CURTE
Comité des
Clients Utilisateurs du Réseau de Transport de l'Electricité

Commission Perspectives du Réseau du 20 juin 2013

Compte rendu des discussions

Version projet

Ordre du jour

I. INTRODUCTION

II. ACTUALITES RELATIVES AU DEBAT SUR LA TRANSITION ENERGETIQUE

III. ETUDE PROSPECTIVE SUR L'ACCUEIL DE LA PRODUCTION HYDROLIENNE

IV. INTEGRATION DES ENERGIES RENOUVELABLES DANS LE SYSTEME ELECTRIQUE

V. POINT SUR LES IMPACTS DU PROJET DE *GRID CODE* EUROPEEN SUR LES PRODUCTEURS ENR

VI. PROJET DE PANORAMA DES ENERGIES RENOUVELABLES

VII. CONCLUSION

Etaient présents

RTE

Hervé MIGNON - *Directeur de l'Economie, de la Prospective et de la Transparence*

Jean VERSEILLE – *Directeur des Affaires européennes*

Ikram RABOUCHE – *Secrétaire de la Commission Perspectives du Réseau*

Gro DE SAINT MARTIN –*Département Economie et Prospective*

Emmanuel NEAU – *Département Expertise Système*

Stéphanie BIETH – *Département Accès au Réseau et Offre de Services*

Philippe DI-BONO – *Département Information et Transparence*

Christine ROBLIN –*Adjointe au Directeur de Département Economie et Prospective*

Vincent LEFIEUX – *Département Information et Transparence*

Acteurs du système électrique

ARGENSON	Alain	FNE
BLANCHARD	Sidonie	DGEC
BLANQUET	François	ERDF
BORTOLOTTI	Arnaud	EDF
BRULLE	Yves	GRTgaz
CARDEL	Philippe	DATAR
COURCAMBECK	Alexandre	SER
COURTES	Philippe	GDF-Suez
CREUSY	Jacques	GDF-Suez
GAULT	Jean-Christophe	EDF
HECTOR	Edith	Poweo Direct-Energie
MARTIN	Arnault	GDF-Suez
NOVEL-CATTIN	Frédéric	Renault
RAUX	Charles	CRE
ROBERT	Hélène	UFE
TRPZPIT	Christophe	EDF

I. ACCUEIL ET INTRODUCTION (J. VERSEILLE)

Jean VERSEILLE remercie les participants à cette réunion relative à l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique.

Les énergies renouvelables sont un des leviers de la transition énergétique amorcée depuis quelques années. Au 31 juin 2013, les énergies renouvelables (hors hydraulique) représentent 10% du parc de production électrique installé en France.

Les énergies renouvelables sont l'objet de nombreux débats dont certains portent sur les conditions d'insertion de ces énergies dans le système électrique (raccordement, variabilité et foisonnement interrégional de la production et ses conséquences sur les importations et exportations d'électricité…).

Cette réunion sera l'occasion d'aborder ces sujets et de débattre sur les enjeux futurs liés à l'insertion d'une part croissante de ces énergies à la fois dans le mix électrique français et européen.

II. ACTUALITE RELATIVE AU DEBAT NATIONAL SUR LA TRANSITION ENERGETIQUE (H. MIGNON)

Présentation

Le débat sur la transition énergétique est entré dans une phase de finalisation des travaux des différents comités en vue de l'établissement de la synthèse.

Cette synthèse du débat national devrait être rendue publique le 18 juillet. A cela s'ajoute les 21 synthèses régionales.

La rentrée sera marquée par plusieurs événements parmi lesquels la conférence environnementale du 20-21 septembre 2013 et la rédaction d'un projet de loi portant sur la transition énergétique. Ce projet de loi devrait être discuté au Parlement en février 2014.

RTE est acteur de ce débat ; notamment sur les thèmes suivants :

- Les différents scénarios à l'horizon 2020-2030-2050 et leur viabilité technique en termes d'équilibre offre et demande. RTE a dans ce cadre proposé les scénarios à long terme du mix électrique issus du bilan prévisionnel (médian et nouveaux mix).

- La capacité du réseau à être flexible au regard de l'évolution du mix de production. RTE est également intervenu sur les investissements nécessaires pour adapter le réseau au développement des énergies renouvelables (schéma décennal).

- L'incohérence temporelle entre la création d'une installation de production de sources renouvelables et celle d'une ligne électrique à haute tension. Si le développement d'une installation de sources renouvelables prend quelques années, il faut compter plus de dix ans entre la décision et la réalisation d'une ligne électrique à haute tension. Une grande partie de ce temps étant allouée aux procédures administratives, il apparaît donc nécessaire de rationnaliser ces procédures afin de permettre

l'adaptation du réseau cohérent d'un point vue temporel avec le développement des énergies renouvelable. En l'état actuel du droit administratif français, on voit une explosion des déclarations d'utilité publique (DUP) déposées au titre du réseau de transport passant d'une trentaine en 2010 à plus de 90 DUP en 2012. Si ce constat excède le cadre français, on voit, toutefois, que plusieurs pays se sont engagés à réduire ces délais d'instruction à l'instar de l'Allemagne et des Etats-Unis. A l'inverse, la France impose des mesures plus contraignantes que celles prescrites par l'Union européenne. a titre d'illustration, les seuils de soumission aux études d'impact sont beaucoup plus bas que ceux retenus par la directive européenne.

Questions – remarques

SER a souligné l'importance du réseau de transport dans le cadre du déploiement des énergies renouvelables tel que décrit dans le schéma décennal et soutient la démarche de RTE promouvoir la rationalisation des procédures administratives liées à la construction de lignes à haute tension.

RTE souligne que les conséquences des contraintes liées aux procédures administratives pour le développement des lignes à haute tension ont été reconnues par l'ensemble des acteurs. Toutefois, la prise en compte de cet aspect dans la synthèse du débat et dans le projet de loi sur la transition énergétique est encore incertaine.

III. ETUDE PROSPECTIVE SUR L'ACCUEIL DE LA PRODUCTION HYDROLIENNE

Présentation

A la demande du gouvernement, RTE a réalisé et publié une étude prospective sur l'accueil de la production hydrolienne.

Il est à noter que la France dispose du deuxième gisement en Europe après le Royaume-Uni. On estime que ce gisement théorique oscille entre 3 et 5 GW, il se concentre dans le Cotentin et en Bretagne nord, sur quelques sites où l'onde de marée est amplifiée par configuration des côtes (détroits, caps, goulets).

Il n'y a jusqu'à présent que quelques sites de démonstration (en Ecosse et en Norvège).

La production hydrolienne a la spécificité d'être variable mais prédictible. Les courants marins s'inversent deux fois dans la journée. En comparaison de l'éolien, l'eau a une masse volumique valant huit cent fois celle de l'air. Les turbines des hydroliennes sont également de taille inférieure à celles des éoliennes.

Cette filière constitue également une opportunité industrielle de valorisation du savoir faire français dans ce domaine.

Compte tenu de la topographie de la côte, des protections juridiques dont bénéficie le littoral et des contraintes techniques d'implantation de câbles électriques, RTE n'a identifié que quelques sites propices à l'atterrage : le Raz Blanchard, le Raz de Barfleur et Fromveur

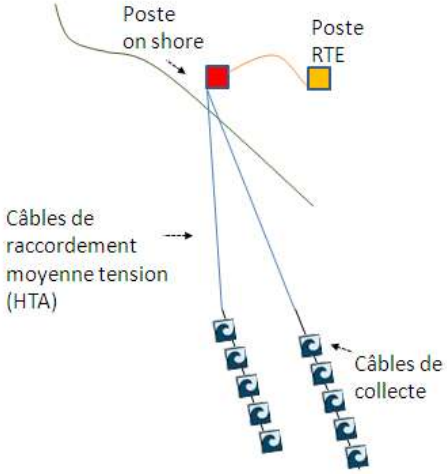
La réalisation des ouvrages de raccordement en mer réclame la maîtrise de techniques spécifiques de pose et de protection des câbles. Parmi ces défis se trouvent la pose des câbles sous marins perpendiculaires aux courants, la gestion des fonds rocheux et peu sédimentaires, la disponibilité des navires en mesure de poser les câbles dans les zones à fort courants. Tous ces éléments auront un impact sur le coût de raccordement de la production hydrolienne.

Accueil de la production dans le Cotentin

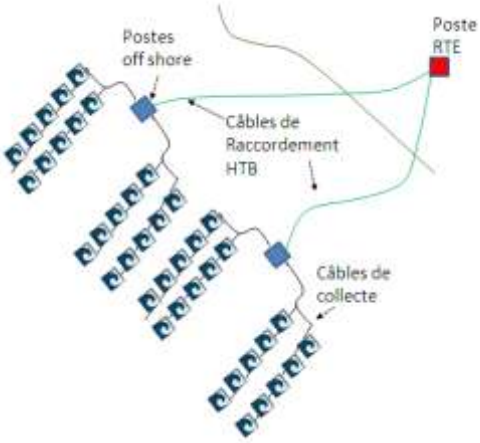
La zone comprend un réseau terrestre existant et présente une capacité d'accueil importante grâce à la ligne Cotentin Maine (400 kV) qui permet d'accueillir jusqu'à 1,5 GW en changeant quelques matériels dans les postes et jusqu'à 2,5 GW en limitant de façon exceptionnelle la production afin de préserver la sûreté du système électrique.

Différentes architectures de raccordement sont envisageables selon le volume, la répartition géographique et le lotissement des moyens de production.

Pour le raccordement des parcs pré commerciaux en Normandie, l'architecture de raccordement présentée à gauche semble la plus cohérente. Il est possible d'envisager un raccordement en HTA ou HTB (90 kV). La capacité pouvant être raccordée sur le réseau HTB peut aller de 80 à 100 MW pour les sites de Raz Blanchard et Raz de Barfleur.



Pour le raccordement des parcs commerciaux en très haute tension d'autres options peuvent être envisagées.



- Le raccordement à 225 kV :

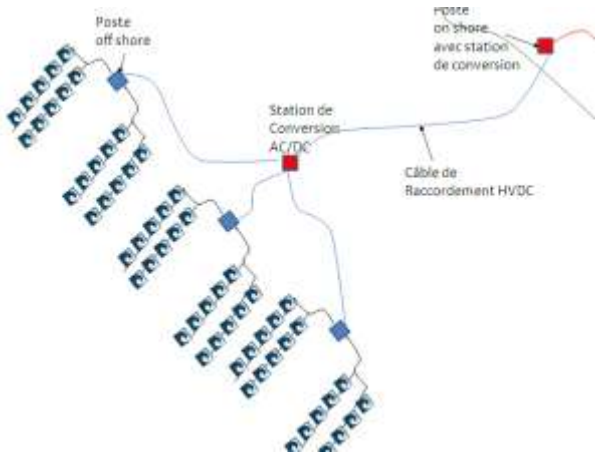
La capacité peut aller jusqu'à 250 MW par câble mais le nombre de câbles est limité par le nombre de point d'atterrage soit 1 GW de puissance cumulée. Le coût est estimé à 100 M€ pour le raccordement de 250 MW et à 300 M€ pour le raccordement de 1GW.

- Le raccordement à 400 kV

Il nécessaire de faire appel à la technologie tripolaire en cours de développement. Cette technologie permettrait le raccordement d'une puissance allant de 400 à 500 MW par câble. Par conséquence la puissance totale de raccordement va de 2 à 3 GW.

- Le raccordement en courant continu

La capacité maximum pour ce type de raccordement est de 1 000 MW, toutefois, il faut tenir compte de l'installation de stations de conversion du courant continu alternatif.



<u>Accueil de la production en Bretagne (Fromveur)</u>

Pour le raccordement des parcs pré-commerciaux

Le raccordement de la production hydrolienne peut être envisagé en HTA jusqu'à Ouessant et/ou pour le raccordement en HTB par la liaison Ouessant-Saint Renan. La capacité raccordable est de 60 MW en HTB pour un coût de 67 M€. Ce coût de raccordement est élevé pour la puissance transportable.

Pour le raccordement des parcs commerciaux en Bretagne

Pour le raccordement en très haute tension (225 kV) au poste Loscoat, la puissance hydrolienne raccordable est d'environ 250 MW par câble et le nombre est encore une fois limité en raison du nombre restreint de points d'atterrage. Cette solution de raccordement nécessite également un poste intermédiaire.

<u>La question des délais</u>

Il y a un risque de voir les délais de raccordement s'allonger en raison des contraintes techniques locales sévères sans compter sur la contrainte liée à la traversée des espaces remarquables.

Toutefois, ces délais peuvent également être réduits par des anticipations possibles du processus de concertation/autorisation dès la publication du cahier des charges de l'appel d'offres (ou toute autre demande officielle de l'Etat), ainsi que la publication de circulaires spécifiques au raccordement des hydroliennes avec encadrement des délais et le regroupement de plusieurs actes administratifs en un seul.

En conclusion, le raccordement de la production hydrolienne est dimensionné par la rareté des points d'atterrage. Il est donc nécessaire de définir une stratégie progressive et à long terme de développement de l'hydrolien en prenant en compte l'importante capacité de raccordement au réseau terrestre 400 kV.

La mise en place d'un cadre juridique et économique coordonné afin de minimiser les délais de raccordement et d'adaptation du réseau terrestre est nécessaire au déploiement de cette filière.

Questions Remarques

POWEO voudrait plus d'information sur les caractéristiques de la production hydrolienne (foisonnement, facteur de charge, corrélation avec la demande …).

RTE précise qu'il n'existe pas de corrélation entre la consommation et la production hydrolienne. Concernant le foisonnement, la production est décalée d'une à deux heure trente entre les différents sites de production.

Les courants marins sont prédictibles facilitant ainsi son intégration dans l'équilibre offre-demande. Enfin, le facteur de charge varie d'un site à l'autre mais il serait globalement entre 30 et 35%.

DGEC souligne qu'il existe une concurrence entre les gisements hydrolien et éolien offshore.

EDF demande à quel horizon de temps la technologie triphasée sera commercialisable

RTE précise que des expérimentations sont menées aux Etats-Unis et en Angleterre. Il est difficile d'estimer l'horizon dans lequel cette technologie pourrait être mise en œuvre de manière commerciale. Il est nécessaire de faire preuve de volontarisme afin de faire avancer la recherche dans ce domaine.

IV. INTEGRATION DES ENERGIES RENOUVELABLES DANS LE SYSTEME ELECTRIQUE

Présentation

1. Production EnR : perspectives et particularités

Par production de sources renouvelables variables on entend éolien et photovoltaïque.

Au milieu de l'année 2013, on compte en France 11,5 GW (7,6 GW pour l'éolien et 3,8 GW pour le PV). Ce parc se décompose pour l'éolien en plus de 800 fermes supérieures à 1 MW. En ce qui concerne le photovoltaïque on compte plus de 250 installations supérieures à 1 MW et plus de 280 000 « petites » installations (< 1MW). La plupart de ces installations (et puissances) sont donc raccordées au réseau de distribution d'électricité. En Europe, ces capacités s'élèvent à plus de 180 GW à la fin 2012. Grâce à sa répartition géographique, les variations de production de ces installations sont en partie lissées au niveau national tant pour la production éolienne que photovoltaïque.

Ces deux filières sont à distinguer à la fois des filières de production conventionnelles et d'autres filières renouvelables :

- Leur production est variable et ne dépend que de la météorologie.
- Leur raccordement est différent (DFIG, interfaces électrotechniques avec le réseau) avec des avantages et des inconvénients pour la stabilité du réseau (plus de machine ni de « masse tournante »).
- Leur raccordement de ces installations est majoritairement sur le réseau de distribution (pour partie non observable et non commandable). Les réseaux deviennent largement actifs d'où l'importance des échanges de données en temps réel avec les producteurs et les GRD.

2. Gestion de l'équilibre offre-demande en présence (productions variables)

RTE est en charge d'assurer un équilibre à tout instant entre la demande soutirée et la production injectée dans le réseau pour le compte des utilisateurs du système de transport d'électricité. Pour ce faire, RTE gère les écarts dus à la perte de groupes de production, aux erreurs de prévision de consommation d'une part, et les variations de production de sources renouvelables variables d'autre part. Cette production fait donc l'objet de prévisions indispensables pour assurer cet équilibre à court terme.

Les impacts des énergies renouvelables sur le dimensionnement des réserves

La qualité des prévisions de production dimensionne les réserves pour les réglages fréquence-puissance. En d'autres termes, le dimensionnement des réserves dépend des prévisions à un ou deux jours et de l'utilisation des mesures en temps réel pour le très court terme.

A l'échelle de quelques heures, le facteur de charge de ces productions EnR peut varier de manière conséquente. Ces variations sont en partie anticipées par les prévisions mais elles ne sont pas toujours justes. Les erreurs de prévisions dimensionnent donc les réserves tertiaires.
A un horizon très court (15-30 mn), le facteur de charge au niveau national (pour l'éolien et le photovoltaïque) varie également un peu, même si bien moins qu'à l'échelle d'une installation. Cette variation, couplée à l'erreur de prévision, est absorbée par les réserves rapides (15-30 min). En raison d'une relativement faible variation (due principalement aux foisonnements), il y a peu d'impact attendu sur le dimensionnement des réserves dans les prochaines années.

3. Gestion du système électrique en présence d'EnR

La production de sources renouvelables et variables pose également un défi en termes de gestion des transits sur le réseau.

Si une contrainte apparaît dans un poste source (N-1), les injections des fermes éoliennes peuvent induire des transits supérieurs aux limites (surcharges). Les prévisions éoliennes sont suivies (par des alarmes configurées) pour anticiper d'éventuelles surcharges.

Les prévisions permettent également d'optimiser le planning de maintenance préventive du réseau.

La production de sources renouvelables et variables a un impact sur les échanges transfrontaliers comme cela a été constaté sur les échanges France –Allemagne en fonction des productions allemandes d'éolien et de photovoltaïque. Ce constat implique également que soient partagées des prévisions (des énergies renouvelables) de qualité à l'échelle européenne.

Des études prévisionnelles (horizon 10 à 20 ans) prennent en compte le réseau et l'évolution potentielle du ou des mix(s) énergétique(s). Il est prévu à moyen terme d'avoir un flux électrique plus ample et plus volatil suivant le développement des moyens de production éolienne et photovoltaïque en France et dans les pays voisins.

4. Prévisions des productions EnR

- Eolien

Les caractéristiques générales des installations éoliennes sont connues. RTE dispose également des prévisions de vent à 100 m (grille ARPEGE) fournies par Météo France. Il existe toutefois quelques limites dues à l'effet d'échelle et au manque de mesures (sur les prévisions de vent au niveau des installations des parcs, ainsi que sur l'état de ces derniers).

- Photovoltaïque

Il est plus difficile de prévoir la production photovoltaïque en raison des caractéristiques des installations majoritairement en basse tension. Les données météorologiques sont également en cours de développement pour l'échelle considérée (nébulosité et taux d'ensoleillement). Ces prévisions sont réalisées à partir rayonnement max et d'une nébulosité estimée. Pour l'équilibre offre-demande, l'ensemble des puissances sont considérées mais ne sont représentées – pour anticiper les conséquences de cette production sur l'exploitation du réseau - que celles qui potentiellement pourraient avoir un impact sur la sûreté du système.

A partir des descriptions des installations PV et des postes électriques, les installations sont regroupées en des petites installations virtuelles permettant la représentation de la production PV.

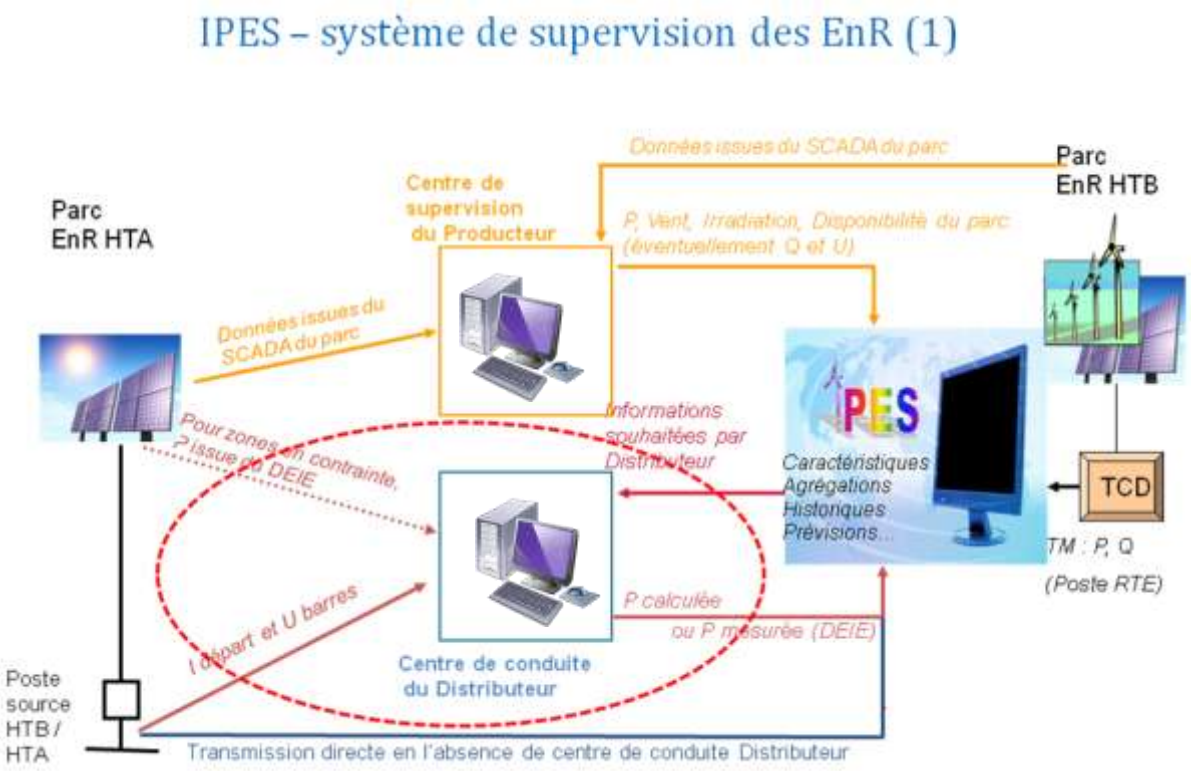
Les recherches sont continues pour améliorer les prévisions :

- Dans le domaine de la modélisation à travers la prise en compte des décrochages et du foisonnement régional pour l'éolien. Pour le photovoltaïque, il s'agit d'intégrer des nouvelles données de rayonnement.

- Dans le domaine de la méthode à travers la combinaison des méthodes statistiques, de mélange de prédicteurs voire de développer des approches mixtes (physiques et statistiques), que ce soit pour l'éolien ou le photovoltaïque.

- Pour les horizons de temps, les prévisions de production éolienne et photovoltaïque sur le très court terme doivent être améliorées avec l'utilisation d'un nombre plus conséquent de mesures en temps réel. Pour l'éolien en particulier les prévisions à une semaine doivent être également améliorées.

5. Supervision des productions



Ces données en sortie d'IPES servent également à nourrir l'application Eco²mix qui permet de publier en temps réel des données relatives à la consommation, la production (par filière), aux échanges commerciaux aux frontières et aux émissions de CO^2 contenu dans l'électricité produite.

L'actuel système d'intégration des énergies renouvelables variables permet d'accueillir plus de production de sources renouvelables dans le système électrique sous réserve de 4 grands chantiers que sont :

- Les nouveaux modes de production : la fourniture de services système par les installations de sources renouvelables et variables mais également par de nouveaux moyens de production.

- La flexibilité de la demande : développer les possibilités de gestion de la demande (ajustement diffus, déplacement de la consommation…)

- Le développement des infrastructures de réseaux : comme les interconnexions européennes.

- Le *désign* de marché adapté : des règles du marché de l'électricité adaptées.

Cette intégration devrait être facilitée par l'entrée en vigueur des codes de réseau (RfG, DCC, LFC-R, *balancing*…) et par une évolution des obligations imposées aux producteurs à travers notamment la fourniture de données de prévision et la fourniture de services système...

Questions et remarques

EDF demande quels sont les redimensionnements des réserves envisagés pour l'accueil des EnR ?

Considérant l'hypothèse de 20-25 GW d'éolien et 5-8 GW de photovoltaïque, on constate que ces énergies n'ont que peu d'impact sur le dimensionnement des réserves. Cet impact limité sur les réserves s'explique par la faible variation du facteur de charge national (pour l'éolien et le photovoltaïque) sur le très-court terme (15mn) et par les erreurs de prévisions de cette production. Les impacts de ces variations sur la fréquence seraient compensés par les réserves rapides (15-30 minutes)

Les règles liées à la gestion de la fréquence et de la tension ont été élaborées au sein de l'Union pour la coordination du transport de l'électricité (UCTE). Elles ont été établies afin d'être en mesure de faire face à une situation critique majeure définie par la perte instantanée de 3 000 MW (deux centrales nucléaires). Ces règles concernent à la fois les réserves de puissances mobilisables et les mécanismes de son activation.

POWEO demande comment RTE compte assurer l'équilibre offre demande avec l'accroissement de ces énergies de sources renouvelables et variables. RTE envisage t il le développement des moyens de stockage ?

Au regard des avancées en matière de recherche et développement sur le stockage, RTE considère que ces technologies ne seront commercialisables qu'à long terme. RTE assurera l'équilibre offre demande grâce au développement de réseau qui permettra de mutualiser ces énergies pour répondre à la consommation aux échelles régionale, nationale et européenne.

POWEO souhaite ajouter qu'il est demandé aux producteurs de sources conventionnelles de faire preuve de plus en plus de flexibilité, or, les EnR ont participé à faire des CCG un moyen de pointe remettant en cause leur rentabilité alors même que nous en avons besoin pour répondre à la variabilité de cette production de sources renouvelables et variables.

RTE considère qu'il existe un certain nombre de défaillances induites par le *design* de marché. En témoignent la nécessité de réaliser un mécanisme de capacité ou les défaillances induites notamment par l'insertion des énergies renouvelables dans le marché.

EDF se demande si RTE envisage de réaliser des prévisions à l'échelle d'un parc, d'un département ou d'une région ?

RTE considère que la réalisation des prévisions à l'échelle locale n'a que peu de sens puisque l'équilibre offre demande est réalisé à l'échelle nationale. Les données à l'échelle locale à notre disposition permettent par exemple l'optimisation du planning de maintenance des ouvrages de RTE. Pour le photovoltaïque des prévisions de production regroupant plusieurs installations sont réalisées pour assurer la sûreté du système.

FNE souhaite avoir plus d'information sur les données pouvant être transmises par les producteurs à RTE pour améliorer le système IPES.

Les producteurs disposent de données telles que les mesures de vent à 50 mètres ou encore leurs prévisions de production. Par ailleurs, les producteurs ne donnent aucune information

relative à la maintenance de leur installation, IPES produit ces prévisions en fonction du parc installé et non du parc en service.

FNE s'interroge sur l'opportunité d'obliger les producteurs à envoyer à RTE toutes les données à leur disposition.

RTE précise que le système IPES pourrait être amélioré par des données provenant des producteurs. Toutefois, il paraît difficile de traiter des données nombreuses et précises sur quelques milliers d'installations.

EDF précise qu'il ne dispose pas de ces données dans le cadre de sa mission d'acheteur obligé de cette production.

IV. POINT SUR LES IMPACTS DU PROJET DE GRID CODE EUROPEEN SUR LES ENR PRODUCTEURS

Présentation

1. Le cadre réglementaire

Le règlement 714/2009 prévoit l'élaboration par l'ENTSO-E des codes réseaux et la validation par la Commission européenne.

Les objectifs de ces codes sont :

- Promouvoir les énergies renouvelables en passant par la clarification des règles de raccordement, l'harmonisation au profit des constructeurs en assurant par les marchés la réduction des risques.

- Assurer la sécurité d'approvisionnement par l'approche coordonnée pour l'exploitation des systèmes, l'optimisation et l'amélioration de l'efficacité afin de rendre les marchés plus flexibles.

- Accroître la concurrence par la construction d'un marché européen unique (à toutes les échelles de temps), la promotion des échanges transfrontaliers, l'amélioration de la fluidité et la clarification des rôles et des responsabilités.

Les codes couvrent différents domaines :

- Le raccordement définit les capacités attendues des installations.

- L'exploitation définit l'utilisation qui sera faite des capacités pour les besoins du système électrique.

- Le marché utilise les capacités mises à la disposition et met en place des mécanismes cohérents avec le fonctionnement du système.

La nature des codes et leur applicabilité :

L'adoption de ces codes se fera sous la forme de règlements communautaires (primauté sur le droit national des Etats membres, applicables sans transposition en droit et opposables aux tiers).

2. Contexte

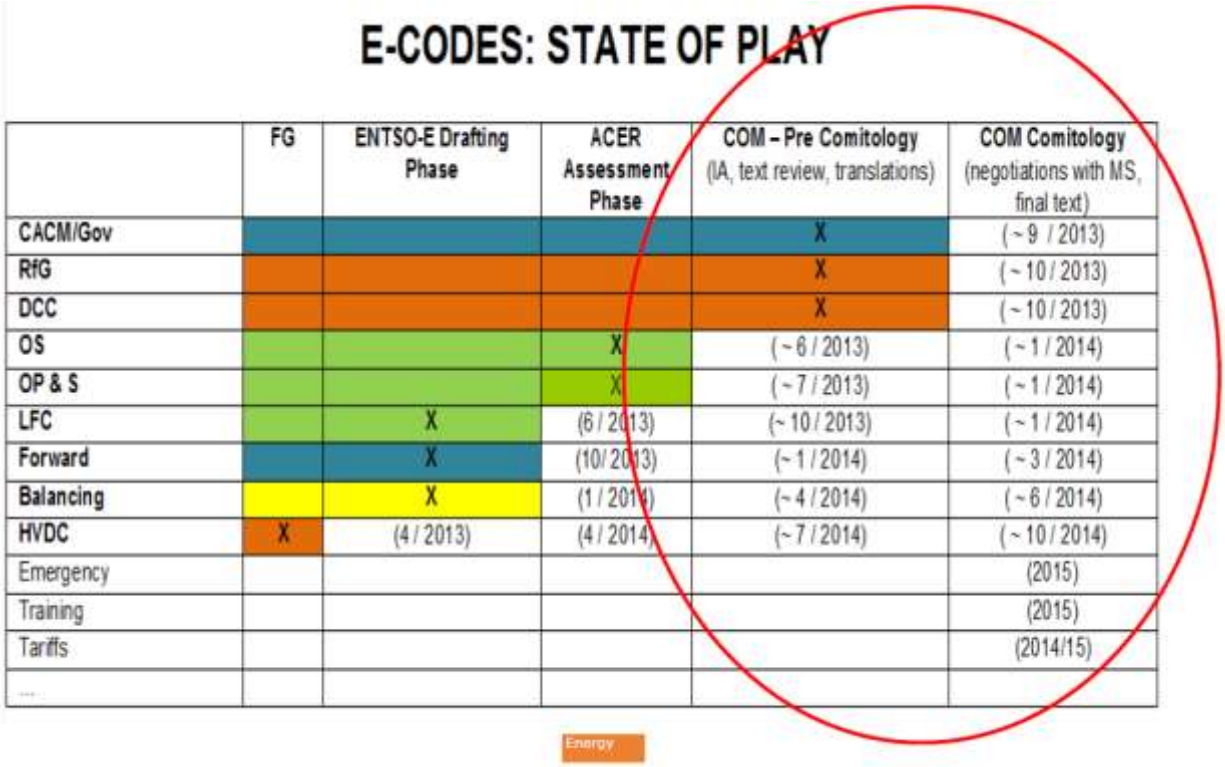
L'actuel système électrique est conçu pour fonctionner avec des installations de production synchrones de forte puissance, capables d'assurer l'équilibre offre/demande et de fournir un support au système électrique (réglage de tension, réglage de fréquence/puissance).

A l'avenir, la production sera constituée plutôt d'un nombre important d'installations décentralisées interfacées par de l'électronique de puissance. Elle sera par nature plus difficilement prévisible, plus variable et moins modulable (accroissement de la production de sources renouvelables).

En conséquence, des changements d'ampleur sans précédent sont nécessaires sur le système électrique pour permettre la réalisation des objectifs énergétiques et assurer l'intégration des énergies renouvelables. ENTSO-E a identifié plusieurs moyens pour y arriver :

- Développer un réseau de transport plus robuste et un marché permettant d'utiliser la flexibilité de manière plus efficace ;
- Augmenter la flexibilité des consommateurs et des producteurs ;
- Concevoir un système de contrôle plus intelligent pour faciliter l'optimisation des infrastructures.

3. Planning d'élaboration des codes



E-CODES: STATE OF PLAY

	FG	ENTSO-E Drafting Phase	ACER Assessment Phase	COM – Pre Comitology (IA, text review, translations)	COM Comitology (negotiations with MS, final text)
CACM/Gov				X	(~9 / 2013)
RfG				X	(~10 / 2013)
DCC				X	(~10 / 2013)
OS			X	(~6 / 2013)	(~1 / 2014)
OP & S			X	(~7 / 2013)	(~1 / 2014)
LFC		X	(6 / 2013)	(~10 / 2013)	(~1 / 2014)
Forward		X	(10/ 2013)	(~1 / 2014)	(~3 / 2014)
Balancing		X	(1 / 2014)	(~4 / 2014)	(~6 / 2014)
HVDC	X	(4 / 2013)	(4 / 2014)	(~7 / 2014)	(~10 / 2014)
Emergency					(2015)
Training					(2015)
Tariffs					(2014/15)
...					

Energy

4. Impacts des codes sur les EnR

Le code raccordement des producteurs (*Network Code Requirements for grid connection applicable to all Generators – RfG*) – document remis à la commission européenne- comprend des exigences en fonction des niveaux de tension de raccordement et des puissances de production des installations. Certaines de ces exigences dépendent de la technologie des machines (machines synchrones, parc de production solaire et éolien, installations offshore éolien ou thermique).

Ces exigences concernent le comportement en fréquence et en tension, la robustesse, la reconstitution du réseau et la gestion du système.

- Le comportement en fréquence

Projet de l'ENTSOE envoyé à la commission	Arrêté 2008
Pour les installations supérieures ou égales à 800 W raccordées sur le RPT ou RPD. Plage de fréquence entre 47,5 et 51,5 Hz 47,5 Hz – 48,5 Hz : fixé par chaque GRT[1], mais pas inférieur à 30 min. 48,5 Hz – 49 Hz : fixé par chaque GRT mais pas inférieur à la valeur retenue pour la plage 47,5 Hz – 48,5 Hz 49 Hz – 51 Hz : illimitée 51 Hz – 51,5 Hz : 30 min	Pour les installations raccordées sur le RPT : Plage de fréquence : entre 47 et 52 Hz 47Hz -47,5 Hz : 20 s 47,5 Hz -49 Hz : 3 min 49 Hz – 49,5 Hz : 5 h 50,5 Hz -51 Hz : 60 min 51 Hz – 51,5 Hz :15 min 51,5 Hz -52 Hz : 20 s

[1] Gestionnaire de réseau de transport d'électricité

Exigences comprises dans le projet ENTSOE et non requises à ce jour en France:

- *Exigence pour les installations supérieures ou égales 800 W raccordées sur le RPD et RPT*

Il n'y pas déconnexion liée à la vitesse de variation de fréquence, jusqu'à une valeur à définir par chaque GRT.

- Pour les installations n'ayant pas d'inertie de manière constructive, le GRT peut demander une performance équivalente à l'installation, par une augmentation de la puissance active liée à la variation de la fréquence. Cette exigence n'est pas systématique et dépend de la demande du GRT.

La contribution au réglage de la fréquence (avec prise en compte par le GRT de la spécificité des EnR) est requise par le code. La plage de puissance à libérer est comprise entre 2 et 10 % de Pmax et est fixée par le GRT, à la hausse et à la baisse. Le temps de libération est compris entre 6 et 30 secondes et la tenue peut aller de 15 à 30 minutes. Dans les deux cas, les exigences sont fixées par le GRT. Ces exigences sont cohérentes avec les exigences françaises actuelles, cependant elles sont élargies aux EnR.

L'installation doit pouvoir faire du réglage secondaire selon les spécifications demandées par le GRT.

- Les exigences pour les actions à distance et les reconnexions

Cette exigence ne s'applique que pour les installations de 800 W et 50 MW. Les installations doivent pouvoir être commandables à distance (avec un degré qui dépend de leur type), car les petites installations, de part leur nombre, jouent un rôle important dans l'équilibre du réseau.

Pour éviter la reconnexion massive d'installations après incident, les petites installations doivent tester différents paramètres du réseau avant de se connecter.

Pour les mêmes raisons, les variations de puissance lors de cette phase de reprise sont limitées.

- Le comportement en tension

Projet ENTSOE	Arrêté 2008
Pour les installations supérieures ou égales à 50 MW et quel que soit le niveau de tension. **Capacité en réactif** **Définition d'une enveloppe pour le diagramme U, Q** pour un fonctionnement à Pmax. (la plage maximum ne peut excéder 0,75 du Pmax pour l'Europe continentale) **Définition d'une enveloppe pour le diagramme P, Q** **Régulation** : contribution à la régulation de	*Pour les installations raccordées au RPT:* **Capacité en réactif** A Pmax, variation de [-0,35 Pmax; 0,32 Pmax] Quel que soit P, variation de [0,28 Pmax; 0,3 Pmax] (soit une plage maximum de 0,67 du Pmax) **Régulation** Régulation de la tension pour asservir le réactif à la tension du réseau

la tension possible selon 3 modes : contrôle de la tension, du réactif ou du facteur de puissance.	**En HTB2 et HTB3:** Régulation complémentaire pour atteindre la consigne de tension fournie par RTE (réglage secondaire)

Exigences comprises dans le projet ENTSOE et non requises à ce jour en France:

- *Exigence pour les installations supérieures ou égales à 1 MW raccordées sur le RPD ou RPT* :,

En cas de défaut triphasé symétrique, l'installation doit pouvoir fournir du réactif supplémentaire au point de connexion. Cette capacité est activée sur critère de chute de tension avec des exigences en termes de temps de réponse et de niveau de contribution. Sur un défaut non symétrique, une contribution peut aussi être demandée par le GRT .

Cette exigence n'est pas systématique, elle reste à l'initiative du GRT.

- Le comportement sur creux de tension

Pour toutes les installations de plus d'1 MW, le code définit des gabarits de creux de tension dans lesquels chaque GRT va définir son propre profil de creux de tension. Le code prévoit un gabarit pour les sites raccordés en-dessous de 110 kV et un gabarit pour ceux raccordés au-dessus de 110 kV.

Les exigences du code sont plus contraignantes que les gabarits actuels en France pour les EnR, mais sont cohérentes avec les pratiques actuellement appliquées dans d'autres pays.

Afin de préserver l'équilibre P=C après le défaut, le GRT peut de plus définir un critère de rapidité pour le retour de la puissance active.

- Comportement en tension pour les installations EnR raccordées au-dessus de 110 kV.

Projet ENTSOE	Arrêté 2008
Plages exceptionnelles > 300kV Entre 1,0875 Un et 1,1 Un: *60 min* Entre 1,05 Un et 1,0875 Un: *à fixer par le GRT (> 60 min)* Entre 0,90 Un et 1,05 (0,118) Un: *illimité* Entre 0,85 Un et 0,9 Un:*60 min* < 300 kV Entre 1,118 Un et 1,15 Un: *à fixer par le GRT (> 20 min)* Entre 0,90 Un et 1,118 Un: *illimité* Entre 0,85 Un et 0,9 Un: *60 min*	**Plages exceptionnelles** Définition de plages hautes et basses de tension, pour chaque niveau U= 1,1 Un: 5 min U= 0,85 Un: 90 min Entre 0,8 Un et 0,85 Un: à fixer par RTE

Dans les codes d'exploitation

Les principes déclinés dans **le code de sécurité d'exploitation** *(Operationnal Security Code)* comprennent les **Echanges d'informations** entre producteurs et gestionnaires de réseau, **la surveillance et les tests** sur le bon comportement des utilisateurs raccordés au réseau et **la nécessité de disposer de l'observabilité sur la production pour permettre l'intégration des énergies renouvelables sans impact sur la sécurité d'exploitation.**

Echanges d'Informations entre producteurs et gestionnaires de réseau :

- Les producteurs doivent des informations à leur gestionnaire de réseau (GRT pour le RPT et GRD pour le RPD).
- Les GRD doivent transmettre au GRT des informations relatives à la production raccordée sur leur réseau.

Exemples : données prévisionnelles et mesures en temps réel sur :

- Les programmes de production ;
- La disponibilité des moyens ;
- Le niveau des réserves actives ;
- Les données nécessaires pour estimer les réserves réactives et les limitations de réactif en temps réel.

Tests et contrôles de conformité

Les GRT sont aussi autorisés à surveiller et à tester régulièrement le bon comportement des utilisateurs raccordés sur le RPT.

Les EnR doivent être intégrées sans impact sur la sécurité d'exploitation

Production décentralisée : les GRT ont accès à l'observabilité de la production, et ont la possibilité de demander des actions pour des raisons de sécurité du système (limitations de puissance, variations du point de consigne, déconnexion temporaire).

Les principes du code *Planning et Scheduling* imposent la prise en compte des EnR dans les analyses prévisionnelles de sécurité :

- Les GRT doivent réaliser des analyses prévisionnelles de sécurité ;
- Les GRT ont l'obligation d'acquérir et d'utiliser des prévisions de production des EnR afin de réaliser leurs analyses prévisionnelles de sécurité ;
- Les GRT ont également l'obligation de vérifier et de prendre en compte les imprécisions de leur prévision. En particulier, les GRT doivent mettre à jour leurs analyses prévisionnelles en cas de changement « significatif » de la prévision de production EnR.

Questions et remarques

POWEO souhaite savoir si le raccordement touche toutes les installations de production électrique.

RTE confirme qu'il s'agit bien d'un code de raccordement qui s'applique à toutes les installations de production électrique souhaitant se raccorder au réseau.

ERDF précise que les règles s'appliquant au raccordement des installations dépendent du niveau de tension de raccordement.

RTE rappelle que les comportements des installations face à des variations en fréquence et en tension sont soumis à des plages définies par le code mais que la durée pendant laquelle les installations doivent tenir ces variations est quant à elle définie par les gestionnaires de réseau, après concertation avec les acteurs et approbation par l'autorité compétente (a priori la DGEC).

UFE revient sur l'élargissement des plages prévues par le code de raccordement européen par rapport aux règles applicables actuellement en France et souhaite savoir si RTE prévoit une rétroactivité de ces règles sur les installations déjà raccordées.

Si RTE juge qu'une exigence du code de raccordement doit s'appliquer de manière rétroactive, cela fera l'objet d'une analyse coûts-bénéfices précise, suivie d'une consultation auprès des acteurs, et d'une validation auprès de la DGEC et de la CRE.

ERDF précise qu'il est nécessaire avant d'envisager toute réflexion sur la rétroactivité de certaines règles du code de raccordement de réaliser des études coûts-bénéfices.

RTE précise que dans certaines situations précises, la rétroactivité est nécessaire pour la sûreté du système électrique. Ça a été déjà réalisé en Allemagne, sur les seuils de déconnexion des panneaux photovoltaïques en basse tension, et cette problématique fait d'ailleurs l'objet d'une réflexion dans plusieurs pays de l'Union européenne.

ERDF juge ce débat inquiétant sans études techniques permettant d'en justifier la nécessité.

EDF s'interroge sur les filières qui pourraient éventuellement être concernées par cette rétroactivité et souligne la nécessité d'en évaluer au préalable tous les impacts, en termes notamment de modifications éventuelles nécessitées et de coûts.

RTE rappelle que le texte n'est encore qu'un projet entré dans le processus de comitologie et qu'il peut être encore amendé. Il est donc trop tôt pour envisager une rétroactivité des règles de raccordement applicables actuellement aux installations. Il existe donc une forte incertitude sur le texte qui sortira de cette comitologie.

V. Panorama des EnR

Présentation

Le panorama des EnR s'inscrit dans une démarche de transparence initiée par RTE au travers du bilan électrique, des bilans électriques régionaux et de l'aperçu mensuel, des cartes interactives et d'eco²mix.

Il existe actuellement de nombreuses publications sur les énergies renouvelables relatives au parc installé, ou aux productions annuelles en énergie. Toutefois ces publications intègrent peu de données relatives à l'équilibre offre-demande.

Cette initiative s'inscrit également dans un engagement pris par RTE en collaboration avec le SER – Syndicat des Energies Renouvelables – pour faciliter l'accueil des EnR sur le RPT.

L'objectif est de produire un document de référence relatif à l'insertion des ENR dans le système électrique.

Cette publication fera appel aux nouvelles données en cours de construction (courbes des puissances photovoltaïque en temps réel, courbes de charge en temps réel des productions par filière et de la consommation à la maille de la région administrative). Cette publication comprendra également des informations relatives à l'accueil et à l'intégration de ces énergies et des informations sur les déterminants économique et industriel.

Plan type du panorama des énergies renouvelables.

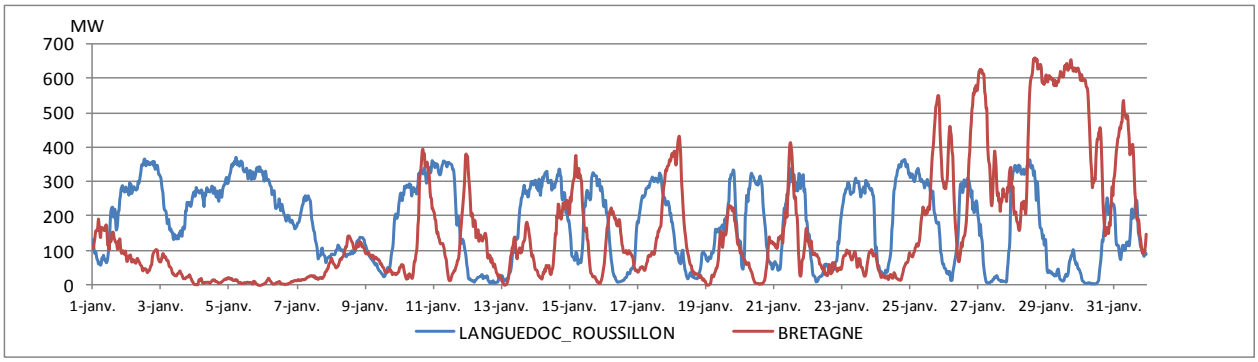
Actualités institutionnelles et relatives à l'exploitation.

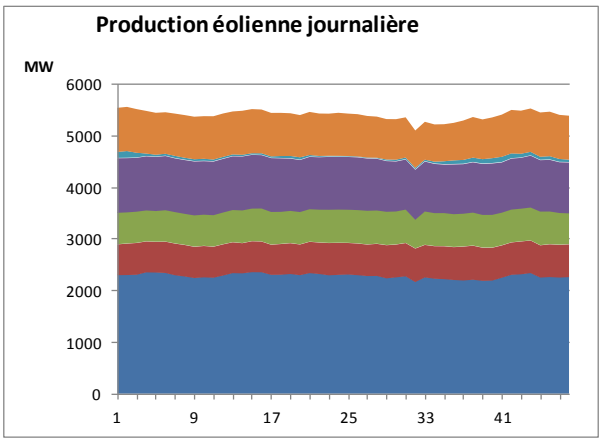
Un bilan ENR France et une fiche par filière (éolien, PV, hydraulique et ENR thermiques) :

- du parc installé, des files d'attentes et des ambitions SRCAE ;
- des énergies produites à l'échelle tant nationale que régionale ;
- des indicateurs nationaux et régionaux relatifs à la production des différentes filières ;
- des fiches thématiques (ex : modèles de prévisions éolienne et photovoltaïque, foisonnement éolien, …).

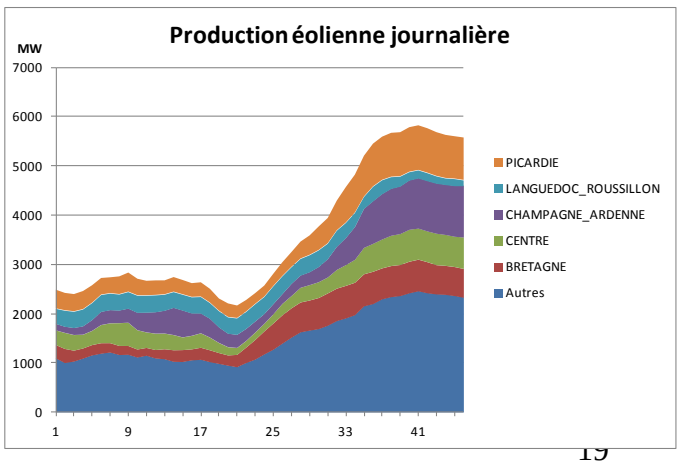
Une publication sera semestrielle du panorama et la première diffusion est prévue à l'automne 2013.

Exemple : caractérisation du foisonnement de la production éolienne





Questions



et remarques

FNE souhaite savoir quelles seront les données proposées à l'échelle régionale.

RTE précise qu'il existe une démarche visant à proposer les courbes de puissance injectée par filière à la maille de la région administrative à l'automne 2013 sur Eco²mix.

Le panorama des énergies renouvelables s'appuiera notamment sur cette démarche pour proposer des données en puissance et en énergie à l'échelle de la région administrative. A cela s'ajoutent les données relatives à la capacité installée et au facteur de charge par région. A terme, la possibilité de disposer également des données de consommation à la maille régionale permettra de réaliser des taux de couverture de la consommation par filière.

RTE est toutefois soumis à l'obligation de respecter la règle du secret statistique et sera contraint de limiter la publication de données sur certaines régions.

FNE se demande si le panorama comparera l'intégration des énergies renouvelables en France par rapport à d'autres pays européens tels que l'Allemagne.

RTE mettra les données à sa disposition sur les énergies renouvelables et le réseau électrique afin de faire preuve de pédagogie sur les différents aspects liés à l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau de transport d'électricité.

La CRE souhaite s'associer aux discussions liées à la construction des indicateurs de variabilité et de foisonnement de la production de sources renouvelables.

RTE est ouvert à l'intégration d'autres acteurs dans la réalisation de ce panorama et fait appel à toute candidature en ce sens.

Prochaines réunions de la commission perspectives du Réseau :

- Le jeudi 3 octobre 9h30 à 12h30 ;
- Le jeudi 12 décembre 14h à 17h.