le gisement à partir des MW. N.

Nous sommes ainsi passés des GW à la maille France et des GW disponibles sur le RPD au nombre de Mvar disponibles. Les résultats restent à présent à affiner.

Alvaro ARGUELLO

N'est-il question que de l'absorption ?

Arthur HENRIOT

Nous avons présenté en effet les résultats pour l'absorption. Ensuite, nous mènerons une démarche symétrique pour la fourniture.

J'en viens à l'évaluation des coûts. Dans notre étude des coûts et des disponibilités, nous avons distingué les deux grandes technologies, à savoir les éoliennes de type MADA d'une part et les éoliennes 100 % électronique de puissance d'autre part.

Nous nous sommes intéressés aux plages de réglage, en particulier aux deux plages qui posent difficulté, à savoir les plages à basse puissance active et les plages à puissance active élevée. Pour les éoliennes de type MADA, la capacité à respecter la plage des arrêtés à basse puissance active nécessite l'ajout de moyens de compensation statique (MCS) ou d'électronique de puissance type Statcom. Pour atteindre les plages à puissance active élevée, l'ajout d'électronique de puissance type Statcom ou MCS (principalement pour la fourniture du réactif) est nécessaire. La solution d'installer des moyens chez le producteur n'est cependant ni la plus directe, ni la plus simple. En ce qui concerne les éoliennes *Full Converter*, en revanche, du fait de l'interface 100 % électronique de puissance, les capacités à absorber ou à fournir du réactif à basse puissance ou à puissance élevée sont plus importantes. Les plages disponibles risquent d'être plus importantes.

S'agissant du contrôle-commande, pour les éoliennes de type MADA, il existe un risque que le dispositif soit limité à des consignes en tangente Phi. Le coût de l'évolution nécessaire au niveau du contrôle-commande est estimé à 150 k€ pour un parc de 12 MW. Pour les éoliennes 100 % électronique de puissance, il n'existe pas de limite en termes de type de réglage. En revanche, les constantes de temps sont potentiellement élevées. Dans ce cas, une évolution du contrôle-commande est par conséquent également nécessaire.

Victor GOMES

J'ai une remarque. La constante de temps est essentiellement liée aux interfaces de communication existantes entre le GRD et le parc.

Arthur HENRIOT

La précision est importante.

Sébastien DUMAS

Il a été indiqué qu'une des solutions peut consister à installer des selfs fixes chez le producteur. L'installation sur le réseau de transport est cependant jugée plus efficace. Dans l'analyse, avez-vous pris en compte le coût des pertes ?

Arthur HENRIOT

Nous nous concentrons sur la sollicitation des productions pour des besoins RPT. Nous analysons cependant l'équilibre économique global, y compris au niveau des pertes pour le réseau de distribution ou le réseau de transport. Nous avons réalisé des calculs de pertes. Nous constatons une augmentation des pertes, en tout cas jusqu'au poste source. Les plages de réactifs sont si importantes que les atteindre fait augmenter le courant apparent dans les câbles et entraîne davantage de pertes. Au-delà du poste source, en revanche, les études sont trop difficiles à réaliser.

Je poursuis. Nous nous sommes interrogés sur la possibilité pour les installations de réaliser de la compensation synchrone. Sur les éoliennes de type MADA, les capacités sont réduites. Pour les éoliennes *Full Converter*, les capacités sont importantes, sous réserve d'évolutions dont le coût est faible par rapport au coût des pertes associé.

Enfin, nous nous sommes interrogés sur la possibilité d'estimer les pertes supplémentaires en cas de fourniture / absorption de réactif. Au niveau des éoliennes MADA, les pertes sont principalement concentrées dans les câbles et les transformateurs. Pour les éoliennes *Full Converter*, les pertes sont importantes dans les onduleurs, notamment à faible puissance active.

Nous avons alors travaillé sur le coût associé au réglage de la tension, en nous limitant aux capacités existantes. L'essentiel des coûts est alors celui des pertes. Notre étude de pertes se fonde sur la méthodologie de l'étude Supélec, que nous avons adaptée pour des configurations de parcs raccordés au réseau de distribution. Nous avons pris en compte un certain nombre d'hypothèses, et attendons vos remarques pour affiner ces hypothèses.

En termes de pertes supplémentaires par rapport à une tangente Phi égale à zéro, nous constatons une forte sensibilité de la quantité de Mvar et du coût unitaire au mode de réglage. Nous observons également une sensibilité importante à la courbe de charge dans le cas du réglage en tangente Phi. Nous notons une part importante des pertes sur le RPD (plus de 50 % dans tous les scénarios). En revanche, nous pouvons souligner qu'il n'existe qu'une faible sensibilité aux différentes configurations des parcs.

N'hésitez pas à nous transmettre vos remarques ou vos questions quant aux résultats enregistrés.

Victor GOMES

J'ai une remarque sur l'extrapolation de la méthode aux éoliennes : il me semble qu'il faudrait tenir compte de pertes supplémentaires éventuelles dans la génératrice ?

Arthur HENRIOT

Lors de nos échanges avec d'autres constructeurs, il nous a été indiqué que l'essentiel des pertes se concentrait dans les câbles et les transformateurs. Nous serions extrêmement intéressés par un complément sur les pertes dans les génératrice, mais n'avons pas pu recueillir d'éléments probants jusqu'à aujourd'hui.

XXX

N'y a-t-il pas un risque d'usure du matériel, et notamment des onduleurs, en cas de sollicitation trop fréquente ?

Victor GOMES

Nous n'avons jamais observé d'usure accélérée des onduleurs en cas de sollicitations de ce type. Cela nous semble négligeable.

Arthur HENRIOT

J'en viens à la possible valorisation des pertes. La comparaison du coût des différents moyens repose sur une valorisation de pertes :

- sur le RPT (par exemple, par des moyens de compensation installés sur le RPT) ;
- sur le RPD (par exemple, par des moyens de compensation installés sur le RPD, avec pertes sur les départs directs) ;
- au niveau des installations de production raccordées au RPD ou au RPT, bénéficiant ou non de mécanismes de soutien ;
- au niveau des installations de consommateurs industriels raccordés au RPT.

La valorisation de ces différentes pertes peut être effectuée au coût d'opportunité pour les différents acteurs concernés ou à un coût pour la collectivité, dont les modalités de calculs restent à définir.

Ces différents sujets sont ouverts.

Camille BREDOUX

Vous avez lancé, par ailleurs, un appel pour des exemples de réglage avec des batteries.

Arthur HENRIOT

Nous nous sommes concentrés aujourd'hui sur deux leviers principaux qui sont les industriels raccordés sur le réseau de transport et les ENR raccordés sur le RPD. Dans la demande de remise de rapport formulée dans la délibération, d'autres moyens sont cependant concernés, raccordés sur le RPD ou sur le RPT. Le cas des batteries n'avait pas été nécessairement identifiée au moment de la délibération de la. Nous jugerions toutefois regrettable de remettre le rapport le 1er juillet prochain sans intégrer ces aspects.

Je vous invite donc à nous contacter si vous pensez pouvoir apporter votre contribution au rapport.

V. Echanges et travaux à venir

Bruno NEUPONT

N'hésitez pas à nous faire part des sujets que vous souhaiteriez aborder lors des prochaines CAR.

Nous souhaitons également préciser que lors des rencontres Clients du 29 mars prochain, un atelier créatif de co-construction sera proposé sur le thème de la concertation, dans l'objectif d'améliorer les modalités de cette dernière.

Delphine PORFIRIO

Merci à tous pour ces riches échanges.

La séance est levée à 12 heures 34.