Comité des Clients Utilisateurs de RTE

Commission Accès au Réseau

Groupe de Travail

Raccordement et Accès au réseau des producteurs

Compte rendu de la réunion du 31 janvier 2019

Participants :

Sean VAVASSEUR	SER
Théo ANDRE	FEE
Rémi DEBREYNE	BORALEX
Didier SIMON	WPD
Alain BOS	EDF EN
Laurent TULLUS	EDF
Stéphane GERVAIS	EDF
Sébastien GIMENEZ	ENGIE
Thibaud ASTIER	EOLFI
Frédéric TROGNEUX	ENEDIS
Roman PICARD	Service de la CRE

Participants RTE :

Stéphane CHATELLIER	Département Accès au Réseau et Offre de Services
Bruno NEUPONT	Département Accès au Réseau et Offre de Services
Dominique SUDRE-MONTOYA	Département Accès au Réseau et Offre de Services
Emilie MILIN	Département Accès au Réseau et Offre de Services
Sébastien GODARD	Département Accès au Réseau et Offre de Services
Damien PRUVOST	Département Accès au Réseau et Offre de Services
Sophie GARNIER	Département Accès au Réseau et Offre de Services
Agathe NEDELEC	Département Accès au Réseau et Offre de Services
Delphine PINCEMAILLE	Département Accès au Réseau et Offre de Services
Vincent HANNETON	Direction Commerciale
Benjamin DURET	Direction Juridique
Pierre GUEDRE	Direction Juridique

***

Sommaire

1. Actualités 3
2. Bilan de la concertation sur la gestion prévisionnelle 4
3. Nouvelles définitions en lien avec le code RfG 5
4. Eolien flottant : trame de convention de raccordement 7
5. S3REnR 8

1. ACTUALITES

- **Les actualités institutionnelles :**
  - Le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) a été publié le 25 janvier 2019. La consultation sur ce texte est en cours. Le Schéma décennal de développement du réseau (SDDR) de RTE devrait être publié au printemps par RTE.

- **Les actualités relatives à la DTR**
  - Les évolutions des trames de PTF et de convention de raccordement prenant en compte la loi ESSOC (coût du raccordement pris en charge par RTE pour les projets éoliens en mer de l'AO1&2) ont été publiées dans la DTR suite à la délibération de la CRE du 8 novembre 2018.
  - La déclinaison des codes européens est en cours. Un projet d'arrêté reprenant notamment l'arrêté du 23 avril 2008 relatif au raccordement au RPT des installations de production et le code RfG est en cours de discussion.
  - La nouvelle méthode des S3REnR est appliquée depuis le 1er novembre 2018. Celle-ci sera intégrée dans la DTR à l'occasion de la révision des articles relatifs aux S3REnR.

Concernant le cadre de l'article L. 342-2 du code de l'énergie, la CRE a été saisie fin 2018 de la procédure de raccordement des installations de production ainsi que des trames de PTF, de convention de raccordement et du modèle de contrat de mandat L. 342-2.

La CRE a rendu son avis sur le projet de décret pris pour l'application de l'article L. 342-2 du code de l'énergie le 24 janvier 2019. Les GRT et GRD devraient avoir un délai de 3 mois à compter de la publication du décret pour saisir la CRE d'une demande d'approbation des trames mettant en œuvre le dispositif de l'article L. 342-2 du code de l'énergie.

Concernant les trames, RTE considère que la procédure de raccordement, les trames de PTF et de convention de raccordement ainsi que le modèle de contrat de mandat qui ont été soumis à l'approbation de la CRE sont conformes aux dispositions du futur décret susmentionné. Le cadre applicable aux consommateurs fera l'objet d'une concertation dont le calendrier prend acte de la saisine de la CRE sous trois mois après publication du décret.

2. BILAN DE LA CONCERTATION SUR LA GESTION PREVISIONNELLE

RTE a démarré en janvier 2018 une concertation dans le cadre du GT « Planification coordonnée des indisponibilités » pour faire évoluer le cadre contractuel de l'accès au RPT afin de :

- Mettre en conformité vis-à-vis des exigences du **code SOGL** relatives à la planification coordonnée des « actifs pertinents » et à l'évaluation de l'adéquation régionale ;
- Répondre à une **demande de la CRE** de soumettre à concertation les modalités opérationnelles de gestion prévisionnelle qui diffèrent entre les installations de production photovoltaïque et éolienne et les autres installations de production.

Sur le premier point, la mise en œuvre d'un contrat de Gestion Prévisionnelle (GP) permettra de répondre aux exigences du code.

ENGIE demande des précisions concernant un point spécifiques Hydro : puissance mobilisable max disponible à la pointe de chacun des jours de la semaine, réactualisée quotidiennement. RTE confirme avoir retenu la disposition suivante : sur base du volontariat et uniquement les jours ouvrés.

Sur le deuxième point, il est proposé pour les installations ENR (éolien et PV) de modifier le cycle d'élaboration du Planning de Référence afin de donner de la visibilité aux producteurs avec un passage sur un cycle **trimestriel** (au lieu de semestriel). Le planning engageant reste semestriel mais devient glissant sur trois mois.

En outre, le délai de réponse de RTE à une demande de modification de planning est fixé à 5 jours ouvrés, soit un délai identique au contrat pour les installations de production hors éolien/PV.

Enfin, pour les GMP (Groupements Multi Producteurs), le titulaire du contrat de GP et du contrat cadre de traitement des accords en amont du J-1 n'est plus forcément le Responsable de Programmation mais un interlocuteur désigné par le gestionnaire du GMP.

EDF s'interroge sur les modalités de traitement d'un GMP multi-filières comprenant à la fois de la production synchrone et ENR. RTE répond que dans ce cas, c'est la trame de contrat pour les installations de production hors éolien/PV qui est à utiliser. La trame de contrat pour les installations de production éolienne et photovoltaïque ne s'applique qu'aux sites exclusivement éoliens et/ou photovoltaïques.

RTE précise avoir besoin de données supplémentaires en vue de permettre aux Coordinateurs de Sécurité Régionaux de réaliser les études d'adéquation régionale (processus SMTA). La transmission de ces données (puissance mobilisable maximum de l'hydraulique disponible à la pointe de chacun des jours de la semaine suivante, réactualisée quotidiennement) par les producteurs est basée sur le volontariat.

Suite à la concertation, les documents portant les évolutions du cadre contractuel ont été mis en consultation le 28 janvier sur le site RTE concerte.fr. La consultation se termine le 15 février. Le Bilan de cette consultation sera publié par RTE au cours de la deuxième quinzaine de mars.

3. NOUVELLES DEFINITIONS EN LIEN AVEC LE CODE RFG

Le règlement (UE) 2016/631 de la Commission établissant un code de réseau européen sur les exigences applicables aux raccordements au réseau des installations de production d'électricité (« code RfG ») en date du 27 avril 2016 définit un cadre d'exigences techniques harmonisées au niveau de l'Union européenne concernant le raccordement au réseau des unités de production d'électricité. Des mesures nationales sont à adopter avant son application (3 ans après sa publication), c'est-à-dire le 28 avril 2019.

Le code RfG contient de nouvelles notions dont il faut prendre acte dans la contractualisation du raccordement au RPT. En effet, les exigences techniques à la maille de l'« unité de production » ne correspondent pas nécessairement à une « installation de production ». RTE relève ainsi les situations suivantes :

- Une installation de production correspondant à une unité de production synchrone ou à un parc non synchrone.
- Une installation de production comportant plusieurs unités synchrones ;
- Plusieurs installations de production correspondant à un Parc non synchrones. ENGIE relève que ce n'est pas possible d'appliquer ce raisonnement dans tous les cas de figures et notamment pour les EMR (cf observations ci-dessous).

En matière de raccordement, RTE souhaite contractualiser avec un « demandeur du raccordement » pouvant être un producteur ou un utilisateur du réseau. En cas de groupement multi-producteurs, le demandeur du raccordement est désigné par les producteurs situés derrière un « *point de raccordement unique* ».

ENGIE évoque le cas de plusieurs projets raccordés sur une plateforme en mer au travers de plusieurs AO séparés. ENGIE précise qu'un AO ne peut pas prévoir des responsabilités ou des engagements sur des installations sur lesquels le producteur n'a pas de leviers et aucune information, RTE doit vérifier ce point précisément et revenir vers les producteurs.

Le SER et ENGIE s'interrogent sur l'application au cas du raccordement en mer des notions de « *point de raccordement unique* » et de « *parc non synchrone* ». Si la plateforme en mer appartient au RPT, le raccordement de l'installation de production est réalisé par plusieurs points d'interface posant la question de l'application de la notion de « *point de raccordement* ». RTE précise qu'en pareille hypothèse, le point de raccordement sera un point virtuel regroupant l'ensemble des points d'interface au réseau nécessaires pour l'injection de la Pmax de l'Installation ; les autres points d'interface constituant, le cas échéant, l'alimentation complémentaire ou l'alimentation de secours.
Dans le cas d'un GMP (une demande de raccordement) que les installations soient en mer ou à terre, RTE rappelle que l'instance de concertation du code RfG a précisé les modalités d'application du code à une unité de production existante subissant une modification substantielle.

Le demandeur du raccordement contractualise avec RTE la PTF, la convention de raccordement, la Convention d'exploitation et le CART. Il convient de distinguer :

- **Les caractéristiques de l'ouvrage de raccordement :** Les ouvrages de raccordement sont définis au regard de la tension de raccordement de référence liée à la Pmax (Puissance installée) de l'Installation ou du Groupement d'Installations de production. La solution de raccordement prend en compte cette Pmax et la puissance de raccordement (Pracc) demandée. Enedis précise que sa procédure de raccordement distingue les notions de Pracc et de Pmax.
- **La réalisation et le financement du raccordement** : le demandeur de raccordement et RTE contractualisent les engagements réciproques en matière de réalisation, coûts et de délais.
- **Les performances de l'installation et notamment les cahiers des charges annexés.**
  - Le cahier des charges des capacités constructives est, avec le code RfG, défini à la maille de l'unité de production qu'elle corresponde à une installation, plusieurs installations ou un élément de l'installation. Ce cahier des charges a été discuté en instance de concertation du code RfG ;
  - Le cahier des charges « système de protection » et « Telecom - Téléconduite » sera appliqué à la maille de l'Installation ou du Groupement d'Installations.

Concernant la suite du déploiement du code RfG, il est attendu le projet d'arrêté précisant les seuils des catégories d'unité de production (A, B, C et D), la notion de modification substantielle et les exigences non exhaustives. Un projet est en cours de discussion au sein de l'instance de concertation du code RfG, avant la saisine pour avis du Conseil supérieur de l'énergie (CSE) et de la CRE.

Concomitamment à ces discussions, RTE concertera au sein du GT producteurs les modifications de la DTR liées au déploiement du code RfG portant sur les aspects techniques (chapitres 3 et 4 de la DTR) et sur les aspects contractuels (Chapitre 1 – Procédure de raccordement).

A la suite de cette présentation sur le code RfG, plusieurs questions ont été posées sur les modalités d'insertion du stockage dans la DTR.

RTE a précisé qu'un Expert Group d'ENTSO-E a relevé deux principaux cas d'utilisation du stockage :

- Un dispositif de stockage « autonome » : cas d'un moyen de stockage raccordé au réseau, ayant vocation à accéder au marché de manière autonome et donc à valoriser son injection et/ou son soutirage. Il peut être installé sur un site existant ou faire l'objet d'un nouveau raccordement. Dans ce cas, *des exigences techniques minimales pour le raccordement au réseau de « stockage »* doivent être définies selon leurs caractéristiques intrinsèques. Il apparait pour l'instant que les dispositifs de stockage peuvent être classés dans deux catégories : unité de stockage synchrone et unité de stockage non synchrone.
- Un dispositif de stockage « intégré » à une unité de production ou à une installation de consommation : cas d'un moyen de stockage intégré à une unité de production ou à une installation de consommation *afin de leur permettre de répondre aux exigences techniques imposées par les règlements européens relatifs au raccordement au réseau public de transport*. Le moyen de stockage serait un accessoire à l'unité de production ou à l'installation de consommation. Le fonctionnement de l'unité de stockage devra dans ce cas être lié à celui du moyen principal de l'installation.

Le SER et ENGIE souhaite un exposé sur l'état des lieux des discussions au sein de l'Expert Group d'ENTSO-E dans un prochain GT.

4. EOLIEN FLOTTANT : TRAME DE CONVENTION DE RACCORDEMENT

Suite de la publication de la loi ESSOC, RTE a lancé une concertation durant l'été 2018 sur la trame des Conditions Particulières « Réalisation et Financement des ouvrages de raccordement » de la Convention de Raccordement dite « ESSOC ».

RTE propose d'intégrer certaines évolutions concertées pour la trame ESSOC dans la trame de Conditions particulières des Installations de Production issues de sources d'énergie renouvelable dont le point de livraison est situé en mer, applicable notamment pour les projets éoliens expérimentaux flottants dont le raccordement est réalisé par RTE. Il s'agit d'évolutions non spécifiques au nouveau cadre défini par la loi ESSOC pour les AO1&2. Elles concernent :

- le chapitre 4 - Principes de Transparence, d'information et de coordination
- le chapitre 6 - Responsabilité

Une concertation est ainsi organisée de la manière suivante :

- Envoi du projet de trame sous une dizaine de jours pour consultation ;
- Trame proposée en consultation courant février ;
- Durée de la consultation : 2 à 3 semaines ;
- Saisine de la CRE pour approbation de cette nouvelle version de la trame ;
- Une fois approuvée, publication de la trame dans la DTR.

Concernant le raccordement applicable à compter de l'AO3, le cadre « Loi Hydrocarbures » doit être déployé en application de la délibération portant orientation de la CRE, c'est-à-dire :

- pour la PTF, dans un délai de 11 mois à compter de la désignation du lauréat de l'AO3 ;
- pour la convention de raccordement, dans un délai de 17 mois à compter de la désignation du lauréat de l'AO3.

Une réunion de lancement de la concertation sur la trame PTF pour les AO3 et futurs est organisée le 12 février 2019.

5. S3RENR

a. Etat d'avancement des S3REnR

Sur le taux d'affectation des capacités, les plus fortes progressions observées en 2018 sont les suivantes :

- Une augmentation de 51 % (420 MW) en Aquitaine. Le SER est saturé ;
- Une augmentation de 32 % (480 MW) en Poitou-Charentes ;
- Une augmentation de 30 % (500 MW) en Midi-Pyrénées ;
- Une augmentation de 30 % (460 MW) en PACA ;
- Une augmentation de 25 % (320 MW) en Champagne-Ardenne.

En projetant la dynamique observée en 2018, des difficultés seront observées principalement dans les régions Nouvelle-Aquitaine, Grand Est, PACA et Occitanie. RTE a priorisé la révision des schémas de ces régions.

Le SER relève l'absence d'informations sur la révision du S3R Grand Est depuis l'été 2018. RTE précise que le gisement a été recensé dans la région et s'engage à revenir vers les producteurs.

Sur les adaptations des schémas, RTE rappelle les éléments suivants :

- Les adaptations en vigueur :
  - Limousin (ajout 2 TR) : adaptation republiée
  - Auvergne (Rochefort Montagne) : nouveau poste source
- Les adaptations lancées :
  - Centre : ajout de transformateurs
  - Bourgogne & Franche comté : TR & renforcements
  - Poitou-Charentes : Coupure HTB, TR & renforcements
  - PACA : entrée en coupure HTB
  - LARO (La Panouse) : Ajout TR
- Les adaptations en étude :
  - Champagne-Ardenne : ajout de TR
  - Rhône-Alpes (Sud-Ardèche) : travaux structurants
  - Aquitaine : ajout de TR
  - Bourgogne : Coupure HTB

b. Les évolutions des règles S3REnR (loi ESSOC)

Les 3 évolutions principales induites par les projets de décrets d'application de la loi ESSOC sont les suivantes :

- Rupture du lien SRADDET-S3REnR : le préfet de région fixera dorénavant l'ambition du S3REnR pour assurer la cohérence avec l'ambition nationale définie dans la PPE

- Entrée en vigueur d'un S3REnR : le préfet de région n'approuvera plus le schéma mais seulement la quote-part du schéma. Le S3REnR entrera en vigueur à la date de publication de l'approbation de la QP par le préfet.
- Suppression de la nécessité de réaliser l'évaluation environnementale des S3REnR : l'évolution de l'approbation par le préfet permettrait de sortir les S3REnR de la liste des plans et programmes approuvés par l'Etat et soumis à évaluation environnementale.

  L'évaluation environnementale et la participation du public dans le cadre de l'élaboration d'un S3REnR permet de renforcer l'opportunité et l'acceptabilité des adaptations du réseau et contribue à la sécurisation des autorisations administratives

  Cette nouvelle disposition ne permet pas de raccourcir le délai d'élaboration des S3REnR de manière significative (environ 2 mois) au regard de la perte du bénéfice attendu de l'exercice et de la fragilisation du dispositif S3REnR.

  RTE continuera à mener l'évaluation environnementale des S3REnR.

Le SER s'interroge sur le maintien de l'évaluation environnementale et ses conséquences sur les délais de révision du schéma. RTE considère que l'évaluation environnementale garantit l'acceptabilité des schémas et donc un gain de temps dans sa mise en œuvre.

c. Le planning des révisions des S3R

En reprenant les projets de décret d'application de la loi ESSOC, et notamment la rupture du lien entre le SRADDET et le S3REnR, un gain notable sur les délais de révision est escompté. A titre d'exemple, il est estimé un gain de 6 à 9 mois dans la mise en œuvre de la révision du S3R Nouvelle Aquitaine.

Sur l'état d'avancement des révisions, il est à noter :

- En Occitanie : si l'ambition sur le développement des ENR est estimée entre 7 et 9 MW, la vision sur la localisation des gisements n'est pas partagée entre la région et les producteurs. Le SER relève que la région n'a pas procédé à la territorialisation des gisements et a laissé les départements le faire.
- En Centre, la localisation des gisements est partagée.
  Le SER interroge RTE sur l'état d'avancement de la révision. La nouvelle ambition du schéma (à savoir entre 3 et 5 MW) impose une nouvelle itération entre les parties.

*
* *

Prochaine réunion

GT Raccordement et Accès au réseau des Producteurs :

28 mars 2019

Window – Terrasse – salle E