

## Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 juillet 2015 portant examen du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité de RTE soumis en 2015

Participaient à la séance : Catherine EDWIGE, Yann PADOVA, Jean-Pierre SOTURA, commissaires

### 1. Cadre réglementaire

#### 1.1. Cadre européen

Le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 a institué une démarche coordonnée de planification des réseaux. Le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de l'électricité (ci-après, ENTSO-E) doit ainsi élaborer tous les deux ans un plan décennal de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union. L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) doit émettre un avis sur ce plan et suivre sa mise en œuvre ainsi que sa cohérence avec les différents plans nationaux.

ENTSO-E a soumis son plan décennal de développement du réseau européen (*Ten-Year Network Development Plan*, ci-après TYNDP) à l'ACER le 31 octobre 2014.

#### 1.2. Cadre national

L'article L. 321-6 du code de l'énergie, qui transpose la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, rend obligatoire l'élaboration, chaque année, d'un schéma décennal de développement du réseau par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE). Cet article encadre les modalités d'élaboration, définit son périmètre et précise les modalités de son contrôle.

En application de l'article L. 321-6 du code de l'énergie, le schéma décennal de développement du réseau doit être « *établi sur l'offre et la demande existantes ainsi que sur les hypothèses raisonnables à moyen terme de l'évolution de la production, de la consommation et des échanges d'électricité sur les réseaux transfrontaliers* ». Pour ce faire, « *le schéma prend notamment en compte le bilan prévisionnel pluriannuel et la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par l'Etat, ainsi que les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables mentionnés à l'article L. 321-7* ». L'article L. 321-6 du code de l'énergie précise par ailleurs que le schéma décennal doit mentionner « *les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans* » ; et répertorier « *les investissements déjà décidés ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans, en fournissant un calendrier de tous les projets d'investissements* ».

Enfin, l'article L. 321-6 du code de l'énergie précise que « *chaque année, le schéma décennal est soumis à l'examen de la Commission de régulation de l'énergie* » (CRE). Conformément aux dispositions de cet article, la CRE doit vérifier si « *le schéma décennal couvre tous les besoins en matière d'investissements et s'il est cohérent avec le plan européen non contraignant élaboré par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport* ». Dans ce cadre, « *la Commission de régulation de l'énergie consulte, selon des modalités qu'elle détermine, les utilisateurs du réseau public ; elle rend publique la synthèse de cette consultation* ».

Le 4 février 2015, RTE a soumis à l'examen de la CRE un schéma décennal de développement du réseau pour la période 2015 à 2024. La CRE a mené une consultation publique du 30 avril au 21 mai 2015. Par la présente délibération, la CRE rend publique la synthèse de cette consultation et son analyse du schéma décennal de développement du réseau.

## **2. Le schéma décennal de RTE**

### **2.1. Le périmètre**

En application des dispositions de l'article L. 321-6, le schéma décennal s'organise en deux grandes parties, un plan à dix ans et un plan à trois ans.

S'agissant du plan à dix ans, les principales infrastructures de transport concernées sont les ouvrages du réseau 400 kV, l'ensemble des liaisons d'interconnexion avec les pays voisins ainsi que les ouvrages du réseau 225 kV dont la mise en service est de nature à modifier structurellement l'alimentation d'une zone de consommation.

Le volet à trois ans des investissements de réseau recense pour les trois prochaines années les investissements de RTE quel que soit le niveau de tension. La liste est exhaustive pour les projets relatifs à l'intégration des marchés et à la qualité de l'électricité. S'agissant des projets relatifs aux enjeux de sécurité d'alimentation et de sûreté du système, seuls les plus conséquents sont détaillés compte tenu du nombre important de projets concernés.

### **2.2. Les principales évolutions du volet à 10 ans du schéma décennal**

RTE souligne dans le schéma décennal que « le principal enjeu du réseau de transport est d'accompagner la profonde mutation énergétique en cours ». Celle-ci soulève quatre défis selon RTE :

- le développement des capacités d'échange aux frontières ;
- le renforcement du réseau 400 kV pour assurer les secours entre territoires ;
- l'accueil de la production, et principalement des renouvelables ;
- la sécurisation de l'alimentation électrique en période de pointe. Bien que les perspectives de croissance de la demande présentées dans les scénarios de long terme soient globalement stables ou décroissantes pour trois scénarios sur quatre, RTE identifie un certain nombre de territoires nécessitant des projets de sécurisation du fait de la croissance locale de la demande et de zones fragiles en termes d'équilibre production / consommation ou de structure de réseau.

#### **2.2.1. Le développement des capacités d'échange aux frontières**

Selon les scénarios retenus à 2030, RTE identifie des capacités d'interconnexions à l'export qui varient entre 20 et 29 GW (respectivement à l'import de 16 à 24 GW). Les capacités actuelles sont de 14 GW à l'export et 11 GW à l'import. Pour chaque scénario retenu, RTE détaille le nombre de projets retenus sur chaque frontière.

Le scénario croissance faible suppose la réalisation d'un projet d'interconnexion avec la Belgique, de deux projets d'interconnexion avec l'Allemagne, de deux projets de renforcement avec la Suisse, du projet en cours de réalisation avec l'Italie, et du projet de renforcement avec l'Espagne via le golfe de Gascogne. Les scénarios consommation forte et diversification prévoient en sus un projet de renforcement avec les îles britanniques. Enfin, le scénario nouveau mix prévoit la réalisation d'un projet supplémentaire avec les îles britanniques et d'un projet supplémentaire avec la Belgique.

Le nouveau schéma décennal de RTE précise l'horizon de mise en service pour un certain nombre de projets d'interconnexion.

En 2015, a été achevé le projet d'interconnexion avec l'Espagne Baixas-Santa Llogaia. Par ailleurs, le projet d'interconnexion avec l'Irlande, dont la mise en service était initialement projetée après 2023, est désormais envisagé pour l'année 2025. La mise en service du projet Eleclink est décalée d'un an avec une date de mise en service prévue pour 2017. Les dates des deux autres projets avec les îles britanniques (IFA 2 et FAB) ne sont en revanche pas modifiées. La date de mise en service du projet d'interconnexion avec la Belgique a été précisée avec une mise en service escomptée entre 2021 et 2023. Dans l'édition 2013 du SDDR, RTE avait identifié deux projets alternatifs ou complémentaires de renforcement avec la Suisse : un premier projet de renforcement situé au nord du Lac Léman et un deuxième au sud du lac Léman. Selon RTE, ce premier projet de renforcement pourrait être mis en service d'ici 2020. En revanche, le deuxième projet au sud du lac Léman est sorti du plan à dix ans avec une date de mise en service envisagée d'ici 2025<sup>1</sup>. Enfin, les dates de mise en service escomptées des projets de renforcement des liaisons avec l'Allemagne ont été précisées. Un premier projet de renforcement entre Muhlbach et Eichstetten est programmé pour une mise en service avant 2024. La date de mise en service du second projet visant à remplacer les câbles conducteurs entre Vigny et Uchtelfangen est reportée au-delà de 2024.

## 2.2.2. Les projets de secours entre les territoires

Cette catégorie de projets vise à accompagner les évolutions de flux sur le réseau en lien avec les évolutions du parc de production en France et l'augmentation des échanges internationaux.

Afin d'anticiper les évolutions possibles des transits sur son réseau, RTE procède à des simulations des flux en se basant sur les scénarios d'offre et de demande à 2030 définis dans le Bilan Prévisionnel. Ces simulations permettent d'identifier les contraintes sur le réseau à cet horizon. Les résultats de ces simulations sont résumés dans l'annexe 2<sup>2</sup> du schéma décennal tandis que la méthode de planification est décrite dans l'annexe V.

Toutes les contraintes identifiées par le biais de ces simulations se concentrent dans quatre zones. Il s'agit de la zone Massif Central, la façade Est, la façade Atlantique et la région Normandie-Sud Parisien. Pour chacun des scénarios retenus, ces simulations mettent en évidence la nécessité de réaliser l'ensemble des grands projets inclus dans le schéma décennal. Ils constituent donc le socle minimum de grands projets à réaliser dans les dix prochaines années pour assurer l'approvisionnement en électricité du territoire français. En outre, dans le cadre du scénario nouveau mix, des renforcements complémentaires pourraient être nécessaires.

Sur la façade est, RTE confirme le besoin de restructuration du réseau alsacien pour tenir compte de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim. Des premières mesures prévues pour 2016 permettront d'améliorer la gestion des flux et de la tenue de tension. Le deuxième lot de mesures concernant le doublement de l'axe de Muhlbach-Scheer n'apparaît toutefois plus nécessaire selon RTE. Les projets Charleville-Reims, ainsi que le projet de renforcement de l'axe entre Reims et Troyes complètent la sécurisation de la région Nord Est tout en permettant d'évacuer les surplus locaux de production.

Des renforcements complémentaires pourraient s'avérer nécessaires au-delà de 2025 selon RTE en cas de développement particulièrement dynamique des énergies renouvelables dans le nord de l'Europe et de la France combiné à un essor des stations de pompage dans les Alpes.

Dans la région Normandie-Sud Parisien, deux projets principaux permettent selon RTE de sécuriser la région pour les dix prochaines années. La construction d'une nouvelle ligne 400 kV entre les postes de Cergy et Persan et le renforcement de l'axe 400 kV Le Havre - Rougementier sont jugés nécessaires afin de faciliter l'alimentation de l'île de France depuis le nord du pays. A plus long terme, et selon les

---

<sup>1</sup> La transformation de la ligne double circuit 225 kV au sud du lac Léman en ligne simple circuit 400 kV se révèle difficile à mettre en œuvre selon RTE.

<sup>2</sup> Seules sont présentées dans cette annexe les résultats des études macroscopiques. Ces zones font ensuite l'objet d'une analyse plus fine de la part de RTE pour identifier les hypothèses à l'origine des contraintes et les solutions envisageables.

perspectives de poursuite du développement des renouvelables et de réduction de la production nucléaire dans la vallée de la Loire, ces projets pourraient ne plus être suffisants selon RTE pour assurer l'équilibre entre les régions littorales et la région de Paris et des renforcements complémentaires devront être envisagés.

S'agissant du Massif central, RTE propose de doubler l'axe 400 kV existant entre Gaudière et Rueyres d'ici 10 ans. Cette solution de renforcement, considérée comme robuste par RTE aux différents scénarios de transition énergétique, doit permettre d'intégrer le développement de l'éolien dans le Massif Central, de faire face à l'augmentation escomptée des échanges avec l'Espagne et de sécuriser l'alimentation du Languedoc et du Roussillon. RTE souligne que d'autres renforcements pourraient être nécessaires si le Centre et les pays de la Loire voyaient leur production fortement diminuer et si, dans le même temps, des capacités de stockage hydraulique se développaient au cœur du Massif Central.

Sur la façade atlantique, les perspectives d'alimentation de la zone sont très ouvertes selon RTE à l'horizon 2030. Elles peuvent ainsi être « comparables à la situation actuelle, avec une production importante le long de la Loire », ou au contraire dépendre de la production éolienne de la Manche et du Val de Loire et de la production photovoltaïque du Sud-Ouest. RTE estime que les limites de capacité du réseau dans cette zone ne permettront pas de faire transiter des flux sud nord associés à un différentiel entre la production et la consommation de plus de 6 GW. Au-delà de ce seuil de 6 GW, des renforcements devront être envisagés. RTE indique toutefois qu'en l'absence de précision sur les orientations de politique énergétique, il serait prématuré d'envisager de nouvelles options de renforcement à ce stade.

RTE identifie par ailleurs trois autres grands projets nécessaires à l'horizon de dix ans. Ainsi, le projet de reconstruction en double circuit de la ligne entre Lille et Arras permettra de faire face à l'augmentation des échanges internationaux, en lien notamment avec le développement des renouvelables en Allemagne et dans le nord de la France. Le renforcement de l'axe Lyon-Montélimar vise à assurer la continuité de l'alimentation électrique en situation de secours. Le projet Midi Provence quant à lui est destiné à renforcer le lien entre les deux régions, Provence Alpes Côte d'Azur et Languedoc Roussillon, pour sécuriser leur alimentation tout en tirant profit des complémentarités de leurs parcs électriques.

### **2.2.3. L'accueil de moyens de production d'électricité**

RTE souligne que les délais de réalisation des renforcements de réseaux étant plus longs que ceux requis pour la construction de capacité de production, il se doit d'anticiper l'accueil de la production. Il indique ainsi tenir compte des spécificités de chaque technologie pour en déduire les zones d'implantation les plus favorables et donc les renforcements nécessaires sur le réseau de transport, en s'appuyant notamment sur les demandes des producteurs et la loi Grenelle II. Le schéma décennal décrit donc, d'une part, les projets destinés à accueillir la production centralisée et, d'autre part, ceux nécessaires pour accompagner le développement des énergies renouvelables.

S'agissant de l'accueil de la production centralisée, deux projets concourent à créer de la capacité d'accueil : le projet de remplacement des lignes 225 kV dans la zone de Fos et le projet de renouvellement de l'axe entre le Havre et Rougemontier<sup>3</sup>. Ces projets, devant être mis en service respectivement en 2015 et 2018, avancent comme prévu.

L'accueil des énergies renouvelables (sauf lorsque les conditions de raccordement sont fixées par un appel d'offre spécifique, comme dans les cas de l'éolien en mer) est défini dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), qui traduisent les modalités de développement du réseau pour l'atteinte des ambitions définies dans les schémas régionaux climat air énergie (SRCAE). Les SRCAE, mis en place par la loi n°2010-788 du 12 juillet 2010, définissent par région les objectifs de développement des énergies renouvelables pour 2020. Depuis mi-2014, tous les SRCAE ont été publiés, identifiant un potentiel de 47 GW dont 29 GW pour l'éolien et 15 GW pour le photovoltaïque. RTE accompagne ces schémas en identifiant les développements et renforcements nécessaires sur le réseau de transport en lien avec les objectifs retenus par région. Les SR3EnR constituent un outil de planification du réseau, élaboré par RTE en concertation avec les différentes parties

---

<sup>3</sup> Ce projet, bien que rattaché à la finalité « Accueil de la production » répond également à d'autres finalités tel que les secours entre territoires.

prenantes, pour l'accueil des énergies renouvelables d'une région. L'intégration des SR3EnR dans le schéma décennal se poursuit. Les projets définis dans le cadre des SR3EnR concernent pour leur grande majorité les réseaux de répartition.

L'accueil des éoliennes en mer passe par la réalisation des raccordements des sites retenus dans le cadre des deux appels d'offre lancés par l'Etat en 2011 et 2013. Ces projets visent à raccorder près de 3 GW de fermes éoliennes marines, s'échelonnant entre 2020 et 2022. Le raccordement au réseau public de transport doit s'opérer via des liaisons sous-marines et souterraines à double circuits 225 kV dont la longueur varie entre 45 et 60 km selon les projets. Ces projets se déroulent conformément aux prévisions.

### **2.3. Le volet à trois ans**

Pour le plan à trois ans, RTE adopte une présentation par région des projets devant être mis en service dans les trois ans. Ce choix facilite la compréhension des enjeux du plan à trois ans. En effet, les projets de développement des réseaux de répartition sont prépondérants dans le plan à trois ans. Or pour ces derniers, RTE souligne le caractère local des hypothèses structurantes pour l'adaptation de ces réseaux, notamment la croissance de la consommation et le développement des renouvelables. La présentation par région du contenu du plan à trois ans et des perspectives de développement de chaque région permet donc de mettre en valeur les enjeux locaux susceptibles de déclencher des investissements.

## **3. Synthèse de la consultation publique**

La CRE a organisé du 30 avril au 21 mai 2015 une consultation publique sur le schéma décennal de développement des réseaux de RTE. Cinq acteurs ont répondu à cette consultation : deux producteurs-fournisseurs (dont EDF), la société pour l'Etude, la protection, et l'aménagement de la nature dans le sud-ouest (Fédération SEPANSO Landes), un gestionnaire de réseau de distribution (ERDF) et une compagnie industrielle (Rio Tinto). La CRE synthétise ici les principales remarques des acteurs. Les réponses des acteurs non confidentielles sont publiées sur le site internet de la CRE.

*Question 1 : La méthodologie utilisée par RTE et décrite dans l'annexe V du SDDR pour identifier les contraintes et sélectionner les projets est-elle suffisamment explicite ?*

Les acteurs ont globalement exprimé leur satisfaction au regard de la démarche de planification des investissements de RTE. ERDF demande une révision du périmètre du schéma décennal pour que certains besoins du réseau HTB1 puissent y figurer.

*Question 2 : Les modalités actuelles de consultation des acteurs par RTE sur les scénarios du bilan prévisionnel vous donnent-elles satisfaction ?*

La majorité des acteurs ont exprimé leur satisfaction sur les modalités de consultation mises en place par RTE.

*Question 3 : Considérez-vous que les scénarios élaborés par RTE à 2030 permettent d'encadrer de façon raisonnable le champ des possibles à cet horizon ?*

Un acteur souhaite l'étude d'un scénario additionnel 100 % renouvelable, tandis que la fédération SEPANSO souligne l'absence de prise en compte du stockage dans l'élaboration des scénarios.

*Question 4 : Les besoins de sécurisation de l'alimentation des territoires en France à dix ans vous semblent-ils correctement pris en compte ?*

EDF considère que les besoins de sécurisation de l'alimentation des territoires en France sont bien pris en compte.

*Question 5 : Les besoins d'investissements en vue d'assurer les secours entre territoires vous semblent-ils clairs au regard des fragilités identifiées et de leurs déterminants ? Leur prise en compte par RTE permet-elle de répondre aux besoins de développement du réseau ?*

EDF et un autre acteur souhaitent disposer d'une meilleure information sur les contraintes physiques et leurs coûts associés. Rio Tinto demande également que les coûts globaux d'investissement soient déclinés pour chacun des scénarios.

*Question 6 : Les perspectives de développement des réseaux destinés à accueillir la production permettent-elles selon vous de répondre aux besoins des acteurs ?*

EDF souhaite pouvoir disposer d'une description électrotechnique des réseaux de transport pour différents points de fonctionnement (ex. hiver/été – pointe/creux) et à différentes échéances. Il juge cette information nécessaire pour « anticiper au mieux les évolutions possibles du marché électrique européen et orienter en conséquence ses décisions d'exploitation ou d'investissements » en s'appuyant sur des études reposant sur des modèles fiables et représentatifs du système européen.

*Question 7 : Les perspectives de développement des interconnexions et les besoins auxquels ces développements répondent vous semblent-ils clairs et suffisamment étayés ?*

EDF souhaite disposer d'une description des évolutions des capacités commerciales différenciée par saison (notamment été, hiver) et par poste horaire (heures de pointe/creuses). Un autre acteur souligne par ailleurs la nécessité de développer des interconnexions du fait du développement important des renouvelables, et incite RTE à accélérer la réalisation de ses projets. Enfin, Rio Tinto requiert une meilleure justification des différents projets d'interconnexions envisagés.

*Question 8 : La cohérence des plans européen et français vous semble-t-elle satisfaisante ?*

Les acteurs ayant répondu se disent satisfaits quant au degré de cohérence entre les deux plans. EDF considère toutefois qu'il est nécessaire d'intégrer dans l'analyse de RTE un scénario européen issu du TYNDP.

*Question 9 : Avez-vous des remarques sur le plan à trois ans ? Les projets contenus dans ce plan vous paraissent-ils refléter correctement les besoins de réseaux à cet horizon ?*

EDF souhaite plus de transparence sur les éléments économiques sous-jacents aux choix des projets, et notamment sur les coûts des projets.

*Question 10 : Les fragilités identifiées à 10 ans pour les réseaux de répartition, leurs déterminants et les projets sélectionnés pour répondre à ces fragilités dans chaque région vous paraissent-ils suffisamment clairs ?*

Un acteur a exprimé sa satisfaction au regard de l'intégration des hypothèses retenues pour dimensionner le réseau à 10 ans. Il regrette toutefois que les fragilités identifiées par région administrative ne soient pas présentées plus clairement.

*Question 11 : Les modalités actuelles de consultation des acteurs par RTE sur le schéma décennal vous donnent-elles satisfaction ?*

EDF a exprimé sa satisfaction sur les modalités de consultation mises en œuvre par RTE et sur la démarche de RTE consistant à apporter systématiquement une réponse aux avis exprimés par les acteurs.

ERDF réitère sa demande d'une prise en compte des besoins HTB1 dans le SDDR.

## **4. Analyse de la CRE**

La CRE présente ici l'ensemble de son analyse en prenant notamment en compte les remarques des acteurs.

### **4.1. Prise en compte des recommandations de la CRE**

RTE a répondu aux demandes formulées par la CRE dans la délibération du 26 juin 2014 portant examen du schéma décennal 2013. Néanmoins, des compléments de réponse permettraient d'améliorer la compréhension par les acteurs des enjeux de développement de réseaux.

#### **4.1.1. L'actualisation des hypothèses**

Dans la délibération du 26 juin 2014 portant examen du schéma décennal 2013, la CRE avait demandé à RTE « d'exposer de façon systématique les principales conséquences des changements d'hypothèses sur la sélection des projets et l'évolution des contraintes pour les horizons de 3 et 10 ans. »

Comme rappelé lors de la consultation publique, RTE justifie bien les décalages de projet, comme c'est le cas par exemple pour le projet Midi Provence qui voit sa date de mise en service décalée de deux ans (à 2020) du fait des nouvelles prévisions de consommation et de production. Toutefois, l'ajout ou le retrait de nouveaux projets dans le plan à 10 ans et à trois ans devrait faire l'objet d'une justification plus systématique. A titre d'exemple, la disparition du projet Muhlbach Scheer du plan à dix ans aurait dû faire l'objet d'une explication plus détaillée. De même, l'ajout de nouveaux projets de sécurisation de l'alimentation électrique doit faire l'objet d'une justification systématique, en lien avec les perspectives d'offre et de demande au niveau régional à 10 ans.

#### **4.1.2. L'actualisation des études de réseaux et la transparence des résultats**

Conformément à la recommandation exprimée dans la délibération du 26 juin 2014, RTE a actualisé les résultats de ses études simplifiées de réseau en tenant compte des scénarios du Bilan Prévisionnel 2014.

La CRE avait demandé que RTE explicite les hypothèses structurantes qui à l'horizon de 10 ans pourraient se matérialiser et rendre nécessaires des développements supplémentaires de réseaux. Ces hypothèses sont décrites de manière qualitative pour chaque zone identifiée comme à enjeu. La CRE considère que RTE devrait poursuivre cet effort d'explicitation des contraintes résiduelles après prise en compte des projets du plan à dix ans.

S'agissant des réseaux de répartition, RTE a enrichi cette année le volet régional du plan à trois ans en présentant les hypothèses structurantes de production et de consommation retenues pour dimensionner le réseau à 10 ans pour chaque région administrative et les renforcements envisagés. Cet ajout, qui est issu des analyses à 10 ans réalisées par RTE pour les réseaux de répartition, permet de répondre à la demande de la CRE de disposer d'une visibilité sur les hypothèses structurantes à 10 ans susceptibles d'entraîner des renforcements de réseaux. Ces analyses à 10 ans sont avant tout axées sur les renforcements nécessaires à la jonction entre les réseaux de grand transport et les niveaux de tension inférieurs.

Afin de prendre en compte la demande d'ERDF d'intégrer les besoins d'investissements sur les réseaux HTB1 exprimée lors de la consultation publique, la CRE encourage RTE à développer des analyses sur les ouvrages HTB1 pertinents à inclure au sein du schéma décennal.

La CRE estime également nécessaire que RTE chiffre les dépenses d'investissement totales associées au traitement des contraintes dans chacun des scénarios. Cette analyse devra notamment expliciter pour chaque scénario les économies et/ou surcoûts de développement de réseau (à chaque niveau de tension), associés au développement des installations éoliennes et photovoltaïques sur les réseaux de distribution.

#### **4.1.3. La justification du niveau d'interconnexion**

Dans sa délibération du 26 juin 2014, la CRE avait souhaité que RTE explique mieux l'écart des besoins de capacités d'interconnexion entre les différents scénarios d'offre et de demande considérés à l'horizon 2030.

Comme rappelé dans la section 2.2.1, RTE décrit bien les différentes cibles d'interconnexions retenues pour chaque scénario, toutefois les sous-jacents économiques qui expliquent ces différences restent insuffisamment explicités. RTE précise en effet pour chaque frontière les valorisations issues du TYNDP pour le scénario « Vision 3 » et dresse également un portrait très global des sources d'énergie à l'origine des échanges sur chaque frontière. Toutefois, ces informations ne sont pas distinguées par scénario ni par période d'utilisation (base, semi base, pointe). Afin de mieux comprendre les fondamentaux expliquant les différentes cibles d'interconnexions d'un scénario à l'autre, il serait intéressant que RTE pointe pour chacun des scénarios et différentes périodes d'utilisation :

- les volumes échangés et les flux moyens à l'import et à l'export ;
- les sources d'énergie à l'origine des échanges ;
- les différentiels de coûts marginaux estimés.

#### **4.1.4. La clarification de la méthode de planification et d'identification des contraintes**

En réponse à la recommandation exprimée par la CRE, RTE a intégré une annexe au schéma décennal décrivant le processus de planification de ses investissements (cf annexe V du schéma décennal). La CRE considère que RTE a répondu en grande partie à sa demande et que l'articulation des différents horizons de temps pour la planification des investissements est plus claire. Néanmoins, les différences de méthodologies existantes pour le réseau 400 kV et les réseaux de répartition sont encore insuffisamment

explicitées. Il conviendrait en particulier que RTE distingue pour chacun de ces réseaux, les hypothèses pertinentes pour leur dimensionnement, le type de contraintes à résoudre, les règles de dimensionnement, et l'horizon temporel des études de réseau réalisées en lien avec les délais de réalisation des projets.

#### **4.2. L'accueil de la production du schéma décennal**

Pour la réalisation des projets d'accueil de production centralisée, RTE déclare notamment tenir compte du nombre de raccordements anticipés des centrales thermiques. Dans la mesure où ces hypothèses participent également au dimensionnement des réseaux gaziers, la CRE recommande à RTE de vérifier la cohérence entre les schémas décennaux de planification des réseaux de gaz et d'électricité, s'agissant des hypothèses retenues.

La CRE note par ailleurs que la mise à disposition des acteurs d'une description électrotechnique du réseau constitue un élément essentiel de transparence de la part de RTE. Les acteurs soulignent ainsi que cette description est une condition nécessaire pour l'analyse des contraintes sur le système, qui prend une importance toute particulière dans le cadre de la mise en place de la méthode de calcul des capacités aux frontières fondée sur les flux (« flow based »)<sup>4</sup>. La CRE se félicite de ce que RTE ait mis à disposition des acteurs sur son site internet, depuis mai 2014, une description des caractéristiques statiques de son réseau.<sup>5</sup> RTE a par ailleurs répondu dans le cadre de sa consultation publique sur le SDDR 2014 qu'une description électrotechnique du réseau pour l'horizon 2030 serait disponible au printemps 2015 auprès d'ENTSOE dans le cadre des travaux du TYNDP. RTE a informé la CRE d'un retard de publication due à la collecte des informations auprès de l'ensemble des membres d'ENTSOE. La CRE accueille positivement cet effort de transparence de la part d'ENTSOE et encourage RTE à faire ses meilleurs efforts pour faciliter la publication de ces informations dans les meilleurs délais.

#### **4.3. La gestion de l'incertitude**

Les ouvrages 400 kV requièrent un délai de réalisation relativement long ce qui implique de prendre des décisions d'investissements environ 10 ans avant la mise en service des projets sur la base de scénarios de prévisions de l'offre et de la demande à long terme. Des incertitudes fortes pèsent en conséquence sur ces scénarios qui rendent nécessaires la comparaison de visions contrastées d'évolution du parc de production et de la demande d'un scénario à l'autre. Ces scénarios contrastés permettent à RTE de vérifier la robustesse de ses investissements vis-à-vis d'évolutions différentes du système énergétique en France.

Actuellement, RTE considère que l'ensemble des projets du plan à 10 ans sont nécessaires quel que soit le scénario considéré. Néanmoins, il identifie que certains projets complémentaires seraient nécessaires si certaines hypothèses du scénario « nouveau mix » se matérialisaient. RTE sera donc amené à anticiper dans les prochaines années la réalisation ou non de certaines hypothèses pour décider de la pertinence de tel ou tel projet complémentaire. Il convient donc que RTE précise comment il prend en compte cette incertitude dans le processus de sélection des projets.

#### **4.4. Cohérence avec le TYNDP en termes d'investissement et de niveau d'information**

Comme rappelé en partie I, la CRE doit vérifier chaque année que le schéma décennal est cohérent avec le plan européen élaboré par ENTSOE. La dernière édition du plan européen de développement des réseaux a été transmise par ENTSOE à l'ACER en octobre 2014. Le schéma décennal 2014 doit donc être comparé à l'édition 2014 du plan européen.

Dans sa délibération du 26 juin 2014, la CRE avait demandé à RTE d'expliquer les différences susceptibles d'apparaître entre le schéma décennal de développement des réseaux et le TYNDP 2014. Dans sa réponse, RTE explique que les scénarios croissance faible et nouveau mix du SDDR correspondent pour la France aux scénarios qualifiés de « bottom up » au sein du TYNDP 2014 (vision 1 et 3). D'autre part, pour déterminer les capacités retenues pour les parcs étrangers dans le Bilan Prévisionnel 2014, RTE déclare s'appuyer sur les perspectives tracées dans les scénarios européens du TYNDP 2014, tout en se fondant

---

<sup>4</sup> Le Flow based permet un calcul de capacité aux frontières efficace en augmentant en priorité les capacités d'échanges sur les frontières présentant les différentiels de prix les plus importants.

<sup>5</sup> Ces informations sont disponibles via le lien suivant :

[http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/indispos\\_caracteristiques\\_statiques.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/indispos_caracteristiques_statiques.jsp)

sur les données les plus à jour. Les scénarios qualifiés de « top down » au sein du TYNDP, c'est-à-dire qui sont élaborés par déclinaison d'un cadre d'hypothèses européen (objectifs retenus au niveau européen, coopération renforcée entre pays dans l'atteinte de ces objectifs), ne sont toutefois pas repris au sein du SDDR.

Au regard de ces différences, RTE s'est engagé à expliciter les différences d'hypothèses entre les deux plans et les impacts résultants et à vérifier la cohérence entre les plans français et européens en étudiant systématiquement l'utilité de ses projets dans les deux plans. Ceci signifie que pour les scénarios comparables, soit les scénarios croissance faible et nouveau mix, les projets retenus au sein de chaque plan devraient être similaires. Pour les autres scénarios, en cas de différences importantes, les projets retenus devront être pointés comme spécifiques à un scénario.

Dans la mesure où la méthodologie d'élaboration des hypothèses du TYNDP est en cours d'amélioration, la CRE considère que l'analyse de cohérence entre les deux plans doit avant tout se concentrer sur la comparaison des projets entre les deux plans. La comparaison réalisée des listes de projet du plan à dix ans français avec le TYNDP pour les scénarios comparables a permis de s'assurer de la cohérence entre les deux plans. RTE devra toutefois veiller à justifier systématiquement toute différence notable d'hypothèses entre les scénarios du SDDR et du plan européen et leur impact éventuel sur la sélection des projets.

#### **4.5. Suivi des projets du volet à trois ans**

Par rapport aux prévisions établies dans l'édition 2013, 63 projets ont été retardés par rapport à un nombre total de 209 projets dans le plan à trois ans. 15% des retards sont dus à l'instruction administrative des projets, 60% des retards sont en lien direct avec le projet du client tandis que 25% des retards sont dus aux aléas de chantiers.

La CRE a analysé les causes de ces retards indiquées par RTE et considère que les justifications fournies par RTE sont satisfaisantes.

### **5. Demandes de la CRE pour le schéma décennal 2015**

La CRE demande à RTE, pour la prochaine édition du schéma décennal, les évolutions suivantes :

- Expliciter de façon systématique les facteurs justifiant l'ajout, l'abandon ou le report d'un projet.
- Clarifier les différences de démarche de planification des investissements entre les réseaux de répartition et les réseaux 400 kV.
- Développer une analyse sur les ouvrages HTB1 pertinents à inclure au sein du schéma décennal.
- Exposer dans le schéma décennal la méthode de gestion de l'incertitude utilisée par RTE pour sélectionner ses projets à dix ans.
- Pour chaque scénario retenu à 2030, mieux expliquer le choix du niveau des interconnexions. En particulier RTE précisera pour chaque frontière :
  - les volumes échangés et les flux moyens à l'import et à l'export ;
  - les taux de congestion et le différentiel de coût marginal moyen estimé lorsque l'ouvrage est congestionné à l'import et à l'export.
  - Dans la mesure du possible, il précisera les sources de production à l'origine de ces échanges.
- Indiquer pour chaque scénario à 2030, les contraintes non traitées par les projets du plan à dix ans, et les seuils de déclenchement associés à ces contraintes.
- Fournir une estimation globale des coûts d'investissements associés aux différents scénarios.

## 6. Décision de la CRE sur le schéma décennal 2014

Compte tenu des éléments présentés par RTE dans le schéma décennal, la CRE considère que le schéma décennal de développement du réseau couvre les besoins en matière d'investissement et qu'il est cohérent avec le TYNDP 2014. Les quelques écarts observés avec le TYNDP 2014 en termes de projets s'expliquent par des mises à jour d'hypothèses d'offre et de demande dans la mesure où ces deux rapports sont élaborés à des dates différentes.

Fait à Paris, le 9 juillet 2015

Pour la commission de régulation de l'énergie,

Un commissaire,

Yann PADOVA