Commission Accès au réseau 21/11/2019

La séance est ouverte à 9 heures 30.

Rachid OTMANI

Dans le cadre du prolongement du SDDR, il nous a semblé intéressant de présenter celui-ci avec un prisme sur le raccordement et l'accès au réseau. Nous présenterons bien entendu les cinq volets industriels du schéma, suivi de compléments sur la localisation des énergies renouvelables, les énergies marines, la contribution des flexibilités.

Deux présentations seront assurées par Louise Oriol et Stéphane Pollino concernant le stockage, sujet d'actualité, et les services système tension après une interruption involontaire pour une question de ressource.

I) Actualités

Rachid OTMANI

La loi énergie climat a été récemment publiée, ce dont il faut se féliciter étant donné qu'elle clarifie des éléments sur les S3R. Le projet de décret est en cours de rédaction pour rendre plus robuste cette belle mécanique de planification.

RTE a publié le bilan prévisionnel ainsi que le passage de l'hiver. Les fondamentaux d'ici à 2025 sont une consommation d'électricité stable, une accélération de l'insertion des énergies renouvelables en particulier des éoliennes, de l'arrivée des parcs offshores et des incertitudes autour de du parc nucléaire.

Les résultats de RTE identifient trois phases, tout d'abord une première phase jusqu'en 2022 correspondant à un système ajusté, mais sans marge, suivi d'une dégradation en 2022/2023 avec un certain nombre d'incertitudes et des éléments négatifs.

Trois leviers de mitigation sont identifiés en particulier pour cette seconde phase. Le premier est la maîtrise de la consommation, le second l'optimisation des visites décennales du parc nucléaire, le troisième le maintien en disponibilité ou la conversion à la biomasse d'un ou deux groupes de Cordemais pour garantir un passage serein des hivers 2022 et 2023. Au-delà, une troisième phase où nous récupérons des combinaisons favorables, notamment avec l'arrivée des parcs offshore. Le bilan prévisionnel communique sur ces points.

1) Actualité stockage

Béatrice TICO

RTE doit donner l'accès au réseau et au marché de l'électricité. C'est son rôle et sa mission. Nous y travaillons depuis plusieurs années avec les parties prenantes en particulier via les instances de concertation telle que la Commission d'Accès au Réseau. Nous devons poursuivre les efforts sur ces deux axes.

Tout d'abord, il s'agit de mettre en place un terrain de jeu harmonisé et adapté pour l'ensemble des flexibilités dont le stockage fait partie.

Des évolutions sont nécessaires pour mettre en place un cadre qui permettra d'intégrer plus facilement les unités de stockage dans le Système Electrique, les travaux se dérouleront dans cette cible.

RTE comprend le besoin de visibilité exprimé sur le Stockage.

La Direction de RTE a décidé de donner une visibilité d'ensemble aux travaux et concertation en cours. Nous proposons de l'organiser autour d'un groupe de travail unique, qui a pour but de traiter les thématiques de raccordement d'accès au réseau et au marché.

Le calendrier fourni aux membres de la commission rappelle l'ensemble des thématiques. Les premiers éléments concernent le raccordement et l'accès au réseau, la suite porte sur tout ce qui est relatif au marché.

Les thématiques qui seront abordées, vu aujourd'hui, portent sur les définitions et performances, définitions partagées avec les Règles de Marché. Nous avons démarré, hier, avec la thématique relative aux performances techniques. Nous poursuivrons avec les usages du stockage. Pour mieux appréhender les besoins, nous rédigeons un appel à contribution sur le sujet Utilisation et usages, en collaboration avec ENEDIS, appel à contribution que nous vous transmettrons mi-décembre. Vos réponses permettront de définir un cadre contractuel en adéquation avec les usages liés à cette flexibilité.

Louise ORIOL

Concernant les thématiques auparavant regroupées sous l'appellation « GT Ringo » : nous publierons les éléments associés aux contraintes résiduelles de la région Hauts-de-France au cours du T1 2020. Une réunion sera organisée sur cette thématique pour présenter l'outil début 2020 puis nous reviendrons sur ce sujet au cours du second semestre 2020, en vue de l'extension de l'outil à une nouvelle région en lien avec les révisions de S3RENR. Nous organiserons également en début d'année une réunion sur la thématique du projet Ringo pour son volet industriel, où sera fait un point d'avancement du projet et seront présentées les capacités constructives demandées aux systèmes de stockage. Le troisième volet était le cadre contractuel. Concernant les évolutions de règles de marché, nous continuerons à instruire les évolutions au sein des GT thématiques de la CAM, à savoir dans les groupes de travail MA/RE, services système, mécanisme de capacité etc., mais nous procéderons à des restitutions plus globales dans le cadre du groupe de travail Stockage, à l'instar de ce qui était fait dans le GT Ringo.

Ainsi, dans le cadre du GT stockage, sur la thématique Service système, nous ferons le point au T1 sur les réservoirs à énergie limitée, puis à la fin du premier semestre 2020 nous présenterons le résultat de l'analyse coût/bénéfice sur la question du stock minimal pour les batteries faisant de la FCR en état d'alerte du réseau.

Concernant MA/RE, nous avons lancé une consultation qui intègre le stockage de façon séquentielle. Nous avons identifié quatre étapes d'intégration, la consultation portant sur les étapes 1 et 2. Les résultats de cette consultation seront évoqués dans le cadre d'une première réunion au T1 2020. Un second groupe de travail présentera l'avancée des réflexions pour mise en œuvre dans une version ultérieure des règles afin de s'adapter davantage aux spécificités du stockage.

Enfin, concernant le mécanisme de capacité, l'enjeu consistera à prendre en compte dans les règles du mécanisme, les évolutions intégrées sur le volet MA/RE. Une restitution sera organisée sur ce volet vers la fin du S1 2020.

Rachid OTMANI

Je souhaite insister sur deux messages importants. Tout d'abord, nous ferons un appel à contribution sur les usages. Le stockage est une flexibilité, mais il existe aussi d'autres technologies. Notre objectif est d'être technologiquement neutre vis-à-vis des différentes flexibilités. Il faut conserver la possibilité pour le marché de se raccorder dans les meilleures conditions. Le document de la CRE insiste sur l'effet systémique en contra-cyclique du

stockage. Nous étudierons avec les acteurs via l'appel à contribution si cette assertion fait l'objet d'un consensus. Le cas contraire il conviendra de proposer les différentes possibilités de raccordement d'accès au réseau et aux marchés en regard d'engagements proportionnés. L'appel à contribution devrait être publié sous un mois. Une concertation se déroulera par la suite. Le retour d'expérience des acteurs est attendu en vue de définir les meilleures modalités d'accès au réseau et au marché.

2) Actualité SSYU

Rachid OTMANI

Cette actualité fait suite aux travaux menés dans le cadre d'une large concertation en 2018, qui se sont conclus par la rédaction d'un rapport soumis à la CRE. Conformément à nos engagements, nous souhaitons relancer les travaux sur la structure des services système tension.

Stéphane POLLINO

Les séances du groupe de travail Tension reprendront début 2020 à la suite du rapport de la CRE dont les conclusions sont que le réglage de la tension est actuellement pertinent tant qu'il est basé sur des groupes RPT démarrés en préséance économique et sur un parc cohérent par rapport aux contraintes actuelles. Cette pertinence pourrait être mise en question à l'avenir du fait du raccordement massif d'énergies renouvelables notamment sur le réseau RPD. De plus, la rémunération ne reflète pas la sollicitation effective des groupes.

Il est proposé de reprendre les groupes de travail, en premier lieu la concertation sur le coût des différents leviers et sur la refonte du système de rémunération pour le baser sur une rémunération variable. Les groupes de travail devraient se réunir à partir de janvier 2020. Les membres de la CAR sont invités à me contacter par mail.

Les actions de la dernière séance du groupe de travail du 22 janvier 2019 sont rappelées.

Rachid OTMANI

En l'absence de questions, nous pourrons lancer la concertation sur les services systèmes tension. Un nouveau TURPE est attendu. Nous devrons intégrer cet enjeu dans le cadre des discussions tarifaire en cours. Je remercie Stéphane Pollino pour cette présentation.

II) Focus SDDR et liens avec GT

1) Synthèse résultats SDDR : volets industriels et financiers

Rachid OTMANI

L'objectif est que la présentation soit focalisée sur l'accès au réseau et le raccordement autour du SDDR.

Nicolas BIEGALA

Je travaille à RTE en qualité de responsable du pôle Economie des Réseaux. En concertation avec les parties prenantes du CURTE, RTE a produit le schéma décennal de développement du réseau qui a été publié le 17 septembre 2019. Mon objectif consiste à en présenter les enjeux majeurs et à établir un focus sur le raccordement.

En préambule, nous avons souhaité rappeler à nos parties prenantes les étapes de l'évolution du réseau de transport et son utilité depuis sa construction au début du XXe siècle. Le réseau a été progressivement maillé par différents niveaux de tension. Le réseau est avant tout un atout pour la mutualisation des sources de production et pour

l'alimentation des territoires. Les régions ont été interconnectées entre elles pour mettre en regard les sources de production et les besoins des territoires. En 2035, avec l'arrivée massive des énergies renouvelables intermittentes, les centres de production seront plus diffus sur l'ensemble du territoire français. Le réseau mutualise ces productions réparties sur tout le territoire.

La part électrique de la consommation énergétique n'a fait que croître depuis 1980. Elle croîtra encore en proportion des autres sources d'énergie. L'évolution du parc de production et notamment du parc électronucléaire est très forte depuis les années 80 et 2000. Une nouvelle transformation est attendue de 2020 à 2035 avec l'intégration des énergies renouvelables au mix de production. Le réseau suit l'évolution du mix électrique et s'est fortement développement entre 1980 et 2000. Comparativement, le réseau n'a pas énormément évolué de l'an 2000 à 2020. Une question se posera donc sur l'évolution du réseau électrique attendue de 2020 à 2035.

Le SDDR est une obligation réglementaire de RTE. Le SDDR 2019 est cohérent avec l'ensemble des autres exercices comme le bilan prévisionnel, le projet de PPE en cours d'élaboration et la SNBC, les schémas régionaux S3RENR et le TYNDP. Le SDDR a été publié le 17 septembre 2019 puis soumis à la CRE et au ministre de tutelle. La CRE lancera une consultation sur les éléments du SDDR qui aboutira à une délibération courant 2020.

L'obligation réglementaire stipule que le SDDR doit recenser les projets de réseau à l'étude et dans lesquels nous avons des engagements, à l'horizon de 3 à 10 ans. Cette vision ne suffit plus pour nourrir le débat. Dans cet exercice, nous sommes partis des ambitions de la transition énergétique et décrivons l'évolution nécessaire sur toutes les composantes de réseau (le renouvellement du réseau existant, les adaptations, le numérique, l'offshore, le réseau en mer, les interconnexions).

Dans ce SDDR, nous tentons de répondre à trois défis : environnemental, industriel et économique.

Les cinq volets industriels sont renouvellement, adaptation, ossature numérique, interconnexions et raccordement en mer. Nous décrivons l'ambition énergétique et les projets de réseau à moyen et plus long terme sur chaque territoire. Nous tâchons de décrire l'ensemble des dépenses nécessaires pour la collectivité. Enfin, nous nous intéressons à des problématiques spécifiques pour répondre à de grandes questions que la collectivité se pose autour de l'intégration des solutions flexibles, la localisation des énergies renouvelables, l'autoconsommation, etc…

Une évolution importante de ce SDDR concerne la présentation des impacts environnementaux (CO2, impacts paysagers, ressources matérielles et biodiversité). La prise en compte de ces enjeux est évaluée dans l'évaluation environnementale stratégique, complémentaire au SDDR.

En ce qui concerne le renouvellement du réseau : Le réseau existant a vieilli depuis sa construction après 1945. Nous atteignons vis-à-vis de certaines infrastructures une limite d'âge en 2030 étant donné que les ouvrages électriques durent environ 80 ans. Tout ce qui a été construit juste après 1945 soulève la question de ce « mur de renouvellement » qui émergera dans les quinze prochaines années, et fortement à partir de 2030.

Pour RTE et la collectivité, la question se pose quant à la façon de renouveler ce réseau électrique et l'impact pour le territoire. Aujourd'hui, la qualité de l'électricité est bonne. Sans vouloir faire de la « sur-qualité » qui nécessiterait d'engager des investissements importants, nous ne souhaitons pas baisser le service rendu par le réseau. En conséquence, nous proposons des politiques de renouvellement mettant l'accent sur le réseau du quotidien, qui alimente les villes, en consacrant les budgets nécessaires. En complément, nous disposons de nouveaux moyens, notamment les moyens associés au numérique qui permettent de capter l'état réel de dégradation ou vieillissement des infrastructures et pouvons fixer au mieux la date de renouvellement.

Nous avons également des possibilités de restructuration sobre dans les zones où nous avons des enjeux de renouvellement et de développement liés à l'émergence des énergies renouvelables.

Le vieillissement mécanique du réseau accroît de facto le budget pour renouveler les futures lignes en obsolescence. De plus, des actions urgentes sont nécessaires pour rénover le réseau qui peut révéler des fragilités, pour des considérations liées à la corrosion et aux mises aux normes environnementales.

En conclusion, nous dimensionnerons les lignes à renouveler aux justes besoins.

Le point suivant concerne les adaptations. Ce volet rassemble les nouvelles liaisons à développer sur le réseau amont, les liaisons de raccordement, ainsi que les solutions issues du numérique, notamment via les acteurs tiers pouvant rendre un service pour décongestionner le réseau.

La première étape jusqu'à 2025 consiste à intégrer 50 gigawatts de production à notre territoire. À cette ambition peuvent être associés des investissements sur le réseau dans la continuité de la situation actuelle. A noter : Le développement du réseau n'est plus motivé par l'évolution de la consommation qui est plutôt stable à moins d'un phénomène spécifique ou dans les zones très dynamiques comme l'Ile-de-France. Les principaux facteurs de la transformation sont l'arrivée et l'émergence des énergies renouvelables.

À l'horizon 2028, les ambitions portent sur l'intégration de 75 gigawatts, et jusqu'à 135 gigawatts pour les énergies renouvelables en 2035. Pour atteindre jusqu'à 50 gigawatts, le double d'aujourd'hui, les besoins en matière d'investissement sont stables par rapport aux cinq à dix dernières années. Le réseau ne sera pas adapté comme avant. Nous prévoirons un niveau de dépenses pertinentes pour la collectivité. Par exemple, il nous semble préférable d'écrêter une part réduite d'énergies renouvelables plutôt que de doubler une ligne avec un coût important, si la congestion n'a lieu que quelques heures dans l'année.

Ce dimensionnement optimal permet de dégager des économies considérables sur l'adaptation du réseau en amont, soit 7 milliards d'euros sur 15 ans pour 0,3 % d'écrêtement sur les énergies renouvelables. C'est un enjeu très important. C'est le bon compromis pour la collectivité. Nous tâchons d'être pédagogiques étant donné qu'il n'est pas évident de ne pas adapter l'ensemble du réseau.

Des économies sont possibles sur les investissements d'adaptation sur le réseau amont, mais il n'en est pas de même pour le raccordement. L'intégration des énergies renouvelables fait que nous devrons développer de manière très conséquente des infrastructures de raccordement, car celles-ci sont indispensables pour l'évacuation de l'électricité produite par les énergies renouvelables.

À l'horizon des années 2030 à 2035, nous atteindrons les limites sur le réseau du grand transport. Des infrastructures souffriront de leurs fragilités, notamment dans le Massif Central, sur la façade Atlantique, de la Normandie à Paris et l'axe Rhône/Bourgogne. La mutualisation entre pays européens entraînera un certain nombre de congestions sur ces réseaux de grand transport, ce qui soulève la question de ce que la collectivité est prête à consentir pour transformer le réseau. La mise en souterrain du réseau 63/90 est possible et privilégiée. Sur le réseau 225, la mise en souterrain est possible et paraît nécessaire en contexte urbains. En revanche, la mise en souterrain du réseau 400 serait beaucoup trop coûteuse. Il est proposé de doubler les liaisons existantes du réseau existant en 400 lorsque cela est possible.

En conclusion, deux étapes sont prévues, tout d'abord sur le réseau amont avant 2025 avec des investissements stables, puis au-delà sur des investissements en croissance, notamment sur le grand transport. Le nombre de postes sources augmentera pour le raccordement des énergies renouvelables. Ce volet global correspond à l'investissement de 13 milliards d'euros sur 15 ans dont 5 milliards d'euros sur le raccordement.

Rachid OTMANI

Les 0,3 % sont basés sur un certain nombre de conditions : il s'agit d'un volume à la cible (2035) et sous réserve de prérequis techniques et réglementaires. Nous jouissons pleinement du fruit de l'accès à la flexibilité, mais il faudra passer par une phase de transition non optimale qui doit faire l'objet d'une acceptation collective.

Sébastien GIMENEZ

Avez-vous prévu la publication des ouvrages qui devront être adaptés ? Vous évoquez des hypothèses sur lesquelles vous n'avez pas de scénario, notamment sur le nucléaire ou la localisation des énergies renouvelables. Ces points sont assez obscurs.

Nicolas BIEGALA

Le SDDR recense l'ensemble des ouvrages faisant l'objet d'une mise en service à l'horizon de trois ou cinq ans ainsi qu'une vision de ce qui peut être dit à l'horizon de dix ans. De nombreuses incertitudes se cumulent. Des zones de fragilité sont constatées. RTE tente d'enrichir cette vision par trois scénarios contrastés de transition énergétique. En outre, ce SDDR propose des variantes. Les incertitudes sur la localisation des énergies renouvelables sont un point de préoccupation. Un paragraphe du rapport porte sur la spatialisation des énergies renouvelables. Des variantes nombreuses sont proposées sur la part respective du nucléaire et des énergies renouvelables dans la production d'électricité.

Nous offrons notre analyse sur un paysage très encadrant afin de nourrir le débat. Nous informons nos décideurs que plus nous aurons de visibilité sur les éléments d'incertitudes, notamment le déclassement des centrales nucléaires comme l'arrivée de nouveau nucléaire, plus il sera aisé de prendre les bonnes décisions au bon moment.

Rachid OTMANI

C'est la première fois que nous réalisons cet exercice dont il convient de se féliciter. Je comprends néanmoins que certains regrettent que nous ne soyons pas allés plus loin.

Sébastien GIMENEZ

C'est un document de grande qualité.

Rachid OTMANI

L'étape suivante concerne un vrai besoin de planification. Nous proposons un certain nombre d'éléments d'éclairage cohérent avec la PPE. L'offshore devrait se développer. Un second exercice au-delà de 2035 doit permettre d'avoir une idée de la planification intégrant l'ensemble des évolutions du mix énergétique. Nous pourrons parler de la localisation. Nous avons du travail à faire pour préciser l'ensemble des besoins.

Sébastien GIMENEZ

Nous avons peut-être mal lu la part du SDDR relative à la flexibilité des 0,3 % d'écrêtement, qui semble viser les énergies renouvelables. D'autres leviers permettraient de résoudre la contrainte de manière plus performante. Un autre indicateur important relatif à la flexibilité est la consommation, sujet qui n'a pas été suffisamment développé selon nous.

Nicolas BIEGALA

Les solutions flexibles ne concernent pas uniquement l'écrêtement des énergies renouvelables, mais nous étudions également les flexibilités associées au pilotage de la consommation et au stockage. Les flexibilités associées à la consommation incluent celles qui sont accessibles dès maintenant, notamment les industriels qui pourraient rendre un certain nombre de services. Nous savons qu'ils sont accessibles et qu'ils peuvent rendre service au réseau.

Le pilotage diffus soulève une question de fiabilité. Nous devons nous assurer que la consommation est prête à s'effacer et qu'elle est présente où les besoins s'expriment. Ces moyens se développeront, notamment en parallèle de l'émergence du numérique. Vu d'aujourd'hui, cette solution est plus prospective que l'écrêtement d'énergies renouvelables. Le chapitre consacré aux solutions flexibles indique qu'une place économique existe pour les nouvelles solutions.

Les acteurs du stockage rendront service au réseau. Nous nous sommes engagés à publier les contraintes du réseau et mettre en regard les solutions structurantes. Les acteurs tiers rendant un service économiquement rentable seront les bienvenus.

Rachid OTMANI

Nous utilisons cette flexibilité des grands industriels pour les travaux programmés.

Nicolas BIEGALA

Je poursuis par une présentation de l'ossature numérique, qui constitue un prérequis pour activer des économies sur les autres volets. Nous avons parlé d'adaptation et de renouvellement. Nous disposons d'un réseau de télécommunications existant qui permet l'exploitation du système en temps réel par un très grand nombre de télémesures en temps réel qui assurent la protection du système. Le réseau d'information de RTE existe depuis le début du réseau électrique au début du XXe siècle.

Le numérique inclut le réseau de télécommunications, le contrôle commande associé notamment à la supervision au niveau local, l'instrumentation avec les automates intégrés au réseau et la couche logicielle avec les centres de conduite.

Nous tâchons de structurer les enjeux de numérisation en paquet cohérent. D'abord, le renouvellement des systèmes de contrôle commande en obsolescence s'effectuera en numérique. Ensuite, ce sera l'extension du réseau de télécommunications, qui soulève des enjeux de sécurité car un certain nombre de sites doit être relié à la fibre. Le paquet suivant est associé à la possibilité d'utiliser le réseau de manière optimale (en lien avec les volets adaptations et renouvellements). L'évolution de l'ensemble des moyens de l'ossature numérique passe par un part supplémentaire d'extension du réseau de télécommunications, de la supervision, un renouvellement accéléré d'une part de contrôle-commande et le développement d'une couche logicielle améliorée. Nous pouvons aller plus loin, développer davantage la fibre sur le réseau, mais les décisions varieront selon l'évolution du mix électrique.

La stratégie d'hybridation représente un coût de 3 milliards d'euros à comparer aux 13 milliards d'euros sur l'adaptation avec 7 milliards d'euros d'économies liées aux écrêtements.

Volet suivant : Les interconnexions. Ce sont les liens électriques entre RTE et les réseaux voisins. Dans un contexte de transition énergétique européen, il est proposé de s'appuyer sur les interconnexions pour accroitre les échanges d'énergie à la maille de l'Europe. Les interconnexions représentent un pilier de la politique énergétique européenne. L'objectif de doublement de l'interconnexion de la France a été fixé dans le discours de la Sorbonne du Président de la République, et il est envisageable à l'horizon de quinze ans.

De nombreux projets d'interconnexion émergent entre les pays. Certaines interconnexions semblent avoir un impact positif, d'autres non. Une interconnexion est pertinente notamment lorsqu'elle est rentable pour la collectivité européenne. A noter, l'évolution du climat politique peut avoir un impact sur la réalisation des interconnexions.

Le paquet 0 concerne les interconnexions en cours, incluant les interconnexions avec l'Italie ou la Grande-Bretagne. Le paquet 1 « sans regret » inclut le renforcement de capacités avec la Belgique et l'Allemagne. Ces interconnexions peu coûteuses sont très profitables via une mutualisation accrue de la production avec l'Europe de l'est. L'augmentation de l'interconnexion avec l'Espagne permet une meilleure mutualisation des

mix de productions espagnols avec le reste de l'Europe. Le projet Golfe de Gascogne est en cours d'étude.

Nous devrons étudier d'autres interconnexions du paquet 2 en fonction des évolutions et des incertitudes, notamment avec l'Angleterre, un renforcement avec l'Espagne, la Suisse, l'Irlande, etc. La commission européenne a annoncé une subvention importante à une interconnexion avec l'Irlande.

Pour RTE, l'objectif consiste à doubler les interconnexions à l'horizon de quinze ans, s'engager sur le projet du golfe de Gascogne, l'interconnexion entre France, Allemagne et Benelux, et analyser la rentabilité des interconnexions et les incertitudes associées à l'avenir du Royaume-Uni.

Alvaro ARGUELLO

Le programme centralisé tient-il compte de la capacité réelle des interconnexions ? Ce point intègre-t-il votre étude ?

Rachid OTMANI

C'est un point fondamental de notre étude. Nous sommes en train de clarifier le taux de 70 % souhaité par l'ACER. Aujourd'hui les valorisations des interconnexions sont basées sur les gains pour la collectivité (social economic welfare ») dans une approche marginale. Il est à noter qu'Aquind a perdu son label mettant en exergue le nombre trop important d'interconnexion sur la frontière entre la France et l'Angleterre. La rentabilité et les projets associés aux interconnexions ont été analysés.

Nicolas BIEGALA

Volet suivant : Le réseau en mer concerne le raccordement des parcs éoliens en mer. Le mécanisme d'appel d'offres est bien connu. Il soulève des enjeux de raccordement des différentes façades en France. Ce projet correspond à des enjeux très forts étant donné que ces infrastructures sont coûteuses. Nous en avons peu d'expérience étant donné que cette démarche est inédite. La mise en service des parcs soulève des questions de délai.

Une dynamique est enclenchée à moyen terme. Plusieurs versions du projet de PPE ont été créées. Une cible se dessine autour de 10 gigawatts. L'évolution du cadre législatif rend RTE responsable de l'ouvrage de raccordement jusqu'au poste en mer pour les AO1 et 2 et pour les suivants RTE est responsable du raccordement avec le poste en mer. Il faut prouver que le raccordement peut être réalisé au meilleur coût pour la collectivité.

RTE a intégré des risques dans les coûts cibles. Le raccordement des éoliennes représente un coût proche de 800 000 euros par mégawatt, ce qui est important mais réaliste. Ce sujet impose d'aborder une notion de maîtrise industrielle. Ce coût correspondant à 10 à 15 euros du mégawattheure est à comparer aux 40 euros du mégawattheure de l'appel d'offres Dunkerque.

Des leviers d'économies existent. Notamment, nous pourrions dégager des économies dès lors que nous mutualisons différents parcs de production sur un même poste en mer, ou levier « hub ». Des possibilités de standardisation n'excluent pas la possibilité de faire ces postes en mer à un coût standardisé. Ces leviers permettent de dégager une économie de 15 %. Le raccordement de 10 gigawatts en mer coûtera de 7 à 8 milliards d'euros de 2020 à 2035. Nous proposons d'élaborer des plans de développement du réseau en mer afin de faciliter la planification conjointe du réseau à terre et du raccordement en mer.

Sur l'ensemble des volets, les projets engagés sur la période de 2019 à 2023 sont recensés à la fin du SDDR. Désormais, et par rapport au SDDR précédent, la majorité des projets concerne les EnR terrestres et maritime, avec aussi une hausse des projets liés aux interconnexions.

Le SDDR présente des fiches régionales qui livrent des éléments sur les territoires. Dans chaque région, nous tentons de présenter l'état des S3REnR et l'évolution du réseau sur la

région sur les différentes composantes de réseau : adaptation, renouvellement, interconnexion, numérisation et offshore.

Théo ANDRÉ

La liste des ouvrages ne précise pas comment sont financés ces derniers. La plupart de ces ouvrages sont financés par le producteur et la quote-part. Sont-ils financés par le TURPE ?

Nicolas BIEGALA

Ce sujet ne rentre pas dans le périmètre du SDDR. Cette dimension sera introduite au sein des schémas S3REnR. Dans tous les cas, l'augmentation de la part d'adaptation entraînera l'augmentation d'un certain nombre de quotes-parts.

En conclusion, je présenterai la trajectoire financière pour l'ensemble de l'évolution du réseau de transport d'électricité pour RTE et de la collectivité. Un certain nombre de coûts sont assumés par RTE à travers le TURPE et d'autres sont payés par les producteurs ou proviennent de subventions européennes.

L'augmentation des dépenses s'explique par le raccordement des éoliennes en mer, dont la responsabilité a été confiée à RTE. Ces investissements s'ajoutent aux dépenses consenties par le passé.

Si le volet adaptations stagne jusqu'en 2025, la part consacrée au renouvellement du réseau augmente. Au rythme des différents quinquennats, la mise en œuvre de la transition énergétique induit une augmentation des dépenses en fonction de l'intensité des phénomènes. PPE est le scénario de référence pour les analyses et est encadré par les scénarios Ampère et Volt

Sean VAVASSEUR

Le CAPEX brut intègre-t-il la subvention ?

Nicolas BIEGALA

Le CAPEX net correspond au TURPE, le CAPEX brut intègre la quote-part payée par les producteurs à laquelle s'ajoutent les subventions.

Thierry LEMOYNE

Savez-vous de quel montant le TURPE augmenterait au cours des prochaines années ?

Rachid OTMANI

Nous ne savons pas comment augmentera le TURPE, mais nous savons ce qu'il nous parait nécessaire pour accompagner les transformations de notre infrastructure.

Nicolas BIEGALA

Le TURPE inclut les charges d'exploitation, les services système, etc. Pour les investissements, nous recevons une rémunération qui n'est pas immédiate, mais porte sur l'ensemble de la durée de vie de l'actif. Cette dimension est assumée sur les TURPE successifs via un amortissement. Ainsi, la part d'investissement qui augmente a un impact faible sur le prochain TURPE.

Alvaro ARGUELLO

Faites-vous un appel à dépense annuel ?

Nicolas BIEGALA

Nous présentons les dépenses annuelles mais ce ne sont pas des annuités.

Alvaro ARGUELLO

Vous parlez du coût/bénéfice des Énergies renouvelables. Que dites-vous des OPEX ?

Nicolas BIEGALA

Le dimensionnement optimal du réseau fait qu'il y aura davantage de congestions. Cela se répercutera dans les charges d'exploitation de RTE. Nous irons sur des coûts associés à ces solutions flexibles et services demandés aux tiers de 100 à 150 millions d'euros par an, contre 10 millions d'euros pour aujourd'hui. Ces dépenses en OPEX seront financées par le TURPE. Ces charges d'exploitations de 100 à 150 millions d'euros par an jusqu'en 2030 permettront d'engager des investissements moins importants en CAPEX.

Sur chaque volet, nous avons tenté de présenter un levier de maîtrise des coûts. Nous présentons la trajectoire intégrant les économies possibles. La part majeure vient de l'écrêtement de 0,3 % des énergies renouvelables.

L'ordre de coût pour la part du réseau de transport dans la transition énergétique restera de l'ordre de 10 %. Cette transformation du réseau est à comparer avec la transformation du réseau qui a eu lieu dans les années 80 avec le développement des parcs de production nucléaires.

Si l'on se compare avec les autres pays européens, le coût du réseau, ramené à la production est moins important que dans les autres pays car le réseau de transport d'électricité est bien maillé et donc il est possible de s'appuyer sur des évolutions moins importantes en France que dans les autres pays européens.

Sean VAVASSEUR

Les dépenses d'investissement de 33 milliards d'euros sont-elles brutes ou nettes ?

Nicolas BIEGALA

Il s'agit de l'investissement global pour la collectivité, au-delà du TURPE. Il s'agit de 33 milliards d'euros à faire, incluant une augmentation de 10 à 12 milliards d'euros par rapport à la tendance actuelle de RTE.

2) Focus localisation des énergies renouvelables : résultats SDDR et liens avec S3REnR

Stéphanie BIETH

Nous avons souhaité faire un focus particulier sur la thématique de la localisation des énergies renouvelables en lien avec les S3REnR. Le développement des énergies renouvelables sera un facteur majeur de l'adaptation du réseau de répartition. La répartition géographique du développement des énergies renouvelables présente de fortes incertitudes. La meilleure vision de la localisation des énergies renouvelables sera fournie par la révision des S3REnR, mais leur état d'avancement n'était pas suffisamment mature pour l'intégrer dans le SDDR. RTE a donc élaboré des variantes de localisation des EnR pour analyser leur impact sur les besoins d'adaptation. En particulier, nous sommes partis d'une analyse basée sur les données des schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) qui donne une première vision de l'impact des énergies renouvelables sur les besoins d'adaptations.

Le SDDR présente une comparaison entre le scénario de référence basé sur la PPE et la trajectoire SRADDET. Le scénario PPE inclut une répartition géographique sur la base des données fournies par les parties prenantes dans le cadre de la concertation sur le SDDR.

Le scénario SRADDET est basé sur les informations issues des régions ayant élaboré des hypothèses de volumes en énergie ou en puissance. Pour les régions Pays-de-Loire et Bretagne, les hypothèses des SRCAE précédents ont été poursuivies à 2030.

La comparaison montre que le volume d'énergies renouvelables augmente légèrement dans le scénario SRADDET. Les disparités régionales se renforcent avec une concentration marquée du photovoltaïque au sud et une répartition plus homogène de l'éolien.

Les coûts d'adaptation seraient plus élevés avec ce scénario, en particulier sur le réseau de répartition. Cette situation est due à la concentration de l'accueil des énergies renouvelables qui conduit à une saturation des réseaux existants dans certaines régions. Le coût de l'augmentation des besoins d'adaptation est estimé à 1,6 milliard d'euros sur la période. Il faudra ajouter les coûts de raccordement des postes source supplémentaires, dans les zones qui concentrent les énergies renouvelables.

Sur le grand transport, nous ne notons pas de nouveaux besoins d'adaptation. Nous constatons une accélération des besoins d'adaptation sur la façade Atlantique et la zone Bourgogne Vallée du Rhône, du fait de la concentration du photovoltaïque dans le sud. Les ordres de grandeur des coûts d'adaptation restent cependant proches entre les deux scénarios PPE et SRADDET. D'autres coûts sont induits dans le scénario SRADDET par une répartition différente des énergies renouvelables. La concentration du photovoltaïque dans certaines régions posera sans doute des problèmes de foncier disponible, et un développement accru du photovoltaïque en toiture plutôt qu'au sol, ce qui induira des coûts d'investissement plus élevés. En termes de productible, le SRADDET inclut une forte proportion de photovoltaïque. Dans l'hypothèse d'un développement faible du stockage à 2030, le risque est celui d'une augmentation des besoins de moyens complémentaires pour assurer l'équilibre entre production et consommation dans les périodes de faible production photovoltaïque.

Une autre variante étudiée dans le SDDR a consisté à analyser l'impact sur les besoins d'adaptation en localisant la production d'énergies renouvelables de manière à limiter au maximum le coût du réseau. Ce n'est pas une approche optimale. Cette démarche permet de dégager des gains sur les besoins d'adaptation du réseau. L'inconvénient est la perte de gisements plus optimaux. Le gain sur les coûts de réseau est perdu par un besoin de compenser le productible.

Cependant, la localisation du gisement pour limiter l'adaptation du réseau peut être étudiée à une maille plus locale. A cette maille, il est possible de trouver des leviers de réduction de coûts d'adaptation, avec une perte de productible réduite. Cette coordination locale sera mise en œuvre dans le cadre des S3REnR.

Le SDDR présente un certain nombre de leviers possibles pour limiter les besoins d'adaptation dans le cadre des S3REnR. Le premier levier consiste à donner de la visibilité lors de l'élaboration des schémas, grâce à un exercice mis en place par RTE consistant à montrer l'impact des scénarios de développement EnR étudiés sur les besoins d'adaptation du réseau. Cette démarche permettra de montrer quel serait le coût pour le réseau associé à un volume global. Un focus est également effectué par zone électrique. Ainsi, nous parvenons à montrer, en fonction des gisements envisageables, les besoins d'investissement qui sont liés à ces différents volumes et faire apparaître des effets de seuil pour permettre aux parties prenantes de faire des arbitrages.

Un second levier très important consiste à travailler sur la robustesse de ces gisements. Ce travail est engagé depuis plusieurs mois dans le cadre du groupe de travail Anticipation pour améliorer les hypothèses en vue de prendre les bonnes décisions d'investissement. Dans ce cadre, RTE s'est associé à l'étude engagée par l'ADEME sur la fiabilisation des gisements à long terme.

Un autre levier pour donner de la visibilité sur les besoins d'adaptation est lié à la mise en place en 2020 d'un outil de publication des contraintes du réseau sur un horizon de trois à cinq ans. La première publication aura lieu sur la région des Hauts-de-France dans le cadre du schéma révisé de 2019.

Le groupe de travail Anticipation a fait émerger deux autres leviers permettant d'optimiser les besoins d'adaptation, le premier étant l'optimisation du dimensionnement des liaisons de raccordement des postes sources à créer. Il est également prévu de mettre en place un nouveau cycle d'études afin d'identifier les projets structurants sur lesquels anticiper les études détaillées et les procédures administratives en vue de réduire les délais de raccordement.

Damien PRUVOST

L'étape suivante consiste à définir précisément quelles seront les évolutions du réseau pour répondre à l'ambition définie par la PPE pour la transition énergétique, ambition en rupture par rapport à la trajectoire historique de production EnR installée.

La première génération de S3REnR conduit à un volume de production EnR installée de 45 GW en France, correspondant à l'objectif de l'année 2022 de la trajectoire PPE. Nous sommes proches du palier de 50 gigawatts évoqué dans le SDDR et pour lequel la trajectoire d'investissements sur le RPT est comparable à la situation actuelle.

L'estimation menée sur la deuxième génération de schémas, qui sont encore à un stade de projets, prévoit 65 GW de production EnR installée supplémentaire par rapport à tout ce qui a été défini précédemment, soit au total 110 GW, ce qui correspond à l'année 2033 de la trajectoire PPE. Cette situation permet de comprendre l'effort qui reste à accomplir ainsi que la nécessité de prévoir des travaux structurants sur le RPT dès les prochains S3REnR, y compris avec la mise en œuvre des flexibilités qui permettent de raccorder les EnR à moindre coût.

Concrètement, l'élaboration des prochains schémas intègre deux évolutions majeures dans nos principes de dimensionnement :

- la mise en œuvre effective de l'exploitation du réseau au plus proche de ses limites ;
- le recours à des solutions flexibles qui est analysé systématiquement avant d'envisager des évolutions du réseau. Nous privilégions toutes les solutions flexibles dont la pertinence économique prévaut sur l'investissement dans le réseau.

A titre d'illustration, le schéma Nouvelle Aquitaine prévoit 13,5 gigawatts de capacité d'accueil et la mise en œuvre des solutions flexibles contribue à plus de la moitié de la capacité du schéma, soit 7 gigawatts sur 13. L'accueil du reste de la production suppose de créer des ouvrages plus structurant.

A la maille France, la première génération de schémas prévoyait 1 milliard d'euros d'investissement, à 75 % sous forme de création et un quart en renforcements, pour accueillir 27 GW de capacité.

La première illustration de la seconde génération de S3REnR est le schéma des Hauts-de-France. C'est une vision partielle étant donné que c'est un schéma transitoire pour lequel les principes de dimensionnement optimal n'ont pas pu être entièrement déployés à l'époque. Le projet de révision en PACA présente un équilibre très différent du schéma des Hauts-de-France avec une répartition quasiment égale entre le montant d'investissements de créations et de renforcements.

L'estimation pour les cinq schémas révisés les plus avancés représente un peu plus de 37 gigawatts sur les 65 prévus à la maille de la France. Sur ces cinq schémas, le niveau d'investissement dédié à l'accueil des EnR est bien plus élevé, il passe de 1 milliard à 3,8 milliards d'euros. Pour autant, la répartition entre travaux financés par producteurs et ceux financés par les gestionnaires de réseau reste identique. La capacité de ces schémas par rapport aux plus fortes dynamiques constatées récemment permet conforter leur durée de vie jusqu'à l'horizon 2030/2035.

Sean VAVASSEUR

L'état initial de cette seconde génération de S3REnR financé par le TURPE devrait disparaître.

Stéphanie BIETH

Dans les nouveaux schémas, les projets de l'état initial incluent des travaux des précédents schémas, qui sont en partie financés par les producteurs.

Sean VAVASSEUR

L'état initial des premiers S3REnR représente une contribution de 2,2 milliards d'euros financés par le TURPE sur un total de 3 milliards d'euros pour cette génération de schéma, la part des travaux financés par le TURPE dans la seconde génération des schémas risque d'évoluer fortement.

Damien PRUVOST

Nous n'avons pas encore de vision précise à ce stade, les montants seront précisés ultérieurement et permettront de consolider la vision d'ensemble. Depuis les premiers schémas, de nombreux investissements ont été décidés au niveau de zones de contraintes et rentrent dans l'état initial des schémas révisés.

Sean VAVASSEUR

Le ratio TURPE/quote-part évoluera fortement.

Stéphanie BIETH

Tout dépendra des besoins sur les réseaux 225 kV et 400 kV. Nous n'avons pas fait d'évaluation à ce stade.

Sean VAVASSEUR

L'état initial va vraisemblablement stagner ou décroître.

Damien PRUVOST

L'état initial liste des ouvrages décidés avant l'élaboration des S3REnR et qui contribuent à l'accueil des EnR, mais ce n'est pas leur objectif premier puisqu'ils sont justifiés par d'autres évolutions sur les réseaux. Par conséquent, la comparaison du mode de financement des travaux nécessaires à l'accueil des EnR n'est pertinente que sur l'assiette des seuls travaux dédiés à l'accueil des énergies renouvelables.

Sean VAVASSEUR

Si nous posons la question du point de vue de la contribution du TURPE, la proportion diminuera. Si un l'état initial est proche de 1 milliard d'euros pour la seconde génération de S3REnR, la contribution du TURPE diminuera en volume. La proportion diminuera très fortement.

Rachid OTMANI

Nous pourrons refaire cet exercice une fois que nous aurons une vision des différents S3R. Le débat me semble plus complexe que ce que laisse penser la remarque de Monsieur Vavasseur.

Alvaro ARGUELLO

Il est difficile d'articuler ces masses avec les besoins pour éviter les congestions. J'ai le sentiment qu'il existe un levier d'économie si les producteurs se raccordent là où il y a des capacités sur le réseau existant. Avez-vous évalué ce levier d'économie ?

Rachid OTMANI

Localiser des énergies renouvelables pour diminuer les coûts du réseau semble être économiquement non pertinent. C'est un des résultats du SDDR. S'il y a un intérêt pour les parties prenantes à s'installer à un endroit, l'exercice que nous menons me semble fondamental. Nous précisons l'impact et le coût transféré. Il me semble intéressant de systématiser cette démarche à l'ensemble des S3R. Nous devons avancer sur la fiabilité des gisements, qui questionne le développement durable.

Simon MOLINA

L'insertion de flexibilité dans les S3REnR est un sujet fondamental. A ce titre, profitons de cette instance pour rappeler que l'UFE vient de publier une note de positionnement sur les flexibilités. Nous voulons saisir l'article 61 de la loi Energie climat pour mener des expérimentations sur les flexibilités pour gérer des contraintes sur le RPD, avec une couverture par le TURPE.

3) Focus Adaptations et raccordement au RPT

Annick FASSI

Le Panorama de l'électricité renouvelable est publié de manière partenariale avec le SER, ENEDIS, l'ADEeF et l'Agence ORE. Nous publions des indicateurs sur le parc installé dans quatre filières : éolien, solaire, hydraulique et bioénergies. La mise à jour des données présentées est trimestrielle. Nous faisons un point sur les S3REnR chaque semestre.

Les données clés au 30 septembre en termes de puissance installée sont un parc renouvelable qui s'élève à 52,8 gigawatts pour la métropole (Corse comprise). La capacité installée compte 25,6 gigawatts d'hydraulique, 15,9 gigawatts d'éolien, 9,2 gigawatts de photovoltaïque et 2 gigawatts de bioénergies.

L'éolien est surtout concentré dans les régions Hauts-de-France et Grand Est, mais les régions Bretagne, Centre, Nouvelle Aquitaine et Occitanie ont aussi plus de 1 gigawatt installé. En photovoltaïque, les régions les plus actives sont sans surprise dans le sud.

Les capacités en projet portent sur 19 gigawatts, dont 12,6 gigawatts d'éolien et 5,5 gigawatts de solaire.

Les objectifs du PPE 2018 ont été atteints à 99 % fin décembre 2018. Les objectifs PPE 2023 sont atteints à 77 %, mais le taux d'atteinte des objectifs est très variable selon la filière.

La production annuelle est proche de 100 térawattheures pour un taux de couverture annuel par les énergies renouvelables de 21 % de la consommation totale d'électricité. Le taux atteint 35 % dans les régions qui contiennent beaucoup d'hydraulique. La production hydraulique a été très conséquente en 2018, ce qui a influé sur la production annuelle. En revanche, cette production a été moins importante en 2019.

En conclusion, je vous invite à consulter plusieurs bases de données. Le bilan électrique peut contenir plusieurs autres indicateurs. Le mensuel de l'électricité présente notamment une mise à jour du parc installé chaque début de mois. Le site Open data réseaux énergies recense les données annuelles et mensuelles. Le site éco2mix est une application pour le suivi en temps réel.

4) Focus EMR : actualités projets offshore

Gwenola BESNARD

La façade maritime française se prête aux projets offshores. Le premier appel d'offres lancé en 2011 et attribué en 2012 concerne les projets de Saint-Brieuc, Fécamp, Courseulles et Saint-Nazaire. Trois projets ont été attribués à EMF, regroupement d'EDF énergies nouvelles et Enbridge. Ailes Marines est lauréat du projet de Saint-Brieuc.

Un second appel d'offres lancé en 2013 a été attribué en 2014 pour Yeu Noirmoutier et Dieppe Le Tréport au groupement LEMS (Engie, EDPR et Sumitumo, Caisse des Dépôts et Consignations). Le troisième Appel d'offres sur la zone de Dunkerque a été attribué à un regroupement qui inclut EDF Renouvelables. Le quatrième appel d'offres dont le débat public vient d'être lancé concernera la Normandie pour un raccordement de 1 gigawatt.

Des appels à projets expérimentaux d'éolien flottant sont également en cours d'instruction : ils ont une puissance de 25 à 30 mégawatts pour un horizon de mise en service en 2021-2022. Le premier est situé dans la zone de Groix, le second à Gruissan, celui de Leucate est porté par LEFGL et celui de Faraman par PGL.

Le cadre du raccordement offshore a largement évolué, en particulier pour le financement. Le raccordement sur les appels d'offres 1 et 2 était à la charge du producteur. En août 2018, la loi ESSOC a transféré le coût du raccordement à RTE. Le raccordement comprenant les ouvrages terrestres, et les liaisons en mer jusqu'à la plateforme en mer de propriété producteur.

Les projets en mer expérimentaux tels que l'éolien flottant ne rentrent pas dans le cadre ESSOC, le coût du raccordement reste à la charge du producteur.

En janvier 2018 la loi hydrocarbure a transféré le coût du raccordement à RTE et a modifié les limites de propriété. Dorénavant RTE construit à ses frais le raccordement, y compris la plate-forme en mer.

Les conditions d'indemnisation diffèrent à partir de l'appel d'offres 2. Les AO1 et 2 bénéficient d'une indemnisation en cas de retard de RTE pour la mise à disposition des liaisons de raccordement, il n'y a pas d'indemnisation en phase d'exploitation. Avec la loi Hydrocarbure ont été introduites des conditions d'indemnisation en cas de retard et en cas d'avarie durant la phase d'exploitation du parc en mer.

En ce qui concerne les autorisations administratives, la démarche d'obtention de ces autorisations était jusqu'à présent conjointe entre le producteur et RTE. C'est toujours le cas pour AO3 dont le cadre évoluera légèrement. Au-delà de l'AO3, l'objectif est que l'État « dé-risque » les projets, et que les appels d'offres soient lancés après réalisation des études de dé-risquage conjointement entre RTE et les services de l'état.

Le nouveau schéma (celui de l'AO3 et des AO suivants) va dans le sens d'une indépendance croissante des deux maîtres d'ouvrage et une plus grande simplification.

Les raccordements offshores revêtent une grande importance pour RTE. Ils présentent un coût proche de 500 millions d'euros par an, un coût cohérent avec ce qui est noté pour d'autres GRT. Le gouvernement souhaite lancer des appels d'offres jusqu'à 1 gigawatt par an. RTE récupère l'ensemble du raccordement, plates-formes et câbles d'export, ce qui permet à RTE d'envisager une standardisation des ouvrages.

Ces projets présentent l'opportunité d'aller vers une planification et une standardisation qui vont dans le sens de la réduction des délais et des coûts dans l'intérêt de la collectivité. A terme des plates-formes en mer pourront accueillir un ou plusieurs parcs contre un seul aujourd'hui. Des plans de développement sont à l'étude. RTE souhaite les proposer à l'échelle des façades maritimes.

Alvaro ARGUELLO

L'interconnexion prévoit plusieurs lignes entre la France et l'Angleterre. Envisagez-vous de créer un hub au milieu de la Manche pour les raccordements entre les deux pays ?

Rachid OTMANI

Une première idée consistait à proposer des hydroliennes en interconnexion entre France et Grande-Bretagne, puis la filière hydrolienne s'est effondrée. Le projet soulève la question du raccordement de production sur des liaisons d'interconnexion en courant continu. Le raccordement offshore présente un enjeu de crédibilité vis-à-vis de l'écosystème industriel : il y a eu sept ans entre la nomination du premier lauréat des appels d'offres et la réalisation des premiers travaux. Les industriels sont appétents, mais nous ne sommes pas seuls. Il est complexe en France de développer l'offshore pour de nombreuses raisons.

François OLIVIER

Quel est la tension de raccordement des raccordements pour l'éolien flottant ?

Gwenola BESNARD

Il s'agit de 66 KV.

Sébastien GIMENEZ

Envisagez-vous le raccordement en 225 kV ou 400 kV ?

Stéphane CHATELLIER

Les raccordements se font actuellement sur le réseau 225 KV ;

Sébastien GIMENEZ

Le raccordement en 225 est très complexe pour le terrestre, alors qu'il semble devenir la règle.

Est-il prévu d'établir un CART spécifique à l'offshore ?

Qu'en est-il de la trame des conditions particulières Réalisation et financement de la convention de raccordement pour l'éolien flottant?

Gwenola BESNARD

Pour la première question, le projet de Saint-Nazaire de l'AO1 a été mis en travaux à la mi-2019 pour une mise à disposition à la mi-2022. En 2020, les travaux de 3 projets offshores seront lancés. Nous devons adapter notre cadre contractuel. Le 16 décembre se tiendra une réunion au sujet du CART pour les AO1 et AO2. RTE et les lauréats de ces AO ont aménagé certains articles du CART pour répondre aux spécificités des parcs offshores.

Pour l'AO3 il est prévu par délibération de la CRE qu'un CART spécifique soit soumis à l'approbation de la CRE en novembre 2020 ;

Concernant la seconde question, la mise à jour de la trame des projets éoliens flottants a été soumise à la CRE à la mi-septembre.

Roman PICARD

La CRE devrait publier une délibération courant décembre.

5) *Solutions flexibles : REX Naza Melle et perspectives*

Bastien ILAS

Je suis le chef du projet NAZA.

Djedjiga ACHIR

Je travaille au service commercial de RTE à Nantes.

Bastien ILAS

NAZA est l'acronyme de Nouveaux automates de zones adaptatives, contrairement aux automates locaux qui ne pouvaient observer qu'un ouvrage à la fois. NAZA vise à faciliter l'intégration massive des énergies renouvelables dans le système électrique. Le réseau se transformera pour accueillir cette production. Dans certaines zones particulières, un ensemble de mécanismes et parades doivent être mis en œuvre par RTE. Par exemple, les parades topologiques permettent de résoudre les contraintes locales liées au développement des énergies renouvelables.

Si les parades topologiques ne suffisent pas, l'objectif consiste à limiter ponctuellement la production des énergies renouvelables lorsque des contraintes se présentent sur le réseau. Le projet NAZA a vocation à observer le réseau en temps réel et déclencher des limitations de production. RTE préconise d'utiliser le mécanisme d'ajustement pour la rémunération de ces limitations.

Le premier moyen pour effacer la production est le signal de limitation adressé au producteur en cas de détection de contraintes sur les ouvrages. La production ENR peut être attaquée directement par certains moyens. La production ENR raccordée chez les distributeurs est attaquée par des dispositifs d'échange d'information.

Dans le cadre de la production HTA pour les contraintes les plus critiques, nous devons dans l'état actuel des capacités techniques et pour une période transitoire demander l'ouverture de disjoncteurs du parc, lorsque nous rencontrons des contraintes de quelques secondes. Nous avons la possibilité avec ces automates de couper des disjoncteurs RTE qui constituent notre dernier recours en termes de résolution des contraintes. Les automates NAZA utilisent un algorithme qui permettra d'optimiser les leviers afin de minimiser les impacts sur les machines et d'être capable d'assurer la sûreté du réseau en gardant la main sur l'ouverture du disjoncteur.

Nous sommes confrontés à un enjeu majeur de construction d'interfaces qui permettent d'optimiser les effacements de production. Dans d'autres types de contrainte, sans perte d'ouvrage, nous devons réussir à mettre en place des moyens de télécommunications plus avancés pour écrêter la production au plus juste. La réflexion est déjà bien entamée. L'enjeu consiste à dépasser les interfaces actuelles avec la production en énergies renouvelables.

Le premier automate développé dans le cadre du projet est un démonstrateur situé entre Angoulême, Niort, Poitiers et Limoges. La file d'attente est conséquente alors que le volume de production d'énergies renouvelables est conséquent dans cette zone. Un algorithme au dispatching de Nantes permet de surveiller l'intégralité des ouvrages de cette zone, ou des systèmes de téléconduite de RTE. Cet algorithme évalue les contraintes et déclenche un certain nombre d'actions sur la base de l'observation du réseau.

Il a fallu développer des automates d'effacement chez les distributeurs pour envoyer un ordre d'effacement de production aux distributeurs et producteurs HTB présents sur la zone. Nous nous sommes aussi assurés du développement d'un certain nombre d'automates

locaux. Nous n'étions pas assurés de la capacité de créer l'automate centralisé en temps voulu, ce qui a imposé de se doter d'automates locaux.

Cet automate a été mis en service en août 2019. Il a eu accès aux différents leviers d'effacement des énergies renouvelables. Des contraintes sont apparues sur le réseau en septembre et octobre. L'automate a sollicité à quatre reprises de l'effacement de production dans cette zone. Les effacements étaient « prévus », implémentés dans l'automate.

Djedjiga ACHIR

Cette zone couvre 35 postes sources, 3 gestionnaires de réseau et une vingtaine de producteurs HTB et HTA raccordés. Une première version de l'automate NAZA a été mise en service au cours de l'été car les premières contraintes étaient attendues dès l'été 2019. Les producteurs HTA et HTB ont été rencontrés en septembre/octobre afin de leur présenter le projet. Les producteurs redoutaient que le volume d'écrêtement ne soit pas homogène. Les contraintes ont touché 3 zones différentes. De fait, ce ne seront pas toujours les mêmes producteurs effacés. Sans cet automate, le risque de coupure de production plus massive voire de consommation aurait été réel.

Le démonstrateur a fait ses preuves. Il a fonctionné conformément aux prescriptions pour traiter les contraintes sur une zone globale. Dans le cadre des premières sollicitations, l'ordre de limitation n'est pas arrivé jusqu'aux producteurs ciblés. NAZA a sollicité les parcs environnants pour éviter la coupure totale du poste de Melle. Les quatre sollicitations portent sur un volume d'effacement de 1 000 mégawattheures. Le volume aurait été moins important si l'automate de Melle avait fonctionné avec les producteurs ciblés.

La gestion des contraintes est entièrement automatisée avec ce dispositif alors que la reprise de service reste à la main des dispatcheurs. Des réflexions sont engagées pour rendre la reprise de service plus robuste.

La zone de Longchamp Melle se trouve dans une situation de mix énergétique évolutive. Il sera important de multiplier le nombre de situations étudiées avec des mix énergétiques différents. Nous avons connu des contraintes sur certains ouvrages pour lesquels le seuil de déclenchement de réseau n'est pas atteint. Il faudra tenir compte de toutes les situations de mix énergétique dans les prochaines études.

Les leviers retenus pour les premières situations ont été de l'effacement d'urgence. Les contraintes sont apparues en N, c'est à dire sans perte d'ouvrage. Les contraintes en N ont une probabilité d'arriver plus fortes que les contraintes en N-1 c'est-à-dire, sur perte d'un ouvrage. Par conséquent, nous avons commencé à travailler avec un GRD sur la mise en place d'une parade par un arrêt normal des machines. Nous l'avons expérimenté le 9 octobre. Cette solution doit toutefois répondre aux exigences de sûreté de RTE qui permettent de dépasser les capacités en 40 ou 60 secondes contre 3 minutes pour un effacement normal. Il faudra peut-être effacer davantage de production que de besoin pour atteindre le volume requis en levant la contrainte en 40 ou 60 secondes.

Le 18 septembre, 660 mégawattheures ont été effacés pour un besoin de 380 mégawattheures étant donné que la majorité des machines n'a pas pu redémarrer à l'envoi du signal de fin de limitation.

Rachid OTMANI

L'amélioration de la visibilité sur l'état du parc et la numérisation du réseau permettront de faire les meilleurs choix. Il faut instaurer un cercle vertueux.

Daniels LOISEL

NAZA était censé aider à résoudre les problèmes de N-1 et non de N.

Djedjiga ACHIR

Les règles du S3R appliquent des taux de démarrage de 80 % pour l'éolien et 95 % pour le photovoltaïque. Les contraintes en N sont attendues étant donné que nous ne couvrons pas 100 % des situations en N. Les cas où ce seuil est attendu est plus faible que le risque de N-1.

Rachid OTMANI

La question sous-jacente est le service rendu par les différents moyens. Nous souhaitons que ceux-ci offrent un service rendu Le système va se complexifier et s'autogérer avec les mécanismes contractuels nécessaires.

Bastien ILAS

300 mégawatts d'énergies renouvelables sont raccordés à ce jour au projet, pour 700 mégawatts attendus.

Sébastien GIMENEZ

Ce dispositif est expérimental. L'arrêt violent doit être proscrit. L'arrêt des parcs en raison d'une difficulté sur le réseau occasionnerait des surcoûts élevés de maintenance.

Bastien ILAS

Nous partageons ce point de vue, mais nous confirmons que l'arrêt est réservé à des situations très critiques, à moins que le temps de réponse soit compatible avec le temps prévu pour résoudre les contraintes.

Sébastien GIMENEZ

Vous devez vérifier ce point.

Bastien ILAS

Toutes les dispositions ont fonctionné. La production d'un parc tombe à 0 en quelques secondes. Un ordre envoyé à un parc freinerait mécaniquement les éoliennes. Le disjoncteur de point de livraison peut être maintenu fermé. Lorsqu'il n'y a que quarante secondes pour mener l'opération, les leviers mis derrière doivent répondre dans ce délai. L'effacement urgent semble pour le moment la meilleure solution. Il convient de vérifier si les consignes envoyées au parc répondent aux enjeux de temps de réponse. RTE se demande comment utiliser tous les moyens et les écrêtements en fonction des contraintes temporelles sur les ouvrages.

Rachid OTMANI

La flexibilité doit être une offre de service rémunérée en conséquence. Il faut effectuer un travail technique pour étudier en fonction des contraintes techniques des parcs, quelles machines pourront être sollicitées.

Sébastien GIMENEZ

Cette discussion est intéressante. Nous éprouvons des difficultés à suivre cette expérimentation et les difficultés rencontrées. Nous sommes très intéressés par les problèmes que vous rencontrez. Pouvez-vous publier des rapports mensuels ou semestriels en vue d'éclairer les producteurs ? Nous demandons ces informations sur toutes les expérimentations. La situation actuelle est opaque, ce qui génère beaucoup de frustrations.

Rachid OTMANI

Ce premier exercice technique soulève de nombreuses questions. Il faudra travailler sur un certain nombre de volets.

Sébastien GIMENEZ

Nous sommes vivement intéressés par les travaux menés et ce qui peut être amélioré.

Théo ANDRÉ

Nous attendons ces informations avec le plus grand intérêt.

Rachid OTMANI

Nous pourrons faire des points réguliers.

Bastien ILAS

Cet événement est relativement récent. Le premier retour d'expérience de ce projet a eu lieu il y a trois semaines.

Sean VAVASSEUR

Organisez-vous des rendez-vous opérationnels avec les agents d'exploitation ? Le délai de trois minutes me surprend. Les distributeurs me semblent en mesure de réaliser des effacements propres en moins d'une minute sans abimer la machine.

Djedjiga ACHIR

Le 9 octobre, les parcs ont été totalement effacés en 2 minutes 47 secondes. Lors des réunions avec les producteurs, les producteurs ont évoqué un délai de 3 minutes pour un arrêt normal.

Sean VAVASSEUR

Je suis surpris par cette remarque. Tous les producteurs peuvent arrêter plus rapidement leurs machines. Pourquoi ne faisons-nous pas d'essai de situation sans contrainte ?

Bastien ILAS

Nous pourrions le faire. Les tests de mise en service n'ont pas été effectués jusqu'à l'arrêt des parcs, sauf pour un producteur. Il faudrait systématiser la vérification de l'automate NAZA aux différents producteurs sur un petit volume.

Rachid OTMANI

Je retiens le marketing effectué par les constructeurs. Nous devons capitaliser sur les expériences.

Djedjiga ACHIR

L'avant dernier point est lié au fait que dans le cadre de nos études la veille pour le lendemain, nous ne nous attendions pas au fonctionnement de l'automate. Le seuil de production des énergies renouvelables montre que nous ne pouvons plus faire abstraction de la production diffuse. Nous avons travaillé avec les GRD pour mettre les données à jour.

Enfin, le dernier point concerne la partie contractuelle. Lors de nos échanges avec les gestionnaires de réseau de distribution, nous avions convenu que l'indemnisation prendrait fin à la fin de la limitation communiquée par le GRD aux parcs. Nous devons prévoir un système vertueux de remise en production au plus vite.

Nous envisageons d'expérimenter de nouvelles méthodes de calcul de l'énergie non évacuée sur cette zone dans le cadre du mécanisme d'ajustement avec les producteurs en complément de rémunération.

L'ordre du jour étant épuisé, la séance est levée à 12 heures 45.