



Paris, le 10 avril 2012

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 10 avril 2012 portant sur le schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité en France élaboré par RTE

Le code de l'énergie, transposant les directives du 3^{ème} paquet « Marché intérieur de l'électricité et du gaz », 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). En application du I de l'article L. 321-6 du code de l'énergie, RTE a soumis le 31 janvier 2012 à l'examen de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) un schéma décennal de développement du réseau pour la période 2012-2021.

Le document remis par RTE constitue la première édition d'un tel exercice. Une démarche similaire et cohérente à l'échelle européenne est concrétisée en parallèle par la publication d'un plan européen de développement du réseau tous les deux ans.

Conformément aux dispositions du code de l'énergie, la CRE souhaite mener une consultation publique afin de recueillir les avis et remarques des utilisateurs du réseau public de transport d'électricité sur ce document.

La délibération de la CRE portant sur le schéma décennal de développement du réseau est prévue pour le mois de juillet 2012. La CRE publiera une synthèse des réponses à cette consultation.

Table des matières

1. Cadre réglementaire	3
1.1. Cadre européen.....	3
1.2. Cadre national	3
2. Cadre de travail	3
2.1. Les orientations données par les régulateurs européens.....	3
2.2. Cadre de travail	4
2.3. Hypothèses de travail sur la production et la consommation.....	4
2.4. Cohérence avec le TYNDP	6
3. Perspectives de développement à 10 ans	7
3.1. Permettre les échanges de la France avec ses voisins.....	7
3.2. Fluidifier les mouvements d'énergie et faciliter les secours entre les territoires	9
3.3. Accompagner l'évolution de la consommation	10
3.4. Accueillir la production.....	11
3.5. Veiller à la sûreté du système électrique	12
4. Volet à 3 ans.....	13
5. Consultation par RTE.....	14
6. Questions	15

1. Cadre réglementaire

1.1. Cadre européen

Le 3^{ème} paquet « Marché intérieur de l'électricité et du gaz » concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité prévoit de nouvelles obligations pour les gestionnaires de réseau de transport (GRT) et de nouveaux pouvoirs pour les régulateurs nationaux en matière de contrôle des investissements réseau.

Au niveau européen, le règlement (CE) n° 2009/714 a institué une démarche coordonnée de planification de réseau. Le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport pour l'électricité (ENTSO-E) doit ainsi rédiger tous les deux ans un plan décennal non contraignant de développement du réseau dans l'ensemble de l'Union comprenant des perspectives européennes sur l'adéquation des capacités de production, après une consultation ouverte et transparente impliquant à un stade précoce tous les acteurs concernés du marché. Il a vocation à permettre un travail de prospective et une coopération technique entre les gestionnaires de réseau européens. L'agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) doit émettre un avis sur ce plan et surveiller sa mise en œuvre ainsi que sa cohérence avec les différents plans nationaux.

ENTSO-E a publié en juin 2010 une version pilote du plan décennal de développement du réseau européen (*Ten-Year Network Development Plan*, ci-après TYNDP). Une nouvelle version du TYNDP est en cours d'élaboration et fait actuellement l'objet d'une consultation publique par ENTSO-E¹. Sa publication est attendue pour le mois de juin 2012. L'ACER rendra subséquemment un avis sur ce plan.

1.2. Cadre national

La directive 2009/72/CE transposée dans le code de l'énergie donne de nouvelles obligations au gestionnaire du réseau de transport, et de nouveaux pouvoirs à la CRE. L'article L. 321-6 du code de l'énergie dispose que le gestionnaire du réseau public de transport soumet chaque année à la CRE un schéma décennal de développement du réseau fondé sur l'offre et la demande existantes et prévisionnelles. Ce plan doit indiquer aux acteurs de marché les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou mises à niveau durant les dix prochaines années, lister les investissements déjà décidés, recenser les nouveaux investissements à réaliser dans les trois ans et fournir un calendrier prévisionnel pour tous les projets d'investissements.

Le code de l'énergie prévoit que la CRE mène une consultation des utilisateurs du réseau public sur le schéma décennal, vérifie qu'il couvre tous les besoins en matière d'investissements et s'assure de sa cohérence avec le plan décennal européen publié par ENTSO-E. La CRE a la possibilité de consulter l'ACER en cas de doute sur cette cohérence. Elle peut également demander au gestionnaire de réseau public de transport la modification du schéma décennal de développement du réseau.

2. Cadre de travail

2.1. Les orientations données par les régulateurs européens

A la suite de la publication du plan décennal européen pilote TYNDP, les régulateurs européens ont formulé des recommandations² dans la perspective de l'exercice des compétences de l'ACER. Parmi ces recommandations, figurent l'harmonisation des méthodologies de planification, le développement d'études

¹ <https://www.entsoe.eu/system-development/tyndp/tyndp-2012/>

² http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/2010/E10-ENM-22-04_TYNDP%20opinion_7-Dec-2010.pdf

économiques et l'élaboration de scénarios reflétant les enjeux de politique énergétique européenne. L'analyse de la cohérence du schéma décennal avec le TYNDP conduit la CRE à considérer ces aspects.

2.2. Cadre de travail

Le périmètre du schéma décennal est défini par l'article L. 321-6 du code de l'énergie qui précise que le schéma décennal doit comporter un volet à dix ans présentant les principales infrastructures à un horizon de dix ans et un inventaire exhaustif des projets pour les trois années à venir.

La CRE et RTE ont engagé en 2010 et 2011 des travaux afin de préciser le cadre de travail relatif au schéma décennal.

Pour le volet à dix ans, a été retenu un périmètre cohérent avec celui du TYNDP, incluant l'ensemble des ouvrages 400 kV, les interconnexions et les ouvrages favorisant les échanges transfrontaliers, les lignes en courant continu, ainsi que les ouvrages 225 kV structurants. Les délais de réalisation de ces ouvrages sont en effet généralement cohérents avec l'horizon d'un plan décennal. Une présentation des projets selon cinq finalités principales a été définie en concertation avec les services de la CRE (détail au paragraphe 3). Le découpage a été établi en cohérence avec celui suivi par ENTSO-E au sein du TYNDP.

Concernant le volet à trois ans, le schéma décennal détaille les projets selon leur finalité principale :

- La liste est exhaustive pour les projets relatifs à l'intégration des marchés et à la qualité de l'électricité qui constituent les enjeux les plus prégnants pour les utilisateurs du réseau public de transport d'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 de projets concernés. Pour ceux-ci, RTE a retenu un seuil de 3 M€ comme critère d'inclusion.
Concernant les projets de raccordement, sont présentés dans le schéma décennal ceux en cours de réalisation dont la mise en service est prévue dans les trois ans.

Le schéma décennal de RTE ne présente que synthétiquement sa stratégie de renouvellement, et met l'accent sur les éléments de développement du réseau.

Q1 : Avez-vous des remarques sur le périmètre du schéma décennal proposé?

2.3. Hypothèses de travail sur la production et la consommation

RTE élabore tous les deux ans un bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande prenant en compte les évolutions de la consommation nationale d'électricité, du parc de production et des échanges avec les pays voisins.

L'article L. 321-6 du code de l'énergie dispose que le schéma décennal « *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* ».

Les hypothèses d'évolution de la consommation et de la production présentées par RTE dans le schéma décennal proviennent de l'édition 2011 du bilan prévisionnel, publiée en juillet dernier.

Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), qui découlent de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (dite « loi Grenelle II »), n'étant pas connus à l'élaboration de cette première version du schéma décennal, n'ont pu être pris en compte dans les hypothèses de développement des énergies renouvelables. Les S3REnR constituent une hypothèse structurante des développements de réseau nécessaires au raccordement de production. La finalisation des S3REnR d'ici fin 2012 devrait permettre d'intégrer ceux-ci dans les prochaines éditions du schéma décennal.

Concernant la consommation, différents facteurs structurels ou conjoncturels (augmentation de la population et du nombre de ménages, développement de nouveaux usages de l'électricité, croissance faible de la consommation de l'industrie, maîtrise de la demande de l'énergie, reprise de la croissance) ont pour effet cumulé une hausse de la consommation annuelle d'en moyenne 0,6% par an pour le scénario de référence (soit 3,2 TWh/an) conduisant aux consommations suivantes : 504 TWh en 2015, 523 TWh en 2020, 554 TWh en 2030.

Par ailleurs, la pointe de puissance poursuit sa croissance liée au développement de la consommation résidentielle par nature plus variable que la consommation de l'industrie dont la part décroît. Le transfert d'usage vers des solutions électriques renforcera cette tendance. La pointe à température de référence évolue donc de la manière suivante : 86,2 GW en 2013, 87,9 GW en 2015, 90,8 GW en 2020, 95,9 GW en 2030.

Concernant la production d'électricité, les hypothèses suivantes sont retenues dans le bilan prévisionnel :

- Nucléaire, un parc installé stable de 65 GW à partir de 2016. Charbon, un parc de 2,9 GW à l'horizon 2020 (arrêt de 3,6 GW d'ici 2016 du fait de l'application de la directive 2001/80/CE du 23/10/01 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion – dite directive GIC) ;
- Gaz, une puissance installée de 6 GW en 2015 et 6,5 GW en 2020 ;
- Fioul, une puissance installée de 1,3 GW à partir de 2016 (arrêt de 3,8 GW résultant de la directive 2010/75/UE du Parlement européen et du Conseil du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles – dite directive IED) ;
- Eolien, un développement du parc terrestre au rythme de 1 GW/an conduisant à un parc (terrestre et offshore) de 17 GW à l'horizon 2020 ;
- Photovoltaïque, une puissance installée de 8 GW à l'horizon 2020 (croissance de 0,5 à 0,8 GW/an) ;
- Cogénération, une puissance installée de 1,25 GW à l'horizon 2020 (érosion de 3,15 GW liée à l'expiration des contrats d'achat).

Le bilan prévisionnel de RTE identifie un besoin de 2 GW de capacités additionnelles pour l'horizon 2020.

L'évolution de la structure et de la localisation du parc n'est – tout comme son volume – pas neutre sur le réseau. La mise en parallèle des structures, volumes, implantations et profils de consommation et de production est déterminante dans les études de réseau. RTE élabore le bilan prévisionnel sur la base d'hypothèses prudentes de développement de la production, dans l'optique d'évaluer la capacité du système électrique à satisfaire la demande.

S'agissant de la planification de réseau, la construction d'un corps d'hypothèses relève d'une démarche différente visant notamment à s'assurer que le réseau est dimensionné pour permettre l'accueil des capacités de production susceptibles de se concrétiser. Pour autant, la CRE constate qu'au-delà des hypothèses du bilan prévisionnel, les hypothèses complémentaires de développement de la production considérées pour le développement de réseau ne sont pas explicitement précisées dans le schéma décennal. Les perspectives de développement de production thermique (en volume et en localisation) et les hypothèses de localisation des énergies renouvelables considérées à un horizon de dix ans pour le développement de réseau ne sont ainsi pas explicitées. S'agissant des énergies renouvelables, les S3REnR constitueront assurément un élément de nature à renforcer la transparence sur les hypothèses de développement de la production.

Q2 : Avez-vous des remarques concernant les hypothèses d'évolution de la consommation?

Q3 : Avez-vous des remarques concernant les hypothèses d'évolution du parc de production?

Q4 : Le niveau d'information du schéma décennal concernant les hypothèses d'évolution de la consommation et de la production vous semble-t-il satisfaisant ?

2.4. Cohérence avec le TYNDP

Le I de l'article L. 321-6 du code de l'énergie dispose que la CRE vérifie si le schéma décennal « est cohérent avec le plan européen non contraignant élaboré par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport institué par le règlement (CE) n°714/2009 ».

Une nouvelle version du TYNDP est actuellement en cours d'élaboration. Celle-ci fait actuellement l'objet d'une consultation publique d'ENTSO-E sur la base du document publié par ENTSO-E le 1^{er} mars 2012. Le TYNDP s'appuie sur des scénarios d'évolution de la consommation et de la production développés dans le *System Outlook & Adequacy Forecast (SOAF)*³ publié par ENTSO-E en janvier 2011.

Les perspectives de développement de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (production EnR) apparaissent cohérentes avec celles envisagées dans le scénario B du SOAF. S'agissant de la production thermique, les écarts constatés par la CRE pour l'horizon 2020 entre le bilan prévisionnel de RTE et le SOAF d'ENTSO-E relèvent principalement d'hypothèses complémentaires de développement de production formulées dans le cadre de la planification de réseau (cf. supra).

S'agissant des développements identifiés par les GRT dans le TYNDP, la CRE considère à ce stade de son analyse que les projets de développement d'interconnexions présentés dans le schéma décennal sont cohérents avec le TYNDP présenté par ENTSO-E le 1^{er} mars 2012.

Les enjeux de développement de réseau identifiés dans le schéma décennal apparaissent cohérents avec ceux du TYNDP. Le schéma décennal comme le TYNDP soulignent ainsi le rôle accru du réseau de transport d'électricité dans un contexte de développement de la production EnR au niveau européen et d'intégration des marchés. Le TYNDP inclut en effet l'ensemble des projets du schéma décennal visant à fluidifier les mouvements d'énergie, les principaux projets relatifs à la sécurité d'alimentation des régions Bretagne et Provence-Alpes-Côte d'Azur ainsi que le raccordement de la production éolienne *offshore*.

ENTSO-E identifie pour la décennie à venir des besoins, à l'échelle européenne, à hauteur de 104 Md€ représentant plus de 50 000 km de projets. Il convient de noter que ces besoins correspondent aux seuls projets présentant une dimension européenne, lesquels ne constituent qu'une partie des investissements réalisés par les GRT.

Dans cette perspective, le TYNDP introduit le déploiement à l'échelle européenne d'études économiques visant à faire ressortir l'intérêt pour l'Union européenne du développement des capacités d'échange. Celles-ci traduisent les efforts engagés par les GRT depuis la parution du plan pilote du TYNDP en 2010 pour une démarche de planification coordonnée. Toutefois, à l'exception d'une référence aux études économiques menées par les GRT en 2008-2009 pour le développement des capacités d'échanges entre l'Angleterre et le continent, la CRE constate que le niveau d'information du schéma décennal sur les études économiques réalisées dans le cadre du TYNDP est faible. Celles-ci constituent pourtant un éclairage essentiel pour évaluer les besoins de développement des capacités d'échange.

La CRE relève de plus quelques différences entre le schéma décennal et le TYNDP soit en termes de statut du projet, soit en termes de date de mise en service pour les projets suivants : Avelin – Gavrelle, Lonny – Seuil – Vesle, Havre – Rougemontier et Midi – Provence. Après analyse, la CRE constate que ces écarts proviennent du TYNDP et devront être modifiés en conséquence dans la version finale publiée par ENTSO-E.

Q5 : Le schéma décennal vous semble-t-il cohérent avec les perspectives européennes d'évolution de la production et de la consommation présentées dans le SOAF 2011-2025 ?

Q6 : Le schéma décennal vous semble-t-il cohérent avec le TYNDP d'ENTSO-E publié le 1^{er} mars 2012 ?

Q7 : Considérez-vous que le schéma décennal traduise de façon satisfaisante les enjeux de politique énergétique européenne ?

³ <https://www.entsoe.eu/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2011-2025/>

Q8 : Le niveau d'information du schéma décennal vous permet-il d'appréhender de façon satisfaisante la cohérence avec le TYNDP ? Et plus globalement vous paraît-il satisfaisant ?

Q9 : Avez-vous des remarques sur la cohérence des méthodologies de planification entre les niveaux national et européen ?

3. Perspectives de développement à dix ans

L'ordre de grandeur des investissements proposés par RTE dans le cadre du schéma décennal est d'environ 10 Md€ sur dix ans, au sens des principales infrastructures présentées dans le volet à dix ans.

Pour faciliter la lecture du schéma décennal et donner la motivation principale sous-tendant chacun des projets, RTE les a répartis selon cinq catégories d'objectifs comme indiqué précédemment.

Celles-ci sont cohérentes avec la présentation faite dans le cadre du TYNDP et sont les suivantes :

- permettre les échanges de la France avec ses voisins ;
- fluidifier les mouvements d'énergie et faciliter les secours entre les territoires ;
- accompagner l'évolution de la consommation ;
- accueillir la production ;
- veiller à la sûreté du système électrique.

3.1. « Permettre les échanges de la France avec ses voisins »

Les objectifs d'intégration des marchés et de politique énergétique de l'Union européenne pour une électricité décarbonée ont motivé la démarche du plan européen de transformer la juxtaposition de réseaux nationaux faiblement interconnectés en un réseau paneuropéen. C'est dans cette perspective que RTE travaille à l'augmentation des capacités d'interconnexion avec les pays frontaliers pour permettre l'échange d'énergie renouvelable donnant sens à un foisonnement européen, la mise en concurrence de tous les moyens de production selon un ordre de préséance économique européen, et la dilution d'incidents systémiques sur l'ensemble du réseau. Ces motivations recoupent les enjeux d'intégration des énergies renouvelables, d'intégration des marchés et de sécurité d'approvisionnement repris dans le TYNDP.

Au niveau européen, ces enjeux ont conduit la Commission européenne⁴ à proposer l'établissement de cinq corridors prioritaires pour les réseaux de transport d'électricité parmi lesquels deux concernent spécifiquement la France :

- *Réseau en mer dans les mers septentrionales*, en vue d'acheminer l'électricité depuis les sources d'énergie renouvelables des mers du Nord vers les centres de consommation et de stockage ;
- *Interconnexions Nord-Sud d'électricité en Europe de l'Ouest*, pour développer les interconnexions entre les Etats Membres ainsi qu'avec les pays méditerranéens en vue d'intégrer les énergies renouvelables.

Selon RTE, ce sont ainsi environ 8 GW de capacités d'échanges internationaux qui sont à l'étude ou en projet pour l'horizon 2020. Parmi ceux-ci, 2,8 GW de capacités d'échange sont en cours d'instruction ou de réalisation.

⁴ Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes et abrogeant la décision n° 1364/2006/CE, Commission européenne, 19 octobre 2011, COM (2011) 658 2011/0300/COD

A ce stade de son analyse, la CRE considère que les projets d'interconnexion présentés par RTE dans le schéma décennal sont cohérents avec les éléments présentés dans le TYNDP. Néanmoins, la CRE constate que dans le TYNDP davantage d'informations sont apportées aux acteurs sur les études économiques menées dans le cadre d'ENTSO-E pour ces projets. Dans le TYNDP, les tableaux de synthèse des projets présentent en effet les résultats des analyses multicritères réalisées par les gestionnaires de réseau et font notamment ressortir une évaluation de l'intérêt économique d'accroissement des capacités d'échange.

Par ailleurs, dans le projet de TYNDP présenté par ENTSO-E, le regroupement des projets et l'évaluation de l'impact global du groupe de projets sur les capacités de transfert permettent d'apprécier les interactions entre les développements du réseau amont et les projets transfrontaliers. Les éléments présentés dans le schéma décennal ne permettent pas d'illustrer clairement ces interactions.

1. France – Royaume Uni

Les études menées en 2008-2009 par les gestionnaires de réseau ont fait ressortir l'intérêt pour la collectivité de développer les interconnexions pour atteindre une capacité d'échange entre la Grande Bretagne et le continent (France, Benelux) d'au moins 5 GW. Ces études font notamment valoir l'impact positif du développement des capacités d'échange sur l'optimisation du fonctionnement du parc de production des pays considérés, bénéficiant ainsi à l'intégration des marchés.

Ainsi, 2 GW sont actuellement à l'étude par les gestionnaires de réseau pour compléter les interconnexions actuelles (IFA2000 – 2 GW et Britned – 1 GW) :

- un projet entre l'Angleterre et la Belgique – 1000 MW porté par NGIL et Elia dont la mise en service est attendue pour 2018 ;
- un projet entre l'Angleterre et la France – 1000 MW porté par NGIL et RTE dont la mise en service est attendue pour 2019.

S'agissant de ce dernier projet, RTE et NGIL ont engagé des études de faisabilité pour la réalisation d'une interconnexion sous-marine de 1000 MW depuis la Normandie.

RTE souligne que d'autres projets pourraient être considérés si le bénéfice pour la collectivité d'un niveau d'interconnexion entre les îles Britanniques et le continent supérieur à 5 GW était confirmé. Le TYNDP mentionne notamment un projet d'interconnexion entre la France et l'Irlande à l'étude pour un horizon long terme.

2. France – Benelux/Allemagne

Les frontières avec la Belgique et l'Allemagne sont le siège d'échanges intenses, présentant une forte variabilité du fait du développement des énergies renouvelables et de la thermosensibilité de la consommation française. A l'horizon 2020, l'évolution du mix énergétique en Allemagne et Belgique et plus généralement le développement des énergies renouvelables (à terre et en mer) sont susceptibles d'influencer fortement les flux sur ces frontières ainsi que sur le réseau du nord de la France. En 2010, RTE a renforcé la liaison 225 kV Moulaine – Aubange entre la France et la Belgique. Pour l'horizon 2020, différentes études sont en cours portant sur un nouvel axe France-Belgique, la création d'un nouveau point d'échange France – Belgique – Allemagne au Luxembourg à l'occasion de l'évolution de l'alimentation du Grand-Duché de Luxembourg, ou encore l'intégration des énergies renouvelables des mers du Nord au travers du développement de réseaux *offshore* et de leurs raccordements aux réseaux terrestres.

3. France – péninsule ibérique

La capacité d'interconnexion de la France avec l'Espagne est aujourd'hui de 1400 MW de la France vers l'Espagne, plaçant la péninsule ibérique dans une situation d'isolement électrique. Par ailleurs, le fort développement des énergies renouvelables en Espagne, et la perspective de projets de production solaire installés en Afrique du Nord renforcent à long terme les besoins de développement des capacités d'échange avec la péninsule ibérique.

Les gouvernements français et espagnol ont entériné en 2001 l'objectif de porter la capacité d'échange à 2800 MW, puis à plus long terme à 4000 MW.

- S'agissant de l'objectif de 2800 MW, RTE et REE se sont engagés dans la réalisation d'une interconnexion souterraine à courant continu par l'Est des Pyrénées entre Baixas et Santa Llogaia. La mise en service de ce projet est prévue pour 2014. A la suite de ce projet, RTE et REE ont présenté des perspectives de capacités d'échange à l'horizon 2015 proches de l'objectif de 2800 MW pour les échanges depuis la France vers l'Espagne ;
- S'agissant de l'objectif de 4000 MW, RTE et REE ont engagé des études pour la réalisation d'une interconnexion sous-marine entre la région de Bilbao et l'Aquitaine à l'horizon de 2020.

4. France – Suisse/Italie

Les interconnexions transalpines ont une grande importance puisque la capacité d'importation de l'Italie repose principalement sur les frontières suisse et française.

S'agissant du développement des capacités d'échange avec l'Italie, RTE a présenté les projets suivants :

- la réorganisation des ouvrages 400 kV de la région d'Albertville (travaux en cours, échéance 2012) vise à augmenter les capacités d'échange de 600 MW ;
- le projet Savoie – Piémont d'une interconnexion à courant continu de 1200 MW entre Grande Ile et Piosasco via la galerie de sécurité du tunnel de Fréjus (en phase de concertation, échéance 2017).

Par ailleurs, au-delà de ces projets d'interconnexion, la capacité d'échange avec l'Italie demeure dépendante des interconnexions avec la Suisse compte tenu du maillage du réseau et de la répartition de la production hydraulique dans les Alpes. RTE a ainsi engagé des études avec Swissgrid visant à renforcer les interconnexions actuelles en 225 kV avec la Suisse.

3.2. « Fluidifier les mouvements d'énergie et faciliter les secours entre les territoires »

Les évolutions du parc de production thermique, le développement d'énergies renouvelables fluctuantes et la variabilité de la demande stimulent fortement les échanges interrégionaux. RTE identifie ainsi en particulier des besoins de renforcement Nord/Sud (notamment dans le Massif Central, le couloir rhodanien, en Normandie et dans le Nord de la France). Ces projets participent à la sûreté du réseau, visent à une gestion efficace du système électrique en limitant le niveau de congestion, et certains d'entre eux contribuent à l'augmentation des capacités d'échanges internationaux.

Les principaux projets identifiés par RTE et répondant à cette finalité sont :

- Le projet Cotentin – Maine avec la création d'un nouvel axe double 400 kV pour permettre l'accueil de production nucléaire ainsi que d'énergies renouvelables (en cours d'instruction – échéance 2013) ;
- Le projet de doublement de l'axe 400 kV Cergy – Terrier, à terme contraint par le développement de production au nord de l'Île de France et les restrictions environnementales sur le fonctionnement de la centrale de Porcheville (à l'étude – échéance 2018) ;
- Le projet de reconstruction de l'axe Avelin – Gavrelle entre Lille et Arras, compte tenu de l'intensification des échanges avec la Belgique et du développement de production dans le Nord de la France (en cours d'instruction – échéance 2017) ;
- Le projet de reconstruction de l'axe Lonny – Seuil – Vesle entre Reims et Charleville-Mézières, compte tenu du développement de la production éolienne et des besoins de sécurité de l'alimentation électrique de la zone (en cours d'instruction – échéance 2016) ;
- Le développement d'un axe Nord/Sud dans le massif central compte tenu du développement de production d'origine renouvelable et des besoins de restructuration du réseau de la zone (à l'étude, échéance indéterminée) ;

- Le renforcement du couloir rhodanien, compte tenu du développement de la production dans le Sud/Est de la France (projets de cycles combinés gaz sur la zone de Fos et développement de productions éoliennes et solaires) et l'évolution de la consommation industrielle de la zone, avec :
 - Le remplacement des conducteurs d'axes 400 kV au nord de Coulange (travaux en cours – échéance 2016) ;
 - La création d'une liaison courant continu souterraine et sous-marine de 1000 MW entre l'Aude et les Bouches du Rhône pour renforcer les capacités d'échange entre le Sud-Est et le Sud-Ouest, contribuant ainsi à la sécurité d'alimentation de ces régions (en cours d'instruction – échéance 2018).

Au-delà de ces projets, RTE a d'ores et déjà identifié les axes susceptibles de devoir être renforcés si des développements de production ou de capacités d'échange complémentaires devaient être considérés : entre la Haute-Normandie et le sud de l'Île-de-France (entre Penly et Villejust), au sud de Reims (axe Vesle – Mery-sur-Seine), en Vallée du Rhône (est de Lyon, sud de Tricastin) ainsi que dans l'Est de la France.

3.3. « Accompagner l'évolution de la consommation »

Pour un certain nombre de régions ou territoires, l'évolution de la consommation d'électricité peut remettre en question la sécurité d'alimentation. La Bretagne et la région Provence-Alpes-Côte d'Azur sont d'ores et déjà en situation de fragilité électrique et connaissent des situations d'exploitation tendues. Pour ces deux régions, les projets les plus significatifs engagés par RTE sont également présentés dans le TYNDP. RTE a par ailleurs identifié quatre autres zones faisant l'objet de développements d'envergure et fait ressortir une vingtaine d'autres projets, plus ponctuels et plus locaux, pour la sécurisation de différents territoires.

La Bretagne

La fragilité électrique de la Bretagne tient à la conjonction d'une forte croissance de la consommation et d'une faible production locale couplée à un réseau relativement peu maillé, structuré par deux axes 400kV dont un seul est double et s'étend jusqu'au Finistère. La mise en service d'un cycle combiné gaz à Montoir permet de sécuriser l'alimentation du Sud Bretagne à moyen terme. Toutefois des développements complémentaires sont indispensables d'une part pour garantir la sécurité d'alimentation du Nord Bretagne, et d'autre part pour traiter le risque d'écroulement de tension qui s'exprime sur la région entière :

- moyens de compensation dans l'Ouest de la France (1150 Mvar d'ici 2013) ;
- capacités de transformation 400/225kV accrues au poste de Plaine-Haute (en 2015) ;
- transformateurs-déphaseurs aux postes de Brennilis et de Mur-de-Bretagne (en 2014) ;
- axe 225kV en souterrain transverse de Lorient à Saint-Brieuc (instruction en cours – échéance 2017).

Ces projets s'inscrivent dans les dispositions du « pacte électrique breton »⁵, en complément du raccordement d'un cycle combiné gaz dans la région de Brest ainsi que des efforts engagés pour la maîtrise de la demande en électricité et le développement des énergies renouvelables.

La région Provence-Alpes-Côte d'Azur

La difficulté tient là aussi à une faible production locale (10%) de l'électricité dans la zone Sud-Est de la région et à l'existence d'un axe 400 kV unique de Marseille à Nice sur la partie côtière. Le passage en 2010 de cet axe en double ternes 400 kV au-delà de Toulon et l'accueil de moyens de production dans les Bouches-du-Rhône ont amélioré la situation en termes de saturation mais ne répondent pas à la problématique posée en cas de défaillance de cet axe double. A cet effet, RTE s'est engagé à réaliser d'ici 2015 trois lignes souterraines à 225 kV (projet actuellement en cours d'instruction) :

- entre Boute et Trans ;

⁵ <http://www.bretagne.pref.gouv.fr/fre/Les-actions-de-l-Etat/Amenagement-territoire-energie-logement/L-energie/Pacte-electrique-breton>

- entre Fréjus et Biançon ;
- entre Biançon et Bocca.

RTE indique également l'installation d'un transformateur-déphaseur à la frontière italienne visant à renforcer les secours mutuels entre les deux zones frontalières.

Quatre zones font également l'objet de projets d'envergure au titre de la sécurité d'alimentation :

- Nord de la Champagne, Reims et les Ardennes, reconstruction en double ternes de la ligne 400 kV Lonny – Seuil – Vesle qui est proche de la saturation (cf. supra) ;
- Deux-Loires, reconstruction de l'axe 225 kV entre le Puy-en-Velay, Yssingaux et Saint-Etienne compte tenu de l'évolution de la consommation et des besoins relatif à l'accueil de production ;
- Haute-Durance, remplacement de réseau 150 kV par une ligne 225 kV, complété par une restructuration du réseau 63 kV, compte tenu de l'obsolescence de l'ouvrage actuel et de sa capacité insuffisante s'exprimant à partir de 2016 ;
- Sud des Pays-de-la-Loire, création d'une injection 400 kV au poste des Mauges, création d'une ligne 225 kV entre Clisson et la Roche-sur-Yon, pour parer à la saturation locale de réseau.

3.4. « Accueillir la production »

1. Production renouvelable

Dans l'attente de la finalisation des S3REnR, les développements envisagés par RTE sont fondés sur les perspectives régionales de développement des énergies renouvelables et les travaux en cours des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE). La validation des SRCAE et l'élaboration des S3REnR permettront pour les prochaines éditions du schéma décennal d'affiner les besoins de développement du réseau en précisant notamment la localisation et les volumes d'énergies renouvelables.

Parmi les énergies renouvelables, ce sont les projets éoliens sur terre et en mer qui représentent le plus fort impact sur le réseau grand transport.

L'appel d'offres relatif au développement de 3000 MW d'éolien *offshore* permet à RTE de considérer d'ores et déjà les besoins de développement pour l'accueil de cette production.

Les besoins relatifs au développement de l'éolien terrestre identifiés à ce stade par RTE pour le réseau de Grand Transport concernent principalement la Champagne Ardenne (reconstruction de Lonny – Seuil – Vesle et renforcement de la capacité de transformation de Mery sur Seine), la Picardie et le Nord-Pas-de-Calais (poste de Fruges en coupure sur Argoeuves – Mandarins et création d'un poste en coupure sur Argoeuves – Penly), ainsi que les départements de l'Aveyron du Tarn et de l'Hérault (création d'un poste en coupure sur Gaudière – Rueyres).

Le développement de la production photovoltaïque, plus diffus, affecte peu le développement du réseau de grand transport et devrait concerner les réseaux régionaux ainsi que les interfaces avec les réseaux de distribution.

RTE reste par ailleurs attentif aux impacts que pourraient avoir certains projets de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) sur le développement de son réseau, notamment dans le massif Central.

2. Production centralisée

Compte tenu des perspectives de développement de projets de production centralisée, RTE a identifié les besoins suivants :

- zone d'accueil de production du Havre, avec le remplacement de conducteurs sur l'axe Havre – Rougemontier pour permettre l'accueil de production thermique (travaux en cours – échéance 2018) ;

- zone d'accueil de production du Cotentin, au travers du projet Cotentin – Maine complété par le remplacement de disjoncteur pour la création d'une capacité d'accueil d'environ 2500 MW (en cours d'instruction – échéance 2013) ;
- zone d'accueil de production de Fos, avec la création d'un axe 400 kV Feuille – Ponteau – Réaltor, pour permettre d'accueillir jusqu'à 3100 MW de production sur la zone de Fos (travaux en cours – échéance 2012).

Par ailleurs, RTE a intégré dans son analyse les besoins liés au raccordement d'un cycle combiné gaz dans le Finistère à la suite de l'appel d'offres lancé par le gouvernement.

3.5. « Veiller à la sûreté du système électrique »

Veiller à la sûreté du système électrique constitue une mission fondamentale du gestionnaire du réseau public de transport. Celle-ci vise à prévenir les incidents de grande ampleur pouvant s'avérer très dommageables pour la société. Les projets de lignes présentés avant participant au maillage du réseau, ils contribuent directement à la résilience du réseau. Ce qui suit ne présente que les équipements spécifiquement dédiés à la sûreté (principalement des matériels poste), facilitant la tenue de tension, la maîtrise des intensités de court-circuit, ou la stabilité du réseau.

1. Tenue de tension

S'agissant des risques d'écroulement de tension, RTE a identifié les besoins suivants en matière de moyens de compensation de réactif :

- pour l'Ouest, un programme d'installation de 1150 Mvar faisant partie des dispositions du filet de sécurité Bretagne (travaux en cours – échéance 2013) ;
- pour le Nord, un programme d'installation de 1500 Mvar compte tenu des indisponibilités de groupes et limitations de réactif observées par RTE ainsi que de l'intensification des échanges avec l'étranger (en cours d'instruction – échéance 2014) ;
- pour le Sud-Ouest, un programme d'installation de 2500 Mvar compte tenu des risques d'écroulement de tension en situation d'export vers l'Espagne, de périodes de grand froid ou de plans de production dégradés (travaux en cours – échéance 2015) ;
- pour l'Est un programme d'installation de 300 Mvar (études en cours – échéance 2015).

A plus long terme RTE a identifié des besoins supplémentaires de compensation qui pourraient être nécessaires au-delà de 2015.

A l'inverse, les périodes de faible consommation, ainsi que le développement des ouvrages en souterrain, favorisent les épisodes de hausse de tension, qui conduisent à un besoin total de plus de 1000 Mvar de selfs d'ici 2015.

2. Maîtrise des intensités de court-circuit

Le développement de la production et le renforcement du maillage du réseau augmentent les intensités de court-circuit et sont susceptibles de nécessiter le redimensionnement d'équipements de postes électriques. RTE a ainsi identifié des besoins d'augmentation de la tenue aux courants de court-circuit dans les postes 400 kV de Tavel ainsi que Tricastin (2016), Villejust (2015), Avelin (2012), et Henri-Paul (2015).

3. Stabilité

RTE a identifié les régions à risque en matière de stabilité, les risques identifiés concernent des zones faiblement maillées : le Cotentin, la Bretagne et le Sud-Ouest. Les principaux leviers pour traiter ces risques sont la création de nouveaux axes structurants permettant d'augmenter significativement le maillage du réseau. RTE envisage également le remplacement de disjoncteurs permettant, dans une moindre mesure, de repousser le risque de perte de stabilité en réduisant les durées d'élimination des défauts.

Q10 : Le niveau de développement des capacités d'échange résultant de la mise en œuvre des projets de RTE vous semble-t-il correspondre aux besoins d'intégration des énergies renouvelables, d'intégration des marchés et de sécurité d'approvisionnement ?

Q11 : Les projets présentés par RTE vous semblent-ils en adéquation avec les perspectives nationales de développement de la production ainsi qu'avec les objectifs d'intégration des énergies renouvelables ?

Q12 : Estimez-vous que les projets présentés par RTE répondent aux attentes en matière de sécurité d'alimentation des territoires ?

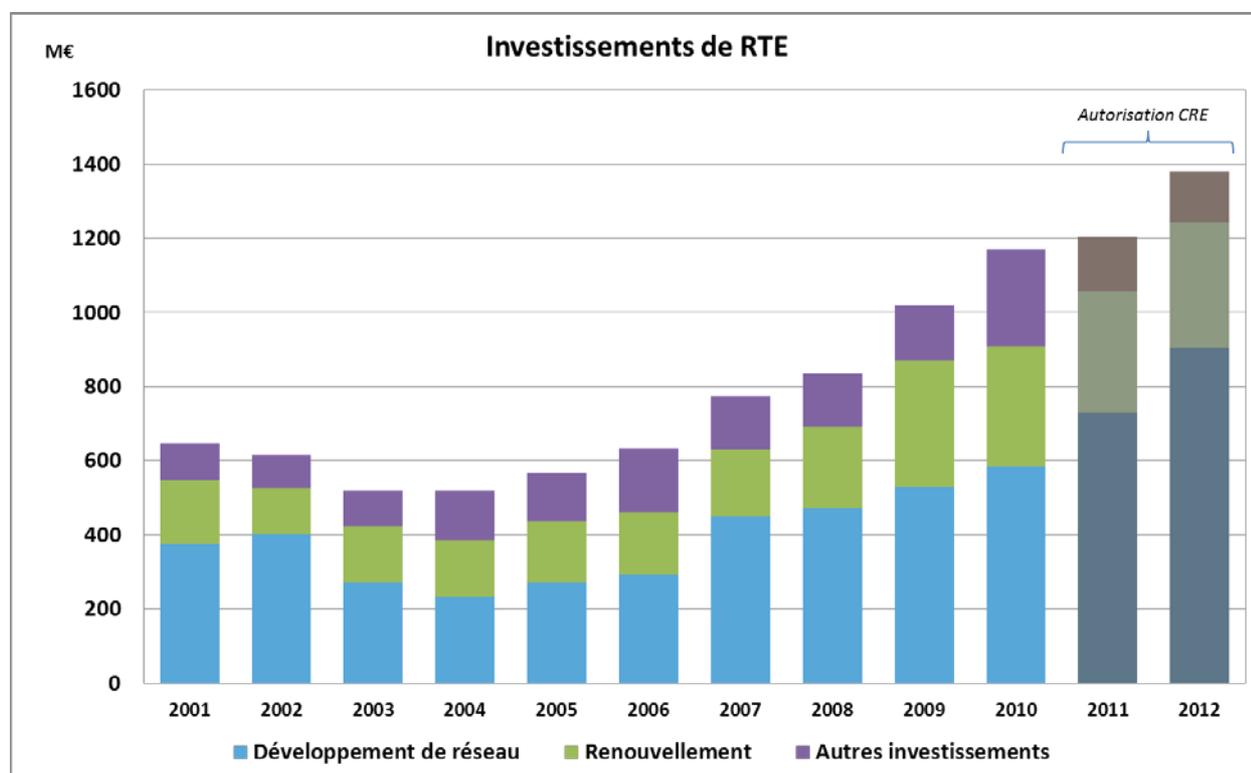
4. Volet à trois ans

A l'horizon de trois ans, les investissements consacrés au développement du réseau de transport représentent un montant cumulé d'environ 3 Md€ répartis de la manière suivante selon les principales finalités :

- 32% pour la sûreté du système ;
- 27 % pour la sécurité d'alimentation et la croissance de la charge ;
- 21% pour les interconnexions internationales ;
- 19 % pour les raccordements et l'accueil de la production.

En complément des investissements concernant le développement du réseau de transport, RTE consacrera dans les trois ans, environ 1,6 Md€ au renouvellement et à la sécurisation mécanique, dont plus d'un milliard pour le seul renouvellement des ouvrages.

Ce niveau d'investissement peut être mis en parallèle avec les investissements de RTE sur la période 2001-2012 :



Le schéma soumis par RTE présente pour chacune des sept régions électriques le contexte d'évolution, le bilan électrique régional, les principaux projets à réaliser sur la période 2012-2014 avant d'en faire la liste exhaustive. RTE mènera 155 projets au cours de ces trois années.

La mise en service de quelques projets saillants est ainsi attendue d'ici fin 2014 :

- Avelin 400 kV (2012 – travaux poste – amélioration de la sûreté du système suite à l'augmentation des échanges dans le Nord de la France) ;
- Optimisation du réseau 400 kV de la Maurienne et Albertville Grande Ile 400 kV n°3 (2012 – changement de conducteurs et restructuration de réseau – augmentation des capacités d'échange avec l'Italie) ;
- Zone d'accueil de production de Fos-Lavéra (2012 – restructuration de réseau et création de postes – accueil de production) ;
- Gaudière – Rueyres 400 kV et Baixas Gaudière 400 kV (2012 et 2013 – remplacement de conducteurs – amélioration de la sûreté du système et contribution aux échanges internationaux) ;
- Programmes d'installation de moyen de compensation de réactif dans le Nord, L'Ouest, le Sud-Ouest et la région parisienne (2012 et 2013 – tenue de tension) ;
- Fruges 400 kV (2013 – création de poste – accueil de production éolienne dans le Pas de Calais) ;
- Cotentin Maine 400 kV (2013 – nouvel axe – accueil de production dans le Cotentin et sûreté du système) ;
- Renforcement de l'alimentation électrique de la Mayenne (2014 – postes de Laval et d'Oudon) ;
- Interconnexion France Espagne par l'est des Pyrénées (2014 – augmentation des capacités d'échanges avec l'Espagne).

Q13 : Les projets à trois ans présentés par RTE vous semblent-ils répondre aux enjeux du système électrique des trois prochaines années ?

5. Consultation par RTE

RTE a construit ce schéma en donnant régulièrement aux acteurs du secteur la possibilité de s'exprimer sur son avancement au sein de la Commission Perspectives et Réseaux du CURTE (Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité).

Avant de soumettre son projet à la CRE, RTE a procédé à une consultation des acteurs sur cette version, afin de pouvoir éventuellement y intégrer leurs commentaires. Les remarques et demandes des acteurs ayant répondu s'articulent autour de quatre axes :

- la prise en compte du développement des énergies renouvelables par RTE (scénario de développement, cohérence avec les S3REnR, conséquence sur la création ou l'amélioration des postes sources) ;
- le détail sur les projets de RTE (gain de puissance transmissible, éléments de coûts, date de mise en service) ;
- le renouvellement des ouvrages de RTE (inclusion dans le schéma, stratégie de renouvellement) ;
- les potentiels de raccordement (localisation régionale des potentiels, données des coûts par régions).

Q14 : Considérez-vous satisfaisantes les modalités de consultation mises en place par RTE ? Selon vous, les acteurs sont-ils impliqués suffisamment tôt dans l'élaboration du schéma décennal ?

6. Questions

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 10 mai 2012 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dare.cp3@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents /Consultations publiques » ;
- par courrier postal à l'adresse suivante :

Commission de régulation de l'énergie
Direction de l'accès aux réseaux électriques
15, rue Pasquier
75379 Paris Cedex 08
France

Une synthèse des contributions sera publiée par la CRE, sous réserve de la préservation des secrets protégés par la loi. Les contributeurs sont invités à préciser dans leur contribution les éléments pour lesquels ils souhaitent préserver l'anonymat et/ou la confidentialité.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions suivantes, en argumentant si possible leurs réponses.

Q1 : Avez-vous des remarques sur le périmètre du schéma décennal proposé ?

Q2 : Avez-vous des remarques concernant les hypothèses d'évolution de la consommation ?

Q3 : Avez-vous des remarques concernant les hypothèses d'évolution du parc de production ?

Q4 : Le niveau d'information du schéma décennal concernant les hypothèses d'évolution de la consommation et de la production vous semble-t-il satisfaisant ?

Q5 : Le schéma décennal vous semble-t-il cohérent avec les perspectives européennes d'évolution de la production et de la consommation présentées dans le SOAF 2011-2025 ?

Q6 : Le schéma décennal vous semble-t-il cohérent avec le TYNDP d'ENTSO-E publié le 1^{er} mars 2012 ?

Q7 : Considérez-vous que le schéma décennal traduit de façon satisfaisante les enjeux de politique énergétique européenne ?

Q8 : Le niveau d'information du schéma décennal vous permet-il d'appréhender de façon satisfaisante la cohérence avec le TYNDP ? Et plus globalement vous paraît-il satisfaisant ?

Q9 : Avez-vous des remarques sur la cohérence des méthodologies de planification entre les niveaux national et européen ?

Q10 : Le niveau de développement des capacités d'échange résultant de la mise en œuvre des projets de RTE vous semble-t-il correspondre aux besoins d'intégration des énergies renouvelables, d'intégration des marchés et de sécurité d'approvisionnement ?

Q11 : Les projets présentés par RTE vous semblent-ils en adéquation avec les perspectives nationales de développement de la production ainsi qu'avec les objectifs d'intégration des énergies renouvelables ?

Q12 : Estimez-vous que les projets présentés par RTE répondent aux attentes en matière de sécurité d'alimentation des territoires ?

Q13 : Les projets à trois ans présentés par RTE vous semblent-ils répondre aux enjeux du système électrique des trois prochaines années ?

Q14 : Considérez-vous satisfaisantes les modalités de consultation mises en place par RTE ? Selon vous, les acteurs sont-ils impliqués suffisamment tôt dans l'élaboration du schéma décennal ?

Q15 : Avez-vous d'autres remarques ?