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 18 octobre 2018

Participants :

Sean VAVASSEUR	SER
Régis BLANC	SER
Julien ISAMBERT	FEE
Antoine GICQUEL	EDF EN
Alain BOS	EDF EN
Rémi DEBREYNE	BORALEX
Damien SIMON	WPD
Sébastien GIMENEZ	ENGIE BU France ENR
Hervé LAVIROTTE	Les éoliennes en mer
Clément GUYON	TOTAL SOLAR
Christophe CHAZARA	FEDENE
Laurent TULLUS	EDF
Frédéric TROGNEUX	ENEDIS
Roman PICARD	Service de la CRE

Participants RTE :

Stéphane CHATELLIER	Département Accès au Réseau et Offre de Services
Nathalie VERDUN	Département Accès au Réseau et Offre de Services
Gwenolla BESNARD	Département Accès au Réseau et Offre de Services
Sophie GARNIER	Département Accès au Réseau et Offre de Services
Delphine PINCEMAILLE	Département Accès au Réseau et Offre de Services
Anne-Laure TUCHOLSKI	Groupe Développement Ingénierie National
Nicolas SAMBOURG	Direction Finances
Lise BERANGER	Direction Juridique
Jérémy LOUYRETTE	Direction Commerciale
Tiphaine RIMOUR	Direction Commerciale

***

Sommaire

1. Actualités 3
2. Retour des producteurs sur les Etats Techniques et Financiers 5
3. S3REnR 6
4. Stockage – Etat des lieux 9

1. ACTUALITES

a. La loi n°2018-727 du 10 août 2018 pour un Etat au service d'une société de confiance (Loi ESSOC)

- **Point concertation relative à l'offshore liée à la mise en œuvre de la loi ESSOC**

  L'article 58 de la loi ESSOC modifie les conditions de raccordement des appels d'offres n°1 et n°2 pour des installations éoliennes de production d'électricité en mer notamment en mettant à la charge de RTE le coût du raccordement.

  Ces nouvelles dispositions ont imposé de revoir le cadre contractuel de RTE. Ainsi, une concertation a eu lieu sur les trames-types d'avenant PTF et de Conditions Particulières « Réalisation et financement des ouvrages de raccordement » de la Convention de raccordement. Elles ont ensuite été mises en consultation du 20 septembre 2018 jusqu'au 4 octobre 2018 sur la base CONCERTE de RTE.

  RTE a soumis, le 17 octobre 2018, à l'approbation de la CRE un projet de modification du modèle de Conditions Particulières relatives à la « *Réalisation et financement des ouvrages de raccordement* » de la Convention de raccordement des Installations de production issues de sources d'énergie renouvelable dont le point de livraison est situé en mer ayant fait l'objet d'une procédure de mise en concurrence mentionnée à l'article L. 311-10 du code de l'énergie et dont le candidat retenu a été désigné avant le 1er janvier 2015.

  Pour information (après réunion GT Producteurs), la CRE a approuvé cette trame dans sa délibération n°2018-227 en date du 8 novembre 2018.

- **Point sur les concertations sur l'article L. 342-2 du code de l'énergie et les conséquences de la loi ESSOC**

  La consultation s'est déroulée entre le 16 juillet et le 31 août 2018 inclus. RTE a invité chaque acteur intéressé à faire part de ses observations sur la base CONCERTE de RTE. Deux contributions ont été postées sur le site. Un bilan de la concertation a été élaboré.

  Pour information (après réunion GT Producteurs), la CRE a été saisie fin 2018 pour approuver le dispositif L.342-2 concerté.

  On notera que l'article 59 de la loi ESSOC a modifié les dispositions de l'article L. 342-2 du code de l'énergie. RTE considère que les trames proposées en concertation pour les producteurs sont cohérentes avec les dispositions générales introduites par la loi ESSOC. Le décret d'application est attendu pour en avoir confirmation et apporter le cas échéant, les modifications nécessaires dans les trames.

b. Point sur le raccordement d'un groupement multi-producteurs et le raccordement d'une installation de production derrière un site de consommation (Décret n°2018-544 du 28 juin 2018 et Décret n°2018-744 du 23 août 2018)

- **Point sur le raccordement d'un groupement multi-producteurs :**
  - Le décret n°2018-744 du 23 août 2018 modifie l'article D. 342-11 du code de l'énergie et substitue à la notion de « *point de livraison* » celle de « *point de raccordement* ».
  - Le décret n°2018-544 du 28 juin 2018 précise le cadre applicable au raccordement au RPT de plusieurs installations de production en un point de raccordement unique. Les nouvelles dispositions du code de l'énergie précisent que l'ensemble des installations est considéré comme étant une seule installation de production dont la demande de raccordement est portée par un « *demandeur du raccordement* ». Ce dernier est l'interlocuteur unique de RTE : il contractualise la PTF et la convention de raccordement.

- **Point sur le raccordement de plusieurs installations de production au sein d'un site de consommation**

  Dans ce cas, le « *demandeur du raccordement* » est nécessairement le site de consommation. Concernant le comptage pour les installations de production non directement raccordées aux réseaux publics, les pertes sont à la charge du producteur en décompte**.**

- **Observations relatives aux exigences techniques RfG**

  ENGIE rappelle que le sujet a été concerté en instance code Rfg, les parties prenantes ont toutes constatées le problème engendré par cette règle (racco 225kV + petite prod). ENGIE demande si il y a des avancées sur ce sujet.

  RTE confirme avoir pris en compte cet aspect qui sera traité par une demande de dérogation (cf la délibération n° 2017-116 de la CRE du 1er juin 2017 relative aux critères d'octroi des dérogations tels que prévus par le règlement (UE) 2016/1447 de la Commission du 26 août 2016 qui mentionne ce cas comme critère d'octroi d'une dérogation)

c. Point sur le planning des concertations (cf présentation)

Sur les codes de réseau raccordement :
RTE confirme que la déclinaison des codes dans la DTR RTE sera gérée dans le GT producteurs du CURTE.
ENGIE rappelle que le projet d'arrêté devrait être en cours de rédaction par les services de l'Etat.
ENGIE insiste pour que l' « instance RFG » puisse travailler sur ce texte (relecture), en amont de la procédure CSE. RTE partage cette position.
ENGIE s'inquiète, car le texte très technique a nécessité de longs mois de concertation, il faut absolument conserver les compromis trouver entre les acteurs.

Sur le raccordement des installations de production en mer :
ENGIE rappelle que le « Flottant » devrait bénéficier des améliorations hors ESSOC. ENGIE insiste pour que RTE clarifie les 3 différents cadres des projets EMR (PL Hydrocarbures/Essoc, et flottant). RTE confirmer ces 3 cadres et clarifiera ces sujets dans les prochains mois.

2. RETOUR DES PRODUCTEURS SUR LES ETATS TECHNIQUES ET FINANCIERS

Le SER, la FEE et Enerplan ont souhaité évoquer le sujet des Etats techniques et financiers des S3REnR. Plusieurs producteurs de ces trois Fédérations se sont associés pour réaliser une étude approfondie des ETF publiés par RTE. L'objectif de cette étude, région par région, a été de vérifier le bon déroulement des S3REnR et l'emploi adéquat des 725 M€ à la charge des producteurs au titre des créations d'ouvrage.

Ces trois Fédérations soulèvent l'enjeu de clarifier et rationnaliser ces documents. Elles souhaitent la mise en place d'une concertation sur les trames des ETF de sorte à les uniformiser et à améliorer leur lisibilité avec davantage de représentations graphiques. Elles souhaitent également disposer de la meilleure vision des gestionnaires de réseau sur l'atterrissage financier des schémas car seuls les coûts prévisionnels initiaux et les dépenses à date sont aujourd'hui communiqués. Une note a été transmise pour proposer des pistes d'amélioration de la présentation des ETF.

RTE partage l'enjeu de publier des ETF qui répondent au mieux aux besoins des producteurs et des parties prenantes. Les ETF doivent permettre de donner de la visibilité aux acteurs de l'état d'avancement des S3REnR et faciliter leur appropriation. Comme échangé avec le SER cet été, un GT sur les évolutions des ETF va être lancé, et une première réunion organisée dès le mois de novembre pour identifier les demandes d'évolution à instruire par la suite. En particulier, il est bien prévu de publier les coûts réestimés des investissements des schémas dès le prochain exercice des ETF dont la publication est prévue à la fin du 1er trimestre 2019.

3. 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 14 % (180 MW) en Champagne-Ardenne ;
- Une augmentation de 12 % (175 MW) en Bourgogne;
- Une augmentation de 9 % (135 MW) en Poitou-Charentes ;
- Une augmentation de 9 % (115 MW) en Pays de Loire ;
- Une augmentation de 8 % (65 MW) en Aquitaine.

Il est proposé de faire apparaitre dans le suivi des S3REnR les adaptations qui ont échoué. RTE rappelle que les adaptations lancées jusqu'à présent ont toutes abouti.

Sur les adaptations des schémas, RTE rappelle notamment les adaptations lancées :

- Auvergne (Rochefort Montagne) : nouveau poste source.
- Centre : ajout de transformateurs
- Bourgogne & Franche comté : ajout d'un transformateur.

Sur l'adaptation du S3REnR Auvergne, le planning doit prendre en compte le délai de saisine de l'autorité environnementale pour décider s'il y a lieu ou non d'actualiser l'évaluation environnementale du schéma. Le SER et la FEE proposent de préciser dans le planning des adaptations la décision de l'autorité environnementale et de faire un REX sur ces décisions.

b. Le planning des révisions des S3R

Les éléments structurants du planning de révisions des S3R et lien avec le SRADDET sont les suivants :

- Le SRADDET contenant les objectifs en matière de développement des ENR ;
- **Après** la validation officielle des SRADDET :
  - Transmission de la V_0 du S3REnR ;
  - Déposer la version projet (V_p) de S3REnR pour approbation. Le solde du schéma calculé dans la V_0 est actualisée pour la V_p ;
  - Mener la consultation des parties prenantes avant la concertation préalable du public.

RTE propose deux leviers permettant d'optimiser les délais de la procédure de révision : la parallélisation de la consultation des parties prenantes et de la concertation préalable du public et l'anticipation des consultations et concertations avant l'approbation du SRADDET (sous réserve de l'accord de la région).

Il est à noter que des réformes de la procédure de révision des S3REnR sont inscrites dans la loi ESSOC.

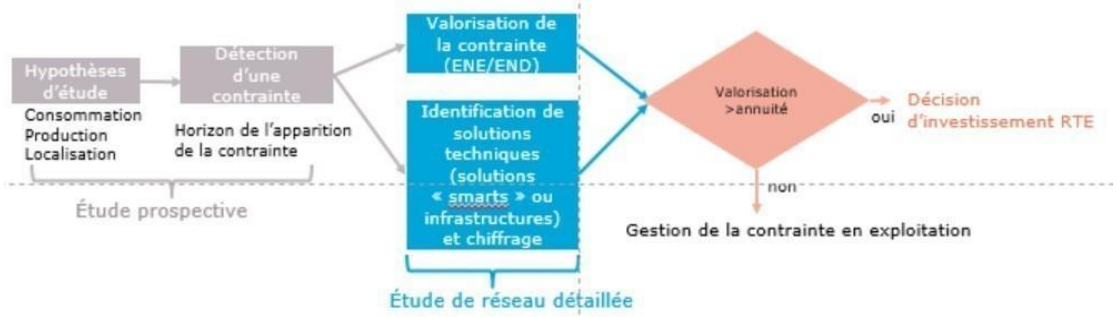
c. Evolutions de la DTR en matière de S3REnR

La DTR de RTE va évoluer pour prendre en compte :

- **Les dispositions du décret n° 2018-544 du 28 juin 2018 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.** Outre les évolutions prévues dans le décret n° 2016-434 du 11 avril 2016 relatif au S3REnR annulé par le Conseil d'Etat, RTE souhaite prendre en compte les nouvelles évolutions, notamment la définition des ouvrages propres prévus à l'article D. 342-22 du code de l'énergie et les nouveaux critères de mise en œuvre de l'adaptation.

- **Les évolutions des méthodes d'élaboration des S3REnR :**

  En principe, la décision d'un nouvel investissement de réseau suit la méthodologie suivante :



  Or, le temps imparti à l'élaboration d'un S3REnR ne permet pas une analyse ouvrage par ouvrage pour résoudre l'ensemble des contraintes identifiées sur une région administrative. Aussi, **une méthode simplifiée a été élaborée en 2011 pour les premiers schémas.**

  Cette méthode vise mettre en œuvre un critère simple de détection de contraintes justifiant des investissements sur le réseau de transport. Il est ainsi défini un taux de démarrage moyen des filières de production éolienne et PV correspondant au niveau d'arbitrage économique pour lequel l'annuité moyenne d'investissement sur le réseau HTB dépasse le coût des limitations de production.

  A titre d'exemple, le développement de réseau ne parait pas justifié en cas de contrainte du réseau 10h/an. La décision d'investissement intervient au regard du dynamisme de la zone avant que le gisement dépasse un certain volume.

  Les investissements décidés avec cette méthode sont dimensionnés pour résoudre entièrement la contrainte avec un taux de démarrage à 100%.Au moment de la mise en œuvre des premiers S3REnR, l'exploitation du réseau ne permettait pas de gérer de manière opérationnelle ces limitations en temps réel, c'est pourquoi des taux de démarrage plus conservateurs ont finalement été retenus en 2011 (entre 90% et 95%).

  L'évolution de la méthode proposée pour les prochains S3REnR s'appuie sur le développement de « flexibilité » pour résoudre les contraintes de réseau.

  L'objectif est de renforcer l'optimisation des développements de réseau nécessaires pour l'accueil des EnR. Il devient possible d'appliquer la méthode de 2011 sans limite technique. De plus, les nouveaux taux de démarrage tiennent compte des facteurs de charge régionaux (cf la présentation).

Pour ce faire, en cas de contrainte, il est systématiquement analysé l'opportunité d'installer un automate de limitation de production. En complément, une méthode et un outil ont été développés pour intégrer la solution DLR dans les études S3REnR (cf la présentation).

Les gestionnaires de réseau ont identifiés de nombreuses situations de saturation du réseau avec la méthode de raccordement actuelle et indique que les processus de révision, déjà amorcées dans les schémas les plus dynamiques, n'aboutiront pas avant fin 2020 au plus tôt. Dans ces conditions et pour faciliter le raccordement des EnR à court terme, RTE informe les producteurs que, sauf opposition formalisée de ces derniers, les offres de raccordement remises à compter du 01/11/2018, se baseront sur cette méthode (nouveaux taux de démarrage), sans rétroactivité sur les demandes de raccordement déjà remises. RTE précise que dans tous les cas, une concertation sera lancée sur ce sujet en 2019 dans le cadre du prochain décret S3REnR et de la révision de l'article 2.5 de la DTR.

Les producteurs regrettent que l'information sur ce sujet soit transmise si tardivement et souhaitent approfondir davantage le sujet avant de se prononcer. Une présentation détaillée des nouveaux taux de démarrage et des études de dimensionnement des travaux HTB est convenue en réunion des adhérents SER du 28 novembre.

Hors réunion (avril 2019) : Le SER est historiquement favorable à cette technologie mais ne peut soutenir cette proposition de RTE dans un laps de temps si bref car aucune information chiffre ni exemple concret n'a été fourni, ni aujourd'hui ni au cours des derniers mois. Le SER s'exprimera au cours de la concertation à venir et ne donnera pas d'avis sur cette évolution à si court-terme.

ENGIE demande une note et des éléments précis pour éclairer la réflexion de tous, difficile de s'engager dans un délai aussi cours avec quelques slides.

ENGIE demande à RTE si les analyses menées comprennent un mécanisme de compensation de l'énergie écrêtée des producteurs.
RTE rappelle que le principe de « limitations de production » est déjà en vigueur dans le cadre des S3REnR avec les taux de démarrage actuels, conformément aux dispositions de l'article 2.5.1 chapitre 3.2 de la DTR (concerté avec les producteurs et notifié à la CRE). Les nouveaux taux de démarrage s'inscrivent dans ce même dispositif. Celui-ci prévoit l'indemnisation des producteurs dans le cas des seules limitations pérennes de la production (congestion sur le RPT).

En complément, RTE rappelle que les analyses menées dans le cadre du SDDR indiquent que, dans les scénarios Volt et Ampère, la mise en œuvre de ces limitations correspond en moyenne à un volume de 0,3% du volume d'énergie produite annuelle sur la période 2020-2035, pour une économie de 50% d'investissement dans le réseau HTB si ces limitations sont mises en œuvre de manière préventive, et un volume moyen encore moindre en déployant des automates.

Il est décidé de mettre en œuvre la méthode pour les demandes de raccordement à compter du 1er novembre 2018. Cette méthode s'appliquera également pour les évolutions de schéma (révision, adaptation, transfert).

Enedis précise que la méthode mise en œuvre par RTE ne doit pas être confondue avec le « surbooking de transformateur » envisagée par le GRD.

4. STOCKAGE – ETAT DES LIEUX

RTE réfléchit à la manière de traiter le raccordement des dispositifs de stockage au réseau public de transport.

RTE considère que le cadre législatif et réglementaire du droit de l'énergie est fortement dépendant de la réalité technique des installations. Aussi, il convient de définir :

- le stockage par ses fonctionnalités, c'est-à-dire comme « *un équipement ou ensemble d'équipements permettant de conserver ou de stocker une puissance et une énergie et de la restituer ultérieurement* ».
- les exigences techniques pour le raccordement du stockage au réseau par les technologies mises en œuvre. Il semble possible de distinguer les machines synchrones (STEP, …), et les machines non synchrones (batteries, volants d'inertie, …).

En matière de raccordement, RTE s'est fondé sur la notion d' « *utilisateur* » de réseau et sur le principe d'égalité de traitement des usagers du service public.

Défini au §18 de l'article 2 de la directive 2009/72 comme « une personne physique ou morale alimentant un réseau de transport ou de distribution ou desservie par un de ces réseaux », la notion d' « Utilisateur » a une acception suffisamment large pour inclure à la fois les propriétaires ou les exploitants d'un dispositif de stockage.

En outre, en vertu du principe d'égalité des usagers du service public, RTE considère qu'il convient de traiter de la même manière les utilisateurs placés dans la même situation. Aussi, le stockage est-il appréhendé par assimilation à des catégories d'utilisateurs existants.

A cette fin, RTE considère que les dispositifs de stockage ont en termes d'impacts sur le RPT, un impact « injection » plus important que les éléments relatifs au soutirage. Ce présupposé permet alors de transposer le cadre mis en œuvre pour le raccordement des GMP et des sites mixtes notamment avec la notion de « demandeur de raccordement » au raccordement des dispositifs de stockage.

C'est dans cet esprit que seront présentés courant 2019 les propositions de RTE en la matière.

ENGIE comprend que RTE souhaite traiter le vide laissé par le code Rfg (pas applicable pour le stockage batteries et autres).

GT du 31/03/2019 : Concernant la proposition de RTE de définir le stockage, ENGIE rappelle que l'Europeen stakeholder committe a créé un Expert group pour le Stockage, les sites mixtes, etc…dans lequel RTE est impliqué. ENGIE demande à RTE de restituer les travaux de cet expert Group au prochain GT producteurs. Afin de mieux cerner les orientations prises au niveau de l'UE. De plus, Directives et Règlement sont en cours de négociation à l'UE, pourquoi ne pas s'inspirer des définitions de ces travaux.
ENGIE s'inquiète de devoir définir un cadre pour le raccordement du stockage au CURTE alors que cette question doit être plus largement débattue puisque nous retrouverons ces sujets chez le GRD, les consommateurs, etc…
RTE entend ces observations et précise que :

- l'expert group sur le Stockage rendra ses conclusions en principe au mois de juin. Néanmoins, le GT prend du retard et il est probable que les résultats soient présentés en septembre.

- Le Clean Energy Package a été voté par Parlement européen le 13 novembre 2018, ce qui clos le processus législatif européen. RTE confirme que la prise en compte du stockage dans la DTR sera conforme aux dispositions européennes.

Un GT *ad hoc* coté RTE sera consacré au Stockage.

*

* *

Prochaine réunion

GT Raccordement et Accès au réseau des Producteurs :

31 janvier 2019

Window – Terrasse – salle E